

REGIONE
BASILICATA



COMUNE DI
VENOSA



COMUNE DI
LAVELLO



COMUNE DI
MONTEMILONE



Provincia POTENZA



PROVINCIA DI POTENZA

**PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO
EOLICO DENOMINATO "CE MONTEMILONE" COSTITUITO DA
8 AEROGENERATORI CON POTENZA COMPLESSIVA DI 48 MW
E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA R.T.N.**

**STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE
STRUMENTI DI PIANIFICAZIONE E SISTEMA VINCOLISTICO**

Relazione

ELABORATO
A.17.1.1

SCALA

-

PROPONENTE:

**ABEI ENERGY
GREEN ITALY II SRL**
16335491003



**ABEI ENERGY
GREEN ITALY II S.R.L.**
Via Vincenzo Bellini, 22
00198 Roma (RM)
pec: abeienergygreenitaly2@legalmail.it

PROGETTO:



ATECH srl
Via della Resistenza 48
70125- Bari (BA)
pec: atechsr@legalmail.it

dott. Ing. Alessandro Antezza

Il DIRETTORE TECNICO
dott. Ing. Orazio Tricarico

**Studio di Impatto Ambientale,
Geologia, Paesaggio:**



Via Sergio Amidei, 43 - 00128 Roma - Italy
tel (+39) 06.50.79.64.16 - fax (+39) 06.94.80.36.43
www.studiodiconsulenza3e.it
info@studiodiconsulenza3e.it

**Il Responsabile del Gruppo di
Progettazione Ambientale**

Dott. Geol. Andrea RONDINARA

Il Geologo

Dott. Geol. Andrea RONDINARA

Dott. Geol. Davide PISTILLO

Paesaggio

Dott. Arch. Vincenzo BONASORTA

Acustica

Dott. Ing. Valerio MENCACCINI

0	MARZO 2022	V. Bonasorta	A. Rondinara	A. Rondinara	Emissione
EM./REV.	DATA	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO	DESCRIZIONE

INDICE

1. PREMESSA	4
1.1. Localizzazione degli interventi	4
2. PIANIFICAZIONE E PROGRAMMAZIONE	5
2.1. La pianificazione di settore	8
2.1.1. Pianificazione e programmazione energetica europea.....	8
2.1.1.1. Liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica	11
2.1.1.2. Piano Strategico Europeo per le tecnologie energetiche (Piano SET)	13
2.1.1.3. Capacity Market.....	14
2.1.2. Pianificazione e programmazione energetica nazionale.....	16
2.1.2.1. La politica energetica nazionale	16
2.1.2.2. Strategia Energetica Nazionale (SEN)	19
2.1.2.3. Piano nazionale integrato per l'energia e il clima per il periodo 2021-2030 (PNIEC)	21
2.1.2.4. Quadro strategico 2019-2021 di ARERA	24
2.1.3. Pianificazione e programmazione energetica regionale.....	27
2.1.3.1. Piano Energetico Ambientale Regionale (PIEAR) della Regione Basilicata	27
2.1.4. Legge Regionale n. 54 del 30 dicembre 2015	36
2.2. La pianificazione territoriale generale	44
2.2.1. Il Piano Paesaggistico Territoriale Regionali	44
2.2.1.1. Piano Paesaggistico Regione Basilicata	44
2.2.1.2. Piano Paesaggistico Regione Puglia.....	45
2.2.2. Il Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale della Provincia di Potenza.....	46
2.2.1. Gli strumenti urbanistici comunali.....	49
2.2.1.1. Comune di Venosa.....	50
2.2.1.2. Comune di Lavello	50
2.2.1.3. Comune di Montemilone.....	51
3. IL SISTEMA DEI VINCOLI E DELLE TUTELE	54
3.1. Vincoli paesaggistici.....	54
3.2. Altri vincoli	56

3.2.1.	Vincolo idrogeologico	56
3.2.2.	Il Piano di Assetto Idrogeologico (PAI)	57
3.2.3.	Carta Forestale Regionale	60
3.2.4.	Siti UNESCO	63
3.2.5.	Beni monumentali.....	63
3.2.6.	Beni archeologici.....	64
3.2.7.	Piani Paesistici di Area Vasta.....	66
3.2.8.	Aree Protette	68
3.2.9.	Zone Umide.....	69
3.2.10.	Oasi WWF.....	70
3.2.11.	Rete Natura 2000.....	71
3.2.12.	IBA – Important Bird Area	73
3.2.13.	Rete Ecologica.....	74
3.2.14.	Alberi monumentali	74
3.2.15.	Aree agricole	75
4.	CONCLUSIONI	77

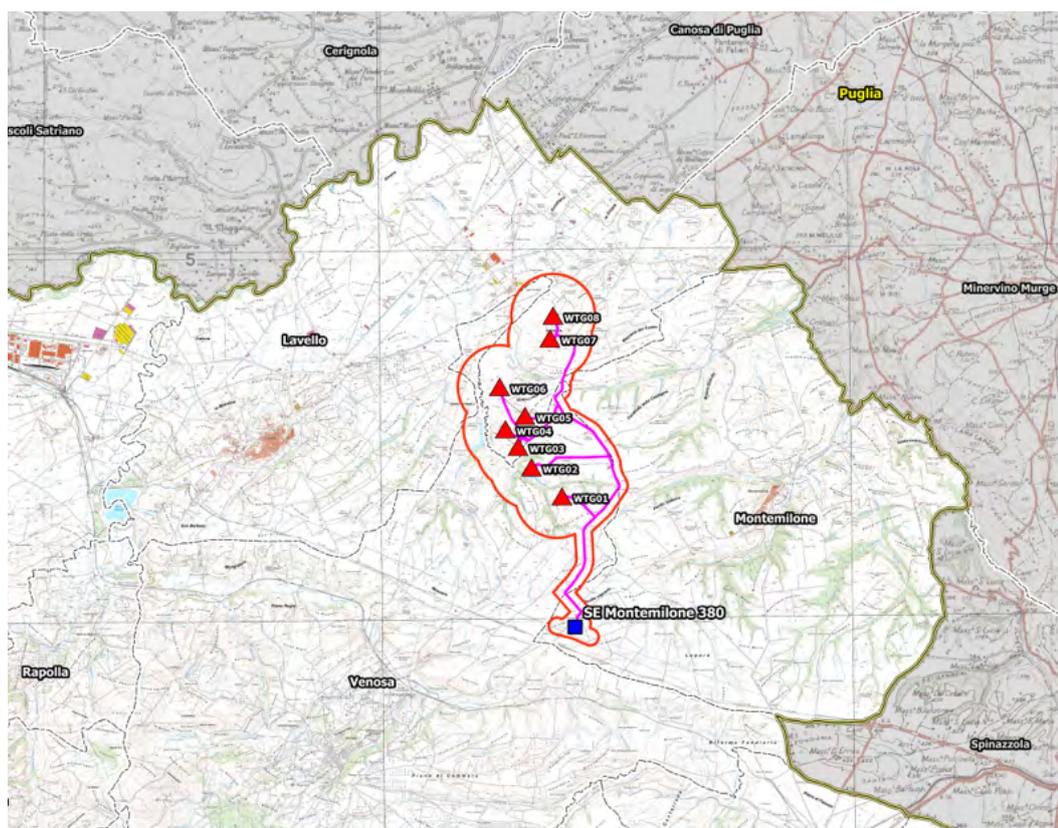
1. PREMESSA

Oggetto del presente elaborato è l'analisi della pianificazione territoriale e di settore relativa al Progetto definitivo per la realizzazione di un impianto eolico denominato "CE Montemilone" costituito da 8 aerogeneratori con una potenza complessiva di 48 MW e relative opere di connessione alla RTN da realizzarsi nei comuni di Venosa, Lavello e Montemilone (PZ).

La presente relazione, quindi, ha come obiettivo principale la ricostruzione dei rapporti di coerenza intercorrenti tra progetto proposto e gli obiettivi perseguiti dagli strumenti di programmazione e pianificazione all'interno dei quali l'insieme degli interventi che lo caratterizzano sia riconducibile.

1.1. Localizzazione degli interventi

Il progetto prevede l'installazione di n°8 pale eoliche da 6.0 MW della Siemens Gamesa mod. SG 6.0-170 sul territorio dei comuni di Venosa, Lavello e Montemilone, in provincia di Potenza.



Inquadramento dell'area occupata dal futuro impianto eolico

2. PIANIFICAZIONE E PROGRAMMAZIONE

Secondo la sua tradizionale articolazione il quadro pianificatorio è suddivisibile nelle seguenti categorie:

- pianificazione generale.
- pianificazione separata.

La pianificazione generale comprende gli strumenti di pianificazione aventi per finalità il governo del territorio, colto nella sua totalità e complessità. Appartengono a questa categoria i piani territoriali di area vasta di livello regionale e provinciale, e quelli urbanistici locali.

La pianificazione separata è costituita dalla pianificazione di settore e nello specifico, in questa sede, date le caratteristiche dell'oggetto dello studio, si è fatto riferimento al settore energetico oltre che, naturalmente a quello ambientale.

Stante la natura dell'opera proposta ed in ragione della richiamata articolazione del quadro pianificatorio, nel caso in specie questo è stato articolato secondo i diversi livelli di competenza nazionale, regionale, provinciale e locale.

Sono stati in ultimi presi in considerazione il sistema dei vincoli e delle tutele, derivanti dalla legislazione nazionale e regionale o apposti dall'amministrazione statale.

Tale complessità di tipologie di pianificazione origina quindi un altrettanto complesso insieme di rapporti Opera – Piani, i quali sono in primo luogo distinguibili in "rapporti di coerenza", qualora riferiti agli obiettivi, ed in "rapporti di conformità", nel caso in cui abbiano ad oggetto la rispondenza con l'apparato normativo.

Muovendo da tale classificazione dei rapporti Opera – Piani, appare evidente come la trattazione dei rapporti di conformità riguardanti aspetti direttamente connessi a fenomeni potenzialmente determinati dalle azioni di progetto, come ad esempio l'inquinamento atmosferico o quello acustico, oppure il rischio idraulico, possa trovare più pertinente trattazione all'interno di quelle parti dello Studio di Impatto Ambientale nelle quali detti fenomeni sono indagati.

In altre parole, si ritiene che svolgere la trattazione di detta tipologia di strumenti pianificatori all'interno del presente capitolo, ossia in modo avulso dall'esame dei termini in cui l'opera in progetto concorre alla determinazione di quei fenomeni la cui regolamentazione è oggetto di tali Piani, non

arrechi alcun beneficio alla comprensione sia del rapporto Opera – Piani, sia del fenomeno al quale questo si riferisce.

Le tipologie di rapporti Opera – Piani ai quali si è fatto riferimento sono le seguenti:

- "Rapporti di coerenza", aventi attinenza con gli obiettivi perseguiti dagli strumenti pianificatori;
- "Rapporti di conformità", aventi attinenza con l'apparato normativo dei Piani e del regime di tutela definito dal sistema dei vincoli e dalla disciplina ambientale.

Il contesto pianificatorio di riferimento preso in esame, in quanto utile a determinare informazioni ed elementi pertinenti all'opera di progetto viene riassunto di seguito:

Ambito	Strumento	Estremi
Regionale	Piano paesaggistico Territoriale Regionale (PPR) della Basilicata	DGR n741 del 17/09/2021 Protocollo di Intesa tra Regione; MIC e MITE per l'aggiornamento dei Beni culturali e approvazione dei criteri metodologici per la redazione del Piano Programmatico.
Provinciale	Piano territoriale di Coordinamento Provinciale	La Provincia di Potenza ha approvato con Deliberazione del Consiglio provinciale n. 56 del 27 novembre 2013 il Piano Strutturale provinciale.
Comune	Comune di Venosa	Il Comune di Venosa è dotato di Regolamento urbanistico redatto ai sensi dell'art. 36, comma 3, della L.R. 23/1999 e s.m.i., adottato con Deliberazione di Consiglio Comunale n° 40 del 25.10.2011.
	Comune di Lavello	Il comune di Lavello è dotato di regolamento urbanistico approvato con Delibera del Consiglio Comunale n.39 del 30/08/2021
	Comune di Montemilone	Il Comune di Montemilone è dotato di Piano Regolatore Generale approvato con D.P.G.R. n. 1026 del 1986.

PIANIFICAZIONE GENERALE

Livello	Strumento	Estremi
Europeo	Sistema per lo scambio di quote di emissione dei gas a effetto serra	Direttiva 2003/87/CE (ultimo aggiornamento Direttiva 2018/410/CE)

Livello	Strumento	Estremi
	Libro Verde sull'energia	Commissione Europea - 2006
	Roadmap 2050	Commissione Europea - 2011
	Clean Energy Package	Commissione Europea - 2016
Nazionale	Piano di Azione Nazionale sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili	
	Linee guida nazionali per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili	D.M. 10 settembre 2010
	Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE	D.lgs. n. 28/2011
	Definizione e qualificazione degli obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili e definizione della modalita' di gestione dei casi di mancato raggiungimento degli obiettivi da parte delle regioni e delle provincie autonome (c.d. Burden Sharing).	D.M. 15 marzo 2012
	Piano d'Azione per l'Efficienza Energetica (PAEE 2017)	Decreto 11/12/2017 del Ministero dello Sviluppo economico
	Strategia Energetica Nazionale (SEN)	Decreto interministeriale del 10 novembre 2017 del Ministero dello Sviluppo Economico e del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
	Piano nazionale integrato per l'energia e il clima per il periodo 2021-2030 (PNIEC)	Ministero dello Sviluppo Economico
	Quadro strategico 2019-2021 di ARERA	Deliberazione ARERA n. 242/2019/A del 18 giugno 2019
Regionale	Piano Energetico Ambientale Regionale della Regione Basilicata	Pubblicato sul BUR n. 2 del 16 gennaio 2010
	Disciplinare per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Il Disciplinare, approvato con Deliberazione della Giunta Regionale n. 2260 del 29 dicembre 2010, è stato pubblicato sul Bollettino Ufficiale della Regione Basilicata n. 51 in data 31 dicembre 2010.

Livello	Strumento	Estremi
		La Deliberazione della Giunta Regionale n. 41 del 19 gennaio 2016, pubblicata sul Bollettino Ufficiale della Regione Basilicata n. 4 del 1 febbraio 2016, ha modificato il suddetto Disciplinare.
	Recepimento dei criteri per il corretto inserimento nel paesaggio e sul territorio degli impianti da fonti di energia rinnovabili ai sensi del D.M. 10.09.2010	Legge regionale n.54 del 30/12/2015

PIANIFICAZIONE SEPARATA – SETTORE ENERGETICO

2.1. La pianificazione di settore

2.1.1. Pianificazione e programmazione energetica europea

Le priorità della politica energetica dell'Unione Europea sono indicate nel Libro Verde sull'energia pubblicato dalla Commissione Europea nel 2006. Esse sono:

- garantire la sicurezza degli approvvigionamenti energetici (security of supply);
- limitare la dipendenza dalle importazioni di idrocarburi (competitiveness);
- coniugare le politiche energetiche con il contrasto al cambiamento climatico (sustainability).

Alla luce di queste priorità, il 10 gennaio 2007 la Commissione ha definito un pacchetto integrato di misure – il cosiddetto "pacchetto energia" – che istituisce la Politica energetica europea. Le proposte della Commissione sono state appoggiate dai capi di stato e di governo dell'Unione i quali, in occasione del Consiglio Europeo del marzo 2007, hanno ufficialmente lanciato la cosiddetta strategia del "20-20-20 entro il 2020". Più esattamente, si vogliono raggiungere, entro il 2020, i seguenti risultati:

- riduzione delle emissioni di CO2 del 20% rispetto ai livelli del 1990;
- aumento dell'efficienza energetica pari al 20% del consumo totale di energia primaria;
- incremento della percentuale complessiva delle energie rinnovabili, portandola a circa il 20% del consumo totale di energia dell'UE (per raggiungere questo obiettivo si è deciso anche che

ogni Paese dell'Unione debba aumentare del 10% l'uso di biocarburanti nel settore dei trasporti entro il 2020).

Tali obiettivi sono stati declinati tramite un Pacchetto di direttive noto con il nome di "Pacchetto 20-20-20" e successivamente implementati nelle normative nazionali dagli Stati Membri.

La Commissione Europea ha sviluppato, inoltre, un importante strumento di natura volontaria per gli Enti Locali per la promozione degli obiettivi del "20-20-20": il cosiddetto "Patto dei Sindaci". Questa iniziativa impegna le città europee a ridurre di almeno il 20% le proprie emissioni di gas serra al 2020 attraverso l'attuazione di un Piano di Azione per l'Energia Sostenibile (PAES). I Comuni firmatari si impegnano in particolare a preparare un Inventario Base delle Emissioni (Baseline) come punto di partenza per il PAES e a presentare piani di monitoraggio e valutazione delle azioni intraprese. Gli impegni assunti con la sottoscrizione del Patto dei Sindaci sono vincolanti.

Successivamente, nel 2011, la Commissione ha definito nella tabella di marcia verso un'economia competitiva a basse emissioni di carbonio nel 2050, attraverso la Roadmap 2050 il cui principale obiettivo è la riduzione, entro il 2050, delle emissioni di gas serra da 80 a 95% rispetto ai livelli del 1990.

Nel 2016, la Commissione Europea ha presentato una serie di proposte legislative note sotto il nome di Clean Energy Package, volte a rivedere le politiche europee in materia di energia e clima coerentemente con gli impegni derivanti dall'Accordo di Parigi e con la Roadmap europea al 2050. Il Pacchetto è stato approvato definitivamente da Parlamento e Consiglio Europeo nel corso del 2018 ed è attualmente in fase di pubblicazione in Gazzetta Ufficiale EU.

Il Clean Energy Package, oltre a stabilire e aggiornare le norme di funzionamento del sistema elettrico comunitario, stabilisce gli obiettivi in materia di fonti rinnovabili ed efficienza energetica al 2030:

- contributo delle fonti rinnovabili ai consumi finali di energia pari al 32% entro il 2030. Non viene indicata la declinazione di tali obiettivi a livello settoriale o di Stato Membro, ma si lascia a ciascun Paese tale compito;
- riduzione dei consumi finali di energia al 2030 pari al 32,5% e introduzione di un sistema di risparmio di energia finale in capo agli operatori pari allo 0,8% annuo a partire dal 2021 e rispetto alla media dei consumi finali del triennio 2016-2018.

Gli Stati Membri devono indicare il proprio contributo a tali obiettivi e le misure che intendono mettere in atto, tramite la presentazione dei Piani Nazionali Integrati Energia e Clima e un attento sistema di monitoraggio periodico di cui la Commissione Europea sarà partecipe.

Per quanto riguarda la regolamentazione europea di dettaglio sul contenimento delle emissioni di gas serra, la Commissione europea con la direttiva 2003/87/CE ha istituito un sistema per lo scambio di quote di emissione dei gas a effetto serra (modificato successivamente con la Direttiva 2009/29/CE che lo perfeziona e dal Piano Triennale di Attuazione del PER 2017-2019 che lo estende), "al fine di promuovere la riduzione di dette emissioni secondo criteri di validità in termini di costi e di efficienza economica".

Il sistema ETS (Emission Trading System) europeo è di tipo cap-and-trade, ovvero fissa un limite massimo (cap) per le emissioni di CO₂ generate dai circa 10.000 impianti industriali più energivori europei (di cui circa 1.400 situati in Italia) che ricadono nel campo di applicazione della direttiva, e che sono responsabili del 50% delle emissioni di CO₂ europee, lasciando agli operatori la libertà di scegliere se adempiere all'obbligo di riduzione delle proprie emissioni oppure acquistare da altri operatori (possessori di diritti in eccesso rispetto alle loro necessità) i diritti di emissione necessari per gestire il proprio impianto. A partire dal 2013, i diritti di emissione vengono assegnati principalmente tramite aste centralizzate a livello europeo, con eccezioni previste per alcuni settori esposti a livelli elevati di competizione internazionale (ai quali una parte delle quote di emissione viene assegnata a titolo gratuito).

Successivamente la direttiva 2018/410/CE ha aggiornato il sistema di emission trading, stabilendo che:

- per ottemperare in maniera economicamente efficiente all'impegno di abbattere le emissioni di gas a effetto serra della Comunità rispetto ai livelli del 1990, le quote di emissione assegnate a tali impianti dovrebbero essere, nel 2030, inferiori del 43% rispetto ai livelli di emissione registrati per detti impianti nel 2005;
- a decorrere dal 2021 un decremento annuo lineare pari al 2,2%;
- un meccanismo di aggiustamento del quantitativo di quote in circolazione finalizzato ad assorbire l'eccesso di offerta;

- l'istituzione del Fondo Innovazione per il finanziamento di tecnologie low carbon e del Fondo Modernizzazione per modernizzazione i sistemi energetici di 10 Stati Membri caratterizzati da situazioni economiche peggiori rispetto alla media UE.

Il progetto in esame contribuisce senz'altro a raggiungere gli obiettivi del COP21 e alle azioni che l'Italia dovrà intraprendere per garantire la sua partecipazione a quanto proposto nell'accordo.

2.1.1.1. Liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica

Il Clean Energy Package ha aggiornato gran parte della regolamentazione europea relativa al mercato dell'energia elettrica. Esso infatti aggiorna i seguenti provvedimenti, facenti parte del Terzo Pacchetto Energia del 2009:

- la Direttiva 2009/72/CE relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica;
- il Regolamento 713/2009 che istituisce una Agenzia per la cooperazione tra i regolatori nazionali dell'energia;
- il Regolamento 714/2009 relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica.

Le misure adottate nel Terzo Pacchetto Energia mirano, tra l'altro:

- a rafforzare i poteri e l'indipendenza dei regolatori nazionali dell'energia;
- ad incrementare la collaborazione fra i gestori delle reti di trasmissione di elettricità e gas, in modo da favorire un maggior coordinamento dei loro investimenti;
- a favorire la solidarietà fra gli Stati membri in situazioni di crisi energetica.

In tale contesto, l'Europa ha avviato importanti modifiche nella regolamentazione del settore dell'energia caratterizzate dalla liberalizzazione dei servizi energetici a rete, cioè quelli relativi alla fornitura dell'energia elettrica e del gas. Questo processo ha origini nella Direttiva 96/92/CE, abrogata dalla Direttiva 2003/54/CE, oggi sostituita dalla citata Direttiva 2009/72/CE, recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, fino ad arrivare alla nuova formulazione da poco approvata nell'ambito del Clean Energy Package. Tali norme hanno trovato applicazione con gradualità nei diversi Stati Membri; in Italia, la liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica si è realizzata per effetto del D. Lgs. n. 79 del 16 marzo 1999, che ha stabilito che sono completamente libere le attività di produzione, importazione, esportazione, acquisto e vendita di energia elettrica,

mentre le attività di trasmissione e dispacciamento sono riservate allo Stato, che le ha attribuite in concessione a Terna S.p.A..

Il processo di liberalizzazione è avvenuto progressivamente, inizialmente riguardando solo le grandi imprese, poi le aziende ed in fine, dal 1° luglio 2007 (con il Decreto Legge n. 73 del 2007 convertito con modificazioni dalla L. 3 agosto 2007, n. 125 (in G.U. 14/08/2007, n.188) tutti i clienti, privati e aziende, possono scegliere il proprio fornitore di energia elettrica, realizzandosi così la liberalizzazione completa del settore.

Con la pubblicazione sulla Gazzetta Ufficiale Europea del 14 giugno 2019 degli ultimi quattro provvedimenti del pacchetto Clean Energy Package, l'Unione Europea completa la riforma del proprio quadro per la politica energetica, stabilendo i presupposti normativi per la transizione verso l'energia pulita. Ricordiamo i quattro provvedimenti adottati:

- Regolamento (UE) 2019/941 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2005/89/CE.
- Regolamento (UE) 2019/942 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 che istituisce un'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia.
- Regolamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 sul mercato interno dell'energia elettrica.
- Direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE.

In particolare, quest'ultima e il regolamento 2019/943 sono relativi al mercato interno dell'elettricità e hanno lo scopo di renderlo più flessibile tenendo conto del peso sempre più preponderante delle rinnovabili. Per evitare di finanziare le fonti fossili, il regolamento prevede un limite di emissione di 550 g di CO₂ di origine fossile per kWh di energia elettrica: le nuove centrali elettriche che hanno maggiori emissioni non potranno partecipare ai meccanismi di capacità (ovvero a remunerazioni per i fornitori di elettricità che si impegnano a mantenerla e metterla a disposizione in caso di bisogno per garantire la sicurezza del sistema elettrico, vedi successivo § 2.2.1.3). Le

centrali esistenti potranno continuare ad esercire solo a determinate condizioni e comunque non oltre il 1 luglio 2025.

2.1.1.2. Piano Strategico Europeo per le tecnologie energetiche (Piano SET)

Con il Piano Strategico Europeo per le Tecnologie Energetiche (SET Plan, Nov. 2007), la Commissione Europea riporta l'innovazione tecnologica al centro delle strategie per ridurre le emissioni di gas serra e per garantire la sicurezza degli approvvigionamenti energetici.

Dopo la liberalizzazione dei mercati energetici e l'introduzione di importanti meccanismi finanziari (emission trading) volti ad attribuire un valore economico alla riduzione delle emissioni, l'attenzione torna sullo sviluppo tecnologico, in particolare su quelle tecnologie che consentono di accrescere l'efficienza energetica e di ridurre le emissioni di gas serra.

L'obiettivo è quello di pilotare, attraverso tali tecnologie, una rivoluzione nella domanda di servizi energetici, tale da conseguire, entro il 2020, una riduzione dei consumi di energia del 20% rispetto alle previsioni tendenziali, una penetrazione delle fonti rinnovabili nel mix energetico del 20% e una riduzione delle emissioni di gas serra del 20% rispetto ai livelli 1990, creando nello stesso tempo opportunità di sviluppo economico per l'Europa.

Il SET Plan si configura in parte come strumento di attuazione delle linee di politica energetica indicate dal Consiglio Europeo e, in parte, come strumento organizzativo verso assetti più funzionali della cooperazione e dell'integrazione europea nel settore energetico.

Il SET Plan offre ai Paesi Membri elementi e strategie per ricalibrare le loro politiche di sviluppo delle tecnologie a basse emissioni e per individuare delle traiettorie tecnologiche per il conseguimento degli obiettivi comunitari.

In particolare, il Piano strategico europeo per le tecnologie energetiche stabilisce:

- l'avvio di una serie di nuove iniziative industriali europee prioritarie, incentrate sullo sviluppo di tecnologie per le quali la cooperazione a livello comunitario costituisce un valore aggiunto eccezionale;
- il potenziamento di ricerca e innovazione del settore industriale mediante coordinamento delle attività europee, nazionali e private;

- l'istituzione di un'alleanza europea della ricerca nel settore dell'energia per rafforzare considerevolmente la cooperazione tra gli organismi di ricerca nel settore dell'energia;
- un'attività più intensa di programmazione e previsione a livello europeo per le infrastrutture e i sistemi energetici.

Per consentire di tracciare un quadro preciso delle tecnologie energetiche in Europa sono previsti anche l'istituzione di un sistema di informazione e la messa a punto, in collaborazione con gli Stati membri, di un procedimento che consenta la pianificazione congiunta della ricerca sulle tecnologie energetiche.

Nel settembre 2015 la Commissione ha pubblicato una Comunicazione che definisce la nuova strategia di ricerca e innovazione dei prossimi anni. Il SET Plan così integrato mette in evidenza i settori in cui l'Unione Europea deve rafforzare la cooperazione con i Paesi del SET Plan e coi portatori di interesse per introdurre sul mercato nuove, efficienti e competitive tecnologie a basse emissioni di carbonio.

Il progetto in esame risulta essere coerente con le strategie comunitarie in materia di pianificazione energetica.

2.1.1.3. Capacity Market

I meccanismi di remunerazione della capacità (CRM, Capacity Remuneration Mechanisms) sono misure volte a garantire l'adeguatezza del sistema elettrico (copertura del picco di domanda con adeguato margine di riserva). In genere, questi meccanismi permettono ai fornitori di capacità elettrica di ottenere una remunerazione supplementare, che si aggiunge alle entrate ottenute dalla vendita dell'elettricità sul mercato, in cambio del mantenimento della capacità esistente o dell'investimento in capacità nuova. Tale remunerazione supplementare, potendo avere un impatto sulla concorrenza nel mercato interno dell'energia elettrica, deve essere valutata alla luce delle norme UE in materia di aiuti di Stato.

I meccanismi di remunerazione della capacità approvati sono stati analizzati, infatti, sulla base della Disciplina in materia di aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia 2014-2020, che definisce i criteri che tali meccanismi devono soddisfare per risultare conformi alle norme comunitarie in materia di aiuti di Stato. In tale contesto, la Commissione Europea ha tenuto conto delle informazioni raccolte nel quadro della sua indagine settoriale in materia di aiuti di Stato relativa ai

meccanismi di remunerazione della capacità, conclusasi nel 2016, condotta in undici Stati membri tra cui il Belgio, la Francia, la Germania, l'Italia e la Polonia.

Nella relazione finale dell'indagine settoriale si evidenzia che i meccanismi di remunerazione della capacità devono rispondere ad un genuino bisogno di sicurezza dell'approvvigionamento ed essere concepiti in modo tale da evitare le distorsioni della concorrenza e garantire la sicurezza dell'approvvigionamento al minor costo possibile per i consumatori.

Il piano italiano, approvato dalla Commissione Europea nel febbraio del 2018, prevede l'introduzione di un meccanismo di remunerazione di capacità sotto forma di Capacity Market, la cui partecipazione è aperta a tutte le risorse. Il meccanismo è stato approvato per un periodo di dieci anni, durante i quali l'Italia attuerà anche alcune riforme del mercato, con cui intende porre rimedio ai rischi strutturali che caratterizzano l'approvvigionamento del mercato dell'energia elettrica.

In sintesi, lo schema si sostanzia nel fatto che i fornitori di capacità possono ottenere una compensazione finanziaria in cambio della disponibilità a produrre energia elettrica o, nel caso degli operatori della gestione della domanda, della disponibilità a ridurre il consumo di energia elettrica.

Il meccanismo di remunerazione della capacità sarà accompagnato anche da alcune riforme del mercato; la prima riforma riguarda il miglioramento della rete di trasmissione nazionale: l'intenzione è quella di investire nella capacità di trasmissione transfrontaliera e realizzare una serie di riforme che consentiranno ai mercati dell'energia elettrica di inviare segnali di investimento più chiari. Queste riforme, tuttavia, non risultano sufficienti a garantire il livello auspicato di sicurezza dell'approvvigionamento a breve termine, ed è per questo che, alla luce delle attuali circostanze, il meccanismo di remunerazione della capacità si rivela necessario.

Il recente Decreto Ministeriale del 28 giugno 2019 approva la disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica (Capacity Market). Il provvedimento disciplina appunto le remunerazioni supplementari pagate ai grandi impianti di produzione elettrica, per la loro disponibilità a produrre energia in caso di problemi strutturali di sicurezza, e gli incentivi destinati agli operatori della gestione della domanda, per la disponibilità a ridurre i propri consumi. Sarà dunque individuato il valore massimo del premio e del prezzo di esercizio tale da ridurre i costi del sistema e gli oneri a carico dei consumatori, con verifica degli effetti prodotti.

2.1.2. Pianificazione e programmazione energetica nazionale

2.1.2.1. La politica energetica nazionale

La disciplina nazionale in materia di fonti rinnovabili

Nel 2010 il Governo ha pubblicato il Piano di Azione Nazionale (PAN) sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, in attuazione della direttiva 2009/28/CE. Il PAN costituisce il documento programmatico che delinea le azioni utili al raggiungimento, entro il 2020, dell'obiettivo vincolante per l'Italia di coprire con energia prodotta da fonti rinnovabili il 17% dei consumi finali lordi nazionali.

L'obiettivo deve essere raggiunto mediante l'utilizzo di energia prodotta da fonti rinnovabili nei settori:

- elettricità;
- riscaldamento e raffreddamento;
- trasporti.

Per ciascuna area di intervento il PAN delinea le principali linee d'azione, evidenziando come le misure da attuare riguardino non solo la promozione delle fonti rinnovabili per usi termici e per i trasporti, ma anche lo sviluppo e la gestione della rete elettrica, l'ulteriore snellimento delle procedure autorizzative e lo sviluppo di progetti di cooperazione internazionale. Il PAN contiene, inoltre, l'insieme delle misure (economiche, non economiche, di supporto e di cooperazione internazionale) necessarie per raggiungere gli obiettivi.

In attuazione della direttiva 2001/77/CE, modificata dalla direttiva 2009/28/CE, sono state approvate con il D.M. 10 settembre 2010 le "Linee guida nazionali per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili".

In attuazione della direttiva 2009/28/CE è stato pubblicato nel 2011 il D.lgs. n. 28/2011, che definisce il quadro degli strumenti, inclusi i meccanismi incentivanti, e delle autorizzazioni ai fini del raggiungimento dell'obiettivo italiano sulle fonti rinnovabili.

In concomitanza con la definizione della disciplina sulle semplificazioni delle procedure amministrative per l'autorizzazione degli impianti e alla ridefinizione del quadro degli incentivi, con il D.M. 15 marzo 2012 è stata definita la ripartizione dell'obiettivo nazionale di sviluppo delle fonti

rinnovabili (del 17%) tra le varie Regioni italiane, il cosiddetto "Burden Sharing". Gli obiettivi, intermedi e finali, per ciascuna regione e Provincia autonoma sono riportati nella seguente tabella.

Regioni e province autonome	Obiettivo regionale per l'anno [%]					
	anno iniziale di riferimento (*)	2012	2014	2016	2018	2020
Abruzzo	5,8	10,1	11,7	13,6	15,9	19,1
Basilicata	7,9	16,1	19,6	23,4	27,8	33,1
Calabria	8,7	14,7	17,1	19,7	22,9	27,1
Campania	4,2	8,3	9,8	11,6	13,8	16,7
Emilia Romagna	2,0	4,2	5,1	6,0	7,3	8,9
Friuli V. Giulia	5,2	7,6	8,5	9,6	10,9	12,7
Lazio	4,0	6,5	7,4	8,5	9,9	11,9
Liguria	3,4	6,8	8,0	9,5	11,4	14,1
Lombardia	4,9	7,0	7,7	8,5	9,7	11,3
Marche	2,6	6,7	8,3	10,1	12,4	15,4
Molise	10,8	18,7	21,9	25,5	29,7	35,0
Piemonte	9,2	11,1	11,5	12,2	13,4	15,1
Puglia	3,0	6,7	8,3	10,0	11,9	14,2
Sardegna	3,8	8,4	10,4	12,5	14,9	17,8
Sicilia	2,7	7,0	8,8	10,8	13,1	15,9
TAA – Bolzano	32,4	33,8	33,9	34,3	35,0	36,5
TAA – Trento	28,6	30,9	31,4	32,1	33,4	35,5
Toscana	6,2	9,6	10,9	12,3	14,1	16,5
Umbria	6,2	8,7	9,5	10,6	11,9	13,7
Valle D'Aosta	51,6	51,8	51,0	50,7	51,0	52,1
Veneto	3,4	5,6	6,5	7,4	8,7	10,3
Italia	5,3	8,2	9,3	10,6	12,2	14,3

Traiettorie degli obiettivi regionali, dalla situazione iniziale al 2020

La disciplina nazionale in materia di efficienza energetica

Nell'ambito dell'efficienza energetica lo strumento programmatico di riferimento per la definizione delle misure necessarie al raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica fissati a livello nazionale è il Piano d'Azione per l'Efficienza Energetica (PAEE). Tali obiettivi possono riassumersi nei seguenti: sicurezza degli approvvigionamenti, riduzione dei costi dell'energia per le imprese e i cittadini e promozione di filiere tecnologiche innovative e tutela ambientale, anche in relazione alla riduzione delle emissioni climalteranti. Il PAEE pone le basi per una pianificazione strategica delle misure ed una valutazione dei loro effetti ed assicura la programmazione ed attuazione di un coerente set di misure mirate a concretizzare il potenziale risparmio energetico tecnicamente ed economicamente conseguibile in tutti gli ambiti dell'economia nazionale all'orizzonte 2020.

Dopo le prime due edizioni, PAEE 2007 e PAEE 2011, il Piano è stato oggetto di importanti aggiornamenti, coerentemente alle nuove disposizioni introdotte dal D.lgs. n. 102/2014 di recepimento della direttiva europea sull'efficienza energetica (direttiva 27/2012/CE). Il PAEE 2014 definisce gli obiettivi di efficienza energetica fissati dall'Italia al 2020, le misure di policy attivate per il loro raggiungimento e presenta la valutazione quantitativa dei risparmi conseguiti alla fine del 2012 sia in relazione agli obiettivi al 2016 fissati dal PAEE 2011, sia in relazione agli obiettivi della SEN relativi al periodo 2011-2020.

Quanto contenuto nel PAEE 2014 è stato poi oggetto di continuità con l'approvazione del PAEE 2017 (approvato con Decreto 11/12/2017 del Ministero dello Sviluppo economico), che costituisce di fatto un aggiornamento del precedente ai sensi dell'art. 24 par.2 della direttiva 2012/27/UE. Infatti, il PAEE 2017 comprende al suo interno le misure nazionali per il miglioramento dell'efficienza energetica, i risparmi di energia attesi e/o conseguiti e stime sul consumo generale di energia primaria previsto nel 2020.

Il Piano 2017 prende atto della relazione annuale sull'efficienza energetica recante i progressi realizzati al 2016 nel conseguimento degli obiettivi di efficienza energetica al 2020, della relazione annuale sulla cogenerazione in Italia, relativa all'anno di produzione 2015, trasmessa dal Ministero dello sviluppo economico alla Commissione Europea nell'aprile 2017 e della relazione sui regimi nazionali obbligatori di efficienza energetica e sulla notifica del metodo, trasmessa dal Ministero dello sviluppo economico alla Commissione europea nel dicembre 2013, in applicazione dell'art. 7 della direttiva 2012/27/UE.

La disciplina nazionale in materia di emissioni dei gas serra

Tramite il Piano di azione nazionale per la riduzione dei livelli di emissioni di gas climalteranti, approvato a marzo 2013, è stato definito il processo di decarbonizzazione dell'economia del Paese tramite un set di azioni e misure di supporto alla green economy, in coerenza con la Strategia Energetica Nazionale e in linea con gli impegni internazionali di mitigazione climatica.

Tra le misure proposte, si segnalano il prolungamento delle detrazioni di imposta per l'efficienza energetica in edilizia, l'estensione fino al 2020 del meccanismo dei Certificati Bianchi, l'introduzione di nuove misure per la promozione di fonti energetiche rinnovabili sia elettriche che termiche, l'istituzione del Catalogo delle tecnologie, dei sistemi e dei prodotti per la decarbonizzazione dell'economia italiana e il rifinanziamento del Fondo rotativo di Kyoto.

2.1.2.2. Strategia Energetica Nazionale (SEN)

Con Decreto interministeriale del 10 novembre 2017 del Ministero dello Sviluppo Economico e del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, è stata adottata la Strategia Energetica Nazionale 2017, il piano decennale del Governo italiano per anticipare e gestire il cambiamento del sistema energetico.

Di seguito si riportano i principali obiettivi e le misure previste nel documento analizzato.

Decarbonizzazione e fonti rinnovabili

- Target di sviluppo delle fonti rinnovabili per un contributo pari al 28% sui consumi finali di energia al 2030, da raggiungere con traiettoria coerente con quanto indicato dalla Governance Europea (quindi pressoché lineare).
- Il raggiungimento dell'obiettivo 28% delle FER sui consumi finali lordi di energia si traduce per il settore elettrico in una quota del 55%. La Sen prevede un'accelerazione nella decarbonizzazione del sistema energetico, a partire dall'uso del carbone nell'elettrico per intervenire gradualmente su tutto il processo energetico, per conseguire rilevanti vantaggi ambientali e sanitari e contribuire al raggiungimento degli obiettivi europei. La Strategia prevede quindi l'impegno politico alla cessazione della produzione termoelettrica a carbone al 2025.
- Per il settore trasporti è previsto un contributo da fonti rinnovabili pari a 21% dei consumi settoriali, da raggiungere soprattutto con biocarburanti avanzati e mobilità elettrica.
- Per il settore termico il target (30%) verrà raggiunto mediante la promozione delle biomasse e delle pompe di calore, la riqualificazione del parco edilizio e lo sfruttamento del potenziale residuo da teleriscaldamento.

Sicurezza energetica

- Per il settore gas si procederà all'ottimizzazione dell'uso delle infrastrutture esistenti e allo sviluppo del mercato del GNL e all'ammodernamento della rete di trasporto.
- Per il settore elettrico sono previste le seguenti linee di azione:
 - avvio nel 2018 del capacity market per garantire l'adeguatezza del sistema, mantenendo la disponibilità della potenza a gas ancora necessaria, con priorità per quella flessibile, e

integrando nel nuovo mercato nuove risorse (unità cross-border rinnovabili, accumuli, domanda attiva)

- potenziare ulteriormente le interconnessioni con l'estero; il raggiungimento degli obiettivi dell'Energy Union si concretizza infatti anche attraverso uno sviluppo adeguato delle infrastrutture energetiche in Europa, che figurano tra le priorità dell'agenda energetica;
- incrementare la capacità degli impianti di accumulo; infatti, ad integrazione degli sviluppi di rete, l'obiettivo di crescita delle fonti intermittenti al 55% al 2030 richiederà anche lo sviluppo di ulteriore capacità di stoccaggio;
- interventi sulle reti per integrare le fonti rinnovabili e aumentare la resilienza; la capacità di ridurre velocemente gli effetti degli eventi (fast recovery) è collegata sia all'organizzazione, alle risorse umane e strumentali da mettere in campo nella fase emergenziale, all'addestramento, ma anche al coordinamento con le istituzioni e con gli enti coinvolti nell'emergenza.

Efficienza energetica

- Nell'ambito dell'efficienza energetica, l'obiettivo della SEN 2017 è valorizzare pienamente le potenzialità di riduzione dei consumi esistenti in tutti i settori di impiego dell'energia, come pure di produzione, trasmissione e distribuzione dell'energia, adottando un approccio orizzontale che consenta di seguire il criterio del miglior rapporto costi/benefici. La SEN si propone di promuovere una riduzione di consumi di energia finale da politiche attive pari a circa 10 Mtep/anno al 2030, da conseguire prevalentemente nei settori non ETS.

In termini di decarbonizzazione l'impegno a promuovere il phase out in tempi relativamente brevi deve quindi comprendere contestualmente l'impegno alla realizzazione negli stessi tempi delle infrastrutture aggiuntive e l'adesione ad un sistema di intervento e di monitoraggio per autorizzare e realizzare le opere in tempi coerenti con il 2025, una volta che le stesse opere siano state valutate sotto il profilo ambientale e del rapporto costi/benefici. Il phase out del carbone rappresenterà, infatti, una discontinuità importante nel sistema elettrico nazionale, che dovrà essere affrontata ricorrendo ad un mix equilibrato di misure e strumenti quali nuovi sistemi di accumulo, sviluppo smart delle reti, nuove risorse (demand response e vehicle grid integration) e nuovi impianti a gas per colmare il fabbisogno residuo del sistema.

Per realizzare il phase out in condizioni di sicurezza, è necessario realizzare in tempo utile il piano di interventi indispensabili per gestire la quota crescente di rinnovabili elettriche e completarlo con ulteriori, specifici interventi in termini di infrastrutture e impianti, anche riconvertendo gli attuali siti con un piano concordato verso poli innovativi di produzione energetica.

Ad oggi, come evidenzia il SEN 2017, la diminuzione della potenza termoelettrica disponibile ha ridotto il margine di riserva, secondo le analisi di Terna, dal 30% del 2012-2014 a circa il 10% nel 2016; tale margine, sebbene sufficiente in condizioni standard, ha dimostrato di poter diventare critico e presentare dei rischi per la sicurezza in condizioni climatiche estreme e di variabilità dell'import. Ciò anche in ragione del fatto che la sostituzione di capacità termica con capacità rinnovabile non programmabile risente ancora – in termini di contributo all'adeguatezza del sistema – della limitata disponibilità delle fonti rinnovabili in particolari momenti della giornata, nonché della loro variabilità.

In questi termini la politica del Capacity Market rappresenta una delle principali soluzioni già messe in campo per garantire l'adeguatezza del sistema e dovrebbe superare le difficoltà incontrate di recente nel mantenimento di adeguati margini di riserva in condizioni di stress (picco di domanda, variazioni di import). Questo non sarà riservato solo alla capacità termoelettrica ma aperto ad una pluralità di opzioni tecnologiche, nazionali e cross border.

Lo scenario di penetrazione delle rinnovabili e di contestuale riduzione della produzione termoelettrica renderebbe necessario, secondo le stime di Terna, l'ulteriore capacità flessibile (i.e. OCGT2 o CCGT3). Terna stima tale necessità fino a 1,5 GW entro il 2025 (connessa al phase out del carbone), cui andrebbe ad aggiungersi un ulteriore potenza di 1 GW con orizzonte 2030. La dislocazione dovrà essere opportunamente promossa nel territorio, in relazione all'evoluzione del sistema. I tempi di realizzazione e i costi (quindi i tempi di ammortamento) possono essere drasticamente ridotti utilizzando i gruppi di cicli combinati dismessi o convertendo alcuni impianti CCGT al funzionamento in ciclo semplice.

2.1.2.3. Piano nazionale integrato per l'energia e il clima per il periodo 2021-2030 (PNIEC)

Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima è stato approvato il 18 dicembre 2019. Il Ministero dello Sviluppo Economico ha infatti pubblicato il testo, predisposto con il MATTM e il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, che recepisce le novità contenute nel Decreto-Legge

sul Clima nonché quelle sugli investimenti per il Green New Deal previste nella Legge di Bilancio 2020.

Il 21 gennaio 2020, il Ministero dello sviluppo economico (MISE) ha dato notizia dell'invio alla Commissione Europea del testo definitivo del Piano.

Per supportare e fornire una robusta base analitica al PNIEC sono stati realizzati:

uno scenario BASE che descrive una evoluzione del sistema energetico con politiche e misure correnti;

uno scenario PNIEC che quantifica gli obiettivi strategici del piano.

La tabella seguente illustra i principali obiettivi del piano al 2030 su rinnovabili, efficienza energetica ed emissioni di gas serra e le principali misure previste per il raggiungimento degli obiettivi del Piano.

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

Principali obiettivi su energia e clima dell'UE e dell'Italia al 2020 e al 2030

I principali obiettivi del PNIEC italiano sono:

- una percentuale di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia pari al 30%, in linea con gli obiettivi previsti per l'Italia dalla UE;
- una quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti del 22% a fronte del 14% previsto dalla UE;
- una riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007 del 43% a fronte di un obiettivo UE del 32,5%;
- la riduzione dei "gas serra", rispetto al 2005, per tutti i settori non ETS del 33%, obiettivo superiore del 3% rispetto a quello previsto dall'UE.

Sul fronte della domanda energetica, quindi, il PNIEC prevede un 30% di consumi finali lordi (CFL) coperti da fonti rinnovabili (FER) da raggiungere entro il 2030.

In generale ci si aspettano un importante contributo delle auto elettriche e ibride al 2030, con una diffusione complessiva di quasi 6 milioni di veicoli ad alimentazione elettrica di cui circa 1,6 milioni di mezzi full electric.

Sul piano dell'efficienza energetica, il PNIEC prevede una riduzione dei consumi di energia primaria del 43% e del 39,7% dell'energia finale (rispetto allo scenario PRIMES 2007). Per quanto riguarda, invece, il livello assoluto di consumo di energia al 2030, l'Italia persegue un obiettivo di 125,1 Mtep di energia primaria e 103,8 Mtep di energia finale.

Sul fronte emissioni, invece, il testo riporta una riduzione dei gas serra del 33% per tutti i settori che non rientrano nell'ETS, il mercato del carbonio europeo, ossia trasporti (esclusa l'aviazione), residenziale, terziario, industria non energivora, agricoltura e rifiuti.

Nel dettaglio per quel che riguarda la decarbonizzazione nel PNIEC si specifica che [...] l'Italia ritiene di accelerare la transizione dai combustibili tradizionali alle fonti rinnovabili, promuovendo il graduale abbandono del carbone per la generazione elettrica a favore di un mix elettrico basato su una quota crescente di rinnovabili e, per la parte residua, sul gas. Si specifica anche che [...] per il verificarsi di tale transizione sarà necessario realizzare con la dovuta programmazione gli impianti sostitutivi e le necessarie infrastrutture.

L'Italia attuerà tutte le politiche e misure necessarie al raggiungimento degli obiettivi di riduzione di gas a effetto serra concordate a livello internazionale ed europeo. Per i settori coperti dal sistema di scambio quote EU ETS - innanzitutto il termoelettrico e l'industria energivora - oltre a un livello dei prezzi della CO2 più elevato rispetto a quello degli ultimi anni, contribuiranno il phase out dal carbone, programmato entro il 2025, e una significativa accelerazione delle rinnovabili e dell'efficienza energetica nei processi di lavorazione. [.....].

2.1.2.4. Quadro strategico 2019-2021 di ARERA

Il 9 aprile 2019 si è svolta la consultazione (139/2019/A) per la presentazione del nuovo Quadro Strategico 2019-2021 dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) le cui audizioni si sono concluse il 9 maggio 2019; l'approvazione del documento è avvenuta con deliberazione di ARERA n. 242/2019/A del 18 giugno 2019.

Nel documento presentato, oltre ad obiettivi strategici (OS) per gli ambiti specifici "Ambiente" ed "Energia", l'Autorità ha individuato una serie di temi trasversali che vanno dalla tutela di un consumatore consapevole all'innovazione di sistema, fino agli interventi sulla stessa regolazione in un'ottica di semplificazione, trasparenza ed enforcement.

Tra i principali obiettivi del documento si segnalano:

un ruolo di maggiore centralità del consumatore, al quale si forniranno strumenti e azioni per una maggiore consapevolezza nelle proprie scelte;

una valorizzazione dell'innovazione della tecnologia e dei processi in ambito energetico ambientale;

una particolare attenzione allo sviluppo uniforme nelle diverse aree del paese, cui saranno applicati principi di regolazione asimmetrica al fine di rendere territorialmente più omogeneo il livello dei servizi pubblici.

Per quanto riguarda nello specifico l'area energia, il primo obiettivo è la creazione di "mercati efficienti e integrati a livello europeo". Nell'elettrico "l'Autorità dovrà armonizzare il disegno del mercato italiano compatibile con quello europeo, pur preservando la gestione centralizzata e co-ottimizzata del sistema da parte di Terna".

Gli obiettivi di decarbonizzazione introdotti a livello europeo e declinati a livello nazionale dalla proposta di Piano nazionale integrato energia clima, i limiti mostrati dal modello attuale di mercato

elettrico nel supportare lo sviluppo di infrastrutture di generazione (al di fuori dagli schemi di incentivazione), e il progressivo superamento delle logiche storiche di approvvigionamento del gas naturale a favore di nuovi equilibri di mercato a livello globale, sono tre elementi che pongono una sfida importante per garantire l'adeguatezza e la sicurezza del sistema elettrico e del gas naturale nel medio periodo e un loro sviluppo e funzionamento efficiente.

Tale sfida chiama in causa la regolazione che deve fornire risposte efficaci proponendo un nuovo modello di mercato chiaro e coerente, riuscendo a conciliare la progressiva centralizzazione a livello europeo delle decisioni, con responsabilità che spesso restano a livello nazionale e sistemi nazionali molto diversi fra loro per ragioni storiche, culturali e territoriali.

In questo ambito si inquadrano le riforme regolatorie che, accanto a quelle che si stanno discutendo nel settore del gas naturale, dovranno accompagnare il settore elettrico nell'implementazione delle norme del Clean Energy Package (CEP). In quest'ambito l'Autorità individua, nel documento approvato, quattro obiettivi strategici.

- OS.16 Sviluppo di mercati dell'energia elettrica e gas sempre più efficienti e integrati a livello europeo;
- OS.17 Funzionamento efficiente dei mercati retail e nuove forme di tutela dei clienti di piccola dimensione nel contesto liberalizzato;
- OS.18 Razionalizzazione e semplificazione dei flussi informativi per un corretto funzionamento dei processi di mercato;
- OS.19 Miglioramento degli strumenti per la gestione del rischio di controparte nei servizi regolati

La necessità di garantire l'equilibrio economico finanziario con gli obiettivi di efficientamento del servizio presenta nuove sfide e richiede lo sviluppo di nuovi strumenti regolatori che dovranno tenere conto anche delle nuove e diverse prospettive che si profilano per i settori gas ed elettrico, il primo chiamato a supportare la fase di transizione verso la decarbonizzazione, il secondo al centro del processo di trasformazione dei sistemi energetici e chiamato a supportare nuovi utilizzi (ad es. la mobilità elettrica), il crescente ruolo della produzione diffusa e l'integrazione di questa con il consumo.

Il nuovo pacchetto di norme europee del Clean Energy Package prevede una sempre maggiore partecipazione della domanda ai mercati energetici; lo sviluppo delle infrastrutture dovrà tenere debito conto dei nuovi elementi di contesto assicurando che i costi che i consumatori sono chiamati a coprire siano efficienti e sostenibili, che le priorità di investimento degli operatori siano allineate alle esigenze del sistema e che, i livelli di qualità del servizio convergano in tutte le aree del Paese allineati verso quelli delle aree meglio servite.

In questo contesto l'Autorità individua due obiettivi strategici:

- OS.20 Regolazione per obiettivi di spesa e di servizio
- OS.21 Promozione della qualità del servizio di rete, inclusa la misura, e della gestione attiva delle reti di distribuzione.

Il sistema energetico è chiamato a gestire le sfide della decarbonizzazione in un contesto di crescente armonizzazione a livello europeo delle politiche energetiche, ove i singoli Piani nazionali integrati energia clima (PNIEC) rappresenteranno un importante strumento per il raggiungimento degli obiettivi europei.

Analogamente, il quadro regolatorio complessivo sarà sempre più affidato ad ACER, l'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali di energia a cui le nuove disposizioni del Clean Energy Package attribuiscono nuove competenze e poteri decisionali diretti anche in ambiti sinora riservati alla regolazione nazionale.

In questo contesto l'Autorità ritiene di dover rafforzare la propria partecipazione, infatti l'Autorità ha sempre promosso la partecipazione attiva alle iniziative di condivisione delle buone pratiche regolatorie a livello internazionale e in particolare con i regolatori della Comunità energetica (ECRB) e del bacino Mediterraneo (MEDREG). In quest'ambito l'Autorità individua due obiettivi strategici:

- OS.22 Promozione di regole europee coerenti con le specificità del sistema nazionale
- OS.23 Collaborazione con altre istituzioni sui temi regolatori, di sostenibilità ed economia circolare

Tra le principali linee di intervento rispetto al all'OS 22, si individuano le seguenti, di particolare interesse in relazione al progetto in esame:

e. Promozione di un pieno e rapido allineamento al modello di regolazione europea dei regimi regolatori dei paesi extra-UE, in particolare per quelli con cui il sistema elettrico italiano si troverà a essere interconnesso (nel breve periodo Montenegro e area balcanica e nel medio periodo area mediterranea) e collaborazione con i regolatori dell'Energy Community e di Medreg. [...]

Il progetto in esame trova la sua coerenza con la linea di intervento OS22e circa il completamento della disciplina del mercato della capacità e, in linea generale è sinergico rispetto a obiettivi e misure soprattutto legate all'efficiamento e integrazione del sistema energetico nazionale e internazionale.

2.1.3. Pianificazione e programmazione energetica regionale

2.1.3.1. Piano Energetico Ambientale Regionale (PIEAR) della Regione Basilicata

Con LR 1 del 19-1-2010, successivamente modificata ed integrata con DGR 153 del 10-2-2010, è stato approvato il Piano di Indirizzo Energetico Ambientale Regionale (PIEAR). Nell'ottica di favorire lo sviluppo di un eolico di qualità che rappresenti, anche, un esempio di integrazione tra attività antropica, ambiente e paesaggio sono stati individuati i requisiti minimi che un impianto FER deve rispettare al fine di poter essere realizzato.

In particolare per gli impianti eolici, l'Appendice A: Principi generali per la progettazione, la costruzione, l'esercizio e la dismissione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, prevede:

"1.2. Procedure per la costruzione e l'esercizio degli impianti eolici."

Si definiscono impianti di grande generazione gli impianti di potenza nominale superiore a 1 MW. Gli impianti di grande generazione devono possedere requisiti minimi di carattere territoriale, anemologico, tecnico e di sicurezza, propedeutici all'avvio dell'iter autorizzativo.

A tal fine il territorio lucano è stato suddiviso nelle seguenti due macro aree:

1. aree e siti non idonei;
2. aree e siti idonei, suddivisi in:
 - Aree di valore naturalistico, paesaggistico e ambientale;
 - Aree permesse.

Aree e siti non idonei

Sono aree che per effetto dell'eccezionale valore ambientale, paesaggistico, archeologico e storico o per effetto della pericolosità idrogeologica si ritiene necessario preservare.

Ricadono in questa categoria:

- Le Riserve Naturali regionali e statali;
- Le aree SIC e pSIC
- Le aree ZPS e pZPS;
- Le Oasi WWF;
- I siti archeologici e storico-monumentali con fascia di rispetto di 300 m;
- Le aree comprese nei Piani Paesistici di Area vasta soggette a vincolo di conservazione A1 e A2;
- Tutte le aree boscate;
- Aree boscate ed a pascolo percorse da incendio da meno di 10 anni dalla data di presentazione dell'istanza di autorizzazione;
- Le fasce costiere per una profondità di 1.000m;
- Le aree fluviali, umide, lacuali e dighe artificiali con fascia di rispetto di 150 m dalle sponde (ex D.lgs n.42/2004) ed in ogni caso compatibile con le previsioni dei Piani di Stralcio per l'Assetto Idrogeologico;
- I centri urbani. A tal fine è necessario considerare la zona all'interno del limite dell'ambito urbano previsto dai regolamenti urbanistici redatti ai sensi della L.R. n. 23/99.
- Aree dei Parchi Regionali esistenti, ove non espressamente consentiti dai rispettivi regolamenti;
- Aree comprese nei Piani Paesistici di Area Vasta soggette a verifica di ammissibilità;
- Aree sopra i 1200 metri di altitudine dal livello del mare;
- Aree di crinale individuati dai Piani Paesistici di Area Vasta come elementi lineari di valore elevato;

- Su terreni agricoli irrigui con colture intensive quali uliveti, agrumeti o altri alberi da frutto e quelle investite da colture di pregio (quali ad esempio le DOC, DOP, IGT, IGP, ecc.);
- aree dei Piani Paesistici soggette a trasformabilità condizionata o ordinaria.

In queste aree un progetto di impianto deve soddisfare i seguenti requisiti tecnici, propedeutici all'avvio dell'iter autorizzativo.

Requisiti tecnici minimi.

I progetti per la realizzazione di impianti eolici di grande generazione, per essere esaminati ai fini dell'autorizzazione unica di cui all'art.12 del D.lgs 387/2003, è necessario che, indipendentemente dalla zona in cui ricadono, soddisfino i seguenti vincoli tecnici minimi:

- a) Velocità media annua del vento a 25 m dal suolo non inferiore a 4 m/s;
- b) Ore equivalenti di funzionamento dell'aerogeneratore non inferiori a 2.000 ore;
- c) Densità volumetrica di energia annua unitaria non inferiore a 0,2 kWh/(anno·mc),
- d) Numero massimo di aerogeneratori: 30 (10 nelle aree di valore naturalistico, paesaggistico ed ambientale).

Per gli impianti collegati alla rete in alta tensione, di potenza superiore a 20 MW, ed inoltre, per quelli realizzati nelle aree di valore naturalistico, paesaggistico ed ambientale, dovranno essere previsti interventi a supporto dello sviluppo locale, commisurati all'entità del progetto, ed in grado di concorrere, nel loro complesso, agli obiettivi del PIEAR. La Giunta regionale, al riguardo, provvederà a definire le tipologie, le condizioni, la congruità e le modalità di valutazione e attuazione degli interventi di sviluppo locale.

La progettazione.

Dal punto di vista ambientale il progetto deve evidenziare gli elementi che possono produrre apprezzabili impatti sull'ambiente, elencando ed analizzando le singole opere ed operazioni, distinguendo le varie fasi (fase di cantiere, fase di esercizio e di manutenzione, fase di dismissione). Inoltre, dovrà contenere la descrizione dell'ambiente, l'analisi degli impatti, l'analisi delle alternative,

le misure di mitigazione correlate alla componente naturalistica (fauna, flora ed ecosistema), così come previsto dalla vigente normativa di settore.

Nella progettazione dell'impianto eolico si deve garantire una disposizione degli aerogeneratori la cui mutua posizione impedisca visivamente il così detto "effetto gruppo" o "effetto selva".

Nella redazione del progetto bisognerà in ogni caso osservare le prescrizioni di seguito elencate:

1. È obbligatorio utilizzare aerogeneratori con torri tubolari (divieto di utilizzare torri a traliccio e tiranti) rivestite con vernici antiriflesso di colori presenti nel paesaggio o neutri, evitando l'apposizione di scritte e/o avvisi pubblicitari. I trasformatori e tutti gli altri apparati strumentali della cabina di macchina per la trasformazione elettrica da BT a MT devono essere allocati, all'interno della torre di sostegno dell'aerogeneratore. In alternativa, si può prevedere l'utilizzo di manufatti preesistenti opportunamente ristrutturati al fine di preservare il paesaggio circostante o la creazione di nuovi manufatti.

2. L'ubicazione dell'impianto deve essere il più vicino possibile al punto di connessione alla rete di conferimento dell'energia in modo tale da ridurre l'impatto degli elettrodotti interrati di collegamento. Le linee interrate, in MT AT, devono essere collocate ad una profondità minima di 1,2 m, protette e accessibili nei punti di giunzione, opportunamente segnalate e adiacenti il più possibile ai tracciati stradali. Ove non fosse tecnicamente possibile la realizzazione di elettrodotti interrati in MT il tracciato delle linee aeree deve il più possibile affiancarsi alle infrastrutture lineari esistenti.

3. Bisogna evitare l'ubicazione degli impianti e delle opere connesse (cavidotti interrati, strade di servizio, sottostazione, ecc.) in prossimità di compluvi e torrenti montani indipendentemente dal loro bacino idraulico, regime e portate, e nei pressi di morfostrutture carsiche quali doline e inghiottitoi.

4. Gli sbancamenti ed i riporti di terreno devono essere contenuti il più possibile ed è necessario prevedere per le opere di contenimento e ripristino l'utilizzo di tecniche di ingegneria naturalistica.

5. Dovranno essere indicate le aree di cantiere ed i percorsi utilizzati per il trasporto delle componenti dell'impianto fino al sito prescelto privilegiando le strade esistenti per evitare la realizzazione di modifiche ai tracciati. Andranno valutati accessi alternativi con esame dei relativi costi ambientali.

6. Dovranno essere evidenziate le dimensioni massime delle parti in cui potranno essere scomposti i componenti dell'impianto ed i relativi mezzi di trasporto, privilegiando quelli che consentono un accesso al cantiere senza interventi alla viabilità esistente.

7. Nel caso sia indispensabile realizzare nuovi tratti stradali per garantire l'accesso al sito, dovranno preferirsi soluzioni che consentano il ripristino dei luoghi una volta realizzato l'impianto; in particolare: piste in terra o a bassa densità di impermeabilizzazione aderenti all'andamento del terreno.

8. Deve essere evitato il rischio di erosione causato dall'impermeabilizzazione delle strade di servizio e dalla costruzione dell'impianto.

Fase di costruzione.

In questa fase, dovranno essere adottati gli accorgimenti tecnici necessari a:

1. Il soggetto autorizzato dovrà assicurare che la presenza del cantiere non precluda l'esercizio delle attività agricole dei fondi confinanti e la continuità della viabilità esistente;

2. Durante la fase di cantiere, dovranno essere impiegati tutti gli accorgimenti tecnici possibili per ridurre la dispersione di polveri sia nel sito che nelle aree circostanti;

3. Dovrà essere predisposto un sistema di smaltimento delle acque meteoriche cadute sull'area di cantiere, e prevedere idonei accorgimenti tecnici che impediscano il dilavamento della superficie dell'area di cantiere;

4. Deve essere ripristinata la vegetazione eliminata durante la fase di cantiere e deve essere garantita la restituzione alle condizioni ante operam delle aree interessate dalle opere non più necessarie durante la fase di esercizio (piste di lavoro, aree di cantiere e di stoccaggio dei materiali ecc.);

5. Dovranno essere limitate le attività di realizzazione dell'impianto nel periodo riproduttivo delle principali specie animali;

6. Al termine dei lavori il proponente deve procedere al ripristino morfologico, alla stabilizzazione ed inerbimento di tutte le aree soggette a movimenti di terra e al ripristino della viabilità pubblica e

Fase di esercizio.

Il soggetto autorizzato dovrà assicurare che l'impianto eolico non precluda, in nessun caso, l'esercizio delle attività agricole dei fondi confinanti nè ogni altro tipo di attività preesistente;

2. Il soggetto autorizzato dovrà assicurare che l'attività di funzionamento dell'impianto non interferisca con la migrazione e le attività delle specie volatili a rischio di estinzione;

3. Dovrà essere assicurata la protezione dell'impianto eolico in caso d'incendio;

4. Gli oli esausti derivanti dal funzionamento dell'impianto eolico dovranno essere adeguatamente trattati e smaltiti presso il "Consorzio obbligatorio degli oli esausti";

5. Obbligo di revamping (revisione importante delle caratteristiche costruttive e funzionali dell'impianto, ad esempio sostituzione dei rotori o dell'intera turbina, riprogrammazione del sistema di gestione della macchina, ecc.) o di dismissione nel caso di mancato funzionamento dell'impianto per due anni consecutivi;

6. Il proponente dovrà informare annualmente l'Ufficio regionale competente mediante Raccomandata con RR, della produzione di energia elettrica da parte dell'impianto eolico autorizzato;

7. Obbligo di revamping dell'impianto qualora lo stesso produca per tre anni consecutivi, al netto del periodo di collaudo, una quantità di energia annua minore o uguale all'80% di quella prevista in fase progettuale, se tale riduzione non è imputabile ad una riduzione del vento, o ad altri fattori certificati e non imputabili al gestore dell'impianto.

Fase di dismissione.

Alla fine del ciclo produttivo dell'impianto, il soggetto autorizzato è tenuto a dismettere l'impianto secondo il progetto approvato o, in alternativa, l'adeguamento produttivo dello stesso.

Nel caso di dismissione il soggetto autorizzato dovrà, nel rispetto del progetto approvato e della normativa vigente:

1. Rimuovere gli aerogeneratori in tutte le loro componenti conferendo il materiale di risulta agli impianti all'uopo deputati dalla normativa di settore;

2. Rimuovere completamente le linee elettriche e gli apparati elettrici e meccanici della sottostazione conferendo il materiale di risulta agli impianti all'uopo deputati dalla normativa di settore;

3. Ripristinare lo stato preesistente dei luoghi mediante la rimozione delle opere, il rimodellamento del terreno allo stato originario ed il ripristino della vegetazione, avendo cura di:

a. Ripristinare la coltre vegetale assicurando il ricarico con almeno un metro di terreno vegetale;

b. Rimuovere i tratti stradali della viabilità di servizio rimuovendo la fondazione stradale e tutte le relative opere d'arte;

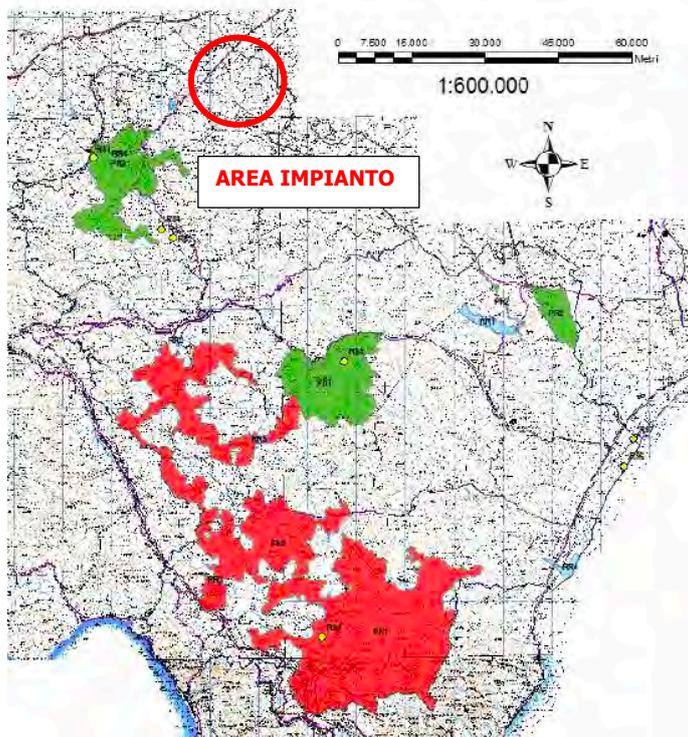
c. Utilizzare per i ripristini della vegetazione essenze erbacee, arbustive ed arboree autoctone di ecotipi locali di provenienza regionale;

d. Utilizzare tecniche di ingegneria naturalistica per i ripristini geomorfologici;

4. Convertire ad altra destinazione d'uso, compatibile con le norme urbanistiche vigenti per l'area e conservando gli elementi architettonici tipici del territorio di riferimento, gli edifici dei punti di raccolta delle reti elettriche e della sottostazione; in alternativa gli stessi dovranno essere demoliti;

5. Comunicare agli Uffici regionali competenti la conclusione delle operazioni di dismissione dell'impianto.

Per quanto concerne la conformità del progetto a quanto previsto dal PIER in merito ai siti idonei si fa presente che la più recente L.R. n. 54 del 30 dicembre 2015 "Recepimento dei criteri per il corretto inserimento nel paesaggio e sul territorio degli impianti da fonti di energia rinnovabili ai sensi del D.M. 10.09.2010" ha aggiornato la definizione dei siti non idonei all'installazione di FER, pertanto sarà valutata la conformità del progetto sarà valutata nel paragrafo successivo dedicato ai disposti della suddetta Legge Regionale.



REGIONE BASILICATA

Parchi e Riserve Regionali e Nazionali

■ PARCHI NAZIONALI

- PN1, Parco Nazionale del Pollino
- PN2, Parco Nazionale della Val d'Agri (Istituendo)

■ PARCHI REGIONALI

- PR1, Parco Regionale Gallipoli-Cognato Piccole Dolomiti Lucane
- PR2, Parco regionale delle chiese rupestri del materano
- PR3, Parco regionale del Vulture (Istituendo)

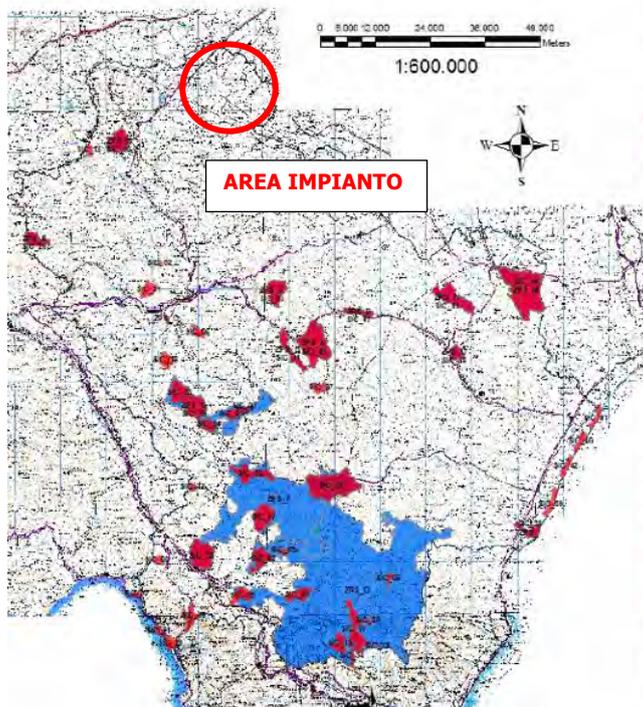
◆ RISERVE STATALI

- RS1, Riserva naturale Grotticelle
- RS2, Riserva naturale Agromonte Spaccaboschi
- RS3, Riserva naturali I Piscioni
- RS4, Riserva naturale Coste Castello
- RS5, Riserva naturale Monte Crocchia
- RS6, Riserva naturale Metaponto
- RS7, Riserva naturale Marinella Stomara
- RS8, Riserva naturale Rubbio

■ RISERVE REGIONALI

- RR1, Riserva reg. San Giuliano
- RR2, Riserva Reg. Lago Pantano Pignola
- RR3, Riserva Regionale Lago Laudemio
- RR4, Riserva Reg. Bosco Pantano di Policoro

Parchi e Riserve Regionali e Nazionali, fonte PIEAR



REGIONE BASILICATA

Aree SIC e ZPS

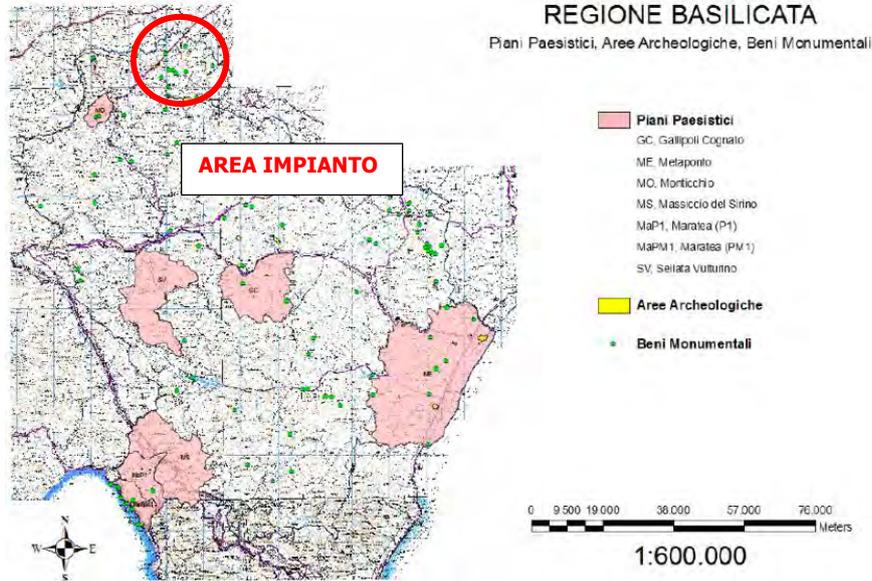
■ Siti d'Interesse Comunitario (SIC)

- | | |
|--|---|
| SIC_01, Acclina di Laurianza | SIC_24, Monte della Madonna di Viaderio |
| SIC_02, Abbadia di Ruoti | SIC_25, Monte La Soana, Monte Zaccara |
| SIC_03, Acquafredda di Maratea | SIC_26, Monte Parasilio |
| SIC_04, Bosco Cudicchio (Trianico) | SIC_27, Monte Raiano |
| SIC_05, Bosco della Farneta | SIC_28, Monte Sirino |
| SIC_06, Bosco di Ruffido | SIC_29, Monte Vulturino |
| SIC_07, Bosco Magnano | SIC_30, Monte Vulture |
| SIC_08, Bosco Mangione (Fivelle) | SIC_31, Monti Folli |
| SIC_09, Bosco Vaccarizzo | SIC_32, Murgia S. Lorenzo |
| SIC_10, Lago Diuglia, Cav. Teco - Piana S. Francesco | SIC_33, Serrati Calabro |
| SIC_11, Doorni di Pietrapelosa | SIC_34, S. Crispo Or. - Pista del Pol. e Flekke Cast. |
| SIC_12, Faggeta di Mottano | SIC_35, Timpa della Mlunga |
| SIC_13, Faggeta di Monte Prafiano | SIC_36, Valle del Nocero |
| SIC_14, La Falconara | SIC_37, Bosco di Montepilato |
| SIC_15, Grassano di Montebello | SIC_38, E. Pantano - Pizzola e Costa Ionica F. Sinni |
| SIC_16, Lago La Ronella | SIC_39, Costa Ionica Foce Agri |
| SIC_17, Lago Pantano di Pignola | SIC_40, Costa Ionica Foce Blando |
| SIC_18, Lago Parturillo | SIC_41, Costa Ionica Foce Bradano |
| SIC_19, Madonna del Pollino Loc. Vaccaro | SIC_42, Costa Ionica Foce Cavone |
| SIC_20, Marone di Castrovinci | SIC_43, Foresta Gallipoli - Cognato |
| SIC_21, Isola di S. Ianni e Costa Proposiente | SIC_44, Gravine di Matera |
| SIC_22, Monte Abbi - Malsodretto di Latorico | SIC_45, Lago S. Giuliano e Timmeri |
| SIC_23, Monte Calarosa | SIC_46, Valle Sarento - Ferrandina Soala |
| | SIC_47, Valle Sarento - Grassano Soala - Grottole |

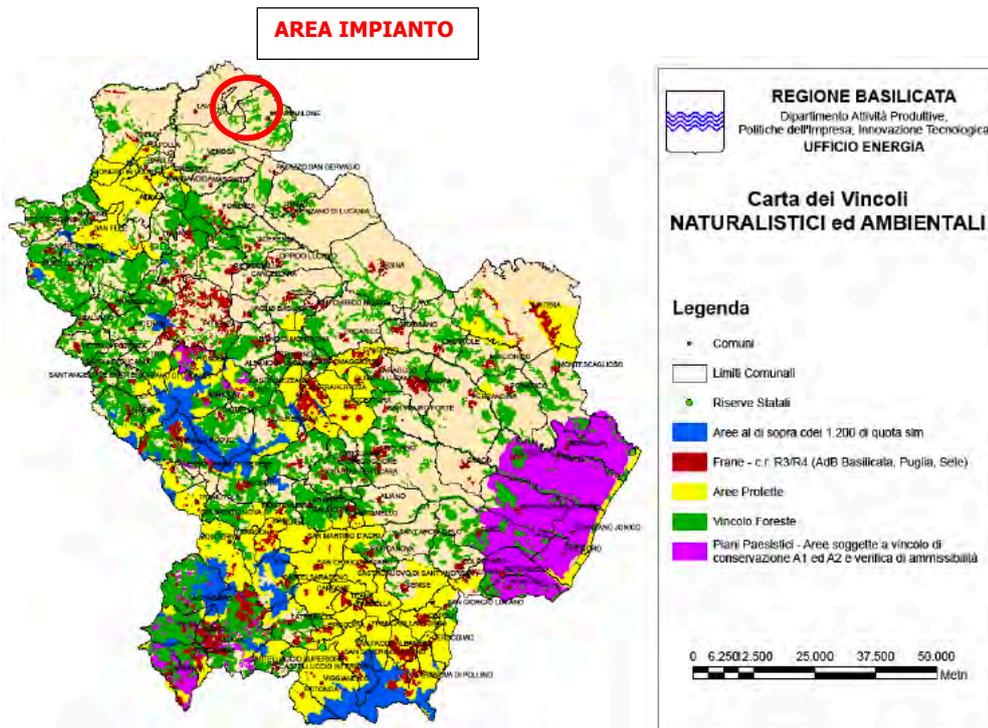
■ Zone a Protezione Speciale (ZPS)

- | | |
|--|--|
| ZPS_A, Bosco Cupulioneri - Trianico | ZPS_H, Monte Vulture |
| ZPS_B, Doorni di Pietrapelosa | ZPS_I, Bosco Pantano Policoro e Foce Sinni |
| ZPS_C, Pantano di Pignola | ZPS_L, Foresta Gallipoli-Cognato |
| ZPS_D, Monte Pollino e Monte Agri | ZPS_M, Oravio di Maratea |
| ZPS_E, Monte Parasilio | ZPS_N, Lago San Giuliano e Timmeri |
| ZPS_F, App. Luc. Val d'Agri, M.te Sirino Mize Raparo | ZPS_O, Val Basento - Ferrandina Soala |
| ZPS_G, Appennino Lucano e Vulturino | ZPS_P, Val Basento - Grassano e Grottole |

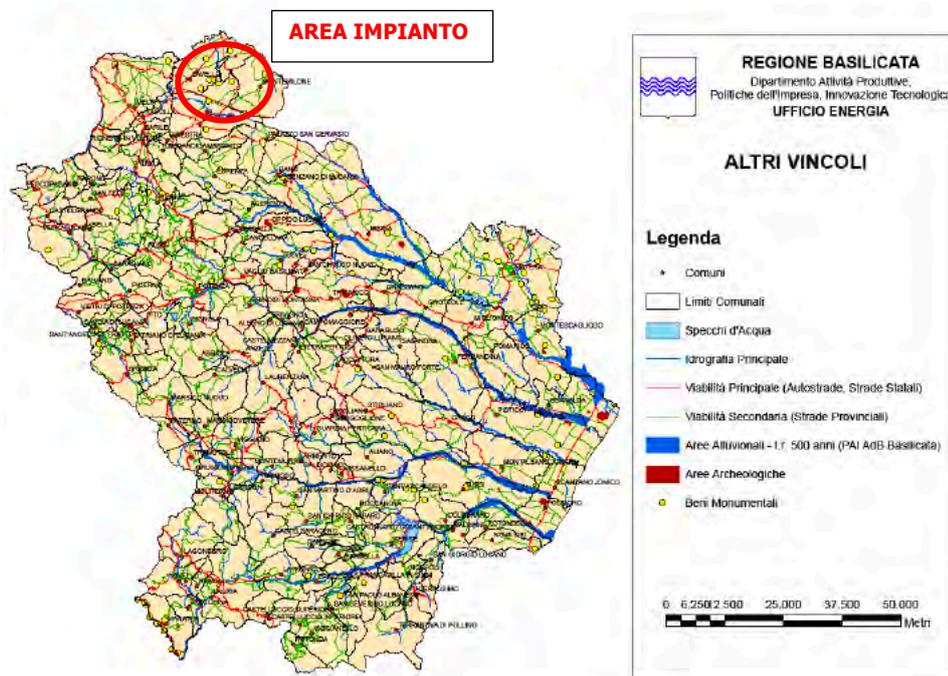
Aree SIC e ZPS Regionali e Nazionali, fonte PIEAR



Piani Paesistici, aree Archeologiche, Beni Monumentali, fonte PIEAR



Carta dei Vincoli Naturalistici ed Ambientali, fonte PIEAR



Altri Vincoli, fonte PIEAR

Alla luce delle considerazioni sopra riportate le opere in progetto risultano coerenti con quanto disposto dal PIEAR.

2.1.4. Legge Regionale n. 54 del 30 dicembre 2015

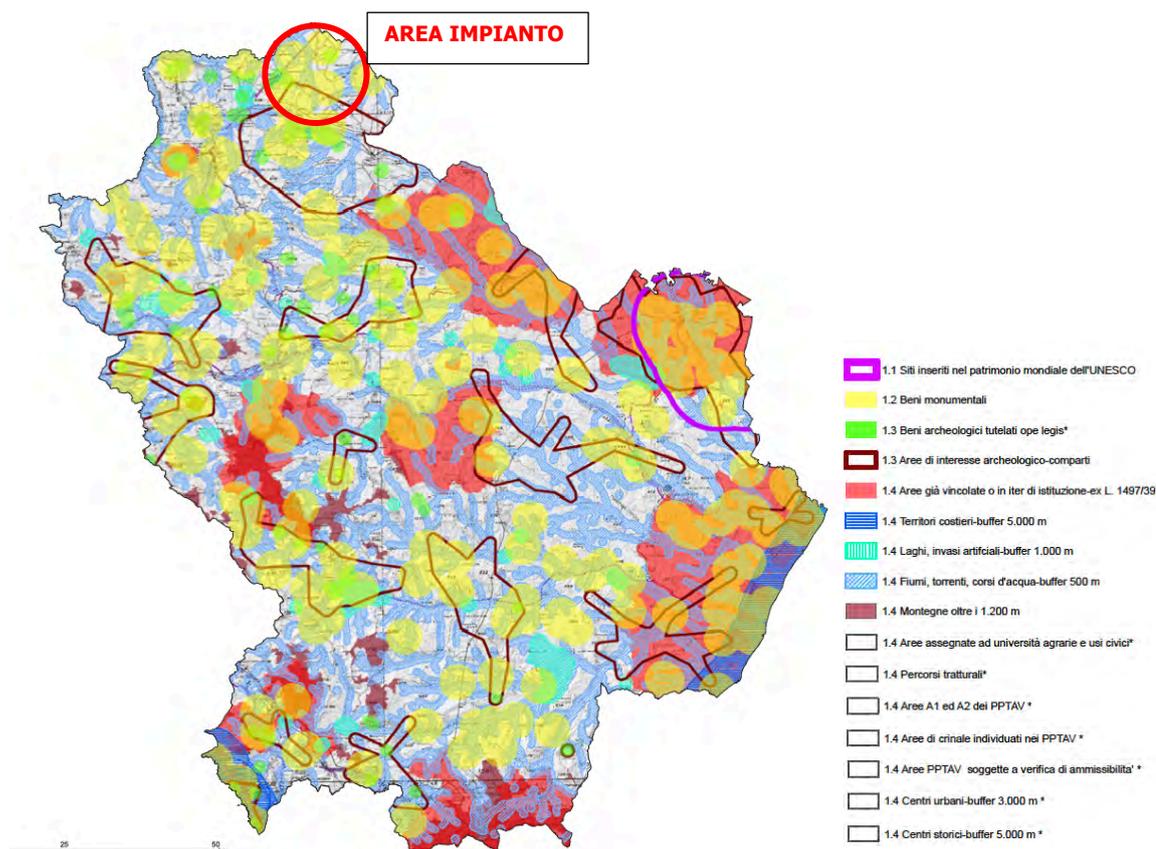
L'Allegato A della Legge Regionale n. 54 del 30 dicembre 2015 "Recepimento dei criteri per il corretto inserimento nel paesaggio e sul territorio degli impianti da fonti di energia rinnovabili ai sensi del D.M. 10.09.2010" definisce i siti non idonei all'installazione di FER riconducibili alle seguenti macro aree tematiche:

Livello 1 - Aree sottoposte a tutela del paesaggio, del patrimonio storico, artistico e archeologico.

Sono compresi in questa macro area i beni ed ambiti territoriali sottoposti a tutela del paesaggio e del patrimonio storico artistico e archeologico ai sensi del D. Lgs n.42/2004 e s.m.ii.(Codice dei beni culturali e paesaggio).

In questa area sono considerati:

- Beni monumentali
- Beni archeologici
- Beni paesaggistici
- Siti UNESCO



Carta dei delle Aree sottoposte a tutela del paesaggio, del patrimonio storico artistico ed archeologico

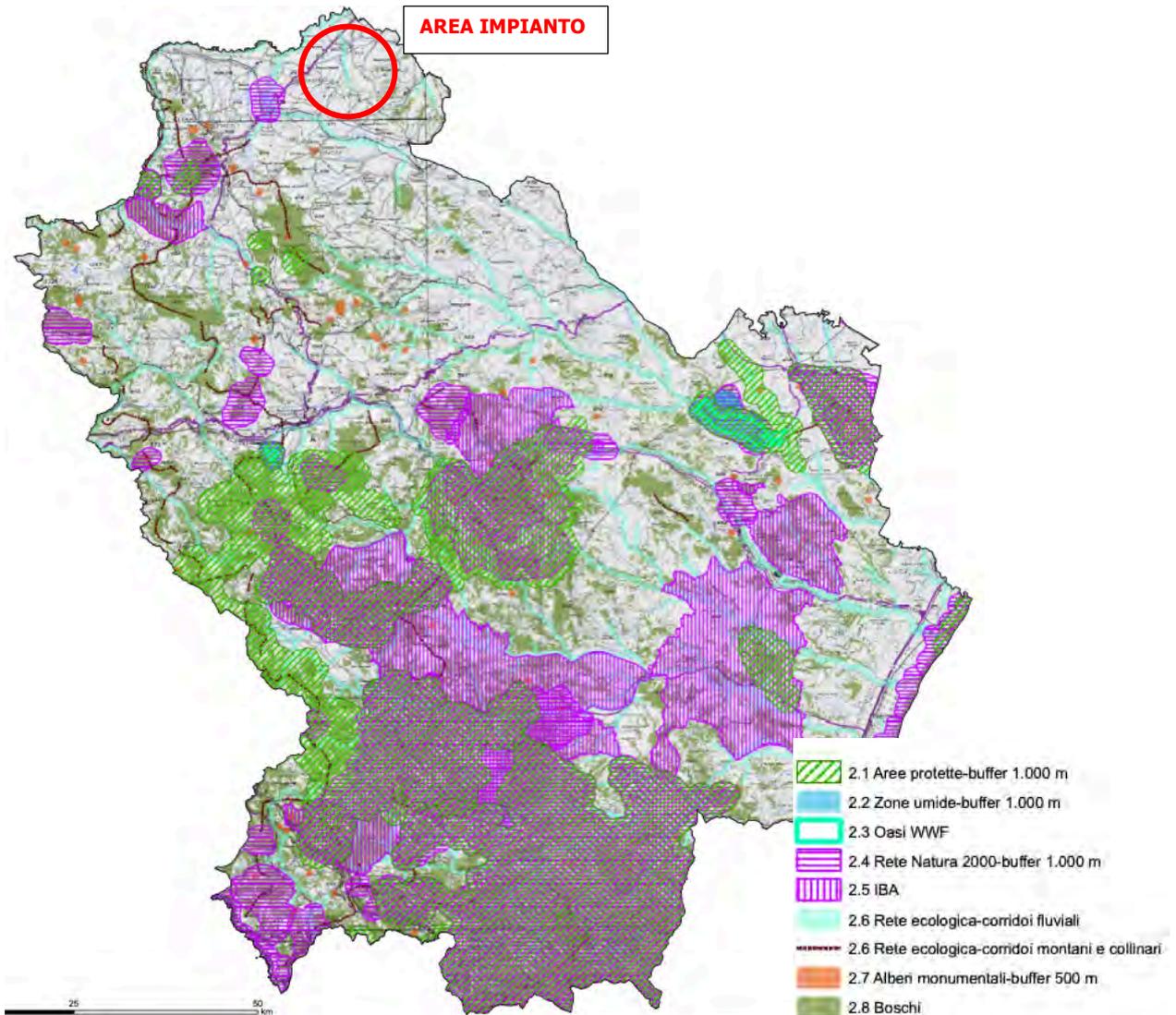
Livello 2 - Aree comprese nel sistema ecologico funzionale territoriale.

Il territorio della Regione Basilicata ha un altissimo valore ambientale in quanto presenta un ricco patrimonio naturalistico in buono stato di conservazione individuato e riconosciuto a livello internazionale. In coerenza con la Strategia Nazionale per la biodiversità e con la consapevolezza di avere in custodia temporanea questi valori, la Regione Basilicata ha individuato 53 siti afferenti alla Rete Natura 2000, che insieme ai 4 Parchi, alle 8 riserve statali e alle 8 riserve regionali rappresentano

i "nodi" dello schema di Rete Ecologica di Basilicata: il Sistema Ecologico Funzionale Territoriale. Il collegamento territoriale tra le diverse aree protette, realizza il concetto di "conservazione" basato: sulla connessione tra territori ad elevato valore ambientale e sul superamento della frammentazione, mediante l'attuazione di politiche di tutela e pianificazione condivise e univoche. La rete ecologica diventa una infrastruttura naturale e ambientale che ha il fine di relazionare e di connettere gli ambiti territoriali e le comunità locali dotate di maggiore naturalità.

In questa area sono considerati:

- Aree Protette
- Zone umide
- Oasi WWF
- Rete Natura 2000
- IBA – Important bird area
- Rete Ecologica
- Alberi monumentali
- Boschi



Carta delle Aree comprese nel sistema ecologico funzionale territoriale

Livello 3 - Aree agricole.

Le aree agricole costituiscono oltre il 90% del territorio regionale; danno carattere distintivo al paesaggio rurale, come componente essenziale dell'identità culturale della regione. Il paesaggio agrario rappresenta, infatti, " quella forma che l'uomo, nel corso ed ai fini delle sue attività produttive agricole, coscientemente e sistematicamente imprime al paesaggio naturale ... ". E' il risultato dell'integrazione nello spazio e nel tempo di fattori economici, sociali ed ambientali, e

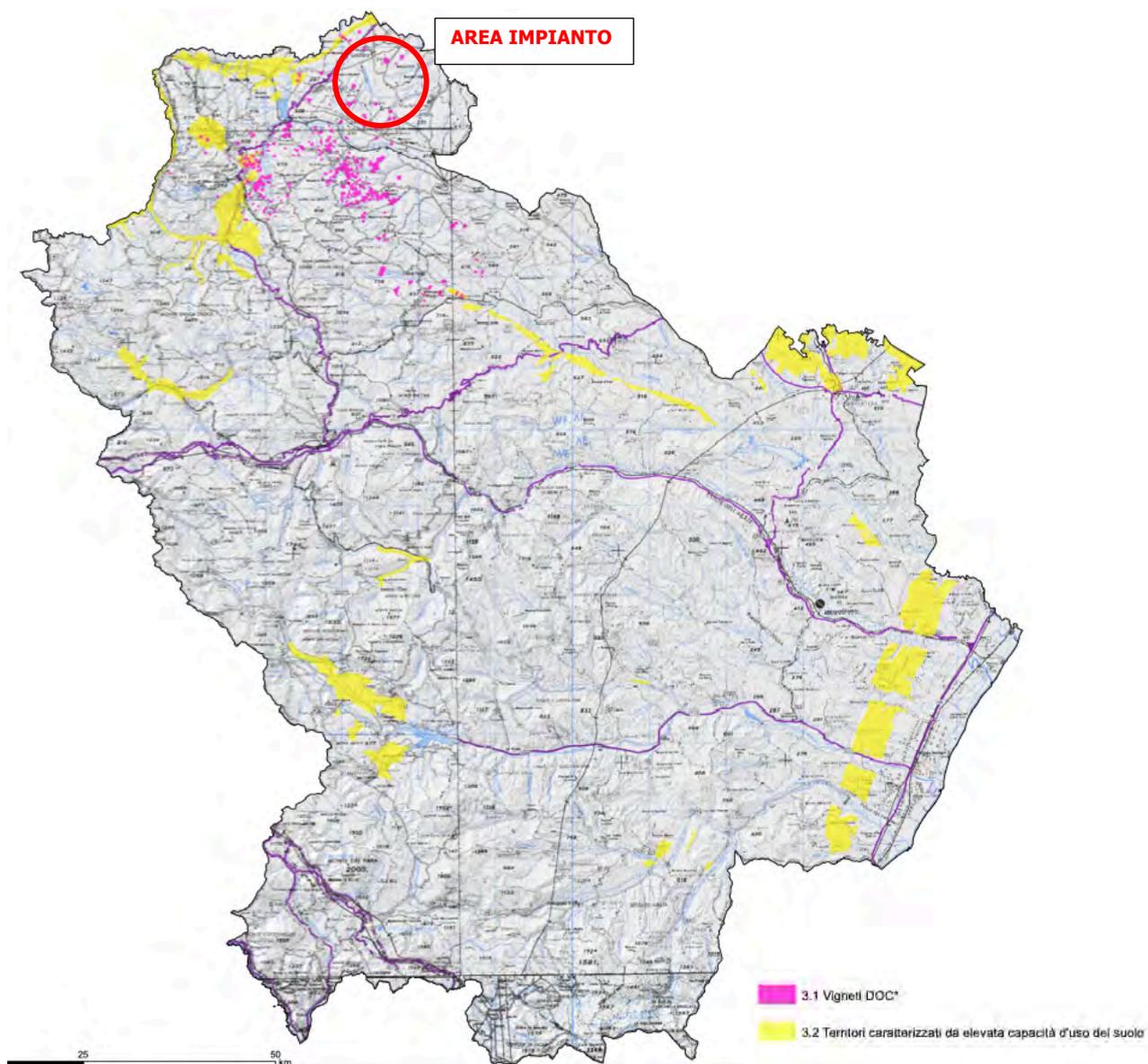
pertanto svolge il ruolo di una risorsa complessa da preservare, a fronte delle radicali trasformazioni che negli ultimi sessanta anni hanno interessato l'agricoltura ed il sistema agro-alimentare.

In particolare le aree agricole interessate da produzioni agricolo-alimentari di qualità, tradizionali e/o di particolare pregio rispetto al contesto paesaggistico-culturale collaborano fortemente nella definizione dei segni distintivi del paesaggio agrario.

In questa ottica sono state individuate le aree interessate da produzioni D.O.C. ed i territori caratterizzati da elevata capacità d'uso del suolo; non sono state comprese le aree interessate da altre produzioni (D.O.P., I.G.P., S.T.G. ecc.), in quanto non è stato possibile identificare il prodotto con un territorio specifico di produzione, ma risulta necessario porre un alto livello di attenzione nella redazione dei progetti alla verifica, in tali aree, della sussistenza di quelle produzioni agricolo-alimentari di qualità, tradizionali e/o di particolare pregio, che ne determinano il succitato carattere distintivo nel contesto paesaggistico-culturale.

In questa area sono considerati:

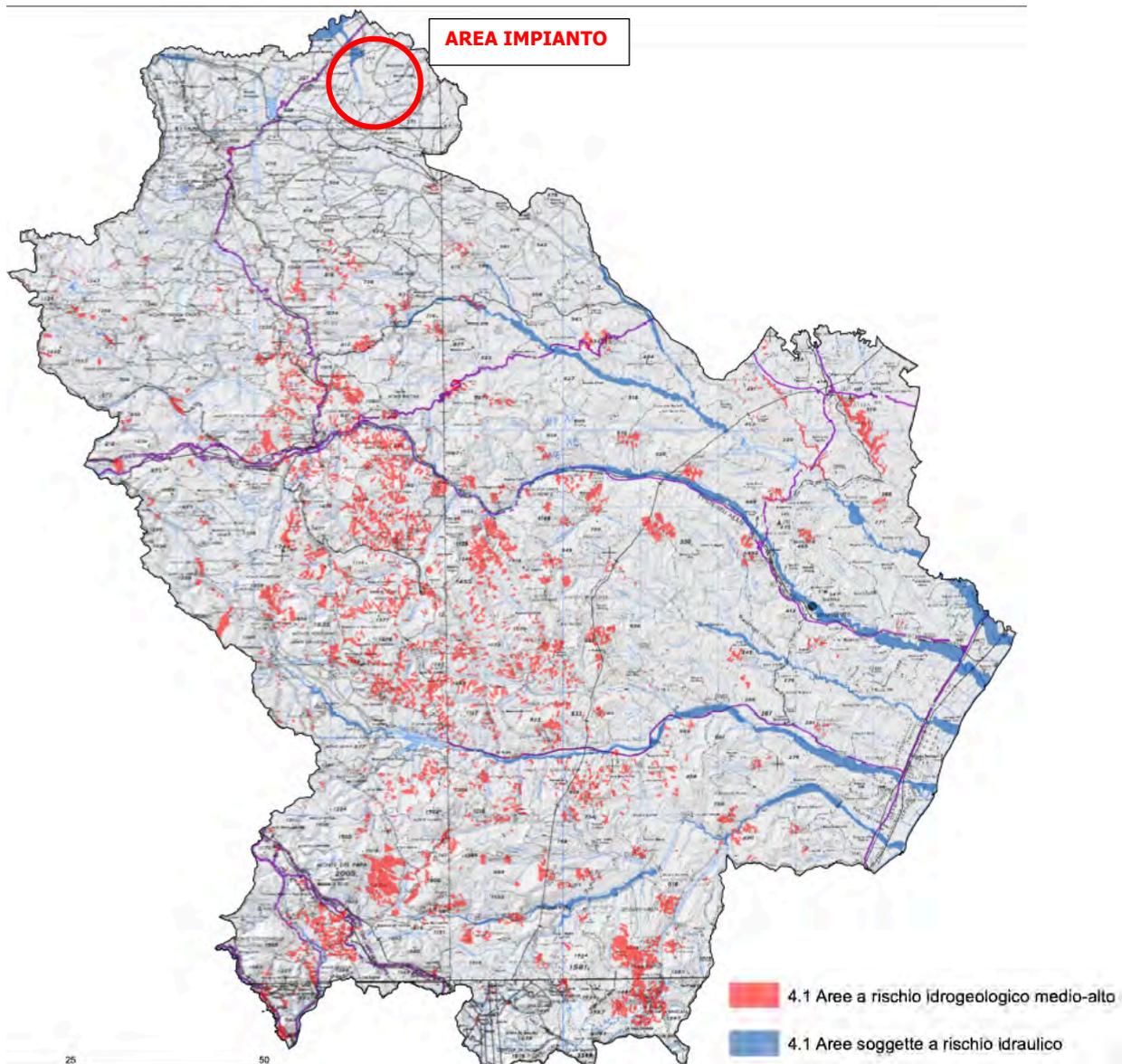
- Vigneti DOC
- Territori caratterizzati da elevata capacità d'uso dei suoli



Carta aree agricole

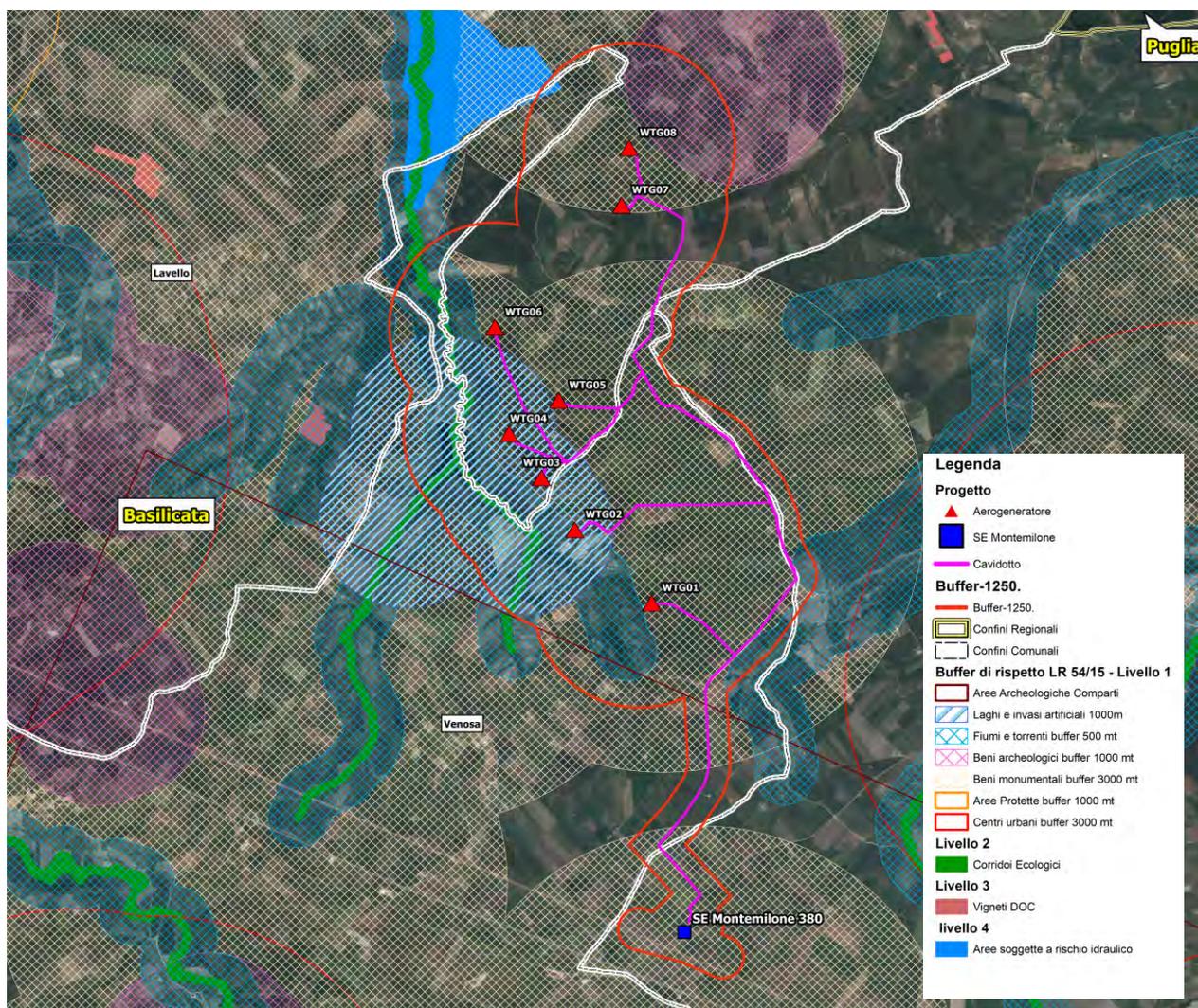
Livello 4 - Aree in dissesto idraulico ed idrogeologico.

Sono comprese in questa tipologia le aree individuate dai Piani Stralcio delle Autorità di Bacino, così come riportate dal Geoportale Nazionale del MATTM.



Carta Aree in dissesto idraulico ed idrogeologico

Si riporta di seguito una sintesi delle aree interessate dall'ambito di studio:



Stralcio carta delle Aree Non Idonee Regione Basilicata

Per ciascuna macro area tematica sono state identificate diverse tipologie di beni ed aree ritenute "non idonee" procedendo alla mappatura sia delle aree non idonee già identificate dal PIEAR (L.R. n. 1/2010), sia delle aree non idonee di nuova identificazione in attuazione delle linee guida.

Dall'analisi cartografica emerge che tutti gli aerogeneratori rientrano nel buffer di 2000mt del "Beni monumentali"; i WTG 02,03 e 04 sono interessati inoltre dal buffer di 1000 mt del lago mentre il WTG02 anche del buffer di 500 mt del fiume.

Il cavidotto, così come la SE Terna e la stazione utente rientrano con il buffer di 2000 mt dei Beni monumentali.

Quindi le interferenze con le aree non idonee appartengono al macro area Livello 1 individuato dall'Allegato A della LR 54/15, mentre per le altre macro aree non sussistono interferenze.

Per un approfondimento sul sistema delle interferenze dei vincoli con le opere in progetto si rimanda al "Capitolo 3" dove vengono analizzate singolarmente le diverse tipologie di beni sottoposte a vincolo.

2.2. La pianificazione territoriale generale

2.2.1. Il Piano Paesaggistico Territoriale Regionale

Al fine di analizzare gli strumenti territoriali paesaggistici, a livello regionale si è proceduto all'individuazione di un'area estesa ottenuta con l'involuppo attorno all'impianto di un'area pari a 50 volte lo sviluppo verticale degli aerogeneratori.

Gli aerogeneratori di progetto avranno un'altezza massima totale H_t (al tip della pala) pari a 220 m ($H_t = H + D/2$). Sulla base dell'aerogeneratore di progetto si definisce attorno all'impianto un Buffer $B = 50 * H_t = 11.000$ m.

Pertanto in quest'area rientrano i Piano Paesaggistici della Regione Basilica e Puglia.

2.2.1.1. Piano Paesaggistico Regione Basilicata

Con riferimento ai vincoli paesaggistici ed ambientali sono stati consultati gli strati informativi inerenti della Regione Basilicata, derivati dal d.lgs. 22 gennaio 2004, n. 42 "Codice dei beni culturali e del Paesaggio" e reperiti dal geoportale regionale (<https://rsdi.regione.basilicata.it/>), oltre a quelli della Regione Puglia, desunti dal Piano Paesaggistico della Regione Puglia (PPTR) che persegue le finalità di tutela e valorizzazione, nonché di recupero e riqualificazione dei paesaggi di Puglia, in attuazione dell'art. 1 della L.R. 7 ottobre 2009, n. 20 " Norme per la pianificazione paesaggistica" e del d.lgs. 22 gennaio 2004, n. 42 "Codice dei beni culturali e del Paesaggio".

Nella valutazione dei vincoli paesaggistici sono state prese in considerazione le eventuali interferenze dirette con:

- Beni culturali (artt. 10, 13 e 45 del d.lgs. 42/2004), tra cui i beni monumentali, le aree archeologiche, i parchi ed i viali della rimembranza;
- Beni paesaggistici (artt. 136 e 142 del d.lgs. 42/2004), tra cui le aree di notevole interesse pubblico (incluse quelle istituende e vincolate ai sensi dell'art.139, c.2 del citato decreto);

- Aree tutelate per legge (art.142, c.1, del d.lgs. 42/2004);
- Beni per la delimitazione di ulteriori contesti (art.143 del d.lgs. 42/2004), tra cui i geositi.

Al momento della redazione del presente documento il Piano Paesaggistico Regionale della Basilicata risulta in fase di redazione. Tra il mese di aprile 2017 ed il mese di febbraio 2019, sono state espletate le attività di ricognizione, delimitazione e rappresentazione dei beni culturali e paesaggistici, i cui dati georeferiti sono stati messi a disposizione come servizi WMS e/o download sul geoportale regionale (<https://rsdi.regione.basilicata.it/>) e presentati nel prosieguo dello studio.

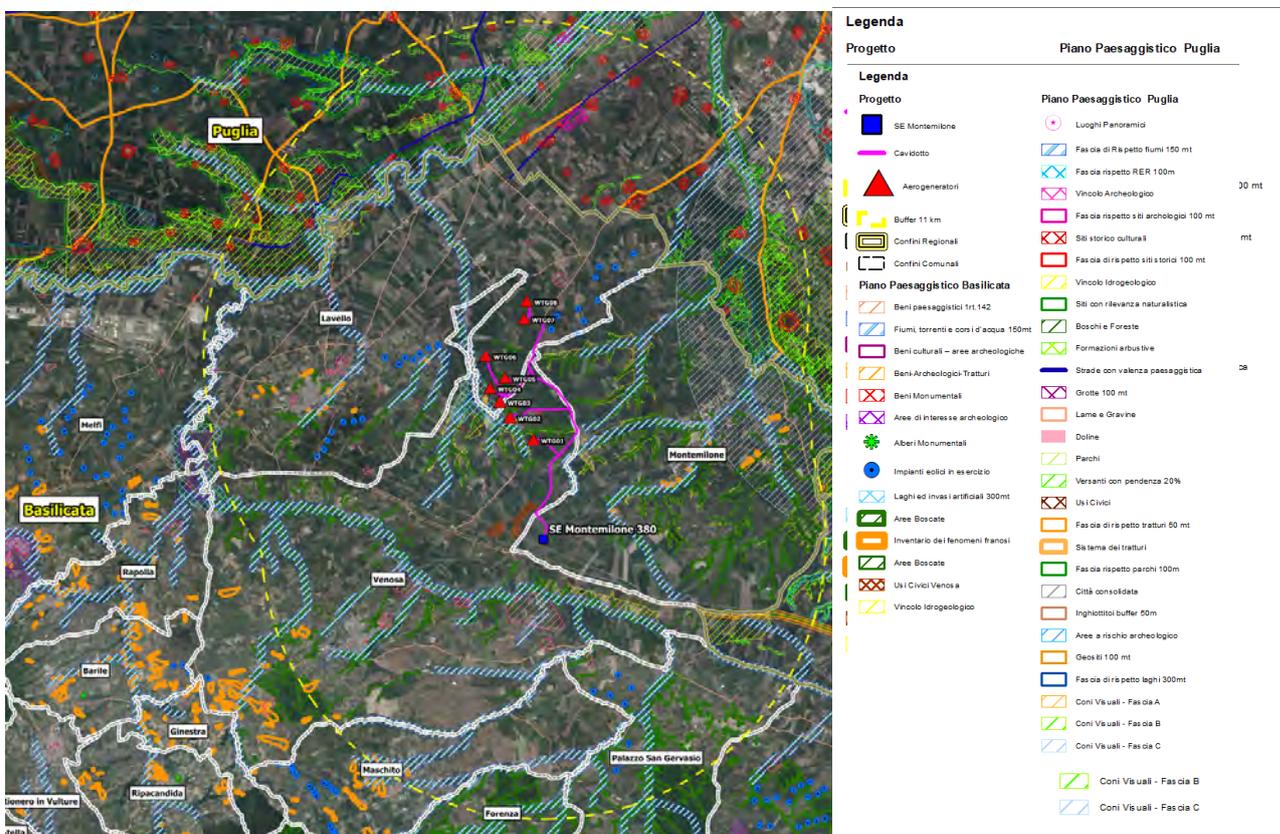
L'attività è tuttora in corso tanto che periodicamente sono pubblicati aggiornamenti ed integrazioni dei dati. Con DGR n.821/2019 sono state definite le modalità attuative per la redazione del Piano Paesaggistico Regionale. Nel maggio del 2020 la Giunta regionale ha approvato una versione aggiornata del documento programmatico propedeutico alla redazione del PPR.

2.2.1.2. Piano Paesaggistico Regione Puglia

Il PPTR Puglia che recepisce il d.lgs. n.42/2004, organizza il sistema delle tutele (costituito dall'insieme dei beni paesaggistici (BP) e degli ulteriori contesti paesaggistici (UCP)) in tre strutture al paragrafo 6 del Piano, a loro volta articolate in componenti:

- 6.1. Struttura idro-geomorfologica:
 - 6.1.1 Componenti idrologiche
 - 6.1.2 Componenti geomorfologiche.
- 6.2. Struttura eco-sistemica e ambientale:
 - 6.2.1 Componenti botanico-vegetazionali;
 - 6.2.2 Componenti delle aree protette e dei siti naturalistici.
- 6.3. Struttura antropica e storico-culturale:
 - 6.3.1 Componenti culturali e insediative;
 - 6.3.2 Componenti dei valori percettivi.

Nello specifico, i comuni pugliesi di Spinazzola, Minervino Murge, Canosa di Puglia e Cerignola, intercettati dal buffer di analisi, ricadono in due degli 11 Ambiti Paesaggistici individuati dal PPTR Puglia, "Ofanto" e "Alta Murgia".



Stralcio Carta dei vincoli Contermini - Regioni Puglia e Basilicata- buffer 11 km

Lo stralcio cartografico riporta una sintesi dei beni paesaggistici che rientrano all'interno del buffer di 11 km.

Dall'analisi cartografica emergono interferenze indirette con l'impianto di nuova realizzazione e i beni paesaggistici individuati, quest'ultimi localizzati soprattutto ai confini dell'area buffer; pertanto, il sito degli aerogeneratori in progetto risulta moderatamente libero da aree sottoposte a vincolo paesaggistico.

Si rimanda al paragrafo 3.1 per l'analisi dettagliata delle interferenze dirette col sistema dei vincoli.

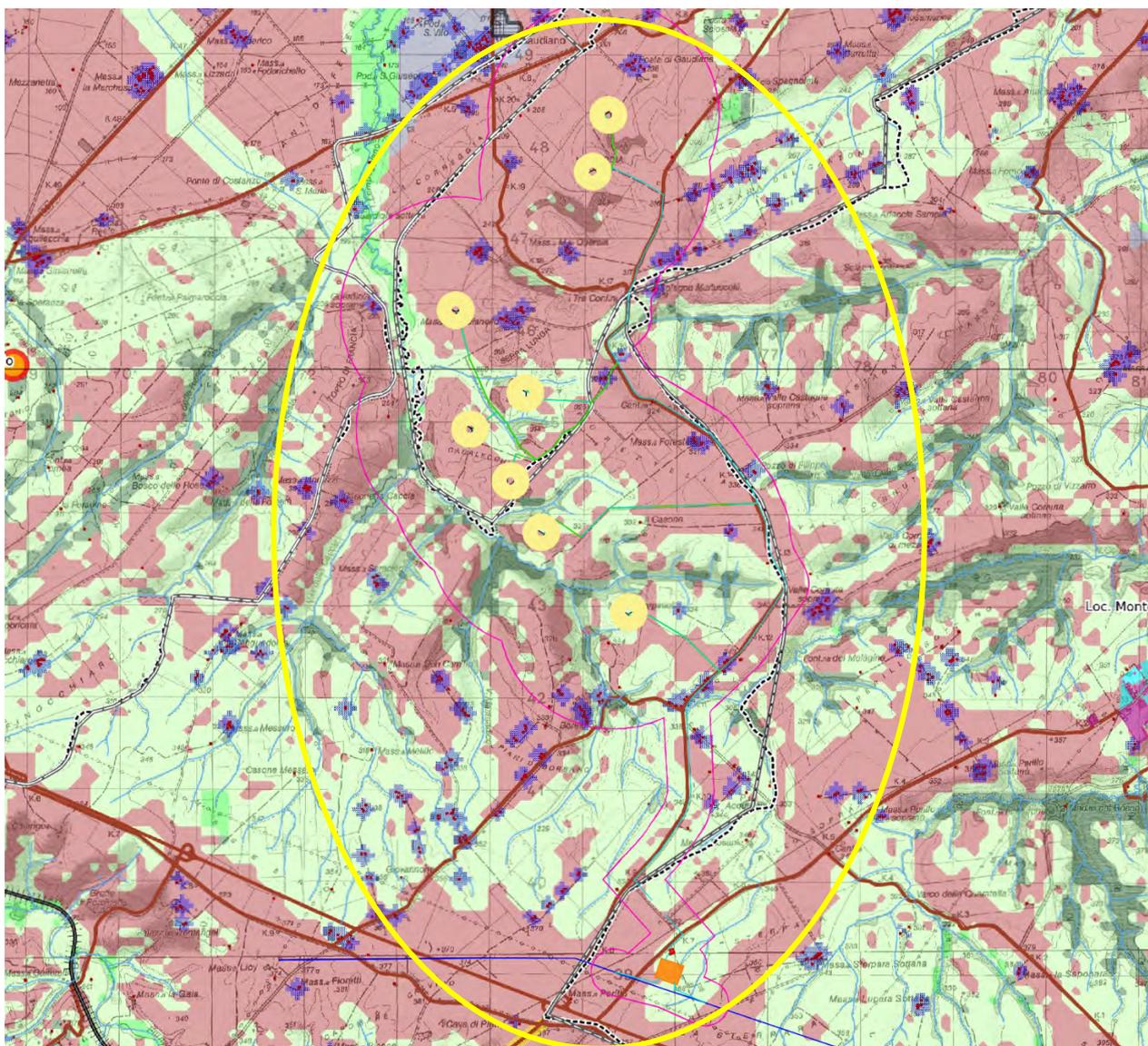
2.2.2. Il Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale della Provincia di Potenza

Il Piano Strutturale Provinciale di Potenza (PSP-PZ) è stato approvato in data 27/11/2013 (<http://www.provincia.potenza.it/provincia/detail.jsp?otype=1501&id=140619>). Secondo la

cartografia disponibile al link precedente, il territorio di Montemilone, Venosa e di Iavello rientrano nell'ambito strategico del Vulture-Alto Bradano.

Secondo la tavola nr.34 concernente la "Indicazione dei regimi di intervento e strategie programmate", le opere rientrano nell'ambito dei seguenti regimi:

- C3 – Regime di Conservazione finalizzata alla tutela dei caratteri di valore naturalistico-ambientale e alla valorizzazione perseguibile attraverso eventuali interventi di trasformazione e nuovo impianto nel rispetto del regime vincolistico. Qui rientra la sola sottostazione utente e buona parte della stazione elettrica Terna, oltre a diversi tratti di cavidotto;
- NI1 – Regime del nuovo impianto: Possibilità di realizzare interventi di nuovo impianto nel rispetto dei caratteri costitutivi del contesto, prevedendo la rimozione di eventuali condizioni di degrado. Vi rientrano tutti gli aerogeneratori di progetto e parte della stazione elettrica Terna, oltre a diversi tratti di cavidotto.



Stralcio PTCP di Potenza

In entrambi i casi, il PSP-PZ consente la realizzazione di nuovi manufatti, pur tenendo conto – nel primo caso – del regime vincolistico e – nel secondo caso – dei caratteri costitutivi del contesto. Inoltre, le NTA del PSP-PZ, all’art.59, rimandano ai piani urbanistici comunali la definizione delle condizioni per la modifica della destinazione dei suoli in area agricola, pur riferendosi esclusivamente ad interventi connessi con l’attività agricola; al comma 3 vi è comunque un’indicazione sui criteri localizzativi delle nuove attività agro-industriali, che vanno collocate privilegiando le aree contigue a stabilimenti preesistenti, a condizione che ne sia verificata l’adeguatezza delle infrastrutture e la compatibilità paesaggistica e ambientale. All’art.63, comma 1, lett.b, ed agli artt.64, 66 e 67 si

accenna alla possibilità di disciplinare, da parte dei comuni, le modalità e le condizioni da rispettare per la realizzazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili. In particolare, l'art.67, comma 2, stabilisce che gli impianti non connessi all'attività agricola devono essere ubicati in zone non agricole adeguatamente classificate dai piani urbanistici comunali (produttive o per impianti tecnologici) ovvero dovrà essere prevista una variante agli stessi. In proposito va evidenziato che, secondo quanto stabilito dall'art.12, comma 3, del d.lgs. 387/2003, "la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, [...] sono soggetti ad una autorizzazione unica, [...], che costituisce, ove occorra, variante allo strumento urbanistico".

Pertanto, l'attuale destinazione urbanistica dei suoli non preclude il rilascio dell'autorizzazione.

All'art. 65, nell'ambito del coordinamento della rete energetica, si accenna alla necessità di coinvolgere Enti locali e gestori di servizi pubblici e privati con lo scopo di definire politiche comuni per una gestione delle fonti energetiche, anche rinnovabili, a livello sub-provinciale. Infine, all'art.62 delle NTA, la Provincia di Potenza sottolinea la necessità di perseguire l'obiettivo della razionalizzazione della rete di trasporto dell'energia elettrica, rendendo minimo l'impatto ambientale, sanitario e della sicurezza. Inoltre, lo stesso articolo, al comma 2, stabilisce che, in virtù del rilevante impatto paesistico connesso con la realizzazione di nuovi elettrodotti, i progetti delle nuove linee di trasporto sono soggetti ad un parere vincolante della Provincia, in funzione dei criteri di tutela paesistica del PSP, oltre che dei criteri del redigendo piano paesaggistico regionale. Nel caso di specie le opere di connessione di competenza del Proponente saranno completamente interrate. Va inoltre considerato che si tratta di opere previste a ridosso di una stazione elettrica di futura realizzazione e, pertanto, da privilegiare (per analogia con i criteri localizzativi degli impianti agro-industriali).

2.2.1. Gli strumenti urbanistici comunali

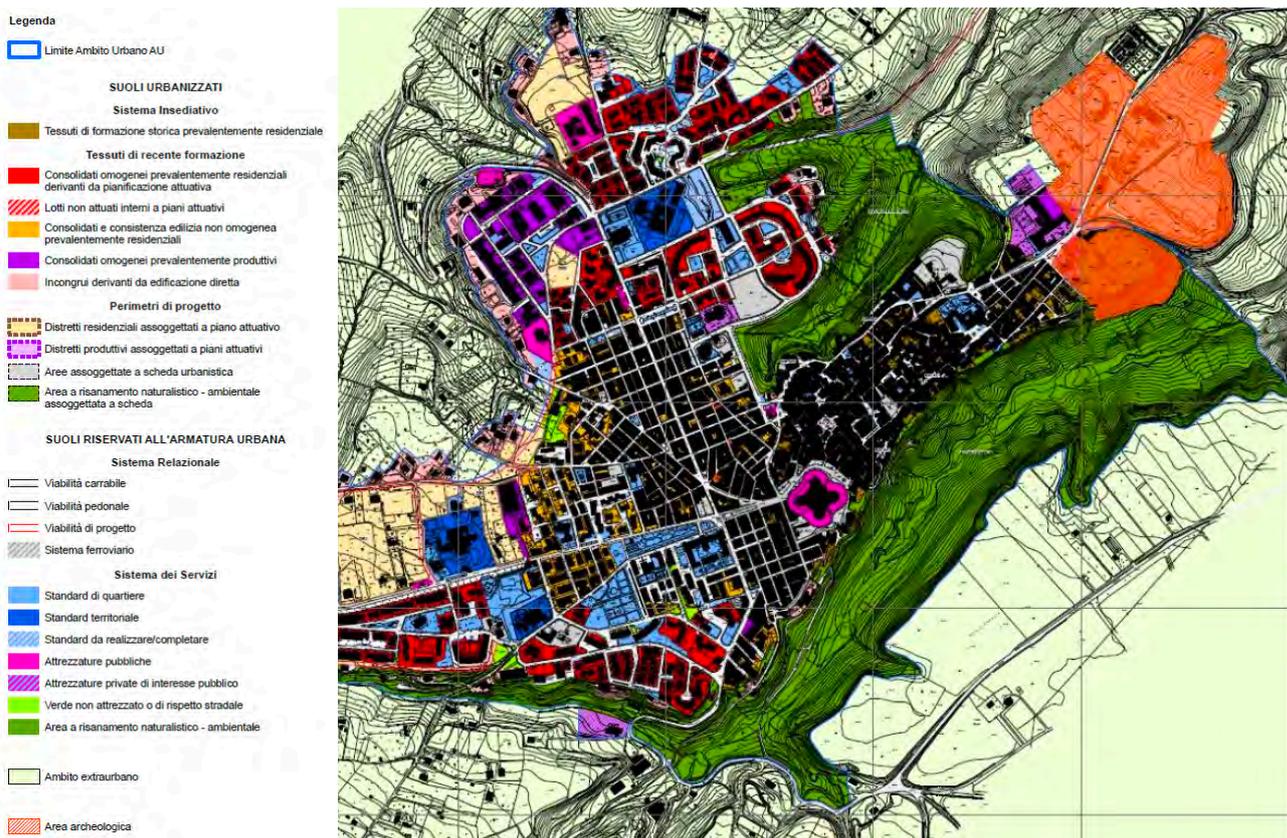
Le opere in progetto ricadono all'interno dei territori comunali di Lavello, Venosa e Montemilone. Di seguito si riportano gli atti di approvazione degli strumenti urbanistici comunali:

Comune di Venosa	Il Comune di Venosa è dotato di Regolamento urbanistico redatto ai sensi dell'art. 36, comma 3, della L.R. 23/1999 e s.m.i., adottato con Deliberazione di Consiglio Comunale n° 40 del 25.10.2011.
Comune di Lavello	Il comune di lavello è dotato di regolamento urbanistico approvato con Delibera del Consiglio Comunale n.39 del 30/08/2021
Comune di Montemilone	Il Comune di Montemilone è dotato di Piano Regolatore Generale approvato con D.P.G.R. n. 1026 del 1986.

2.2.1.1. Comune di Venosa

Nel comune di Venosa ricadono gli aerogeneratori WTG 01 e 02 e parte del tracciato di cavidotto.

Dall'elaborato denominato "TAV.8.1 - Assetto urbanistico" dell'RU, di cui di seguito si riporta uno stralcio, si evince che l'area interessata dalle turbine in progetto ricade in "Ambito extraurbano".

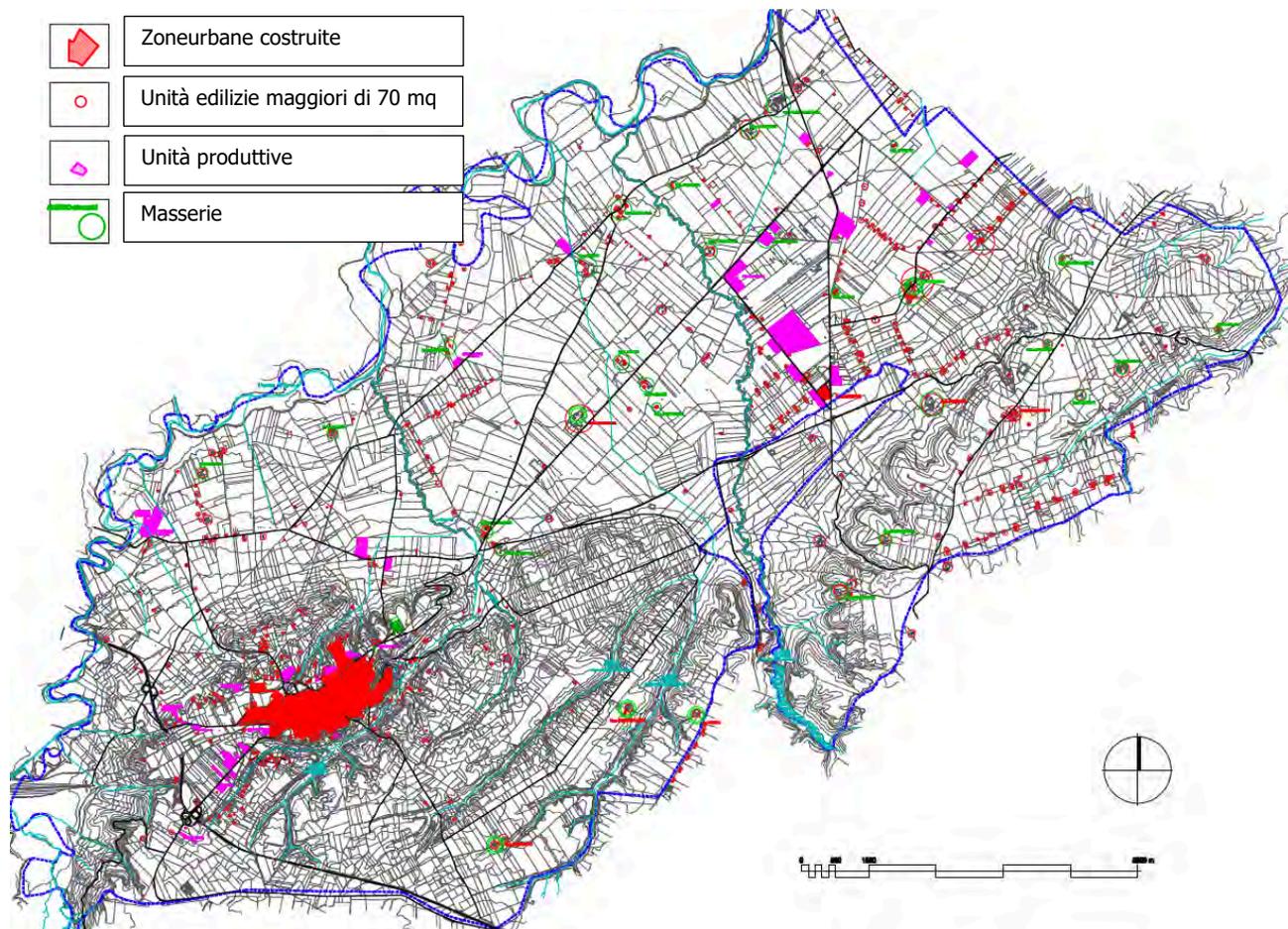


Stralcio Assetto Urbanistico comune di Venosa

L'Ambito extraurbano è regolamentato in linea generale dagli artt. 72-77 delle NTA. Non emergono prescrizioni poiché il territorio esterno all'ambito urbano è privo di regimi urbanistici specifici.

2.2.1.2. Comune di Lavello

Nel Comune di Lavello ricadono gli aerogeneratori WTG 03, 04, 05, 06, 07 e 08 e parte del tracciato di cavidotto.



Stralcio del RU del comune di Lavello – Ambito extraurbano

l'Ambito extraurbano è regolamentato in linea generale dagli artt. 49-59 delle NTA. L'art. 52 disciplina le attività produttive non assimilabili a quelle agricole, non emergono prescrizioni specifiche per gli impianti eolici.

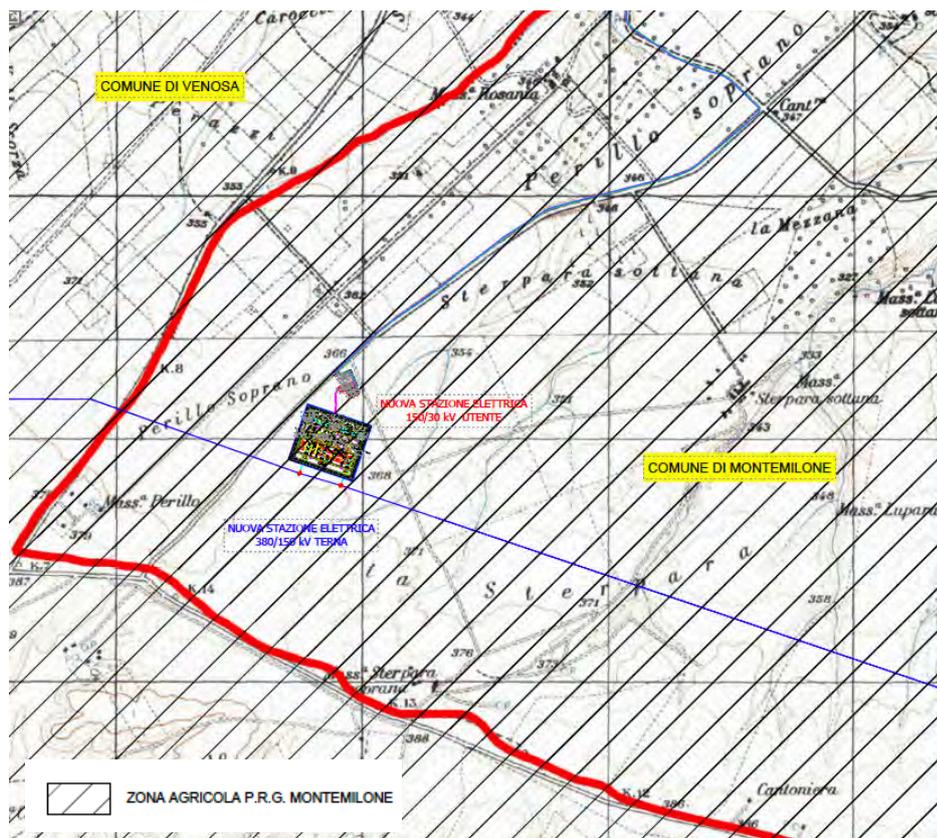
2.2.1.3. Comune di Montemilone

Nel Comune di Montemilone ricade SE Terna e la stazione utente in parte il tracciato di cavidotto.

Il Piano Regolatore Generale Comunale (PRG) è lo strumento che fissa le direttive per la zonizzazione dell'intero territorio comunale. I contenuti essenziali del piano, indicati dalla legge n. 1150/1942, modificata poi dalla n. 1187 del 1968, riguardano le previsioni di "zonizzazione" con cui

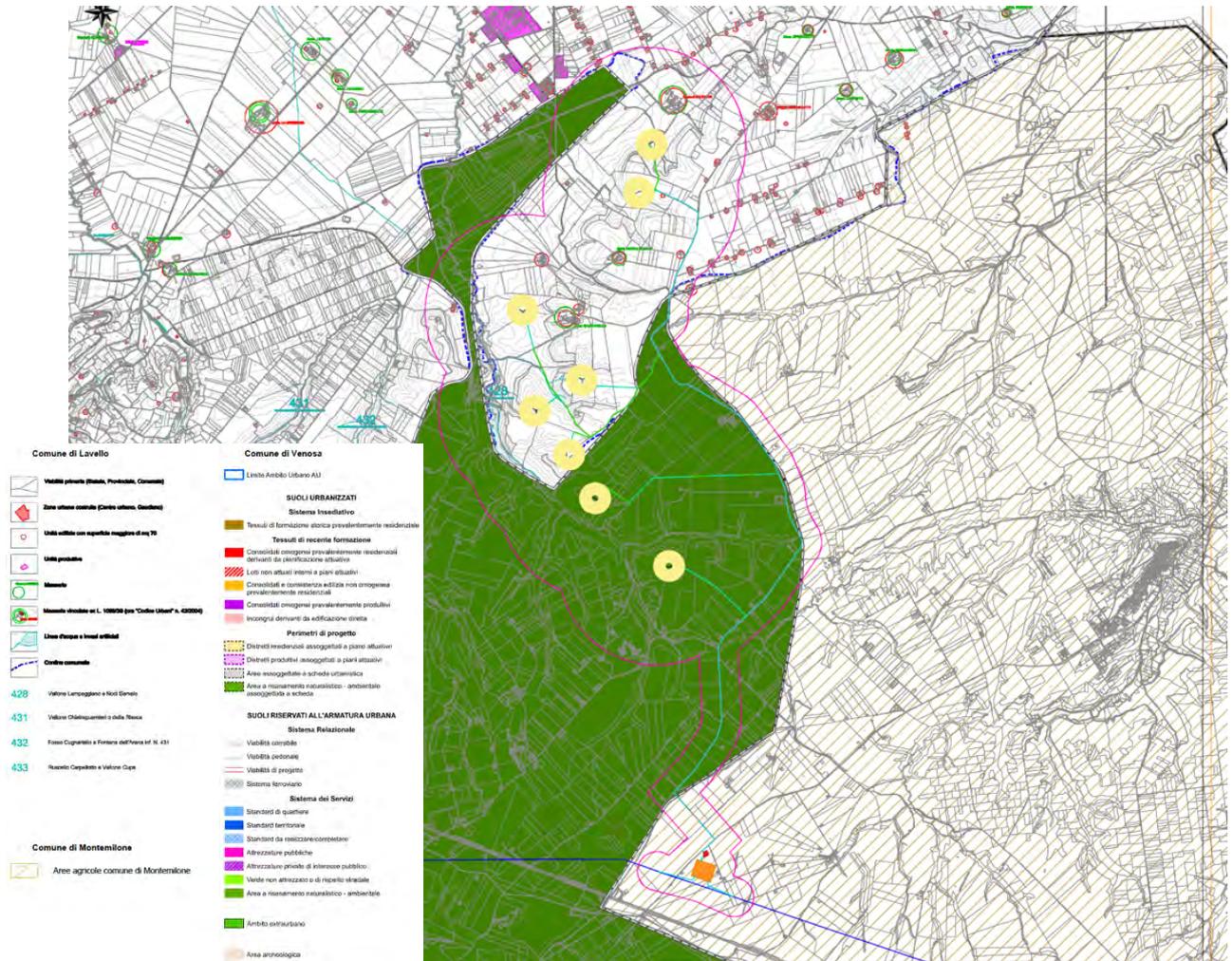
il territorio viene diviso in zone, con caratteri funzionali e vincoli da osservare per ciascuna di esse, e di "localizzazione", con le quali determinate aree sono destinate a servizi di interesse pubblico.

Nel comune non ricadono aerogeneratori, prevede nel territorio comunale di Montemilone, la realizzazione della SSE e di parte del tracciato del cavidotto interrato, e che ricadono in area classificata dal P.R.G. come "zona agricola" (zona "E").



Stralcio PRG Comune di Montemilone

Dall'esame della normativa sopra indicata si evince la piena coerenza e compatibilità, sotto l'aspetto urbanistico, del futuro parco eolico.



Stralcio Carta degli Strumenti Urbanistici comunali

Dalla consultazione degli elaborati gli strumenti urbanistici la disciplina del territorio si concentra soprattutto nei Centri Urbani, classificando le aree esterne all'urbanizzato come Aree E – Agricole o Extracittadino

Sulla base della classificazione dell'uso del suolo, le aree interessate dagli aerogeneratori e dall'attraversamento del cavidotto di connessione sono destinate prevalentemente a seminativi, il cavidotto si sviluppa principalmente su viabilità esistente.

Non si evincono vincoli urbanistici escludenti il progetto in esame.

3. IL SISTEMA DEI VINCOLI E DELLE TUTELE

Al fine di verificare la sussistenza della coerenza del progetto con il sistema dei vincoli e delle tutele, l'analisi vincolistica è stata effettuata secondo le differenti tipologie di vincoli e tutele in materia di:

- beni culturali, paesaggistici ed archeologici;
- aree naturali tutelate;
- attenzioni idrogeologiche.

Si evidenzia che per la localizzazione dei suddetti beni, sono state consultate le seguenti fonti:

- Piano paesaggistico Territoriale Regionale (PPR) della Basilicata - Repertori integrativi dei Beni Culturali, dei Beni Paesaggistici, Ulteriori Contesti di Tutela (geositi ed alberi monumentali), art. 10, 12, 45 e art. 143 del D.Lgs n. 42/2004;
- Geoportale Nazionale – MATTM Rete Natura 2000,
- Repertorio Nazionale dei dati territoriali – MiBACT,
- Piano di Assetto Idrogeologico dell'Autorità di bacino Distrettuale dell'Appennino Meridionale.

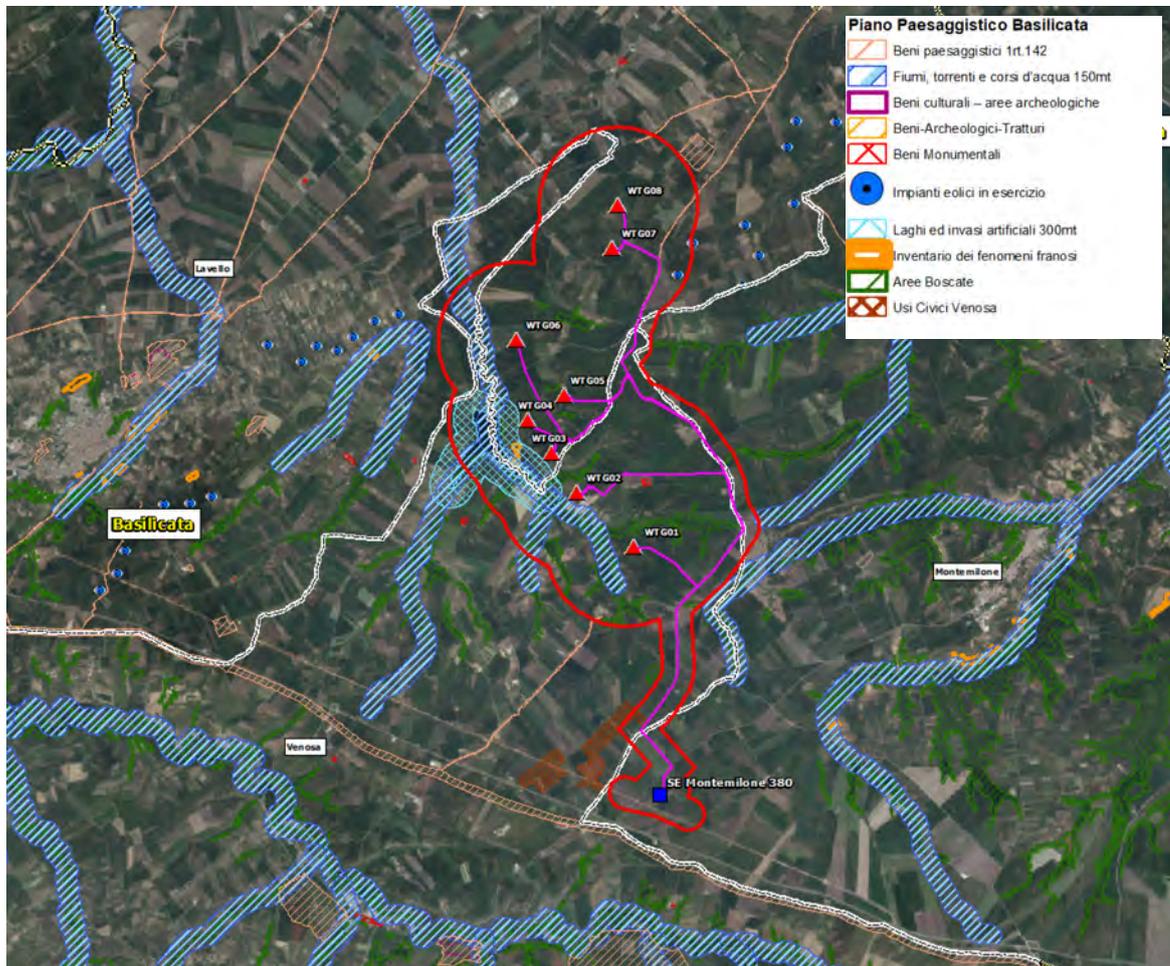
In particolare, per un quadro dei riferimenti vincolistici e di tutela regionali, provinciali e comunali, si rimanda agli elaborati grafici "Inquadramento rispetto a vincoli e tutele"

3.1. *Vincoli paesaggistici*

E' stato individuato un buffer di 1250 mt dagli aerogeneratori e un buffer di 500 mt per lato dal tracciato di cavidotto, quale ambito di studio per un'analisi dettagliata delle interferenze col sistema dei vincoli paesaggistici; all'interno del buffer ricadono i seguenti vincoli:

- Fiumi e torrenti, fascia di rispetto di 150 mt;
- Laghi e invasi artificiali, fascia di rispetto di 300 mt;
- Aree Boscate
- Rete dei tratturi
- Inventario dei movimenti franosi

- Impianti eolici in esercizio
- Usi civici del comune di Venosa



Carta dei Vincoli Paesaggistici

Dall'analisi del sistema dei vincoli e di tutela in materia di beni culturali e di paesaggio, in riferimento all'elaborato "Inquadramento rispetto a vincoli e tutele" emergono interferenze dirette con le opere in progetto relativamente ad un breve tratto del cavidotto della SP78 nella zona di innesto col cavidotto di collegamento con gli aerogeneratori WTG 07 e 08 con il seguente vincolo:

- Aree di interesse archeologico – Rete dei tratturi

In generale né gli aerogeneratori né il resto del tracciato del cavidotto interferiscono affatto con le aree sottoposte a vincolo.

3.2. Altri vincoli

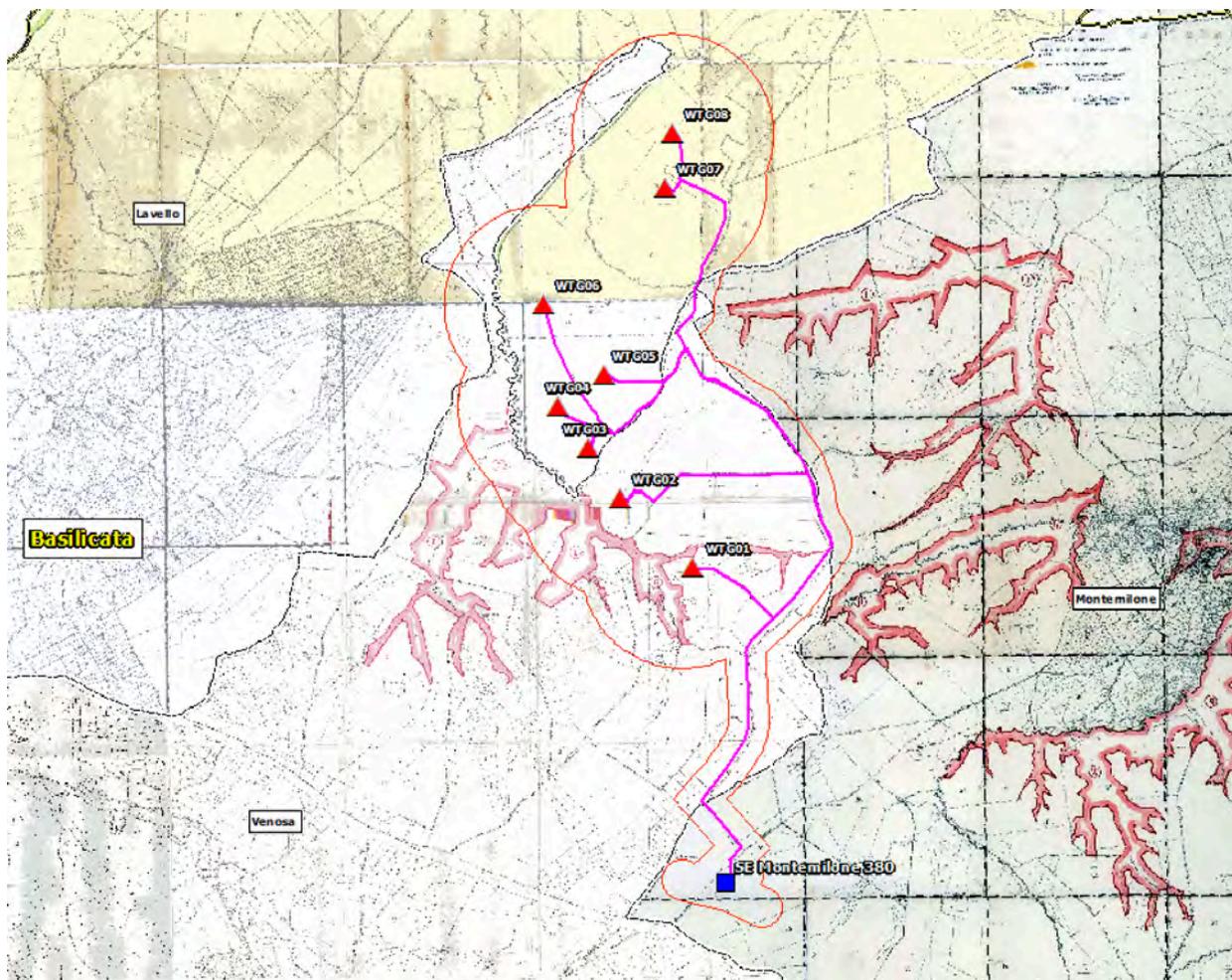
3.2.1. Vincolo idrogeologico

Il R.D.L. 30.12.1923 n° 3267 , tuttora in vigore, dal titolo: "Riordinamento e riforma in materia di boschi e terreni montani" sottopone a "vincolo per scopi idrogeologici i terreni di qualsiasi natura e destinazione che, per effetto di forme di utilizzazione contrastanti con le norme di cui agli artt. 7,8 e 9 (articoli che riguardano dissodamenti, cambiamenti di coltura ed esercizio del pascolo), possono con danno pubblico subire denudazioni, perdere la stabilità o turbare il regime delle acque".

Lo scopo principale del Vincolo Idrogeologico è quello di preservare l'ambiente fisico e quindi di garantire che tutti gli interventi che vanno ad interagire con il territorio non compromettano la stabilità dello stesso, né inneschino fenomeni erosivi, ecc., con possibilità di danno pubblico, specialmente nelle aree collinari e montane.

Secondo quanto previsto dal R.D.L. 30/12/1923 n° 3267, è previsto il rilascio di nulla osta e/o autorizzazioni per la realizzazione di opere edilizie, o comunque di movimenti di terra, che possono essere legati anche a utilizzazioni boschive e miglioramenti fondiari, richieste dai privati o da enti pubblici, in aree che sono state delimitate in epoca precedente alla legge, e che erano considerate aree sensibili nei confronti delle problematiche di difesa del suolo e tutela del patrimonio forestale.

Tale nulla osta viene rilasciato, in seguito alle citate normative, anche a posteriori per la sanatoria di opere abusive. In base alle normative citate le opere soggette ad autorizzazione sono state classificate e divise in tabelle, e per ogni tipologia è stato individuato l'ente competente a rilasciare l'autorizzazione.



Stralcio Carte comunali delle aree soggette a Vincolo idrogeologico

Come è possibile apprezzare dalla carta delle aree soggette a vincolo idrogeologico, realizzata sulla base del materiale fornito dal portale Paesaggio della Basilicata le aree di interesse progettuale non sono vincolate e pertanto non sarà necessario richiedere il N.O. per il Vincolo idrogeologico.

3.2.2. Il Piano di Assetto Idrogeologico (PAI)

Il parco eolico è posto in un'area di competenza territoriale dell'Autorità di Bacino della Puglia, per cui la verifica di conformità è stata fatta con il PAI Regione Puglia.

Il Piano di Assetto Idrogeologico (P.A.I.) della Regione Puglia è stato adottato dal Consiglio Istituzionale dell'Autorità d'Ambito il 15 dicembre 2004; sono tuttora in fase di istruttoria le numerosissime proposte di modifica formulate da comuni, province e privati.

In particolare, l'ultimo aggiornamento preso in considerazione per le verifiche di compatibilità con il PAI fa riferimento alla Delibera del Comitato Istituzionale del 13/6/2011, pubblicata sul sito web in data 15/07/2014.

Il P.A.I. adottato dalla Regione Puglia ha le seguenti finalità:

a sistemazione, la conservazione ed il recupero del suolo nei bacini imbriferi, con interventi idrogeologici, idraulici, idraulico – forestali, idraulico – agrari compatibili con i criteri di recupero naturalistico;

- la difesa ed il consolidamento dei versanti e delle aree instabili, nonché la difesa degli abitati e delle infrastrutture contro i movimenti franosi ed altri fenomeni di dissesto;
- il riordino del vincolo idrogeologico;
- la difesa, la sistemazione e la regolazione dei corsi d'acqua;
- lo svolgimento funzionale dei servizi di polizia idraulica, di piena, di pronto intervento idraulico, nonché di gestione degli impianti.

La determinazione più rilevante ai fini dell'uso del territorio è senza dubbio l'individuazione delle Aree a Pericolosità Idraulica ed a Rischio Idrogeologico.

In funzione del regime pluviometrico e delle caratteristiche morfologiche del territorio, il Piano individua differenti regimi di tutela per le seguenti aree:

- Aree a alta probabilità di inondazione (AP) ovvero porzioni di territorio soggette ad essere allagate con un tempo di ritorno (frequenza) inferiore a 30 anni;
- Aree a media probabilità di inondazione (MP) ovvero porzioni di territorio soggette ad essere allagate con un tempo di ritorno (frequenza) compresa fra 30 anni e 200 anni;
- Aree a bassa probabilità di inondazione (BP) ovvero porzioni di territorio soggette ad essere allagate con un tempo di ritorno (frequenza) compresa fra 200 anni e 500 anni;

Per quanto concerne le aree a Rischio Idrogeologico (R), definito come l'entità del danno atteso in seguito al verificarsi di un particolare evento calamitoso in un intervallo di tempo definito e in una data area. Il Piano individua quattro differenti classi di rischio ad entità crescente:

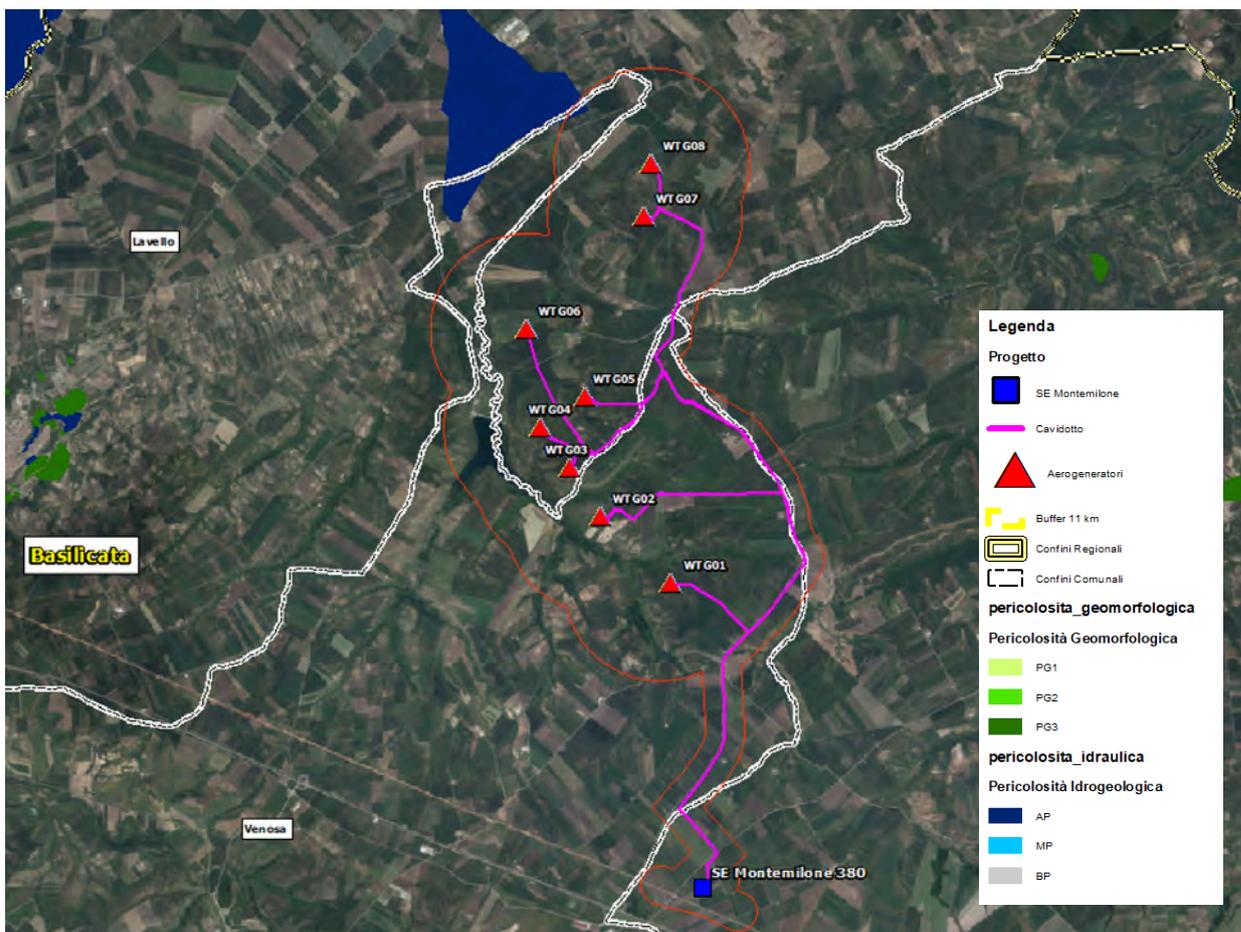
- moderato R1: per il quale i danni sociali, economici e al patrimonio ambientale sono marginali;

- medio R2: per il quale sono possibili danni minori agli edifici, alle infrastrutture e al patrimonio ambientale che non pregiudicano l'incolumità del personale, l'agibilità degli edifici e la funzionalità delle attività economiche;
- elevato R3: per il quale sono possibili problemi per l'incolumità delle persone, danni funzionali agli edifici e alle infrastrutture, con conseguente inagibilità degli stessi, l'interruzione di funzionalità delle attività socioeconomiche e danni rilevanti al patrimonio ambientale;
- molto elevato R4: per il quale sono possibili la perdita di vite umane e lesioni gravi alle persone, danni gravi agli edifici, alle infrastrutture ed al patrimonio ambientale e la distruzione di attività socioeconomiche.

Inoltre, il territorio è stato inoltre suddiviso in tre fasce a Pericolosità Geomorfologica crescente:

- PG1 aree a suscettibilità da frana bassa e media (pericolosità geomorfologia media e bassa);
- PG2 aree a suscettibilità da frana alta (pericolosità geomorfologia elevata);
- PG3 aree a suscettibilità da frana molto alta (pericolosità geomorfologia molto elevata).

Le aree PG1 si riscontrano in corrispondenza di depositi alluvionali (terrazzi, letti fluviali, piane di esondazione) o di aree morfologicamente spianate (paleosuperfici). Versanti più o meno acclivi (a seconda della litologia affiorante), creste strette ed allungate, solchi di erosione ed in genere tutte quelle situazioni in cui si riscontrano bruschi salti di acclività, sono aree PG2. Le PG3 comprendono tutte le aree già coinvolte da un fenomeno di dissesto franoso.



Stralcio carta di Pericolosità Idraulica del PAI

L'area di progetto non presenta interferenze con aree di rischio idrogeologico

3.2.3. Carta Forestale Regionale

Negli ultimi decenni, le problematiche legate alla gestione delle risorse ambientali e forestali hanno assunto un ruolo di primo piano nella definizione delle linee politiche d'intervento sul territorio. Nel caso delle foreste, vari fattori hanno infatti influito sul quadro delle responsabilità di pianificazione: l'aumento della sensibilità pubblica alle questioni ambientali, l'opportunità di allargare i processi decisionali con una maggiore partecipazione dei diversi operatori, l'esigenza di migliorare l'interscambio delle informazioni del settore, la necessità di promuovere un uso sostenibile delle risorse forestali e ambientali in genere. Appare, dunque, quanto mai importante disporre di un quadro aggiornato e attendibile dello 'stato' delle foreste, definito attraverso la conoscenza delle diverse componenti di interesse forestale presenti in un determinato territorio. In tale contesto, la Regione Basilicata, tenuto conto della necessità di adeguare la conoscenza del patrimonio boschivo, ha

affidato all'Istituto Nazionale di Economia Agraria (INEA - sede regionale per la Basilicata) un progetto di fattibilità per la realizzazione di un Sistema Informativo Forestale che prevedeva, tra l'altro, la redazione della Carta Forestale Regionale e dell'Inventario Regionale.

Nel 2004 il Dipartimento Ambiente Territorio e Politiche della Sostenibilità ha finanziato la prima fase di questo progetto, relativa alla predisposizione della Carta Forestale in formato numerico, a scala di elevato dettaglio, al fine di ottenere una conoscenza analitica della risorsa forestale e soprattutto di consentire la quantificazione e la distribuzione spaziale di questo patrimonio, a oggi scarsamente conosciuto a causa di informazioni non aggiornate e non supportate da criteri classificatori omogenei.

La Carta Forestale, congiuntamente all'Inventario Forestale, rappresenta uno degli strumenti di conoscenza e analisi più importanti per la pianificazione e la gestione dei territori boscati. Essa costituisce, infatti, lo strumento privilegiato per ottenere informazioni relative alla fisionomia, composizione, struttura, modalità gestionali e attitudini funzionali delle risorse forestali, configurandosi quindi come elemento di riferimento per la redazione dei piani di gestione a scala sia aziendale che territoriale e, in generale, per l'attuazione di tutti gli interventi di conservazione e valorizzazione delle risorse silvo-pastorali.

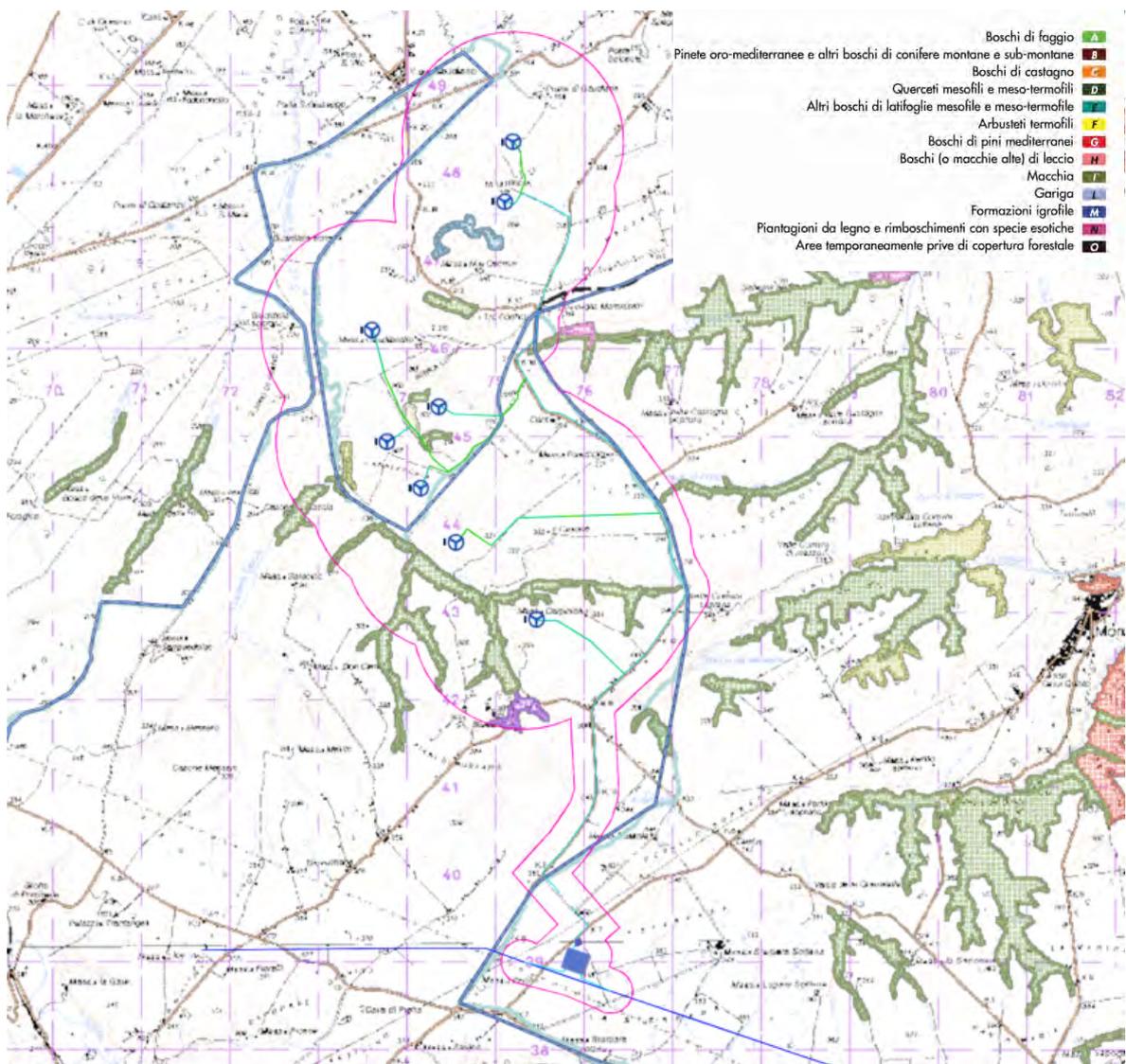
Per la realizzazione della Carta sono state impiegate tecnologie informatiche e sistemi di gestione di dati territoriali che consentono un utilizzo semplice ed efficiente dei dati raccolti e un loro agevole aggiornamento, al fine di superare la visione statica della risorsa forestale che, per sua stessa natura, è caratterizzata da grande dinamismo evolutivo. Le nuove politiche forestali mondiali e nazionali mettono infatti in risalto come sia di notevole importanza rilevare e mantenere aggiornate tutte le informazioni che riguardano il territorio e l'ambiente e, in particolare, quelle inerenti le caratteristiche dei boschi: estensione, qualità, consistenza, tipo di gestione, caratteristiche compositive e strutturali, ecc. La realizzazione della Carta Forestale Regionale, che trova in un apposito atlante una rappresentazione sintetica e di carattere divulgativo, ha come specifici obiettivi:

- a) la conoscenza della distribuzione geografica e della fisionomia del patrimonio forestale disaggregata su più ambiti territoriali, dal regionale al comunale;
- b) l'adozione di una metodologia di classificazione in grado di cogliere le attuali peculiarità della copertura forestale lucana, ma altresì dotata del necessario grado di flessibilità per rappresentare

condizioni che si potranno determinare in conseguenza di cambiamenti nei fattori ambientali e nelle modalità gestionali;

c) la produzione di una cartografia tematica di riferimento, facilmente aggiornabile, che sia prodromica alla realizzazione dell'Inventario Forestale Regionale.

Infine la DGR 6 maggio 2008, n. 655 ha determinato l'Approvazione della Regolamentazione in materia forestale per le aree della Rete Natura 2000 in Basilicata, in applicazione del D.P.R. 357/97, del D.P.R. 120/2003 e del Decreto MATTM del 17/10/2007".



Carta forestale Regione Basilicata

Non si evidenziano interferenze tra l'impianto in progetto e le aree forestali sottoposte a tutela.

3.2.4. Siti UNESCO

E' compreso in questa tipologia il territorio della Basilicata che risulta iscritto nell'elenco dei siti del patrimonio mondiale dell'UNESCO denominato IT 670 "I Sassi ed il parco delle chiese rupestri di Matera", istituito dal 1993. E' previsto un buffer di 8000 mt dal perimetro del sito.



L'area interessata dall'impianto dista circa 72 km dal sito UNESCO denominato IT 670 "I Sassi ed il parco delle chiese rupestri di Matera". Si ritiene quindi che le opere a farsi siano coerenti con i caratteri paesaggistici, si precisa infine che l'elevata distanza tra il sito in progetto e il sito UNESCO scongiurano qualsiasi tipo di interferenza.

3.2.5. Beni monumentali

Sono comprese in questa tipologia i beni monumentali individuati e normati dagli artt. 10, 12 e 46 del D. Lgs n.42/2004 e s.m.ii. Per gli impianti eolici di grande generazione si prevede un buffer di 2000 mt.

Come emerge dall'analisi cartografica delle aree non idonee sono presenti beni monumentali in un intorno di 2000 m dall'impianto. Tali beni fanno riferimento ad alcune masserie facenti parte dell'Agro rurale.

Per i dettagli dei beni censiti si rimanda alla Relazione Archeologia allegata.

3.2.6. Beni archeologici

Il sito come "traccia archeologica di un'attività antropica" costituisce l'unità territoriale minima, riconoscibile nelle distinte categorie, indicate dall'allegato 3 (par. 17) delle Linee guida, di cui al D.M. 10/09/2010, come criteri di individuazione delle aree non idonee, secondo i seguenti raggruppamenti:

- "aree e beni di notevole interesse culturale di cui alla Parte II del D.Lgs. 42/2004" (artt. 10, 12 e 45);
- "zone situate in prossimità di parchi archeologici e nelle aree contermini ad emergenze di particolare interesse culturale";
- "zone individuate ai sensi dell'art. 142 del D.Lgs. 42/2004" (nello specifico dei siti archeologici, la lett. m.).

Il quadro di riferimento relativo ai beni archeologici permette di delineare due macrocategorie internamente differenziate:

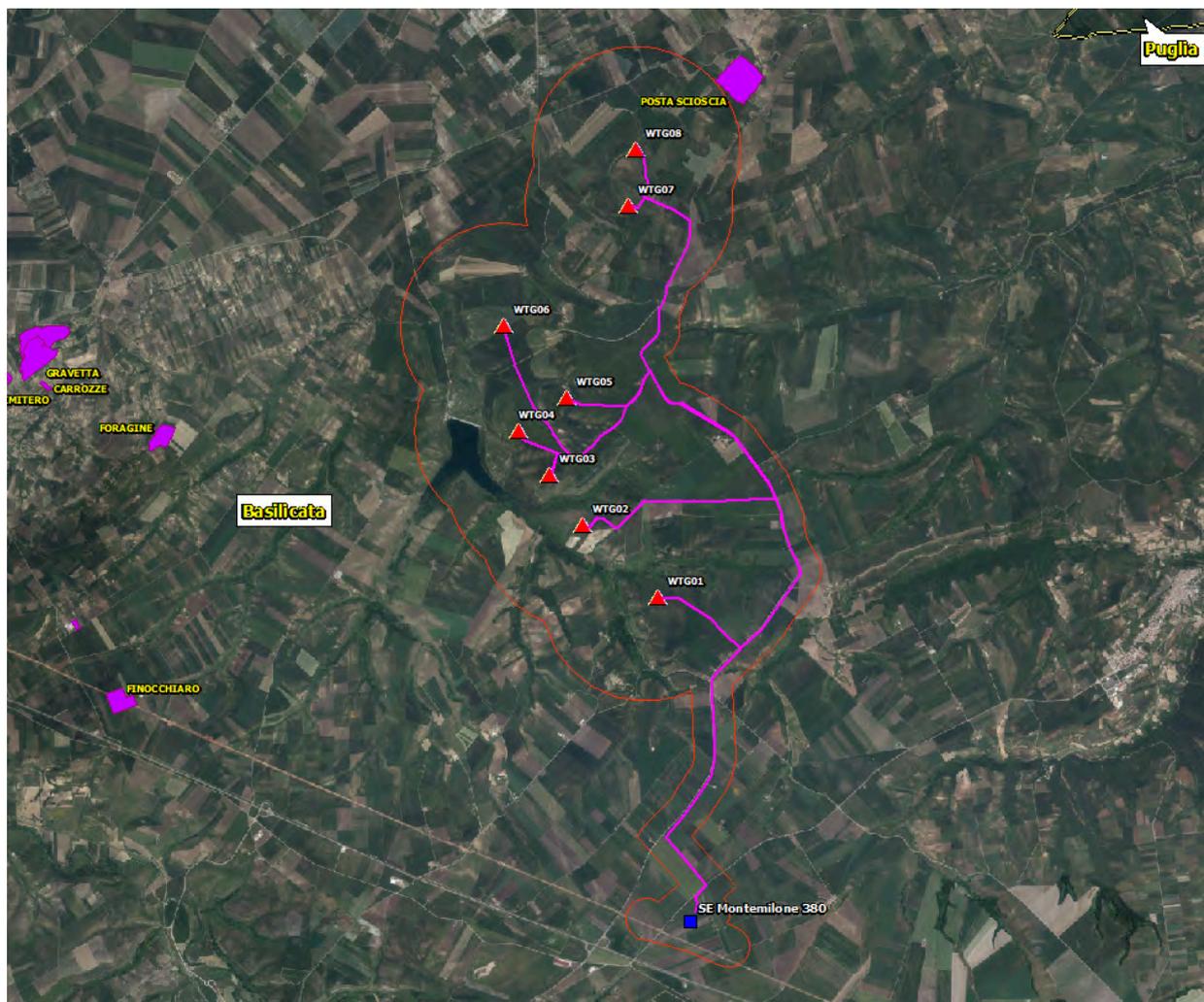
1. Beni Archeologici tutelati ope legis

- Beni dichiarati di interesse archeologico ai sensi degli artt. 10, 12, 45 del D.Lgs. 42/2004 con divieto di costruzione impianti con buffer calcolato dai limiti del vincolo di m.1000 nel caso degli eolici e m. 300 nel caso dei fotovoltaici. L'elenco di tali beni è pubblicato e aggiornato sul sito della Soprintendenza per i Beni Archeologici della Basilicata.
- Beni per i quali è in corso un procedimento di dichiarazione di interesse culturale ai sensi degli artt. 14 e 46, assimilabili ai beni indicati al punto precedente.
- Tratturi vincolati ai sensi del D.M. 22 dicembre 1983 con possibilità di attraversamento e di affiancamento della palificazione al di fuori della sede tratturale verificata su base catastale storica.
- Zone individuate ai sensi dell'art. 142, lett. m del D.Lgs. 42/2004.

2. Aree di interesse archeologico, intese come contesti di giacenza storicamente rilevante (...).

I beni archeologici hanno una specifica normativa di riferimento per quanto attiene agli strumenti di tutela, tuttavia, tra le finalità di un Piano Paesaggistico è anche la tutela del contesto territoriale

di giacenza di quanto non ancora oggetto di specifici provvedimenti di tutela. Pertanto, la perimetrazione delle aree non idonee ha inteso salvaguardare territori rispetto ai quali il livello di attenzione non è sostenuto da dispositivi giuridici codificati, nella consapevolezza, peraltro, della natura non vincolante del documento redatto dal Tavolo Tecnico.



Ortofoto con individuazione dei beni archeologici

Nel caso in questione, dalle analisi cartografiche condotte, sono presenti nelle vicinanze circa a 1300 mt (Posta Scioscia) dall'area di impianto beni dichiarati di interesse archeologico.

Non sussistono interferenze dirette col vincolo.

3.2.7. Piani Paesistici di Area Vasta

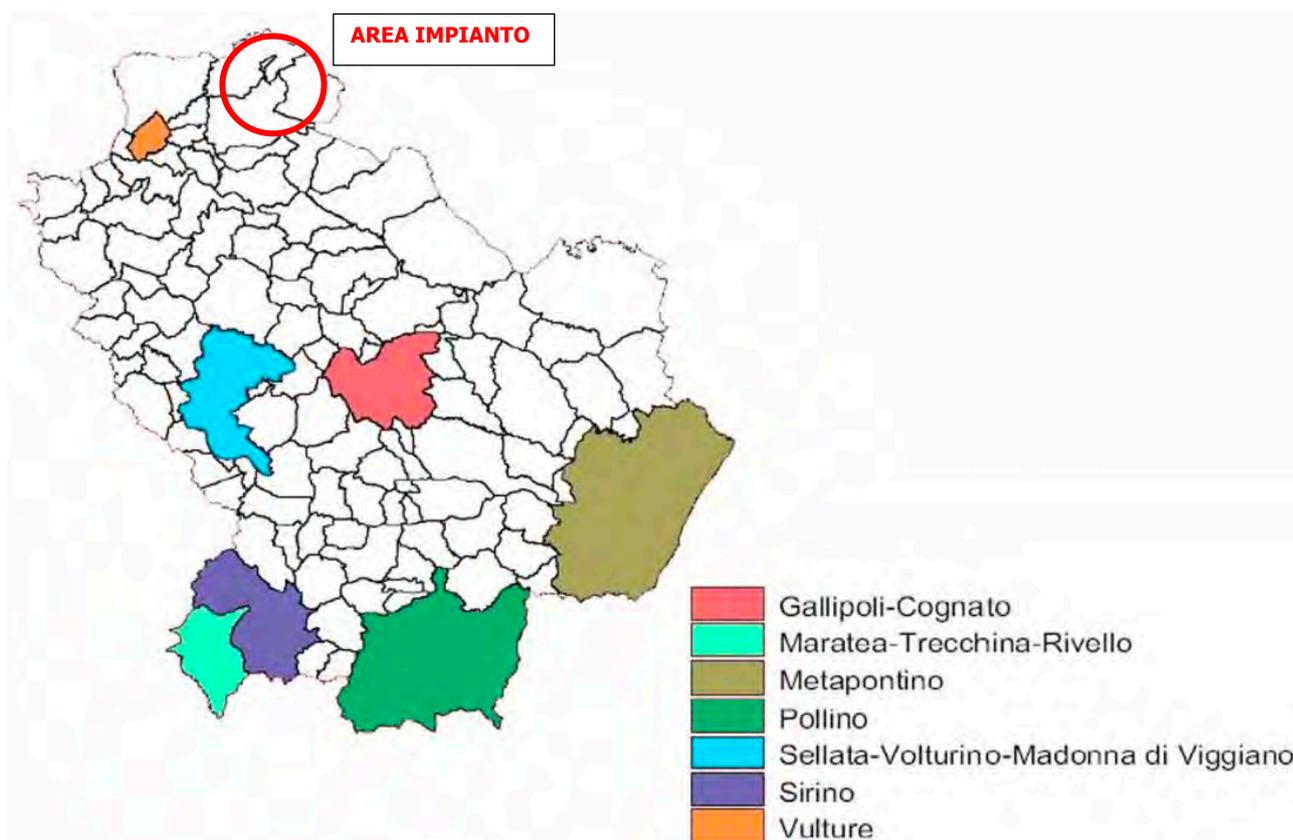
La Regione Basilicata, in funzione della tutela del suo notevole patrimonio paesaggistico, dotato di un tasso di naturalità fra i più alti tra quelli delle regioni italiane, ha emanato la legge regionale n. 3 del 1990 (e s.m.i.) con la quale si è dotata di 7 Piani Territoriali Paesistici di Area Vasta, per un totale di 2596,766 Km², corrispondenti circa ad un quarto della superficie regionale totale.

I Piani Territoriali Paesistici di area vasta individuati con L.R. n. 3/90 sono:

1. P.T.P.A.V. Laghi di Monticchio (o del Vulture): l'area interessata dal Piano coincide con quella del sistema dei laghi di Monticchio e delle pendici boscate del monte Vulture, delimitate ai sensi della L. 431/85 e del D.M. 18/4/1985 e ricade nel territorio dei comuni di Atella, Melfi e Rionero in Vulture.
2. P.T.P.A.V. Volturino – Sellata – Madonna di Viggiano: il territorio interessato dal Piano rientra nel costituendo parco Nazionale Val D'Agri e Lagongrese, la cui situazione è definita dalla legge n. 496/98, all'art. 2, comma 5.
3. P.T.P. di Gallipoli-Cognato: La perimetrazione del P.T.P. coincide con quella del Parco, istituita con Legge regionale 47/97.
4. P.T.P. del Massiccio del Sirino: Approvato con legge regionale 3/90, il P.T.P. ingloba i territori comunali di Lagonegro, Lauria e Nemoli con i suggestivi Laghi Sirino e Laudemio ed il circo morenico del Monte Papa.
5. P.T.P. del Metapontino: Già in parte sottoposto a vincolo ministeriale ai sensi della Legge Regionale n. 3/90. Sono inclusi i comuni di Scanzano, Policoro, Montalbano Jonico, Nova Siri, Bernalda, Pisticci, Rotondella, Montescaglioso e Tursi.
6. P.T.P.A.V. Maratea - Trecchina – Rivello: Approvato con Legge Regionale n. 13 del 21.05.1992, il Piano ingloba i territori comunali di Maratea, Rivello e Trecchina.
7. P.T.P. Pollino: Approvato con legge regionale 3/90, il Parco è stato istituito con D.P.R.15.11.1993, pubblicato sulla G.U. del 13.01.1994..

Le modalità della tutela e della valorizzazione sono le seguenti:

- A1 Conservazione, miglioramento e ripristino delle caratteristiche costitutive e degli attuali usi compatibili degli elementi; Conservazione, miglioramento e ripristino delle caratteristiche costitutive degli elementi con nuovi usi compatibili;
- A2 Conservazione, miglioramento e ripristino degli elementi e delle caratteristiche di insieme con destinazioni finalizzate esclusivamente e detta conservazione; Conservazione, miglioramento e ripristino degli elementi e delle caratteristiche di insieme con parziale trasformazione finalizzata a nuovi usi compatibili;
- B1) Trasformazione da sottoporre a verifica di ammissibilità nello strumento urbanistico;
- B2) Trasformazione condizionata a requisiti progettuali;
- C) Trasformazione a regime ordinario.



Stralcio localizzazione Piani Paesistici Regione Basilicata

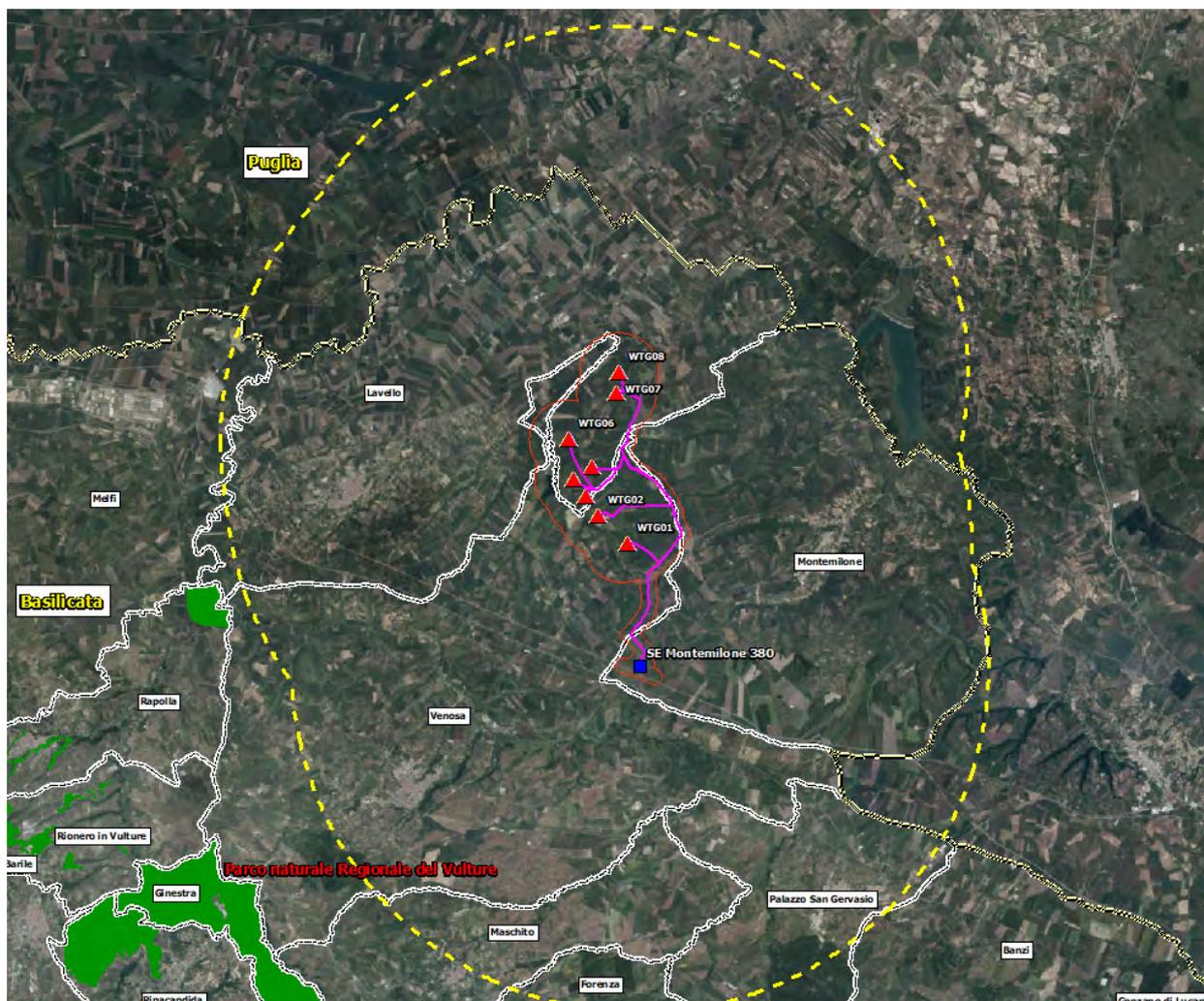
Dall'analisi di contesto emerge che il territorio interessato dall'intervento non è compreso in nessuno dei suddetti Piani Paesistici.

3.2.8. Aree Protette

Ricadono in questa tipologia le 19 Aree Protette, ai sensi della L. 394/91 inserite nel sesto elenco ufficiale delle aree naturali protette EUAP depositato presso il Ministero dell'Ambiente, compreso un buffer di 1000 mt a partire dal relativo perimetro.

La suddivisione per classificazione è la seguente:

- 2 Parchi Nazionali: Parco Nazionale del Pollino e Parco dell'Appennino Lucano Val d'Agri Lagonegrese.
- 2 Parchi Regionali: Gallipoli Cognato e Piccole Dolomiti Lucane e Chiese rupestri del Materano (alle quali si aggiunge l'istituendo Parco del Vulture);
- 8 Riserve Naturali Statali: Agromonte-Spacciaboschi, Coste Castello, Grotticelle, Pisconi, Rubbio, Marinella Stornara, Metaponto, Monte Croccia.
- 8 Riserve Naturali Regionali: Abetina di Laurenzana, Lago Laudemio, Lago Pantano di Pignola, Lago Piccolo di Monticchio, Bosco Pantano di Policoro, San Giuliano, Calanchi di Montalbano.



Ortofoto con individuazione dell'Area Protetta – Parco naturale Regionale del Vulture

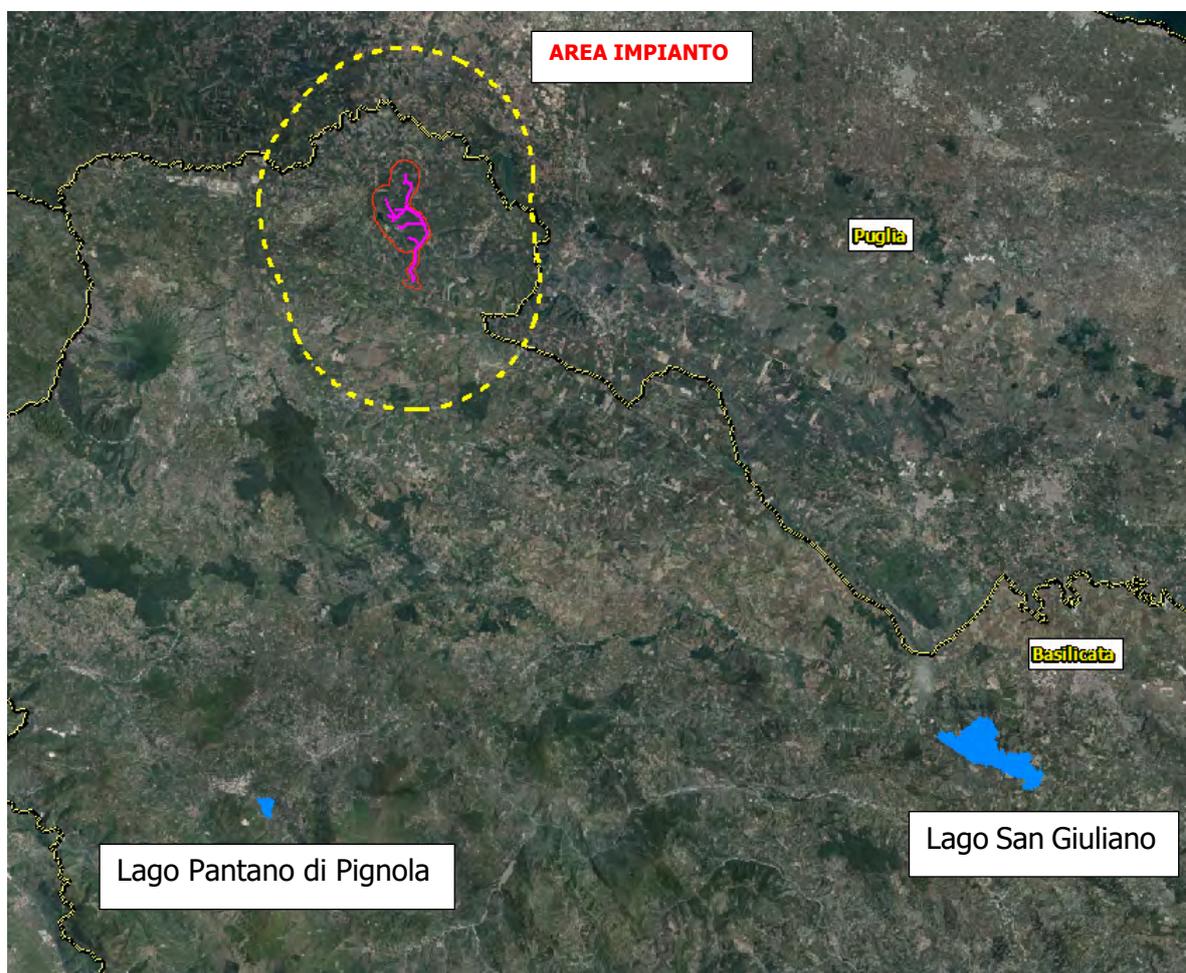
Nell'intorno di 11 km dall'area di progetto non sono presenti aree protette.

3.2.9. Zone Umide

Rientrano in questa tipologia le zone umide, elencate nell'inventario nazionale dell'ISPRA (<http://sgj2.isprambiente.it/zoneumide/>) di cui fanno parte anche le zone umide designate ai sensi della Convenzione di Ramsar, compreso un buffer di 1000 mt a partire dal relativo perimetro. In Basilicata ricadono 2 zone umide:

- Lago di San Giuliano
- Lago Pantano di Pignola;

coincidenti con le omonime aree SIC/ZPS.



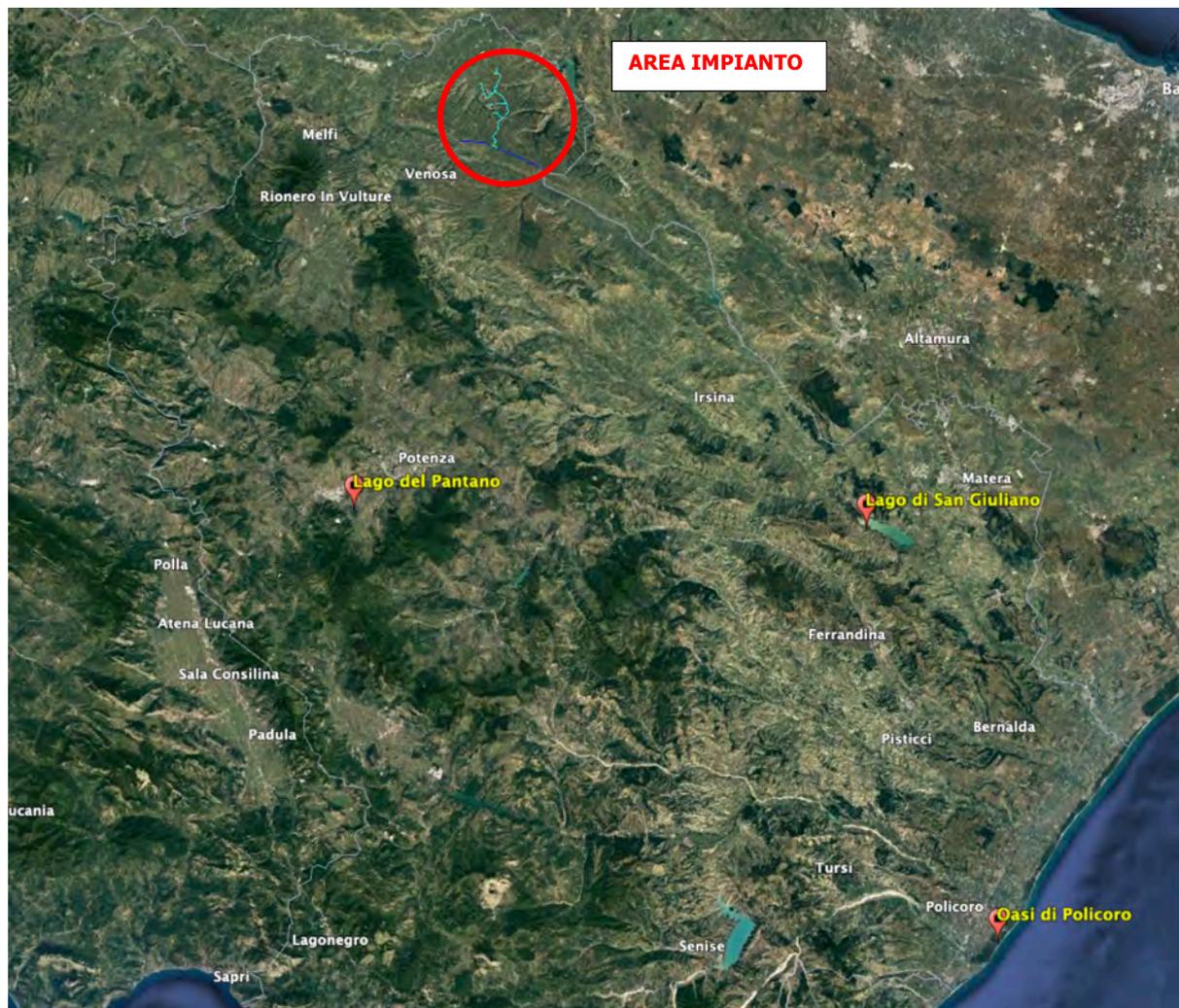
Ortofoto con individuazione delle aree umide

Nell'intorno di 11km dall'area di progetto non sono presenti zone umide.

3.2.10. Oasi WWF

Si tratta di tre zone:

- Lago di San Giuliano
- Lago Pantano di Pignola
- Bosco Pantano di Policoro



Ortofoto con individuazione delle WWF

L'intervento non interessa oasi WWF.

3.2.11. Rete Natura 2000

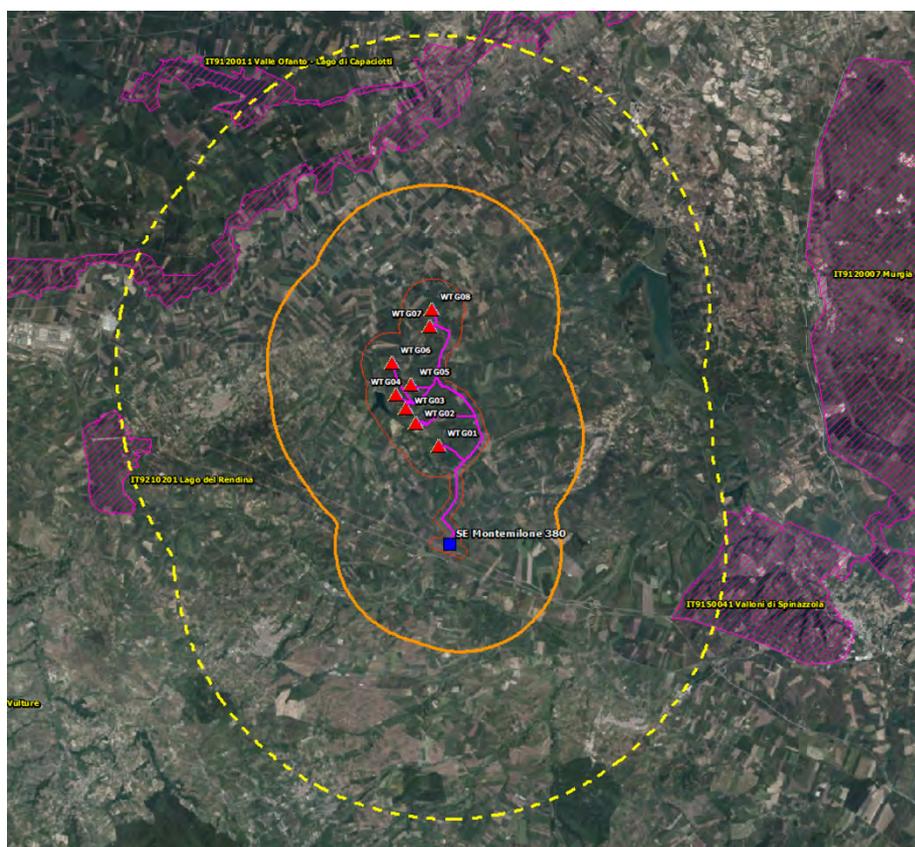
Sono comprese in questa tipologia le aree incluse nella Rete Natura 2000, designate in base alla direttiva 92/43/CEE e 2009/147/CE (ex 79/409/CEE), compreso un buffer di 1000 mt a partire dal relativo perimetro. In Basilicata ricadono 53, delle quali:

- 50 SIC (elenco D.M. del 31.01.2013) delle quali 20 individuate dal D.M. 16 settembre 2013 come ZSC, in seguito alla adozione di Misure di Tutela e Conservazione avvenuta con D.G.R. n. 951/12 e n. 30/13;

- 17 ZPS (elenco D.M. 9 giugno 2009), sulle quali vige il D.M. 184/2007 e il D.P.G.R. 65/2008.

Nell'intorno di 11km dall'area di progetto, tuttavia esterni ai 5 km, sono presenti siti appartenenti alla Rete Natura 2000:

- IT9120011 Valle dell'Ofanto-Lago di Capaciotti
- IT9150041 Valloni di Spinazzola
- IT9210201 Lago del Rendina

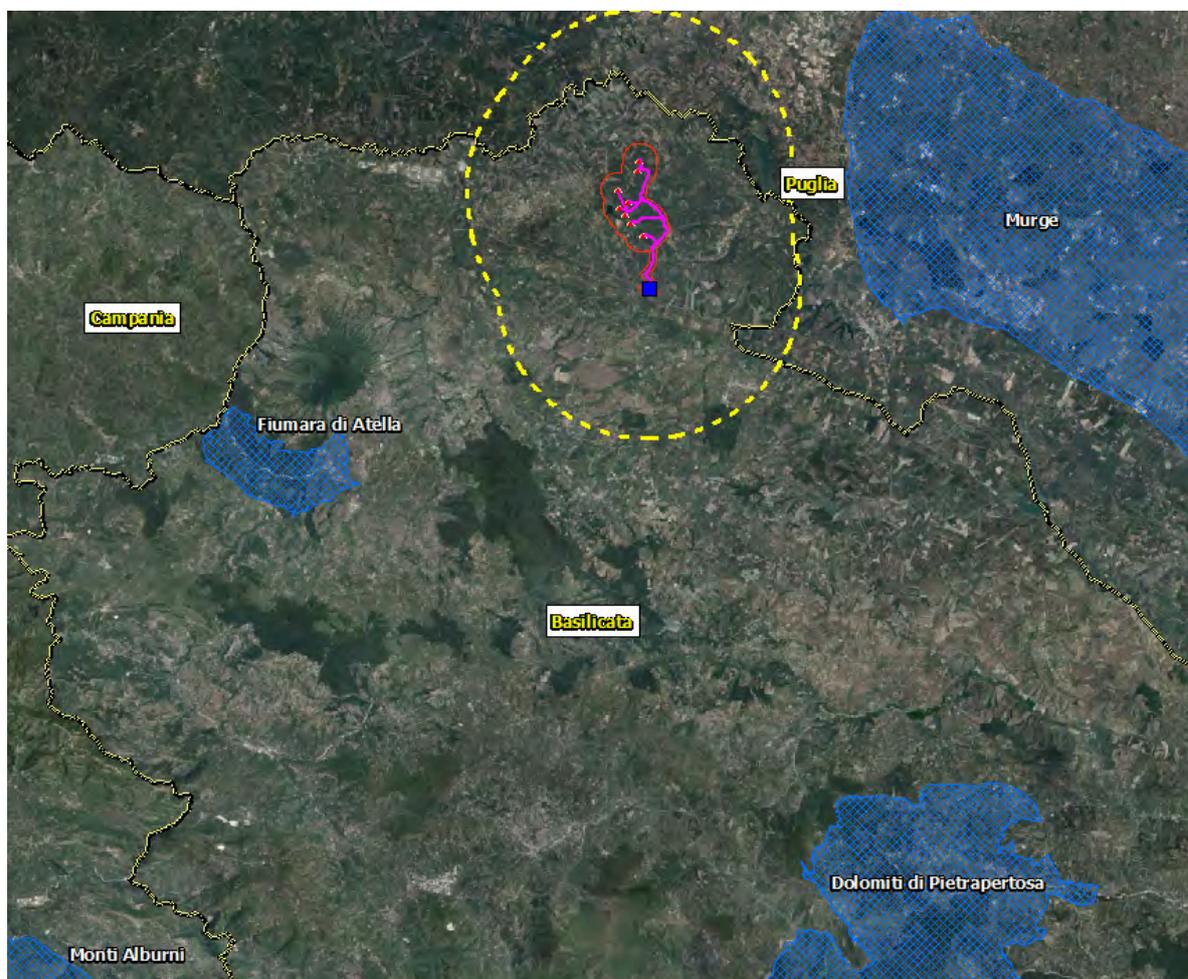


Stralcio delle aree SIC e ZPS

3.2.12. IBA – Important Bird Area

Sono comprese in questa tipologia le IBA (Important Bird Area, aree importanti per gli uccelli), messe a punto da BirdLife International, comprendono habitat per la conservazione dell'avifauna. In Basilicata sono 5:

- Fiumara di Atella
- Dolomiti di Pietrapertosa
- Bosco della Manferrara
- Calanchi della Basilicata
- Val d'Agri

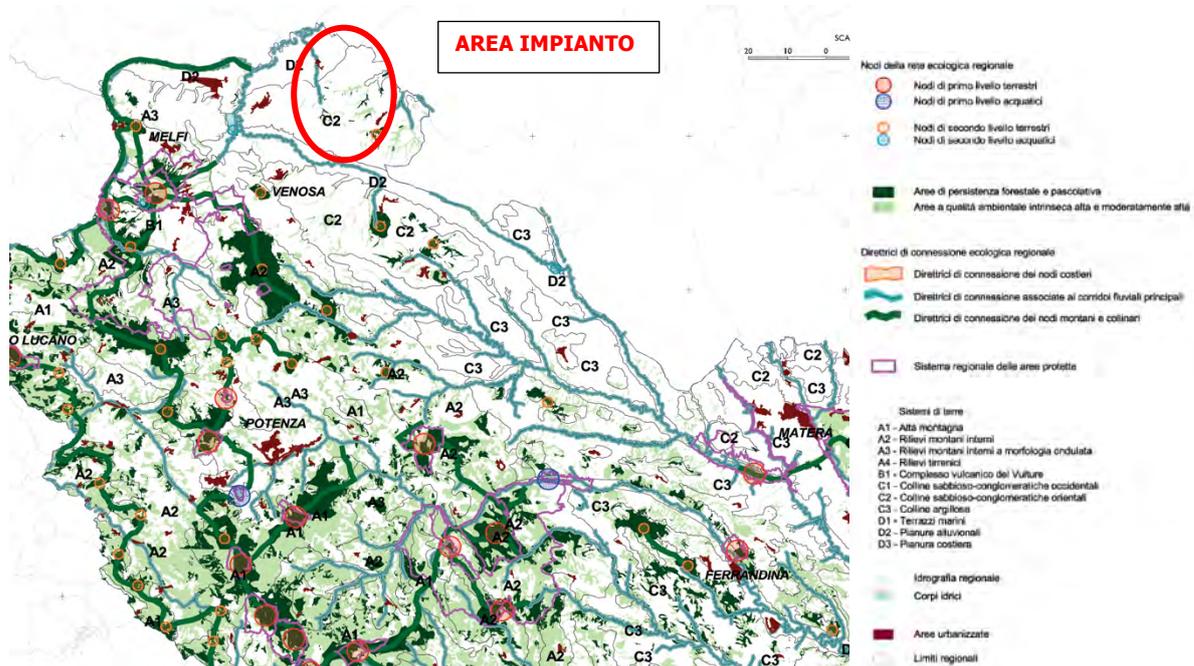


Ortofoto con individuazione delle aree IBA

L'intervento non interessa aree IBA, l'area IBA più prossima è l'IBA Murge della Regione Puglia distante circa 15 km.

3.2.13. Rete Ecologica

Sono comprese in questa tipologia le aree determinanti per la conservazione della biodiversità inserite dello schema di Rete Ecologica di Basilicata approvato con D.G.R. 1293/2008 che individua corridoi fluviali, montani e collinari nodi di primo e secondo livello acquatici e terrestri.



Stralcio delle rete ecologica

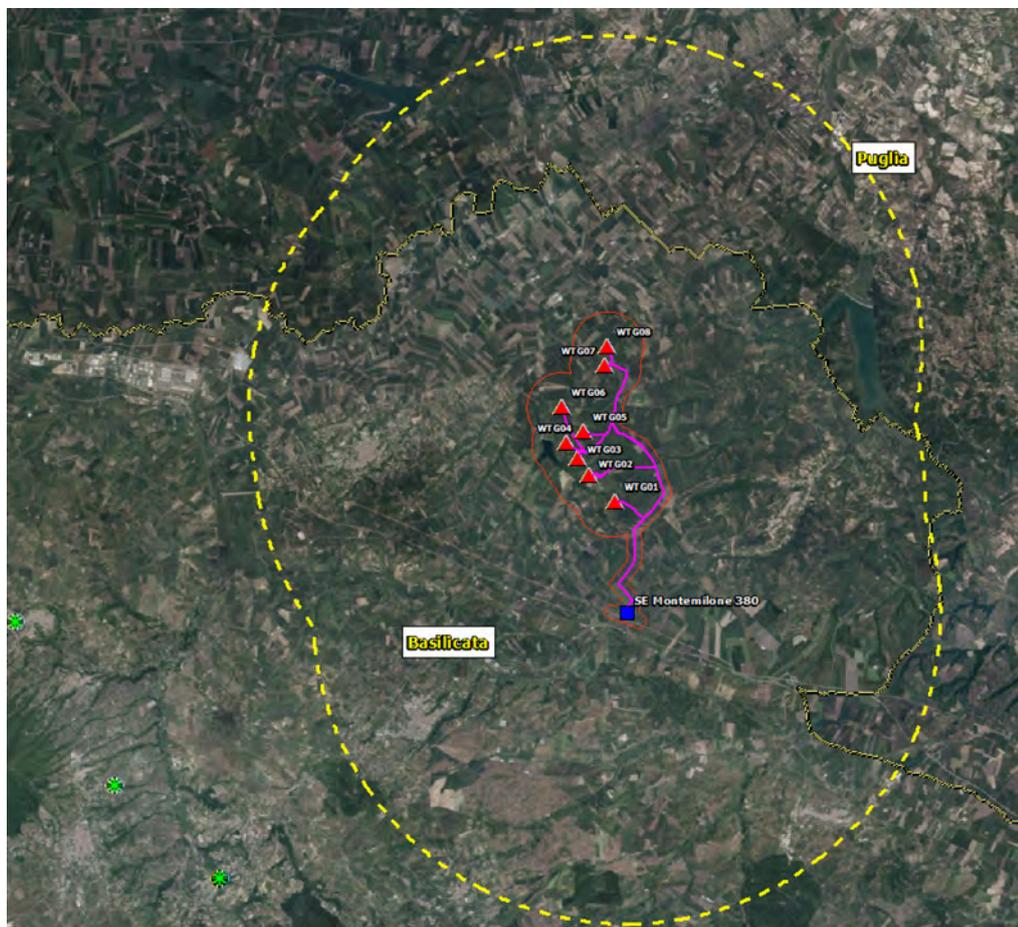
L'intervento non interessa corridoi fluviali, montani e collinari nodi di primo e secondo livello acquatici e terrestri.

3.2.14. Alberi monumentali

Sono comprese in questa tipologia gli alberi monumentali, tutelati a livello nazionale ai sensi del D.Lgs. 42/2004 e della L. 10/2013 (art. 7), nonché dal D.P.G.R. 48/2005 e s.m. e i.e, comprese le relative aree di buffer di 500 mt di raggio intorno all'albero stesso. In Basilicata ricadono:

- 79 inseriti nel D.P.G.R. 48/2005;

- 26 individuati con il progetto Madre Foresta.



Stralcio Alberi Monumentali

L'area di intervento non è interessata dalla presenza di alberi monumentali.

3.2.15. Aree agricole

Vigneti DOC

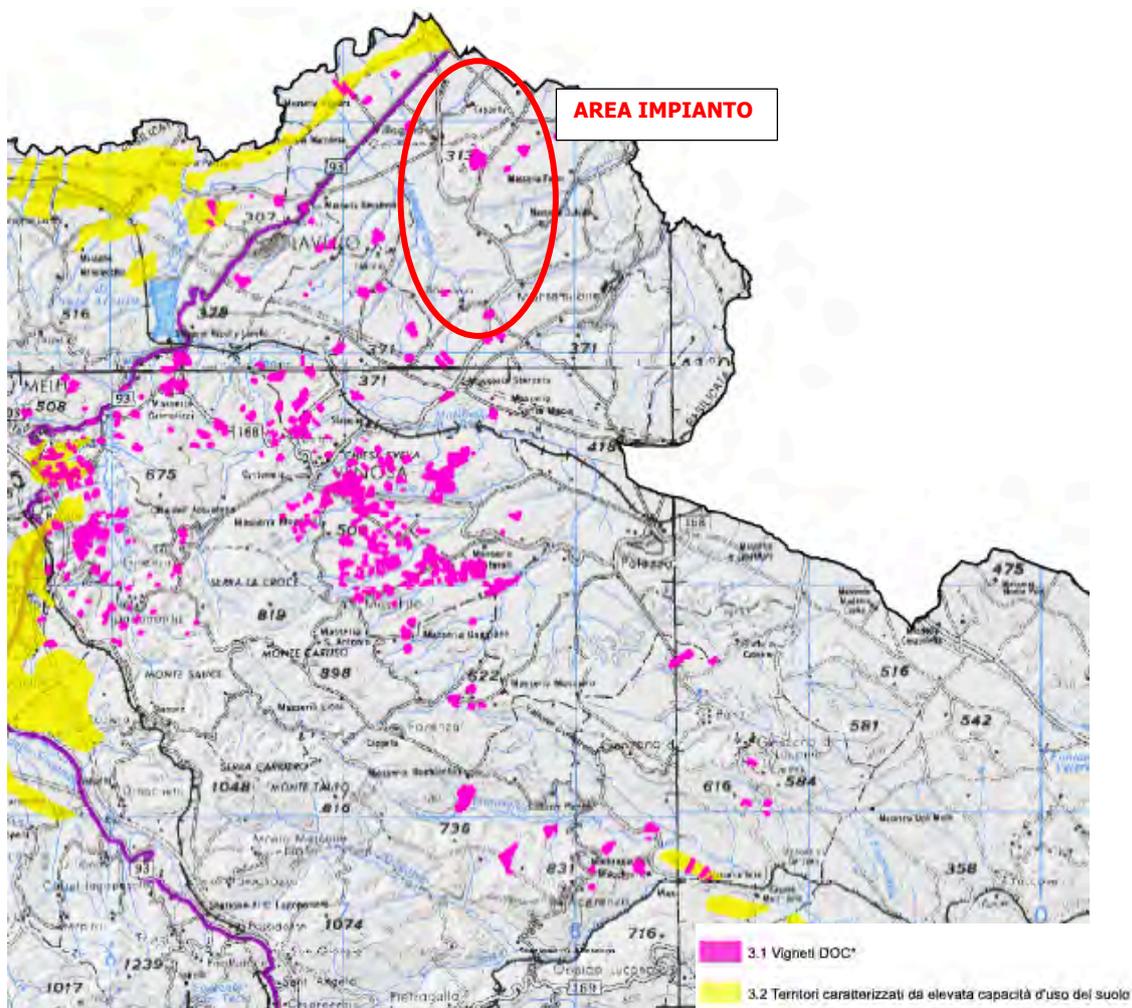
Sono comprese in questa tipologia i vigneti, cartografati con precisione, che rispondono a due elementi certi: l'esistenza di uno specifico Disciplinare di produzione e l'iscrizione ad un apposito Albo (ultimi dati disponibili dalla Camera di Commercio di Potenza per i vigneti DOC Aglianico del Vulture, Terre dell'Alta val d'Agri, Grottino di Roccanova, in attesa dell'approntamento dello Schedario viticolo regionale).

Gli interventi non sono interessati da vigneti DOC, trattasi di un terreno a seminativo.

Territori caratterizzati da elevata capacità d'uso del suolo

Sono comprese in questa tipologia le aree connotate dalla presenza di suoli del tutto o quasi privi di limitazioni, così come individuati e definiti dalla I categoria della Carta della capacità d'uso dei suoli ai fini agricoli e forestali (carta derivata dalla Carta pedologica regionale riportata nel lavoro I Suoli della Basilicata - 2006): questi suoli consentono una vasta gamma di attività ed un'ampia scelta di colture agrarie, erbacee ed arboree.

Gli interventi non sono interessati da suoli ad elevata capacità d'uso.



Carta aree agricole

4. CONCLUSIONI

Alla luce delle considerazioni sopra esposte in relazione alla conformità delle opere in progetto agli strumenti programmatici vigenti sul territorio interessato, possono di seguito riassumersi le seguenti valutazioni:

- La realizzazione dell'impianto non interferisce con il patrimonio storico, archeologico e paesaggistico presente nell'area;
- La realizzazione del cavidotto di collegamento alla SE Terna in fase di esercizio non compromette gli obiettivi di tutela della fascia di rispetto del tratturo;
- L'impianto non ricade nella fascia di rispetto al SIC (5 km); tuttavia, come si illustrerà in maniera più esaustiva e approfondita nel Quadro di riferimento Progettuale, le scelte progettuali e la realizzazione degli interventi di mitigazione e/o compensazione previsti rendono gli impatti presenti sulla fauna, flora, unità ecosistemiche e paesaggio, di entità pienamente compatibile con l'insieme delle componenti ambientali;
- l'intervento risulta conforme agli strumenti di pianificazione e programmazione vigenti ed i principali effetti sono compatibili con le esigenze di tutela igienico-sanitaria e di salvaguardia dell'ambiente.
- L'intervento è localizzato in un'area agricola, in conformità al D.Lgs. n. 387/2003;
- L'intervento è localizzato in un'area già ben infrastrutturata dal punto di visto della Rete Elettrica Nazionale che, pertanto, dispone di ampia riserva di potenza disponibile per l'immissione in rete dell'energia prodotta da fonte rinnovabile.

Pertanto, sulla base delle valutazioni effettuate, si può concludere che l'intervento, nella sua globalità, risulta compatibile con la pianificazione e la programmazione territoriale e di settore.