



PROGETTAZIONE DEFINITIVA DI UN IMPIANTO DI PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTE FOTOVOLTAICA DELLA POTENZA DI CIRCA 65,7 MWp DENOMINATO "CSPV FOGGIA" SITO IN AGRO DI LUCERA (FG) E DELLE RELATIVE OPERE CONNESSE UBICATE ANCHE IN AGRO DI FOGGIA

STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE

Progettazione impianto:



Via Napoli, 363/I - 70132 Bari - Italy
tel (+39) 0805046361 - fax (+39) 0805619384
www.studiobfp.com - info@studiobfp.com

**AZIENDA CON SISTEMA GESTIONE
QUALITÀ E AMBIENTE**
UNI EN ISO 9001:2015
UNI EN ISO 14001:2015
OHSAS 18001:2007
CERTIFICATO DA CERTIQUALITY

Studio di Impatto Ambientale, Geologia, Paesaggio e Archeologia:



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

Paesaggio

Dott. Arch. Vincenzo BONASORTA

Archeologia

Dott. Massimo LAURIA

Dott.ssa Rita TRINCUCCI

TAVOLA	TITOLO	COMMESSA	TIPOLOGIA				
02.01	02 - ANALISI DEGLI STRUMENTI DI PIANIFICAZIONE TERRITORIALE E DI SETTORE	AM033	R				
		CODICE ELABORATO					
		02.01_F00_IA10_AMB_RE01					
		SOSTITUISCE	SOSTITUITO DA				
REVISIONE	Relazione	CODICE ELABORATO	CODICE ELABORATO				
00		NOME FILE	SCALA				
FOGLIO		02.01_F00_IA10_AMB_RE01_00.dwg					
1/1		Tutte le informazioni tecniche contenute nel presente documento sono di proprietà esclusiva dello Studio 3E e non possono essere riprodotte, divulgate o comunque utilizzate senza la sua preventiva autorizzazione scritta. All technical information contained in this document is the exclusive property of Studio3E and may neither be used nor disclosed without its prior written consent. (art. 2575 c.c.)					
REV	DATA	MODIFICA			REDATTO	CONTROLLATO	APPROVATO
00	28/08/2020	Emissione			Bonasorta	Rondinara	Rondinara
01							
02							
03							
04							
05							

INDICE

1. PREMESSA.....	2
1.1. Localizzazione degli interventi.....	2
2. PIANIFICAZIONE E PROGRAMMAZIONE.....	5
2.1. La Pianificazione territoriale generale.....	7
2.1.1. Il Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR).....	7
2.1.2. Il Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale della Provincia di Foggia (PTCP).....	19
2.1.3. Il Piano Urbanistico Generale (PUG) di Lucera.....	22
2.2. La Pianificazione di settore.....	23
2.2.1. Pianificazione e programmazione energetica europea.....	23
2.2.2. Pianificazione e programmazione energetica nazionale.....	28
2.2.3. Pianificazione e programmazione energetica regionale.....	36
3. IL SISTEMA DEI VINCOLI E DELLE TUTELE.....	39
3.1. Vincoli paesaggistici.....	39
3.2. Altri vincoli.....	40
3.2.1. Vincolo idrogeologico.....	40
3.2.2. Pericolosità da alluvioni: il Piano di Assetto Idrogeologico (PAI).....	41
3.2.3. Piano di Gestione del Rischio Alluvioni (PGRA).....	43
3.2.4. Piano di Tutela delle Acque (PTA) della Regione Puglia.....	51
3.2.5. Il censimento degli uliveti monumentali.....	54

1. PREMESSA

Oggetto del presente elaborato è l'analisi della pianificazione territoriale e di settore relativa al progetto di un "Impianto fotovoltaico di potenza nominale pari a circa 65 MW" da realizzarsi in agro di Lucera in provincia di Foggia, e del relativo cavidotto di collegamento con la SSE di Terna in comune di Foggia.

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.

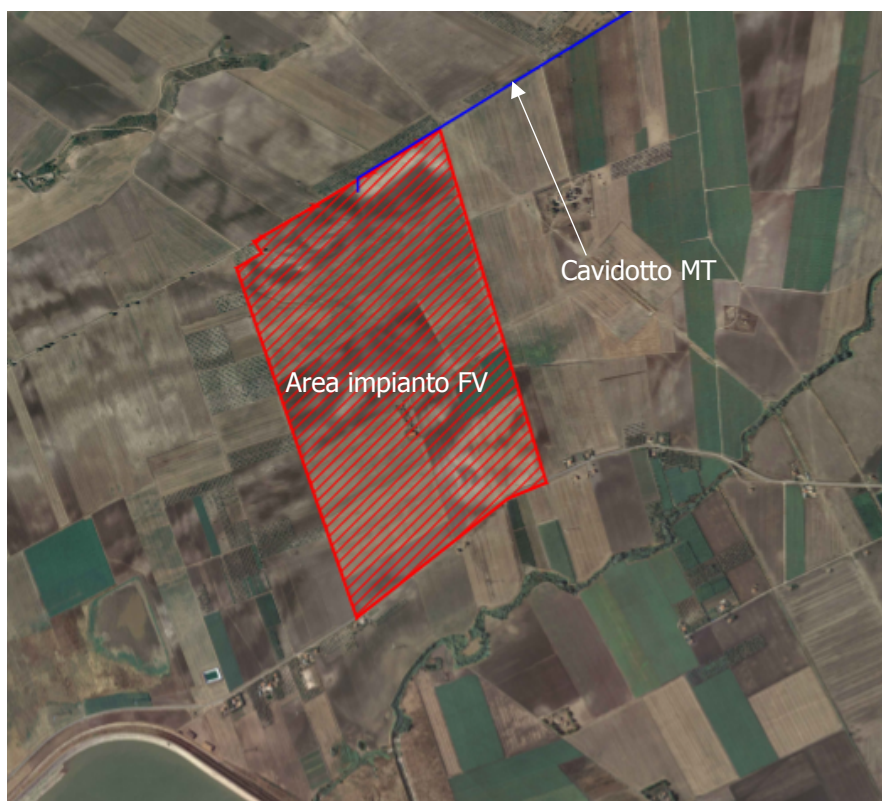
Per una migliore comprensione di quanto descritto si faccia riferimento ai seguenti elaborati del SIA:

02.02_F00_IA10_AMB_CT01_00	Inquadramento rispetto alla pianificazione territoriale regionale - Piano paesaggistico Territoriale Regionale	1:20000
02.03_F00_IA10_AMB_CT02_00	Inquadramento rispetto alla pianificazione territoriale provinciale - PTCF della provincia di Foggia	1:100000
02.04_F00_IA10_AMB_CT03_00	Inquadramento rispetto alla pianificazione urbanistica comunale	1:5000
02.05_F00_IA10_AMB_CT04_00	Inquadramento rispetto a vincoli e tutele - Tav. 1 di 3	1:5000
02.06_F00_IA10_AMB_CT05_00	Inquadramento rispetto a vincoli e tutele - Tav. 2 di 3	1:5000
02.07_F00_IA10_AMB_CT06_00	Inquadramento rispetto a vincoli e tutele - Tav. 3 di 3	1:5000
02.08_F00_IA10_AMB_CT07_00	Carta di sintesi delle aree non idonee nell'area di impianto	1:2000

1.1. LOCALIZZAZIONE DEGLI INTERVENTI

Il suolo sul quale sarà realizzato l'impianto fotovoltaico ricopre una superficie di circa 120 ettari. Esso ricade nel foglio 1:25000 delle cartografie dell'Istituto Geografico Militare (IGM Vecchia Ed.) n. 163 II NE "Borgo San Giusto", ed è catastalmente individuato alle particelle 2, 3, 4, 8, 10, del foglio 122 del Comune di Lucera (FG).

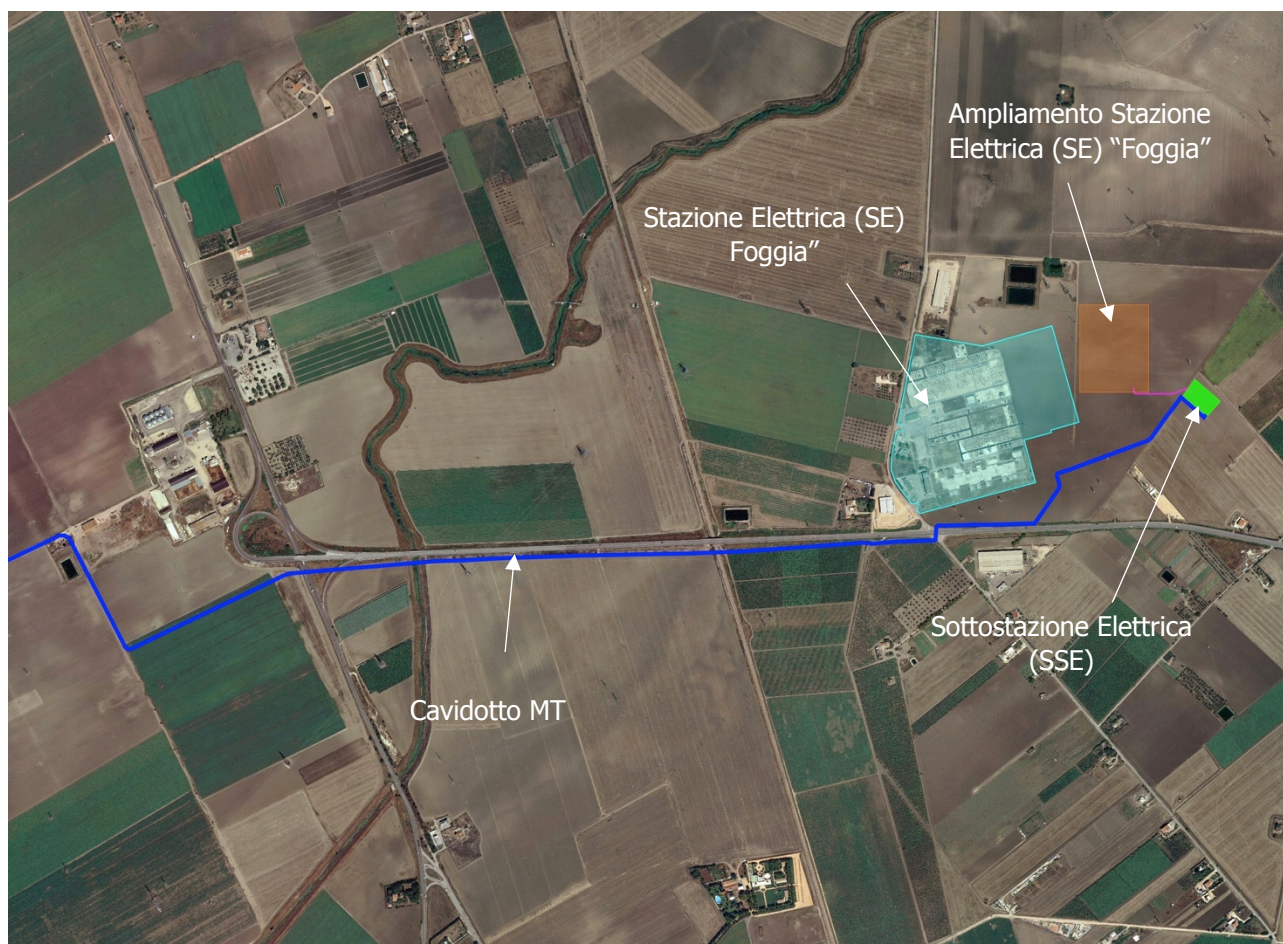
È ubicato a sud-ovest del centro abitato di Lucera, a circa 8 km da esso, ed è compreso tra la Strada Provinciale 117 a nord e la Strada Provinciale 115 a sud.



Inquadramento su ortofoto dell'area occupata dal futuro impianto fotovoltaico

Ai fini del collegamento dell'impianto fotovoltaico al futuro ampliamento della Stazione Elettrica di Trasformazione (SE) della RTN 380/150 kV denominata "Foggia", il progetto prevede la realizzazione di una Sottostazione Elettrica (SSE) AT/MT, da collegare al futuro ampliamento della stazione elettrica, così come indicato nella STMG.

Il suolo sul quale sarà realizzata è individuato alla particella 548 del foglio 51 del Comune Foggia.



Inquadramento su ortofoto dell'area occupata dalla Sottostazione Elettrica AT/MT

Il cavidotto di collegamento tra l'impianto fotovoltaico e la sottostazione elettrica si estenderà, per circa 12 km complessivi, di cui ca. 4 km nel territorio di Lucera e circa 8 km nel territorio di Foggia.

L'elettrodotta attraverserà sia suoli di proprietà privata, che viabilità pubblica provinciale.

Lungo il suo percorso interferirà con le proprietà di alcuni enti e amministrazioni e in particolare con:

- RFI - Rete Ferroviaria Italiana in due punti;
- Demanio dello Stato - Ramo Bonifica in tre punti;
- A.N.A.S. in tre punti: lungo la SS17, la SS16 e lungo la SS 673 in prossimità della Sottostazione elettrica;
- Gasdotti;
- Reticoli idrografici, in particolare il Torrente Celone.



Inquadramento su ortofoto del cavidotto di vettoriamento (tratto in blu nell'immagine su riportata)

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 (PPTR) della Puglia	Approvato dalla Giunta Regionale con delibera n. 176 del 16 febbraio 2015, pubblicata sul BURP n. 39 del 23.03.2015 Elaborati grafici e NTA successivamente rettificati, integrate ed aggiornate con varie DGR.
Provinciale	Piano territoriale di Coordinamento Provinciale della Provincia di Foggia	Approvato con DCP n. 84 del 21/12/2009
Comune	Piano Urbanistico Generale del Comune di Lucera	Adottato con D.C.C. n. 25 del 15/05/2014 e successivamente approvato con Delibera di Consiglio Comunale n. 74 del 15 novembre 2016

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)
	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 Puglia	Approvato con DGR n° 827 del 08/06/2007
	Regolamento attuativo del Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico del 10 settembre 2010, "Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili", recante la individuazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia.	Regolamento Regionale Regione Puglia 24/2010

PIANIFICAZIONE SEPARATA – SETTORE ENERGETICO

2.1. LA PIANIFICAZIONE TERRITORIALE GENERALE

2.1.1. Il Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR)

Il piano paesaggistico territoriale regionale (PPTR), adeguato al Codice dei beni culturali e del paesaggio (D.L. n. 42 del 22 gennaio 2004), è stato approvato con DGR n. 176 del 16/02/2015 e successivamente aggiornato come disposto dalla delibera n. 240 del 8 marzo 2016.

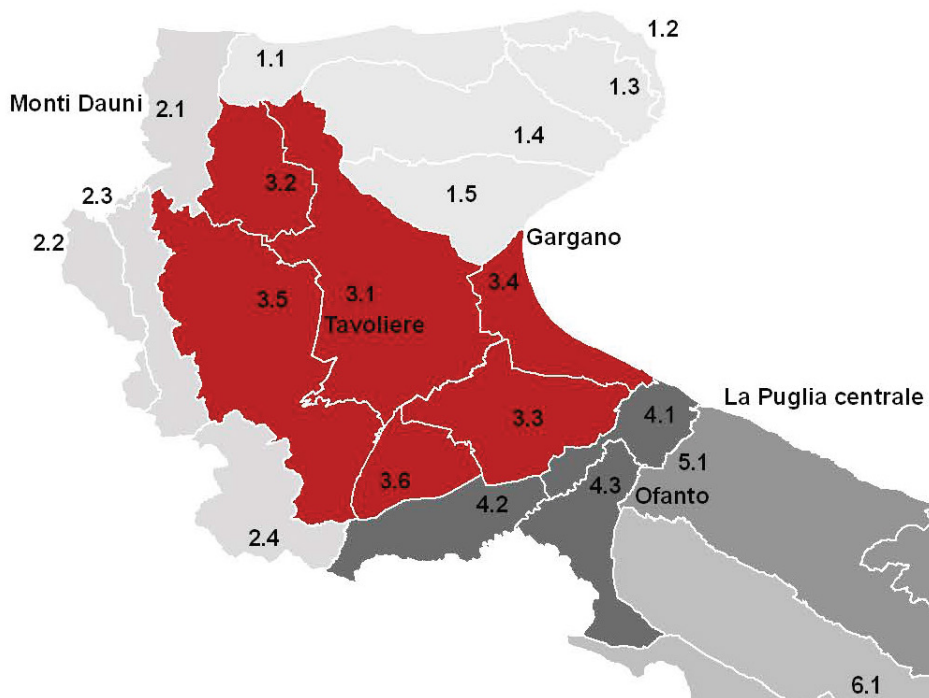
IL PPTR è un piano paesaggistico ai sensi degli artt. 135 e 143 del Codice con le finalità di tutela e valorizzazione nonché di recupero e riqualificazione dei paesaggi di Puglia, in attuazione dell'art. 1 della L.R. 7 ottobre 2009, n. 20 "Norme per la pianificazione paesaggistica". Esso è rivolto a tutti i soggetti, pubblici e privati, e, in particolare, agli enti competenti in materia di programmazione, pianificazione e gestione del territorio e del paesaggio.

Il PPTR a seguito della configurazione del quadro conoscitivo e del quadro interpretativo individua i cosiddetti "Ambiti di Paesaggio". Gli ambiti di paesaggio rappresentano una articolazione del territorio regionale in coerenza con il Codice dei beni culturali e del paesaggio (comma 2 art 135 del Codice).

Il PPTR articola l'intero territorio regionale in 11 Ambiti Paesaggistici individuati attraverso la valutazione integrata di una pluralità di fattori:

- la conformazione storica delle regioni geografiche;
- i caratteri dell'assetto idrogeomorfologico;
- i caratteri ambientali ed ecosistemici;
- le tipologie insediative: città, reti di città infrastrutture, strutture agrarie ;
- l'insieme delle figure territoriali costitutive dei caratteri morfotipologici dei paesaggi;
- l'articolazione delle identità percettive dei paesaggi.

Secondo il PPTR l'area oggetto d'intervento rientra nell'ambito di paesaggio "Tavoliere".



Inquadramento dell'ambito paesaggistico – Tratto da: Piano Paesaggistico Territoriale Regionale - Elaborato n. 5.3 "Schede degli ambiti paesaggistici"

Secondo art. 36 comma 5 delle N.T.A. del PPTR, i piani territoriali ed urbanistici locali, nonché quelli di settore approfondiscono le analisi contenute nelle schede di ambito relativamente al territorio di riferimento e specificano, in coerenza con gli obiettivi di qualità e le normative d'uso di cui all'art. 37 delle NTA, le azioni e i progetti necessari alla attuazione del PPTR.

Nel TITOLO VI "Disciplina dei Beni Paesaggistici e degli Ulteriori Contesti" delle N.T.A. del PPTR, il Piano d'intesa con il Ministero individua e delimita i beni paesaggistici di cui all'art. 134 del Codice, nonché ulteriori contesti a norma dell'art. 143 co. 1 lett. e) del Codice e ne detta rispettivamente le specifiche prescrizioni d'uso e le misure di salvaguardia e utilizzazione.

Per la descrizione dei caratteri del paesaggio, all'art. 39 delle N.T.A., il PPTR definisce tre strutture, a loro volta articolate in componenti ciascuna delle quali soggetti a specifica disciplina:

- a) Struttura idro-geo-morfologica
 - Componenti geomorfologiche
 - Componenti idrologiche
- b) Struttura ecosistemica e ambientale
 - Componenti botanico-vegetazionali
 - Componenti delle aree protette e dei siti naturalistici
- c) Struttura antropica e storico-culturale
 - Componenti culturali e insediative
 - Componenti dei valori percettivi

Per ogni **Componente** il Piano individua le seguenti disposizioni normative:

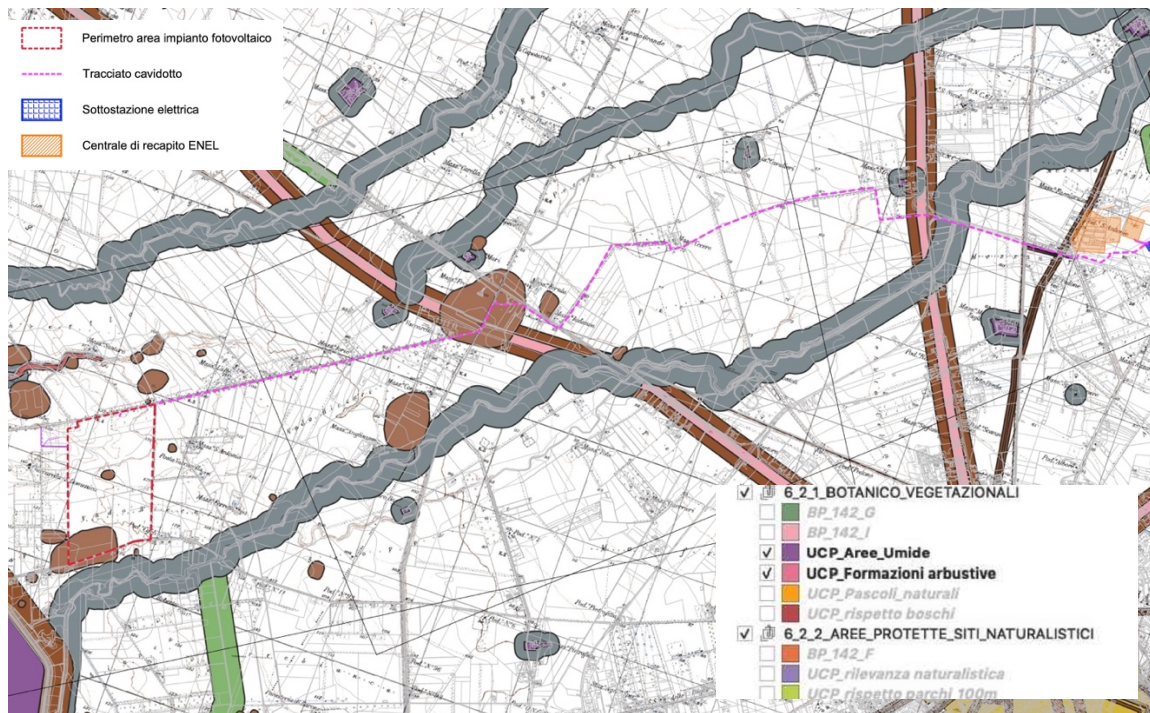
- **gli Indirizzi** sono disposizioni che indicano ai soggetti attuatori gli obiettivi generali e specifici del PPTR da conseguire.
- **le Direttive** sono disposizioni che definiscono modi e condizioni idonee a garantire la realizzazione degli obiettivi generali e specifici del PPTR negli strumenti di pianificazione, programmazione e/o progettazione.
- **le Prescrizioni** sono disposizioni conformative del regime giuridico dei beni paesaggistici volte a regolare gli usi ammissibili e le trasformazioni consentite. Esse contengono norme vincolanti, in media cogenti, e prevalenti sulle disposizioni incompatibili di ogni strumento vigente di pianificazione o di programmazione regionale, provinciale e locale.
- **le Misure di Salvaguardia e di Utilizzazione**, relative agli ulteriori contesti come definiti all'art. 7 co. 7 in virtù di quanto previsto dall'art. 143 co.1 lett. e) del Codice, sono disposizioni volte ad assicurare la conformità di piani, progetti e interventi con gli obiettivi di qualità e le normative d'uso di cui all'art. 37 e ad individuare gli usi ammissibili e le trasformazioni consentite per ciascun contesto.

Nella pagina seguente si riporta il quadro sinottico relativo ai beni paesaggistici e ulteriori contesti paesaggistici del PPTR.



BENI PAESAGGISTICI E ULTERIORI CONTENUTI PAESAGGISTICI - QUADRO SINOTTICO		Norme tecniche di attuazione del PPTR		Rappresentazione cartografica	
Beni Paesaggistici	Definizione	Disposizioni normative	art.	formato shape (.shp)	
6.1 - STRUTTURA IDRO-GEO-MORFOLOGICA					
6.1.1 - Componenti geomorfologiche					
UCP - Versanti	art. 143, co. 1, lett. e)	Indirizzi / Direttive	art. 51 / art. 52	UCP_versanti_pendenza20%	
UCP - Lame e gravine	art. 143, co. 1, lett. e)	Misure di salvaguardia e utilizzazione	art. 53	UCP_lame_gravine	
UCP - Doline	art. 143, co. 1, lett. e)	Misure di salvaguardia e utilizzazione n.p. (si applicano solo indirizzi e direttive)	art. 54	UCP_Doline	
UCP - Grotte (100m)	art. 143, co. 1, lett. e)	Misure di salvaguardia e utilizzazione	art. 55	UCP_Grotte_100m	
UCP - Geositi (100m)	art. 143, co. 1, lett. e)	Misure di salvaguardia e utilizzazione	art. 56	UCP_Geositi_100m	
UCP - Inghiottoi (50m)	art. 143, co. 1, lett. e)	Misure di salvaguardia e utilizzazione	art. 56	UCP_Inghiottoi_50m	
UCP - Cordoni dunari	art. 143, co. 1, lett. e)	Misure di salvaguardia e utilizzazione	art. 56	UCP_Cordoni_Dunari	
6.1.2 - Componenti idrologiche					
BP - Territori costieri (300m)	art. 142, co. 1, lett. a)	Indirizzi / Direttive	art. 43 / art. 44	BP_142_A_300m	
BP - Territori contornati ai laghi (300m)	art. 142, co. 1, lett. b)	Prescrizioni	art. 45	BP_142_B_300m	
BP - Fiumi, torrenti, corsi d'acqua iscritti negli elenchi delle acque pubbliche (150m)	art. 142, co. 1, lett. c)	Prescrizioni	art. 45	BP_142_C_150m	
UCP - Reticolo idrografico di connessione della R.E.R. (100m)	art. 143, co. 1, lett. e)	Misure di salvaguardia e utilizzazione	art. 46	UCP_connessioneRER_100m	
UCP - Sorgenti (25m)	art. 143, co. 1, lett. e)	Misure di salvaguardia e utilizzazione	art. 47	UCP_Sorgenti_25m	
UCP - Aree soggette a vincolo idrogeologico	art. 143, co. 1, lett. e)	Misure di salvaguardia e utilizzazione n.p. (si applicano solo indirizzi e direttive)	art. 48	UCP_Vincolo_idrogeologico	
6.2 - STRUTTURA ECOSISTEMICA - AMBIENTALE					
6.2.1 - Componenti botanico-vegetazionali					
BP - Boschi	art. 142, co. 1, lett. g)	Indirizzi / Direttive	art. 60 / art. 61	BP_142_G	
BP - Zone umide Ramsar	art. 142, co. 1, lett. h)	Prescrizioni	art. 62	BP_142_H	
UCP - Aree umide	art. 143, co. 1, lett. e)	Misure di salvaguardia e utilizzazione	art. 64	UCP_aree_umide	
UCP - Prati e pascoli naturali	art. 143, co. 1, lett. e)	Misure di salvaguardia e utilizzazione	art. 65	UCP_pascoli_naturali	
UCP - Formazioni arbustive in evoluzione naturale	art. 143, co. 1, lett. e)	Misure di salvaguardia e utilizzazione	art. 66	UCP_formazioni_arbustive	
UCP - Aree di rispetto dei boschi (100m)	art. 143, co. 1, lett. e)	Misure di salvaguardia e utilizzazione	art. 66	UCP_rispetto_boschi_100m	
6.2.2 - Componenti delle aree protette e dei siti naturalistici					
BP - Parchi e riserve	art. 142, co. 1, lett. f)	Indirizzi / Direttive	art. 69 / art. 70	BP_142_F	
UCP - Siti di rilevanza naturalistica	art. 143, co. 1, lett. e)	Prescrizioni	art. 71	UCP_rilevanza_naturalistica	
UCP - Aree di rispetto dei parchi e delle riserve regionali (100m)	art. 143, co. 1, lett. e)	Misure di salvaguardia e utilizzazione	art. 73	UCP_rispetto_parchi_100m	
6.3 - STRUTTURA ANTROPICA E STORICO-CULTURALE					
6.3.1 - Componenti culturali e insediative					
BP - Immobili e aree di notevole interesse pubblico	art. 136	Indirizzi / Direttive	art. 77 / art. 78	BP_136	
BP - Zone gravate da usi civici	art. 142, co. 1, lett. h)	Prescrizioni	art. 79	BP_142_H	
BP - Zone di interesse archeologico	art. 142, co. 1, lett. m)	n.p. (si applicano solo indirizzi e direttive)	art. 80	BP_142_M	
UCP - Città Consolidata	art. 143, co. 1, lett. e)	n.p. (si applicano solo indirizzi e direttive)	art. 80	UCP_citta_consolidata	
UCP - Testimonianze della Stratificazione Insediativa	art. 143, co. 1, lett. e)	Misure di salvaguardia e utilizzazione	art. 81	UCP_stratificazione_insediativa_siti_storico_culturali	
UCP - Aree di rispetto delle componenti culturali e insediative (100m - 30m)	art. 143, co. 1, lett. e)	Misure di salvaguardia e utilizzazione	art. 82	UCP_area_rispetto_siti_storico_culturali	
UCP - Paesaggi rurali	art. 143, co. 1, lett. e)	Misure di salvaguardia e utilizzazione	art. 83	UCP_area_rispetto_zone_interesse_archeologico	
6.3.2 - Componenti dei valori percettivi					
UCP - Strade a valenza paesaggistica	art. 143, co. 1, lett. e)	Indirizzi / Direttive	art. 86 / art. 87	UCP_strade_valenza_paesaggistica	
UCP - Strade panoramiche	art. 143, co. 1, lett. e)	Misure di salvaguardia e utilizzazione	art. 88	UCP_strade_panoramiche	
UCP - Luoghi panoramici	art. 143, co. 1, lett. e)	Misure di salvaguardia e utilizzazione	art. 88	UCP_luoghi_panoramici	
UCP - Coni visuali	art. 143, co. 1, lett. e)	Misure di salvaguardia e utilizzazione	art. 88	UCP_coni_visuali	

Con riferimento specifico alle aree interessate dalle previsioni progettuali e all'area vasta in cui si colloca, sono state analizzate e valutate le singole componenti ambientali perimetrare dal PPTR, al fine di verificare la compatibilità dell'intervento progettuale con le singole componenti ambientali del Piano (cfr. elaborato "Inquadramento rispetto alla pianificazione territoriale regionale - Piano paesaggistico Territoriale Regionale" - 02.02_F00_IA10_AMB_CT01 del quale di seguito se ne riporta uno stralcio).



Componenti paesaggistiche del PPTR (*)

- 6.1.1_GEOMORFOLOGICHE
 - UCP_Cordoni_Dunari
 - UCP_Doline
 - UCP_geositi_100m
 - UCP_Grotte_100m
 - UCP_Inghiottoi_50m
 - UCP_Lame_gravine
 - UCP_versanti_pendenza20%
- 6.1.2_IDROLOGICHE
 - BP_142_A_300m
 - BP_142_B_300m
 - BP_142_C_150m
 - UCP_connesioneRER_100m
 - UCP_Sorgenti_25m
 - UCP_Vincolo_idrogeologico

- 6.3.1_CULTURALI
 - BP_136
 - BP_142_H_VALIDARE
 - BP_142_H
 - BP_142_M
 - UCP_area_rispetto_rete tratturi
 - UCP_area_rispetto_siti storico culturali
 - UCP_area_rispetto_zone interesse archeologico
 - UCP_area_a_rischio_archeologico
 - UCP_citta consolidata
 - UCP_passaggi rurali
 - UCP_stratificazione insediativa_rete tratturi
 - UCP_stratificazione insediativa_siti storico culturali
- 6.3.2_PERCETTIVE
 - UCP_coni visuali
 - UCP_fuoghi panoramici_poi
 - UCP_fuoghi panoramici
 - UCP_strade panoramiche
 - UCP_strade valenza paesaggistica_poi
 - UCP_strade valenza paesaggistica

Stralcio dell'elaborato "Inquadramento rispetto alla pianificazione territoriale regionale - Piano paesaggistico Territoriale Regionale" - 02.02_F00_IA10_AMB_CT01

Le componenti idrologiche individuate dal PPTR comprendono beni paesaggistici e ulteriori contesti (art.40 delle N.T.A.):

- I **beni paesaggistici** sono costituiti da:
 - Territori costieri;
 - Territori contermini ai laghi;
 - Fiumi, torrenti e corsi d'acqua iscritti negli elenchi delle acque pubbliche.
- Gli **ulteriori contesti** sono costituiti da:

1) Reticolo idrografico di connessione della Rete Ecologica Regionale; 2) Sorgenti; 3) Aree soggette a vincolo idrogeologico.

Nell'area di progetto dell'impianto fotovoltaico, nella quale viene considerata sia la porzione territoriale che include le ubicazioni dei pannelli, che quella interessata dal tracciato del cavidotto, sono presenti i seguenti corsi d'acqua:

- **Torrente Celone**
- Torrente Vulgano
- Torrente Laccio

presenti negli elenchi delle Acque Pubbliche, questi sono esterni all'area di ubicazione dei pannelli fotovoltaici, mentre il cavidotto, lungo il suo tracciato, attraversa il solo Torrente Celone, in corrispondenza della SS 673 (cfr. figura successiva).



Il Torrente Celone, scavalcato dalla SS 673, nel punto in cui sarà attraversato dal cavidotto

Negli **Indirizzi** per le componenti idrologiche viene indicato che devono tendere a, relativamente al presente intervento progettuale (art.43 - comma 1 delle N.T.A.):

- a.
- b. salvaguardare i caratteri identitari e le unicità dei paesaggi dell'acqua locali al fine di contrastare la tendenza alla loro cancellazione, omologazione e banalizzazione;
- c. limitare e ridurre le trasformazioni e l'artificializzazione del reticolo idrografico, migliorare le condizioni idrauliche nel rispetto del naturale deflusso delle acque e assicurando il deflusso minimo vitale dei corsi d'acqua;
- d. conservare e incrementare gli elementi di naturalità delle componenti idrologiche riducendo i processi di frammentazione degli habitat e degli ecosistemi costieri e

fluviali, promuovendo l'inclusione degli stessi in un sistema di corridoi di connessione ecologica.

Nelle **Prescrizioni** per "Fiumi, torrenti e corsi d'acqua iscritti negli elenchi delle acque pubbliche" (art. 46 delle NTA) in riferimento al progetto dell'impianto fotovoltaico in esame:

- **non sono ammissibili** piani, progetti e interventi che comportano:
 - a1) realizzazione di qualsiasi nuova opera edilizia, ad eccezione di quelle strettamente legate alla tutela del corso d'acqua e alla sua funzionalità ecologica;
 - a2) escavazione ed estrazioni di materiali litoidi negli invasi e negli alvei di piena;
 - a3)
 - a4) realizzazione di recinzioni che riducano l'accessibilità del corso d'acqua e la possibilità di spostamento della fauna, nonché trasformazioni del suolo che comportino l'aumento della superficie impermeabile;
 - a5) rimozione della vegetazione arborea od arbustiva con esclusione degli interventi colturali atti ad assicurare la conservazione e l'integrazione dei complessi vegetazionali naturali esistenti e delle cure previste dalle prescrizioni di polizia forestale;
 - a6) trasformazione profonda dei suoli, dissodamento o movimento di terre, e qualsiasi intervento che turbi gli equilibri idrogeologici o alteri il profilo del terreno;
 - a7)
 - a8) realizzazione e ampliamento di impianti per la produzione di energia, fatta eccezione per gli interventi indicati nella parte seconda dell'elaborato del PPTR.
 - a9) realizzazione di nuovi tracciati viari o adeguamento di tracciati esistenti, con l'esclusione dei soli interventi di manutenzione della viabilità che non comportino opere di impermeabilizzazione;
 - a10) realizzazione di gasdotti, elettrodotti, linee telefoniche o elettriche e delle relative opere accessorie fuori terra (cabine di trasformazione, di pressurizzazione, di conversione, di sezionamento, di manovra ecc.); è fatta eccezione, nelle sole aree prive di qualsiasi viabilità, per le opere elettriche in media e bassa tensione necessarie agli allacciamenti delle forniture di energia elettrica; sono invece ammissibili tutti gli impianti a rete se interrati sotto strada esistente ovvero in attraversamento trasversale utilizzando tecniche non invasive che interessino il percorso più breve possibile.
- Fatta salva la procedura di autorizzazione paesaggistica, nel rispetto degli obiettivi di qualità e delle normative d'uso di cui all'art. 37, nonché degli atti di governo del territorio vigenti ove più restrittivi sono ammissibili piani, progetti e interventi che diversi da quelli di cui al comma 2, nonché i seguenti:
 - b4) realizzazione di opere infrastrutturali a rete interrate pubbliche e/o di interesse pubblico, a condizione che siano di dimostrata assoluta necessità e non siano localizzabili altrove;

Si tenga presente che il cavidotto sarà realizzato sempre interrato. Di qui la necessità, lungo l'attraversamento da parte del cavidotto dei corsi d'acqua di inserire il cavidotto in un ulteriore involucro stagno (condotta in PVC o PEAD zavorrato) contro possibili fenomeni di galleggiamento.

L'attraversamento del corso d'acqua avverrà con la tecnica della Trivellazione teleguidata (TOC), tale tecnica è utilizzata per realizzare gli attraversamenti del cavidotto di corpi idrici aventi una certa larghezza. La TOC consiste essenzialmente nella realizzazione di un cavidotto sotterraneo mediante una trivellazione eseguita da una apposita macchina la quale permette di controllare l'andamento plano-altimetrico per mezzo di un radio-controllo. Questa tecnica garantisce la tutela del paesaggio idraulico e azzerà il disturbo naturalistico delle aree attraversate.

Le componenti geomorfologiche individuate dal PPTR comprendono ulteriori contesti costituiti da (art.49 delle N.T.A.):

- 1) Versanti; 2) Lame e Gravine; 3) Doline; 4) Grotte; 5) Geositi; 6) Inghiottitoi; 7) Cordoni dunari.

Nell'area di studio è presente una scarpata con "Versanti con pendenza > 20%" ma è esterna all'area di impianto e non è interessata neanche dal tracciato del cavidotto (cfr. elaborato "Inquadramento rispetto alla pianificazione territoriale regionale - Piano paesaggistico Territoriale Regionale" - 02.02_F00_IA10_AMB_CT01, a nord-ovest dell'area di impianto nei pressi di Masseria Santoro).

Le componenti botanico-vegetazionali individuate dal PPTR comprendono beni paesaggistici e ulteriori contesti (art.57 delle N.T.A.):

- I **beni paesaggistici** sono costituiti da:

- 1) Boschi; 2) Zone umide Ramsar.

- Gli **ulteriori contesti** sono costituiti da:

- 1) Aree umide 2) Prati e pascoli naturali; 3) Formazioni arbustive in evoluzione naturale; 4) Area di rispetto dei boschi

Nell'area di inserimento dell'impianto sono presenti "formazioni arbustive" e "aree umide": le prime vengono interessate nell'ultimo tratto del cavidotto (in località Mezzana tagliata, nei pressi della Centrale Enel), le seconde sono rappresentate dalla zona del Lago del Celone che però risulta esterna alle aree di impianto e non è interferita neanche dal cavidotto.

Gli **Indirizzi** per le componenti botanico-vegetazioni indicano che gli interventi che interessano le componenti botanico-vegetazionali devono tendere a, per quanto di pertinenza con l'intervento progettuale, (art.60 delle N.T.A.):

- a. limitare e ridurre gli interventi di trasformazione e artificializzazione delle aree a boschi e macchie, dei prati e pascoli naturali, delle formazioni arbustive in evoluzione naturale e delle zone umide;
- b. recuperare e ripristinare le componenti del patrimonio botanico, floro-vegetazionale esistente;

Nei territori interessati dalla presenza di "Prati e pascoli naturali" e "Formazioni arbustive", come definite all'art. 59, punto 2) si applicano le *Misure di Salvaguardia e di Utilizzazione* (art. 66 delle NTA) definite dal Piano; in riferimento al progetto dell'impianto fotovoltaico in esame:

- **si considerano non ammissibili** piani, progetti e interventi in contrasto con gli obiettivi di qualità e le normative d'uso di cui all'art. 37 e in particolare, fatta eccezione per quelli di cui al comma 3, quelli che comportano:

- a1) rimozione della vegetazione erbacea, arborea od arbustiva naturale, fatte salve le attività agro-silvopastorali e la rimozione di specie alloctone invasive;

a2) eliminazione o trasformazione degli elementi antropici e seminaturali del paesaggio agrario con alta valenza ecologica e paesaggistica;

a3) dissodamento e macinazione delle pietre nelle aree a pascolo naturale;

a6) realizzazione e ampliamento di impianti per la produzione di energia, fatta eccezione per gli interventi indicati nella parte seconda dell'elaborato del PPTR 4.4.1 - Linee guida sulla progettazione e localizzazione di impianti di energia rinnovabile;

- **si considerano ammissibili** piani, progetti e interventi diversi da quelli di cui al comma 2, devono essere realizzati nel rispetto dell'assetto paesaggistico, non compromettendo gli elementi storico-culturali e di naturalità esistenti, garantendo elevati livelli di piantumazione e di permeabilità dei suoli, assicurando la salvaguardia delle visuali e dell'accessibilità pubblica ai luoghi dai quali è possibile godere di tali visuali, e prevedendo per l'eventuale divisione dei fondi:

- muretti a secco realizzati con materiali locali e nel rispetto dei caratteri costruttivi e delle qualità paesaggistiche dei luoghi;
- siepi vegetali realizzate con specie arbustive e arboree autoctone, ed eventualmente anche recinzioni a rete coperte da vegetazione arbustiva e rampicante autoctona;
- e comunque con un congruo numero di varchi per permettere il passaggio della fauna selvatica.

- Nel rispetto delle norme per l'accertamento di compatibilità paesaggistica, si auspicano piani, progetti e interventi:

c1) di manutenzione e ripristino dei muretti a secco esistenti limitati alle parti in cattivo stato di conservazione, senza smantellamento totale del manufatto;

c2) di conservazione dell'utilizzazione agro-pastorale dei suoli, manutenzione delle strade poderali senza opere di impermeabilizzazione, nonché salvaguardia e trasformazione delle strutture funzionali alla pastorizia mantenendo, recuperando o ripristinando tipologie, materiali, colori coerenti con i caratteri paesaggistici del luogo, evitando l'inserimento di elementi dissonanti e privilegiando l'uso di tecnologie ecocompatibili.

Le componenti delle aree protette e dei siti di rilevanza naturalistica individuate dal PPTR comprendono beni paesaggistici e ulteriori contesti (art.67 delle N.T.A.):

- I **beni paesaggistici** sono costituiti da:
 - 1) parchi e riserve nazionali o regionali, nonché gli eventuali territori di protezione esterna dei parchi.
- Gli **ulteriori contesti** sono costituiti da:
 - 1) siti di rilevanza naturalistica; 2) area di rispetto dei parchi e delle riserve regionali.

Nell'area di studio del presente progetto non sono state individuate né aree protette né siti di rilevanza naturalistica.

Le componenti culturali e insediative individuate dal PPTR comprendono beni paesaggistici e ulteriori contesti (art.74 delle N.T.A.):

- I **beni paesaggistici** sono costituiti da:
 - 1) Immobili e aree di notevole interesse pubblico; 2) zone gravate da usi civici; 3) zone di interesse archeologico.
- Gli **ulteriori contesti** sono costituiti da:
 - 1) Città consolidata; 2) Testimonianze della stratificazione insediativa; 3) Area di rispetto delle componenti culturali e insediative; 4) Paesaggi rurali.

Relativamente ai Beni paesaggistici, nell'area interessata dall'intervento progettuale vi sono beni paesaggistici delle componenti culturali e insediative rappresentati da due aree vincolate dal punto di vista archeologico:

- Sito archeologico di Arpi;
- Masseria Selvaggi.

Entrambi non sono interessati dalle opere di progetto.

Relativamente agli ulteriori contesti numerosi sono altresì le "Testimonianze della stratificazione insediativa": in particolare, numerose sono le aree perimetrate "a rischio archeologico" ed inoltre il tracciato del cavidotto interessa alcuni tratturi e le relative aree di rispetto.

Nello specifico, all'interno del perimetro di impianto sono perimetrate 3 aree a rischio archeologico:

- Podere Cifeli (l'area di maggiore estensione);
- Vado Biccari (l'area più piccola);
- Sant'Agapita (l'area di dimensioni intermedie).

Esternamente all'impianto, il cavidotto interferisce con altre due aree a rischio archeologico denominate:

- Masseria Fragella;
- Masseria Iadanza.

Relativamente ai tracciati dei tratturi, tutti interferenti solamente con il tracciato del cavidotto, questi sono:

- Regio Tratturo Celano-Foggia;
- Regio Tratturo Aquila-Foggia;
- Tratturello Foggia-Sannicandro.

Si evidenzia che le interferenze sono sempre trasversali rispetto alla direzione dei tratturi (quindi l'interferenza è minima) e che, ove possibile, come per i corsi d'acqua, i tratturi e le relative aree di rispetto saranno attraversati in TOC.

Le **Direttive** per le Componenti culturali e insediative, al fine del perseguimento della tutela e della valorizzazione delle aree appartenenti alla rete dei tratturi di cui all'art. 76, punto 2 lettera b), affida agli Enti locali, anche attraverso la redazione di appositi piani dei Tratturi, previsti dalla legislazione vigente, curano che in questa area sia evitata ogni alterazione della integrità visuale e ogni destinazione d'uso non compatibile con le finalità di salvaguardia e sia perseguita la riqualificazione

del contesto assicurando le migliori condizioni di conservazione e fruizione pubblica del demanio armentizio (art. 78 delle NTA).

Relativamente alle Testimonianze della Stratificazione Insediativa "Rete dei tratturi" il Piano individua le *Misure di Salvaguardia e di Utilizzazione* (art. 81 delle NTA), in riferimento al progetto in esame:

- In sede di accertamento di compatibilità paesaggistica di cui all'art. 91, ai fini della salvaguardia e della corretta utilizzazione dei siti di cui al presente articolo, **si considerano non ammissibili** tutti i piani, progetti e interventi in contrasto con gli obiettivi di qualità e le normative d'uso di cui all'art. 37 e in particolare, fatta eccezione per quelli di cui al comma 3, quelli che comportano:
 - a1) qualsiasi trasformazione che possa compromettere la conservazione dei siti interessati dalla presenza e/o stratificazione di beni storico culturali;
 - a2) realizzazione di nuove costruzioni, impianti e, in genere, opere di qualsiasi specie, anche se di carattere provvisorio;
 -
 - a4) realizzazione e ampliamento di impianti per la produzione di energia, fatta eccezione per gli interventi indicati nella parte seconda dell'elaborato del PPTR 4.4.1 - Linee guida sulla progettazione e localizzazione di impianti di energia rinnovabile;
 -
 - a6) escavazioni ed estrazioni di materiali;
 - a7) realizzazione di gasdotti, elettrodotti, linee telefoniche o elettriche e delle relative opere accessorie fuori terra (cabine di trasformazione, di pressurizzazione, di conversione, di sezionamento, di manovra ecc.); è fatta eccezione, nelle sole aree prive di qualsiasi viabilità, per le opere elettriche in media e bassa tensione necessarie agli allacciamenti delle forniture di energia elettrica; sono invece ammissibili tutti gli impianti a rete se interrati sotto strada esistente ovvero in attraversamento trasversale utilizzando tecniche non invasive che interessino il percorso più breve possibile;
 - a8) costruzione di strade che comportino rilevanti movimenti di terra o compromissione del paesaggio (ad esempio, in trincea, rilevato, viadotto).
- **sono ammissibili** tutti i piani, progetti e interventi:
 - b2) realizzazione di strutture facilmente rimovibili, connesse con la tutela e valorizzazione delle testimonianze della stratificazione.
 - b3) realizzazione di infrastrutture a rete necessarie alla valorizzazione e tutela dei siti o al servizio degli insediamenti esistenti, purché la posizione e la disposizione planimetrica dei tracciati non compromettano i valori storico-culturali e paesaggistici;

Relativamente alle Aree di rispetto delle Componenti culturali insediative, il Piano individua le *Misure di Salvaguardia e di Utilizzazione* (art. 82 delle NTA), in riferimento al progetto in esame:

- In sede di accertamento di compatibilità paesaggistica di cui all'art. 91, ai fini della salvaguardia e della corretta utilizzazione dei siti di cui al presente articolo, **si considerano non ammissibili** tutti i piani, progetti e interventi in contrasto con gli obiettivi di qualità e le

normative d'uso di cui all'art. 37 e in particolare, fatta eccezione per quelli di cui al comma 3, quelli che comportano:

a1) qualsiasi trasformazione che possa compromettere la conservazione dei siti interessati dalla presenza e/o stratificazione di beni storico-culturali;

a2) realizzazione di nuove costruzioni, impianti e, in genere, opere di qualsiasi specie, anche se di carattere provvisorio;

a4) realizzazione e ampliamento di impianti per la produzione di energia, fatta eccezione per gli interventi indicati nella parte seconda dell'elaborato del PPTR 4.4.1 - Linee guida sulla progettazione e localizzazione di impianti di energia rinnovabile;

a6) escavazioni ed estrazioni di materiali;

a7) realizzazione di gasdotti, elettrodotti, linee telefoniche o elettriche e delle relative opere accessorie fuori terra (cabine di trasformazione, di pressurizzazione, di conversione, di sezionamento, di manovra ecc.); è fatta eccezione, nelle sole aree prive di qualsiasi viabilità, per le opere elettriche in media e bassa tensione necessarie agli allacciamenti delle forniture di energia elettrica; sono invece ammissibili tutti gli impianti a rete se interrati sotto strada esistente ovvero in attraversamento trasversale utilizzando tecniche non invasive che interessino il percorso più breve possibile;

a8) costruzione di strade che comportino rilevanti movimenti di terra o compromissione del paesaggio (ad esempio, in trincea, rilevato, viadotto).

➤ sono ammissibili tutti i piani, progetti e interventi:

b3) realizzazione di strutture facilmente rimovibili, connesse con la tutela e valorizzazione delle testimonianze della stratificazione;

b5) realizzazione di infrastrutture a rete necessarie alla valorizzazione e tutela dei siti o al servizio degli insediamenti esistenti, purché la posizione e la disposizione planimetrica dei tracciati non compromettano i valori storico-culturali e paesaggistici;

b6) adeguamento delle sezioni e dei tracciati viari esistenti nel rispetto della vegetazione ad alto e medio fusto e arbustiva presente e migliorandone l'inserimento paesaggistico;

Come detto in precedenza i cavidotti che interessano i tratturi, saranno interrati ed attraverseranno perpendicolarmente le strade carrabili esistenti.

Inoltre nell'area di inserimento dell'impianto fotovoltaico e del relativo cavidotto di collegamento si segnala la presenza di alcuni siti storico-culturali con relativa area di rispetto di 100 m di età contemporanea:

- Masseria Vaccarella;

- Masseria Mari;
- Masseria Cavalieri;
- Masseria San Giuseppe;
- Masseria Mezzana tagliata.

I beni isolati, sopra indicati, non sono interferiti in alcun modo né dall'impianto né dal cavidotto.

Le componenti dei valori percettivi individuate dal PPTR comprendono ulteriori contesti costituiti (art.84 delle N.T.A.) da:

- 1) Strade a valenza paesaggistica; 2) Strade panoramiche; 3) Punti panoramici; 4) Coni visuali.

Nell'area di studio del presente progetto non sono state individuate componenti dei valori percettivi.

Il Piano, in applicazione dell'art. 143 comma 8 del Codice, ha redatto le **Linee guida** che assumo il ruolo di raccomandazioni sviluppate in modo sistematico per orientare la redazione di strumenti di pianificazione, di programmazione, nonché la previsione di interventi in settore che richiedono un quadro di riferimento unitario di indirizzi e criteri metodologici, il cui recepimento costituisce parametro di riferimento ai fini della valutazione di coerenza di detti strumenti e interventi con le disposizioni di cui alle presenti norme.

Per quanto attiene alle "**Linee guida sulla progettazione e localizzazione di impianti di energie rinnovabili**" il PPTR dispone quanto segue:

1) Obiettivi generali:

- favorire la riduzione dei consumi di energia;
- favorire lo sviluppo delle energie rinnovabili sul territorio;
- favorire l'uso integrato delle FER sul territorio;
- definire standard di qualità territoriale e paesaggistica nello sviluppo delle energie rinnovabili.

2) Obiettivi specifici:

- progettare il passaggio dai "campi alle officine", favorendo la concentrazione delle nuove centrali di produzione di energia da fonti rinnovabili in aree produttive o prossime ad esse
- divieto del fotovoltaico a terra;
- misure per cointeressare i comuni nella produzione di megaeolico (riduzione);
- limitazione drastica delle zone vocate favorendo l'aggregazione intercomunale;
- attivare regole per le energie da autoconsumo (eolico, fotovoltaico, solare termico) nelle città e negli edifici rurali;
- attivare azioni sinergiche e l'integrazione dei processi;
- sviluppare l'energia da biomasse: potature oliveti e vigneti, rimboschimenti con funzioni di mitigazione ambientale, ecc.

Il progetto oggetto di studio rientra nell'obiettivo di "favorire lo sviluppo delle energie rinnovabili sul territorio" in un territorio a vocazione fotovoltaica già esistente e rilevante.

2.1.2. Il Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale della Provincia di Foggia (PTCP)

Con la deliberazione del Consiglio Provinciale n. 84 del 21.12.2009 è stato approvato in via definitiva il Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale (PTCP).

Il PTCP della Provincia di Foggia è un piano di programmazione generale riferito alla totalità del territorio provinciale, che definisce gli indirizzi strategici e l'assetto fisico e funzionale del territorio con riferimento agli interessi sovracomunali.

All'art.1.1. del Norme vengono definite le finalità del piano stesso, riportate di seguito:

- a) la tutela e la valorizzazione del territorio rurale, delle risorse naturali, del paesaggio e del sistema insediativo d'antica e consolidata formazione;
- b) il contrasto al consumo di suolo;
- c) la difesa del suolo con riferimento agli aspetti idraulici e a quelli relativi alla stabilità dei versanti;
- d) la promozione delle attività economiche nel rispetto delle componenti territoriali storiche e morfologiche del territorio;
- e) il potenziamento e l'interconnessione funzionale della rete dei servizi e delle infrastrutture di rilievo sovracomunale e del sistema della mobilità;
- f) il coordinamento e l'indirizzo degli strumenti urbanistici comunali.

Il Piano, in coerenza con il DRAG/PUG, stabilisce le invarianti storico-culturali e paesaggistico-ambientali, specificando e integrando le previsioni della pianificazione paesaggistica regionale.

Il PTCP individua sul tutto il territorio provinciale:

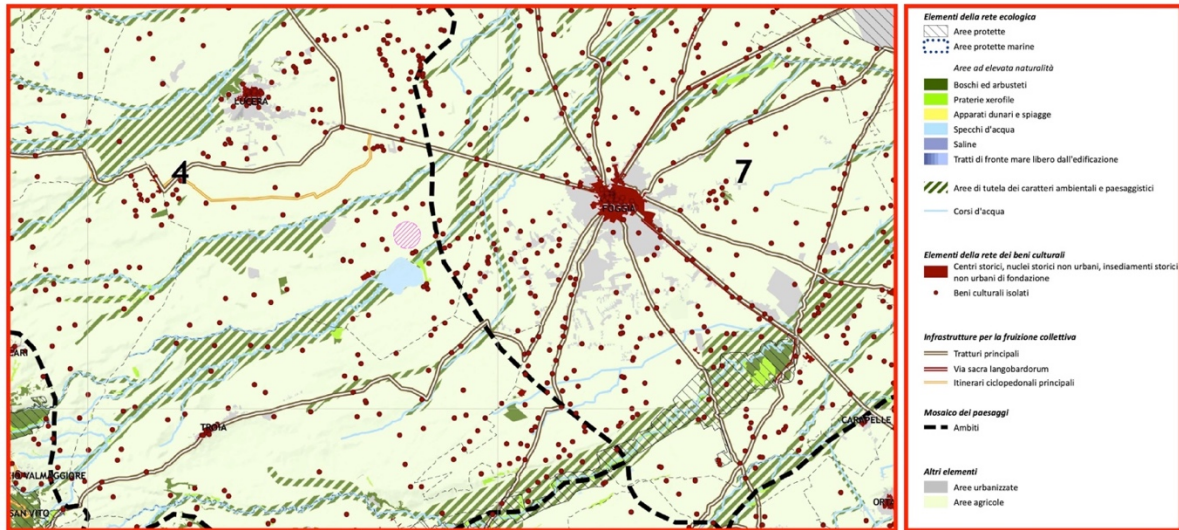
- a) i beni di rilevante interesse paesaggistico, ambientale, naturalistico e storico-culturale da sottoporre a specifica normativa d'uso per la loro tutela e valorizzazione;
- b) le diverse destinazioni del territorio provinciale in relazione alla prevalente vocazione delle sue parti e alle analoghe tendenze di trasformazione, indicando i criteri, gli indirizzi e le politiche per favorire l'uso integrato delle risorse;
- c) individua le invarianti infrastrutturali, attraverso la localizzazione di massima delle infrastrutture per i servizi di interesse provinciale, dei principali impianti che assicurano l'efficienza e la qualità ecologica e funzionale del territorio provinciale e dei "nodi specializzati";
- d) individua le linee di intervento per la sistemazione idrica, idrogeologica ed idraulicoforestale ed in genere per il consolidamento del suolo e la regimazione delle acque, indicando le aree che, sulla base delle caratteristiche geologiche, idrogeologiche e sismiche del territorio, richiedono ulteriori studi ed indagini nell'ambito degli strumenti urbanistici comunali;
- e) disciplina il sistema delle qualità del territorio provinciale.

Il PTCP è articolato nelle seguenti aree di tutela:

- Tutela dell'integrità fisica del territorio;
- Tutela dell'identità culturale del territorio di matrice naturale;
- Tutela dell'identità culturale del territorio di matrice antropica.

Le tavole di piano S1 "Sistema della qualità" e S2 "Sistema insediativo e mobilità", riportate nell'elaborato "Inquadramento rispetto alla pianificazione territoriale provinciale - PTCP della provincia di Foggia" (02.03_F00_IA10_AMB_CT02), completano e sintetizzano le indagini compiute. La Tavola S1 (cfr. stralcio figura successiva) sintetizza la rete ecologica provinciale e la rete dei beni culturali e delle infrastrutture per la fruizione collettiva, individuata nelle tavole precedenti.

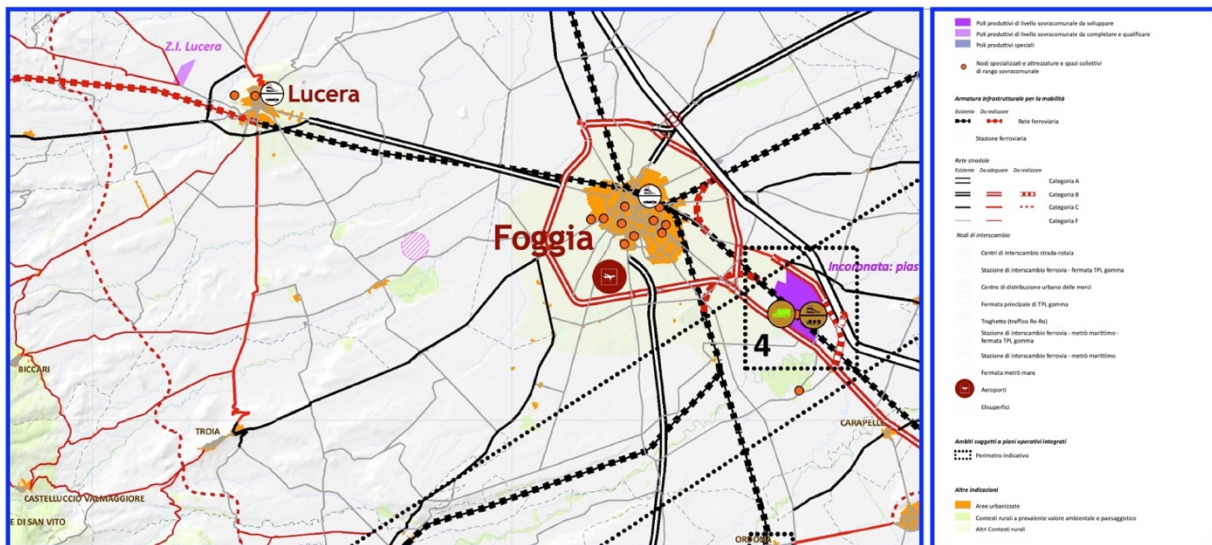
PTCP Provincia di Foggia - Tavola S1 - SISTEMA DELLE QUALITA'



Stralcio dell'elaborato "Inquadramento rispetto alla pianificazione territoriale provinciale - PTCP della provincia di Foggia" (02.03_F00_IA10_AMB_CT02) – Tavola S1

Mentre la Tavola S2 (cfr. stralcio figura successiva) definisce ed articola le strategie per il sistema insediativo urbano e territoriale provinciale e definisce gli indirizzi e i criteri per la pianificazione urbanistica comunale, in particolare, i criteri per l'individuazione dei contesti territoriali da parte degli strumenti urbanistici generali con riferimento a quelli rurali e urbani e a quelli specializzati per attività produttive e turistiche.

PTCP Provincia di Foggia - Tavola S2 - SISTEMA INSEDIATIVO E MOBILITA'



Stralcio dell'elaborato "Inquadramento rispetto alla pianificazione territoriale provinciale - PTCP della provincia di Foggia" (02.03_F00_IA10_AMB_CT02) – Tavola S2

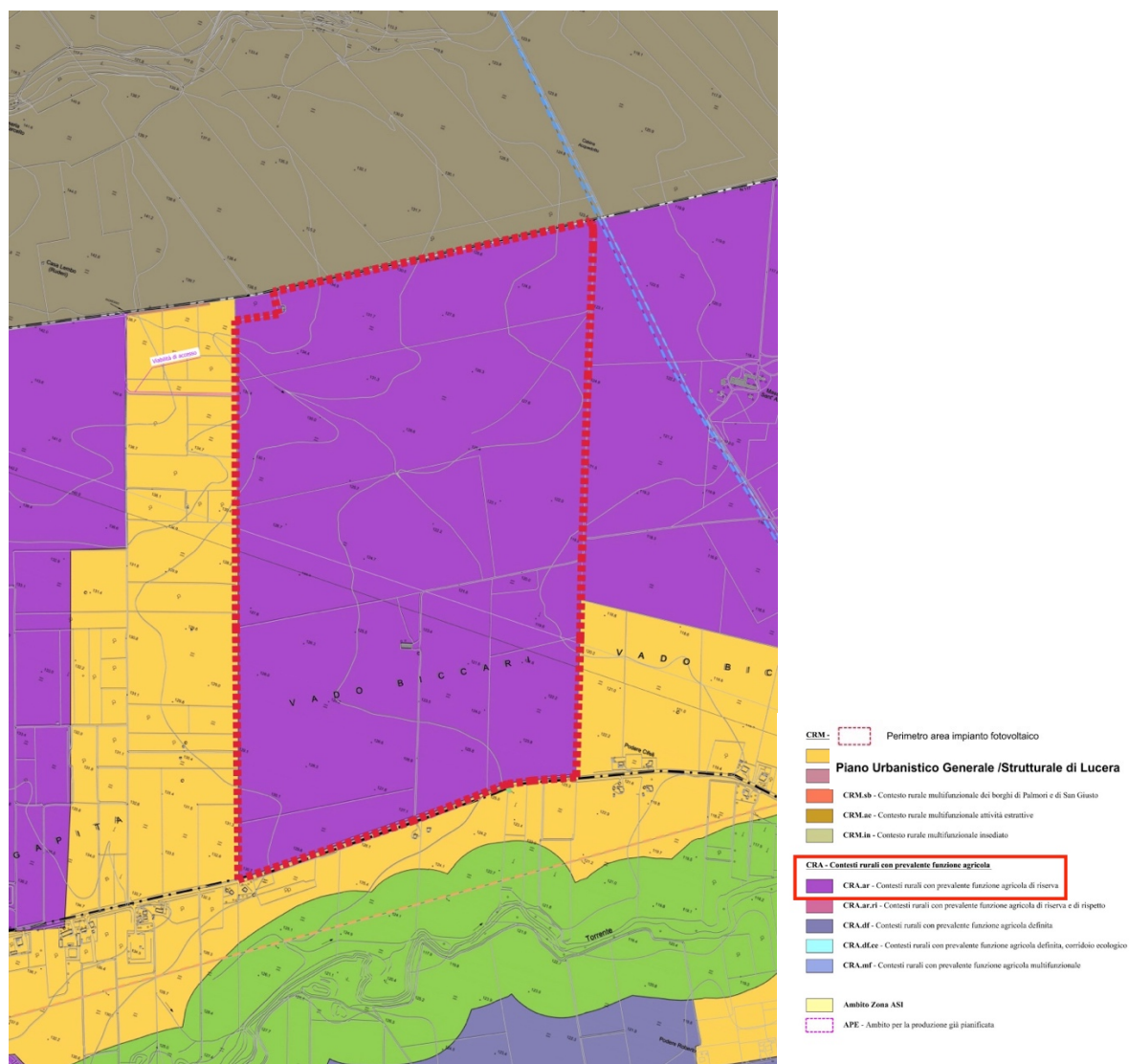
L'area di progetto esprime, in entrambe le carte, la sua natura rurale, servita da una ottima rete infrastrutturale che consente di collegare le aree urbanizzate presenti sul territorio.

2.1.3. Il Piano Urbanistico Generale (PUG) di Lucera

Lo strumento urbanistico vigente del Comune di Lucera è il Piano Urbanistico Generale (PUG), adottato con D.C.C. n. 25 del 15/05/2014 e successivamente approvato con Delibera di Consiglio Comunale n. 74 del 15 novembre 2016.

Le indicazioni derivanti dalla pianificazione territoriale comunale nell'area di impianto sono riportate nell'elaborato "Inquadramento rispetto alla pianificazione urbanistica comunale" (02.04_F00_IA10_AMB_CT03) del quale di seguito se ne riporta uno stralcio.

L'area di impianto, come si vede nello stralcio riportato di seguito, ricade all'interno di Aree classificate come "CRA.ar: Contesti rurali con prevalente funzione agricola di riserva".



Stralcio dell'elaborato "Inquadramento rispetto alla pianificazione urbanistica comunale"
(02.04_F00_IA10_AMB_CT03)

Secondo l'art.23.1 delle NTA del PUG: i CRA.ar: "Contesti rurali con prevalente funzione agricola di riserva" sono contesti agricoli in cui è indicata la presenza di invarianti strutturali puntuali del sistema storico architettonico quali segnalazioni archeologiche e/o edifici rurali sottoposti a tutela del PUG.

I CRA.ar sono destinati al mantenimento ed allo sviluppo delle attività e produzione agricola. Non sono consentiti interventi in contrasto con tali finalità o che alterino il paesaggio agrario e l'equilibrio ecologico.

Gli interventi di trasformazione o di ristrutturazione agricola dovranno prevedere il miglioramento delle condizioni idrogeologiche del terreno e l'incremento del patrimonio arboreo autoctono.

Per i nuovi interventi sono vietate le seguenti destinazioni d'uso: [...] ogni destinazione che possa provocare inquinamento ambientale [...].

Nelle aree CRA.ar, sono possibili:

- opere per il mantenimento e/o il miglioramento dell'assetto idro-geo-morfologico, delle peculiarità vegetazionali e faunistiche, delle presenti archeologiche e architettoniche;
- interventi tesi al recupero-riuso di edifici esistenti;
- insediamenti di nuova edificazione di servizio all'agricoltura/agriturismo/zootecnia, secondo i seguenti parametri:
 - Sf-superficie fondiaria minima mq 10.000;
 - Iff-indice di fabbricazione fondiaria massima $Iff=0.03$ mc/mq da destinare eventualmente alla residenza funzionale agricola nella misura massima.
 - H-altezza massima: residenza =7,00 ml;
 - produzione =7,00 ml; (salvo impianti speciali, quali silos, ecc)
 - Df-distanza minima tra fabbricati con minimo assoluto 5 ml:
 - a) con interposto confine: somma delle altezze dei fabbricati prospicienti;
 - b) all'interno del fondo: semisomma delle altezze dei fabbricati prospicienti;
 - Dc-distanza dai confini: minimo di 5,0ml; oppure nulla nel caso di costruzione in aderenza;
 - Ds-distanza dalle strade pubbliche: secondo quanto stabilito dal Codice della Strada con un min 10 ml.

2.2. LA PIANIFICAZIONE DI SETTORE

2.2.1. 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.

2.2.1.1 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.

2.2.1.2 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.

2.2.1.3 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.

2.2.2. Pianificazione e programmazione energetica nazionale

2.2.2.1 La politica energetica nazionale

2.2.2.1.1 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

2.2.2.1.2 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.

2.2.2.1.3 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.

2.2.2.2 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.

2.2.2.3 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. [...].

2.2.2.4 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 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'efficientamento e integrazione del sistema energetico nazionale e internazionale.

2.2.3. Pianificazione e programmazione energetica regionale

2.2.3.1 Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR) della Regione Puglia

Con deliberazione della Giunta Regionale del 08 giugno 2007, n. 827, la Regione Puglia, ha adottato il Piano Energetico Ambientale Regionale, contenente sia gli indirizzi e gli obiettivi strategici in campo energetico in un orizzonte temporale di dieci anni, che un quadro di riferimento per i soggetti pubblici e privati che assumeranno iniziative nel territorio della Regione Puglia in tale campo.

Il Piano Energetico Ambientale della Regione Puglia è strutturato in tre parti:

- Il contesto energetico regionale e la sua evoluzione
- Gli obiettivi e gli strumenti
- La valutazione ambientale strategica

Il piano analizza nel dettaglio tutte le fonti di energia offerte dal mercato quali: l'energia elettrica da fonti fossili, l'eolico, il biomassa, il solare termico e fotovoltaico, la gestione idrica e le reti di energia elettrica e da gas naturale.

E' obiettivo generale del Piano quello di incentivare lo sviluppo delle energie rinnovabili, nella consapevolezza che ciò:

- può e deve contribuire in forma quantitativamente sostanziale alla produzione di energia elettrica regionale;
- contribuisce a diminuire l'impatto complessivo sull'ambiente della produzione di energia elettrica;
- determina una differenziazione nell'uso di fonti primarie;
- deve portare ad una concomitante riduzione dell'impiego delle fonti più inquinanti quali il carbone.

Il piano tiene in conto rischi di uno sviluppo incontrollato, come già in corso in alcune aree del territorio regionale, per cui viene considerato prioritario identificare dei criteri di indirizzo tali da evitare grosse ripercussioni anche sull'accettabilità sociale degli impianti. Il criterio di base prende in considerazione la possibilità di uno sviluppo diffuso su tutto il territorio regionale, compatibilmente con la disponibilità della risorsa fotovoltaica e i vincoli di tipo ambientale, in modo da "alleggerire" il carico su zone limitate.

Il piano definisce dei criteri che permettano il governo dello sviluppo di tale fonte rinnovabile.

I criteri si devono ispirare ai seguenti principi:

- coinvolgimento ed armonizzazione delle scelte delle Amministrazioni Locali;
- definizione di una procedura di verifica;
- introduzione di un elemento di controllo quantitativo della potenza installata.

La revisione del PEAR è stata disposta anche dalla Legge Regionale n. 25 del 24 settembre 2012 che ha disciplinato agli artt. 2 e 3 le modalità per l'adeguamento e l'aggiornamento del Piano e ne ha previsto l'adozione da parte della Giunta Regionale e la successiva approvazione da parte del Consiglio Regionale. La DGR n. 1181 del 27.05.2015 ha, in ultimo, disposto l'adozione del documento di aggiornamento del Piano nonché avviato le consultazioni della procedura di Valutazione Ambientale Strategica (VAS), ai sensi dell'art. 14 del DLgs 152/2006 e ss.mm.ii..

2.2.3.2 Regolamento Regionale Regione Puglia 24/2010

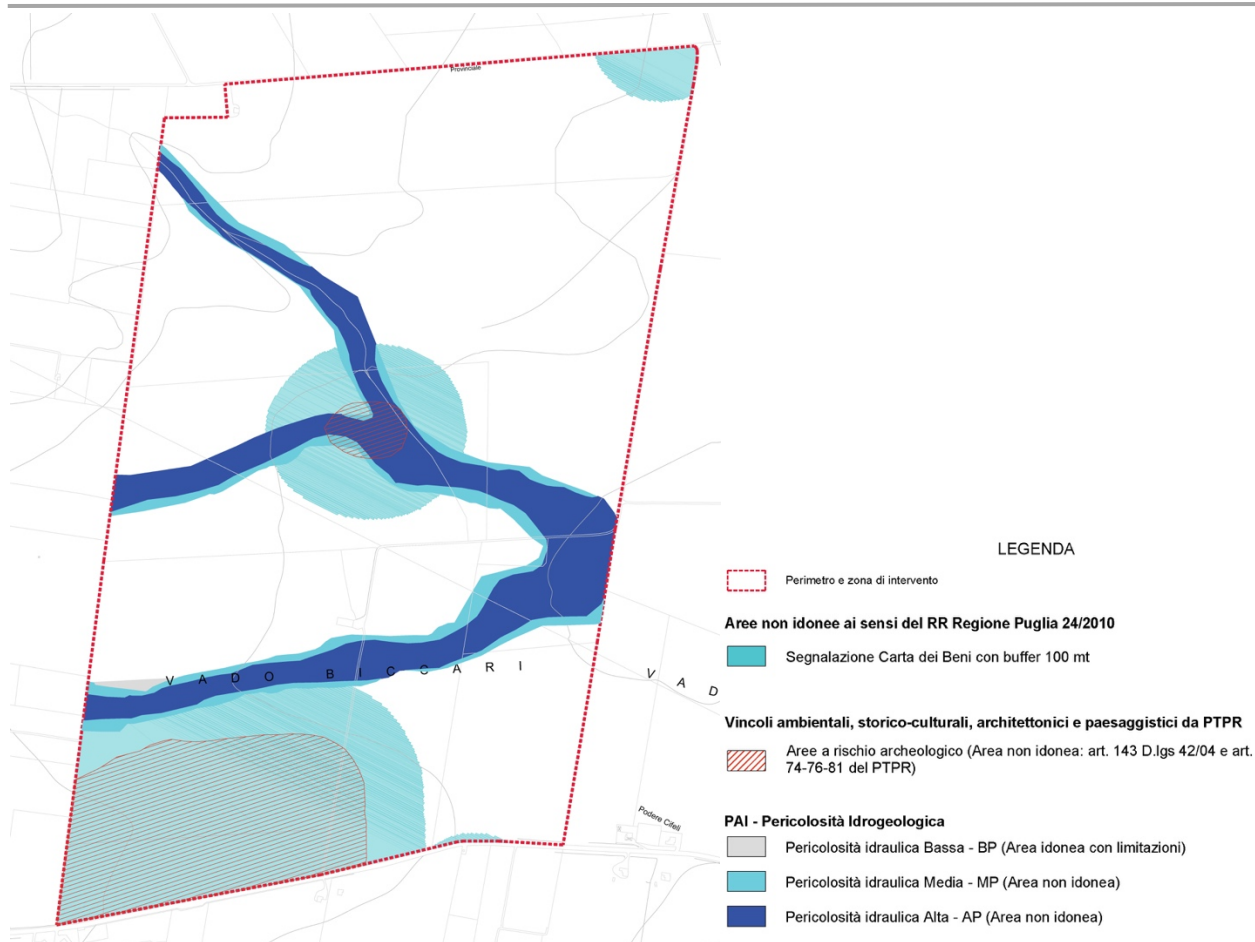
Al fine di verificare la sussistenza della coerenza del progetto con il sistema dei vincoli relativi alla pianificazione di settore, si è fatto riferimento al Regolamento attuativo del Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico del 10 settembre 2010, "Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili", recante la individuazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia (Regolamento Regionale Regione Puglia 24/2010).

Sulla base di quanto individuato nell'Allegato 3 del RR 24/2010, è stata elaborata la tavola "Carta di sintesi delle aree non idonee nell'area di impianto" (02.08_F00_IA10_AMB_CT07), nella quale sono state cartografate le aree non idonee alla realizzazione di impianti fotovoltaici.

Come evidenziato nell'elaborato grafico, di cui si riporta di seguito uno stralcio, l'area di impianto risulta essere interessata, oltre a quanto già evidenziato nel paragrafo precedente, da:

- Segnalazione Carta dei Beni con buffer 100 mt

che corrispondono alle aree a rischio archeologico segnalate in precedenza nella carta dei Vincoli e delle tutele, incrementate di un buffer di 100 metri.



Stralcio dell'elaborato Carta di sintesi delle aree non idonee nell'area di impianto
(02.08_F00_IA10_AMB_CT07)

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 (PPTR) della Puglia;
- Piano territoriale di Coordinamento Provinciale della Provincia di Foggia;
- Piano Urbanistico Generale del Comune di Lucera;
- 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 Tavv. 02.05_F00_IA10_AMB_CT04, 02.06_F00_IA10_AMB_CT05 e 02.07_F00_IA10_AMB_CT06).

3.1. VINCOLI PAESAGGISTICI

Per quanto concerne il sistema dei vincoli e di tutela in materia di beni culturali e di paesaggio, in riferimento all'elaborato "Inquadramento rispetto a vincoli e tutele" l'area di impianto risulta interessata da:

- Aree a rischio archeologico (Art. 143 c. 1 lett e del D. L.vo 42/2004 e art. 81 c.3 ter delle NTA del PPTR della Regione Puglia);

Relativamente al tracciato del cavidotto si evidenzia che lo stesso interessa le seguenti aree vincolate e/o tutelate, come riportato nello specifico elaborato grafico:

- Aree a rischio archeologico (Art. 143 c. 1 lett e del D. L.vo 42/2004 e art. 81 c.3 ter delle NTA del PPTR della Regione Puglia);
- Rete dei tratturi (Art. 143 c. 1 lett e del D. L.vo 42/2004 e art. 81 c.2 e 3 ter delle NTA del PPTR della Regione Puglia);
- Fascia di rispetto dei tratturi (Art. 143 c. 1 lett e del D. L.vo 42/2004 e art. 82 delle NTA del PPTR della Regione Puglia);
- Fiumi e corsi d'acqua (Art. 142 c. 1 lett c del D. L.vo 42/2004 e art. 46 delle NTA del PPTR della Regione Puglia);

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.

È stata delegata quindi alle Province, a partire dall'ottobre 1998, la procedura per il rilascio dei nulla osta per la realizzazione di opere che, in gran prevalenza, riguardano l'edilizia privata. In dettaglio, deve essere presentata istanza alla Provincia per la realizzazione o la sanatoria di:

- nuovi edifici di qualsiasi tipo e destinazione, compresi eventuali ampliamenti di opere connesse anche soggette a sanatoria edilizia e, ai sensi di recenti note informative ricevute dagli uffici regionali, strade private interne ai lotti;
- muri di sostegno superiori a 100 cm di altezza;
- infrastrutture connesse a elettrodotti superiori a 20.000 volts;
- parcheggi di qualsiasi tipo e piazzali di manovra;
- sistemazione di terreni con opere di drenaggio e apertura di scoline per la raccolta e la regimazione idrica superficiale;
- creazione o eliminazione di terrazzamenti di terreni finalizzati ad attività agricola o extragricola;
- sistemazione di aree, apertura di accessi a strade esistenti, sistemazione e/o ampliamenti piazzali, platee di stoccaggio;
- apertura sentieri pedonali e piste di esbosco;
- recinzioni di altezza superiore a 200 cm;
- vivai, rimboschimenti e ricostituzioni boschive.



Legenda

- Area di progetto per l'installazione dei pannelli fotovoltaici
- Tracciato cavidotto per l'allaccio alla sottostazione elettrica
- Sottostazione elettrica (SSE)
- Aree soggette a vincolo idrogeologico

Carta delle aree soggette a vincolo idrogeologico realizzata in QGIS attraverso il materiale fornito dal portale Paesaggio Puglia (www.paesaggiopuglia.it) per il quadro conoscitivo del PPTR - Piano Paesaggistico Territorio Regionale.

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

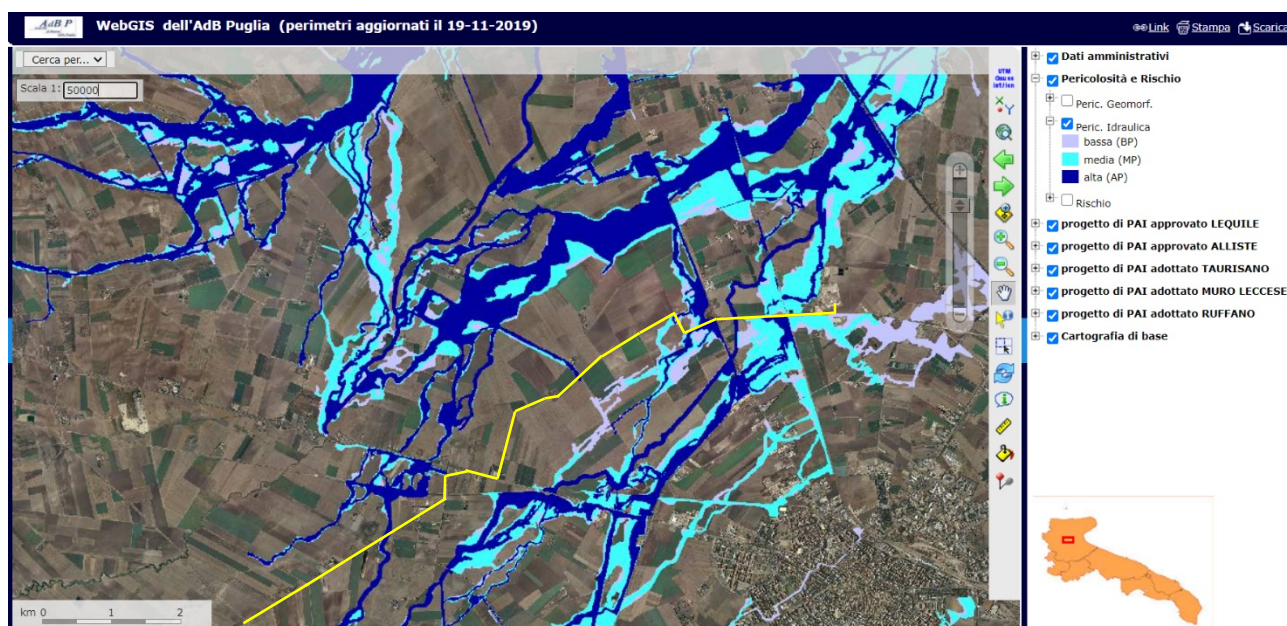
3.2.2. Pericolosità da alluvioni: il Piano di Assetto Idrogeologico (PAI)

Di seguito si riporta gli stralci della carta di Pericolosità Idraulica del PAI (Piano Assetto Idrogeologico), relativi all'area di interesse progettuale, realizzati dall'Autorità di Bacino della Puglia appartenente all'Autorità di Bacino Distrettuale dell'Appennino Meridionale.



Stralcio carta di Pericolosità Idraulica del PAI (Piano Assetto Idrogeologico) realizzata dall'Autorità del Bacino Distrettuale dell'Appennino Meridionale Sede Puglia (da AdB Puglia – WebGIS del PAI Puglia). La legenda della carta è riportata nella porzione destra dell'immagine. Il perimetro rosso individua l'area di progetto ricadente nel comune di Lucera destinata all'installazione dei pannelli fotovoltaici.

L'area di progetto per l'installazione dei pannelli fotovoltaici presenta una Pericolosità Idraulica Bassa (B.P.), Media (M.P.) e Alta (A.P.).



Stralcio carta di Pericolosità Idraulica del PAI (Piano Assetto Idrogeologico) realizzata dall'Autorità del Bacino Distrettuale dell'Appennino Meridionale Sede Puglia (da AdB Puglia – WebGIS del PAI Puglia). La legenda della carta è riportata nella porzione destra dell'immagine. La linea gialla individua il tracciato del cavidotto per raggiungere la sottostazione elettrica preesistente ubicata nel comune di Foggia.

Allo stesso modo, il tracciato del cavidotto nell'avanzamento dall'area di progetto alla sottostazione elettrica attraversa aree a Pericolosità Idraulica Bassa (B.P.), Media (M.P.) e Alta (A.P.).

Le aree ad alta pericolosità idraulica (A.P.) sono porzioni di territorio soggette ad essere allagate per eventi di piena con tempo di ritorno inferiore o pari a 30 anni. Le aree a media pericolosità idraulica (M.P.) sono porzioni di territorio soggette ad essere allagate per eventi di piena con tempo di ritorno compreso tra 30 e 200 anni.

Ricadendo le aree di interesse progettuale all'interno di aree perimetrare a Pericolosità Idraulica sarà necessario ottemperare all'articolo 10 ("Disciplina delle fasce di pertinenza fluviale") delle Norme Tecniche di Attuazione (NTA) del PAI della Puglia:

1. Ai fini della tutela e dell'adeguamento dell'assetto complessivo della rete idrografica, il PAI individua le fasce di pertinenza fluviale.
2. All'interno delle fasce di pertinenza fluviale sono consentiti tutti gli interventi previsti dagli strumenti di governo del territorio, a condizione che venga preventivamente verificata la sussistenza delle condizioni di sicurezza idraulica, come definita all'art. 36, sulla base di uno studio di compatibilità idrologica ed idraulica subordinato al parere favorevole dell'Autorità di Bacino.
3. Quando la fascia di pertinenza fluviale non è arealmente individuata nelle cartografie in allegato, le norme si applicano alla porzione di terreno, sia in destra che in sinistra, contermina all'area golenale, come individuata all'art. 6 comma 8, di ampiezza comunque non inferiore a 75 m.

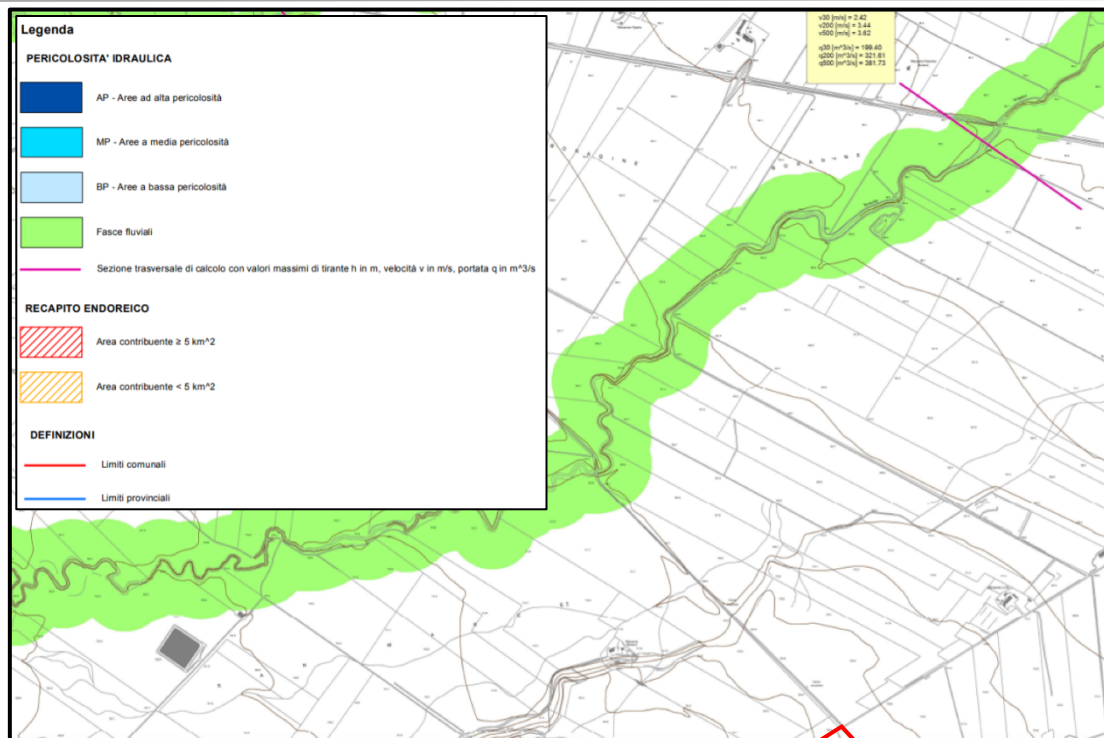
3.2.3. Piano di Gestione del Rischio Alluvioni (PGRA)

La Direttiva 2007/60/CE relativa alla Valutazione e alla gestione del rischio di alluvioni, recepita nell'ordinamento italiano con il Decreto Legislativo 23 febbraio 2010 n. 49, pone agli enti competenti in materia di difesa del suolo, l'obiettivo di mitigare le conseguenze per la salute umana, per il territorio, per i beni, per l'ambiente, per il patrimonio culturale e per le attività economiche e sociali, derivanti da eventi alluvionali.

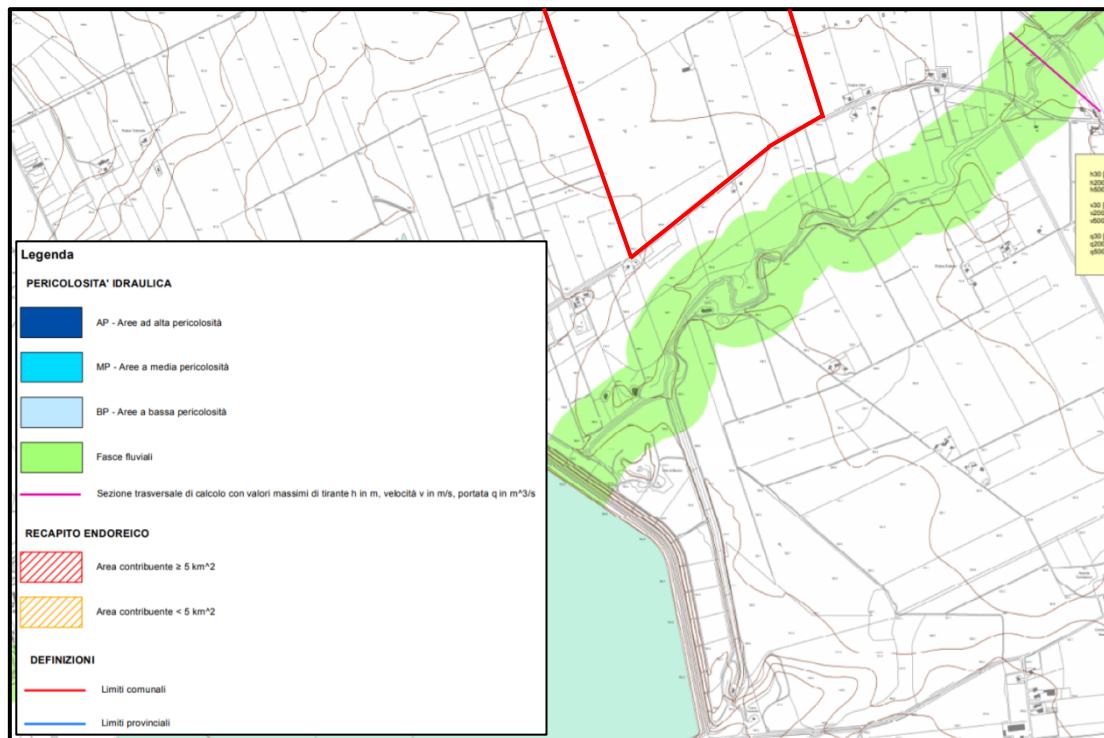
Il decreto legislativo 23 febbraio 2010, n.49 (e successive modifiche), stabiliva che entro il 22 dicembre 2015 il *Piano di gestione del rischio alluvioni* per il Distretto Idrografico dell'Appennino Centrale fosse stato ultimato e pubblicato.

Il Comitato Istituzionale dell'Autorità di Bacino del Distretto idrografico dell'Appennino Meridionale, competente per il territorio di interesse, con la Delibera n° 1 del Comitato Istituzionale Integrato del 17 dicembre 2015, ai sensi dell'art. 66 del d.lgs. 152/2006, ha adottato il Piano di Gestione del Rischio Alluvioni e, successivamente, con la Delibera n°2 del Comitato Istituzionale Integrato del 3 marzo 2016, ai sensi dell'art. 4 comma 3 del d.lgs. 219/2010, ha approvato il PGRA stesso.

Nelle otto figure successive sono riportati altrettanti Stralci della Mappa della Pericolosità idraulica del PGRA relativi, rispettivamente, all'area destinata all'installazione dei pannelli fotovoltaici e al tracciato del cavidotto per il raggiungimento della sottostazione elettrica. L'area di interesse progettuale destinata all'installazione dei pannelli fotovoltaici ricade in parte nella Tavola n. 95 ed in parte nella n. 120.



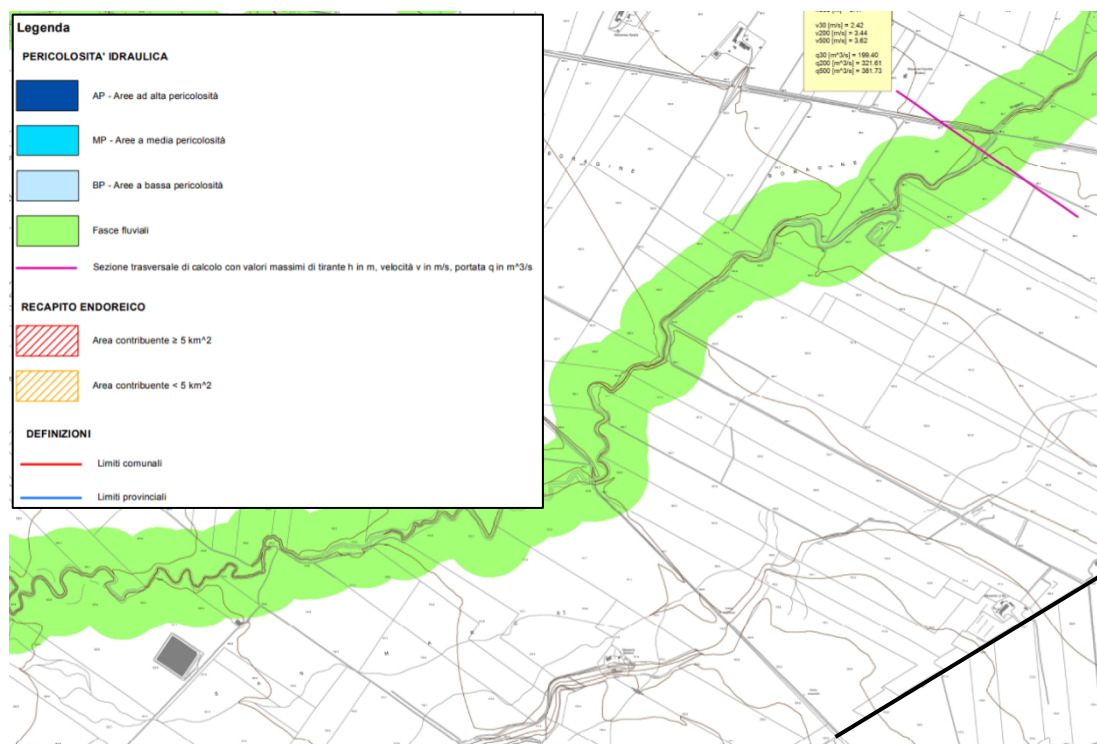
Stralcio della Mappa della pericolosità idraulica n. 95 del Piano di Gestione del Rischio Alluvione (PGRA). Il perimetro rosso individua la porzione dell'area di interesse progettuale nel comune di Lucera.



Stralcio della Mappa della pericolosità idraulica n. 120 del Piano di Gestione del Rischio Alluvione (PGRA). Il perimetro rosso individua la porzione dell'area di interesse progettuale nel comune di Lucera.

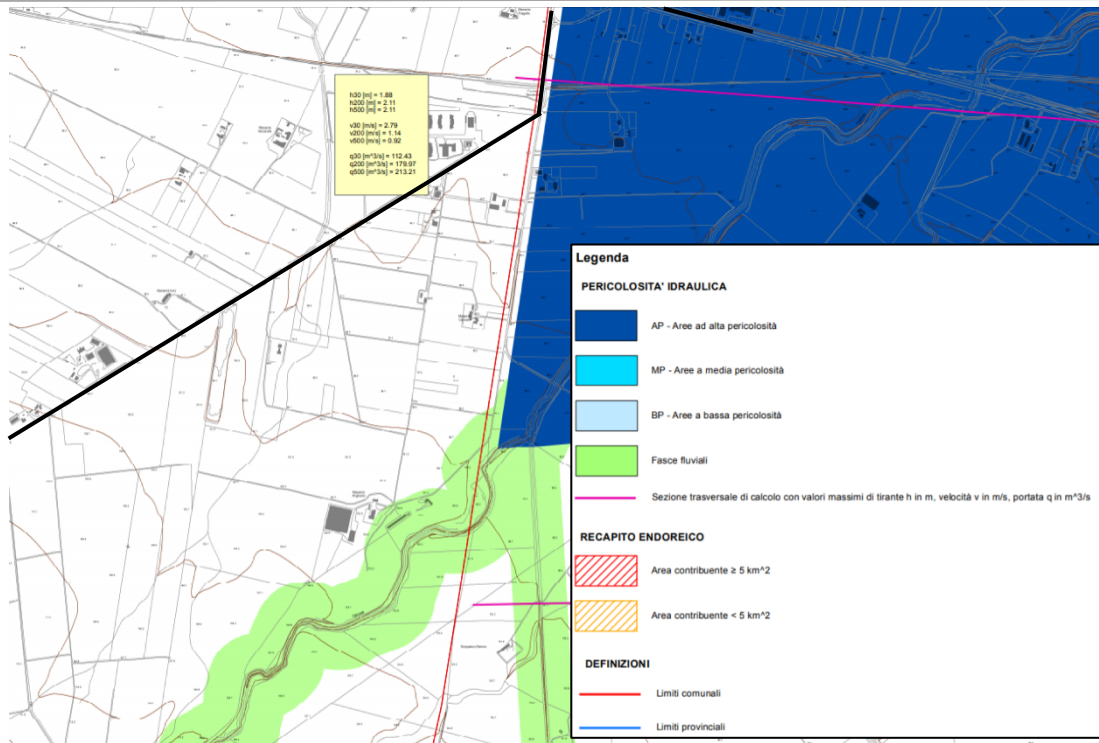
Il consulto degli stralci della Mappa di pericolosità idraulica del Piano di Gestione del Rischio Alluvioni (n. 95 e 120), relativi all'area di interesse progettuale del comune di Lucera, è possibile osservare una totale assenza di pericolosità individuabile.

Il tracciato del cavidotto, nel percorso di allaccio dall'area di progetto fino alla sottostazione elettrica, ricade all'interno di tre differenti Tavole. In particolare, considerando il percorso di avanzamento dall'area destinata all'installazione dei pannelli fotovoltaici fino alla sottostazione elettrica, le Tavole interessate dal tracciato in ordine progressivo sono la 95, la 109 e la 110.

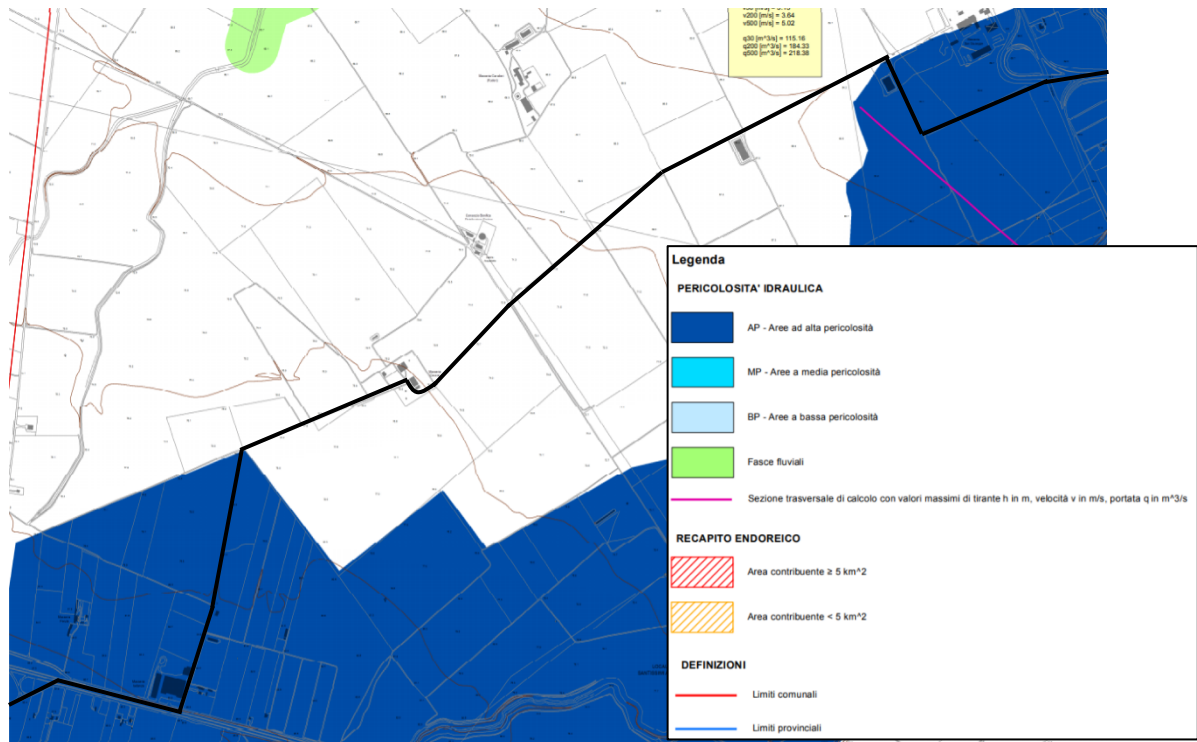


Stralcio della Mappa della pericolosità idraulica n. 95 del Piano di Gestione del Rischio Alluvione (PGRA). La linea nera individua la porzione iniziale del tracciato del cavidotto ricadente all'interno della mappa.

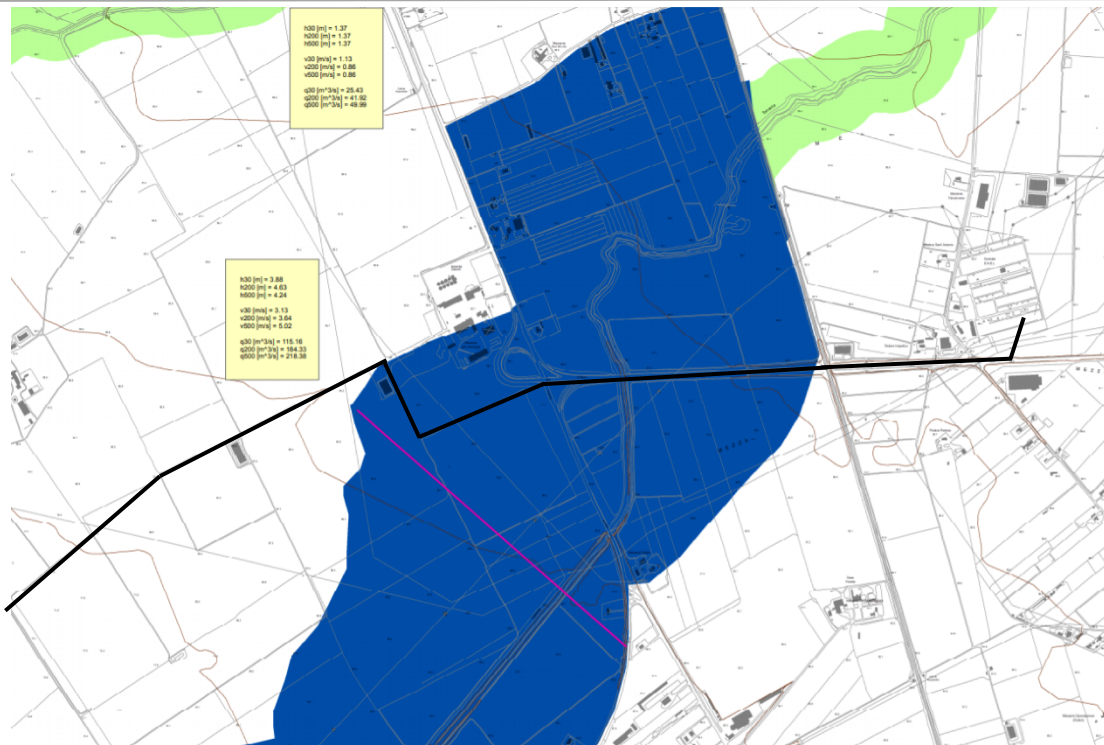
I



Stralcio della Mappa della pericolosità idraulica n. 109 del Piano di Gestione del Rischio Alluvione (PGRA). La linea nera individua una seconda porzione del tracciato del cavidotto ricadente all'interno della mappa.



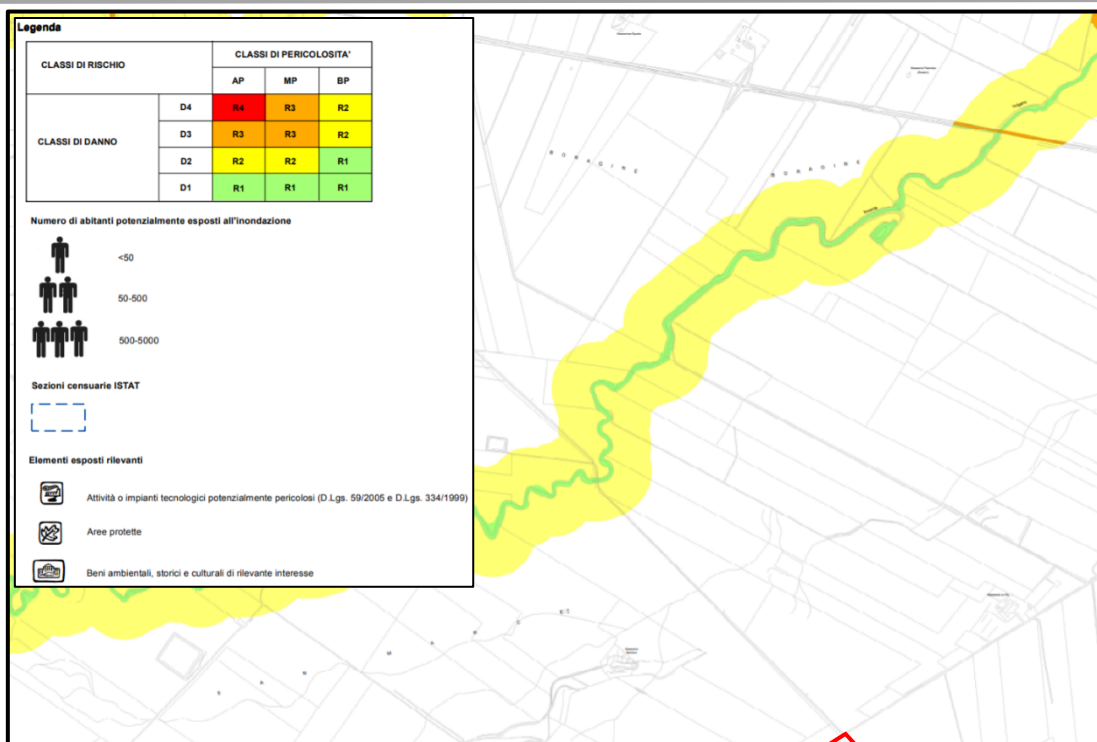
Stralcio della porzione SW della Mappa della pericolosità idraulica n. 110 del Piano di Gestione del Rischio Alluvione (PGRA). La linea nera individua una quarta porzione del tracciato del cavidotto ricadente all'interno della mappa.



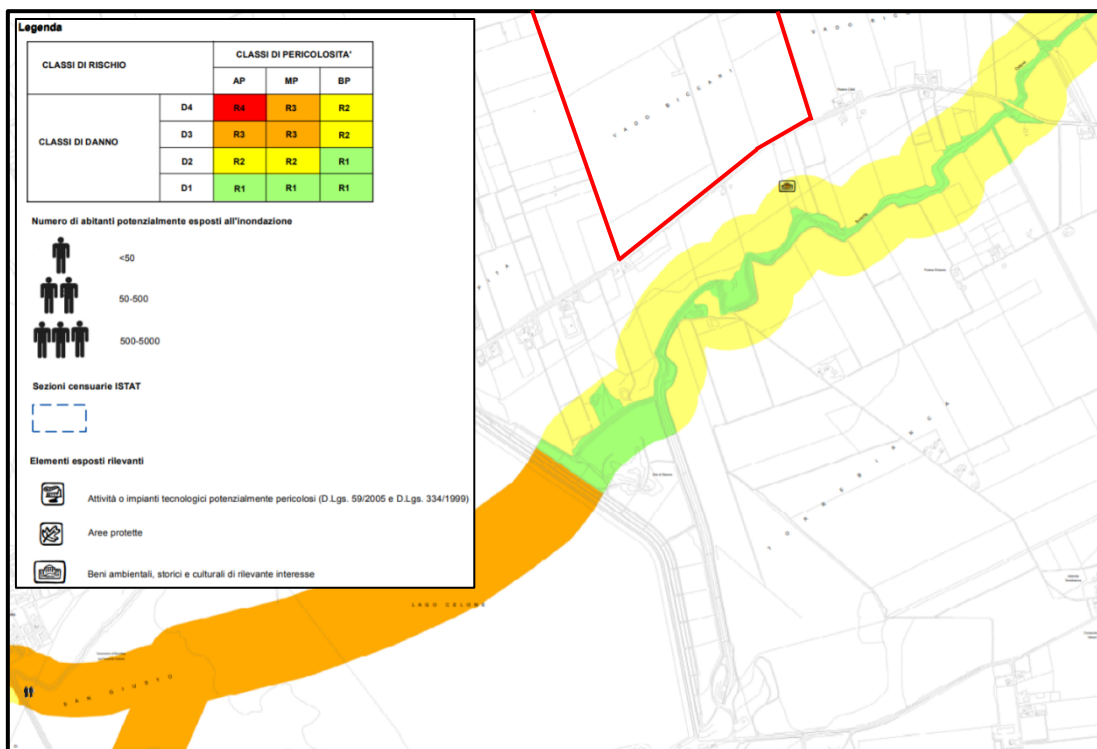
Stralci della porzione NE della Mappa della pericolosità idraulica n. 110 del Piano di Gestione del Rischio Alluvione (PGRA). La linea nera individua una quarta porzione del tracciato del cavidotto ricadente all'interno della mappa.

Il consulto degli stralci di interesse della Mappa di pericolosità idraulica del Piano di Gestione del Rischio Alluvioni relativi al tracciato del cavidotto, per l'allaccio alla sottostazione elettrica, consente di osservare come questo ricada in parte in Aree perimetrare come ad **alta pericolosità (AP)**. In particolare, il tracciato del cavidotto ricade in Aree ad alta pericolosità nel tratto contenuto all'interno degli stralci della Tavola n. 110.

Nelle figure successive sono riportati gli Stralci della Mappa del rischio di alluvione del PGRA relativo alle aree di interesse. Come apprezzato dai precedenti stralci della Carta di pericolosità idraulica, l'area di interesse ricadono all'interno delle Tavole con medesima numerazione.

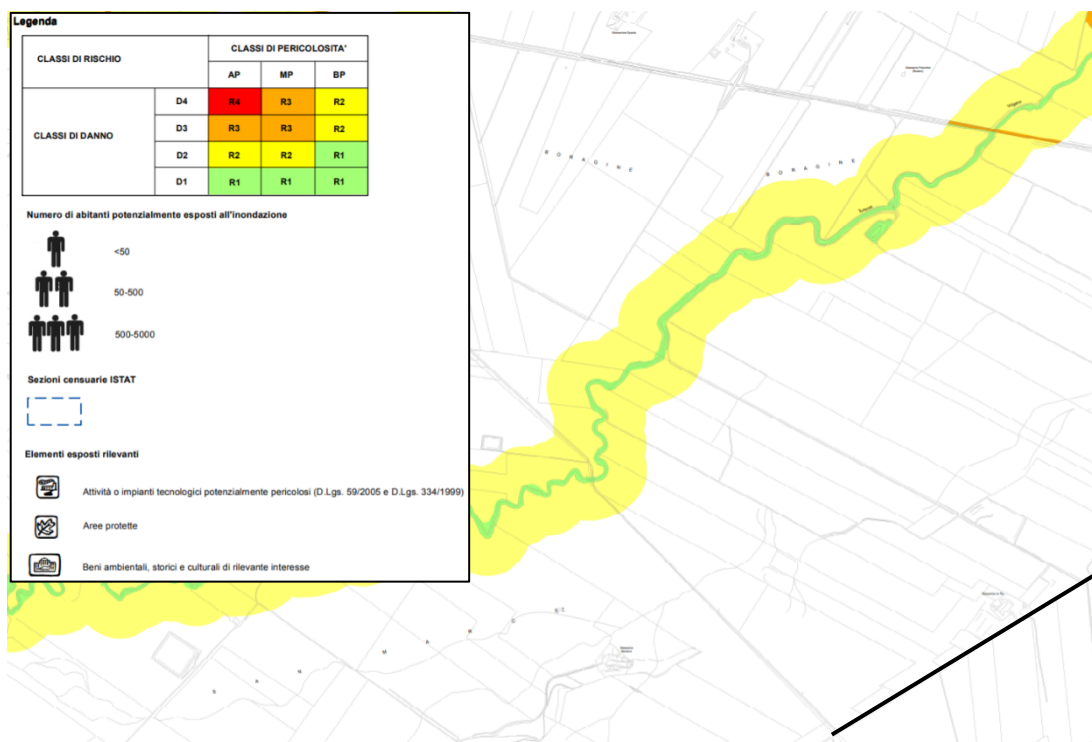


Stralcio della Mappa del rischio di alluvione n. 95 del Piano di Gestione del Rischio Alluvione (PGRA). Il perimetro rosso individua la porzione dell'area di interesse progettuale nel comune di Lucera.



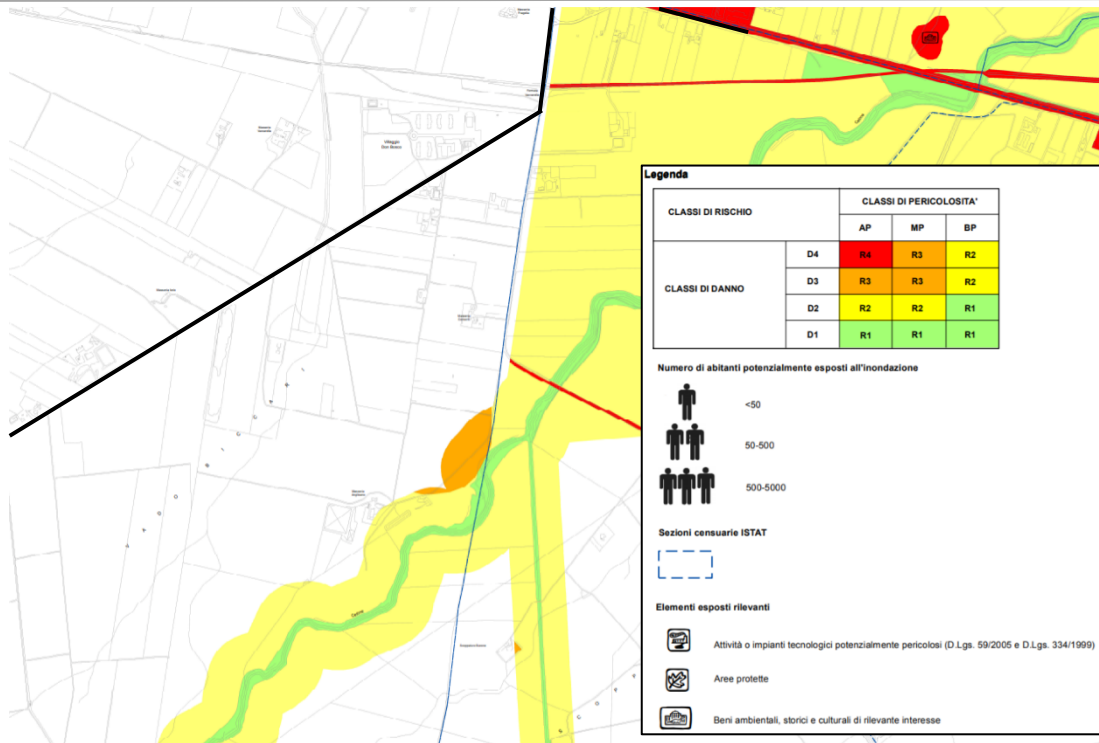
Stralcio della Mappa del rischio di alluvione n. 120 del Piano di Gestione del Rischio Alluvione (PGRA). Il perimetro rosso individua la porzione dell'area di interesse progettuale nel comune di Lucera.

Il consulto degli stralci della Mappa del rischio di alluvione del Piano di Gestione del Rischio Alluvioni (n. 95 e 120), relativi all'area di interesse progettuale destinata all'installazione dei pannelli fotovoltaici nel comune di Lucera, consente di individuare una totale assenza di rischio.

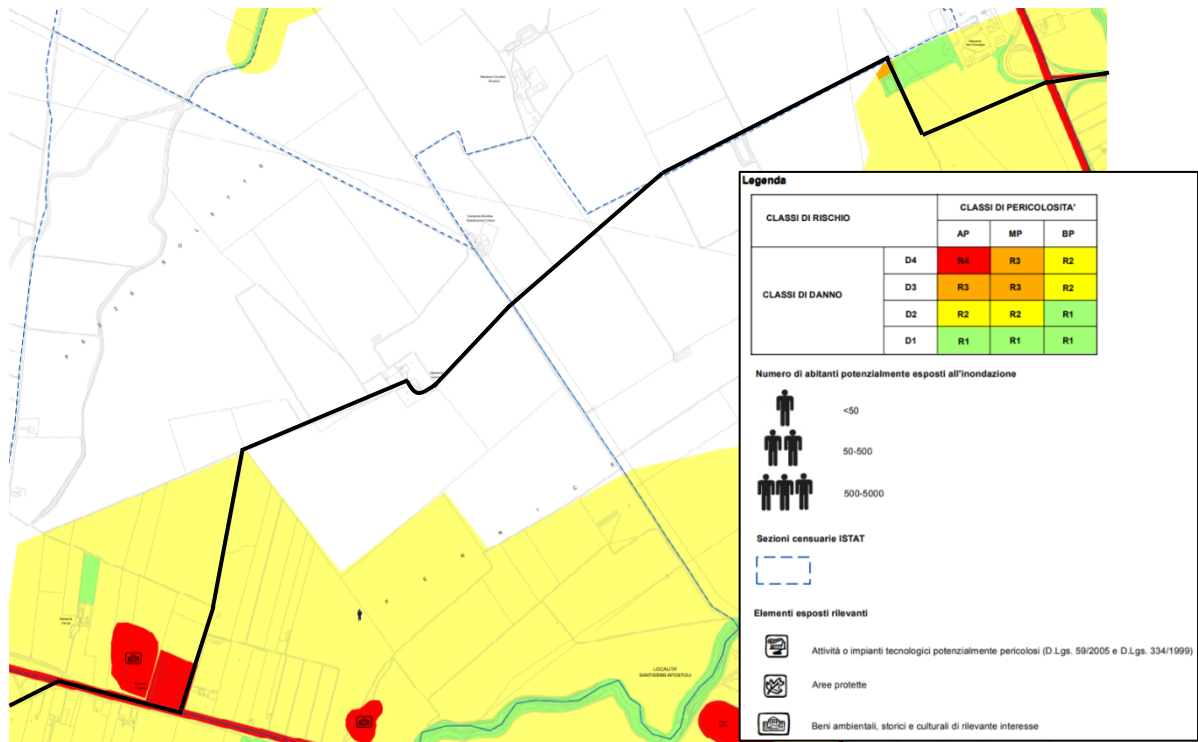


Stralcio della Mappa del rischio di alluvione n. 95 del Piano di Gestione del Rischio Alluvione (PGRA). La linea nera individua la porzione iniziale del tracciato del cavidotto ricadente all'interno della mappa.

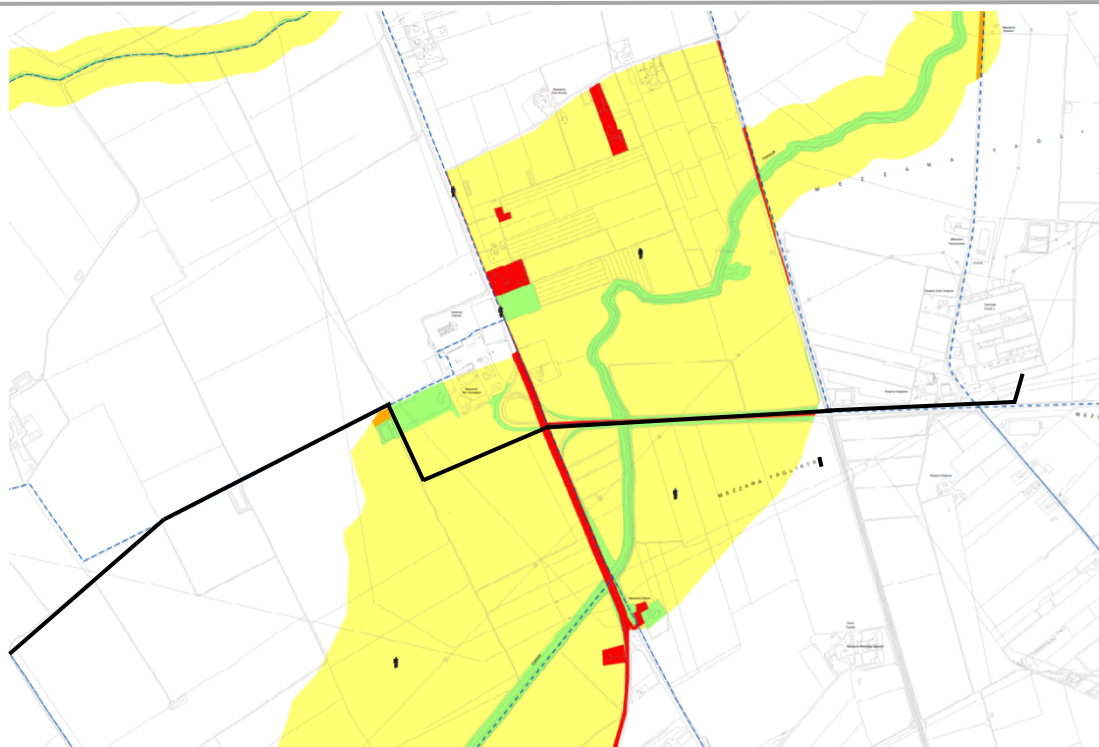
I



Stralcio della Mappa del rischio di alluvione n. 109 del Piano di Gestione del Rischio Alluvione (PGRA). La linea nera individua una seconda porzione del tracciato del caviodotto ricadente all'interno della mappa.



Stralcio della porzione SW della Mappa del rischio di alluvione n. 110 del Piano di Gestione del Rischio Alluvione (PGRA). La linea nera individua una quinta porzione del tracciato del caviodotto ricadente all'interno della mappa.



Stralcio della porzione NE della Mappa del rischio di alluvione n. 110 del Piano di Gestione del Rischio Alluvione (PGRA). La linea nera individua l'ultima porzione del tracciato del cavidotto ricadente all'interno della mappa.

Differentemente, il consulto degli stralci delle Mappe del rischio alluvione relativi al tracciato del cavidotto consente di determinare come negli stralci relativi alla Tavola n. 110 questo ricada in parte su aree che presentano livelli di **rischio basso (R1)**, **medio (R2)** e **molto elevato (R4)**.

3.2.4. Piano di Tutela delle Acque (PTA) della Regione Puglia

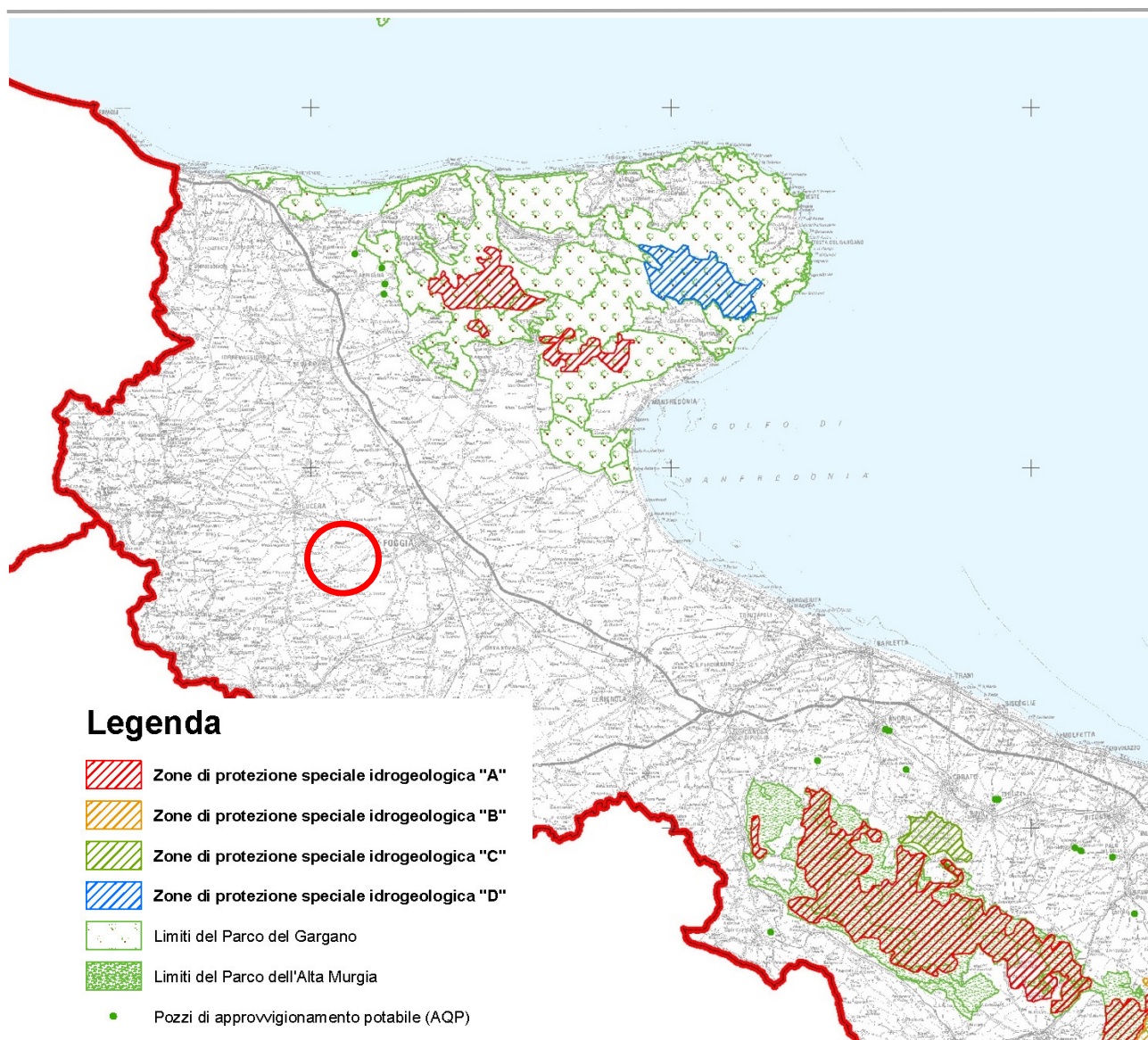
Con la D.G.R. del 19 luglio 2007, n. 883, è stato adottato, ai sensi dell'articolo 121 del Decreto legislativo n. 152/2006, il Progetto di Piano di Tutela delle Acque della Regione Puglia.

La Regione, in attesa dell'approvazione definitiva del Piano di Tutela delle Acque, adotta le prime "misure di salvaguardia" distinte in:

- Misure di Tutela quali-quantitativa dei corpi idrici sotterranei;
- Misure di salvaguardia per le zone di protezione speciale idrogeologica;
- Misure integrative.

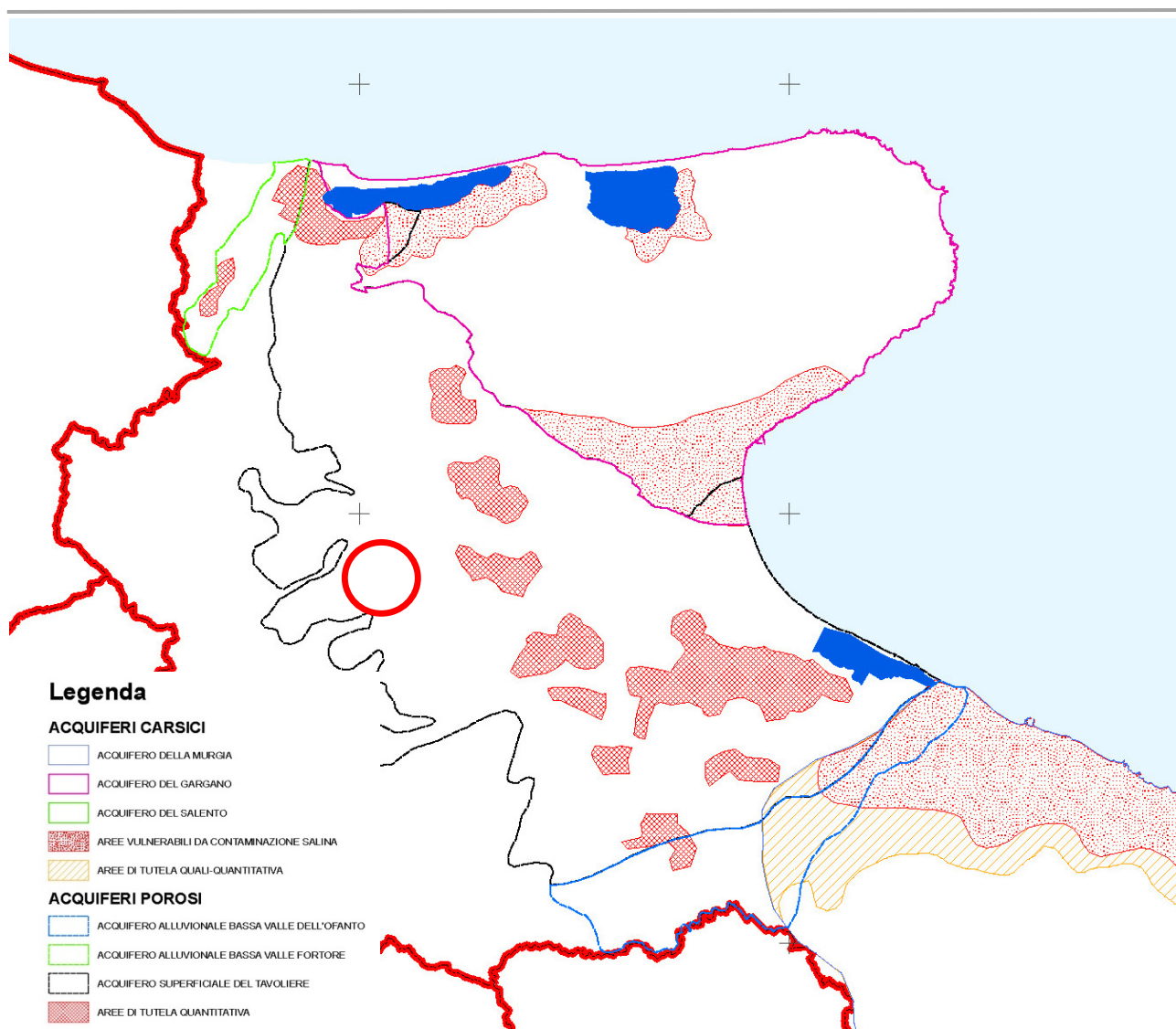
Il 20/10/2009 il Consiglio della Regione Puglia ha approvato il Piano Tutela delle Acque, con Deliberazione n. 230. Nella delibera viene espressamente indicato che le "Prime misure di salvaguardia" adottate con deliberazione di Giunta regionale 19 giugno 2007, n. 883, vigono fino all'adozione dei regolamenti di attuazione.

Nel Piano è stata redatta la Tav.A, nella quale sono state perimetrate le "Zone di Protezione Speciale Idrogeologica" presente nel territorio pugliesi. Il Piano individua quattro zone di protezione, l'impianto oggetto di studio non ricade in nessuna delle quattro zone (cfr. figura successiva).



Tav.A, nella quale sono state perimetrare le "Zone di Protezione Speciale Idrogeologica" – PTA 2009-2015 Regione Puglia – Cerchiata in rosso l'area di impianto

Il PTA comprende inoltre la Tav.B (cfr. figura successiva), nelle quale sono state individuate le "Aree di vincolo d'uso degli acquiferi". Rispetto a questa tavola l'area dell'impianto fotovoltaico oggetto di studio ricade integralmente esternamente alle "Aree di tutela quantitativa". Solamente l'ultimo tratto di cavidotto e la Sottostazione elettrica di collegamento con la Centrale Enel ricadono all'interno di "Aree di tutela quantitativa".



Tav.B, nella quale sono state perimetrate le "Aree di tutela quantitativa" – PTA 2009-2015 Regione Puglia – Cerchiata in rosso l'area di impianto

Nelle "Aree di Tutela quantitativa" il Piano prescrive misure di tutela relative al divieto di rilascio delle concessioni di progetti che prevedono il rilascio di concessioni per usi irrigui,

Con l'approvazione del PTA, sono entrate in vigore le "Misure di tutela" individuate nello stesso Piano (Allegato tecnico n. 14) finalizzate a conseguire, entro il 22 dicembre 2015, gli obiettivi di qualità ambientale ex articolo 76, comma 4, del d.lgs. 152/2006. Poiché il progetto non prevede né il prelievo di acqua dalla falda o dai corsi d'acqua presenti nell'acquifero del Tavoliere, né, quanto meno, lo sversamento di acque di scarico profonde o superficiali, esso non interferisce in alcun modo con le misure di tutela previste da Piano.

La Giunta Regionale Pugliese ha adottato, con Delibera di Giunta Regionale n. 1333 del 16 luglio 2019, la proposta di Aggiornamento 2015-2021 del Piano regionale di Tutela delle Acque.

Questo primo aggiornamento include importanti contributi innovativi in termini di conoscenza e pianificazione:

- delinea il sistema dei corpi idrici sotterranei (acquiferi) e superficiali (fiumi, invasi, mare, ecc);
- riferisce i risultati dei monitoraggi effettuati, anche in relazione alle attività umane che vi incidono;
- descrive la dotazione regionale degli impianti di depurazione e individua le necessità di adeguamento, conseguenti all'evoluzione del tessuto socio-economico regionale e alla tutela dei corpi idrici interessati dagli scarichi;
- analizza lo stato attuale del riuso delle acque reflue e le prospettive di ampliamento a breve-medio termine di tale virtuosa pratica.

In termini di pianificazione, vengono individuati gli interventi riguardanti le reti di fognatura e gli impianti di depurazione e affinamento e vengono definite le misure infrastrutturali e di governance che contribuiranno al raggiungimento degli obiettivi di qualità prefissati all'orizzonte temporale del 2021.

Al momento risultano confermate le aree di Tutela quantitativa già individuate nel precedente Piano ed è quindi confermata la non interferenza dell'impianto fotovoltaico in studio con le stesse, ad eccezione dell'ultimo tratto di cavidotto e l'area della Sottostazione elettrica per il collegamento alla Centrale Enel.

3.2.5. Il censimento degli uliveti monumentali

Il Corpo Forestale dello Stato con apposita convenzione stipulata con la Regione Puglia ha effettuato il primo rilevamento degli ulivi monumentali.

Il rilevamento ha interessato tutte le Province della Puglia, ma in particolare nelle province di Bari, Brindisi e Taranto sono stati rilevati gli ulivi di particolare interesse storico culturale. Il Corpo Forestale dello Stato ha rilevato 13.049 alberi di ulivo monumentali, distribuiti sul territorio pugliese.

Nell'area di progetto e nelle aree limitrofe non stati individuati alberi di ulivo da salvaguardare.