



REGIONE PUGLIA

PROVINCIA DI FOGGIA



**Progetto per la realizzazione di un impianto fotovoltaico
di potenza pari a 25,994 MW sito nel Comune di Ascoli
Satriano (FG) in loc. "Zambaglione"
ID: 8214**



COMMITTENTE

Ascoli Satriano 2 PV s.r.l.

Via Giovanni Boccaccio,7 - 20123 Milano

p.iva 15530781002

PROGETTAZIONE

Leukos

LEUKOS Consorzio Stabile

Via Giuseppe Mengoni n. 4
20121 Milano
www.leukos.org



Horus
Green Energy Investment

Horus Green Energy Investment s.r.l.

Viale Parioli n. 10 - 00197 Roma
www.horus-gei.com

FDGL

FDGL s.r.l.

Via Ferriera n. 39
83100 Avellino
www.fdgI.it

Progettista:
Ing. Fabrizio Davide



Collaboratori:
Ing. Mario Lucadamo
Ing. Angelo Mazza

PROGETTO DEFINITIVO

Elaborato:

SIA-REL.01 - Studio di impatto ambientale

COMUNE DI ASCOLI SATRIANO

SCALA

-

DATA

03/2023

FORMATO STAMPA

-

REDATTO

APPROVATO

DESCRIZIONE E REVISIONE DOCUMENTO

DATA:

REV.N°

REDATTO	APPROVATO	DESCRIZIONE E REVISIONE DOCUMENTO	DATA:	REV.N°

Sommario

A.	PREMESSA METODOLOGICA.....	7
B.	INQUADRAMENTO DEL PROGETTO NEL PANORAMA NORMATIVO DI RIFERIMENTO.....	9
C.	QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO	12
	C.1 PIANIFICAZIONE ENERGETICA	12
	C.1.1 Analisi storica di sintesi dello sviluppo delle energie rinnovabili.....	12
	C.2 STRUMENTI DI PROGRAMMAZIONE NAZIONALE	20
	C.2.1 Piano Energetico Nazionale.....	20
	C.2.2 Conferenza nazionale sull'energia e l'ambiente	21
	C.2.3 Legge n.239 del 23 agosto 2004.....	22
	C.2.4 Strategia energetica nazionale 2017	23
	C.2.5 Recepimento delle direttive europee	24
	C.3 STRUMENTI DI PROGRAMMAZIONE REGIONALE.....	27
	C.3.1 Piano paesaggistico territoriale regionale (PPTR)	27
	C.3.2 Piano energetico ambientale regionale (PEAR)	34
	C.3.3 Regolamento regionale 24/2010 – aree non idonee FER.....	42
	C.3.4 Piano di assetto idrogeologico (PAI)	45
	C.3.5 Piano di tutela delle acque (PTA).....	48
	C.4 STRUMENTI DI PROGRAMMAZIONE PROVINCIALE E COMUNALE.....	51
	C.4.1 Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale (PTCP).....	51
	C.4.2 Piano urbanistico generale (PUG)	59
	C.5 GESTIONE DEL TERRITORIO.....	67
	C.5.1 Piani di Gestione della Rete Natura 2000.....	67
	C.5.2 Uso del suolo	71
	C.6 INQUADRAMENTO TERRITORIALE E UBICAZIONE DELL'INTERVENTO	74
	C.6.1 Il Comune di Ascoli Satriano.....	74
	C.6.2 Caratteristiche geologiche.....	75
	C.6.3 Caratteristiche pedologiche	76
	C.6.4 Il clima	77
	C.6.5 Pericolosità sismica.....	79
	C.6.6 Il sito di progetto	82
D.	QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE.....	100
	D.1 MOTIVAZIONE DELL'OPERA.....	100
	D.2 ANALISI DELLE ALTERNATIVE.....	101
	D.2.1 Analisi della opzione zero.....	101
	D.2.2 Le alternative prese in considerazione.....	103
	D.3 DEFINIZIONI	104
	D.4 RIFERIMENTI NORMATIVI	105
	D.5 UBICAZIONE DELL'IMPIANTO	108
	D.6 DESCRIZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO.....	109
	D.6.1 Trasformatori elevatori BT/MT.....	112
	D.6.2 Cabina di sezionamento	112
	D.7 CANALIZZAZIONI E CAVI	112
	D.8 SISTEMA DI MONITORAGGIO	113
	D.9 STAZIONE DI TRASFORMAZIONE MT/AT	114
	D.9.1 Edificio di consegna MT	116
	D.9.2 Apparecchiature di misura	117
	D.9.3 Movimento terra.....	117
	D.9.4 Recinzione.....	118
	D.9.5 Accesso alle aree	118
	D.9.6 Sistemazione e pavimentazione delle aree	118
	D.9.7 Edificio di consegna MT	119
	D.9.8 Illuminazione aree e locali.....	119
	D.9.9 Raccordo in cavo AT.....	120

Il presente documento non potrà essere copiato, riprodotto o altrimenti pubblicato, in tutto o in parte, senza il consenso scritto della società proponente e/o del tecnico redattore.
Ogni utilizzo non autorizzato sarà perseguito a norma di legge.

D.10 OPERE CIVILI.....	122
D.10.1 Strade di servizio e accesso.....	122
D.10.2 Livellamento.....	123
D.10.3 Scavi.....	123
D.10.4 Recinzioni e cancelli d'accesso.....	123
D.10.5 Cabina.....	124
D.11 MANUTENZIONE.....	125
D.11.1 Manutenzione ordinaria.....	126
D.11.2 Manutenzione straordinaria.....	126
D.11.3 Piano di manutenzione.....	126
D.11.4 Moduli fotovoltaici.....	126
D.11.5 Stringhe fotovoltaiche.....	127
D.11.6 Quadri elettrici.....	127
D.11.7 Convertitore.....	128
D.11.8 Collegamenti elettrici.....	128
E. QUADRO DI RIFERIMENTO AMBIENTALE.....	128
E.1 ATMOSFERA.....	130
E.1.1 Stato di fatto (punto zero).....	130
E.1.1.1 Qualità dell'aria.....	130
E.1.1.2 Caratterizzazione meteorologica.....	143
E.1.2 Identificazione degli impatti potenziali.....	146
E.1.2.1 Cantierizzazione.....	146
E.1.2.2 Fase di esercizio.....	146
E.1.2.3 Fase di dismissione ("decommissioning").....	149
E.1.3 Valutazione degli impatti e misure di mitigazione e compensazione.....	149
E.1.3.1 Emissioni di polveri e inquinanti (cantierizzazione e decommissioning).....	149
E.2 SALUTE PUBBLICA.....	153
E.2.1 Rumore.....	153
E.2.1.1 Stato di fatto (punto zero).....	153
E.2.1.2 Identificazione degli impatti potenziali.....	154
E.2.1.2.1 Cantierizzazione.....	157
E.2.1.2.2 Fase di esercizio.....	158
E.2.1.2.3 Fase di dismissione ("decommissioning").....	158
E.2.1.3 Valutazione degli impatti e misure di mitigazione e compensazione.....	159
$L_p = L_w + 10 \log Q - 20 \log(d) - A - 11$	161
E.2.2 Campi elettromagnetici.....	168
E.2.2.1 Stato di fatto (punto zero).....	168
E.2.2.2 Identificazione degli impatti potenziali.....	171
E.2.2.2.1 Cantierizzazione.....	171
E.2.2.2.2 Fase di esercizio.....	171
E.2.2.2.3 Fase di dismissione ("decommissioning").....	175
E.2.2.3 Valutazione degli impatti e misure di mitigazione e compensazione.....	175
E.3 SUOLO E SOTTOSUOLO.....	175
E.3.1 Suolo.....	175
E.3.1.1 Stato di fatto (punto zero).....	175
E.3.1.2 Identificazione degli impatti potenziali.....	180
E.3.1.2.1 Cantierizzazione e fase di esercizio.....	180
E.3.1.2.2 Fase di dismissione ("decommissioning").....	188
E.3.1.3 Valutazione degli impatti e misure di mitigazione e compensazione.....	188
E.3.2 Sottosuolo.....	191
E.3.2.1 Stato di fatto (punto zero).....	191
E.3.2.2 Identificazione degli impatti potenziali.....	194
E.3.2.2.1 Cantierizzazione.....	194
E.3.2.2.2 Fase di esercizio.....	196
E.3.2.2.3 Fase di dismissione ("decommissioning").....	197
E.3.2.3 Valutazione degli impatti e misure di mitigazione e compensazione.....	197
E.4 AMBIENTE IDRICO.....	198
E.4.1 Stato di fatto (punto zero).....	198
E.4.2 Indicazione degli impatti potenziali.....	203

E.4.2.1 Cantierizzazione	203
E.4.2.2 Fase di esercizio.....	204
E.4.2.3 Fase di dismissione (“decommissioning”).....	204
E.4.3 Valutazione degli impatti e misure di mitigazione e compensazione	204
E.5 FLORA E FAUNA.....	205
E.5.1 Stato di fatto (punto zero).....	205
E.5.2 Indicazione degli impatti potenziali.....	217
E.5.2.1 Cantierizzazione	217
E.5.2.2 Fase di esercizio.....	217
E.5.2.2 Fase di dismissione (“decommissioning”).....	219
E.5.3 Valutazione degli impatti e misure di mitigazione e compensazione	219
E.6 PAESAGGIO	233
E.6.1 Stato di fatto (punto zero).....	233
E.6.2 Indicazione degli impatti potenziali.....	236
E.6.2.1 Cantierizzazione	236
E.6.2.2 Fase di esercizio.....	236
E.6.2.3 Fase di dismissione (“decommissioning”).....	237
E.6.3 Valutazione degli impatti e misure di mitigazione e compensazione	237
E.7 PATRIMONIO STORICO-CULTURALE	268
E.7.1 Stato di fatto (punto zero).....	268
E.7.2 Indicazione degli impatti potenziali.....	272
E.7.2.1 Cantierizzazione	272
E.7.2.2 Fase di esercizio.....	272
E.7.2.3 Fase di dismissione (“decommissioning”).....	272
E.7.3 Valutazione degli impatti e misure di mitigazione e compensazione	272
E.8 ASPETTI SOCIO-ECONOMICI	273
E.8.1 Stato di fatto (punto zero).....	273
E.8.2 Indicazione degli impatti potenziali.....	275
E.8.2.1 Cantierizzazione	275
E.8.2.2 Fase di esercizio.....	275
E.8.2.3 Fase di dismissione (“decommissioning”).....	275
E.8.3 Valutazione degli impatti e misure di mitigazione e compensazione	275
E.9 IMPATTI CUMULATIVI	276
E.9.1 Stato di fatto (punto zero).....	276
E.9.2 Tema: impatto visivo cumulativo	277
E.9.3 Tema: impatto su patrimonio culturale identitario	279
E.9.4 Tema: tutela della biodiversità e degli ecosistemi	285
E.9.5 Tema: impatto su suolo e sottosuolo	286
E.10 DISMISSIONE DELL’IMPIANTO E RIPRISTINO DEI LUOGHI	287
E.10.1 Rimozione dei componenti dell’impianto.....	287
E.10.2 Smaltimento dei materiali provenienti dalla dismissione	288
E.10.3 Classificazione dei rifiuti	288
E.10.4 La dismissione dell’impianto	291
E.10.5 Ripristino dello stato dei luoghi.....	292
E.10.6 Valutazione economica dei lavori di dismissione	293
E.10.7 Cronoprogramma dei lavori di dismissione	294
E.11 ANALISI MATRICIALE DELLE INTERFERENZE PREVISTE.....	295
E.11.1 Introduzione e metodologia adottata	295
E.11.2 Analisi dei risultati e conclusioni.....	300
E.12 SINTESI DEGLI IMPATTI E DELLE MISURE DI MITIGAZIONE.....	301
F. BIBLIOGRAFIA.....	304

Indice figure

Figura 1 Obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili.....	26
Figura 2 Stralcio elaborato SIA-TAV.01A – SISTEMA VINCOLISTICO – PPTR_Struttura idrogeomorfologica.....	31
Figura 3 Stralcio elaborato SIA-TAV.01B – SISTEMA VINCOLISTICO – PPTR_Struttura ecosistemica-ambientale.....	32
Figura 4 Stralcio elaborato SIA-TAV.01C – SISTEMA VINCOLISTICO – PPTR_Struttura antropica e storico-culturale.....	33
Figura 5 Produzione da fonti energetiche primarie.....	37
Figura 6 Potenza installata e produzione di energia elettrica.....	38
Figura 7 Potenza elettrica installata di impianti a fonti rinnovabili.....	39
Figura 8 Quote di consumo per settore.....	40
Figura 9 Confronto tra la ripartizione del contributo delle fonti energetiche alla produzione di energia elettrica nel 2004 e quella prevista nello scenario tendenziale e obiettivo di medio periodo.....	41
Figura 10 Stralcio elaborato SIA-TAV.02 – Sistema vincolistico: Aree non idonee FER.....	44
Figura 11 Stralcio elaborato SIA-TAV.03 – Sistema vincolistico: ADB.....	47
Figura 12 Stralcio elaborato SIA-TAV.08 – Piano di Tutela delle Acque.....	50
Figura 13 Stralcio elaborato SIA-TAV.05A – P.T.C.P. – Tutela dell'integrità fisica.....	53
Figura 14 Stralcio elaborato SIA-TAV.05B – P.T.C.P. – Tutela identità culturale: elementi di matrice naturale.....	54
Figura 15 Stralcio elaborato SIA-TAV.05C – P.T.C.P. – Tutela identità culturale: elementi di matrice antropica.....	55
Figura 16 Stralcio elaborato SIA-TAV.05D – P.T.C.P. – Assetto territoriale.....	56
Figura 17 Stralcio elaborato SIA-TAV.05E – P.T.C.P. – Sistema delle qualità.....	57
Figura 18 Stralcio elaborato SIA-TAV.05F – P.T.C.P. – Vulnerabilità degli acquiferi.....	58
Figura 19 Stralcio elaborato SIA-TAV.04A – P.U.G. – Struttura Idro-Geo-Morfologica.....	62
Figura 20 Stralcio elaborato SIA-TAV.04B – P.U.G. – Struttura Ecosistemica Ambientale.....	63
Figura 21 Stralcio elaborato SIA-TAV.04C – P.U.G. – Struttura Antropica e Storico-Culturale: Componenti culturali ed insediative.....	64
Figura 22 Stralcio elaborato SIA-TAV.04D – P.U.G. – Struttura Antropica e Storico-Culturale: Componenti dei valori percettivi.....	65
Figura 23 Stralcio elaborato SIA-TAV.04E – P.U.G. – Struttura Antropica e Storico-Culturale: I poteri della riforma agrari.....	66
Figura 24 Cartografia relative alle aree interessate dai Piani di Gestione della Rete Natura 2000.....	70
Figura 25 Stralcio elaborato SIA-TAV.07 – Carta uso del suolo 2011.....	72
Figura 26 Media annuale delle temperature medie.....	78
Figura 27 Media annuale delle piogge.....	78
Figura 28 Stralcio elaborato DEF-TAV.06A – Layout su catastale.....	84
Figura 29 Stralcio elaborato DEF-TAV.06B – Layout su catastale.....	85
Figura 30 Stralcio elaborato DEF-TAV.07A – Layout impianto con sottocampi.....	86
Figura 31 Stralcio elaborato DEF-TAV.07B – Layout impianto con sottocampi.....	87
Figura 32 Stralcio elaborato DEF-TAV.12 – Particolare sottocampo.....	88
Figura 33 Profili altimetrici.....	91
Figura 34 Stralcio elaborato DEF-TAV.01 – Corografia generale.....	92
Figura 35 Foto dell'area di progetto.....	95
Figura 36 Foto dell'area di progetto.....	96
Figura 37 Foto dell'area di progetto.....	97
Figura 38 Foto dell'area di progetto.....	98
Figura 39 Foto sottostazione elettrica.....	99
Figura 40 Inquadramento su ortofoto.....	111
Figura 41 Stralcio elaborato DEF-TAV.02 – Inquadramento su IGM 25000.....	111
Figura 42 – Schema tipologico del cavo.....	122
Figura 43 Collocazione delle stazioni di monitoraggio della RRQA assimilate.....	133
Figura 44 Elenco delle centraline e dei relativi analizzatori.....	134

Figura 45 Valori limite prescritti dal D.Lgs. 155/2010	134
Figura 46 Mappa della concentrazione media annuale di NO ₂ (µg/m ³) riferite al 2017 sulla regione Puglia	135
Figura 47 Mappa riferita al 2017 del 99.8° percentile di NO ₂ (µg/m ³), calcolato sulla serie annuale delle concentrazioni orarie, sulla regione Puglia, ottenute tramite l'assimilazione	135
Figura 48 Mappa riferita al 2017 del 99.7° percentile di SO ₂ (µg/m ³), calcolato sulla serie annuale delle concentrazioni giornaliere, sulla regione Puglia, ottenuta tramite l'assimilazione	136
Figura 49 Mappa riferita al 2017 del 99.2° percentile di SO ₂ (µg/m ³), calcolato sulla serie annuale delle concentrazioni orarie, sulla regione Puglia ottenuta tramite l'assimilazione	136
Figura 50 Mappa riferita al 2017 della concentrazione massima oraria di SO ₂ (µg/m ³) sulla regione Puglia, ottenuta tramite l'assimilazione	137
Figura 51 Mappa riferita al 2017 della concentrazione media annuale di PM ₁₀ (µg/m ³) sulla regione Puglia, ottenuta tramite l'assimilazione	137
Figura 52 Mappa riferita al 2017 della concentrazione media annuale di PM _{2.5} (µg/m ³) sulla regione Puglia, ottenuta tramite l'assimilazione	138
Figura 53 Mappa del numero annuale di superamenti del valore obiettivo per la protezione della salute umana per O ₃ , ottenuta tramite l'assimilazione	138
Figura 54 Mappa riferita al 2017 della massima concentrazione media mobile su 8 ore di CO (µg/m ³) sulla regione Puglia, ottenuta tramite l'assimilazione	139
Figura 55 Mappa riferita al 2017 della concentrazione media annuale di benzene (µg/m ³) sulla regione Puglia, ottenuta tramite l'assimilazione	139
Figura 56 Mappa riferita al 2017 della concentrazione media annuale di Benzo(a)Pirene (ng/m ³) sulla regione Puglia, ottenuta dal solo modello FARM	140
Figura 57 Mappa riferita al 2017 della concentrazione media annuale di Arsenico (ng/m ³) sulla regione Puglia, ottenuta dal solo modello FARM	140
Figura 58 Mappa riferita al 2017 della concentrazione media annuale di Cadmio (ng/m ³) sulla regione Puglia, ottenuta dal solo modello FARM	141
Figura 59 Mappa riferita al 2017 della concentrazione media annuale di Nichel (ng/m ³) sulla regione Puglia, ottenuta dal solo modello FARM	141
Figura 60 Mappa riferita al 2017 della concentrazione media annuale di Piombo (ng/m ³) sulla regione Puglia, ottenuta dal solo modello FARM	142
Figura 61 Medie mensili riferite agli ultimi 30 anni per il territorio di Ascoli Satriano, basate sui dati della stazione di Foggia-Amendola. Fonte: www.ilmeteo.it	144
Figura 62 Medie mensili riferite agli ultimi 30 anni per il territorio di Ascoli Satriano, basate sui dati della stazione di Foggia-Amendola	145
Figura 63 Tabella degli indicatori statistici per la velocità del vento per la stazione di Foggia	145
Figura 64 Andamento delle emissioni effettive per la produzione lorda di energia elettrica e delle emissioni teoriche per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili con equivalente produzione da fonti fossili	147
Figura 65 Esempio di impianto automatico lavaggio ruote mezzi d'opera	152
Figura 66 Documento delle valutazioni ambientali eseguite su SUN2000-185KTL-H1	Errore. Il segnalibro non è definito.
Figura 67 Stralcio vista aerea con individuazione dei recettori sensibili	156
Figura 68 Stralcio vista aerea con individuazione dei punti di misura	157
Figura 69 Planimetria con individuazione degli inverter ai fini del calcolo	166
Figura 70 Tabella contenente i valori acustici dovuti al funzionamento degli inverter	167
Figura 71 Stralcio planimetrico con rappresentazione del tracciato dell'elettrodotto MT di progetto	170
Figura 72 ELF In = 781 A	173
Figura 73 In = 157 A	174
Figura 74 Aree sensibili nella Regione Puglia ottenute con l'applicazione integrale della metodologia ESA	177
Figura 75 Schema generale della impostazione teorica del modello applicato nello studio	182
Figura 76 Schema tabellare e grafico da cui si evincono le potenziali superfici disponibili per la realizzazione del fotovoltaico e l'energia potenziale suddivisi per regioni	184
Figura 77 Rappresentazione dell'energia teorica ed economica, per regioni, funzione dei vincoli tecnici e raccomandati	185
Figura 78 (a) Valore attuale netto medio per gli impianti fotovoltaici – NPV _{PV} (k€/ha); (b) Valore attuale netto medio per la produzione agricola – NPV _X (k€/ha)	186
Figura 79 Margine di sicurezza e Tasso di rendimento interno per gli impianti fotovoltaici	187

Figura 80 Stralcio del foglio n. 175 “Cerignola” del CARG, in scala 1:100.000, con ubicazione del sito d’interesse	192
Figura 81 Sezione tipo di posa dei cavi elettrici	195
Figura 82 Esempio di basamento delle cabine	195
Figura 83 Esempio di posizionamento delle cabine	196
Figura 84 Limite di classe per i diversi macrotipi fluviali pugliesi	199
Figura 85 Valori e classi dell’indice ICMi ai corpi idrici pugliesi della categoria “Corsi d’Acqua” indagati nel corso dell’anno di monitoraggio 2017	199
Figura 86 Limiti di classe, espressi in RQE, per i diversi macrotipi fluviali pugliesi	200
Figura 87 Limiti di classe e scala cromatica del RQE_IBMR	200
Figura 88 Limiti di classe per i diversi macrotipi fluviali di CIFM pugliesi	201
Figura 89 Valori e classi dell’RQE ottenuti dall’applicazione dell’indice IBMR nei corpi idrici pugliesi della categoria “Corsi d’Acqua” indagati nel corso dell’annualità 2017	201
Figura 90 Limiti di classe per i diversi macrotipi fluviali pugliesi	202
Figura 91 Valori e classi di STAR_ICMi riferiti ai corpi idrici pugliesi delle categorie “Corsi d’Acqua”, indagati nel corso dell’annualità 2017	203
Figura 92 Sistema delle aree protette in Puglia	208
Figura 93 Distribuzione dei Siti Natura 2000 in Puglia	208
Figura 94 Suddivisione del territorio regionale nelle aree di studio cartografate	209
Figura 95 Mappa delle classi di Valore Ecologico dei biotipi della Regione Puglia	211
Figura 96 Mappa delle classi di Sensibilità Ecologica dei biotipi della Regione Puglia	212
Figura 97 Mappa delle classi di Pressione antropica dei biotipi della Regione Puglia	213
Figura 98 Mappa delle classi di Fragilità Ambientale dei biotipi della Regione Puglia	214
Figura 99 Scheda contenente la descrizione dell’habitat 82.1 <i>Seminativi intensivi e continui</i>	215
Figura 100 Carta degli Habitat Corine Biotipes per la Provincia di Foggia	215
Figura 101 Legenda della Carta degli Habitat Corine Biotipes per la Regione Puglia	216
Figura 102 Percentuale di superficie per classe di Valore Ecologico per l’habitat 82.1 <i>Seminativi intensivi e continui</i>	216
Figura 103 Percentuale di superficie per classe di Sensibilità Ecologica per l’habitat 82.1 <i>Seminativi intensivi e continui</i>	216
Figura 104 Brillanza artificiale del cielo notturno a livello del mare (Fonte; The artificial night sky brightness mapped from DMSP Operational Linescan System measurements P. Cinzano (1), F. Falchi (1), C.D. Elvidge (2), Baugh K. (2) ((1) Dipartimento di Astronomia Padova, Italy, (2) Office of the director, NOAA National Geophysical Data Center, Boulder, CO), Monthly Notices of the Royal Astronomical Society, 318, 641-657 (2000))	224
Figura 105 Brillanza totale del cielo notturno a livello del mare (Fonte: Naked eye star visibility and limiting magnitude mapped from DMSP-OLS satellite data, P. Cinzano (1), F. Falchi (1), C.D. Elvidge (2)((1) Dipartimento di Astronomia Padova, Italy, (2) Office of the director, NOAA National Geophysical Data Center, Boulder, CO), Monthly Notices of the Royal Astronomical Society, 323, 34-46 (2001))..	225
Figura 106 Vista aerea del sito che ospiterà l’impianto e del suo intorno – immagine acquisita in data 10/11/2002 (Fonte Google Earth pro)	240
Figura 107 Vista aerea del sito che ospiterà l’impianto e del suo intorno – immagine acquisita in data 12/04/2007 (Fonte Google Earth pro)	240
Figura 108 Vista aerea del sito che ospiterà l’impianto e del suo intorno – immagine acquisita in data 13/05/2009 (Fonte Google Earth pro)	241
Figura 109 Vista aerea del sito che ospiterà l’impianto e del suo intorno – immagine acquisita in data 27/03/2012 (Fonte Google Earth pro)	241
Figura 110 Vista aerea del sito che ospiterà l’impianto e del suo intorno – immagine acquisita in data 21/06/2013 (Fonte Google Earth pro)	242
Figura 111 Vista aerea del sito che ospiterà l’impianto e del suo intorno – immagine acquisita in data 04/07/2014 (Fonte Google Earth pro)	242
Figura 112 Vista aerea del sito che ospiterà l’impianto e del suo intorno – immagine acquisita in data 29/05/2015 (Fonte Google Earth pro)	243
Figura 113 Vista aerea del sito che ospiterà l’impianto e del suo intorno – immagine acquisita in data 04/08/2016 (Fonte Google Earth pro)	243
Figura 114 Vista aerea del sito che ospiterà l’impianto e del suo intorno – immagine acquisita in data 27/08/2017 (Fonte Google Earth pro)	244
Figura 115 Vista aerea del sito che ospiterà l’impianto e del suo intorno – immagine acquisita in data 21/10/2017 (Fonte Google Earth pro)	244
Figura 116 Vista aerea del sito che ospiterà l’impianto e del suo intorno – immagine acquisita in data	

07/07/2019 (Fonte Google Earth pro)	245
Figura 117 Punti di presa su vista aerea del sito che ospiterà l'impianto e del suo intorno (Fonte Google Earth pro)	246
Figura 118 Foto 01 Rappresentazione plano-altimetrica del punto di ripresa ubicato su SP89 – fronte ovest (Fonte base Google Earth pro)	247
Figura 119 Foto 01	249
Figura 120 Foto 02 Rappresentazione plano-altimetrica del punto di ripresa ubicato su SP89 – fronte ovest (Fonte base Google Earth pro)	250
Figura 121 Foto 02	Errore. Il segnalibro non è definito.
Figura 122 Foto 03 Rappresentazione plano-altimetrica del punto di ripresa ubicato su SP89 – fronte sud (Fonte base Google Earth pro)	Errore. Il segnalibro non è definito.
Figura 123 Foto 03	Errore. Il segnalibro non è definito.
Figura 124 Foto 04 Rappresentazione plano-altimetrica del punto di ripresa ubicato su SP94 – fronte sud (Fonte base Google Earth pro)	Errore. Il segnalibro non è definito.
Figura 125 Foto 04	Errore. Il segnalibro non è definito.
Figura 126 Foto 05 Rappresentazione plano-altimetrica del punto di ripresa ubicato su SP82 – fronte est (Fonte base Google Earth pro)	Errore. Il segnalibro non è definito.
Figura 127 Foto 05	Errore. Il segnalibro non è definito.
Figura 128 Foto 06: a) vista attuale; b) fotoinserimento dell'impianto fotovoltaico; c) fotoinserimento delle opere di mitigazione	Errore. Il segnalibro non è definito.
Figura 129 Foto 07: a) vista attuale; b) fotoinserimento dell'impianto fotovoltaico e delle cabine; c) fotoinserimento delle opere di mitigazione	Errore. Il segnalibro non è definito.
Figura 130 Carta della potenzialità archeologica.	268
Figura 131 Carta regionale dei Tratturi. In arancio è evidenziata l'area di intervento	270
Figura 132 Carta della viabilità romana (G. Alvisi 1970). In arancio è evidenziata l'area di intervento	271
Figura 133 Stralcio planimetrico con individuazione della zona di visibilità teorica, dell'impianto di progetto e degli impianti di terzi	278
Figura 134 Individuazione planimetrica dell'Ambito 4/Ofanto	281
Figura 135 Individuazione planimetrica dei comuni ricadenti nell'Ambito 4/Ofanto	283
Figura 136 Stralcio planimetrico su ambiti paesaggistici e figure paesaggistiche con sovrapposizione dell'impianto in progetto e gli altri in cumulo in buffer di 3 km	284
Figura 137 matrice degli impatti – fase di cantiere	298
Figura 138 matrice degli impatti – post operam	299

A. PREMESSA METODOLOGICA.

Il presente Studio di Impatto Ambientale (SIA) ha come oggetto il progetto definitivo per la realizzazione dell'impianto di generazione elettrica con utilizzo della fonte rinnovabile solare attraverso conversione fotovoltaica, di potenza di picco pari a 26.451 kWp, in agro del Comune di Ascoli Satriano (FG), in località Zambaglione, in attuazione della Legge Regionale (LR) n. 11 del 12/04/2001 e s.m.i. "*Norme sulla valutazione d'impatto ambientale*", del Decreto Legislativo (D.L.vo) n. 152/2006 "*Norme in materia ambientale*" e del D.L.vo n. 104/2017 "*Attuazione della direttiva 2014/52/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 aprile 2014, che modifica la direttiva 2011/92/UE, concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati, ai sensi degli articoli 1 e 14 della legge 9 luglio 2015, n. 114*", che ha modificato la Parte II e i relativi allegati del D.Lgs. n. 152/2006.

L'azienda che provvederà alla realizzazione dell'impianto sarà la Ascoli Satriano 2 PV s.r.l., con sede in Via Giuseppe Ferrari, 12 – 00195 – Roma .

A rigore, il progetto per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico, di cui al presente SIA, rientra tra le categorie di opere da sottoporre alla procedura di Verifica di Assoggettabilità a Valutazione d'Impatto Ambientale di competenza delle regioni e delle province autonome, infatti, fa parte delle tipologie di interventi riportate nell'Allegato IV della Parte II del D.L.vo 152/2006, 2. *Industria energetica ed estrattiva*, lettera b) "*impianti industriali non termici per la produzione di energia, vapore ed acqua calda con potenza complessiva superiore a 1 MW*".

La Regione Puglia ha in parte delegato alle amministrazioni provinciali le funzioni di *autorità competente* per quanto riguarda le procedure di valutazione ambientale degli impianti di generazione elettrica alimentati da fonti rinnovabili.

La LR n. 11/2001 e s.m.i. "*Norme sulla valutazione d'impatto ambientale*" presenta due allegati contenenti gli elenchi relativi alle tipologie progettuali soggette a VIA obbligatoria (Allegato A) e quelle soggette a procedura di verifica di assoggettabilità a VIA (Allegato B). Il presente progetto rientra nell'elenco B.2 *Progetti di competenza della Provincia* al punto B.2.g/5-bis "*Impianti industriali per la produzione di energia elettrica, vapore e acqua calda, diversi da quelli di cui alle lettere B.2.g, B.2.g/3 e B.2.g/4, con potenza elettrica nominale uguale o superiore a 1 MW. [...]*".

Il proponente intende avvalersi della facoltà di sottoporre il presente progetto direttamente alla procedura di VIA (di competenza del Ministero della Transizione

Ecologica) come previsto DL 77/2021.

Dunque, al fine di promuovere la procedura di VIA presso l'autorità competente, è stato redatto il presente SIA con i contenuti previsti dall'articolo 8 della LR n. 11/2001, dall'art. 22 (Studio di Impatto Ambientale) del D.L.vo n. 152/2006, come modificato dal D.Lvo 104/2017, dall'Allegato VII alla Parte seconda (Contenuti del SIA di cui all'art. 22) del D.L.vo n. 152/2006 e dalla Deliberazione della Giunta Regionale 23/10/2012, n. 2122.

Al fine di armonizzare i dispositivi legislativi nazionali e regionali, il presente SIA è stato suddiviso nei tre quadri, ormai divenuti riferimento consolidato nella elaborazione di tale studio: *programmatico, progettuale e ambientale.*

B. INQUADRAMENTO DEL PROGETTO NEL PANORAMA NORMATIVO DI RIFERIMENTO.

Normativa Comunitaria

Già nel 1977 la Comunità Europea, nel secondo programma d'azione, ha indicato tra gli obiettivi di un'azione ambientale preventiva, la necessità di predisporre regole per analizzare la rilevanza dell'impatto sulle risorse ambientali della realizzazione dei progetti di trasformazione del territorio. Questo impegno è stato tradotto nella direttiva **85/337/CEE** del 27 giugno 1985 concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati, poi modificata dalla direttiva **97/11/CE** del 3 marzo 1997 e **2003/35/CE** del 26/05/2003. Nel corso del tempo i legislatori europei hanno prodotto numerose direttive sull'argomento, fino ad arrivare alla Direttiva **2014/52/UE** del Parlamento europeo e del Consiglio del 16/04/2014, che modifica la direttiva 2011/92/UE, concernente sempre la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati, ai sensi degli artt. 1 e 14 della L. 114/2015. La Direttiva 2014/52/UE è stata recepita in Italia con il D.Lgs. 104 del 16/06/2017.

Normativa Nazionale

La disciplina ambientale oggi è regolata dal **D.Lgs. 3 Aprile 2006 n.152** e s.m.i., che recepisce la già citata Direttiva 2001/42/CEE, indica quali Piani o Progetti debbano essere sottoposti a valutazione ambientale. La Valutazione d'Impatto Ambientale è una procedura tecnico-amministrativa di verifica della compatibilità di un progetto, introdotta a livello europeo e finalizzata all'individuazione, descrizione e quantificazione degli effetti che un determinato progetto, opera o azione, potrebbe avere sull'ambiente. La disciplina si basa sul principio dell'azione preventiva, in base alla quale la migliore politica consiste nell'evitare fin dall'inizio l'inquinamento e le altre perturbazioni anziché combatterne successivamente gli effetti.

Il **D.Lgs. 104/2017** riscrive praticamente la Parte II del D.Lgs. 152/2006 (Procedure per la valutazione ambientale strategica (VAS), per la valutazione d'impatto ambientale (VIA) e per l'autorizzazione ambientale integrata (IPPC)) effettuando un vero e proprio restyling.

Nella stesura del presente SIA sono state prese in considerazione le seguenti fonti normative:

- ✓ **Legge 26 ottobre 1995, N. 447** “*Legge quadro sull'inquinamento acustico*”

- ✓ **Dir. 97/11/CE** del Consiglio del 3 marzo 1997 che modifica la direttiva 85/337/CEE concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati.
- ✓ **D.Lgs. 22/01/2004, N. 42** "*Codice dei beni culturali e del paesaggio*"
- ✓ **D.Lgs. 03/04/2006, N. 152** e s.m.i. "*Norme in materia ambientale*"
- ✓ **D. Lgs. 9 aprile 2008, N. 81** e s.m.i. "*Testo Unico sulla Salute e Sicurezza sul Lavoro*"
- ✓ **Decreto 30 marzo 2015** "*Linee guida per la verifica di assoggettabilità a valutazione di impatto ambientale dei progetti di competenza delle regioni e province autonome, previsto dall'articolo 15 del decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 agosto 2014, n. 116*"
- ✓ **D.Lgs 16 giugno 2017, N. 104** "*Attuazione della direttiva 2014/52/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 aprile 2014, che modifica la direttiva 2011/92/UE, concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati, ai sensi degli articoli 1 e 14 della legge 9 luglio 2015, n. 114*".
- ✓ **D.Lgs 17 febbraio 2017, N. 42** "*Disposizioni in materia di armonizzazione della normativa nazionale in materia di inquinamento acustico, a norma dell'articolo 19, comma 2, lettere a), b), c), d), e), f) e h) della legge 30 ottobre 2014, n. 161.*"

Normativa Regionale

La **LR n. 11/2001** e s.m.i. "*Norme sulla valutazione d'impatto ambientale*" è il dispositivo normativo che la Regione Puglia ha emanato per regolamentare e disciplinare le procedure di VIA e di Screening ambientale. Presenta due allegati contenenti gli elenchi relativi alle tipologie progettuali soggette a VIA obbligatoria (Allegato A) e quelle soggette a procedura di verifica di assoggettabilità a VIA (Allegato B).

Tale legge ha subito nel tempo delle modifiche per effetto della emanazione delle leggi **n. 17 del 14/06/07, n. 25 del 03/08/07, n. 40 del 31/12/07, n. 13 del 18/10/2010, n. 33 del 19/11/2012, n. 44 del 14/12/2012, n. 4 del 12/02/2014 e n. 28 del 26/10/2016.**

La Regione Puglia ha in parte delegato alle amministrazioni provinciali le funzioni di *autorità competente* per quanto riguarda le procedure di valutazione ambientale degli impianti di generazione elettrica alimentati da fonti rinnovabili.

Di importanza rilevante è la **DGR n. 2122 del 23 ottobre 2012**, emanata dalla Regione

Puglia, concernente gli *“Indirizzi per l’integrazione procedimentale e per la valutazione degli impatti cumulativi di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili nella Valutazione di Impatto Ambientale”*.

A questi provvedimenti di carattere europeo, nazionale e regionale, vanno ad aggiungersi le varie normative specifiche di settore concernenti la costruzione di impianti fotovoltaici e le normative statali, regionali e comunali relative ai vincoli territoriali ed alla programmazione urbanistica.

C. QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO

La presente sezione rappresenta il “Quadro Programmatico” dello Studio di Impatto Ambientale e, come tale, fornisce elementi conoscitivi necessari all’individuazione delle relazioni tra il Progetto e gli atti di programmazione e pianificazione territoriale e settoriale, a livello comunitario, nazionale, regionale, provinciale e comunale.

In esso sono sintetizzati i principali contenuti e obiettivi degli strumenti di pianificazione vigenti.

In particolare, il presente capitolo comprende:

- la descrizione del progetto in relazione agli stati di attuazione degli strumenti pianificatori, di settore e territoriali, nei quali è inquadrabile il progetto stesso;
- la descrizione dei rapporti di coerenza del progetto con gli obiettivi perseguiti dagli strumenti pianificatori.
- l'indicazione dei tempi di attuazione dell'intervento e delle eventuali infrastrutture a servizio e complementari.

C.1 PIANIFICAZIONE ENERGETICA

C.1.1 Analisi storica di sintesi dello sviluppo delle energie rinnovabili

Nel 1972 i paesi riuniti in occasione della Conferenza delle Nazioni Unite si resero conto degli alti costi in termini ambientali che lo smodato consumo di energia avrebbe prodotto e che l’unica possibile alternativa per allontanare la minaccia che incombeva sul pianeta era quella di affrontare la questione a livello internazionale.

I due momenti shock della crisi mondiale del petrolio, il 1973 e il 1979, misero ulteriormente in luce il problema della scarsità petrolifera e la sicurezza energetica nei Paesi. La crisi energetica diede a molti Paesi la misura della sua dipendenza dai rifornimenti esterni e dalle decisioni dei paesi produttori.

Il principale obiettivo delineato in sede internazionale fu quindi il perseguimento dello sviluppo sostenibile, ossia di un progresso industriale compatibile con le esigenze delle generazioni future e dell’ambiente in cui esse dovranno vivere.

I primi impegni vennero fissati nella Conferenza delle Nazioni Unite sull’ambiente e lo sviluppo tenutasi a Rio de Janeiro nel 1992, logica prosecuzione della Conferenza delle N.U. del 1972 a Stoccolma. Per la prima volta nella storia mondiale, la cooperazione tra gli Stati partecipanti diede origine ad una nuova linea politica incentrata sulla tutela dell’ambiente inteso come “patrimonio dell’umanità”.

A Rio vennero approvate una Dichiarazione in tema di sviluppo sostenibile, due Convenzioni, l'una sui cambiamenti climatici e l'altra sulla biodiversità, e un fondamentale Programma d'Azione definito "Agenda 21". Quest'ultimo ha determinato la politica ambientale del XXI secolo relativamente alle scelte climatiche e alla diversità biologica, malgrado i numerosi ostacoli posti dai paesi partecipanti.

Il 10 dicembre del 1997, la città giapponese di Kyoto ospitò il Vertice che cambiò radicalmente le sorti della politica energetica indicando la strada da percorrere per una urgente riconversione ecologica. Il Protocollo che ne scaturì, la cui adozione risale a ben sette anni più tardi, nel 2004, impose dei rigidi vincoli ai paesi aderenti in tema di riduzioni di gas serra, considerati i principali responsabili dei mutamenti climatici.

A partire dai primi anni del ventunesimo secolo il settore delle energie rinnovabili è cresciuto significativamente passando dal fornire il 7% dell'energia consumata nel mondo nel 2004 a fornire fino al 19% del fabbisogno energetico mondiale nel 2008. A livello europeo la risposta alle problematiche ambientali sopra citate arriva con la Dir. 2001/77/CE del 27 settembre 2001 sulla promozione dell'energia prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità che mira a definire un quadro complessivo di sviluppo delle fonti rinnovabili all'interno dell'Unione Europea coerente con gli obiettivi fissati dal Protocollo di Kyoto in termini di riduzione delle emissioni clima-alternati.

Nel documento vengono fissati:

1. i valori di riferimento per gli obiettivi indicativi nazionali relativamente al contributo dell'elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili (rispetto alle previsioni di consumo lordo di elettricità entro il 2010);
2. il calendario delle scadenze per gli Stati membri;
3. le modalità di armonizzazione del settore con le regole del mercato interno dell'elettricità in termini di sostegno, trasparenza e semplificazione delle procedure amministrative;
4. le garanzie di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili negli Stati membri.

Dalle decisioni prese a livello europeo si viene a profilare per l'Italia un duplice obiettivo: da un lato la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in quantità pari al 25% del totale dell'energia prodotta al 2010 (nel 1997 i dati statistici fornivano un valore di circa il 16%), dall'altro la riduzione delle emissioni in atmosfera del 6,5% rispetto ai valori registrati nel 1990, traguardo da ottenere entro il quadriennio

2008-2012.

Successivamente al termine del Protocollo di Kyoto, il trattato per contrastare il cambiamento climatico “scaduto” al termine del 2012, l'Unione Europea definisce l'insieme di misure da adottare per limitare le emissioni di gas serra.

Il “Piano 20 20 20” (anche denominato pacchetto clima – energia 20 20 20), contenuto nella Direttiva 2009/29/CE, è entrato in vigore nel giugno 2009 e sarà valido dal gennaio 2013 fino al 2020. Esso costituisce il quadro di riferimento con il quale l'Unione Europea intende perseguire la propria politica di sviluppo per il 2020 ovvero l'insieme delle misure pensate dalla UE per il periodo successivo al termine del Protocollo di Kyoto.

Il Piano prevede, in estrema sintesi, di ridurre le emissioni di gas serra del 20%, alzare al 20% la quota di energia prodotta da fonti rinnovabili e portare al 20% il risparmio energetico il tutto entro il 2020.

L'obiettivo è ovviamente quello di contrastare cambiamenti climatici e promuovere l'utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili tramite obiettivi vincolanti per i Paesi membri. La prima esigenza per l'UE era sicuramente quella di trovare una modalità per impegnarsi nel periodo “post-Kyoto” senza attendere improbabili accordi globali: l'impegno europeo voleva essere nelle intenzioni esempio e traino in vista della COP 15 (Copenhagen, 12/2009), dove si presupponeva di riuscire a raggiungere un accordo per il contrasto al cambiamento climatico anche sulla scorta dell'esperienza europea. Un accordo non è stato raggiunto ma l'UE ha voluto ugualmente promuovere il proprio impegno unilaterale, rilanciandolo oltre il -20% di emissioni entro il 2020 e portandolo al - 30% per il 2030 e a -50 % nel 2050 (la baseline è il 1990).

Le principali misure contenute nel pacchetto clima-energia sono riportate di seguito:

- 1) Revisione del Sistema EU-ETS (European Union Emission Trading System) cioè il sistema che prevede lo scambio delle quote delle emissioni di gas serra, con un'estensione dello scambio di quote di emissione in modo tale da ridurre le emissioni stesse. Nel 2013 verrà introdotto un sistema comunitario di aste (auctioning) per l'acquisizione delle quote di emissione.
- 2) Promozione del sistema “Effort sharing extra EU-ETS”, cioè la ripartizione degli sforzi per ridurre le emissioni: è un sistema pensato per i settori che non rientrano nel sistema di scambio delle quote (come edilizia, agricoltura, trasporti eccetto quello aereo) per cui ai singoli stati membri viene assegnato un obiettivo di riduzione di emissioni (per l'Italia il 13%).

- 3) Promozione del meccanismo del Carbon Capture and Storage - CSS (Cattura e stoccaggio geologico del carbonio): una delle possibili modalità della riduzione della CO₂ in atmosfera è il suo stoccaggio in serbatoi geologici. Tale modalità rientra nel mix di strategie disponibili tramite l'istituzione di uno specifico quadro giuridico.
- 4) Energia da fonti rinnovabili: l'obiettivo è quello che tramite queste fonti si produca il 20% di energia nella copertura dei consumi finali (usi elettrici, termici e per il trasporto). Per raggiungere questa quota, sono definiti obiettivi nazionali vincolanti (17% per l'Italia): nel settore trasporti in particolare almeno il 10% dell'energia utilizzata dovrà provenire da fonti rinnovabili.
- 5) Nuovi limiti di emissione di CO₂ per le auto: già dal 2011 il limite di emissioni per le auto nuove viene stabilito in 130 gr.CO₂/km, mentre entro il 2020 il livello medio delle emissioni per il nuovo parco macchine dovrà essere di 95 gr.CO₂/km.
- 6) Miglioramento dei combustibili: verranno introdotte nuove restrizioni (legate a salute e ambiente) sui gas serra prodotti dai combustibili. Durante l'intero ciclo di vita della loro produzione i gas serra dovranno essere ridotti del 6%.

Per arrivare alla redazione della Direttiva 2009/29/CE, l'UE si era prefissata in precedenza i tre obiettivi che la caratterizzano (ridurre i consumi e aumentare il risparmio energetico, ridurre le emissioni, aumentare la produzione di energia da fonti rinnovabili) e aveva messo in atto una serie di protocolli e azioni preparatori, concentrati soprattutto nel periodo tra il 2001 e il 2008, tra i quali si ricordano le seguenti Direttive:

- ✓ 2001/77/CE: sviluppo delle fonti rinnovabili elettriche con obiettivi senza sanzione;
- ✓ 2004/8/CE: promozione della cogenerazione;
- ✓ 2005/32/CE: progettazione ecocompatibile dei prodotti che consumano energia;
- ✓ 2006/32/CE: efficienza degli usi finali dell'energia e servizi energetici;
- ✓ 2008/98/CE: rifiuti;
- ✓ 2009/29/CE (che riprende e modifica la 2003/87/CE): miglioramento ed estensione del sistema comunitario sullo scambio di quote di emissione di gas a effetto serra.

La Direttiva 2009/29/CE "Emissione di gas a effetto serra" è stata recepita in Italia con Decreto legislativo 13.03.2013 n° 30, G.U. 04.04.2013.

Un'ulteriore importante direttiva è quella che riporta gli obiettivi e i mezzi finalizzati al

raggiungimento della quota di 20 % di energia prodotta da fonti rinnovabili misurata sui consumi finali. L'UE ha infatti pubblicato il 5 giugno 2009 la Direttiva 2009/28/CE in cui vengono esplicitati gli indirizzi relativi al settore fonti rinnovabili.

Secondo tale direttiva, ogni Paese membro avrebbe dovuto preparare entro il 30 giugno 2010 un primo Piano di Azione Nazionale (PAN).

Quando si parla di consumi finali di energia si intendono tutte le forme di energia nel settore civile come in quello industriale: elettricità in primis ma anche consumi per il condizionamento (riscaldamento e raffrescamento) e nei trasporti, dove la previsione indica che i biocombustibili vadano a coprire il 10% dei consumi (la ripartizione degli obiettivi tra i diversi Paesi è stata fatta a partire da una stima dei consumi al 2020 e dal contributo dato alla produzione dalle fonti rinnovabili nel 2005).

Oltre a queste stime sono stati considerati la popolazione e il Pil; da questi calcoli l'obiettivo assegnato all'Italia è risultato essere del 17%: tale quota è da ripartire secondo ulteriori obiettivi specifici tra le singole Regioni (secondo una suddivisione chiamata "burden sharing").

Oltre al PAN redatto in fase iniziale, l'UE insiste molto sulla raccolta statistica puntuale dei dati sui consumi e sulle diverse azioni intraprese a livello locale dai singoli Paesi per il raggiungimento dei propri target così da mettere in relazione le diverse esperienze, confrontarle e definire così i migliori piani di sviluppo.

La 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" è stata recepita in Italia con Decreto Legislativo 3 marzo 2011, n. 28.

La Energy Roadmap 2050 costituisce la tabella di marcia Ue per un futuro sostenibile. La Commissione europea ha adottato il 15 dicembre 2011 la Energy Roadmap 2050, la tabella di marcia per l'energia in cui vengono fissati quali obiettivi quelli di sviluppare un settore energetico sicuro, competitivo e a basse emissioni di carbonio. La Energy Roadmap 2050, partendo dall'analisi di svariati scenari, illustra le conseguenze di un sistema energetico a zero emissioni di carbonio e il quadro strategico necessario per realizzarlo.

Con questo strumento gli Stati membri dovrebbero essere in grado di fare le scelte appropriate per quanto riguarda il settore dell'energia e creare presupposti economici stabili per favorire gli investimenti privati, soprattutto fino al 2030.

Le decisioni in merito agli investimenti nelle infrastrutture necessarie fino al 2030

devono essere prese adesso, poiché occorre sostituire quelle costruite 20-30 anni fa. Un'azione immediata può evitare di dover effettuare cambiamenti più costosi tra due decenni.

I costi saranno più che riscattati dagli ingenti investimenti che confluiranno nell'economia europea, dall'occupazione locale che ne scaturirà e dalla diminuzione della dipendenza dalle importazioni di energia. Tutti gli scenari della tabella di marcia raggiungono l'obiettivo della decarbonizzazione senza grosse differenze sul piano dei costi complessivi o della sicurezza degli approvvigionamenti.

A differenza dei singoli programmi nazionali, un approccio a livello europeo consentirà di ridurre i costi e garantire le forniture. Tutto ciò implica anche il completamento di un mercato energetico comune entro il 2014.

Per operare la transizione verso un'economia competitiva a basse emissioni di carbonio l'UE deve prepararsi ad abbattere le proprie emissioni interne dell'80% entro il 2050 rispetto al 1990.

La Roadmap 2050 attribuisce un ruolo cruciale all'elettricità prodotta da fonte rinnovabile nell'economia a basse emissioni di carbonio: vista la discontinuità intrinseca della produzione energetica da fonte rinnovabile.

In coerenza con tale strategia, l'Italia deve quindi adottare un approccio neutro da un punto di vista tecnologico, promuovendo in ambito europeo la definizione di un unico obiettivo post-2020 concentrato sulla riduzione complessiva delle emissioni, superando quindi l'attuale sistema che sovrappone parzialmente obblighi e misure specifiche per diverse tecnologie o settori. In tale ambito sarà da valutare a livello europeo un'evoluzione del sistema ETS, o il suo superamento con l'introduzione di una fiscalità ambientale, con la definizione degli obiettivi al 2030. Al contempo, è indispensabile che l'Italia e l'Europa svolgano un ruolo esemplare in grado di stimolare una risposta globale alle problematiche del cambiamento climatico, in quanto unica efficace.

Un'analisi dei possibili scenari evolutivi per il Paese, a conoscenze attuali, per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione, ci consente di identificare con maggiore precisione le implicazioni comuni che dovranno orientare il settore nelle sue scelte di lungo periodo, e di cui tener conto già nelle scelte attuali.

Tra le principali:

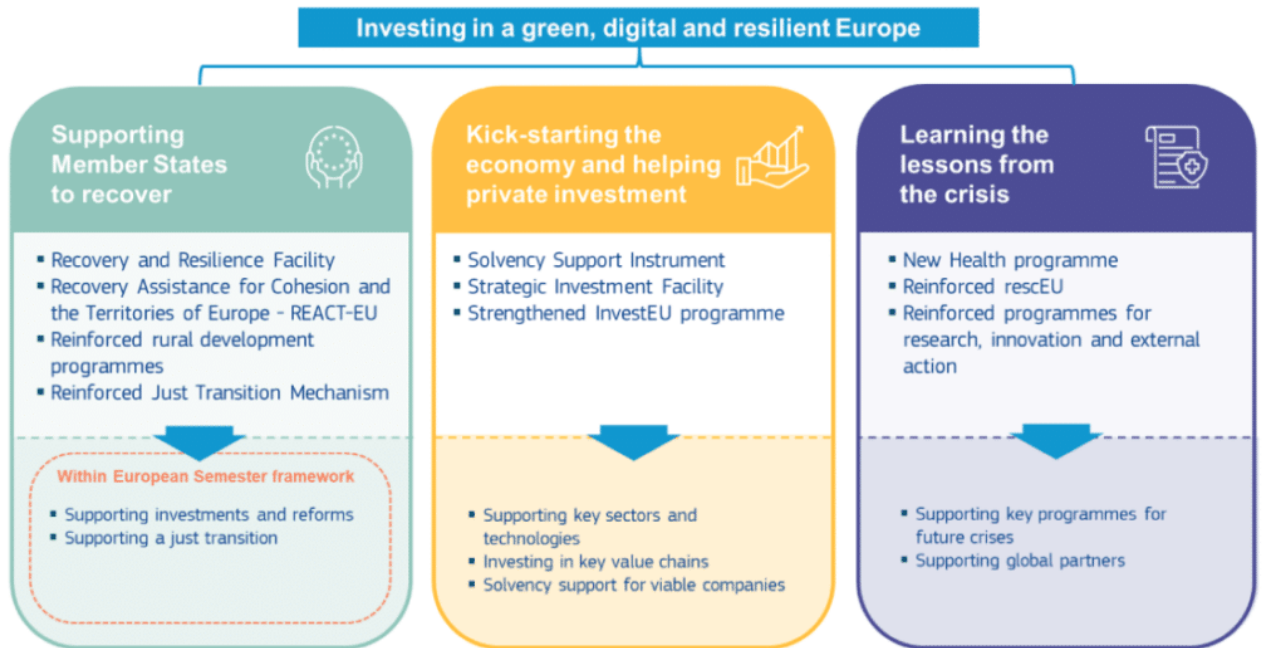
- ✓ La necessità di moltiplicare gli sforzi in efficienza energetica. I consumi primari dovranno ridursi in un range dal 17% al 26% al 2050 rispetto al 2010, disaccoppiando la crescita economica dai consumi energetici; in particolare

saranno fondamentali gli sforzi nell'area dell'edilizia e dei trasporti.

- ✓ La forte penetrazione delle energie rinnovabili, che in qualunque degli scenari ipotizzabili al momento dovrebbero raggiungere livelli di almeno il 60% dei consumi finali lordi al 2050, con livelli ben più elevati nel settore elettrico. Oltre alla necessità di ricerca e sviluppo per l'abbattimento dei costi, sarà fondamentale un ripensamento delle infrastrutture di rete e mercato.
- ✓ Un incremento sostanziale del grado di elettrificazione, che dovrà quasi raddoppiare al 2050, raggiungendo almeno il 38%, in particolare nei settori elettrico e dei trasporti.
- ✓ Il mantenimento di un ruolo chiave del gas per la transizione energetica, nonostante una riduzione del suo peso percentuale e in valore assoluto nell'orizzonte dello scenario.
- ✓ Tale percorso di progressiva decarbonizzazione richiede la ricerca e lo sviluppo di tecnologie d'avanguardia, capaci di realizzare 'discontinuità' in grado di mutare gli equilibri delle forze di mercato.

La Commissione Europea ha presentato al parlamento comunitario il recentissimo progetto per il "**Recovery Fund**" con cui sostenere finanziariamente i Paesi membri nella difficile fase della ripresa post emergenza Covid-19. Si chiama Next Generation EU l'intervento straordinario che avrà una dotazione di 750 miliardi di euro, raccolti per la prima volta tramite obbligazioni della Commissione Europea (veri e propri titoli di debito comune che dovranno essere rimborsati, "non prima del 2028 e non oltre il 2058", con un aumento di risorse dei Paesi membri). Nella proposta della Commissione, dei 750 miliardi raccolti sul mercato finanziario ben 500 saranno distribuiti a fondo perduto, mentre i restanti 250 andranno in prestito agli Stati membri. La Commissione Europea sfrutterà il suo forte rating per emettere le obbligazioni, portando il budget temporaneamente al 2% del Pil europeo.

L'obiettivo del Recovery Fund sarà quello di rafforzare la ripresa socio-economica nell'Unione Europea, rivitalizzare il mercato unico e garantire equità nel sistema economico, supportando gli investimenti necessari con un focus particolare sulla **transizione green** e sulla digitalizzazione, punti chiave della resilienza e del futuro europeo. I soldi raccolti dal "Recovery Fund" Next Generation EU saranno investiti seguendo tre pilastri:



Source: European Commission

L'European Green Deal

Si darà la priorità all'European Green Deal, identificato come la strategia per la ripresa comunitaria. In particolare ci si concentrerà su:

- ✓ rinnovamento degli edifici e delle infrastrutture unito ad un'economia più circolare, che porti posti di lavoro in ambito locale
- ✓ **avvio di progetti con l'energia rinnovabile, in particolare eolica, solare, e di un'economia verde all'idrogeno**
- ✓ focus su trasporti e logistica più puliti, con l'installazione di un milione di punti di ricarica per i veicoli elettrici e l'impulso agli spostamenti su rotaia e alla mobilità pulita nelle città e regioni europee
- ✓ rafforzamento del Just Transition Fund per sostenere il reskilling, aiutando le imprese a creare nuove opportunità economiche.

C.2 STRUMENTI DI PROGRAMMAZIONE NAZIONALE

In un contesto macroeconomico difficile e incerto tutti gli sforzi del Paese devono essere orientati verso la ripresa di una crescita sostenibile, che può avvenire attraverso un miglioramento sostanziale della competitività del sistema economico italiano, in cui il sistema energetico può e deve giocare un ruolo chiave. Affrontare i principali nodi del settore rappresenta un'importante riforma strutturale per il Paese; per farlo è essenziale rispondere ad alcune importanti sfide:

- ✓ diminuire i prezzi dell'energia per imprese e famiglie che ad oggi sono superiori a quelli degli altri Paesi europei (un altro 'spread' che ci penalizza fortemente);
- ✓ maggiore sicurezza di approvvigionamento energetico ad oggi non ottimale nei momenti di punta, in particolare per il gas;
- ✓ diminuire la dipendenza da fonti fossili di importazione;
- ✓ diminuire le difficoltà economico-finanziarie di alcuni operatori del settore.

Gli strumenti normativi e di pianificazione a livello nazionale relativi al settore energetico sono i seguenti:

- ✓ Piano Energetico Nazionale, approvato dal Consiglio dei Ministri il 10 agosto 1988;
- ✓ Conferenza Nazionale sull'Energia e l'Ambiente del 1998;
- ✓ Legge n. 239 del 23 agosto 2004, sulla riorganizzazione del settore dell'energia e la delega al governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia;
- ✓ Strategia Energetica Nazionale 2017, adottata con Decreto Ministeriale del 10 novembre 2017.

Con riferimento alla natura del progetto, è stata inoltre analizzata la legislazione nazionale nel campo delle fonti rinnovabili, che consiste principalmente nel recepimento delle direttive Europee di settore.

C.2.1 Piano Energetico Nazionale

Il Piano Energetico Nazionale (PEN), approvato dal Consiglio dei Ministri il 10 agosto 1988 al fine di promuovere un piano nazionale per l'uso razionale di energia e il risparmio energetico, stabiliva degli obiettivi strategici a lungo termine, tra cui:

- ✓ il risparmio energetico, tramite un sistema di misure in grado di migliorare i processi produttivi e sostituire alcuni prodotti con altri simili, ma caratterizzati da

un minore consumo energetico, e di assicurare la razionalizzazione dell'utilizzo finale;

- ✓ la tutela dell'ambiente attraverso lo sviluppo di energie rinnovabili e la riduzione dell'impatto sul territorio e delle emissioni inquinanti derivanti dalla produzione, lavorazione e utilizzo dell'energia.

Tali obiettivi erano finalizzati a limitare la dipendenza energetica da altri paesi, in termini di fabbisogno elettrico e di idrocarburi. Ad oggi gli investimenti già effettuati corrispondono nel complesso a quanto identificato a suo tempo dal PEN. Da un punto di vista programmatico, l'art. 5 della Legge sanciva l'obbligo per le Regioni e le Province autonome di predisporre Piani Regionali e Provinciali contenenti indicazioni in merito all'uso di fonti rinnovabili di energia. Il Governo Italiano, nel 2013, ha elaborato ed emanato la nuova Strategia Energetica Nazionale.

C.2.2 Conferenza nazionale sull'energia e l'ambiente

Dal 25 al 28 novembre 1998 si è tenuta la Conferenza Nazionale sull'Energia e l'Ambiente, promossa dall'ENEA ("Ente per le Nuove Tecnologie l'Energia e l'Ambiente") su incarico dei Ministeri dell'Industria, Ambiente, Università e Ricerca Tecnologica e Scientifica. La conferenza ha rappresentato un importante passo avanti nella definizione di un nuovo approccio alla politica nazionale sull'energia e l'ambiente. Dal 1988, con l'approvazione del Piano Energetico Nazionale, sono state sviluppate delle strategie integrate per l'energia e l'ambiente a livello nazionale, prendendo in considerazione la sicurezza delle fonti di approvvigionamento, lo sviluppo delle risorse naturali nazionali, la competitività e gli obiettivi di tutela dell'ambiente e di miglioramento dell'efficienza energetica attraverso la razionalizzazione delle risorse energetiche.

La Conferenza Nazionale sull'Energia e l'Ambiente hanno contribuito sia a rafforzare l'importanza di questo approccio sia a passare da una politica di controllo dell'energia a una politica che promuova gli interessi individuali e collettivi, che rappresenti la base per accordi volontari, e un nuovo strumento dell'attuale politica energetica. Durante la Conferenza Nazionale sull'Energia e l'Ambiente è stato siglato "l'Accordo per l'Energia e l'Ambiente". Tale Accordo coinvolge le amministrazioni centrali e locali, i partner economici e sociali, gli operatori e gli utenti. L'Accordo definisce le norme e gli obiettivi generali della nuova politica energetica sulla base di alcune priorità, tra cui:

- ✓ cooperazione internazionale;

- ✓ apertura del settore dell'energia alla concorrenza;
- ✓ coesione sociale;
- ✓ creazione di consenso sociale;
- ✓ competitività, qualità, innovazione e sicurezza;
- ✓ informazione e servizi.

C.2.3 Legge n.239 del 23 agosto 2004

La Legge n. 239/04 del 23 agosto 2004 disciplina e riorganizza il settore dell'energia attraverso l'ulteriore sviluppo (in aggiunta al Piano Energetico Nazionale del 1988 e alla Conferenza Nazionale sull'Energia e l'Ambiente del 1998) della politica italiana dell'energia e del generale rinnovamento della gestione del settore dell'energia. La legge stabilisce gli obiettivi generali della politica nazionale dell'energia, definisce il ruolo e le funzioni dello stato e fissa i criteri generali per l'attuazione della politica nazionale dell'energia a livello territoriale, sulla base dei principi di sussidiarietà, differenziazione, adeguatezza e cooperazione tra lo Stato, l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, le Regioni e le Autorità locali.

Le strategie di intervento principali stabilite dalla Legge n. 239/2004 sono:

- ✓ la diversificazione delle fonti di energia;
- ✓ l'aumento dell'efficienza del mercato interno attraverso procedure semplificate e la riorganizzazione del settore dell'energia;
- ✓ il completamento del processo di liberalizzazione del mercato dell'energia, allo scopo di promuovere la competitività e la riduzione dei prezzi;
- ✓ la suddivisione delle competenze tra stato e regioni e l'applicazione dei principi fondamentali della legislazione regionale di settore.

Alcuni tra gli obiettivi generali principali della politica energetica (sanciti dall'art. 1, punto 3) sono i seguenti:

- ✓ garantire la sicurezza, la flessibilità e la continuità degli approvvigionamenti di energia, in quantità commisurata alle esigenze, diversificando le fonti energetiche primarie, le zone geografiche di provenienza e le modalità di trasporto (punto a);
- ✓ perseguire il miglioramento della sostenibilità ambientale dell'energia, anche in termini di uso razionale delle risorse territoriali, di tutela della salute e di rispetto degli impegni assunti a livello internazionale, in particolare in termini di emissioni di gas ad effetto serra e di incremento dell'uso delle fonti energetiche rinnovabili

assicurando il ricorso equilibrato a ciascuna di esse. La promozione dell'uso delle energie rinnovabili deve avvenire anche attraverso il sistema complessivo dei meccanismi di mercato, assicurando un equilibrato ricorso alle fonti stesse, assegnando la preferenza alle tecnologie di minore impatto ambientale e territoriale (punto e).

C.2.4 Strategia energetica nazionale 2017

La Strategia Energetica Nazionale 2017 è stata adottata con Decreto Ministeriale 10 novembre 2017. Si apprende dal sito web del Ministero dello sviluppo economico che l'Italia ha raggiunto in anticipo gli obiettivi europei - con una penetrazione di rinnovabili del 17,5% sui consumi complessivi al 2015 rispetto al target del 2020 di 17% - e sono stati compiuti importanti progressi tecnologici che offrono nuove possibilità di conciliare contenimento dei prezzi dell'energia e sostenibilità.

La SEN 2017 si pone l'obiettivo di rendere il sistema energetico nazionale:

- ✓ più competitivo, migliorando la competitività del Paese e continuando a ridurre il gap di prezzo e di costo dell'energia rispetto all'Europa, in un contesto di prezzi internazionali crescenti;
- ✓ più sostenibile, raggiungendo in modo sostenibile gli obiettivi ambientali e di decarbonizzazione definiti a livello europeo, in linea con i futuri traguardi stabiliti nella COP21;
- ✓ più sicuro, continuando a migliorare la sicurezza di approvvigionamento e la flessibilità dei sistemi e delle infrastrutture energetiche e rafforzando l'indipendenza energetica dell'Italia.

Fra i target quantitativi previsti dalla SEN si citano i seguenti:

- ✓ efficienza energetica: riduzione dei consumi finali da 118 a 108 Mtep con un risparmio di circa 10 Mtep al 2030; Fonti rinnovabili: 28% di rinnovabili sui consumi complessivi al 2030 rispetto al 17,5% del 2015; in termini settoriali, l'obiettivo si articola in una quota di rinnovabili sul consumo elettrico del 55% al 2030 rispetto al 33,5% del 2015; in una quota di rinnovabili sugli usi termici del 30% al 2030 rispetto al 19,2% del 2015; in una quota di rinnovabili nei trasporti del 21% al 2030 rispetto al 6,4% del 2015;
- ✓ riduzione del differenziale di prezzo dell'energia: contenere il gap di costo tra il gas italiano e quello del nord Europa (nel 2016 pari a circa 2 €/MWh) e quello sui prezzi dell'elettricità rispetto alla media UE (pari a circa 35 €/MWh nel 2015 per

la famiglia media e al 25% in media per le imprese);

- ✓ cessazione della produzione di energia elettrica da carbone con un obiettivo di accelerazione al 2025, da realizzare tramite un puntuale piano di interventi infrastrutturali;
- ✓ razionalizzazione del downstream petrolifero, con evoluzione verso le bioraffinerie e un uso crescente di biocarburanti sostenibili e del GNL nei trasporti pesanti e marittimi al posto dei derivati dal petrolio;
- ✓ verso la decarbonizzazione al 2050: rispetto al 1990, una diminuzione delle emissioni del 39% al 2030 e del 63% al 2050;
- ✓ raddoppiare gli investimenti in ricerca e sviluppo tecnologico clean energy: da 222 Milioni nel 2013 a 444 Milioni nel 2021;
- ✓ promozione della mobilità sostenibile e dei servizi di mobilità condivisa;
- ✓ nuovi investimenti sulle reti per maggiore flessibilità, adeguatezza e resilienza; maggiore integrazione con l'Europa; diversificazione delle fonti e rotte di approvvigionamento gas e gestione più efficiente dei flussi e punte di domanda;
- ✓ riduzione della dipendenza energetica dall'estero dal 76% del 2015 al 64% del 2030 (rapporto tra il saldo import/export dell'energia primaria necessaria a coprire il fabbisogno e il consumo interno lordo), grazie alla forte crescita delle rinnovabili e dell'efficienza energetica.

C.2.5 Recepimento delle direttive europee

In base alla Direttiva 2009/28/CE, ciascuno Stato membro è tenuto a predisporre il proprio piano d'azione nazionale per le energie rinnovabili mediante il quale, fermo restando l'obbligo di conseguire gli obiettivi nazionali generali stabiliti a livello comunitario, esso potrà liberamente determinare i propri obiettivi per ogni specifico settore di consumo energetico da FER (elettricità, riscaldamento e raffreddamento, trasporti) e le misure per conseguirli.

L'Italia ha trasmesso il proprio Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili (PAN) alla Commissione Europea nel luglio 2010. Ai due obiettivi vincolanti di consumo di energia da fonti rinnovabili fissati per l'Italia dalla Direttiva 2009/28/CE (il 17% e 10% dei consumi finali lordi di energia coperti da fonti rinnovabili entro il 2020, rispettivamente sui consumi energetici complessivi e sui consumi del settore Trasporti), il PAN ne aggiunge altri due, non vincolanti, per il settore Elettrico e per il settore Termico (rispettivamente il 26,4% e 17,1% dei consumi coperti da FER). Il PAN

individua le misure economiche, non economiche, di supporto e di cooperazione internazionale, necessarie per raggiungere gli obiettivi. Esso prevede inoltre l'adozione di alcune misure trasversali, quali lo snellimento dei procedimenti autorizzativi, lo sviluppo delle reti di trasmissione e distribuzione, l'introduzione di specifiche tecniche per gli impianti, la certificazione degli installatori, criteri di sostenibilità per i biocarburanti ed i bioliquidi e misure di cooperazione internazionale.

Il provvedimento con cui l'Italia ha definito inizialmente gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi ed il quadro istituzionale, giuridico e finanziario, necessari per il raggiungimento degli obiettivi al 2020 in materia di energia da fonti rinnovabili, è il D.lgs. 3 marzo 2011 n. 28 (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). Le disposizioni del decreto, noto come "Decreto Rinnovabili", introducono diverse ed importanti novità dal punto di vista delle procedure autorizzative, della regolamentazione tecnica e dei regimi di sostegno.

In materia di procedure autorizzative, tra le novità vi sono la riduzione da 180 a 90 giorni del termine massimo per la conclusione del procedimento unico di autorizzazione degli impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili e la sostituzione della Dichiarazione di Inizio Attività (DIA), così come disciplinata dalle Linee Guida, con la "Procedura Abilitativa Semplificata" (PAS). Tale decreto è stato successivamente modificato ed integrato dal D.L. 1/2012, dalla Legge 27/2012 e dal D.L. 83/2012.

L'obiettivo del 17% assegnato all'Italia dall'UE dovrà essere conseguito secondo la logica del burden-sharing (letteralmente, suddivisione degli oneri), in altre parole ripartito tra le Regioni e le Province autonome italiane in ragione delle rispettive potenzialità energetiche, sociali ed economiche. Il D.M. 15 marzo 2012 "Definizione e qualificazione degli obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili (c.d. Burden Sharing)" norma questo aspetto indicando i target per le rinnovabili, Regione per Regione.

Per la Regione Puglia, a fronte di un valore iniziale di riferimento pari al 3%, il decreto prevede un incremento del 3,7% entro il 2012 e successivamente un incremento di circa 2 punti percentuali a biennio, tra il 2012 ed il 2020, fino a raggiungere l'obiettivo del 14,2% di energia prodotta con fonti rinnovabili.

La legge prevede anche misure di intervento in caso di inadempimento, fino all'ipotesi di commissariare le amministrazioni che non raggiungono gli obiettivi, e fissa tre mesi di tempo affinché le Regioni recepiscano i loro target nei rispettivi Piani Energetici. Lo

scopo perseguito è quello di accelerare l'iter autorizzativo per la costruzione e l'esercizio degli impianti da FER ed offrire agli operatori del settore un quadro certo cui far riferimento per la localizzazione degli impianti.

Traiettorie degli obiettivi regionali, dalla situazione iniziale al 2020

Regioni e province autonome	Obiettivo regionale per l'anno [%]					
	anno iniziale di riferimento (*)	2012	2014	2016	2018	2020
Abruzzo	5,7	10,0	11,6	13,4	15,8	18,9
Basilicata	7,9	16,0	19,4	23,1	27,4	32,6
Calabria	8,9	15,1	17,5	20,3	23,6	27,8
Campania	4,2	8,2	9,7	11,5	13,7	16,6
Emilia Romagna	2,0	4,2	5,0	6,0	7,2	8,8
Friuli V. Giulia	5,2	7,6	8,5	9,5	10,8	12,6
Lazio	4,0	6,6	7,4	8,5	10,0	12,0
Liguria	3,5	7,0	8,1	9,6	11,6	14,4
Lombardia	4,9	6,9	7,5	8,4	9,5	11,1
Marche	2,6	6,7	8,3	10,1	12,3	15,3
Molise	10,9	19,8	23,3	27,3	32,0	38,1
Piemonte	9,2	11,0	11,4	12,1	13,2	14,9
Puglia	3,1	6,8	8,4	10,1	12,1	14,5
Sardegna	3,9	9,2	11,5	14,0	16,7	20,0
Sicilia	2,8	7,1	8,9	10,9	13,2	16,1
TAA – Bolzano	30,3	33,3	33,2	33,5	34,1	35,3
TAA – Trento	30,3	31,0	31,6	32,5	33,9	36,1
Toscana	6,2	9,5	10,8	12,3	14,1	16,5
Umbria	6,2	8,6	9,5	10,5	11,8	13,6
Valle D'Aosta	52,7	52,9	52,1	51,7	52,0	53,2
Veneto	3,4	5,6	6,4	7,4	8,6	10,2
Italia	5,3	8,2	9,3	10,6	12,2	14,3

Figura 1 Obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili

C.3 STRUMENTI DI PROGRAMMAZIONE REGIONALE

C.3.1 Piano paesaggistico territoriale regionale (PPTR)

Il Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR) è piano paesaggistico ai sensi degli artt. 135 e 143 del Codice, con specifiche funzioni di piano territoriale ai sensi dell'art. 1 della L.r. 7 ottobre 2009, n. 20 "Norme per la pianificazione paesaggistica". Esso costituisce per tutti gli interessati (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 principale strumento di pianificazione territoriale in materia paesaggistica a livello regionale.

Il PPTR persegue le finalità di tutela e valorizzazione, nonché di recupero e riqualificazione dei paesaggi della Puglia, in attuazione dell'art. 1 della L.R. 7 ottobre 2009, n. 20 " Norme per la pianificazione paesaggistica" e del D.lgs. 22 gennaio 2004, n. 42 "Codice dei beni culturali e del Paesaggio" e successive modifiche e integrazioni (di seguito denominato Codice), nonché in coerenza con le attribuzioni di cui all'articolo 117 della Costituzione, e conformemente ai principi di cui all'articolo 9 della Costituzione ed alla Convenzione Europea sul Paesaggio adottata a Firenze il 20 ottobre 2000, ratificata con L. 9 gennaio 2006, n. 14. Il PPTR persegue, in particolare, la promozione e la realizzazione di uno sviluppo socioeconomico autosostenibile e durevole e di un uso consapevole del territorio regionale, anche attraverso la conservazione ed il recupero degli aspetti e dei caratteri peculiari dell'identità sociale, culturale e ambientale, la tutela della biodiversità, la realizzazione di nuovi valori paesaggistici integrati, coerenti e rispondenti a criteri di qualità e sostenibilità.

Le aree sottoposte a tutele dal PPTR si dividono pertanto in:

- ✓ **beni paesaggistici**, ai sensi dell'art.134 del Codice;
- ✓ **ulteriori contesti paesaggistici** ai sensi dell'art. 143 co.1 lett. e) del Codice.

I beni paesaggistici si dividono a loro volta in due ulteriori categorie di beni: *Immobili ed aree di notevole interesse pubblico* (ex art. 136 del Codice), ovvero quelle aree per le quali è stato emanato un provvedimento di dichiarazione del notevole interesse pubblico, e *Aree tutelate per legge* (ex art. 142 del Codice).

L'insieme dei beni paesaggistici e degli ulteriori contesti paesaggistici è organizzato in tre strutture, a loro volta articolate in componenti:

1. Struttura idrogeomorfologica:

- a) componenti geomorfologiche

b) componenti idrologiche

2. Struttura ecosistemica e ambientale:

a) componenti botanico-vegetazionali;

b) componenti delle aree protette e dei siti naturalistici.

3. Struttura antropica e storico culturale:

a) componenti culturali e insediative;

b) componenti dei valori percettivi.

Di seguito si riporta l'analisi, correlata dai corrispondenti elaborati cartografici, della compatibilità degli interventi in progetto con la disciplina delle tutele di PPTR.

Nell'ambito della Struttura Idrogeomorfologica e nell'ambito della Struttura Ecosistemica Ambientale l'area d'inserimento del progetto in esame (sia le aree interessate dalla localizzazione dell'impianto fotovoltaico sia le aree dove sarà allocato il cavidotto) si colloca, rispetto agli elementi a tutela idrogeomorfologica e rispetto agli elementi soggetti a tutela ecosistemica e ambientale, senza alcuna interferenza. In particolare:

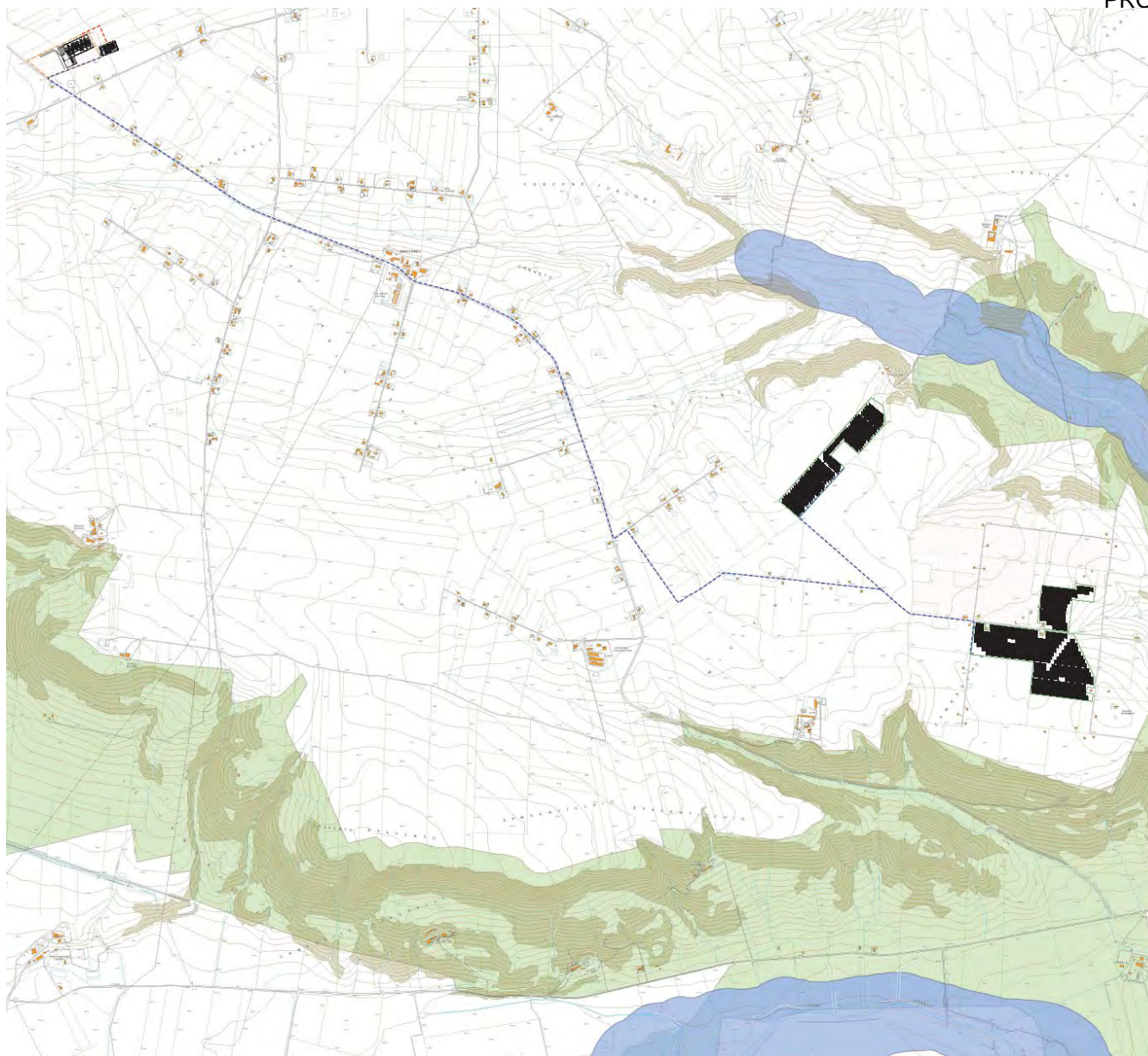
- ✓ rispetto alle componenti geomorfologiche (cfr. **Figura 2**) si osserva che l'impianto di progetto è affiancato a nord, est e sud da una zona UCP versanti;
- ✓ rispetto alle componenti idrogeologiche (cfr. **Figura 2**) si osserva che tutte le strutture in progetto risultano esterne a tali componenti e che l'impianto di progetto è circondato a nord, est e sud da aree UCP soggette a vincolo idrogeologico (art. 143, comma 1, lett. e, del Codice) poste ad una distanza variabile e superiore a circa 100 m;
- ✓ rispetto alle componenti delle aree protette e dei siti naturalistici (cfr. **Figura 3**) si osserva che non sono presenti SIC e ZPS all'interno ed in prossimità dell'area di inserimento del progetto; a circa 100 m (distanza minima) in direzione nord ed est dall'area destinata ad accogliere il sottocampo 1 e 2 e immediatamente ad est dell'area destinata ad accogliere il sottocampo 3-5-6 dell'impianto fotovoltaico in direzione sud, si colloca una delle aree del Parco Naturale Regionale del Fiume Ofanto con le relative aree di rispetto (100m); distribuite in direzione nord e sud dell'area oggetto dell'intervento è possibile evincere la presenza di diverse aree UCP- prati e pascoli e aree UCP- formazioni arbustive in evoluzione naturale.

Nell'ambito della Struttura Antropica e Storico culturale (**Figura 4**) l'area d'inserimento dell'impianto fotovoltaico non interseca in alcun punto aree caratterizzate da vincolo o





tutela. Nello specifico l'area a destinata ad accogliere il sottocampo 2 si trova immediatamente a sud di un'area UCP Testimonianza della stratificazione circondata da relativa area UCP Aree di rispetto delle componenti culturali e insediative (100m-30m) mentre per quanto concerne l'area interessata dal posizionamento del cavidotto si rileva che un tratto dell'elettrodotto MT (per circa 300m) intersecano UCP Aree di rispetto delle componenti culturali e insediative (100m-30m) e UCP Testimonianza della stratificazione insediativa con relative area di rispetto; inoltre è possibile evidenziare, in direzione sud dell'elettrodotto MT e ad una distanza di circa 1,00 km, la presenza di un'ampia area a rischio archeologico.

Progetto per la realizzazione di un impianto fotovoltaico sito nel Comune di Ascoli Satriano (FG) in loc. "Zambaglione" e relative opere di connessione
 PROGETTO DEFINITIVO – Studio di Impatto Ambientale

BENI PAESAGGISTICI E ULTERIORI CONTESTI PAESAGGISTICI – QUADRO SINOTTICO					
	Codice del Paesaggio	Norme tecniche di attuazione del PPTR			Rappresentazione cartografica
	art.	Definizione	Disposizioni normative	art.	formato shape (.shp)
6.1 - STRUTTURA IDRO-CEO-MORFOLOGICA					
6.1.1 - Componenti geomorfologiche					
UCP - Versanti	art. 143, co. 1, lett. e)	art. 50 - 1)	Misure di salvaguardia e utilizzazione	art. 53	UCP versanti pendenza20%
UCP - Lame e gravine	art. 143, co. 1, lett. e)	art. 50 - 2)	Misure di salvaguardia e utilizzazione	art. 54	UCP lame gravine
UCP - Doline	art. 143, co. 1, lett. e)	art. 50 - 3)	n.p. (si applicano solo indirizzi e direttive)		UCP Doline
UCP - Grotte (100m)	art. 143, co. 1, lett. e)	art. 50 - 4)	Misure di salvaguardia e utilizzazione	art. 55	UCP Grotte 100m
UCP - Geositi (100m)	art. 143, co. 1, lett. e)	art. 50 - 5)	Misure di salvaguardia e utilizzazione	art. 56	UCP_Geositi_100m
UCP - Inghiottili (50m)	art. 143, co. 1, lett. e)	art. 50 - 5)	Misure di salvaguardia e utilizzazione	art. 56	UCP Inghiottili 50m
UCP - Cordoni dunari	art. 143, co. 1, lett. e)	art. 50 - 7)	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)	art. 41 - 1)	Prescrizioni	art. 45	BP 142 A 300m
BP -Territori contermini ai laghi (300m)	art. 142, co. 1, lett. b)	art. 41 - 2)	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)	art. 41 - 3)	Prescrizioni	art. 45	BP 142 C 150m
UCP - Reticolo idrografico di connessione della R.E.R. (100m)	art. 143, co. 1, lett. e)	art. 42 - 1)	Misure di salvaguardia e utilizzazione	art. 47	UCP connessioneRER 100m
UCP - Sorgenti (25m)	art. 143, co. 1, lett. e)	art. 42 - 2)	Misure di salvaguardia e utilizzazione	art. 48	UCP Sorgenti_25m
UCP- Aree soggette a vincolo idrogeologico	art. 143, co. 1, lett. e)	art. 42 - 3)	n.p. (si applicano solo indirizzi e direttive)		UCP Vincolo idrogeologico
6.2 - STRUTTURA ECOSISTEMICA - AMBIENTALE					
6.2.1 - Componenti botanico-vegetazionali					
BP - Boschi	art. 142, co. 1, lett. g)	art. 58 - 1)	Prescrizioni	art. 62	BP 142 G
BP - Zone umide Ramsar	art. 142, co. 1, lett. j)	art. 58 - 2)	Prescrizioni	art. 64	BP 142 I
UCP - Aree umide	art. 143, co. 1, lett. e)	art. 50 - 1)	Misure di salvaguardia e utilizzazione	art. 65	UCP aree umide
UCP - Prati e pascoli naturali	art. 143, co. 1, lett. e)	art. 50 - 2)	Misure di salvaguardia e utilizzazione	art. 66	UCP pascoli naturali
UCP - Formazioni arbustive in evoluzione naturale	art. 143, co. 1, lett. e)	art. 50 - 3)	Misure di salvaguardia e utilizzazione	art. 66	UCP formazioni arbustive
UCP - Aree di rispetto dei boschi (100m - 50m - 20m)	art. 143, co. 1, lett. e)	art. 50 - 4)	Misure di salvaguardia e utilizzazione	art. 63	UCP rispetto boschi
6.2.2 - Componenti delle aree protette e dei siti naturalistici					
BP - Parchi e riserve	art. 142, co. 1, lett. f)	art. 68 - 1)	Prescrizioni	art. 71	BP_142_F
UCP - Siti di rilevanza naturalistica	art. 143, co. 1, lett. e)	art. 68 - 2)	Misure di salvaguardia e utilizzazione	art. 73	UCP rilevanza naturalistica
UCP - Aree di rispetto dei parchi e delle riserve regionali (100m)	art. 143, co. 1, lett. e)	art. 68 - 3)	Misure di salvaguardia e utilizzazione	art. 72	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	art. 75 - 1)	Prescrizioni	art. 79	BP 136
BP - Zone gravate da usi civili	art. 142, co. 1, lett. h)	art. 75 - 2)	n.p. (si applicano solo indirizzi e direttive)		BP_142_H BP_142_H_VALIDATE
BP - Zone di interesse archeologico	art. 142, co. 1, lett. m)	art. 75 - 3)	Prescrizioni	art. 80	BP_142_M
UCP - Città Consolidata	art. 143, co. 1, lett. e)	art. 76 - 1)	n.p. (si applicano solo indirizzi e direttive)		UCP città consolidata
UCP - Testimonianze della Stratificazione Insediativa: - segnalazioni architettoniche e segnalazioni archeologiche - aree appartenenti alla rete dei tratturi - aree a rischio archeologico	art. 143, co. 1, lett. e) art. 143, co. 1, lett. e) art. 143, co. 1, lett. e)	art. 76 - 2)a art. 76 - 2)b art. 76 - 2)c)	Misure di salvaguardia e utilizzazione Misure di salvaguardia e utilizzazione Misure di salvaguardia e utilizzazione	art. 81 co. 2 e 3 art. 81 co. 2 e 3 art. 81 co. 3 ter	UCP stratificazione insediativa siti storico culturali UCP stratificazione insediativa rete tratturi UCP aree a rischio archeologico
UCP - Area di rispetto delle componenti culturali e insediative (100m - 30m)	art. 143, co. 1, lett. e)	art. 76 - 3)	Misure di salvaguardia e utilizzazione	art. 82	UCP_area_rispetto_rete tratturi UCP_area_rispetto_siti storico culturali UCP_area_rispetto_zone Interesse archeologico
UCP - Paesaggi rurali	art. 143, co. 1, lett. e)	art. 76 - 4)	Misure di salvaguardia e utilizzazione	art. 83	UCP paesaggi rurali
6.3.2 - Componenti del valore percettivo					
UCP - Strade a valenza paesaggistica	art. 143, co. 1, lett. e)	art. 85 - 1)	Misure di salvaguardia e utilizzazione	art. 88	UCP strade valenza paesaggistica
UCP - Strade panoramiche	art. 143, co. 1, lett. e)	art. 85 - 2)	Misure di salvaguardia e utilizzazione	art. 88	UCP strade panoramiche
UCP - Luoghi panoramici	art. 143, co. 1, lett. e)	art. 85 - 3)	Misure di salvaguardia e utilizzazione	art. 88	UCP luoghi panoramici
UCP - Coni visuali	art. 143, co. 1, lett. e)	art. 85 - 4)	Misure di salvaguardia e utilizzazione	art. 88	UCP coni visuali



LEGENDA:

- | | | | |
|---|-----------------------------|---|-----------------|
|  | Area impianto Fotovoltaico |  | Elettrodotto MT |
|  | SSE di Consegna |  | Elettrodotto AT |
|  | SSE di trasformazione MT/AT | | |

6.1 STRUTTURA IDRO-GEO-MORFOLOGICA

6.1.1 Componenti geomorfologiche

- | | |
|---|------------------------|
|  | UCP - Lame e gravine |
|  | UCP - Versanti |
|  | UCP - Doline |
|  | UCP - Grotte (100m) |
|  | UCP - Geositi (100m) |
|  | UCP - Inghiottoi (50m) |
|  | UCP - Cordoni dunari |

Figura 2 Stralcio elaborato SIA-TAV.01A – SISTEMA VINCOLISTICO – PPTR_Struttura idrogeomorfologica

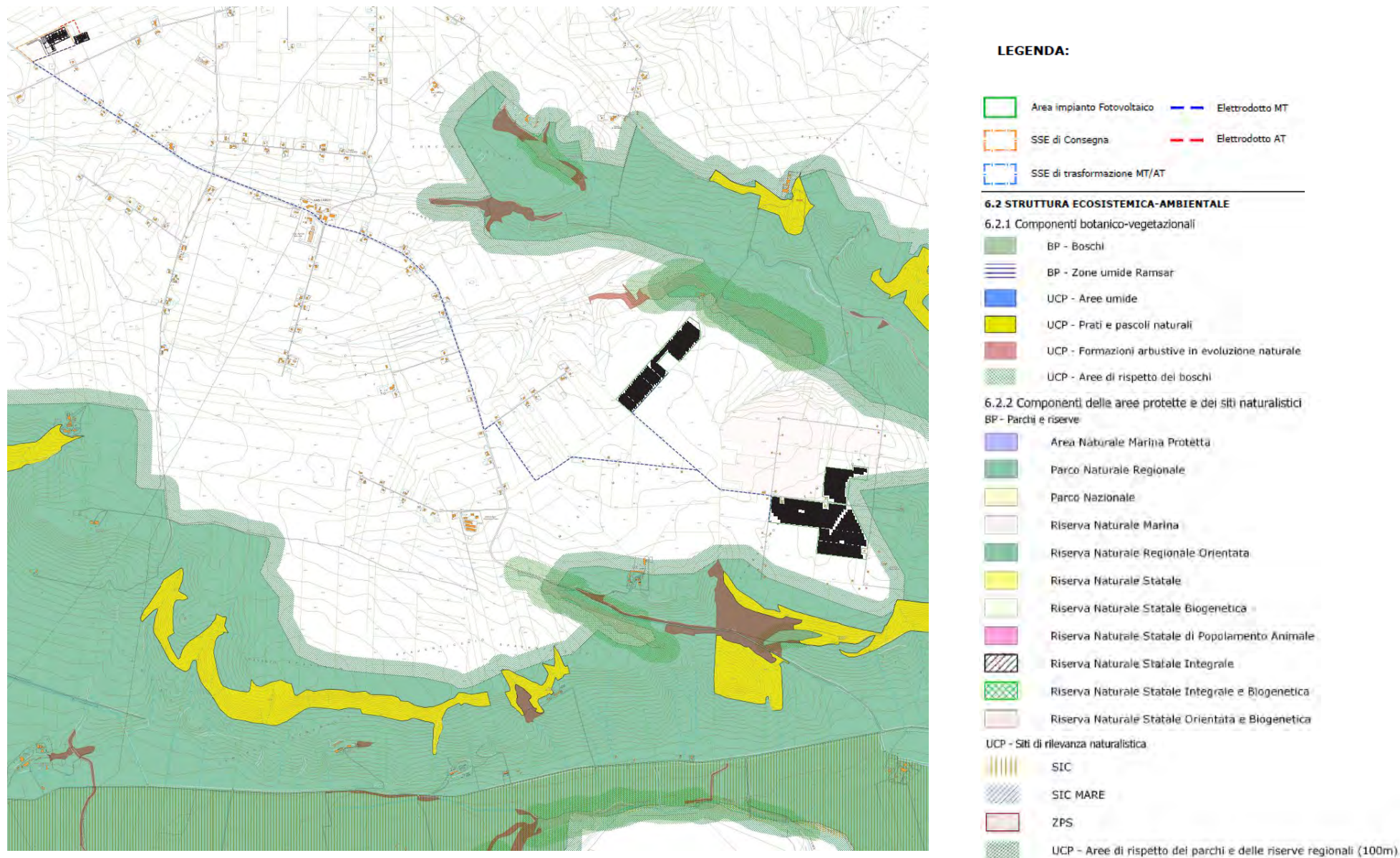


Figura 3 Stralcio elaborato SIA-TAV.01B – SISTEMA VINCOLISTICO – PPTR_Struttura ecosistemica-ambientale

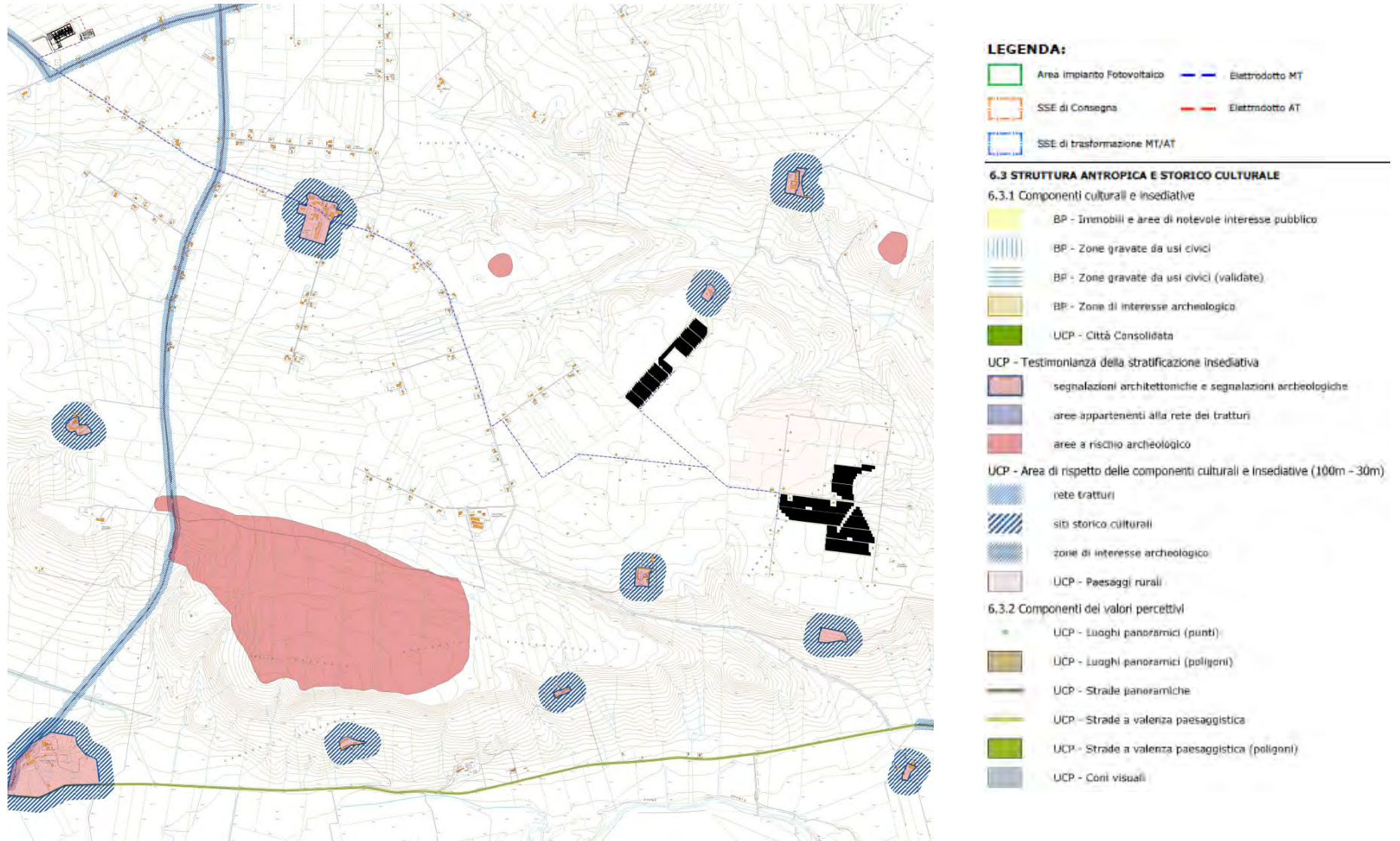


Figura 4 Stralcio elaborato SIA-TAV.01C – SISTEMA VINCOLISTICO – PPTR_Struttura antropica e storico-culturale

C.3.2 Piano energetico ambientale regionale (PEAR)

La Regione Puglia è dotata di uno strumento programmatico, il Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR), adottato con Delibera di G.R. n.827 del 08-06-07, che contiene indirizzi e obiettivi strategici in campo energetico in un orizzonte temporale di dieci anni. Il PEAR costituisce il quadro di riferimento per i soggetti pubblici e privati che, in campo energetico, hanno assunto ed assumono iniziative nel territorio della Regione Puglia.

Con Deliberazione della Giunta Regionale 28 marzo 2012, n. 602 sono state individuate le modalità operative per l'aggiornamento del Piano Energetico Ambientale Regionale affidando le attività ad una struttura tecnica costituita dai servizi Ecologia, Assetto del Territorio, Energia, Reti ed Infrastrutture materiali per lo sviluppo e Agricoltura. La revisione del PEAR è stata disposta 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 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..

Il Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR) della Puglia contiene indirizzi e obiettivi strategici in campo energetico per un orizzonte temporale di dieci anni. Diversi sono i fattori su cui si inserisce questo processo di pianificazione:

- ✓ il nuovo assetto normativo che fornisce alle Regioni e agli enti locali nuovi strumenti e possibilità di azione in campo energetico;
- ✓ l'entrata di nuovi operatori nel tradizionale mercato dell'offerta di energia a seguito del processo di liberalizzazione;
- ✓ lo sviluppo di nuove opportunità e di nuovi operatori nel campo dei servizi energetici;
- ✓ la necessità di valutare in forma più strutturale e meno occasionale le fonti rinnovabili e l'efficienza energetica nel contesto della sicurezza degli approvvigionamenti delle tradizionali fonti energetiche primarie;
- ✓ la necessità di valutare in forma più strutturale e meno occasionale le fonti rinnovabili e l'efficienza energetica nel contesto dell'impatto sull'ambiente delle tradizionali fonti energetiche primarie, con particolare riferimento alle emissioni

delle sostanze climalteranti.

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

1. "Parte I - Il contesto energetico regionale e la sua evoluzione", che riporta l'analisi del sistema
2. "Parte II - Gli obiettivi e gli strumenti", che delinea le linee di indirizzo che la Regione intende seguire per definire una politica energetica di governo, sia per la domanda sia per l'offerta;
3. "Parte III - La valutazione ambientale strategica", che riporta la valutazione ambientale strategica del Piano con l'obiettivo di verificare il livello di protezione dell'ambiente a questo associato.

La crescita energetica regionale a livello socioeconomico è pianificata nel Programma Operativo Regionale (POR) Puglia, che attribuisce un ruolo rilevante alle risorse energetiche. Sul lato dell'offerta di energia la Regione intende costruire un mix energetico differenziato e nello stesso tempo compatibile con la necessità di salvaguardia ambientale.

La priorità del QSN si articola in un due obiettivi generali ciascuno dei quali persegue due obiettivi specifici. Il primo obiettivo generale riguarda lo sviluppo delle energie rinnovabili e il risparmio energetico; il secondo obiettivo generale riguarda la gestione delle risorse idriche, la gestione dei rifiuti, la bonifica dei siti inquinati, la difesa del suolo e la prevenzione dei rischi naturali e tecnologici. Al fine di promuovere un uso sostenibile ed efficiente delle risorse naturali incentivando in particolare lo sviluppo e l'utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili, il PO FESR della Puglia individua due obiettivi specifici:

- ✓ garantire le condizioni di sostenibilità ambientale dello sviluppo e raggiungere livelli adeguati di servizi ambientali per la popolazione e le imprese;
- ✓ aumentare la quota di energia proveniente da fonti rinnovabili, promuovere il risparmio energetico e migliorare l'efficienza energetica.

Sul Bollettino ufficiale regionale n. 110 del 23 agosto 2018 è stato pubblicato l'avviso di avvio delle consultazioni preliminari di VAS (scoping) inerenti il nuovo Documento Programmatico Preliminare (DPP) del Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR), approvato con DGR n. 1424 del 278/2018, ai sensi dell'art 13 c.2 del D.Lgs 152/2006 e ss.mm.ii.

Il PEAR delinea le linee di indirizzo che la Regione intende porre per definire una politica di governo sul tema energia, per quanto riguarda sia la domanda che l'offerta, e

auspica che la prerogativa di diversificare le fonti e la riduzione dell'impatto ambientale globale e locale passi attraverso la necessità di limitare gradualmente l'impiego di carbone, o di gas clima iteranti, incrementando così l'impiego del gas naturale e delle fonti rinnovabili. A questo scopo è possibile affermare che l'intervento di realizzazione di un impianto fotovoltaico, oggetto della presente relazione, rientra tra le tipologie di produzione energetica previste dalla programmazione regionale per:

- ✓ il mantenimento ed il rafforzamento di una capacità produttiva idonea a soddisfare il fabbisogno energetico della Regione e di altre aree del Paese nello spirito di solidarietà;
- ✓ la riduzione delle emissioni di CO₂ prodotta da centrali elettriche che utilizzano combustibili fossili;
- ✓ l'approvvigionamento energetico che non comporta la realizzazione di opere a notevole impatto ambientale e a rischio di incidente rilevante per la salute pubblica;
- ✓ la realizzazione di un allestimento diffuso ad alta efficienza energetica.

Il Piano Energetico Ambientale Regionale cita: "è obiettivo generale del piano quello di incentivare lo sviluppo della risorsa da fonti rinnovabili, nella consapevolezza che ciò:

- ✓ contribuisca a diminuire l'impatto complessivo sull'ambiente della produzione di energia elettrica;
- ✓ determini una differenziazione nell'uso delle fonti primarie;
- ✓ porti ad una concomitante riduzione dell'impiego delle fonti più inquinanti quali il carbone".

Nel Bilancio Energetico Regionale del P.E.A.R. è messo in evidenza come alla fine del 2004 la produzione interna lorda di fonti primarie in Puglia ammontava a circa 773 ktep, valore simile a quanto registrato nei primi anni '90, ma inferiore al picco registrato nel 1999. Durante gli ultimi 15 anni la composizione delle fonti primarie regionali è cambiata (Figura 5):

Produzione locale di fonti primarie (ktep) in Puglia suddivisa per fonte (1990-2004)

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Solidi	109	114	110	117	84	132	109	123	110	106	67	0	0	0	0
Rinnovabili	6	5	8	12	13	11	18	33	74	110	189	218	246	238	345
Liquidi	3	2	2	2	2	2	2	1	538	702	543	1	0	0	0
Gassosi	593	628	618	734	821	923	1.068	950	927	817	761	691	601	500	428
Totale	711	749	738	865	920	1.068	1.197	1.107	1.649	1.735	1.560	910	847	738	773

Fonte: Piano energetico ambientale regionale (P.E.A.R.) - "Bilancio energetico regionale e documento preliminare per la discussione (Febbraio 2006)"

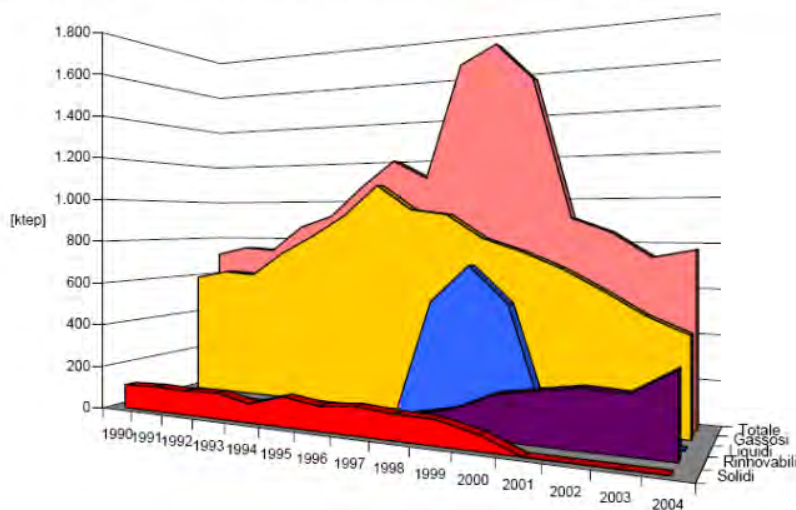


Figura 5 Produzione da fonti energetiche primarie

In particolare, si possono evidenziare i seguenti fenomeni:

- ✓ la produzione di combustibili gassosi è caratterizzata da un sensibile incremento tra il 1990 e il 1996, per poi ridiscendere costantemente. Il dato del 2004 corrisponde a circa 520 Mmc e le stime del 2005 indicano un ulteriore calo di produzione ad un livello di poco superiore ai 400 Mmc. Tale calo è in linea con l'andamento complessivo nazionale. Al 31 dicembre 2004 sul territorio della Regione Puglia risultavano vigenti 15 concessioni di coltivazione di idrocarburi per complessivi 1.267 kmq. I pozzi sono presenti essenzialmente in provincia di Foggia. La produzione pugliese nel 2004 corrispondeva al 22% della produzione nazionale su terraferma ed è la più rilevante dopo quella della Basilicata;
- ✓ la produzione di combustibili liquidi è attualmente assente, mentre ha avuto un picco nel triennio 1998 –2000, arrivando ad un valore di 700.000 tonnellate all'anno;
- ✓ i combustibili solidi sono da intendersi come fonti derivanti essenzialmente da attività industriali e sono presenti sotto forma di gas di processo. Si sono mantenuti ad un livello di circa 100 ktep fino al 2000, per poi scomparire;
- ✓ le fonti rinnovabili includono essenzialmente le biomasse e le diverse fonti di

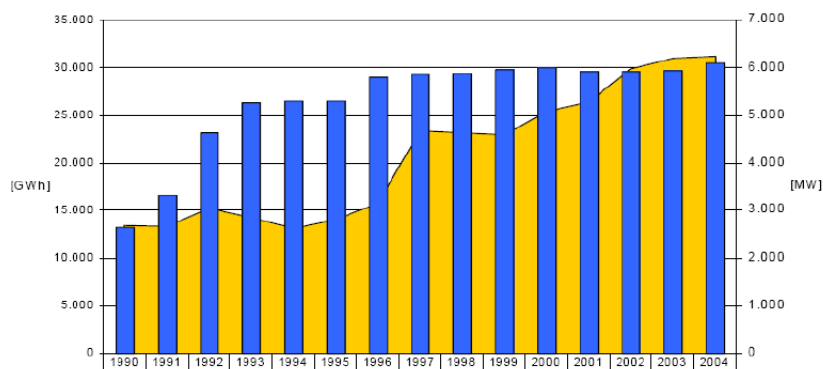
produzione di energia elettrica, essenzialmente idroelettrico, eolico e fotovoltaico (in questo caso le fonti primarie sono valutate a 2200 kcal per kWh prodotto). Il ruolo di tali fonti è stato in continua crescita e nel 2005 queste costituiscono ormai la principale fonte di produzione primaria della Regione.

All'inizio degli anni '90 la produzione di fonti rinnovabili primarie coincideva essenzialmente con la legna da ardere, mentre la quota destinata alla produzione di energia elettrica è andata incrementandosi costantemente soprattutto a partire dal 1997. Il territorio della Regione Puglia è caratterizzato dalla presenza di numerosi impianti di produzione di energia elettrica, funzionanti sia con fonti combustibili che con fonti rinnovabili. La produzione lorda di energia elettrica al 2004 è stata di 31.230 GWh, a fronte di una produzione di circa 13.410 GWh nel 1990; l'aumento di produzione è dovuta ad una potenza installata che è passata dai 2.650 MW nel 1990 ai 6.100 MW nel 2004 (Figura 6 Potenza installata e produzione di energia elettrica) **Figura 6.**

Potenza installata e produzione di energia elettrica in Puglia (1990-2004)

	Anni														
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Produzione (GWh)	13.409	13.319	15.262	14.234	13.174	14.087	15.789	23.321	23.192	22.954	25.358	26.411	29.854	30.994	31.230
Potenza installata (MW)	2.649	3.311	4.631	5.248	5.287	5.288	5.796	5.849	5.886	5.952	5.998	5.916	5.922	5.938	6.099

Fonte: Piano energetico ambientale regionale (P.E.A.R.) - "Bilancio energetico regionale e documento preliminare per la discussione (Febbraio 2006)"



Potenza installata e produzione di energia elettrica in Puglia nel 2004 per tipologia impianto e fonte

Impianti	Potenza (MW)	quota % potenza	Produzione (GWh)	quota % produzione
Fonte fossile	5.782	94,81	30.426	97,43
operatori mercato	5.638	92,45	30.281	96,96
autoproduttori	144	2,36	145	0,46
Fonte rinnovabile	317	5,20	804	2,57
biomassa	64	1,05	258	0,83
eolico	252	4,13	545	1,75
fotovoltaico	0,5	0,01	0,7	0,002
Totale	6.098,5	100,00	31.229,7	100,00

Fonte: Piano energetico ambientale regionale (P.E.A.R.) - "Bilancio energetico regionale e documento preliminare per la discussione (Febbraio 2006)"

Figura 6 Potenza installata e produzione di energia elettrica

Per quanto riguarda le fonti energetiche rinnovabili, l'evoluzione della potenza installata e della produzione è rappresentata nella **Figura 7.**

Energia elettrica prodotta dagli impianti di fonti di energia rinnovabili (1990-2004) per tipologia impianto

Tipologia impianto	Anni														
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
PV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Idrico	0	0	0	0	0	0	3	3	4	4	4	3	0	0	0
Biomassa	0	0	0	0	0	0	0	0	37	80	121	128	154	150	258
Eolico	0	0	0	0	6	6	12	80	130	136	203	446	483	458	545
Totale	0	0	0	0	6	6	15	83	171	220	327	577	637	608	804

Fonte: Piano energetico ambientale regionale (P.E.A.R.) - "Bilancio energetico regionale e documento preliminare per la discussione (Febbraio 2006)"

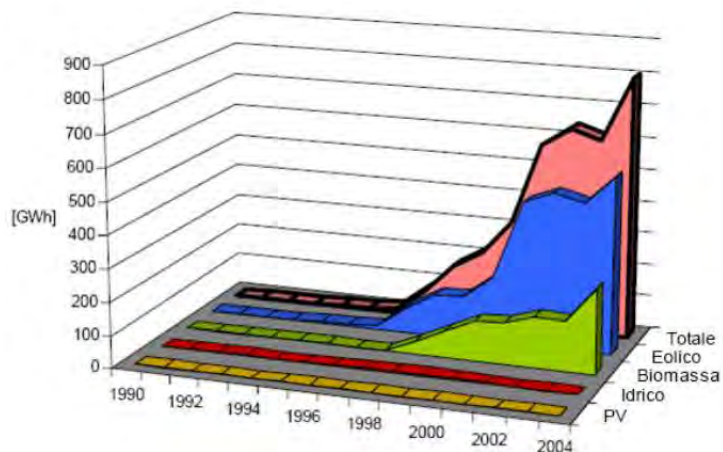


Figura 7 Potenza elettrica installata di impianti a fonti rinnovabili

L'apparato di produzione di energia elettrica pugliese ha comportato, nel 2004, una emissione di anidride carbonica che può essere stimata in oltre 27 milioni di tonnellate. Considerando le nuove centrali termoelettriche autorizzate, a regime le emissioni di anidride carbonica ammonteranno a circa 34 milioni di tonnellate.

In un principio di responsabilità e non di pura collocazione geografica, tale incremento non dovrebbe computarsi esclusivamente a carico della regione Puglia, in considerazione del fatto che buona parte di tali emissioni derivano dalla produzione di energia elettrica a servizio di altre regioni. D'altra parte, l'azione di controllo e riduzione delle emissioni di gas climalteranti che si vuole intraprendere con il piano energetico porta a identificare diverse possibilità finalizzate in tale direzione. Una forte differenziazione nella produzione di energia potrà essere data dallo sviluppo delle fonti rinnovabili e l'apporto percentuale di queste dovrà aumentare anche in relazione alla diminuzione della domanda di energia stessa.

Il settore più energivoro è l'industria, che assorbe circa la metà dei consumi finali complessivi come rappresentato in Figura 8 Quote di consumo per settore, seguono i trasporti, il settore civile e l'agricoltura.

Evoluzione dei consumi energetici in Puglia suddivisi per settore (1990-2004)

Tipologia impianto	Anni														
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Residenziale	890	963	949	965	893	972	979	1.025	1.061	1.093	1.077	1.126	1.116	1.130	1.149
Terziano	288	307	319	336	329	344	371	395	396	427	434	459	438	459	478
Agricoltura e pesca	358	321	318	321	309	356	376	368	377	400	405	428	446	468	493
Industria	4.093	3.904	3.843	4.141	3.749	3.840	4.174	4.164	4.077	4.472	4.227	4.391	4.342	4.384	4.425
Trasporti	1.862	1.859	1.928	1.894	1.932	2.040	2.064	2.145	2.167	2.236	2.283	2.270	2.324	2.344	2.392
Totale	7.491	7.354	7.357	7.657	7.212	7.552	7.964	8.097	8.078	8.628	8.426	8.674	8.665	8.785	8.937

Fonte: Piano energetico ambientale regionale (P.E.A.R.) - "Bilancio energetico regionale e documento preliminare per la discussione (Febbraio 2006)"

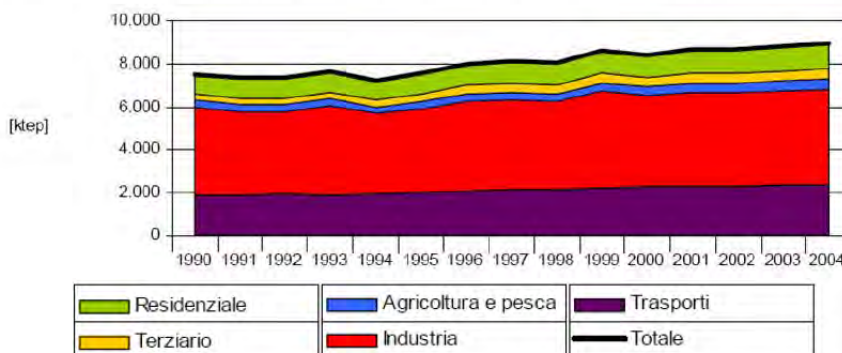


Figura 8 Quote di consumo per settore

La consapevolezza che l'evoluzione del sistema energetico vada verso livelli sempre più elevati di consumo ed emissione di sostanze climalteranti, implica la necessità di introdurre livelli di intervento molto vasti che coinvolgono il maggior numero di attori e tecnologie possibili.

Sul lato dell'offerta di energia, la Regione si pone l'obiettivo di costruire un mix energetico differenziato e, nello stesso tempo, compatibile con la necessità di salvaguardia ambientale.

Tra le finalità che la Regione si pone:

1. Proseguire nella direzione di una politica energetica in cui la produzione continui a superare la domanda interna, riducendo l'impatto ambientale sia a livello locale che globale e diversificando le risorse primarie utilizzate;
2. Limitare gradualmente l'impiego del carbone incrementando, contemporaneamente, l'impiego del gas naturale e delle fonti rinnovabili;
3. Determinare un sensibile sviluppo nell'impiego delle fonti rinnovabili trovando le condizioni idonee per una valorizzazione diffusa sul territorio.

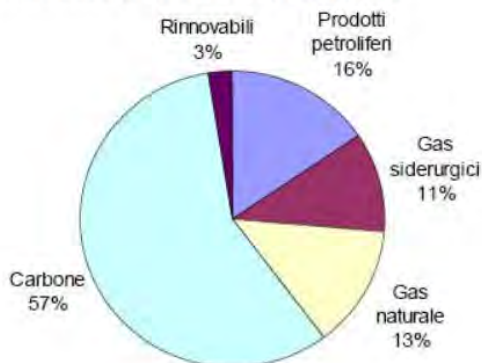
Per valutare quindi la possibile evoluzione nella composizione percentuale delle fonti energetiche che concorrono alla produzione elettrica regionale, nei grafici illustrati di seguito, si confronta la situazione nel 2004 e quella prevista nello scenario obiettivo di medio periodo (3—5 anni).

Capacità produttiva della regione Puglia derivante dagli impianti di grande dimensione (2005)

Produttore	Località	Potenza (MW)
ENEL	Bari	130
ENEL	Brindisi	2.640
EDIPOWER	Brindisi	640
ENIPOWER	Brindisi	302
ENIPOWER	Taranto	87
EDISON	Taranto	1.009
EDISON	Candela	400
Totale		5.208

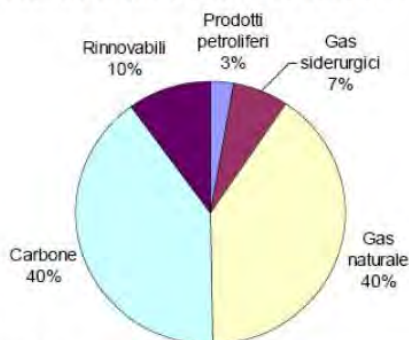
Fonte: Piano energetico ambientale regionale (P.E.A.R.) - "Bilancio energetico regionale e documento preliminare per la discussione (Febbraio 2006)"

Contributo delle fonti energetiche alla produzione di energia elettrica (2004)



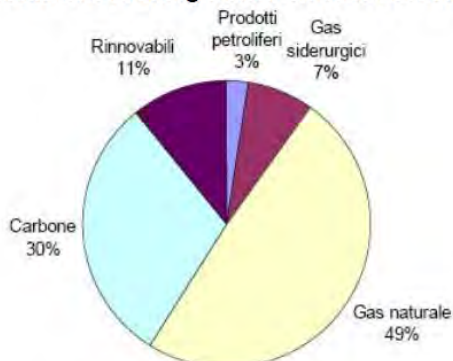
Fonte: Piano energetico ambientale regionale (P.E.A.R.) - "Bilancio energetico regionale e documento preliminare per la discussione (Febbraio 2006)"

Contributo delle fonti energetiche alla produzione di energia elettrica nello scenario tendenziale



Fonte: Piano energetico ambientale regionale (P.E.A.R.) - "Bilancio energetico regionale e documento preliminare per la discussione (Febbraio 2006)"

Contributo delle fonti energetiche alla produzione di energia elettrica nello scenario obiettivo di medio periodo



Fonte: Piano energetico ambientale regionale (P.E.A.R.) - "Bilancio energetico regionale e documento preliminare per la discussione (Febbraio 2006)"

Figura 9 Confronto tra la ripartizione del contributo delle fonti energetiche alla produzione di energia elettrica nel 2004 e quella prevista nello scenario tendenziale e obiettivo di medio periodo
 Il progetto è coerente con le esigenze di fabbisogno energetico e di sviluppo produttivo

della regione o della zona interessata dalla richiesta risultanti dalla pianificazione energetica regionale. In particolare si evidenzia che l'impianto fotovoltaico grid-connected (connesso alla rete elettrica tradizionale tramite un contatore supplementare installato direttamente dal distributore locale) è conforme alle politiche di sviluppo comunitarie, nazionali ed europee delle fonti rinnovabili e della diversificazione della produzione elettrica.

C.3.3 Regolamento regionale 24/2010 – aree non idonee FER

La Regione Puglia ha approvato il R.R. 24/2010 - Regolamento attuativo del Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico del 10 settembre 2010, "Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili", 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.

Il Sistema Informativo Territoriale (SIT) della Regione Puglia ha reso disponibili agli interessati i servizi di consultazione delle aree non idonee individuate dall'Allegato 3 del citato Regolamento. Si precisa che, rispetto alle aree indicate dall'Allegato 3, nei dati pubblicati non sono perimetrati i siti Unesco, le aree edificabili urbane (così come definiti dallo strumento urbanistico vigente) e le aree agricole interessate da produzioni agro-alimentari di qualità.

Questo servizio permette l'accesso ai seguenti strati informativi, considerati come aree non Idonee alla localizzazione dell'impianto:

- ✓ aree protette nazionali;
- ✓ aree protette regionali;
- ✓ zone RAMSAR;
- ✓ zone S.I.C.;
- ✓ Zone Z.P.S.;
- ✓ Zone I.B.A;
- ✓ immobili e aree dichiarati di notevole interesse pubblico;
- ✓ beni culturali;
- ✓ aree tutelate per legge;
- ✓ ambiti di valore eccezionale (A) e rilevante (B) del P.U.T.T./p;
- ✓ segnalazione carta dei beni;
- ✓ ulteriori ambiti paesaggistici ai fini della conservazione della biodiversità;
- ✓ interazioni con piani e programmi posti in essere o in progetto;

- ✓ grotte,
- ✓ lame e gravine,
- ✓ versanti;
- ✓ zone all'interno dei coni visuali;
- ✓ piani di assetto idrogeologico interessanti il territorio regionale: P.A.I redatto dall'AdB Puglia; P.A.I redatto dall'AdB Basilicata (relativo al Bradano).

Come mostrato in **Figura 10**, riportando sulla specifica carta delle Aree NON idonee alla localizzazione di impianti da Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) le aree interessate dal progetto oggetto d'esame, si evidenzia che:

- ✓ l'area che ospita l'impianto fotovoltaico è posizionata in aree idonee;
- ✓ lo sviluppo del cavidotto attraversa, per brevissimo tratto, aree non idonee FER.

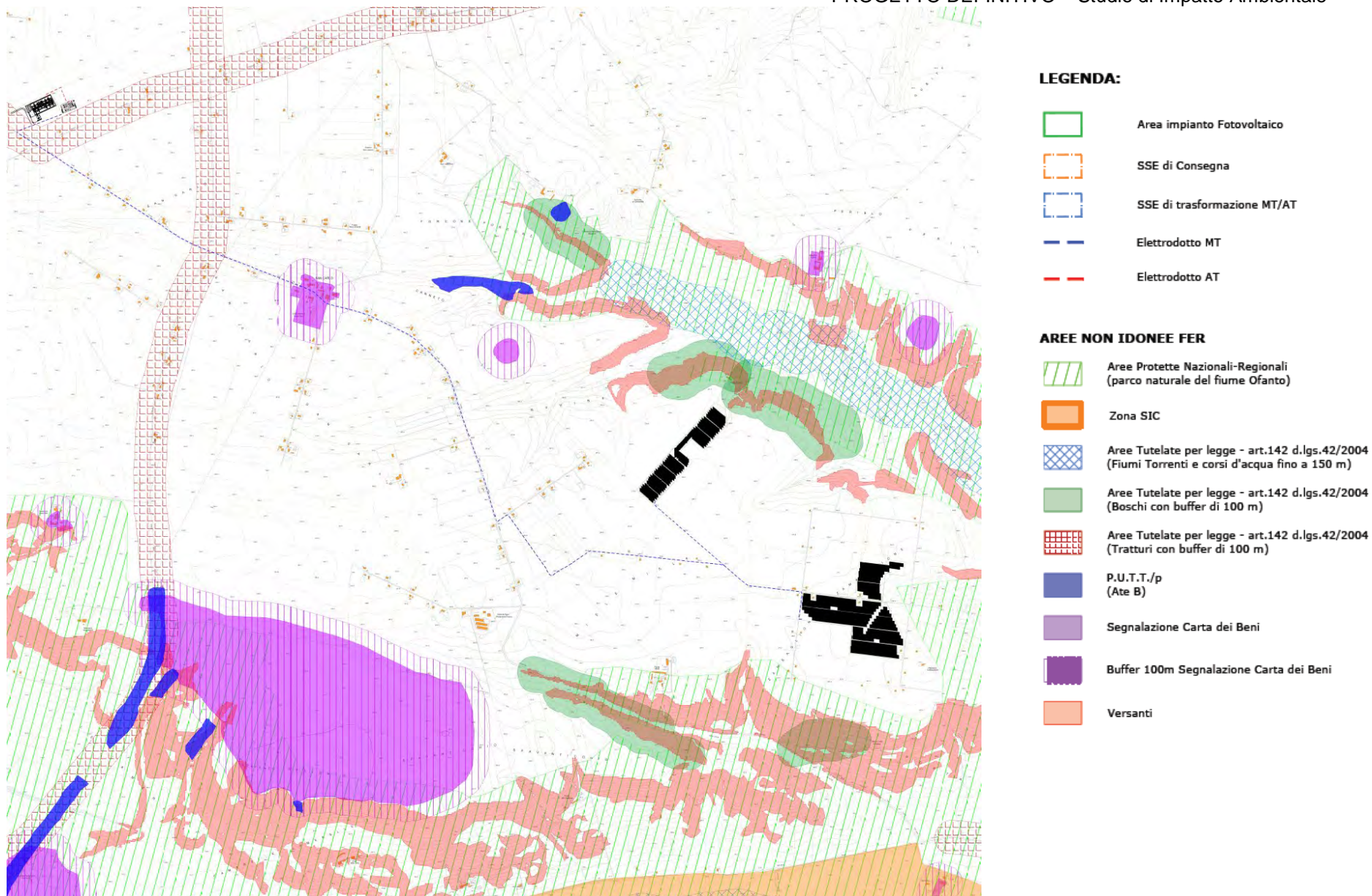


Figura 10 Stralcio elaborato SIA-TAV.02 – Sistema vincolistico: Aree non idonee FER

C.3.4 Piano di assetto idrogeologico (PAI)

Il Piano di Assetto Idrogeologico (PAI) è il piano territoriale che rappresenta lo strumento tecnico normativo operativo mediante il quale l'Autorità di bacino pianifica e programma le azioni di tutela e difesa delle popolazioni, delle infrastrutture, degli insediamenti del suolo e del sottosuolo.

Il Piano Stralcio per l'Assetto Idrogeologico è stato redatto dall'Autorità dei Bacini Regionali della Puglia, ai sensi dell'art.17 comma 6-ter L.183/89 ed è stato approvato il 30 novembre 2005, le mappe del PAI vengono aggiornate periodicamente a mezzo Delibere del Comitato Istituzionale.

In base al livello di pericolosità e di rischio, le norme di attuazione prevedono indirizzi per il corretto uso del territorio allo scopo di salvaguardarlo dai fenomeni di esondazione e per indicare le giuste pratiche agro-forestali per evitare il pericolo di frane.

Nello specifico le finalità del PAI sono realizzate dall'Autorità di Bacino della Puglia e dalle altre amministrazioni competenti, mediante:

- a. la definizione del quadro della pericolosità idrogeologica in relazione ai fenomeni di esondazione e di dissesto dei versanti;
- b. la definizione degli interventi per la disciplina, il controllo, la salvaguardia, la regolarizzazione dei corsi d'acqua e la sistemazione dei versanti e delle aree instabili a protezione degli abitati e delle infrastrutture, indirizzando l'uso di modalità di intervento che privilegino la valorizzazione ed il recupero delle caratteristiche naturali del territorio;
- c. l'individuazione, la salvaguardia e la valorizzazione delle aree di pertinenza fluviale;
- d. la manutenzione, il completamento e l'integrazione dei sistemi di difesa esistenti;
- e. la definizione degli interventi per la difesa e la regolarizzazione dei corsi d'acqua;
- f. la definizione di nuovi sistemi di difesa, ad integrazione di quelli esistenti, con funzione di controllo dell'evoluzione dei fenomeni di dissesto e di esondazione, in relazione al livello di riduzione del rischio da conseguire.

All'interno del territorio di propria competenza, il PAI individua e perimetra le aree a pericolosità idraulica e le aree a pericolosità geomorfologica, distinguendo le prime in:

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

anni;

- ✓ aree a bassa pericolosità idraulica (B.P.): porzione di territorio soggette ad essere allagate per eventi di piena con tempo di ritorno compreso tra 200 e 500 anni;

e le seconde in:

- ✓ aree a pericolosità geomorfologica molto elevata (P.G.3): porzione di territorio interessata da fenomeni franosi attivi o quiescenti;
- ✓ aree a pericolosità geomorfologica elevata (P.G.2): porzione di territorio caratterizzata dalla presenza di due o più fattori geomorfologici predisponenti l'occorrenza di instabilità di versante e/o sede di frana stabilizzata;
- ✓ aree a pericolosità geomorfologica media e moderata (P.G.1): porzione di territorio caratterizzata da bassa suscettività geomorfologica all'instabilità.

Infine, in PAI individua in base al D.P.C.M: del 29 settembre 1998 le aree a rischio:

- ✓ Molto Elevato (R4);
- ✓ Elevato (R3);
- ✓ Medio (R2);
- ✓ Moderato(R1).

Dall'esame della cartografia regionale del P.A.I. (**Figura 11**), di cui si riporta uno stralcio, si evince che l'area di progetto non è compresa tra le aree a rischio.

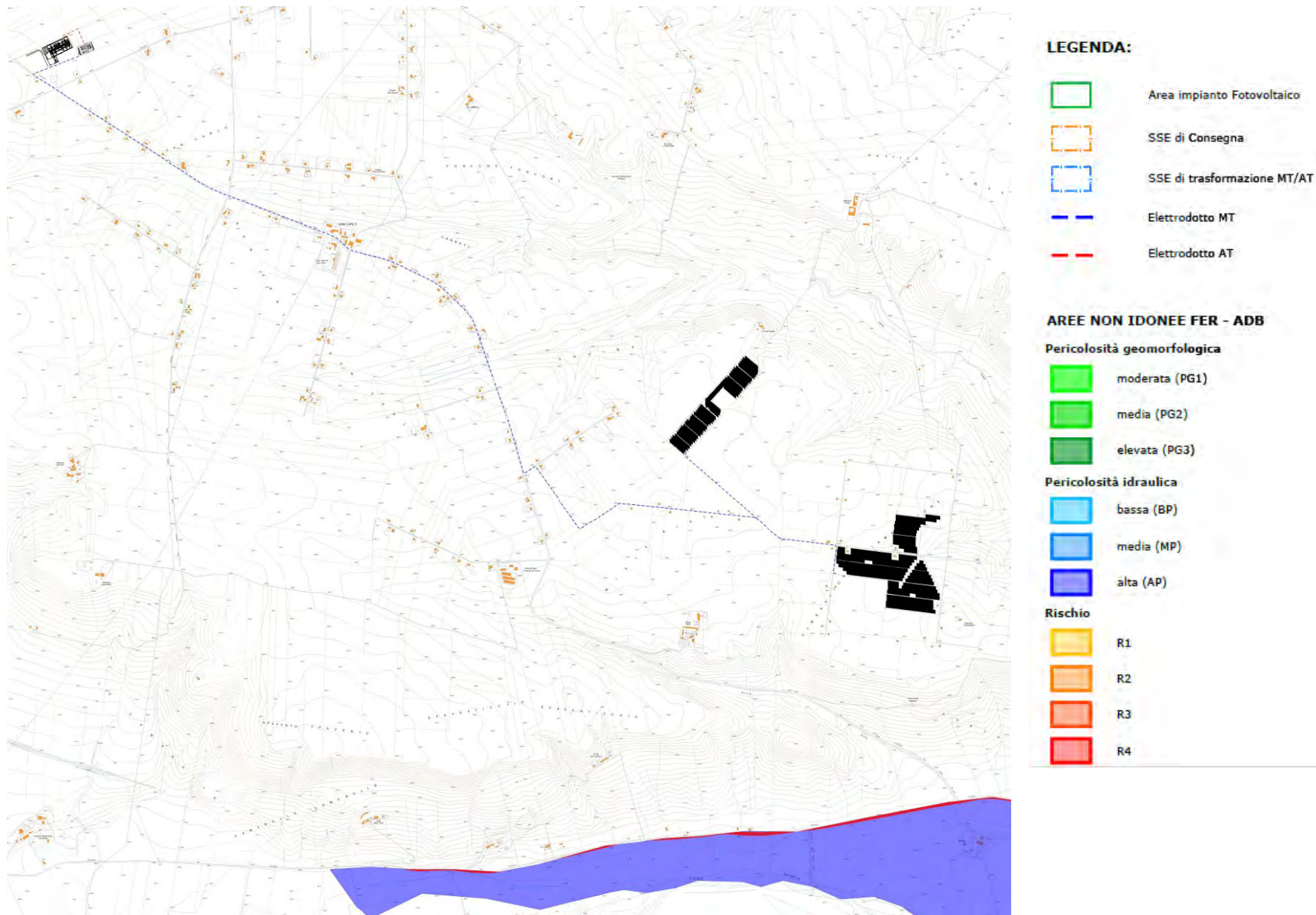


Figura 11 Stralcio elaborato SIA-TAV.03 – Sistema vincolistico: ADB

C.3.5 Piano di tutela delle acque (PTA)

Il Piano di Tutela delle Acque (PTA), introdotto dal D.Lgs. 152/2006, è l'atto che disciplina il governo delle acque sul territorio. Strumento dinamico di conoscenza e pianificazione, che ha come obiettivo la tutela integrata degli aspetti qualitativi e quantitativi delle risorse idriche, al fine di perseguirne un utilizzo sano e sostenibile.

Il PTA della Regione Puglia contiene i risultati dell'analisi conoscitiva e delle attività di monitoraggio relativa alla risorsa acqua, l'elenco dei corpi idrici e delle aree protette, individua gli obiettivi di qualità ambientale dei corpi idrici e gli interventi finalizzati al loro raggiungimento o mantenimento, oltreché le misure necessarie alla tutela complessiva dell'intero sistema idrico.

Le finalità del Piano sono:

- ✓ prevenire e ridurre l'inquinamento ed attuare il risanamento dei corpi idrici inquinati;
- ✓ conseguire il miglioramento dello stato delle acque e adeguate protezioni di quelle destinate ad usi particolari;
- ✓ perseguire usi sostenibili e durevoli delle risorse idriche, con priorità per quelle potabili;
- ✓ mantenere la capacità naturale di auto depurazione dei corpi idrici, nonché la capacità di sostenere comunità animali e vegetali ampie e ben diversificate;
- ✓ mitigare gli effetti delle inondazioni e della siccità;
- ✓ impedire un ulteriore deterioramento, proteggere e migliorare lo stato degli ecosistemi acquatici, degli ecosistemi terrestri e delle zone umide direttamente dipendenti dagli ecosistemi acquatici sotto il profilo del fabbisogno idrico.

In particolare, il PTA analizza i livelli di qualità e definisce i corrispettivi obiettivi per corpi idrici superficiali, corsi d'acqua superficiali significativi, acque di transizione, acque marino-costiere ed acque a specifica destinazione. Con Delibera di Giunta Regionale n. 1333 del 16/07/2019 è stata adottata la proposta relativa al primo aggiornamento che include importanti contributi innovativi in termini di conoscenza e pianificazione: delinea il sistema dei corpi idrici sotterranei (acquiferi) e superficiali (fiumi, invasi, mare, ecc) e 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, fortemente sostenuta dall'Amministrazione regionale quale strategia di risparmio idrico.

- ✓ I contenuti principali del Piano sono:
- ✓ la classificazione dello stato attuale di qualità ambientale dei corpi idrici e la definizione, per ciascuno di essi, degli obiettivi di qualità;
- ✓ la definizione degli interventi e delle misure da adottare per i corpi idrici ritenuti critici;
- ✓ la definizione delle misure di salvaguardia finalizzate, da un lato, a evitare un ulteriore peggioramento dello stato di qualità ambientale, dall'altro, a garantire la protezione della risorsa nelle aree in cui questa mostra di possedere buone caratteristiche.

Le opere previste dal progetto, come si può evincere dalla rappresentazione seguente, non rientrano né in aree soggette a vincoli né in aree sensibili e vulnerabili, ad eccezione di una porzione dell'elettrodotto MT che attraversa un'area perimetrata tra gli aggiornamenti 2009 come "Perimetrazione degli agglomerati scenario 2009".

Progetto per la realizzazione di un impianto fotovoltaico sito nel Comune di Ascoli Satriano (FG) in loc. "Zambaglione" e relative opere di connessione
 PROGETTO DEFINITIVO – Studio di Impatto Ambientale

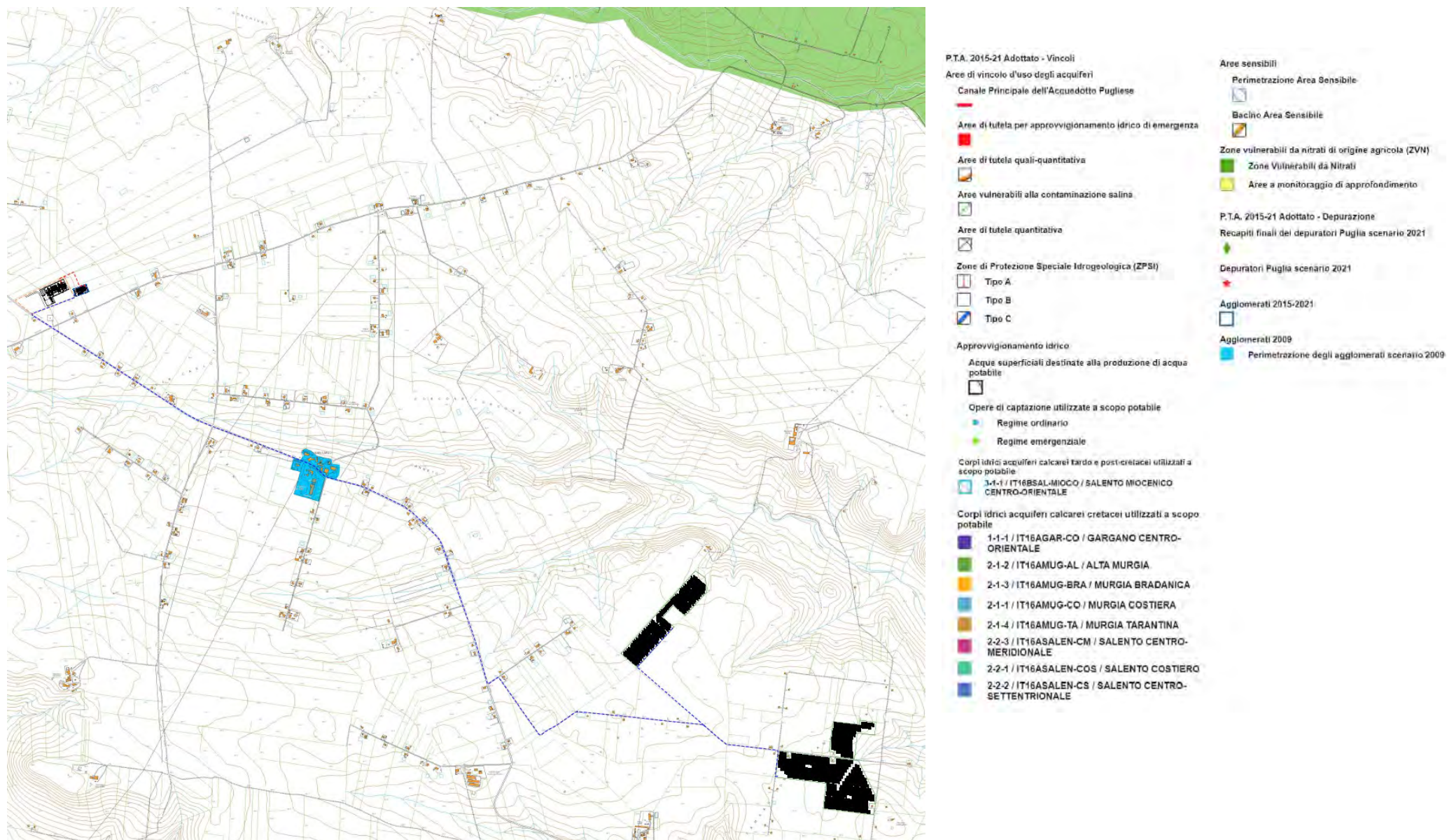


Figura 12 Stralcio elaborato SIA-TAV.08 – Piano di Tutela delle Acque

C.4 STRUMENTI DI PROGRAMMAZIONE PROVINCIALE E COMUNALE

C.4.1 Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale (PTCP)

L'efficiente utilizzo del patrimonio edilizio e infrastrutturale esistente e l'obiettivo del minor consumo di suolo costituiscono la premessa e la cornice in cui si colloca il Piano Territoriale di Coordinamento della Provincia di Foggia (PTCP): un nuovo piano di riferimento per selezionare, promuovere e attivare le iniziative della Provincia e degli enti locali, coordinando le iniziative locali e integrando la pianificazione territoriale, le pianificazioni di settore e la programmazione socio-economica. Il Piano Territoriale di Coordinamento della provincia di Foggia è stato approvato in via definitiva con deliberazione del Consiglio Provinciale n. 84 del 21.12.2009 ed è stato pubblicato sul Bollettino Ufficiale della Regione Puglia in data 20 maggio 2010; esso si pone come obiettivi:

- ✓ tutelare e valorizzare il territorio rurale, le risorse naturali, il paesaggio e il sistema insediativo d'antica e consolidata formazione;
- ✓ contrastare il consumo di suolo;
- ✓ difendere il suolo con riferimento agli aspetti idraulici e a quelli relativi alla stabilità dei versanti;
- ✓ promuovere le attività economiche nel rispetto delle componenti territoriali storiche e morfologiche del territorio;
- ✓ potenziare e interconnettere la rete dei servizi e delle infrastrutture di rilievo sovracomunale e il sistema della mobilità;
- ✓ coordinare e indirizzare gli strumenti urbanistici comunali.

Il PTCP della Provincia di Foggia risulta costituito dai seguenti elaborati tecnici: relazione generale; norme tecniche di attuazione (NTA) cui sono allegate in appendice le schede relative agli Ambiti Paesaggistici, le schede relative ai Piani Operativi Integrati (POI), l'inventario fenomeni franosi Progetto IFFI; monografie di settore; Valutazione Ambientale Strategica (VAS).

Si precisa che il piano è costituito da 118 fogli, articolati secondo il seguente schema di tavole:

- ✓ Tavola S1: Sistema delle qualità;
- ✓ Tavola S2: Sistema insediativo e mobilità;
- ✓ Tavola A1: Tutela dell'integrità fisica del territorio;
- ✓ Tavola A2. Vulnerabilità degli acquiferi;

- ✓ Tavola B1: Tutela dell'identità culturale del territorio di matrice naturale;
- ✓ Tavola B2: Tutela dell'identità culturale del territorio di matrice antropica;
- ✓ Tavola B2A: Tutela dell'identità culturale del territorio di matrice antropica;
- ✓ Tavola C: Assetto territoriale.

Di seguito si riportano gli estratti di tali tavole, con indicazione degli interventi di progetto, dalla cui analisi emerge che:

- ✓ Nell'ambito della tutela dell'integrità fisica del territorio (**Figura 13**) l'intervento non ricade in aree con pericolosità geomorfologica e/o idraulica;
- ✓ Nell'ambito della tutela dell'identità culturale del territorio di matrice antropica (**Figura 15**), tutte le opere in progetto, ad eccezione dell'area adibita ad ospitare il sottocampo 1 e 2, rientrano in zone di Insediamenti abitativi derivanti dalle bonifiche e dalla riforma agraria e inoltre l'elettrodotto MT interseca, nel suo tratto quasi terminale, un tratturo;
- ✓ Nell'ambito della tutela dell'identità culturale del territorio di matrice naturale(**Figura 14**), tutte le opere ricadono in aree agricole;
- ✓ Nell'ambito dell'assetto territoriale (**Figura 16**) tutte le opere ricadono in contesti rurali produttivi e il caviodotto attraversa per una quota parte un tessuto urbano storico;
- ✓ Nell'ambito del sistema delle qualità (**Figura 17**), le aree adibite ad ospitare l'intero impianto fotovoltaico rientrano in aree protette, l'elettrodotto MT attraversa, per una modesta parte, una zona perimetrata come "centri storici non urbani, insediamenti storici non urbani di fondazione" con beni culturali isolati e inoltre nel tratto terminale attraversa per una breve fascia un tratturo principale;
- ✓ L'intervento ricade in ambiti di vulnerabilità degli acquiferi elevata (**Figura 18**).

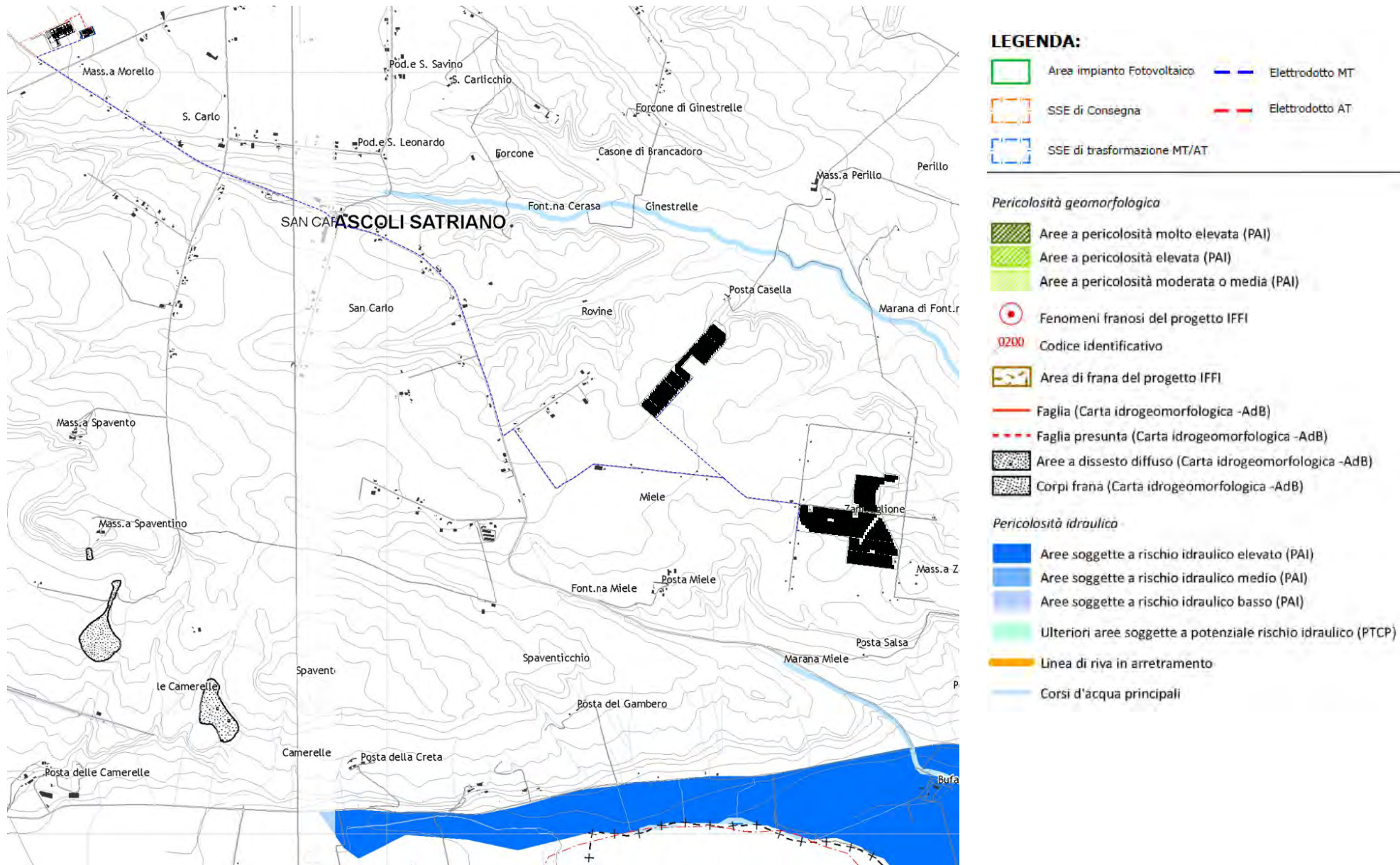


Figura 13 Stralcio elaborato SIA-TAV.05A – P.T.C.P. – Tutela dell'integrità fisica

Progetto per la realizzazione di un impianto fotovoltaico sito nel Comune di Ascoli Satriano (FG) in loc. "Zambaglione" e relative opere di connessione
 PROGETTO DEFINITIVO – Studio di Impatto Ambientale

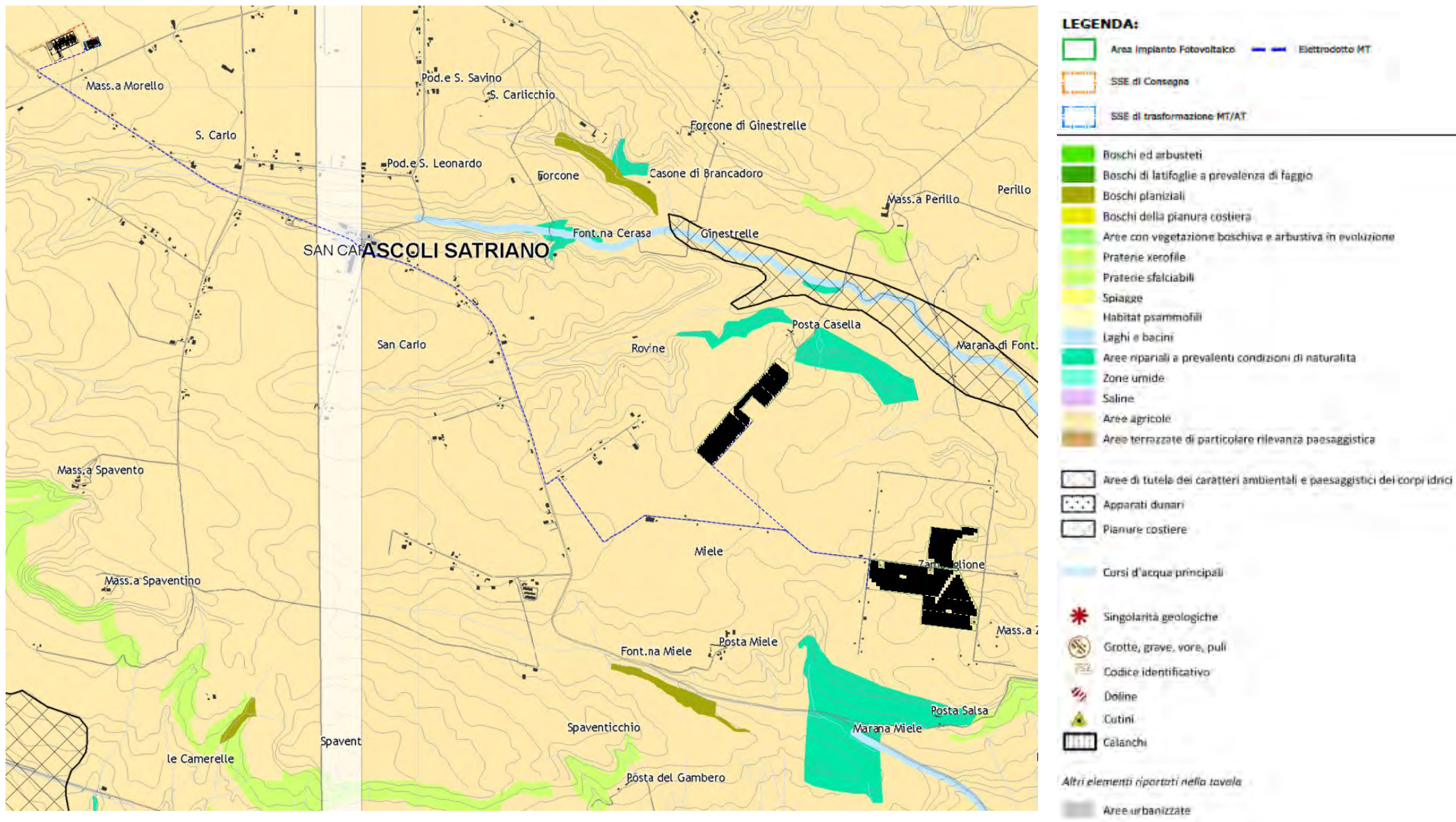


Figura 14 Stralcio elaborato SIA-TAV.05B – P.T.C.P. – Tutela identità culturale: elementi di matrice naturale

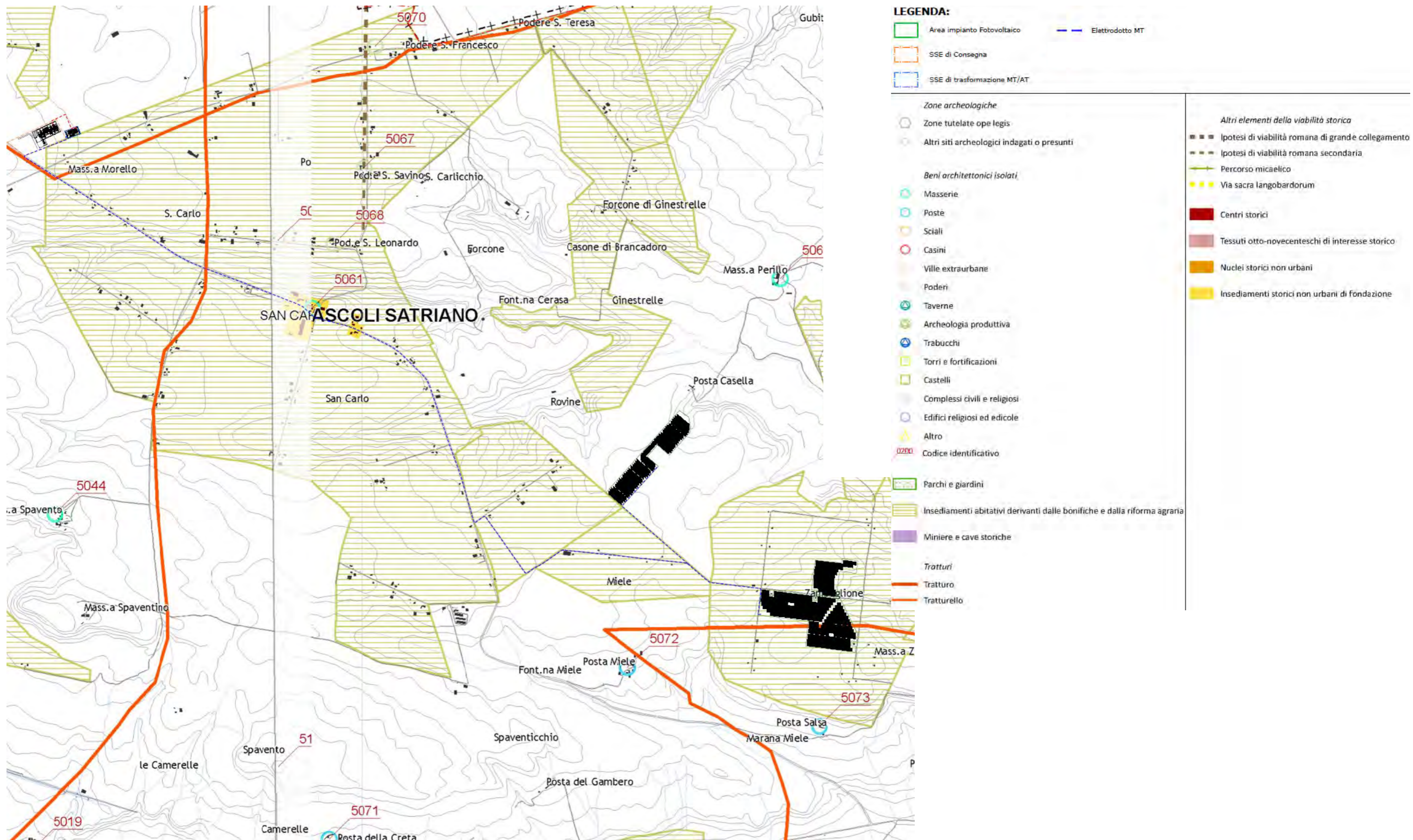
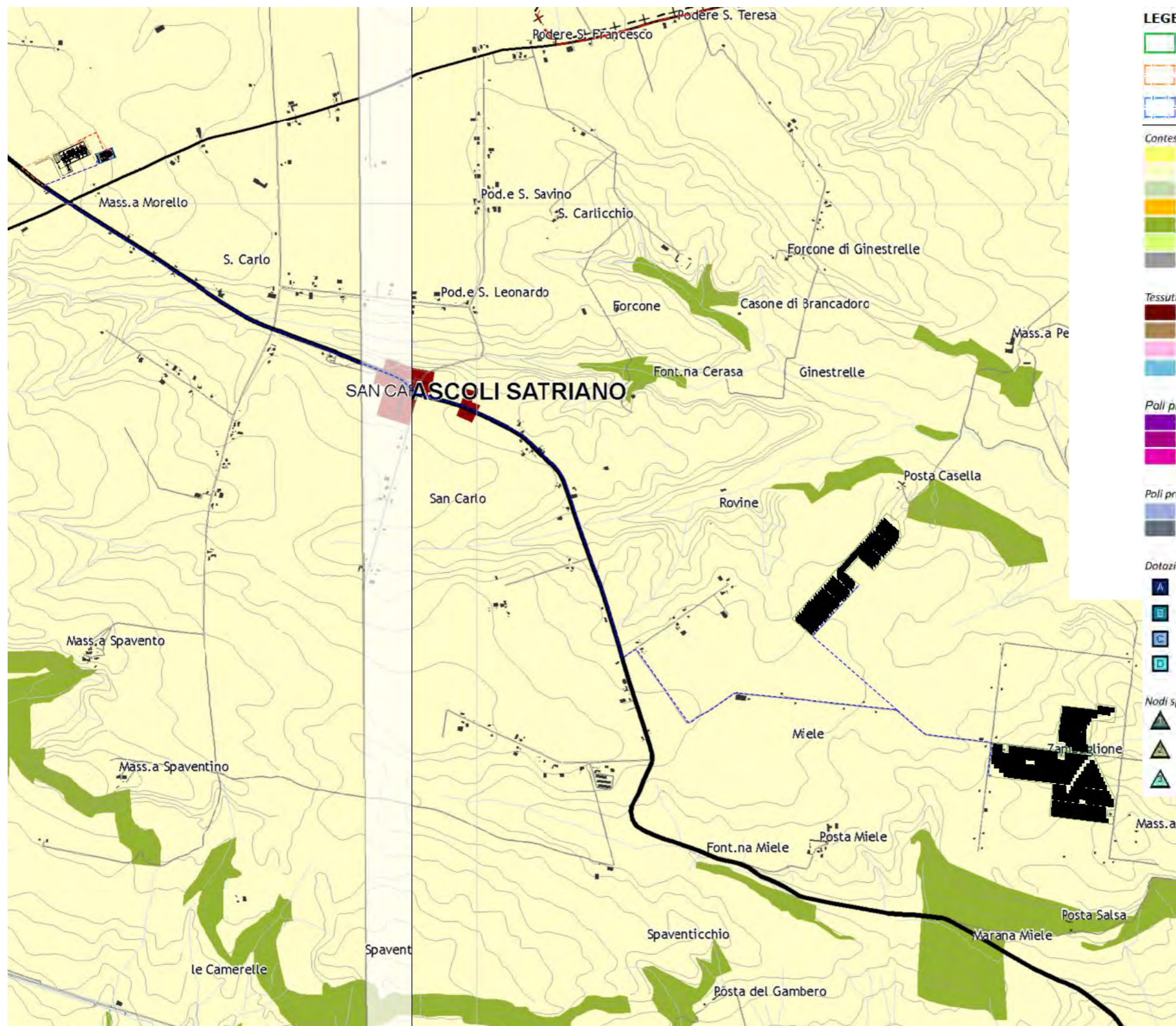


Figura 15 Stralcio elaborato SIA-TAV.05C – P.T.C.P. – Tutela identità culturale: elementi di matrice antropica



LEGENDA:

- Area impianto Fotovoltaico
 - SSE di Consegna
 - SSE di trasformazione MT/AT
 - Elettrodotta MT
- Contesti rurali**
- Periurbani
 - Produttivi
 - Marginali
 - Multifunzionali
 - Ambientali a prevalente assetto forestale
 - Ambientali a prevalente assetto agricolo tradizionale
 - Tessuti urbani discontinui nei contesti rurali
- Tessuti urbani**
- Storici
 - Recenti
 - Produttivi
 - Turistici costieri
- Poli produttivi**
- Da sviluppare
 - Da qualificare
 - Di attuazione differita
- Poli produttivi speciali**
- Saline di Margherita di Savoia
 - Cave di Apricena
- Dotazioni territoriali**
- A Impianti ed opere pubbliche destinate ad attività culturali a grande concorso di pubblico
 - B Sedi direzionali della pubblica amministrazione
 - C Attrezzature sanitarie e ospedaliere
 - D Strutture per l'istruzione superiore
- Nodi specializzati**
- A Centri commerciali o parchi ad essi assimilati, con grandi strutture distributive in sede fissa e del commercio all'ingrosso
 - B Centri congressi e centri direzionali e fieristici ed espositivi di livello sovralocale
 - C Strutture per manifestazioni sportive e spettacoli a elevata partecipazione di pubblico e parchi tematici e ricreativi

- Nodi specializzati per il trasporto**
- A Centri di interscambio strada-rocce
 - B Traghetto (traffico Ro-Ro)
 - C Centro di distribuzione urbano delle merci
 - D Elisoccorso
 - E Fermata metro mare
 - F Fermata principale di TPL gomma
 - G Stazione di interscambio ferrovia - fermata TPL gomma
 - H Stazione di interscambio ferrovia - metro marittimo
 - I Stazione di interscambio ferrovia - metro marittimo - fermata TPL gomma
 - J Stazione ferroviaria
 - K Aeroporti
- Armatura infrastrutturale per la mobilità di interesse sovralocale**
- Tipo A: Rete esistente
 - Tipo B: Rete esistente
 - Tipo B: Adeguamento/Potenziamento
 - Tipo B: Nuove realizzazioni
 - Tipo C: Rete esistente
 - Tipo C: Adeguamento/Potenziamento
 - Tipo C: Nuove realizzazioni
 - Tipo F: Rete esistente
 - Tipo F: Adeguamento/Potenziamento
 - Rampa: esistente
 - Rampa: Adeguamento/Potenziamento
 - Rampa: Nuova realizzazione
 - ferrovie
- Ulteriori elementi di interesse sovralocale**
- ▲ Pale eoliche esistenti
 - ▲ Parchi eolici in corso di realizzazione
 - ▲ Parchi eolici in corso di autorizzazione
 - ▲ Parchi eolici con localizzazione da verificare
 - Linee elettriche di alta tensione
 - Centrali elettriche di trasformazione
 - Discariche
 - Invasi

Figura 16 Stralcio elaborato SIA-TAV.05D – P.T.C.P. – Assetto territoriale

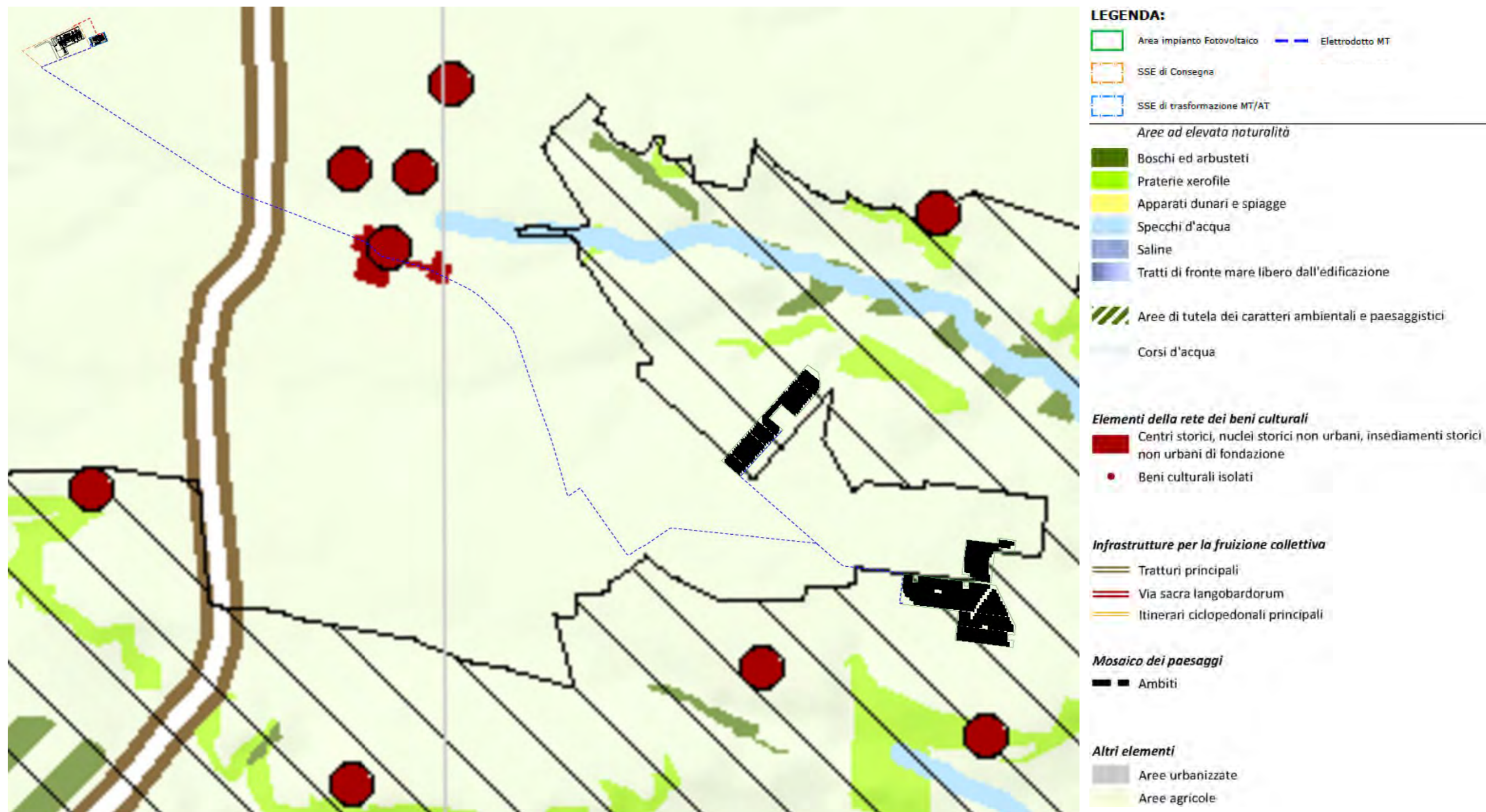


Figura 17 Stralcio elaborato SIA-TAV.05E – P.T.C.P. – Sistema delle qualità

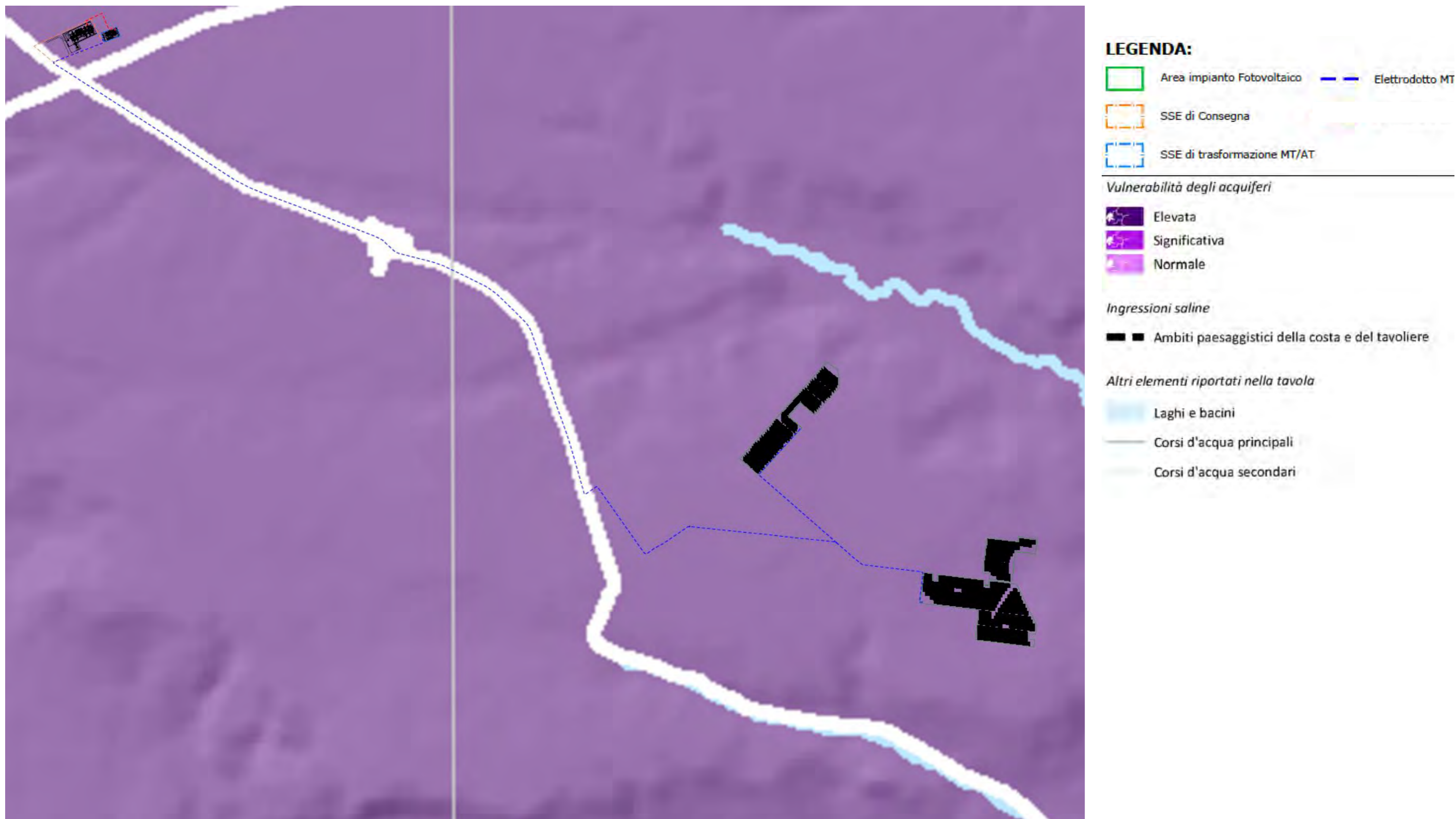


Figura 18 Stralcio elaborato SIA-TAV.05F – P.T.C.P. – Vulnerabilità degli acquiferi

C.4.2 Piano urbanistico generale (PUG)

Il Comune di Ascoli Satriano è dotato di un Piano Urbanistico Generale (PUG) approvato con la deliberazione di Consiglio Comunale n.33 del 29 Maggio 2008. Il PUG è stato redatto prima dell'entrata in vigore della sezione del Documento Regionale di Assetto Generale (DRAG) di cui alla DGR n.1328 del Marzo 2007 riguardante gli "indirizzi, criteri e orientamenti per la formazione dei piani urbanistici generali".

Il Piano dunque presenta il limite di non essere conforme a quanto previsto dagli indirizzi del DRAG; infatti il PUG, alla data di entrata in vigore del DRAG il 29/08/2007, risultava già adottato con DCC n. 14 del 15/02/2007 e trasmesso all'Assessorato Regionale all'Urbanistica con nota prot. n. 17738 del 27/07/2007 per l'attivazione della procedura di approvazione regionale.

Il PUG veniva quindi sottoposto al solo "controllo di compatibilità" da parte della Provincia e della Regione conseguendo un primo esito negativo formulato con DGR n. 2216 del 21/12/2007. In base alle disposizioni di cui all'art. 11 comma 9 della LR n.20/2001 il Sindaco, in data 22/01/2008, indiceva la prevista Conferenza di Servizi al fine di consentire ai competenti Uffici Regionali di indicare specificatamente le modifiche necessarie ai fini del controllo positivo. In tale Conferenza venivano prese in esame le carenze di approfondimento relative alle Aree protette, agli Ambiti Territoriali Distinti – ATD e agli Ambiti Territoriali Estesi – ATE del PUTT/P. Le necessità erano le seguenti:

- ✓ effettuare un ridimensionamento della zona artigianale la cui previsione di circa 70 ha derivava dal Programma di Fabbricazione;
- ✓ apportare modifiche alle NTA relative alle zone omogenee A e B;
- ✓ rettificare alcuni dati della verifica degli standard residenziali;
- ✓ ridimensionare la capacità insediativa eliminando la previsione della zona C4 e confermando la previsione di zona D del vecchio PDF, limitatamente al perimetro della zona C4 del PUG;
- ✓ integrare gli ATD del Sistema della Stratificazione storico-insediativa del PUTT/P con i siti di interesse archeologico individuati nella Carta dei beni messa a punto dall'Università di Foggia;
- ✓ modificare alcuni articoli delle NTA ed in particolare quelli relativi alle zone rurali.
- ✓ apportate tutte le necessarie modifiche agli elaborati scritto-grafici prescritte nelle suddette riunioni della Conferenza di Servizi, il PUG veniva approvato con DGR n. 1043 del 25/06/2008 ed entrava in vigore il 18/07/2008. Il PUG risulta

non corredato della Valutazione Ambientale Strategica perché redatto anteriormente all'entrata in vigore del DRAG di cui alla DGR n. 1328 del 3/8/2007 che, in aderenza alla Direttiva 2001/42/CE l'ha invece resa obbligatoria anche per la pianificazione di livello comunale risolvendo in tal modo anche una certa indeterminazione della legislazione nazionale e regionale chiaritasi con il D.Lgs. 4/2008.

L'avvio di attuazione del PUG ha fatto subito emergere alcune incongruenze normative e cartografiche che sono riepilogate nell'Atto di Indirizzo per la formazione della Variante al PUG di cui alla DGM n. 166 del 22/12/2011. La decisione della Giunta Municipale di attivare l'iter di formazione della Variante generale al PUG comporta, ai sensi dell'art. 12 della LR 20/2001, l'attivazione delle stesse procedure della formazione ex novo di un PUG, così come delineate dagli artt. 9 e 11 della LR 20/2001 e come meglio precisate ed articolate nel DRAG.

Gli obiettivi della Variante Generale sono i seguenti:

- ✓ tenere conto dei nuovi quadri conoscitivi, e in particolare delle nuove analisi prodotte dalla Regione e dall'Autorità di Bacino;
- ✓ definire una ricognizione puntuale delle risorse paesaggistiche da sottoporre alla tutela del PUTT/P;
- ✓ costruire dei nuovi e più adeguati quadri Interpretativi che individuino le invarianti strutturali ed i contesti territoriali urbani e rurali nei quali distinguere e normare le diverse parti in cui s'articola il territorio in luogo della zonizzazione funzionale che è ancora a base del vigente PUG;
- ✓ pervenire alla nuova definizione sia del PUG/S (piano strutturale) che del PUG/P (piano operativo) e delle connesse NTA (norme tecniche di attuazione) in conformità al DRAG;
- ✓ istituire l'Ufficio di Piano, in conformità a quanto previsto dallo stesso DRAG, a supporto della redazione della Variante Generale.

Per quanto concerne la conformità del progetto in esame al PUG del comune di Ascoli Satriano si riportano, di seguito, gli estratti delle tavole d'interesse con indicazione degli interventi di progetto dalla cui analisi emerge che:

- ✓ le opere in progetto presentano alcune interferenze con la struttura idro-geo-morfologica. In particolare, come si evince dall'elaborato in **Figura 19**, il cavidotto MT attraversa in diversi punti (n. 2) i corsi d'acqua cartografati ed aree che sono perimetrate come "altre componenti paesaggistiche" e nel dettaglio

come formazioni idrogeomorfologiche caratteristiche del territorio ascolano: Marane a cui, in alcuni tratti, va inoltre associato anche dal punto di vista delle componenti geomorfologiche la dicitura di “versanti con pendenza maggiore del 20% a anche ;

- ✓ come mostrato in **Figura 20** le opere di progetto non interferiscono in alcun modo con gli elementi caratteristici del territorio di Ascoli Satriano;
- ✓ le opere di progetto non presentano sovrapposizione con le Componenti Culturali e Insediative fatta eccezione per il cavidotto che, in due diversi tratti, attraversa un’area perimetrata come “ Ulteriori Contesti Paesaggistici” (**Figura 21**);
- ✓ l’intera area di progetto interessa aree perimetrata come “Zone per attività agricole – Art. 4.02/adeq” come mostrato in **Figura 22** e inoltre per alcune porzioni (sia per quanto concerne le aree destinate ad ospitare l’impianto fotovoltaico sia per le aree destinate ad ospitare il cavidotto) si attraversano zone che in merito all’esposizione visuale vengono indicate a media visibilità.

Progetto per la realizzazione di un impianto fotovoltaico sito nel Comune di Ascoli Satriano (FG) in loc. "Zambaglione" e relative opere di connessione
 PROGETTO DEFINITIVO – Studio di Impatto Ambientale

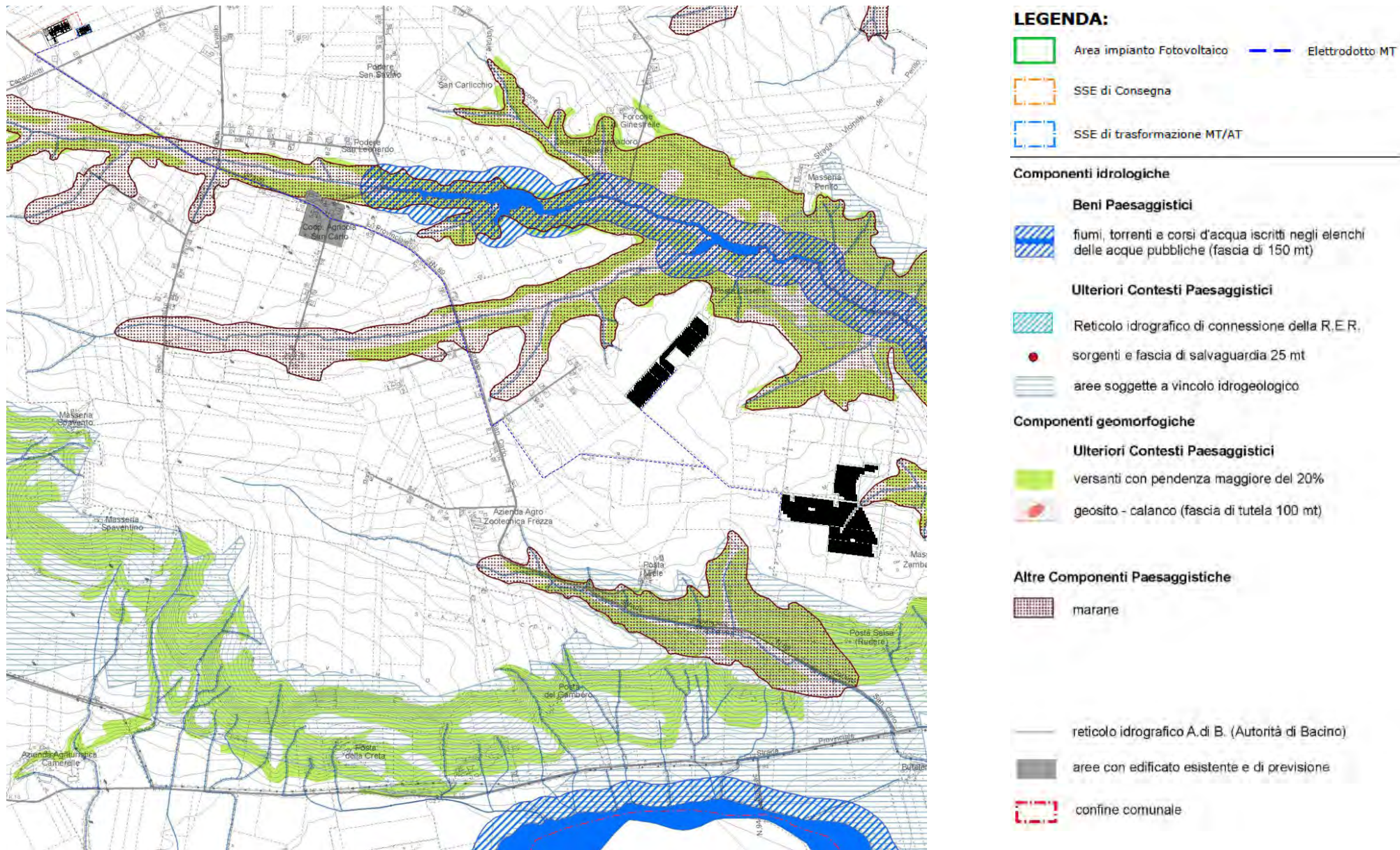


Figura 19 Stralcio elaborato SIA-TAV.04A – P.U.G. – Struttura Idro-Geo-Morfologica

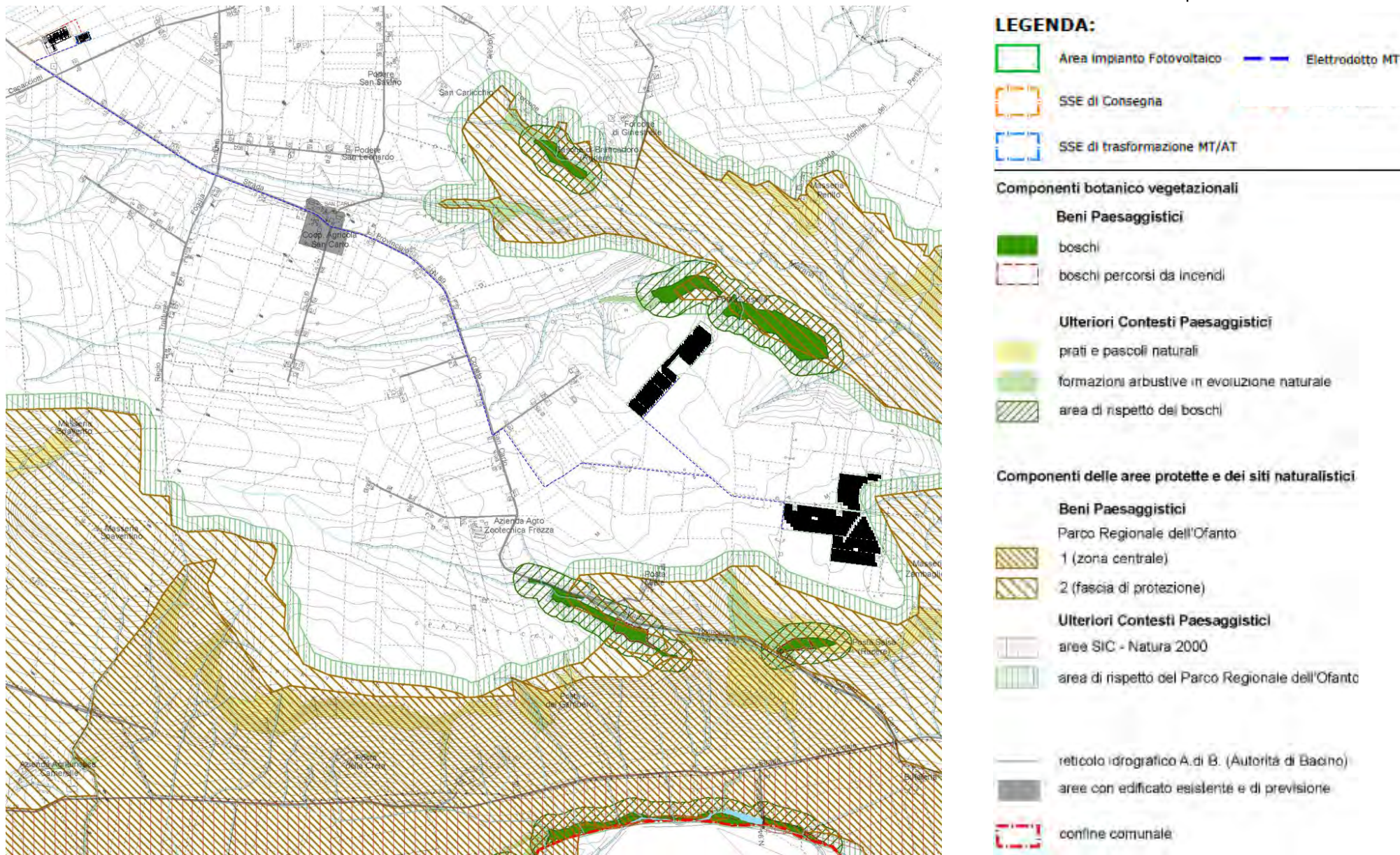


Figura 20 Stralcio elaborato SIA-TAV.04B– P.U.G. – Struttura Ecosistemica Ambientale

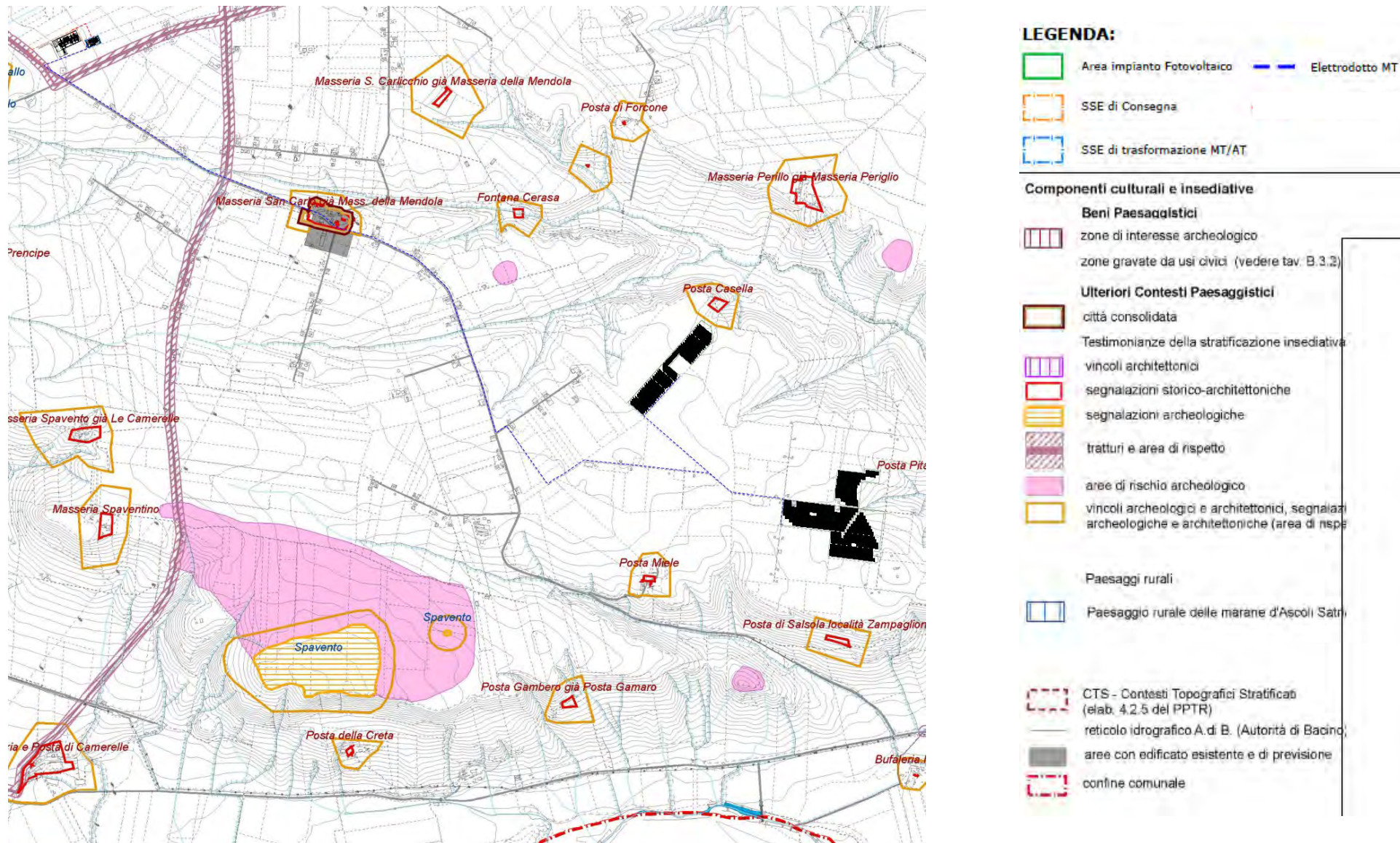


Figura 21 Stralcio elaborato SIA-TAV.04C- P.U.G. – Struttura Antropica e Storico-Culturale: Componenti culturali ed insediative

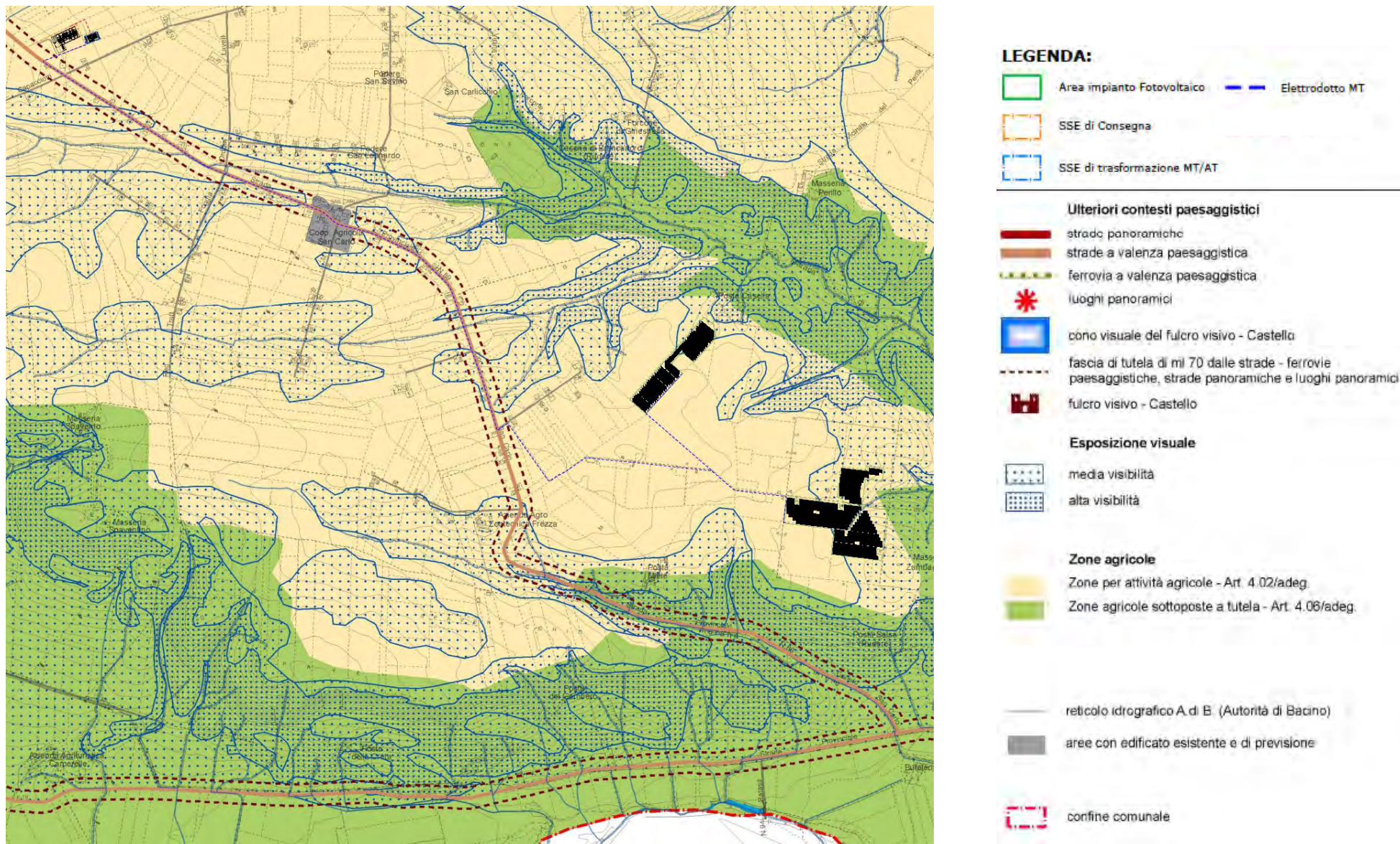


Figura 22 Stralcio elaborato SIA-TAV.04D- P.U.G. – Struttura Antropica e Storico-Culturale: Componenti dei valori percettivi

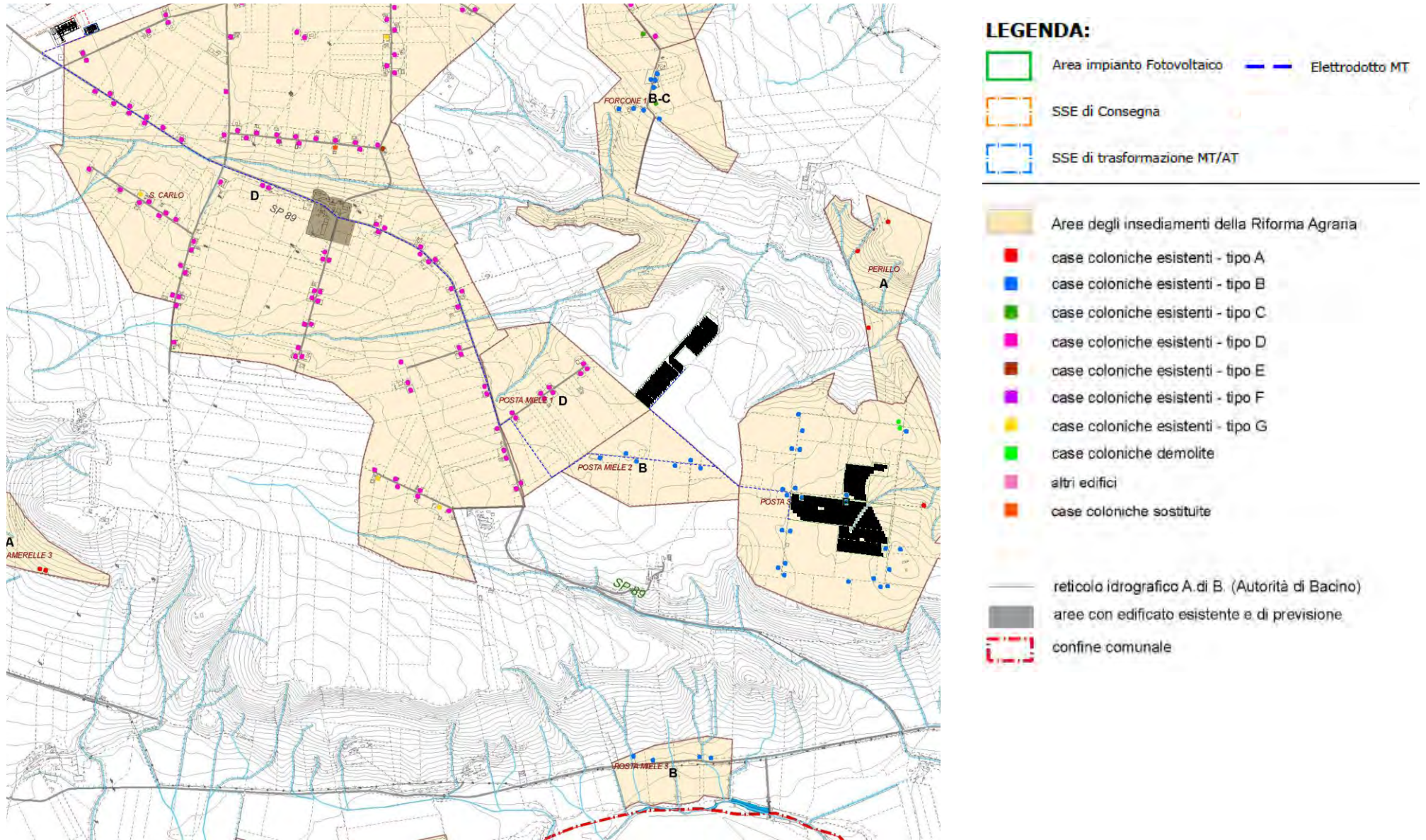


Figura 23 Stralcio elaborato SIA-TAV.04E– P.U.G. – Struttura Antropica e Storico-Culturale: I poderi della riforma agraria

C.5 GESTIONE DEL TERRITORIO

C.5.1 Piani di Gestione della Rete Natura 2000

La direttiva Habitat 92/43/CEE rappresenta il riferimento comunitario per la conservazione della biodiversità; il suo obiettivo è di realizzare la Rete Natura 2000, prevista dall'art. 3 e sancita ulteriormente dalla Dichiarazione EECONET (European Ecological Network), sottoscritta a Maastricht nel 1993. Le reti ecologiche sono un tentativo di frenare la degradazione ambientale attraverso un sistema di connessioni tra aree naturali, che garantisca la continuità degli habitat e la conseguente permanenza di specie di fauna e flora nel territorio.

La conservazione delle specie a lungo termine non può, infatti, essere garantita dai soli Parchi e Riserve, che possono rappresentare delle "isole" in un ampio territorio non protetto, ma deve essere raggiunta con un sistema più complesso, in cui si trovino collegamenti territoriali tra le diverse aree protette, attraverso "corridoi ecologici", spazi che consentono lo spostamento delle specie tra le diverse zone tutelate, o attraverso le "aree di recupero ambientale", aree naturali degradate che, con opportuna gestione, possono essere recuperate. La Rete Natura 2000 comprende:

- a. Siti d'Importanza Comunitaria (SIC), previsti dalla stessa Direttiva Habitat 92/43, che, alla fine dell'iter istitutivo, prenderanno il nome di Zone Speciali di Conservazione (ZSC), aree in cui sarà garantita la conservazione di habitat minacciati di frammentazione;
- b. Zone di Protezione Speciale (ZPS), la cui istituzione era già prevista dalla direttiva Uccelli 79/409/CEE per la conservazione di aree destinate alla tutela di specie di uccelli minacciate ed è stata ribadita dalla Direttiva Habitat.

Con la Direttiva "Uccelli" l'UE ha deliberato di adottare le misure necessarie per preservare, mantenere o ristabilire una varietà e una superficie sufficienti di habitat per tutte le specie viventi allo stato selvatico nel territorio europeo, elencando nell'Allegato I le specie per le quali sono previste misure speciali di conservazione, tra cui l'individuazione di Zone di Protezione Speciale (ZPS). Le aree che compongono la rete Natura 2000 non sono riserve rigidamente protette dove le attività umane sono escluse; la Direttiva Habitat intende garantire la protezione della natura tenendo anche "conto delle esigenze economiche, sociali e culturali, nonché delle particolarità regionali e locali" (Art. 2). I SIC e le ZPS coprono complessivamente il 21% circa del territorio nazionale. In Italia, nel 1995 il Ministero dell'Ambiente ha dato vita al progetto "Bioitaly"

con l'obiettivo di recepire e dare concreta attuazione alle Direttive "Habitat" ed "Uccelli". Tale progetto ha previsto la raccolta, la sistematizzazione delle informazioni sui biotopi, sugli habitat naturali e seminaturali di interesse comunitario e sulla loro collocazione geografica. Si è così giunti all'identificazione di quali e dove fossero, sul territorio italiano, habitat e specie di interesse comunitario e si è, dunque, proceduto a segnalare tali aree, denominate Siti di Interesse Comunitario (SIC), alla Commissione Europea affinché venissero incluse nella Rete Natura 2000. I dati relativi ad ogni SIC sono stati poi riportati in specifiche schede di sintesi formulario standard, complete di cartografia. L'insieme delle informazioni acquisite grazie al Progetto Bioitaly ha costituito, inoltre, la base della "Carta della Natura", strumento che ha permesso di identificare lo stato dell'ambiente naturale e stimarne qualità e vulnerabilità. Più recentemente, dopo la procedura d'infrazione e la condanna da parte del CGE, il regolamento d'attuazione 357/97 della Direttiva 92/43 è stato modificato con il DPR 120/2003, che definisce sia la questione dei siti proposti, sia quella della prevalenza dei SIC sui piani territoriali ed urbanistici.

Ai sensi del D.P.R. 8 settembre 1997, n. 357 "Regolamento recante attuazione della Direttiva n. 92/43/CEE relativa alla conservazione degli habitat naturali e semi naturali, nonché della flora e della fauna selvatiche" e successive modifiche e integrazioni, spetta alla Regione assicurare per i SIC, nonché per le ZPS, "opportune misure per evitare il degrado degli habitat naturali e degli habitat di specie, nonché la perturbazione delle specie per cui le zone sono state designate" (art. 4, comma 1); spetta, altresì, alla Regione, sulla base di linee guida per la gestione delle aree della rete "Natura 2000", da adottarsi con Decreto del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, l'adozione sia per le ZSC sia per le ZPS, entro sei mesi dalla loro designazione, delle "misure di conservazione necessarie che implicano all'occorrenza appropriati piani di gestione specifici o integrati ad altri piani di sviluppo e le opportune misure regolamentari, amministrative o contrattuali che siano conformi alle esigenze ecologiche dei tipi di habitat naturali di cui all'allegato A e delle specie di cui all'allegato B presenti nei siti" (art. 4, comma 2).

La Rete Natura 2000 nella Regione Puglia è costituita da Siti di Importanza Comunitaria (SIC), previsti dalla "Direttiva Habitat", da Zone Speciali di Conservazione (ZSC), previste dalla stessa Direttiva ed istituite con Decreto del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 10 luglio 2015, nonché da Zone di Protezione Speciale (ZPS), previste dalla "Direttiva Uccelli" (Direttiva 79/409/CEE sostituita dalla Direttiva

2009/147/CE).

Dei SIC non dotati di un Piano di Gestione si è reso necessario provvedere alla redazione di Misure di conservazione, pertanto con D.G.R. n. 262 del 08.03.2016 la Giunta Regionale ha adottato lo schema di Regolamento recante “Misure di Conservazione ai sensi delle Direttive Comunitarie 2009/147 e 92/43 e del D.P.R. 357/97 per i SIC e le ZSC”. Con la stessa delibera, la Giunta ha disposto la pubblicazione sul presente sito del database delle osservazioni pervenute durante il processo partecipato per la redazione delle misure di conservazione. Con R.R. n. 6 del 10.05.2016 la giunta regionale ha emanato il Regolamento recante Misure di Conservazione ai sensi delle Direttive Comunitarie 2009/147 e 92/43 e del D.P.R. 357/97 per i Siti di Importanza Comunitaria (SIC). Lo schema di regolamento è stato aggiornato con D.G.R. n.646 del 02.05.2017 recante “Approvazione definitiva dello schema di Regolamento ai sensi dell’art. 44, co. 2, dello Statuto regionale così come modificato dall’art. 3, co. 1, lett. b, della L.R. n. 44/2014” così come è stato aggiornato il Regolamento per mezzo del R.R. n. 12 del 10 maggio 2017 e relativo allegato contenente gli Obiettivi di conservazione per i siti della Rete Natura 2000 della Regione Puglia.

Dall’analisi della relativa cartografia si può evincere che il territorio interessato dal progetto non interferisce con siti di rilevanza naturalistica. L’area protetta più vicina (a circa 30 km) ma comunque esterna all’area di studio è il SIC “Accadia –Deliceto” identificato con il codice IT9110033 e rappresentato nella **Figura 24**.

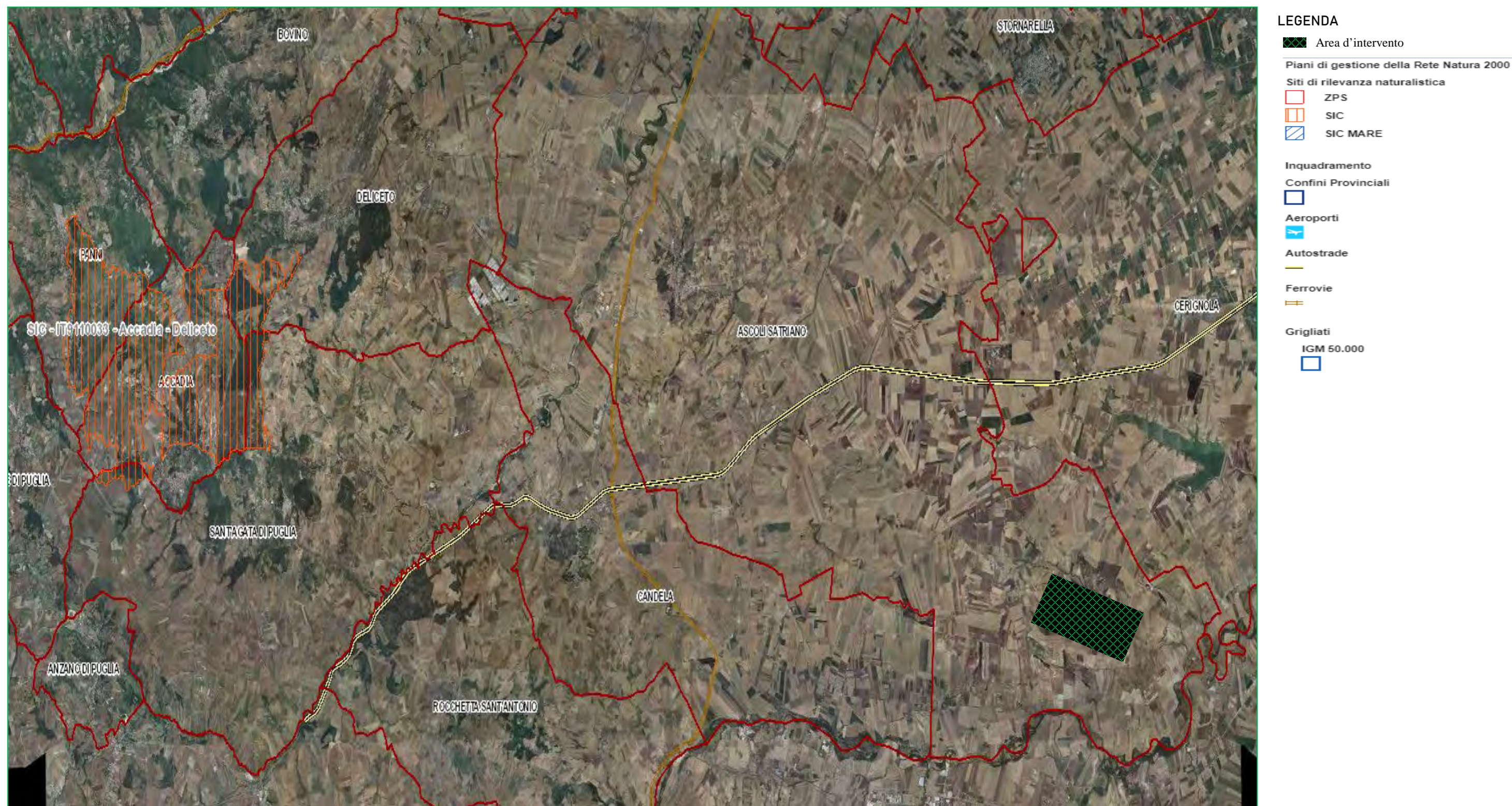


Figura 24 Cartografia relative alle aree interessate dai Piani di Gestione della Rete Natura 2000

C.5.2 Uso del suolo

I dati sull'uso del suolo, sulla copertura vegetale e sulla transizione tra le diverse categorie d'uso figurano tra le informazioni più frequentemente richieste per la formulazione delle strategie di gestione sostenibile del patrimonio paesistico-ambientale e per controllare e verificare l'efficacia delle politiche ambientali e l'integrazione delle istanze ambientali nelle politiche settoriali (agricoltura, industria, turismo, ecc.).

Dall'analisi dello stralcio della Carta uso del suolo aggiornata al 2011 (**Figura 25**) si rileva che l'area interessata dal progetto in esame rientra nell'aree cartografate come "superfici agricole utilizzate" e "superfici boscate ed altri ambienti naturali".

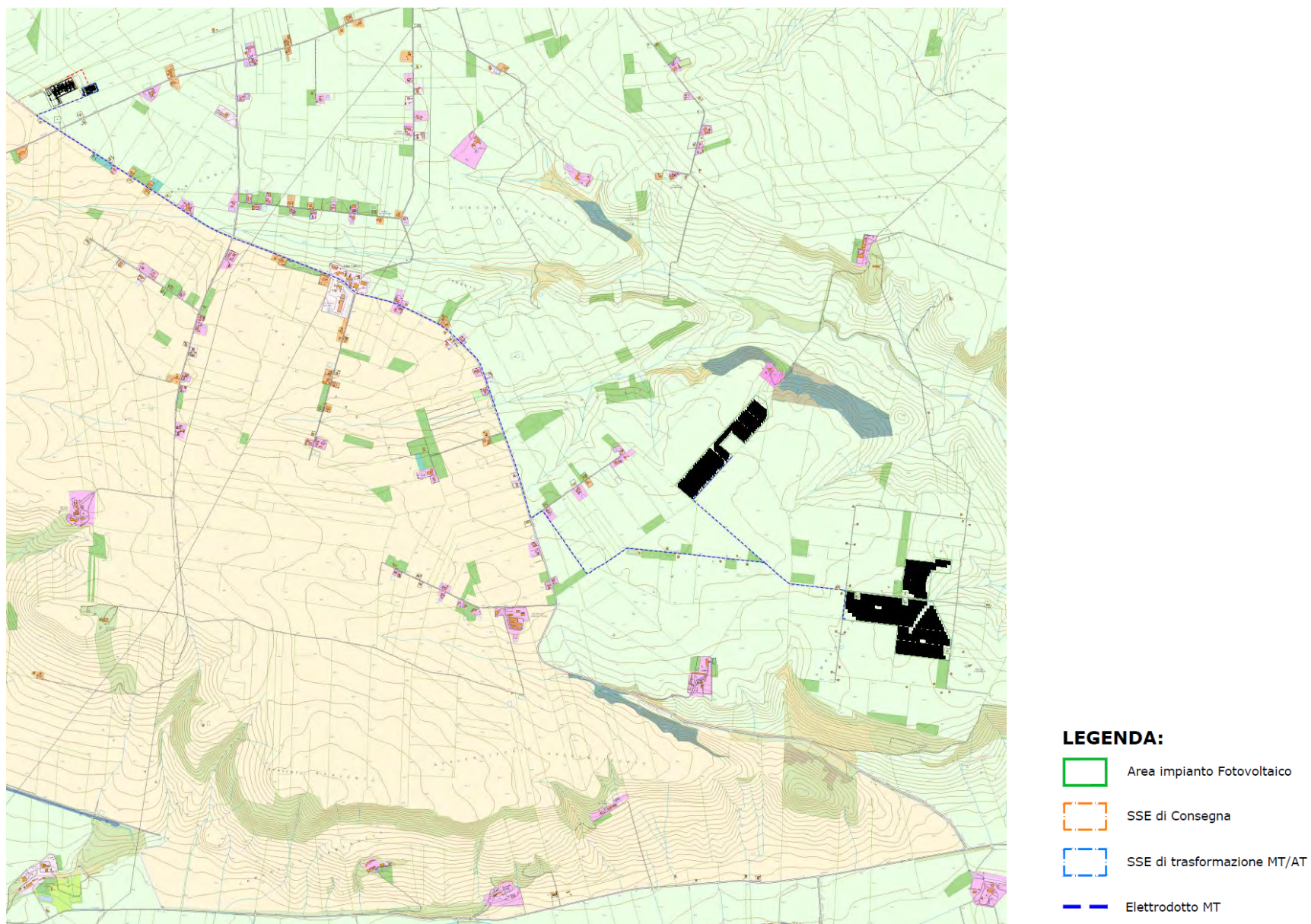


Figura 25 Stralcio elaborato SIA-TAV.07 – Carta uso del suolo 2011

Progetto per la realizzazione di un impianto fotovoltaico sito nel Comune di Ascoli Satriano (FG) in loc. "Zambaglione" e relative opere di connessione
PROGETTO DEFINITIVO – Studio di Impatto Ambientale

I Livello	II Livello	III Livello	IV Livello	2 Superfici agricole utilizzate	3 Superfici boscate ed altri ambienti naturali	4 Ambienti umido	5 Ambiente delle acque				
1 Superfici artificiali	1.1 Insediamento residenziale	1.1.1 Insediamento continuo	1.1.1.1 Tessuto residenziale continuo, antico e denso	2.1 Seminatrici	2.1.1 Seminatrici in aree non irrigue	2.1.1 Seminatrici semplici in aree non irrigue	5.1.1 Corsi d'acqua, canali e idrovie				
			1.1.1.2 Tessuto residenziale continuo, denso più recente, basso					2.1.1.2 Colture orticole in piano campo, in serra e sotto plastica in aree non irrigue	5.1.1.1 Fiumi, torrenti e fossi		
			1.1.1.3 Tessuto residenziale continuo, denso più recente, alto					2.1.2 Seminatrici in aree irrigue		5.1.1.2 Canali e idrovie	
			1.1.2 Insediamento discontinuo						1.1.2.1 Tessuto residenziale discontinuo		2.1.2.1 Seminatrici semplici in aree irrigue
								1.1.2.2 Tessuto residenziale rado e nucleiforme	2.1.2.2 Colture orticole in piano campo, in serra e sotto plastica in aree irrigue	5.1.2.1 Bacini senza manifeste utilizzazioni produttive	
								1.1.2.3 Tessuto residenziale sparso		5.1.2.2 Bacini con prevalente utilizzazione per scopi irrigui	
		5.1.2.3 Acquacolture									
		1.2 Insediamento produttivo, dei servizi generali pubblici e privati, dalle reti e delle aree infrastrutturali	1.2.1 Insediamento industriale, commerciale e dei grandi impianti di servizi	1.2.1.1 Insediamento industriale o artigianale con spazi annessi	2.2 Colture permanenti	2.2.1 Vigneti	5.2 Acque marine	5.2.1 Lagune, laghi e stagni costieri			
				1.2.1.2 Insediamento commerciale		2.2.2 Frutti e frutti minori			5.2.2 Estuari		
				1.2.1.3 Insediamento dei grandi impianti di servizi pubblici e privati		2.2.3 Oliveti					
	1.2.1.4 Insediamenti ospedalieri			2.2.4 Altre colture permanenti							
	1.2.1.5 Insediamenti degli impianti tecnologici			2.3 Prati stabili (foraggere permanenti)		2.3.1 Superfici a copertura erbacea densa					
	1.2.1.6 Insediamenti produttivi agricoli					2.4 Zone agricole eterogenee			2.4.1 Colture temporanee associate a colture permanenti		
	1.2.1.7 Insediamenti in disuso								2.4.2 Sistemi colturali e particolari complessi		
	1.2.2 Reti ed aree infrastrutturali								2.4.3 Aree prevalentemente occupate da colture agrarie con presenza di spazi naturali		
	1.2.2.1 Reti stradali e spazi accessori (vincoli, stazioni di servizio, aree di parcheggio, ecc.)		2.4.4 Aree agroforestali								
	1.2.2.2 Reti ferroviarie comprese le superfici annessi		3.1 Aree boscate	3.1.1 Boschi di latifoglie							
	1.2.2.3 Grandi impianti di concentrazione e smistamento merci	3.1.2 Boschi di conifere									
	1.2.2.4 Aree per impianti delle telecomunicazioni	3.1.3 Boschi misti di conifere e latifoglie									
	1.2.2.5 Reti ed aree per la distribuzione, la raccolta e il trasporto dell'energia	3.1.4 Prati alberati e pascoli alberati									
1.2.3 Aree portuali	3.2 Ambienti caratterizzati da copertura vegetale prevalentemente erbacea in evoluzione naturale	3.2.1 Aree a pascolo naturale praterie, incerti									
1.2.4 Aree aeroportuali ed elipodi		3.2.2 Cespuglieti e arbusteti									
1.3 Aree estrattive, cantieri, discariche e terreni artefatti ed abbandonati		1.3.1 Aree estrattive	3.2.3 Aree a vegetazione sclerofilla								
			1.3.2 Discariche e depositi di rottami	3.2.4 Aree a vegetazione arborea e arbustiva in evoluzione							
	1.3.3 Cantieri		3.2.4.1 Aree a ricolonizzazione naturale								
	1.3.3.1 Cantieri, spazi in costruzione e stavi	3.2.4.2 Aree a ricolonizzazione artificiale (imboschimenti nella fase di novello)									
1.3.3.2 Suoli rimangiati ed artefatti	3.3 Zone aperte con vegetazione rada o assente	3.3.1 Spiagge, dune e sabbie									
1.3.3.2 Suoli rimangiati ed artefatti		3.3.2 Rocce nude, fessie, affioramenti									
1.4 Aree verdi urbanizzate		3.3.3 Aree con vegetazione rada									
1.4.1 Aree verdi urbane	1.4.2 Aree ricreative e sportive	3.3.4 Aree interessate da incendi o da altri eventi dannosi									
		1.4.2.1 Campeggi, strutture turistiche ricettive a bungalow o simili	4.1 Zone umide interne	4.1.1 Paludi interne							
		1.4.2.2 Aree sportive (calcio, atletica, tennis,ippocroni, golf, ecc)		4.2 Zone umide marine	4.2.1 Paludi salmastre						
		1.4.2.3 Parchi di divertimento (acquapark, zoosafari o simili)			4.2.2 Salina						
1.4.2.4 Aree archeologiche	4.2.3 Zone intertidali marine										
1.4.3 Cimiteri											

C.6 INQUADRAMENTO TERRITORIALE E UBICAZIONE DELL'INTERVENTO

C.6.1 Il Comune di Ascoli Satriano

Il centro urbano di Ascoli Satriano si erge, ad una quota massima di ml. 443 s.l.m., sulla piana del Carapelle, costituendo con Lucera, Troia, Castelluccio dei Sauri e Cerignola un emiciclo intorno a Foggia. Il territorio del Comune di Ascoli Satriano ha un'estensione di 334,57 Km², confina a Nord con i

territori comunali di Foggia e Ortona, ad Est con quelli dei comuni di Orta

Nova, Stornarella, Cerignola; a Sud con quelli di Lavello, Melfi e Candela, ad Ovest con Deliceto e Castelluccio dei Sauri e ad esso appartengono due isole amministrative nel territorio del Comune di Cerignola. Il territorio comunale di Ascoli Satriano è

ricompreso nel sub-sistema del Tavoliere Meridionale ed è attraversato dal fiume Carapelle secondo la direttrice Sud-Ovest Nord-Est, mentre al limite settentrionale e meridionale viene lambito dai fiumi Cervaro ed Ofanto. Fuorché l'Ofanto, i suddetti



Posizione del comune di Ascoli Satriano nella provincia di Foggia



corsi d'acqua hanno carattere torrentizio e le portate assumono un valore significativo solo a seguito di precipitazioni particolarmente abbondanti e prolungate nel tempo. Il paesaggio di Ascoli Satriano è caratterizzato dalle cosiddette "marane". La zona che si estende tra la collina di Ascoli Satriano e la foce del fiume Ofanto ospita, dapprima i centri abitati di Orta Nova, Ortona, Carapelle, Stornara e Stornarella, noti col nome di reali siti; e, più avanti, quasi al confine tra la Puglia piana e la terra di Bari, la cittadina di Cerignola. Questo paesaggio è caratterizzato dalla presenza delle cosiddette marane, tipici corsi d'acqua del basso Tavoliere. L'insediamento di Ascoli Satriano è situato su un'altura che si divide in tre colline, dette Pompei, Castello e Serpente, e domina verso est il paesaggio del seminativo a trama larga e verso ovest il paesaggio della valle del Carapelle.

Nel territorio di area vasta si registra un elevato tasso di antropizzazione; Il vastissimo territorio, ondulato a sud-ovest sulla ultima propaggine del sub Appennino Dauno, si fa pianeggiante a nord est fino alla confluenza nel Tavoliere. I terreni, costituiti da argilla, ciottoli e sabbia, e in parte coperti da boschi e mezzane, sono coltivati in assoluta prevalenza a cereali (grano duro) e per il resto a uliveti, frutteti, vigneti ed orti.

Il settore portante della città e del suo circondario è l'agricoltura. Questa importanza è riscontrabile dall'analisi del dato della superficie totale nell'ambito del territorio comunale utilizzata per l'attività agricola: secondo il sesto censimento dell'agricoltura (fonte ISTAT), nell'anno 2010 circa 26950 ettari di superficie interna al comune erano utilizzati per questo settore (circa l'80%).

Utilizzazione del terreno per ubicazione delle unità agricole

Tipo dato		superficie dell'unità agricola - ettari								
Anno		2010								
Utilizzazione dei terreni dell'unità agricola	superficie totale (sat)	superficie agricola utilizzata (sau)	superficie agricola utilizzata (sau)					arboreicoltura da legno annessa ad aziende agricole	boschi annessi ad aziende agricole	superficie agricola non utilizzata e altra superficie
			seminativi	vite	coltivazioni legnose agrarie, escluso vite	orti familiari	prati permanenti e pascoli			
Territorio										
Ascoli Satriano	26950,83	26453,68	25251,56	71,68	900,25	9,75	220,44	0,14	69,57	427,44

C.6.2 Caratteristiche geologiche

- ✓ substrato geologico: sabbie silicee gialle, conglomerati poligenici;
- ✓ età: Pliocene – Pleistocene inferiore (Calabriano);
- ✓ erodibilità: altissima;

- ✓ morfologia forme del rilievo: costituiscono un passaggio collinoso, a luoghi dolcemente ondulato, a luoghi caratterizzati da ripiani delimitati da ripide scarpate, create di solito da fenomeni erosive. Altitudine che oscilla fra 250 e 800 m.s.l.m., ma la maggior parte di questi terreni è compresa fra 300 e i 600 m s.l.m.;
- ✓ permeabilità: permeabilità per porosità, da media ad elevate, variabile sia in orizzontale sia in verticale. In presenza di frequenti intercalazioni argillose la permeabilità diminuisce;
- ✓ idrologia superficiale: densità di drenaggio molto scarsa, pressoché assente;
- ✓ idrologia sotterranea: modeste falde acquifere sospese, sostenute da intercalazioni limo argillose. Piccole sorgenti si impostano al contatto con le sottostanti argille azzurre;
- ✓ caratteristiche geotecniche: sono sabbie silicee a grana fine e media, più o meno argillose, di colore giallastro per l'alterazione di ossidi di ferro. Il cemento è calcareo, oppure argilloso e di solito è scarso. Si tratta di materiali caratterizzato da estrema variabilità granulometrica poiché alle sabbie prevalenti si associano limi, ghiaie e argille, che spesso formano livelli intercalate. Il carico ammissibile in fondazione non dovrebbe mai superare I 3Kg/cm² nelle condizioni migliori. Nel complesso si tratta di materiali avente caratteristiche meccaniche da mediocri a scadenti;
- ✓ stabilità dissesti: costituisce un terreno mediamente stabile e capace di sopportare carichi non indifferenti allorché si trova in posizione morfologica pianeggiante. Può invece risentire in maniera notevole di sbancamenti e tagli e in tal caso dà luogo a dissesti; questi possono essere favorite anche da sovraccarichi artificiali in posizione di versante. I dissesti più comuni sui versanti sono le frane di scoscendimento e di scivolamento in corrispondenza delle incisioni fluviali.

C.6.3 Caratteristiche pedologiche

In relazione alle caratteristiche pedologiche dell'agro in esame ricordiamo che la giacitura dei terreni è in generale pianeggiante ed i fondi non hanno una specifica sistemazione di bonifica poiché la natura del suolo e del sottosuolo è tale da consentire una rapida percolazione delle acque.

Dal punto di vista pedologico il terreno è povero di scheletro in superficie, mediamente

ricco di elementi minerali.

La roccia madre si trova ad una profondità tale da garantire un buon strato di suolo alla vegetazione; in definitiva i terreni agrari più rappresentati sono a medio impasto tendente allo sciolto, profondi, poco soggetti ai ristagni idrici, di reazione neutra, con un buon franco

di coltivazione. Per effetto delle caratteristiche geomorfologiche e climatiche, il territorio risulta oggetto ad una serie di problematiche:

- ✓ prima fra tutte la carenza di acqua;
- ✓ conseguentemente il sovra-sfruttamento della falda freatica che determina una contaminazione salina dell'acquifero carsico profondo;
- ✓ ai fini dell'esercizio delle attività produttive un fattore critico limitante nello sfruttamento del suolo è rappresentato dal progressivo processo di "desertificazione".

Oltre alle condizioni climatiche avverse, l'evoluzione di tali processi è fortemente condizionata da altri fattori quali l'attività estrattiva, la monocoltura (ringrano), il pascolo continuo che tendono a ridurre il contenuto di sostanza organica e aumentare i fenomeni erosivi.

C.6.4 Il clima

Il clima della Puglia è tipicamente mediterraneo con inverni miti ed estati calde e generalmente lunghe e secche. Lungo le coste, adriatica e ionica, il clima presenta carattere marittimo, con escursioni termiche stagionali meno spiccate; mentre nell'entroterra, ovvero nel Tavoliere e nel promontorio del Gargano, il clima presenta, invece, caratteristiche climatiche più continentali, con maggiori variazioni delle temperature stagionali. Sull'intero territorio regionale le precipitazioni piovose sono piuttosto scarse, concentrate nei mesi invernali e caratterizzate da un regime estremamente variabile. Le precipitazioni annuali (medie calcolate sul periodo 1951-1992) oscillano intorno ai 650 mm annui con due picchi concentrati a novembre e marzo. Le temperature medie annue oscillano intorno ai 15° C, e possono raggiungere massimi giornalieri di 40° C in luglio e minimi sottozero nelle aree del Gargano e dell'Appennino Dauno. La distribuzione regionale delle precipitazioni medie e delle temperature è riportata nelle seguenti figure.

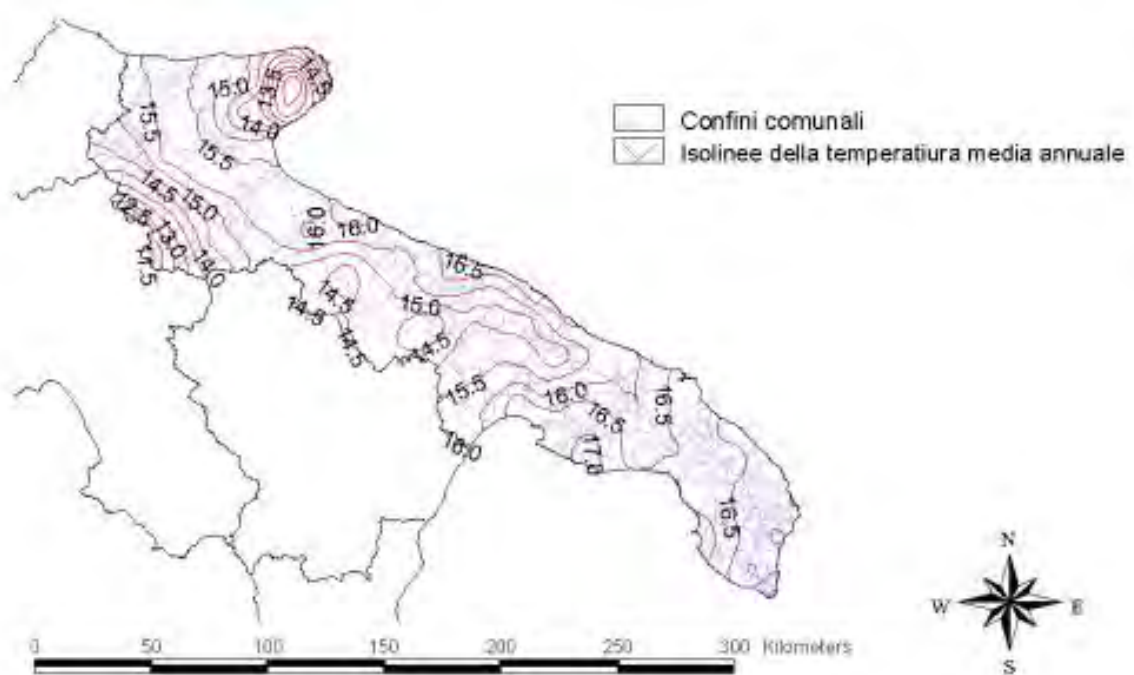


Figura 26 Media annuale delle temperature medie

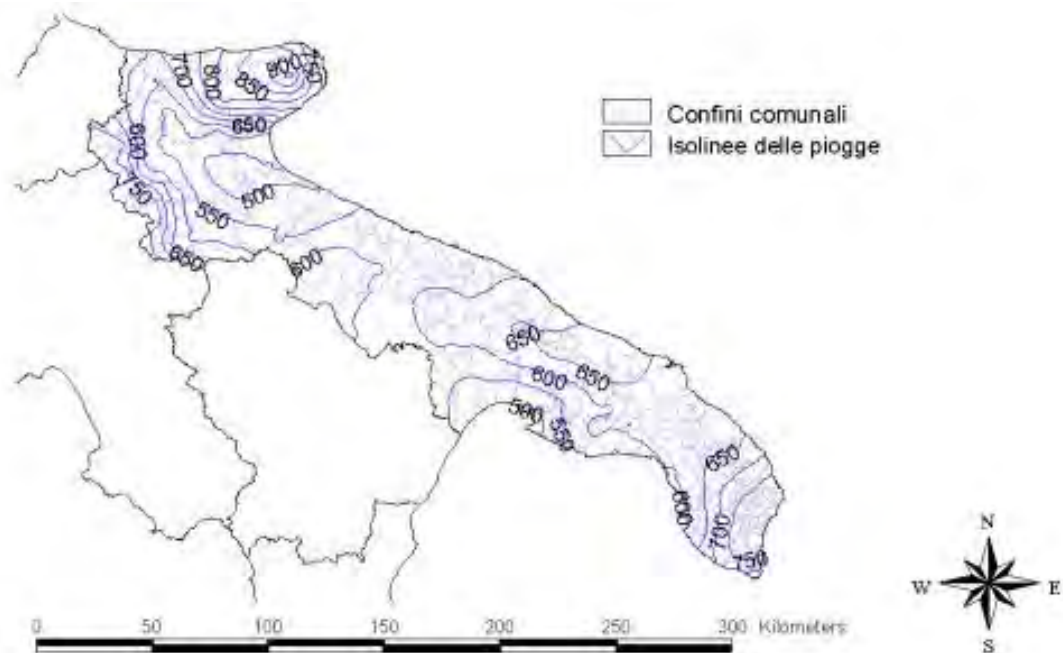


Figura 27 Media annuale delle piogge

Il clima del territorio ascolano è di tipo mediterraneo continentale. Le temperature sono principalmente miti nelle stagioni intermedie; nei mesi estivi si raggiungono facilmente i 35/40 °C e in quelli invernali si scende non di rado al di sotto dello 0 °C, con sporadiche nevicate in questi periodi.

La piovosità, alquanto modesta (500/600 mm annui), si concentra soprattutto nei mesi

autunnali di ottobre-novembre con medie mensili di 57 mm, mentre in luglio si ha una media di soli 25 mm.

In basso è riportata la zona climatica per il territorio di Ascoli Satriano, assegnata con Decreto del Presidente della Repubblica n. 412 del 26 agosto 1993 e successivi aggiornamenti.

Zona climatica D	Periodo di accensione degli impianti termici: dal 1 novembre al 15 aprile (12 ore giornaliere), salvo ampliamenti disposti dal Sindaco.
Gradi-giorno 1.652	Il grado-giorno (GG) di una località è l'unità di misura che stima il fabbisogno energetico necessario per mantenere un clima confortevole nelle abitazioni. Rappresenta la somma, estesa a tutti i giorni di un periodo annuale convenzionale di riscaldamento, degli incrementi medi giornalieri di temperatura necessari per raggiungere la soglia di 20 °C. Più alto è il valore del GG e maggiore è la necessità di tenere acceso l'impianto termico.

La classificazione climatica dei comuni italiani è stata introdotta per regolamentare il funzionamento ed il periodo di esercizio degli impianti termici degli edifici ai fini del contenimento dei consumi di energia; il territorio italiano è suddiviso nelle seguenti sei zone climatiche che variano in funzione dei gradi-giorno indipendentemente dall'ubicazione geografica.

<i>Zona climatica</i>	<i>Gradi-giorno</i>	<i>Periodo</i>	<i>Numero di ore</i>
A	comuni con GG ≤ 600	1° dicembre - 15 marzo	6 ore giornaliere
B	600 < comuni con GG ≤ 900	1° dicembre - 31 marzo	8 ore giornaliere
C	900 < comuni con GG ≤ 1.400	15 novembre - 31 marzo	10 ore giornaliere
D	1.400 < comuni con GG ≤ 2.100	1° novembre - 15 aprile	12 ore giornaliere
E	2.100 < comuni con GG ≤ 3.000	15 ottobre - 15 aprile	14 ore giornaliere
F	comuni con GG > 3.000	tutto l'anno	nessuna limitazione

C.6.5 Pericolosità sismica

La classe di sismicità ai sensi del OPCM n. 3274 del 20 Marzo 2003 è zona 1 con PGA>0.25g

Il rischio sismico, determinato dalla combinazione della pericolosità, della vulnerabilità e dell'esposizione, è la misura dei danni attesi in un dato intervallo di tempo, in base al tipo di sismicità, di resistenza delle costruzioni e di antropizzazione (natura, qualità e quantità dei beni esposti): Rischio Sismico = Pericolosità Sismica x Vulnerabilità x

Esposizione

La sismicità indica la frequenza e la forza con cui si manifestano i terremoti, ed è una caratteristica fisica del territorio. Se conosciamo la frequenza e l'energia associate ai terremoti che caratterizzano un territorio, e attribuiamo un valore di probabilità al verificarsi di un evento sismico di una data magnitudo in un certo intervallo di tempo, possiamo definirne la pericolosità sismica.

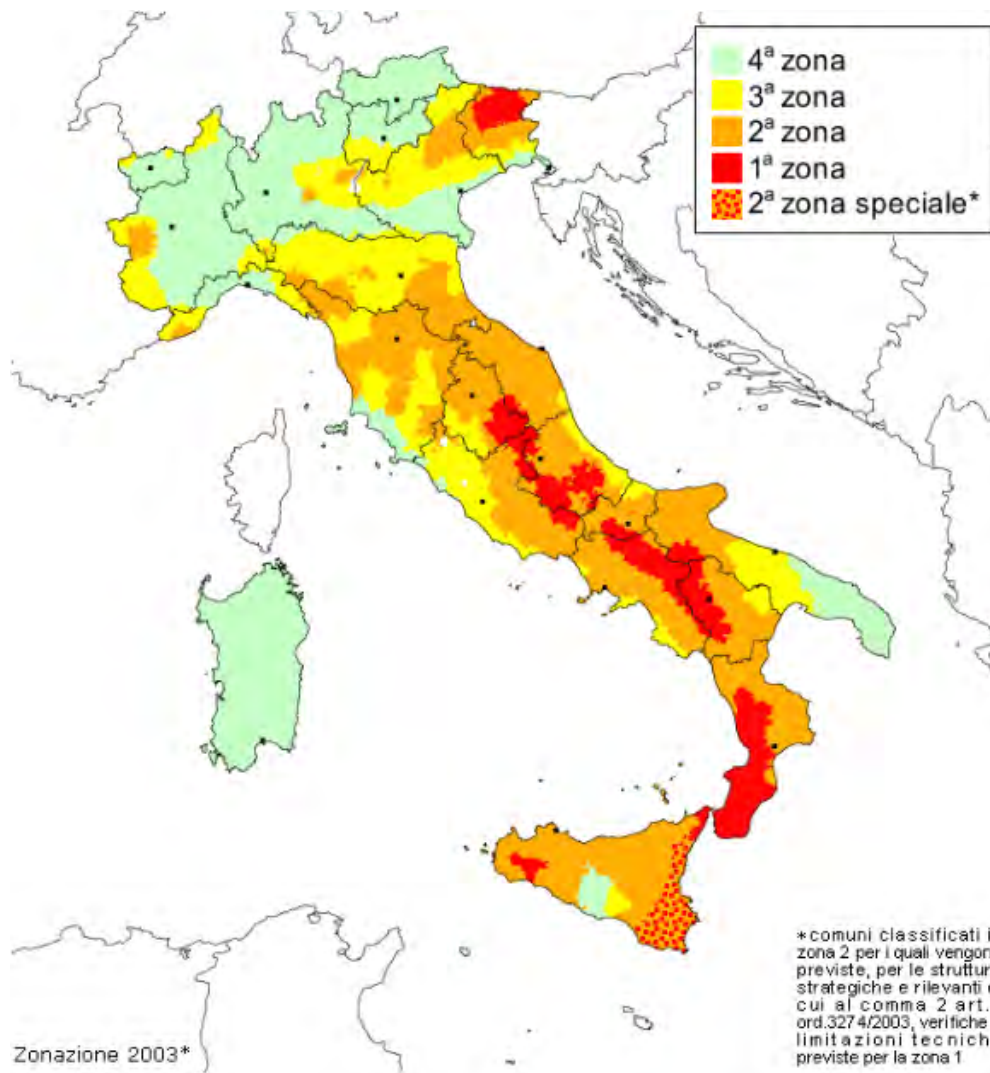
La pericolosità sismica sarà tanto più elevata quanto più probabile sarà il verificarsi di un terremoto di elevata magnitudo, a parità di intervallo di tempo considerato. Le conseguenze di un terremoto dipendono anche dalle caratteristiche di resistenza delle costruzioni alle azioni di una scossa sismica. La predisposizione di una costruzione ad essere danneggiata si definisce vulnerabilità. Quanto più un edificio è vulnerabile (per tipologia, progettazione inadeguata, scadente qualità dei materiali e modalità di costruzione, scarsa manutenzione), tanto maggiori saranno le conseguenze. Infine, la maggiore o minore presenza di beni esposti al rischio, la possibilità cioè di subire un danno economico, ai beni culturali, la perdita di vite umane, è definita esposizione.

La classificazione sismica del territorio nazionale, introdotta dall' Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274 rilasciata il 20 marzo 2003 sulla Gazzetta Ufficiale n. 105 dell'8 maggio 2003, ha suddiviso l'intero territorio nazionale in quattro zone sismiche sulla base del valore dell'accelerazione orizzontale massima (a_g) su suolo rigido o pianeggiante, che ha una probabilità del 10% di essere superata in 50 anni:

Classificazione sismica	Descrizione	a_g
1	E' la zona più pericolosa, dove possono verificarsi forti terremoti	$a_g > 0.25$
2	Nei Comuni inseriti in questa zona possono verificarsi terremoti abbastanza forti	$0.15 < a_g \leq 0.25$
3	I Comuni inseriti in questa zona possono essere soggetti a scuotimenti modesti	$0.05 < a_g \leq 0.15$
4	E' la zona meno pericolosa	$a_g \leq 0.05$

In basso è riportata la zona sismica per il territorio di Ascoli Satriano, indicata nell'Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274/2003:

Zona sismica 1	Zona con pericolosità sismica alta. Indica la zona più pericolosa dove possono verificarsi fortissimi terremoti.
---------------------------------	---



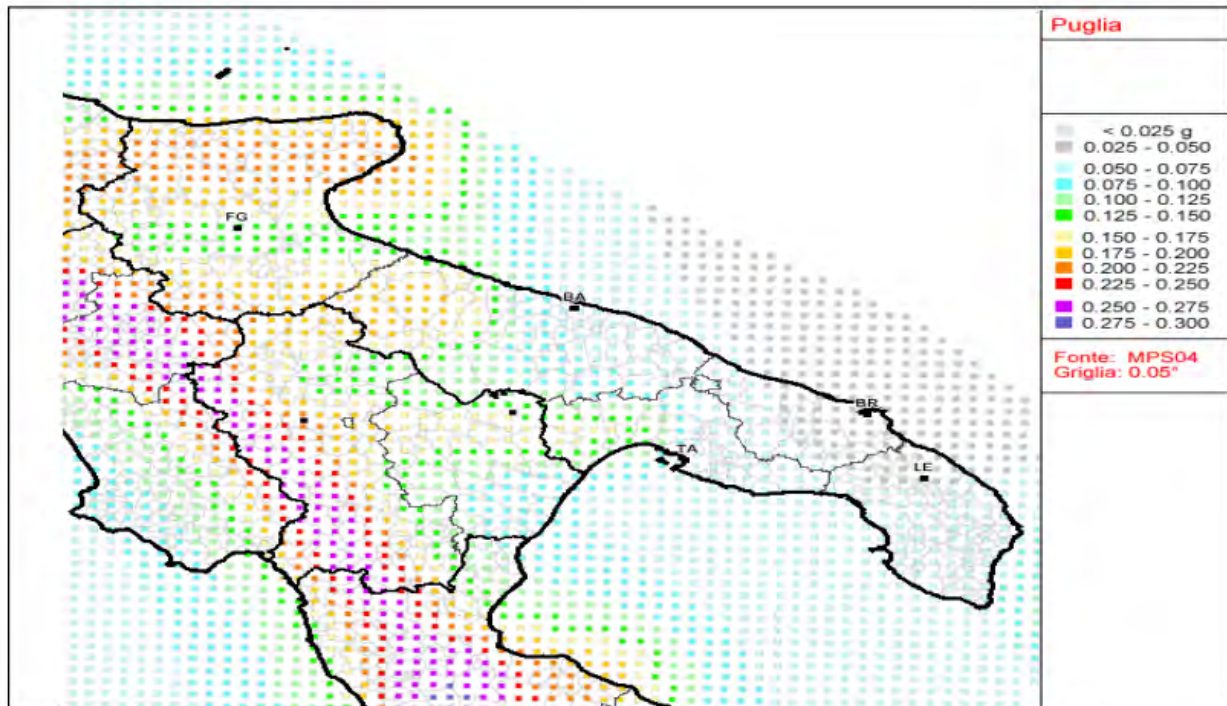


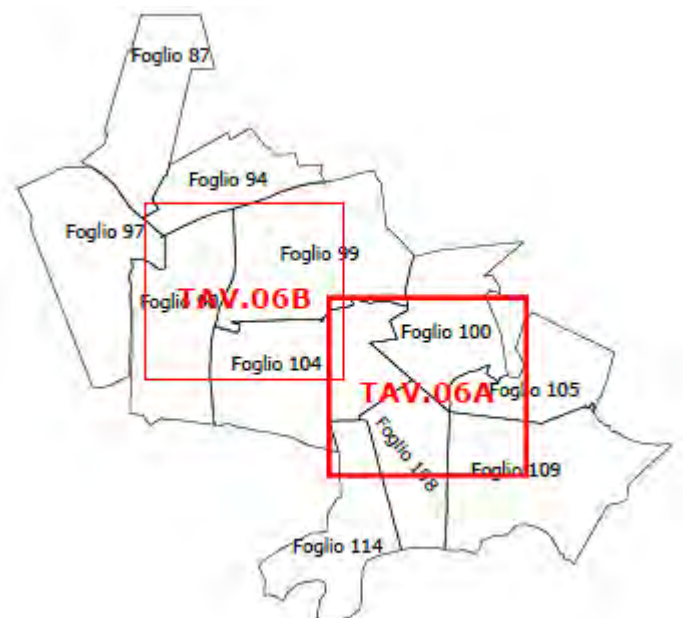
Fig. 6.1 – Mappa di pericolosità sismica del territorio nazionale espressa in termini accelerazione massima al suolo con probabilità di eccedenza del 10% in 50 anni riferita a suoli molto rigidi (Ordinanza 3519-06)

C.6.6 Il sito di progetto

L'impianto fotovoltaico oggetto della presente relazione sarà installato a terra su apposite strutture di sostegno. Il sito individuato per la realizzazione dell'impianto è ubicato geograficamente a sud del territorio comunale di Ascoli Satriano (FG) in località Zambaglione, ad una quota altimetrica intorno ai 270 m. slm., distinto al catasto terreni:

- al foglio 105 p.lle 156-95-98-101;
- al foglio 109 p.lle 286-282-103-101-102-99-40-25;
- foglio 100 p.lla26;

mentre la stazione di trasformazione sarà ubicata nella p.lla 154 del foglio 94.



L'inquadramento territoriale dell'impianto in oggetto è illustrato negli elaborati grafici

DEF-TAV.06A – Layout su catastali e DEF-TAV.06B – Layout su catastali, di cui si riportano degli stralci, DEF-TAV.07A – Layout impianto con sottocampi e DEF-TAV.07B – Layout impianto con sottocampi:

LEGENDA:

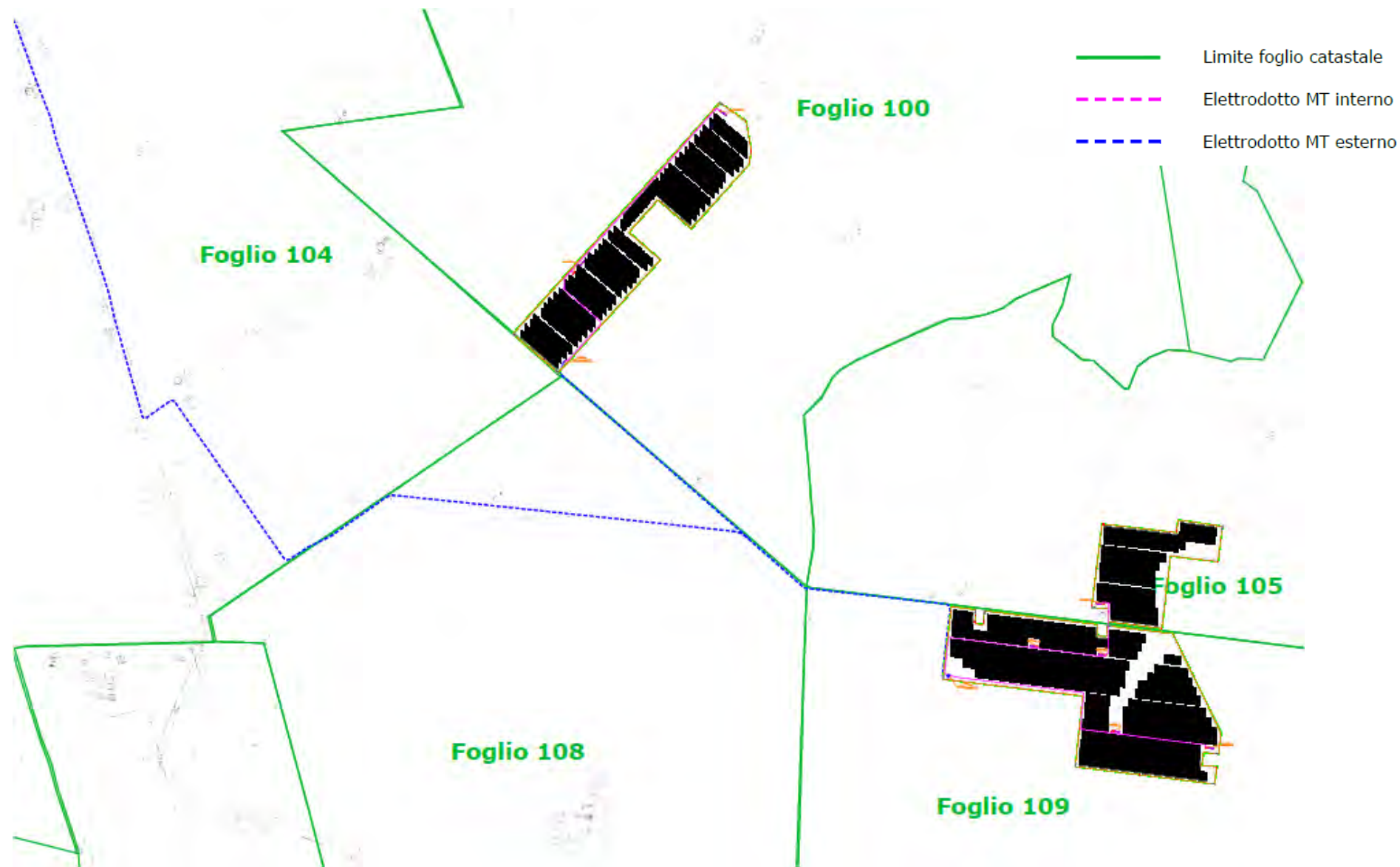
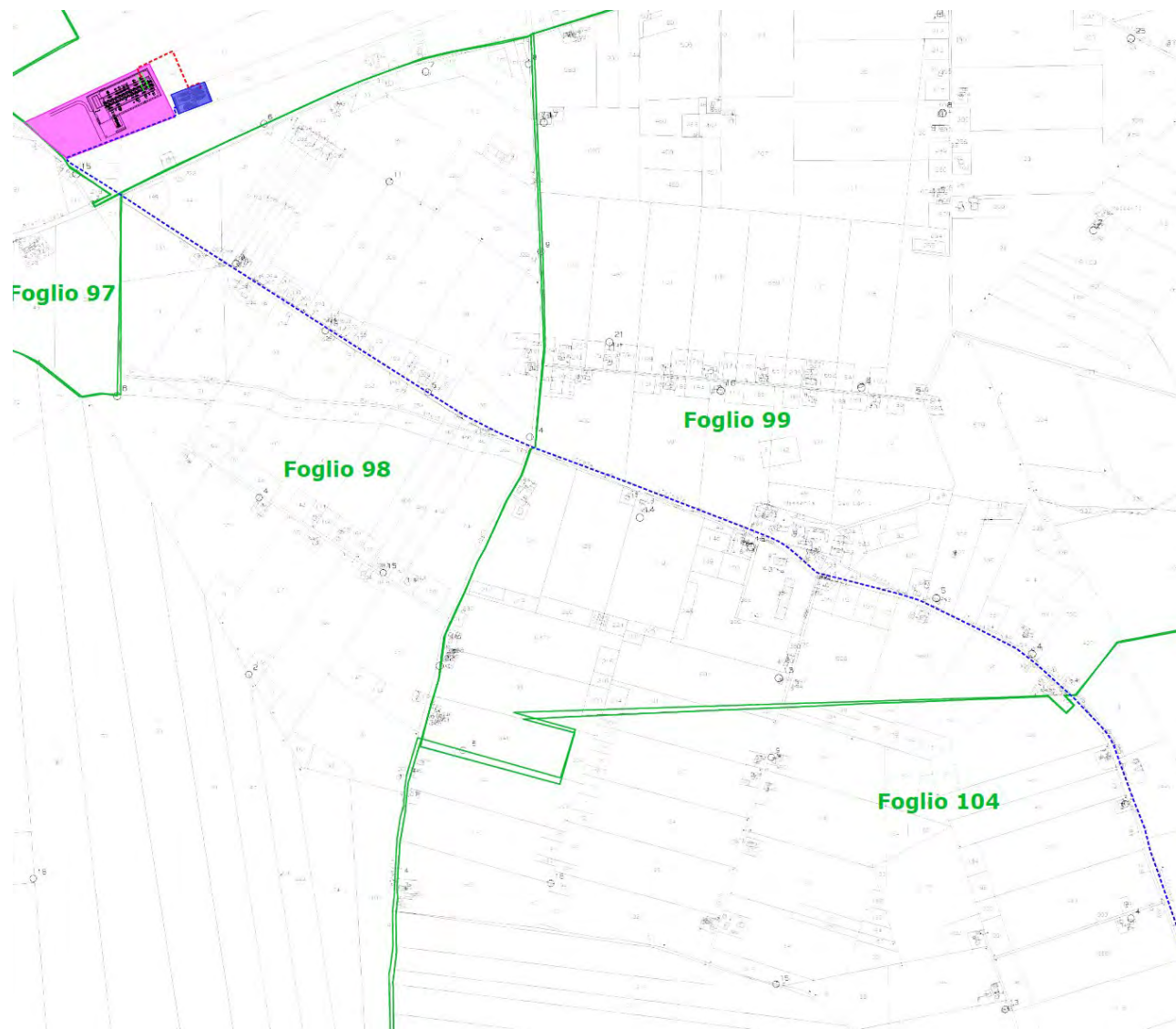


Figura 28 Stralcio elaborato DEF-TAV.06A – Layout su catastale

LEGENDA:

-  SSE di Consegna
-  SSE di trasformazione MT/AT
-  Elettrodotto MT esterno
-  Elettrodotto AT
-  Limite foglio catastale



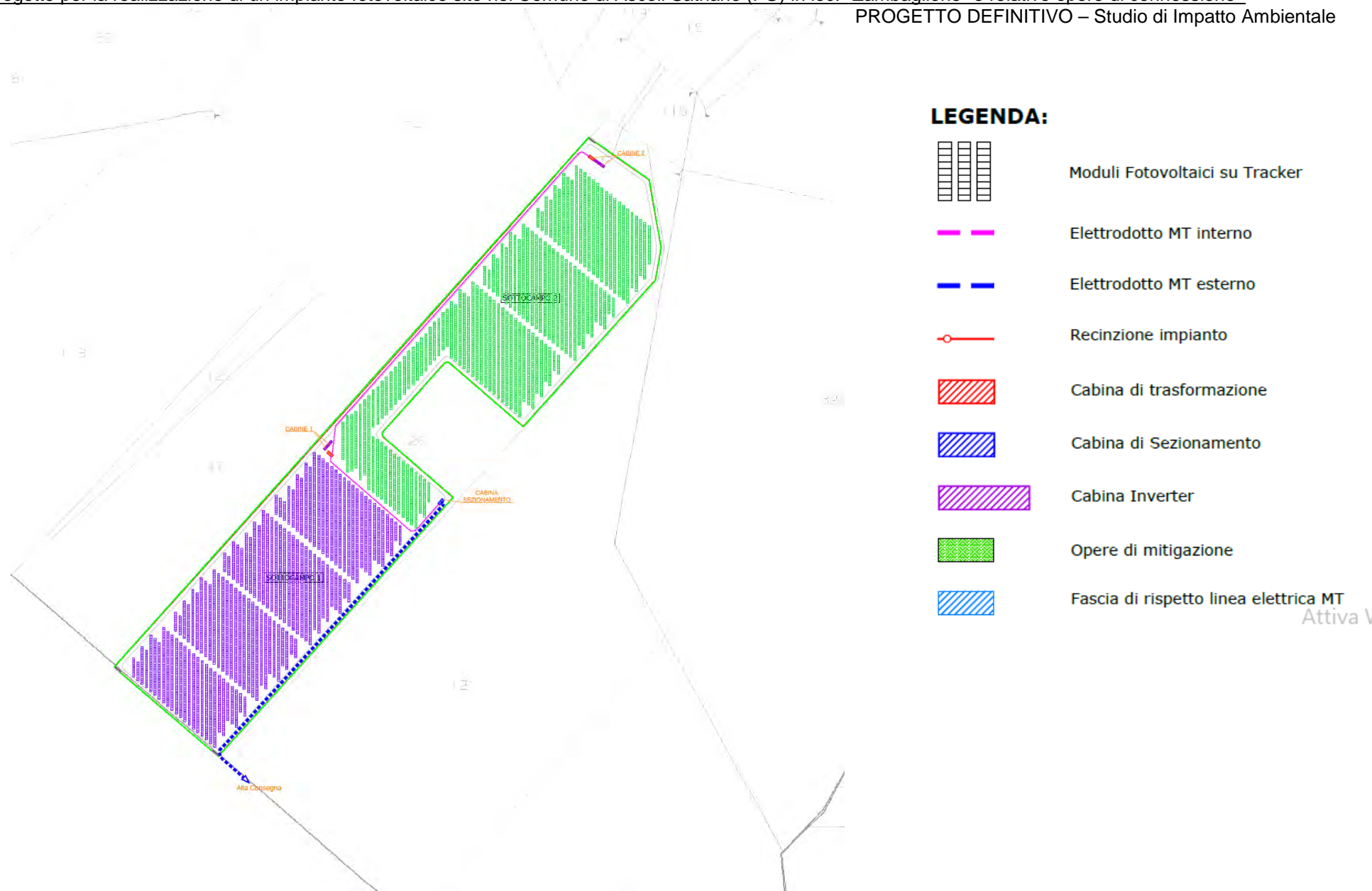


Figura 30 Stralcio elaborato DEF-TAV.07A – Layout impianto con sottocampi

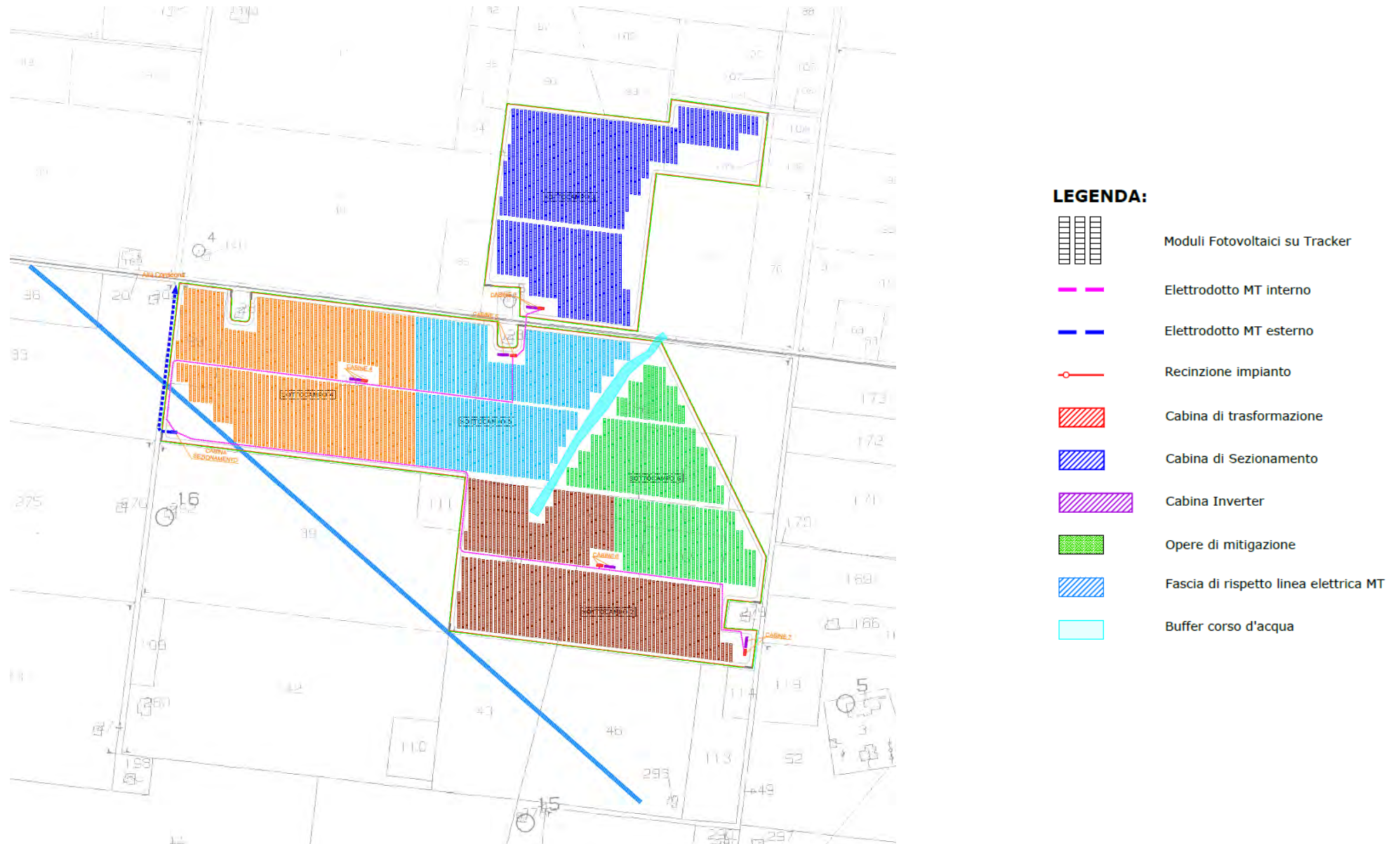


Figura 31 Stralcio elaborato DEF-TAV.07B – Layout impianto con sottocampi

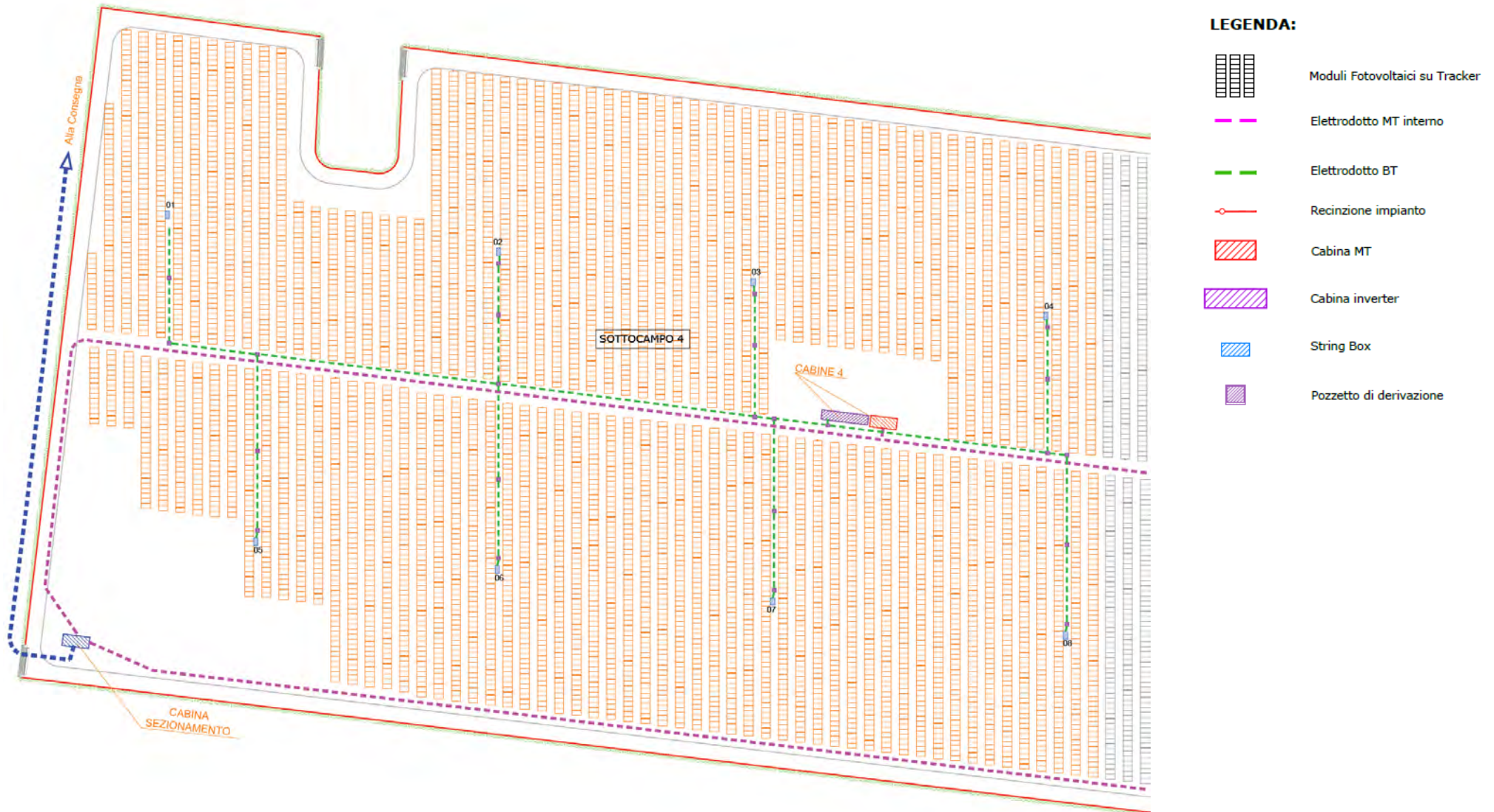


Figura 32 Stralcio elaborato DEF-TAV.12 – Particolare sottocampo

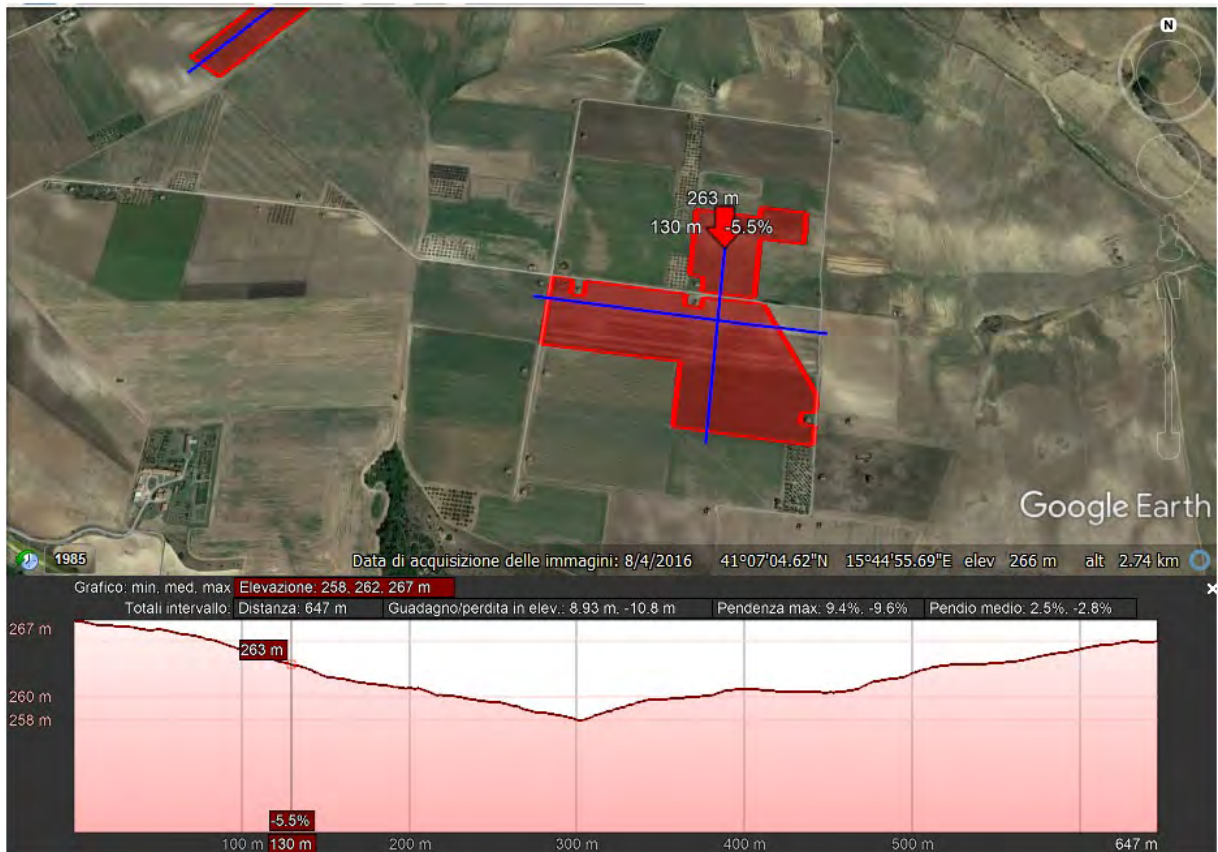
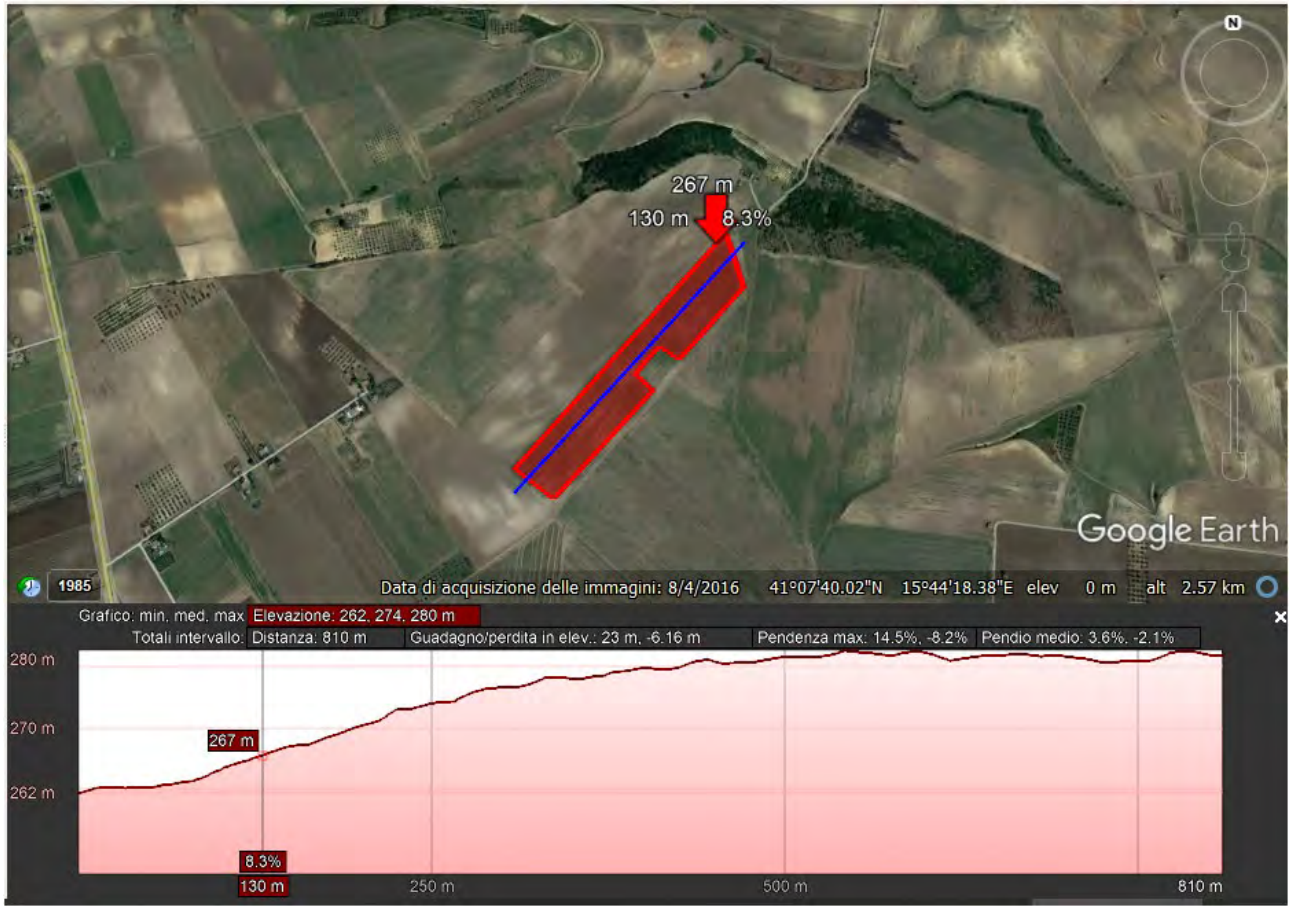
Il terreno oggetto dell'intervento è classificato nello strumento urbanistico comunale come "AREA AGRICOLA" in conformità con le prescrizioni di cui all'art.12, comma 7 del D.Lvo 29/12/2003, n° 387.

Il fondo oggetto della presente relazione è rappresentato da un corpo unico dell'estensione di 31,6 ettari (Superficie Agricola Totale), per la maggior parte coltivati a seminativo (cereali); oliveto; pascolo.

Le caratteristiche salienti sono così riassumibili:

Altezza sul livello del mare	da 250 m a 280 m s. l. m
Giacitura	prevalentemente pianeggiante
Natura del terreno	limo argillosa con presenza di scheletro
Sistemazione idraulica	assente
Viabilità	buona

Il terreno si presenta in buona parte pianeggiante con una leggera pendenza verso sud, per l'area che ospiterà il sottocampo 1 e 2 e un leggero avvalamento nella zona centrale per l'area che ospiterà l'altra parte dell'impianto fotovoltaico. L'area necessaria all'installazione dei moduli fotovoltaici, sarà livellata di modo che presenti una pendenza contenuta. Saranno realizzate apposite pendenze per il defluvio dell'acqua piovana in canali di scolo.



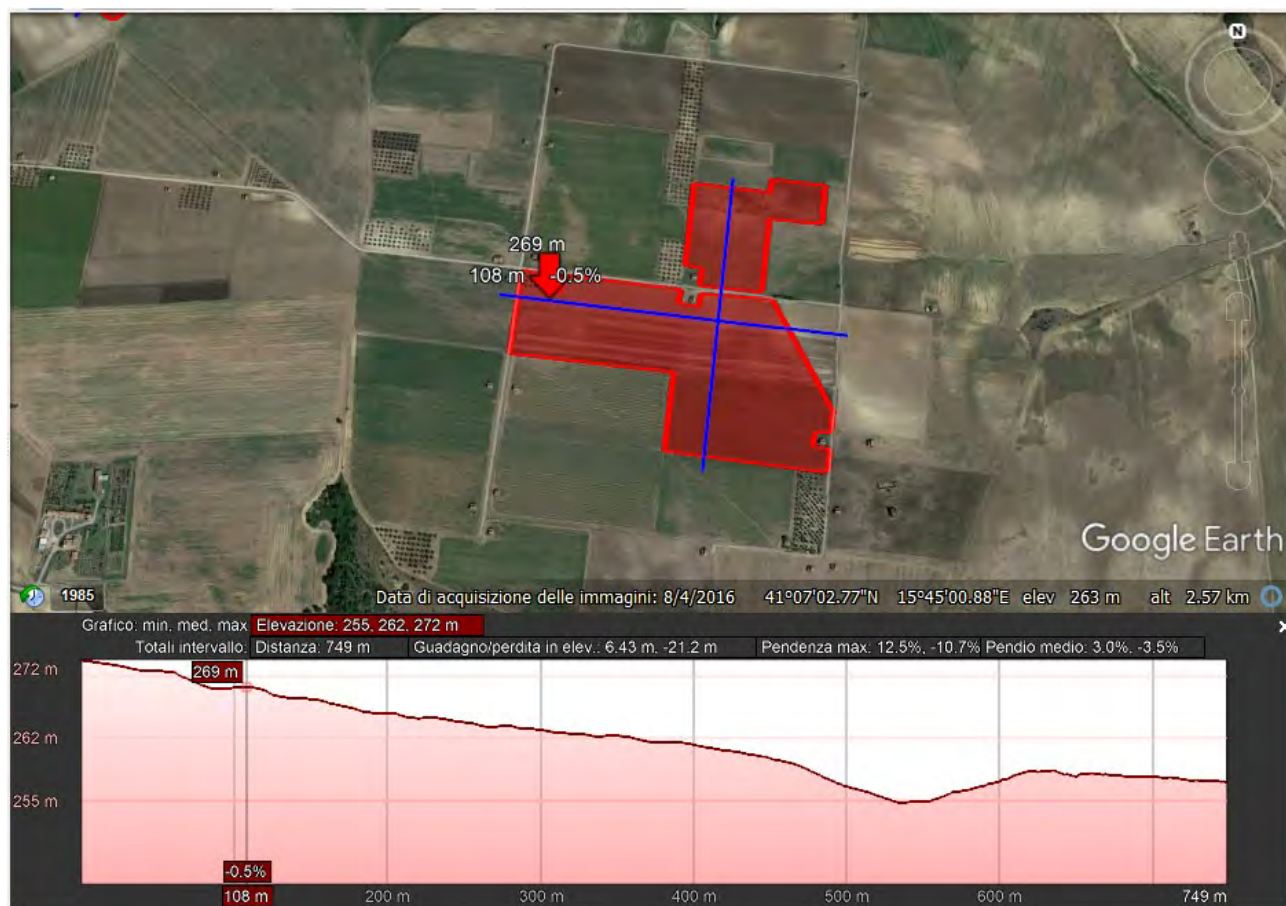


Figura 33 Profili altimetrici

Alla consegna dei terreni lo stato iniziale dell'area oggetto dell'intervento era totalmente di colture di pregio. Su tale area, non sussistevano costruzioni, né ad uso abitativo né di servizio all'attività agricola. Le poche costruzioni presenti, oltre ad essere inutilizzate, sono esterne all'area interessata dall'impianto. La società committente ha stipulato apposito contratto di concessione di diritto di superficie dei terreni comprendenti tutta l'area interessata dall'intervento.

Dal punto di vista dell'accessibilità ed utilizzo delle opere, le indicazioni riguardano quasi esclusivamente i mezzi trasporto che sono stati utilizzati per consegnare i moduli e le relative strutture di sostegno, ed i mezzi speciali per realizzare le fondazioni delle cabine. Non si sono avuti particolari problemi in tal senso. Le strade esistenti risultano idonee alla movimentazione dei mezzi rispondenti alle specifiche richieste della tecnologia solare, che non presentano comunque requisiti o esigenze particolari. Le stradine di servizio saranno realizzate come piste in terra battuta. Nessun percorso carrabile esistente a servizio dell'attività agricola sarà modificato in natura del fondo, geometria e percorso. Nello specifico l'accesso al sito avviene tramite la SP89 ed una strada vicinale.



Figura 34 Stralcio elaborato DEF-TAV.01 – Corografia generale

Dalla Relazione Tecnica Generale (Elaborato DEF-REL.01), si evince la seguente descrizione: l'area oggetto dell'intervento è un terreno agricolo sito in agro di Ascoli Satriano di circa 31,6 Ha, censito nel N.C.T. al foglio n. 100, mappale n. 26; al foglio n. 105, mappale n. 95 – 98 – 101 – 156; al foglio n. 109, mappale n. 25 – 40 – 99 – 101 – 102 – 103 – 282 – 286; la suddetta area è prevalentemente pianeggiante e priva di elementi di disturbo alla realizzazione dell'impianto, la temperatura media che la caratterizza è di 16°C

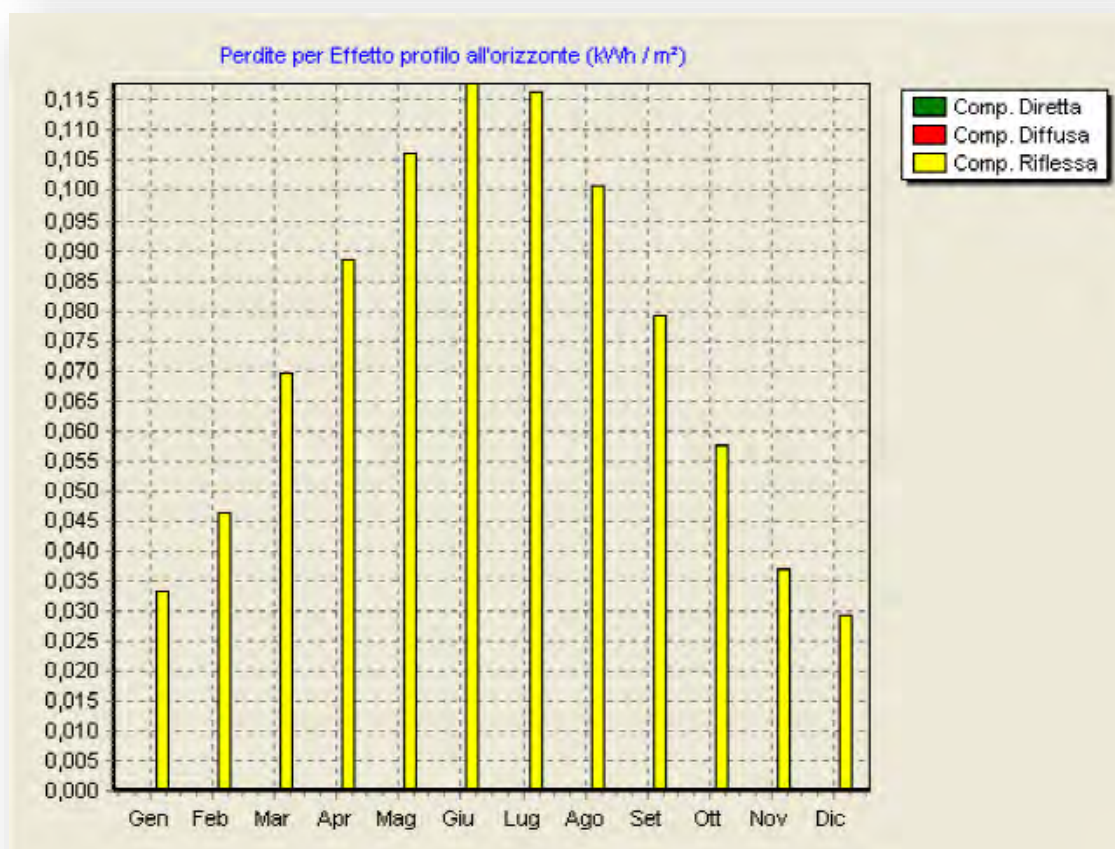
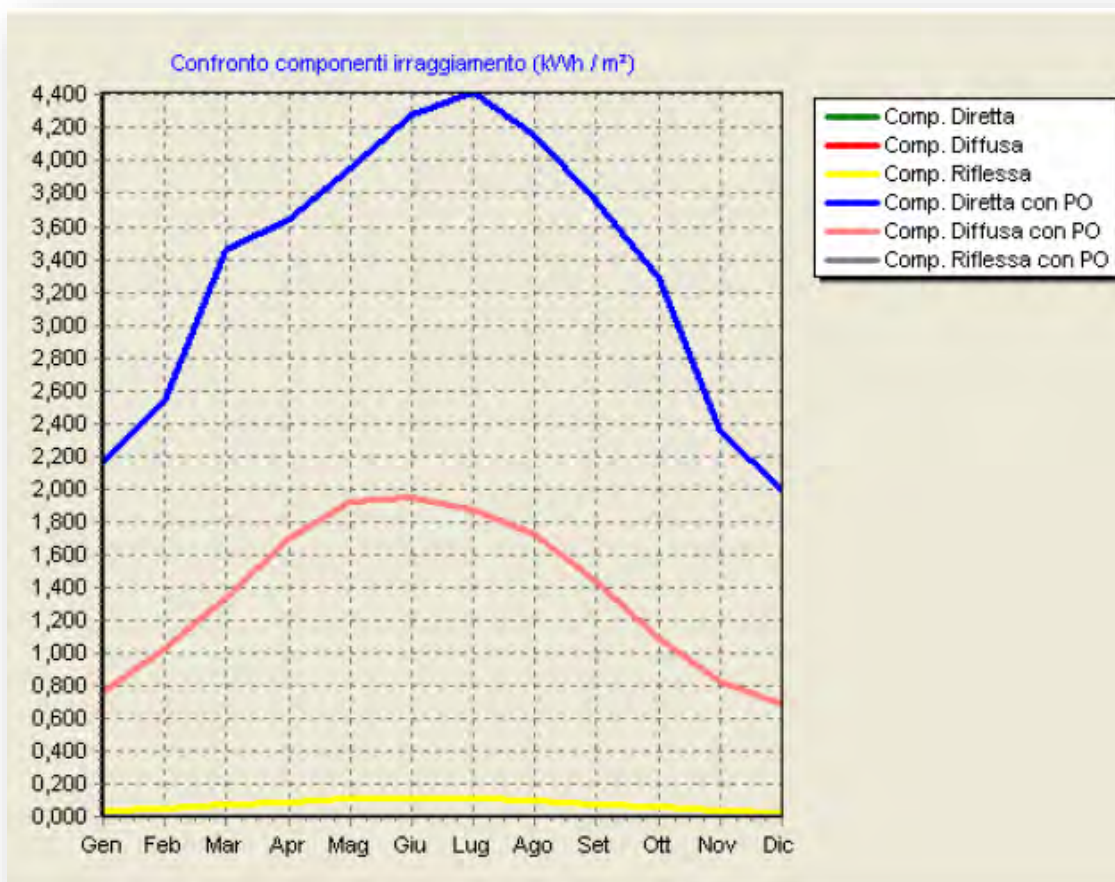
oscillando tra una temperatura minima di 13°C e una temperatura massima di 21°C.

Il valore medio del fattore di albedo è stato calcolato facendo riferimento alla seguente tabella:

Mese	Descrizione	Valore
Gennaio	Erba verde	0,26
Febbraio	Erba verde	0,26
Marzo	Erba verde	0,26
Aprile	Erba verde	0,26
Maggio	Erba verde	0,26
Giugno	Erba verde	0,26
Luglio	Erba verde	0,26
Agosto	Erba verde	0,26
Settembre	Erba verde	0,26
Ottobre	Erba verde	0,26
Novembre	Erba verde	0,26
Dicembre	Erba verde	0,26

La valutazione della risorsa solare disponibile è stata effettuata prendendo come riferimento i dati relativi alla norma UNI 10349 e i dati ENEA, di seguito riportati.

Mese	Albedo	KWh / mq / gg (PO)	KWh / mq / mese (PO)	KWh / mq / gg (PI)	KWh / mq / mese (PI)	KWh / mq / gg (PI) con prof.orizz.	KWh / mq / mese (PI) con prof.orizz.	Energia prodotta mensile (KWh)
Gennaio	0,26	1,920	59,520	2,926	90,706	2,926	90,706	313672,342
Febbraio	0,26	2,670	74,760	3,559	99,652	3,559	99,652	344608,694
Marzo	0,26	4,030	124,930	4,793	148,583	4,793	148,583	513818,023
Aprile	0,26	5,110	153,300	5,345	160,350	5,345	160,350	554509,735
Maggio	0,26	6,110	189,410	5,868	181,908	5,868	181,908	629059,912
Giugno	0,26	6,750	202,500	6,232	186,960	6,232	186,960	646530,341
Luglio	0,26	6,690	207,390	6,285	194,835	6,285	194,835	673763,045
Agosto	0,26	5,810	180,110	5,873	182,063	5,873	182,063	629595,921
Settembre	0,26	4,580	137,400	5,188	155,640	5,188	155,640	538221,984
Ottobre	0,26	3,330	103,230	4,366	135,346	4,366	135,346	468042,873
Novembre	0,26	2,140	64,200	3,173	95,190	3,173	95,190	329178,558
Dicembre	0,26	1,690	52,390	2,689	83,359	2,689	83,359	288265,526
Irragg. giorno	-	4,236	-	4,691	-	4,691	-	-
Irragg. mese	-	-	129,095	-	142,883	-	142,883	-
Irragg. anno	-	1549,140	-	1714,592	-	1714,592	-	-
Energia prodotta	-	-	-	-	-	-	-	5929266,954



Ancora dalla Relazione Tecnica Generale (Elaborato 1A_DEF-REL.01) fornita si può dedurre che in merito ai dati di ventosità la direzione prevalente è N/O con una media annuale pari a 5.1 m/s; in merito alle precipitazioni il valore medio annuo è pari a 600 mm mentre il carico di neve di riferimento è di 0.6 kN/m².

Si riportano alcune immagini indicative dell'area oggetto d'intervento.



Figura 35 Foto dell'area di progetto



Figura 36 Foto dell'area di progetto

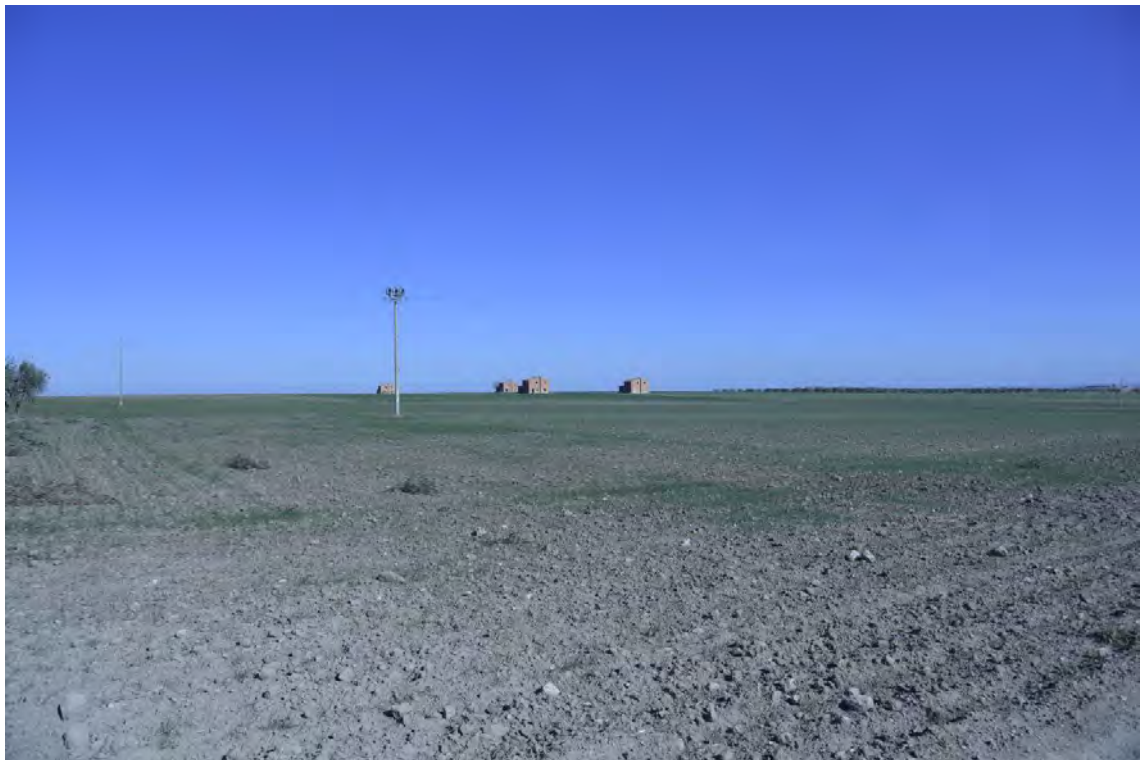


Figura 37 Foto dell'area di progetto



Figura 38 Foto dell'area di progetto

L'impianto fotovoltaico verrà connesso alla RTN tramite la SSE Terna denominata "VALLE" situata a circa 6 km. La SSE "Valle" è collegata mediante un cavo interrato a 150 kV alla SSE "Piscioli" nel Comune di Candela, per lo smistamento dell'energia prodotta dagli impianti presenti nella zona.

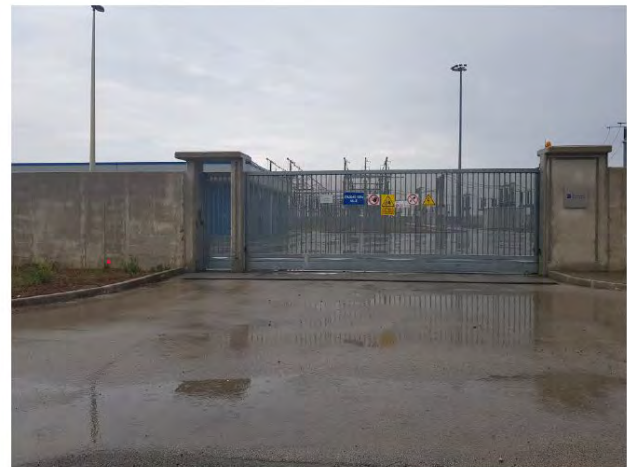
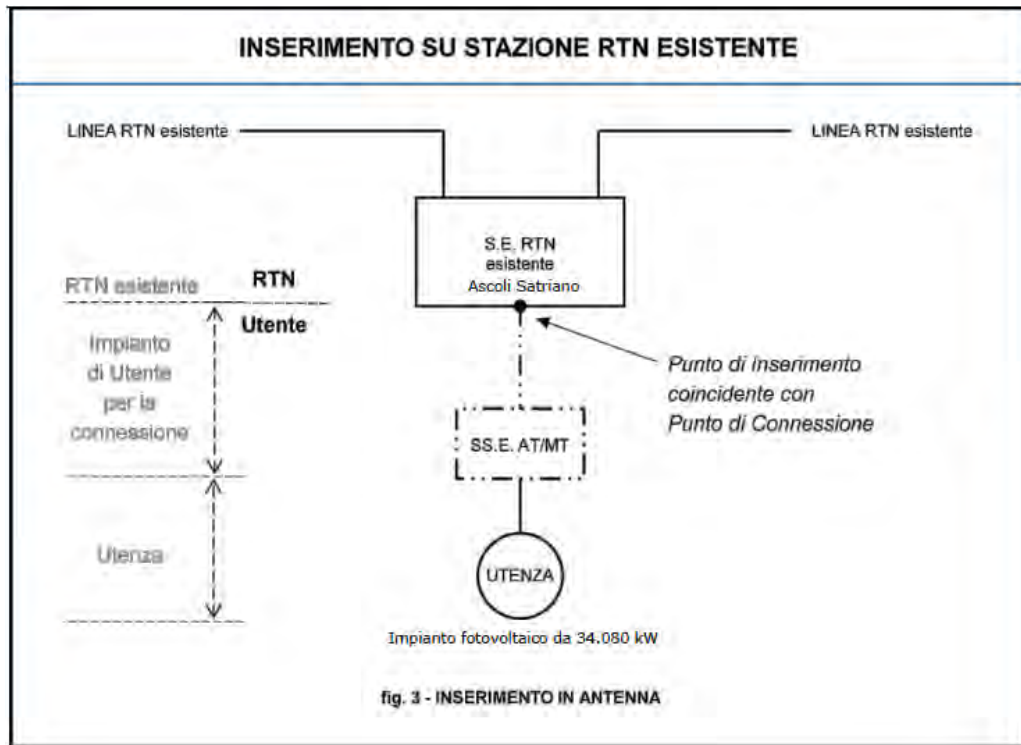


Figura 39 Foto sottostazione elettrica

D. QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE.

D.1 MOTIVAZIONE DELL'OPERA

In linea di principio, tra le varie fonti energetiche rinnovabili, il solare fotovoltaico rappresenta una delle opzioni più concrete per la produzione di elettricità e quindi una reale opportunità di diversificazione delle fonti di approvvigionamento. Rispetto alle altre fonti energetiche rinnovabili, il solare fotovoltaico si differenzia per vari motivi:

- ✓ la produzione di energia da fonte fotovoltaica ha raggiunto nel tempo una maturità tecnologica che la rende la più facilmente utilizzabile e rappresentativa nella integrazione delle fonti tradizionali;
- ✓ garantisce costi di produzione contenuti e impatto ambientale ridotto rispetto alle altre tecnologie;
- ✓ non prevede grandi opere per il suo impianto;
- ✓ non rilascia emissioni inquinanti;
- ✓ alla fine del ciclo di produzione le installazioni possono essere facilmente rimosse, riportando il sito allo stato precedente alla costruzione dell'impianto.

Come desumibile dalla Relazione Tecnica Generale (cfr. Elaborato 1A_DEF-REL.01), l'area di progetto presenta un elevato irraggiamento ed assenza di ombreggiamenti, quindi perfettamente sfruttabile dal punto di vista fotovoltaico.

Le scelte delle varie soluzioni sulle quali è stata basata la progettazione sono le seguenti:

- ✓ produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile senza alcuna emissione di sostanze inquinanti;
- ✓ soddisfazione di massima dei requisiti di base imposti dalla committenza;
- ✓ nessun inquinamento acustico;
- ✓ rispetto delle Leggi e delle Normative di buona tecnica vigenti;
- ✓ conseguimento della massima economia di gestione e di manutenzione dell'impianto progettato;
- ✓ ottimizzazione del rapporto costi/benefici ed impiego di materiali e componenti di elevata qualità, efficienza, lunga durata e facilmente reperibili sul mercato;
- ✓ riduzione delle perdite energetiche connesse al funzionamento dell'impianto al fine di massimizzare la quantità di energia immessa in rete.

D.2 ANALISI DELLE ALTERNATIVE

D.2.1 Analisi della opzione zero

L'analisi dell'evoluzione dei sistemi antropici e ambientali in assenza della realizzazione del progetto (ossia la cosiddetta opzione zero) è analizzata nel presente paragrafo, con riferimento alle componenti ambientali considerate nel SIA.

L'analisi è volta alla caratterizzazione dell'evoluzione del sistema nel caso in cui l'opera non venisse realizzata al fine di valutare la miglior soluzione possibile dal punto di vista ambientale, sociale ed economico.

Alla base di tale valutazione è presente la considerazione che, in relazione alle attuali linee strategiche nazionali ed europee che mirano a incrementare e rafforzare il sistema delle "energie rinnovabili", nuovi impianti devono comunque essere realizzati.

La mancata realizzazione di qualsiasi progetto alternativo atto a incrementare la produzione energetica da fonti rinnovabili, porta infatti delle ricadute negative in termini di poca flessibilità del sistema. A livello globale tali ricadute negative vanno comunque ad annullare i benefici associati alla mancata realizzazione del progetto (benefici intesi in termini di mancato impatto sulle componenti ambientali).

Atmosfera

L'esercizio della nuova infrastruttura è caratterizzato da una totale assenza di emissioni di inquinanti e gas serra (CO₂).

In generale i benefici ambientali ottenibili dall'adozione di sistemi FV sono proporzionali alla quantità di energia prodotta, supponendo che questa vada a sostituire l'energia altrimenti fornita da fonti convenzionali.

Per produrre un chilowattora elettrico vengono bruciati mediamente l'equivalente di 2.56 kWh sotto forma di combustibili fossili e di conseguenza emessi nell'aria circa 0.53 kg di anidride carbonica (fattore di emissione del mix elettrico italiano alla distribuzione).

Si può dire quindi che ogni kWh prodotto dal sistema fotovoltaico evita l'emissione di 0.53 kg di anidride carbonica. Questo ragionamento può essere ripetuto per tutte le tipologie di inquinanti.

La mancata realizzazione del progetto non consentirebbe il risparmio di inquinanti e gas serra per la produzione di energia elettrica.

Salute pubblica

L'esercizio dell'impianto fotovoltaico determina un impatto acustico e vibrazionale nullo. Inoltre, l'impianto fotovoltaico in progetto sarà realizzato nel rispetto di tutte le norme

previste in materia di radiazioni ionizzanti e campi elettromagnetici evitando, pertanto, interferenze significative con l'ambiente.

Suolo e sottosuolo

In generali il principale impatto sull'ambiente associato alla fase di esercizio di un impianto fotovoltaico è quello relativo all'occupazione di suolo.

Nello specifico, la realizzazione del progetto in esame prevede un'occupazione di suolo agricolo di circa 40.8 ha.

Le aree agricole presenti sono destinate a seminativi di tipo non irriguo.

Ambiente idrico

In fase di esercizio dell'impianto non sono previsti prelievi e scarichi idrici; non si prevedono, pertanto, impatti su tale componente.

Flora e fauna

Il progetto non prevede impatti significativi sulla componente flora/fauna ed ecosistemi.

La realizzazione del progetto in esame prevede un'occupazione di suolo agricolo (area a basso valore naturalistico).

Il lay-out di impianto è definito in modo da non interessare le aree naturali presenti in prossimità dell'impianto.

La mancata realizzazione del progetto comporterebbe il mantenimento dello stato di attuale dell'area.

Paesaggio

Per quanto riguarda la componente paesaggio la mancata realizzazione del progetto eliminerebbe gli impatti riconducibili alla presenza dei moduli dell'impianto. Il nuovo impianto andrebbe comunque ad inserirsi in un contesto paesaggistico che non presenta un paesaggio caratterizzato da elementi rilevanti e, comunque, il sito è esterno alle *Aree non idonee FER* individuate nell'ambito del PPTR.

La mancata realizzazione del progetto non esclude la possibilità che altri impianti siano, comunque, realizzati, anche maggiormente impattanti per dimensioni e localizzazione.

Patrimonio storico-culturale

Il progetto non prevede impatti sul patrimonio storico-culturale.

La mancata realizzazione del progetto comporterebbe il mantenimento dello stato di attuale dell'area.

Aspetti socio-economici

La realizzazione del progetto comporta effetti positivi in termini di incremento di disponibilità energetica da fonti rinnovabili, risparmio di inquinanti e gas serra nel ciclo di produzione di energia elettrica e incremento dei posti di lavoro sia diretti che per l'indotto.

In caso di non realizzazione del progetto, la quota energetica che potrebbe fornire l'impianto fotovoltaico deriverà da fonti fossili con le conseguenti ripercussioni in termini di qualità dell'aria ambiente (emissioni di inquinanti); non si avrà un incremento di occupazione.

D.2.2 Le alternative prese in considerazione

La individuazione del sito ha guidato tutti i processi decisionali inerenti alla progettazione dell'impianto. Ferme restando le ottime valutazioni di carattere tecnico e scientifiche circa il clima, l'irraggiamento, l'andamento delle temperature nel corso dell'anno, come evidenziato in precedenza, sono state analizzati i siti esterni alle Aree non idonee FER individuate nell'ambito del PPTR. Di questi si è, inoltre, valutata la reale condizione; infatti, per la maggior parte dei fondi rientranti nell'area di progetto, trattasi di terreni incolti o di seminativi non irrigui.

Successivamente alla scelta del sito è stato affrontato l'aspetto prettamente tecnologico. Tale valutazione ha influenzato il layout dell'impianto. Le alternative prese in considerazione sono state due:

- ✓ utilizzo di pannelli fotovoltaici installati su strutture fisse, orientate a sud, con inclinazione di 30°;
- ✓ utilizzo di pannelli fotovoltaici installati su strutture mobili, *tracker ad inseguimento monoassiale*, ovvero tecnologia che consente l'orientamento migliore durante tutto l'arco della giornata.

La valutazione tecnico-economica delle due alternative analizzate ha determinato la scelta della seconda opzione. Infatti, sebbene, l'impiego di inseguitori monoassiali est-ovest comporti un costo di costruzione e manutenzione maggiori rispetto ai pannelli installati su strutture fisse, si è riscontrato che, a parità di potenza, si ha un incremento di produttività di circa il 20-30%; per cui, per produrre la stessa energia, verrebbe utilizzata una minore superficie di terreno.

D.3 DEFINIZIONI

Nella presente relazione verranno utilizzati i termini e le definizioni riportate nell'art. 2 del

D.M. 19 febbraio 2007 *“Criteri e modalità per l'incentivare la produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare, in attuazione dell'art.7 del Decreto Legislativo 29 dicembre 2003 n.387”*.

Ai fini del presente progetto valgono le seguenti definizioni:

- a. impianto o sistema solare fotovoltaico (o impianto fotovoltaico) è un impianto di produzione di energia elettrica mediante conversione diretta della radiazione solare, tramite l'effetto fotovoltaico; esso è composto da un insieme di moduli fotovoltaici (nel seguito denominati anche moduli), un insieme di moduli collegati in serie costituisce una stringa, le stringhe sono collegate ad una o più gruppi di conversione della corrente continua in corrente alternata (nel seguito denominata anche inverter) e altri componenti elettrici minori;
- b. potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) dell'impianto fotovoltaico è la potenza elettrica dell'impianto, determinata dalla somma delle singole potenze nominali (o massime, o di picco, o di targa) di ciascun modulo fotovoltaico facente parte del medesimo impianto, misurate alle condizioni nominali come definite nel successivo punto 3;
- c. condizioni nominali sono le condizioni di prova dei moduli fotovoltaici nelle quali sono rilevate le prestazioni dei moduli stessi, secondo il protocollo definito dalle norme CEI EN 60904-1;
- d. energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico è l'energia elettrica misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, ivi incluso l'eventuale trasformatore, prima che essa sia resa disponibile alle utenze elettriche del soggetto responsabile e/o immessa nella rete elettrica;
- e. punto di connessione è il punto della rete elettrica, di competenza del gestore di rete, nel quale l'impianto fotovoltaico viene collegato alla rete elettrica;
- f. valgono inoltre le definizioni riportate all'art. 2 del D. L.vo n° 387/2003 e all'art. 2 del D.M. del 19 febbraio 2007.

D.4 RIFERIMENTI NORMATIVI

L'impianto Fotovoltaico oggetto della presente relazione sarà realizzato in conformità alle vigenti Leggi/Normative tra le quali si segnalano le seguenti principali:

CEI 64-8

Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua

CEI 11-20

Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità' collegati a reti di I e II categoria

CEI EN 60904-1

Dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente

CEI EN 60904-2

Dispositivi fotovoltaici -Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento

CEI EN 60904-3

Dispositivi fotovoltaici -Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento

CEI EN 61727

Sistemi fotovoltaici (FV) -Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete

CEI EN 61125

Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo

CEI EN 60555-1

Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili – Parte 1: Definizioni

CEI EN 61000-3-2

Compatibilità elettromagnetica (EMC) -Parte 3: Limiti Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso = 16 A per fase);

CEI EN 60439-1-2-3

Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione

CEI EN 60529

Gradi di protezione degli involucri (codice IP)

CEI EN 60445

Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione – Individuazione dei morsetti e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico

CEI 20-19

Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V

CEI 20-20

Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750V

CEI 81-1

Protezione delle strutture contro i fulmini

CEI 81-3

Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato

CEI 81-4

Valutazione del rischio dovuto al fulmine

CEI 0-2 Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici

CEI 0-3 Guida per la compilazione della documentazione per la legge n.46/1990

CEI 13-4 Sistemi di misura dell'energia elettrica – Composizione, precisione e verifica

CEI EN 61724 Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici. Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati

CEI 0-16 Regola tecnico di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle Imprese distributrici di energia elettrica

Legge 123/2007 Misure in tema di tutela della salute e della sicurezza sul lavoro e delega del Governo per il riassetto e la riforma della normativa in materia

D.Lvo 81/2008 Attuazione dell'art.1 della legge 3 agosto 2007 n° 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro.

DM 37/2008 Regolamento concernente l'attuazione dell'art.11-quaterdecies, comma 13, lettera a) della legge n° 248 del 2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici

CEI EN 60099-1-2

Scaricatori

CEI EN 61215 Moduli fotovoltaici in silicio cristallini per applicazioni terrestri.

Qualifica del progetto ed omologazione del tipo

CEI EN 61646 Moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri. Qualifica del progetto ed approvazione di tipo

CEI EN 50380

Fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici

CEI EN 62305-1-2-34

Protezione contro i fulmini

CEI EN 82-25 Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione

CEI EN 62093 Componenti di sistemi fotovoltaici – moduli esclusi (BOS) – Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali

CEI UNEL 35024-1 Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua – portate di corrente in regime permanente per posa in aria

CEI UNEL 35364

Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V

UNI 10349

Riscaldamento e Raffrescamento degli edifici. Dati climatici

CEI EN 62053-21 Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari parte 21: Contatori statici di energia attiva

CEI EN 62053-23 Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari parte 24: Contatori statici di energia reattiva

DG2092 Cabine secondarie MT/BT fuori standard per la connessione alla rete elettrica e-distribuzione, prefabbricate o assemblate in loco, cabine in muratura e locali cabina situati in edifici civili FUORI STANDARD BOX.

D.5 UBICAZIONE DELL'IMPIANTO

L'impianto fotovoltaico oggetto della presente relazione sarà installato a terra su apposite strutture di sostegno, in un appezzamento agricolo distinto al catasto terreni del Comune di Ascoli Satriano:

- al foglio 105 mappali n. 95 – 98 – 101 – 156
- al foglio 109 mappali n. 286-282-103-102-101-99-40-25;
- al foglio 100 mappale n. 26;

mentre la stazione di trasformazione sarà ubicata nella particella 154 del foglio 94.

L'inquadramento territoriale dell'impianto in oggetto è illustrato negli elaborati grafici allegati alla presente relazione (cfr. DEF-TAV.07 – Layout su catastali).

Il terreno oggetto dell'intervento è classificato nello strumento urbanistico comunale come "AREA AGRICOLA" in conformità con le prescrizioni di cui all'art.12, comma 7 del D.Lvo 29/12/2003, n° 387.

Le aree in oggetto non ricadono in zone classificate come protette e/o tutelate ai sensi della normativa vigente come illustrato nella relazione sui vincoli ed elaborati grafici allegati.

Su tale area, dell'estensione di circa 31,6 Ha, non sussistevano costruzioni, né ad uso abitativo né di servizio all'attività agricola. Le poche costruzioni presenti, oltre ad essere inutilizzate, sono esterne all'area interessata dall'impianto.

La società committente ha stipulato apposito contratto di concessione di diritto di superficie dei terreni comprendenti tutta l'area interessata dall'intervento.

Dal punto di vista dell'accessibilità ed utilizzo delle opere, le indicazioni riguardano quasi esclusivamente i mezzi d'opera (trasporto moduli, strutture di sostegno, movimento terra). L'area è facilmente accessibile, infatti, è caratterizzata da strade esistenti idonee alla movimentazione dei mezzi rispondenti alle specifiche richieste della tecnologia solare, che non presentano comunque requisiti o esigenze particolari.

L'accesso al sito avviene tramite la SP89 ed una strada vicinale.

D.6 DESCRIZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

L'impianto fotovoltaico oggetto del presente documento è destinato a produrre energia elettrica; esso sarà collegato alla rete elettrica di distribuzione di media tensione in corrente alternata. L'impianto, di tipo grid connected, viene connesso elettricamente a valle del punto di consegna fiscale dell'energia in AT (Sottostazione di trasformazione MT/AT ubicata nei pressi della Sottostazione di TERNA denominata "Valle").

L'impianto in oggetto sarà formato da n. 39.090 pannelli fotovoltaici in silicio monocristallino *Canadian Solar* modello *HiKu_7* da 665 Wp, collegati tra loro in configurazione serie/parallelo secondo quanto stabilito in sede progettuale.

La potenza nominale totale dell'impianto sarà pari a 25.994 kWp.

I pannelli saranno posizionati su apposite strutture di sostegno fissate a terra tramite pali dotate di inseguitori monoassiali est-ovest.

La disposizione planimetrica dell'impianto prevede inoltre che i pannelli siano montati in uno schema 1x15 uniti lungo il lato lungo, in schiere parallele con un passo tra due schiere successive pari a 4,50 m (cfr. DEF-TAV.07 - Layout impianto con sottocampi).

La superficie attiva di ogni pannello è pari a circa 3,10 m² (2,384 m x 1,303 m), per cui la superficie attiva totale dell'intero impianto sarà pari a 121.179 m².

La conversione c.c./c.a. avverrà per mezzo di n. 26 inverter della potenza nominale di 1000 kVA.



La linea di potenza in BT in uscita dall'inverter si attesterà su un trasformatore della potenza di 2000 kVA o da 1000kVA (a seconda del sottocampo) il quale provvederà alla trasformazione BT/MT con rapporto di trasformazione 0,4/30 kV.

I sistemi di conversione statica saranno alloggiati nelle cabine inverter (7 container MS4400 o similari) e verranno collegati in c.a. al sistema di trasformazione che sarà posizionato all'interno di una cabina di trasformazione di campo.

L'uscita delle cabine di trasformazione sarà infine collegata, attraverso un breve tratto di cavidotto interrato in MT, alla cabina di smistamento posta in prossimità della recinzione dell'area di pertinenza del campo fotovoltaico, sempre in area disponibile al Soggetto Proponente. Da questa poi partiranno i cavi interrati che porteranno l'energia alla Stazione di trasformazione 30/150 KV.

I moduli saranno collegati secondo uno schema di base serie/parallelo ai 26 inverter centralizzati FIMER SOLAR *R11015TL* (o similare) della potenza in uscita di 1000 kVA (1025 kVA uscita massima). Le caratteristiche elettriche in uscita dai convertitori statici sono quindi le seguenti:

- ✓ Tensione nominale di uscita: 400 [V]
- ✓ Frequenza di rete: 50 [Hz]
- ✓ Corrente nominale di uscita: 1480 [A]
- ✓ Potenza nominale: 1000 [kVA]

Si riporta di seguito un quadro riassuntivo dell'impianto, a cui fanno seguito le immagini rappresentative dell'inquadramento di tutto il sistema su ortofoto e l'inquadramento su IGM 25000:

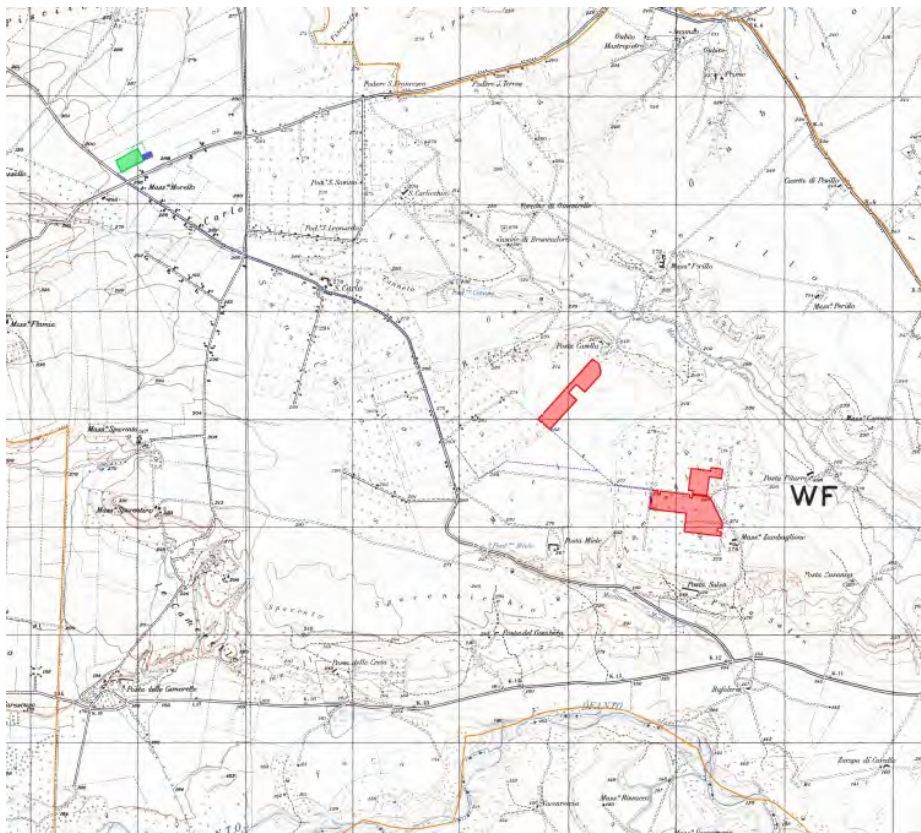
- ✓ Numero totale sottocampi: 5 da 4 inverter + 2 da 3 inverter
- ✓ Numero totale di stringhe (da 30 pannelli): 1303
- ✓ Numero totale di stringhe per inverter: da 48 a 53
- ✓ Numero totale di moduli fotovoltaici: 39090

Dati caratteristici di gruppo di stringhe collegate ad un inverter:

- ✓ Numero totale di moduli in serie: 30
- ✓ Numero di stringhe in parallelo: 1
- ✓ Numero di ingressi MPPT: 1
- ✓ Potenza di picco [kWp]: 1024
- ✓ Max tensione a circuito aperto [V]: 1.500



Figura 10 - Inquadramento del sito



In via preliminare la realizzazione dell'impianto avverrà attraverso la seguente sequenza di operazioni:

- ✓ realizzazione scavi e posa delle tubazioni, dei cavi e dei pozzetti;

- ✓ posa delle strutture di sostegno dei pannelli solari;
- ✓ montaggio e cablaggio moduli e dell'inverter;
- ✓ installazione dei quadri di campo e delle cabine elettriche;
- ✓ collaudo di tutto l'impianto, verifica della rispondenza ai requisiti tecnici e controllo della corretta funzionalità delle protezioni.

D.6.1 Trasformatori elevatori BT/MT

Il generatore fotovoltaico si attesta su 7 cabine di trasformazione (una per sottocampo); in ognuna di esse è alloggiato un gruppo di trasformazione con una potenza massima 4000 kVA (2 x 2000kVA su 5 sottocampi, più 1000+2000kVA per 2 sottocampi) con un rapporto di trasformazione 0.4/30kV.

All'interno delle cabine di trasformazione troveranno inoltre posto i quadri MT di collegamento alla rete MT e il quadro BT per SA di cabina. In ogni cabina viene previsto un trasformatore 400/400 V (triangolo/stella per avere il neutro) di adeguata potenza per le alimentazioni degli ausiliari di cabina; questi circuiti non rappresentano un carico di potenza rilevante.

D.6.2 Cabina di sezionamento

Le linee di potenza in uscita dalla cabina di trasformazione saranno collegate secondo la modalità entra-esci così come riportato nello schema elettrico unifilare dell'impianto e, attraverso un apposito cavidotto interrato, alla cabina di sezionamento posta in prossimità del confine del campo fotovoltaico, attraverso la quale l'energia elettrica prodotta dall'impianto verrà trasportata alla stazione di trasformazione 30/150 kV, situata in prossimità della SSE Terna denominata "VALLE".

D.7 CANALIZZAZIONI E CAVI

La posa dei cavi elettrici costituenti gli impianti in oggetto è stata prevista in canalizzazioni distinte o comunque dotate di setti separatori interni per quanto riguarda le seguenti tipologie di circuiti:

- ✓ energia elettrica prodotta;
- ✓ trasmissione dati.

Non sono previste giunzioni all'interno delle canalizzazioni. La tubazione impiegata per realizzare la sezione di impianto elettrico interrato sarà del tipo flessibile corrugato a

doppia parete in polietilene alta densità, o tubo rigido in PVC serie pesante, conforme alle norme EN50086 per posa interrata 450N, protetto mediante coppella e nastro segnalatore. Il diametro interno dei tubi sarà maggiore o al limite uguale a 1,4 volte il diametro del cerchio circoscritto al fascio di cavi in esso contenuti. I cavi avranno la possibilità di essere infilati e sfilati dalle tubazioni con facilità.

La scelta delle sezioni dei cavi sarà effettuata in fase esecutiva in base alla loro portata nominale (calcolata in base ai criteri di unificazione e di dimensionamento riportati nelle Tabelle CEI-UNEL), alle condizioni di posa e di temperatura, al limite ammesso dalle Norme per quanto riguarda le cadute di tensione massime ammissibili (inferiori al 4%) ed alle caratteristiche di intervento delle protezioni secondo quanto previsto dalle vigenti Norme CEI 64-8.

La portata delle condutture sarà commisurata alla potenza totale che si prevede di installare.

D.8 SISTEMA DI MONITORAGGIO

Il sistema di monitoraggio prevede la possibilità di evidenziare le grandezze di interesse del funzionamento dell'impianto attraverso opportuno software di interfaccia su di un PC collegato al sistema di acquisizione dati via RS485 e attraverso modem anche da remoto.

L'hardware del sistema sarà composto da:

- ✓ acquirente dati (data logger dotato anche di ingressi per le grandezze meteo);
- ✓ interfaccia RS 485; cavi in regime permanente.
- ✓ sensore di temperatura ambiente;
- ✓ sensore di irraggiamento;
- ✓ sensore di vento (velocità e direzione);
- ✓ linea RS 485

La memorizzazione è relativa ai dati presentati più temperatura ambiente, tensione e corrente dal generatore fotovoltaico con campionamento a 15 minuti.

Il software di visualizzazione e controllo del sistema di conversione e dei dispositivi ad esso collegati (sensori), dovrà permettere una gestione ottimizzata dell'impianto in aggiunta alla memorizzazione dei dati caratteristici. I dati memorizzati potranno essere esportati in MS excel senza necessità di rielaborazione da parte dell'operatore, per una successiva analisi.

D.9 STAZIONE DI TRASFORMAZIONE MT/AT

Le opere in progetto prevedono la realizzazione di uno stallo di trasformazione MT/AT in prossimità della stazione elettrica e un raccordo in cavo interrato a 150 kV per il collegamento tra la stazione a 380/150kV della RTN e lo stallo di trasformazione. In adiacenza alla stazione RTN viene realizzato uno stallo arrivo linea per il collegamento del cavidotto alle sbarre a 150kV di stazione. Il collegamento del cavo in stazione avverrà mediante una postazione terminale sul lato 150 kV della stazione RTN; Lo stallo di trasformazione 30/150 kV sarà ubicato nell'agro del Ascoli Satriano (FG) particella 154 del foglio 94. Tale ubicazione è stata individuata come la più idonea tenendo conto delle esigenze tecniche e dell'opportunità ambientale di minimizzare la lunghezza dei collegamenti.

Lo stallo di trasformazione presenta al suo interno un trasformatore MT/AT afferente ad un sistema a singola sbarra e uno stallo linea da cui parte il raccordo a 150kV per il collegamento alla stazione RTN.

La disposizione elettromeccanica dello stallo di trasformazione prevede:

Stallo trasformatore MT/AT

1. Trasformatore di potenza 30/150kV
2. Scaricatore di sovratensione (protezione trasformatore)
3. Trasformatore amperometrico (misura, protezione, controllo)
4. Trasformatore di tensione capacitivo (misura, protezione, controllo)
5. Interruttore da 170 kV in Sf6
6. Sezionatore orizzontale 170kV senza lame di terra lato sbarre

Stallo partenza linea

1. Sezionatore orizzontale 170kV senza lame di terra lato linea
2. Trasformatore amperometrico (misura, protezione, controllo)
3. Trasformatore di tensione capacitivo (misura, protezione, controllo)
4. Interruttore da 170 kV in Sf6 lato linea
5. Scaricatore di sovratensione (protezione linea interrata)
6. Sostegno Cavo AT

Il sistema di sbarre a 150kV prevede alle estremità l'installazione di trasformatori di tensione capacitivi per la misura, protezione e controllo sbarre.

L'altezza massima delle sbarre di smistamento a 150 kV sarà di 7,5 m.

Per il collegamento alla stazione RTN viene realizzato uno stallo arrivo linea situato

nell'area TERNA. La disposizione elettromeccanica dello stallo arrivo linea prevede:

Stallo arrivo linea

1. Sostegno
2. Trasformatore di tensione capacitivo (misura, protezione, controllo)
3. Sezionatore orizzontale 170kV senza lame di terra lato sbarre
4. Trasformatore amperometrico (misura, protezione, controllo)
5. Interruttore da 170 kV in Sf6

L'impianto viene realizzato secondo i disciplinari tecnici dell'ente Gestore della RTN, in particolare si farà riferimento a :

- ✓ Specifica tecnica "Requisiti e caratteristiche di riferimento delle stazioni elettriche della RTN" di TERNA s.p.a.;
- ✓ Guida tecnica "Criteri generali di protezione delle reti a tensione uguale o superiore a 120kV" N° DRRPX04042;
- ✓ Guida tecnica "[2] Guida agli schemi di connessione" N° INSIX.1000 REV00;
- ✓ Norma CEI 99;
- ✓ Norma CEI 17-11.

Vengono di seguito elencati alcuni criteri generali circa la disposizione elettromeccanica dell'impianto, in aggiunta a quanto previsto dalla Norma CEI 99-2.

Gli interruttori e le altre apparecchiature AT (sezionatori, trasformatori di misura, ecc.) saranno disposti dallo stesso lato del rispettivo arrivo linea e/o di installazione del trasformatore elevatore.

L'impianto sarà dotato di strade interne, larghe almeno quattro metri, opportunamente delimitate al fine di evitare il transito e/o la sosta di mezzi di trasporto nelle immediate vicinanze delle parti in tensione. Le strade saranno a loro volta opportunamente distanziate dalle parti in tensione, al fine di rispettare le distanze di vincolo (dv) e di guardia (dg) , di cui alla Norma CEI 99. La viabilità interna sarà comunque realizzata al fine di consentire tutte le normali operazioni di esercizio e manutenzione dell'impianto. Per l'ingresso negli impianti saranno previsti un cancello carrabile di almeno 7 metri di tipo scorrevole ed un cancello pedonale.

Per quanto possibile, a meno di vincoli particolari, l'edificio MT di comando e controllo sarà collocato in prossimità dell'ingresso principale in modo da evitare che in caso di emergenza il personale autorizzato sia costretto a passare in vicinanza della zona apparecchiature e macchinario. L'edificio è posizionato a non meno di 10 metri da

qualsiasi parte in tensione, purchè siano rispettati i limiti di emissioni dei campi elettrici e magnetici previsti dalle Leggi in vigore.

Dovrà essere sempre preventivamente consultata TERNA in merito agli spazi da riservare per l'ampliabilità futura degli impianti.

Al fine di ridurre il rischio d'estensione dei danni causati da incendio od esplosione e anche al fine di ridurre al minimo le indisponibilità per manutenzione, di seguito sono riportate le distanze minime di progetto consigliate (SPECIFICA TECNICA TERNA tabella 7):

PRINCIPALI DISTANZE DI PROGETTO	Sez.380 kV (m)	Sez.220 kV (m)	Sez.132/150 kV (m)
Distanza tra le fasi per le sbarre, le apparecchiature e i conduttori in sorpasso (se del caso)	5,50	3,20	2,20
Distanza tra le fasi per l'amarro linee	6,25	3,50	3
Larghezza degli stalli	22	14	11
Larghezza dello stallo dell'interruttore di parallelo (del tipo ad U senza sorpasso sbarre)	44	28	22
Distanza tra le fasi adiacenti di due sistemi di sbarre	11	7,60	6
Altezza dei conduttori di stallo (asse morsetti sezionatori di sbarra)	6,50	5,30	4,50
Quota asse sbarre	11,80	9,30	7,5
Quota amarro linee (ad interruttori "sfalsati")	14	12	9
Sbalzo sbarre per i TV di sbarra (***)	5,50	4,00	3,30
Sbalzo senza TV di sbarra	4,00	3,00	2,00
Distanza tra l'asse del TV di sbarra ed il cordolo della strada	4,70	3,00	2,00
DISTANZE LONGITUDINALI TRA LE PRINCIPALI APPARECCHIATURE AT DI STALLO			
Distanza tra le sbarre e l'interruttore	10	7	6,50
Distanza tra l'interruttore ed il TA (*)	10	8	7,50
Distanza tra il TA ed il sezionatore di linea (*)	5,10	5	3,50

Nel nostro caso specifico faremo riferimento alla sezione 132/150kV.

D.9.1 Edificio di consegna MT

L'edificio per i punti di consegna MT sarà destinato ad ospitare l'arrivo di due linee MT per l'alimentazione dei S.A. della stazione e le consegne dei sistemi di telecomunicazioni.

Il fabbricato sarà composto dai locali destinati ad ospitare i quadri MT, i contatori di misura ed i sistemi di TLC. I locali dei punti di consegna saranno dotati di porte con apertura verso l'esterno rispetto alla stazione elettrica e saranno accessibili ai fornitori dei servizi di energia elettrica e TLC.

D.9.2 Apparecchiature di misura

La misura dell'energia avverrà sul lato AT /150 kV in corrispondenza del punto di consegna e sarà effettuata attraverso due diversi misuratori, uno per fini esclusivamente fiscali (UTF), l'altro a servizio del "Gestore" e dell'utente. La sottostazione sarà conforme alle prescrizioni della normativa "TERNA spa" e alle norme CEI. Tutte i componenti sono stati dimensionati in base ai calcoli effettuati sulla producibilità massima dell'impianto eolico, con i dovuti margini di sicurezza, e in base ai criteri generali di sicurezza elettrica.

D.9.3 Movimento terra

I movimenti terra, per la realizzazione degli impianti di trasformazione 30/150 kV, comportano l'esecuzione di lavori di preparazione del terreno e di scavo per la realizzazione delle opere di fondazione (portali, fondazioni macchinario e apparecchiature, torri faro, ecc).

L'area di cantiere in questo tipo di progetto sarà costituita essenzialmente dall'area su cui insisterà l'impianto.

I lavori di preparazione, in funzione delle caratteristiche planoaltimetriche e fisico/meccaniche del terreno, consisteranno in un eventuale sbancamento/riporto al fine di ottenere un piano a circa 60÷80 cm rispetto alla quota del piazzale di stazione, ovvero in uno "scortico" superficiale di circa 30 cm con scavi a sezione obbligata per le fondazioni; il criterio di gestione del materiale scavato prevede il suo deposito temporaneo presso l'area di cantiere e successivamente il suo utilizzo per il riempimento degli scavi e per il livellamento del terreno alla quota finale di progetto, previo accertamento, durante la fase esecutiva, dell'idoneità di detto materiale per il riutilizzo in sito.

Nel caso in cui i campionamenti eseguiti escludano un riutilizzo del materiale, lo stesso sarà destinato ad idonea discarica, con le modalità previste dalla normativa vigente e il riempimento verrà effettuato con materiale inerte di idonee caratteristiche proveniente da cave di prestito.

Poiché per l'esecuzione dei lavori non saranno utilizzate tecnologie di scavo con impiego di prodotti tali da contaminare le rocce e terre, nelle aree a verde, boschive, agricole, residenziali, aste fluviali o canali in cui sono assenti scarichi e in tutte le aree in cui non sia accertata e non si sospetti potenziale contaminazione, nemmeno dovuto

a fonti inquinanti diffuse, il materiale scavato sarà considerato idoneo al riutilizzo in sito. L'eventuale terreno rimosso in eccesso sarà conferito in discarica nel rispetto della normativa vigente.

D.9.4 Recinzione

L'impianto da realizzarsi sarà protetto e delimitato da una recinzione esterna, costituita da muro di base in cemento armato di altezza variabile (max. 1.50 mt) e di elementi traforati prefabbricati nella parte superiore fino ad ottenere un'altezza complessiva di 2.50 m.

D.9.5 Accesso alle aree

La strada di accesso si trova ad una quota leggermente diversa (pochi centimetri) dal terreno su cui si andranno a realizzare le opere, con la presenza di una canaletta di smaltimento, che raccoglie e convoglia le acque piovane.

Per tale motivo l'accesso all'impianto avverrà mediante la realizzazione di una rampa di lieve pendenza, che dalla strada pubblica accede direttamente alla sottostazione.

Per non ostruire il naturale deflusso delle acque piovane, saranno realizzate apposite caditoie/cunette in calcestruzzo con griglia metallica carrabile superiore, questo consentirà la raccolta delle acque ed essendo realizzata al piano di scorrimento delle acque, non ostacolerà in alcun modo il loro regolare deflusso; la soluzione con griglia superiore, inoltre permetterà una facile manutenzione dell'opera.

D.9.6 Sistemazione e pavimentazione delle aree

L'area su cui si interverrà presenta delle lievi pendenze, pertanto si provvederà alla rimozione di uno strato di terreno vegetale (circa 20-30 cm.) ed alla formazione di una nuova massicciata su cui sorgeranno le opere.

Tutte le aree sistemate saranno perfettamente in piano (salvo le pendenze tecniche per il deflusso delle acque meteoriche) con quota leggermente rialzata rispetto al terreno attuale.

Si realizzeranno tutte le basi di sostegno dei macchinari in calcestruzzo, con tirafondi in acciaio zincato, per l'alloggiamento di tutte le apparecchiature elettriche necessarie per la costruzione della sottostazione in esame, dietro l'assistenza tecnica del gestore della rete.

Le aree in cui verranno posizionate le apparecchiature elettriche saranno pavimentate mediante calcestruzzo, al cui contorno saranno posizionati i cordoli di delimitazione, sempre in calcestruzzo.

Tutte le restanti superfici, carrabili e non, verranno asfaltate mediante un primo strato di binder ed un tappetino di usura, e si troveranno a quota -0.30 m rispetto al piano di installazione delle apparecchiature elettriche.

Considerata la configurazione del sito in esame, si farà particolarmente attenzione alla raccolta delle acque piovane; difatti si provvederà a realizzare il piazzale con pendenze tecniche tali da permettere il naturale scolo delle stesse verso l'esterno e quindi verso la cunetta posta a margine della strada.

D.9.7 Edificio di consegna MT

L'edificio per i punti di consegna MT sarà destinato ad ospitare l'arrivo di due linee MT per l'alimentazione dei S.A. della stazione e le consegne dei sistemi di telecomunicazioni.

Il fabbricato sarà composto dai locali destinati ad ospitare i quadri MT, i contatori di misura ed i sistemi di TLC.

I locali dei punti di consegna saranno dotati di porte con apertura verso l'esterno rispetto alla stazione elettrica e saranno accessibili ai fornitori dei servizi di energia elettrica e TLC.

D.9.8 Illuminazione aree e locali

Tutte le aree saranno illuminate tramite una torre faro con fondazione in cemento armato, torre di sostegno in acciaio e proiettori a scarica orientabili, in numero e caratteristiche tali da assicurare un livello di illuminamento medio adeguato, posta all'interno della stessa.

Il comando dell'accensione dell'impianto di illuminazione esterna verrà effettuato attraverso un interruttore dedicato e da un apposito interruttore crepuscolare, posto in uno dei locali di misure.

I fabbricati utenti e Gestore della Rete che si realizzeranno per l'alloggiamento delle apparecchiature, verranno dotati di un'alimentazione trifase a 230/400V in c.a., con una potenza disponibile non inferiore a 9 kVA ovvero secondo le esigenze dei servizi locali.

All'interno di ogni singola cabina, si realizzerà un impianto di illuminazione e f.m., secondo le indicazioni del gestore della rete, oltre che secondo quanto stabilito dalla normativa CEI.

In particolare, l'impianto di illuminazione interna, sarà eseguita mediante apparecchiature illuminanti a tubi fluorescenti, in grado di assicurare un illuminamento medio pari a circa 200 lux. Si installeranno una serie di apparecchiature elettriche aventi caratteristiche adeguate alle prescrizioni del Gestore della rete, specifiche per la sottostazione in esame, in funzione della tensione nominale di esercizio, pari a 150 kV

D.9.9 Raccordo in cavo AT

Secondo la soluzione tecnica avanzata dal soggetto distributore "TERNA Spa" deputata al dispacciamento in AT ed unico referente per la connessione, l'impianto dovrà essere collegato in antenna su nuovo stallo a 150kV della Stazione Elettrica (SE) di Smistamento a 150kV della RTN denominata "Valle" previa realizzazione di un collegamento RTN in cavo a 150kV tra la SE "Valle" e la SE RTN a 380/150 kV denominata "Deliceto" e di un collegamento RTN in cavo a 150kV tra la SE "Valle" e il futuro ampliamento della SE RTN a 380/150 kV denominata "Melfi". Il collegamento alla RTN necessita della realizzazione di uno stallo di trasformazione MT/AT di utenza, della società proponente, che serve ad elevare la tensione dell'impianto di produzione a 30kV al livello di tensione di connessione a 150kV; la connessione alla RTN sarà attuata con cavo in polietilene reticolato XLPE in formazione minima da 1600 mm².

L'elettrodotto è stato progettato in modo tale da recare minor sacrificio possibile alle proprietà interessate, avendo cura di vagliare le situazioni esistenti sui fondi da asservire rispetto anche alle condizioni dei terreni limitrofi.

Il tracciato dell'elettrodotto in cavo interrato in oggetto si svilupperà quasi interamente su viabilità pubblica.

L'elettrodotto di utenza sarà costituito da una terna composta di tre cavi unipolari realizzati con conduttore in alluminio, isolante in XLPE, schermatura in alluminio e guaina esterna in polietilene.

Ciascun conduttore di energia, per scelte di ridondanza motivate da ampliamenti futuri della produzione fotovoltaica, avrà una sezione indicativa di circa 1600 mm².

Il collegamento dovrà essere in grado di trasportare la potenza massima degli impianti fotovoltaici che saranno connessi alla stazione di utenza da cui parte il presente

collegamento.

Per l'elettrodotto in oggetto sono previsti i seguenti componenti:

- ✓ n. 3 conduttori di energia;
- ✓ n. 6 terminali per esterno;
- ✓ n. 1 sistema di telecomunicazioni

I cavi saranno interrati ed installati normalmente in una trincea della profondità di 1,5 m, con disposizione delle fasi a trifoglio.

Nello stesso scavo, a distanza di almeno 0,3m dai cavi di energia, sarà posato un cavo con fibre ottiche e/o telefoniche per trasmissione dati e/o tritubo di polietilene alta densità PEHD tipo PN 6 diametro 50mm.

Tutti i cavi verranno alloggiati in terreno di riporto, la cui resistività termica, se necessario, verrà corretta con una miscela di sabbia vagliata o con cemento 'mortar'.

Saranno protetti e segnalati superiormente da una rete in PVC e da un nastro segnaletico, ed ove necessario anche da lastre di protezione in cemento armato dello spessore di 6 cm.

La restante parte della trincea verrà ulteriormente riempita con materiale di risulta e di riporto. Altre soluzioni particolari, quali l'alloggiamento dei cavi in cunicoli prefabbricati o gettati in opera od in tubazioni di PVC della serie pesante o di ferro, potranno essere adottate per attraversamenti specifici.

Stante la semplicità e linearità di tracciatura del percorso, non sarà necessario osservare alcuna precauzione, nella posa della condotta, al fine di limitare disagi al traffico veicolare locale o utilizzare sistemi particolari quali attrezzature tipo "spingi-tubo" o apparecchiature atte alla "perforazione teleguidata", stante l'assenza di strutture superiori esistenti non interrompibili ed interferenti in accordo a quanto previsto dalla Norma tecnica applicabile CEI 11-17.

In tali casi la sezione di posa potrebbe differire da quella normale sia per quanto attiene il posizionamento dei cavi che per le modalità di progetto delle protezioni.

I dispositivi di protezione devono essere costituiti da involucri (cassette o tubi) preferibilmente in acciaio zincato a caldo (Norma CEI 7-6) od inossidabile, con pareti di spessore non inferiore a 2 mm.

Sono ammessi involucri protettivi differenti da quelli sopra descritti purché presentino adeguata resistenza meccanica e siano, quando il materiale di cui sono costituiti lo renda necessario, protetti contro la corrosione.

Il presente progetto prevederà la posa in opera di condotta interrata in AT in cui ciascun cavo d'energia sarà costituito da un conduttore in rame/alluminio compatto di sezione indicativa pari a circa 1600 mm² tamponato (1), schermo semiconduttivo sul conduttore (2), isolamento in polietereicolato (XLPE) (3), schermo semiconduttivo sull'isolamento (4), nastri in materiale igroespandente (5), guaina in alluminio longitudinalmente saldata (6), rivestimento in politene con grafitatura esterna (7).

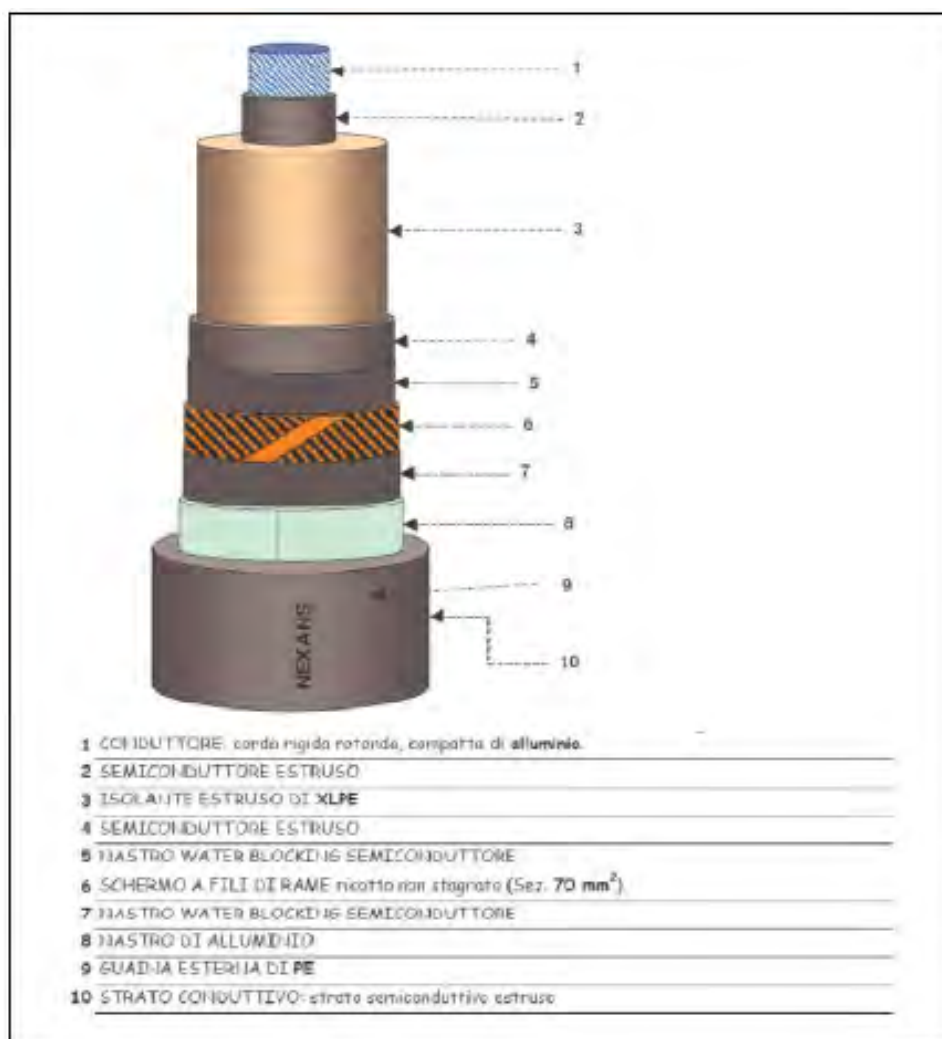


Figura 42 – Schema tipologico del cavo

D.10 OPERE CIVILI

D.10.1 Strade di servizio e accesso

Le strade di accesso esistenti permetteranno un facile accesso dei mezzi al sito di installazione. Le stradine di servizio saranno realizzate come piste in terra battuta. Nessun percorso carrabile esistente a servizio dell'attività agricola sarà modificato in

natura del fondo, geometria e percorso.

D.10.2 Livellamento

L'area necessaria all'installazione dei moduli fotovoltaici, sarà livellata solo dove si renda strettamente necessario di modo che presenti una pendenza contenuta. Le pendenze del terreno saranno quanto più possibile mantenute allo stato naturale per interferire il meno possibile sullo scorrimento dell'acqua piovana.

Se occorre saranno realizzate apposite pendenze per il defluvio dell'acqua piovana in canali di scolo. Il livellamento del terreno sarà comunque eseguito in maniera tale da non modificare significativamente il naturale deflusso delle acque.

D.10.3 Scavi

È prevista l'esecuzione di scavi per la posa dei cavidotti per il cablaggio elettrico. Gli scavi a sezione ristretta, necessari per la posa dei cavi avranno ampiezza massima di 0,6 m e profondità massima che varia tra 1 m e 1,5m a seconda se la tratta di elettrodotto interessa terreno agricolo o strade carrabili. La larghezza dello scavo varia in relazione al numero di linee elettriche che saranno posate.

Gli scavi, effettuati con mezzi meccanici, saranno realizzati evitando che le acque scorrenti alla superficie del terreno non abbiano a riversarsi nei cavi.

I materiali rinvenuti dagli scavi a sezione ristretta, realizzati per la posa dei cavi, saranno momentaneamente depositati in prossimità degli scavi stessi o in altri siti individuati nel cantiere. Successivamente lo stesso materiale sarà riutilizzato per il rinterro.

I materiali rinvenuti dagli scavi a sezione ampia, realizzati per l'esecuzione delle fondazioni delle cabine, potranno essere utilizzati in parte per l'appianamento dell'area di installazione ed il resto trasportato a rifiuto in discarica autorizzata.

D.10.4 Recinzioni e cancelli d'accesso

La recinzione sarà realizzata in rete grigliata di altezza di 2.00 m fissati a mezzo di idonei ancoraggi e imbullonati tra loro, composti da profilati piatti in acciaio, zincati e colorati. La recinzione prevede cancello carrabile e pedonabile realizzati in lamiera di acciaio zincata a caldo.

D.10.5 Cabina

Si utilizzeranno cabine prefabbricate di cui si dà dettaglio costruttivo nei disegni in allegato al progetto. Per la climatizzazione della cabina si utilizzeranno pompe di calore.

Manufatto, muratura e pavimento

Il manufatto prefabbricato garantirà in ogni sua parte e componente un'adeguata protezione contro eventuali tentativi di smontaggio dall'esterno; sarà inoltre realizzato in modo da avere un grado di protezione IP 33 verso l'interno. Le dimensioni di ingombro saranno quelle prescritte nei disegni facenti parte del progetto definitivo e sarà realizzato con una struttura monoblocco in cemento armato vibrato, con pareti interne lisce senza nervature. Il calcestruzzo utilizzato per la realizzazione della struttura deve essere miscelato con idonei additivi fluidificanti e impermeabilizzanti, al fine di ottenere adeguata protezione da infiltrazioni d'acqua per capillarità. La posa in opera del manufatto verrà fatta su un idoneo basamento in CLS esistente, al quale sarà ancorato tramite adeguati tasselli a espansione oppure viti ad infissione diretta.

Sul pavimento verranno praticate due aperture passanti e quattro fori circolari. Il pavimento sarà perfettamente piano, sufficientemente rifinito, antisdrucchiolo e in grado di sostenere tutti i carichi fissi e mobili (7000 kg/m²) previsti sia durante il servizio sia in fase di montaggio. La copertura del manufatto sarà realizzata in unica falda impermeabilizzata con guaina ardesiata bituminosa applicata a caldo avente spessore minimo di 4 mm. Ai quattro angoli debbono essere previsti opportuni fori con inserto metallico filettato, muniti di tappi ermetici, per l'applicazione di n° 4 golfari di sollevamento idonei a sopportare il carico complessivo dell'intera struttura, sia in fase di trasporto sia in fase di posizionamento.

Le pareti esterne del manufatto saranno realizzate in calcestruzzo confezionato con cemento vibrato ad alta resistenza, adeguatamente armato. Su tre della quattro pareti devono essere praticati i vani di accesso come indicato nei disegni di progetto. Le porte di accesso saranno fornite in opera e avranno le seguenti caratteristiche e dotazioni:

- ✓ ante apribili verso l'esterno;
- ✓ targa monitoria di sicurezza (divieto di accesso, divieto di spengere incendi con acqua e pericolo elettrico);
- ✓ dimensioni indicate nella specifica tecnica;
- ✓ serratura della porta come da specifica tecnica.

Il prefabbricato sarà rifinito con pareti interne e il soffitto tinteggiato con pitture a base di resine sintetiche o tempera di colore bianco. Le pareti esterne saranno trattate con rivestimento murale plastico idrorepellente (colore RAL 1011), costituito da resine sintetiche pregiate, polvere di quarzo, ossidi coloranti e additivi che garantiscano:

- ✓ il perfetto ancoraggio sul manufatto;
- ✓ resistenza agli agenti atmosferici anche in ambienti aggressivi (industriale e marino);
- ✓ inalterabilità del colore alla luce solare e stabilità agli sbalzi di temperatura (in particolare per una temperatura da -10 °C a 60 °C).

L'elemento di copertura sarà trattato con lo stesso rivestimento sopra citato ma con colore RAL 7001.

Illuminazione

L'impianto di illuminazione all'interno del manufatto sarà realizzato mediante due plafoniere stagne in materiale termoplastico autoestinguento (policarbonato o equivalente), con grado di protezione IP55, contenenti ognuna una lampada a led della potenza di 18 W e installate a soffitto sopra le porte di accesso. Gli apparecchi debbono essere comandati mediante appositi deviatori bipolari, in custodia avente grado di protezione IP 44, alloggiati sulle pareti più lunghe del prefabbricato a destra delle porte d'accesso dei vani quadri BT e MT. All'interno del locale, in posizione ben visibile e accessibile, saranno installati due nodi di terra in sbarra sagomata di rame elettrolitico delle dimensioni 50x4x150 mm. Tali nodi di terra saranno collegati tra loro, alle armature in ferro del manufatto e ai supporti del quadro BT, mediante corda di rame nuda 35/7 CEI-UNEL 01437 (sezione 35 mm²); le connessioni ai ferri d'armatura saranno due, ben riconoscibili, realizzate mediante inserti filettati annegati nel cemento e in intimo contatto con l'armatura metallica. I collegamenti in corda di rame dell'impianto di terra saranno realizzati in modo da non intralciare le successive operazioni di posa o rimozione delle apparecchiature, con particolare riferimento al trasformatore MT/BT. Pertanto, la corda di rame avente sezione pari a 35 mm² che collega i due nodi di terra, alla quale verranno connesse le parti metalliche non in tensione, sarà posata lungo la parete lunga del manufatto priva di aperture e a filo della cava BT.

D.11 MANUTENZIONE

La manutenzione degli impianti, sia essa di tipo ordinario che straordinaria, ha la finalità di mantenere costante nel tempo le prestazioni degli impianti, essa comprenderà quindi tutte le operazioni necessarie all'ottenimento di quanto sopra nonché ad:

- ✓ ottimizzare i consumi;
- ✓ garantire una lunga vita all'impianto, prevedendo le possibili avarie e riducendo nel tempo i costi di manutenzione straordinaria che comportano sostituzioni e/o riparazioni di componenti importanti dell'impianto.

D.11.1 Manutenzione ordinaria

La manutenzione si intende ordinaria quando:

- ✓ comporta l'impiego di materiali di consumo o di ricambio espressamente previsti;
- ✓ può essere eseguita in luogo con attrezzi di tipo corrente (chiavi, cacciaviti e simili);
- ✓ non richiede parti specifiche di ricambio, ma unicamente minuterie o materiali di normale usura (ranelle, guarnizioni, materiali di saldatura e simili) e comprende tutti gli oneri relativi alle operazioni ordinarie e necessarie per assicurare l'efficienza degli impianti e la loro conservazione.

D.11.2 Manutenzione straordinaria

La manutenzione si intende straordinaria quando:

- ✓ non può essere eseguita in loco oppure quando, eseguita in loco richiede mezzi di particolare importanza (ponteggi e mezzi di sollevamento) ed attrezzature particolari;
- ✓ comporta l'approvvigionamento di parti di ricambio, oppure la sostituzione di componenti dell'impianto di uso non corrente.

D.11.3 Piano di manutenzione

Il piano di manutenzione sarà costituito dal programma di manutenzione e dai manuali d'uso delle apparecchiature degli impianti in oggetto, ed individua un sistema di controlli ed interventi da seguire a cadenze temporali prefissate. I manuali d'uso contengono tutte le informazioni relative ai vari componenti dell'impianto per consentirne la loro corretta gestione e manutenzione. Inoltre il piano di manutenzione dovrà integrarsi con il piano di

manutenzione generale del resto del complesso in quanto gli impianti aggiunti non rappresentano altro che una implementazione degli impianti già esistenti, per cui sarà sufficiente applicare a questi il piano manutentivo generale. Prima dell'inizio delle operazioni di manutenzione degli impianti devono essere state eseguite tutte le prove e verifiche ed aver recepito tutti i dati relativi alle prestazioni attese in grado di essere fornite dall'impianto.

D.11.4 Moduli fotovoltaici

La manutenzione preventiva sui singoli moduli non richiede la messa fuori servizio di parte o di tutto l'impianto e consiste in:

- ✓ ispezione visiva, tesa all'identificazione dei danneggiamenti ai vetri (o supporti plastici) anteriori, deterioramento del materiale usato per l'isolamento interno dei moduli, microscariche per perdita di isolamento ed eccessiva sporcizia del vetro (o supporto plastico);
- ✓ controllo cassetta di terminazione, mirata ad identificare eventuali deformazioni della cassetta di terminazione, la formazione di umidità all'interno, lo stato dei contatti elettrici della polarità positive e negative, lo stato dei diodi di by-pass, il corretto serraggio dei morsetti di intestazione dei cavi di collegamento delle stringhe e l'integrità della siliconatura dei passacavi.

D.11.5 Stringhe fotovoltaiche

La manutenzione preventiva sulle stringhe viene effettuata dal quadro elettrico in continua, non richiede la messa fuori servizio di parte o tutto l'impianto e consiste nel controllo delle grandezze elettriche: l'ausilio di un normale multimetro controllare l'uniformità delle tensioni a vuoto e delle correnti di funzionamento per ciascuna delle stringhe che fanno parte dell'impianto; se tutte le stringhe sono nelle stesse condizioni di esposizione, risultano accettabili scostamenti fino al 10%.

D.11.6 Quadri elettrici

La manutenzione preventiva sui quadri elettrici non comporta operazioni di fuori servizio di parte o di tutto l'impianto e consiste in:

- ✓ *ispezione visiva*: tesa alla identificazione di danneggiamenti dell'armadio e dei componenti contenuti ed alla corretta indicazione degli strumenti di misura

eventualmente presenti sul fronte quadro;

- ✓ *controllo protezioni elettriche*: per verificare l'integrità dei diodi di blocco e l'efficienza degli scaricatori di sovratensione;
- ✓ *controllo organi di manovra*: per verificare l'efficienza degli organi di manovra;
- ✓ *controllo cablaggi elettrici*: per verificare, con prova di sfilamento, i cablaggi interni dell'armadio (solo in questa fase è opportuno il momentaneo fuori servizio) ed il serraggio dei morsetti;
- ✓ *controllo elettrico*: per controllare la funzionalità e l'alimentazione del relè di isolamento installato, se il generatore è flottante, e l'efficienza delle protezioni di interfaccia.

D.11.7 Convertitore

Le operazioni di manutenzione preventiva sono limitate ad una ispezione visiva mirata ad identificare danneggiamenti meccanici dell'armadio di contenimento, infiltrazione di acqua, formazione di condensa, eventuale deterioramento dei componenti contenuti e controllo della corretta indicazione degli strumenti di misura eventualmente presenti.

Tutte le operazioni è bene che vengano eseguite con impianto fuori servizio.

D.11.8 Collegamenti elettrici

La manutenzione preventiva sui cavi elettrici di cablaggio non necessita di fuori servizio e consiste, per i soli cavi a vista, in un'ispezione visiva tesa all'identificazione di danneggiamenti, bruciature, abrasioni, deterioramento isolante, variazioni di colorazioni del materiale usato per l'isolamento.

E. QUADRO DI RIFERIMENTO AMBIENTALE.

Nella definizione del sistema ambientale di riferimento risulta necessario in via preliminare individuare le componenti ambientali che a seguito dell'intervento di progetto possono essere oggetto di potenziali interferenze. Dall'analisi delle azioni di

progetto e in relazione alle caratteristiche ambientali del sistema si è proceduto all'analisi delle seguenti componenti ambientali:

- ✓ **Atmosfera:** qualità dell'aria e caratterizzazione meteo climatica;
- ✓ **Salute pubblica:** rumore e campi elettromagnetici;
- ✓ **Suolo e sottosuolo:** intesi come profilo geologico, geomorfologico e pedologico, nel quadro dell'ambiente in esame ed anche come risorse non rinnovabili;
- ✓ **Ambiente idrico:** acque sotterranee e superficiali (dolci, salmastre e marine), considerate come componenti, come ambiente e come risorsa;
- ✓ **Flora e fauna:** formazioni vegetali ed associazioni animali, emergenze più significative, specie protette ed equilibri naturali;
- ✓ **Paesaggio:** aspetti morfologici e culturali del paesaggio, identità delle comunità umane interessate e relativi beni culturali.
- ✓ **Patrimonio storico e culturale:** analisi di eventuali aree ad interesse storico/culturale.
- ✓ **Aspetti socio-economici:** Valutazione dei benefici monetari e occupazionali;

Lo studio si completa con la valutazione degli **Impatti cumulativi** come previsto dalla DGR n. 2122 del 23 ottobre 2012.

L'ambito territoriale di riferimento utilizzato per il presente studio (area vasta) non è stato definito rigidamente; sono state invece determinate diverse aree soggette all'influenza potenziale derivante dalla realizzazione del progetto, con un procedimento di individuazione dell'estensione territoriale all'interno della quale si sviluppa e si esaurisce la sensibilità dei diversi parametri ambientali agli impulsi prodotti dalla realizzazione ed esercizio dell'intervento.

Tale analisi è stata condotta principalmente sulla base della conoscenza del territorio e dei suoi caratteri ambientali e soprattutto sulla base di specifiche analisi ed indagini ambientali effettuate per la puntuale definizione della situazione zero delle singole componenti ambientali, oltre che dell'esperienza maturata nel corso di precedenti studi effettuati in materia ambientale, consentendo in tal modo di individuare le principali relazioni tra tipologia dell'opera e caratteristiche ambientali,

L'identificazione di un'area vasta preliminare è dettata dalla necessità di definire, preventivamente, l'ambito territoriale di riferimento nel quale possono essere inquadrati tutti i potenziali effetti della realizzazione dell'opera e all'interno del quale realizzare

tutte le eventuali future analisi specialistiche per le diverse componenti ambientali di interesse.

Il principale criterio di definizione dell'ambito di influenza potenziale dell'opera di progetto è funzione della correlazione tra le caratteristiche generali dell'area di inserimento e i potenziali fattori di impatto ambientale, determinati dall'opera in progetto ed individuati dall'analisi preliminare. Tale criterio porta ad individuare un'area entro la quale, allontanandosi gradualmente dal sito di intervento, si ritengono esauriti o non avvertibili gli effetti dell'opera.

Su tali basi, si possono definire le caratteristiche generali dell'area vasta preliminare:

- ✓ ogni potenziale interferenza sull'ambiente direttamente o indirettamente dovuta alla realizzazione dell'opera deve essere sicuramente trascurabile all'esterno dei confini dell'area vasta preliminare;
- ✓ l'area vasta preliminare deve includere tutti i ricettori sensibili ad impatti anche minimi sulle diverse componenti ambientali di interesse;
- ✓ l'area vasta preliminare deve avere caratteristiche tali da consentire il corretto inquadramento dell'opera in progetto nel territorio in cui verrà realizzata.

Gli ambiti territoriali di riferimento considerati nella descrizione del sistema ambientale che presentano le valutazioni condotte sulle singole variabili ambientali, sono prevalentemente definiti a scala provinciale e sub-provinciale, mentre le analisi di impatto hanno fatto sovente riferimento ad una scala locale (qualche kilometro), costituita dall'area del sito, dal territorio comunale di Ascoli Satriano ed, eventualmente, dei comuni limitrofi.

E.1 ATMOSFERA

E.1.1 Stato di fatto (punto zero)

E.1.1.1 Qualità dell'aria

Panoramica del dato nazionale¹.

La quantità CO₂ atmosferica emessa nel 2017 in seguito alla produzione di energia elettrica e calore è stata di 106,1 Mt (di cui 93 Mt per la generazione elettrica e 13,1 Mt

¹ Rapporto 303/2019 dell'ISPRA "Fattori di emissione atmosferica di gas a effetto serra nel settore elettrico nazionale e nei principali Paesi Europei"

per la produzione di calore).

Le emissioni atmosferiche di CO₂ dovute alla combustione di prodotti petroliferi hanno rappresentato, fino alla prima metà degli anni '90, una quota rilevante delle emissioni totali del settore termoelettrico. Nel 1995 la quota emissiva da prodotti petroliferi ammontava al 61,1% delle emissioni del settore termoelettrico. Successivamente la quota di CO₂ da prodotti petroliferi è costantemente diminuita fino ad arrivare al 8,3% nel 2017. Va tuttavia considerato che tra i prodotti petroliferi sono annoverati anche i gas di sintesi da processi di gassificazione che a partire dal 2000 rappresentano una quota crescente. Considerando solo l'olio combustibile la quota emissiva rispetto alle emissioni del settore elettrico passa da 61,1% a 1,5% nel periodo 1995-2017. La quota di emissioni da gas naturale passa da 18,3% nel 1995 a 57,2% nel 2017.

Combustibili	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018*
Solidi	28,1	20,8	22,4	40,1	35,3	39,1	42,4	39,8	38,1	38,9	31,9	28,4	26,3
Gas naturale	21,0	24,4	48,7	59,1	59,3	55,1	49,6	40,2	34,9	40,4	46,4	51,7	47,5
Gas derivati	6,7	6,4	6,4	11,1	7,8	8,8	7,4	5,4	5,5	3,6	4,6	3,7	3,5
Prodotti petroliferi	70,2	81,4	61,2	31,8	15,0	12,3	11,8	8,8	8,3	7,6	6,7	6,3	5,9
Altri combustibili	0,1	0,2	0,5	1,8	3,0	3,2	3,1	3,0	3,1	3,3	3,0	2,9	2,9
Totale	126,2	133,2	139,2	144,0	120,4	118,5	114,3	97,2	89,9	93,4	92,5	93,0	86,2

* Stime preliminari ISPRA

Emissioni di anidride carbonica dal settore termoelettrico per la produzione di energia elettrica per combustibile (Mt CO₂)

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

Contaminanti atmosferici	2005	2010	2015	2016	2017
Ossidi di azoto - NO _x	129,0	102,3	86,3	82,9	80,7
Ossidi di zolfo - SO _x	183,9	79,0	32,5	25,0	22,6
Composti organici volatili non metanici - COVNM	18,0	25,3	26,7	29,1	29,7
Monossido di carbonio - CO	36,3	35,7	32,0	33,6	34,7
Ammoniaca - NH ₃	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Materiale particolato - PM ₁₀	5,9	3,4	2,0	2,0	1,9

Contaminanti atmosferici emessi dal settore elettrico per la produzione di energia elettrica e calore (kt)

La qualità dell'aria nella Regione Puglia.

L'ARPA Puglia realizza il monitoraggio della qualità dell'aria regionale attraverso molteplici strumenti. Alla Rete Regionale di monitoraggio della Qualità dell'Aria, approvata con D.G.R. della Regione Puglia n. 2420/2013 e costituita da 53 stazioni, se

ne affiancano altre di valenza locale. Tutte sono dotate di analizzatori automatici per la rilevazione in continuo degli inquinanti normati dal D. Lgs. 155/10: PM10, PM2.5, NOx, O3, Benzene, CO, SO2. Nei territori sprovvisti di reti di monitoraggio, e su richiesta delle Amministrazioni locali, ARPA conduce campagne di rilevazioni con laboratori mobili. La determinazione degli Idrocarburi Policiclici Aromatici e dei metalli pesanti è condotta in laboratorio, sui campioni di PM10 prelevato in selezionate stazioni di monitoraggio.

Tra le varie pubblicazioni dell'ARPA Puglia è stata scelta la "*Valutazione dello stato della Qualità dell'Aria sulla regione Puglia con focus sul Salento - Anno 2017*", che per la prima volta ha applicato un sistema modellistico sull'intero territorio regionale, integrata con le misurazioni mensili, fino all'attualità, consultate dal sito istituzionale dello stesso ente.

Il D.Lgs 155/2010 pone la valutazione della qualità dell'aria ambiente come premessa conoscitiva indispensabile per la gestione delle relative criticità e la conseguente pianificazione delle politiche di intervento.

Lo stesso decreto identifica nelle Regioni gli enti territoriali deputati allo svolgimento annuale della valutazione della qualità dell'aria ambiente (QA) sull'intero territorio regionale.

Tale valutazione può essere condotta con i modelli di dispersione della QA, in grado sia di valutare la qualità dell'aria in zone del territorio, dove non sono presenti siti di monitoraggio, che di integrare le informazioni puntuali, fornite dalle misure effettuate dalle centraline di monitoraggio.

*Nel corso del triennio 2015-2017 ARPA Puglia si è dotata di un **sistema modellistico** in grado di ricostruire sull'intero territorio regionale, con focus su eventuali sottodomini di interesse, le concentrazioni di inquinanti gassosi e di particolato in modalità sia retrospettiva che predittiva². Tale sistema è inoltre in grado di assimilare le misure fornite dalla rete di monitoraggio della QA gestite da ARPA Puglia.*

Il sistema modellistico si basa sull'applicazione dei modelli euleriani di chimica e trasporto, che, come indicato nella Appendice III del D.Lgs. 155/2010, rappresentano gli

² Il servizio di previsione ed analisi dello stato della qualità dell'aria sulla Puglia e sull'area di Taranto, reso operativo da Arpa Puglia nel corso del 2016, è stato attivato ai sensi degli art.14 e art.18 del D.Lgs 155/2010. Sul sito <http://cloud.arpa.puglia.it/previsioniqualitadellaria/index.html> sono disponibili giornalmente le previsioni a +72 ore dello stato della QA (con risoluzione spaziale rispettivamente di 4 km sulla Puglia e di 1 km sull'area di Taranto) e la ricostruzione (detta analisi) dello stato della QA relativa al giorno precedente (ieri), ottenuta mediante assimilazione dei dati misurati.

strumenti più idonei a trattare il contesto pugliese, caratterizzato da una elevata complessità meteorologica ed emissiva.

Il sistema di ARPA Puglia è attualmente installato ed implementato sul datacenter di calcolo, ReCaS, realizzato dall'Università degli Studi di Bari "Aldo Moro" e dall'Istituto Nazionale di Fisica Nucleare (INFN).

Obiettivo della presente relazione è mostrare i risultati delle simulazioni, condotte da ARPA Puglia con il suddetto sistema, utili a valutare, ai sensi del D.Lgs 155/2010, lo stato della QA, riferito all'anno 2017, sull'intera regione Puglia, a 4km di risoluzione spaziale, con uno specifico focus ad 1 km sulle province di Brindisi, Lecce e Taranto. Tale focus è stato condotto per caratterizzare con maggiore dettaglio i livelli di concentrazione e la relativa distribuzione spaziale degli inquinanti normati, con particolare riferimento all'identificazione delle aree di superamento. Si precisa inoltre che i campi di concentrazione, ricostruiti sulla Puglia e sul Salento dal modello fotochimico, sono stati combinati/integrati con le misure effettuate nel 2017 dalle reti di monitoraggio di ARPA Puglia, al fine di ottenere una migliore e più realistica rappresentazione dello stato della qualità dell'aria sul territorio sia in termini di entità dei livelli di concentrazione che di distribuzione spaziale.



Figura 43 Collocazione delle stazioni di monitoraggio della RRQA assimilate

Provincia	stazione	Tipo zona	tipo stazione	Dominio regionale	Dominio locale	PM2.5	PM10	NO2	O3	CO	C6H6	SO2
FG	Fg-Manfredonia	Suburbana	Traffico	x			X	X		X	X	
FG	Monte S. Angelo	Rurale	Fondo	x			X	X	X			
FG	Candela Scuola	Suburbana	Fondo	x			X	X		X	X	X
FG	Candela Ex Comes	Rurale	Fondo	x			X	X	X	X		
FG	Az. Russo	Rurale	fondo	x		X	X	X	X			
FG	Foggia Via Rosati	Urbana	fondo	x		X	X	X		X		

Figura 44 Elenco delle centraline e dei relativi analizzatori

Inquinante	Limite	Periodo di mediazione	Limite	Superamenti in un anno
PM10 (µg/m3)	Valore limite sulle 24 ore per la protezione della salute umana	Media giornaliera	50 µg/m3	massimo 35
	Valore limite annuale per la protezione della salute umana	anno civile	40 µg/m3	
PM2.5 (µg/m3)	Valore Limite annuale per la protezione della salute umana	anno civile	25 µg/m3	
NO2 (µg/m3)	Valore limite orario per la protezione della salute umana	Media massima oraria	200 µg/m3	massimo 18
	Valore limite annuale per la protezione della salute umana	anno civile	40 µg/m3	
O3 (µg/m3)	Soglia d'informazione	Media massima oraria	180 µg/m3	
	Soglia d'allarme	Media massima oraria	240 µg/m3	
	Valore obiettivo	Media massima giornaliera calcolata su 8 ore	120 µg/m3	<= 25 volte/anno come media su 3 anni
CO (mg/m3)	Valore limite orario per la protezione della salute umana	Media massima giornaliera calcolata su 8 ore	10 mg/m3	
SO2 (µg/m3)	Valore limite giornaliero	Media giornaliera	125 µg/m3	massimo 3
	Valore limite su 1 ora per la protezione della salute umana	Media massima oraria	350 µg/m3	massimo 24
Benzene(µg/m3)	Valore limite su base annua	anno civile	5 µg/m3	
Benzo(a)pirene(ng/m3)	Concentrazione presente nella frazione PM10 del materiale particolato, calcolato come media su un anno civile	anno civile	1 ng/m3	
Metalli pesanti(ng/m3)	Arsenico	anno civile	6 ng/m3	
	Cadmio	anno civile	5 ng/m3	
	Nichel	anno civile	20 ng/m3	
	Piombo	anno civile	0,5 µg/m3	

Figura 45 Valori limite prescritti dal D.Lgs. 155/2010

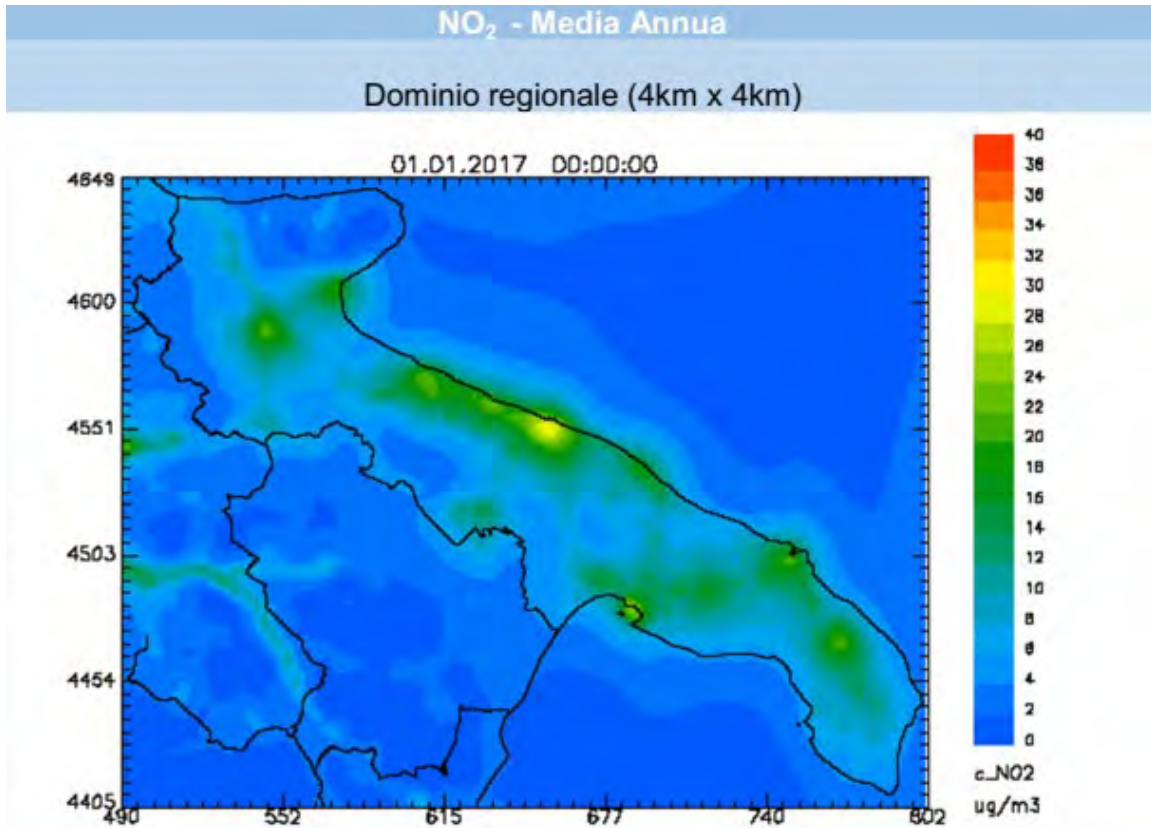


Figura 46 Mappa della concentrazione media annuale di NO₂ (µg/m³) riferite al 2017 sulla regione Puglia

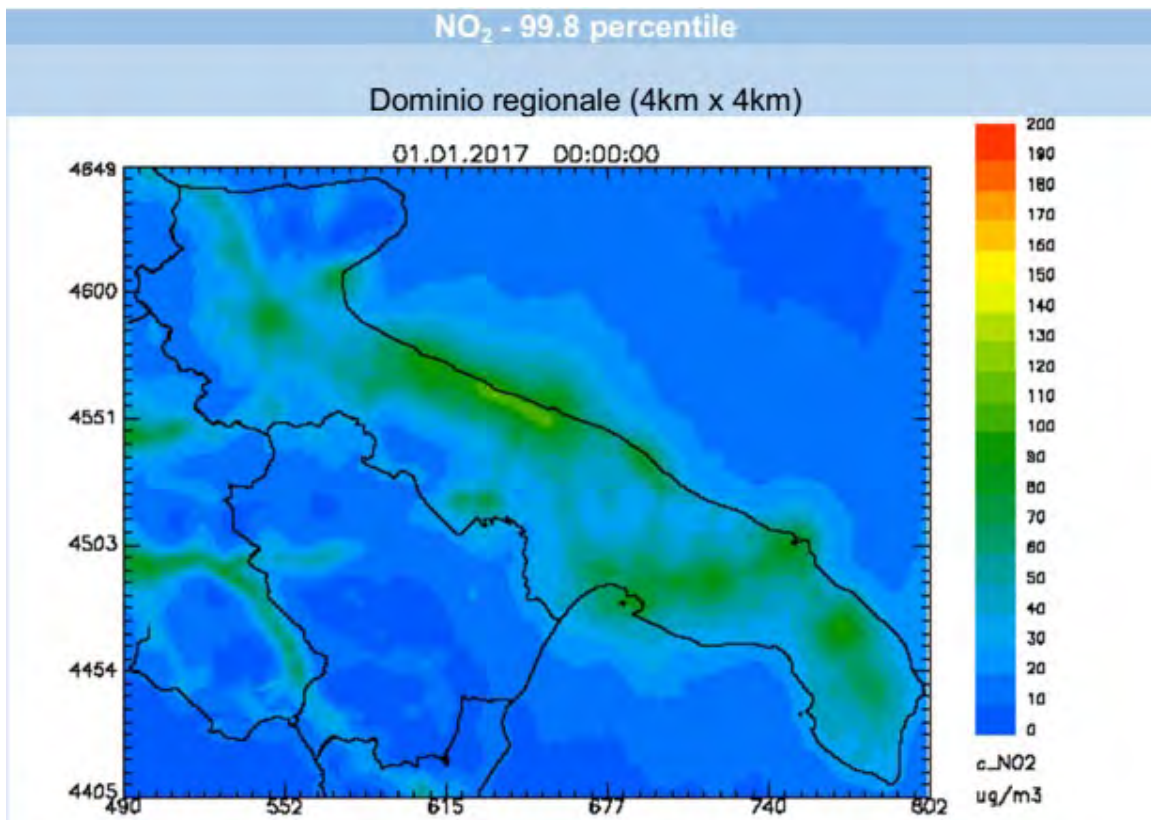


Figura 47 Mappa riferita al 2017 del 99.8° percentile di NO₂ (µg/m³), calcolato sulla serie annuale delle concentrazioni orarie, sulla regione Puglia, ottenute tramite l'assimilazione

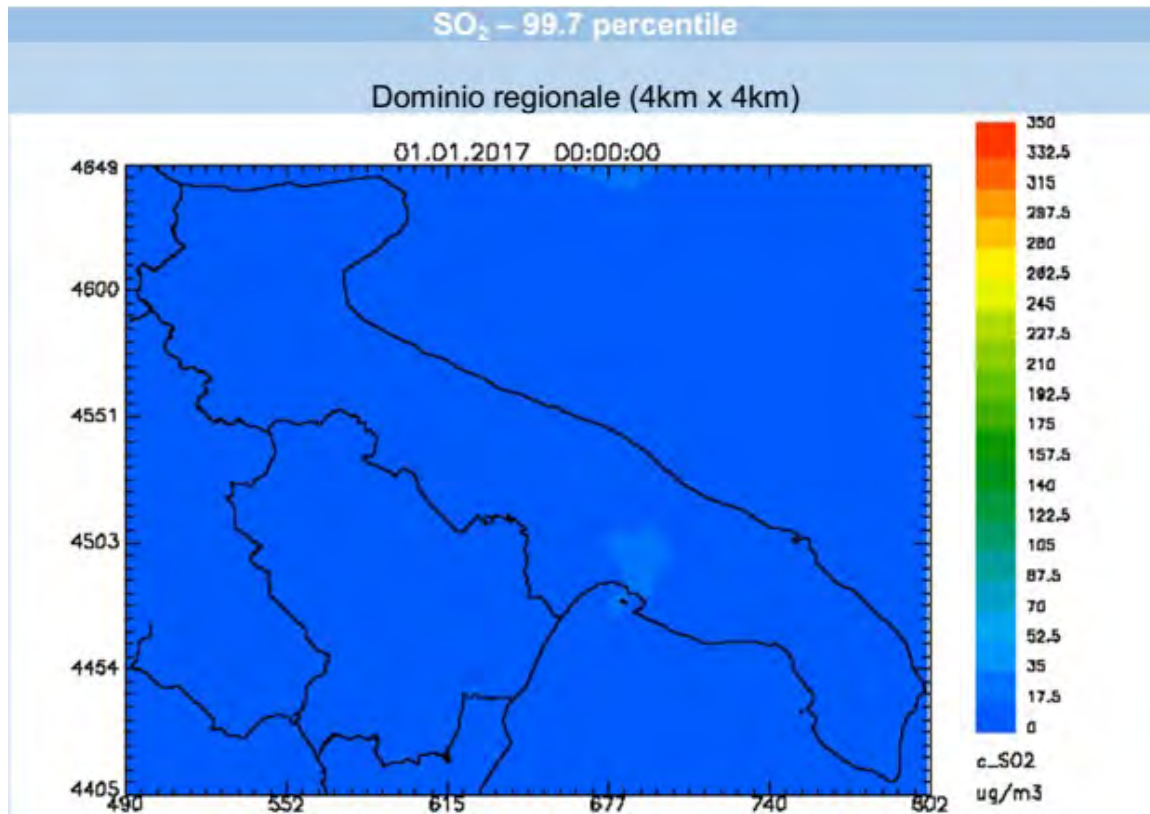


Figura 48 Mappa riferita al 2017 del 99.7° percentile di SO₂ (µg/m³), calcolato sulla serie annuale delle concentrazioni giornaliere, sulla regione Puglia, ottenuta tramite l'assimilazione

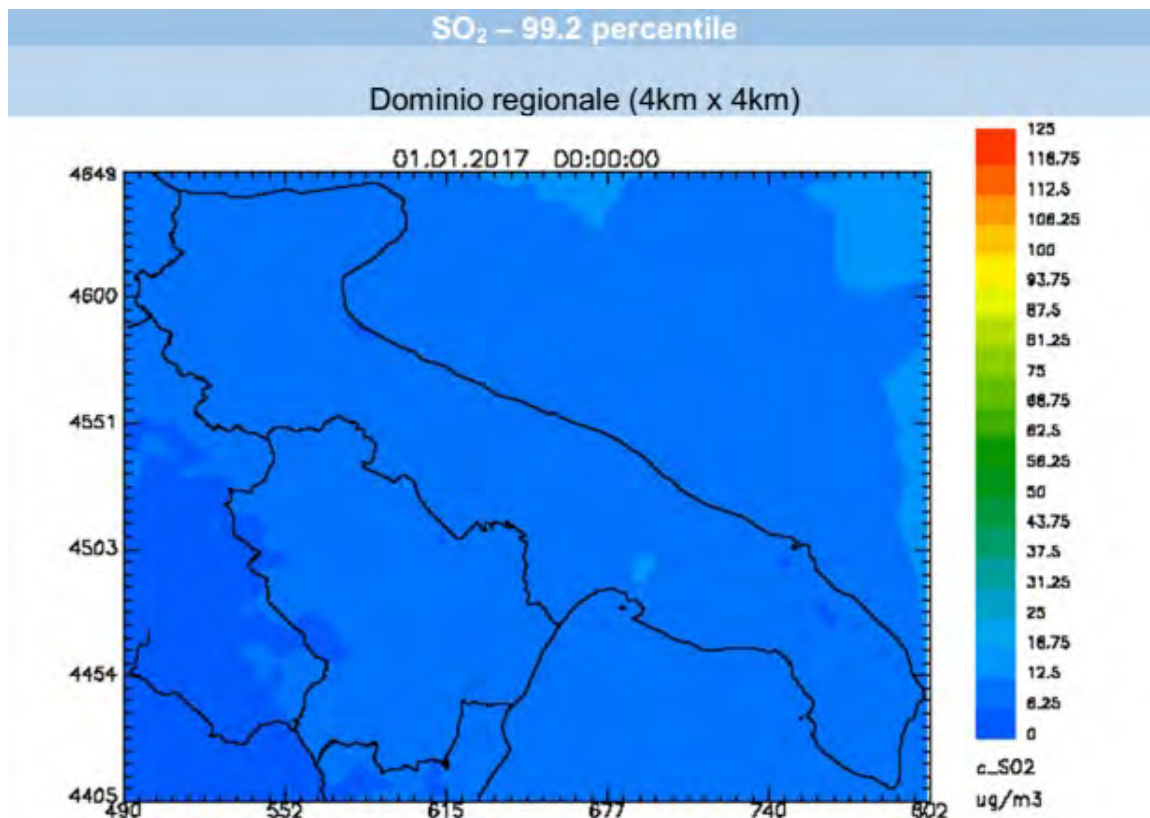


Figura 49 Mappa riferita al 2017 del 99.2° percentile di SO₂ (µg/m³), calcolato sulla serie annuale delle concentrazioni orarie, sulla regione Puglia ottenuta tramite l'assimilazione

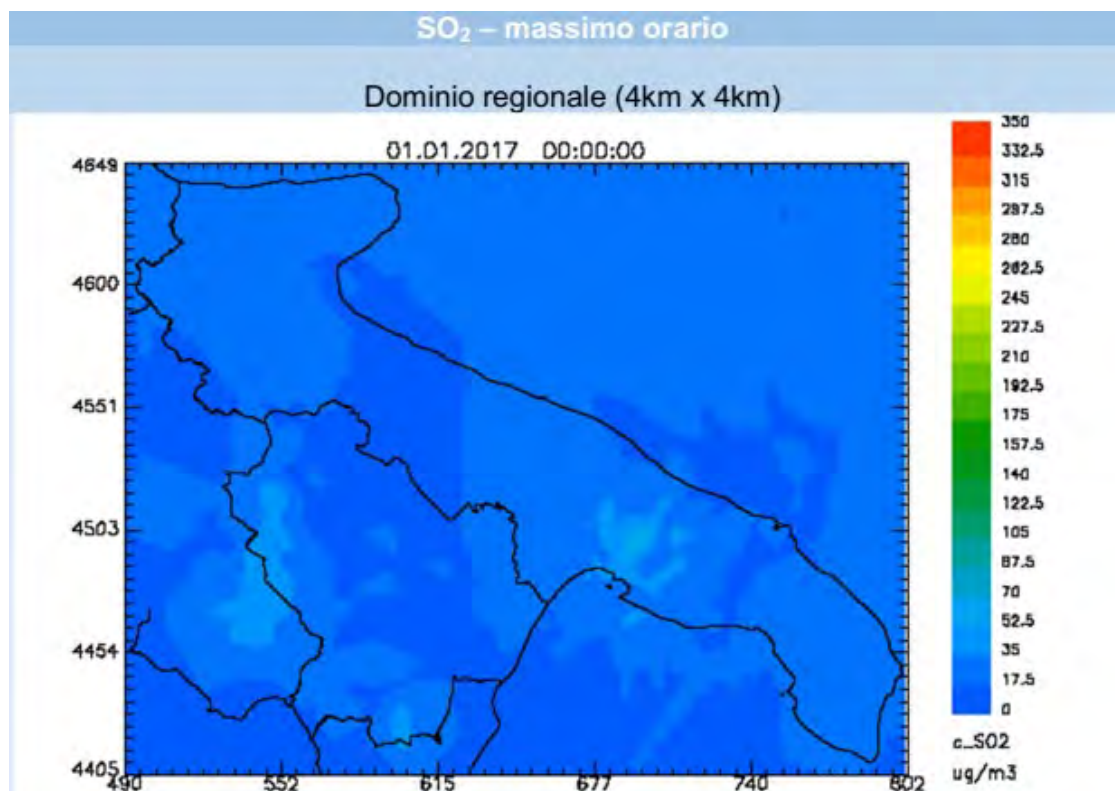


Figura 50 Mappa riferita al 2017 della concentrazione massima oraria di SO₂ (µg/m³) sulla regione Puglia, ottenuta tramite l'assimilazione

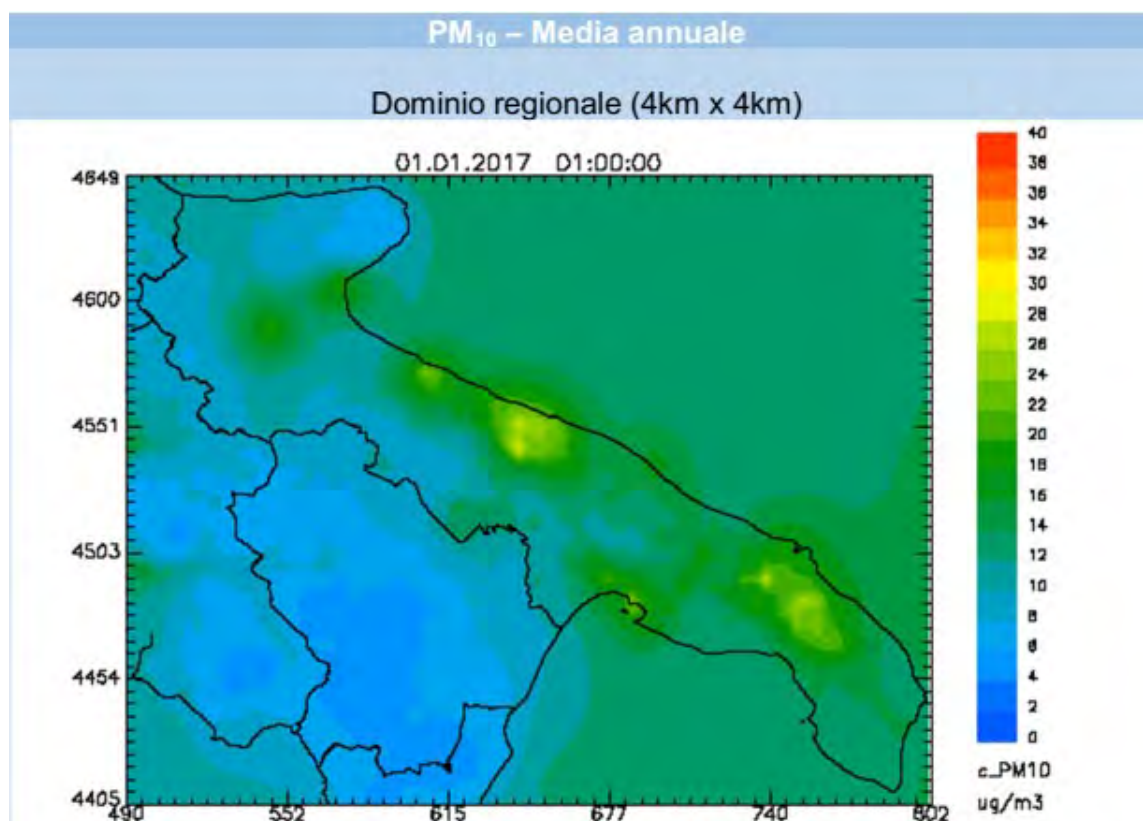


Figura 51 Mappa riferita al 2017 della concentrazione media annuale di PM₁₀ (µg/m³) sulla regione Puglia, ottenuta tramite l'assimilazione

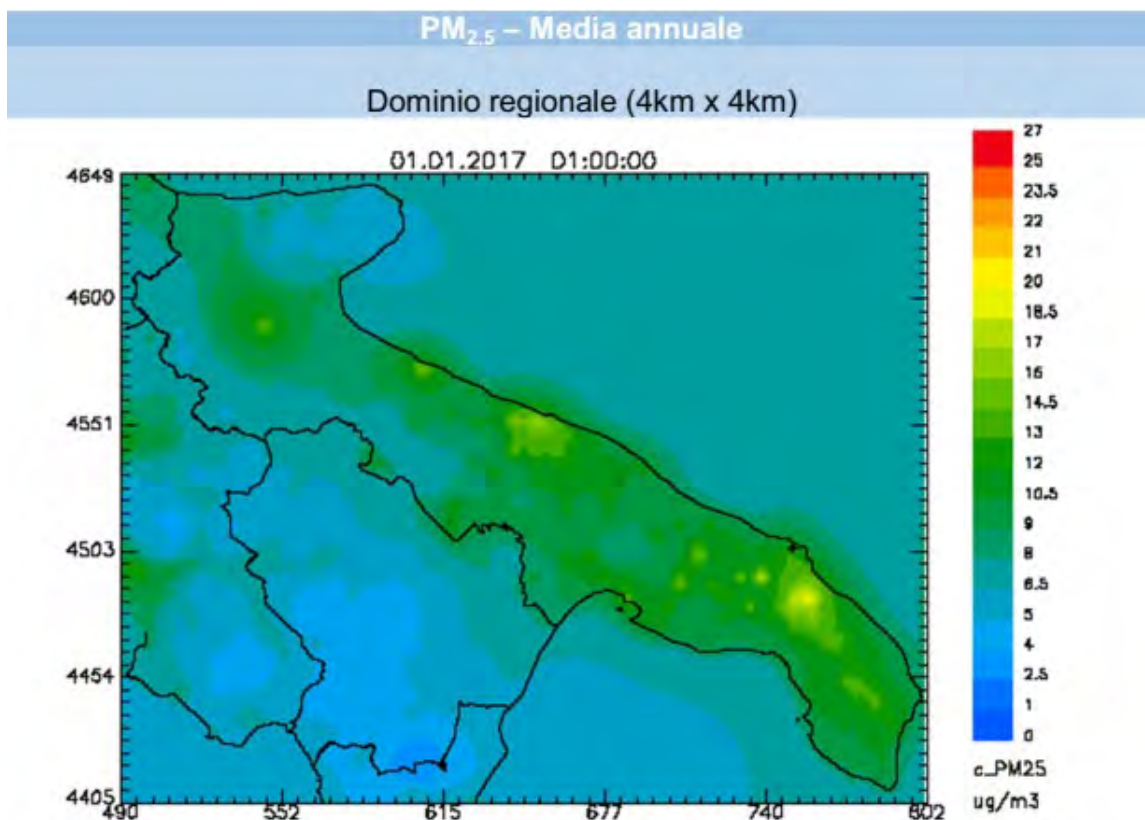


Figura 52 Mappa riferita al 2017 della concentrazione media annuale di PM_{2.5} (µg/m³) sulla regione Puglia, ottenuta tramite l'assimilazione

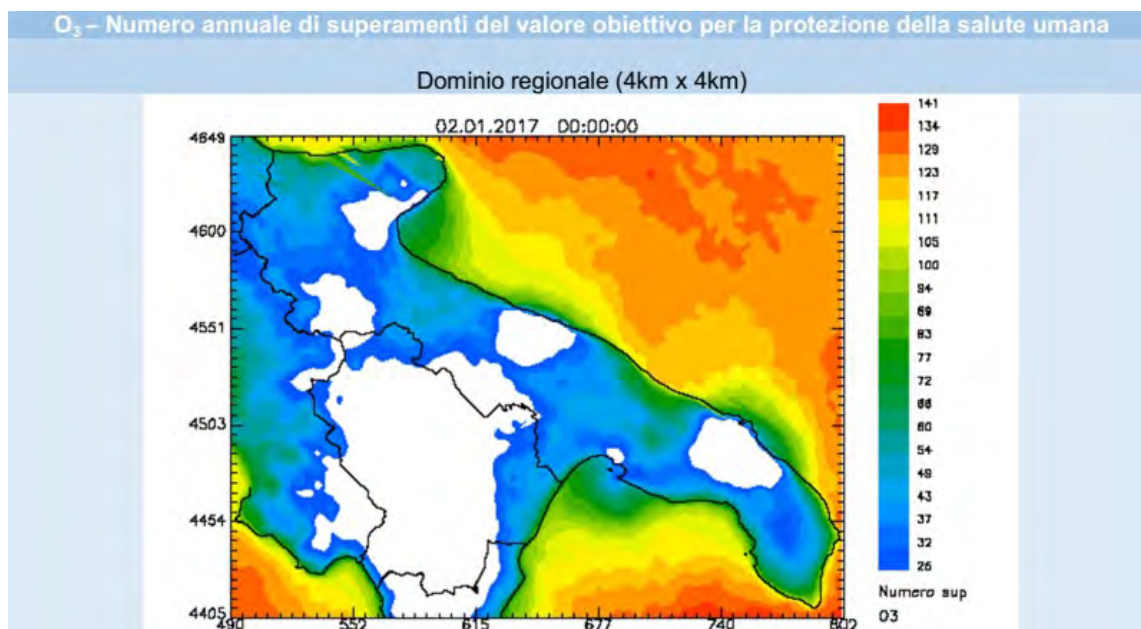


Figura 53 Mappa del numero annuale di superamenti del valore obiettivo per la protezione della salute umana per O₃, ottenuta tramite l'assimilazione

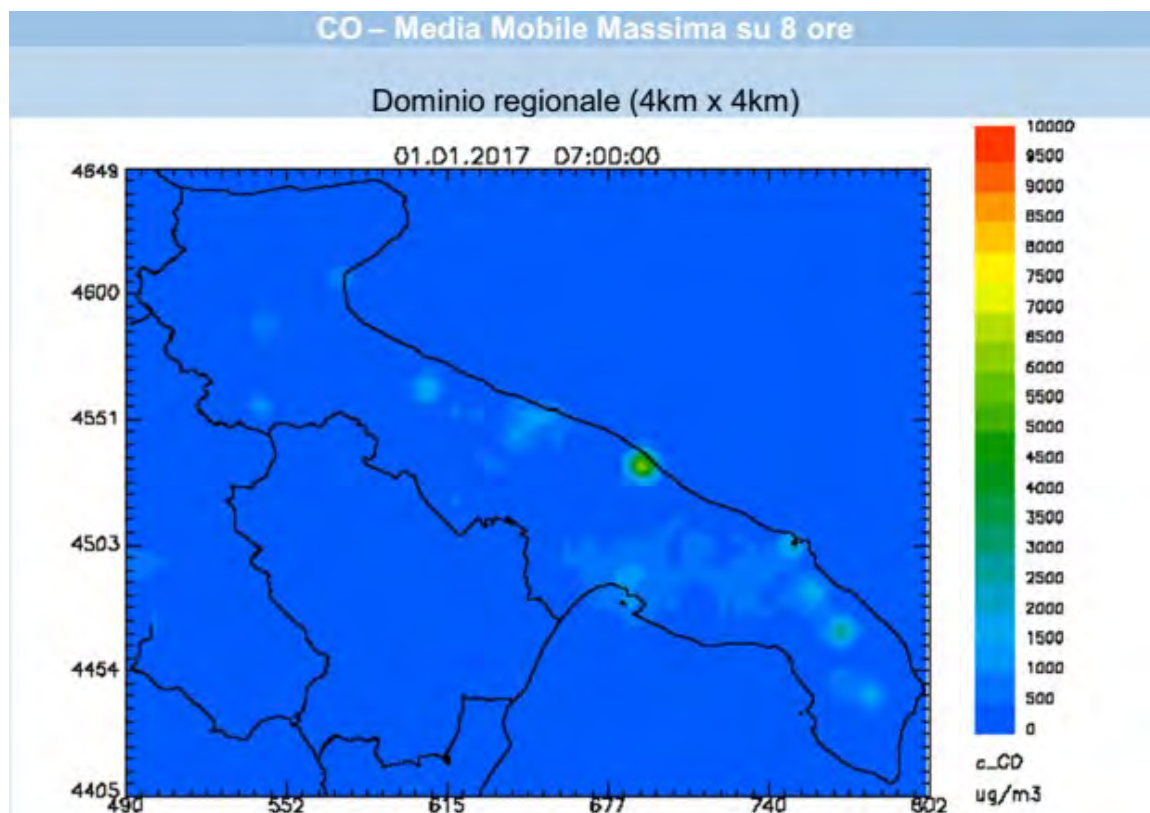


Figura 54 Mappa riferita al 2017 della massima concentrazione media mobile su 8 ore di CO ($\mu\text{g}/\text{m}^3$) sulla regione Puglia, ottenuta tramite l'assimilazione

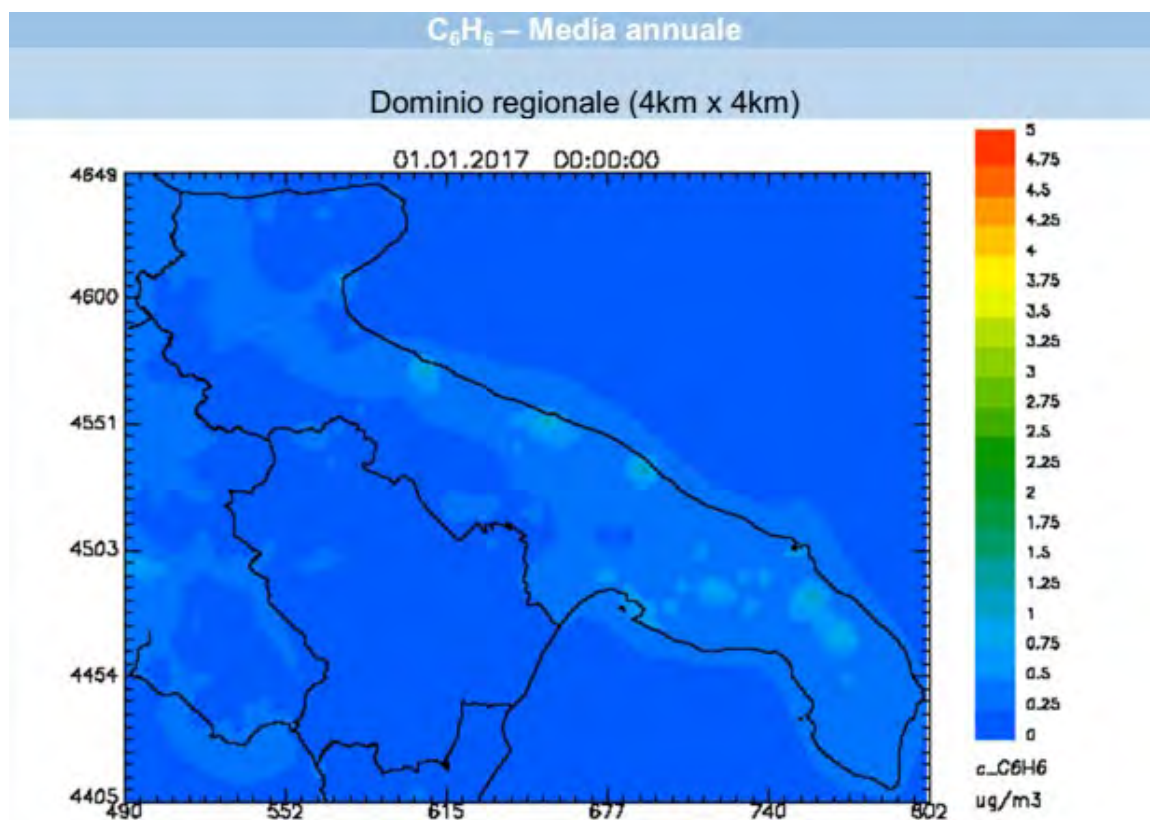


Figura 55 Mappa riferita al 2017 della concentrazione media annuale di benzene ($\mu\text{g}/\text{m}^3$) sulla regione Puglia, ottenuta tramite l'assimilazione

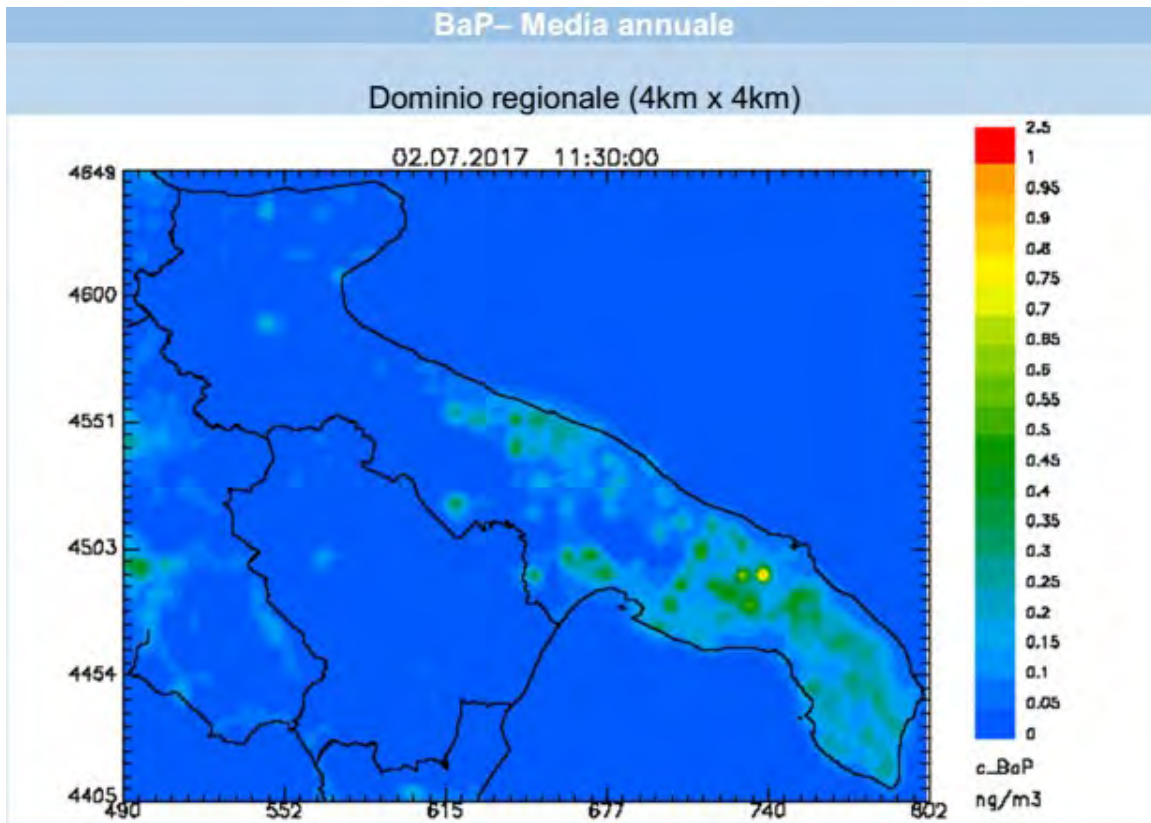


Figura 56 Mappa riferita al 2017 della concentrazione media annuale di Benzo(a)Pirene (ng/m³) sulla regione Puglia, ottenuta dal solo modello FARM

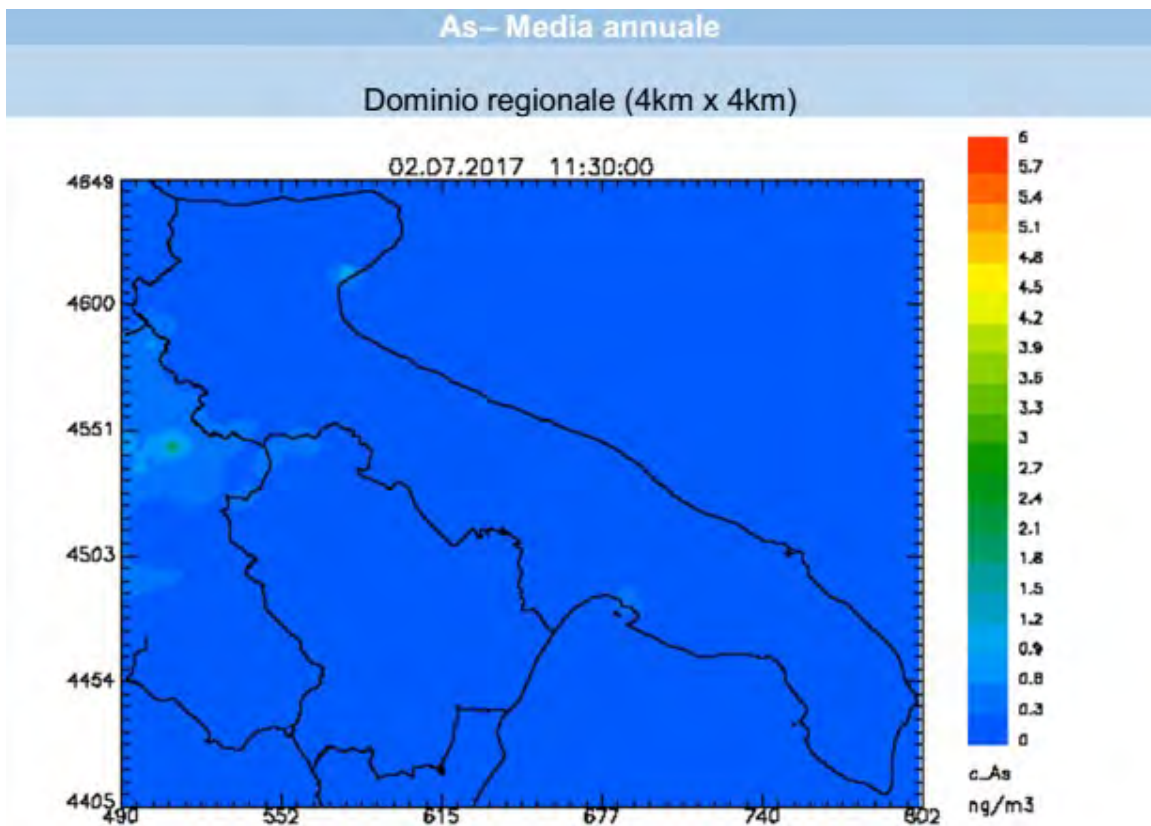


Figura 57 Mappa riferita al 2017 della concentrazione media annuale di Arsenico (ng/m³) sulla regione Puglia, ottenuta dal solo modello FARM

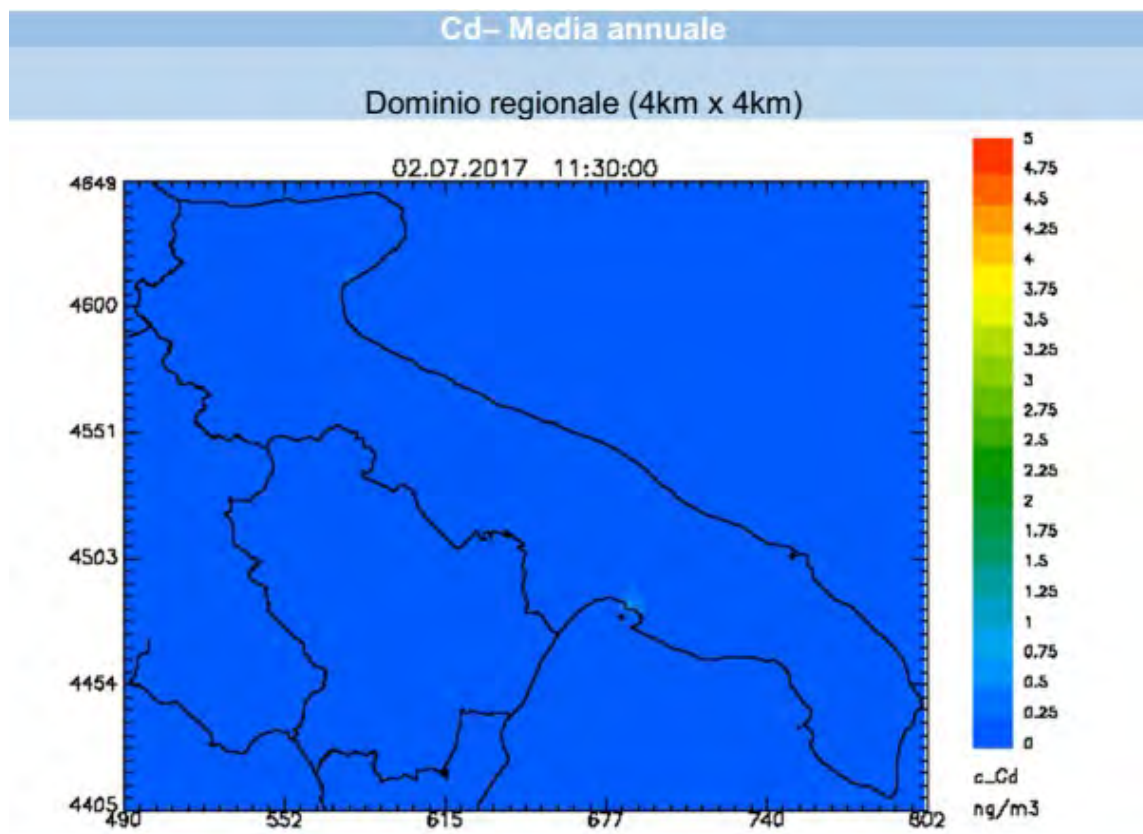


Figura 58 Mappa riferita al 2017 della concentrazione media annuale di Cadmio (ng/m³) sulla regione Puglia, ottenuta dal solo modello FARM

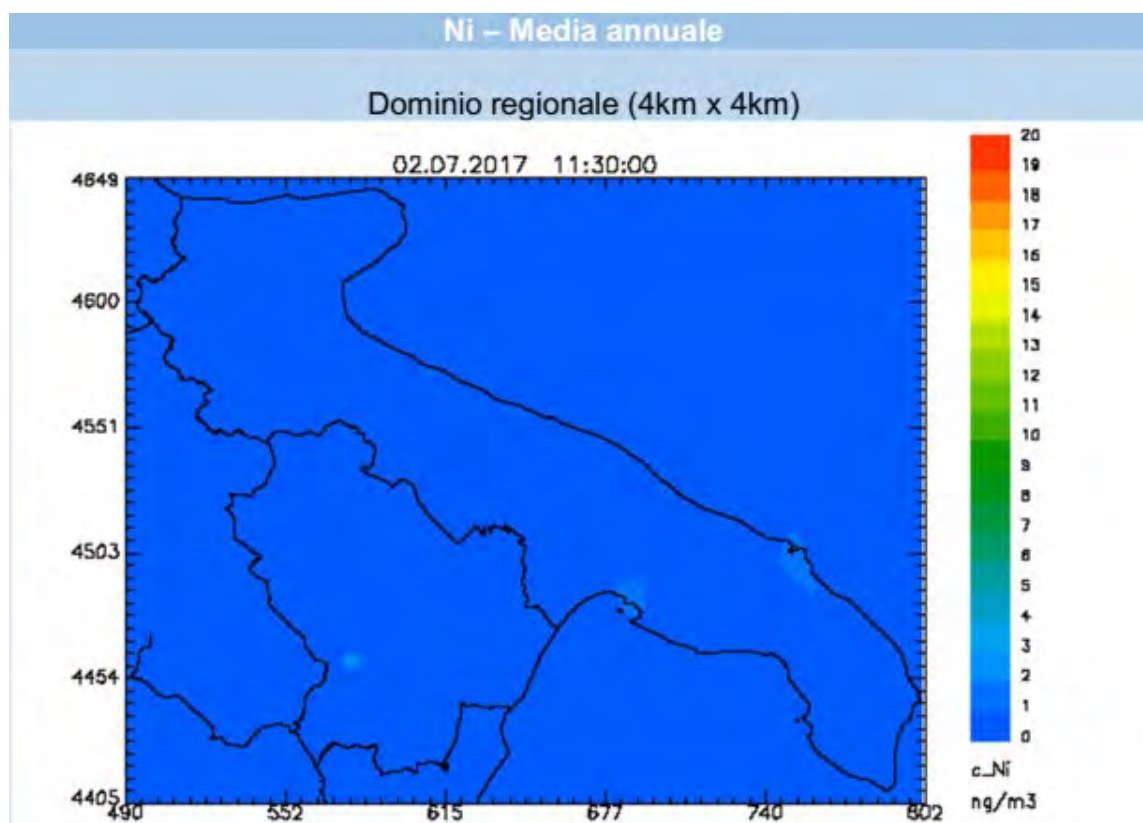


Figura 59 Mappa riferita al 2017 della concentrazione media annuale di Nichel (ng/m³) sulla regione Puglia, ottenuta dal solo modello FARM

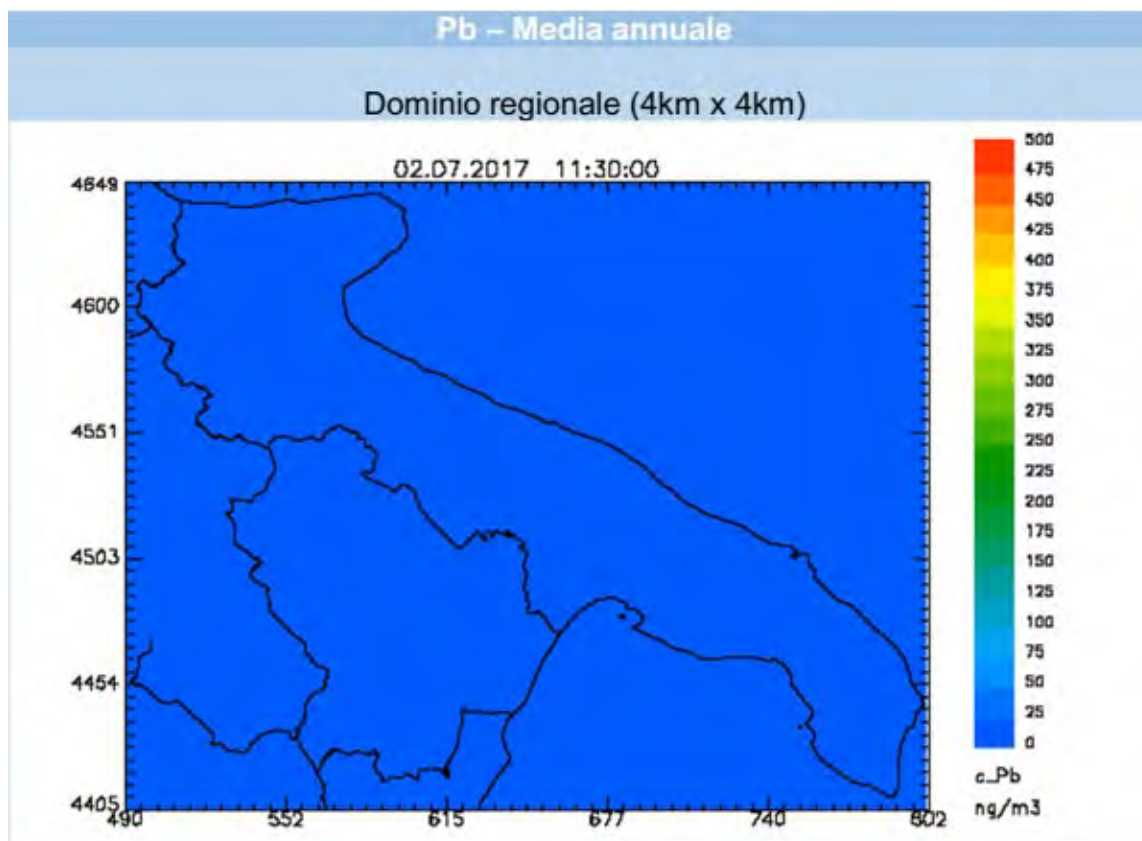


Figura 60 Mappa riferita al 2017 della concentrazione media annuale di Piombo (ng/m³) sulla regione Puglia, ottenuta dal solo modello FARM

Nel presente rapporto sono stati mostrati i risultati della valutazione modellistica dello stato della qualità dell'aria relativamente al 2017 sulla regione Puglia, a 4km di risoluzione spaziale. Tale valutazione è stata condotta per gli inquinanti NO₂, SO₂, PM₁₀, PM_{2.5}, O₃, CO e C₆H₆ combinando le relative misure, effettuate nel 2017 dalle reti di monitoraggio di ARPA Puglia, con i campi di concentrazione, ricostruiti sulla Puglia dal modello fotochimico FARM. Per gli inquinanti As, Cd, Ni, Pb e B(a)P (per i quali non sono disponibili su tutta la regione le relative misure aggiornate al 2017) la valutazione è stata condotta con l'ausilio del solo modello fotochimico.

Il confronto con i limiti della normativa, prescritti dal D.Lgs 155/2010, ha evidenziato per gli inquinanti NO₂, SO₂, CO, C₆H₆, As, Cd, Ni e Pb la conformità dello stato della QA sul dominio considerato.

Per l'ozono si rileva sul territorio regionale il superamento del valore obiettivo e della soglia di informazione lungo le coste.

E.1.1.2 Caratterizzazione meteoclimatica

Andamento stagionale delle temperature³.

Il clima della regione pugliese varia in relazione alla posizione geografica e alle quote sul livello medio marino delle sue zone. Nel complesso si tratta di un clima mediterraneo caratterizzato da estati abbastanza calde e poco piovose ed inverni non eccessivamente freddi e mediamente piovosi, con abbondanza di precipitazioni durante la stagione autunnale. Le temperature medie sono di circa 15°C-16°C, con valori medi più elevati nell'area ionico-salentina e più basse nel Sub-Appennino dauno e Gargano.

Le estati sono abbastanza calde, con temperature medie estive comprese fra i 25°C ed i 30°C e punte di oltre 40°C nelle giornate più calde. Sul versante ionico, durante il periodo estivo, si possono raggiungere temperature particolarmente elevate, anche superiori a 30°C-35°C per lungo tempo. Gli inverni sono relativamente temperati e la temperatura scende di rado sotto lo 0°C, tranne alle quote più alte del Sub-Appennino dauno e del Gargano. Nella maggior parte della regione la temperatura media invernale non è inferiore a 5°C. Anche la neve, ad eccezione delle aree di alta quota del Gargano e del Sub-Appennino, è rara. Specie nelle murge meridionali e nel Salento, possono passare diversi anni senza che si verificano precipitazioni nevose. Nella tabella seguente si riporta la media mensile dei dati climatici principali relativi agli ultimi 30 anni, sulla base dei dati della stazione di Foggia-Amendola.

³ Tratto da:

https://www.isprambiente.gov.it/files2017/pubblicazioni/periodici-tecnici/memorie-descrittive-della-carta-geologica-ditalia/volume-92/memdes_92_1_7_caratteri_climatici.pdf

Meteo	Webcam	Video	Foto	Archivio	Aria	Viabilità	Percorsi	Mappa	
Mese		T min	T max		Precip.		Umidità	Vento	Eliofania
Gennaio		3 °C	12 °C		42 mm		80 %	n/d	4 ore
Febbraio		3 °C	13 °C		41 mm		77 %	n/d	5 ore
Marzo		5 °C	15 °C		43 mm		74 %	n/d	5 ore
Aprile		7 °C	19 °C		36 mm		71 %	n/d	7 ore
Maggio		11 °C	24 °C		37 mm		69 %	n/d	8 ore
Giugno		15 °C	28 °C		36 mm		65 %	n/d	9 ore
Luglio		18 °C	32 °C		26 mm		61 %	n/d	11 ore
Agosto		18 °C	31 °C		27 mm		64 %	n/d	10 ore
Settembre		15 °C	28 °C		46 mm		68 %	n/d	8 ore
Ottobre		11 °C	22 °C		53 mm		74 %	n/d	6 ore
Novembre		7 °C	17 °C		53 mm		79 %	n/d	5 ore
Dicembre		4 °C	13 °C		57 mm		81 %	n/d	4 ore

Figura 61 Medie mensili riferite agli ultimi 30 anni per il territorio di Ascoli Satriano, basate sui dati della stazione di Foggia-Amendola. Fonte: www.ilmeteo.it

Regime anemologico.⁴

Di seguito si confrontano le rose dei venti elaborate a partire rispettivamente dai dati misurati dalle centraline di monitoraggio e dai dati modellati, estratti nei punti di griglia corrispondenti.

⁴ "Valutazione dello stato della Qualità dell'Aria sulla regione Puglia con focus sul Salento - Anno 2017" – ARPA Puglia

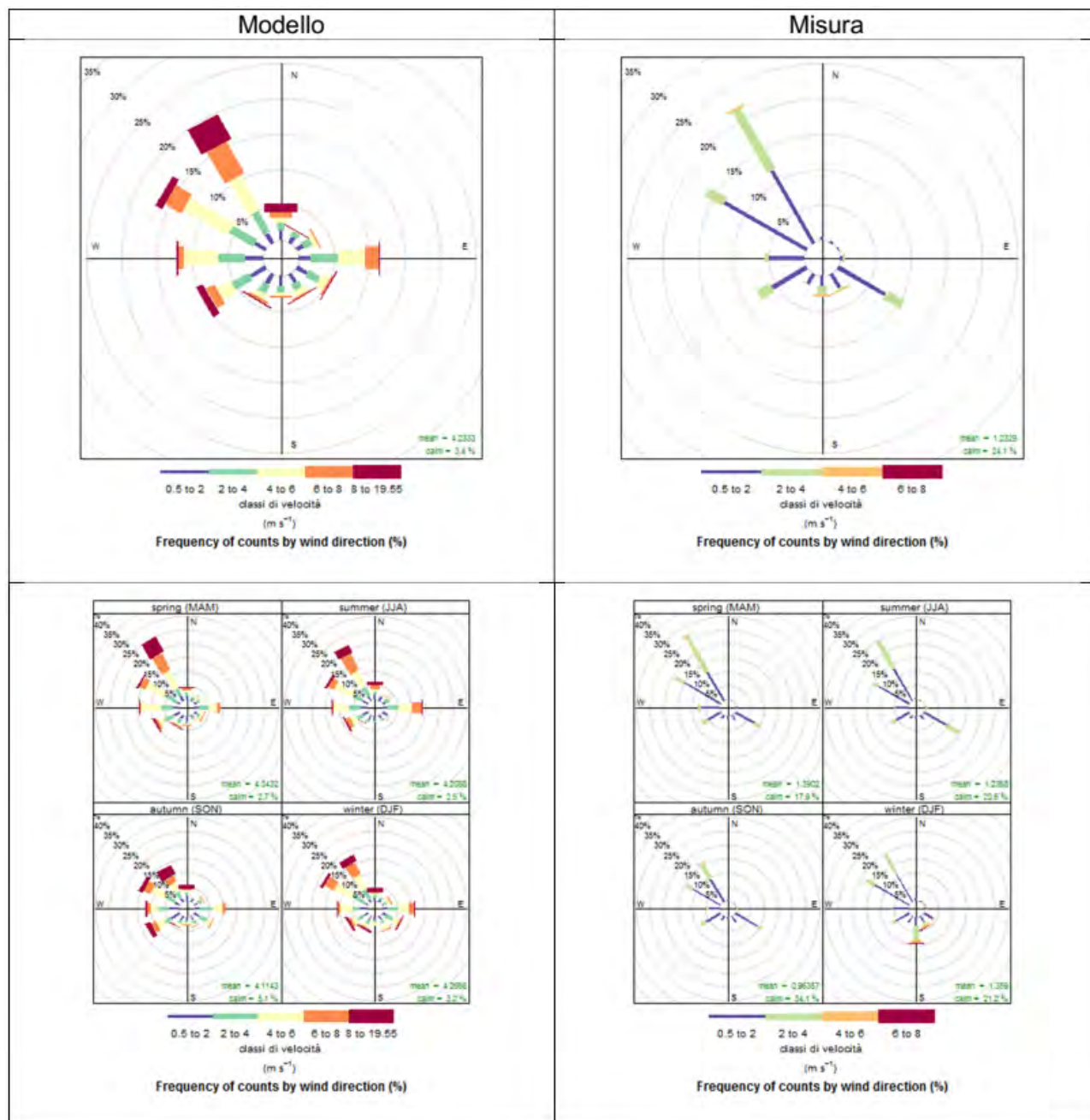


Figura 62 Medie mensili riferite agli ultimi 30 anni per il territorio di Ascoli Satriano, basate sui dati della stazione di Foggia-Amendola.

FOGGIA_VV		
	obs	mod
media	1.3	4.2
Stand.Dev	1.0	2.7
Bias	3.0	
FracBias	1.1	
RMSE	3.7	
NMSE	2.6	
Corr	0.6	

Figura 63 Tabella degli indicatori statistici per la velocità del vento per la stazione di Foggia

E.1.2 Identificazione degli impatti potenziali

E.1.2.1 Cantierizzazione

Gli impatti potenziali sulla componente atmosfera nella fase di cantiere sono ricollegabili a eventuali variazioni delle caratteristiche di qualità dell'aria per:

- ✓ sollevamento di polveri come conseguenza delle attività di costruzione (movimenti terra per riempimenti, scavi, dragaggi, transito mezzi, ecc.);
- ✓ emissioni di inquinanti gassosi dai motori dei mezzi impegnati nelle attività di costruzione e movimentazione.

Le sorgenti di queste emissioni sono:

- ✓ gli automezzi pesanti da trasporto,
- ✓ i macchinari operatori,
- ✓ i cumuli di materiale di scavo e da costruzione,
- ✓ la movimentazione dei suddetti materiali.

Per quanto riguarda invece le sostanze chimiche emesse in atmosfera, queste sono generate dai motori a combustione interna utilizzati: mezzi di trasporto e macchine operatrici.

E.1.2.2 Fase di esercizio

Dal Rapporto 303/2019 dell'ISPRA *“Fattori di emissione atmosferica di gas a effetto serra nel settore elettrico nazionale e nei principali Paesi Europei”* sono state estratte le seguenti considerazioni e dati. *La sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore elettrico ha determinato una riduzione delle emissioni di gas a effetto serra. Al fine di valutare l'impatto di tali fonti sulla riduzione di gas a effetto serra sono state calcolate le emissioni di CO2 evitate ogni anno. Tale statistica viene elaborata con cadenza biennale dal GSE per la pubblicazione della relazione nazionale sui progressi del Paese ai sensi della direttiva 2009/28/CE (GSE, 2017). La metodologia adottata da GSE prevede che ciascuna fonte rinnovabile sostituisca la quota di produzione fossile che risulta marginale nel periodo di produzione (festivo, lavorativo di picco e non di picco). La metodologia adottata nel presente lavoro, in linea con la metodologia realizzata da EEA (2015), consiste nel calcolo delle emissioni nell'ipotesi che l'equivalente energia elettrica da fonti rinnovabili sia realizzata con il mix fossile*

dell'anno in questione. Le emissioni evitate sono quindi calcolate in termini di prodotto dell'energia elettrica generata da fonti rinnovabili per il fattore di emissione medio annuale da fonti fossili. L'ipotesi sottesa alle due metodologie è che in assenza di produzione rinnovabile la stessa quantità di energia elettrica deve essere prodotta dal mix fossile.

Il seguente grafico rende evidente che il contributo alla riduzione delle emissioni di gas serra è stato rilevante fin dal 1990 grazie al fondamentale apporto di energia idroelettrica e che negli ultimi anni la forbice tra emissioni effettive e emissioni teoriche senza fonti rinnovabili si allarga in seguito allo sviluppo delle fonti rinnovabili non tradizionali. Dal 1990 fino al 2007 l'impatto delle fonti rinnovabili in termini di riduzione delle emissioni presenta un andamento oscillante intorno a un valore medio di 30,6 Mt CO₂ parallelamente alla variabilità osservata per la produzione idroelettrica. Successivamente lo sviluppo delle fonti non tradizionali ha determinato una impennata dell'impatto con un picco di riduzione delle emissioni registrato nel 2014 quando grazie alla produzione rinnovabile non sono state emesse 69,2 Mt di CO₂. Negli anni successivi si osserva una repentina diminuzione delle emissioni evitate parallelamente alla diminuzione della produzione elettrica da fonti rinnovabili. La produzione elettrica da fonti rinnovabili del 2017 ha permesso di evitare l'emissione di 51 Mt di CO₂.

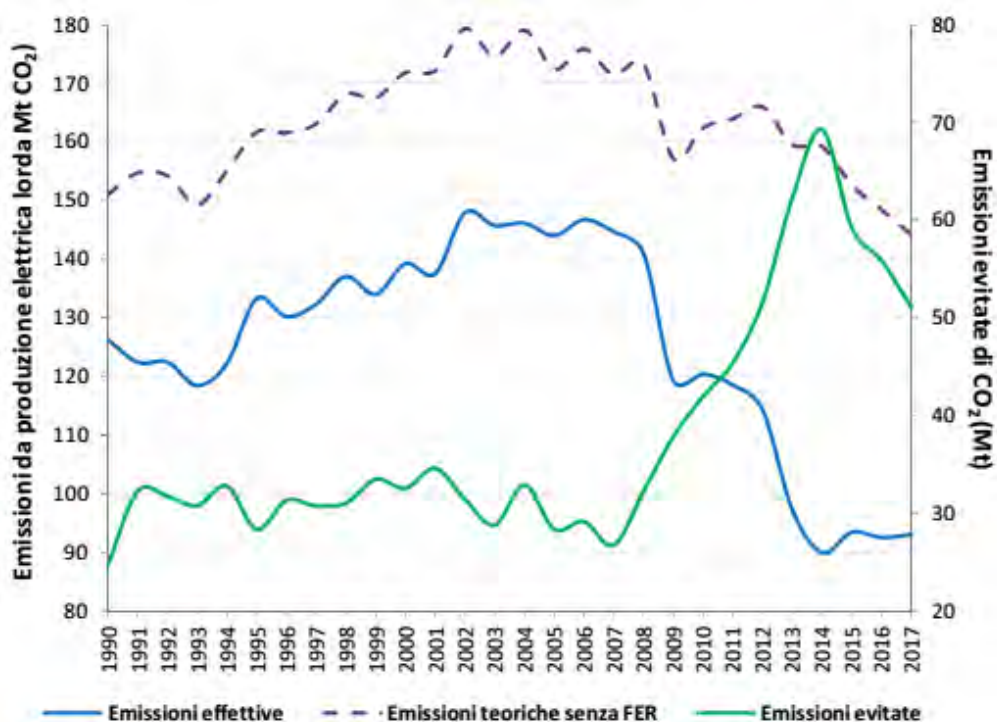


Figura 64 Andamento delle emissioni effettive per la produzione lorda di energia elettrica e delle emissioni teoriche per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili con equivalente produzione da fonti fossili.

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

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Emissioni evitate	0,8	0,0	3,9	9,5	13,6	17,0	23,3	33,9	40,9	30,8	27,5	22,7

Emissioni di CO₂ evitate (Mt) rispetto al 2005.

È evidente che negli ultimi anni l'impatto delle fonti rinnovabili, pur rimanendo rilevante rispetto al 2005, si sia sensibilmente ridotto rispetto al picco del 2014.

Il quantitativo di emissioni evitate è funzione della producibilità annua dell'impianto, ovvero della potenza installata e del rendimento medio dei pannelli, nonché dell'insolazione media. Per l'impianto fotovoltaico oggetto di studio, di potenza nominale (totale annua) di 26.451 kW, con una producibilità annua attesa di circa 4.610.354 kWh, si otterranno i vantaggi ambientali, relativi ad un anno, elencati nelle tabelle sottostanti.

Inoltre, poiché si stima che il tempo di vita dell'impianto sia pari a 30 anni, e che la perdita di efficienza annuale sia pari allo 0,9 %, è possibile effettuare i calcoli sui vantaggi ambientali relativi all'intera vita dell'impianto.

Un utile indicatore per definire il risparmio di combustibile derivante dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili è il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]. Questo coefficiente individua le T.E.P. (Tonnellate Equivalenti di Petrolio) necessarie per la realizzazione di 1 MWh di energia, ovvero le TEP risparmiate con l'adozione di tecnologie fotovoltaiche per la produzione di energia elettrica.

Risparmio di combustibile in	TEP
Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]	0,22
TEP risparmiate in un anno	1.304
TEP risparmiate in 30 anni	39.133

Pertanto, è del tutto evidente che per quanto concerne l'impianto in oggetto, terminata

la fase di cantiere, gli impatti negativi sulla componente atmosfera saranno nulli, in quanto l'impianto in oggetto non presenta alcuna emissione in atmosfera.

In altri termini, la produzione di energia elettrica a partire dall'irraggiamento solare in sostituzione delle fonti fossili consente un risparmio netto di emissioni atmosferiche inquinanti.

E.1.2.3 Fase di dismissione ("decommissioning")

Terminata la vita utile dell'impianto, stimata in 30 anni, si effettuerà la dismissione dell'impianto che sostanzialmente produrrà gli stessi effetti della fase di cantierizzazione.

E.1.3 Valutazione degli impatti e misure di mitigazione e compensazione

E.1.3.1 Emissioni di polveri e inquinanti (cantierizzazione e decommissioning)

Dunque, durante la fase di esecuzione dei lavori, si verificheranno emissioni di polveri e di inquinanti connessi alle attività di movimento terra. In considerazione del fatto che le perturbazioni associate alla fase di costruzione sono completamente reversibili, limitate nel tempo e nello spazio e di entità contenuta, si è proceduto ad una valutazione quantitativa delle stesse secondo le valutazioni riportate di seguito.

Per le operazioni di cantiere, le emissioni veicolari possono essere stimate utilizzando la banca dati CORINAIR elaborata dall'Unione Europea.

Per i macchinari da cantiere ci si può riferire alla categoria 0808xx "Other mobile sources & machinery – industry". Per gli automezzi pesanti da trasporto, ci si può riferire alla categoria 070302 "Diesel heavy duty vehicles".

Per tutte le categorie di veicoli, i principali composti climalteranti emessi dal tubo di scarico durante il loro funzionamento e pertanto soggetti a regolamentazione sono essenzialmente:

- ✓ ossidi di azoto (NO_x);
- ✓ composti organici volatili non metanici (NM-VOC);
- ✓ monossido di carbonio (CO);
- ✓ particolato (PM).

Questi fattori di emissione sono espressi in g/kg di combustibile e riassunti nella tabella seguente:

g/kg combustibile	NO _x	NM-VOC	CO	PM
Macchinari da cantiere	48,8	7,08	15,8	5,73
Automezzi pesanti da trasporto	42,3	8,16	36,4	2,04

In merito all'innalzamento di polveri l'impatto che può aversi è di modesta entità, oltreché temporaneo, e riguarda essenzialmente la deposizione sugli apparati fogliari della vegetazione presente a bordo strada.

L'entità e il raggio dell'eventuale trasporto ad opera del vento e della successiva deposizione del particolato e delle polveri più sottili dipenderà dalle condizioni meteo-climatiche (in particolare direzione e velocità del vento al suolo) presenti nell'area nel momento dell'esecuzione di lavori.

Data la granulometria media dei terreni di scavo, si stima che il materiale particolato sollevato dai lavori possa depositarsi in maniera circoscritta nelle aree esterne al cantiere.

L'impatto considerato è in ogni caso del tutto reversibile.

Il consumo di gasolio previsto per le varie attività di cantiere è stimato, in via del tutto cautelativa, nel 20% del consumo totale previsto per la realizzazione dell'intero progetto:

Consumo stimato di gasolio (kg)		Emissioni totali in kg			
		NO _x	VOC	CO	PM
Macchinari da cantiere	2.000	97.6	14.16	31.6	11.46
Automezzi pesanti da trasporto	2.500	105.75	20.4	91	5.1

Si ricorda che le emissioni calcolate e riportate nella tabella precedente sono solo in parte concentrate nell'area di cantiere.

Le emissioni dovute agli automezzi da trasporto sono in massima parte diffuse su un'area più vasta, dovuta al raggio di azione dei veicoli, con conseguente diluizione degli inquinanti e minor incidenza sulla qualità dell'aria.

Inoltre, gli impatti derivanti dall'immissione di tali sostanze sono facilmente assorbibili dall'atmosfera locale, sia per la loro temporaneità, sia per il grande spazio a disposizione per una costante dispersione e diluizione da parte del vento.

La quantità di polveri emesse a causa delle operazioni di carico e scarico degli inerti

viene calcolata utilizzando la metodologia *AP42 della US-EPA (AP-42 Fifth Edition, Volume I, Chapter 13, 13.2.4 Aggregate Handling and storage Piles)*⁵. Il fattore di emissione F espresso in kg di polveri per t di inerti movimentati è il seguente:

$$F = 0.0016 k \frac{\left(\frac{U}{2.2}\right)^{1.3}}{\left(\frac{M}{2}\right)^{1.4}}$$

Dove k è un parametro adimensionale il cui valore dipende dalla granulometria delle polveri in esame, U è la velocità del vento (m/s) e M è l'umidità del materiale movimentato (%).

La formula è applicabile per velocità U comprese nell'intervallo 0,6 – 6.7 m/s e per umidità M comprese tra 0.25% e 4.80%.

Essa è inoltre valida per *silt content* (cioè il contenuto di particelle di diametro non superiore a 75 µm) compreso tra 0.44% e 19%, che è caratteristico di molte aree di lavoro.

Granulometria	K (lb/miglio)
PM30	0.74
PM15	0.48
PM10	0.35
PM5	0.20
PM2.5	0.053

Valore di k per la determinazione del fattore di emissione delle polveri per le diverse granulometrie.

La movimentazione di terra è stimata mediamente in 48.53 mc giornalieri, calcolati considerando un volume di terre movimentato pari a 2912 mc per una durata complessiva del cantiere di circa 3 mesi.

Utilizzando una densità di 1600 kg/mc e un valore di velocità del vento di 1.8 m/s e un valore di umidità pari a 1.5% si ottengono i valori di emissione riportati in tabella (espressi in kg/giorno):

⁵

<https://www.epa.gov/air-emissions-factors-and-quantification/ap-42-fifth-edition-volume-i-chapter-13-miscellaneous-0>

PM30	PM15	PM10	PM5	PM2.5
0.106	0.05	0.05	0.028	0.0075

Gli impatti sulla componente atmosfera risultano ben tollerabili dall'ambiente circostante, in considerazione della loro entità e della loro limitata estensione spaziale e temporale (si tratta di un impatto temporaneo, che cessa al cessare delle attività di cantiere del cavidotto), e di sicuro ben inferiori se paragonati a quelli apportati dal traffico veicolare che scorre sulla viabilità urbana e locale.

Si prevede che le ricadute siano assolutamente accettabili e interessino esclusivamente l'area del costruendo impianto. L'impatto associato è pertanto ritenuto di lieve entità e comunque reversibile.

Le emissioni di polveri e di inquinanti potranno comunque essere controllate mediante appropriate modalità esecutive e opportune precauzioni che verranno messe in opera durante l'esecuzione dei lavori, tra cui:

- ✓ evitare di tenere inutilmente accesi i motori di mezzi e degli altri macchinari da costruzione;
- ✓ buone condizioni di manutenzione dei mezzi impiegati;
- ✓ bagnatura delle gomme degli automezzi;
- ✓ umidificazione del terreno nelle aree di cantiere e dei cumuli di inerti per impedire il sollevamento delle polveri;
- ✓ utilizzo di scivoli per lo scarico dei materiali;
- ✓ riduzione della velocità di transito dei mezzi.



Figura 65 Esempio di impianto automatico lavaggio ruote mezzi d'opera

E.2 SALUTE PUBBLICA

E.2.1 Rumore

E.2.1.1 Stato di fatto (punto zero)

Il Comune di Ascoli Satriano non è dotato di zonizzazione acustica del territorio comunale, pertanto, valgono i limiti fissati per tutto il territorio nazionale dal DPCM 01/03/1991, ovvero 70dB in periodo di riferimento diurno e 60 dB in periodo di riferimento notturno. Inoltre, in funzione delle condizioni di applicabilità, valgono i limiti differenziali diurni e notturni stabiliti dal DPCM 14/11/2017.

Al fine di caratterizzare il clima acustico presente nell'area di intervento (punto zero) e di prevedere lo stesso impatto in fase realizzativa, in esercizio e in fase di decommissioning è stato redatto uno Studio di impatto acustico, le cui risultanze sono riportate nell'Elaborato DEF-REL.13 *Relazione previsionale impatto acustico*, a firma dell'ing. Stefania Forte tecnico competente in acustica, e che qui si sintetizzano come segue. Lo studio in oggetto si articola nelle seguenti fasi:

- ✓ misure acustiche in ambiente esterno, per definire il clima acustico dell'area;
- ✓ determinazione dell'impatto acustico mediante calcoli;
- ✓ confronto dei risultati ottenuti con i Limiti Imposti dalla Normativa Vigente;
- ✓ interventi di mitigazione da adottare, se necessario.

Come detto, il Comune di Ascoli Satriano non è dotato di zonizzazione acustica del territorio comunale. Ipotizzando, in via esclusivamente cautelativa, che tale area venga in un futuro riclassificata, in linea con quanto adottato per le aree agricole dai comuni limitrofi dotati di Piano di Zonizzazione Acustica, essendo la zona in questione di tipo agricolo potrebbe rientrare in *Classe II* che per definizione "*Classe II - aree destinate ad uso prevalentemente residenziale: rientrano in questa classe le aree urbane interessate prevalentemente da traffico veicolare, con bassa densità di popolazione, con limitata presenza di attività commerciali ed assenza di attività industriali e artigianali*" i limiti saranno i seguenti:

	diurno	notturno
Limiti di immissione acustica futuri presunti	55	45

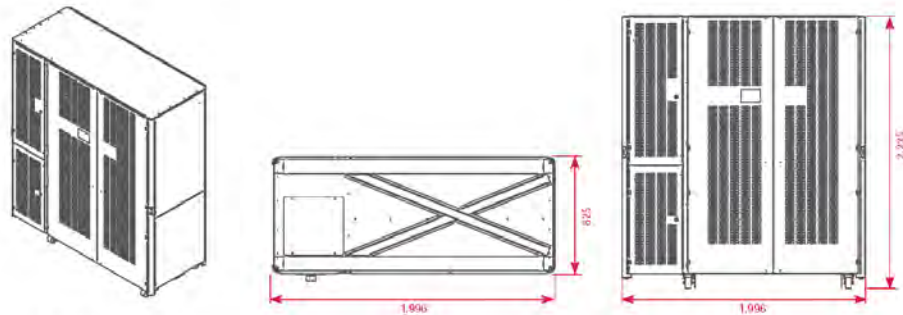
Lo studio è stato svolto tenendo conto dei limiti più restrittivi in modo da mettersi in sicurezza. Da sottolineare inoltre **che gli edifici di tipo residenziale più vicini sono situati ad una distanza superiore ai 700 mt dal confine con il parco fotovoltaico.**

E.2.1.2 Identificazione degli impatti potenziali

Dal punto di vista dell'impatto ambientale, dalle verifiche ambientali fornite dalla FIMER SOLAR casa costruttrice dell'inverter R11015TL, il livello di potenza sonora L_w del solo trasformatore di ogni singolo inverter è pari ad un valore inferiore di 70 dB(A). Di seguito si riporta uno stralcio del documento delle prove ambientali eseguite. Come si evince dallo stesso i valori di potenza sonora registrati sono tutti inferiori ai 70 dB(A). Nelle verifiche e nei calcoli verrà considerato il valore di potenza sonora L_w pari a 70 dB(A).

Gli inverter saranno installati e posizionati in container nei pressi di ogni settore, nello specifico all'interno del parco fotovoltaico, insisteranno 7 cabine, ognuna delle quali conterrà 4 inverter fatta eccezione per le cabine n.5 e n.7 nella quale sono posizionati 3 inverter.

Fimer Solar, MV Central Inverter 1.500V



DC Input - PV Module

	R10015TL	R11015TL
Nr Modules	9	10
MPPT voltage range (V _{in})	675 - 1320 V	675 - 1320 V
Max no-load PV voltage (V _{oc})	1.500 V	1.500 V
DC-voltage ripple (%)	3%	3%
Maximum input current (A _{in})	1.440 A	1.600 A
DC control mode	Rapid and efficient MPPT control	Rapid and efficient MPPT control
Number of MPPT	1	1
Number of input max in parallel	2 (Opt. 4)	2 (Opt. 4)
Reverse polarity protection	-	-
DC input connection	Integrated DC Switch	Integrated DC Switch
Overvoltage protection	SPD surge arrestors	SPD surge arrestors
Overvoltage Category	II	II

AC Output grid

	R10015TL	R11015TL
Nominal power (kVA)* (Note 1)	920 kVA	1.025 kVA
Max current (A _{out})* (Note 1)	1.333 A	1.480 A
Max unbalance current	< 2%	< 2%
AC output Voltage (V _{out})	400V _{nom} ±10%	400V _{nom} ±10%
Nr Phase	3 phase (L1-L2-L3-PE)	3-phase (L1-L2-L3-PE)
Frequency (Hz)	50/60 Hz	50/60 Hz
Aux. power supply (V _{cc} - I _{cc})	230V ±10% - 10A (L-N)	230V ±10% - 10A (L-N)
Auxiliary control supply	230V ±10% - 10A (L-N)	230V ±10% - 10A (L-N)
Distortion factor (THD)	< 5%	< 5%
Galvanic insulation	No (transformerless)	No (transformerless)
AC input connection	Magneto-thermic AC grid switch	Magneto-thermic AC grid switch

General Data

	R10015TL	R11015TL
Maximum efficiency	98.90%	98.90%
European efficiency	98.62%	98.62%
Static MPPT efficiency	> 99.9 %	> 99.9 %
Dynamic MPPT efficiency	> 99.8 %	> 99.8 %
Night consumption (W)	< 60 W	< 60 W
Modulation	By using the IPCCM algorithm	By using the IPCCM algorithm
Weight (kg)	1.500 kg	1.530 kg
Protection degree	IP20	IP20
Cooling	By using fans speed controlled by temperature	By using fans speed controlled by temperature
Dimensions (DxWxH mm)	1.996x625x2.235 mm	1.996x625x2.235 mm
Noise level (dBA)	< 70 dBA	< 70 dBA
Operating temperature (°C)	-10° C - +50° C	-10° C - +50° C
Storage temperature (°C)	-20° C - +60° C	-20° C - +60° C
Humidity (Not condensing)	0 - 95%	0 - 95%
Height above the sea (without derating) *(Note 2)	1.000 m	1.000 m
Air flow	4.365 m³/h	4.050 m³/h
Protection class	I	I
Colour	RAL 9006	RAL 9006

Figura 66 Documento delle valutazioni ambientali eseguite su FIMER SOLAR R11015TL

Dai dati si evince che la massima potenza sonora emessa da un singolo inverter è la seguente:

Inverter	Potenza sonora emessa
R11015TL	70 dB(A)

La collocazione del parco fotovoltaico è di fondamentale importanza ai fini di una valutazione dell'eventuale disturbo sonoro ambientale. Come già detto è da sottolineare, così come si evince dalla planimetria, gli edifici di tipo residenziale più vicini sono situati ad una distanza superiore ai 700 mt dal confine con il parco fotovoltaico. Nella fattispecie, dunque, sono stati individuati 3 ricettori ai sensi della L. 447/95 più vicini e maggiormente soggetti all'influenza delle emissioni acustiche dell'impianto (rif. Figura 66); in prossimità di tali ricettori sono state effettuate delle misurazioni acustiche ante-operam in modo da poterli confrontare con i valori stimati di immissione acustica del parco fotovoltaico.

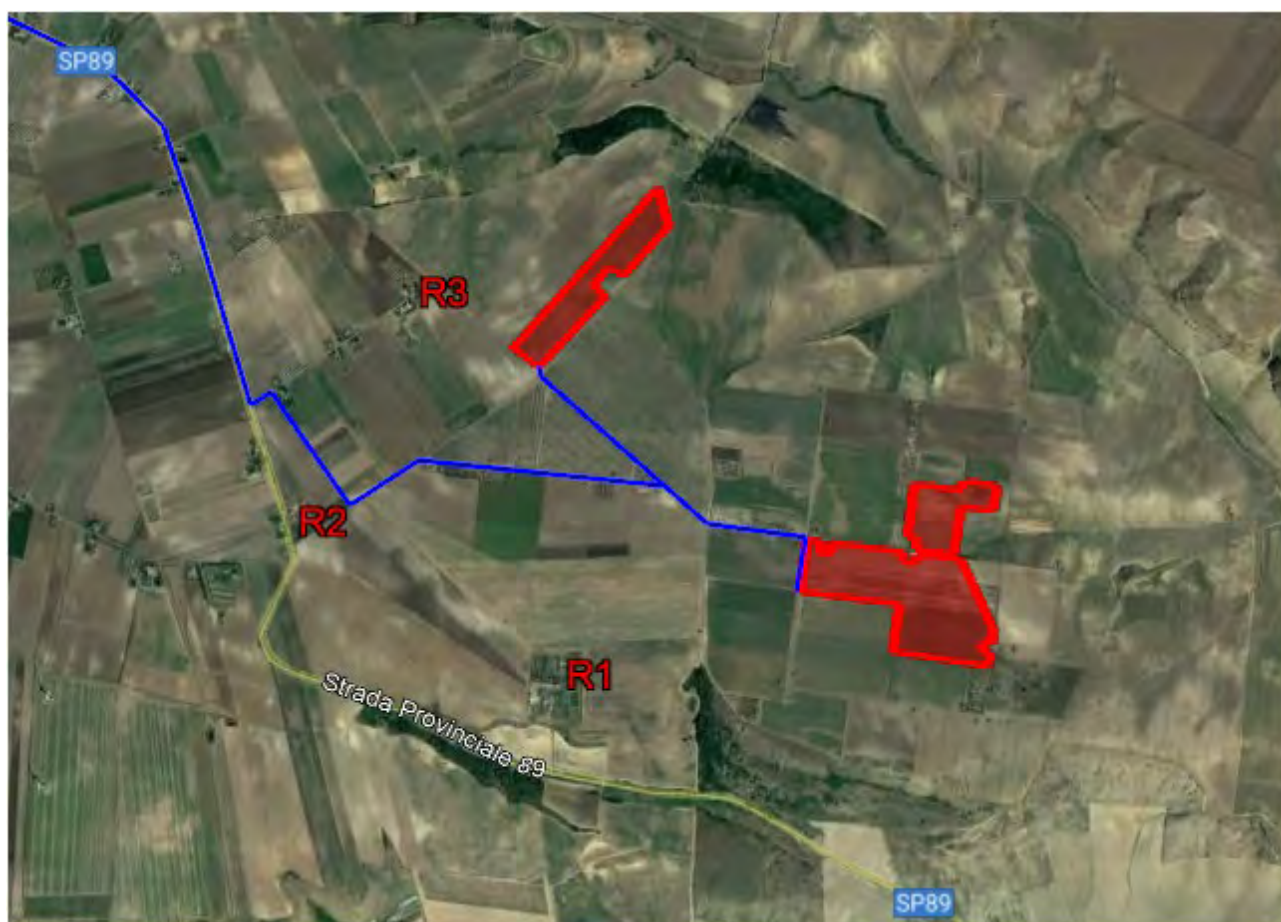


Figura 67 Stralcio vista aerea con individuazione dei recettori sensibili

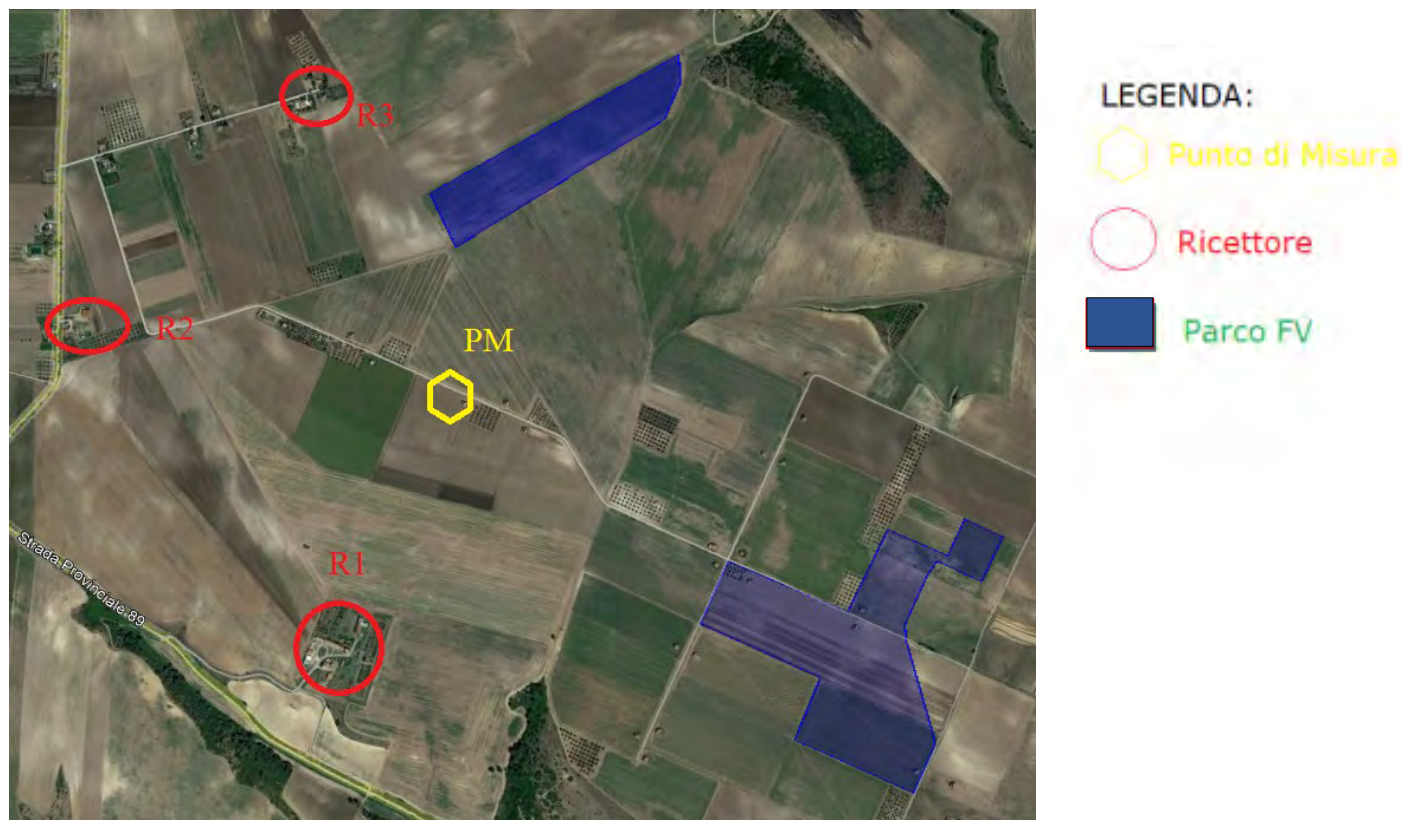


Figura 68 Stralcio vista aerea con individuazione dei punti di misura

Infine, si rileva che non sono presenti nella vicinanza luoghi utilizzati da persone o comunità in cui la quiete sonora abbia un'importanza rilevante.

E.2.1.2.1 Cantierizzazione

In fase di costruzione dell'impianto e del relativo cavidotto si prevede un impatto acustico analogo ad un normale cantiere edile, con il vantaggio che tale cantiere non prevede attività particolarmente rumorose come, ad esempio, la demolizione di manufatti con martelli demolitori.

Durante le fasi di cantiere e di dismissione non si provocano interferenze significative sul clima acustico presente nell'area dell'impianto e di posa del cavidotto.

Si sottolinea, inoltre, che il disturbo da rumore in fase di cantiere e di dismissione è temporaneo e reversibile poiché si verifica in un periodo di tempo limitato, oltre a non essere presente durante il periodo notturno, durante il quale gli effetti di propagazione acustica sono molto più accentuati.

Per quanto concerne la realizzazione del cavidotto di collegamento alla RTN, lo scavo, la posa dei cavi elettrici e la ricopertura avvengono in rapida successione con una

velocità media di avanzamento stimabile in circa 80/100 metri al giorno. Si tratta pertanto di un vero e proprio cantiere stradale, il cui tracciato segue quello delle strade presenti, limitando l'interferenza nei lotti agricoli il più possibile.

Si prevede che il tracciato dell'intero cavidotto di circa 10 Km sarà eseguito in circa tre mesi.

Le principali macchine operatrici previste e utilizzate alternativamente sono le seguenti:

lavorazione	macchine	livello di pressione sonora a 1 m di distanza [dB(A)]
realizzazione scavo	fresatrice a nastro	95.0
	mini escavatore	85.0
movimentazione materiali di riempimento	pala meccanica	92.5
	bob-cat	89.0
posa cavi	stendicavi	78.0
riempimento scavo	pala meccanica	92.5
	bob-cat	89.0
compattazione scavo	rullo compressore	95.9
ripristino manto stradale	camion	82.0
	asfaltatrice	93.5

In un raggio di 50 m dal cantiere stradale il livello prevedibile, per confronto con esperienze di cantiere simili, sarà compreso nel range 51 – 65 dB(A).

E.2.1.2.2 Fase di esercizio

Dati caratteristici di gruppo di stringhe collegate ad un inverter:

- ✓ Numero totale di moduli in serie: 32
- ✓ Numero di stringhe in parallelo: da 46 a 50
- ✓ Numero di ingressi MPPT: 1
- ✓ Max tensione a circuito aperto [V]: 1.500

La rumorosità prodotta dal nuovo impianto FV determinerà una variazione del clima acustico esistente, rilevato strumentalmente attraverso un rilievo fonometrico, una volta individuata una posizione ritenuta significativa per caratterizzare il clima acustico dell'area. Come si evince anche dalla figura n 68, il punto di misura è stato scelto intermedio ai ricettori in quanto è quello più vicino al confine del parco FV. Di conseguenza appare chiaro che le verifiche saranno effettuate rispetto al ricettore R3.

E.2.1.2.3 Fase di dismissione ("decommissioning")

Analogamente alla fase di costruzione, nella fase di dismissione dell'impianto si

prevede un impatto acustico analogo ad un normale cantiere edile. Si privilegerà l'utilizzo di mezzi d'opera a bassa emissione sonora.

E.2.1.3 Valutazione degli impatti e misure di mitigazione e compensazione

Il clima acustico è, quindi, quello tipico di contesti rurali, con una preponderante componente di fondo naturale nelle giornate ventose e di brezza, e l'apporto giornaliero periodico del traffico locale e dei mezzi agricoli.

Di seguito si riportano gli aspetti più significativi per quello che concerne la valutazione acustica ante operam:

- ✓ l'area in oggetto, come brevemente accennato, è caratterizzata al contorno dalla sola presenza di aree agricole e zootecniche;
- ✓ durante i sopralluoghi si è potuto evidenziare come le uniche sorgenti di rumore siano relative alle attività agricole e zootecniche presenti al contorno. Le attività osservate sono state le seguenti:
 - transito di macchine agricole lungo la viabilità locale (trattori agricoli e rimorchi);
 - circolazione di macchine agricole in lavorazione nei campi (sfalci, ranghinature e raccolta);
 - circolazione di veicoli privati lungo le strade provinciali, comunali e vicinali.
- ✓ il rumore derivante dalle varie attività agricole risulta essere l'unica fonte in grado di influenzare e comporre il clima acustico naturale dell'area in esame;
- ✓ nelle immediate vicinanze dell'area in progetto non sono presenti attività produttive e commerciali che si possano configurare come sorgenti di rumore;
- ✓ l'attività di produzione elettrica mediante pannelli fotovoltaici non prevede alcuna emissione acustica, pertanto in fase di esercizio, venendo a mancare sui medesimi terreni l'ordinaria attività agricola, si potrà ipotizzare una diminuzione dei livelli acustici medi di zona;
- ✓ le uniche attività rumorose saranno quelle legate alla fase di cantierizzazione.

Le valutazioni della rumorosità prodotta dal cantiere oggetto di studio sono state effettuate attraverso l'impiego dei dati forniti dallo studio del Comitato Paritetico Territoriale per la prevenzione infortuni, l'igiene e l'ambiente di lavoro di Torino e Provincia.

Lo studio si basa su una serie di rilievi fonometrici che hanno consentito di classificare dal punto di vista acustico 358 macchinari rappresentativi delle attrezzature utilizzate per la realizzazione delle principali attività cantieristiche.

Oltre alle caratteristiche dei singoli macchinari lo studio fornisce informazioni molto utili in merito alle usuali percentuali di impiego relative alle differenti lavorazioni.

Nel presente studio, per ogni lavorazione individuata secondo criteri generali, vengono indicati i macchinari prevalentemente utilizzati e le rispettive potenze sonore.

I macchinari che saranno impiegati nelle varie fasi di cantiere, sono riassunti nella Tabella seguente, dove vengono specificate le prestazioni rumorose, gli spettri di frequenze e le potenze. Questi verranno considerati come sorgenti puntiformi e il funzionamento di tali macchinari è limitato alle sole ore diurne (16h).

Macchina	Lw	31.5	63	125	250	500	1K	2K	4K	8K	16K	Marca	Modello
	Db(A)	dB	dB	dB	dB	dB	dB	dB	dB	dB	dB		
Fase 1: Rimozione vegetazione													
Autogru(2,5t)	86,8	96	98,9	99,1	86,2	89,6	94,1	94,0	89,1	80,0	73,0	IVECO	Z 109-14
Motosega	92,5	81,1	86	92,8	90,3	93,2	96,5	94,3	99,2	94,6	90,1	Komatsu	G 310 TS
Bobcat	85,5	105,6	111,5	103,8	103,6	102,1	98,0	93,8	88,9	82,6	76,2	Melroe	Bobcat751
Fase 2: Posa recinzione													
Autogru(2,5t)	86,8	96	98,9	99,1	86,2	89,6	94,1	94,0	89,1	80,0	73,0	IVECO	Z 109-14
Bobcat	85,5	105,6	111,5	103,8	103,6	102,1	98,0	93,8	88,9	82,6	76,2	Melroe	Bobcat751
Avvitatore/Trapano	97,6	62,6	74,0	72,9	75,0	82,0	91,2	92,8	88,5	89,6	90,6	Bosch	GBH 2-20 SRE
Fase 3: Realizzazione cabine													
Bobcat	85,5	105,6	111,5	103,8	103,6	102,1	98,0	93,8	88,9	82,6	76,2	Melroe	Bobcat751
Betoniera	76,0	85,7	91,6	96,9	91,6	96,1	94,4	90,0	82,1	80,8	74,4	ICARDI	N.C.
Avvitatore/Trapano	97,6	62,6	74,0	72,9	75,0	82,0	91,2	92,8	88,5	89,6	90,6	Bosch	GBH 2-20 SRE
Saldatore (cannello ossiacetilenico)	82,2	70,3	80,4	77,1	71,2	74,6	75,5	76,8	80,0	81,6	84,5	N.C.	N.C.
Fase 4: Tracciamenti													
Bobcat	85,5	105,6	111,5	103,8	103,6	102,1	98,0	93,8	88,9	82,6	76,2	Melroe	Bobcat751
Fase 5: Posa basamenti in acciaio													
Macchina battipalo	88,0	89,8	94,7	94,8	93,0	98,1	99,0	106,2	104,7	102,8	100,5	Delmag	D-62
Fase 6: Montaggio pannelli e cablaggio													
Avvitatore/Trapano	97,6	62,6	74,0	72,9	75,0	82,0	91,2	92,8	88,5	89,6	90,6	Bosch	GBH 2-20 SRE
Saldatore (cannello ossiacetilenico)	82,2	70,3	80,4	77,1	71,2	74,6	75,5	76,8	80,0	81,6	84,5	N.C.	N.C.

Noti i livelli di potenza acustica, associabili ad ogni fase di lavorazione attraverso l'utilizzo delle leggi di propagazione sonora in campo aperto, sono stati calcolati i livelli di pressione presso i ricettori.

L'approccio seguito è quello del "worst case" (caso più sfavorevole), ovvero il momento in cui tutte le attrezzature appartenenti alla stessa fase di lavorazioni vengono utilizzate contemporaneamente.

Quando sono presenti più macchine che lavorano contemporaneamente, occorre aggiungere al livello equivalente della singola macchina, riportato sopra, le quantità della tabella seguente in modo da ottenere il livello equivalente (Leq) totale:

N° macchine simili	Quantità da aggiungere al Leq della singola macchina in dB(A)
2	3
3	4,77
4	6
5	6,99
6	7,78

Quindi, partendo dal livello di potenza acustica di ciascuna tipologia di sorgente ed applicando la legge di propagazione del rumore in campo libero, sono stati stimati i livelli di pressione sonora a distanze variabili con passo di 10 metri.

In campo libero, per una sorgente puntiforme irradiante energia in modo uniforme in tutte le direzioni, la relazione che lega il livello di pressione sonora riscontrabile ad una certa distanza "d" dalla sorgente al livello di potenza sonora della sorgente è:

$$L_p = L_w + 10 \log Q - 20 \log(d) - A - 11$$

dove :

d = distanza dalla sorgente in metri;

A = fattore correttivo di attenuazione che tiene conto di tutte le condizioni ambientali e meteorologiche;

10logQ = indice di direttività della sorgente.

Nel caso di sorgente omnidirezionale $Q = 1$, mentre si ha $Q = 2$ se la sorgente è posta su un piano perfettamente riflettente, $Q = 4$ se è posta all'intersezione di due piani e $Q = 8$ se è posta all'intersezione di tre piani.

Per valutare il rumore presente a livello di ricettori sensibili, noto il livello di pressione sonora (misurato) in un dato punto, si utilizza il modello di propagazione delle onde

sonore in campo libero, basato sulla seguente equazione:

$$Lp_1 - Lp_2 = 20 \log_{10} \left(\frac{r_1}{r_2} \right)$$

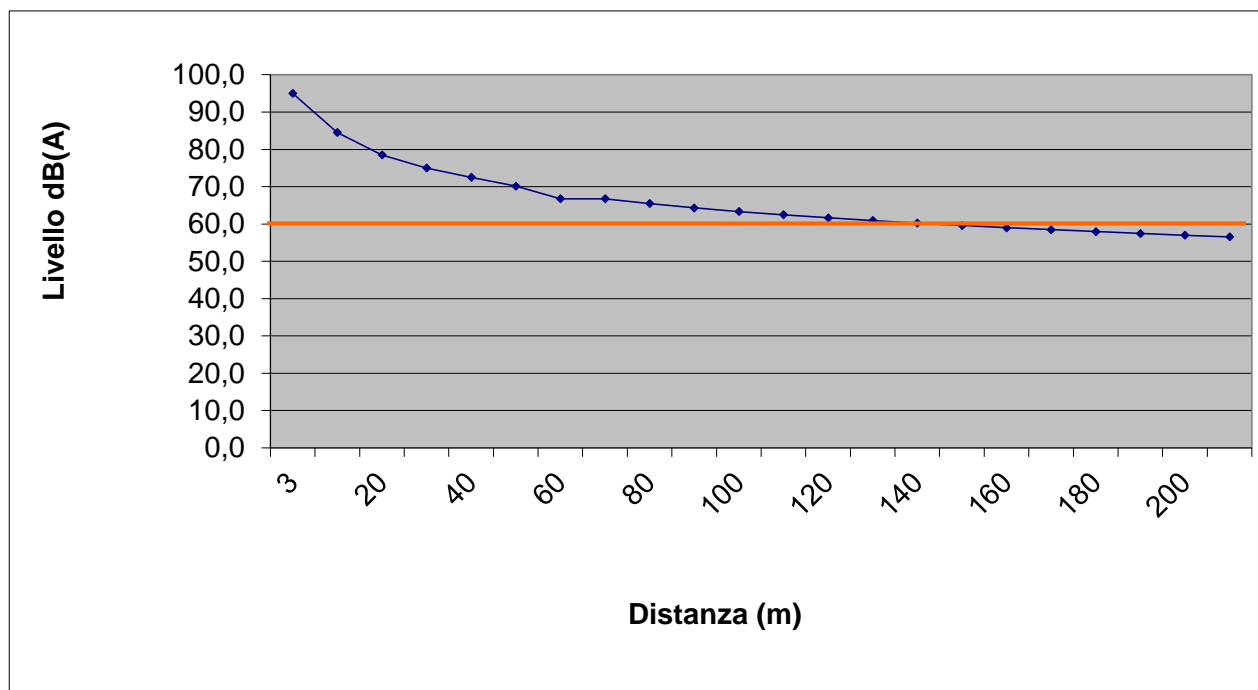
dove:

r1, r2 = distanza dei punti di misura della sorgente di rumore;

Lp1, Lp2 = livelli di pressione sonora nei punti considerati.

L'espressione mostra che, ogni qualvolta si raddoppia la distanza ($r_2 = 2r_1$), il livello di pressione sonora diminuisce di 6 dB(A) e ogni qualvolta si aumenta la distanza di 10 volte ($r_2=10r_1$), il livello di pressione sonora diminuisce di 20 dB(A).

Nel grafico di seguito riportato si è ipotizzata una presenza contemporanea di 6 macchine con un rumore medio di 87 dB(A), trascurando l'attenuazione dovuta all'atmosfera, nonché ad eventuali ostacoli e all'effetto del vento e considerando l'attenuazione dovuta al terreno ed alla direttività della fonte:



Il grafico della precedente figura mostra come i livelli di rumore in fase di cantiere non superano i 60 dB(A) per distanze superiori a 150 m.

Tale distanza, come assunzione conservativa, è possibile riferirla al confine del cantiere. A tale distanza quindi, il cantiere presenterà valori di emissione inferiori a quelli consentiti dai limiti di zona assunti per le aree di classe III, mentre sono superiori

a quelli per le aree di classe I.

Per tali aree comunque va sottolineato che le attività rumorose temporanee (come appunto quelle del cantiere) possono essere permesse in deroga ai limiti di classe acustica, con le prescrizioni che seguono:

- ✓ in caso di attivazione di cantieri, le macchine e gli impianti in uso sia fissi che mobili dovranno essere conformi alle rispettive norme di omologazione e certificazione e dovranno essere collocate in postazioni che possano limitare al meglio la rumorosità verso soggetti disturbabili. Per le altre attrezzature non considerate nella normativa nazionale vigente, quali gli attrezzi manuali, dovranno essere utilizzati tutti gli accorgimenti e i comportamenti per rendere meno rumoroso il loro uso. Gli avvisatori acustici potranno essere utilizzati solo se non sostituibili con altri di tipo luminoso e nel rispetto delle vigenti norme antinfortunistiche.
- ✓ l'attivazione di macchine rumorose e l'esecuzione di lavori rumorosi in cantieri edili al di sopra dei limiti di zona è consentito nei giorni feriali dalle ore 8 alle ore 19 e il sabato dalle ore 8 alle ore 13. L'attivazione di macchine rumorose e l'esecuzione di lavori rumorosi in cantieri stradali al di sopra dei limiti di zona è consentito nei giorni feriali, dalle ore 7 alle ore 20.
- ✓ il limite massimo di emissione da non superare per le attività previste dall'art. 9 è di 70 dB Leq(A). Non si considerano i limiti differenziali. Tale limite si intende fissato sulla facciata degli edifici, in corrispondenza dei recettori più disturbati o più vicini.

In fase di esercizio dell'impianto, dalla *Relazione previsionale di impatto acustico* si evince che la strumentazione utilizzata per i rilievi fonometrici era costituita da:

- ✓ Fonometro Integratore di Classe I conforme alla IEC 651 gruppo 1 ed alla IEC 804 gruppo 1, Larson- Devis Modello 831, Matricola 0002352.
- ✓ Calibratore Acustico Larson- Devis modello CAL 200, Matricola 7982.

Il sistema di misura utilizzato soddisfa le specifiche di cui alla classe 1 delle norme EN 60651/1994 e EN 60804/1994. Le misure di livello equivalente sono state effettuate direttamente con un fonometro conforme alla classe 1 delle norme EN 60651/1994 e EN 60804/1994.

Il microfono utilizzato per le misure è conforme, rispettivamente, alle norme EN 61094-1/1994, EN 61094-1/1994, EN 61094-2/ 1993, EN 61094-3/1995, EN 61094-4/1995 ed

il calibratore è conforme alle norme CEI 29-4.

La strumentazione è stata controllata con un calibratore di classe 1, prima e dopo ogni ciclo di misura secondo la norma IEC 942/1988 dando differenze inferiori a 0.5 dB.

Prima dell'inizio delle misure sono state acquisite tutte le informazioni che possono condizionare la scelta del metodo, dei tempi e delle variazioni sia dell'emissione sonora delle sorgenti che della loro propagazione. Sono stati rilevati tutti i dati che conducono ad una descrizione delle sorgenti che influiscono sul rumore ambientale nelle zone interessate dall'indagine.

Le misure sono state arrotondate a 0,5 dB.

La reale o ipotizzata posizione del ricettore ha determinato la scelta per l'altezza del microfono. Le misurazioni sono state eseguite in assenza di precipitazioni atmosferiche, di nebbia e/o neve. Il microfono era dotato di cuffia antivento.

Il suddetto strumento fornisce la rilevazione del livello sonoro equivalente, ossia del livello di pressione sonora costante in grado di produrre gli stessi effetti sull'udito di un livello sonoro variabile in un determinato intervallo di tempo T_e di misura.

Al fine di determinare se il parco FV produce un livello di rumore che superi, o contribuisca a superare i limiti imposti dalla normativa, sono stati effettuati in data 01 Agosto 2021 rilievi fonometrici, in periodo diurno per determinare il clima acustico della zona in una situazione ante-operam (rumore residuo).

Il tempo di riferimento (TR) è collocato nel solo periodo diurno in quanto dal tramonto al mattino l'impianto è completamente disattivato di conseguenza nel periodo notturno i livelli di rumorosità sono nulli. Sono state effettuate delle misure pertanto, per caratterizzare i livelli di rumore presenti nell'area in una situazione ante-operam.

Si precisa che durante le misurazioni il fonometro era dotato di schermo antivento ed è stato opportunamente schermato e che le misure sono state effettuate in assenza di precipitazioni atmosferiche, di nebbia e/o neve. Non è stata riscontrata la presenza di componenti tonali e di componenti impulsive. I livelli di rumore residuo misurato, nel periodo diurno, nell'area dove saranno installati i macchinari sono riportati nella tabella sottostante:

Posizione	Laeq (dBA)
	DIURNO
1	43.3

I livelli sonori del rumore residuo dipendono generalmente da attività di tipo antropico quali traffico locale, suoni industriali, macchinari agricoli, abbaiare dei cani, e dall'interazione del vento con l'orografia e i vari ostacoli presenti.

Il parco FV prevede l'installazione di 26 inverter; nel calcolo, per ogni ricettore, è stato considerato il funzionamento complessivo di tutti gli inverter. Di conseguenza per il ricettore R3, quello situato ad una distanza minore rispetto agli altri due, la verifica è stata eseguita con un livello di immissione dei 26 inverter considerando che il livello sonoro è dato da due componenti una dovuta alla propagazione del suono in modo diretto l'altra dovuta alla propagazione per riflessione, quest'ultima tiene conto del coefficiente di assorbimento del terreno. Di conseguenza la componente dovuta per riflessione ha un'incidenza minima.

Pertanto, ai valori misurati dell'attuale stato di fatto vengono sommati al ricettore i valori di emissione degli inverter del parco FV; tale calcolo è stato effettuato con opportuna simulazione.

Definito il clima acustico della zona, la valutazione di impatto acustico dovuta, quindi, all'installazione del parco FV, è stata effettuata mediante metodi teorici. In base ai dati in possesso e dalle misurazioni acustiche effettuate, si è potuto effettuare una simulazione della situazione acustica dopo l'installazione degli inverter. Di seguito si riportano i risultati della simulazione acustica, inoltre una tabella con i valori acustici determinati in corrispondenza del ricettore più esposto.

Si fa presente che gli inverter saranno sistemati all'interno di una cabina, in prossimità dei pannelli fotovoltaici. Facendo riferimento alla figura n 68, si evidenzia che il parco FV è diviso in 7 settori, 5 contengono 4 inverter e 2 contengono 3 inverter. Questo comporta che gli inverter non saranno localizzati tutti in uno stesso punto ma saranno sistemati, ognuno, all'interno della propria cabina di campo, su tutta la superficie che ricopre il parco fotovoltaico. Sicuramente questa soluzione, dal punto di vista ambientale, nello specifico acustico, è delle migliori in quanto incide sul clima acustico presente in maniera omogenea rendendo irrilevante la propagazione del rumore emessa da ogni singolo inverter.

Per le verifiche ipotizziamo, caso peggiorativo, che gli inverter, per ogni settore, siano concentrati tutti in uno stesso punto, in direzione del ricevitore R3, che ricordiamo è quello più esposto rispetto ai ricevitori R2 ed R1 in quanto è sito ad una distanza inferiore dal confine dell'impianto fotovoltaico. Se risulta verificata questa ipotesi,

risulterà verificata anche la situazione reale che vede gli inverter posizioni in ogni sottocampo.

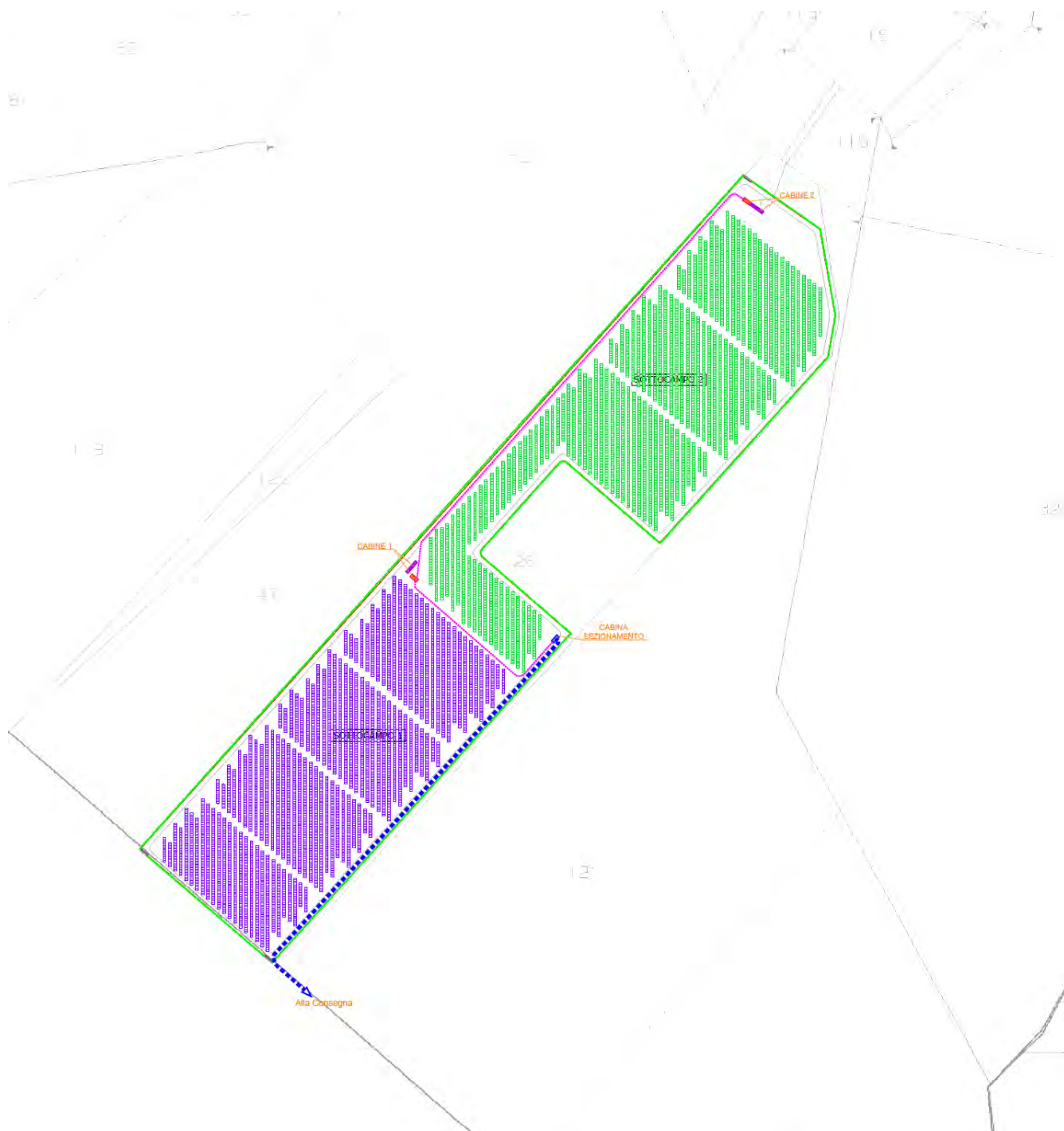


Figura 69a Planimetria con individuazione degli inverter ai fini del calcolo

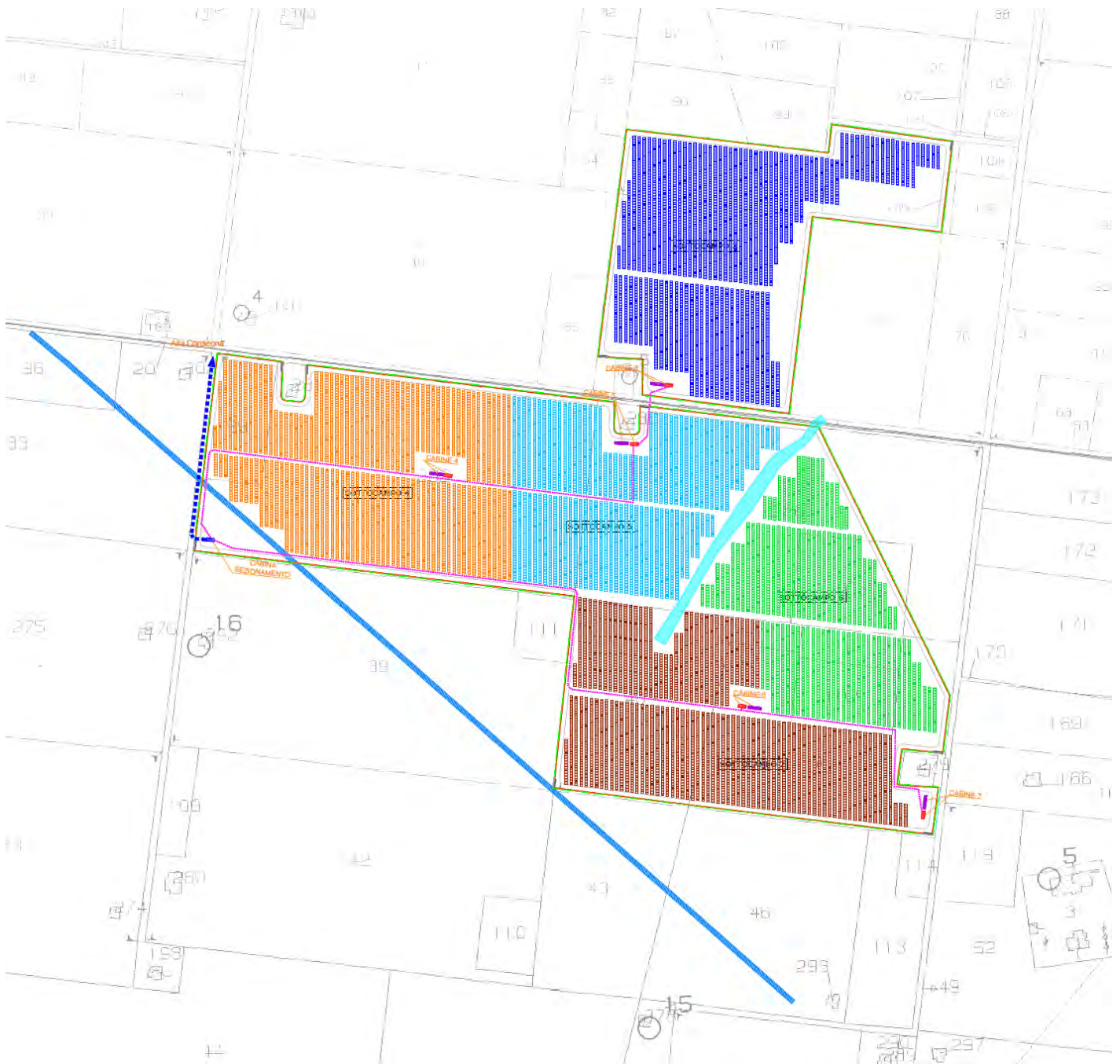


Figura 70b Planimetria con individuazione degli inverter ai fini del calcolo

Nella tabella sottostante sono riportati i valori acustici in dB(A) dovuti al funzionamento degli inverter del parco fotovoltaico, calcolati nei pressi del ricettore nel periodo DIURNO.

Emissione dB(A)	Rumore residuo dB(A)	Immissione dB(A)	Differenziale dB(A)
25.0	43.3	43.5	0.2

Figura 71 Tabella contenente i valori acustici dovuti al funzionamento degli inverter

In base a diversi studi sperimentali la differenza fra i livelli acustici in facciata ed i livelli all'interno con finestre aperte sono di circa 5 dBA.

Applicando tale diminuzione ai livelli acustici calcolati in precedenza si ottengono i livelli previsti all'interno dei ricettori individuati. Appare evidente che all'interno del ricettore R3 non vi siano considerazioni che portino al superamento dei valori limiti imposti dalla normativa.

Come si osserva dai valori riportati nella tabella di figura 69, l'immissione in ambiente dei livelli acustici è stata determinata considerando l'impianto in funzione. In base ai risultati raggiunti e prima descritti, si può concludere che:

- ✓ i massimi livelli di rumore immessi in facciata agli edifici più esposti non è superiore a 43,5 dB(A) in Diurno, **valore inferiore ai limiti massimi consentiti nella zona in periodo diurno e 55,0 dB(A);**
- ✓ in base inoltre a livelli calcolati al rumore residuo presente nell'area ed all'incremento determinato, si può concludere che anche **il criterio differenziale per gli edifici più prossimi all'impianto sarà rispettato**, come si evince dalla tabella precedente.

Si può concludere, quindi, che l'immissione di rumore nell'ambiente esterno provocato dagli impianti, non produrrà inquinamento acustico tale da superare i limiti massimi consentiti per la zona di appartenenza.

E.2.2 Campi elettromagnetici

E.2.2.1 Stato di fatto (punto zero)

Gli impianti fotovoltaici, essendo caratterizzati dalla presenza di elementi per la produzione ed il trasporto di energia elettrica, sono potenzialmente interessati dalla presenza di campi elettromagnetici.

L'attenzione per possibili effetti di campi elettromagnetici è giustamente focalizzata su linee elettriche di tensione elevata. La normativa di riferimento circa le linee elettriche ha definito, infatti, i limiti di esposizione e valori di attenzione, per la protezione della popolazione dalle esposizioni a campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) connessi al funzionamento e all'esercizio degli elettrodotti. Nel medesimo ambito, il decreto stabilisce anche un obiettivo di qualità per il campo magnetico, ai fini della progressiva minimizzazione delle esposizioni. I limiti di esposizione, i valori di

attenzione e gli obiettivi di qualità di cui al suddetto decreto non si applicano ai lavoratori esposti per ragioni professionali.

Dalla *Relazione campi elettromagnetici* (cfr. Elaborato DEF.REL.05), si evince che le principali *sorgenti del campo elettromagnetico ante operam* sono costituite da linee elettriche in Media e Alta Tensione esistenti; particolare attenzione è rivolta ai punti in cui le linee elettriche intersecano l'elettrodotto MT di collegamento dell'impianto al punto di consegna. Questi punti sono le zone di maggiore interesse per l'analisi dell'impatto elettromagnetico.

Generalmente le linee in Media Tensione e soprattutto quelle in Bassa Tensione presenti, non producono campo elettromagnetico di valore significativo. Non sono presenti linee in AT nelle zone interessate dall'impianto e dal cavo di collegamento alla stazione di consegna. Saranno inquadrati come sorgenti di campo i punti di intersezione dell'elettrodotto MT di progetto con le linee aeree di distribuzione e trasporto in MT esistenti; queste linee in media tensione, come detto, non presentando apprezzabili valori di emissione, ma è opportuno comunque determinare le variazioni di campo elettromagnetico che si avranno con la posa del nuovo elettrodotto MT nelle zone di intersezione con le linee aeree MT esistenti, a solo scopo cautelativo.

Si riporta nel seguito lo stralcio planimetrico del percorso dell'elettrodotto MT in progetto in cui si evidenziano: gli elettrodotti esistenti in zona; i punti in cui sono state effettuate le misure; il tracciato dell'elettrodotto MT di progetto.

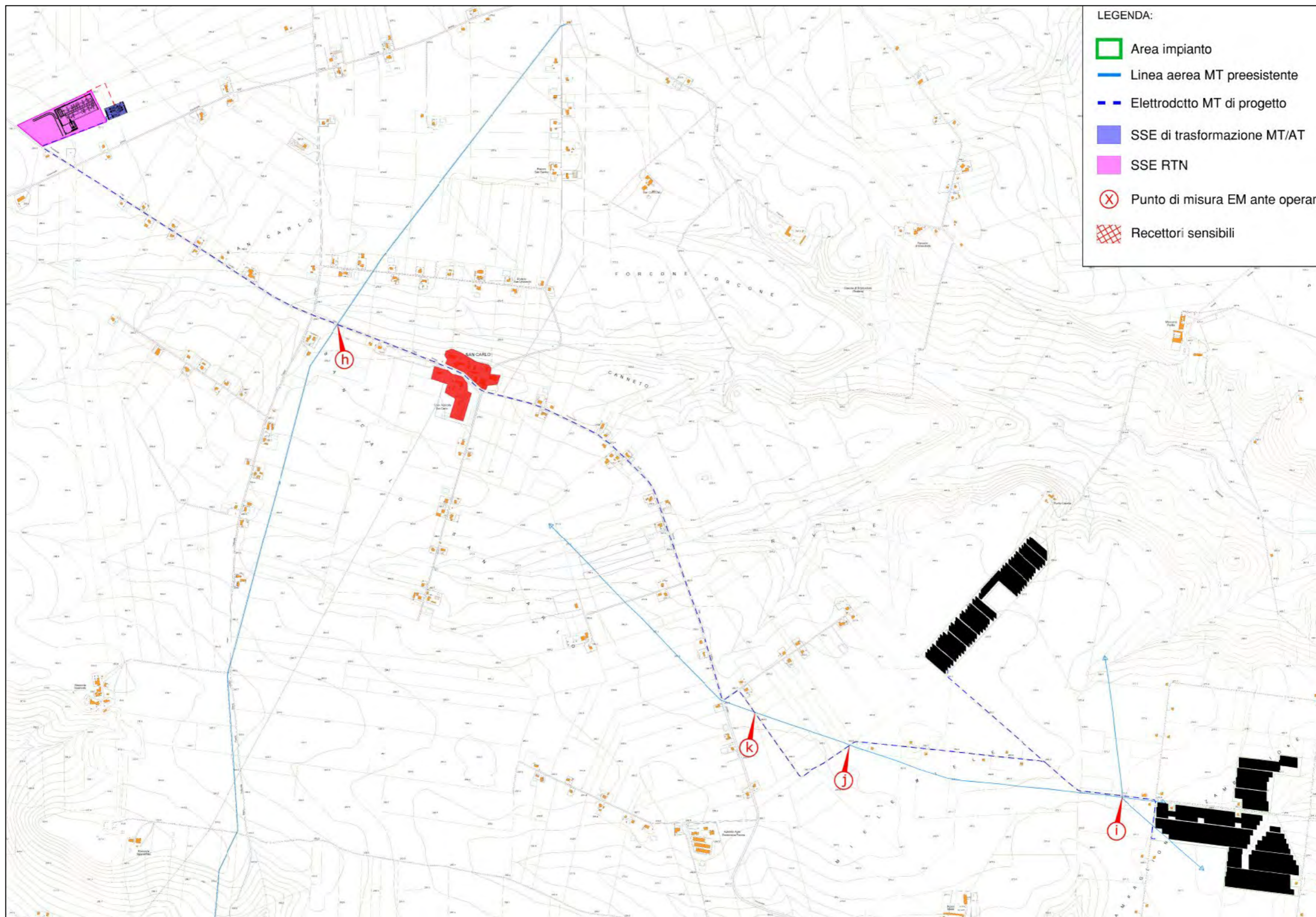


Figura 72 Stralcio planimetrico con rappresentazione del tracciato dell'elettrodotto MT di progetto.

È stato condotto un rilievo utilizzando la seguente strumentazione:

- ✓ Misuratore di campi elettromagnetici
- ✓ Modello: EFA 300
- ✓ Costruttore: Wandel & Goltermann
- ✓ Matricola: E-0049

In assenza di precipitazioni, temperatura ambiente di circa 15°C si sono riscontrati i seguenti risultati:

Punto di Misura		Valore misurato	Coordinate Geografiche WGS84
i	Verticale linea MT	0.12 μ T	562546.73E, 4552180.71N
J	Verticale linea MT	0.09 μ T	561323.07E, 4552395.10N
K	Verticale linea MT	0.07 μ T	560900.68E, 4552551.42N
h	Verticale linea MT	0.10 μ T	559029.80E, 4554235.20N
1	Recettore sensibile	0.03 μ T	559612.95E, 4554071.66N

E.2.2.2 Identificazione degli impatti potenziali

E.2.2.2.1 Cantierizzazione

Durante tale fase, la presenza di campo elettromagnetico prodotto dai pannelli fotovoltaici fra loro interconnessi e dei campi magnetici prodotti dagli inverter e dai trasformatori, potranno determinare dei potenziali impatti negativi, legati al rischio di esposizione agli stessi degli operatori impiegati come manodopera per la fase realizzativa dell'impianto.

E.2.2.2.2 Fase di esercizio

L'energia elettrica prodotta, a meno della quantità necessaria agli ausiliari dell'impianto, sarà interamente trasferita alla rete elettrica nazionale con definizione del punto di consegna in accordo con il gestore della rete.

L'energia raggiunge la sottostazione di trasformazione MT/AT con linee in MT posate in

cavidotti interrati e da questa raggiunge il punto di consegna mediante linea AT interrata. Il collegamento dell'impianto è realizzato attraverso tre linee MT in parallelo a 30kV interrate, in uscita dalla cabina di smistamento situata all'interno del campo fotovoltaico, in cavo tripolare MT cordato ad elica, fino alla stazione di trasformazione MT/AT.

I moduli fotovoltaici lavorano in corrente e tensione continue e non in corrente alternata; per cui la generazione di campi variabili è limitata ai soli transitori di corrente (durante la ricerca del MPP da parte dell'inverter, e durante l'accensione o lo spegnimento) e sono comunque di brevissima durata. Nella certificazione dei moduli fotovoltaici alla norma CEI 82-8 (IEC 61215) non sono comunque menzionate prove di compatibilità elettromagnetica, poiché assolutamente irrilevanti.

Gli inverter sono apparecchiature che al loro interno utilizzano un trasformatore ad alta frequenza per ridurre le perdite di conversione. Essi pertanto sono costituiti per loro natura da componenti elettronici operanti ad alte frequenze. D'altro canto, il legislatore ha previsto che tali macchine, prima di essere immesse sul mercato, possiedano le necessarie certificazioni a garantirne sia l'immunità dai disturbi elettromagnetici esterni, sia le ridotte emissioni per minimizzarne l'interferenza elettromagnetica con altre apparecchiature elettroniche posizionate nelle vicinanze o con la rete elettrica stessa (via cavo).

A questo scopo gli inverter scelti possiedono la certificazione di rispondenza alle normative di compatibilità elettromagnetica (EMC). Gli inverter di progetto avranno emissioni certificate e conformi alla normativa vigente. Di conseguenza anche per gli inverter le emissioni saranno poco significative ai fini della presente valutazione, come tra l'altro si riscontra facilmente dalla normativa di settore.

Per valutare l'intensità del campo elettromagnetico in fase di esercizio, applicando la legge di BIOT-SAVART sono stati calcolati i valori del campo di induzione magnetica B alla quota di 1 m dal piano di campagna al fine di individuare i valori massimi di emissione; le valutazioni sono state fatte su di un piano perpendicolare ai conduttori dell'elettrodotto MT di progetto.

Per effettuare le simulazioni sono state prese in esame le condizioni di massima potenza generata, in modo da ottenere i valori massimi di campo magnetico; l'impianto genera 26,451 MW in cui si ipotizza un fattore di potenza 0,9.

Ovviamente, a vantaggio di sicurezza, le simulazioni qui riportate indicano i valori dei

campi magnetici nella configurazione peggiore; nella realtà, i valori di campo risulteranno essere minori di quelli ottenuti in tale configurazione.

A mitigare il campo magnetico, infatti, contribuiranno diversi fattori:

- ✓ la corrente nei cavi sarà mediamente minore di quella corrispondente alla massima potenza generata;
- ✓ lo schermo del cavo sarà collegato a terra nelle estremità;
- ✓ il modello di Biot-Savart è applicato nell' ipotesi di cavi paralleli e infinitamente lunghi; in realtà si adotta un cavo tripolare con conduttori cordati ad elica che limiterà notevolmente il campo magnetico.

I valori efficaci massimi delle correnti di linea sono riferite alla massima corrente erogabile dagli inverter alla loro tensione di uscita; ogni inverter eroga una corrente massima di 1480A alla tensione di 400V.

Riferendosi alla sola linea MT di progetto, con tensione di esercizio a 30kV, sui 3 conduttori circola una corrente complessiva di 566A.

Di seguito si riporta l'andamento del campo magnetico al variare della distanza dall'asse dell'elettrodotto di progetto:

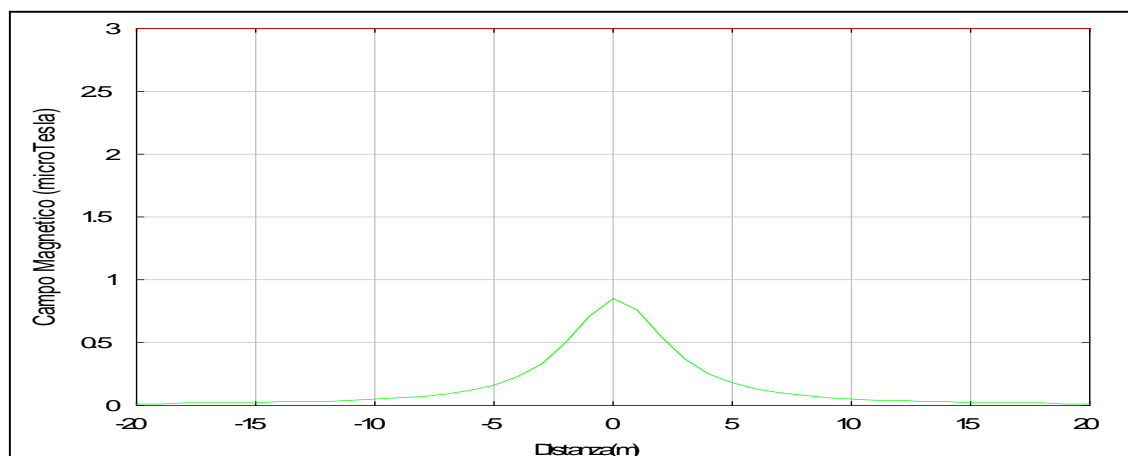


Figura 73 ELF In = 566 A

Il valore massimo del campo B per la sezioni cavidotto in esame è: 0,85 μ T

Dunque, l'elettrodotto MT in progetto, nelle peggiori condizioni di funzionamento, genera un campo di induzione magnetica B con un massimo pari a 0,85 μ T, nettamente inferiore al limite previsto dal DPCM 08/07/2003.

L'analisi del campo magnetico generato dalla linea AT a 150kV in uscita dalla stazione di trasformazione MT/AT ha fornito il seguente risultato:

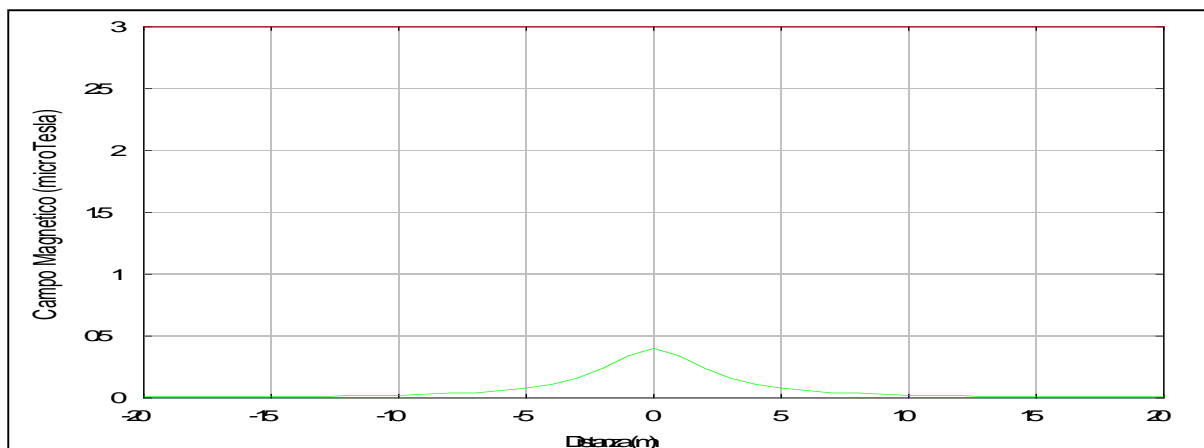


Figura 74 In = 115 A

Il campo di induzione magnetica complessivo B sarà pari alla somma di quello esistente ante operam e di quello generato dall'elettrodotto dell'impianto in progetto, ed assume i maggiori valori in corrispondenza dei punti di intersezione tra gli elettrodotti MT preesistenti e il cavidotto in progetto; pertanto nei punti di rilievo "i", "J", "K", "h" e in prossimità dei recettori sensibili risulta:

Punto	Valore misurato	Valore previsto	B(µT) complessivo
i	0.12 µT	0,85 µT	0,97 µT
J	0.09 µT	0,85 µT	0,94 µT
K	0.07 µT	0,85 µT	0,92 µT
h	0.10 µT	0,85 µT	0,95 µT
1	0.03 µT	0,85 µT	0,88 µT

Il campo magnetico di progetto non modifica sensibilmente il campo magnetico preesistente; complessivamente nei punti di rilievo "i", "J", "K" e "h", si avrà un valore di induzione magnetica che rientra nei limiti fissati dal DPCM 08/07/2003, pari a 10 µT come valore di attenzione per aree gioco per l'infanzia, ambienti abitativi, ecc..

Inoltre, i valori del campo magnetico dell'elettrodotto interrato di progetto, calcolato in base alla norma CEI 211-4, indicano un campo magnetico ben al di sotto anche **dell'obiettivo di Qualità di 3 µT del DPCM 08/07/2003**. Infine, l'uso di conduttori cordati ad elica per le linee a media tensione garantisce fasce di rispetto al di sotto dei limiti imposti.

E.2.2.2.3 Fase di dismissione (“decommissioning”)

Nella fase di dismissione dell'impianto non vi è più produzione di campi elettromagnetici e magnetici dovuti all'impianto.

E.2.2.3 Valutazione degli impatti e misure di mitigazione e compensazione

Nella fase di cantierizzazione, l'esposizione ai campi elettromagnetici e magnetici della manodopera impegnata nella realizzazione dell'impianto (unici ricettori potenzialmente interessati) sarà gestita in accordo con la normativa sulla sicurezza dei lavoratori, ai sensi del D.Lgs. 81/2008 e s.m.i.. Non sono previsti impatti significativi sulla popolazione poiché i potenziali ricettori si trovano ad una distanza tale da ritenere l'impatto non significativo.

Nella fase di esercizio, come descritto nei paragrafi precedenti e come desumibile dalla *Relazione campi elettromagnetici* (cfr. Elaborato DEF.REL.05), la probabilità dell'impatto è da considerarsi del tutto trascurabile.

Le frequenze elettromagnetiche sono estremamente basse e quindi, di per sé, assolutamente innocue. Inoltre, l'intensità di tutti i campi elettromagnetici decade nello spazio più velocemente che con il quadrato della distanza dalla sorgente.

Inoltre, va evidenziato che l'area interessata dall'impianto è caratterizzata dall'assenza di popolazione residente; gli unici insediamenti abitativi si trovano, infatti, ad una distanza dagli impianti elettrici tale da escludere qualunque rischio di esposizione diretta.

In definitiva possono ragionevolmente escludersi, sulla base delle attuali conoscenze, effetti dovuti a campi elettromagnetici sull'ambiente o sulla popolazione derivanti dalla realizzazione dell'opera.

Infine, si sottolinea che la gestione dell'impianto non prevede la presenza di personale durante l'esercizio ordinario.

E.3 SUOLO E SOTTOSUOLO

E.3.1 Suolo

E.3.1.1 Stato di fatto (punto zero)

Il contesto territoriale è caratterizzato, tendenzialmente, da zone piane che descrivono

ampi terrazzi per poi spingersi gradualmente agli ambiti collinari dall'appennino Dauno. Il paesaggio è quello tipico di transizione tra la piana del Tavoliere e le propaggini del subappennino Dauno Meridionale.

Il territorio comunale è parte integrante del settore meridionale del Tavoliere, delimitato dal Fiume Ofanto, dal Torrente Cervaro, dall'Appennino Dauno e dal Golfo di Manfredonia.

A nord-ovest della Città di Ascoli Satriano, l'area è solcata dal Torrente Carapelle, avente direzione di deflusso verso NNE, e da una serie di corsi d'acqua secondari, tributari di destra del suddetto torrente. A sud-est il territorio è segnato dal fiume Ofanto con direzione di deflusso verso NNE e da una serie di corsi d'acqua secondari, tributari di sinistra del suddetto corso d'acqua.

Come si desume dalla *Relazione pedo-agronomica* (cfr. Elaborato DEF-REL.16), in relazione alle caratteristiche pedologiche dell'agro in esame ricordiamo che la giacitura dei terreni è in generale pianeggiante ed i fondi non hanno una specifica sistemazione di bonifica poiché la natura del suolo e del sottosuolo è tale da consentire una rapida percolazione delle acque.

Dal punto di vista pedologico il terreno è povero di scheletro in superficie, mediamente ricco di elementi minerali.

La roccia madre si trova ad una profondità tale da garantire un buon strato di suolo alla vegetazione; in definitiva i terreni agrari più rappresentati sono a medio impasto tendente allo sciolto, profondi, poco soggetti ai ristagni idrici, di reazione neutra, con un buon franco di coltivazione. Per effetto delle caratteristiche geomorfologiche e climatiche, il territorio risulta oggetto ad una serie di problematiche:

- ✓ prima fra tutte la carenza di acqua;
- ✓ conseguentemente il sovra-sfruttamento della falda freatica che determina una contaminazione salina dell'acquifero carsico profondo;
- ✓ ai fini dell'esercizio delle attività produttive un fattore critico limitante nello sfruttamento del suolo è rappresentato dal progressivo processo di "desertificazione".

Oltre alle condizioni climatiche avverse, l'evoluzione di tali processi è fortemente condizionata da altri fattori quali l'attività estrattiva, la monocoltura (ringrano), il pascolo continuo che tendono a ridurre il contenuto di sostanza organica e aumentare i fenomeni erosivi. Alcune aree cosiddette "sensibili", ai fenomeni di desertificazione,

sono presenti nel comprensorio del Tavoliere, come individuato nello studio “*La vulnerabilità alla desertificazione in Italia: raccolta, analisi, confronto e verifica delle procedure cartografiche di mappatura e degli indicatori a scala nazionale e locale*” dell’APAT – CRA – CNLSD nell’anno 2006.⁶

ANNO 2000
AUTORI L. Montanarella, R. Baracchini, E. Rusco
SCALA N.D.
GRADO CRITICITA' Aree vulnerabili
AREA Puglia
METODOLOGIA MEDALUS
PROCEDURE OPERATIVE Overlay spaziale
MACRO INDICI Qualità clima; Qualità suolo; Qualità gestione; Qualità erosione
ALGORITMI DI CALCOLO MACRO INDICI Qualità clima (media geometrica); Qualità suolo (media geometrica); Qualità vegetazione (media geometrica); Qualità gestione (media geometrica); Qualità erosione (media geometrica)
V. ELEMENTARI CLIMA Precipitazioni medie annue (database stazioni termopluviometriche del progetto CORINE Erosion); Temperature mensili (database stazioni termopluviometriche del progetto CORINE Erosion); Esposizione versanti (DTM250m)
V. ELEMENTARI SUOLO Roccia madre (C. unità paesaggio ACLAI, 1999); Tessitura (C. unità paesaggio ACLAI, 1999); Pietrosità (C. unità paesaggio ACLAI, 1999); Profondità suolo (C. unità paesaggio ACLAI, 1999); Drenaggio (C. unità paesaggio ACLAI, 1999); Pendenza (C. unità paesaggio ACLAI, 1999)
V. ELEMENTARI VEGETAZIONE N.D.
V. ELEMENTARI ANTROPICO N.D.
V. DERIVATE CLIMA Indice aridità (JRC-ISPRRA)
SPAZIALIZZAZIONE Indice aridità, precipitazioni medie annue, temperatura mensile (kriging ordinario)
V. DERIVATE SUOLO Rischio erosione (JRC, European Commission EUR report 19022, 1999)
V. DERIVATE VEGETAZIONE Rischio d'incendio (Corine Land Cover, 1990); Protezione dall'erosione (Corine Land Cover, 1990); Resistenza alla siccità (Corine Land Cover, 1990); Copertura vegetale (Corine Land Cover, 1990; ACLAI)
V. DERIVATE ANTROPICO Intensità uso suolo (C. Unità Paesaggio ACLAI, 1999); Raccolti (C. Unità Paesaggio ACLAI, 1999); Pascoli (C. Unità Paesaggio ACLAI, 1999); Aree naturali (Aree Natura 2000); Politiche (Regione Puglia-Natura 2000)
ALGORITMO DI CALCOLO VARIABILI DERIVATE
Indice aridità (Bagnouls-Gaussens); Pascoli (tasso di stoccaggio); Aree Naturali (Produzione forestale attuale/produzione forestale sostenibile); Rischio d'erosione (USLE)
ALGORITMO DI CALCOLO INDICE FINALE Media geometrica

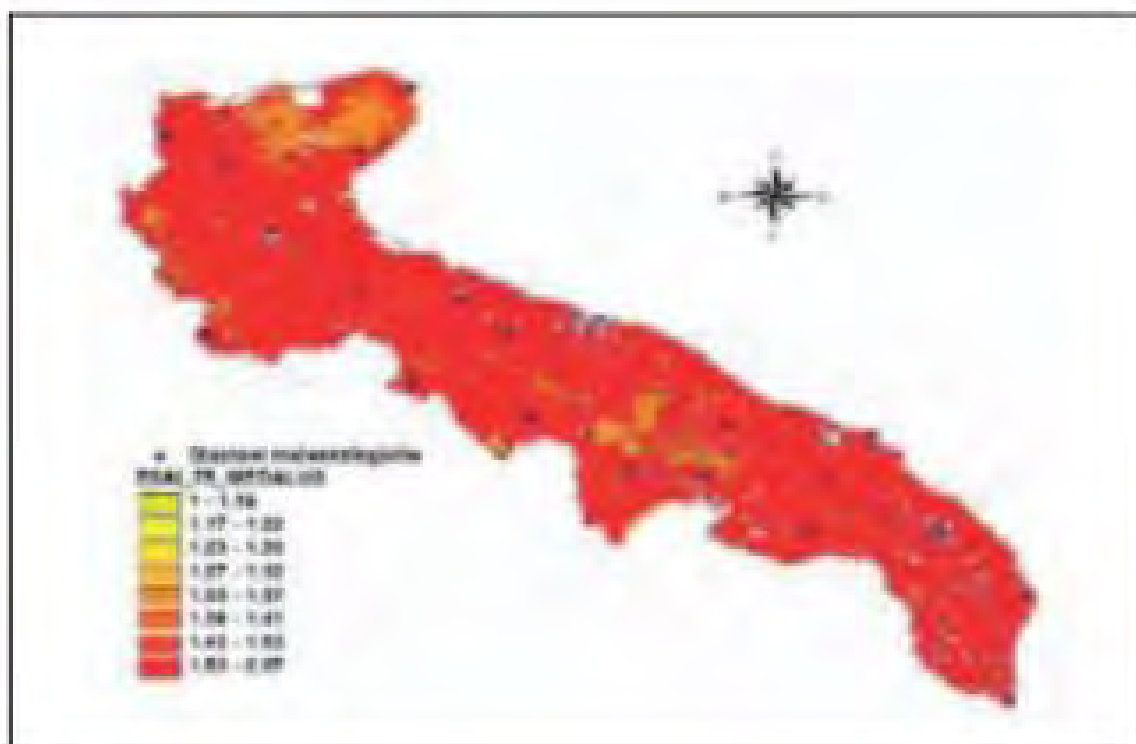


Figura 75 Aree sensibili nella Regione Puglia ottenute con l'applicazione integrale della metodologia ESA

⁶ Autori: T. Ceccarelli, F. Giordano, A. Luise, L. Perini, L. Salvati – Accordo di programma MATT – CNLSD – Manuali e linee guida 40/2006 - <https://www.minambiente.it/biblioteca/la-vulnerabilita-alla-desertificazione-italia-raccolta-analisi-confronto-e-verifica-delle>

Il fondo oggetto della presente relazione è rappresentato da un corpo unico dell'estensione di circa 31,6 ettari (Superficie Agricola Totale), per la maggior parte coltivati a:

- ✓ seminativo (cereali);
- ✓ oliveto;
- ✓ pascolo.

Le caratteristiche salienti sono così riassumibili:

- ✓ altezza sul livello del mare: da 250 m a 280 m s. l. m.;
- ✓ giacitura: prevalentemente pianeggiante;
- ✓ natura del terreno: limo argillosa con presenza di scheletro;
- ✓ sistemazione idraulica: assente;
- ✓ viabilità: buona.

Tra i sistemi di valutazione del territorio, elaborati in molti paesi europei ed extraeuropei secondo modalità ed obiettivi differenti, la *Land Capability Classification* (Klingebiel, Montgomery, U.S.D.A. 1961) viene utilizzato per classificare il territorio per ampi sistemi agropastorali e non in base a specifiche pratiche colturali.

La valutazione viene effettuata sull'analisi dei parametri contenuti nella carta dei suoli e sulla base delle caratteristiche dei suoli stessi.

Il concetto centrale della Land Capability non si riferisce unicamente alle proprietà fisiche del suolo, che determinano la sua attitudine più o meno ampia nella scelta di particolari colture, quanto alle limitazioni da questo presentate nei confronti dell'uso agricolo generico; limitazioni che derivano anche dalla qualità del suolo, ma soprattutto dalle caratteristiche dell'ambiente in cui questo è inserito.

Ciò significa che la limitazione costituita dalla scarsa produttività di un territorio, legata a precisi parametri di fertilità chimica del suolo (pH, C.S.C., sostanza organica, salinità, saturazione in basi) viene messa in relazione ai requisiti del paesaggio fisico (morfologia, clima, vegetazione, etc.), che fanno assumere alla stessa limitazione un grado di intensità differente a seconda che tali requisiti siano permanentemente sfavorevoli o meno (es.: pendenza, rocciosità, aridità, degrado vegetale, etc.).

I criteri fondamentali della capacità d'uso sono:

- ✓ di essere in relazione alle limitazioni fisiche permanenti, escludendo quindi le valutazioni dei fattori socio-economici;
- ✓ di riferirsi al complesso di colture praticabili nel territorio in questione e non ad

una coltura particolare;

- ✓ di comprendere nel termine "difficoltà di gestione" tutte quelle pratiche conservative e sistematorie necessarie affinché, in ogni caso, l'uso non determini perdita di fertilità o degradazione del suolo;
- ✓ di considerare un livello di conduzione abbastanza elevato, ma allo stesso tempo accessibile alla maggior parte degli operatori agricoli.

La classificazione si realizza applicando tre livelli di definizione in cui suddividere il territorio: classi, sottoclassi e unità.

Le classi sono 8 e vengono distinte in due gruppi in base al numero e alla severità delle limitazioni: le prime 4 comprendono i suoli idonei alle coltivazioni (suoli arabili) mentre le altre 4 raggruppano i suoli non idonei (suoli non arabili), tutte caratterizzate da un grado di limitazione crescente. Ciascuna classe può riunire una o più sottoclassi in funzione del tipo di limitazione d'uso presentata (erosione, eccesso idrico, limitazioni climatiche, limitazioni nella zona di radicamento) e, a loro volta, queste possono essere suddivise in unità non prefissate, ma riferite alle particolari condizioni fisiche del suolo o alle caratteristiche del territorio.

Nella tabella che segue sono riportate le 8 classi della Land Capability utilizzate (Cremaschi e Rodolfi, 1991, Aru, 1993).

CLASSE	DESCRIZIONE
I	suoli senza o con modestissime limitazioni o pericoli di erosione, molto profondi, quasi sempre livellati, facilmente lavorabili; sono necessarie pratiche per il mantenimento della fertilità e della struttura; possibile un'ampia scelta delle colture
II	suoli con modeste limitazioni e modesti pericoli di erosione, moderatamente profondi, pendenze leggere, occasionale erosione o sedimentazione; facile lavorabilità; possono essere necessarie pratiche speciali per la conservazione del suolo e delle potenzialità; ampia scelta delle colture
III	suoli con severe limitazioni e con rilevanti rischi per l'erosione, pendenze da moderate a forti, profondità modesta; sono necessarie pratiche speciali per proteggere il suolo dall'erosione; moderata scelta delle colture
IV	suoli con limitazioni molto severe e permanenti, notevoli pericoli di erosione se coltivati per pendenze notevoli anche con suoli profondi, o con pendenze moderate ma con suoli poco profondi; scarsa scelta delle colture, e limitata a quelle idonee alla protezione del suolo
V	non coltivabili o per pietrosità e rocciosità o per altre limitazioni; pendenze moderate o assenti, leggero pericolo di erosione, utilizzabili con foresta o con pascolo razionalmente gestito
VI	non idonei alle coltivazioni, moderate limitazioni per il pascolo e la selvicoltura; il pascolo deve essere regolato per non distruggere la copertura vegetale; moderato pericolo di erosione
VII	limitazioni severe e permanenti, forte pericolo di erosione, pendenze elevate, morfologia accidentata, scarsa profondità idromorfia, possibili il bosco od il pascolo da utilizzare con cautela
VIII	limitazioni molto severe per il pascolo ed il bosco a causa della fortissima pendenza,

	notevolissimo il pericolo di erosione; eccesso di pietrosità o rocciosità, oppure alta salinità, etc.
--	---

Dal rilievo si è evinto che le caratteristiche del suolo dell'area di studio rispecchiano la **tipologia II**.

Per quanto concerne le produzioni di qualità, i vigneti presenti nell'intero territorio comunale di Ascoli Satriano rientrano nell'areale di produzione dei vini IGT "DAUNIA" (D.M. 20/7/1996 - G.U. N. 190 DEL 14/8/96), IGT "PUGLIA" (D.M. 3/11/2010 – G.U. n.264 dell'11/11/10).

Analogamente, gli oliveti presenti nell'intero agro di Ascoli Satriano possono concorrere alla produzione di "OLIO EXTRAVERGINE DI OLIVA DAUNO SUB-APPENNINO" DOP (D.M. 6/8/1998 – G.U. n. 193 del 20/8/1998).

Nell'ambito dei terreni in cui è localizzato l'impianto in progetto, le produzioni ottenibili rientrano tra le produzioni di qualità per il solo appezzamento di olivi riferito alla particella 99, di **900 mq su 316.000 mq**.

E.3.1.2 Identificazione degli impatti potenziali

E.3.1.2.1 Cantierizzazione e fase di esercizio⁷

Al fine di valutare l'impatto sul suolo generato dalla realizzazione e dall'esercizio dell'impianto fotovoltaico in oggetto è stato redatto il presente paragrafo sulla base dell'articolo scientifico citato nella nota 5, che presenta e discute un modello basato sullo spazio open-source (chiamato *r.green.solar*) in grado di quantificare la produzione di energia da pannelli solari fotovoltaici (FV) montati a terra. Gli impatti socio-economici e ambientali possono essere valutati a partire dal modello che parte dalla quantità teorica di energia potenziale solare fotovoltaica e stima una riduzione della quantità totale di energia sulla base di aspetti legali, tecnici, vincoli raccomandati ed economici. I risultati del modello sono stati utilizzati per un'analisi di compromesso tra produzione di energia e colture tradizionali per la coltivazione di alimenti/mangimi su seminativi non irrigati (come quelli del sito in oggetto). Il modello è stato testato a livello regionale per un contesto mediterraneo (Italia). I risultati confermano che la redditività economica dei sistemi fotovoltaici segue un gradiente nord-sud, ma i principali impatti sono legati alle

⁷ Il presente paragrafo è stato redatto analizzando le metodologie ed i risultati contenuti nell'articolo "Trade-off between photovoltaic systems installation and agricultural practices on arable lands: An environmental and socio-economic impact analysis for Italy" di S. Sacchelli, G. Garegnani, F. Geri, G. Grilli, A. Paletto, P. Zambelli, M. Ciolli, D. Vettorato, pubblicato su www.elsevier.com/locate/landusepol - 56 (2016) 90-99

peculiarità locali, come la presenza di vincoli, in particolare quelli concernenti il paesaggio, le variabili morfologiche e l'indice di specializzazione e ai raccolti. Per far fronte agli effetti negativi dei cambiamenti climatici, negli ultimi anni sono state applicate in tutto il mondo diverse misure e azioni politiche. Le disposizioni (regole) normative si sono focalizzate soprattutto sulla riduzione delle emissioni di biossido di carbonio e sulla sostituzione dei combustibili fossili con fonti di energia rinnovabile (RE). In questo senso, la Commissione europea ha pubblicato la direttiva 2009/28/CE relativa alla promozione dell'uso di energia da fonti rinnovabili. La presente direttiva - nota anche come strategia 20-20-20 - riferisce sugli obiettivi e sui provvedimenti nazionali obbligatori per l'uso di energia da fonti rinnovabili, sottolineando allo stesso tempo la necessità di piani d'azione nazionali per le energie rinnovabili (RE). Nonostante fino ad oggi sono stati riconosciuti alle RE diversi benefici dal punto di vista ambientale e socio-economico, nella recente letteratura scientifica si è manifestato un crescente interesse per la valutazione di potenziali impatti negativi e per l'analisi integrata. Tuttavia, anche le altre fonti di energia rinnovabile (ovvero geotermia, energia idroelettrica, energia eolica e solare) possono influenzare specifiche aree di produzione e/o consumo in termini ecologici, sociali ed economici. In particolare, queste fonti di energia rinnovabile possono avere impatti significativi su determinati servizi ecosistemici (ES). Il modello preso in considerazione è stato sviluppato in tre fasi. Nella prima fase è stato implementato il modello *ther.green.solar* come 'script bash' in grado di quantificare la disponibilità di energia solare elettrica classificata in:

- ✓ Teorica;
- ✓ Legale;
- ✓ Tecnica;
- ✓ Consigliata;
- ✓ Economica.

Nella seconda fase è stata analizzata la redditività economica della produzione di alimenti agricoli e mangimi su seminativi per ciascuna regione. Infine, nella terza fase, le prestazioni degli impianti fotovoltaici, nonché l'accordo e il potenziale disaccordo tra gli impianti fotovoltaici e le pratiche agricole tradizionali sono state stimate in base ai seguenti indicatori:

- ✓ Valore attuale netto per gli impianti fotovoltaici;
- ✓ Valore attuale netto per la produzione agricola;

- ✓ Tasso di rendimento interno per gli impianti fotovoltaici;
- ✓ Margine di sicurezza del prezzo dell'energia solare elettrica;
- ✓ Potenziali perdite di raccolto in caso di installazione di pannelli fotovoltaici su terreni seminativi.

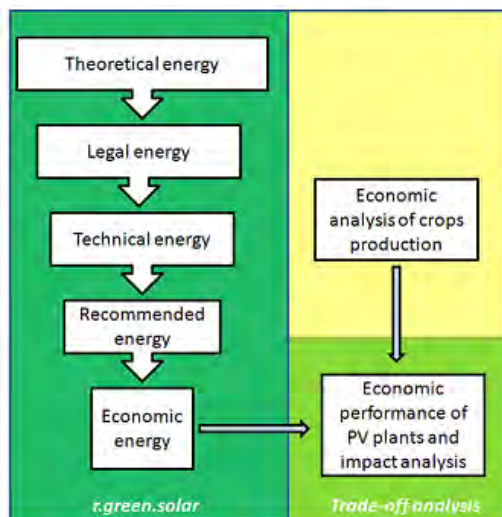


Figura 76 Schema generale della impostazione teorica del modello applicato nello studio
L'analisi della concorrenza tra pannelli fotovoltaici e colture per cibo / mangimi si è basata sulla selezione di piantagioni adatte per ciascuna Regione italiana. L'attenzione si è concentrata sui dati di INEA (2013) che tengono conto dell'analisi economica per la produzione di colture generalmente coltivate su seminativi non irrigati (cereali e grano leguminose, colture industriali, foraggere⁸).

Quindi, il valore attuale netto per la coltivazione delle colture è stato calcolato sulla base di un periodo di rotazione delle colture di 4 anni, su un investimento totale lungo il ciclo di vita dei pannelli fotovoltaici. Al fine di sviluppare una valutazione precauzionale per l'impiego del fotovoltaico, è stata scelta la coltura più conveniente (dal punto di vista economico) per ciascuna regione.

Una volta confrontati NPV_{PV}^9 e NPV_X^{10} , due indici economici per la produzione di energia fotovoltaica sono stati quantificati: tasso di rendimento interno (IRR) e margine di sicurezza (SM). Il primo dà un'idea della redditività dell'investimento. In generale, corrisponde al tasso di sconto che rende il VAN uguale a 0. Quest'ultimo rappresenta la potenziale riduzione dell'attuale prezzo dell'energia che mantiene una praticità

⁸ Le colture esaminate sono: avena, ceci, farro, fave, grano duro, grano, grano saraceno, lenticchie, lupino bianco, miglio, orzo, pisello, segale, erbe aromatiche e officinali, semi di colza, girasole, lavanda, erba medica, erba di segale perenne, erba francese, Esparcet spagnolo, trifoglio egiziano, trifoglio cremisi, trifoglio bianco, trifoglio rosso, veccia comune.

⁹ Valore attuale netto per gli impianti fotovoltaici

¹⁰ Valore attuale netto per le colture

nell'attuazione degli impianti di energia rinnovabile rispetto a coltivazione di colture.

Le valutazioni finali hanno considerato:

- i. un'analisi basata su una percentuale di superficie economica che può essere ipoteticamente utilizzata per la produzione di energia fotovoltaica. Per quelle aree, è stato calcolato l'entità del potenziale declino delle colture dovuto all'implementazione degli impianti fotovoltaici;
- ii. un'analisi di sensibilità basata sulla variazione del tasso di sconto per il calcolo dell'efficienza economica degli impianti fotovoltaici.

La tabella seguente mostra:

- ✓ le potenziali superfici disponibili per l'implementazione del fotovoltaico;
- ✓ l'energia potenziale;

dal punto di vista legale, tecnico, raccomandato ed economico. Di fatto, queste variabili assumono una importanza rilevante per la pianificazione territoriale; l'energia teorica è sinteticamente riportata in Fig. 78.

Energy potential (GWh/year $\times 10^{-3}$) and available surface (ha) per region.

Region	Legal		Technical		Recommended		Economic	
	Energy	Surface	Energy	Surface	Energy	Surface	Energy	Surface
Piedmont	716.5	41,081	107.32	41,022	106.23	40,604	106.23	40,604
Aosta Valley	0.0	0	0.00	0	0.00	0	0.00	0
Lombardy	1382.1	80,724	206.70	80,455	206.69	80,451	206.69	80,451
Trentino-South Tyrol	5.2	358	0.08	36	0.02	10	0.02	10
Veneto	1,227.6	71,915	183.98	71,850	183.14	71,525	183.14	71,525
Friuli-Venezia Giulia	308.0	18,647	46.15	18,624	44.11	17,757	44.11	17,757
Liguria	8.9	536	1.15	459	0.27	111	0.27	111
Emilia Romagna	1480.9	86,463	221.14	86,066	220.89	85,967	220.89	85,967
Tuscany	897.3	49,778	133.09	49,212	123.52	45,736	123.52	45,736
Umbria	404.7	22,570	58.27	21,636	53.66	19,938	53.66	19,938
Marche	647.8	37,674	91.07	35,279	85.53	33,140	85.53	33,140
Lazio	847.9	44,839	123.97	43,620	119.39	41,952	119.39	41,952
Abruzzo	146.0	8216	19.94	7471	10.94	4078	10.94	4078
Molise	211.4	11,735	28.44	10,508	24.16	8850	24.16	8850
Campania	377.5	20,509	53.72	19,412	30.14	10,611	30.14	10,611
Apulia	1203.7	63,685	179.31	63,228	155.66	54,739	155.66	54,739
Basilicata	555.8	30,057	75.06	26,954	63.76	22,701	63.76	22,701
Calabria	352.2	18,299	45.41	15,584	20.96	7158	20.96	7158
Sicily	1588.5	77,542	219.19	71,133	210.31	68,232	210.31	68,232
Sardinia	1023.7	51,418	150.55	50,382	100.79	34,079	100.79	34,079
Total	13,385.6	736,047	1945	712,929	1760	647,637	1760	647,637

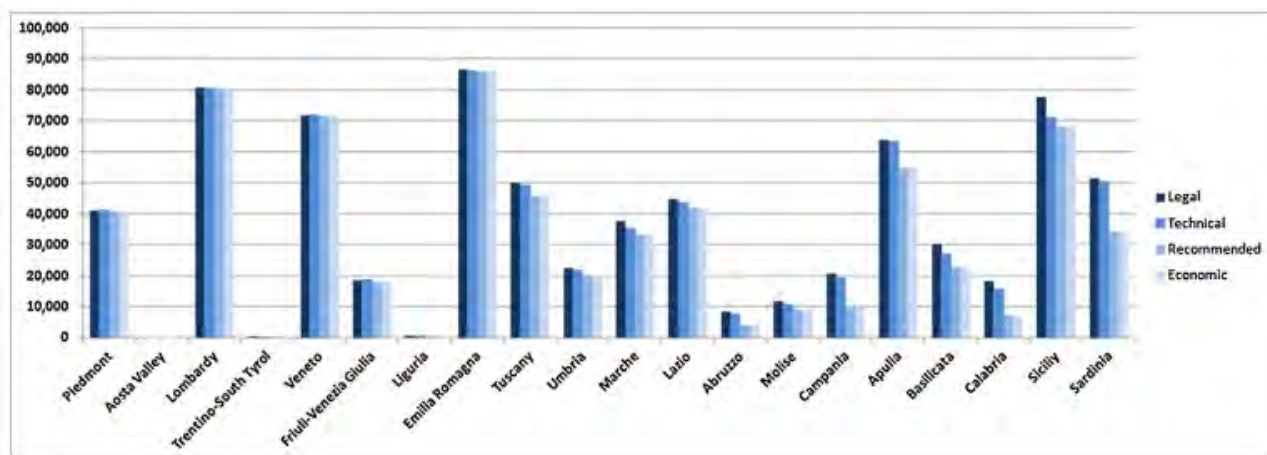


Figura 77 Schema tabellare e grafico da cui si evincono le potenziali superfici disponibili per la realizzazione del fotovoltaico e l'energia potenziale suddivisi per regioni

Le regioni Sicilia, Emilia-Romagna, Lombardia, Veneto, **Puglia** e Sardegna sono caratterizzate da un alto potenziale per la produzione di energia fotovoltaica. Tale aspetto è legato alla disponibilità di grandi quantità di terreni coltivabili non irrigati (vedi energia legale). Una riduzione sia dell'energia che della disponibilità delle superfici si ha nel momento in cui sono presenti dei vincoli tecnici. L'inserimento di vincoli tecnici e raccomandati ha notevolmente ridotto il potenziale energetico di alcune regioni del nord Italia. In particolare, Trentino-Alto Adige e Liguria evidenziano, rispettivamente, una riduzione dell'energia fino al 97,2% e 79,3% rispetto all'energia legale. Una maggiore diminuzione dell'energia nelle regioni meridionali si riscontra per le seguenti regioni (Fig. 77): Calabria (60,9%), Abruzzo (50,4%), Campania (48,3%), Sardegna (33,7%), Molise (24,6%) e Basilicata (24,5%). In queste regioni i limiti principali sono correlati ai vincoli raccomandati, in particolare al rischio sismico e all'IS (Fig. 78). Alcune delle regioni centrali e settentrionali - come ad esempio Emilia-Romagna, Veneto, Lombardia e Piemonte - sembrano essere favorite dalla scarsa quantità di superfici caratterizzate da vincoli morfologici (tecnici), quali ad esempio pendenza e altitudine (vedi figure 77 e 78). In questi casi la riduzione della disponibilità di energia da legale a raccomandata varia dallo 0,3% all'1,2%.

In quelle regioni questo aspetto dipende dal peso ridotto dei vincoli raccomandati rispetto a quelli legali e tecnici (in particolare, come espresso dalla Fig. 78, si evidenzia una consistente sovrapposizione tra le poche aree con vincoli raccomandati e limiti legali / tecnici). Le energie raccomandate ed economiche mostrano gli stessi risultati. Ciò è dovuto al fatto che né il tasso di sconto corrente supera l'IRR né il prezzo dell'energia è inferiore al margine di sicurezza. Pertanto, la redditività economica degli

impianti fotovoltaici è sempre garantita.

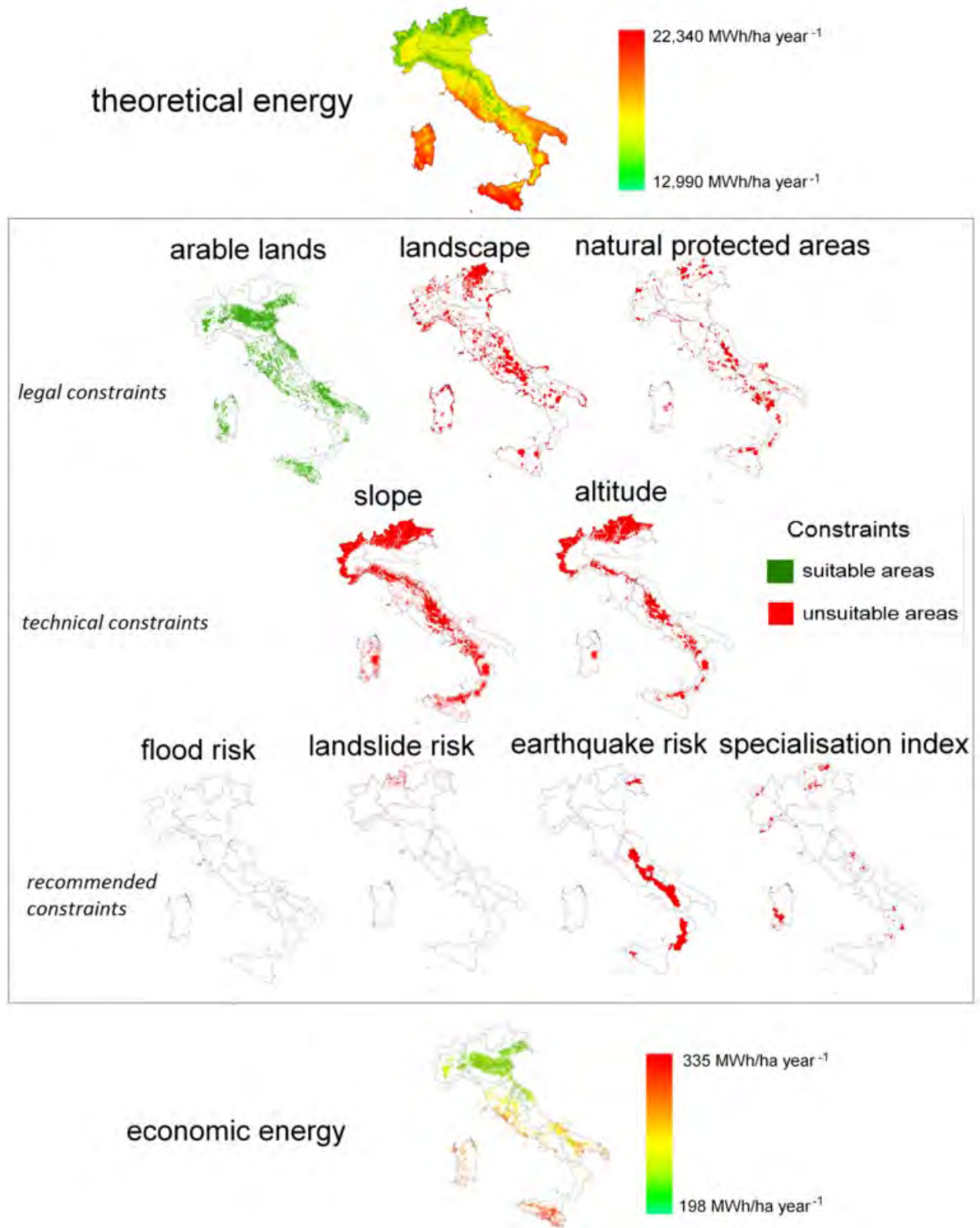


Figura 78 Rappresentazione dell'energia teorica ed economica, per regioni, funzione dei vincoli tecnici e raccomandati

I risultati indicano un gradiente di convenienza nord-sud per gli impianti fotovoltaici.

L'NPV_{PV} medio varia da 169.798 €/ha del Trentino-Alto Adige a 287.282 €/ha della Sicilia, tenendo conto di un ciclo di vita dei sistemi PV di 20 anni e di un tasso di sconto del 3% (Fig. 79(a)).

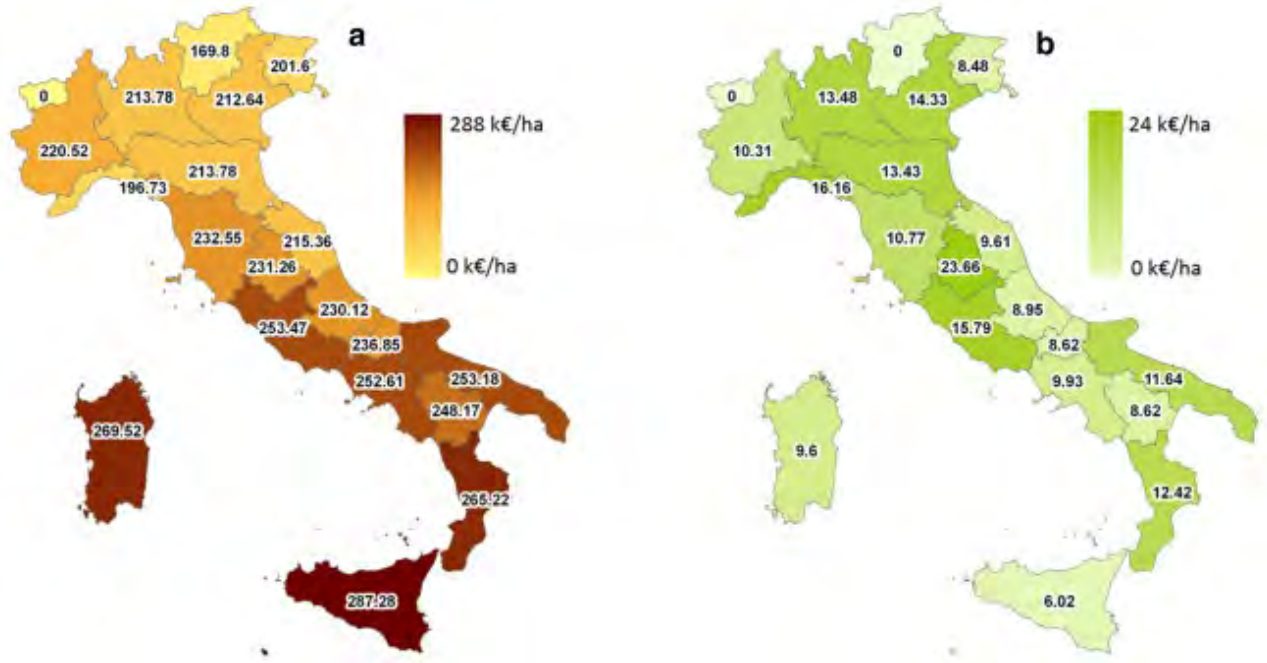


Figura 79 (a) Valore attuale netto medio per gli impianti fotovoltaici – NPV_{PV} (k€/ha); (b) Valore attuale netto medio per la produzione agricola – NPV_X (k€/ha)

Una tendenza simile è indicata sia per l'IRR medio che per l'SM (Fig. 80). L'IRR varia dal 31% (Trentino-Alto Adige) al 49% (Sicilia). SM varia da 54 €/MWh della Liguria a 69 €/MWh della Sicilia. Una grande redditività degli investimenti nel fotovoltaico è indicata da entrambi gli indici.

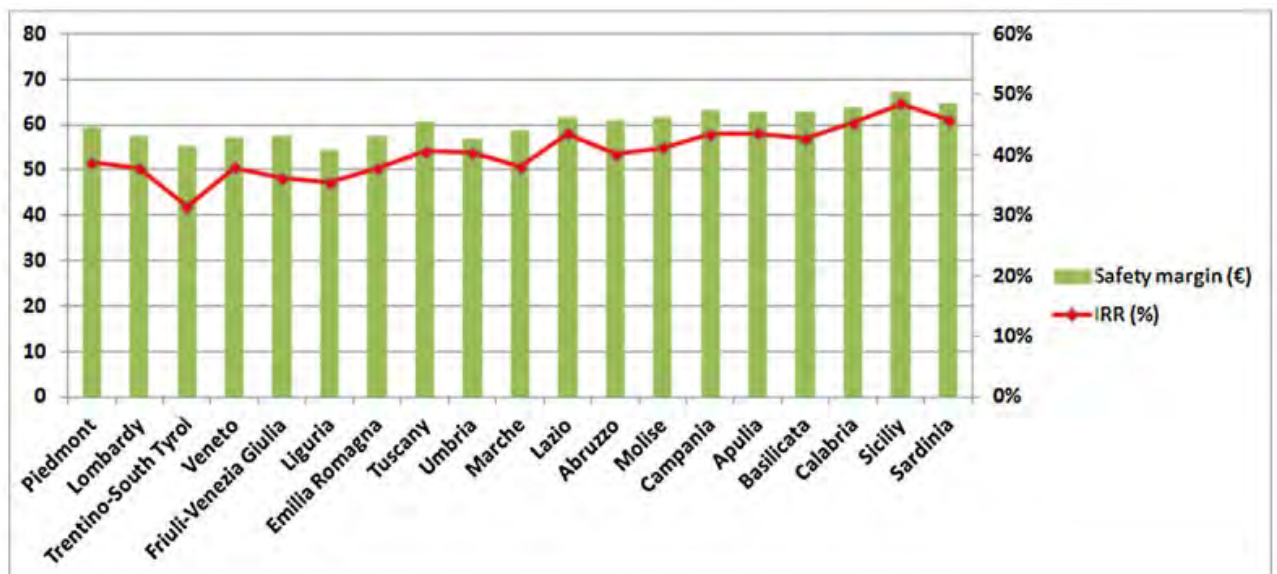


Figura 80 Margine di sicurezza e Tasso di rendimento interno per gli impianti fotovoltaici

Questo aspetto è stato confermato anche dall'analisi di Fig. 79 (a) e (b), in cui la differenza tra NPV_{PV} e NPV_X raggiunge un ordine di grandezza (intervallo da $NPV_{PV, Umbria} = 10 \times NPV_X, Umbria$ a $NPV_{PV, Sicilia} = 48 \times NPV_X, Sicilia$).

In questo contesto, è interessante valutare il potenziale calo della produzione agricola dovuto all'implementazione degli impianti fotovoltaici. Sono stati realizzati tre scenari ipotizzando il 5%, il 10% e il 15% di superficie economica e dati reali sulla resa delle colture (INEA, 2013). I risultati sono riportati nella tabella seguente (Table 5). Basandosi sulla resa delle colture che massimizzano il NPV_X per ciascuna regione, i risultati mostrano come le potenziali perdite agricole non seguano la convenienza economica del fotovoltaico. È un dato di fatto, la riduzione significativa della produzione agricola è rappresentata per regione con una combinazione di alto raccolto e disponibilità di terreni arabili non irrigati (ad esempio Emilia-Romagna, Veneto, Lombardia e Piemonte).

Table 5
Example of potential crop losses in case of PV panels installation on arable lands.

Region	Surface (ha)	Crop yield (t/ha year ⁻¹)	Potential crop losses (t/year)		
			PV surface (5%)	PV surface (10%)	PV surface (15%)
Piedmont	40,604	5.93	12,033	24,065	36,098
Aosta Valley	0	0.00	0	0	0
Lombardy	80,451	5.60	22,524	45,047	67,571
Trentino-South Tyrol	10	0.00	0	0	0
Veneto	71,525	9.87	35,307	70,614	105,921
Friuli-Venezia Giulia	17,757	9.40	8343	16,686	25,029
Liguria	111	9.68	54	107	161
Emilia Romagna	85,967	9.75	41,927	83,853	125,780
Tuscany	45,736	2.09	4772	9545	14,317
Umbria	19,938	0.86	862	1724	2586
Marche	33,140	4.53	7503	15,005	22,508
Lazio	41,952	0.97	2042	4083	6125
Abruzzo	4078	4.11	838	1675	2513
Molise	8850	1.94	859	1718	2576
Campania	10,611	11.16	5923	11,846	17,770
Apulia	54,739	0.89	2439	4878	7317
Basilicata	22,701	6.90	7836	15,672	23,508
Calabria	7158	3.85	1378	2756	4134
Sicily	68,232	1.84	6262	12,524	18,786
Sardinia	34,079	2.95	5029	10,058	15,086

Un'ultima osservazione riguarda la potenziale variabilità dei parametri tecnici nonché i parametri economici e il loro impatto sulla redditività degli impianti fotovoltaici. La tecnologia disponibile suggerisce come un forte aumento dell'efficienza degli impianti non possa essere previsto a breve-medio termine. D'altra parte, è dimostrato che una delle variabili più significative per l'efficienza economica è il tasso di sconto. Data questa premessa, è stata sviluppata un'analisi di sensibilità per il calcolo del fotovoltaico NPV, basata sulla modifica del tasso di sconto. I risultati sono espressi

dalla tabella seguente (Table 6).

Table 6

Sensitivity analysis based on discount rate.

Region	NPV _{PV} (€/ha)					reduction of NPV _{PV} (%)				
	r: 1%	r: 2%	r: 3%	r: 4%	r: 5%	"r" from 1% to 2%	"r" from 2% to 3%	"r" from 3% to 4%	"r" from 4% to 5%	"r" from 1% to 5%
Piedmont	267,892	239,796	220,517	193,593	174,543	-11.7%	-8.7%	-13.9%	-10.9%	-53.5%
Lombardy	259,780	232,419	213,783	187,421	168,867	-11.8%	-8.7%	-14.1%	-11.0%	-53.8%
Trentino-South Tyrol	206,751	184,177	169,798	147,024	131,693	-12.3%	-8.5%	-15.5%	-11.6%	-57.0%
Veneto	258,248	231,022	212,637	186,245	167,781	-11.8%	-8.6%	-14.2%	-11.0%	-53.9%
Friuli-Venezia Giulia	245,031	218,996	201,605	176,171	158,510	-11.9%	-8.6%	-14.4%	-11.1%	-54.6%
Liguria	239,182	213,687	196,734	171,747	154,449	-11.9%	-8.6%	-14.5%	-11.2%	-54.9%
Emilia Romagna	259,753	232,387	213,783	187,381	168,823	-11.8%	-8.7%	-14.1%	-11.0%	-53.9%
Tuscany	282,383	252,968	232,552	204,603	184,666	-11.6%	-8.8%	-13.7%	-10.8%	-52.9%
Umbria	280,736	251,469	231,262	203,348	183,511	-11.6%	-8.7%	-13.7%	-10.8%	-53.0%
Marche	261,703	234,158	215,359	188,860	170,183	-11.8%	-8.7%	-14.0%	-11.0%	-53.8%
Lazio	307,320	275,641	253,470	223,569	202,108	-11.5%	-8.7%	-13.4%	-10.6%	-52.1%
Abruzzo	279,626	250,477	230,116	202,550	182,792	-11.6%	-8.8%	-13.6%	-10.8%	-53.0%
Molise	287,242	257,369	236,850	208,255	188,009	-11.6%	-8.7%	-13.7%	-10.8%	-52.8%
Campania	306,588	275,001	252,610	223,078	201,679	-11.5%	-8.9%	-13.2%	-10.6%	-52.0%
Apulia	306,989	275,346	253,183	223,332	201,895	-11.5%	-8.8%	-13.4%	-10.6%	-52.1%
Basilicata	300,845	269,746	248,169	218,623	197,552	-11.5%	-8.7%	-13.5%	-10.7%	-52.3%
Calabria	321,445	288,487	265,218	234,317	211,995	-11.4%	-8.8%	-13.2%	-10.5%	-51.6%
Sicily	348,132	312,768	287,282	254,657	230,714	-11.3%	-8.9%	-12.8%	-10.4%	-50.9%
Sardinia	326,621	293,204	269,516	238,283	215,652	-11.4%	-8.8%	-13.1%	-10.5%	-51.5%

Tale tabella evidenzia l'importanza del tasso di sconto per la quantificazione di NPV_{PV}, nonché il modo in cui la sua variazione può portare all'instabilità rilevante della performance economica. Anche in questo caso viene rivelato un gradiente nord-sud che sottolinea un peggioramento delle prestazioni economiche degli impianti fotovoltaici nelle regioni settentrionali, in caso di aumento del tasso di sconto.

Pertanto, dall'articolata analisi sopra esposta si è dimostrato che nella Regione Puglia il consumo di suolo agricolo, destinato alla produzione di alimenti agricoli e mangimi su seminativi come il caso di specie, non segue la convenienza economica del fotovoltaico, ma risulta innegabile che la produzione di energia da impianti fotovoltaici presenta una redditività economica tra le più alte in Italia.

E.3.1.2.2 Fase di dismissione ("decommissioning")

Nella fase di dismissione dell'impianto, lo sfilamento dei pali di supporto dei moduli garantisce l'immediato ritorno alle condizioni ante operam del terreno.

E.3.1.3 Valutazione degli impatti e misure di mitigazione e compensazione

Il modello sviluppato permette di valutare la disponibilità di energia fotovoltaica, basata su analisi modulari e multistep. A partire dallo smaltimento totale dell'energia solare e dalla disponibilità teorica, è possibile includere diversi vincoli per ridurre le quantità raccolte dal punto di vista legale, tecnico, raccomandato ed economico.

I potenziali impatti ambientali e socioeconomici dovuti all'implementazione di impianti fotovoltaici possono essere considerati e ridotti dalla definizione di vincoli correlati.

In questo lavoro, il modello r.green.solar è stato applicato per definire l'energia potenziale proveniente da un impianto fotovoltaico a terra, ipoteticamente inserito su seminativo non irrigato. Infatti, uno degli obiettivi della ricerca era quello di rappresentare un compromesso tra energia fotovoltaica e raccolto per la produzione di alimenti/mangimi.

Sebbene uno smaltimento più elevato di energia solare per unità di superficie sia mostrato nelle regioni meridionali dell'Italia, la quantità totale di energia fotovoltaica è fortemente influenzata da due parametri principali: (i) la disponibilità di seminativi non irrigati e (ii) la presenza di vincoli, correlati alla manutenzione del paesaggio, alle variabili morfologiche (pendenza e altitudine), al rischio sismico e all'indice di specializzazione. Queste caratteristiche, collegate alla resa delle colture, portano a un maggiore impatto potenziale - intervalli di sostituzione delle colture - nella regione settentrionale dell'Italia rispetto a quelle centrali e meridionali, a meno che non venga mostrato un gradiente crescente nord-sud per la redditività economica. Infatti, il valore attuale netto medio, il tasso di rendimento interno e il margine di sicurezza sul prezzo dell'energia elettrica sottolineano una forte convenienza per gli investimenti in impianti fotovoltaici come la Sicilia, la Sardegna, la Calabria e la **Puglia**.

Pertanto, l'impatto valutabile in medio-basso è di lunga durata e reversibile.

Al termine della vita utile l'impianto fotovoltaico e l'infrastruttura saranno disconnessi dalla rete elettrica, i componenti verranno rimossi e riciclati per quanto possibile. Le strutture saranno smantellate e tutti i cavi sotterranei saranno scavati e rimossi. La rinaturazione delle aree ha quale obiettivo riportare il sito in oggetto a una condizione stabile, il più vicino possibile alle condizioni di ante-operam. La riabilitazione dell'area rappresenta la misura di compensazione più rilevante da effettuarsi come segue:

- ✓ liberato il sito da tutte le strutture e dai rifiuti, verrà coperto da strati di terriccio umettante;
- ✓ l'applicazione di fertilizzanti sarà utilizzata per migliorare la composizione del suolo;
- ✓ la semina a mano di semi autoctoni sarà utilizzata per ottenere vegetazione idonea e restituire naturalità.

Gli impianti fotovoltaici non consumano né trasformano il suolo, ma lo occupano (solo temporaneamente) senza cambiarne le caratteristiche e, anzi, per molti aspetti ne migliorano i parametri eco-pedologici e agronomici.

Si definisce consumo di suolo la sua artificializzazione, che può attuarsi mediante copertura con materiali diversi da quelli naturali, impermeabilizzazione, modifica permanente delle sue caratteristiche litologiche, di tessitura e di porosità.

Le attività che producono un consumo effettivo di suolo sono, ad esempio, l'edificazione permanente, la cementificazione, l'asfaltatura, la battitura o compressione, il rimodellamento geomorfologico tramite scavi, rinterri, rimodellazioni, sbancamenti, la copertura con materiali o tecniche che ne modificano irreversibilmente le caratteristiche di ruscellamento, deflusso, infiltrazione delle acque.

La realizzazione di un impianto fotovoltaico a terra su terreni agricoli, secondo le tecniche e tecnologie attualmente praticate e regolamentate dalla normativa di settore e dalle prescrizioni degli Enti autorizzanti, non produce un consumo di suolo:

- ✓ le caratteristiche pedologiche dei terreni non vengono minimamente alterate
- ✓ i terreni non vengono sbancati o escavati
- ✓ il soprassuolo e la relativa copertura vegetale non viene modificato
- ✓ il terreno non viene compattato
- ✓ le capacità di scorrimento e infiltrazione delle acque non viene modificato

Si può dunque dire che, al più, il terreno agricolo viene temporaneamente occupato da un impianto fotovoltaico (fino alla sua dismissione), ma non consumato.

Per molti aspetti, le caratteristiche ecologiche generali dei terreni risultano migliorate, e questo è stato dimostrato da studi ufficiali di monitoraggio effettuati da Enti pubblici italiani. Infatti, in un impianto fotovoltaico:

- ✓ sono vietati diserbanti e pesticidi;
- ✓ il soprassuolo viene lasciato inerbire spontaneamente;
- ✓ le poche superfici non inerbite sono le viabilità perimetrali e interne, che sono comunque realizzate con una semplice copertura con pietrisco (totalmente permeabile e privo di agenti chimici);
- ✓ il taglio dell'erba avviene con mezzi meccanici di piccole dimensioni (ben meno impattanti dei normali mezzi agricoli) o addirittura con pascolo ovino controllato;
- ✓ il terreno non subisce compattazione perché non vi transitano mezzi (fatta eccezione per le sporadiche manutenzioni o riparazioni, e in ogni caso si tratta di mezzi dal peso nettamente inferiore a quello dei mezzi agricoli, e che percorrono limitati tracciati anziché tutto il terreno);
- ✓ il terreno non subisce il carico chimico dei fertilizzanti e pesticidi usati in

agricoltura;

- ✓ i pannelli sono installati su pali in acciaio direttamente infissi nel terreno (che non provocano né inquinamento per rilascio di elementi chimici né compattazione né alterazione per la realizzazione di fondazioni);
- ✓ le cabine sono prefabbricate e posate direttamente sul terreno (senza cementificazioni profonde o fondazioni);
- ✓ le aree sotto copertura dei pannelli godono di una minore evapotraspirazione e sono capaci di trattenere e assorbire meglio le precipitazioni, lasciando il terreno umido per un periodo di tempo maggiore e riducendone l'aridità (specie nei mesi caldi);
- ✓ il minor irraggiamento diretto sotto i pannelli favorisce la crescita di erbe spontanee e piante polifite;
- ✓ il terreno non viene impoverito dei suoi nutrienti, in quanto l'inerbimento spontaneo è un fenomeno equilibrato e autoregolante, al contrario dell'agricoltura intensiva o estensiva, che impoverisce il terreno e riduce la biodiversità;
- ✓ il terreno mostra, nel tempo, un incremento della sostanza organica proprio perché lasciato riposare ed evolvere secondo i suoi ritmi.

Lo scavo dei cavidotti interni è di limitata profondità e larghezza, non incide sulle falde né sullo scorrimento superficiale delle acque, viene riempito con lo stesso materiale escavato, non introduce agenti chimici dannosi nel sottosuolo.

Le caratteristiche geomorfologiche e idrogeologiche dei terreni non sono minimamente alterate.

Non è prevista presenza umana, e questo favorisce la crescita spontanea e non forzata del soprassuolo vegetale.

Le mitigazioni a verde perimetrali e la presenza dei pannelli favorisce la frequentazione della piccola e media fauna, che trova aree non disturbate dalla presenza dell'uomo o di predatori di grossa taglia, e rifugio e riposo sotto i pannelli.

E.3.2 Sottosuolo

E.3.2.1 Stato di fatto (punto zero)

Dalla *Relazione Geologica* (cfr. Elaborato DEF-REL.02), a firma del dott. geol. N. Polzone, si desume che nell'area territoriale di interesse, come mostrato dallo stralcio

del CARG (foglio n°175), affiorano cinque formazioni principali, con età che va dall'Olocene al Pleistocene. I depositi più recenti, ovvero quelli olocenici, sono rappresentati principalmente da depositi continentali di origine alluvionale, mentre quelli più antichi sono rappresentati da depositi conglomeratici.



Figura 81 Stralcio del foglio n. 175 "Cerignola" del CARG, in scala 1:100.000, con ubicazione del sito d'interesse

Descrivendo le diverse formazioni affioranti, le unità litostratigrafiche possono suddividersi nel modo seguente.

- ✓ Alluvioni terrazzate recenti: si tratta di depositi di origine fluviale terrazzati che affiorano nelle vicinanze del T. Carapelle e del F. Ofanto, occupando sovente i vecchi meandri limitrofi agli attuali alvei di tali corsi d'acqua. Presentano una composizione limo-ghiaio-sabbiosa e sovente sono ricoperti da uno strato di terreno vegetale brunastro e a volte crostoni calcarei evaporitici (Olocene).
- ✓ Terrazzi medi dell'Ofanto e del Carapelle: depositi fluviali terrazzati caratterizzati da ghiaie, sabbie e limi variamente alternati ed inglobanti livelli di termini più argillosi. Formano terrazzi di altezza compresa tra 15 e 20 m rispetto agli alvei attuali dei corsi d'acqua principali (T. Carapelle e F. Ofanto) e sono spesso ricoperti da uno strato superficiale di terre nere (Olocene).
- ✓ Terrazzi alti dell'Ofanto e del Carapelle: depositi fluviali terrazzati caratterizzati

prevalentemente da ghiaie ed argille nerastre. Formano terrazzi di altezza compresa tra 70 e 80 m rispetto agli alvei attuali dei corsi d'acqua principali (T. Carapelle e F. Ofanto), pertanto l'affioramento di tali depositi si può riscontrare anche a notevole distanza rispetto al reticolo idrografico attuale (Pleistocene sup. – Olocene).

- ✓ *Conglomerato di Irsina*: si tratta dell'affioramento più esteso di tutto il territorio comunale di Ascoli Satriano, nonché rappresenta i depositi affioranti nel sito oggetto d'intervento. Tale formazione è costituita da conglomerati poligenici con ciottoli di dimensioni variabili dai 5 ai 30 cm, di natura prevalentemente calcarea ed arenacea, immersi in matrice sabbiosa di colore giallo, talvolta con venature rosso mattone a causa di fenomeni di alterazione (Pleistocene inf.).
- ✓ *Sabbie di Monte Marano*: sabbie più o meno argillose di colore giallastro, talvolta con livelli arenacei (Calambriano-Pleistocene inf.).

Queste sono le cinque tipologie principali di formazioni affioranti nell'area d'interesse, mentre al di sotto di tali depositi, grazie all'esecuzione dei due sondaggi, è stata riscontrata la presenza dei depositi argillosi miocenici, prevalentemente di colore grigio-azzurro, caratterizzati da un elevato grado di compattezza. L'età di tali depositi va dal Pliocene superiore al Pleistocene inferiore.

Per accertare le caratteristiche geologiche e strutturali dei terreni interessati è stato eseguito un rilevamento di superficie esteso anche alle aree circostanti. Tali dati sono stati integrati con i risultati riportati nella diffusa bibliografia esistente circa l'area d'interesse; inoltre per accertare le caratteristiche geotecniche dei litotipi presenti e dei loro relativi spessori sono stati eseguiti n.2 sondaggi geognostici, con prove SPT in foro e prelievo di n.2 campioni in ciascun sondaggio.

I dati ottenuti hanno permesso di accertare che l'area d'interesse è caratterizzata dalla presenza, dall'alto verso il basso, dei seguenti litotipi:

- ✓ 0.00-1.00 *m=terreno vegetale;*
- ✓ 1.00-10.00 *m=conglomerati poligenici in matrice sabbiosa giallo-rossastra mediamente addensata;*
- ✓ 10.00-30.00 *m= argilla sabbiose di colore grigio chiaro consistenti.*

In definitiva, sia dalle osservazioni scaturite da codesto studio che dall'analisi delle carte del PAI dell'Autorità di Bacino della Puglia nel cui ambito ricade l'intero territorio comunale di Ascoli Satriano (FG), si evince che l'area in esame risulta stabile sia dal

punto geomorfologico che idraulico.

Da un'analisi generale del reticolo idrografico del territorio comunale in esame si evince che l'intera idrografia tributaria è a carattere di canali e marane con deflusso quasi esclusivamente stagionale in concomitanza dei periodi più piovosi. Tali canali, a differenza dei corsi d'acqua principali (T. Carapelle e F. Ofanto), presentano profili piuttosto dolci e caratterizzati da una modesta se non assente forma erosiva. A causa della loro stagionalità, in accordo con le classificazioni del PAI vigente, non costituiscono una potenziale causa di fenomeni di alluvionamento.

E.3.2.2 Identificazione degli impatti potenziali

E.3.2.2.1 Cantierizzazione

Per la realizzazione dell'impianto in progetto si prevede di movimentare circa 28.447,1 mc di terreno (cfr. *Computo metrico estimativo* Elaborato DEF-REL.10) per attività di livellamento, di realizzazione delle fondazioni delle n. 7 cabine di trasformazione MT, a servizio di altrettanti sottocampi, della cabina di smistamento, ubicata nei pressi dell'ingresso e per la realizzazione dei cavidotti interrati sia all'interno del sito che sulla esistente viabilità, per il raggiungimento del punto di consegna fiscale dell'energia in AT (Sottostazione di trasformazione MT/AT ubicata nei pressi della Sottostazione di TERNA denominata "Valle").

La posa dei cavi elettrici costituenti gli impianti in oggetto è stata prevista in canalizzazioni distinte o comunque dotate di setti separatori interni per quanto riguarda le seguenti tipologie di circuiti:

- ✓ energia elettrica prodotta;
- ✓ trasmissione dati.

Gli scavi a sezione ristretta, necessari per la posa dei cavi avranno ampiezza di almeno 0,7 m e profondità fino di 1,6 m. I materiali rinvenuti dagli scavi a sezione ristretta, realizzati per la posa dei cavi, saranno riutilizzati per il rinterro.

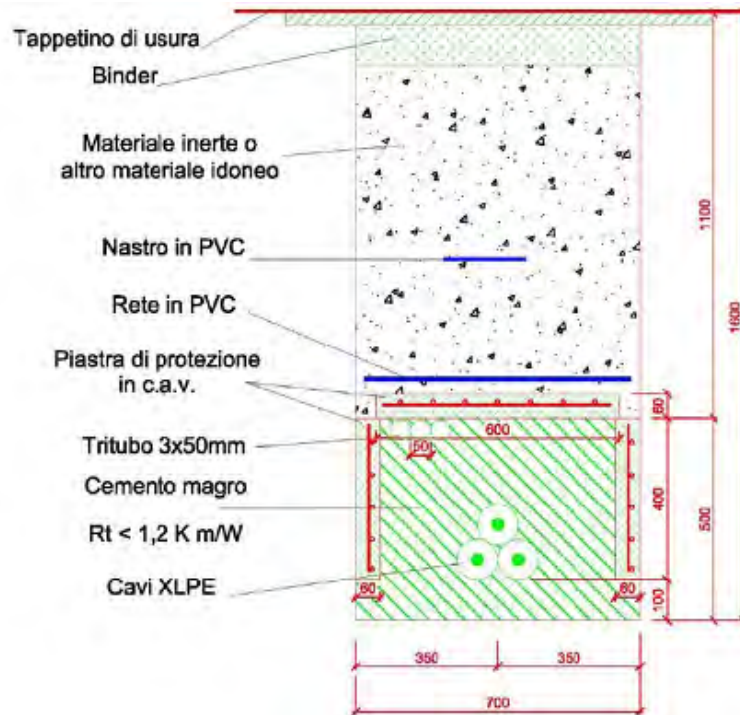


Figura 82 Sezione tipo di posa dei cavi elettrici

Il terreno su cui pogeranno le cabine sarà scavato per una profondità media di circa 0,5 m. Il fondo scavo sarà livellato e compattato e su di esso sarà poggiato il basamento, in cls prefabbricato, della cabina, dotato di fori passacavi. Successivamente, sul basamento viene calata, a mezzo di apposito camion-gru, il modulo di cabina prefabbricato.



Figura 83 Esempio di basamento delle cabine



Figura 84 Esempio di posizionamento delle cabine

I materiali rinvenuti dagli scavi a sezione ampia, realizzati per l'esecuzione delle fondazioni delle cabine, potranno essere utilizzati in parte per l'appianamento dell'area di installazione ed il resto trasportato a rifiuto in discarica autorizzata.

Per quanto concerne i moduli fotovoltaici, la tipologia di supporti scelta si installa per infissione diretta nel terreno, operata da apposite macchine di cantiere. I supporti non hanno strutture continue di ancoraggio ipogee.

I percorsi interni all'impianto saranno realizzati mediante la posa in opera di uno strato dello spessore di cm 20 di materiale arido misto proveniente da cava, al fine di avere garantita la transitabilità dei mezzi impiegati per le attività di manutenzione in qualsiasi condizione meteorologica. La recinzione perimetrale verrà realizzata senza cordolo continuo di fondazione, così da evitare sbancamenti e scavi ulteriori. I supporti della recinzione (pali) avranno una base in cls alloggiata in uno scavo puntuale nel terreno, la cui profondità sarà determinata in fase di costruzione, in base alla pendenza del terreno e comunque tale da garantire stabilità alla struttura. Per l'accesso al sito non è prevista l'apertura di nuove strade, essendo utilizzabili quelle esistenti.

E.3.2.2 Fase di esercizio

Per questa fase non sono previsti impatti di alcun genere.

E.3.2.2.3 Fase di dismissione (“decommissioning”)

Nella fase di dismissione dell’impianto, lo sfilamento dei pali di supporto dei moduli garantisce l’immediato ritorno alle condizioni ante operam del terreno.

Date le caratteristiche del progetto, non resterà sul sito alcun tipo di struttura al termine della dismissione, né in superficie né nel sottosuolo.

E.3.2.3 Valutazione degli impatti e misure di mitigazione e compensazione

È evidente che durante la fase di cantierizzazione vi sarà un modesto interessamento del sottosuolo con opere di ingegneria civile (posa cavidotti e basamenti stazioni elettriche) ed opere completamente reversibili come l’infissione dei pali a sostegno dei pannelli solari e della recinzione dell’impianto.

Si prevede che le ricadute siano assolutamente accettabili e interessino esclusivamente l’area del costruendo impianto e la viabilità fino al collegamento con la sottostazione Terna. L’impatto associato è pertanto ritenuto di lieve entità e comunque praticamente reversibile.

Quale misura di compensazione si propone di rinnovare integralmente il tappetino stradale della viabilità pubblica interessata dai lavori di posa dei cavidotti.

E.4 AMBIENTE IDRICO

E.4.1 Stato di fatto (punto zero)

Si premette che l'area di ubicazione dell'impianto nonché il collegamento interrato fino alla sottostazione Terna non risultano ricadere in alcuna perimetrazione del vigente Piano di Tutela delle Acque (cfr. Elaborato SIA-TAV.08).

Inoltre, per quanto concerne gli aspetti legati alla pericolosità geomorfologica, idraulica ed al rischio idraulico si precisa che l'area di ubicazione dell'impianto nonché il collegamento interrato fino alla sottostazione Terna non ricadono in perimetrazioni previste dal vigente PAI Piano Stralcio per l'assetto Idrogeologico (cfr. Elaborato SIA-TAV.03).

Per indagare lo stato di qualità dell'ambiente idrico nell'area vasta attorno al sito di progetto sono stati consultati gli studi svolti dall' ARPA Puglia nell'ambito del "*Il Ciclo sessennale 2016-2021*", in particolare, la Relazione finale del "Monitoraggio Operativo – Anno 2017" pubblicata nel Maggio 2019.

L'area in cui sorgerà l'impianto è nota come località Zambaglione ed è posizionata tra il Fiume Ofanto, a sud e la Marana Fontana Cerasa, a nord.

Si è fatto riferimento ai corpi idrici superficiali rientranti nella categoria "Corsi d'Acqua" ed in particolare il Fiume Ofanto (confl. Locone – confl. Foce Ofanto) e sono stati presi in considerazione gli elementi di qualità biologica.

Elemento di qualità biologica – Diatomee bentoniche

Per la valutazione dello stato o del potenziale ecologico dei corsi d'acqua pugliesi, in riferimento all'elemento di qualità biologica (EQB) "Diatomee", ARPA Puglia ha applicato l'indice ICMi, come stabilito dal D.M. 260/2010. L'ICMi (Intercalibration Common Metric index) è dunque lo strumento da utilizzare per la classificazione dello stato di qualità in base alle comunità diatomiche fluviali; lo stesso indice, descritto nel Rapporto ISTISAN 09/19, è di tipo multimetrico, composto da due indici, l'IPS (Indice di Sensibilità per gli Inquinanti, CEMAGREF, 1982) ed il TI (Indice Trofico, Rotte et al., 1999).

Dall'ICMi, espresso in termini di RQE, si arriva alla definizione di classi di qualità con i rispettivi giudizi e colorazioni, come descritto nella tabella successivamente riportata.

I corsi d'acqua pugliesi appartengono ai macrotipi M1, M2, M4, M5, come definito nell'ultimo aggiornamento della "Caratterizzazione dei corpi idrici superficiali della Regione Puglia" (DGR 2844/2010).

Macrotipo fluviale	Limiti di classe				
	Elevato	Buono	Sufficiente	Scarso	Cattivo
M1 - M2 - M3 - M4	≥ 0,800	0,610 – 0,799	0,510 – 0,609	0,250 – 0,509	< 0,250
M5	≥ 0,880	0,650 – 0,879	0,550 – 0,649	0,260 – 0,549	< 0,260

Figura 85 Limite di classe per i diversi macrotipi fluviali pugliesi

Nella tabella seguente sono riportati i risultati relativi al monitoraggio operativo 2017 dell'elemento di qualità biologica "Diatomee bentoniche"; essi sono espressi sia come valore singolo dell'indice ICMi per ogni semestre che come valore medio annuale, con le relative classi di qualità.

Codice Stazione	Descrizione	Corpo Idrico Superficiale Regione Puglia	Macrotipi fluviali	CIA e CIFM	ICMi Primavera	ICMi Autunno	ICMi valore medio	Classe Stato Ecologico
CA_TS01	Fiume Saccione	Saccione_12	M4		0,678	0,485	0,582	SUFFICIENTE
CA_FF01	Fiume Fortore	Fortore_12_1	M4	CIFM*	0,376	0,815	0,845	BUONO
CA_TC01	Torrente Candelaro	Candelaro_12	M2		0,709	-	0,709	BUONO
CA_TC03	Torrente Candelaro	Candelaro sorg-confi. Triolo_17	M5	CIFM	0,376	0,317	0,346	SCARSO
CA_TC04	Torrente Candelaro	Candelaro confi. Triolo confi. Salsola_17	M5		0,545	0,401	0,473	SCARSO
CA_TT01	Torrente Triolo	Torrente Triolo_16	M5		0,430	0,276	0,353	SCARSO
CA_SA01	Torrente Salsola	Salsola ramo nord	M5		0,751	0,337	0,544	SCARSO
CA_SA02	Torrente Salsola	Salsola ramo sud	M5		-	-	-	-
CA_SA03	Torrente Salsola	Salsola confi. Candelaro	M5	CIFM*	-	-	-	-
CA_CL01	Fiume Celone	Fiume Celone_18	M5		1,123	-	1,123	ELEVATO
CA_CL02	Fiume Celone	Fiume Celone_16	M5	CIFM	0,693	-	0,693	BUONO e oltre
CA_CE01	Torrente Cervaro	Cervaro_18	M5		0,764	-	0,764	BUONO
CA_CE02	Torrente Cervaro	Cervaro_16_1	M5		0,863	-	0,863	BUONO
CA_CE03	Torrente Cervaro	Cervaro_16_2	M5		0,712	-	0,712	BUONO
CA_CR01	Torrente Carapelle	Carapelle_18	M5		0,968	-	0,968	ELEVATO
CA_CR02	Torrente Carapelle	Carapelle_18_Carapellotto	M5		0,672	-	0,672	BUONO
CA_CR03	Torrente Carapelle	confi. Carapellotto - foce Carapelle	M5	CIFM*	0,647	-	0,647	SUFFICIENTE
CA_FO02	Fiume Ofanto	confi. Locone - confi. Foce ofanto	M5		0,751	0,795	0,773	BUONO

Figura 86 Valori e classi dell'indice ICMi ai corpi idrici pugliesi della categoria "Corsi d'Acqua" indagati nel corso dell'anno di monitoraggio 2017

Elemento di qualità biologica – Macrofite

Per l'elemento di qualità biologica (EQB) "Macrofite" dei corpi idrici appartenenti alla categoria "Fiumi/Corsi d'acqua", ed ai fini della classificazione degli stessi, il Decreto Ministeriale 260/2010 indica l'utilizzo dell'indice IBMR (Indice Biologique Macrophytique en Rivière) (Afnor, 2003).

L'IBMR comprende una lista di circa 250 taxa, a ciascuno dei quali è associato un indice specifico di sensibilità (Ci) compreso tra gli interi 0-20, e un indicatore (E) che

può assumere valore tra 1, 2, 3. In funzione dei valori di copertura raggiunti è previsto associare a ciascun taxon rilevato un coefficiente di copertura/ abbondanza (Ki) che può assumere valore tra 1, 2, 3, 4, 5.

L'indice sintetico IBMR può assumere un valore compreso tra 0 e 20; la metodologia consente di classificare la stazione in termini di livello trofico, secondo cinque livelli a cui sono associati cinque colori (scala cromatica), secondo le disuguaglianze:

valore	livello trofico	
$IBMR \geq 14$	trofia MOLTO LIEVE	blu
$12 < IBMR \leq 14$	trofia LIEVE	verde
$10 < IBMR \leq 12$	trofia MEDIA	giallo
$8 < IBMR \leq 10$	trofia ELEVATA	arancio
$IBMR \leq 8$	trofia MOLTO ELEVATA	rosso

L'attribuzione a una delle cinque classi di qualità per ogni sito in esame, propedeutica alla classificazione (stato cattivo, scarso, sufficiente, buono ed elevato) del corpo idrico in base a questo EQB, è da effettuarsi sulla base del valore medio dell'indice IBMR, ottenuto nelle diverse stagioni di campionamento, confrontato con i valori di riferimento per il calcolo dell'RQE.

Area geografica	Limiti di Classe			
	Elevato/Buono	Buono/Sufficiente	Sufficiente/Scarso	Scarso/Cattivo
Mediterranea	0,900	0,800	0,650	0,500

Figura 87 Limiti di classe, espressi in RQE, per i diversi macrotipi fluviali pugliesi

Valore	Classe
$EQR \geq 0,900$	Elevato
$0,800 \leq EQR < 0,900$	Buono
$0,650 \leq EQR < 0,800$	Sufficiente
$0,500 \leq EQR < 0,650$	Scarso
$EQR < 0,500$	Cattivo

Figura 88 Limiti di classe e scala cromatica del RQE_IBMR

Tutti i corpi idrici pugliesi della categoria "Corsi d'acqua" appartengono al macrotipo "Ma".

Come per i corpi idrici naturali, anche per i CIFM la classificazione sulla base dell'EQB "Macrofite" viene effettuata mediante l'indice IBMR.

Area geografica	Limiti di Classe			
	Buono e oltre	Sufficiente	Scarso	Cattivo
Mediterranea	≥ 0,800	≥ 0,650	≥ 0,500	< 0,500

Figura 89 Limiti di classe per i diversi macrotipi fluviali di CIFM pugliesi

I risultati delle due campagne di monitoraggio dell'elemento di qualità biologica "Macrofite acquatiche" sono rappresentati nella seguente tabella, in cui si riporta l'indice IBMR per i due distinti semestri, la media annuale e la corrispondente classe per l'annualità 2017. Per i CIFM e CIA contrassegnati da un asterisco (*) la valutazione è stata effettuata ai sensi del DM 260/2010.

Codice Stazione	Descrizione	Corpo Idrico Superficiale Regione Puglia	CIA e CIFM (Tab. A, All. 2, DGR n. 1951/2015 e n. 3428/2015)	RQE IBMR I semestre 2017	RQE IBMR II semestre 2017	RQE IBMR valore medio	Classe di qualità
CA_TS01	Flume Saoccone	Saoccone_12		0,658	0,759	0,714	Sufficiente
CA_TS02	Flume Saoccone	Foce Saoccone		-	-	-	-
CA_FF01	Flume Fortore	Fortore_12_1	CIFM*	0,952	0,948	0,950	Elevato
CA_FF02	Flume Fortore	Fortore_12_2		0,736	-	0,740	Sufficiente
CA_TC01	Torrente Candelaro	Candelaro_12		0,630	0,734	0,682	Sufficiente
CA_TC02	Torrente Candelaro	Candelaro_16		0,672	0,606	0,659	Sufficiente
CA_TC03	Torrente Candelaro	Candelaro sorg.-conf. Titolo_17	CIFM	0,626	0,599	0,613	Scarso
CA_TC04	Torrente Candelaro	Candelaro conf. Titolo-conf. Salsola_17		0,644	0,632	0,658	Scarso
CA_TC05	Torrente Candelaro	Candelaro conf. Salsola - conf. Celone_17	CIFM	0,629	0,631	0,650	Scarso
CA_TC06	Torrente Candelaro	Candelaro conf. Celone - foce	CIFM*	0,704	0,621	0,663	Scarso
CA_TC07	Torrente Candelaro	Canale della Contessa		0,674	0,641	0,658	Sufficiente
CA_TTD1	Torrente Titolo	Torrente Titolo		0,619	0,633	0,626	Scarso
CA_SA01	Torrente Salsola	Salsola ramo nord		0,760	0,726	0,743	Sufficiente
CA_SA02	Torrente Salsola	Salsola ramo sud		-	-	-	-
CA_SA03	Torrente Salsola	Salsola conf. Candelaro	CIFM*	-	-	-	-
CA_CL01	Flume Celone	Flume Celone_18		0,834	0,814	0,825	Elevato
CA_CL02	Flume Celone	Flume Celone_16	CIFM	-	0,733	0,730	Sufficiente
CA_CE01	Torrente Cenaro	Cenaro_18		0,817	0,855	0,845	Buono
CA_CE02	Torrente Cenaro	Cenaro_16_1		0,825	-	0,825	Elevato
CA_CE03	Torrente Cenaro	Cenaro_16_2		0,697	-	0,697	Sufficiente
CA_CE04	Torrente Cenaro	Cenaro foce	CIFM	0,705	-	0,705	Sufficiente
CA_CR01	Torrente Carapelle	Carapelle_18		0,826	0,828	0,825	Buono
CA_CR02	Torrente Carapelle	Carapelle_18 Carapellotto		0,804	0,825	0,815	Buono
CA_CR03	Torrente Carapelle	conf. Carapellotto - foce Carapelle	CIFM*	0,760	-	0,760	Sufficiente
CA_FO01	Flume Ofanto	Ofanto - conf. Locone		0,804	0,808	0,806	Buono

Figura 90 Valori e classi dell'RQE ottenuti dall'applicazione dell'indice IBMR nei corpi idrici pugliesi della categoria "Corsi d'Acqua" indagati nel corso dell'annualità 2017

In conclusione, nel 2017, in base al rapporto di qualità ecologica relativo all'EQB "macrofite acquatiche" il Fiume Ofanto nel tratto Ofanto – confl. Locone si presenta in uno stato di qualità "buono".

Elemento di qualità biologica – Macroinvertebrati bentonici

Per l'elemento di qualità biologica (EQB) "Macroinvertebrati bentonici" dei corpi idrici appartenenti alla categoria "Fiumi/Corsi d'acqua", ed ai fini della classificazione degli stessi, il Decreto Ministeriale 260/2010 indica l'utilizzo dell'indice STAR_ICMi (Indice multimetrico STAR di Intercalibrazione). L'indice menzionato è composto da sei metriche opportunamente normalizzate e ponderate, che forniscono informazioni in

merito ai principali aspetti richiesti dalla normativa vigente (Comunitaria e Nazionale) per lo specifico EQB. I dati richiesti per il calcolo dell'Indice STAR_ICMi, ai fini della classificazione per il monitoraggio, sono la lista tassonomica a livello di Famiglia e l'abbondanza per ciascun taxon espressa come numero di individui/m².

Il valore finale dell'indice STAR_ICMi è espresso in termini di RQE (Rapporto di Qualità Ecologica), cioè come rapporto tra il valore dell'indice nel sito osservato e quello del sito di riferimento tipo-specifico, e assume valori tra 0 e 1 (non è però escluso che ci possano essere valori >1).

Macrotipo fluviale	Limiti di classe				
	Elevato	Buono	Sufficiente	Scarso	Cattivo
M1	≥ 0,970	0,720 – 0,969	0,480 – 0,719	0,240 – 0,479	< 0,240
M2–M3–M4	≥ 0,940	0,700 – 0,939	0,470 – 0,699	0,240 – 0,469	< 0,240
M5	≥ 0,970	0,730 – 0,969	0,490 – 0,729	0,240 – 0,489	< 0,240

Figura 91 Limiti di classe per i diversi macrotipi fluviali pugliesi

Nella tabella successiva sono riportati i risultati dell'indice STAR_ICMi, espressi sia come valore singolo per quadrimestre che come valore medio, oltre all'indicazione della classe di stato o potenziale ecologico ottenuta per ognuno dei corpi idrici campionati. Per i CIFM e CIA contrassegnati da un asterisco (*) la valutazione è stata effettuata ai sensi del DM 260/2010.

Codice Stazione	Descrizione	Corpo Idrico Superficiale Regione Puglia	Macrotipi fluviali	CIA e CIFM	STAR_IC Mi Inverno	STAR_ICMi Tarda Primavera	STAR_ICMi Tarda Estate	STAR_ICMi i valore medio	Classe Stato Ecologico
CA_TS01	F. Saccione	Saccione_12	M4		0,263	0,344	0,243	0,283	SCARSO
CA_FF01	F. Fortore	Fortore_12_1	M4	CIFM*	0,781	0,758	0,624	0,721	BUONO
CA_TC01	T. Candelaro	Candelaro_12	M2		0,568	0,445	–	0,507	SUFFICIENTE
CA_TC03	T. Candelaro	Candelaro sorg-confi. Triolo_17	M5	CIFM	0,204	0,205	0,211	0,207	CATTIVO
CA_TC04	T. Candelaro	Candelaro confi. Triolo confi. Salsola_17	M5		0,344	0,233	0,174	0,250	SCARSO
CA_TT01	T. Triolo	Torrente Triolo_16	M5		0,160	0,376	0,147	0,228	CATTIVO
CA_SAO1	T. Salsola	Salsola ramo nord	M5		0,398	0,427	0,322	0,382	SCARSO
CA_SAO2	T. Salsola	Salsola ramo sud	M5		–	–	–	–	–
CA_SAO3	T. Salsola	Salsola confi. Candelaro	M5	CIFM*	–	–	–	–	–
CA_CL01	F. Celone	Fiume Celone_18	M5		0,843	0,618	–	0,731	BUONO
CA_CL02	F. Celone	Fiume Celone_16	M5	CIFM	0,434	0,480	–	0,457	SCARSO
CA_CEO1	T. Cervaro	Cervaro_18	M5		0,579	0,671	–	0,625	SUFFICIENTE
CA_CEO2	T. Cervaro	Cervaro_16_1	M5		0,832	0,863	–	0,848	BUONO
CA_CEO3	T. Cervaro	Cervaro_16_2	M5		0,329	0,350	–	0,340	SCARSO
CA_CEO4	T. Cervaro	Cervaro_foce	M5	CIFM	–	–	–	–	–
CA_CR01	T. Carapelle	Carapelle_18	M5		0,637	0,687	–	0,662	SUFFICIENTE
CA_CR02	T. Carapelle	Carapelle_18_Carapellotto	M5		0,747	0,714	–	0,731	BUONO
CA_CR03	T. Carapelle	confi. Carapellotto - foce Carapelle	M5	CIFM*	0,593	0,478	–	0,536	SUFFICIENTE
CA_FO02	F. Ofanto	confi. Locone - confi. Foce ofanto	M5		0,391	0,456	0,594	0,480	SCARSO

Figura 92 Valori e classi di STAR_ICMi riferiti ai corpi idrici pugliesi delle categorie "Corsi d'Acqua", indagati nel corso dell'annualità 2017

La stazione sul Fiume Ofanto, a valle dello scarico dell'impianto di San Ferdinando, (CA_FO02) è caratterizzata da una comunità macrobentonica associata a carichi organici sostenuti (soprattutto in regime di magra).

E.4.2 Indicazione degli impatti potenziali

E.4.2.1 Cantierizzazione

La realizzazione dell'impianto non modificherà in alcun modo la morfologia dell'area tanto meno il naturale regime del ruscellamento superficiale. Inoltre, nella fase di cantiere, non è previsto consumo di acqua per le attività lavorative

La tipologia di opera in progetto (campo fotovoltaico a terra) risulta pienamente compatibile in quanto non ha nessuna connessione con l'ambiente idrico superficiale e profondo. Infatti, le opere in progetto non prevedono lavorazioni che possano alterare il regime e la qualità delle acque superficiali e profonde.

Il cavidotto, nel suo percorso stradale, attraverserà alcuni fossi che rientrano nel

reticolo idrografico censito dal PAI, ma non contemplano alcuna pericolosità idraulica, tantomeno problematiche di rischio idraulico. Gli attraversamenti saranno realizzati in subalveo e il tratto di sponde interessate sarà stabilizzato e rinverdito con tecniche di ingegneria naturalistica. Non ci sarà influenza alcuna sul regime idraulico dei fossi.

La tipologia di installazione scelta fa sì che non ci sia alcuna significativa modificazione dei normali percorsi di scorrimento e infiltrazione delle acque meteoriche.

Tutte le parti interrate (cavidotti, pali) presentano profondità tali che non rappresentano nemmeno potenzialmente un rischio di interferenza con l'ambiente idrico.

Tale soluzione, unitamente al fatto che i pannelli e gli impianti non contengono, per la specificità del loro funzionamento, sostanze liquide che potrebbero sversarsi (anche accidentalmente) sul suolo e quindi esserne assorbite, esclude ogni tipo di interazione tra il progetto e le acque sotterranee.

E.4.2.2 Fase di esercizio

Le acque consumate per la manutenzione (circa 2l/m² di superficie del pannello ogni 6 mesi) saranno fornite dalla ditta incaricata a mezzo di autobotti, eliminando la necessità di realizzare pozzi per il prelievo diretto in falda e razionalizzando dunque lo sfruttamento della risorsa idrica.

Le operazioni di pulizia periodica dei pannelli saranno effettuate a mezzo di idropultrici, sfruttando soltanto l'azione meccanica dell'acqua in pressione e non prevedendo l'utilizzo di detersivi o altre sostanze chimiche. Pertanto, tali operazioni non presentano alcun rischio di contaminazione delle acque e dei suoli.

E.4.2.3 Fase di dismissione ("decommissioning")

La dismissione dell'impianto fotovoltaico, al termine del suo ciclo di vita, non produrrà alcun impatto sull'ambiente idrico.

E.4.3 Valutazione degli impatti e misure di mitigazione e compensazione

Si prevede che la realizzazione e la presenza dell'impianto fotovoltaico in progetto non comporterà alcuna ricaduta sull'ambiente idrico. L'impatto associato è pertanto ritenuto di nullo.

E.5 FLORA E FAUNA

E.5.1 Stato di fatto (punto zero)

Il 13,8%¹¹ del territorio regionale pugliese è interessato da aree naturali protette ed in particolare è caratterizzato dalla presenza di:

- ✓ 2 parchi nazionali
 - Parco Nazionale del Gargano (www.parcogargano.gov.it)
 - Parco Nazionale dell'Alta Murgia (www.parcoaltamurgia.gov.it)
- ✓ 3 aree marine protette
- ✓ 16 riserve statali. Le riserve naturali statali sono costituite da aree terrestri, fluviali, lacustri o marine dove sono presenti una o più specie rilevanti della fauna e della flora, e sono caratterizzate dalla presenza di uno o più ecosistemi importanti per la conservazione della biodiversità e delle risorse genetiche. Le riserve naturali statali italiane sono attualmente 146 delle quali 16 sono presenti in Puglia:
 - Riserva naturale Falascone
 - Riserva naturale Foresta Umbra
 - Riserva naturale Il Monte
 - Riserva naturale Ischitella e Carpino
 - Riserva naturale Isola di Varano
 - Riserva naturale Lago di Lesina
 - Riserva naturale Le Cesine
 - Riserva naturale Masseria Combattenti
 - Riserva naturale Monte Barone
 - Riserva naturale Murge Orientali
 - Riserva naturale Palude di Frattarolo
 - Riserva naturale Salina di Margherita di Savoia
 - Riserva naturale San Cataldo
 - Riserva naturale Sfilzi
 - Riserva naturale Stornara
 - Riserva naturale statale Torre Guaceto
- ✓ 18 aree protette regionali. I parchi naturali regionali sono costituiti da aree

¹¹ Fonte: www.paesaggiopuglia.it/aree-protette-in-puglia-footer.html

terrestri, fluviali, lacuali, da tratti di mare prospicienti la costa che costituiscono un sistema omogeneo individuato dagli assetti naturali dei luoghi, dai valori paesaggistici e artistici, e dalle tradizioni culturali delle popolazioni locali. Le riserve naturali regionali sono costituite da aree terrestri, fluviali, lacuali o marine che contengono una o più specie rilevanti della flora e della fauna e sono caratterizzate dalla presenza di uno o più ecosistemi importanti per la conservazione della biodiversità e delle risorse genetiche. Una riserva naturale orientata è un tipo di area naturale protetta in cui sono consentiti interventi colturali, agricoli e silvo-pastorali purché non in contrasto con la conservazione degli ambienti naturali. È una delle tipologie di riserva naturale ufficialmente definite in Italia, insieme alla riserva naturale speciale e alla riserva naturale integrale, in uso anche nei documenti ufficiali del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare.

Parchi naturali regionali

- Bosco e Paludi di Rauccio (www.parcorauccio.com)
- Bosco Incoronata (www.boscoincoronata.it)
- Costa Otranto - S. Maria di Leuca e Bosco di Tricase (www.parcotrantoileuca.it)
- Dune costiere da Torre Canne a Torre S. Leonardo (www.parcodunecostiere.org)
- Fiume Ofanto
- Isola di S. Andrea - Litorale di Punta Pizzo
- Lama Balice (www.parcolamabalice.it)
- Litorale di Ugento (www.parcolitoralediugento.it)
- Porto Selvaggio e Palude del Capitano
- Saline di Punta della Contessa
- Terra delle Gravine

Riserve naturali regionali orientate

- Bosco delle Pianelle (www.riservaboscopianelle.it/wp/)
- Bosco di Cerano
- Boschi di S. Teresa e dei Lucci
- Laghi di Conversano e Gravina di Monsignore
- Palude del Conte e Duna Costiera - Porto Cesareo

- Palude La Vela
- Riserva naturale regionale orientata del Litorale Tarantino Orientale

Questi numeri fanno della Puglia un territorio straordinario con una biodiversità pressoché unica e con una posizione biogeografica che la rende un ponte naturale tra l'Europa e l'Oriente Mediterraneo.

Sul totale delle quasi 6.000 specie vegetali note in Italia, ben 2.500 (oltre il 41%) sono presenti in Puglia, che tra l'altro ospita dieci diverse specie di querce. Mentre sono 47 gli habitat naturali presenti, su un totale dei 142 censiti in Europa.

Nel 2014 ARPA Puglia ha realizzato e pubblicato il Progetto "*Carta della Natura della regione Puglia alla scala 1:50.000*". Il progetto "Carta della Natura", non è avulso dal contesto nazionale, bensì innestato saldamente e funzionalmente in questo, grazie alla faticosa e sempre proficua collaborazione con ISPRA - Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (già APAT) - delle Agenzie Regionali per l'Ambiente.

E' stata realizzata da parte di ARPA Puglia, dunque, una "Carta degli habitat" in scala 1:50.000, dove gli habitat sono classificati secondo il codice di nomenclatura europeo CORINE Biotopes. La metodologia di riferimento è quella definita nel manuale "Il Progetto Carta della Natura alla scala 1:50.000 - Linee guida per la cartografia e la valutazione degli habitat" (ISPRA 48/2009)

La Puglia, grazie alla presenza di svariati habitat, è dotata di un notevole patrimonio naturale e diversità di specie preservati da una attenta politica regionale di conservazione, tutela e valorizzazione del patrimonio naturale e ambientale. Questa, riflettendo lo spirito dei provvedimenti legislativi adottati dalla Comunità Europea e dallo Stato Italiano, ha compiuto negli ultimi anni notevoli passi in avanti accrescendo la superficie tutelata del territorio regionale.

La Legge Regionale n. 19 del 24/07/1997 "Norme per l'istituzione e la gestione delle aree naturali protette nella Regione Puglia" e s.m.i. recepisce la Legge Quadro sulle aree protette (L. 394/91) e disciplina l'istituzione e la gestione delle aree naturali protette regionali al fine di garantire e promuovere la conservazione e la valorizzazione del patrimonio naturale ed ambientale della Regione.

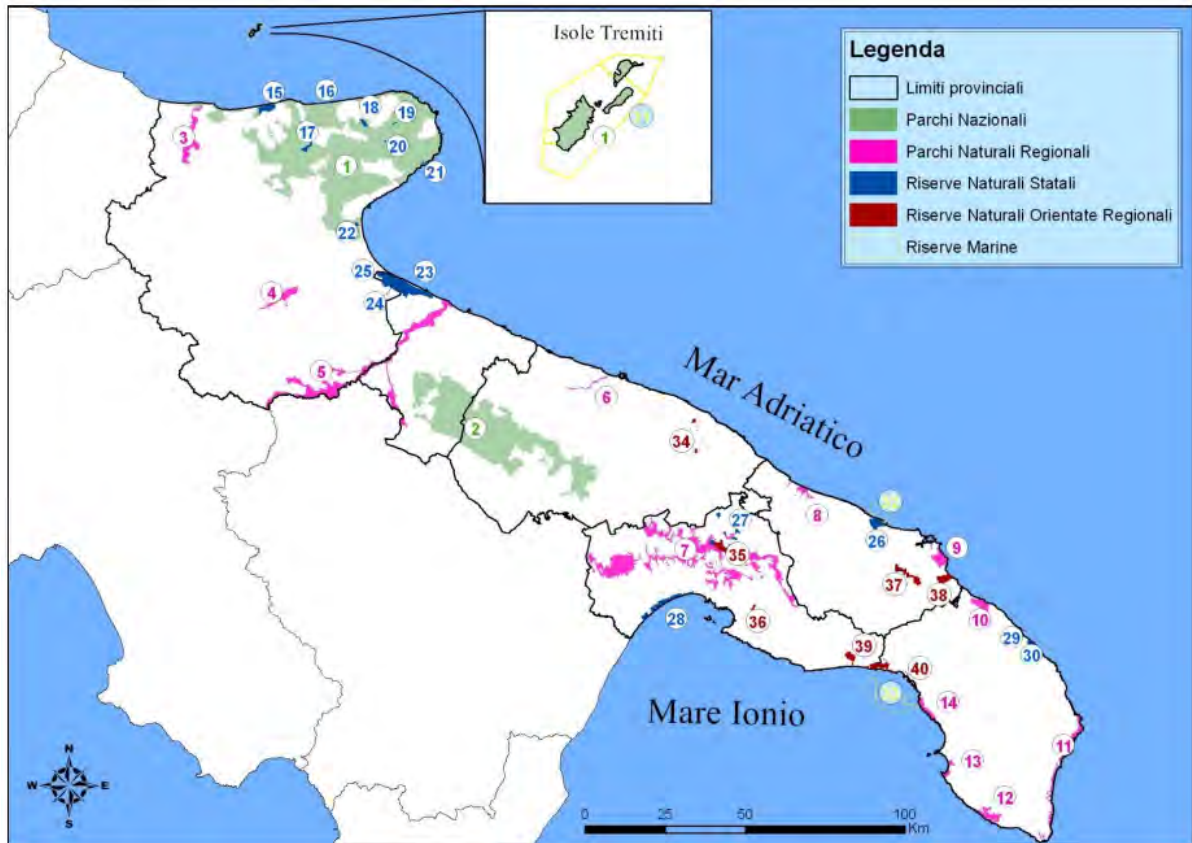


Figura 93 Sistema delle aree protette in Puglia

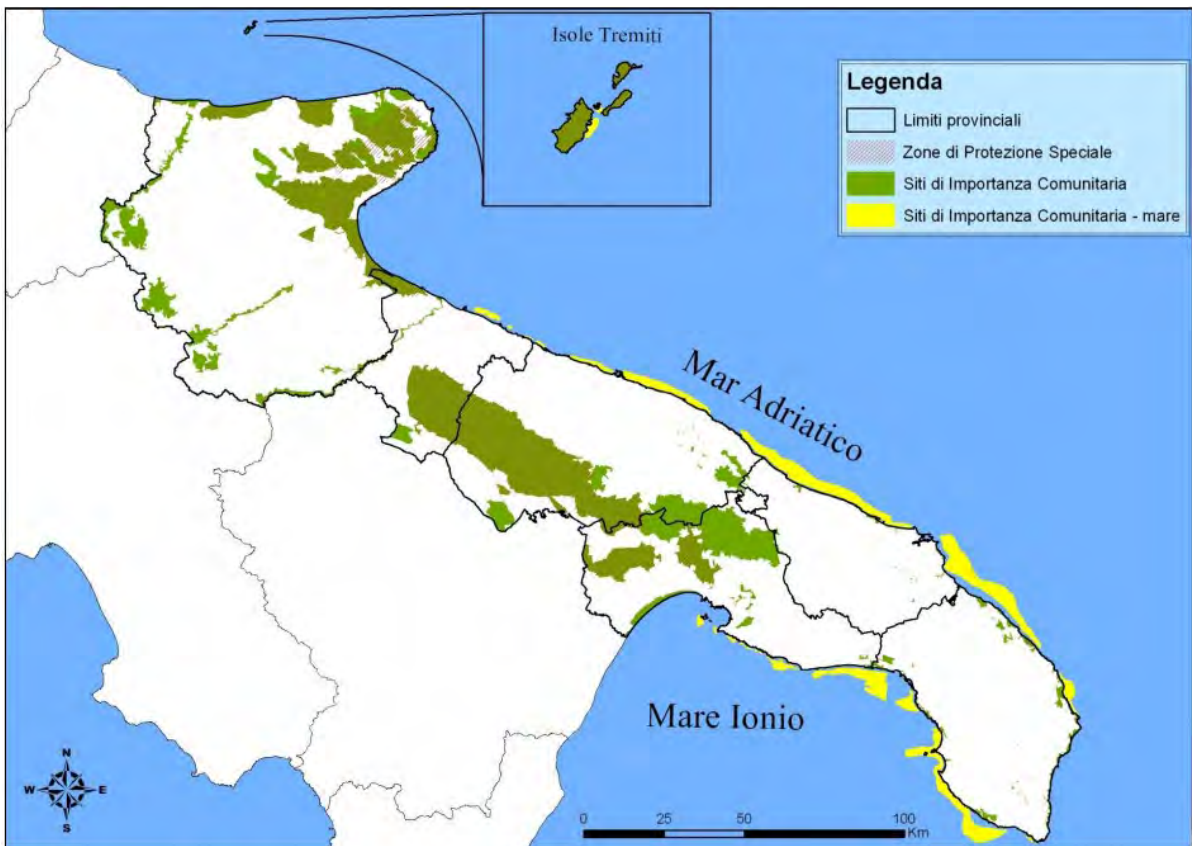


Figura 94 Distribuzione dei Siti Natura 2000 in Puglia

Al fine di identificare porzioni di territorio omogeneo, per aumentare l'efficacia della discriminazione delle categorie derivanti dal processo di elaborazione delle immagini satellitari, si è scelto di suddividere il territorio in 14 realtà territoriali omogenee dal punto di vista litologico, climatico e amministrativo (cfr. Fig. 95), denominate da nord a sud:

- ✓ Gargano (compreso le Isole Tremiti), Monti Dauni, Tavoliere (provincia di Foggia);
- ✓ Bari est Murgia, Bari ovest Murgia, Bari Acquaviva (provincia di Bari) e Murgia di sud est (a cavallo fra le province di Bari, Taranto e Brindisi);
- ✓ Alta Murgia (area cartografata a cura di ISPRA);
- ✓ Brindisi nord, Brindisi sud (provincia di Brindisi);
- ✓ Taranto est, Taranto ovest (provincia di Taranto, parte della Provincia di Brindisi);
- ✓ Lecce est, Lecce ovest, Lecce sud (provincia di Lecce)



Figura 95 Suddivisione del territorio regionale nelle aree di studio cartografate

Pertanto, riuscendo a dare carattere di prevalenza ai confini provinciali, si sono suddivise le province in sotto-ambiti geografici in relazione o ad evidenti cambi

litologici o alle macrocaratteristiche climatico-morfologiche dei luoghi. Ad esempio, il territorio provinciale di Foggia è stato suddiviso in 3 ambiti geografici differenti sia per altitudine/clima (Gargano-Monti Dauni rispetto al Tavoliere) che per substrato litologico (Gargano - Monti Dauni).

L'area interessata dalla realizzazione dell'impianto in progetto ricade nell'ambito definito *Tavoliere*.

La legenda degli habitat della Puglia, individuati e cartografati per il sistema informativo Carta della Natura, si compone di 80 tipologie di habitat del sistema di classificazione europeo CORINE Biotopes. Essi rappresentano quasi il 35% delle tipologie individuate per il territorio nazionale.

La poligonatura totale regionale conta 41.530 poligoni che occupano una superficie pari a 1.935.773,5 ettari. Nel mosaico ambientale prevalgono, come superficie, le tipologie appartenenti alla categoria 8 "Coltivi ed aree costruite", in particolare Oliveti (83.11) e Coltivi (82).

Nella provincia di Foggia prevalgono i "Seminativi intensivi e continui" (51,75%) seguiti da "Oliveti" (8,11%), "Cerrete sud-italiane" (7,25%), per la componente naturale, ed infine "Colture di tipo estensivo e sistemi agricoli complessi" (7,07%) che complessivamente danno il 74,18% della superficie provinciale.

Per quanto attiene il processo valutativo della Carta della natura, l'Arpa Puglia ha determinato il **Valore Ecologico** e la **Fragilità Ambientale**, per ogni biotopo individuato nella carta degli habitat regionale.

Gli indici di **Valore Ecologico** (inteso come pregio naturalistico), di **Sensibilità Ecologica** (intesa come il rischio di degrado del territorio per cause naturali) e di **Pressione Antropica** (intesa come l'impatto a cui è sottoposto il territorio da parte delle attività umane), vengono calcolati tramite l'applicazione di indicatori specifici, selezionati in modo da essere significativi, coerenti, replicabili e applicabili in maniera omogenea su tutto il territorio nazionale. Tali indicatori si focalizzano sugli aspetti naturali del territorio. Sensibilità ecologica e Pressione antropica sono indici funzionali per la individuazione della Fragilità ambientale.

L'indice di **Fragilità Ambientale** rappresenta lo stato di vulnerabilità del territorio dal punto di vista della conservazione dell'ambiente naturale. La fragilità ambientale di un biotopo è quindi il risultato della combinazione degli indici di sensibilità ecologica e di pressione antropica, considerando la sensibilità ecologica come la predisposizione

intrinseca di ogni singolo biotopo al rischio di degradazione e la pressione antropica come il disturbo su di esso provocato dalla attività umana.

La mappa del Valore ecologico di Carta della Natura permette di evidenziare le aree in cui sono presenti aspetti peculiari di naturalità del territorio. Essa risulta un elemento estremamente utile ed interessante che permette una visione complessiva sia dal punto di vista quantitativo sia dal punto di vista spaziale di ciò che nel territorio regionale rappresenta un bene ambientale.

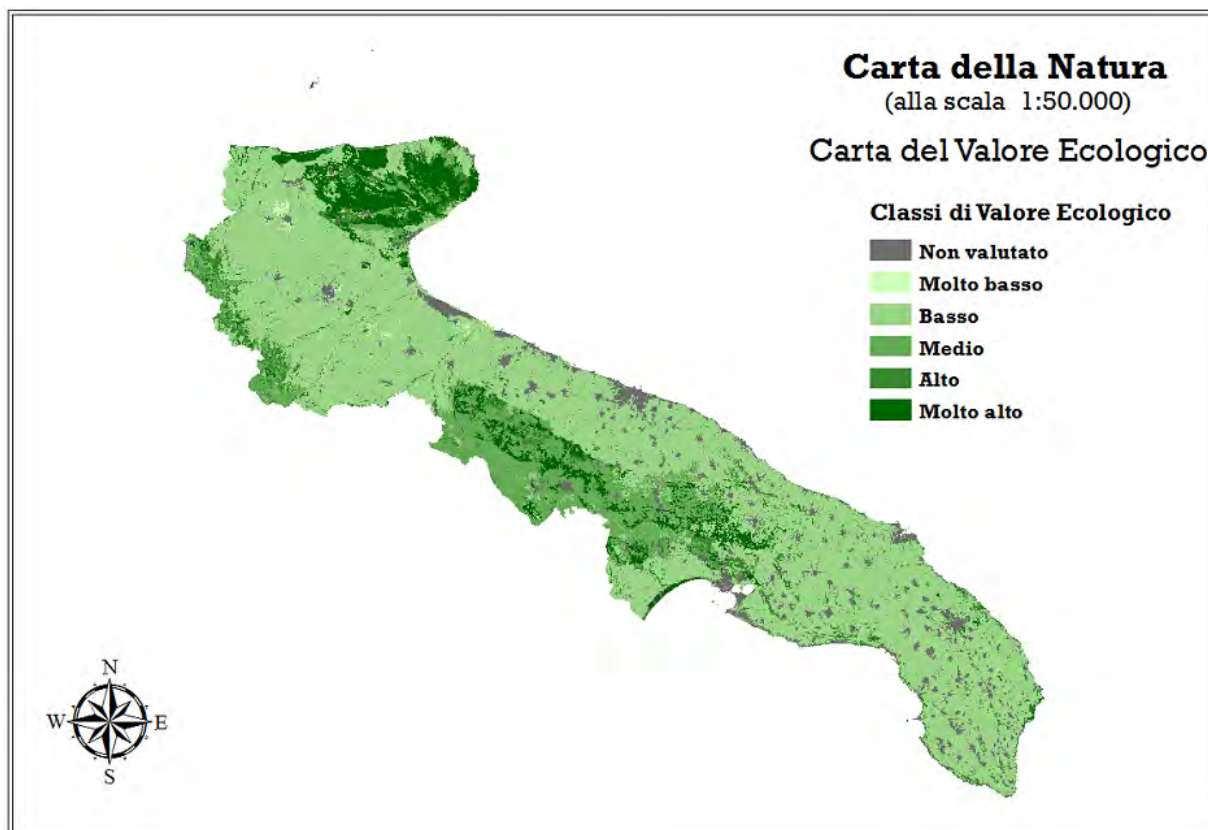


Figura 96 Mappa delle classi di Valore Ecologico dei biotipi della Regione Puglia

Sebbene dal punto di vista dell'estensione la maggior parte del territorio ricada in classi di valore ecologico basso e molto basso, analizzando le tipologie di habitat presenti è possibile notare che degli 80 tipi di habitat presenti in Puglia solo 11 ricadono in classi di VE medio basso e molto basso, mentre la maggior parte (63 habitat su 80) ricadono per più del 50% della loro estensione nelle classi di valore ecologico "Alta" e "Molto Alta".

La mappa della Sensibilità ecologica permette di evidenziare le aree più sensibili alla degradazione.

L'area dell'habitat ridotta e/o la rarità relativa di un habitat all'interno del territorio

regionale sono elementi che rendono un biotopo particolarmente sensibile.

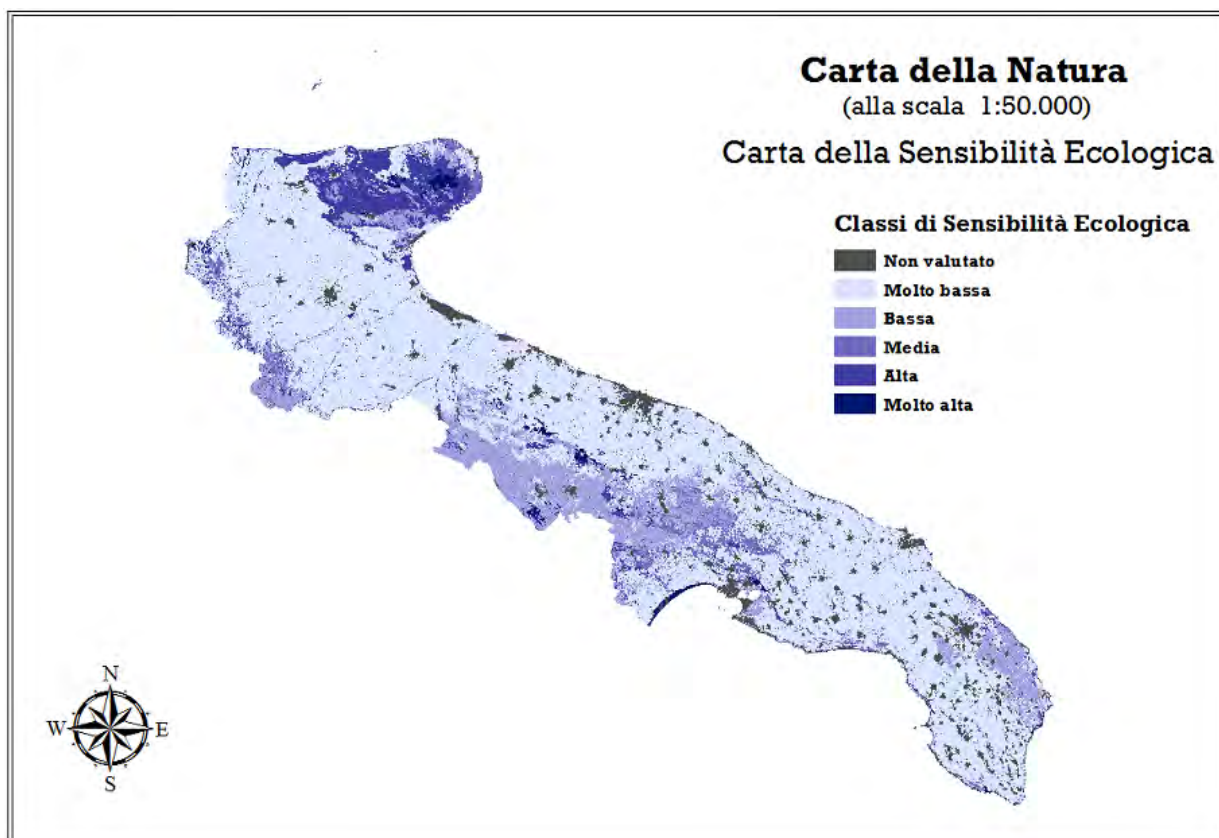


Figura 97 Mappa delle classi di Sensibilità Ecologica dei biotipi della Regione Puglia

Complessivamente i biotopi con classi di sensibilità ecologica bassa e molto bassa rappresentano il 70% del territorio mentre quelli che rientrano in classi di sensibilità ecologica media, alta e molto alta ne rappresentano il 21%.

La distribuzione delle classi di sensibilità rispecchia la composizione del mosaico ambientale, in cui prevalgono come estensione tipi di habitat appartenenti alla macrocategoria che raggruppa gli ambienti di origine antropica. È chiaro che tali tipi di habitat, essendo gestiti e mantenuti dall'uomo, hanno effettivamente una bassa predisposizione alla degradazione.

La mappa della Pressione antropica permette di evidenziare le aree in cui sono maggiormente rilevabili gli impatti delle attività antropiche. In Puglia la classe di Pressione Antropica risulta media e pressoché regolare su tutto il territorio, le aree in cui sono presenti biotopi sottoposti a pressione antropica di classe alta e molto alta si trovano intorno e a contatto degli abitati di Taranto e Bari. Le aree a pressione antropica bassa e molto bassa si collocano nella parte periferica che si allontana maggiormente da questi due centri urbani, presentandosi nei suoi valori minimi nella

punta della penisola salentina, sul Gargano e sui Monti Dauni.

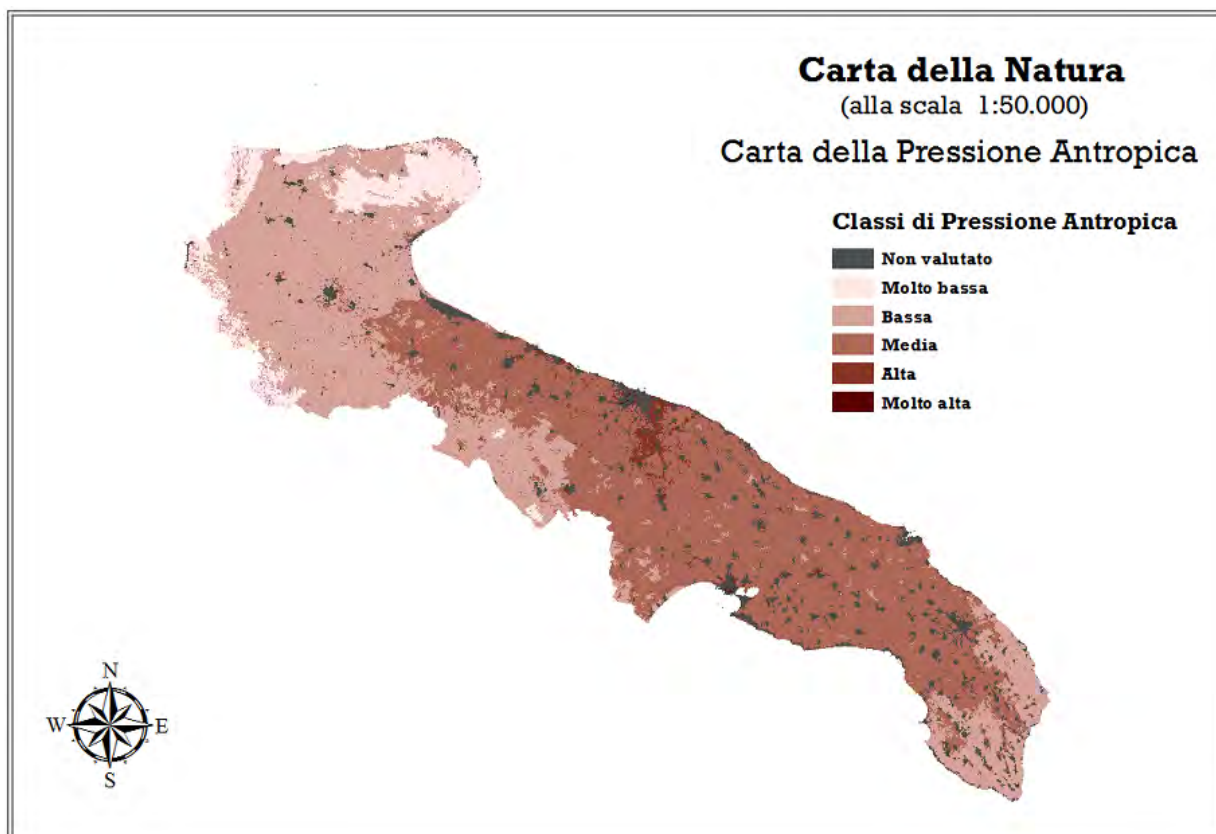


Figura 98 Mappa delle classi di Pressione antropica dei biotipi della Regione Puglia

Dal punto di vista quantitativo il 28% del territorio rientra in classi di pressione antropica bassa e molto bassa, circa l'8% nelle classi alta e molto alta, mentre la porzione più abbondante rientra nella classe di pressione antropica media.

La mappa della Fragilità ambientale permette di evidenziare i biotipi più sensibili sottoposti alle maggiori pressioni antropiche, permettendo di far emergere le aree su cui orientare eventuali azioni di tutela. In Puglia la mappa della Fragilità ambientale mostra una diffusione delle classi bassa e molto bassa nella maggior parte del territorio.

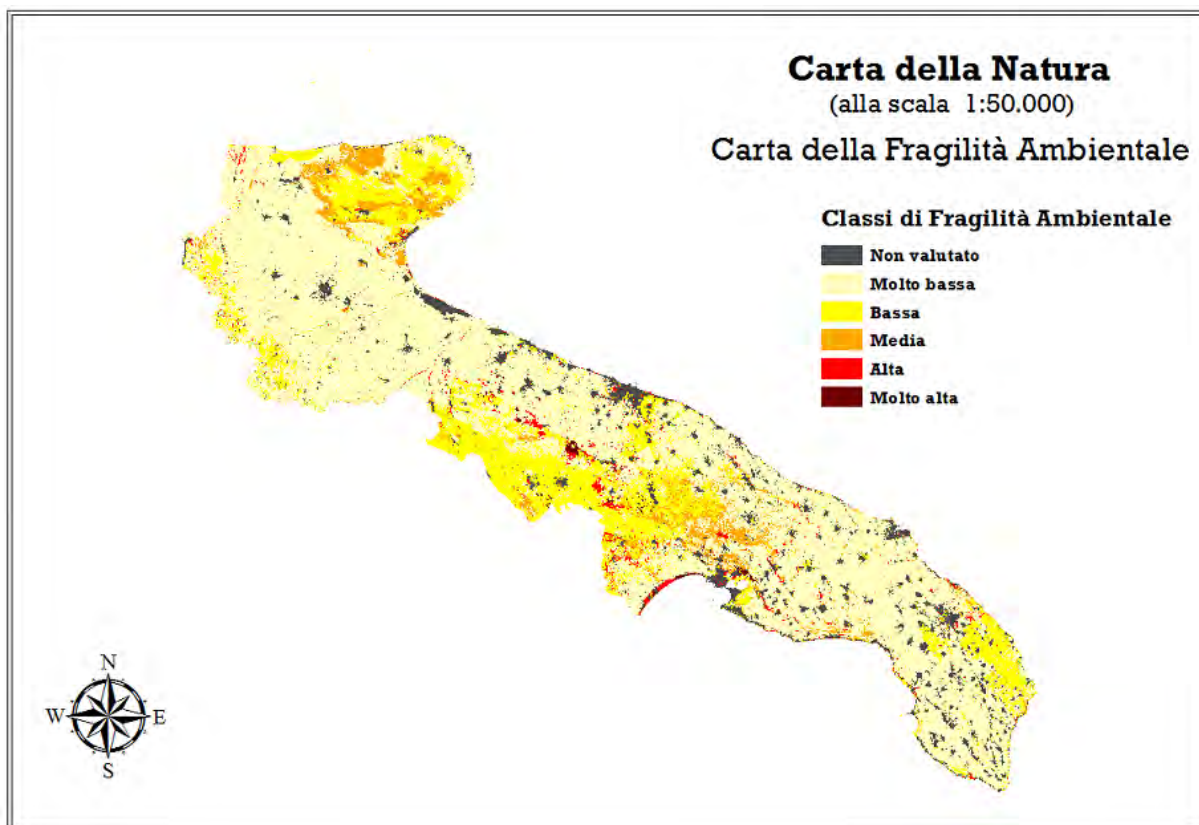


Figura 99 Mappa delle classi di Fragilità Ambientale dei biotipi della Regione Puglia

Da un punto di vista qualitativo gli habitat che ricadono per più del 50% della loro superficie in classi di fragilità alta e molto alta.

Dalla conclusione dello studio pubblicato da ARPA Puglia si evince che dall'analisi dei dati svolta, la Puglia si caratterizza come una regione nel cui territorio prevale la componente antropica ed agricola a discapito della componente naturale. Quest'ultima effettivamente risulta relegata a ristrette e frammentate superfici, ad eccezione dei complessi naturali localizzati sul Gargano e sui Monti Dauni (hot spot di biodiversità) che rischiano, pertanto, l'isolamento. Le tipologie oliveti, colture intensive ed estensive, vigneti e centri urbani (5 tipologie su 80) da sole costituiscono quasi l'80% dell'intero territorio regionale. Questo dato permette di focalizzare l'attenzione sul fatto che gli habitat naturali in Puglia, pur essendo molti, sono di limitata estensione e tale caratteristica li rende particolarmente vulnerabili.

L'area di ubicazione dell'impianto nonché il collegamento interrato fino alla sottostazione Terna non risultano ricadere in alcuna *Area non idonea FER*, ovvero aree protette nazionali e regionali, zone SIC/ZPS, aree tutelate per legge (art. 142 D.Lgs. 42/2004 e s.m.i.), P.U.T.T./p (Ate B), versanti, carta dei Beni e relativo buffer 100 m

(cfr. Elaborato SIA-TAV.02 *Sistema vincolistico – Aree non idonee*).

Sulla base di osservazioni dirette eseguite durante sopralluoghi in sito, della bibliografia consultata e dalla Carta degli Habitat Corine Biotipes per la Provincia di Foggia, l'area oggetto della realizzazione dell'impianto è ascrivibile all'habitat 82.1 *Seminativi intensivi e continui*, la cui descrizione è riportata nella scheda seguente:

82.1 Seminativi intensivi e continui
<p>Descrizione</p> <p>Habitat diffuso soprattutto nel Tavoliere e sui Monti Dauni, dove intensa è la meccanizzazione e l'uso di prodotti di sintesi per le concimazioni e i trattamenti fitosanitari. Le colture intensive maggiormente praticate in Puglia sono quelle cerealicole a graminacee, soprattutto frumento, e quelle ortive comprese le serre (pomodoro, carciofo etc.). Data l'intensità, la frequenza ed il notevole e negativo impatto ambientale (erbicidi e fertilizzanti) delle pratiche agronomiche, specie nelle colture a rapido avvicendamento, non si riscontrano più in seno ad esse molte specie selvatiche. Tuttavia, benché raramente, è possibile osservare ancora qualche campo di grano variopinto dalla presenza dei papaveri <i>Papaver</i> sp., arricchito dalla presenza del gladiolo dei campi (<i>Gladiolus italicus</i>), delle cicerchie (<i>Lathyrus</i> spp.) o del tulipano dei campi (<i>Tulipa sylvestris</i>), giaggioli (<i>Iris pseudopumila</i>), centonchio (<i>Anagallis foemina</i>), calendula (<i>Calendula</i> sp.), malva (<i>Malva</i> sp.) e molte altre ancora. In alcuni casi la presenza di infrastrutture accessorie alle attività agricole tradizionali, come muretti a secco, cisterne in pietra o piccole raccolte d'acqua a scopo irriguo, favoriscono l'insediamento di specie vegetali ed animali (soprattutto piante rupicole ed acquatiche e, tra le specie animali, Rettili, Anfibi ed Uccelli) altrimenti assenti o meno rappresentate, contribuendo ad aumentare la biodiversità.</p>

<p>Figura 5.61 - Campi coltivati a frumento nel Tavoliere delle Puglie Foto: Maurizio Marrese</p>

Figura 100 Scheda contenente la descrizione dell'habitat 82.1 *Seminativi intensivi e continui*

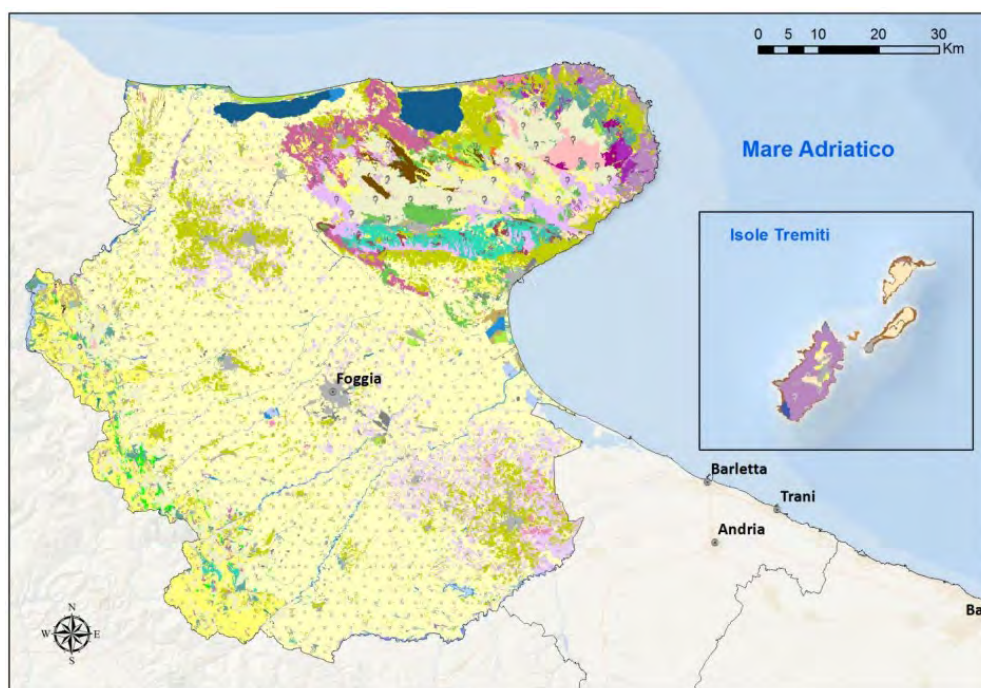


Figura 101 Carta degli Habitat Corine Biotipes per la Provincia di Foggia



Figura 102 Legenda della Carta degli Habitat Corine Biotipes per la Regione Puglia

La classe di Valore Ecologico afferente all'habitat individuato è riportata nella tabella che segue:

Habitat CORINE Biotopes	Molto bassa	Bassa	Media	Alta	Molto alta	Non valutato
82.1 Seminativi intensivi e continui	1,55	98,45				

Figura 103 Percentuale di superficie per classe di Valore Ecologico per l'habitat 82.1 *Seminativi intensivi e continui*

La classe di Sensibilità Ecologica afferente all'habitat individuato è riportata nella tabella che segue:

Habitat CORINE Biotopes	Molto bassa	Bassa	Media	Alta	Molto alta	Non valutato
82.1 Seminativi intensivi e continui	100,00					

Figura 104 Percentuale di superficie per classe di Sensibilità Ecologica per l'habitat 82.1 *Seminativi intensivi e continui*

E.5.2 Indicazione degli impatti potenziali

E.5.2.1 Cantierizzazione

Nella fase di cantierizzazione, i modesti movimenti di terra potranno generare delle alterazioni puntuali all'habitat naturale ed alle specie vegetazionali presenti.

Si ritiene che non vi saranno problemi in termini di inquinamento luminoso dal momento che le lavorazioni avverranno di norma durante le ore diurne. Nel caso siano previsti sistemi di illuminazione generale dell'area di cantiere, essi avranno lo scopo principale di illuminare l'area ai fini della sicurezza e, in ogni caso, saranno caratterizzati da un periodo di funzionamento limitato. Gli apparecchi dovranno in ogni caso essere installati secondo quanto previsto dalla Legge Regionale e dal relativo Regolamento.

La realizzazione del cavidotto avverrà lungo strade esistenti e, quindi, in un contesto già antropizzato.

E.5.2.2 Fase di esercizio

La localizzazione dell'impianto, come ampiamente descritto nel paragrafo D.5.1, contempla aree con Valore Ecologico basso e Sensibilità Ecologica molto bassa. La presenza del campo fotovoltaico non fa prevedere, dunque, impatti significativi su flora e fauna, dato il contesto, tra l'altro, già parzialmente antropizzato (attività agricole).

La presenza dei pannelli potrà costituire per la piccola e media fauna una alternativa di minore disturbo rispetto alla presenza periodica dei braccianti e dei macchinari agricoli. Con abbagliamento visivo si intende la compromissione temporanea della capacità visiva di un osservatore a seguito dell'improvvisa esposizione ad una intensa sorgente luminosa. La radiazione che può colpire l'osservatore è data dalla somma dell'irraggiamento diretto e di quello diffuso, ossia l'irraggiamento che non giunge al punto di osservazione seguendo un percorso geometricamente diretto a partire dalla fonte luminosa, ma che viene precedentemente riflesso o scomposto.

Considerato l'insieme di un impianto fotovoltaico, gli elementi che sicuramente possono generare i fenomeni di abbagliamento più considerevoli sono i moduli fotovoltaici.

Per argomentare il fenomeno dell'abbagliamento generato da moduli fotovoltaici occorre considerare diversi aspetti legati alla loro tecnologia, struttura e orientazione, nonché alle leggi fisiche che regolano la diffusione della luce nell'atmosfera.

Le perdite per riflessione rappresentano un importante fattore nel determinare

l'efficienza di un modulo fotovoltaico e ad oggi la tecnologia fotovoltaica ha individuato soluzioni in grado di minimizzare tale fenomeno. Con l'espressione "perdite di riflesso" si intende l'irraggiamento che viene riflesso dalla superficie di un collettore o di un pannello, oppure dalla superficie di una cella solare, e che quindi non può più contribuire alla produzione di corrente elettrica.

Strutturalmente il componente di un modulo fotovoltaico a carico del quale è principalmente imputabile la riflessione della radiazione luminosa è il rivestimento anteriore del modulo e delle celle solari.

L'insieme delle celle solari costituenti i moduli fotovoltaici di ultima generazione è protetto frontalmente da un vetro temprato antiriflettente ad alta trasmittanza, il quale dà alla superficie del modulo un aspetto opaco che non ha nulla a che vedere con quello di comuni superfici vetrate. Nella immagine seguente si evidenzia il confronto tra un vetro normale ed un vetro antiriflettente.



Al fine di minimizzare la quantità di radiazioni luminose riflesse, inoltre, le singole celle in silicio cristallino sono coperte da un rivestimento trasparente antiriflesso, grazie al quale penetra più luce nella cella. Senza tale rivestimento la sola superficie in silicio rifletterebbe circa il 30% della luce solare.

I pannelli fotovoltaici scelti per il presente progetto sono in silicio monocristallino *Canadian Solar* modello *HiKu_7* da 665 Wp, che sono dotati, appunto, di superficie antiriflesso.

Per ciò che concerne il potenziale fenomeno "abbagliamento" e "confusione biologica" sull'avifauna, va evidenziato che il sito in progetto non interferisce con rotte migratorie e tantomeno rientra in corridoi ecologici, inoltre come detto i pannelli sono dotati di tecnologia antiriflesso, pertanto, si ritiene che i fenomeni sopra richiamati siano altamente improbabili.

E.5.2.2 Fase di dismissione (“decommissioning”)

Nella fase di dismissione dell’impianto, si avranno le stesse modeste alterazioni previste nella fase di cantierizzazione.

E.5.3 Valutazione degli impatti e misure di mitigazione e compensazione

Si prevede che la realizzazione e la presenza dell’impianto fotovoltaico in progetto comporterà ricadute di modesta entità sulla flora e sulla fauna. L’impatto associato è pertanto ritenuto trascurabile.

In ogni caso, vista l’estensione territoriale del progetto, ancorchè situato in aree di basso pregio naturalistico (aree agricole, coltivi improduttivi o abbandonati), si è ritenuto opportuno proporre alcune misure di mitigazione dell’impatto potenziale.

Le recinzioni perimetrali dell’impianto avranno, ogni 100 m di lunghezza, uno spazio libero verso terra di altezza circa 50 cm e larghi 1 m, al fine di consentire il passaggio della piccola fauna selvatica. In corrispondenza dei ponti ecologici presenti, quali fasce arborate, il franco da terra si estenderà lungo tutta la recinzione.

Nella stessa area, come misura di compensazione, al fine di compensare la perdita di nicchie potenziali per la micro e meso fauna legata al suolo e alla vegetazione erbacea ed arbustiva, si prevede di creare dei nuclei irregolari di vegetazione arbustiva di tipo mediterraneo, da impiantare in numero di almeno 1/ha, e strutture di pietrame di dimensioni eterogenee posizionate in modo da realizzare dei subconi di circa 3 m di diametro e circa 1 m di altezza, distribuite sull’intera superficie in numero non inferiore a 10.

L’inquinamento luminoso è un’alterazione dei livelli di luce naturalmente presenti nell’ambiente notturno.

Questa alterazione, più o meno elevata a seconda della località, può provoca danni di diversa natura:

- ✓ Danni ambientali: difficoltà o perdita di orientamento negli animali (uccelli migratori, tartarughe marine, falene notturne), alterazione del fotoperiodo in alcune piante, alterazione dei ritmi circadiani nelle piante, animali ed uomo (ad esempio la produzione della melatonina viene bloccata già con bassissimi livelli di luce). Nel 2001 è stato scoperto nell'uomo un nuovo fotorecettore che non contribuisce al meccanismo della visione, ma regola il nostro orologio biologico. Il picco di sensibilità di questo sensore è nella parte blu dello spettro visibile. Per questo le lampade con una forte componente di questo colore (come i LED) sono quelle che possono alterare maggiormente i nostri ritmi circadiani. Le lampade con minore impatto da questo punto di vista sono quelle al sodio ad alta pressione e, ancora meno dannose, quelle a bassa pressione;
- ✓ Danni culturali: aumento della brillantezza e perdita di visibilità del cielo stellato soprattutto nei paesi più industrializzati. Il cielo stellato che è stato da sempre fonte di ispirazione per la religione, la filosofia, la scienza e la cultura in genere. Fra le scienze più danneggiate dalla sparizione del cielo stellato vi è inoltre l'astronomia sia amatoriale che professionale; un cielo troppo luminoso infatti limita fortemente l'efficienza dei telescopi ottici che devono sempre più spesso essere posizionati lontano da questa forma di inquinamento;
- ✓ Danno economico: spreco di energia elettrica impiegata per illuminare inutilmente zone che non andrebbero illuminate, come la volta celeste, le facciate degli edifici privati, i prati e i campi a lato delle strade o al centro delle rotonde. Anche per questo motivo uno dei temi trainanti della lotta all'inquinamento luminoso è quello del risparmio energetico non contando inoltre le spese di manutenzione degli apparecchi, sostituzione delle lampade, installazione di nuovi impianti ecc...

Attualmente la prevenzione dell'inquinamento luminoso non è regolamentata da alcuna vigente legge nazionale. Le singole Regioni e Province autonome hanno tuttavia promulgato testi normativi in materia, mentre la norma UNI 10819 disciplina la materia laddove non esista alcuna specifica più restrittiva.

Nell'ambito della Regione Puglia i vigenti testi normativi di riferimento in tema di inquinamento luminoso sono:

- ✓ Legge Regionale 23 novembre 2005, n.15: Misure urgenti per il contenimento dell'inquinamento luminoso e per il risparmio energetico;

- ✓ Regolamento Regionale 22 agosto 2006, n. 13: Misure urgenti per il contenimento dell'inquinamento luminoso e per il risparmio energetico.

In generale, le principali finalità delle normative vigenti contro la dispersione di luce artificiale verso l'alto sono le seguenti:

- 1) riduzione dell'inquinamento luminoso e dei consumi;
- 2) riduzione dei fenomeni d'abbagliamento;
- 3) tutela dall'inquinamento luminoso dei siti degli osservatori astronomici professionali e non professionali di rilevanza regionale o provinciale, nonché delle zone circostanti;
- 4) miglioramento della qualità della vita e delle condizioni di fruizione dei centri urbani e dei beni ambientali.

Per completezza, si riportano sinteticamente i passi tratti dagli articoli 4 e 5 del Regolamento Regionale n.13 del 22/08/2006.

".. 4. Disposizioni generali"

1) Dalla data di entrata in vigore della L.R. 15/05, tutti i nuovi impianti di illuminazione esterna, pubblici e privati, che interessano l'intero territorio regionale, devono essere realizzati in conformità ai presenti criteri antinquinamento luminoso ed a ridotto consumo energetico. ..."

...

4) Per gli impianti di illuminazione esistenti, quanto strutturalmente possibile e fatte salve le prestazioni di sicurezza richieste dalle vigenti norme, è richiesta entro 2 anni dall'entrata in vigore di tale regolamento la modifica dell'inclinazione degli apparecchi secondo angoli, più prossimi all'orizzontale oppure inserendo schermi paralucente atti a limitare l'emissione luminosa oltre i 90°, se questi sono compatibili con i requisiti di sicurezza elettrica degli stessi.

".. 5. Il progetto – I materiali – Gli impianti"

1) In conformità a quanto specificato all'Art. 5 della L.R. 15/05, i progetti, i materiali e gli impianti per l'illuminazione pubblica e privata a più basso impatto ambientale, per il risparmio energetico e per prevenire l'inquinamento luminoso devono prevedere:

- a) Apparecchi che, nella loro posizione di installazione, devono avere una distribuzione dell'intensità luminosa massima per $g \geq 90^\circ$, compresa tra 0,00 e 0,49 candele per 1000 lumen di flusso luminoso totale emesso; a tale fine, in genere, le lampade devono essere recessive nel vano ottico superiore

dell'apparecchio stesso;

b) Lampade ad avanzata tecnologia ed elevata efficienza luminosa, quali al sodio ad alta o bassa pressione, in luogo di quelle con efficienza luminosa inferiore. È consentito l'impiego di lampade con indice resa cromatica superiore a Ra=65 ed efficienza comunque non inferiore ai 90 lm/w, esclusivamente nell'illuminazione di monumenti, edifici, aree di aggregazione e centri storici in zone di comprovato valore culturale e/o sociale ad uso pedonale.

c)

d) Impiego di dispositivi in grado di ridurre, entro le ore 24.00, l'emissione di luce in misura superiore al 30% rispetto alla situazione di regime, a condizione di non compromettere la sicurezza. ..”

“.. 9. *Deroghe*

1) La deroga al presente regolamento è concessa per ..

...

k) porti, aeroporti e strutture, militari e civili, limitatamente agli impianti e ai dispositivi di segnalazione strettamente necessari a garantire la sicurezza della navigazione marittima e aerea;

Nel caso del progetto in esame, occorre sottolineare che il Comune di Ascoli Satriano non rientra neppure parzialmente entro le "zone di particolare protezione" afferenti ad osservatori astronomici.

Ciò nonostante, gli impatti previsti, sia pur di modesta entità, potrebbero essere determinati dagli impianti di illuminazione del campo, cioè dalle lampade, che posizionate lungo il perimetro consentono la vigilanza notturna del campo durante la fase di esercizio.

Al fine di contenere il potenziale inquinamento luminoso, nonché di agire nel massimo rispetto dell'ambiente circostante e di contenere i consumi energetici, l'impianto perimetrale di illuminazione notturna sarà realizzato facendo riferimento ad opportuni criteri progettuali quali:

- ✓ utilizzare dissuasori di sicurezza, ossia l'impianto sarà dotato di un sistema di accensione da attivarsi solo in caso di allarme intrusione;
- ✓ impiegare, ovunque sia possibile, lampade al vapore di sodio a bassa pressione. Tali lampade, oltre ad assicurare un ridotto consumo energetico, presentano una luce con banda di emissione limitata alle frequenze più lunghe,

lasciando quasi completamente libera la parte dello spettro corrispondente all'ultravioletto. Ciò consente di limitare gli effetti di interferenza a carico degli invertebrati notturni che presentano comportamenti di "fototassia";

- ✓ indirizzare il flusso luminoso verso terra, evitando dispersioni verso l'alto e al di fuori dell'area di intervento;
- ✓ utilizzare esclusivamente ottiche schermate che non comportino l'illuminazione oltre la linea dell'orizzonte.

L'analisi dei potenziali impatti relativi alla componente "inquinamento luminoso" viene svolta analizzando lo stato attuale degli apparati di illuminazione che insistono entro l'area oggetto di studio ed evidenziando l'eventuale presenza di sorgenti luminose che possono costituire potenziale superamento dei limiti imposti dalla vigente Legge Regionale e del relativo Regolamento Regionale.

Le figure seguenti riportano lo stato della brillantezza superficiale del cielo notturno in Italia, specificando l'area di indagine identificata attorno al sito di progetto.

Le informazioni relative alla brillantezza superficiale del cielo notturno sono tratte dal sito: <http://www.inquinamentoluminoso.it/cinzano/mappeitalia.html>.

In particolare, Il significato concettuale delle grandezze nelle mappe è riassunto nella tabella seguente:

Grandezza	Cosa indica:
Brillanza artificiale a livello del mare	Inquinamento luminoso in atmosfera, aree più inquinate e più inquinanti
Brillanza totale con altitudine	Luminosità del cielo
Magnitudine limite	Visibilità delle stelle
Perdita di magnitudine	Degrado della visibilità delle stelle

Brillanza artificiale a livello del mare

La grandezza "Brillanza artificiale a livello del mare" indica l'inquinamento luminoso in atmosfera, le aree più inquinate e più inquinanti.

La mappa mostra la brillantezza artificiale del cielo notturno allo zenith in notti limpide normali nella banda fotometrica V, ottenute per integrazione dei contributi prodotti da ogni area di superficie circostante per un raggio di 200 chilometri da ogni sito. Ogni contributo è stato calcolato tenendo conto di come si propaga nell'atmosfera la luce emessa verso l'alto da quell'area e misurata con i satelliti DMSP. La mappa ha lo scopo di comprendere e confrontare la distribuzione dell'inquinamento luminoso.

Le mappe della brillantezza artificiale del cielo notturno a livello del mare sono utili per confrontare i livelli di inquinamento luminoso in atmosfera prodotti dalle varie sorgenti o presenti nelle varie aree e intendono mostrare i livelli di inquinamento nell'atmosfera più che la visibilità delle stelle o la luminosità effettiva del cielo in un sito.

Il limite effettivo di invisibilità grossomodo sta tra l'arancio e il rosso (dove la brillantezza artificiale è circa sei volte la brillantezza naturale di riferimento).

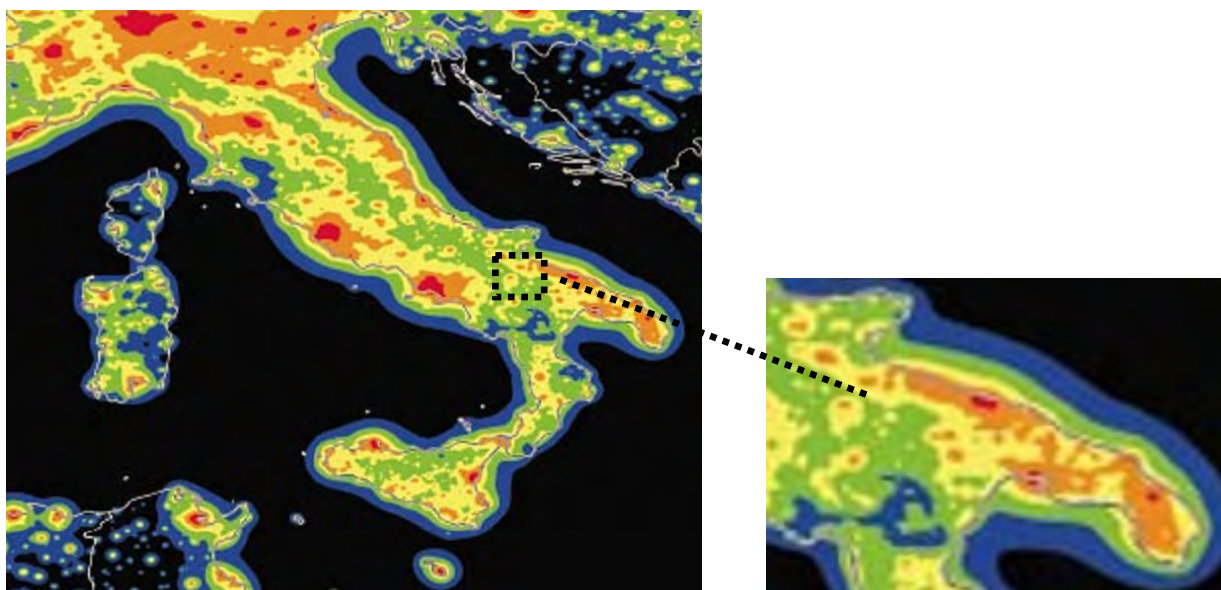


Figura 105 Brillanza artificiale del cielo notturno a livello del mare (Fonte; The artificial night sky brightness mapped from DMSP Operational Linescan System measurements P. Cinzano (1), F. Falchi (1), C.D. Elvidge (2), Baugh K. (2) ((1) Dipartimento di Astronomia Padova, Italy, (2) Office of the director, NOAA National Geophysical Data Center, Boulder, CO), Monthly Notices of the Royal Astronomical Society, 318, 641-657 (2000))

I livelli della brillantezza artificiale sono espressi come frazione della brillantezza naturale di riferimento ($8.61 \cdot 10^7 \text{ ph cm}^{-2} \text{ s}^{-1} \text{ sr}^{-1}$ oppure $252 \mu\text{cd/mq}$).

Brillanza artificiale	Colore mappa
<11%	nero
11-33%	blu
33-100%	verde
1-3	giallo
3-9	arancio
>9	rosso

Corrispondenza tra colori mappa e livello brillantezza artificiale del cielo.

Brillanza totale del cielo notturno

La mappa della brillantezza totale del cielo notturno fornisce un'indicazione della qualità del cielo notturno in un territorio. Essa è stata calcolata allo zenith tenendo conto dell'altitudine e della brillantezza naturale del cielo (anch'essa funzione dell'altitudine).

Le aree più buie (colore bianco) sembrano leggermente più estese in questa mappa che in quella della brillantezza artificiale a livello del mare. Si tratta di un effetto apparente dovuto all'ampio intervallo tra livelli diversi (0.5 magnitudini per secondo d'arco quadrato) che non mette in evidenza le aree dove la brillantezza artificiale è solo una frazione di quella naturale.

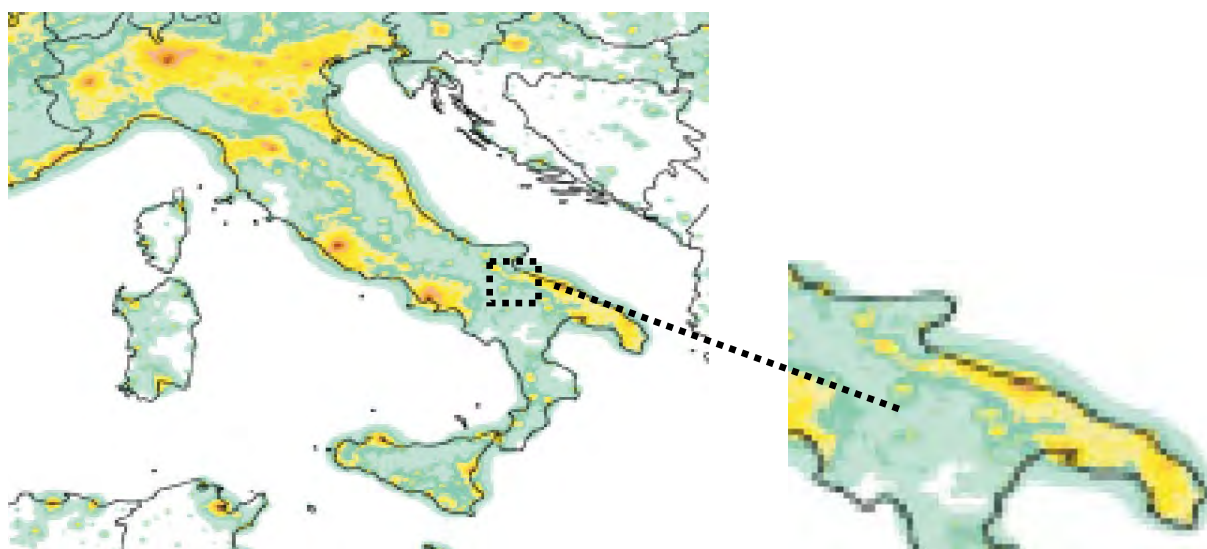


Figura 106 Brillanza totale del cielo notturno a livello del mare (Fonte: Naked eye star visibility and limiting magnitude mapped from DMSP-OLS satellite data, P. Cinzano (1), F. Falchi (1), C.D. Elvidge (2))((1) Dipartimento di Astronomia Padova, Italy, (2) Office of the director, NOAA National Geophysical Data Center, Boulder, CO), Monthly Notices of the Royal Astronomical Society, 323, 34-46 (2001)).

La tabella riportata di seguito definisce la corrispondenza tra i livelli colorati nella mappa

corrispondono e la brillantezza totale in magnitudini per secondo d'arco quadrato e associa alla brillantezza del cielo un giudizio qualitativo sulla sua luminosità allo zenith. Un cielo di 21 mag/arcsec² può essere considerato estremamente luminoso per un sito che aveva un cielo molto buono.

Brillanza totale [mag/arcsec ²]	Colore mappa	Luminosità allo zenith
>21.5	bianco	cielo estremamente buio
21-21.5	verde	cielo mediamente buio
20.5-21	verde scuro	cielo poco luminoso
20-20.5	kaki	cielo luminoso
19.5-20	giallo	cielo molto luminoso
19-19.5	giallo scuro	cielo fortemente luminoso
18.5-19	rosa	
18-18.5	arancio	
17.5-18	marrone	
<17.5	rosso scuro	

Corrispondenza tra colori mappa e livello brillanza totale del cielo e valutazione qualitativa della luminosità allo zenith.

L'intorno dell'area di intervento si caratterizza, allo stato di fatto, da un valore di brillanza totale compreso tra 21 e 21,5 mag/arcsec² (verde). Il cielo nell'intorno dell'area di intervento risulta, pertanto, mediamente buio.

Come già evidenziato in precedenza, il progetto prevede l'illuminazione del sito con apparecchi di illuminazione, studiati per avere elevate performance ottiche e prestazionali, corredati di fotometrie certificate e installati con inclinazioni che rispettino a pieno la Legge Regionale e il relativo Regolamento. Tali apparecchi saranno inoltre corredati di sistemi per la diminuzione automatica del flusso a mezzanotte.

La configurazione dell'apparecchio, la tipologia di ottica e la distribuzione del fascio luminoso permettono di controllare e direzionare la luce solo dove serve, eliminando ogni dispersione di flusso verso l'alto. Non è previsto alcun incremento di radiazione luminosa rivolta verso il cielo.

È lecito quindi considerare trascurabile l'impatto sull'inquinamento luminoso degli interventi previsti.

Riguardo al fattore *albedo*, si riporta in sintesi uno studio interno condotto dalla *SunPower Corporation* nel Luglio 2010, che ha consentito di valutare se un impianto fotovoltaico di vaste dimensioni (circa 4365 acri pari a 1766 ettari per un totale di 250 MWp, quindi poco più di sette volte più grande di quello in esame), da installarsi nel sud della California, possa comportare modifiche ambientali nell'area circostante i moduli fotovoltaici.

Dapprima si è analizzata la situazione ambientale ed i parametri di irraggiamento ante operam, valutando in un secondo momento i possibili effetti conseguenti l'inserimento dell'impianto.

Lo studio si apre analizzando il fattore "*albedo*", cioè la proprietà che una superficie ha di riflettere e quindi complementariamente di assorbire una quota parte della radiazione luminosa su di essa incidente. L'albedo è espresso tramite un valore percentuale variabile da 0, per le superfici molto scure come ad esempio il carbone, a 1, per le superfici molto chiare come ad esempio la neve.

Si forniscono di seguito alcuni valori di albedo per varie tipologie di superficie (Markvart et al. 2003, "Practical Handbook of Photovoltaics: Fundamentals and Applications):

Tipo di superficie	Albedo
Prato (Luglio, Agosto, UK)	0,25
Prati	0,18÷0,23
Prato asciutto	0,28÷0,32
<i>Terreno non coltivato</i>	0,26
Suolo nudo	0,17
Pavimentazione stradale tipo macadam	0,18
Asfalto	0,15
Calcestruzzo nuovo	0,55
Calcestruzzo degradato da agenti atmosferici in ambito industriale urbano	0,20
Neve fresca	0,80÷0,90
Neve vecchia	0,45÷0,70

Superficie di corpi d'acqua per diversi angoli di incidenza della radiazione solare

$\gamma_s > 45^\circ$	0,05
$\gamma_s = 30^\circ$	0,08
$\gamma_s = 20^\circ$	0,12
$\gamma_s = 10^\circ$	0,22

La quantità di energia riflessa dal suolo è uguale all'energia solare impattante sulla sua superficie moltiplicata per la relativa frazione di albedo del suolo stesso.

Per l'area californiana di studio, le misurazioni effettuate mostrano un'energia di irraggiamento pari a 21 MWh/acro/giorno ed un fattore di albedo ante operam del 29%. La quantità di energia dissipata sotto forma di calore intesa come complemento dell'energia riflessa è quindi pari al 71% dell'energia totale incidente ed equivale pertanto a 14,9 MWh/acro/giorno.

Volendo a questo punto valutare se, a seguito dell'installazione dell'impianto, possa cambiare il fattore albedo dell'area si definisce il concetto di "albedo effettiva" dato dalla

formula seguente:

$$\text{Albedo effettivo} = (\text{quantità di energia solare incidente sul suolo}) \times AN + (\text{quantità di energia solare incidente sui moduli fotovoltaici}) \times AP$$

dove:

- ✓ AN = albedo naturale del suolo;
- ✓ AP = albedo dei pannelli in silicio monocristallino.

La centrale fotovoltaica di studio è costituita da moduli collegati ad un sistema di inseguimento monoassiale con un angolo di tilt incluso tra -45° e $+45^\circ$.

Una tale configurazione di impianto è sotto il profilo tecnologico del tutto assimilabile a quella dell'impianto in progetto in quanto in entrambi i casi si fa uso di inseguitori monoassiali e inoltre i moduli sono dimensionalmente simili ai moduli che verranno impiegati.

Indicando come superficie coperta la somma delle proiezioni sul piano orizzontale dei moduli, la superficie complessiva del generatore fotovoltaico sarà data dalla somma della superficie coperta e dello spazio tra le stringhe di moduli.

Considerando quindi la superficie complessiva, al massimo il 40% circa dell'energia solare impatterà direttamente sul suolo, mentre la porzione residua approssimabile al 60% sarà intercettata dai moduli.

Di tale ultima quota di energia si prevede che circa il 74% verrà convertita e dissipata in calore mentre la restante porzione sarà in parte riflessa e in parte convertita in energia elettrica.

Assumendo pertanto che i moduli fotovoltaici abbiano un'albedo di circa 26%, tramite l'equazione di cui sopra si ricava che l'albedo effettivo di un generatore fotovoltaico dotato di sistema di inseguimento monoassiale sia approssimativamente pari al 27% = $(0.4 \times 0.29) + (0.6 \times 0.26)$.

Ciò comporta che l'energia solare dissipata sotto forma di calore da un generatore fotovoltaico di questo tipo nel suo complesso sia pari a circa il 73% dell'energia solare incidente, ossia 15,3 MWh/acro/giorno.

Allargando il campo di indagine dell'inquinamento luminoso, si può considerare anche l'abbagliamento visivo.

Con abbagliamento visivo si intende la compromissione temporanea della capacità visiva dell'osservatore a seguito dell'improvvisa esposizione diretta ad una intensa

sorgente luminosa.

L'irraggiamento globale è la somma dell'irraggiamento diretto e di quello diffuso, ossia l'irraggiamento che non giunge al punto di osservazione seguendo un percorso geometricamente diretto a partire dal sole, ma che viene precedentemente riflesso o scomposto.

Per argomentare il fenomeno dell'abbagliamento generato da moduli fotovoltaici nelle ore diurne occorre considerare diversi aspetti legati alla loro tecnologia, struttura e orientazione, nonché al movimento apparente del disco solare nella volta celeste e alle leggi fisiche che regolano la diffusione della luce nell'atmosfera.

Come è ben noto, in conseguenza della rotazione del globo terrestre attorno al proprio asse e del contemporaneo moto di rivoluzione attorno al sole, nell'arco della giornata il disco solare sorge ad est e tramonta ad ovest (ciò in realtà è letteralmente vero solo nei giorni degli equinozi).

Durante questo movimento apparente il disco solare raggiunge il punto più alto nel cielo al mezzogiorno locale e descrive un semicerchio inclinato verso la linea dell'orizzonte tanto più in direzione sud quanto più ci si avvicina al solstizio d'inverno (21 Dicembre) e tanto più in direzione nord quanto più ci si avvicina al solstizio d'estate (21 Giugno).

In considerazione del fatto che per l'impianto in progetto verranno utilizzati moduli fotovoltaici dotati di sistema di inseguimento solare (tracker), che la loro altezza dal suolo sarà superiore ai 2 m circa e che il loro angolo di inclinazione sarà variabile da -45° verso est a $+45^\circ$ verso ovest rispetto al piano orizzontale, il verificarsi e l'entità di fenomeni di riflessione ad altezza d'uomo della radiazione luminosa incidente alla latitudine a cui è posto l'impianto fotovoltaico in esame sono in ogni caso ciclici in quanto legati al momento della giornata, alla stagione nonché alle condizioni meteorologiche.

La radiazione luminosa riflessa viene inoltre ridirezionata verso l'alto con un angolo rispetto al piano orizzontale tale da non colpire un eventuale osservatore posizionato ad altezza del suolo nelle immediate vicinanze della recinzione perimetrale dell'impianto.

Nel computo dei fattori che incidono sull'efficienza di un modulo fotovoltaico le perdite per riflessione rappresentano un fattore determinante e ad oggi la tecnologia fotovoltaica ha individuato soluzioni in grado di minimizzare un tale fenomeno.

Con l'espressione "perdite di riflesso" si intende l'irraggiamento che viene riflesso dalla superficie di un collettore o di un pannello oppure dalla superficie di una cella solare e che quindi non può più contribuire alla produzione di calore e/o di corrente elettrica.

Strutturalmente i componenti di un modulo fotovoltaico dai quali primariamente dipende un tale fenomeno sono:

- ✓ Rivestimenti anteriore e posteriore: nel caso dei moduli fotovoltaici che si prevede di utilizzare, l'insieme delle celle solari costituenti il modulo è protetto frontalmente da un doppio strato antiriflettente costituito dal cosiddetto vetro solare, ossia un vetro temprato a basso contenuto di ferro e ad alta trasmittanza il quale è inoltre ricoperto esternamente da un rivestimento trasparente antiriflesso e idrofilo. Una tale struttura incrementa l'assorbimento non solo delle radiazioni incidenti perpendicolarmente alla superficie (irraggiamento diretto), ma anche di quelle a basso angolo di incidenza (irraggiamento diffuso). Grazie all'idrofilia del rivestimento esterno inoltre le gocce d'acqua che si depositano in superficie tendono a formare un sottile strato uniforme che evapora velocemente senza interferire sulle proprietà antiriflettenti del rivestimento stesso. Abbattendo in questo modo la quantità di radiazioni luminose riflesse, non solo si incrementa la resa energetica di una quota pari al 3-5%, ma al contempo si mitiga il fenomeno dell'abbagliamento visivo donando alla superficie del modulo un aspetto opaco che non ha nulla a che vedere con quello di comuni superfici finestate. Non da ultimo, il vetro solare impiegato presenta a livello microscopico una superficie non liscia bensì frastagliata da innumerevoli incavature. Una tale struttura alveolare frontale associata ad uno specchio metallico fissato sul retro delle celle solari incentiva il processo di canalizzazione delle radiazioni incidenti all'interno delle celle piuttosto che rifletterle, e al contempo permette l'intrappolamento della luce che, una volta penetrata, viene retroriflessa all'interno della cella fintanto che non è assorbita sottoforma di energia elettrica o dissipata in calore.
- ✓ Contatti elettrici: nel caso dei moduli fotovoltaici che si prevede di utilizzare, collocando tutti i contatti elettrici sul retro delle celle solari, i moduli acquistano un aspetto totalmente nero mentre nella maggior parte delle celle solari tradizionali i numerosi contatti elettrici di metallo sono collocati sul lato frontale in una struttura digitiforme. Queste "linee di trasmissione" sono infatti necessarie

per completare il circuito elettrico e raccogliere l'elettricità solare, ma, ogni volta che sul lato frontale della cella è presente del metallo, la luce solare su questo incidente viene riflessa generando così una perdita per ombreggiatura.

Continuando, è chiaro che il fenomeno dell'abbagliamento è causato dalle sole radiazioni luminose, ossia quelle onde elettromagnetiche percepite dall'occhio umano e facenti parte del cosiddetto "spettro del visibile" che va da circa 400 nm (luce blu) a 700 nm (luce rossa) di lunghezza d'onda.

I moduli impiegati nel progetto in esame sono studiati per catturare una maggiore quantità di energia solare rispetto alle tradizionali celle solari presentando una "risposta spettrale" più ampia la quale concorre al raggiungimento di un'efficienza di conversione totale del 21,3% mentre la restante quota di radiazioni incidenti viene essenzialmente dissipato sotto forma di calore.

Di fatto le celle solari impiegate convertono quindi in elettricità più fotoni nelle lunghezze d'onda estreme dello spettro del visibile.

Nel caso dei moduli fotovoltaici prescelti dotati di doppio strato anteriore (vetro solare + rivestimento antiriflesso), estesi studi hanno rilevato percentuali di riflessione incluse tra il 2.47% al 6.55% rispettivamente nel caso in cui la radiazione incida perpendicolarmente alla superficie (ossia 0° rispetto alla "normale" al piano) o provenga lateralmente (ossia 90° rispetto alla "normale" al piano).

Si evince che l'entità della riflessione della radiazione solare generata dai moduli fotovoltaici è abbondantemente inferiore a quella che si registrerebbe da altre comuni superfici quali: superficie dell'acqua non increspata, plastica, vetro comune, neve, acciaio.

Non da ultimo, è bene sottolineare che le stesse molecole componenti l'aria al pari degli oggetti danno luogo a fenomeni di riflessione, rifrazione e assorbimento delle radiazioni luminose su di esse incidenti, e proprio per tale ragione nel grafico inerente l'efficienza quantistica delle celle solari si specifica che il fattore AM (Air Mass = Massa dell'Aria) di riferimento è quello terrestre pari a 1.5 corrispondente nella normativa europea e nella pratica impiantistica al valore di massima radiazione solare al suolo pari a 1.000 W/mq.

La minoritaria percentuale di luce solare che viene riflessa dalla superficie del modulo fotovoltaico, grazie alla densità ottica dell'aria è quindi destinata nel corto raggio ad essere ridirezionata, ma soprattutto convertita in energia termica.

Ad oggi inoltre numerosi sono in Italia gli aeroporti che si stanno munendo o che hanno già da tempo sperimentato con successo estesi impianti fotovoltaici per soddisfare il loro fabbisogno energetico (es. Bari Palese: Aeroporto Karol Wojtyła; Roma: Aeroporto Leonardo da Vinci; Bolzano: Aeroporto Dolomiti ecc...) e da tali esperienze emerge che, indipendentemente dalle scelte progettuali, è del tutto accettabile l'entità del riflesso generato dalla presenza dei moduli fotovoltaici installati a terra o integrati al di sopra di padiglioni aeroportuali.

In conclusione, in mancanza di una normativa specifica che regoli una tale problematica, nonché alla luce di quanto sin qui esposto e delle positive esperienze di un numero crescente di aeroporti italiani, si può ragionevolmente affermare che il fenomeno dell'abbagliamento visivo dovuto a moduli fotovoltaici nelle ore diurne è da ritenersi pressoché ininfluenza nel computo degli impatti conseguenti un tale intervento non rappresentando una fonte di disturbo per l'abitato e la viabilità prossimali nonché per i velivoli che dovessero sorvolare l'area di progetto.

Per quanto esposto, considerando la ridotta estensione dell'impianto, la sua distanza da arterie stradali di rilevante importanza e non ultimi da centri abitati e tenendo in conto il moto continuo durante il giorno dei pannelli (che ne variano con continuità l'angolo di incidenza della luce solare), si può ragionevolmente concludere che non costituisca un pericolo o un ostacolo alle operazioni di volo per quanto riguarda il fenomeno dell'abbagliamento diretto o indiretto.

E.6 PAESAGGIO

E.6.1 Stato di fatto (punto zero)

Per quanto concerne la componente *paesaggio*, da quanto riportato nella *Relazione Paesaggistica* (cfr. Elaborato DEF-REL.14) e dall'analisi dell'articolato sistema vincolistico nazionale e soprattutto regionale, si evince quanto segue per l'impianto ed il relativo collegamento interrato in progetto:

- ✓ PPTR – Struttura ecosistemica-ambientale (cfr. Elaborato SIA-TAV.01B)
 - 6.2.1 Componenti botanico-vegetazionali: **esterno da ogni perimetrazione;**
 - 6.2.2 Componenti delle aree protette e dei siti naturalistici (BP – Parchi e riserve; UCP – Siti di rilevanza naturalistica): **esterno da ogni perimetrazione;**
- ✓ PPTR – Struttura antropica e storico culturale (cfr. Elaborato SIA-TAV.01C)
 - 6.3.1 Componenti culturali e insediative: **esterno da ogni perimetrazione;** UCP – Testimonianza della stratificazione insediativa: **l'impianto è esterno da ogni perimetrazione; il cavidotto, nel suo percorso interrato lungo la SP n. 89, attraversa un'area definita segnalazioni architettoniche e segnalazioni archeologiche** (località San Carlo); UCP – Aree di rispetto delle componenti culturali e insediative (100 m – 30 m): **l'impianto è esterno da ogni perimetrazione; il cavidotto, nel suo percorso interrato lungo la SP n. 89, attraversa un'area definita siti storico culturali** (località San Carlo) e poco dopo **un'area definita zone di interesse archeologico** (incrocio SP 89 con viabilità comunale);
 - 6.3.2 Componenti dei valori percettivi: **esterno da ogni perimetrazione;**
- ✓ P.U.G. – Struttura-Idro-Geo-Morfologica (cfr. Elaborato SIA-TAV.04A)
 - Componenti idrologiche: **modesta porzione ubicata nella zona nord, est e sud dell'impianto e parte del cavidotto, nel suo percorso interrato lungo la SP n. 89, ricadono nella perimetrazione versanti con pendenza maggiore del 20% (Componenti geomorfologiche – Ulteriori contesti paesaggistici)** e nella perimetrazione *marane* (*Altre componenti paesaggistiche*)

- ✓ P.U.G. – Struttura Ecosistemica Ambientale (cfr. Elaborato SIA-TAV.04B)
 - Componenti botanico vegetazionali: **esterno da ogni perimetrazione;**
 - Componenti delle aree protette e dei siti naturalistici: **esterno da ogni perimetrazione;**
- ✓ P.U.G. – Struttura Antropica e Storico Culturale Componenti culturali ed insediative: (cfr. Elaborato SIA-TAV.04C)
 - Componenti culturali e insediative: **l'impianto è esterno da ogni perimetrazione; il cavidotto, nel suo percorso interrato lungo la SP n. 89, attraversa un'area definita *vincoli archeologici e architettonici, segnalazioni archeologiche e architettoniche (area di rispetto)* nonché la stessa area definita anche *segnalazioni storico-architettoniche e città consolidata* (località San Carlo) e poco dopo **un'area definita *tratturi e area di rispetto*** (incrocio SP 89 con viabilità comunale). Si evidenzia che la SP89 si sviluppa sul *tratturo Foggia – Ascoli – Lavello* e che si interseca, poco dopo la località San Carlo, col *tratturo Foggia – Ortona - Lavello*;**
- ✓ P.U.G. – Struttura Antropica e Storico Culturale: Componenti dei valori percettivi (cfr. Elaborato SIA-TAV.04D)
 - Esposizione e visuale: **modesta porzione ubicata delle zone adibite ad ospitare l'impianto ricade nella perimetrazione *media visibilità*. Inoltre, la SP n. 89 è definita *strada a valenza paesaggistica*, per cui il cavidotto, nel suo percorso interrato lungo tale provinciale, ricade nella *fascia di tutela di ml 70 dalle strade – ferrovie paesaggistiche, strade panoramiche e luoghi panoramici* oltre che attraversare alcuni areali ricadenti nella perimetrazione *alta visibilità e media visibilità*.**

Tra le fonti rinnovabili, il solare fotovoltaico e l'eolico sono quelle che hanno avuto il tasso di crescita più elevato e che potranno in futuro contribuire in maniera sostanziale al soddisfacimento della domanda di energia e alle richieste di produzione di energia carbon free. È stato tuttavia anche dimostrato che pur a fronte di un considerevole supporto alle politiche di promozione delle fonti rinnovabili di energia a livello generale, a livello locale spesso le comunità percepiscono l'installazione di impianti alimentati a fonti rinnovabili come limitativa della qualità della vita o impattante sul paesaggio,

naturale e costruito. Di conseguenza gli studi relativi alle procedure per la valutazione della compatibilità ambientale, territoriale e paesaggistica di questo tipo di impianti hanno recentemente visto un notevole sviluppo. Se una vasta letteratura scientifica è ormai disponibile riguardo alla valutazione dell'impatto visivo delle turbine eoliche, con applicazioni in vari paesi tra cui Danimarca e Spagna, non sono disponibili studi, teorici o applicativi, relativi all'impatto visivo degli impianti fotovoltaici, che rappresentano anch'essi, per le loro dimensioni fisiche, una rilevante forma di trasformazione del territorio agro-forestale. Verranno presi in considerazione indicatori quantitativi basati su una serie di grandezze che caratterizzano gli impatti visivi dell'impianto quali la forma, la distanza dal punto di osservazione e il contrasto cromatico, ottimizzando comunque le problematiche connesse con la collocazione degli stessi dal punto di vista energetico. La combinazione di questi indicatori restituisce un giudizio circa l'impatto paesaggistico dell'impianto nel contesto territoriale.

Come detto in precedenza, è stato dimostrato che anche se a livello generale vi è un considerevole supporto alle politiche di promozione delle fonti rinnovabili di energia, a livello locale spesso le comunità percepiscono l'installazione di impianti alimentati a rinnovabili come limitativi della qualità della vita o impattanti sul paesaggio, naturale e costruito (Zoellner et al., 2008). Questo è il motivo per cui un nuovo filone di ricerca su quella che è stata chiamata l'accettabilità sociale delle fonti rinnovabili di energia è attualmente in corso ed è auspicabile che venga sviluppata su vari fronti (ad esempio psicologico-percettivo, territoriale, economico). In Italia è particolarmente significativo il caso del fotovoltaico, che ha subito una notevole crescita ragione dell'incentivazione legislativa (D.M. 19 febbraio 2007). Alla crescita di richieste autorizzatorie ha fatto seguito uno snellimento del percorso burocratico-autorizzativo che tuttavia può durare ancora, in alcuni casi, fino ad un anno e più, come illustrato in (Farnesi, 2009) in cui si rileva che la presenza o meno di un vincolo paesaggistico è uno degli aspetti che maggiormente può influire sull'allungamento della procedura autorizzativa. Sempre più spesso, infatti, investitori privati si trovano a dover fronteggiare richieste particolarmente stringenti di amministrazioni locali riguardo ai criteri prescrittivi che devono rispettare gli impianti e al tempo stesso gli enti locali sono nella necessità di governare il fenomeno della diffusione del fotovoltaico sul loro territorio – specialmente nel caso di siti rurali, montani o di interesse storico-artistico – attraverso linee guida, normative, modifiche ai regolamenti edilizi.

E.6.2 Indicazione degli impatti potenziali

Un primo lavoro che estendeva la valutazione di impatto ambientale degli impianti alimentati ad energia solare anche a quegli impatti legati al territorio è quello di Tsoutsos et al. (2005) dove, per il solare fotovoltaico, si individuavano tra gli impatti territoriali, l'uso del suolo, la riduzione di terreno potenzialmente coltivabile ed anche l'impatto visivo (chiamato *Visual intrusion-aesthetics*). In letteratura, non vi è uniformità in merito a come debba essere condotta la valutazione di questo tipo di impatti e quali siano gli strumenti da utilizzare, a differenza di quanto accade per il caso delle turbine eoliche, per cui vi è ormai una consolidata tradizione di esperienze (anche reciprocamente validate).

L'intrusione visiva di un progetto esercita il suo impatto non solo da un punto di vista meramente estetico, ma su un complesso di valori oggi associati al paesaggio, che sono il risultato dell'interrelazione fra fattori naturali e fattori antropici nel tempo. Tali valori si esprimono nell'integrazione di qualità legate alla morfologia del territorio, alle caratteristiche potenziali della vegetazione naturale, e alla struttura assunta dal mosaico paesaggistico nel tempo.

E' stato quindi ritenuto opportuno introdurre un concetto che esprimesse questi valori, sintetizzabile nel termine di "significato storico-ambientale", con il quale si definisce una delle categorie essenziali oggetto di indagine, al quale si affianca "l'indagine storico ambientale", come strumento conoscitivo fondamentale nell'analisi paesistica. Particolare attenzione è stata prestata alla struttura del mosaico paesistico e cioè a quella "diversità di ambienti" che costituisce una qualità ormai riconosciuta a livello internazionale del paesaggio.

E.6.2.1 Cantierizzazione

In fase di cantierizzazione, dunque, le problematiche di impatto concernono, evidentemente, nella trasformazione del paesaggio inerente il sito da area agricola ad area con presenza di pannelli fotovoltaici che aumenteranno mano mano che si procede con l'avanzamento dei lavori.

E.6.2.2 Fase di esercizio

In fase di esercizio il sito assumerà la configurazione definitiva di impianto fotovoltaico. Si rileva che i pannelli saranno posizionati su apposite strutture di sostegno fissate a

terra, tramite pali, dotate di *inseguitori monoassiali est-ovest*. Quest'ultima scelta tecnologica consente, oltre alla ottimizzazione del rendimento energetico nell'arco della giornata, anche di ottenere un paesaggio che si modifica col passare delle ore.

E.6.2.3 Fase di dismissione (“decommissioning”)

Come più dettagliatamente riportato nell' elaborato *DEF.REL.07 Piano di dismissione e ripristino dei luoghi*, al termine della fase di dismissione e demolizione delle strutture e dei tralicci, si provvederà al ripristino dell'intera area, come previsto anche nel comma 4 dell'art.12 del D. Lgs. 387/2003.

Sarà ripristinato il suolo agrario originario, anche mediante pulizia e smaltimento di eventuali materiali residui, quali spezzoni o frammenti metallici, frammenti di cemento, ecc..

Le polifore ed i pozzetti elettrici verranno rimossi tramite scavo a sezione obbligata; tutti gli scavi eseguiti saranno poi riempiti con il materiale di risulta.

E.6.3 Valutazione degli impatti e misure di mitigazione e compensazione

Il tema dell'impatto paesaggistico di un parco solare può essere assimilato dal punto di vista visuale e percettivo a quello di altri manufatti, come gli impianti eolici. Nello stesso modo delle strutture eoliche, infatti, quelle fotovoltaiche richiedono grandi superfici di suolo e sono spesso ubicate in aree agricole; la differenza risiede nella disposizione spaziale degli impianti, poiché quelli eolici si sviluppano in verticale ed i fotovoltaici in orizzontale (Torres-Sibille et al. 2009b).

L'impatto paesaggistico degli impianti eolici è stato ampiamente trattato. Dalle linee guida nazionali ed internazionali per l'inserimento paesaggistico di impianti eolici è possibile trarre indicazioni importanti anche per progettare il corretto inserimento di impianti fotovoltaici. In particolare nelle linee guida italiane viene proposta una metodologia di analisi del paesaggio per individuare i caratteri specifici di ogni paesaggio e viene suggerita l'elaborazione di un progetto di paesaggio per far sì che l'inserimento di un parco eolico (in questo caso, solare) sia occasione di qualità paesaggistica, non di una sua distruzione e che il progetto eolico (o fotovoltaico) diventi progetto di nuovo paesaggio (Di Bene e Scazzosi, 2006).

Relativamente agli aspetti visuali Torres et al. allargano la loro ricerca sull'impatto estetico oggettivo (OAI) degli impianti eolici (2009a), agli impianti fotovoltaici (2009b). Il

lavoro si sviluppa tramite l'analisi di immagini fotografiche e la misurazione del parametro oggettivo OAI_{spp} (Objective Aesthetic Impact of Solar Power Plants) che indica l'impatto degli impianti fotovoltaici attraverso la somma pesata di 4 variabili: visibilità dell'impianto (64%); colore dell'impianto rispetto all'immediato intorno (19%); forma dell'impianto (9%); concorrenza di forme e tipologie diverse di pannelli fotovoltaici nel medesimo impianto (8%). A tale parametro viene accostata la valutazione dell'impatto estetico soggettivo analizzando le reazioni generate dalle stesse immagini (Torres-Sibille et al., 2009b).

Chiabrando et al. (2011) analizzano le metodologie esistenti per la valutazione dell'impatto visivo di impianti alimentati con fonti rinnovabili che possono essere applicate al solare, individuando due tipologie di valutazione degli impatti percettivi, una, di tipo puntuale, condotta attraverso l'analisi di immagini fotografiche reali o simulazioni visuali (Senes e Toccolini, 2006; Tsoutsos et al., 2009); la seconda, di tipo estensivo, è condotta attraverso l'individuazione di indici di visibilità dell'impianto sul territorio anche da Hurtado et al. (2004),

Möller (2006) e Tsoutsos et al. (2009), nel caso delle turbine eoliche, così come da Rogge et al. (2008) nel caso di serre agricole.

Nella loro ricerca, Chiabrando et al. (2011), sviluppano il metodo di valutazione basato sull'utilizzo del parametro continuo OAI_{spp} traendo alcune conclusioni relativamente alla possibilità di adottare tale indice per la valutazione dell'impatto paesaggistico a livello istituzionale, scegliendo preliminarmente alcuni punti di vista fissi, e relativamente ai criteri progettuali guida di un impianto solare al suolo.

Poiché la maggior parte dell'impatto estetico risulta ascrivibile alla visibilità e al contrasto di colore dell'impianto (oltre l'80%) come per qualsiasi manufatto si suggerisce di ridurre il più possibile l'area occupata rispetto all'area di background del paesaggio, utilizzando, nel caso di impianti molto estesi, misure di mitigazione tra il soggetto e le installazioni che consentano di ridurre l'area visibile dell'impianto. È auspicabile inoltre evitare il disturbo visivo dovuto alla concorrenza di diverse tipologie di moduli.

Relativamente alla forma degli oggetti che costituiscono gli impianti, si ritiene che al momento non ci siano ampi margini di intervento. Stesse difficoltà si riscontrano per l'impatto dovuto al contrasto di colore.

Essendo le strutture fotovoltaiche manufatti nel paesaggio rurale, è stata considerata la

letteratura principale relativa all'impatto visivo di edifici nel paesaggio rurale (Hernandez et al. 2004; Garcia et al., 2006; Ryan, 2002, Rogge et al., 2008; Tassinari e Torreggiani, 2005), che distingue quattro aspetti rilevanti per comprendere le relazioni tra una nuova costruzione ed il suo contesto:

- ✓ valore del paesaggio;
- ✓ localizzazione del manufatto;
- ✓ colori, forme e trame caratterizzanti il paesaggio;
- ✓ colori, forme e trame caratterizzanti il manufatto, che dovrebbero adattarsi al contesto.

In particolare, nel caso delle serre (Rogge et al., 2008), come in quello delle strutture fotovoltaiche, per le caratteristiche intrinseche di tali impianti, non è possibile adattare materiali, colori e forme al paesaggio. Si focalizza dunque l'attenzione sugli altri tre aspetti.

Rogge et al. (2008) suggeriscono un metodo che partendo dalla lettura del paesaggio esistente, porta alla digitalizzazione e sovrapposizione dei dati disponibili e all'analisi visuale da punti di vista stabiliti.

Premesso che l'impianto in progetto non ricade in alcuna *area non idonea FER* (R.R. 24/2010), è stata, preliminarmente, studiata la evoluzione del paesaggio rurale che caratterizza l'intorno del sito. È stata estratta, mediante l'impiego di Google Earth, la stessa vista aerea nelle seguenti 11 date: 10/11/2002, 12/04/2007, 13/05/2009, 27/03/2012, 21/06/2013, 04/07/2014, 29/05/2015, 04/08/2016, 27/08/2017, 21/10/2017 e 07/07/2019.



Figura 107 Vista aerea del sito che ospiterà l'impianto e del suo intorno – immagine acquisita in data 10/11/2002 (Fonte Google Earth pro)



Figura 108 Vista aerea del sito che ospiterà l'impianto e del suo intorno – immagine acquisita in data 12/04/2007 (Fonte Google Earth pro)

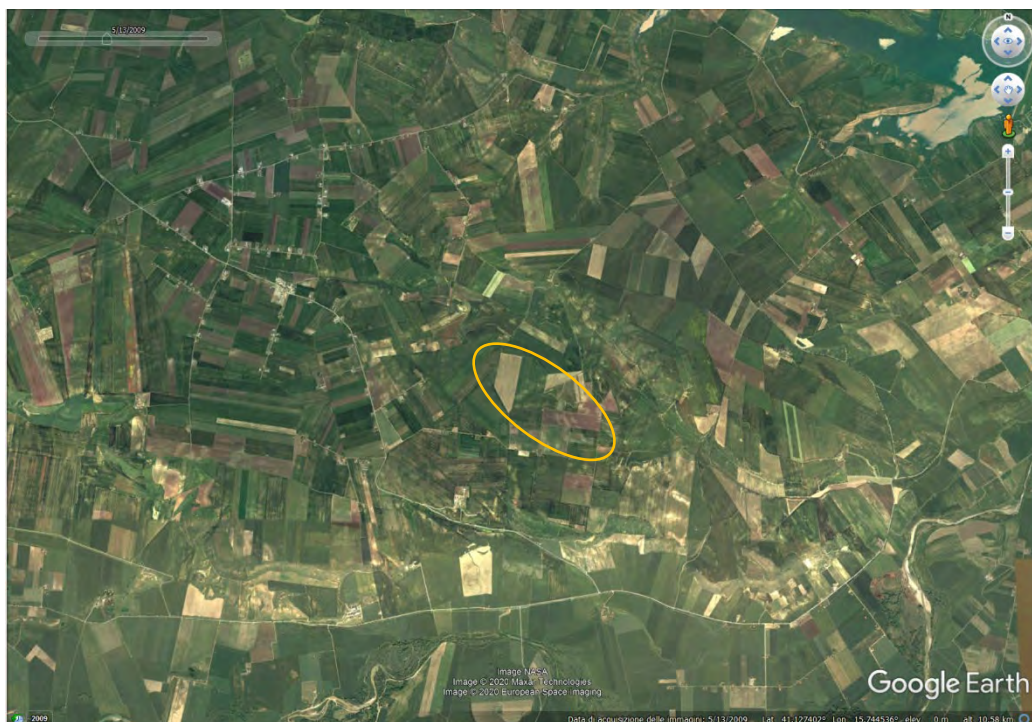


Figura 109 Vista aerea del sito che ospiterà l'impianto e del suo intorno – immagine acquisita in data 13/05/2009 (Fonte Google Earth pro)



Figura 110 Vista aerea del sito che ospiterà l'impianto e del suo intorno – immagine acquisita in data 27/03/2012 (Fonte Google Earth pro)



Figura 111 Vista aerea del sito che ospiterà l'impianto e del suo intorno – immagine acquisita in data 21/06/2013 (Fonte Google Earth pro)



Figura 112 Vista aerea del sito che ospiterà l'impianto e del suo intorno – immagine acquisita in data 04/07/2014 (Fonte Google Earth pro)



Figura 113 Vista aerea del sito che ospiterà l'impianto e del suo intorno – immagine acquisita in data 29/05/2015 (Fonte Google Earth pro)



Figura 114 Vista aerea del sito che ospiterà l'impianto e del suo intorno – immagine acquisita in data 04/08/2016 (Fonte Google Earth pro)



Figura 115 Vista aerea del sito che ospiterà l'impianto e del suo intorno – immagine acquisita in data 27/08/2017 (Fonte Google Earth pro)



Figura 116 Vista aerea del sito che ospiterà l'impianto e del suo intorno – immagine acquisita in data 21/10/2017 (Fonte Google Earth pro)

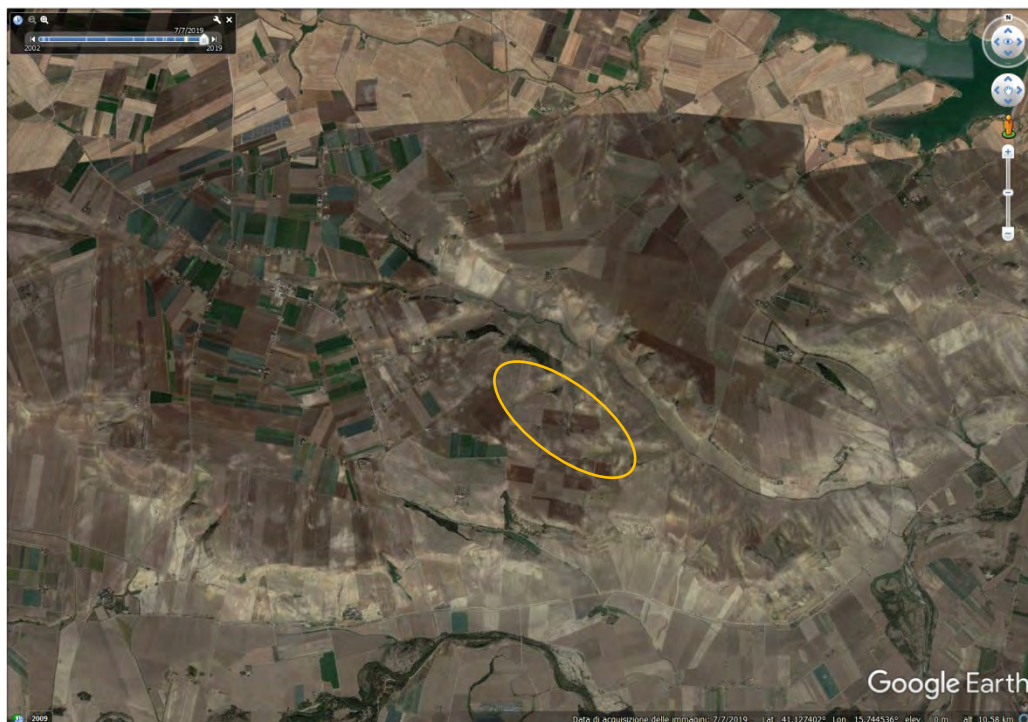


Figura 117 Vista aerea del sito che ospiterà l'impianto e del suo intorno – immagine acquisita in data 07/07/2019 (Fonte Google Earth pro)

L'analisi delle viste aeree fa emergere chiaramente che, nel periodo considerato (2002 – 2019), il paesaggio rurale non ha subito modificazioni. Si nota, evidentemente, soltanto l'evoluzione dello stesso paesaggio in funzione delle variazioni stagionali relative al periodo di acquisizione dell'immagine satellitare.

Per quanto concerne l'analisi visuale da punti di vista stabiliti, che poi corrispondono a quelli del comune osservatore, si riportano le immagini estratte dalla *Relazione fotografica e fotorendering* (cfr. *Elaborato DEF-REL. 14*).

Figura 118 Pu





Figura 119 Foto 01 Rappresentazione plano-altimetrica del punto di ripresa ubicato su SP89 AREA A– fronte ovest (Fonte base Google Earth pro)

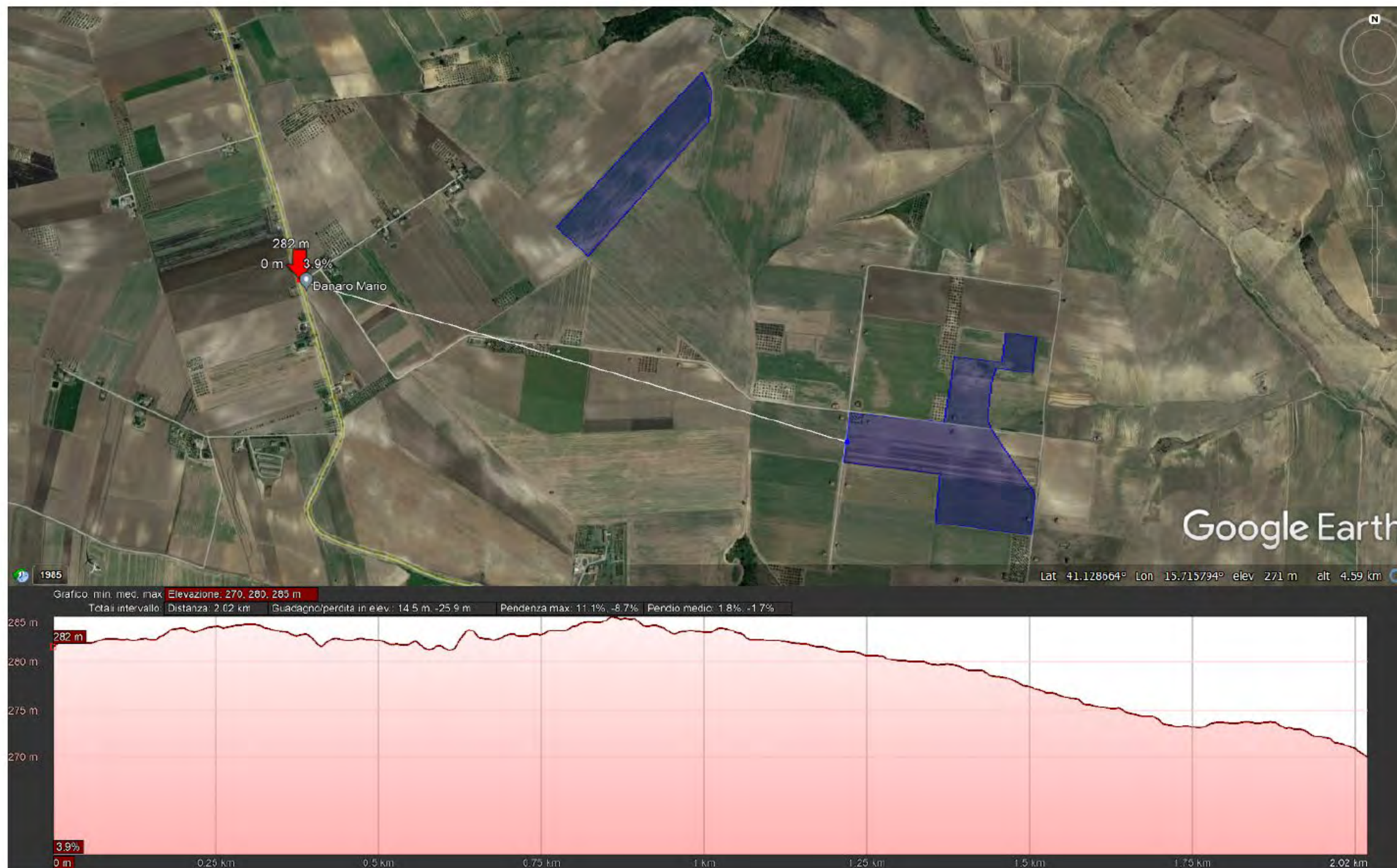


Figura 120 Foto 01 Rappresentazione plano-altimetrica del punto di ripresa ubicato su SP89 AREA B – fronte ovest (Fonte base Google Earth pro)



Foto 01. Distanza impianto dalla SP89 circa 1.400 metri.

L'impianto non è assolutamente visibile dalla SP89

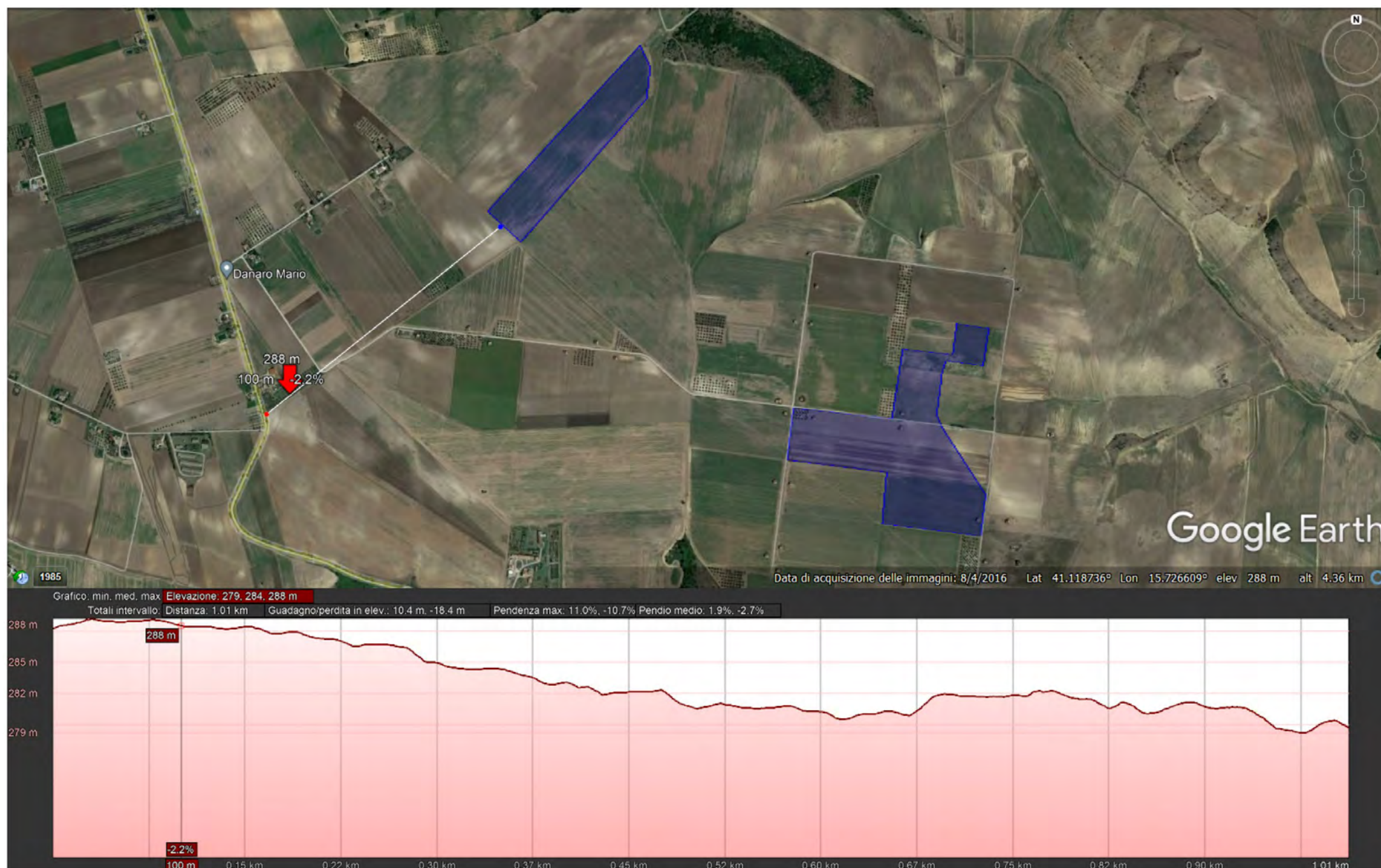


Figura 121 Foto 02 Rappresentazione plano-altimetrica del punto di ripresa ubicato su SP89 AREA A – fronte ovest (Fonte base Google Earth pro)

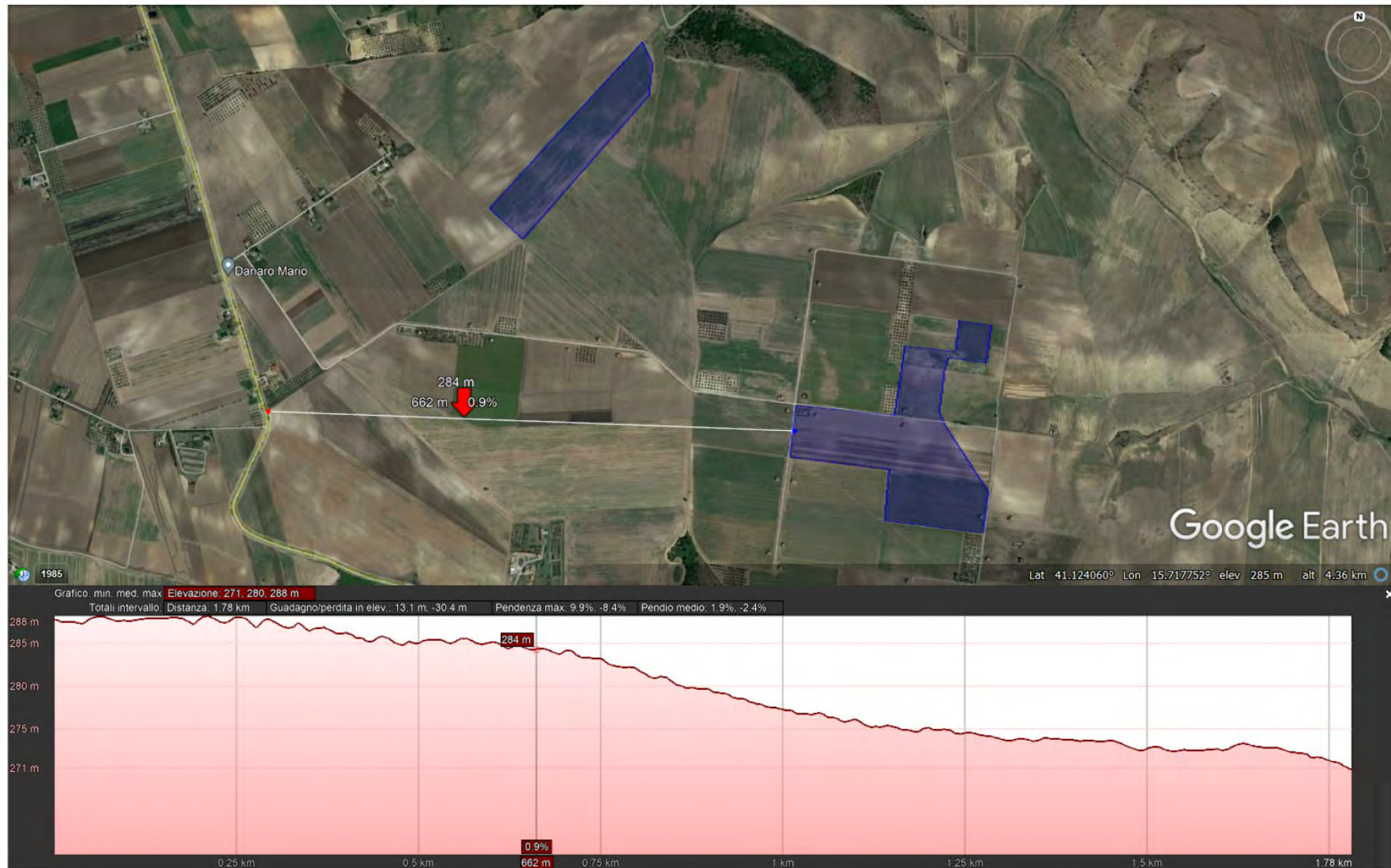


Figura 122 Foto 02 Rappresentazione plano-altimetrica del punto di ripresa ubicato su SP89 AREA B – fronte ovest (Fonte base Google Earth pro)



Foto 02. Distanza impianto dalla SP89 circa 1.400 metri.

L'impianto non è assolutamente visibile dalla SP89



Figura 123 Foto 03 Rappresentazione plano-altimetrica del punto di ripresa ubicato su SP89 AREA A – fronte ovest (Fonte base Google Earth pro)



Figura 124 Foto 03 Rappresentazione plano-altimetrica del punto di ripresa ubicato su SP89 AREA B – fronte ovest (Fonte base Google Earth pro)



Foto 03 – Distanza impianto dalla SP89 circa 990 metri.

L'impianto non è assolutamente visibile dalla SP89

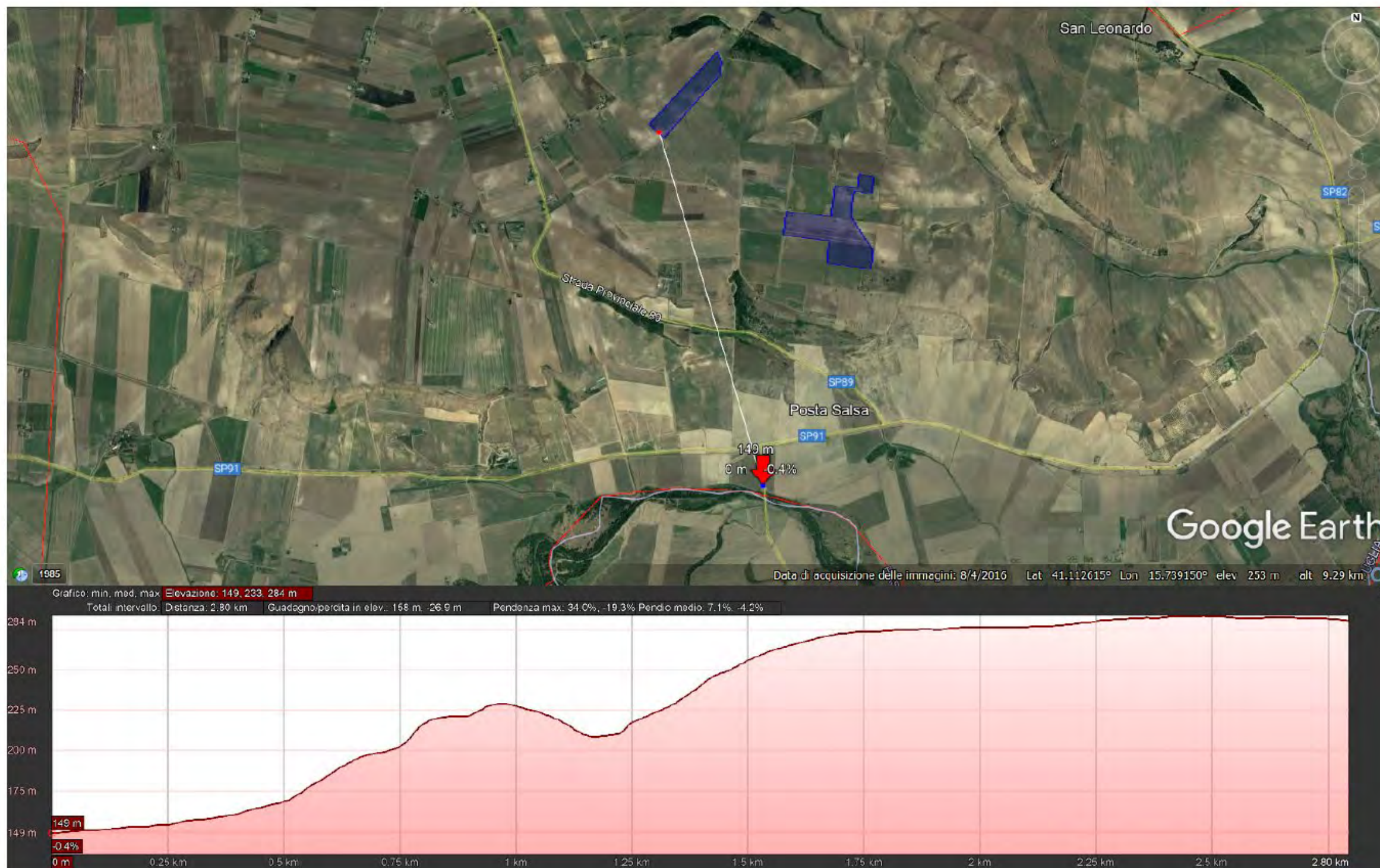


Figura 125 Foto 04 Rappresentazione plano-altimetrica del punto di ripresa ubicato su SP94 AREA A – fronte ovest (Fonte base Google Earth pro)

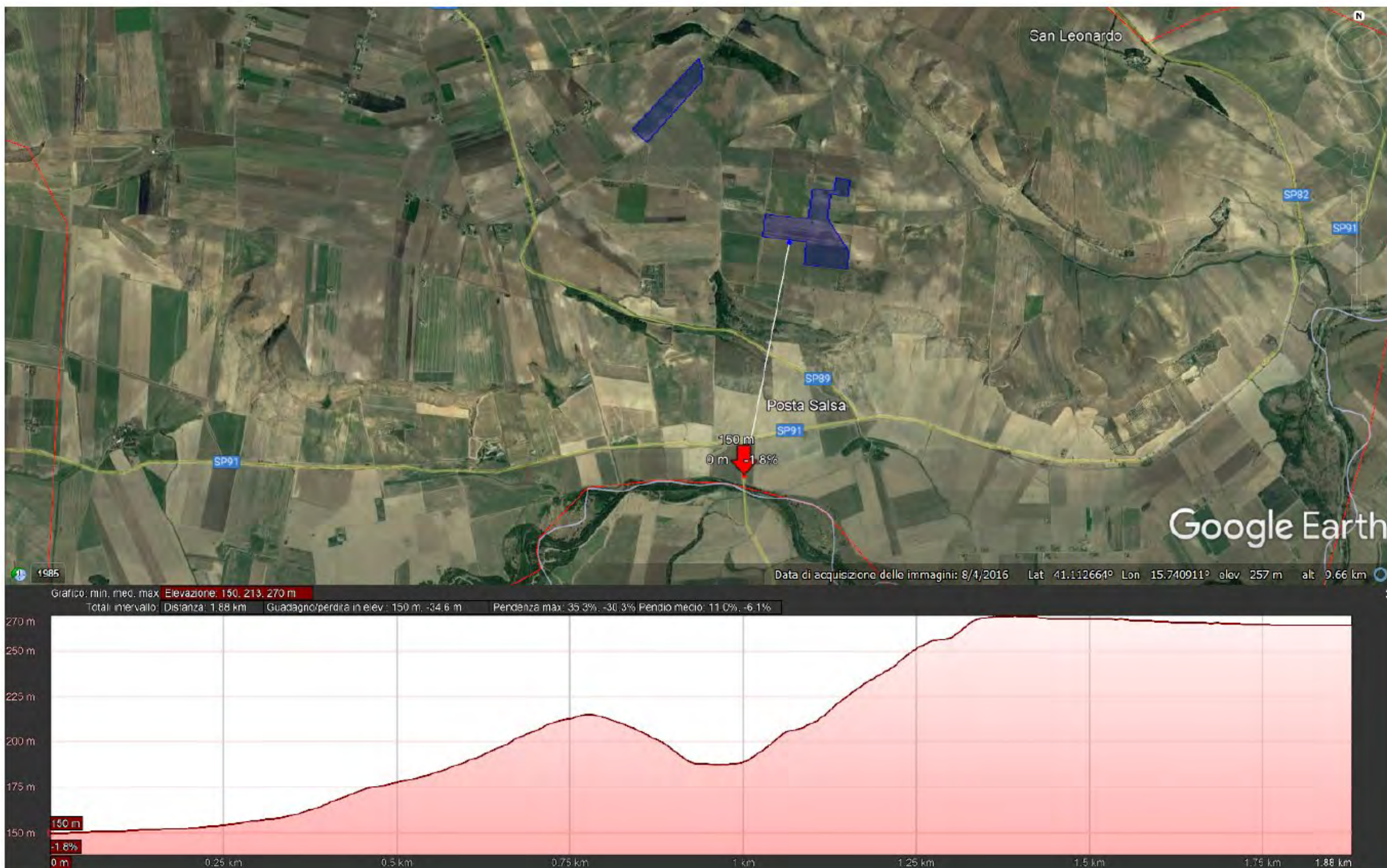


Figura 126 Foto 04 Rappresentazione plano-altimetrica del punto di ripresa ubicato su SP94 AREA B – fronte ovest (Fonte base Google Earth pro)



Foto 04 - Distanza impianto dalla SP94 circa 2.000 metri.
L'impianto non è assolutamente visibile dalla SP94



Figura 127 Foto 05 Rappresentazione plano-altimetrica del punto di ripresa ubicato su SP82 AREA A – fronte ovest (Fonte base Google Earth pro)

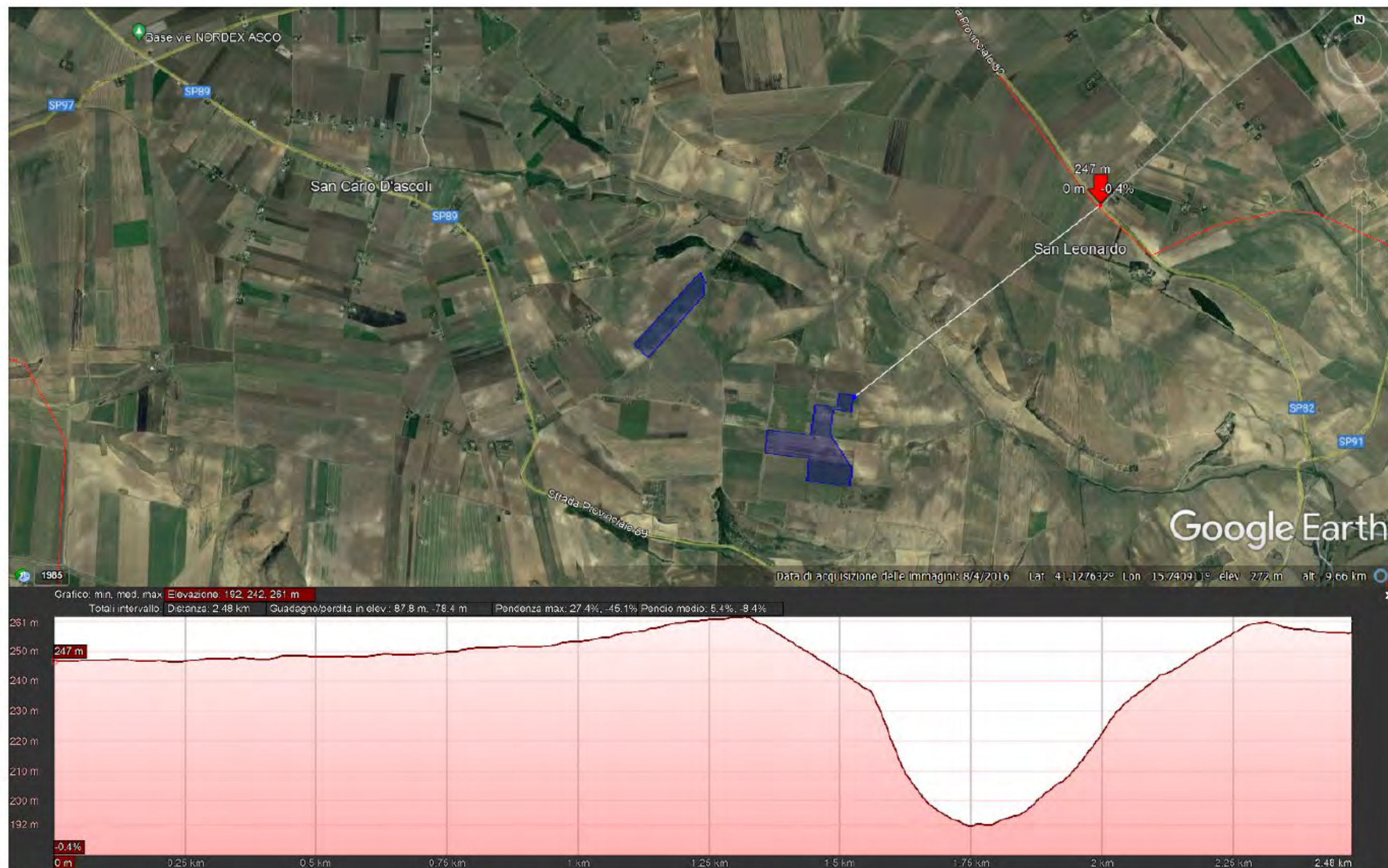


Figura 128 Foto 05 Rappresentazione plano-altimetrica del punto di ripresa ubicato su SP82 AREA B – fronte ovest (Fonte base Google Earth pro)



Foto 05 - Distanza impianto dalla SP82 circa 2.650 metri.
L'impianto non è assolutamente visibile dalla SP82

Render n. 01 – rif. Foto 06 – Impianto e mitigazione visiva





Render n. 02 – rif. Foto 07 – Impianto e mitigazione visiva





Foto 07 - Impianto



Foto 07 - mitigazione visiva

Render n. 03 – rif. Foto 08 – Impianto e mitigazione visiva





Foto 08 - Impianto



Foto 08 - mitigazione visiva

Dall'analisi delle viste proposte si evince che l'impianto di progetto risulta "invisibile" da tutti i fronti presi in considerazione, posti a distanza variabile dai circa 900 m a circa 2.650 m. In particolare:

- ✓ le foto 01, 02 e 03 (cfr. Figure 120, 123 e 126) concernono tre punti di vista posti sulla SP 89, poco prima della frazione San Carlo d'Ascoli. Tale frazione è caratterizzata da segnalazioni architettoniche e segnalazioni archeologiche, siti storico culturali, segnalazioni storico-architettoniche e città consolidata. È del tutto evidente che l'impianto è "invisibile" dall'abitato in questione.
- ✓ la foto 04 (cfr. Figura 129) concerne un punto di vista posto tra il Fiume Ofanto e la SP 91: il primo è Parco regionale, la seconda è considerata strada di interesse paesaggistico. Risulta evidente che per entrambi gli elementi di rilevanza paesaggistica il sito di impianto è "invisibile".
- ✓ la foto 05 (cfr. Figura 132) concerne un punto di vista sulla SP82 che interseca la marana "Fontana Cerasa". Anche in questo caso il sito di impianto è "invisibile".

Inoltre, sono stati elaborati dei fotoinserti significativi circa la realizzazione delle opere e degli interventi di mitigazione, che dimostrano come, in ogni caso, si è cercato di ridurre al minimo l'impatto, inevitabile, della presenza dell'impianto di progetto.

E.7 PATRIMONIO STORICO-CULTURALE

E.7.1 Stato di fatto (punto zero)

Dalla *Relazione di verifica preventiva di interesse archeologico* (Viarch) a firma del dott. M. Vitale (cfr. Elaborato DEF-REL.17) si evince che, a seguito di una tipologia di ricognizione sia sistematica che asistemica, il sito su cui sorgerà l'impianto in progetto non presenta significative evidenze di natura archeologica, eccetto pochi frammenti di laterizi e selciodi allo stato naturale nelle particelle ove la visibilità era ottima. Il rischio archeologico alla luce dei dati pervenuti risulta basso.



Figura 129a Carta della potenzialità archeologica.



Figura 130b Carta della visibilità archeologica

Per quanto riguarda l'elettrodotto nella prima parte attraversa il tratturello 57 (vedi fig. 132) Cerignola – Melfi, e nella parte terminale sulla SP89 il tratturello Foggia – Ascoli – Lavello.



Figura 131 Carta regionale dei Tratturi. In arancio è evidenziata l'area di intervento

Ugualmente nelle vicinanze della frazione di San Carlo d'Ascoli l'elettrodotto (che continua il suo percorso sulla SP89) attraverserebbe diverticoli viari di età romana (vedi fig. 133).



Figura 132 Carta della viabilità romana (G. Alvisi 1970). In arancio è evidenziata l'area di intervento

Dalla tavola *SISTEMA VINCOLISTICO – PPTR Struttura antropica e storico-culturale* (cfr. Elaborato SIA-TAV.01C) si evince che il sito su cui sorgerà l'impianto non ricade in BP e UCP.

Per quanto concerne il cavidotto di collegamento con la sottostazione Terna, il suo sviluppo segue, a parte un breve tratto iniziale su viabilità interpoderale, il percorso della S.P. 89. Questa arteria a circa metà del suo percorso attraversa la frazione San Carlo che rientra nella *UCP – Testimonianza della stratificazione insediativa quale area oggetto di segnalazioni architettoniche e segnalazioni archeologiche* e nella *UCP – Area di rispetto delle componenti culturali e insediative (100m – 30m) quale siti storico culturali*.

Il "Codice dei beni culturali e del paesaggio emanato con Decreto Legislativo 22 gennaio 2004, n. 42, in attuazione dell'articolo 10 della legge 6 luglio 2002, n. 137", tutela sia i beni culturali, comprendenti le cose immobili e mobili che presentano interesse artistico, storico, archeologico, etnoantropologico, archivistico e bibliografico, sia quelli paesaggistici, costituenti espressione dei valori storici, culturali, naturali, morfologici ed estetici del territorio. Il decreto legislativo 42/2004 è stato

successivamente aggiornato ed integrato dal DLgs 62/2008, dal DLgs 63/2008, e da successivi atti normativi. L'ultima modifica è stata introdotta dal DLgs 104/2017 che ha aggiornato l'art.26 del DLgs 42/2004 disciplinando il ruolo del Ministero dei beni e delle attività culturali e del turismo nel procedimento di VIA.

Le opere di progetto sono esterne ad aree vincolate ai sensi dell'art. 142 del D.Lgs. n.42/04.

E.7.2 Indicazione degli impatti potenziali

E.7.2.1 Cantierizzazione

In fase di cantierizzazione, dunque, le problematiche di impatto concernono esclusivamente la realizzazione del collegamento tra l'impianto fotovoltaico e la sottostazione Terna. Invece, come evidenziato in precedenza, il sito dell'impianto è esterno da qualunque areale a rilevanza storico-culturale.

Il collegamento sarà realizzato completamente interrato su strada esistente ed è ammissibile ai sensi dell'art. 82, c.2, lettera a7) delle NTA del PPTR. Sarà garantita, durante tutta la durata dei lavori, l'assistenza archeologica in cantiere.

E.7.2.2 Fase di esercizio

In fase di esercizio non si riscontrano impatti sulla componente storico-culturale.

E.7.2.3 Fase di dismissione ("decommissioning")

In fase di dismissione non si riscontrano impatti sulla componente storico-culturale.

E.7.3 Valutazione degli impatti e misure di mitigazione e compensazione

Sebbene la realizzazione del collegamento interrato tra l'impianto e la sottostazione Terna non generi alcun impatto visibile sul paesaggio e sia consentito dalle vigenti norme del PPTR, si propone, quali misure di compensazione, di ripristinare il tappetino stradale dell'intero tratto della SP89 (attraversamento in parallelo) della Frazione San Carlo e di utilizzare la tecnologia T.O.C. (trivellazione orizzontale controllata) per l'attraversamento perpendicolare del tratturo, al fine di non alterare lo stato attuale dei luoghi.

E.8 ASPETTI SOCIO-ECONOMICI

E.8.1 Stato di fatto (punto zero)

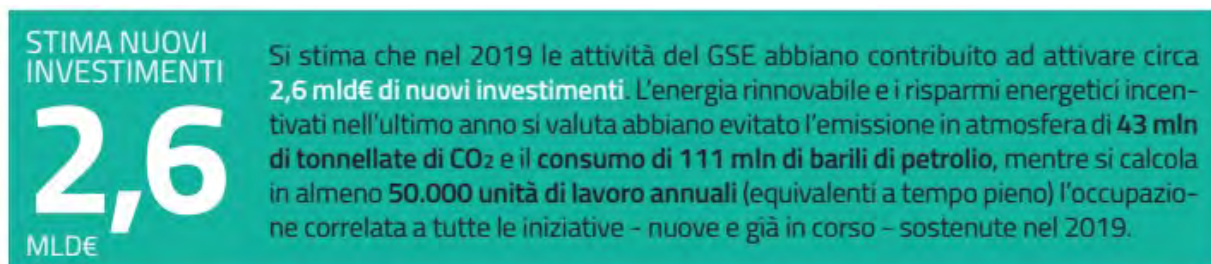
Il GSE (Gestore dei Servizi Energetici) ha pubblicato il 6 maggio il *Rapporto Attività 2019*. Il documento analizza a cadenza annuale i dati sulle attività e sui volumi energetici ed economici gestiti dalla società nell'opera di incentivazione delle fonti rinnovabili e della cogenerazione.

Nel 2019, per il sesto anno consecutivo, l'Italia ha superato la soglia del 17% dei **consumi energetici soddisfatti mediante le fonti rinnovabili**, obiettivo assegnatoci dalla Direttiva 2009/28/UE per l'anno 2020. Valutazioni preliminari conducono a stimare per il 2019 un dato intorno al 18%.

In tema di rinnovabili elettriche, secondo le informazioni al momento disponibili, a fine 2019 risultano in esercizio oltre 1,2 GW di potenza aggiuntiva rispetto al 2018, di cui circa 750 MW fotovoltaici, la maggior parte dei quali (più di 400 MW) relativi a nuovi impianti di generazione distribuita in Scambio sul Posto e per il resto ascrivibili a interventi non incentivati. A ciò si aggiungono oltre 400 MW di impianti eolici, incentivati con i DD.MM. 23 giugno 2016 e 6 luglio 2012. In termini di energia, per il 2019 si stima preliminarmente una produzione rinnovabile di circa 115 TWh, non dissimile da quella del 2018 considerando che la diminuzione della produzione idroelettrica è stata per lo più compensata dall'aumento della produzione eolica e fotovoltaica.

I risultati sin qui conseguiti e gli obiettivi al 2020 sono la base da cui partire per il raggiungimento degli obiettivi al 2030.

A fine 2019, dopo un altro intenso anno di lavoro che ha visto coinvolto in prima linea anche il GSE insieme ai Ministeri competenti e ad altri soggetti istituzionali, è stato inviato alla Commissione europea il **Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)**, la cui versione finale ha tenuto conto degli esiti di una ampia fase di consultazione e confronto sia a livello nazionale sia con la Commissione europea. Tra i principali obiettivi del Piano figura una percentuale di copertura dei consumi mediante le rinnovabili pari al 30% al 2030, in cui spiccano i contributi attesi dal fotovoltaico, dalle pompe di calore, dall'eolico e dal biometano.



In merito all'ammontare delle risorse destinate alla promozione della sostenibilità, ovvero dei costi sostenuti da consumatori e soggetti obbligati per tale finalità, si calcola un controvalore economico di 14,8 mld€, di cui 11,4 mld€ per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, 1,3 mld€ ascrivibili all'efficienza energetica e alle rinnovabili termiche, 0,8 mld€ relativi ai biocarburanti e 1,3 mld€ riconducibili ai proventi derivanti dal collocamento di quote di emissione all'asta nell'EUETS.



Per quanto riguarda il **fotovoltaico**, nel corso del 2019 è stata gestita l'erogazione degli incentivi ai 549.212 impianti (17.569 MW) ammessi ai diversi Conti Energia: l'incentivazione dei 20,6 TWh di energia prodotta (+ 0,76 TWh rispetto al 2018) ha comportato un costo di 5,9 mld€, circa 200 mln€ in più rispetto al 2018.

Nel corso del 2019 hanno beneficiato del regime di Ritiro Dedicato 49.310 impianti, per una potenza di 8.559 MW, di cui il 95% fotovoltaici e il 3% idroelettrici; l'energia ritirata è stata di quasi 10 TWh (0,4 TWh in meno rispetto al 2018), per un controvalore di 515 mln€.

Nel 2019 il GSE ha gestito 710.525 convenzioni per lo Scambio sul Posto (6.002 MW, quasi tutti fotovoltaici), cui sono corrisposti 2,4 TWh di energia scambiata, per un costo di 333 mln€. Rispetto all'anno precedente, il numero delle convenzioni gestite è aumentato di quasi 54.000 unità, per un totale di circa 412 MW.

Pertanto, i numeri sopra riportati, estratti dal Rapporto pubblicato dal GSE, evidenziano quanto sia fondamentale il comparto fotovoltaico nell'ambito degli obiettivi fissati nel

PNIEC.

L'impianto in progetto produce un innegabile impatto positivo sulla componente socio-economica, in quanto la progettazione, costruzione, gestione e dismissione dello stesso genererà dei benefici occupazionali, economici e sociali sia di carattere diretto che indotto.

E.8.2 Indicazione degli impatti potenziali

E.8.2.1 Cantierizzazione

Già in fase di progettazione dell'intervento sono stati coinvolti studi professionali e liberi professionisti anche del luogo, coinvolgendo un totale di 20 unità lavorative.

Per quanto concerne la fase di cantierizzazione e costruzione dell'impianto si stima di coinvolgere per tutta la durata dei lavori:

- ✓ N. 15 operai edili;
- ✓ N. 30 operai specializzati (elettrici).

E.8.2.2 Fase di esercizio

Per quanto concerne la fase di esercizio dell'impianto si stima di coinvolgere per tutta la durata della vita utile:

- ✓ N. 10 operai specializzati (manutentori elettrici);
- ✓ N. 5 operai comuni addetti alla manutenzione e sfalcio del verde ed alla manutenzione e pulizia dei pannelli.

E.8.2.3 Fase di dismissione ("decommissioning")

Per quanto concerne, infine, la fase di dismissione dell'impianto si stima di coinvolgere per tutta la durata dei lavori:

- ✓ N. 15 operai edili;
- ✓ N. 15 operai specializzati (elettrici).

E.8.3 Valutazione degli impatti e misure di mitigazione e compensazione

Si prevede che la realizzazione e la presenza dell'impianto fotovoltaico in progetto comporterà un impatto estremamente positivo sulla componente socio-economica. L'impatto associato è pertanto ritenuto altamente positivo.

E.9 IMPATTI CUMULATIVI

E.9.1 Stato di fatto (punto zero)

La DGR n. 2122 del 23 ottobre 2012, emanata dalla Regione Puglia, concernente gli *“Indirizzi per l’integrazione procedimentale e per la valutazione degli impatti cumulativi di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili nella Valutazione di Impatto Ambientale”*.

Dalla lettura della normativa regionale si evince che: *“L’istruttoria svolta nell’ambito dei procedimenti di verifica di assoggettabilità e di valutazione d’impatto ambientale degli impianti eolici si fonda a tutt’oggi, in Puglia, sull’applicazione dei criteri di cui al D.Lgs. n. 152/2006 e ss.mm.ii., di cui alla Legge Regionale n. 11/2001 e ss.mm.ii. (per le disposizioni regionali vigenti e compatibili con la normativa nazionale), sui contenuti della Delibera di Giunta Regionale n. 131/2004, nonché sulle linee Guida per l’inserimento paesaggistico degli impianti eolici di accompagnamento al DPCM del 12 dicembre 2005. Questi riferimenti richiamano la necessità di un’indagine di contesto ambientale a largo raggio, coinvolgendo aspetti ambientali e paesaggistici di area vasta e non solo puntuali, indagando lo stato dei luoghi, anche alla luce delle trasformazioni conseguenti alla presenza reale e prevista di altri impianti di produzione di energia per sfruttamento di fonti rinnovabili e con riferimento ai potenziali impatti cumulativi connessi. Appare necessario, anche ai fini delle funzioni di coordinamento proprie dell’amministrazione regionale nell’ambito delle funzioni di valutazione d’impatto ambientale delegate alle amministrazioni provinciali con Legge Regionale n. 17/2007, definire modalità e criteri uniformi per la verifica degli impatti cumulativi sull’ambiente, il paesaggio e gli ecosistemi nei procedimenti valutativi.*

Pertanto, nell’ambito dei procedimenti di valutazione d’impatto ambientale attualmente pendenti, sia presso la competente struttura regionale che presso le amministrazioni provinciali, in ragione di provvedimenti di compatibilità ambientale favorevole già resi, le autorità competenti dovranno tener conto degli indirizzi approvati con il presente provvedimento ai fini della verifica dei potenziali impatti cumulativi connessi alla presenza di impianti di produzione di energia da fonte rinnovabile già in essere o prevista, con particolare riferimento ad eolico e fotovoltaico al suolo. Tale valutazione dovrà essere svolta nell’area geografica interessata dalle proposte progettuali, così come definita dall’allegato documento tecnico ed in ragione della tipologia di impatto. La considerazione relativa al cumulo è espressa con riferimento ai

seguenti temi:

- ✓ *visuali paesaggistiche,*
- ✓ *patrimonio culturale e identitario,*
- ✓ *natura e biodiversità,*
- ✓ *salute e pubblica incolumità (inquinamento acustico, elettromagnetico e rischio da gittata),*
- ✓ *suolo e sottosuolo.*

Tale Delibera fornisce le indicazioni per la valutazione degli impatti cumulativi dovuti alla presenza di altri impianti eolici e fotovoltaici già in esercizio, già forniti di AU oppure con procedimento in corso e che siano correlabili con l'impianto in progetto.

La valutazione degli impatti cumulativi viene effettuata secondo le modalità operative contenute nella Determinazione del Dirigente Servizio Ecologia n. 162 del 06/06/2014, in cui sono state approvate le direttive tecniche esplicative delle disposizioni di cui all'allegato tecnico della DGR n. 2122 del 23/10/2013.

Viene definita "***l'area vasta di impatto cumulativo (AVIC)*** all'interno delle quali sono considerati tutti gli impianti che concorrono alla definizione degli impatti cumulativi a carico di quello oggetto di valutazione, attorno a cui l'areale è impostato" (punto 3).

Cumulo potenziale

Dalla consultazione del SIT Puglia è stato redatto l'Elaborato SIA-TAV.09 – *Planimetria con impianti FER*, dal quale si evince che nell'area di visibilità teorica ricompresa in un raggio di 3 km dall'impianto ricadono n. 3 aerogeneratori (Id Catasto FER: *F7N12F1*) in conto alla società *Margherita srl* che, allo stato attuale, risultano *autorizzati ma non realizzati*. Nel raggio di 3 Km ricade anche un impianto fotovoltaico in autorizzazione della società *Ascoli Satriano PV s.r.l.*

E.9.2 Tema: impatto visivo cumulativo

La norma regionale prevede la definizione di una *zona di visibilità teorica* definita come l'area in cui il nuovo impianto può essere teoricamente visto e dunque l'area all'interno della quale le analisi andranno ulteriormente specificate. Si può assumere preliminarmente un'area definita da un raggio di almeno 3 km dall'impianto proposto.

Nell'ambito di tale area (v. stralcio fig. 134 elaborato con l'ausilio del software GIS) si riscontra la presenza di una strada di interesse paesaggistico, la SP91, e la perimetrazione del Parco Regionale dell'Ofanto.

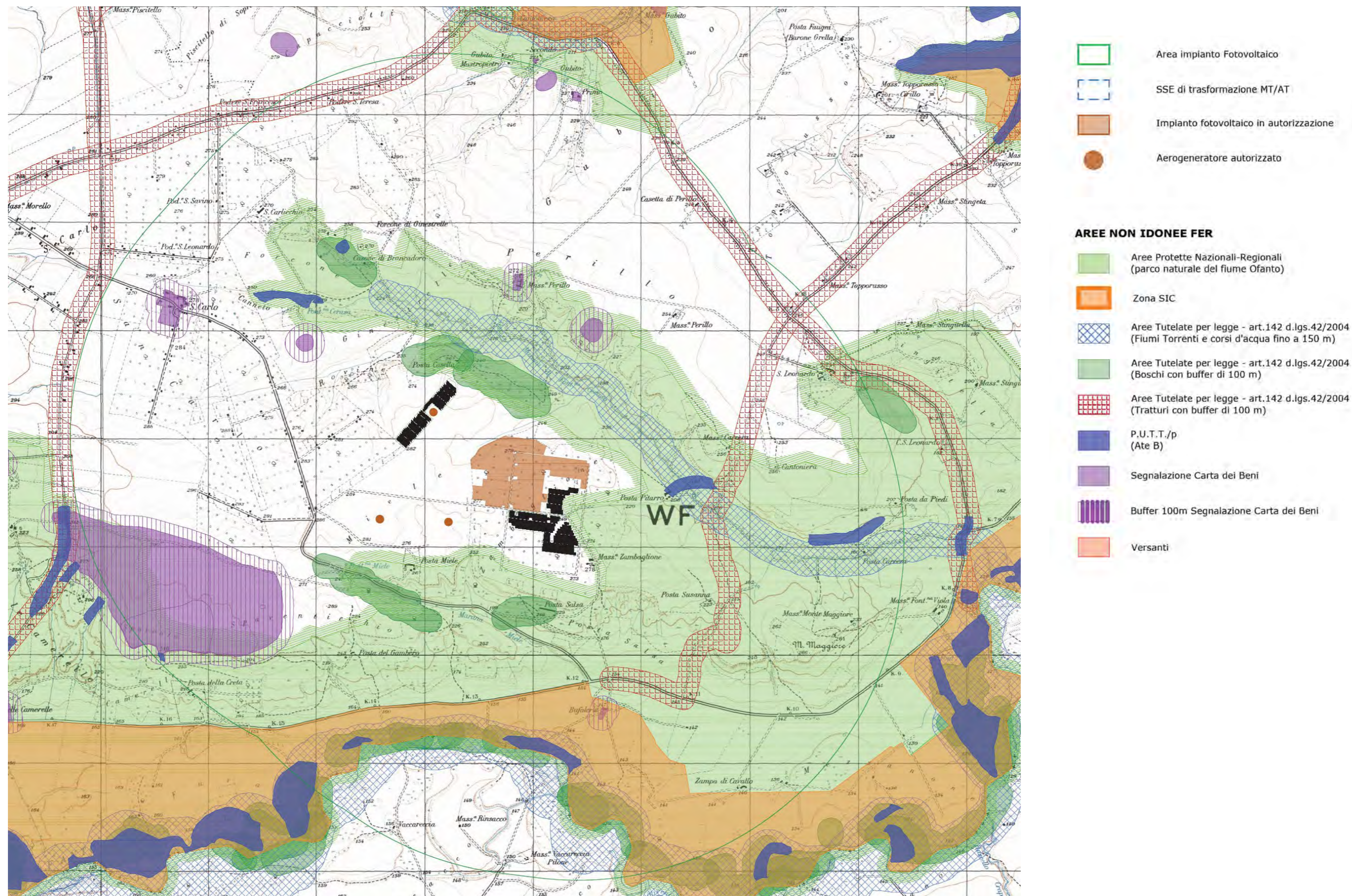


Figura 133 Stralcio planimetrico con individuazione della zona di visibilità teorica, dell'impianto di progetto e degli impianti di terzi

Sono stati individuati numerosi punti di osservazione da cui è stato possibile stimare il cumulo derivante dalla contemporanea percezione dell'impianto oggetto di valutazione con gli altri tre impianti del dominio.

Si rimanda all'elaborato *Relazione fotografica e fotorendering* (cfr. Elaborato Dall'analisi delle viste proposte si evince che l'impianto di progetto risulta "invisibile" da tutti i fronti presi in considerazione, posti a distanza variabile dai circa 900 m a circa 2.650 m. In particolare:

- ✓ le foto 01, 02 e 03 (cfr. Figure 120, 123 e 126) concernono due punti di vista posti sulla SP 89, poco prima della frazione San Carlo d'Ascoli. Tale frazione è caratterizzata da segnalazioni architettoniche e segnalazioni archeologiche, siti storico culturali, segnalazioni storico-architettoniche e città consolidata. È del tutto evidente che l'impianto è "invisibile" dall'abitato in questione.
- ✓ la foto 04 (cfr. Figura 129) concerne un punto di vista posto tra il Fiume Ofanto e la SP 91: il primo è Parco regionale, la seconda è considerata strada di interesse paesaggistico. Risulta evidente che per entrambi gli elementi di rilevanza paesaggistica il sito di impianto è "invisibile".
- ✓ la foto 05 (cfr. Figura 132) concerne un punto di vista sulla SP82 che interseca la marana "Fontana Cerasa". Anche in questo caso il sito di impianto è "invisibile".

Inoltre, sono stati elaborati dei fotoinserimenti significativi circa la realizzazione delle opere e degli interventi di mitigazione, che dimostrano come, in ogni caso, si è cercato di ridurre al minimo l'impatto, inevitabile, della presenza dell'impianto di progetto.

E.9.3 Tema: impatto su patrimonio culturale identitario

La norma prevede di effettuare l'analisi degli impatti in funzione delle *figure territoriali* del PPTR contenute nel raggio di 3 km dall'impianto fotovoltaico di progetto.

La valutazione paesaggistica dell'impianto ha considerato le interazioni dello stesso con l'insieme degli impianti presenti nel territorio di riferimento sotto il profilo della vivibilità, della fruibilità e della sostenibilità che la trasformazione dei progetti proposti produce sul territorio in termini di prestazioni, dunque anche di detrimento della qualificazione e valorizzazione dello stesso. L'ambito paesaggistico di riferimento per l'area di ubicazione dell'impianto è *Ambito 4/Ofanto*.



Nel PPTTR l'individuazione delle figure territoriali e paesaggistiche (unità minime di paesaggio) e degli ambiti (aggregazioni complesse di figure territoriali) è scaturita da un lungo lavoro di analisi che, integrando numerosi fattori, sia fisico-ambientali sia storico culturali, ha permesso il riconoscimento di sistemi territoriali complessi (gli ambiti) in cui fossero evidenti le dominanti paesaggistiche che connotano l'identità di lunga durata di ciascun territorio. Questo lavoro analitico ha sostanzialmente intrecciato due grandi campi:

- ✓ l'analisi morfotipologica, che ha portato al riconoscimento di paesaggi regionali caratterizzati da specifiche dominanti fisico-ambientali;
- ✓ l'analisi storico-strutturale, che ha portato al riconoscimento di paesaggi storici caratterizzati da specifiche dinamiche socio-economiche e insediative.

Attraverso l'analisi e la sintesi dei caratteri morfologici, litologici, di copertura del suolo e delle strutture insediative, è stato possibile individuare le dominanti di ciascun paesaggio e selezionare le componenti morfologiche, agro-ambientali o insediative capaci di rappresentare in primo luogo l'identità paesaggistica delle figure territoriali.

L'analisi che ha guidato il lavoro di differenziazione delle regioni geografiche storiche pugliesi, ha adottato due livelli di articolazione: un primo livello di carattere soprattutto socio-economico che distingue la Puglia "classica", caratterizzata storicamente da grandi eventi e dominanze esogeni, da un secondo livello di contesti regionali con una maggiore presenza storica di fattori socioeconomici locali. Il secondo livello articola la Puglia definita "classica" in quadri territoriali minori. Alla Puglia classica o grande Puglia dunque, al cui interno sono ricomprese le sottoregioni (secondo livello) del Tavoliere, della Murgia Alta e Ionica, della piantata olivicola nord barese, della Conca di Bari,

della Piantata olivicola sud barese, della piana brindisina, della piana di Lecce, dell'arco ionico di Taranto, si contrappongono con le loro caratteristiche peculiari i contesti del Gargano, del Subappennino Dauno, dell'insediamento sparso della Valle d'Itria e del Salento meridionale (a sua volta differenziato in Tavoliere salentino e Salento delle Serre). Da questo intreccio di caratteri fisico-morfologici, socioeconomici e culturali si è pervenuti, attraverso un confronto delle articolazioni territoriali derivanti dai due metodi analitici, ad una correlazione coerente fra regioni storiche (non precisate nei loro confini, ma nei loro caratteri socioeconomici e funzionali) e figure territoriali (individuate ai fini del piano in modo geograficamente definito) che ha consentito di definire gli ambiti paesaggistici come sistemi territoriali e paesaggistici complessi, dotati di identità sia storico culturale che morfotipologica.



Figura 134 Individuazione planimetrica dell'Ambito 4/Ofanto

REGIONI GEOGRAFICHE STORICHE	AMBITI DI PAESAGGIO	FIGURE TERRITORIALI E PAESAGGISTICHE (UNITA' MINIME DI PAESAGGIO)
Puglia grande (Ofanto 2° liv.)	4. Ofanto	4.1 La bassa Valle dell'Ofanto
		4.2 La media Valle dell'Ofanto
		4.3 La valle del torrente Locone

Il riconoscimento della valle dell'Ofanto come un paesaggio della Puglia ha uno scopo

preciso di superare la visione del fiume come una semplice divisione amministrativa interprovinciale per ritornare a guardare al fiume e alla sua valle attraverso un triplice sguardo, ovvero:

- ✓ un sistema ecologico aperto con il territorio circostante dove la presenza dell'acqua è motivo della sua naturalità;
- ✓ una terra di mediazione tra territori limitrofi nelle diverse direzioni, quelle costiere e sub-costiere e quelle dell'altipiano murgiano e della piana del Tavoliere;
- ✓ un territorio di civiltà che in passato ha modellato relazioni coevolutive tra abitanti e paesaggio fluviale.

I criteri seguiti per la perimetrazione dell'ambito dell'Ofanto sono stati determinati principalmente:

- ✓ da una dominante ambientale con priorità dei caratteri idrogeomorfologici, data la caratterizzazione dell'ambito come valle fluviale;
- ✓ dalla totale inclusione nell'ambito della perimetrazione del Parco Regionale Naturale dell'Ofanto (LR. 37/2008);
- ✓ dal riconoscimento della valle come territorio di confini che ha fondamento nel suo essere generatore di relazioni.

Per questo motivo, il territorio della valle è soprattutto un paesaggio di natura e agricoltura e include al suo interno la sola città di Canosa, capitale dell'Ofanto, mentre rende più chiare le sue relazioni con gli ambiti al margine, comprese le città limitrofe, come Margherita di Savoia e San Ferdinando per il primo tratto di foce, e Minervino e Spinazzola nel secondo tratto.



Figura 135 Individuazione planimetrica dei comuni ricadenti nell’Ambito 4/Ofanto

Di seguito si riporta uno stralcio planimetrico in cui è riportato l’impianto in progetto e gli altri impianti ricadenti nel raggio di 3 km su una base (utilizzando la modellazione in GIS) costituita dalla presenza sia degli ambiti paesaggistici che delle figure paesaggistiche

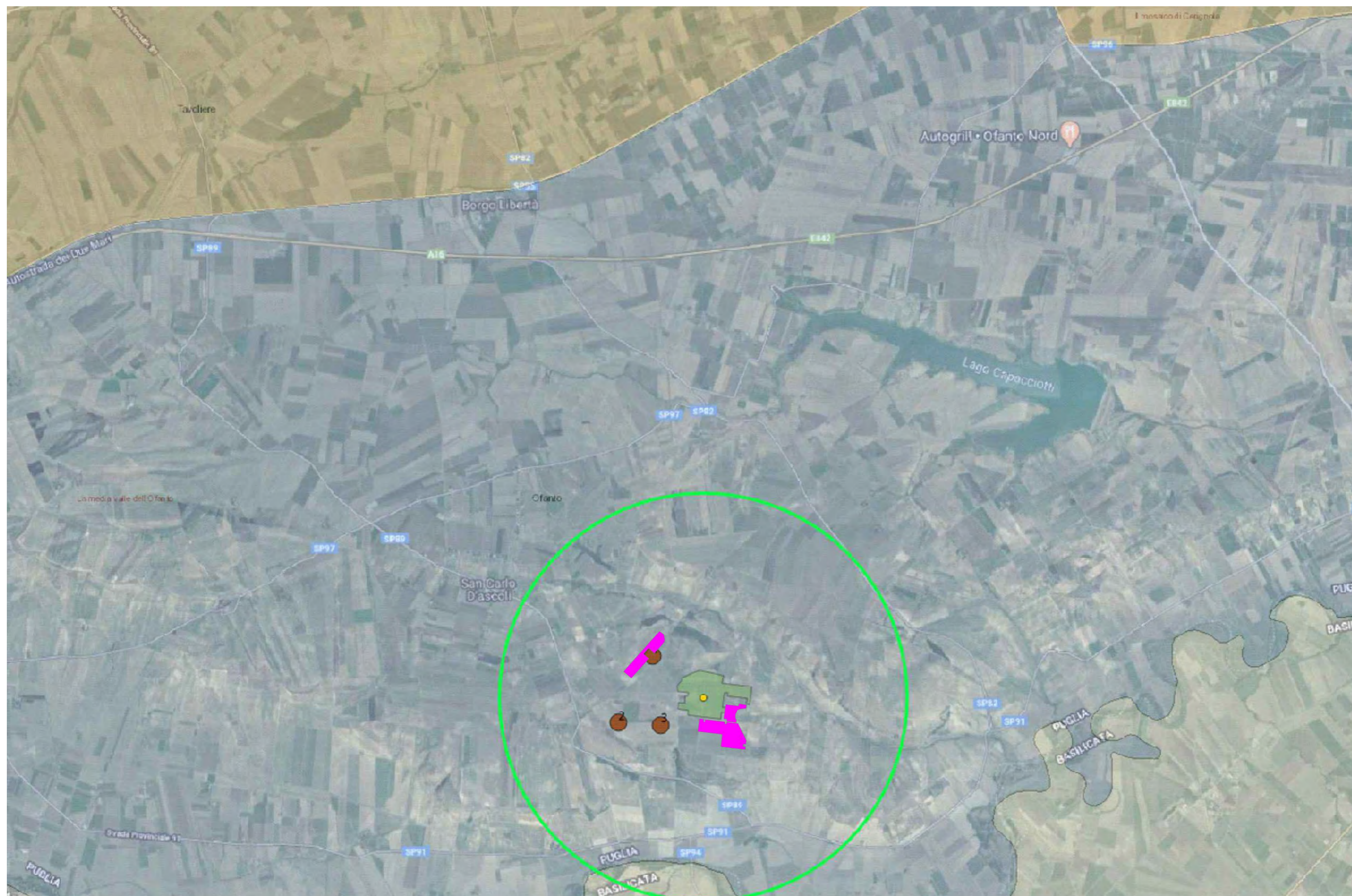


Figura 136 Stralcio planimetrico su ambiti paesaggistici e figure paesaggistiche con sovrapposizione dell'impianto in progetto e gli altri in cumulo in buffer

L'impianto in progetto, le tre pale eoliche autorizzate e l'impianto fotovoltaico in autorizzazione ricadono nell'*Ambito 4/Ofanto* e nella figura paesaggistica *4.2 La media valle dell'Ofanto*.

La DGR 162/2014, richiede di verificare che il cumulo degli impatti prodotti non interferisca con le regole di riproducibilità delle stesse invarianti riportate nella sezione B delle Schede degli Ambiti Paesaggistici.

È del tutto evidente che la realizzazione dell'intervento in progetto, rispetto alla figura territoriale Media Valle dell'Ofanto non avrà effetti significativi sulla stabilità dell'area interessata come si evince dalla Relazione geologica a firma del dott. Polzone; per quanto concerne l'impatto visuale si rimanda a quanto già rappresentato in precedenza da cui si evince che non ci saranno alterazioni dei profili morfologici, della continuità e integrità dei caratteri idraulici, ecologici e paesaggistici del reticolo idrografico dell'Ofanto, che non sarà assolutamente interessato da alcun intervento. Come ampiamente descritto nei paragrafi precedenti, non si riscontrano effetti significativi sull'attuale utilizzazione agricola del suolo e sul sistema delle masserie storiche e dei borghi, considerato che il borgo di San Carlo d'Ascoli sarà interessato dal passaggio dell'elettrodotto, la cui posa in opera avverrà come qualunque lavoro comune di realizzazione di un sottoservizio.

E.9.4 Tema: tutela della biodiversità e degli ecosistemi

Dall'analisi e dalla sovrapposizione delle cartografie tematiche si evince che l'impianto in progetto è ubicato a distanza inferiore a 5 km dal perimetro del Parco Regionale del Fiume Ofanto. Stessa circostanza è verificabile per l'impianto fotovoltaico in autorizzazione e per n. 3 aerogeneratori ricadenti nel dominio, autorizzati ma ancora non realizzati.

Inoltre, si evince altrettanto che le complessive opere sono localizzate esclusivamente in campi coltivati a seminativi e/o incolti. Il cavidotto interrato, in quanto opera a rete, si svilupperà al di sotto della viabilità esistente.

Nessun habitat di cui alla Direttiva 92/43/CEE sarà interessato dalla realizzazione dell'intervento in progetto, stessa conclusione è valida anche per i n. 3 aerogeneratori (autorizzati ma non realizzati) rientranti nel dominio.

E.9.5 Tema: impatto su suolo e sottosuolo

Sottotema I – Consumo di suolo – Impermeabilizzazione (soil sealing)

In questo caso la DGR 162/2014, al fine di determinare l'impatto cumulativo legato al consumo ed alla impermeabilizzazione di suolo, definisce:

AVA = Area di Valutazione Ambientale nell'intorno dell'impianto, al netto delle aree non idonee (da R.R. 24 del 2010) in mq. Tale area si calcola tenendo conto:

$$S_i = \text{superficie moduli dell'impianto oggetto di valutazione} = 123.544,26 \text{ mq}$$

$$R = \text{raggio del cerchio avente area pari alla } S_i, \text{ ovvero } R = \sqrt{S_i \div \pi} = 198,36 \text{ m}$$

$$R_{AVA} = 6 \times R = 6 \times 198,36 = 1.190,14 \text{ m}$$

Quindi:

$$AVA = \pi \times R_{AVA}^2 - \text{aree non idonee} = 3.141 \times 1.190,14^2 - 1.424.518,53 = 3.024.498,21$$

AVA definisce la superficie all'interno della quale è richiesto di effettuare una verifica speditiva, consistente nel calcolo dell'indice seguente:

$$\text{Indice di Pressione Cumulativa IPC} = 100 \times \text{SIT} / \text{AVA} = 9,44$$

dove SIT = 285595,46 è la sommatoria delle superfici degli impianti fotovoltaici appartenenti al dominio, in mq.

Sebbene la DGR riporti un IPC sostenibile per valori ≤ 3 , si evidenzia che tutte le analisi fin qui esposte hanno mostrato, la sostenibilità dell'impianto di progetto.

Sottotema II – Contesto agricolo e sulle colture e produzioni agronomiche di pregio

All'interno dell'AVIC si esclude la presenza di aree agricole interessate da produzioni agro-alimentari di qualità di cui al R.R. n. 24 del 10/09/2010.

In riferimento alle strutture morfologiche che compongono il paesaggio agricolo, l'intervento in progetto non ne determina alcuna alterazione, anzi migliora le caratteristiche della rete di accessibilità costituita dalle strade di appoderamento.

Nel dominio non si riscontra la presenza di oliveti considerati monumentali (L.R. 04/06/2007), tanto meno vigneti per la produzione di vini Doc, Docg e Igp.

Sottotema III – Rischio geomorfologico / idrogeologico

Come evidenziato dalle cartografie tematiche (PAI) e dalla Relazione geologica (a firma del dott. Polzone), l'impianto in progetto è perfettamente compatibile con la pianificazione di settore a scala vasta e con le caratteristiche geologiche, geomorfologiche e morfologiche del sito interessato. Pertanto, si può escludere qualunque problematica di rischio anche potenziale.

E.10 DIMISSIONE DELL'IMPIANTO E RIPRISTINO DEI LUOGHI

Il tema è trattato in maniera specifica e articolata nell'Elaborato DEF-REL.07 *Piano di dismissione e ripristino dei luoghi*.

L'impianto sarà dismesso quando cesserà di funzionare, dopo circa 20-25 anni dalla data di entrata in esercizio, seguendo le prescrizioni normative in vigore al momento.

Le fasi principali del piano di dismissione sono riassumibili in:

- 1) scollegamento impianto;
- 2) smontaggio pannelli e smaltimento;
- 3) smontaggio strutture di sostegno e smaltimento;
- 4) smontaggio parti elettriche;
- 5) demolizione strutture in cemento e conferimento presso impianto di recupero;
- 6) smontaggio sistema di illuminazione;
- 7) smontaggio sistema di videosorveglianza;
- 8) rimozione cavi da canali interrati e sottoservizi;
- 9) rimozione viabilità interna;
- 10) ripristino dei fondi mediante aratura e/o rullatura;
- 11) rimozione manufatti prefabbricati;
- 12) rimozione recinzione.

E.10.1 Rimozione dei componenti dell'impianto

La rimozione dei materiali, macchinari, attrezzature, edifici e quant'altro presente nel terreno seguirà una tempistica dettata dalla tipologia del materiale da rimuovere. Si partirà dallo smantellamento dei pannelli e delle strutture di supporto per passare poi all'eliminazione di tutte le parti interrate, con il loro relativo allontanamento ed eventuale collocamento in magazzino; si procederà quindi alla demolizione degli elementi in cls e dei cavidotti.

La rimozione dell'impianto sarà eseguita da operai specializzati.

Tutte le lavorazioni saranno svolte nel rispetto delle normative al momento vigenti in materia di sicurezza dei lavoratori.

E.10.2 Smaltimento dei materiali provenienti dalla dismissione

La produzione di rifiuti che derivano dalle diverse fasi di intervento verranno smaltiti attraverso ditte debitamente autorizzate nel rispetto della normativa vigente al momento delle operazioni di demolizione.

L'impianto fotovoltaico è da considerarsi l'impianto di produzione di energia elettrica che più di ogni altro adotta materiali riciclabili e che durante il suo periodo di funzionamento minimizza l'inquinamento del sito di installazione, sia in termini di inquinamento atmosferico (nullo non generando fumi), di falda (nullo non generando scarichi) o sonoro (nullo non avendo parti in movimento).

Del modulo fotovoltaico potranno essere recuperati il vetro di protezione, le celle al silicio, la cornice in alluminio ed il rame dei cavi, quindi circa il 95% del suo peso.

L'inverter, altro elemento "ricco" di materiali pregiati (componentistica elettronica) costituisce il secondo elemento di un impianto fotovoltaico che in fase di smaltimento dovrà essere debitamente curato. Tutti i cavi in rame potranno essere recuperati, così come tutto il metallo delle strutture di sostegno.

Le strutture di sostegno dei pannelli saranno rimosse tramite smontaggio meccanico, per quanto riguarda la parte aerea, e tramite estrazione dal terreno dei pali di fondazione infissi (ove presenti).

I materiali ferrosi ricavati verranno inviati ad appositi centri di recupero e riciclaggio istituiti a norma di legge.

Le linee elettriche e gli apparati elettrici e meccanici delle cabine di trasformazione MT/bt saranno rimosse, conferendo il materiale di risulta agli impianti all'uopo deputati dalla normativa di settore. Le polifore ed i pozzetti elettrici verranno rimossi tramite scavo a sezione obbligata, dopo l'estrazione dei materiali di impianto, si provvederà al ripristino dei luoghi utilizzando come riempimento il materiale di risulta.

E.10.3 Classificazione dei rifiuti

Si riporta di seguito la distribuzione dei vari materiali che compongono l'impianto da dismettere, caratterizzati in base al relativo codice rifiuto (C.E.R).

PANNELLI FOTOVOLTAICI (CODICE C.E.R. 16.02.14 Apparecchiature fuori uso, apparati, apparecchi elettrici, elettrotecnici ed elettronici; rottami elettrici ed elettronici contenenti e non metalli preziosi). Nella prassi consolidata dei produttori di moduli classificano il "modulo fotovoltaico" come rifiuto speciale non pericoloso, con il codice

C.E.R. 16.02.14. Pertanto al termine del ciclo di vita utile del prodotto, questo non deve essere smaltito fra i rifiuti domestici generici ma va consegnato ad un punto di raccolta appropriato per il riciclaggio di apparecchiature elettriche ed elettroniche, per il trattamento, il recupero e il riciclaggio corretti, in conformità alle Normative Nazionali.

Dal punto di vista Normativo il Servizio Centrale Ambientale dell'ANIE (Federazione Italiana Imprese Elettrotecniche ed Elettroniche) in una comunicazione del novembre 2005 (Ass. Energia, 2 Novembre 2005 – Fonte EniPower), dichiara espressamente come: “I sistemi fotovoltaici non ricadono nel campo di applicazione della Direttiva RAEE perché sono installazioni fisse”. La direttiva RAEE si applica infatti ai prodotti finiti di bassa tensione elencati nelle categorie dell'allegato 1A. La direttiva, recepita in Italia con Dlgs del 25/07/2005 n.151, prevede, in particolare, che i produttori s'incarichino dello smaltimento dei loro prodotti. Pertanto, l'utente (acquirente dei moduli) è responsabile del conferimento dell'apparecchio a fine vita alle appropriate strutture di raccolta, pena le sanzioni previste dalla vigente legislazione sui rifiuti. Peraltro, nella stessa comunicazione, l'ANIE dichiara come: “I sistemi fotovoltaici non ricadono nel campo di applicazione della Direttiva RoHS perché sono installazioni fisse”. Come è noto, la Direttiva RoHS si applica ai prodotti che ricadono nel campo di applicazione della Direttiva RAEE su citata, con alcune eccezioni. La direttiva prevede che tali prodotti e tutti i loro componenti non debbano contenere le “sostanze pericolose” indicate nell'articolo 4 ad eccezione delle applicazioni elencate nell'allegato 1A. È comunque da far notare che le celle fotovoltaiche, sebbene garantite 20/25 anni contro la diminuzione dell'efficienza di produzione, essendo costituite da materiale inerte, quale il silicio, garantiscono cicli di vita ben superiori alla durata ventennale del Conto Economico. Del modulo fotovoltaico possono essere recuperati almeno il vetro di protezione, le celle al silicio la cornice in alluminio ed il rame dei cavi, quindi circa il 95% del suo peso.

INVERTER (CODICE C.E.R. 16.02.14 Apparecchiature fuori uso, apparati, apparecchi elettrici, elettrotecnici ed elettronici; rottami elettrici ed elettronici contenenti e non metalli preziosi). Per quanto riguarda l'inverter, tale rifiuto viene classificato come rifiuto speciale non pericoloso al n.16.02.14 del C.E.R. e i costi medi di mercato per il conferimento sono di circa 40 - 45 c/Kg. L'inverter, altro elemento “ricco” di materiali pregiati (componentistica elettronica) costituisce il secondo elemento di un impianto fotovoltaico che in fase di smaltimento dovrà essere debitamente curato. Tutti i cavi in

rame possono essere recuperati, così come tutto il metallo delle strutture di sostegno. L'impianto fotovoltaico è da considerarsi l'impianto di produzione di energia elettrica che più di ogni altro adotta materiali riciclabili e che durante il suo periodo di funzionamento minimizza l'inquinamento del sito di installazione, sia in termini di inquinamento atmosferico, di falda o sonoro.

Negli ultimi anni sono nate procedure analitiche per la valutazione del ciclo di vita (LCA) degli impianti fotovoltaici. Tali procedure sono riportate nelle ISO 14040-41-42-43.

Per quanto attiene ai principali componenti di un impianto fotovoltaico di taglia industriale, la procedura generale da seguire è indicata di seguito.

STRUTTURE DI SOSTEGNO (C.E.R. 17.04.02 ALLUMINIO–C.E.R. 17.04.04 FERRO E ACCIAIO). Le strutture di sostegno dei pannelli sono rimosse tramite smontaggio meccanico, per quanto riguarda la parte aerea, e tramite estrazione dal terreno dei pali di fondazione infissi. I materiali ferrosi ricavati vengono inviati ad appositi centri di recupero e riciclaggio istituiti a norma di legge. Per quanto attiene al ripristino del terreno non è necessario procedere a nessuna demolizione di fondazioni in quanto non si utilizzano elementi in cls gettati in opera.

IMPIANTO ELETTRICO (C.E.R. 17.04.01 RAME – 17.00.00 OPERAZIONI DI DEMOLIZIONE). Le linee elettriche e gli apparati elettrici e meccanici delle cabine di trasformazione MT/BT vengono rimosse, conferendo il materiale di risulta agli impianti all'uopo deputati dalla normativa di settore. Il rame degli avvolgimenti e dei cavi elettrici e le parti metalliche vengono inviati ad aziende specializzate nel loro recupero e riciclaggio. Le polifere ed i pozzetti elettrici vengono rimossi tramite scavo a sezione obbligata che è poi nuovamente riempito con il materiale di risulta. I manufatti estratti sono trattati come rifiuti ed inviati in discarica in accordo alle vigenti disposizioni normative di settore. Le colonnine prefabbricate di distribuzione elettrica saranno smantellate ed inviate anch'esse ad aziende specializzate nel loro recupero e riciclaggio.

LOCALE PREFABBRICATO QE E CABINE DI CONSEGNA (C.E.R. 17.01.01 CEMENTO). Per quanto attiene alle strutture prefabbricate si procede alla demolizione ed allo smaltimento dei materiali presso impianti di recupero e riciclaggio inerti da demolizione (rifiuti speciali non pericolosi).

RECINZIONE AREA (C.E.R. 17.04.02 ALLUMINIO–C.E.R. 17.04.04 FERRO E

ACCIAIO). La recinzione in maglia metallica di perimetrazione del sito, compresi i paletti di sostegno e i cancelli di accesso, viene rimossa tramite smontaggio ed inviata a centri di recupero per il riciclaggio delle componenti metalliche. I pilastri in c.a. di supporto dei cancelli vengono demoliti ed inviati presso impianti di recupero e riciclaggio inerti da demolizione (rifiuti speciali non pericolosi).

VIABILITÀ INTERNA ED ESTERNA. La pavimentazione in pietrisco o altro materiale inerte, incoerente e permeabile, della strada perimetrale è rimossa tramite scavo superficiale e successivo smaltimento del materiale rimosso presso impianti di recupero e riciclaggio inerti da demolizione. La superficie dello scavo viene raccordata e livellata col terreno circostante, e lasciata rinverdire naturalmente. In alternativa, si può procedere alla copertura del tracciato con terreno naturale seminato a prato polifita poliennale, in modo da garantire il rapido inerbimento e il ritorno allo stato naturale. La viabilità interna, inerbata e mantenuta allo stato naturale già durante l'esercizio dell'impianto, sarà lasciata inalterata.

Le opere esterne si baseranno sulla rimozione e conferimento in discarica del materiale inerte (stabilizzato) usato per la realizzazione della piazzola di accesso all'impianto.

SIEPE A MITIGAZIONE (C.E.R. 20.02.00 Rifiuti biodegradabili). Al momento della dismissione, in funzione delle future esigenze e dello stato di vita delle singole piante della siepe a mitigazione, esse potranno essere smaltite come sfalci, oppure mantenute in sito o cedute ad appositi vivai della zona per il riutilizzo.

I rifiuti generati nelle varie fasi saranno sempre ritirati e gestiti da ditte terze incaricate, regolarmente autorizzate alle operazioni di smaltimento e/o di recupero previste per i vari CER.

È comunque scontato che prima del carico dei materiali per il conferimento si effettueranno tutti i test di caratterizzazione così come previsto nel D.Lgs 3 aprile 2006 n. 152 e s.m.i.

E.10.4 La dismissione dell'impianto

Tutte le strutture prefabbricate saranno smantellate ed inviate anch'esse ad aziende specializzate per il loro recupero e riciclaggio.

Per quanto attiene alle strutture prefabbricate si procederà alla demolizione ed allo smaltimento dei materiali presso impianti di recupero e riciclaggio inerti da demolizione (rifiuti speciali non pericolosi).

La recinzione in maglia metallica di perimetrazione del sito, compresi i paletti di sostegno e i cancelli di accesso, sarà rimossa tramite smontaggio ed inviata a centri di recupero per il riciclaggio delle componenti metalliche.

Tutte le opere in c.a. presenti, come ad esempio le basi delle cabine, verranno demolite ed inviate a impianti di recupero e riciclaggio inerti da demolizione (rifiuti speciali non pericolosi).

La pavimentazione in ghiaia della strada perimetrale verrà rimossa tramite scavo e successivo smaltimento presso impianti di recupero e riciclaggio inerti da demolizione.

E.10.5 Ripristino dello stato dei luoghi

Al termine della fase di dismissione e demolizione delle strutture e dei tralicci, si provvederà al ripristino dell'intera area, come previsto anche nel comma 4 dell'art.12 del D. Lgs. 387/2003.

Sarà ripristinato il suolo agrario originario, anche mediante pulizia e smaltimento di eventuali materiali residui, quali spezzoni o frammenti metallici, frammenti di cemento, ecc..

Le polifore ed i pozzetti elettrici verranno rimossi tramite scavo a sezione obbligata; tutti gli scavi eseguiti saranno poi riempiti con il materiale di risulta.

E.10.6 Valutazione economica dei lavori di dismissione

Nella tabella che segue si riporta il computo di spesa relativo alle attività necessarie per la dismissione ed il ripristino dei luoghi:

Attività	Quantità	Costo
Smontaggio pannelli e smaltimento;	1	53.700,00 €
Smontaggio strutture di sostegno e smaltimento;	1	26.000,00 €
Smontaggio parti elettriche;	1	44.289,00 €
Demolizione strutture in cemento e conferimento presso impianto di recupero;	1	26.000,00 €
Smontaggio impianto di illuminazione;	1	7.800,00 €
Smontaggio sistema di videosorveglianza;	1	7.800,00 €
Rimozione cavi da canali interrati e sottoservizi;	1	31.100,00 €
Rimozione viabilità interna;	1	20.200,00 €
Ripristino dei fondi mediante aratura e/o rullatura;	1	10.900,00 €
Rimozione manufatti prefabbricati;	1	14.000,00 €
Rimozione recinzione;	1	20.500,00 €
TOTALE		262.300,00 €

E.10.7 Cronoprogramma dei lavori di dismissione

Di seguito si riporta il cronoprogramma relativo alle attività necessarie per la dismissione ed il ripristino dei luoghi:

Attività	settimane																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Scollegamento impianto;	■																							
Smontaggio pannelli e smaltimento;		■	■	■	■	■	■	■																
Smontaggio strutture di sostegno e smaltimento;									■	■	■	■												
Smontaggio parti elettriche;										■	■	■												
Rimozione manufatti prefabbricati;											■	■												
Demolizione strutture in cemento e conferimento presso impianto di recupero;														■	■									
Smontaggio impianto di illuminazione;																■	■							
Smontaggio sistema di videosorveglianza;																■	■							
Rimozione cavi da canali interrati e sottoservizi;																		■	■	■	■	■		
Rimozione viabilità interna;																		■	■	■	■	■		
Ripristino dei fondi mediante aratura e/o rullatura;																		■	■	■	■	■		
Rimozione recinzione;																							■	■

E.11 ANALISI MATRICIALE DELLE INTERFERENZE PREVISTE

E.11.1 Introduzione e metodologia adottata

Si è proceduto ad effettuare un'analisi multicriteriale di tipo quantitativo degli impatti sulle componenti ambientali considerate in riferimento alle azioni di progetto individuate. Tra i diversi approcci possibili, si è optato per la metodologia delle *Matrici a Livelli di Correlazione Variabili (MLCV)* che dà buoni risultati interpretativi e permette, al contempo, di prendere in considerazione aspetti ambientali e non, come i fattori biologici e quelli antropici, altrimenti difficilmente valutabili, data la loro complessità e correlazione reciproca. Essa mette in relazione due liste di controllo (generalmente componenti ambientali e fattori-azioni di progetto), al fine di stimare l'entità dell'impatto elementare dell'opera in progetto su ogni componente.

Con tale metodologia è inoltre possibile indicare il range all'interno del quale il fattore può variare, ovvero un minimo e un massimo di incidenza sulla componente ambientale presa in esame. È questo l'aspetto che risulta essere più interessante a livello pratico.

In base alle problematiche emerse durante la fase di analisi, si è proceduto alla formulazione della lista dei fattori (in numero di 8) e di quella delle componenti maggiormente esposte all'intervento (in numero di 8).

Una volta individuate le componenti ed i fattori/azioni sono state attribuite le magnitudo ed i livelli di correlazione.

Relativamente ai singoli fattori, le magnitudo (magnitudo minima, massima e propria) sono state attribuite in seguito alla lettura del territorio in esame, sulla base dei dati disponibili e delle analisi modellistiche dei fenomeni rappresentativi degli impatti, precedentemente esposti. Le magnitudo minima e massima possibili definiscono un intervallo di valori entro cui confrontare l'impatto elementare dell'opera in oggetto, calcolato in quel contesto ambientale e territoriale.

Oltre alle magnitudo minime (m) e massime (M), sono state assegnate le magnitudo minime tendenziali (mt) e massime tendenziali (Mt), i cui valori indicano le possibilità estreme (la più pessimistica e la più ottimistica) fra quelle indicate. Da precisare, infine, che il minimo e massimo di scala indicati (m e M) sono stati normalizzati rispetto ad una scala massima possibile con range variabile da -5 a +5 dove il segno “-” indica un impatto negativo sul comparto considerato mentre il segno “+” indica un impatto positivo. Come consigliato dalla letteratura, il range di variazione della magnitudo (-5 ÷

+5) è contenuto, in quanto si hanno a disposizione pochi dati sui quali basare l'analisi delle interferenze.

Di seguito si riporta l'elenco delle Componenti ambientali e dei Fattori/Azioni di progetto presi in considerazione:

Componenti:

- ✓ Atmosfera
- ✓ Ambiente idrico
- ✓ Suolo e Sottosuolo
- ✓ Patrimonio storico culturale
- ✓ Aspetti socio economici
- ✓ Salute pubblica
- ✓ Flora e Fauna
- ✓ Paesaggio

Fattori:

- ✓ Emissioni gassose e di polveri
- ✓ Variazioni qualitative delle acque superficiali
- ✓ Modificazioni ecosistemiche
- ✓ Insorgenza interferenze visive
- ✓ Rumorosità del sito
- ✓ Incremento traffico veicolare
- ✓ Produzione rifiuti
- ✓ Variazione destinazione d'uso del suolo

Dopo aver effettuato la scelta delle componenti da analizzare e dei fattori da prendere in esame, stabilite caso per caso sia le magnitudo proprie che le minime e massime tendenziali, sono stati attribuiti, per ogni componente, i relativi livelli di correlazione, valutabili in 4 livelli (A = 2 B, B = 2 C, C = 2,5, 0), a sommatoria dei valori pari a 10 per condizione imposta ($nA+nB+nC=10$).

Le espressioni di giudizio utilizzate per l'attribuzione dei livelli di correlazione sono state:

A = elevata, B = media, C = bassa, 0=nulla

Contemporaneamente, impiegando la magnitudo minima e massima dei fattori in gioco

(m , M), si ottiene, per ogni singola componente, il relativo impatto elementare minimo e massimo. Il risultato di tale elaborazione permette il confronto degli impatti elementari previsti per ogni singola componente e permette, inoltre, di individuare l'impatto minimo e massimo possibile e stabilire se l'impatto dell'opera prevista si avvicina o meno ad un livello rilevante di soglia (trascurabilità attenzione o criticità).

A questo punto, si è proceduto alla valutazione dell'impatto complessivo su ogni componente, valutato come percentuale rispetto all'impatto massimo possibile a cui è stato ovviamente assegnato un valore pari al 100%. A tal scopo, il valore massimo possibile è stato calcolato, per ogni componente, con la seguente espressione:

$$I_{e \text{ Max}} = \sum_{i=1}^n (L_c * M_{max_i})$$

dove: $I_{e \text{ Max}}$ = massimo impatto elementare sulla singola componente

L_c = livello di correlazione tra il fattore "i-esimo" e la componente considerata

M_{max_i} = valore assoluto della massima magnitudo possibile (ovvero 5)

Si precisa che in questo modo si ottiene un valore rappresentativo dell'impatto massimo diverso per ogni comparto, in quanto tale valore dipende dal numero e dal tipo di livelli di correlazione presenti. L'impatto minimo possibile è ovviamente pari allo 0%.

Vengono dunque calcolati i tre possibili impatti elementari per ogni componente (impatto minimo tendenziale, impatto proprio, impatto massimo tendenziale) mediante la seguente espressione:

$$I_{e=} = \sum_{i=1}^n (L_c * M_i)$$

dove: $I_{e=}$ = impatto elementare sulla singola componente

L_c = livello di correlazione tra il fattore "i-esimo" e la componente considerata

M_i = valore della magnitudo

Le tabelle seguenti riassumo i risultati ottenuti.

MAGNITUDO		FASE DI CANTIERE								PERCENTUALE DI INCIDENZA				
		Emissioni gassose e di polveri	Variazioni qualitative acque superficiali	Modificazioni ecosistemiche	Insolegenza interferenze visive	Rumorosità del sito	Incremento traffico veicolare	Produzione rifiuti	Variazione destinazione d'uso del suolo	Min. Assoluto	Min. Tendenziale	Propria	Max. Tendenziale	Max. Assoluto
		0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-2	-3
COMPONENTI	ATMOSFERA	A	C	C		B	B	C	B	0%	-1,76%	-11,43%	-21,10%	100%
	AMBIENTE IDRICO	C	C	C							0,00%	-11,43%	-19,05%	
	SUOLO E SOTTOSUOLO			C	C				C		-7,62%	-15,24%	-30,48%	
	PATRIMONIO STORICO CULTURALE	B					B				0,00%	-11,43%	-22,86%	
	ASPETTI SOCIO ECONOMICI						C	C	C		-3,81%	-15,24%	-22,86%	
	SALUTE PUBBLICA	C				C	C	C			0,00%	-8,57%	-17,14%	
	FLORA E FAUNA			B			C	C			0,00%	-11,43%	-20,00%	
	PAESAGGIO				B				B		-11,43%	-17,14%	-34,29%	

Figura 137 matrice degli impatti – fase di cantiere

		POST OPERAM								PERCENTUALE DI INCIDENZA				
		Emissioni gassose e di polveri	Variazioni qualitative acque superficiali	Modificazioni ecosistemiche	Insorgenza interferenze visive	Rumorosità del sito	Incremento traffico veicolare	Produzione rifiuti	Variazione d'uso del suolo	Min. Assoluto	Min. Tendenziale	Propria	Max. Tendenziale	Max. Assoluto
MAGNITUDO	Min. Tendenziale	0	0	0	0	0	0	0	-1	0%	0,00%	0,00%	-11,43%	100%
	Propria	-1	-1	-1	-1	-1	0	0	-2					
	Max. Tendenziale	-2	-2	-2	-2	-2	-1	-1	-3					
COMPONENTI	ATMOSFERA						C				0,00%	0,00%	-11,43%	
	AMBIENTE IDRICO		C	C							0,00%	-11,43%	-22,86%	
	SUOLO E SOTTOSUOLO			C					B		-7,62%	-19,05%	-30,48%	
	PATRIMONIO STORICO CULTURALE						C				0,00%	0,00%	-11,43%	
	SOCIO ECONOMICO								C		-5,71%	-11,43%	-22,86%	
	SALUTE PUBBLICA					C	C				0,00%	-5,71%	-17,14%	
	FLORA E FAUNA			C		C					0,00%	-11,43%	-22,86%	
	PAESAGGIO				B						0,00%	-11,43%	-22,86%	

Figura 138 matrice degli impatti – post operam

E.11.2 Analisi dei risultati e conclusioni

Dal confronto tra le elaborazioni eseguite relativamente alle magnitudo proprie, massime tendenziali e minime tendenziali è stato possibile ricavare dei giudizi sintetici sull'impatto complessivo associato ad ogni componente. Vale la pena ricordare che, per quanto riguarda gli impatti negativi, l'impatto massimo tendenziale è quello associabile a condizioni di "emergenza" conseguenti ad eventi accidentali non prevedibili (o comunque poco probabili), mentre l'impatto minimo tendenziale rappresenta la condizione più ottimistica possibile. L'impatto dovuto alla magnitudo propria si colloca tra queste due essendo caratteristica della situazione reale e più probabile. Le percentuali calcolate vengono analizzate in riferimento ad una scala di sensibilità delle interferenze di seguito definita.

Range percentuale	Livello di sensibilità
<10%	Nulla o trascurabile
10-30%	Pienamente sostenibile
30-50%	Attenzione
50-70%	Difficilmente sostenibile
>70%	Criticità

Tabella Scala di sensibilità delle interferenze

Sotto queste affermazioni appare evidente che sia il minimo tendenziale che la magnitudo propria risultano essere sempre al di sotto della soglia di attenzione (30-50%). La situazione di massimo tendenziale, che rappresenta in qualche modo la visione più pessimistica degli impatti, evidenzia l'esistenza di sconfinamenti, anche se estremamente contenuti rispetto alla soglia di attenzione, per le componenti "suolo e sottosuolo" e "paesaggio" per la fase di cantiere e per la componente "suolo e sottosuolo" per la fase post – operam. Tutte le altre componenti sono invece interessate da magnitudo inferiori alla soglia di attenzione. E' comunque di rilevante importanza, al fine di attribuire un giusto peso a tali valutazioni, assumere che trattasi di situazioni di massimo tendenziale, correlate ad uno scenario potenziale, legato all'instaurazione di situazioni di emergenza, che non rappresentano certamente l'ordinarietà ed, in ogni caso, limitate nel tempo: le valutazioni si riferiscono, infatti, a situazioni completamente reversibili, quali quelle di fase di cantiere, e/o a situazioni a cui è associata una probabilità di accadimento molto contenuta, come ad esempio eventi accidentali o malfunzionamento degli interventi di mitigazione previsti.

E.12 SINTESI DEGLI IMPATTI E DELLE MISURE DI MITIGAZIONE

In questo paragrafo si sintetizzano, per ciascuna componente investigata, le caratteristiche degli impatti valutati e le relative opere di mitigazione.

✓ **ATMOSFERA:**

- area ricaduta: locale (nell'ambito del cantiere)
- stima: entità contenuta; limitato nel tempo; reversibile;
- misure di mitigazione: tale impatto si manifesta esclusivamente nella fase di cantierizzazione sotto forma di emissione di polveri e inquinanti. Durante l'esecuzione dei lavori si dovrà: evitare di tenere inutilmente accesi i motori di mezzi e degli altri macchinari da costruzione; verificare le buone condizioni di manutenzione dei mezzi impiegati; effettuare la bagnatura delle gomme degli automezzi; provvedere alla umidificazione del terreno nelle aree di cantiere e dei cumuli di inerti per impedire il sollevamento delle polveri; utilizzare scivoli per lo scarico dei materiali; ridurre la velocità di transito dei mezzi.

✓ **SALUTE PUBBLICA – RUMORE**

- area ricaduta: locale
- stima: valori previsionali nei limiti di normativa, per cui impatto nullo
- misure di mitigazione: nelle fasi di cantierizzazione e dismissione si prevede l'impiego di mezzi d'opera a basse emissioni sonore.

✓ **SALUTE PUBBLICA – CAMPI ELETTROMAGNETICI**

- area ricaduta: locale
- stima: entità contenuta nei limiti della specifica normativa vigente; lunga durata; reversibile;
- misure di mitigazione: nella fase di cantiere l'esposizione ai campi elettromagnetici e magnetici della manodopera impegnata nella realizzazione dell'impianto (unici ricettori potenzialmente interessati) sarà gestita in accordo con la normativa sulla sicurezza dei lavoratori, ai sensi del D.Lgs. 81/2008 e s.m.i.. Nella fase di esercizio, come descritto nei

paragrafi precedenti, la probabilità dell'impatto è da considerarsi del tutto trascurabile.

✓ **SUOLO E SOTTOSUOLO – SUOLO**

- area ricaduta: locale
- stima: impatto medio-basso limitato all'area di intervento; lunga durata; reversibile;
- misure di mitigazione: al termine della vita utile l'impianto fotovoltaico e l'infrastruttura saranno disconnessi dalla rete elettrica, i componenti verranno rimossi e riciclati per quanto possibile. Le strutture saranno smantellate e tutti i cavi sotterranei saranno scavati e rimossi. La rinaturazione delle aree ha quale obiettivo riportare il sito in oggetto a una condizione stabile, il più vicino possibile alle condizioni ante-operam. La riabilitazione dell'area rappresenta la misura di compensazione più rilevante da effettuarsi come segue: liberato il sito da tutte le strutture e dai rifiuti, verrà coperto da strati di terriccio umettante; l'applicazione di fertilizzanti sarà utilizzata per migliorare la composizione del suolo; la semina a mano di semi autoctoni sarà utilizzata per ottenere vegetazione idonea e restituire naturalità.

✓ **SUOLO E SOTTOSUOLO – SOTTOSUOLO**

- area ricaduta: locale
- stima: nullo/trascurabile, limitato all'area di intervento; breve durata; reversibile;
- misure di mitigazione: Nella fase di cantierizzazione vi sarà un modesto interessamento del sottosuolo con opere di ingegneria civile (posa cavidotti e basamenti stazioni elettriche) ed opere completamente reversibili come l'infissione dei pali a sostegno dei pannelli solari e della recinzione dell'impianto. Quale misura di compensazione si propone di rinnovare integralmente il tappetino stradale della viabilità pubblica interessata dai lavori di posa dei cavidotti.

✓ **AMBIENTE IDRICO**

- area ricaduta: locale
- stima: nullo;
- misure di mitigazione: l'impianto non ha produzione di acque reflue e le opere in progetto non determinano rischi di alterazione della qualità dell'acqua superficiale e sotterranea.

✓ **FLORA E FAUNA**

- area ricaduta: locale
- stima: modesto/trascurabile; lunga durata; reversibile
- misure di mitigazione: vista l'estensione territoriale del progetto, ancorchè situato in aree di basso pregio naturalistico (aree agricole, coltivi improduttivi o abbandonati), si è ritenuto opportuno proporre alcune misure di mitigazione dell'impatto potenziale: le recinzioni perimetrali dell'impianto avranno, ogni 100 m di lunghezza, uno spazio libero verso terra di altezza circa 50 cm e larghi 1 m, al fine di consentire il passaggio della piccola fauna selvatica. In corrispondenza dei ponti ecologici presenti, quali fasce arborate, il franco da terra si estenderà lungo tutta la recinzione. Nella stessa area, come misura di compensazione, al fine di compensare la perdita di nicchie potenziali per la micro e meso fauna legata al suolo e alla vegetazione erbacea ed arbustiva, si prevede di creare dei nuclei irregolari di vegetazione arbustiva di tipo mediterraneo, da impiantare in numero di almeno 1/ha, e strutture di pietrame di dimensioni eterogenee posizionate in modo da realizzare dei subconi di circa 3 m di diametro e circa 1 m di altezza, distribuite sull'intera superficie in numero non inferiore a 10.

✓ **PAESAGGIO**

- area ricaduta: locale
- stima: modesto/trascurabile; lunga durata; reversibile;
- misure di mitigazione: piantumazione siepi perimetrali e segregazione dei manufatti (cabine) con materiali che si integrano con il costruito circostante

✓ **ASPETTI SOCIO-ECONOMICI**

- area ricaduta: provinciale
- stima: positivo;
- misure di mitigazione: nessuna

F. BIBLIOGRAFIA.

- ✓ Protocollo di Kyoto
- ✓ Piano 20 20 20 (anche denominato pacchetto clima – energia 20 20 20), contenuto nella Direttiva 2009/29/CE
- ✓ Energy Roadmap 2050
- ✓ Piano Energetico Nazionale (PEN)
- ✓ Strategia Energetica Nazionale 2017
- ✓ Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR)
- ✓ Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR)
- ✓ Regolamento regionale 24/2010 – aree non idonee FER
- ✓ Piano di Assetto Idrogeologico (PAI)
- ✓ Piano di Tutela delle Acque (PTA)
- ✓ Piano Territoriale di Coordinamento della Provincia di Foggia (PTCP)
- ✓ Piano Urbanistico Generale (PUG) del Comune di Ascoli Satriano
- ✓ Rete Natura 2000
- ✓ Rapporto 303/2019 “Fattori di emissione atmosferica di gas a effetto serra nel settore elettrico nazionale e nei principali Paesi Europei” – ISPRA
- ✓ “Valutazione dello stato della Qualità dell’Aria sulla regione Puglia con focus sul Salento - Anno 2017”, - ARPA Puglia
- ✓ <http://cloud.arpa.puglia.it/previsioniqualityadellaria/index.html>
- ✓ https://www.isprambiente.gov.it/files2017/pubblicazioni/periodici-tecnici/memorie-de-scrittive-della-carta-geologica-ditalia/volume-92/memdes_92_1_7_caratteri_climatic_i.pdf
- ✓ “AP42 della US-EPA (AP-42 Fifth Edition, Volume I, Chapter 13, 13.2.4 Aggregate Handling and storage Piles) -
<https://www.epa.gov/air-emissions-factors-and-quantification/ap-42-fifth-edition-volume-i-chapter-13-miscellaneous-0>

- ✓ www.ilmeteo.it
- ✓ Accordo di programma MATT – CNLSD – Manuali e linee guida 40/2006 - Autori: T. Ceccarelli, F. Giordano, A. Luise, L. Perini, L. Salvati –
<https://www.minambiente.it/biblioteca/la-vulnerabilita-alla-desertificazione-italia-raccolta-analisi-confronto-e-verifica-delle>
- ✓ “Trade-off between photovoltaic systems installation and agricultural practices on arable lands: An environmental and socio-economic impact analysis for Italy” – Autori S. Sacchelli, G. Garegnani, F. Geri, G. Grilli, A. Paletto, P. Zambelli, M. Ciolli, D. Vettorato, pubblicato su www.elsevier.com/locate/landusepol - 56 (2016) 90-99
- ✓ “Il Ciclo sessennale 2016-2021” - Relazione finale del “Monitoraggio Operativo – Anno 2017” pubblicata nel Maggio 2019. – ARPA Puglia
- ✓ www.paesaggiopuglia.it/aree-protette-in-puglia-footer.html
- ✓ “Carta della Natura della regione Puglia alla scala 1:50.000” – ARPA Puglia
- ✓ Carta degli Habitat Corine Biotipes per la Provincia di Foggia
- ✓ “La valutazione dell’impatto paesaggistico di impianti fotovoltaici al suolo. Proposta metodologica ed esempio di applicazione.” R. Chiabrando, E. Fabrizio, G. Garnerò. – Atti del IX Convegno Nazionale dell’Associazione Nazionale di Ingegneria Agraria. Memoria n. 311. Ischia Porto 12-16/09/2009
- ✓ Tesi di dottorato di ricerca internazionale in Ingegneria agraria XXIV Ciclo “La progettazione paesaggistica dei parchi fotovoltaici in territorio rurale” - L. Carullo
- ✓ “The artificial night sky brightness mapped from DMSP Operational Linescan System measurements”. P. Cinzano (1), F. Falchi (1), C.D. Elvidge (2), Baugh K. (2) ((1) Dipartimento di Astronomia Padova, Italy, (2) Office of the director, NOAA National Geophysical Data Center, Boulder, CO), Monthly Notices of the Royal Astronomical Society, 318, 641-657 (2000))
- ✓ “Naked eye star visibility and limiting magnitude mapped from DMSP-OLS satellite data”. P. Cinzano (1), F. Falchi (1), C.D. Elvidge (2)((1) Dipartimento di Astronomia Padova, Italy, (2) Office of the director, NOAA National Geophysical Data Center, Boulder, CO), Monthly Notices of the Royal Astronomical Society, 323, 34-46 (2001)).
- ✓ Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima (PNIEC) ed. 2019.