



REGIONE CAMPANIA

PROVINCIA DI AVELLINO



Progetto per la realizzazione di un impianto fotovoltaico sito nel Comune di Ariano Irpino (AV) Località "Masseria delle Monache"



COMUNE DI ARIANO IRPINO

COMMITTENTE

Helios One s.r.l.

Via Giovanni Boccaccio, 7 - 20123 Milano
p.iva 15735841007

PROGETTAZIONE

Leukos



Horus
Green Energy Investment

FDGL

LEUKOS Consorzio Stabile

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

HORUS Green Energy Investment

Viale Parioli n. 10
00197 Roma

FDGL s.r.l.

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

Progettista:
Ing. Fabrizio Davidde



Redattore SIA:
Ing. Francesco Festa



PROGETTO DEFINITIVO

Elaborato:

SIA-REL.01 - Studio di Impatto Ambientale

SCALA

-

DATA

11/2022

FORMATO STAMPA

A4

REDATTO

APPROVATO

DESCRIZIONE E REVISIONE DOCUMENTO

DATA:

REV.N'

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

“Se la tendenza attuale continua, questo secolo potrebbe essere testimone di cambiamenti climatici inauditi e di una distruzione senza precedenti degli ecosistemi, con gravi conseguenze per tutti noi, molti di coloro che detengono più risorse e potere economico o politico sembrano concentrarsi soprattutto nel mascherare i problemi o nascondere i sintomi, cercando solo di ridurre alcuni impatti negativi di cambiamenti climatici. Ma molti sintomi indicano che questi effetti potranno essere sempre peggiori se continuiamo con gli attuali modelli di produzione e di consumo. Perciò è diventato urgente e impellente lo sviluppo di politiche affinché nei prossimi anni l'emissione di anidride carbonica e di altri gas altamente inquinanti si riduca drasticamente, ad esempio, sostituendo i combustibili fossili e sviluppando fonti di energia rinnovabile”.

Dall'enciclica “Laudato Si”

Papa Francesco Bergoglio

Sommario

PREMESSA METODOLOGICA.....	12
A. BREVE PANORAMICA CIRCA LO STATO DELL'ARTE DELLE RINNOVABILI.....	13
B. INQUADRAMENTO DEL PROGETTO NEL PANORAMA NORMATIVO DI RIFERIMENTO.....	15
C. QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO.....	18
C.1 PIANIFICAZIONE ENERGETICA.....	18
C.1.1 Analisi storica di sintesi dello sviluppo delle energie rinnovabili.....	18
C.1.2 Agenda 2030 per lo Sviluppo Sostenibile.....	26
C.2 STRUMENTI DI PROGRAMMAZIONE NAZIONALE.....	28
C.2.1 Piano Energetico Nazionale.....	29
C.2.2 Conferenza nazionale sull'energia e l'ambiente.....	30
C.2.3 Legge n.239 del 23 agosto 2004.....	31
C.2.4 Strategia energetica nazionale 2017.....	32
C.2.5 Recepimento delle direttive europee.....	34
C.2.6 Piano Nazionale Integrato Energia Clima (PNIEC).....	37
C.2.7 Il Next Generation EU.....	53
C.3 STRUMENTI DI PROGRAMMAZIONE REGIONALE.....	57
C.3.1 Le FER in Regione Campania.....	57
C.3.2 Piano territoriale regionale (PTR).....	60
C.3.3 Piano territoriale di coordinamento provinciale (PTCP) di Avellino.....	79
C.3.4 Piano di assetto idrogeologico (PAI).....	87
C.3.5 Vincolo Idrogeologico.....	90
C.3.6 Piano di tutela delle acque (PTA).....	91
C.4 STRUMENTI DI PROGRAMMAZIONE COMUNALE.....	95
C.4.1 Piano urbanistico generale (PUC).....	95
C.4.2 Piano Energetico Comunale (PEC).....	99
C.5 GESTIONE DEL TERRITORIO.....	101
C.5.1 Piani di Gestione della Rete Natura 2000.....	101
C.5.2 Uso del suolo.....	105
C.6 INQUADRAMENTO TERRITORIALE E UBICAZIONE DELL'INTERVENTO.....	106
C.6.1 Il Comune di Ariano Irpino.....	106
C.6.2 Caratteristiche geomorfologiche.....	109
C.6.3 Caratteristiche pedo-agronomiche.....	112

C.6.4 Il clima	114
C.6.5 Caratteristiche sismiche	117
C.6.6 Il sito di progetto	118
D. QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE	136
D.1 MOTIVAZIONE DELL'OPERA	136
D.2 ANALISI DELLE ALTERNATIVE	137
D.2.1 Analisi della opzione zero	137
D.2.2 Le alternative prese in considerazione	140
D.3 DEFINIZIONI	141
D.4 RIFERIMENTI NORMATIVI SPECIFICI	142
D.5 UBICAZIONE DELL'IMPIANTO	145
D.6 DESCRIZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	146
D.6.1 Generatore fotovoltaico	151
D.6.2 Cabina di sezionamento.....	153
D.7 CANALIZZAZIONI E CAVI.....	153
D.8 SISTEMA DI MONITORAGGIO	154
D.9 STAZIONE DI TRASFORMAZIONE MT/AT	155
D.9.1 Edificio di consegna MT	158
D.9.2 Apparecchiature di misura.....	158
D.9.3 Movimento terra.....	159
D.9.4 Recinzione.....	160
D.9.5 Accesso alle aree.....	160
D.9.6 Sistemazione e pavimentazione delle aree	160
D.9.7 Rete di terra	161
D.9.8 Illuminazione aree e locali.....	162
D.9.9 Raccordo in cavo AT	162
D.10 OPERE CIVILI	167
D.10.1 Strade di servizio e accesso.....	167
D.10.2 Livellamento.....	167
D.10.3 Scavi	167
D.10.4 Recinzioni e cancelli d'accesso	168
D.10.5 Cabina.....	168
D.11 MANUTENZIONE.....	170

D.11.1 Manutenzione ordinaria.....	170
D.11.2 Manutenzione straordinaria.....	171
D.11.3 Piano di manutenzione.....	171
D.11.4 Moduli fotovoltaici	171
D.11.5 Stringhe fotovoltaiche.....	172
D.11.6 Quadri elettrici	172
D.11.7 Convertitore	173
D.11.8 Collegamenti elettrici	173
E. QUADRO DI RIFERIMENTO AMBIENTALE.....	174
E.1 ATMOSFERA	176
E.1.1 Stato di fatto (punto zero).....	176
E.1.1.1 Qualità dell'aria.....	176
E.1.1.2 Caratterizzazione meteorologica.....	186
E.1.2 Identificazione degli impatti potenziali.....	190
E.1.2.1 Cantierizzazione.....	190
E.1.2.2 Fase di esercizio	191
E.1.2.3 Fase di dismissione ("decommissioning").....	194
E.1.3 Valutazione degli impatti e misure di mitigazione e compensazione	194
E.1.3.1 Emissioni di polveri e inquinanti (cantierizzazione e decommissioning)	194
E.2 SALUTE PUBBLICA.....	198
E.2.1 Rumore	198
E.2.1.1 Stato di fatto (punto zero)	198
E.2.1.2 Identificazione degli impatti potenziali	199
E.2.1.2.1 Cantierizzazione	201
E.2.1.2.2 Fase di esercizio	202
E.2.1.2.3 Fase di dismissione ("decommissioning").....	203
E.2.1.3 Valutazione degli impatti e misure di mitigazione e compensazione	203
E.2.2 Campi elettromagnetici.....	213
E.2.2.1 Stato di fatto (punto zero)	213
E.2.2.2 Identificazione degli impatti potenziali	215
E.2.2.2.1 Cantierizzazione	215
E.2.2.2.2 Fase di esercizio	215
E.2.2.2.3 Fase di dismissione ("decommissioning").....	221

E.2.2.3 Valutazione degli impatti e misure di mitigazione e compensazione	222
E.3 SUOLO E SOTTOSUOLO	222
E.3.1 Suolo	222
E.3.1.1 Stato di fatto (punto zero)	222
E.3.1.1.1 Aspetti pedo-agronomici	222
E.3.1.1.2 Stato dell'arte sul consumo di suolo nel territorio di Ariano Irpino	228
E.3.1.2 Identificazione degli impatti potenziali	234
E.3.1.2.1 Cantierizzazione e fase di esercizio	234
E.3.1.2.2 Fase di dismissione ("decommissioning")	243
E.3.1.3 Valutazione degli impatti e misure di mitigazione e compensazione	243
E.3.1.3.1 Tutela ecosistema agricolo	244
E.3.2 Sottosuolo	248
E.3.2.1 Stato di fatto (punto zero)	248
E.3.2.2 Identificazione degli impatti potenziali	253
E.3.2.2.1 Cantierizzazione	253
E.3.2.2.2 Fase di esercizio	256
E.3.2.2.3 Fase di dismissione ("decommissioning")	256
E.3.2.3 Valutazione degli impatti e misure di mitigazione e compensazione	256
E.4 AMBIENTE IDRICO	257
E.4.1 Stato di fatto (punto zero)	257
E.4.2 Indicazione degli impatti potenziali	261
E.4.2.1 Cantierizzazione	261
E.4.2.2 Fase di esercizio	264
E.4.2.3 Fase di dismissione ("decommissioning")	264
E.4.3 Valutazione degli impatti e misure di mitigazione e compensazione	264
E.5 FLORA E FAUNA	264
E.5.1 Stato di fatto (punto zero)	264
E.5.2 Indicazione degli impatti potenziali	274
E.5.2.1 Cantierizzazione	274
E.5.2.2 Fase di esercizio	274
E.5.2.3 Fase di dismissione ("decommissioning")	276
E.5.3 Valutazione degli impatti e misure di mitigazione e compensazione	277
E.6 PAESAGGIO	289

E.6.1 Stato di fatto (punto zero).....	289
E.6.2 Indicazione degli impatti potenziali	292
E.6.2.1 Cantierizzazione.....	293
E.6.2.2 Fase di esercizio	293
E.6.2.3 Fase di dismissione (“decommissioning”).....	293
E.6.3 Valutazione degli impatti e misure di mitigazione e compensazione	293
E.7 PATRIMONIO STORICO-CULTURALE	311
E.7.1 Stato di fatto (punto zero).....	311
E.7.2 Indicazione degli impatti potenziali	313
E.7.2.1 Cantierizzazione.....	313
E.7.2.2 Fase di esercizio	314
E.7.2.3 Fase di dismissione (“decommissioning”).....	314
E.7.3 Valutazione degli impatti e misure di mitigazione e compensazione	314
E.8 ASPETTI SOCIO-ECONOMICI	314
E.8.1 Stato di fatto (punto zero).....	314
E.8.2 Indicazione degli impatti potenziali	321
E.8.2.1 Cantierizzazione.....	321
E.8.2.2 Fase di esercizio	321
E.8.2.3 Fase di dismissione (“decommissioning”).....	322
E.8.3 Valutazione degli impatti e misure di mitigazione e compensazione	322
E.9 DISMISSIONE DELL’IMPIANTO E RIPRISTINO DEI LUOGHI.....	322
E.9.1 Rimozione dei componenti dell’impianto	323
E.9.2 Smaltimento dei materiali provenienti dalla dismissione.....	323
E.9.3 Classificazione dei rifiuti.....	324
E.9.4 La dismissione dell’impianto	325
E.9.5 Ripristino dello stato dei luoghi.....	325
E.9.6 Valutazione economica dei lavori di dismissione	326
E.9.7 Cronoprogramma dei lavori di dismissione	326
E.10 ANALISI MATRICIALE DELLE INTERFERENZE PREVISTE	328
E.10.1 Introduzione e metodologia adottata.....	328
E.10.2 Analisi dei risultati e conclusioni	334
E.11 SINTESI DEGLI IMPATTI E DELLE MISURE DI MITIGAZIONE	336
F. BIBLIOGRAFIA.....	340

Indice figure

Figura 1 Obiettivi (SDGs - Sustainable Development Goals).....	27
Figura 2 Obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili	36
Figura 3 Andamento storico delle emissioni nei settori ETS e scenari futuri a politiche correnti e PNIEC (Mt di CO _{2eq}) Fonte ISPRA	44
Figura 4 PTR – 3° QTR – Sistemi territoriali di sviluppo: Dominanti	66
Figura 5 PTR – 1° QTR – Rete Infrastrutturale	67
Figura 6 PTR – 1° QTR – Rete Ecologica.....	68
Figura 7 PTR – 1° QTR – Governo del rischio – Rischio sismico e vulcanico	69
Figura 8 Classificazione sismica della Regione Campania D.G.R. n. 5447 del 07/11/2002.....	70
Figura 9 PTR Schema di articolazione dei paesaggi della Campania – Ambito 18: Fortore e Tammaro	72
Figura 10 PTR Strutture Storiche – Archeologiche del paesaggio	73
Figura 11 PTR Uso agricolo dei suoli.....	74
Figura 12 PTR Visioning tendenziale	75
Figura 13 PTR Sistemi Terre – D1 Colline argillose	76
Figura 14 PTR Aree protette	78
Figura 15 PTCP - P.07.01 Vincoli geologici e ambientali	81
Figura 16 PTCP - P.07.02 Vincoli paesaggistici, archeologici e naturalistici	82
Figura 17 PTCP - P.07.03 Ambiti costruttivi delle aree di attenuazione e approfondimento..	83
Figura 18 PTCP - P.08 Articolazione del territorio in Unità di Paesaggio.....	84
Figura 19 PTCP - P.05 Aree agricole e forestali di interesse strategico	85
Figura 20 PTCP - P.12 Il Sistema dei Beni Culturali e degli itinerari di interesse strategico .	86
Figura 21 P.A.I. AdB Appennino Meridionale – Rischio da frana	88
Figura 22 P.A.I. AdB Appennino Meridionale – Pericolosità da frana	89
Figura 23 Carta distribuzione dei fenomeni franosi descritti secondo P.S.A.I. e relativa posizione delle opere progettuali. Coordinate in WGS84 – UTM 33N.	90
Figura 24 Vincolo idrogeologico R.D. n. 3267/23	91
Figura 25 PTA – Individuazione dei corpi idrici sotterranei - CISS	94
Figura 26 PTA – Individuazione dei corpi idrici superficiali interni e marino costieri	95
Figura 27 Stralcio del P.U.C. di Ariano Irpino	98
Figura 28 Stralcio del P.E.C. di Ariano Irpino	100
Figura 29 Ortofoto con ubicazione area intervento e Aree Protette Natura 2000 (Geoportale Nazionale).....	103
Figura 30 Ortofoto con ubicazione area di intervento e sito IBA 126 (Geoportale Nazionale)	104
Figura 31 Stralcio Carta Uso del suolo	105
Figura 32 Area di intervento su ortofoto	108
Figura 33 Schema geologico dell'Appennino meridionale.....	110
Figura 34 Unità geologiche presenti nel territorio di Ariano Irpino	111
Figura 35 Identificazione e caratterizzazione dei suoli.....	112
Figura 36 Localizzazione dell'intervento	113

Figura 37	Precipitazioni mensili medie ad Ariano Irpino	114
Figura 38	Temperatura massima e minima media ad Ariano Irpino	115
Figura 39	Ore di luce diurna e crepuscolo ad Ariano Irpino	115
Figura 40	Vista area industriale di Camporeale e sito di intervento	119
Figura 41	Stralcio elaborato DEF-TAV.06 – Layout su catastale	121
Figura 42	Stralcio elaborato DEF-TAV.06 – Layout su catastale	122
Figura 43	Stralcio elaborato DEF-TAV.06 – Layout su catastale	123
Figura 44	Stralcio elaborato DEF-TAV.06 – Layout su catastale	124
Figura 45	Stralcio elaborato DEF-TAV.06 – Layout su catastale	125
Figura 46	Stralcio elaborato DEF-TAV.06 – Layout su catastale	126
Figura 47	Stralcio elaborato DEF-TAV.07 – Layout impianto con sottocampi	127
Figura 48	Stralcio elaborato DEF-TAV.12 – Particolare sottocampo	128
Figura 49	Profili altimetrici	129
Figura 50	Stralcio elaborato DEF-TAV.01 – Corografia generale	130
Figura 51	Foto area di progetto	135
Figura 52	Stralcio elaborato DEF-TAV.04 – Layout su ortofoto	149
Figura 53	Stralcio elaborato DEF-TAV.05 – Layout su CTR	150
Figura 54	Schema tipologico del cavo	165
Figura 55	Emissioni di anidride carbonica dal settore termoelettrico per la produzione di energia elettrica per combustibile (Mt CO₂)	176
Figura 56	Contaminanti atmosferici emessi dal settore elettrico per la produzione di energia elettrica e calore (kt)	177
Figura 57	Localizzazione dell'area d'impianto sulla Zonizzazione operata ai sensi del D. Lgs 155/10	179
Figura 58	Stima della media annuale delle concentrazioni di biossido di azoto (NO₂) valutate con il modello Chimere per l'anno 2016 con riferimento alle soglie legislative	181
Figura 59	Stima della media annuale delle concentrazioni di PM₁₀ valutate con il modello Chimere per l'anno 2016 con riferimento alle soglie legislative	182
Figura 60	Stima della media annuale delle concentrazioni di PM_{2,5} valutate con il modello Chimere per l'anno 2016 con riferimento alle soglie legislative	182
Figura 61	Stima della media annuale delle concentrazioni di ozono valutate con il modello Chimere (µg/m³) per l'anno 2016	183
Figura 62	Stima della media annuale delle concentrazioni di biossido di zolfo (SO₂) valutate con il modello Chimere (µg/m³) per l'anno 2016	183
Figura 63	Stima dei superamenti di soglie di valutazione e valore limite stabilite per la media oraria del biossido di azoto valutati con il modello Chimere per l'anno 2016	184
Figura 64	Stima dei superamenti invernali di soglie di valutazione e valore limite per la media giornaliera del PM₁₀ valutati con il modello Chimere per l'anno 2016	184
Figura 65	Stima dei superamenti del valore obiettivo per la media di otto ore dell'ozono valutati con il modello Chimere per l'anno 2016	185
Figura 66	Stima dei superamenti di soglie di valutazione e valore limite per la media giornaliera degli ossidi di zolfo valutati con il modello Chimere per l'anno 2016	185
Figura 67	Stima dei superamenti del valore limite per la media oraria degli ossidi di zolfo valutati con il modello Chimere per l'anno 2016	186

Figura 68 Temperatura media annua in °C relativa al periodo 1951-1980(a) e 1981 – 1999(b)	187
Figura 69 Sommario climatico	188
Figura 70 Temperatura massima e minima media ad Ariano Irpino	188
Figura 71 Velocità media del vento ad Ariano Irpino	189
Figura 72 Direzione del vento ad Ariano Irpino	190
Figura 73 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.	192
Figura 74 Emissioni di CO₂ evitate (Mt) rispetto al 2005.	192
Figura 75 Esempio di impianto automatico lavaggio ruote mezzi d'opera	198
Figura 76 Documento delle valutazioni ambientali eseguite su FIMER SOLAR R11015TL	199
Figura 77 Planimetria con individuazione dei recettori sensibili e dei punti di misura	201
Figura 78 Planimetria con individuazione degli inverter in ciascuno dei sottocampi ai fini	211
Figura 79 Tabella contenente i valori acustici dovuti al funzionamento degli inverter	212
Figura 80 ELF In = 550 A	217
Figura 81 In = 130 A	218
Figura 82 Identificazione e caratterizzazione dei suoli	224
Figura 83 Localizzazione dell'intervento	225
Figure 84: (a) Immagine satellitare Keyhole del 29/12/1975, georiferita del comune di Ariano Irpino; (b) NDVI, derivato dall'immagine Landsat 2 del 16/07/1975, stimato sul comune di Ariano Irpino; (c) Mappa di copertura del suolo aggiornata al 1975 mediante l'uso combinato di dati satellitari Keyhole e Landsat 2. Fonte: Studio di cui alla nota n. 9 su dati Nasa	229
Figura 85 Rappresentazione della CLC 1990 e 2018 per il comune di Ariano Irpino con annessa legenda. Fonte: Studio di cui alla nota n. 9 su dati Copernicus	230
Figure 86: (a) Andamento diacronico della copertura del suolo "semplificata" di Ariano Irpino tra il 1975 e il 2018; (b) zoom sull'andamento dell'urbano 1975-2018. Fonte: Studio di cui alla nota n. 9 su dati Nasa e Copernicus	231
Figura 87 Confronto classi di uso agricolo estratte dalle CLC1990 e CLC2018 per il comune di Ariano Irpino. Fonte: Studio di cui alla nota n. 9 su dati Copernicus	232
Figura 88 Confronto dei <i>pattern</i> di uso del suolo di Ariano Irpino (mappa ricostruita 197, CLC 1990 e CLC 2018). Fonte: Studio di cui alla nota n. 9 con dati Copernicus	233
Figura 89 Schema generale della impostazione teorica del modello applicato nello studio	236
Figura 90 Schema tabellare e grafico da cui si evincono le potenziali superfici disponibili per la realizzazione del fotovoltaico e l'energia potenziale suddivisi per regioni	238
Figura 91 Rappresentazione dell'energia teorica ed economica, per regioni, funzione dei vincoli tecnici e raccomandati	239
Figura 92 (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)	240
Figura 93 Margine di sicurezza e Tasso di rendimento interno per gli impianti fotovoltaici	241
Figura 94 Stralcio Carta geologica relativa al PUC del Comune di Ariano Irpino. In rosso è evidenziata l'area di interesse	249
Figura 95 Carta topografica con reticolo idrografico. In rosso è evidenziata la stazione di trasformazione RTN di Terna S.p.A. Coordinate in WGS84 – UTM 33N	250

Figura 96 Sezione tipo di posa dei cavi elettrici.....	254
Figura 97 Esempio di basamento delle cabine.....	255
Figura 98 Esempio di posizionamento delle cabine.....	255
Figura 99 Sintesi dello stato di qualità dei corpi idrici superficiali per il triennio di monitoraggio 2015-2017	258
Figura 100 Stralcio della Tav. 3 A con individuazione dei CISS e dell'impianto in esame ...	260
Figura 101 Dettaglio della interferenza su CTR in cui è visibile l'incontro del tracciato del cavidotto MT con il reticolo idrografico	261
Figura 102 Rappresentazione schematica della Trivellazione Orizzontale Controllata (T.O.C.). I punti di infissione saranno esterni alla fascia di rispetto fluviale identificati dallo studio.....	262
Figura 103 Fasi di lavoro per l'applicazione della Trivellazione Orizzontale Controllata (T.O.C.).....	263
Figura 104 Mappa delle classi di Valore Ecologico dei biotipi della Regione Campania e relativa distribuzione della superficie per Classi di Valori Ecologico	269
Figura 105 Mappa delle classi di Sensibilità ecologica dei biotipi della Regione Campania e relativa distribuzione della superficie per Classi di Sensibilità Ecologica	270
Figura 106 Mappa delle classi di Pressione Antropica dei biotipi della Regione Campania e relativa distribuzione della superficie per Classi di Pressione Antropica	271
Figura 107 Mappa delle classi di Fragilità Ambientale dei biotipi della Regione Campania e relativa distribuzione della superficie per Classi di Fragilità Ambientale	272
Figura 108 Sintesi delle distribuzioni della superficie per classi degli indici considerati	272
Figura 109 Stralcio della Carta degli Habitat Regionali con sovrapposizione dell'impianto fotovoltaico	273
Figura 110 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))	280
Figura 111 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))......	281
Figura 112 Planimetria IGM con cono ottico del punto di vista e foto panoramica.....	290
Figura 113 Vista aerea del sito che ospiterà l'impianto e del suo intorno – immagine acquisita in data 31/12/1985 (Fonte Google Earth pro)	296
Figura 114 Vista aerea del sito che ospiterà l'impianto e del suo intorno – immagine acquisita in data 02/11/2002 (Fonte Google Earth pro)	296
Figura 115 Vista aerea del sito che ospiterà l'impianto e del suo intorno – immagine acquisita in data 17/07/2005 (Fonte Google Earth pro)	297
Figura 116 Vista aerea del sito che ospiterà l'impianto e del suo intorno – immagine acquisita in data 13/05/2009 (Fonte Google Earth pro)	297
Figura 117 Vista aerea del sito che ospiterà l'impianto e del suo intorno – immagine acquisita in data 20/08/2010 (Fonte Google Earth pro)	298

Figura 118 Vista aerea del sito che ospiterà l'impianto e del suo intorno – immagine acquisita in data 18/05/2012 (Fonte Google Earth pro)	298
Figura 119 Vista aerea del sito che ospiterà l'impianto e del suo intorno – immagine acquisita in data 15/04/2013 (Fonte Google Earth pro)	299
Figura 120 Vista aerea del sito che ospiterà l'impianto e del suo intorno – immagine acquisita in data 09/10/2014 (Fonte Google Earth pro)	299
Figura 121 Vista aerea del sito che ospiterà l'impianto e del suo intorno – immagine acquisita in data 04/11/2015 (Fonte Google Earth pro)	300
Figura 122 Vista aerea del sito che ospiterà l'impianto e del suo intorno – immagine acquisita in data 01/11/2016 (Fonte Google Earth pro)	300
Figura 123 Vista aerea del sito che ospiterà l'impianto e del suo intorno – immagine acquisita in data 01/11/2017 (Fonte Google Earth pro)	301
Figura 124 Vista aerea del sito che ospiterà l'impianto e del suo intorno – immagine acquisita in data 14/06/2019 (Fonte Google Earth pro)	301
Figura 125 Vista aerea del sito che ospiterà l'impianto e del suo intorno – immagine acquisita in data 08/11/2020 (Fonte Google Earth pro)	302
Figura 126 Vista aerea del sito che ospiterà l'impianto e del suo intorno – immagine acquisita in data 05/2022 (Fonte Google Earth pro)	302
Figura 127 Mappa della intervisibilità	304
Figura 128 Layout impianto su ortofoto con indicazione coni visivi	305
Figura 129 Foto 1: a) vista attuale; b) fotoinserimento dell'impianto fotovoltaico	306
Figura 130 Foto 2: a) vista attuale; b) fotoinserimento dell'impianto fotovoltaico; c) fotoinserimento delle opere di mitigazione	307
Figura 131 Foto 3: a) vista attuale; b) fotoinserimento dell'impianto fotovoltaico; c) fotoinserimento delle opere di mitigazione	308
Figura 132 Foto 3: a) vista attuale; b) fotoinserimento dell'impianto fotovoltaico; c) fotoinserimento delle opere di mitigazione	309
Figura 133 Evidenze archeologiche nei dintorni dell'impianto indicato dalla freccia nera. Le aree in rosa sono di interesse archeologico. La linea viola tratteggiata indica il probabile tracciato della Via Aemilia con in rosso e blu l'elettrodotto MT e AT.	312
Figura 134 Carta della potenzialità archeologica	313
Figura 135 matrice degli impatti – fase di cantiere	332
Figura 136 matrice degli impatti – post operam	333

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 17.169 kWp, in agro del Comune di Ariano Irpino (Av), in località "Masseria delle Monache", in attuazione del Decreto Legislativo (D.L.vo) n. 152/2006 "Norme in materia ambientale" e s.m.i. 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 Helios One srl con sede in Via Giovanni Boccaccio, 7 - 20123 Milano (partita iva 15735841007).

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 Valutazione di Impatto Ambientale di competenza statale, infatti, fa parte delle tipologie di interventi riportate nell'Allegato II della Parte II del D.L.vo 152/2006, *2. Installazione relative a: [...] Impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica con potenza complessiva superiore a 10 MW* (fattispecie aggiunta dall'art. 31, comma 6, della legge n. 108 del 2021, ulteriormente modificata dall'art. 10, comma 1, lettera d), numero 1.2), Legge n. 91/2022).

Dunque, al fine di promuovere la procedura di VIA presso l'autorità competente è stato redatto il presente SIA con i contenuti previsti dall'art. 22 (Studio di Impatto Ambientale) del D.L.vo n. 152/2006 e s.m.i., come modificato dall'art. 11 del 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, come modificato dall'art. 22 del D.Lvo 104/2017.

Il presente SIA è stato suddiviso nei tre quadri, ormai divenuti riferimento consolidato nella elaborazione di tale studio: *programmatico, progettuale e ambientale*.

A. BREVE PANORAMICA CIRCA LO STATO DELL'ARTE DELLE RINNOVABILI.

Nonostante l'incertezza economica legata al COVID-19 e ad altri fattori congiunturali, le energie rinnovabili nel 2021 hanno toccato un nuovo record. Il Rapporto di Irena¹ *Renewable Capacity Statistics 2022* segnala infatti che lo scorso anno il settore delle energie pulite ha aggiunto 257 gigawatt (GW) di nuova capacità, un valore molto simile a quello del 2020 e quasi il 50% in più rispetto ai 176 del 2019.

Il rapporto dell'Agenzia Internazionale per le Energie Rinnovabili mostra in particolare che nel 2021 l'81% della nuova potenza installata viene dalle energie pulite, con fotovoltaico ed eolico che rappresentano il 91% delle nuove installazioni green.

I dati dell'Agenzia Internazionale per le Energie Rinnovabili segnalano che alla fine del 2021 la capacità globale di generazione da rinnovabili ha toccato 3.064 Gigawatt (GW), +9,1% rispetto all'anno precedente. L'idroelettrico, con 1.230 GW, continua a rappresentare la percentuale maggiore, ma fotovoltaico (+19% con 133 GW e complessivi 849 GW) ed eolico (+13% con 93GW e 825 GW di capacità totale) sono le fonti che dominano le nuove installazioni, contribuendo complessivamente per l'88% della nuova capacità installata.

Il 60% della nuova capacità è stata installata in Asia, per un totale di 1,46 Terawatt (TW). La Cina ancora una volta ha confermato la propria leadership, aggiungendo 121 GW. L'Europa e il Nord America, guidati dagli Stati Uniti, si sono piazzati al secondo e terzo posto, rispettivamente con 39 GW e 38 GW. In Africa la capacità di energia rinnovabile è cresciuta del 3,9 e in America Centrale e nei Caraibi del 3,3%. Di seguito i dati delle diverse tecnologie rinnovabili nel 2020:

- *Idroelettrico*: La crescita nell'idroelettrico è aumentata costantemente nel 2021, con la messa in servizio di diversi grandi progetti rimandati dal 2020. La Cina ha aggiunto 14,6 GW di capacità, seguita dal Canada con 1,3 GW
- *Energia eolica*: L'espansione eolica ha continuato ma a un ritmo inferiore rispetto al 2020: +93 GW rispetto a +111 GW dell'anno precedente.

¹ Agenzia Internazionale per le Energie Rinnovabili

- *Energia fotovoltaica*: La capacità fotovoltaica totale nel 2021 ha superato quella eolica. L'espansione in Asia è stata di 76 GW nel 2021
- *Bioenergia*: Le installazioni sono aumentate più che nel 2020: +10,3 GW rispetto a +9,1 GW.
- *Energia geotermica*: Ottima la capacità aggiunta nel 2021 con 1,6 GW.
- *Elettricità off-grid*: La capacità off-grid è cresciuta di 466 MW nel 2021 (+4%) raggiungendo 11,2GW.

Dal rapporto, per l'Italia si evince quanto segue:

Total renewable energy
Total énergies renouvelables
Total energías renovables

CAP (MW)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Italy	46 721	48 857	49 526	50 417	51 195	52 128	53 161	54 373	55 493	56 987

Solar energy
Énergie solaire
Energía solar

CAP (MW)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Italy	16 790	18 190	18 600	18 907	19 289	19 688	20 114	20 871	21 656	22 698

Nel prosieguo dello studio, in particolare al paragrafo E.8, sarà ulteriormente approfondita l'analisi sul mondo delle rinnovabili con specifico riferimento agli aspetti socio-economici del mondo del fotovoltaico.

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.*”
- ✓ **D.Lgs 31 maggio 2021, N. 77** “*Governance del Piano nazionale di rilancio e resilienza e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di accelerazione e snellimento delle procedure.*”
- ✓ **Legge 29 luglio 2021, N. 108** “*Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 31 maggio 2021, n. 77, recante governance del Piano nazionale di ripresa e resilienza e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di accelerazione e snellimento delle procedure.*”
- ✓ **D.L. 1 marzo 2022, N. 17** coordinato con la **Legge di conversione 27 aprile 2022, n. 34** “*Misure urgenti per il contenimento dei costi dell'energia elettrica e*

del gas naturale, per lo sviluppo delle energie rinnovabili e per il rilancio delle politiche industriali.”

A questi provvedimenti di carattere europeo e nazionale, 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:

- a) la descrizione del progetto in relazione agli stati di attuazione degli strumenti pianificatori, di settore e territoriali, nei quali è inquadrabile il progetto stesso;
- b) la descrizione dei rapporti di coerenza del progetto con gli obiettivi perseguiti dagli strumenti pianificatori.
- c) 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 0/CE 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 Europa, 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.1.2 Agenda 2030 per lo Sviluppo Sostenibile

L'Agenda 2030 per lo Sviluppo Sostenibile è un programma d'azione per le persone, il pianeta e la prosperità che tiene conto della necessità di sostenere la pace universale e la libertà, di sradicare la povertà in tutte le sue forme e dimensioni, conseguendo una trasformazione sostenibile della società, dell'economia e dell'ambiente da qui al 2030.

L'Agenda 2030 per lo sviluppo sostenibile” è il documento adottato dai Capi di Stato in occasione del Summit sullo Sviluppo Sostenibile del 25-27 settembre 2015, che ingloba 17 Obiettivi per lo Sviluppo Sostenibile (SDGs) in un grande programma d'azione per un totale di 169 'target' o traguardi e oltre 240 indicatori. I 193 Paesi firmatari si sono impegnati a raggiungere questi obiettivi entro il 2030.

La caratteristica essenziale dei goals è di essere universali, interconnessi e indivisibili: devono tener conto delle specifiche realtà territoriali e sono potenzialmente applicabili ovunque, a livello globale, nazionale e locale (regionale e/o urbano).

In accordo con le tre dimensioni dello sviluppo sostenibile delineate nell'Agenda, possiamo suddividere gli SDGs in tre macrogruppi: quelli relativi alla Biosfera (SDGs 6, 13, 14, 15), alla Società o all'Economia. La figura sottostante mostra come gli obiettivi legati alla Biosfera sostengano quelli legati alla Società, i quali a loro volta sostengono quelli economici: l'economia non può essere in salute se non lo è la società, la società non può essere in salute se non lo è l'ambiente.



Figura 1 Obiettivi (SDGs - Sustainable Development Goals)

L'accesso all'energia è un prerequisito essenziale per raggiungere molti obiettivi di sviluppo sostenibile che si estendono ben al di là del settore energetico, come ad esempio l'eliminazione della povertà, aumentare la produzione alimentare, la fornitura di acqua pulita, miglioramento della sanità pubblica, migliorando l'istruzione, la creazione di opportunità economiche e l'emancipazione delle donne. Allo stato attuale, 1,6 miliardi di persone in tutto il mondo non hanno accesso all'energia elettrica.

L'Obiettivo 7 sostiene in tal modo l'accesso universale e affidabile ai servizi di produzione di energia moderni a prezzi accessibili. Dato che lo sviluppo sostenibile dipende lo sviluppo economico e dal clima, l'obiettivo 7 mira ad un notevole aumento della quota di energie rinnovabili nell'ambito delle energie globali e un raddoppiamento del tasso globale di miglioramento dell'efficienza energetica. Un altro obiettivo è quello di promuovere la ricerca nelle energie rinnovabili, nonché l'investimento in infrastrutture e tecnologie di energia pulita.

Il Goal 7, "Energia pulita e accessibile" ha come obiettivo quello di assicurare a tutti

l'accesso a sistemi di energia economici, affidabili, sostenibili e moderni. I relativi target e strumenti di attuazione sono:

- ✓ 7.1 - Entro il 2030, garantire l'accesso universale ai servizi energetici a prezzi accessibili, affidabili e moderni
- ✓ 7.2 - Entro il 2030, aumentare notevolmente la quota di energie rinnovabili nel mix energetico globale
- ✓ 7.3 - Entro il 2030, raddoppiare il tasso globale di miglioramento dell'efficienza energetica
- ✓ 7.a - Entro il 2030, rafforzare la cooperazione internazionale per facilitare l'accesso alla tecnologia e alla ricerca di energia pulita, comprese le energie rinnovabili, all'efficienza energetica e alla tecnologia avanzata e alla più pulita tecnologia derivante dai combustibili fossili, e promuovere gli investimenti nelle infrastrutture energetiche e nelle tecnologie per l'energia pulita
- ✓ 7.b - Entro il 2030, espandere l'infrastruttura e aggiornare la tecnologia per la fornitura di servizi energetici moderni e sostenibili per tutti i paesi in via di sviluppo, in particolare per i paesi meno sviluppati, i piccoli Stati insulari, e per i paesi in via di sviluppo senza sbocco sul mare, in accordo con i loro rispettivi programmi di sostegno

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 e s.m.i. 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;

Tabella 1.1. Il processo legislativo del pacchetto *Clean Energy for All Europeans*

	Direttive/Regolamenti	Pubblicazione nella G.U.U.E.
	Direttiva su Efficienza Energetica	Direttiva 2018/2002 (21/12/2018)
	Direttiva su Prestazione energetica nell'edilizia	Direttiva 2018/844 (19/06/2018)
	Direttiva su Promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili	Direttiva 2018/2001 (21/12/2018)
	Regolamento su Governance dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima	Regolamento 2018/1990 (21/12/2018)
	Regolamento sul mercato interno dell'energia elettrica	Regolamento 2019/943 (14/06/2019)
	Direttiva relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica	Direttiva 2019/944 (14/06/2019)
	Regolamento sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica	Regolamento 2019/941 (14/06/2019)
	Regolamento che istituisce un'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER)	Regolamento 2019/942 (14/06/2019)

Fonte: [Commissione Europea](#)

- ✓ promozione della mobilità sostenibile e dei servizi di mobilità condivisa;
- ✓ nuovi investimenti sulle reti per maggiore flessibilità, adeguatezza e resilienza;

- maggior 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 Campania, a fronte di un valore iniziale di riferimento pari al 4%, il decreto prevede un incremento del 4% entro il 2012 e successivamente un incremento di circa 2÷3 punti percentuali a biennio, tra il 2012 ed il 2020, fino a raggiungere l’obiettivo del 16,6% 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 2 Obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili

Il D.M. 06/07/2012 entrato in vigore l'11 luglio 2012 ha introdotto i meccanismi di incentivazione poi ripresi dal D.M. 23/06/2016, in sostituzione dei Certificati Verdi e delle Tariffe Onnicomprensive del D.M. 18.12.2008. Ai meccanismi di incentivazione introdotti potevano accedere tutti gli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili diverse da quella solare (eolici, idroelettrici, geotermoelettrici, a biomassa, a biogas, a gas di depurazione, a gas di discarica, a bioliquidi) di piccola, media e grande taglia, entrati in esercizio a partire dal 1° gennaio 2013. Successivamente all'entrata in vigore del D.M. 23.06.2016, hanno mantenuto la possibilità di accesso ai precedenti incentivi del D.M. 06.07.2012 esclusivamente gli impianti ammessi in posizione utile nelle Procedure d'Asta e nei Registri dello stesso Decreto e per i quali non siano decorsi i termini previsti per entrata in esercizio. Gli impianti di piccola taglia nuovi od oggetto di interventi di ricostruzione, riattivazione, potenziamento o rifacimento - possono presentare domanda a seguito dell'entrata in esercizio (modalità non più disponibile a seguito del superamento del termine del 31 dicembre 2017).

In continuità con il D.M. 06.07.2012 e il D.M. 23.06.2016, da cui eredita parte della struttura, il D.M. 04.07.2019 -Incentivazione dell'energia elettrica prodotta dagli impianti eolici on shore, solari fotovoltaici, idroelettrici e a gas residuati dei processi di depurazione - ha il fine di promuovere, attraverso un sostegno economico, la diffusione di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili di piccola, media e grande taglia.

C.2.6 Piano Nazionale Integrato Energia Clima (PNIEC)

Nel dicembre 2019, il Ministero dello Sviluppo Economico ha pubblicato il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), predisposto con il Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare e il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, che recepisce le novità contenute nel Decreto legge sul Clima nonché quelle sugli investimenti per il Green New Deal previste nella Legge di Bilancio 2020.

Con il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima, redatto in attuazione del Regolamento (UE) 2018/1999, vengono stabiliti gli obiettivi nazionali al 2030 sull'efficienza energetica, sulle fonti rinnovabili e sulla riduzione delle emissioni di CO₂, nonché gli obiettivi in tema di sicurezza energetica, interconnessioni, mercato unico dell'energia e competitività, sviluppo e mobilità sostenibile, delineando per ciascuno di essi le misure che saranno attuate per assicurarne il raggiungimento.

Seguendo lo schema impostato dal Regolamento Governance, il Piano Nazionale Energia e Clima si sviluppa definendo obiettivi, traiettorie e misure per le cinque dimensioni dell'Unione Europea dell'energia, ovvero:

- ✓ decarbonizzazione,
- ✓ efficienza energetica,
- ✓ sicurezza energetica,
- ✓ mercato interno dell'energia,
- ✓ ricerca, innovazione e competitività

Infatti, il piano intende concorrere a un'ampia trasformazione dell'economia, nella quale la decarbonizzazione, l'economia circolare, l'efficienza e l'uso razionale ed equo delle risorse naturali rappresentano insieme obiettivi e strumenti per un'economia più rispettosa delle persone e dell'ambiente, in un quadro di integrazione dei mercati

energetici nazionale nel mercato unico e con adeguata attenzione all'accessibilità dei prezzi e alla sicurezza degli approvvigionamenti e delle forniture.

Gli obiettivi generali perseguiti dall'Italia sono:

- a) accelerare il percorso di decarbonizzazione, considerando il 2030 come una tappa intermedia verso una decarbonizzazione profonda del settore energetico entro il 2050 e integrando la variabile ambiente nelle altre politiche pubbliche;
- b) mettere il cittadino e le imprese (in particolare piccole e medie) al centro, in modo che siano protagonisti e beneficiari della trasformazione energetica e non solo soggetti finanziatori delle politiche attive; ciò significa promozione dell'autoconsumo e delle comunità dell'energia rinnovabile, ma anche massima regolazione e massima trasparenza del segmento della vendita, in modo che il consumatore possa trarre benefici da un mercato concorrenziale;
- c) favorire l'evoluzione del sistema energetico, in particolare nel settore elettrico, da un assetto centralizzato a uno distribuito basato prevalentemente sulle fonti rinnovabili;
- d) adottare misure che migliorino la capacità delle stesse rinnovabili di contribuire alla sicurezza e, nel contempo, favorire assetti, infrastrutture e regole di mercato che, a loro volta contribuiscano all'integrazione delle rinnovabili;
- e) continuare a garantire adeguati approvvigionamenti delle fonti convenzionali, perseguendo la sicurezza e la continuità della fornitura, con la consapevolezza del progressivo calo di fabbisogno di tali fonti convenzionali, sia per la crescita delle rinnovabili che per l'efficienza energetica;
- f) promuovere l'efficienza energetica in tutti i settori, come strumento per la tutela dell'ambiente, il miglioramento della sicurezza energetica e la riduzione della spesa energetica per famiglie e imprese;
- g) promuovere l'elettrificazione dei consumi, in particolare nel settore civile e nei trasporti, come strumento per migliorare anche la qualità dell'aria e dell'ambiente;
- h) accompagnare l'evoluzione del sistema energetico con attività di ricerca e innovazione che, in coerenza con gli orientamenti europei e con le necessità della decarbonizzazione profonda, sviluppino soluzioni idonee a promuovere la sostenibilità, la sicurezza, la continuità e l'economicità di forniture basate in modo crescente su energia rinnovabile in tutti i settori d'uso e favoriscano il riorientamento

del sistema produttivo verso processi e prodotti a basso impatto di emissioni di carbonio che trovino opportunità anche nella domanda indotta da altre misure di sostegno;

- i) adottare, anche tenendo conto delle conclusioni del processo di Valutazione Ambientale Strategica e del connesso monitoraggio ambientale, misure e accorgimenti che riducano i potenziali impatti negativi della trasformazione energetica su altri obiettivi parimenti rilevanti, quali la qualità dell'aria e dei corpi idrici, il contenimento del consumo di suolo e la tutela del paesaggio;
- j) continuare il processo di integrazione del sistema energetico nazionale in quello dell'Unione.

Nelle tabelle seguenti sono illustrati i principali obiettivi del piano al 2030 su rinnovabili, efficienza energetica ed emissioni di gas serra e le principali misure previste per il raggiungimento degli obiettivi del Piano.

Tabella 1 - Principali obiettivi su energia e clima dell'UE e dell'Italia al 2020 e al 2030

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

Di seguito si riporta la Tabella del documento di Piano, in cui si elencano le principali misure previste per il raggiungimento di tali obiettivi (in merito a energie rinnovabili, efficienza energetica ed emissioni gas serra).

Ambito	Nome sintetico della misura	Tipo di strumento	Ambiti di scenario al 2030 a cui si fornisce un contributo quantitativo		
			Fonti Rinnovabili	Efficienza Energetica	Emissioni gas serra
FER elettriche	Esenzione oneri autoconsumo per piccoli impianti	Regolatorio	FER tot : 30%; FER-E : 55%		GHG noETS: -33%
	Promozione dei PPA per grandi impianti a fonte rinnovabile	Regolatorio	FER tot : 30%; FER-E : 55%		GHG ETS: -43%; GHG noETS: -33%
	Incentivazione dei grandi impianti a fonte rinnovabile mediante procedure competitive per le tecnologie più mature (FER-1)	Economico	FER tot : 30%; FER-E : 55%		GHG ETS: -43%; GHG noETS: -33%
	Supporto a grandi impianti da fonte rinnovabile con tecnologie innovative e lontane dalla competitività (FER-2)	Economico	FER tot : 30%; FER-E : 55%		GHG ETS: -43%; GHG noETS: -33%
	Aggregazione di piccoli impianti per l'accesso all'incentivazione	Regolatorio	FER tot : 30%; FER-E : 55%		
	Concertazione con enti territoriali per l'individuazione di aree idonee	Regolatorio	FER tot : 30%; FER-E : 55%		
	Semplificazione di autorizzazioni e procedure per il revamping/repowering e riconversioni di impianti esistenti	Regolatorio	FER tot : 30%; FER-E : 55%		
	Promozione di azioni per l'ottimizzazione della produzione degli impianti esistenti	Informazione	FER tot : 30%; FER-E : 55%		
	Supporto all'installazione di sistemi di accumulo distribuito	Economico	FER tot : 30%; FER-E : 55%		
	Semplificazione delle autorizzazioni per autoconsumatori e comunità a energia rinnovabile	Regolatorio	FER tot : 30%; FER-E : 55%		GHG noETS: -33%
Revisione della normativa per l'assegnazione delle concessioni idroelettriche	Regolatorio	FER tot : 30%; FER-E : 55%			
FER elettriche e FER termiche	Estensione e perfezionamento dell'obbligo di integrazione delle rinnovabili negli edifici esistenti	Regolatorio	FER tot: 30%; FER-E: 55%; FER-H: 33,9%		GHG noETS: -33%
	Perfezionamento dell'obbligo di integrazione delle rinnovabili negli edifici nuovi	Regolatorio	FER tot: 30%; FER-E: 55%; FER-H: 33,9%		GHG noETS: -33%
	Detrazione fiscale per riqualificazioni energetiche e ristrutturazioni edilizie	Fiscale	FER tot: 30%; FER-E: 55%; FER-H: 33,9%	EE cons. prim. -43%; EE cons.fin. -0,8%/y	GHG noETS: -33%
	Incentivi per la promozione delle rinnovabili elettriche e termiche nelle isole minori	Economico	FER tot: 30%; FER-E: 55%; FER-H: 33,9%		

Sicurezza elettrica	Adeguamento della disciplina riguardante le autorizzazioni degli impianti termoelettrici	Programmatico	
	Aggiornamento del Piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico (PESSE)	Regolatorio	
	Cybersecurity	Programmatico	
	Mercato della capacità	Regolatorio	
	Piani di difesa della rete di trasmissione e adozione di misure di continuo adeguamento tecnologico	Programmatico	
	Piani per la resilienza della rete a eventi meteo estremi	Programmatico	
Mercato elettrico	Adeguamento misura a favore delle imprese energivore	Regolatorio	
	Aggiornamento del modello di dispacciamento e ruolo dei DSO	Regolatorio	
	Completamento della liberalizzazione dei mercati al dettaglio	Regolatorio	
	Diffusione della tecnologia di integrazione tra veicoli e rete elettrica: vehicle to grid	Programmatico	
	Potenziamento di sistemi di accumuli concentrati	Programmatico	
	Riorganizzazione e razionalizzazione delle configurazioni con autoconsumo	Programmatico	FER tot: 30%; FER-E: 55%
	Superamento PUN (Prezzo Unico Nazionale energia elettrica)	Programmatico	
	Sviluppo del continuous trading nel mercato Intraday	Regolatorio	
	Sviluppo del market coupling	Programmatico	
	Sviluppo delle energy communities	Programmatico	FER tot: 30%; FER-E: 55%
	Sviluppo di sistemi di accumulo distribuiti	Programmatico	
	Sviluppo di sistemi di accumulo funzionali alla gestione in sicurezza ed efficienza della RTN	Programmatico	
	Potenziamento interconnessioni elettriche con l'estero	Programmatico	
	Sviluppo della rete interna	Programmatico	
Aggregazione di impianti di generazione, anche insieme a sistemi di stoccaggio, e di unità di consumo per l'accesso ai mercati dei servizi	Regolatorio	FER tot: 30%; FER-E: 55%	

Si riportano inoltre, le principali politiche e misure espresse nella tabella 3 del documento di Piano, relative al raggiungimento delle cinque dimensioni dell'Unione dell'energia, che sono:

- ✓ decarbonizzazione,
- ✓ efficienza energetica,
- ✓ energie rinnovabili,
- ✓ sicurezza energetica e solidarietà,
- ✓ governance.

Di maggiore interesse quelle relative alla dimensione europea della "decarbonizzazione", a cui le fonti di energia rinnovabili forniscono un notevole contributo).

DIMENSIONE	SETTORE	MISURA
DECARBONIZZAZIONE Emissioni e assorbimenti gas serra	Industria	European Union Emissions Trading Scheme (EU ETS)
DECARBONIZZAZIONE Emissioni e assorbimenti gas serra	Trasporti	Divieto progressivo di circolazione per autovetture più inquinanti (D. L. 50/2017 e precedenti)
DECARBONIZZAZIONE Emissioni e assorbimenti gas serra	Non energetico	Completa attuazione del Regolamento UE sui gas fluorurati a effetto serra (Reg. n. 517/2014)
DECARBONIZZAZIONE Emissioni e assorbimenti gas serra	Non energetico	Miglioramento della gestione dei rifiuti in discarica (D.M. 25/6/2015 e precedenti)
DECARBONIZZAZIONE Emissioni e assorbimenti gas serra	Non energetico	Politica Agricola Comune (PAC) e Piani di Sviluppo Rurale (PSR) UE per il periodo 2014-2020
DECARBONIZZAZIONE Emissioni e assorbimenti gas serra	Non energetico	Riduzione delle emissioni in atmosfera provenienti dalle attività agricole - zootecniche (Accordo Bacino Padano 2013)
DECARBONIZZAZIONE Emissioni e assorbimenti gas serra	Non energetico	Codice dell'Ambiente
DECARBONIZZAZIONE Rinnovabili	Elettrico	Certificati Verdi (D.M. 18/12/2008 e precedenti)
DECARBONIZZAZIONE Rinnovabili	Elettrico	Tariffa Onnicomprensiva (D.M. 16/12/2008)
DECARBONIZZAZIONE Rinnovabili	Elettrico	Incentivazione rinnovabili elettriche non FTV (D.M. 6/7/2012)
DECARBONIZZAZIONE Rinnovabili	Elettrico	Incentivazione rinnovabili elettriche non FTV (D.M. 23/6/2016)
DECARBONIZZAZIONE Rinnovabili	Elettrico	Linee guida per la valutazione ex ante delle derivazioni idriche (Decreto n. 29/STA del 13/2/2017)
DECARBONIZZAZIONE Rinnovabili	Elettrico	Linee guida per l'aggiornamento dei metodi di determinazione del deflusso minimo vitale (Decreto n. 29/STA del 13/2/2017)
DECARBONIZZAZIONE Rinnovabili	Elettrico	Detrazioni fiscali per ristrutturazioni edilizie (L. n.449 del 27/12/1997 e s.m.i.)
DECARBONIZZAZIONE Rinnovabili	Elettrico	Priorità di dispacciamento (D.Lgs. 16/3/1999, n.79 e successivi)
DECARBONIZZAZIONE Rinnovabili	Elettrico	Scambio Sul Posto (Delibera ARERA 570/2012 e s.m.i.)
DECARBONIZZAZIONE Rinnovabili	Elettrico	Superammortamento (L. 27/12/2017 e precedenti)
DECARBONIZZAZIONE Rinnovabili	Elettrico, termico	Obbligo di integrazione rinnovabili negli edifici nuovi o ristrutturati (D.Lgs. 28/2011 - allegato 3)
DECARBONIZZAZIONE Rinnovabili	Elettrico, termico	Fonti rinnovabili nelle Isole Minori (D.M. 14/2/2017)
DECARBONIZZAZIONE Rinnovabili	Termico	Conto Termico (D.M. 16/2/2016 e precedenti)
DECARBONIZZAZIONE Rinnovabili	Termico	Detrazioni fiscali per riqualificazione energetica (L. 205 del 27/12/2017 e precedenti)
DECARBONIZZAZIONE Rinnovabili	Trasporti	Biocarburanti (D.M. 10/10/2014 e s.m.i.)
DECARBONIZZAZIONE Rinnovabili	Trasporti	Incentivi biometano (D.M. 2/3/2018 e precedenti)

Tabella 3 - Principali politiche e misure attuali per l'energia e il clima relative alle cinque dimensioni dell'Unione dell'energia (per semplicità nella tabella per ogni politica è indicata una dimensione prevalente, ma molte misure agiscono su più dimensioni, ad esempio le misure sull'efficienza incidono anche sulla decarbonizzazione)

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

- ✓ uno scenario BASE che descrive una evoluzione del sistema energetico con politiche e misure correnti;
- ✓ uno scenario PNIEC che quantifica gli obiettivi strategici del piano.

Su questi scenari sono quindi stimati gli obiettivi nazionali posti dal Piano, rispondenti alla cinque dimensioni dell'Unione Europea dell'energia, di seguito illustrati.

Decarbonizzazione

i. riduzione delle emissioni di gas a effetto serra al 2030 di almeno il 40% a livello europeo rispetto al 1990

L'obiettivo di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra al 2030 di almeno il 40% a livello europeo rispetto al 1990 è ripartito tra i settori ETS (industrie energetiche, settori industriali energivori e aviazione) e non ETS (trasporti, residenziale, terziario, industria non ricadente nel settore ETS, agricoltura e rifiuti) che dovranno registrare rispettivamente un -43% e un -30% rispetto all'anno 2005.

Le emissioni di gas a effetto serra (GHG) da usi energetici rappresentano l'81% del totale nazionale pari, nel 2016, a circa 428 milioni di tonnellate di CO₂ equivalente [Mt CO_{2eq}] (inventario nazionale delle emissioni di gas a effetto serra, escluso il saldo emissioni/assorbimenti forestali). La restante quota di emissioni deriva da fonti non energetiche, essenzialmente connesse a processi industriali, gas fluorurati, agricoltura e rifiuti.

Mentre per i settori ETS l'obiettivo è a livello europeo, essendo il sistema applicato a tutti gli Stati membri in maniera armonizzata e centralizzata, l'obiettivo di riduzione di gas a effetto serra relativo ai settori ricadenti nell'ambito di applicazione del Regolamento Effort Sharing viene suddiviso tra i vari Stati membri.

Il Regolamento (UE) 2018/842 relativo alle riduzioni annuali vincolanti delle emissioni di gas serra a carico degli Stati membri nel periodo 2021-2030 come contributo all'azione per il clima per onorare gli impegni assunti a norma dell'accordo di Parigi (Regolamento Effort Sharing) prevede un obiettivo di riduzione per l'Italia nei settori non ETS pari al -33% rispetto ai livelli del 2005.

Tale obiettivo dovrà essere raggiunto secondo una traiettoria lineare di riduzione che determinerà ogni anno un cap alle emissioni.

La figura che segue riporta il grafico che fornisce una indicazione quantitativa sulla collocazione nazionale rispetto agli obiettivi concordati in sede europea rispettivamente al 2020, nonché l'obiettivo al 2030.

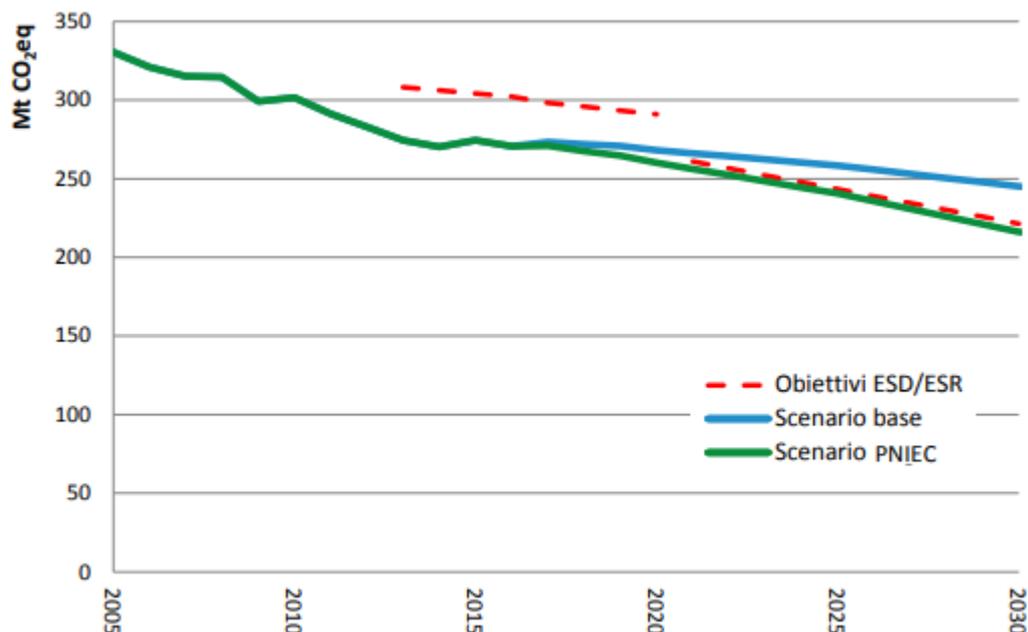


Figura 3 Andamento storico delle emissioni nei settori ETS e scenari futuri a politiche correnti e PNIEC (Mt di CO₂eq) Fonte ISPRA

Con riferimento al 2020, le proiezioni mostrano che l'Italia ha superato in maniera significativa il livello atteso di riduzione delle emissioni sia nel settore ETS sia in quello non ETS. Considerando il target al 2030, trova conferma il calo delle emissioni rispetto all'obiettivo aggregato europeo nel comparto ETS, favorito dal phase out del carbone nella produzione termoelettrica e dall'accelerazione sul fronte delle rinnovabili sempre nel settore elettrico.

Con riferimento al comparto non ETS, per rispettare la traiettoria emissiva del periodo 2021-2030, che dovrà portare a una riduzione del 33% rispetto ai livelli del 2005, sarà necessaria una riduzione minima cumulativa delle emissioni pari a circa 142 Mt CO₂eq rispetto a quanto ottenibile con le politiche già in essere, da conseguirsi prevalentemente nei settori trasporti, civile e industria.

- ii. Al fine di conseguire l'obiettivo vincolante dell'UE di almeno il 32% di energia rinnovabile nel 2030 di cui all'articolo 3 della Direttiva (UE) 2018/2001, **l'Italia intende perseguire un obiettivo di copertura, nel 2030, del 30% del consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili**, delineando un percorso di crescita sostenibile delle fonti rinnovabili con la loro piena integrazione nel sistema.

In particolare, l'obiettivo per il 2030 prevede un consumo finale lordo di energia di 111 Mtep, di cui circa 33 Mtep da fonti rinnovabili. L'evoluzione della quota fonti rinnovabili rispetta la traiettoria indicativa di minimo delineata nell'articolo 4, lettera a, punto 2 del Regolamento Governance.

Figura 6 - Traiettoria della quota FER complessiva [Fonte: GSE e RSE]

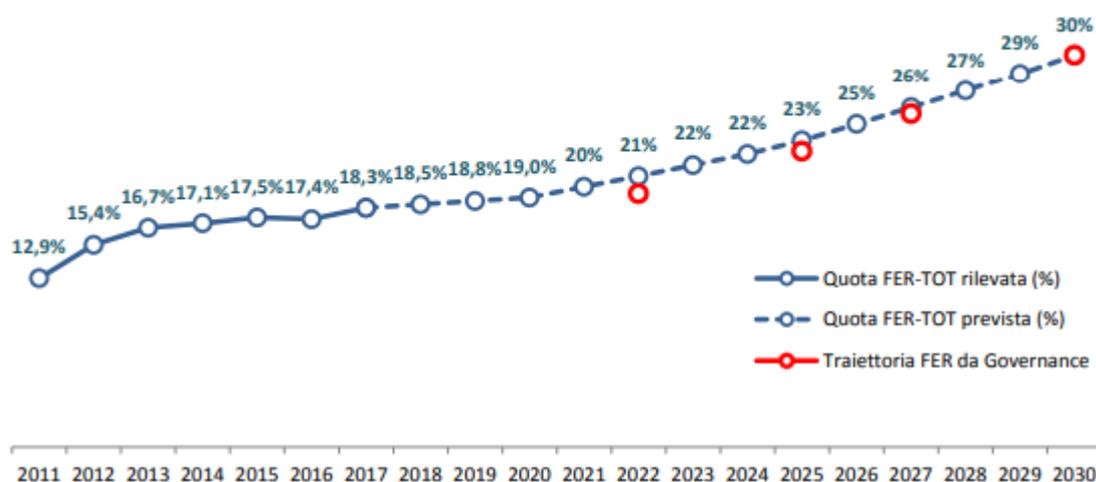


Tabella 9 - Obiettivo FER complessivo al 2030 (ktep)

	2016	2017	2025	2030
Numeratore	21.081	22.000	27.168	33.428
Produzione lorda di energia elettrica da FER	9.504	9.729	12.281	16.060
Consumi finali FER per riscaldamento e raffrescamento	10.538	11.211	12.907	15.031
Consumi finali di FER nei trasporti	1.039	1.060	1.980	2.337
Denominatore - Consumi finali lordi complessivi	121.153	120.435	116.064	111.359
Quota FER complessiva (%)	17,4%	18,3%	23,4%	30,0%

La ripartizione del numeratore tra i settori, riportata in tabella, è indicativa.

Secondo gli obiettivi del presente Piano, il parco di generazione elettrica subisce una importante trasformazione grazie all'obiettivo di phase out della generazione da carbone già al 2025 e alla promozione dell'ampio ricorso a fonti energetiche rinnovabili.

Il maggiore contributo alla crescita delle rinnovabili deriverà proprio dal settore elettrico, che al 2030 raggiunge i 16 Mtep di generazione da FER, pari a 187 TWh. La forte penetrazione di tecnologie di produzione elettrica rinnovabile, principalmente fotovoltaico ed eolico, permetterà al settore di coprire il 55,0% dei consumi finali elettrici

lordi con energia rinnovabile, contro il 34,1% del 2017. Difatti, il significativo potenziale incrementale tecnicamente ed economicamente sfruttabile, grazie anche alla riduzione dei costi degli impianti fotovoltaici ed eolici, prospettano un importante sviluppo di queste tecnologie, la cui produzione dovrebbe rispettivamente triplicare e più che raddoppiare entro il 2030.

Per il raggiungimento degli obiettivi rinnovabili al 2030 sarà necessario non solo stimolare nuova produzione, ma anche preservare quella esistente e anzi, laddove possibile, incrementarla promuovendo il revamping e repowering di impianti.

Si seguirà un simile approccio, ispirato alla riduzione del consumo di territorio, per indirizzare la diffusione della significativa capacità incrementale di fotovoltaico prevista per il 2030, promuovendone l'installazione innanzitutto su edificato, tettoie, parcheggi, aree di servizio, ecc. Rimane tuttavia importante per il raggiungimento degli obiettivi al 2030 la diffusione anche di grandi impianti fotovoltaici a terra, privilegiando però zone improduttive, non destinate ad altri usi, quali le superfici non utilizzabili a uso agricolo. In tale prospettiva vanno favorite le realizzazioni in aree già artificiali (con riferimento alla classificazione SNPA), siti contaminati, discariche e aree lungo il sistema infrastrutturale. Di seguito si riportano alcune tabelle e grafici del documento di Piano, in cui si legge la traiettoria di crescita di energia da fonti rinnovabili al 2030.

Tabella 10 - Obiettivi di crescita della potenza (MW) da fonte rinnovabile al 2030

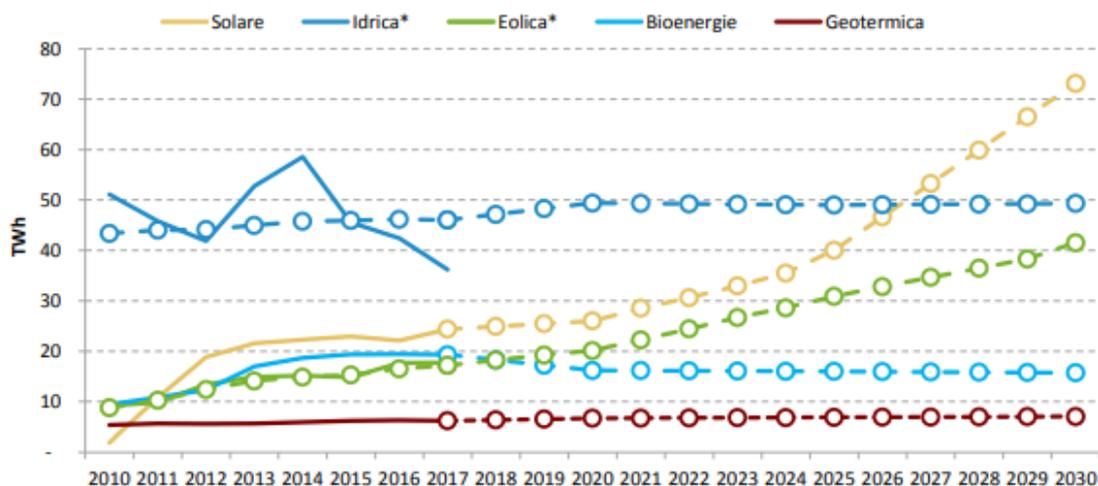
Fonte	2016	2017	2025	2030
Idrica	18.641	18.863	19.140	19.200
Geotermica	815	813	920	950
Eolica	9.410	9.766	15.950	19.300
di cui off shore	0	0	300	900
Bioenergie	4.124	4.135	3.570	3.760
Solare	19.269	19.682	28.550	52.000
di cui CSP	0	0	250	880
Totale	52.258	53.259	68.130	95.210

Tabella 11 - Obiettivi e traiettorie di crescita al 2030 della quota rinnovabile nel settore elettrico (TWh)

	2016	2017	2025	2030
Produzione rinnovabile	110,5	113,1	142,9	186,8
Idrica (effettiva)	42,4	36,2		
Idrica (normalizzata)	46,2	46,0	49,0	49,3
Eolica (effettiva)	17,7	17,7		
Eolica (normalizzata)	16,5	17,2	31,0	41,5
Geotermica	6,3	6,2	6,9	7,1
Bioenergie*	19,4	19,3	16,0	15,7
Solare	22,1	24,4	40,1	73,1
Denominatore - Consumi Interni Lordi di energia elettrica	325,0	331,8	334	339,5
Quota FER-E (%)	34,0%	34,1%	42,6%	55,0%

* Per i bioliquidi (inclusi nelle bioenergie insieme alle biomasse solide e al biogas) si riporta solo il contributo dei bioliquidi sostenibili.

Figura 11 - Traiettorie di crescita dell'energia elettrica da fonti rinnovabili al 2030 [Fonte: GSE e RSE]



Efficienza energetica

Al fine di garantire il contributo indicativo nazionale di efficienza energetica necessario per conseguire gli obiettivi dell'Unione di almeno il 32,5% di efficienza energetica nel 2030 di cui all'articolo 1 della Direttiva 2012/27/UE, l'Italia intende perseguire un

obiettivo indicativo di riduzione dei consumi al 2030 pari al 43% dell'energia primaria e al 39,7% dell'energia finale rispetto allo scenario di riferimento PRIMES 2007.

Sicurezza energetica

Gli obiettivi nazionali nell'ambito della sicurezza energetica per il settore elettrico sono suddivisi tra:

- a) obiettivi di natura infrastrutturale, finalizzati a incrementare la sicurezza di alimentazione nelle diverse condizioni attese, in coerenza con gli scenari ENTSO-E e con le previsioni del TSO,
- b) obiettivi di natura gestionale/organizzativa, finalizzati a implementare la normativa necessaria a rimuovere gli ostacoli e i vincoli che rallentano la realizzazione dei predetti interventi, nonché per indirizzare i relativi investimenti nella direzione degli obiettivi generali del Piano, secondo criteri di efficacia costi-benefici.

Lo sviluppo delle interconnessioni con le altre reti e di soluzioni, volte a creare sinergie con il settore gas (sector coupling), in un contesto di profondi mutamenti del mercato europeo, risponde all'esigenza, oltre che di ampliare la dimensione del mercato stesso e di ridurre il gap di prezzo, anche di affrontare meglio i problemi di affidabilità del sistema in termini di adeguatezza e flessibilità.

Mercato interno di energia

A livello nazionale lo sviluppo delle linee elettriche transfrontaliere riguarda principalmente i progetti di nuove reti pubbliche comprese nei Piani di sviluppo di Terna, che sono integrati da nuove interconnessioni finanziate integralmente o in parte da soggetti terzi ai sensi del Regolamento CE 2019/943.

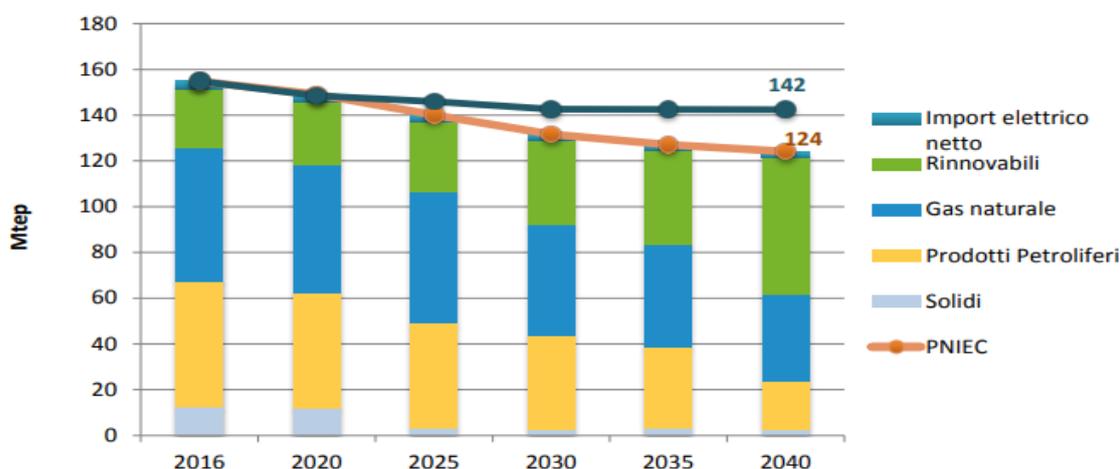
Con riferimento agli sviluppi della rete elettrica di trasmissione dovrà essere realizzato l'insieme delle misure previste nel Piano di Sviluppo e di Difesa di Terna (che già analizzavano scenari di forte crescita delle rinnovabili e per le quali si rimanda ai PdS 2017 e 2018 di Terna), nonché ulteriori rinforzi di rete - rispetto a quelli già pianificati nel Piano di sviluppo 2017 - tra le zone nord, centro nord e centro sud, tesi a ridurre il numero di ore di congestione tra queste sezioni.

Dimensione della ricerca, dell'innovazione e della competitività

A livello internazionale, nel corso della COP21 di Parigi, l'Italia ha aderito all'iniziativa multilaterale, che ha l'obiettivo di promuovere l'accelerazione dell'innovazione tecnologica a supporto della transizione energetica attraverso un aumento significativo di fondi pubblici dedicati alla ricerca cleantech.

In definitiva, l'azione combinata di politiche, interventi e investimenti previsti dal PNIEC determina non solo una riduzione della domanda come effetto dell'efficientamento energetico, ma influenza anche il modo di produrre e utilizzare energia che risulta differente rispetto ai trend del passato o all'evoluzione del sistema con politiche e misure vigenti. La spinta verso un 2050 a emissioni nette pari a zero, in linea con la Long Term Strategy, innescherà una completa trasformazione del sistema energetico e necessiterà di nuove misure e politiche abilitanti dopo il 2030.

Figura 64 - Evoluzione del consumo interno lordo negli scenari BASE e PNIEC [Fonte: RSE]



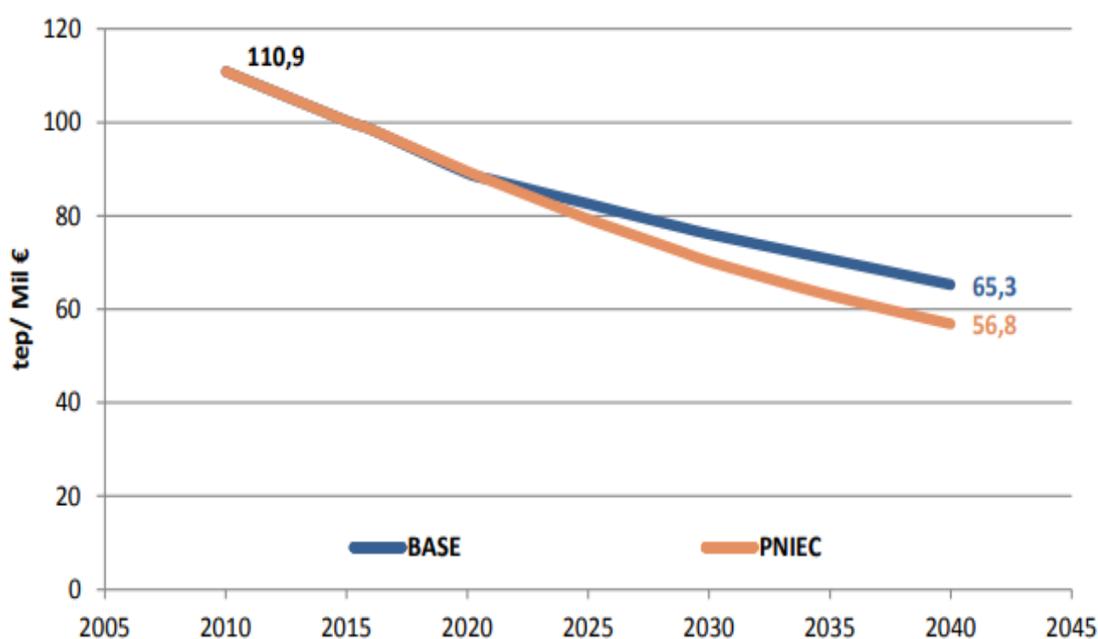
La contrazione del consumo interno lordo non è dovuta alla riduzione del PIL o dei livelli di attività settoriali, ma è principalmente il risultato di cambiamenti tecnologici e di cambio di combustibile dal lato della domanda e dell'offerta. Proseguirà, infatti, la sostituzione dei combustibili fossili con fonti rinnovabili, accelerando dopo il 2030 verso il percorso di completa decarbonizzazione. L'incremento dell'efficienza energetica, risultante dall'effetto combinato di tutte le politiche, è uno dei principali fattori determinanti la riduzione dell'intensità emissiva nel lungo periodo, come si evince dalla intensità energetica delle attività economiche in continua contrazione fino al 2040.

Tabella 66 - Consumo di energia primaria e finale (per ciascun settore), proiezioni 2020-2040 nello scenario PNIEC (ktep) [Fonte: RSE]

Scenario PNIEC	2020	2025	2030	2040
Consumo interno lordo	149.111	140.071	131.640	124.069
Solidi	11.640	2.966	2.812	2.729
Prodotti petroliferi	50.711	45.802	40.546	20.689
Gas naturale	55.838	57.796	48.913	37.709
Energia elettrica	3.162	2.812	2.451	2.653
Rinnovabili	27.760	30.695	36.918	60.288
Consumi energetici primari*	142.441	133.291	124.690	116.359
Consumi energetici finali	116.393	109.746	103.750	94.789
dettaglio per settore				
Industria	26.536	26.054	25.049	25.083
Residenziale	31.974	29.218	27.176	23.275
Terziario	15.700	14.648	13.275	14.184
Trasporti	39.240	37.024	35.357	29.433
Agricoltura	2.942	2.803	2.893	2.814
dettaglio per fonte				
Solidi	2.013	1.928	1.919	1.802
Prodotti petroliferi	42.405	37.578	32.244	15.611
Gas naturale	33.516	30.705	28.331	23.841
Energia elettrica	25.209	25.300	26.037	30.803
Calore derivato	4.127	4.530	4.735	4.615
Rinnovabili	9.122	9.705	10.485	18.116
Consumi finali non energetici	6.670	6.780	6.950	7.710

*I consumi primari non comprendono gli usi non energetici, inclusi nel Consumo interno lordo.

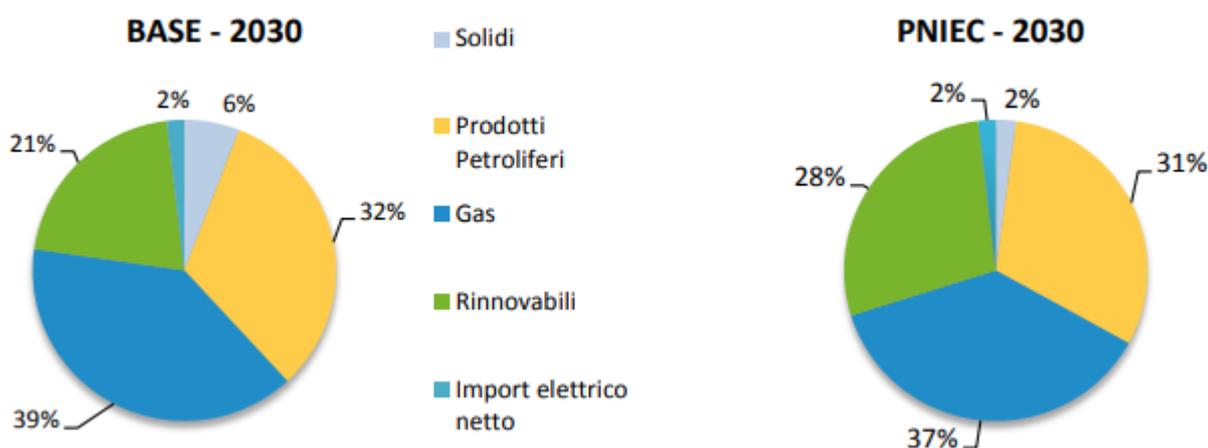
Figura 65 - Evoluzione dell'intensità energetica al 2040



Lo scenario BASE è già caratterizzato da miglioramenti dell'efficienza energetica che compensano l'aumento dei consumi trainato dalla crescita economica fino al 2040, ma che non sono sufficienti a mantenere lo stesso tasso di contrazione dei consumi primari del periodo 2010-2020.

Le politiche e misure del Piano energia e clima, invece, innescano una riduzione ancora più rapida dell'intensità energetica con riduzioni medie annue del 2,3% nel periodo 2020-40, tali da consentire il proseguimento del trend di contrazione dei consumi primari.

Figura 66 - Mix del fabbisogno primario al 2030



Le fonti rinnovabili sostituiscono progressivamente il consumo di combustibili fossili passando dal 16.7% del fabbisogno primario al 2016 a circa il 28% al 2030 nello scenario PNIEC.

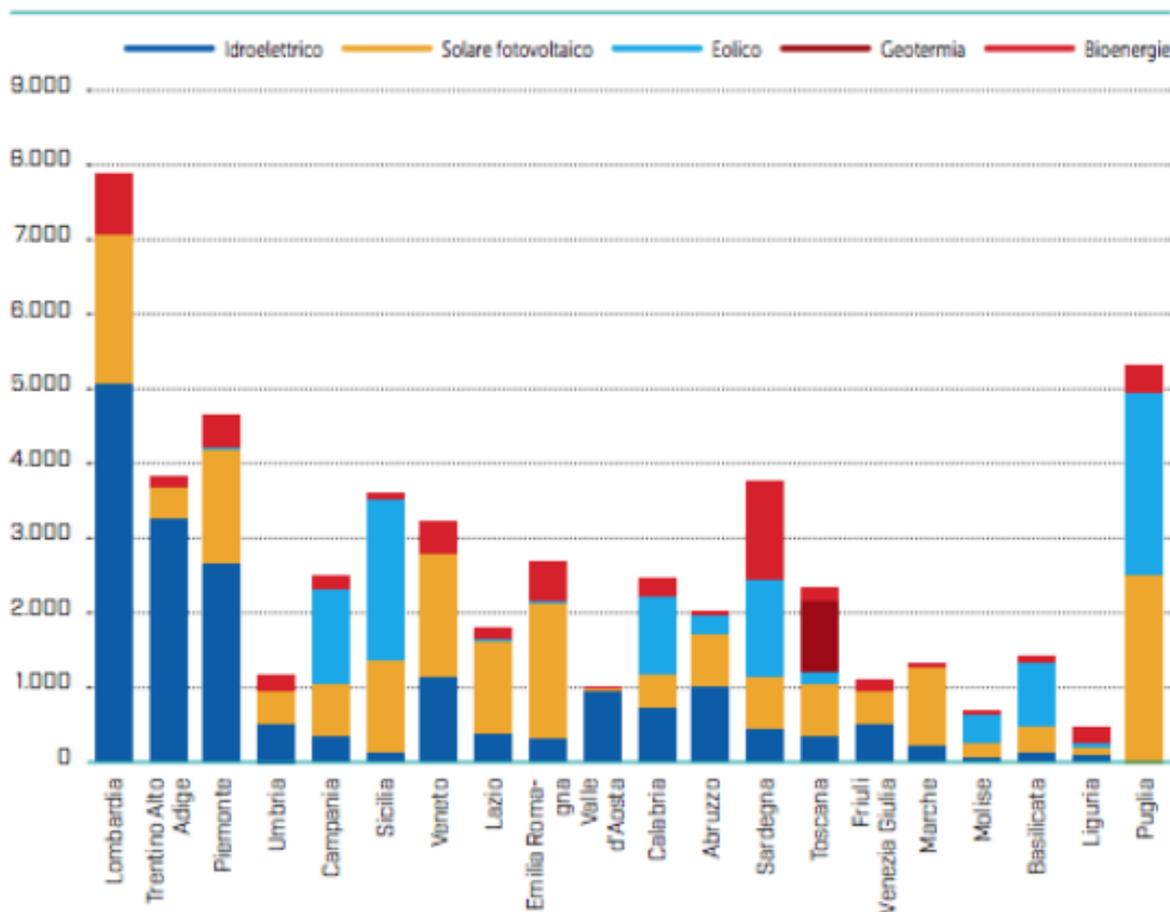
Il 2019 si è confermato un anno importante per la crescita del solare fotovoltaico. A livello globale, infatti, si sono realizzati 67,6 nuovi GW di potenza, che portano la potenza complessiva a 483 GW.

È impressionante come si sia spostato il baricentro della spinta nel Mondo, nel 2019 il 45% delle installazioni è avvenuto in Cina, che è arrivata ad una potenza complessiva di 205 GW, di cui 30,6 GW realizzati in questo ultimo anno, seguita dagli Stati Uniti con 9,1 GW e dall'India con 7,7 GW di potenza installata nel 2019. Al quarto posto troviamo la Germania, prima dei Paesi Europei con 3,7 GW realizzati solo nell'ultimo anno e 48,9

GW complessivi.

L'Italia, considerando i dati complessivi di installato, sale dal sesto al quinto posto con 20,9 GW e 750 MW installati nel 2019.

DIFFUSIONE DELLE RINNOVABILI NELLE REGIONI ITALIANE (MW)



Elaborazione Legambiente su dati Rapporto "Comuni Rinnovabili 2017", Gse, Terna

È la Lombardia la Regione con il maggior numero di impianti a fonte rinnovabile in Italia, con 8,3 GW di potenza installata, grazie soprattutto all'eredità dell'idroelettrico del secolo scorso.

Mentre è la Puglia la Regione in cui vi sono le maggiori installazioni delle "nuove" rinnovabili, ossia solare e eolico (rispettivamente pari a 2,5 e 2,6 GW).

Il calo negli ultimi anni non è dovuto solo al taglio degli incentivi, ma anche alle barriere non tecnologiche, che trovano i progetti nei territori. In molte Regioni italiane è di fatto vietata la realizzazione di nuovi progetti da rinnovabili, visto l'incrocio di burocrazia, limiti posti con il recepimento delle linee guida nazionali e veti dalle soprintendenze. In questi

anni non vi è stata alcuna semplificazione importante per gli interventi di piccola taglia e mancano ancora riferimenti chiari di integrazione nei territori per gli impianti più grandi e complessi. Ma i problemi riguardano anche i rifacimenti di impianti che invece dovrebbero essere facilitati visto che permettono di aumentare la produzione.

Dal 2000 ad oggi il sistema di produzione di energia elettrica in Italia è cambiato profondamente, diventando molto più efficiente e distribuito, attraverso oltre un milione di impianti da fonti rinnovabili.

Alcune fonti rinnovabili sono letteralmente esplose come numeri - il solare fotovoltaico è passato da 6,3 MW installati a oltre 20mila, l'eolico da 363 MW a oltre 10mila - ma sono cresciuti anche idroelettrico con quasi 6mila MW in più (da 16.600 MW a oltre 22mila), geotermia da 626 MW ad oltre 800, biomasse e bioenergie (oltre 3mila MW in più).

Complessivamente gli impianti da fonti rinnovabili sono aumentati di 40mila MW partendo da 18.196 MW del 2000, e molto di più dovranno crescere per raggiungere gli obiettivi fissati a livello internazionale per fermare i gas serra.

Nelle fonti fossili invece il cambiamento è avvenuto con uno spostamento tra le diverse fonti. Complessivamente gli impianti che utilizzano fonti fossili sono aumentati come potenza installata, da 53.081 MW a 57.954 MW (+4.873 MW), ma con minori emissioni perché più efficienti.

Nei prossimi anni il cambiamento dovrà procedere ancora più velocemente, chiudendo le centrali a carbone entro il 2025, come stabilito dal PNIEC, e progressivamente chiudendo tutti gli altri impianti da fonti fossili per andare verso una completa decarbonizzazione.

Nella sezione del report di Legambiente, dedicata alla distribuzione degli impianti da rinnovabili nei Comuni italiani, si riporta una mappa inerente la diffusione del solare fotovoltaico nei comuni italiani.

C.2.7 Il Next Generation EU

Tutto ruota intorno a Next Generation Eu, il colossale stanziamento da 750 miliardi di euro (500 a fondo perduto e solo 250 sotto forma di prestito) che darà sostegno agli Stati nei primi anni, quelli più duri. Noto anche con il nome di "recovery fund" o

“fondo per la ripresa”, è uno strumento che si va ad aggiungere al bilancio europeo, e porta con sé due buone notizie per chi spera in una ripresa sostenibile del nostro paese. La prima: all’Italia andrà la fetta più ampia, pari a 209 miliardi di euro (81,4 in sussidi e 127,4 in prestiti). A condizione, però, che il Piano di ripresa e di resilienza messo a punto dal governo rispetti i requisiti fissati dalla Commissione. La seconda: il 37 per cento dei fondi di Next Generation Eu verrà destinato direttamente agli obiettivi del Green Deal europeo. L’ha annunciato la stessa Von Der Leyen a settembre, specificando anche i “progetti faro” su cui focalizzare gli investimenti: **energie pulite**, idrogeno, ristrutturazioni edilizie e punti di ricarica per veicoli elettrici. La vera ripartenza passa per la sostenibilità di questa categoria strategica fanno parte le energie pulite, la ristrutturazione degli edifici, l’educazione e formazione professionale, la tutela e ripristino degli ecosistemi, le attività di ricerca e sviluppo nel campo delle tecnologie pulite.

Next Generation Italia Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), cosiddetto Recovery Plan Questo documento traccia gli obiettivi, le riforme e gli investimenti che l’Italia vuole realizzare con i fondi europei di Next Generation EU. Il PNRR (ultima revisione) trasmesso in Europa per la valutazione è stato approvato il 26 aprile 2021 dal Consiglio dei Ministri del Governo Draghi. Il Piano vale 248 miliardi, cifra che guarda però al complesso dei progetti e non, in senso stretto, a quelli previsti da Next Generation EU, che hanno un orizzonte temporale al 2026. Guardando nel dettaglio a questi ultimi, le risorse ammontano a 235,6 miliardi di cui:

- ✓ 191,5 della Recovery and Resilience Facility;
- ✓ 31 dal Fondo complementare
- ✓ 13,5 del programma React-Eu.

In questo scenario i fondi destinati a programmi “aggiuntivi”, cioè al di fuori di quanto già previsto dai programmi di finanza pubblica prima del Recovery, si attesta a 182,7 miliardi, compresa l’anticipazione dei Fondi nazionali sviluppo e coesione per 15,8 miliardi. I 191,5 miliardi del RRF si dividono in 68,9 miliardi di euro in sovvenzioni e 122,6 miliardi di euro in prestiti. L’impianto del PNRR si articola in 6 macro-missioni, vale a dire 6 aree di investimento:

- ✓ digitalizzazione, innovazione, competitività e cultura (miliardi);

- ✓ rivoluzione verde e transizione ecologica;
- ✓ infrastrutture per una mobilità sostenibile;
- ✓ istruzione e ricerca (31,9 miliardi);
- ✓ inclusione e coesione (22,4 miliardi);
- ✓ salute (18,5 miliardi).

La ripartizione delle risorse per Mission è la seguente:

- ✓ Digitalizzazione, innovazione, competitività e cultura: 40,32 miliardi dal PNRR + 0,8 miliardi da React-EU + 8,74 dal fondo complementare;
- ✓ Rivoluzione verde e transizione ecologica: 59,47 miliardi dal PNRR + 1,31 da React-EU + 9,16 dal fondo complementare;
- ✓ Infrastrutture per una mobilità sostenibile: 25,4 mld da PNRR + 6,06 dal fondo complementare;
- ✓ Istruzione e ricerca: 30,88 miliardi dal PNRR + 1,93 mld da React-EU + 1 miliardo dal fondo complementare;
- ✓ Inclusione e sociale: 19,81 mld dal PNRR + 7,25 da React-EU + 2,77 dal fondo complementare;
- ✓ Salute: 15,63 miliardi dal PNRR + 1,71 da React-eu + 2,89 mld dal fondo complementare.

Queste missioni a loro volta comprendono una serie di componenti funzionali per realizzare gli obiettivi economico-sociali definiti nella strategia del Governo, articolate in linee di intervento che comprendono una serie di progetti, investimenti e riforme collegate. Per rimanere all'ambito tematico in cui si inserisce il progetto, Rivoluzione verde e Transizione Ecologica, la mission si struttura in 4 componenti ed è volta a realizzare la transizione verde ed ecologica della società e dell'economia italiana coerentemente con il Green Deal europeo. Comprende interventi per l'agricoltura sostenibile e l'economia circolare, programmi di investimento e ricerca per le fonti di energia rinnovabili, lo sviluppo della filiera dell'idrogeno e la mobilità sostenibile. Prevede inoltre azioni volte al risparmio dei consumi di energia tramite l'efficientamento del patrimonio immobiliare pubblico e privato e, infine, iniziative per il contrasto al dissesto idrogeologico, la riforestazione, l'utilizzo efficiente dell'acqua. Dunque, ammontano a 69,94 miliardi le risorse complessive destinate alla missione

2 "Rivoluzione verde e alla transizione ecologica". Nella versione definitiva del Piano ci sono quattro componenti sul tema:

- ✓ impresa verde ed economia circolare, con un budget pari a 6,97miliardi,
- ✓ transizione energetica e mobilità sostenibile, che potrà contare su 25,36 miliardi,
- ✓ efficienza energetica e riqualificazione degli edifici, con 22,24 miliardi,
- ✓ tutela e valorizzazione del territorio e della risorsa idrica, con una dotazione di 15,37 miliardi.

Il PNRR rappresenta una straordinaria occasione di rilancio degli investimenti nel nostro Paese. La parola chiave dei Recovery Plan di tutti i Paesi europei è “Riforme”. Riforme che non vanno solo indicate in modo vago né dovrebbero essere sintetizzate in poche parole, ma che occorre spiegare nel dettaglio, dal momento che la Commissione europea le considera parte integrante del Piano. Quelle previste nel Piano di Draghi sono suddivise tra: riforme orizzontali, abilitanti e settoriali. Le riforme orizzontali, o di contesto, riguardano innanzitutto la Pubblica amministrazione e giustizia. A queste si aggiungono riforme abilitanti, destinate a garantire attuazione e massimo impatto agli investimenti, tra cui si annoverano le misure di semplificazione e razionalizzazione della legislazione e quelle per la promozione della concorrenza. Infine, sono previste specifiche riforme settoriali, le misure consistenti in innovazioni normative relative a specifici ambiti di intervento o attività economiche, destinate a introdurre regimi regolatori e procedurali più efficienti nei rispettivi ambiti settoriali. Sempre per rimanere nell’ambito di interesse, già alla data di insediamento del Governo Draghi è stato istituito il MITE, Ministero della Transizione Ecologica. A seguire, è stato pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 129 del 31 maggio il Decreto Legge 31/05/2021 n.77 recante “*Governance del Piano Nazionale di Rilancio e Resilienza e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di accelerazione e snellimento delle procedure*”. Come premesso, il Decreto 77/2021 introduce importanti innovazioni normative proprio per accelerare le procedure amministrative al fine di raggiungere gli obiettivi del PNRR e del PNIEC, soprattutto per la parte relativa alla transizione energetica.

C.3 STRUMENTI DI PROGRAMMAZIONE REGIONALE

C.3.1 Le FER in Regione Campania

Il Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR) si propone come un contributo alla programmazione energetico-ambientale del territorio con l'obiettivo finale di pianificare lo sviluppo delle FER, rendere energeticamente efficiente il patrimonio edilizio e produttivo esistente, programmare lo sviluppo delle reti distributive al servizio del territorio e disegnare un modello di sviluppo costituito da piccoli e medi impianti allacciati a reti "*intelligenti*" ad alta capacità, nella logica della *smart grid* diffusa.

Con DGR n.475 del 18 marzo 2009 la Giunta Regionale della Campania ha adottato la proposta di P.E.A.R., che non ha ancora concluso l'iter approvativo in Consiglio Regionale.

Con Decreto del Presidente della Giunta Regionale n.166 del 21/07/2016, pubblicato sul BURC n.510 del 25/07/2016, è stato istituito un Tavolo Tecnico per l'elaborazione, entro novanta giorni, del PEAR e per la proposizione di interventi in materia di Green Economy. Il citato Tavolo Tecnico ha trasmesso un "Documento Preliminare sulla Programmazione Energetica in Campania" propedeutico alla redazione della "Proposta di Piano Energetico Ambientale Regionale della Campania".

Con Delibera di Giunta Regionale n.533 del 4/10/2016 sono stati approvati i primi provvedimenti urgenti ed indifferibili in materia di fonti energetiche rinnovabili, e con DGR n.574 del 25/10/2016 si è deliberato di prendere atto del lavoro svolto dal predetto Tavolo Tecnico demandando alla Direzione Generale per lo Sviluppo Economico, l'avvio della fase di consultazione e ascolto degli stakeholders sulle strategie di politica energetica declinate nel redigendo PEAR.

Con la DGR n. 363 del 20/06/2017, la Giunta regionale ha preso atto del documento denominato "Piano Energetico Ambientale Regionale", da considerarsi preliminare rispetto all'adozione del PEAR definitivo, demandando alla Direzione Generale per lo Sviluppo Economico l'avvio della procedura di Valutazione Ambientale Strategica.

Con Decreto Dirigenziale n. 253 del 19/07/2019 della Direzione generale per lo Sviluppo Economico e le Attività Produttive si è proceduto alla presa d'atto in sede tecnica della proposta di "Piano Energia e Ambiente Regionale" e dei connessi elaborati. Il 10/10/2019 si è conclusa la fase di consultazione pubblica prevista ai sensi dell'art. 14

del D. Lgs. 152/2006 e s.m.i. in merito alla proposta di “*Piano Energia e Ambiente Regionale*” e dei connessi elaborati.

Il Piano Energetico Ambientale della Regione Campania è stato approvato **con Delibera di Giunta Regionale n. 377 del 15/07/2020** e con presa d’atto con decreto della DG 2 - Direzione Generale per lo sviluppo economico e le attività produttive n. 353 del 18/09/2020.

In coerenza con la Strategia Energetica Nazionale ed il quadro normativo, gli obiettivi a cui mira il PEAR possono essere raggruppati in tre macro obiettivi che tengono conto anche dello scenario territoriale di riferimento:

- ✓ aumentare la competitività del sistema Regione mediante una riduzione dei costi energetici sostenuti dagli utenti e, in particolare, da quelli industriali;
- ✓ raggiungere gli obiettivi ambientali definiti a livello europeo accelerando la transizione verso uno scenario decarbonizzato puntando ad uno sviluppo basato sulla generazione distribuita (ad esempio per fonti come il fotovoltaico e le biomasse) e ad un più efficiente uso delle risorse già sfruttate (ad esempio, per la risorsa eolica, mediante il repowering degli impianti esistenti e la sperimentazione di soluzioni tecnologiche innovative).
- ✓ migliorare la sicurezza e la flessibilità dei sistemi e delle infrastrutture di rete.

L’introduzione di politiche volte a “decarbonizzare” l’economia, cioè a ridurre le emissioni di CO₂ in atmosfera, offrirà importanti opportunità commerciali nei settori tecnologici legati all’efficienza energetica ed alle energie rinnovabili, promuovendo il contenimento della spesa relativa all’approvvigionamento energetico, una modernizzazione in chiave ecologica del sistema economico e la creazione di comunità locali più sostenibili. Le politiche energetiche regionali saranno, quindi, cruciali per riconvertire il sistema Campania verso un modello di mercato concepito a basse emissioni, a partire dalla dimensione locale, con l’individuazione dell’Ente locale, quale referente diretto e interlocutore privilegiato per il governo del territorio e delle aree urbane, industriali e rurali.

Il PEAR è stato preceduto dalla elaborazione di “*Linee d’indirizzo strategico*” – approvate con l’aggiornamento del Piano di azione per lo sviluppo economico regionale (PASER) con delibera di G.R. n. 962 del 30/05/2008 -, che hanno definito finalità,

obiettivi e approccio metodologico per la redazione del Piano *“quale strumento per la programmazione di uno sviluppo economico ecosostenibile mediante interventi atti a conseguire livelli più elevati di efficienza, competitività, flessibilità e sicurezza nell’ambito delle azioni a sostegno dell’uso razionale delle risorse, del risparmio energetico e dell’utilizzo di fonti rinnovabili non climalteranti”*.

Il Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR) si propone come un contributo alla programmazione energetico-ambientale del territorio con l’obiettivo finale di pianificare lo sviluppo delle **FER**, rendere energeticamente efficiente il patrimonio edilizio e produttivo esistente, programmare lo sviluppo delle reti distributive al servizio del territorio e disegnare un modello di sviluppo costituito da piccoli e medi impianti allacciati a reti “intelligenti” ad alta capacità, nella logica della smart grid diffusa.

La Legge Regionale 6 novembre 2018 n. 37 recante *“Norme per l’attuazione del Piano Energetico Regionale”* costituisce lo strumento con cui la Regione Campania esercita la potestà legislativa e regolamentare, nonché tutte le funzioni amministrative concernenti la produzione, il trasporto, la distribuzione e l’utilizzazione dell’energia, in ottemperanza di quanto stabilito dall’articolo 3, del decreto legislativo 31 marzo 1998, n. 112, (Conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle regioni ed agli enti locali, in attuazione del capo I della legge 15 marzo 1997, n. 59) stante l’unitario esercizio a livello regionale delle concernenti attività.

Ai sensi dell’art. 14 - (Incentivi allo sviluppo dell’efficienza energetica e dell’impiego di fonti rinnovabili), la Regione, al fine di consentire la piena attuazione delle azioni previste per il conseguimento degli obiettivi del PEAR, promuove, in conformità alla disciplina comunitaria e statale in materia, provvedimenti e strumenti finanziari atti a sostenere interventi in materia energetico ambientale.

Come già evidenziato nelle figure precedenti, relativa ai soli impianti fotovoltaici, la potenza complessiva installata in regione Campania è aumentata enormemente a partire dal 2006, in particolare tra il 2008 e il 2012; la crescita è decisamente rallentata a partire dal 2012-2013; questo andamento risulta perfettamente coerente, in termini di tendenza, con quello registrato a livello nazionale e con l’evoluzione temporale del quadro delle incentivazioni.

Ciò nondimeno, la Campania occupa appena l’11° posto tra le regioni Italiane in termini

di potenza complessiva installata, seguita, tra le regioni del Mezzogiorno, solo da Calabria e Basilicata, peraltro caratterizzate da un territorio meno esteso e da una popolazione decisamente inferiore.

La produzione netta nel 2015 è stata di 837 GWh, corrispondente a un numero di ore equivalenti di esercizio pari a circa 1.140 h/anno, sostanzialmente in linea con la media nazionale (considerate, ovviamente, le diverse condizioni di disponibilità della fonte al variare della latitudine e delle condizioni climatiche). Il dato colloca la fonte solare al secondo posto tra le rinnovabili, per energia prodotta, dopo quella eolica. In particolare, la produzione fotovoltaica nel 2014 è risultata pari al 19% dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili in regione; per il 2013 (ultimo anno per il quale esistono dati consolidati anche in merito ai consumi), l'energia elettrica da fonte solare ha coperto circa l'1% del consumo finale lordo di energia della regione, a fronte di un contributo complessivo delle rinnovabili elettriche del 5% e di un contributo complessivo di tutte le energie rinnovabili superiore al 15%.

C.3.2 Piano territoriale regionale (PTR)

In attuazione all'art. 13 della L.R. n. 16 del 22 gennaio 2004 "Governo del Territorio", mediante deliberazione n. 1956 della Giunta Regionale Campania - Area Generale di Coordinamento - è stato approvato il Piano Territoriale Regionale (PTR).

Il PTR è il quadro di riferimento unitario per tutti i livelli di pianificazione territoriale, e delinea la strategia di sviluppo del territorio regionale definendo gli obiettivi per assicurare la coesione sociale, accrescere la qualità e l'efficienza del sistema territoriale e garantire la qualificazione e la valorizzazione delle risorse sociali e ambientali. Il Piano è costituito dai seguenti elaborati:

- ✓ relazione;
- ✓ documento di piano;
- ✓ linee guida per il paesaggio in Campania;
- ✓ cartografia di piano.

Il Documento di Piano individua cinque Quadri Territoriali di Riferimento (QTR) utili ad attivare una pianificazione di area vasta concertata con le Province. I QTR sono i seguenti:

- ✓ Quadro delle reti;
- ✓ Quadro degli ambienti insediativi;
- ✓ Quadro dei Sistemi Territoriali di Sviluppo;
- ✓ Quadro dei campi territoriali complessi;
- ✓ Quadro delle modalità per lo svolgimento di buone pratiche.

Il PTR definisce inoltre il quadro generale di riferimento territoriale per la tutela dell'integrità fisica e dell'identità culturale del territorio, connessa con la rete ecologica regionale, fornendo criteri e indirizzi anche di tutela paesaggistico-ambientale per la pianificazione provinciale.

Le Linee guida per il paesaggio all'interno del Piano Territoriale Regionale rispondono a tre esigenze specifiche:

- ✓ adeguare la proposta di PTR e le procedure di pianificazione paesaggistica in Campania ai rilevanti mutamenti intervenuti nella legislazione internazionale (Convenzione Europa del Paesaggio, ratificata dallo Stato italiano con la legge 9 gennaio 2006 n. 14), ed in quella nazionale, con l'entrata in vigore del Codice dei beni culturali e del paesaggio (D.Lgs. 22 gennaio 2004, n. 42 come modificato dall'art. 14 del D.Lgs. 24 marzo 2006 n. 157);
- ✓ definire direttive, indirizzi ed approcci operativi per una effettiva e coerente attuazione, nella pianificazione provinciale e comunale, dei principi di sostenibilità, di tutela dell'integrità fisica e dell'identità culturale del territorio, dei paesaggi, dello spazio rurale e aperto e del sistema costiero, contenuti nella legge L.R. 16/04;
- ✓ dare risposta alle osservazioni avanzate in seno alle Conferenze provinciali di pianificazione, richiedenti l'integrazione della proposta di PTR con un quadro di riferimento strutturale, supportato da idonee cartografie, con valore di statuto del territorio regionale.

Attraverso le Linee guida per il paesaggio si vuole indicare alle province ed ai Comuni un percorso coerente con i principi dettati dalla Convenzione europea del paesaggio, dal Codice dei beni culturali e del paesaggio e dalla L.R. 16/2004.

In particolare le Linee guida:

- ✓ forniscono criteri ed indirizzi di tutela, valorizzazione e salvaguardia e gestione

del paesaggio per la pianificazione provinciale e comunale;

- ✓ definiscono il quadro di coerenza per la definizione delle disposizioni in materia paesaggistica, difesa del suolo e delle acque, protezione della natura, dell'ambiente e delle bellezze naturali all'interno dei Piani Territoriali di Coordinamento Provinciale;
- ✓ definiscono gli indirizzi per lo sviluppo sostenibile e i criteri da rispettare per l'individuazione dei carichi insediativi ammissibili sul territorio.

Le linee guida per il paesaggio sono collegate con la cartografia di piano poiché rappresenta la base strutturale per la redazione delle cartografie paesaggistiche provinciali e comunali e definiscono nel suo complesso la carta dei paesaggi della Campania. La cartografia di piano definisce l'identità dei luoghi e comprende la carta dei paesaggi della Campania costituendo la parte strutturale per la pianificazione. Definisce il sistema delle risorse fisiche, ecologiche, naturali, storiche, culturali e archeologiche e le rispettive relazioni che intercorrono tra loro. Gli ambienti insediativi individuati contengono i "tratti di lunga durata", gli elementi ai quali si connettono i grandi investimenti. Sono ambiti sub-regionali per i quali vengono costruite delle "visioni" cui soprattutto i piani territoriali di coordinamento provinciali ritrovano utili elementi di connessione. I nove "ambienti insediativi", i cui confini sono variabili, possono essere indicati come segue:

- La piana campana, comprendente un'area molto vasta di 123 comuni;
- L'area della costiera sorrentino-amalfitana, comprendente 20 comuni;
- L'area dell'agro nocerino-sarnese e solofrano, comprendente 23 comuni;
- L'area urbana di Salerno e della piana del Sele, comprendete 24 comuni;
- L'area del Cilento e del Vallo di Diano, che comprende 94 comuni;
- L'area di Avellino e del "cratere" di più incerta delimitazione, comprendente 84 comuni;
- L'area beneventana comprendente 60 comuni;
- L'area della media valle del Volturno, che include 28 comuni;
- L'area del Matese e dell'Appennino molisano-sannita.

Il Quadro dei Sistemi Territoriali di Sviluppo (STS) sono luoghi di esercizio di visioni strategiche condivise, individuati in numero di 45. Tale suddivisione è stata effettuata in

base alle dominanti territoriali presenti in ciascuna zona al fine di individuare indirizzi strategici di sviluppo. Le dominanti territoriali individuate vengono raccolte nelle seguenti sei classi:

- Naturalistica,
- RURALE-culturale,
- RURALE-industriale,
- Urbana,
- Urbano-industriale,
- Paesistico-culturale

Tale parte del PTR risponde a quanto indicato al punto 2 lettera a e c, dell'art. 13 della LR n.16/2004, dove si afferma che il PTR dovrà individuare:

- Gli obiettivi d'assetto e le linee di organizzazione territoriale, nonché le strategie e le azioni volte alla loro realizzazione;
- Indirizzi e criteri di elaborazione degli strumenti di pianificazione provinciale e per la cooperazione istituzionale.

Il PTR colloca il comune di Ariano Irpino all'interno dell'ambiente insediativo denominato N° 6 "**Avellinese**". Per quanto riguarda i Sistemi Territoriali di Sviluppo (STS), individuati dal PTR sulla base della geografia dei processi di auto-riconoscimento delle identità locali e di auto-organizzazione dello sviluppo – ossia componendo il "*mosaico*" dei patti territoriali, dei contratti d'area, dei distretti industriali, dei parchi naturali, delle comunità montane, e privilegiando tale geografia in questa ricognizione, rispetto ad una geografia costruita sulla base di indicatori statistici delle dinamiche di sviluppo, il territorio di Ariano Irpino è compreso nel Sistema Territoriale di Sviluppo **B4- Valle dell'Ufita**, a dominante **rurale-culturale**, il quale comprende anche i comuni di Bonito, Carife, Casalbore, Castel Baronia, Flumeri, Frigento, Gesualdo, Greci, Grottaminarda, Melito Irpino, Montaguto, Montecalvo Irpino, San Nicola Baronia, San Sossio Baronia, Savignano Irpino, Scampitella, Sturno, Trevico, Vallata, Valle Saccarda, Villanova del Battista, Zungoli.

Sistemi Territoriali di Sviluppo e attribuzione delle dominanti		
A) Sistemi a dominante naturalistica	B) Sistemi a dominante rurale - culturale	C) Sistemi a dominante rurale - industriale
A1 - ALBURNI A2 - ALTO CALORE SALERNITANO A3 - ALENTO MONTE STELLA A4 - GELBISON CERVATI A5 - LAMBRO E MINGARDO A6 - BUSSENTO A7 - MONTI PICENTINI TERMINIO A8 - PARTENIO A9 - TABURNO A10 - MATESE A11 - MONTE SANTA CROCE A12 - TERMINIO CERVIALTO	B1 - VALLO DI DIANO B2 - ANTICA VOLCEI B3 - PIETRELCINA B4 - VALLE DELL'UFITA B5 - ALTO TAMMARO B6 - TITERNO B7 - MONTE MAGGIORE B8 - ALTO CLANIO	C1 - ALTA IRPINIA C2 - FORTORE C3 - SOLOFRANA C4 - VALLE IRNO C5 - AGRO NOCERINO SARNESE C6 - PIANURA INTERNA CASERTANA C7 - COMUNI VESUVIANI C8 - AREA GIUGLIANESE
D) Sistemi urbani	E) Sistemi a dominante urbano - industriale	F) Sistemi a dominante paesistico ambientale culturale
D1 - SISTEMA URBANO BENEVENTO D2 - SISTEMA URBANO AVELLINO D3 - SISTEMA URBANO NAPOLI D4 - SISTEMA URBANO CASERTA E ANTICA CAPUA D5 - AREA URBANA DI SALERNO	E1 - NAPOLI NORD-EST E2 - NAPOLI NORD E3 - NOLANO E4 - SISTEMA AVERSANO	F1 - LITORALE DOMITIO F2 - AREA FLEGREA F3 - MIGLIO D'ORO - TORRESE STABIESE, F4 - PENISOLA SORRENTINA F5 - ISOLE MINORI F6 - MAGNA GRECIA F7 - PENISOLA AMALFITANA F8 - PIANA DEL SELE

Il Terzo Quadro del PTR propone per esso di attivare una visione “dal basso”, valorizzando le iniziative di scala locale già attivate. Il territorio di Ariano Irpino è individuato all'interno della Rete Ecologica Regionale che si propone di tutelare e di interconnettere tra loro gli ambiti dotati di una maggiore presenza di naturalità e di biodiversità. Il ruolo della Rete Ecologica come strategia di ricomposizione territoriale, conservazione della naturalità e sviluppo della biodiversità è particolarmente rilevante sia nei sistemi montani che nei sistemi collinari interni. Le reti ecologiche prevedono degli insiemi di interventi tesi a ridurre gli effetti negativi prodotti dalle frammentazioni ambientali prodotte dalle azioni umane nelle loro diverse accezioni: suddivisione, riduzione e progressiva eliminazione degli habitat, compresi quelli umani. In questo senso gli interventi di deframmentazione spaziale tesi a ricostituire adeguate forme di continuità ambientale diventano anche interventi di riqualificazione e di vera e propria ricostruzione dei paesaggi antropici nei loro diversi livelli di connotazione storico-culturale, di ricchezza morfologico-percettiva, di libertà/complessità delle visuali.

Lo stralcio del Primo Quadro del PTR riguardante la Rete dei Rischi ha lo scopo di individuare le sorgenti antropiche e naturali di rischio e gli ambiti interessati, in modo da indirizzare una pianificazione consapevole a definire adeguate politiche di prevenzione e di mitigazione del rischio, ma anche le più corrette destinazioni d'uso del territorio e le più opportune localizzazioni di sedi e infrastrutture strategiche. Lo Schema di articolazione dei paesaggi individua l'ambito di paesaggio della Piana del Sarno, tenendo conto degli aspetti strutturali fisici, ecologico-naturalistici, agroforestali, storico-culturali e archeologici rappresentati dall'agro centuriato di Pompei, dal Sistema di siti archeologici protostorici del Sarno e dal Sistema dei siti archeologici greco-italici e romani. Le relative linee strategiche disposte dal PTR prevedono:

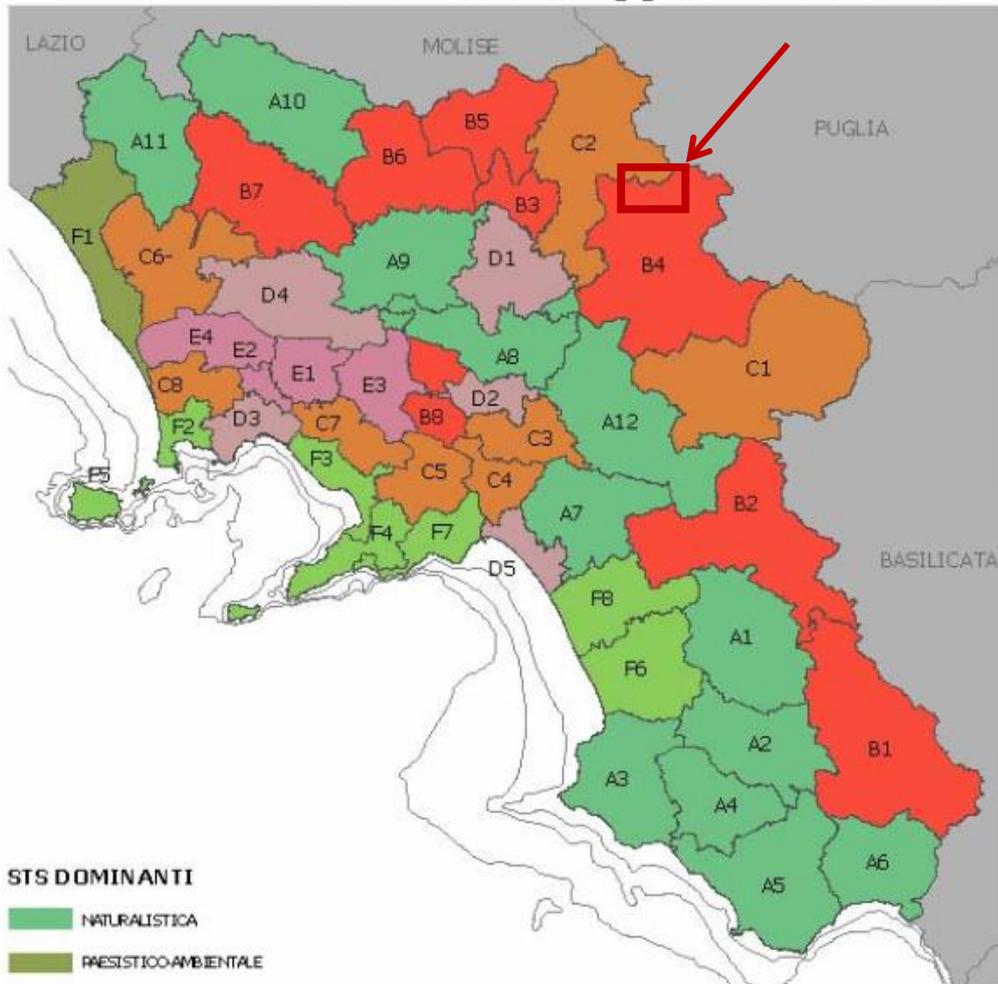
- ✓ la valorizzazione del patrimonio culturale e del paesaggio;
- ✓ la valorizzazione delle identità locali attraverso le caratterizzazioni del paesaggio culturale e insediato;
- ✓ la valorizzazione dei sistemi di beni archeologici e delle testimonianze della storia locale.

I sistemi del territorio rurale e aperto individuano invece partizioni complesse del territorio regionale, aventi aspetti fisiografici ed estetico-percettivi riconoscibili, e contenenti al loro interno tipologie di risorse naturalistiche ed agroforestali differenziate, organizzate a comporre un mosaico ecologico e ambientale caratterizzato da una ben determinata struttura, funzioni, dinamiche evolutive.



3° QTR:

- Sistemi territoriali di sviluppo: Dominanti -



STS DOMINANTI

- NATURALISTICA
- PAESISTICO-AMBIENTALE
- PAESISTICO-CULTURALE-AMBIENTALE
- RURALE-CULTURALE
- RURALE-MANIFATTURIERA
- URBANA
- URBANO-INDUSTRIALE

LEGENDA:

- Area Impianto fotovoltaico
- Elettrodotto MT
- SSE RTN



Figura 4 PTR – 3° QTR – Sistemi territoriali di sviluppo: Dominanti

Il Piano Territoriale Regionale (PTR) evidenzia la rete infrastrutturale in esercizio e di nuova realizzazione.

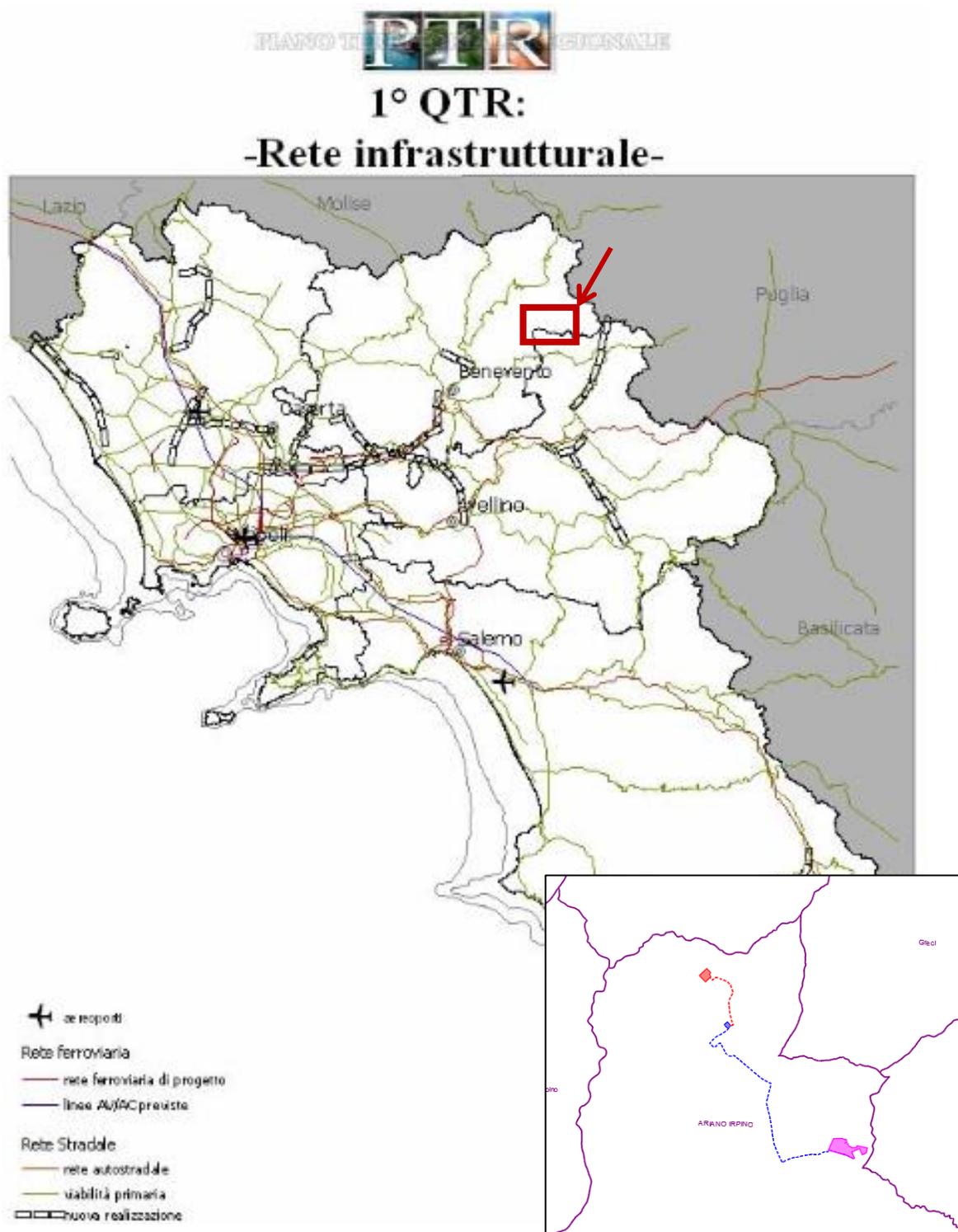


Figura 5 PTR – 1° QTR – Rete Infrastrutturale

Il Piano Territoriale Regionale (PTR) individua nel territorio della Provincia di Salerno delle aree di massima frammentazione ecosistemica, il Corridoio Appenninico Principale e il Corridoio Regionale Trasversale, nonché corridoi regionali da potenziare.

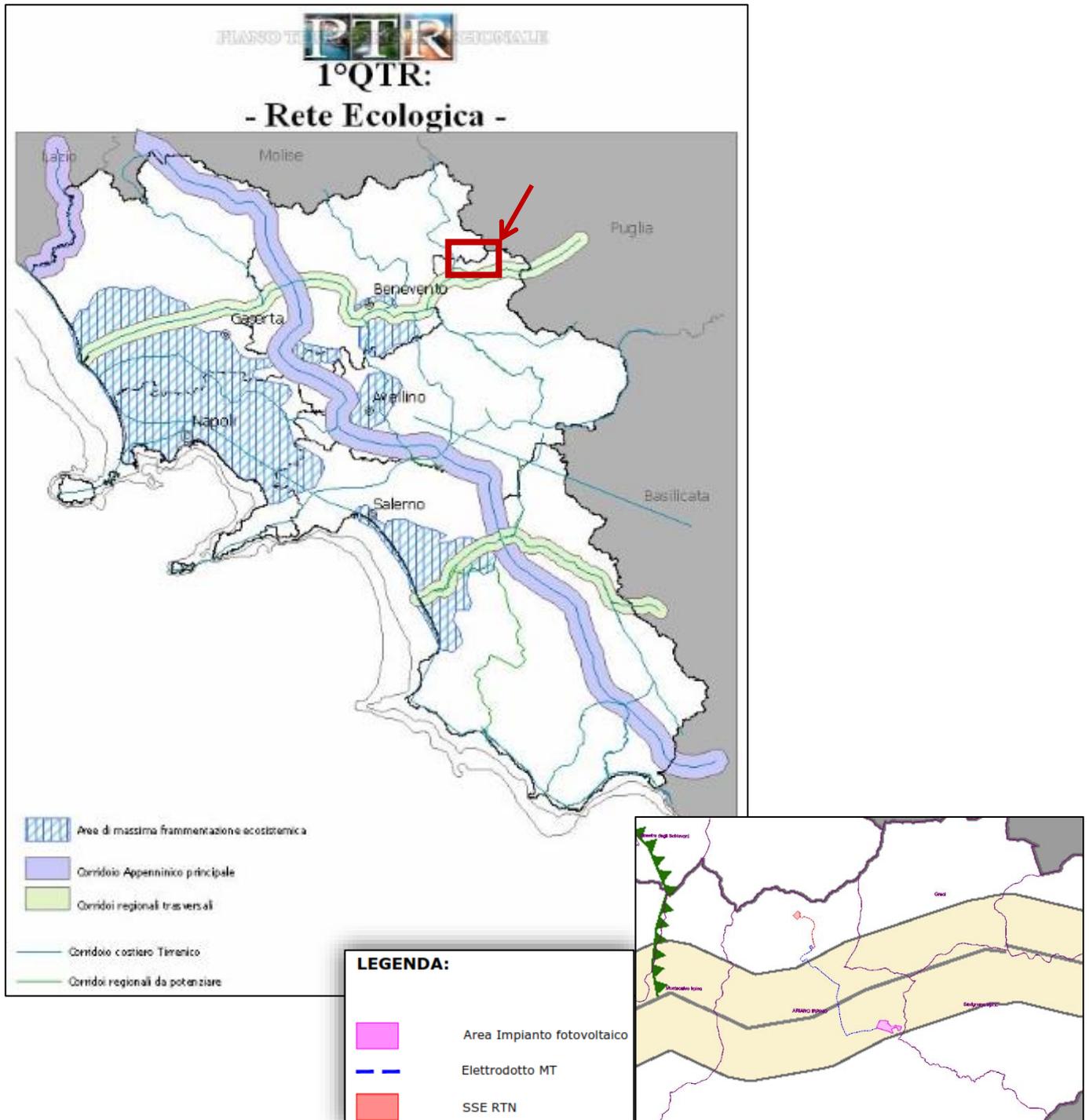


Figura 6 PTR – 1° QTR – Rete Ecologica

Il PTR evidenzia il Grado di Sismicità assegnato ad ogni Comune; in particolare, nella Provincia di Avellino i Comuni presentano un Grado di Sismicità 2 (di Media Sismicità) o 1 (di Alta Sismicità). Inoltre, sono individuate delle Aree denominate Sorgenti di Rischio Sismico.

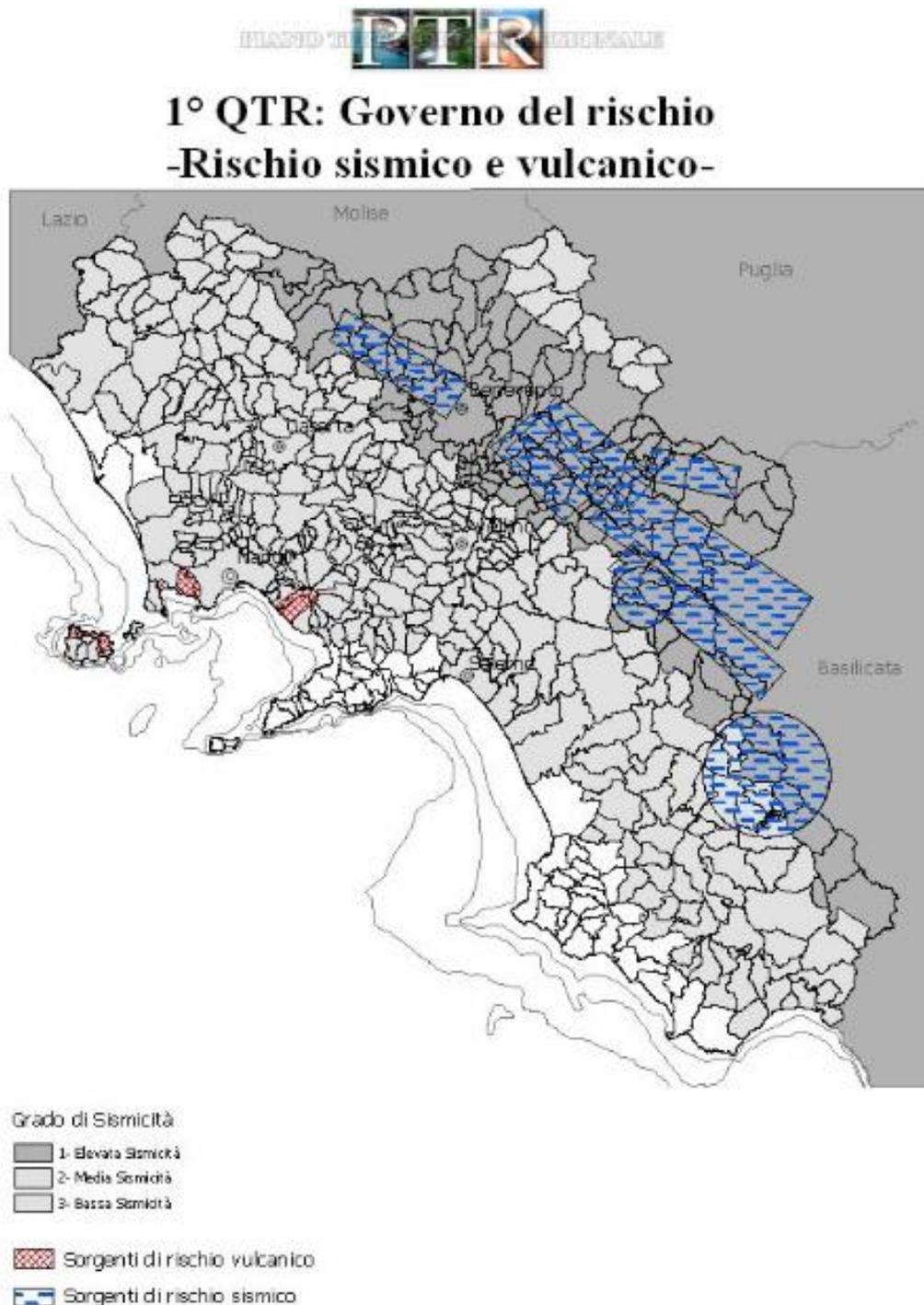


Figura 7 PTR – 1° QTR – Governo del rischio – Rischio sismico e vulcanico

Con la Deliberazione della Giunta Regionale della Regione Campania n. 5447 del 7 Novembre 2002 il Comune di Ariano Irpino viene confermato nella **1° Categoria sismica - Zona con pericolosità sismica elevata.**

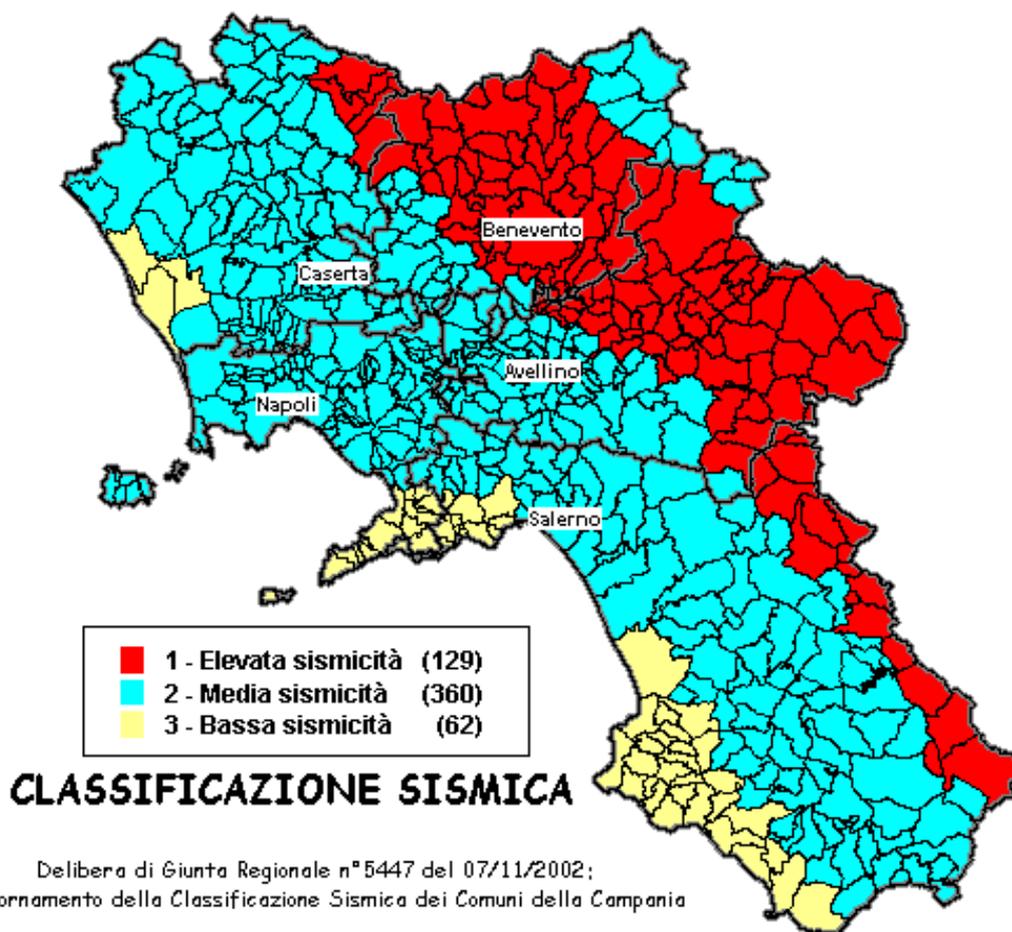


Figura 8 Classificazione sismica della Regione Campania D.G.R. n. 5447 del 07/11/2002

In base alla Classificazione sismica indicata nell'ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n°3274/03, aggiornata al 16/01/2006 con le comunicazioni delle regioni, l'Italia è suddivisa in zone sismiche con 4 classi di pericolosità:

- zona 1 (alta): $PGA \geq 0,25g$
- zona 2 (media): $0,15 \leq PGA < 0,25g$
- zona 3 (bassa): $0,05 \leq PGA < 0,15g$
- zona 4 (molto bassa): $PGA < 0,05g$

dove PGA indica il picco di accelerazione gravitazionale.

In base a questa ulteriore suddivisione Ariano Irpino ricade in zona 1 (livello di pericolosità elevato): $PGA \geq 0,25g$

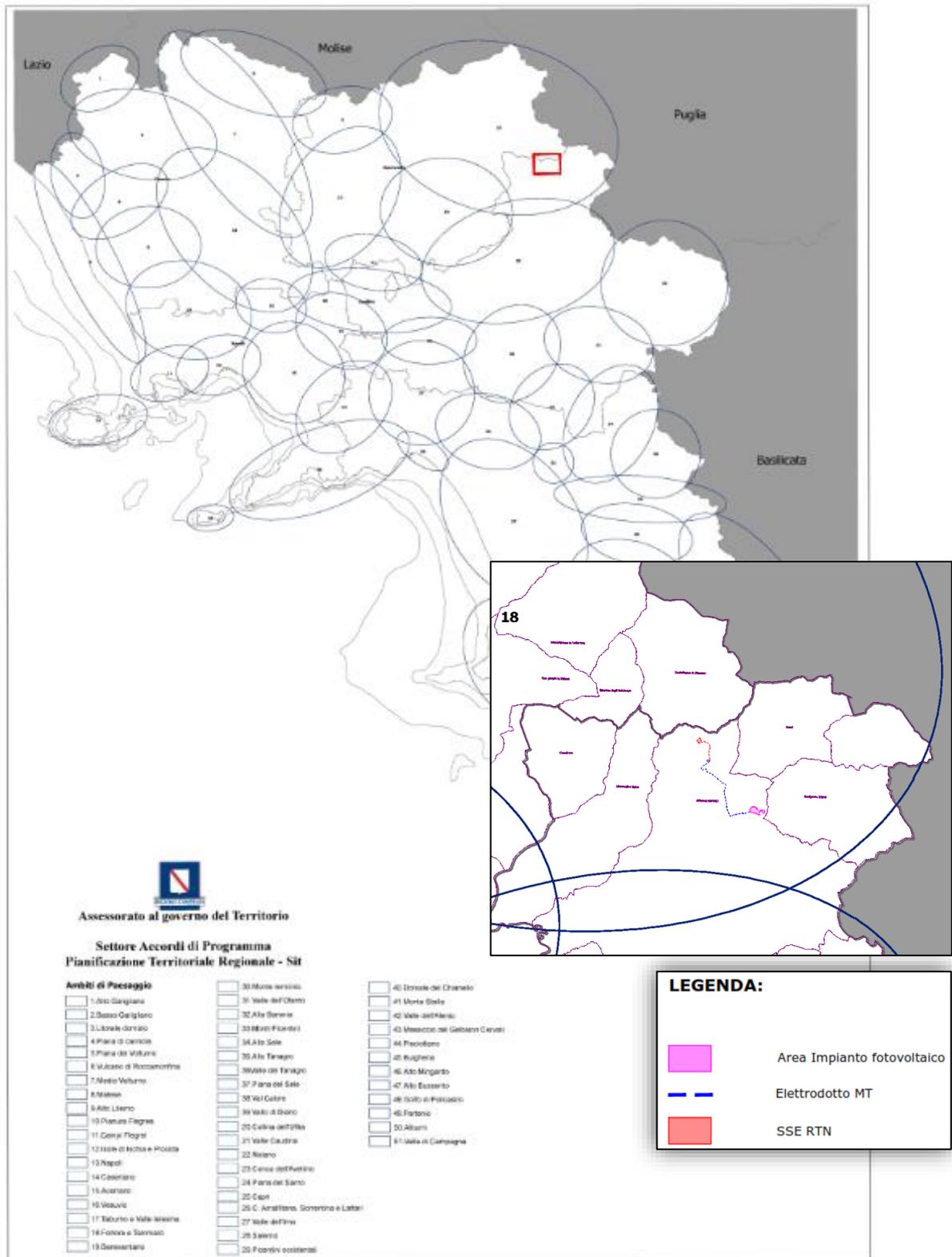


Figura 9 PTR Schema di articolazione dei paesaggi della Campania – Ambito 18: Fortore e Tammaro

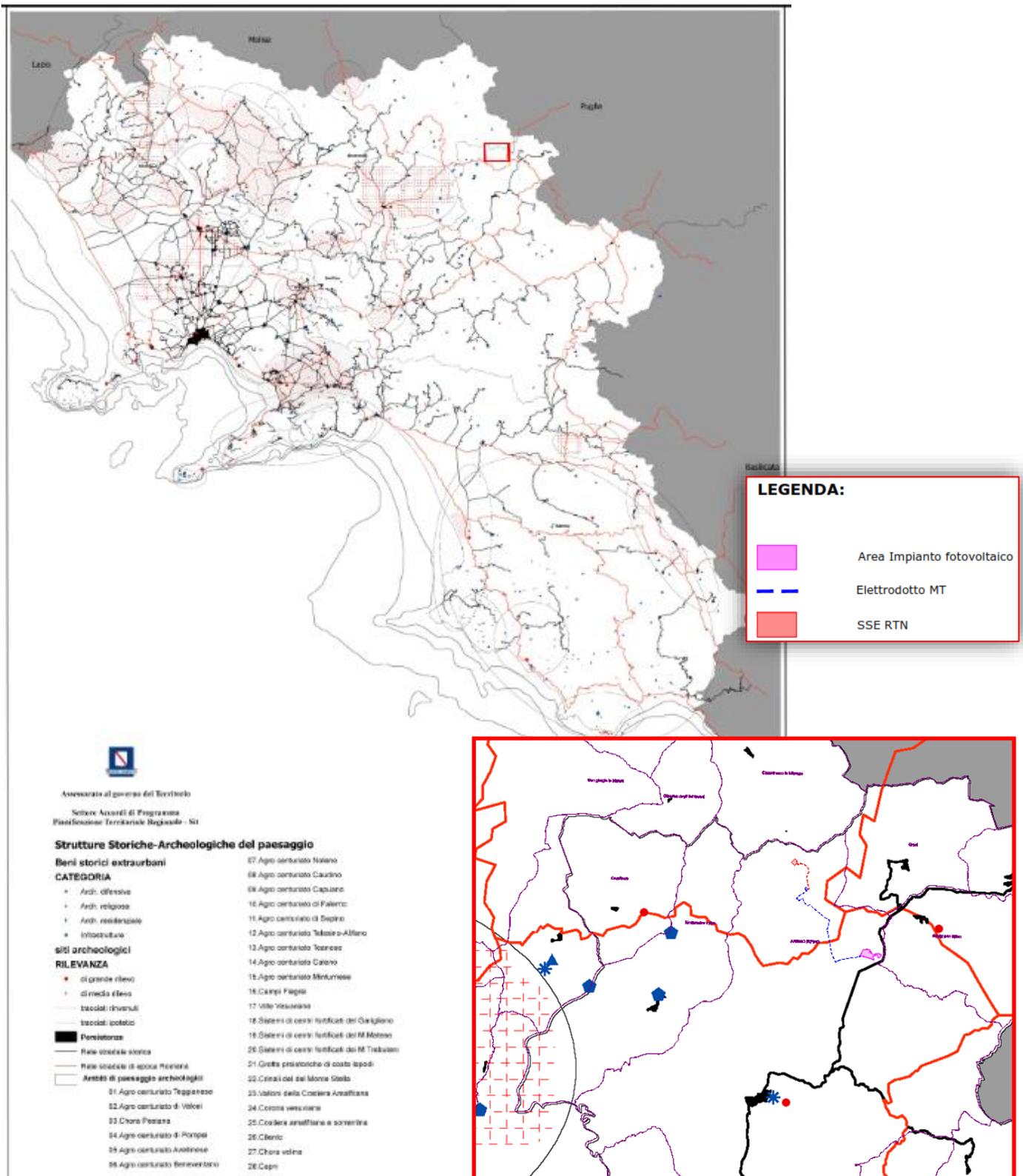


Figura 10 PTR Strutture Storiche – Archeologiche del paesaggio

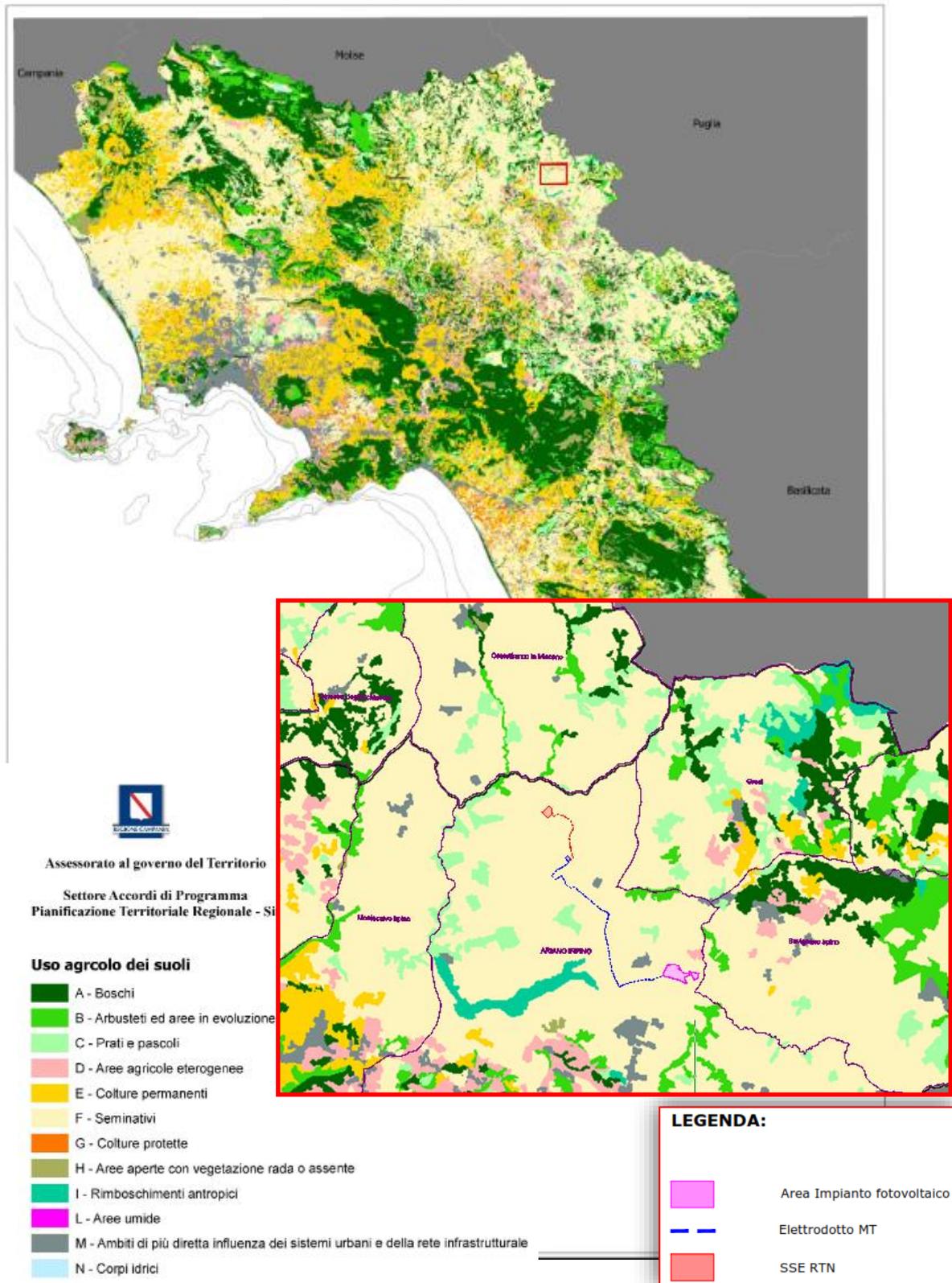


Figura 11 PTR Uso agricolo dei suoli

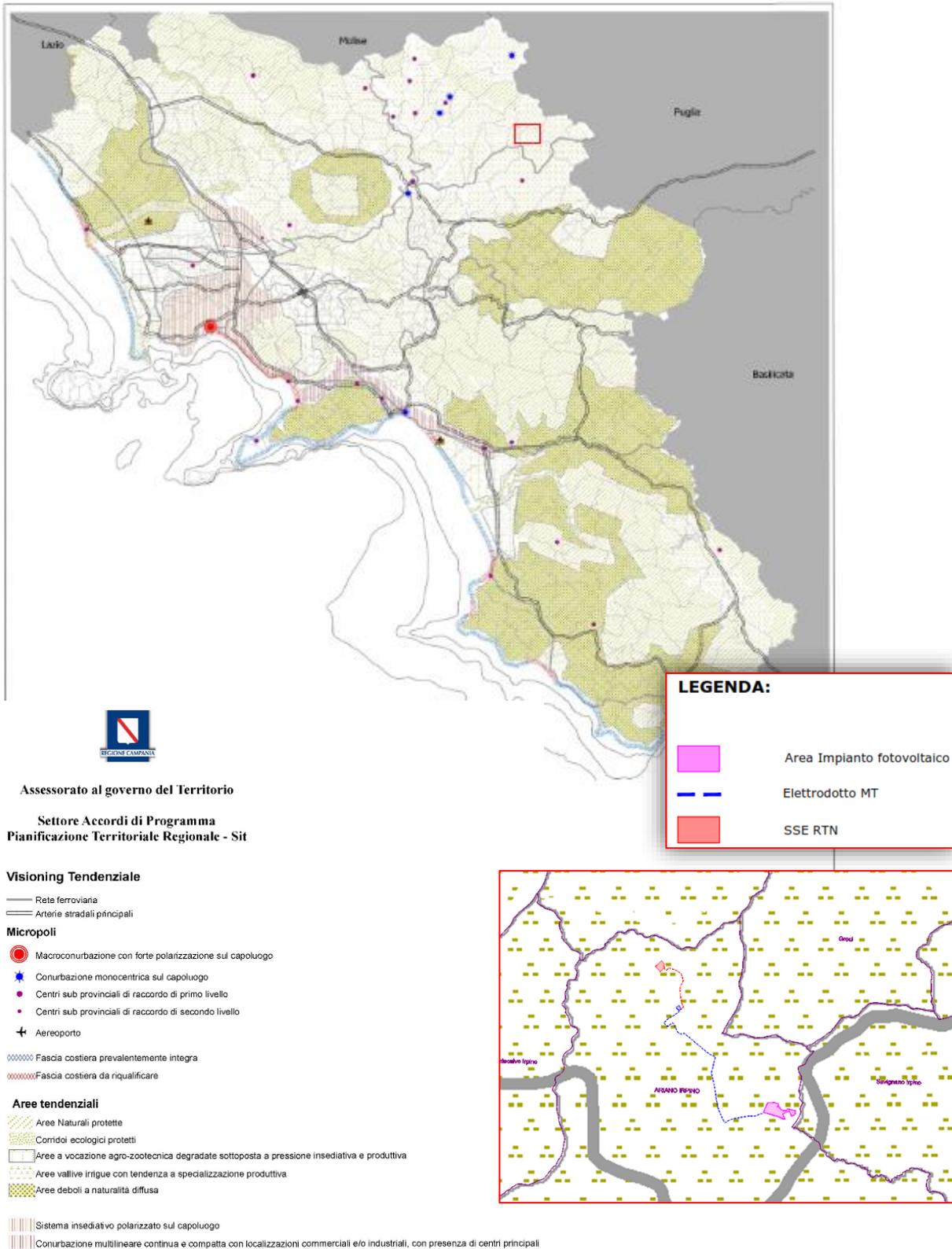


Figura 12 PTR Visioning tendenziale

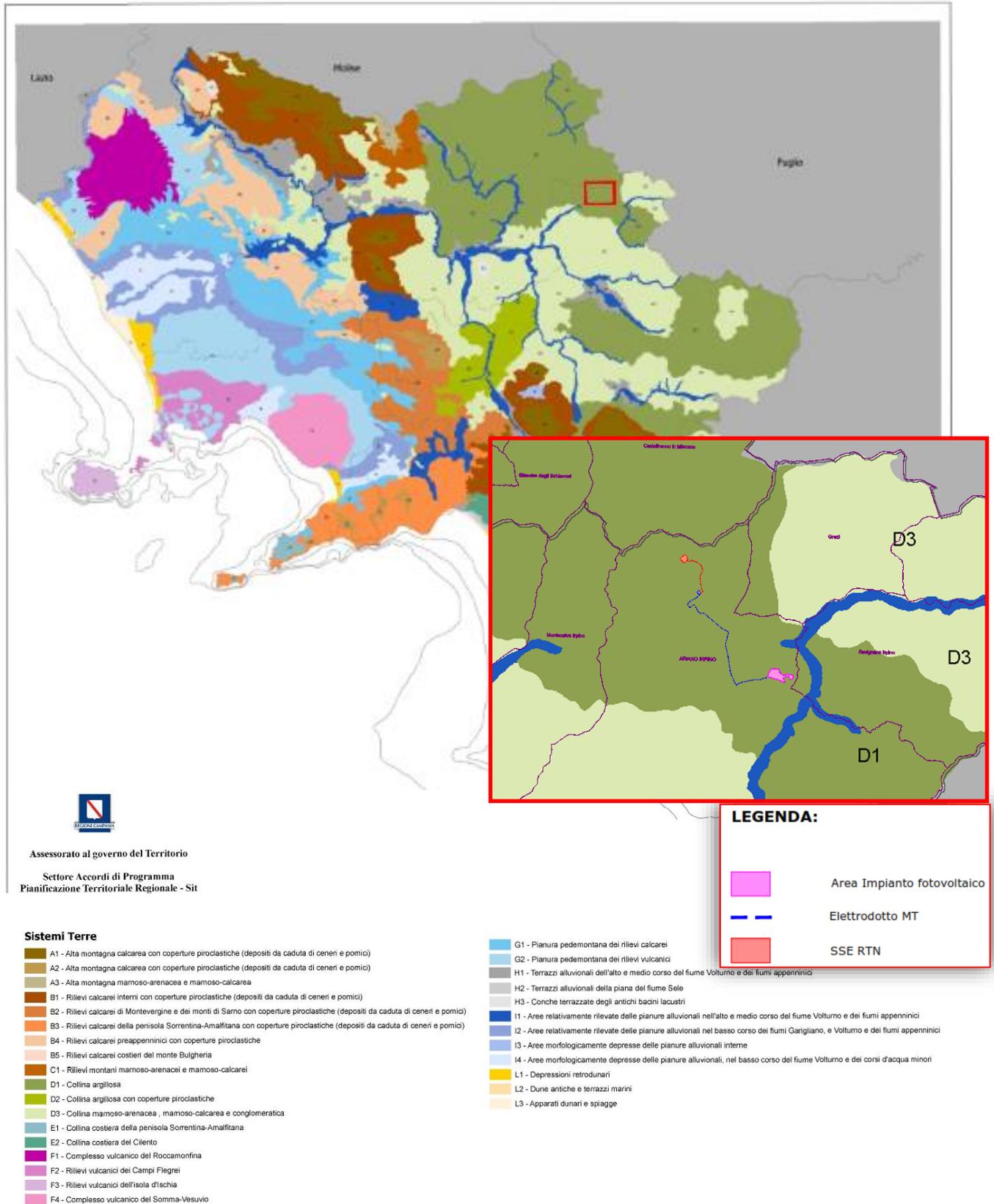


Figura 13 PTR Sistemi Terre – D1 Colline argillose

Riguardo la tematica della pianificazione paesistica regionale, nelle linee guida sono presenti elenchi e rappresentazioni cartografiche riguardanti:

- ✓ La perimetrazione dei Piani Territoriali Paesistici;
- ✓ I beni considerati di elevato pregio ricadenti in aree esterne ai PTP, quali le aree di tutela paesistica ai sensi dell'articolo 139 del D.Lgs 490/99, i parchi di interesse nazionale e le riserve naturali statali (L 394/91), i parchi e le riserve naturali regionali (LR 33/93), le aree individuate come Siti di Importanza Comunitaria (SIC).

Di seguito si riporta una cartografia del PTR dove vengono individuate le aree protette e siti Unesco:

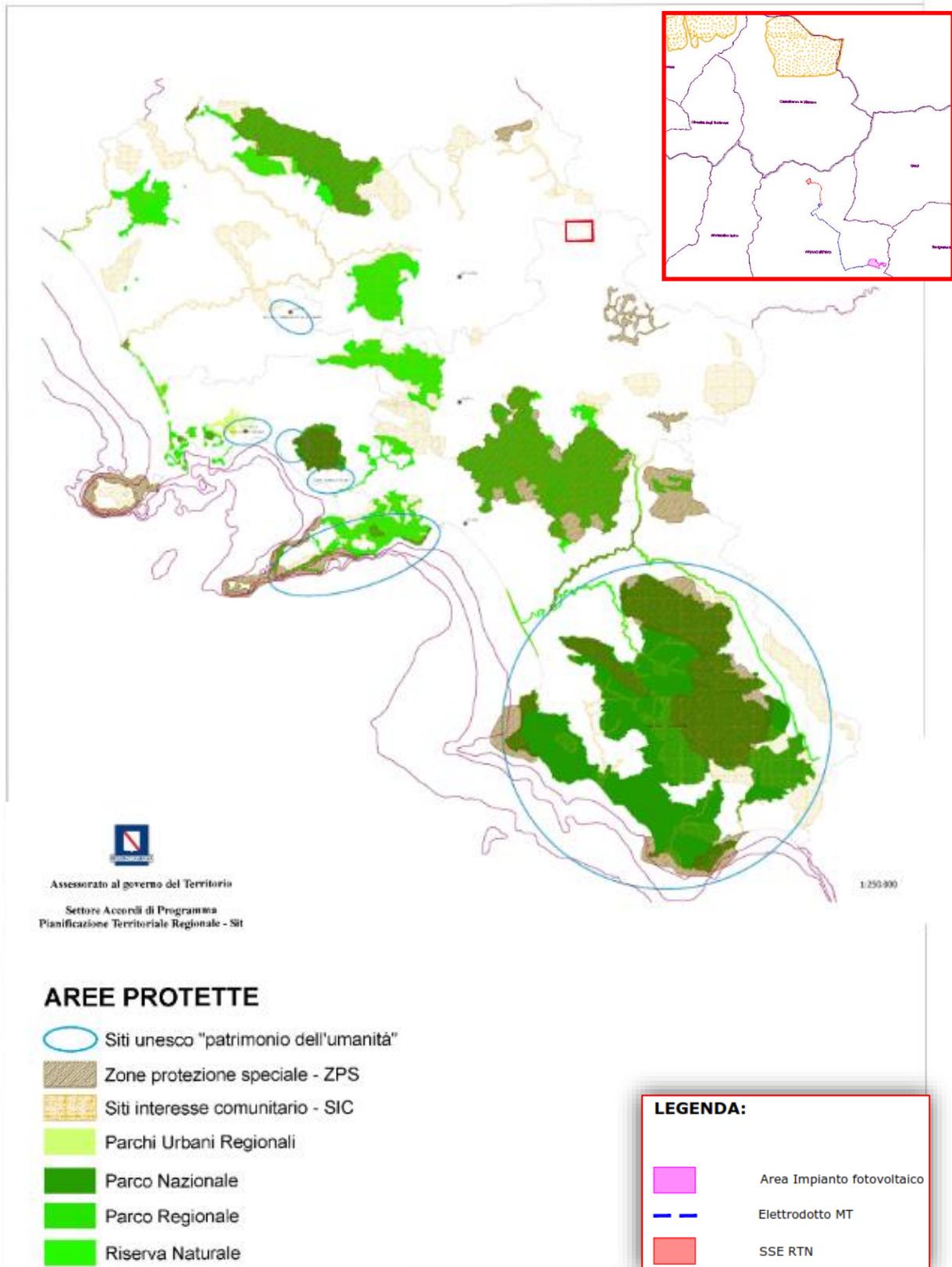


Figura 14 PTR Aree protette

Dall'analisi della documentazione cartografica, si rileva che l'area oggetto dell'intervento non ricade all'interno di siti Unesco, Parchi Nazionali, Regionali e riserve naturali; non interessa Zone di Protezione Speciale (ZPS) e Siti di Importanza Comunitaria (SIC). Dall'analisi svolta, la realizzazione delle opere previste in progetto risulta del tutto compatibile con la configurazione paesaggistica nella quale saranno collocate.

C.3.3 Piano territoriale di coordinamento provinciale (PTCP) di Avellino

Il PTCP di Avellino è stato approvato con Delibera CS 42 del 25-02-2014. Si basa sugli indirizzi approvati dalla Giunta Provinciale con delibera 196 in data 21/10/2010, anche a seguito di un intenso confronto con gli STS (Sistemi Territoriali di Sviluppo) del territorio provinciale.

I quattro indirizzi programmatici approvati sono:

- ✓ Salvaguardia attiva e valorizzazione del territorio, del paesaggio e della
- ✓ qualità diffusa.
- ✓ Sviluppo equilibrato e cultura del territorio.
- ✓ Sviluppo compatibile delle attività economiche e produttive.
- ✓ Accessibilità e mobilità nel territorio

Sulla base degli indirizzi programmatici sopradescritti il PTCP articola i suoi dispositivi in relazione ai seguenti obiettivi operativi:

- ✓ Il contenimento del Consumo di suolo;
- ✓ La tutela e la promozione della qualità del Paesaggio;
- ✓ La Salvaguardia della vocazione e delle potenzialità agricole del territorio;
- ✓ Il rafforzamento della Rete ecologica e la tutela del sistema delle acque attraverso il mantenimento di un alto grado di naturalità del territorio, la minimizzazione degli impatti degli insediamenti presenti, la promozione dell'economia rurale di qualità e del turismo responsabile;
- ✓ La qualificazione degli insediamenti da un punto di vista urbanistico, paesaggistico ed ambientale:
- ✓ La creazione di un'armatura di servizi urbani adeguata ed efficiente:
- ✓ **La creazione di sistemi energetici efficienti e sostenibili:**

- ✓ Il miglioramento dell'accessibilità del territorio e delle interconnessioni con le altre provincie e con le reti e infrastrutture regionali e nazionali di trasporto;
- ✓ Il rafforzamento del sistema produttivo e delle filiere logistiche;
- ✓ Lo sviluppo dei Sistemi turistici;
- ✓ Il perseguimento della sicurezza ambientale.

Il PTCP è volto a promuovere le diverse vocazioni del territorio Irpino; tra queste emergono quella dell'agricoltura di qualità, quella industriale - artigianale e quella turistica. A queste possono aggiungersi, sulla scorta di quanto emerso nei tempi più recenti, le attività legate alla ricerca, all'innovazione tecnologica ed al risparmio energetico ed alla produzione di energia da fonti rinnovabili.

Tra gli elaborati di progetto e coordinamento del Piano, si riportano di seguito gli stralci delle tavole di Piano relative a:

- ✓ P. 07.1 -Vincoli Geologici e Ambientali
- ✓ P. 07.2 -Vincoli Paesaggistici, Archeologici e Naturalistici,
- ✓ P. 07.3 -Ambiti costitutivi delle aree di attenzione ed approfondimento
- ✓ P. 08 -Articolazione del territorio in Unità di Paesaggio,
- ✓ P. 04 -Rete Ecologica
- ✓ P.05-Aree agricole e forestali di interesse strategico
- ✓ P.12 –Sistemi dei beni culturali e degli itinerari di interesse Strategico

Come si potrà osservare nelle tavole P. 07.1 - Vincoli Geologici e Ambientali” e “P. 07.3 – Ambiti costitutivi delle aree di attenzione e approfondimento”, l’area che ospita l’impianto ricade: *parzialmente in aree di rischio/pericolosità da frana di classe PSAI “PG2” (AdB Puglia).*

Inoltre, un breve tratto di cavidotto MT ricade in “Aree in frana Progetto IFFI”

Le NTA del PTCP riportano all’art. Art. 50 - Rischio geomorfologico quanto segue: “Sono individuate nell’elaborato P.07.1 del Quadro Conoscitivo le seguenti zone che per la loro conformazione geomorfologica devono essere soggette a particolari attenzioni: a) aree a rischio e/o a pericolo di frana, già individuate negli elaborati grafici del PSAI (Piano Stralcio Assetto Idrogeologico), e per le quali valgono le disposizioni dettate dalle norme di attuazione del PSAI stesso. Si rimanda dunque lo studio di quest’area al paragrafo relativo al PAI.

Di seguito si riportano degli stralci estrapolati da alcuni elaborati del quadro conoscitivo del P.T.C.P. di Avellino con sovrapposte le opere in progetto:

P.07.0.1 Vincoli Geologici e Ambientali

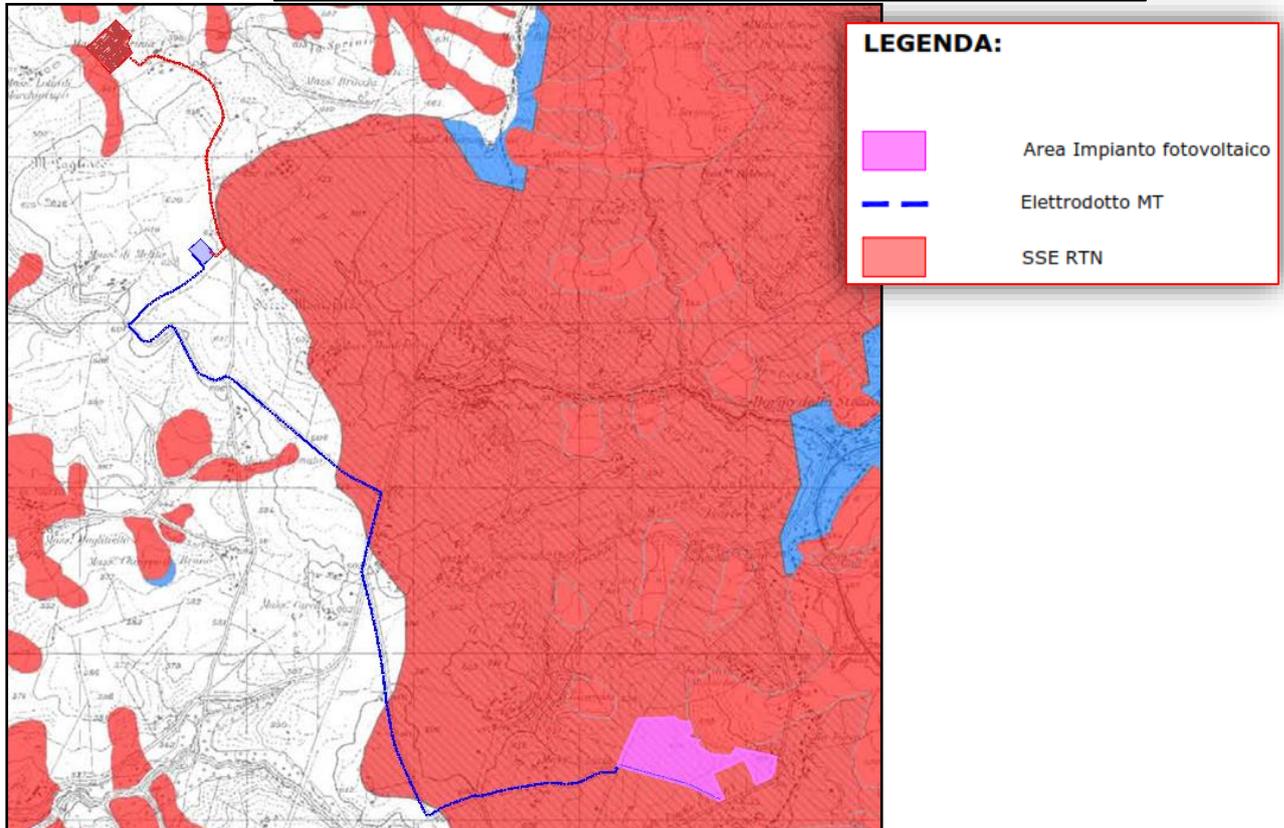
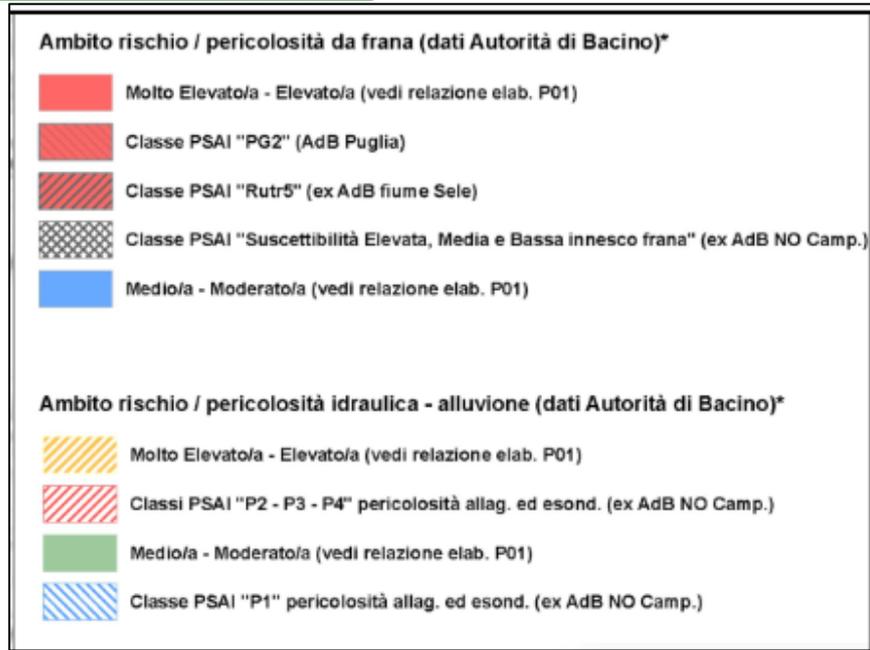
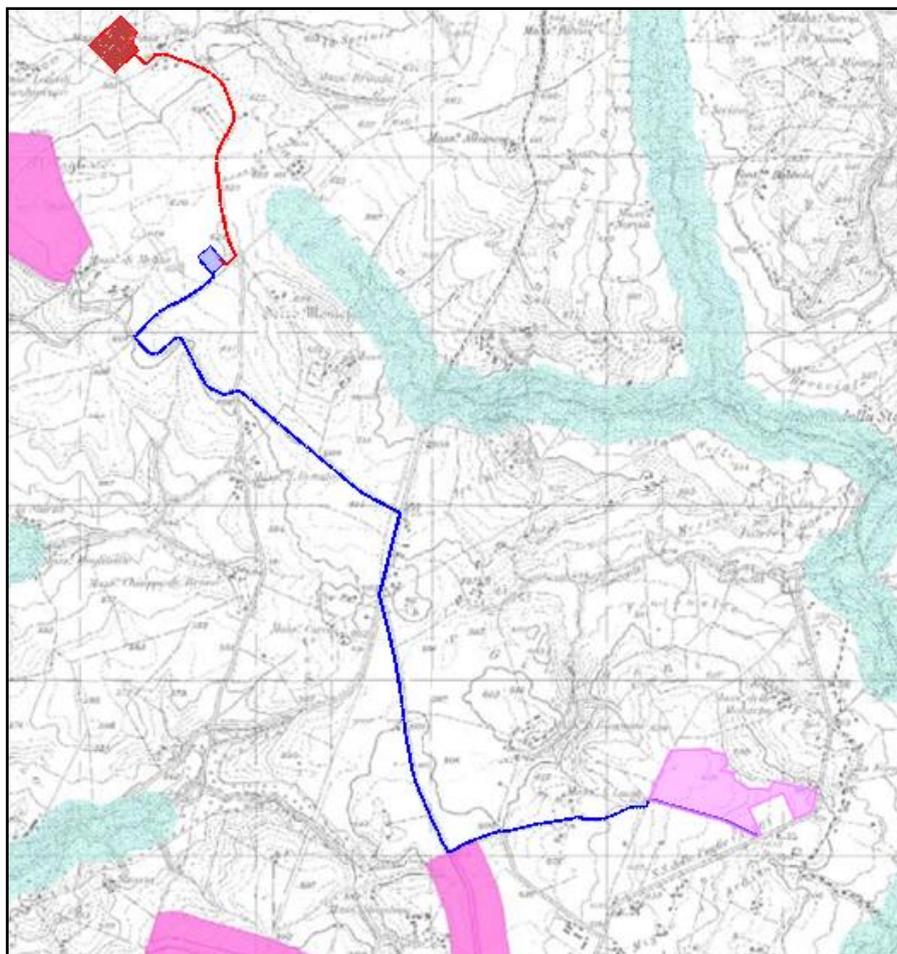


Figura 15 PTCP - P.07.01 Vincoli geologici e ambientali

P.07.0.2

Vincoli Paesaggistici, Archeologici e Naturalistici



Vincoli Naturalistici

-  Parchi regionali (L.R. 33/93) - Zona A
-  Parchi regionali (L.R. 33/93) - Zona B
-  Parchi regionali (L.R. 33/93) - Zona C
-  Riserve naturali (L.R. 33/93)
-  Foreste demaniali regionali (L.R. 11/96)
-  Rete Natura 2000 (SIC-ZPS)

LEGENDA:

	Area Impianto fotovoltaico
	Elettrodotto MT
	SSE RTN

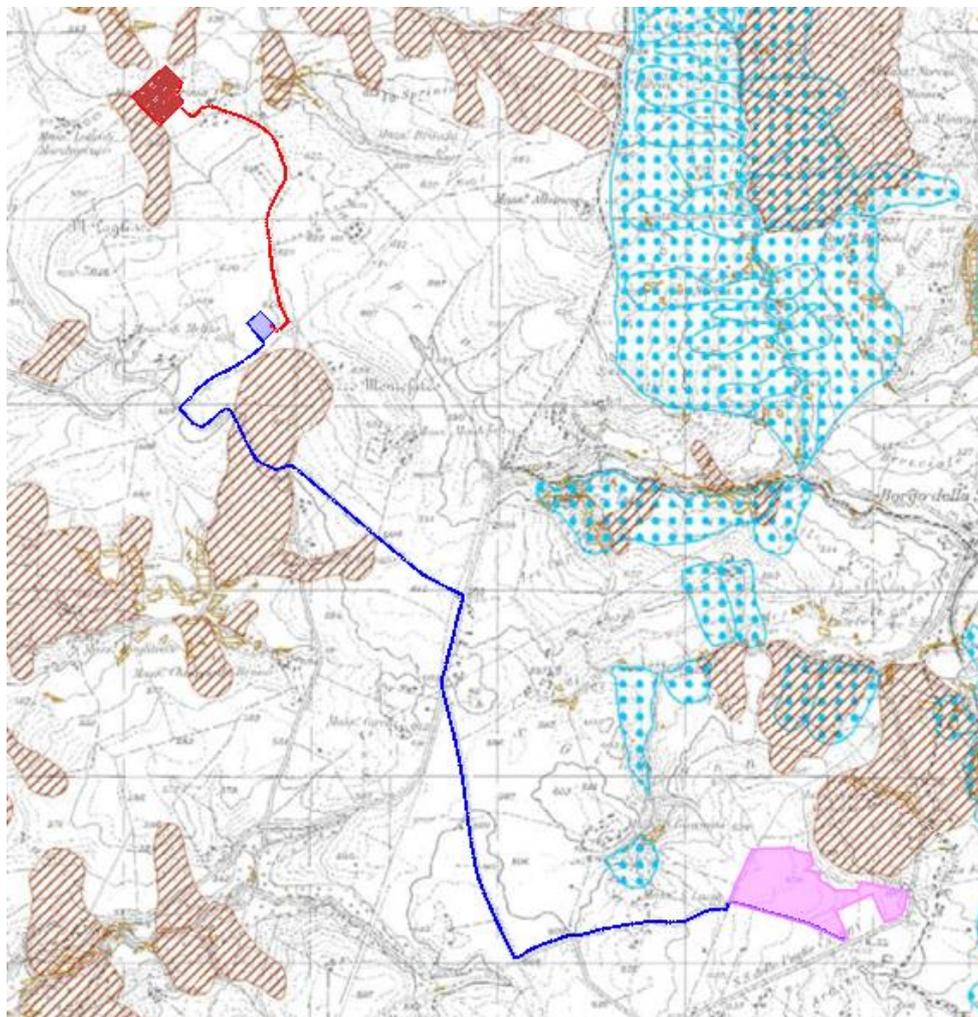
Vincoli D.Lgs. 42/2004 (Paesaggistici - Archeologici)

-  Piano Territoriale Paesistico "Terminio Cervialto"
-  Aree Rispetto Fiumi (art.142)*
-  Aree Rispetto Laghi (art.142)*
-  Aree a quota > 1200 slm (art.142)*
-  Immobili e Aree notevole Interesse pubblico (art. 136)**
-  Vincoli archeologici (bene culturale di cui all'art. 10, D.Lgs. 42/2004)

Figura 16 PTCP - P.07.02 Vincoli paesaggistici, archeologici e naturalistici

P.07.0.3

**Ambiti costitutivi delle
aree di attenzione e approfondimento**



Aree di Attenzione e Approfondimento

 Aree in frana Progetto IFFI (vedi relazione elab. P01)*

 Aree riconosciute franose (studi AdB Puglia)**

 Aree con pendenza > 20% (DTM Regione Campania)

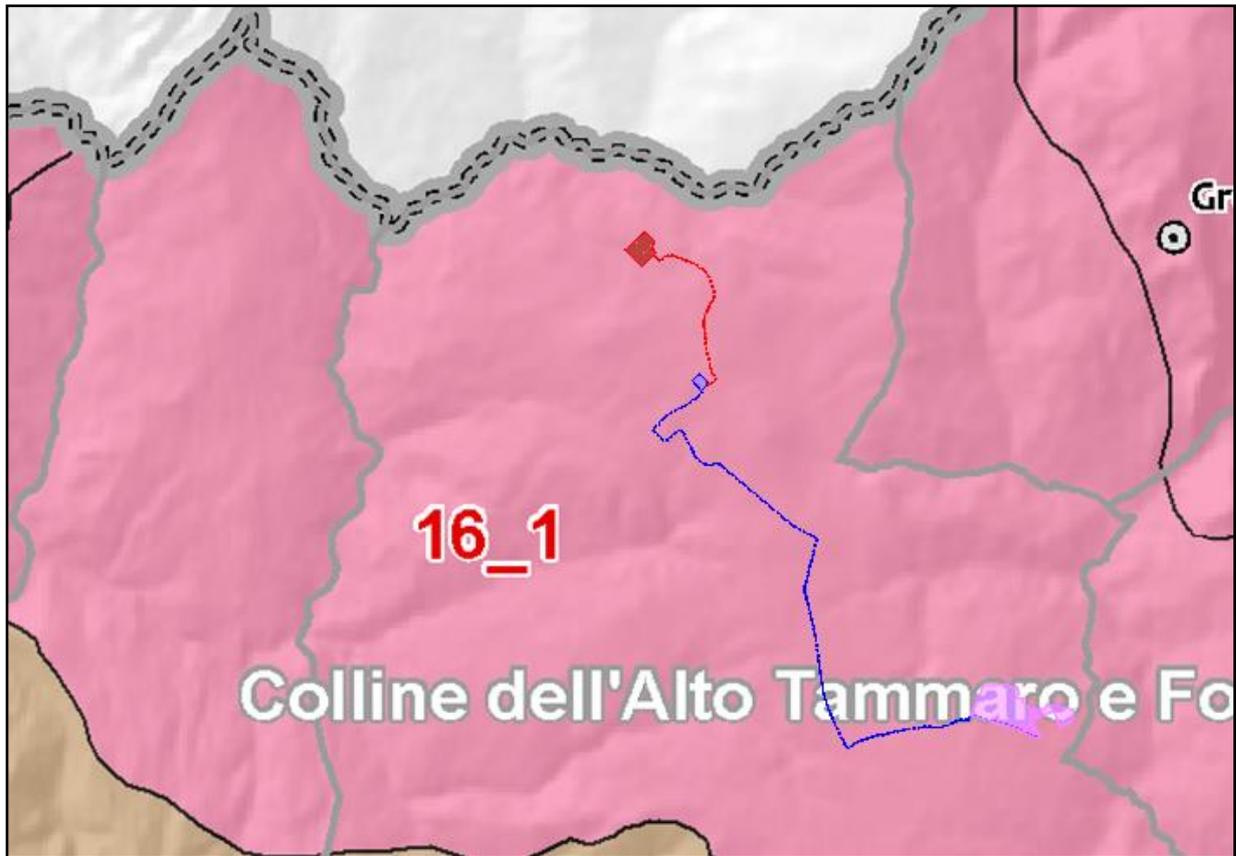
 Rischio potenziale da Frana (Classe PSAI "Rutr5" - ex AdB fiume Sele)***

LEGENDA:

-  Area Impianto fotovoltaico
-  Elettrodotto MT
-  SSE RTN

Figura 17 PTCP - P.07.03 Ambiti costruttivi delle aree di attenuazione e approfondimento

P.08 Articolazione del territorio in Unità di Paesaggio



Unità di Paesaggio

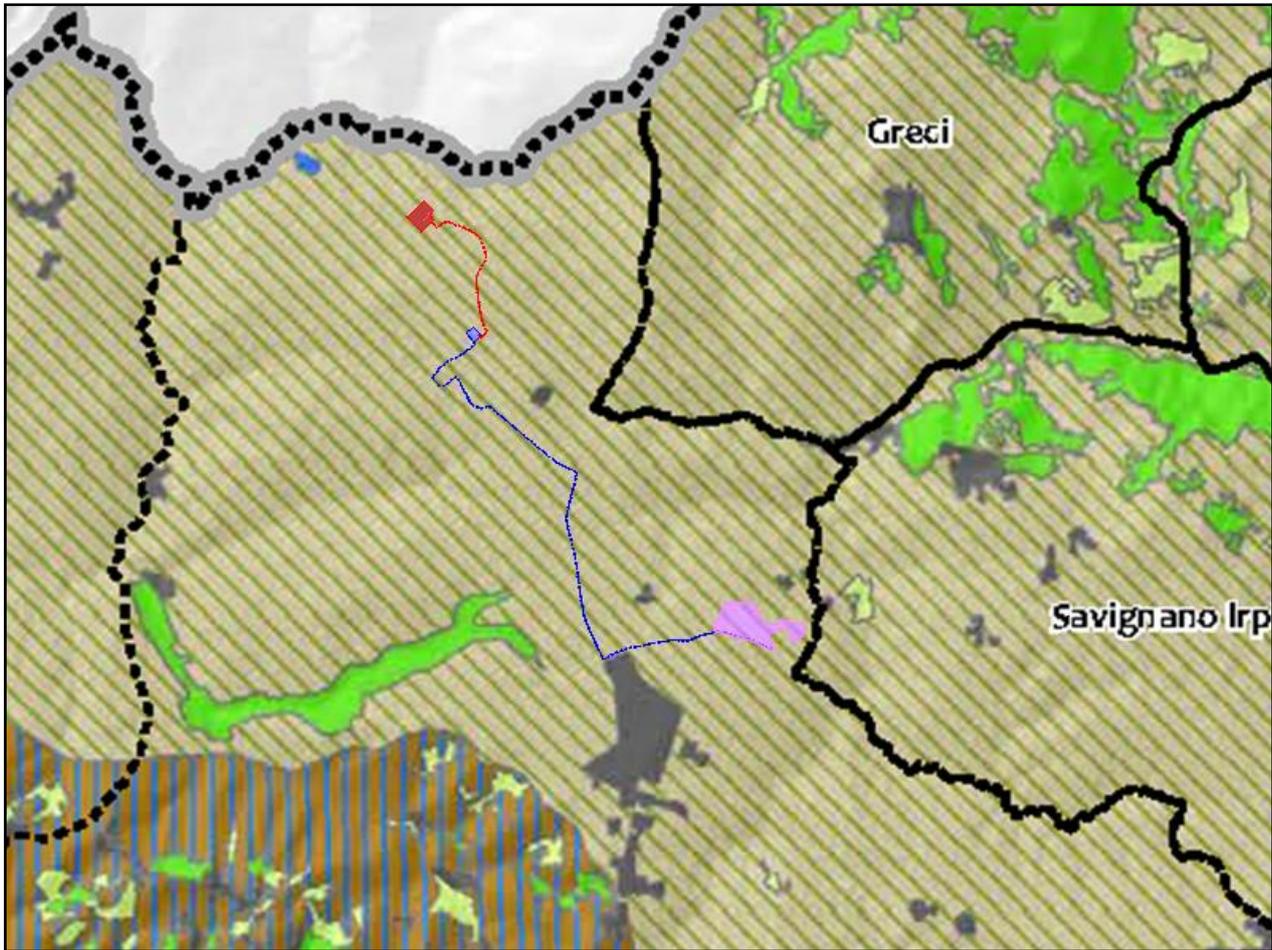
- 11_1 - Versanti dei rilievi calcarei prevalentemente boscati.
- 11_2 - Versanti dei rilievi calcarei parzialmente coperti da depositi detritico-colluviali, ad uso agricolo.
- 11_3 - Conche intermontane con depositi piroclastici e detritico-colluviali, ad uso agricolo.
- 16_1 - Versanti collinari del Cervaro e del Miscano con litologie argilloso-marnose moderatamente pendenti.
- 16_2 - Versanti collinari del Miscano con litologie argilloso-marnose da moderatamente a fortemente pendenti.
- 16_3 - Versanti collinari del Cervaro con litologie argilloso-marnose e conglomeratico arenacee da moderatamente a molto fortemente pendenti
- 17_1 - Fondovalle del Fiume Ofanto con sedimenti alluvionali ed uso agricolo.
- 17_2 - Versanti delle incisioni dei rilievi dei complessi argilloso marnosi.

Sottosistemi del Territorio Rurale Aperto

- 11 - Monti di Avella, Montevergine e Pizzo d'Alvano
- 16 - Colline dell'Alto Tammaro e Fortore
- 17 - Colline dell'Alta Irpinia
- 20 - Colline del Sabato e del Calore Beneventano
- 21 - Colline del Calore Irpino e dell'Ufita
- 22 - Colline dell'Ofanto
- 23 - Conca di Avellino
- 24 - Colline della Bassa Irpinia
- 25 - Colline del Tanagro e dell'Alto Sele
- 26 - Conca di Montella e Bagnoli Irpino
- 38 - Pianura Nolana, Vallo di Lauro e Baianese
- 39 - Valle del Solofrana e dell'Irno
- 3 - Monti Picentini
- 43 - Valle Caudina
- Acque

Figura 18 PTCP - P.08 Articolazione del territorio in Unità di Paesaggio

P.05 Aree agricole e forestali di interesse strategico



Confini amministrativi

- Limiti Provinciali
- Limiti Comunali

Aree agricole e forestali di interesse strategico

- 1 Fondovalli e conche da pianeggianti e subpianeggianti
- 2 Paesaggi delle produzioni viticole e/o oleicole di qualità, comprese nei territori delle produzioni DOC e DOCG
- 3 Paesaggi delle produzioni viticole e/o oleicole di qualità comprese nei territori delle produzioni DOP
- 4 Paesaggi delle produzioni viticole e/o oleicole di qualità, comprese nei territori delle DOC e DOCG e DOP
- 5 Paesaggi delle altre coltivazioni arboree di qualità (Nocciole, Castagneti da Frutto, Melannurca Campana, altre produzioni oleicole)
- 6 Paesaggi agricoli collinari, caratterizzati da un mosaico di seminativi, aree naturali (impluvi, superfici in dissesto) e oliveti. (Alto Tammaro, Fortore, Calore Irpino e Ufita). Sono compresi nel territorio dell'olio extravergine di oliva "Irpinia - Coline dell'Ufita"
- 7 Paesaggi agricoli collinari (Alta Irpinia, Ofanto, Tanagro, Alto Sele e Montella), caratterizzati da un mosaico di seminativi e aree naturali (impluvi, superfici in dissesto) e oliveti
- 8 Paesaggi agricoli delle colline dolcemente ondulate dell'Alta Irpinia, prevalentemente destinate a cereali autunno vernini (grano duro) e foraggiere
- 9 Paesaggi agricoli caratterizzati da un mosaico complesso di seminativi e colture arboree (Partenio)
- 10 Aree agricole inserite in contesti forestali, significativi ai fini del mantenimento dei caratteri di biodiversità
- 11 Aree forestali di interesse strategico sottoposte a tutela ambientale (Aree natura 2000, aree naturali protette, foreste demaniali)
- 12 Altre aree forestali
- 13 Altre aree naturali e seminaturali
- 14 Corsi e corpi d'acqua
- 15 Superfici artificiali
- 16 Altre superfici

Figura 19 PTCP - P.05 Aree agricole e forestali di interesse strategico

P.12 Il Sistema dei Beni Culturali e degli Itinerari di Interesse Strategico

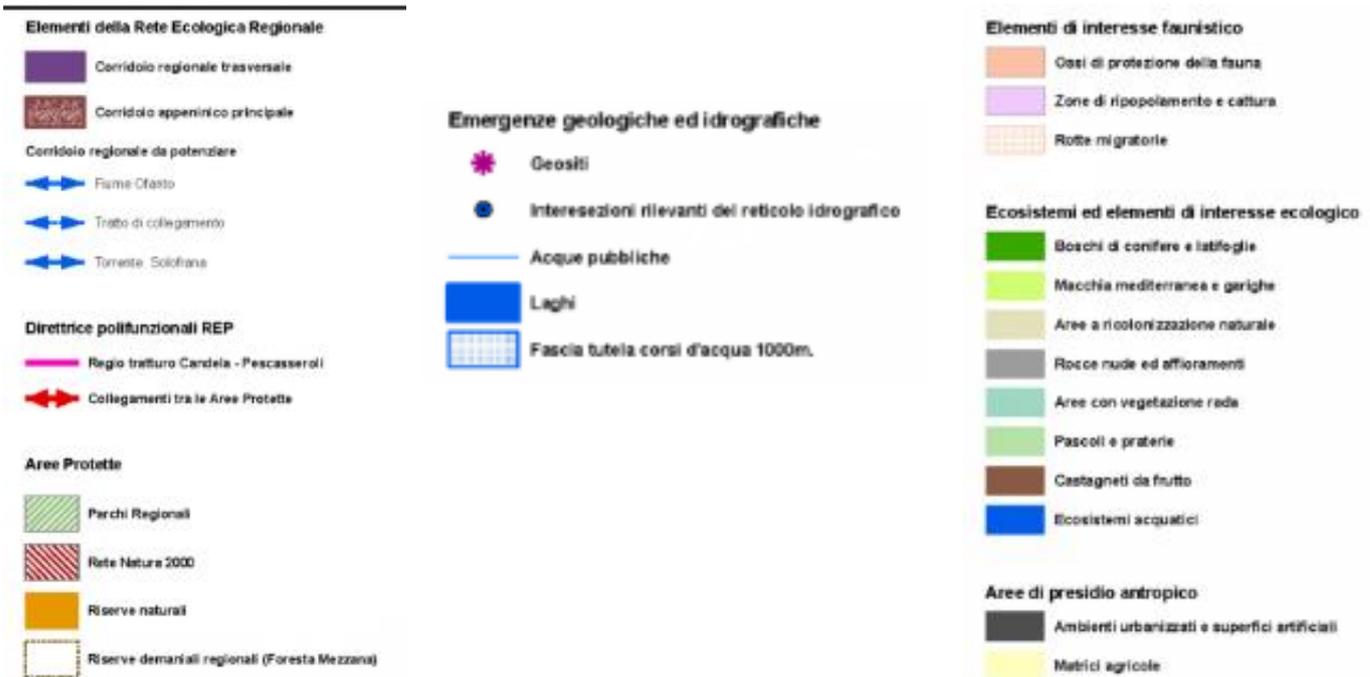


Figura 20 PTCP - P.12 Il Sistema dei Beni Culturali e degli itinerari di interesse strategico

Da quanto appena esposto l'intervento proposto non è in contrasto con le previsioni del PTCP della Provincia di Avellino.

C.3.4 Piano di assetto idrogeologico (PAI)

La Legge 183/1989 sulla difesa del suolo ha stabilito che il bacino idrografico debba essere l'ambito fisico di pianificazione che consente di superare le frammentazioni e le separazioni finora prodotte dall'adozione di aree di riferimento aventi confini meramente amministrativi.

Strumento di governo del bacino idrografico è il Piano di Bacino, che si configura quale documento di carattere conoscitivo, normativo e tecnico-operativo mediante il quale sono pianificate e programmate le azioni e le norme d'uso finalizzate alla conservazione, difesa e valorizzazione del suolo e alla corretta utilizzazione delle acque, sulla base delle caratteristiche fisiche ed ambientali del territorio interessato.

È attualmente vigente il Piano per l'Assetto Idrogeologico (ex Autorità di Bacino della Puglia) adottato con Delibera di Comitato Istituzionale n. 39 del 30/11/2005.

Dall'esame della cartografia del P.A.I. – **Rischio da frana** - si evince che l'area che ospiterà l'impianto non ricade in alcuna zonizzazione di rischio specifico. Un breve tratto del cavidotto MT attraversa un areale con livello di rischio "Altro".

Dall'esame della cartografia del P.A.I. – **Pericolosità da frana** l'area che ospiterà l'impianto fotovoltaico, con i relativi sottocampi, risulta essere perimetrata in area PG2 e confinante con area PG3. Nella stessa perimetrazione ricadono anche porzioni di tratto di cavidotto MT.

Secondo quanto prevedono le NTA per tutti gli interventi rientranti in tale zona l'AdB richiede, in funzione della valutazione del rischio ad essi associato, la redazione di uno studio di compatibilità geologica e geotecnica che ne analizzi compiutamente gli effetti sulla stabilità dell'area interessata.

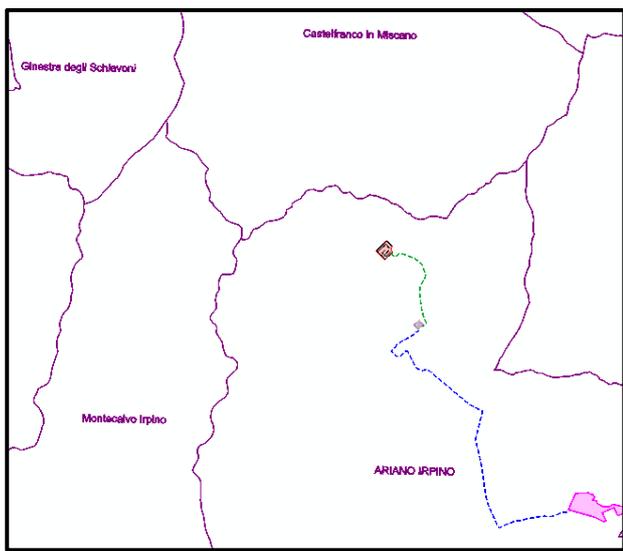
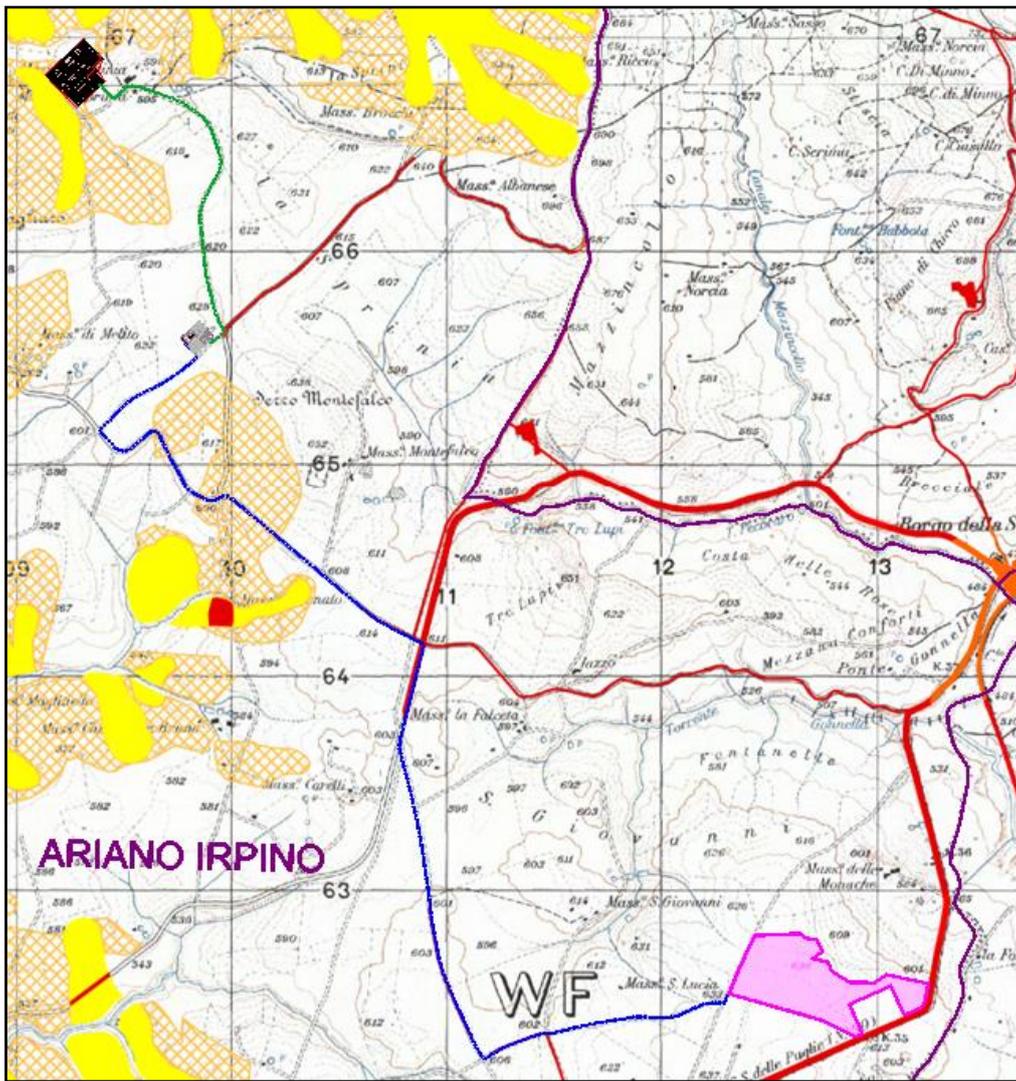
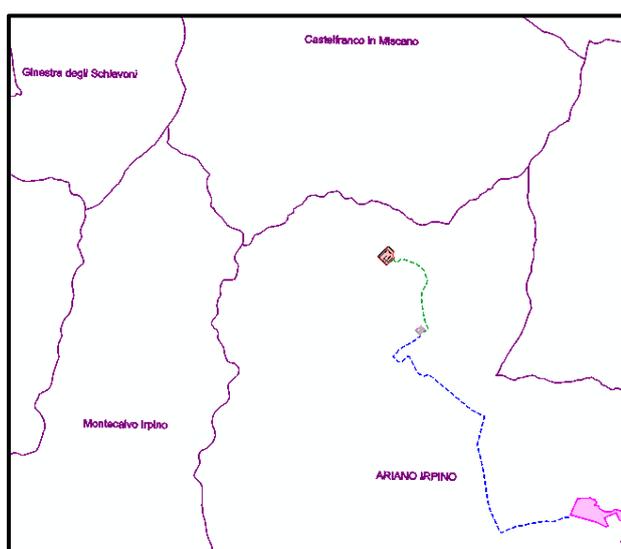
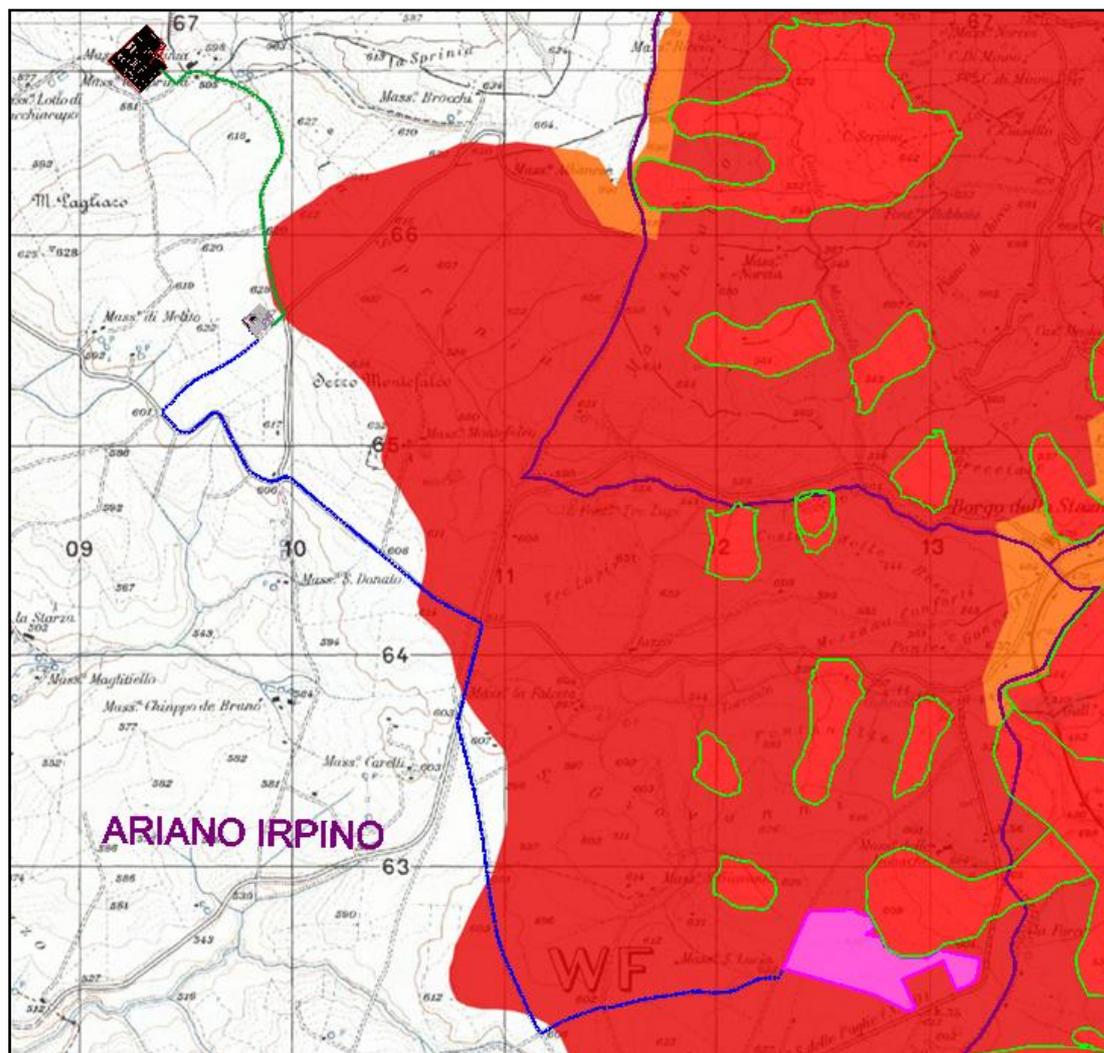


Figura 21 P.A.I. AdB Appennino Meridionale – Rischio da frana



LEGENDA:

- Area Impianto fotovoltaico
- Elettrodotto MT
- SSE RTN

Livello della Pericolosità

- Pericolosità MOLTO ELEVATA
- Pericolosità ELEVATA
- Pericolosità MEDIA
- Pericolosità MODERATA
- SITO DI ATTENZIONE

Figura 22 P.A.I. AdB Appennino Meridionale – Pericolosità da frana

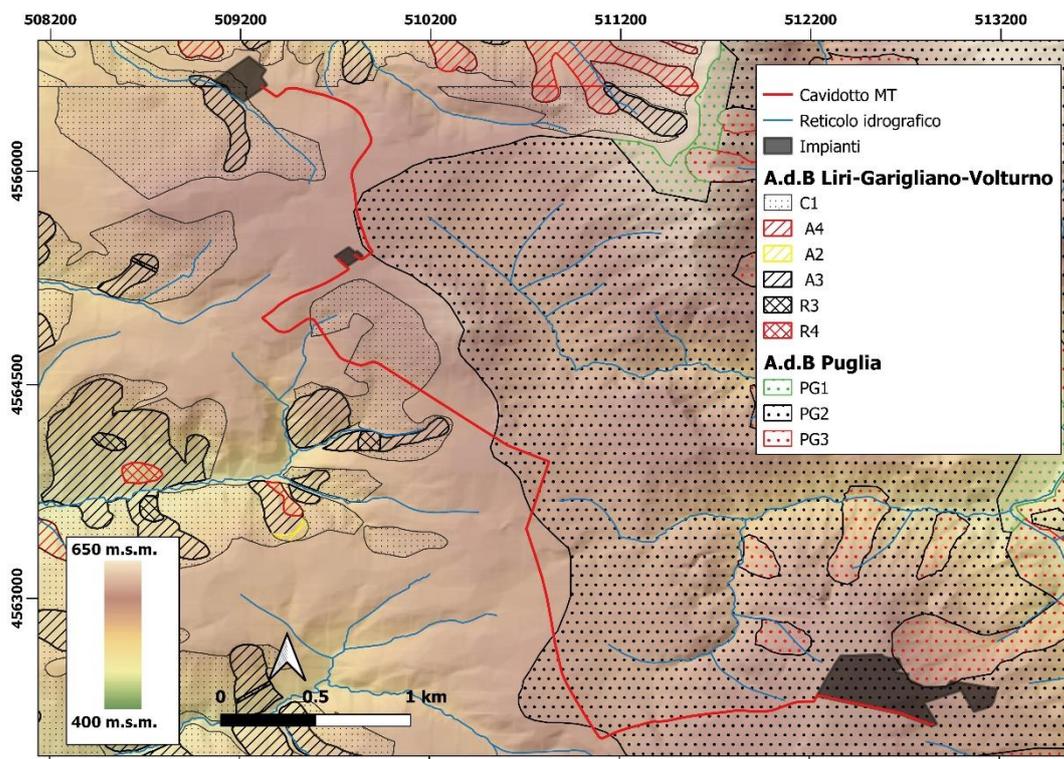


Figura 23 Carta distribuzione dei fenomeni franosi descritti secondo P.S.A.I. e relativa posizione delle opere progettuali. Coordinate in WGS84 – UTM 33N.

C.3.5 Vincolo Idrogeologico

L'obiettivo del vincolo è quello del mantenimento delle condizioni di stabilità idrogeologica delle superfici interessate da interventi che ne potrebbero stravolgere le caratteristiche. Il riferimento normativo è l'art. 1 del R.D. 30.12.1923, n. 3267, "Riordinamento e riforma della legislazione in materia di boschi e di terreni montani" che stabilisce quali terreni sono sottoposti a vincolo per scopi idrogeologici e le procedure da seguire nel caso di interventi di trasformazione dei terreni. La richiesta di autorizzazione allo Svincolo Idrogeologico interessa quei soggetti, pubblici o privati, che intendono effettuare "movimenti di terreno" (art. 23 Legge Regionale n' 11 del 07 maggio 1996) nelle zone sottoposte a vincolo per scopi idrogeologici ai sensi dell'articolo 7 del RD 3 dicembre 1923, n. 3267.

Le aree che interessano la realizzazione dell'impianto ricadono nella perimetrazione del vincolo idrogeologico ai sensi del RD 30 dicembre 1923, n. 3267, come si evince dalla figura seguente estrapolata dallo sportello telematico polifunzionale del Comune di Ariano Irpino.

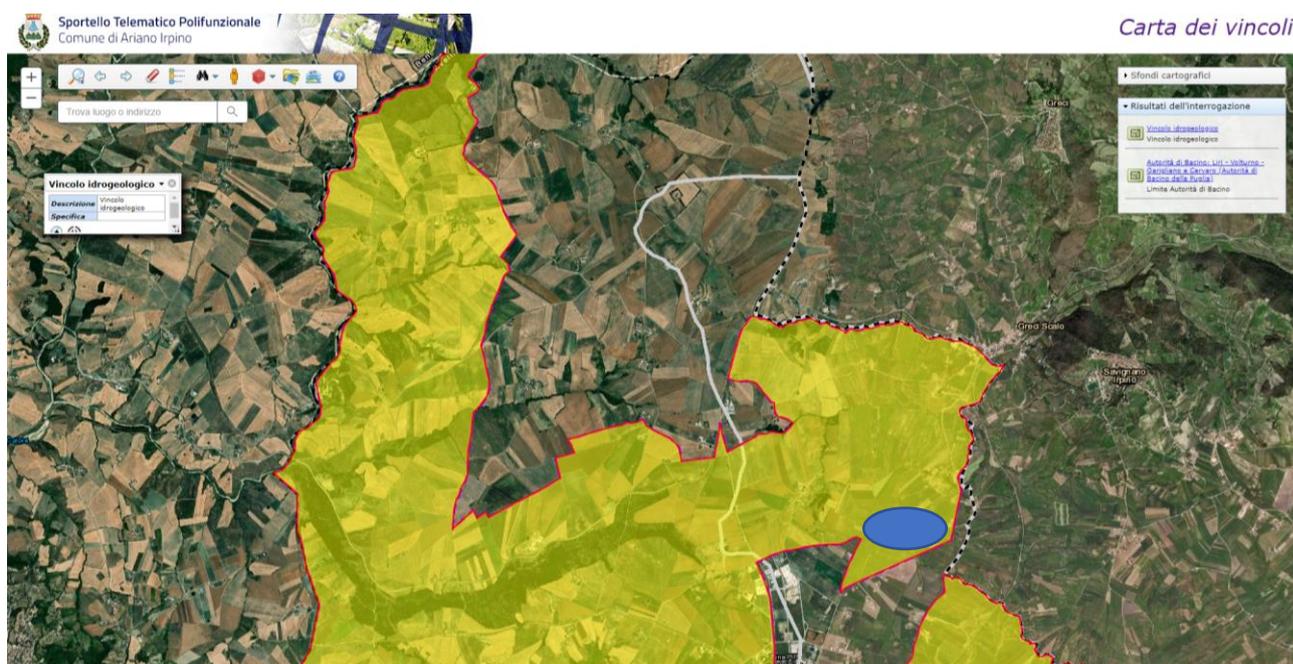


Figura 24 Vincolo idrogeologico R.D. n. 3267/23

C.3.6 Piano di tutela delle acque (PTA)

In attuazione della Direttiva 2000/60/CE, che ha istituito un quadro coerente ed efficace per le azioni da adottare in materia di acque in ambito comunitario, sono state emanate norme nazionali che ne recepiscono le finalità di tutela e protezione delle risorse idriche e gli indirizzi orientati ad usi sostenibili e durevoli delle stesse.

Il DLgs n.152/2006 "Norme in materia ambientale" dedica la Parte Terza dell'articolo (dall'Art.53 all'art.176), corredata da n.11 Allegati tecnici, alla tutela delle acque dall'inquinamento e alla gestione delle risorse idriche, correlandole alla difesa del suolo e alla lotta alla desertificazione. I successivi Decreti attuativi hanno progressivamente contribuito a delineare un quadro normativo radicalmente rinnovato.

Il DM n.131/2008 ha definito i criteri tecnici necessari alla individuazione, tipizzazione e

caratterizzazione dei corpi idrici superficiali, risultante da una dettagliata analisi delle pressioni.

Il DM n.56/2009 ha delineato la nuova disciplina tecnica del monitoraggio dei corpi idrici superficiali e l'identificazione delle condizioni di riferimento.

Il DM n.260/2010 ha definito i nuovi criteri di classificazione dello stato ecologico, chimico ed idromorfologico dei corpi idrici superficiali, attraverso l'impiego di un insieme di nuovi indicatori ed indici, che ne sintetizzano lo stato e ne misurano lo scostamento dalle condizioni di riferimento.

Il DLgs 172/2015, di attuazione della direttiva 2013/39/UE, che modifica le direttive 2000/60/CE in merito alla presenza delle sostanze prioritarie nel settore della politica delle acque, ha infine regolamentato il monitoraggio delle sostanze prioritarie ritenute pericolose e non pericolose per l'ambiente. Questa norma introduce nuovi parametri da ricercare con standard di qualità più bassi ed introduce il monitoraggio del Biota tra le matrici da indagare. Sostanzialmente sostituisce le tabelle 1/A ed 1/B del DM n.260/2010 incidendo sulla scelta dei profili analitici da adottare per il monitoraggio chimico delle acque superficiali.

Il quadro normativo prevede che la tutela efficace e la corretta gestione delle risorse idriche siano oggetto di pianificazione settoriale, di competenza delle Regioni e delle Autorità di Bacino, rispettivamente per le scale regionali e di distretto idrografico, attraverso la predisposizione dei Piani di Tutela delle Acque e dei Piani di Gestione delle Acque. Il Piano di Tutela delle Acque (PTA), adottato dalla Regione Campania nel 2007 e aggiornato nel 2010, prima che fossero definiti i criteri normativi per la tipizzazione e la caratterizzazione dei corpi idrici, ha censito i corsi d'acqua, i laghi e gli invasi, le acque di transizione e le acque marino-costiere di interesse alla scala regionale, ovvero con caratteristiche ed estensioni superficiali significative ai sensi della norma, ed i corpi idrici sotterranei significativi. Complessivamente sono stati individuati:

- n.60 corsi d'acqua superficiali di interesse regionale e, tra questi, n.17 corpi idrici superficiali significativi, n. 10 corpi idrici lacustri (tra i quali 2 laghi ed 8 invasi), n. 4 lagune salmastre di transizione, n. 60 tratti di acque marinocostiere;
- n.49 corpi idrici sotterranei significativi, alloggiati negli acquiferi delle pianure alluvionali dei grandi Fiumi campani, negli acquiferi dei massicci carbonatici della

dorsale appenninica ed in quelli delle aree vulcaniche.

Nel dicembre 2015 l'Autorità di Bacino dei Fiumi Liri-Garigliano e Volturno ha adottato il Piano di Gestione Acque II FASE – CICLO 2015-2021 (PGA) del Distretto Idrografico dell'Appennino Meridionale, documento approvato il 3 marzo 2016 dal Comitato Istituzionale Integrato.

Ai sensi dell'art. 121 del D. Lgs. n. 152/2006, la Giunta regionale della Campania con D.G.R. n. 433 del 03/08/2020 ha poi adottato la proposta di aggiornamento del Piano di Tutela delle Acque della Regione Campania, inviata, ai sensi dell'art. 121, comma 5, del D. Lgs. n. 152/06, all'Autorità di Bacino Distrettuale dell'Appennino Meridionale ed al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare. Acquisito il parere favorevole dell'Autorità di Distretto sul PTA ed integrato ed aggiornato secondo le prescrizioni dello stesso Distretto, con D,G,R, n. 440 del 12.10.2021 la Regione Campania ha approvato il PTA 2020/2026.

Per il territorio campano il PGA ha individuato n.480 corpi idrici superficiali (riconducibili a n.167 corsi d'acqua e ripartiti in n.45 tipologie), n.20 corpi idrici lacustri ed invasi (ripartiti in 4 tipologie), n.5 corpi idrici di transizione (ripartiti in n.2 tipologie), n.24 corpi idrici marino-costieri (ripartiti in n.3 tipologie) e n.79 corpi idrici sotterranei d'interesse. A ciascuno dei corpi idrici individuati è stata assegnata la categoria di rischio di raggiungimento degli obiettivi di qualità ambientale. Sulla base delle indicazioni contenute nei Piani di settore l'ARPAC definisce le attività di monitoraggio.

Il Progetto in esame non prevede prelievi e/o scarichi dai corpi idrici e pertanto non interferirà con gli obiettivi di qualità ambientale da rispettare. Il progetto, dunque, risulta compatibile e coerente con le misure previste dal PTA e del PGA.

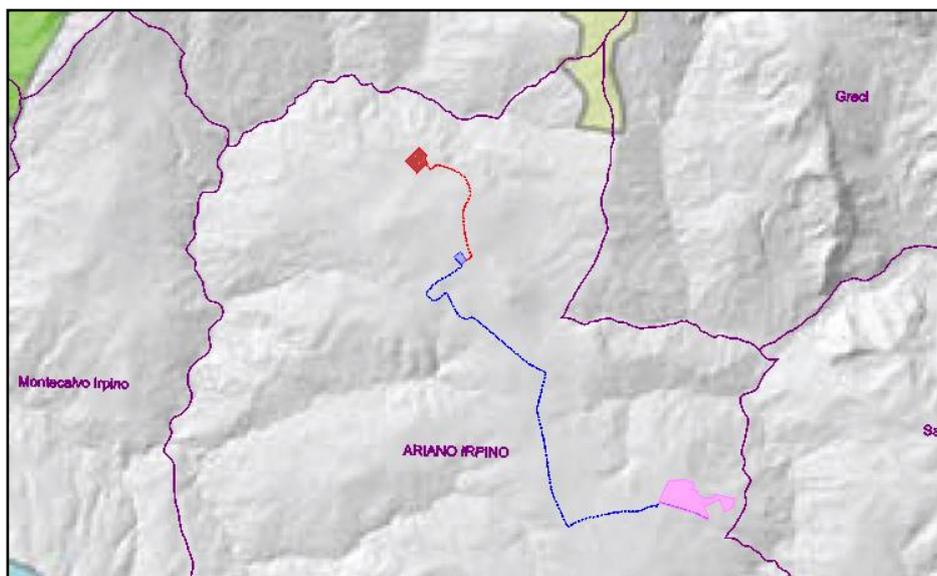


Figura 25 PTA – Individuazione dei corpi idrici sotterranei - CISS

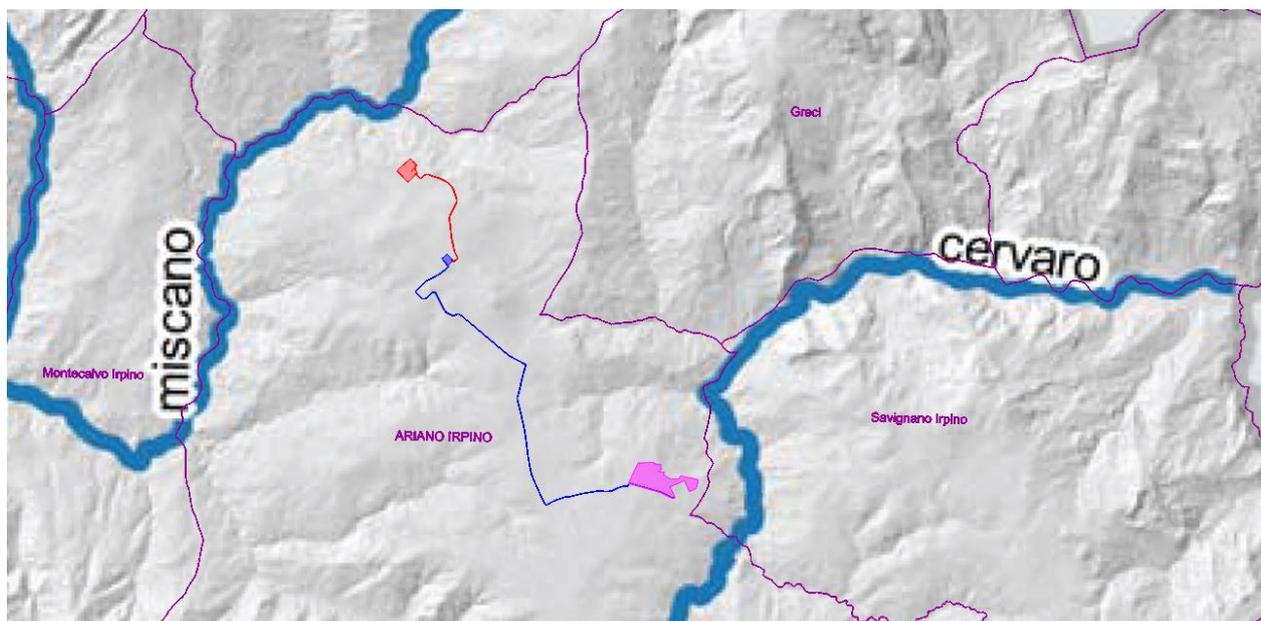


Figura 26 PTA – Individuazione dei corpi idrici superficiali interni e marino costieri

C.4 STRUMENTI DI PROGRAMMAZIONE COMUNALE

C.4.1 Piano urbanistico generale (PUC)

Il Comune di Ariano Irpino, attualmente, risulta dotato del Piano Urbanistico Comunale come previsto dall'art. 24 della L.R. n. 16/04 resa dal Servizio Urbanistica della Provincia di Avellino. 11.1 Piano Urbanistico Comunale del Comune di Ariano Irpino Per quanto previsto al par.4.2 delle Direttive regionali emanate con delibera di G.R. n.834 del

11.05.2007 (BURC n.33 del 18.06.2007), le presenti Norme Tecniche di Attuazione sono tenute a indicare gli elementi da definire mediante gli Atti di Programmazione degli Interventi (A.P.I.) di cui all'art. 25 della L.R. n.16/04 e s.m.i., ed in particolare:

- ✓ le categorie delle trasformazioni fisiche e funzionali;
- ✓ le categorie delle destinazioni d'uso;
- ✓ limiti minimi e massimi degli indici edilizi.

Ai sensi dell'art.25, comma 3, L.R. n.16/04 e s.m.i., gli Atti di Programmazione degli Interventi hanno valore ed effetti del programma pluriennale di attuazione disciplinato dalla Legge 28.01.1977, n.10, art. 131, e dalla L.R. 28.11.2001, n. 19, art. 5, e si coordinano con il bilancio pluriennale comunale. Il PUC distingue il territorio comunale in due unità di paesaggio fondamentali in Paesaggio urbanizzato e semi-urbanizzato (urbano, periurbano e marginale) e Paesaggio rurale (nuclei ed insediamenti extraurbani, campo aperto), quest'ultimo a sua volta distinto in:

- ✓ paesaggio collinare di valore eco-storico;
- ✓ paesaggio vallivo di valore agrario tradizionale;
- ✓ paesaggio di fondovalle;
- ✓ paesaggio collinare parzialmente compromesso.

In relazione alle unità di paesaggio fondamentali distinte dal Piano, le classificazioni del territorio comunale (Zone omogenee comprensive delle fasce di rispetto) sono le seguenti:

- a) *Paesaggio urbanizzato e semi-urbanizzato (urbano, periurbano e marginale): Zona A Centro Antico, Zona A1 Centro Storico, Zona B1 Riqualificazione del centro urbano consolidato, Zona B2 Completamento denso del tessuto moderno, Zona B3 Completamento rado del tessuto marginale periurbano, Zona C1 Espansione residenziale, Zona Cp Espansione residenziale pubblica, Zona ES Agricola di salvaguardia periurbana, Zona P1 Parco urbano e verde vivo, Zona P2 Parco urbano d'interesse Regionale "Parco Castello", Zona T Turistica residenziale, Zona T1 Turistica alberghiera, Zona V1 Verde di tutela ambientale.*
- b) *Paesaggio rurale (nuclei ed insediamenti extraurbani, campo aperto): Zona D Produttiva consolidata (PIP Camporeale), Zona EO Agricola ordinaria, Zona ET*

Agricola di tutela, Zona I Insediamenti extraurbani sparsi, Zona N Nuclei extraurbani consolidati, Zona Pt Parco Turistico ambientale del Regio Tratturo, Zona Pa Parco Archeologico di Aequum Tuticum – S. Eleuterio

- c) *Attrezzature e servizi (pubblici e privati), Zona F1 Attrezzature comunali pubbliche e di uso pubblico (standards DM 1444/68), Zona F2 Attrezzature di interesse territoriale, Zona F3 Attrezzature religiose (L.R. 5/3/1990 n° 9), Zona F4 Attrezzature private di interesse collettivo, Zona F5 Attrezzature cimiteriali, Zona F6 Attrezzature ecoambientali (depuratori, serbatoi, antenne ecc.), Zona F7 Attrezzature fieristiche e terziarie, Aree Archeologiche.*

Come si evince dal Certificato di destinazione urbanistica, presente agli atti del progetto, le particelle su cui sono localizzati gli interventi sono comprese nella zona urbanistica omogenea **Agricola Ordinaria (Zona EO)** (equiparata alla zona omogenea "E" del D.M. 1444/68):

Le Zone EO sono destinate prevalentemente all'esercizio diretto delle attività agricole e agli edifici ed attrezzature per attività con esse compatibili o localizzabili esclusivamente in campo aperto.

*L'abilitazione ad edificare per le residenze e **pertinenze agricole** può essere rilasciata per la conduzione del fondo a **imprenditori agricoli a titolo principale ai sensi del D.Lgs. n. 228/01.***

*In ogni caso l'utilizzazione ai fini edilizi delle aree agricole particolarmente produttive, per come riportate nella carta dell'uso agricolo, è limitata agli interventi realizzati dai coltivatori diretti o dagli imprenditori agricoli a titolo principale ai sensi **del D.Lgs. n.228/01**, nonché dai soggetti beneficiari/destinatari delle misure del PSR 2007-2013 e dei Programmi Operativi Regionali FESR – FSE 2007-2013, **sempre che possessori del requisito soggettivo di imprenditore agricolo a titolo principale.***

Progetto per la realizzazione di un impianto fotovoltaico sito nel Comune di Ariano Irpino (AV) in loc. "Masseria delle Monache" e relative opere di connessione

PROGETTO DEFINITIVO – Studio di Impatto Ambientale

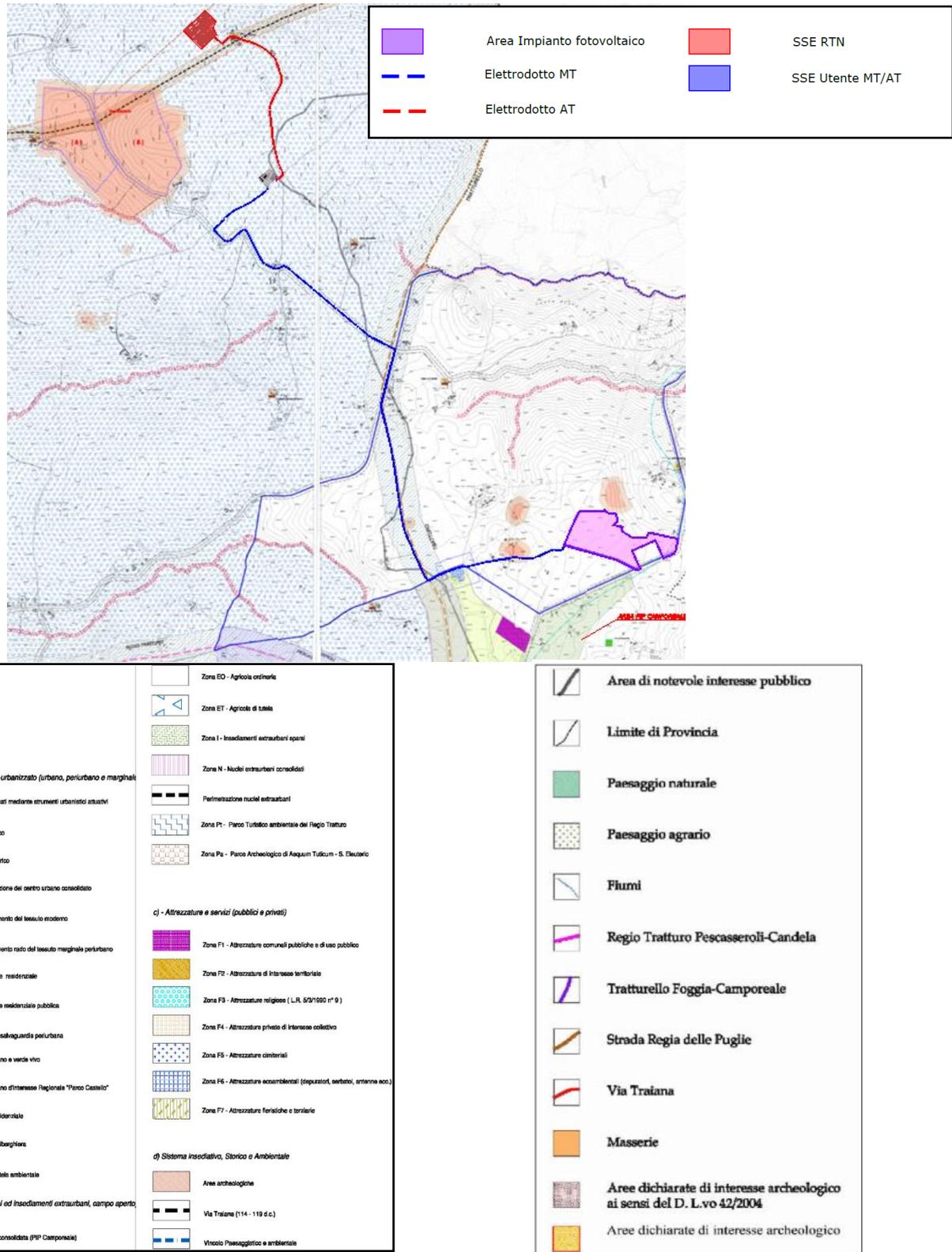


Figura 27 Stralcio del P.U.C. di Ariano Irpino

Quindi, fermo restando la tutela e conservazione del paesaggio rurale e dell'ambiente naturale che si dimostrerà nei capitoli successivi del presente Studio, dal D.M. 19/02/2007, articolo 5, comma 9 il Legislatore afferma che *“gli impianti fotovoltaici possono essere realizzati in aree classificate agricole dai vigenti piani urbanistici² senza la necessità di effettuare la variazione di destinazione d'uso dei siti di ubicazione dei medesimi impianti fotovoltaici”*.

Pertanto, l'intervento è compatibile con lo strumento di pianificazione urbanistica comunale vigente.

C.4.2 Piano Energetico Comunale (PEC)

Il Piano Energetico Comunale fu approvato con Delibera C.C. n. 20 del 26/03/2009. Disciplina l'attività in materia di efficienza energetica e di produzione di energia da fonti rinnovabili sull'intero territorio comunale rapportandosi con il PUC ed in particolare contiene:

- ✓ le linee guida e le disposizioni generali per contenere i consumi energetici e migliorare l'efficienza energetica in edilizia;
- ✓ disciplina per la produzione di energia da fonti rinnovabili (eolico, solare, biomassa, geotermia);
- ✓ individuazione degli elementi di criticità e sensibilità del territorio;
- ✓ individuazione dei potenziali siti ed immobili da destinare alla produzione di energia da fonte rinnovabile.

Dal Certificato di destinazione urbanistica, presente agli atti del progetto, si evince anche che:

- **Le particelle nn. 462-463-566-362-363-365 e n. 366 del foglio di mappa n. 8 e la particella n. 81 del foglio di mappa n. 5, ricadono nell'area potenzialmente soggetta ad impianti di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile: - ART. 47 NTA - PUC - *Disciplina delle aree per impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili* (Delibera C.C. n. 20 del 26.03.2009 - Approvazione Piano Energetico Comunale).**

² Testo già citato nell'articolo 12 del d.lgs. 387/2003

Progetto per la realizzazione di un impianto fotovoltaico sito nel Comune di Ariano Irpino (AV) in loc. "Masseria delle Monache" e relative opere di connessione

PROGETTO DEFINITIVO – Studio di Impatto Ambientale

come tra l'altro è possibile desumere anche dalla figura seguente estrapolata dallo sportello telematico polifunzionale del Comune di Ariano Irpino.

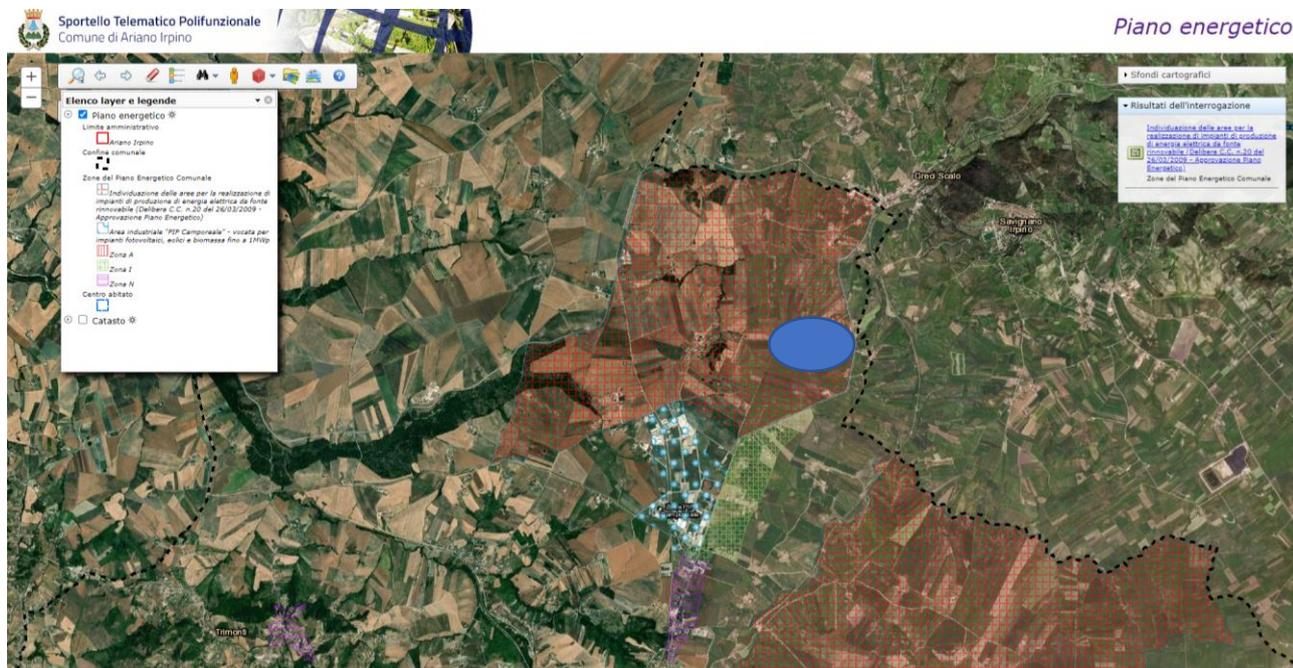


Figura 28 Stralcio del P.E.C. di Ariano Irpino

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). 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 7 km) ma comunque esterna all'area di studio è il SIC della Provincia di Benevento "Bosco di Castelfranco in Miscano" identificato con il codice IT8020004 – superficie 893,048Ha.

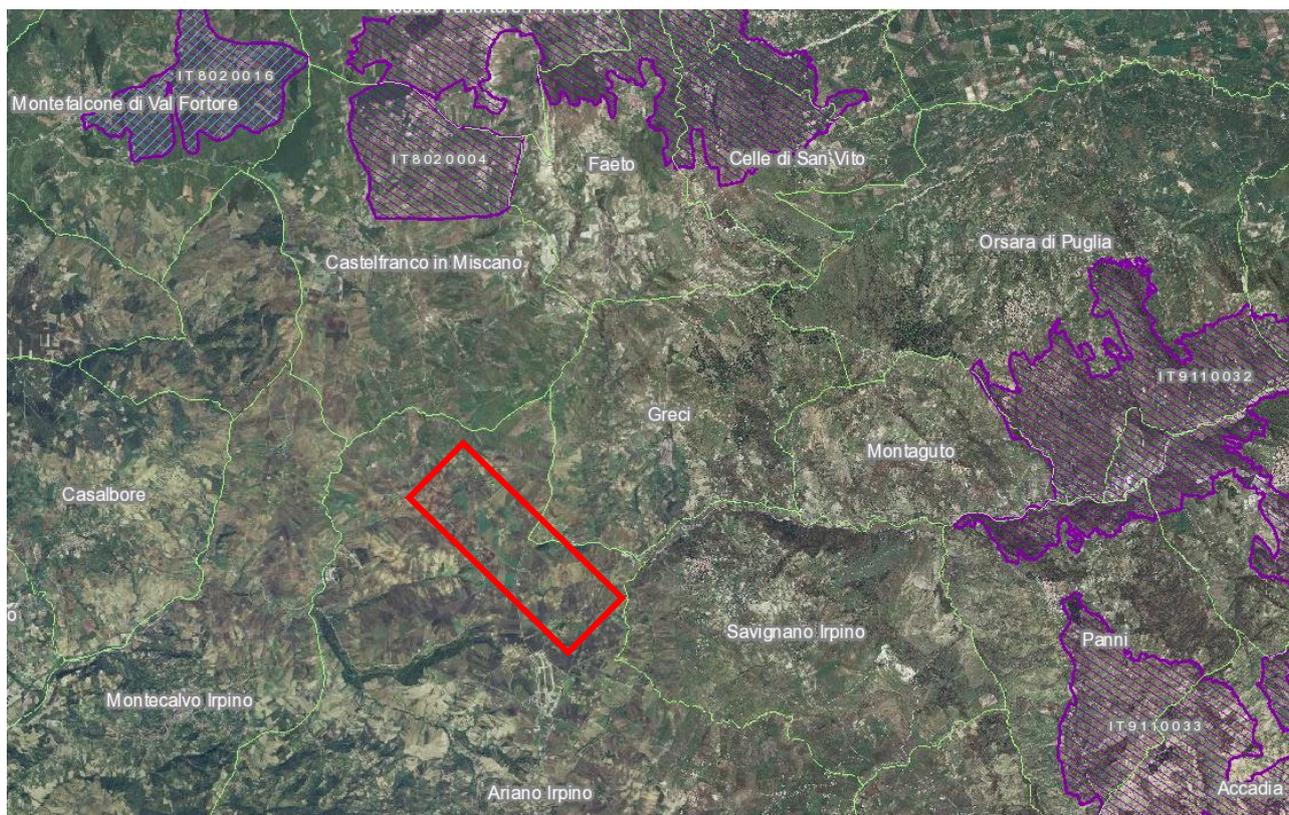


Figura 29 Ortofoto con ubicazione area intervento e Aree Protette Natura 2000 (Geoportale Nazionale)

Ad integrazione delle ZPS vanno considerate le IBA (Important Bird Areas) ossia le aree importanti per gli uccelli individuate nel 2° "Inventario I.B.A.", in cui la LIPU ha identificato in Italia 172 IBA. In Campania allo stato attuale il 68% delle superficie IBA è stata designata come ZPS, percentuale che aumenterebbe fino al 86,6% se venissero designati i SIC ricadenti nelle IBA. Di queste aree, tre interessano il territorio della provincia di Benevento e di Avellino sovrapponendosi parzialmente alle ZPS designate ai sensi della Direttiva 79/409/CEE "Uccelli":

- ✓ 124 "Matese";
- ✓ 126 "Monti della Daunia";
- ✓ 133 "Monti Picentini".

In particolare, l'IBA 133 "Monti Picentini" risulta interamente designata come ZPS; le IBA 124 "Matese" e 126 "Monti della Daunia", non sono coperte da ZPS; L'IBA Matese campana è però interessata per l'87,8% da SIC e i Monti della Daunia per il 14,2. Per queste IBA si propone la designazione come ZPS. Dal riscontro della cartografia si rileva che il progetto dell'elettrodotto risulta esterno alle delimitazioni dei siti IBA. Ciononostante, si riporta di seguito il sito IBA prossimo al sito: a Nord-Est sito IBA 126 "Monti della Daunia" a circa 13 km.

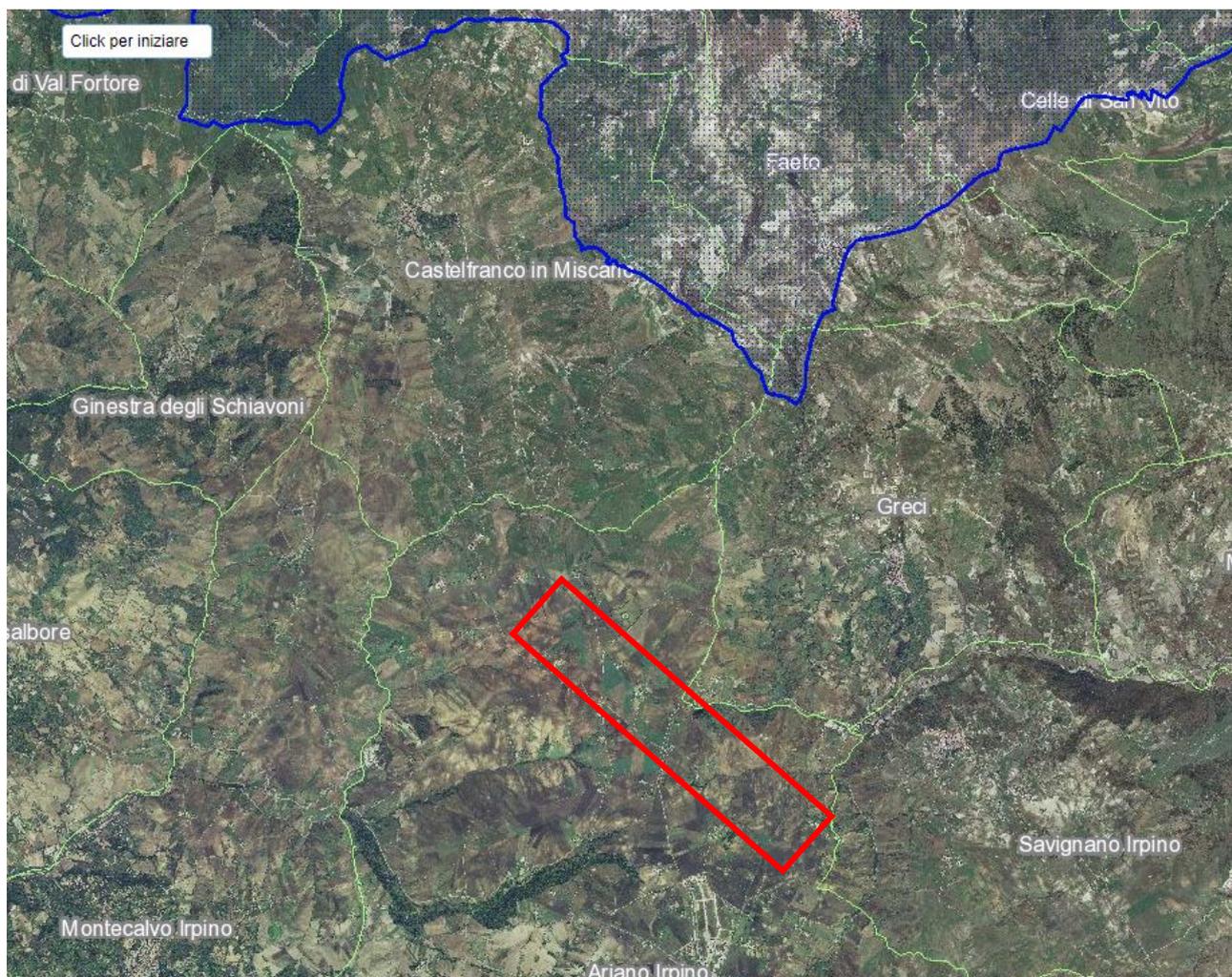


Figura 30 Ortofoto con ubicazione area di intervento e sito IBA 126 (Geoportale Nazionale)

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 si rileva che l'area interessata dal progetto in esame rientra nell'aree cartografate come 'seminativi in aree non irrigue'.T

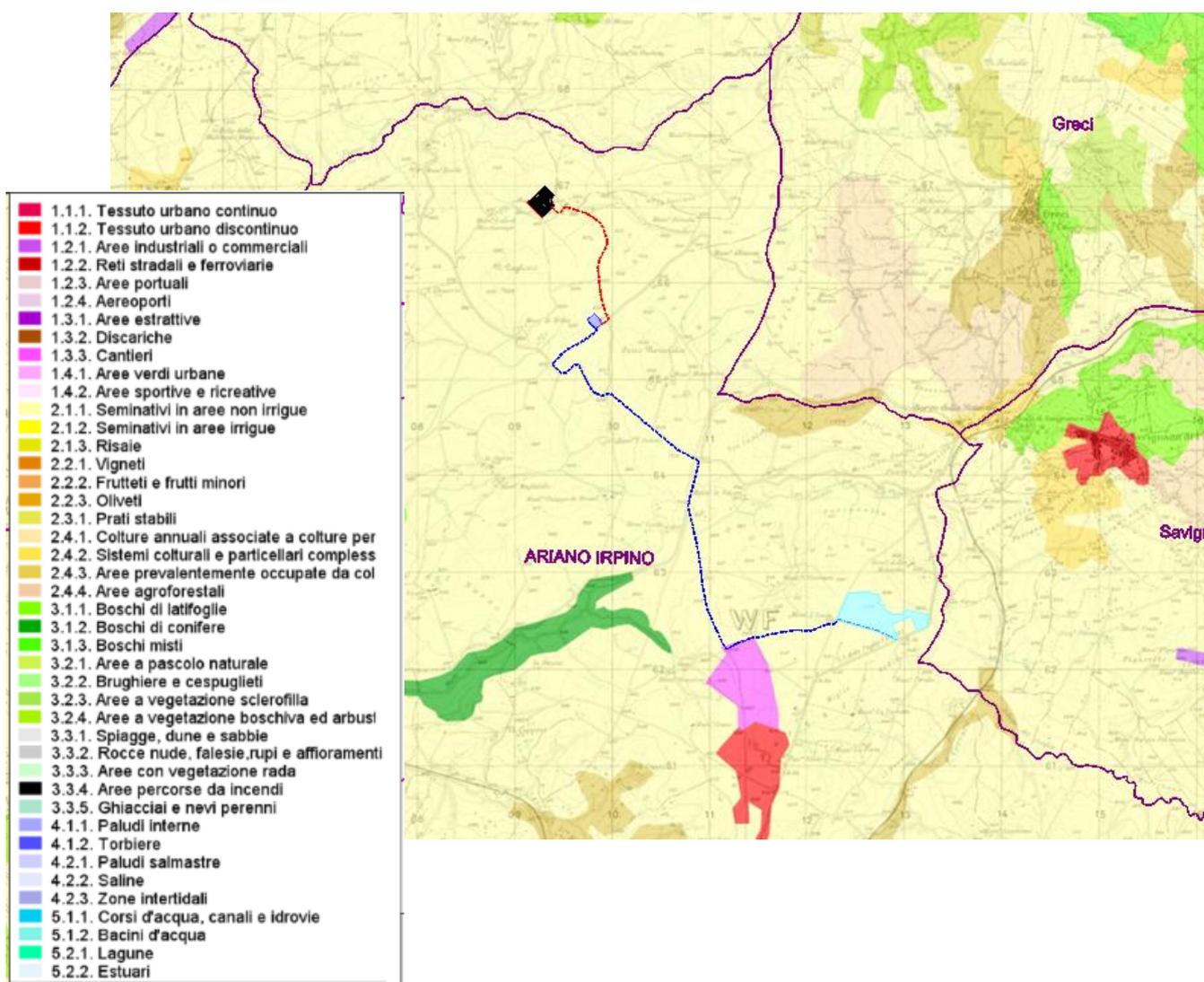


Figura 31 Stralcio Carta Uso del suolo

C.6 INQUADRAMENTO TERRITORIALE E UBICAZIONE DELL'INTERVENTO

C.6.1 Il Comune di Ariano Irpino

La città sorge nel settore nord dell'Irpinia, in posizione baricentrica tra i mari Tirreno e Adriatico; la linea spartiacque attraversa infatti per decine di chilometri il suo territorio, al cui interno è situato il principale valico dell'Appennino campano: la sella di Ariano.

La città di Ariano Irpino sorge nel versante settentrionale della Valle dell'Ufita, a 601 metri sul livello del mare e a 76 km da Avellino. Con i suoi 22.004 abitanti e i suoi 100,88 km², è il secondo Comune più popoloso della provincia di Avellino, nonché il primo per superficie. I comuni confinanti sono: Apice, Castelfranco in Miscano, Flumeri, Greci, Grottaminarda, Melito Irpino, Montecalvo Irpino, Monteleone di Puglia, Savignano Irpino, Villanova del Battista e Zungoli.

L'agro rurale, ricco di sorgenti, è lambito dai fiumi Ufita e Miscano (subaffluenti del Volturno, sul versante tirrenico) e solcato dall'alto corso del Cervaro (tributario del lago Salso e del litorale adriatico). Grazie ai suoi 186,74 km² è il comune più esteso della Campania.

Riconosciuto per legge come interamente montano, il suo paesaggio è verdeggianti, a tratti pittoresco, sovente inciso da valli incassate ove non mancano i dirupi (di natura puramente erosiva); fanno eccezione gli ampi altipiani ondulati degli estremi settori nord-orientali (tra la valle del Cervaro e il bacino del Miscano), poggianti su rocce



relativamente più antiche e compatte, nonché le ristrette piane alluvionali localizzate all'opposto margine, presso lo sbocco del torrente Fiumarelle nella valle dell'Ufita.

Il centro cittadino si erge in posizione dominante su tre alti rilievi (Castello, Calvario e San Bartolomeo), da cui il soprannome di città del Tricolle.

Dai punti più panoramici (e in particolare dalla sommità del castello) si ammirano a ovest i massicci del Taburno e del Partenio, a sud il Terminio-Cervialto e l'Appennino lucano, a est il Vulture con i monti della Daunia e a nord l'Appennino sannita con il massiccio del Matese e, più in lontananza, i monti della Meta e la vetta della Maiella, sicché sono visibili alcuni scorci di 6 delle 20 regioni italiane.



Il settore agro-zootecnico ha assunto fin dall'antichità notevole rilevanza, come attestato dall'ampiezza dell'agro comunale (il più esteso della Campania) e dalla predominanza degli insediamenti rurali sparsi. La città, facente parte della regione agraria n° 1 "Alto Cervaro" e dell'Associazione nazionale città dell'olio, conta infatti il più alto numero di aziende agricole e la più ampia superficie agraria utilizzata di tutta la provincia. Tra i prodotti tipici più rinomati si annoverano le olive della cultivar autoctona Ravece (destinate all'estrazione di olio DOP extravergine "Irpinia - Colline dell'Ufita"), diversi vitigni storici, i cereali (per la produzione di pane e sfarinati), la frutta, i legumi, le carni e i latticini; tra questi ultimi spicca il caciocchiato, un prodotto esclusivamente locale fregiantesi del marchio PAT.

Il settore industriale, erede della vecchia tradizione molitoria, gessaiola, bottegaia e lanaiola, si basa su un buon numero di imprese di piccole o medie dimensioni attive principalmente nei comparti agro-alimentare, edilizio, metalmeccanico e dell'abbigliamento. Molte delle aziende, tra le quali spicca il consorzio biotecnologico BioGeM, sorgono in un'idonea area attrezzata di 100 ettari sull'altipiano di Camporeale, in posizione baricentrica tra Campania e Puglia.

In forte crescita è inoltre la produzione di energie rinnovabili mediante l'implementazione di parchi eolici e fotovoltaici, secondo l'ottica innovativa dello sviluppo sostenibile.

Tavola 6 - Numero di unità agricole, Superficie agricola totale (SAT) e Superficie agricola utilizzata (SAU), in ettari, per ubicazione dei terreni e secondo le principali forme di utilizzazione.

Provincia di Avellino - Dati comunali - Comune di Ariano Irpino

Territorio	superficie totale (sat)	superficie agricola utilizzata (sau)	superficie totale (sat)							
			seminativi	vite	coltivazioni legnose agrarie, escluso vite	orti familiari	prati permanenti e pascoli	arboricoltura da legno annessa ad aziende agricole	boschi annessi ad aziende agricole	superficie agricola non utilizzata e altra superficie
			superficie	superficie	superficie	superficie	superficie	superficie	superficie	
Ariano Irpino	13 469,1	12 099,2	10 141,1	193,8	1 265,5	75,9	422,9	98,3	439,8	831,9

Fonte: ISTAT - 6° Censimento Generale

Comunque, 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 12.100 ettari di superficie interna al comune erano utilizzati per questo settore (circa il 90%).

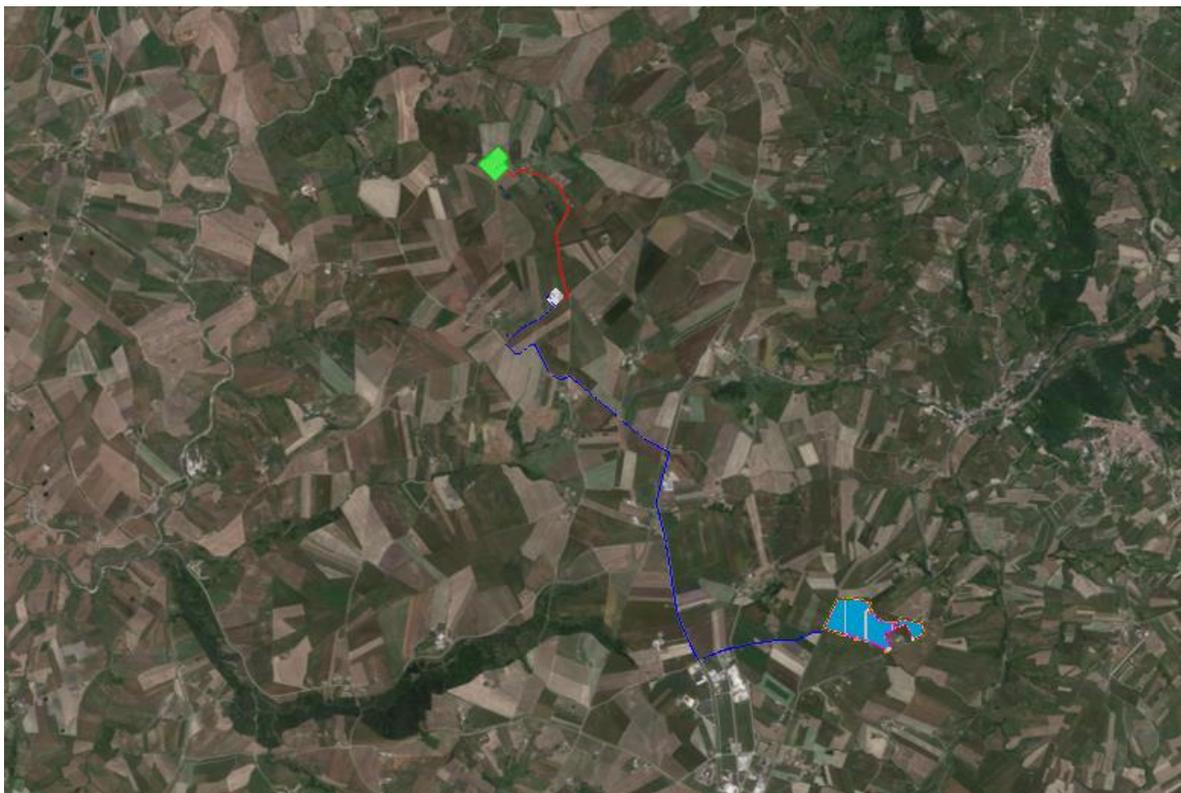


Figura 32 Area di intervento su ortofoto

C.6.2 Caratteristiche geomorfologiche

Il Comune di Ariano Irpino è situato a nord est di Avellino sulla direttrice che unisce Campania e Puglia. Il territorio, che ricade nell'ambito della Comunità Montana dell'Ufita, si presenta geomorfologicamente formato da successioni di colline intervallate da ampie valli ora da solchi profondi. In riferimento alla qualità dell'aria, l'Assessorato alle politiche ambientali della Regione Campania sulla Qualità dell'aria (novembre 2005) per la definizione del Piano di risanamento e mantenimento della qualità dell'aria, ha classificato Ariano Irpino tra le aree di mantenimento della qualità dell'aria.

Si estende sulle colline Castello, San Bartolomeo e Calvario, afferenti all'Appennino Sannita, ed è circondata dalle valli del Miscano, dell'Ufita e dal bacino del Cervaro, in prossimità del torrente Vallone Anselice di Palazzesi.

Il territorio comunale di Ariano Irpino ricade nella porzione appenninica molisano – campana dell'Appennino meridionale, caratterizzata dall'affioramento di unità tettono – stratigrafiche derivanti dalla deformazione di diversi domini paleogeografici, delimitate a letto da superfici di sovrascorrimento di importanza regionale. Dette unità sono formate da successioni preorogene (Trias – Miocene sup.) costituite da successioni sedimentarie pelagiche su cui poggiano in discordanza successioni sin – orogene e tardorogene sedimentatisi in un bacino di avanfossa (Mioc. medio – Plioc. mediosup).

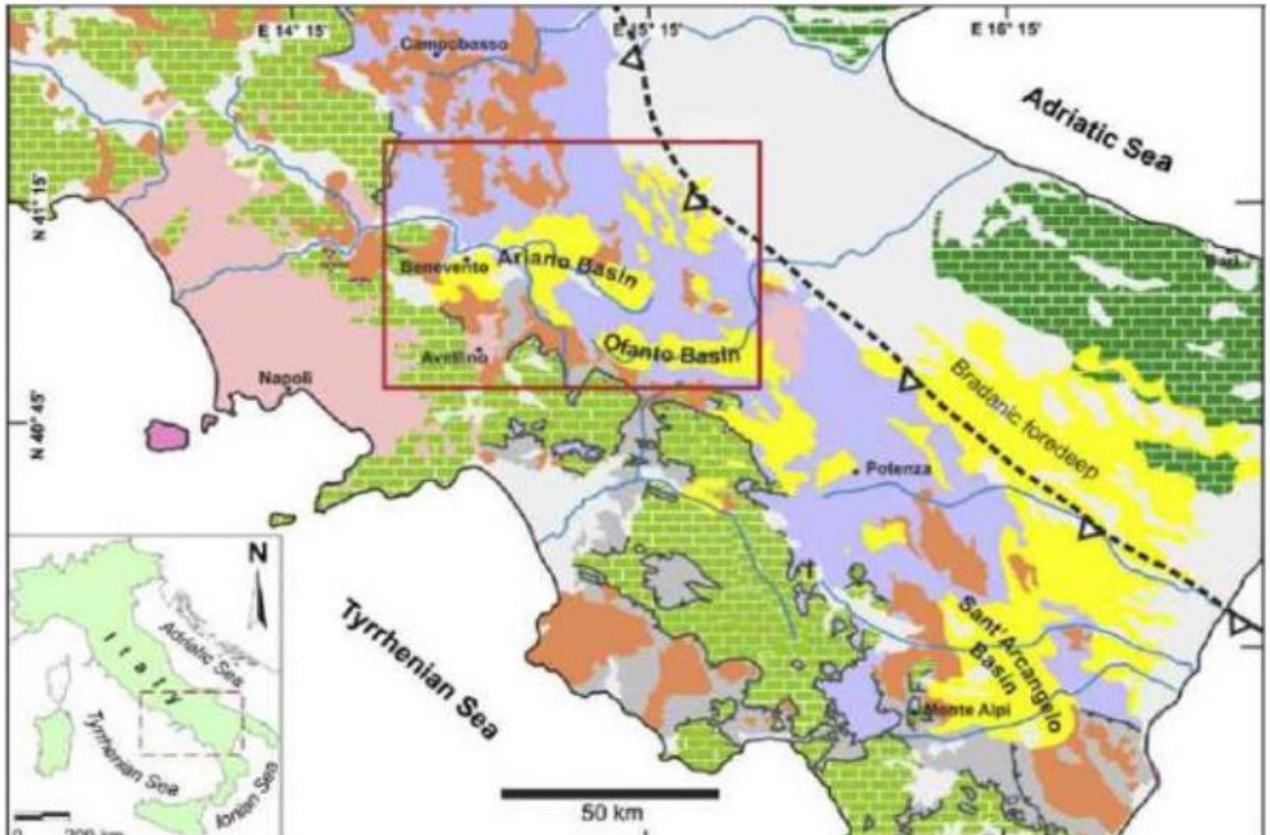


Figura 33 Schema geologico dell'Appennino meridionale

I termini litologici affioranti nel territorio arianeese sono riferibili sia alle unità stratigrafico – strutturali pre – orogene, come l'Unità di Frigento, l'Unità di Monte Croce, l'Unità del Fortore, l'Unità Daunia, sia a quelle sin – orogene e tardorogene che poggiano in discordanza sulle prime e caratterizzate da depositi silico – clastici di età compresa tra il Langhiano ed il Pliocene. Quest'ultime successioni inoltre possono trovarsi anche sottoposte in discordanza a depositi post – orogeni e sin – orogeni più recenti.

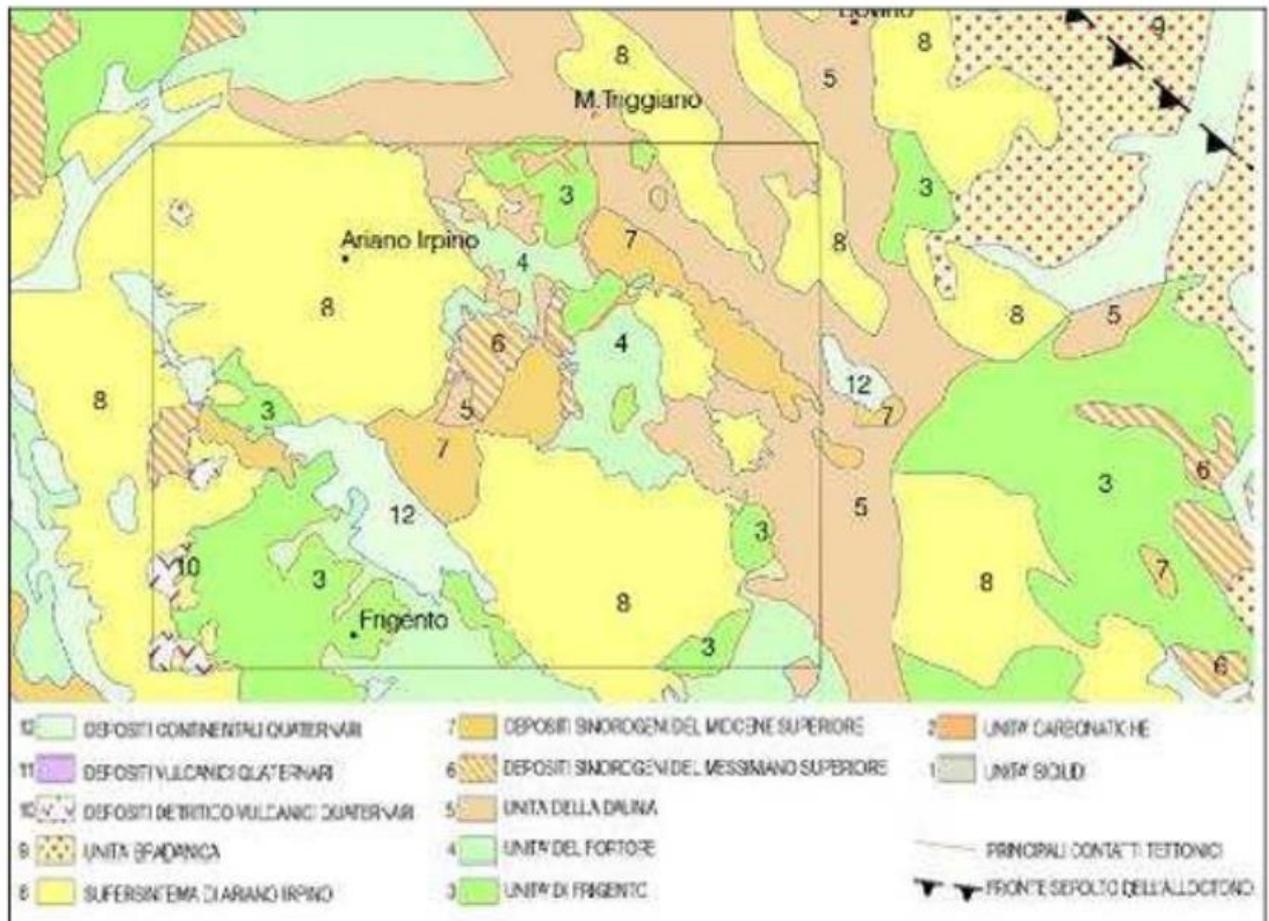


Figura 34 Unità geologiche presenti nel territorio di Ariano Irpino

Le successioni sin – orogene presenti nell'area irpina sono la successione del Ponticello, la Successione di Villanova del Battista e il Supersistema di Ariano. In particolare, al Supersistema di Ariano vengono ascritti i depositi del Pliocene inferiore largamente affioranti nel settore irpino – sannita della catena sudappenninica, costituiti da termini quasi esclusivamente clastici, depositati in ambienti compresi tra il marino prossimale, costiero – lagunare e alluvionale. Le successioni sedimentarie plioceniche del Supersistema di Ariano Irpino sono state distinte in vari sistemi di rango inferiore e caratterizzati da depositi di conglomerati a matrice sabbiosa, sabbie e argille talora sottilmente stratificate e con intervalli arenacei.

C.6.3 Caratteristiche pedo-agronomiche

I suoli in oggetto rientrano nel sistema D3 che comprende i rilievi collinari interni su litologie marnoso-arenacee, marnoso-calcaree e conglomeratiche. Il sottosistema D3.4 “*Collina su alternanza marnoso-calcaree e marnoso-arenacee dell’Irpinia*” comprende:

- ✓ Suoli da molto inclinati a ripidi, da moderatamente profondi a profondi, a tessitura media o moderatamente fine, con buona disponibilità di ossigeno, ghiaiosi (Haplic Calcisols);
- ✓ Suoli da moderatamente ripidi a ripidi, da moderatamente profondi a profondi, su marne, a tessitura moderatamente fine, con buona disponibilità di ossigeno, ghiaiosi (Calcaric Cambisols);
- ✓ Suoli ripidi o molto ripidi, da superficiali a moderatamente profondi, pietrosi, a tessitura moderatamente fine, con buona disponibilità di ossigeno, ghiaiosi (Calcaric Regosols).



Figura 35 Identificazione e caratterizzazione dei suoli

Il dott. Petrillo, agronomo incaricato, dichiara nel proprio elaborato (Relazione pedo-agronomica) che dai sopralluoghi effettuati il sito oggetto d'intervento ricade nella seconda tipologia di suolo.

Il fondo oggetto della presente relazione ha un'estensione totale di 26.27.00 ettari (Superficie Agricola Totale) coltivati a seminativo (cereali e foraggere).



Figura 36 Localizzazione dell'intervento

Le caratteristiche salienti sono così riassumibili:

- ✓ Altezza sul livello del mare: circa 600 m s. l. m.;
- ✓ Giacitura: pianeggiante;
- ✓ Sistemazione idraulica: assente;
- ✓ Viabilità: buona

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 13.469,1 ettari di superficie interna al comune erano utilizzati per questo settore.

C.6.4 Il clima

Il clima è quello tipico delle zone interne dell'Appennino centro meridionale caratterizzato da sensibili escursioni stagionali con precipitazioni invernali ed estati poco piovose.

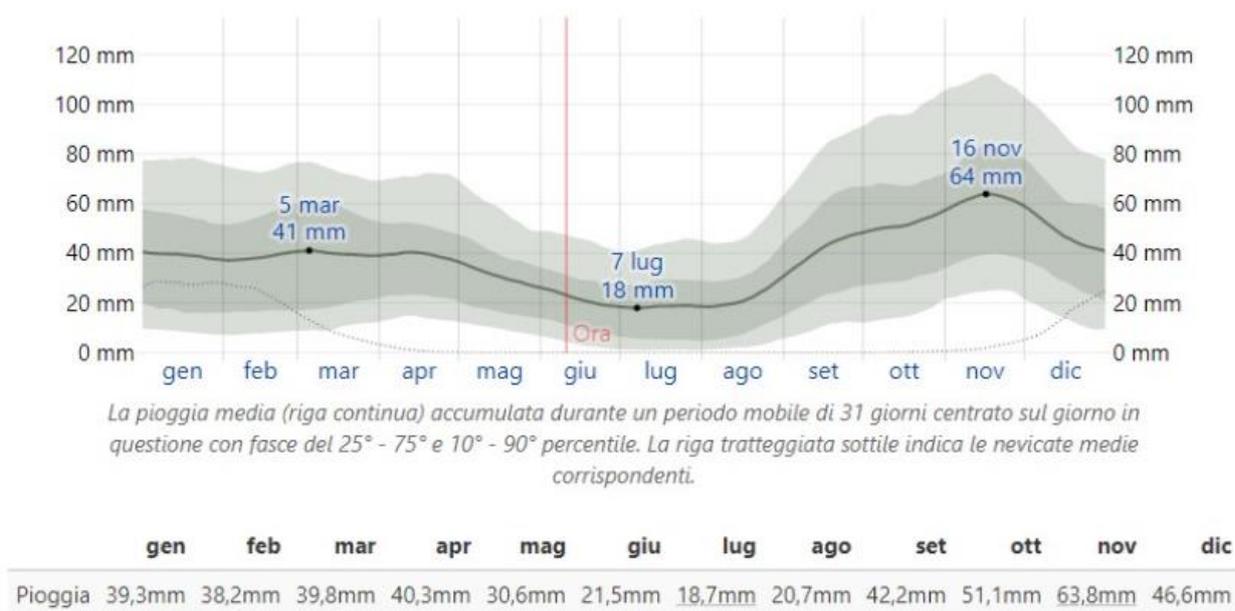
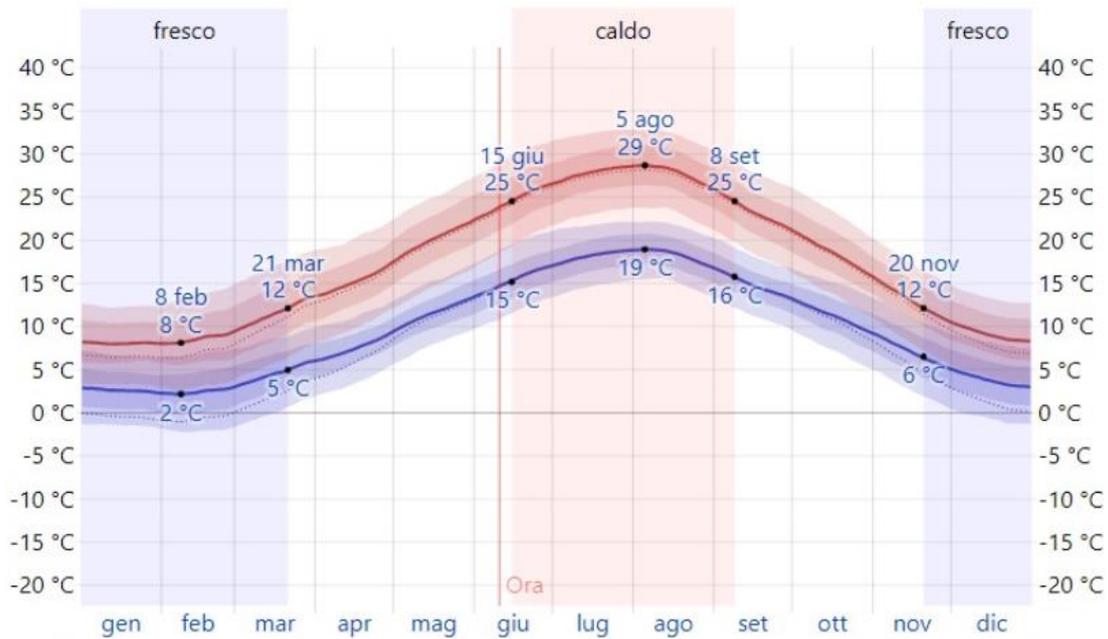


Figura 37 Precipitazioni mensili medie ad Ariano Irpino



La temperatura massima (riga rossa) e minima (riga blu) giornaliere medie, con fasce del 25° - 75° e 10° - 90° percentile. Le righe sottili tratteggiate rappresentano le temperature medie percepite.

Media	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic
Elevata	8 °C	9 °C	12 °C	15 °C	20 °C	25 °C	28 °C	28 °C	23 °C	18 °C	13 °C	9 °C
Temp.	5 °C	5 °C	8 °C	11 °C	16 °C	20 °C	23 °C	23 °C	19 °C	15 °C	10 °C	6 °C
Bassa	3 °C	2 °C	5 °C	8 °C	12 °C	15 °C	18 °C	18 °C	15 °C	11 °C	7 °C	4 °C

Figura 38 Temperatura massima e minima media ad Ariano Irpino



Il numero di ore in cui il sole è visibile (riga nera). Dal basso (più giallo) all'alto (più grigio), le fasce di colore indicano: piena luce diurna, crepuscolo (civico, nautico e astronomico) e piena notte.

Ore di	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic
Luce diurna	9,6h	10,7h	12,0h	13,4h	14,5h	15,1h	14,8h	13,7h	12,4h	11,1h	9,9h	9,3h

Figura 39 Ore di luce diurna e crepuscolo ad Ariano Irpino

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

Zona climatica E	Periodo di accensione degli impianti termici: dal 15 ottobre al 15 aprile (14 ore giornaliere), salvo ampliamenti disposti dal Sindaco.
Gradi-giorno 2.410	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 Caratteristiche sismiche

La classificazione sismica del territorio nazionale ha introdotto normative tecniche specifiche per le costruzioni di edifici, ponti ed altre opere in aree geografiche caratterizzate dal medesimo rischio sismico.

In basso è riportata la zona sismica per il territorio di Ariano Irpino, indicata nell'Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274/2003, aggiornata con la Delibera della Giunta Regionale della Campania n. 5447 del 7.11.2002.

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

I criteri per l'aggiornamento della mappa di pericolosità sismica sono stati definiti nell'Ordinanza del PCM n. 3519/2006, che 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.

<i>Zona sismica</i>	<i>Descrizione</i>	<i>accelerazione con probabilità di superamento del 10% in 50 [ag]</i>	<i>accelerazione orizzontale massima convenzionale (Norme Tecniche) [ag]</i>
1	Indica la zona più pericolosa, dove possono verificarsi fortissimi terremoti.	$a_g > 0,25 \text{ g}$	0,35 g
2	Zona dove possono verificarsi forti terremoti.	$0,15 < a_g \leq 0,25 \text{ g}$	0,25 g
3	Zona che può essere soggetta a forti terremoti ma rari.	$0,05 < a_g \leq 0,15 \text{ g}$	0,15 g
4	E' la zona meno pericolosa, dove i terremoti sono rari ed è facoltà delle Regioni prescrivere l'obbligo della progettazione antisismica.	$a_g \leq 0,05 \text{ g}$	0,05 g



C.6.6 Il sito di progetto

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 Ariano Irpino al foglio n. 8, mappali n. 362, 363, 364, 365, 366, 462, 463, 566. Il sito di installazione inoltre è situato in prossimità dell'area industriale "**Camporeale**" del Comune di Ariano Irpino. In tale area risultano operare importanti aziende ed un centro di ricerca di rilevanza internazionale, dove si riscontra una presenza diffusa di impianti fotovoltaici sia in copertura ai manufatti presenti che a terra.



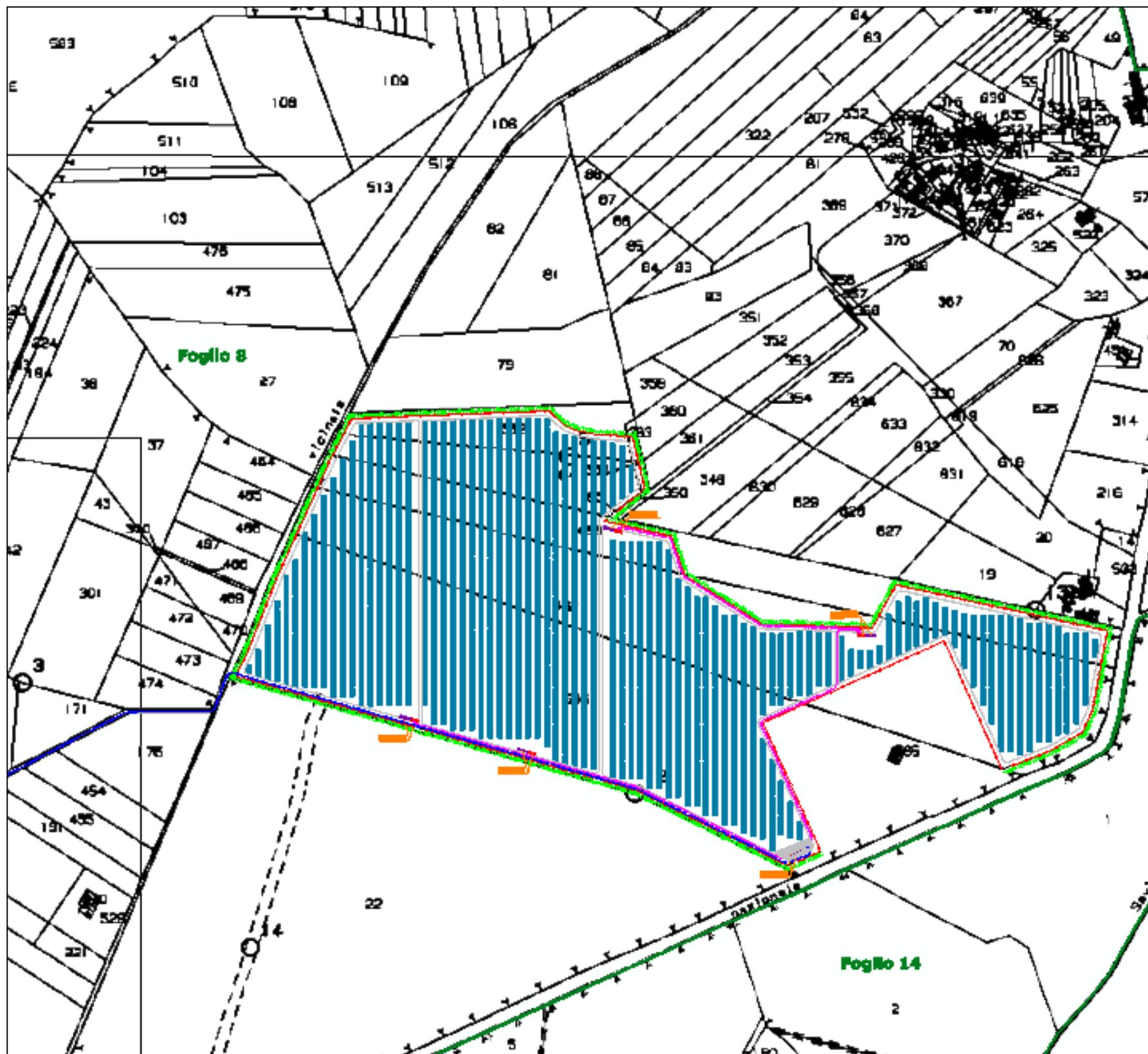
Figura 40 Vista area industriale di Camporeale e sito di intervento

La stazione di trasformazione sarà ubicata nella particella 53, 54, 60 del foglio 2 del comune di Ariano Irpino (AV).

Le particelle catastali interessate dall'impianto sono all'interno della località "La Starza" hanno una estensione totale di ettari 23.51.00.

COMUNE	FOGLIO	PARTICELLA	SUPERFICIE TOTALE	SUPERFICIE	QUALITÀ CATASTALE
ARIANO IRPINO	8	362	01.28.70		SEMINATIVO
ARIANO IRPINO	8	363	00.04.10		SEMINATIVO
ARIANO IRPINO	8	364	01.38.64		SEMINATIVO
ARIANO IRPINO	8	365	00.04.26		SEMINATIVO
ARIANO IRPINO	8	366	00.00.30		SEMINATIVO
ARIANO IRPINO	8	462	08.28.23	08.12.48	SEMINATIVO
				00.15.75	INCOLTO STER
ARIANO IRPINO	8	463	03.48.54		SEMINATIVO
ARIANO IRPINO	8	566	11.74.23		SEMINATIVO
		Totale	26.27.00		

L'inquadramento territoriale dell'impianto in oggetto è illustrato negli elaborati grafici DEF-TAV.06 – Layout su catastale, di cui si riportano degli stralci, DEF-TAV.07 – Layout impianto con sottocampi e DEF-TAV.12 – Particolare sottocampo:



LEGENDA:

-  Elettrodotto MT di collegamento
-  Elettrodotto MT impianto
-  Cabina di trasformazione
-  Cabina di Sezionamento
-  Cabina Inverter
-  Area impianto
-  Limite foglio catastale

Figura 41 Stralcio elaborato DEF-TAV.06 – Layout su catastale

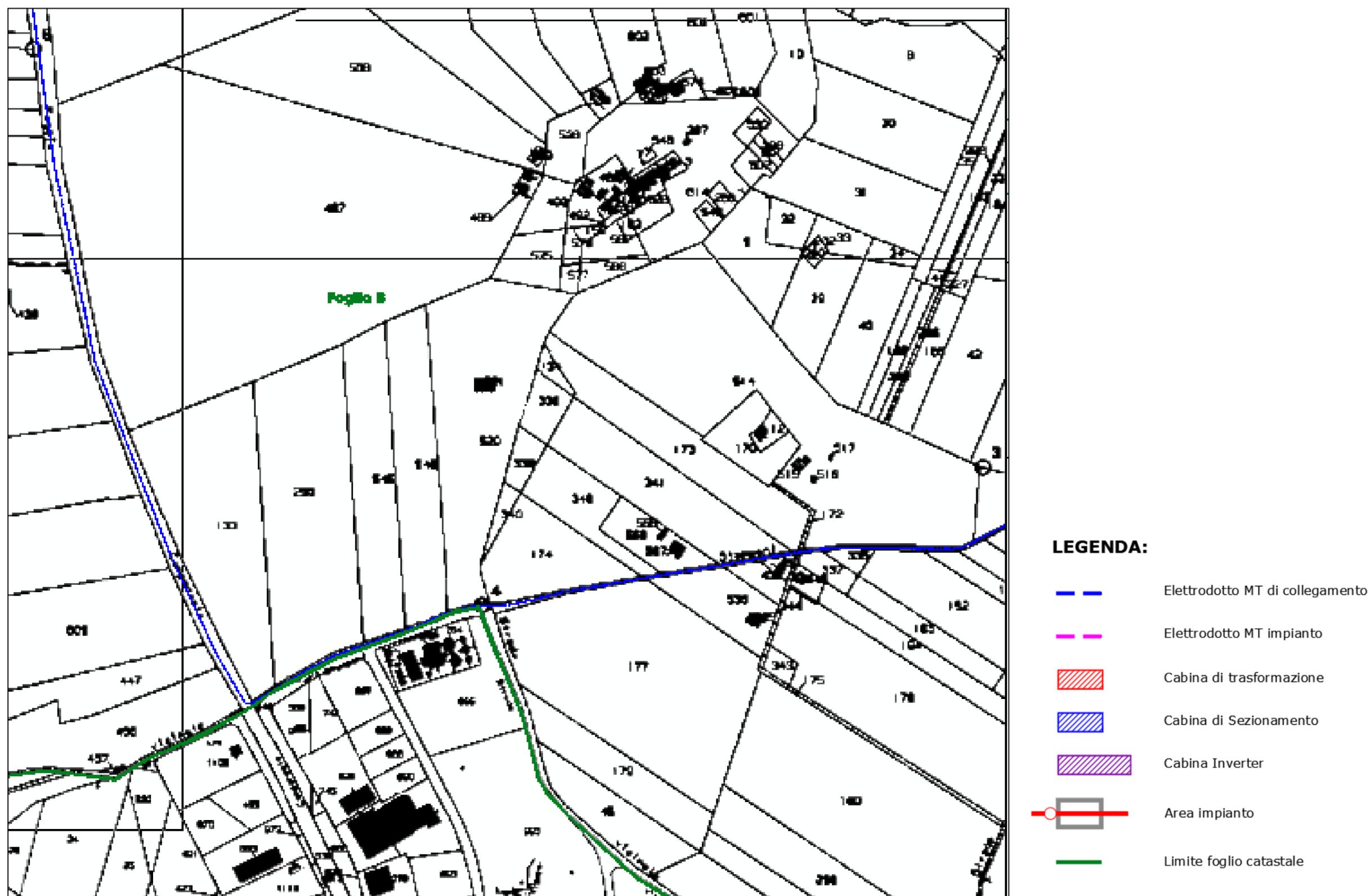


Figura 42 Stralcio elaborato DEF-TAV.06 – Layout su catastale

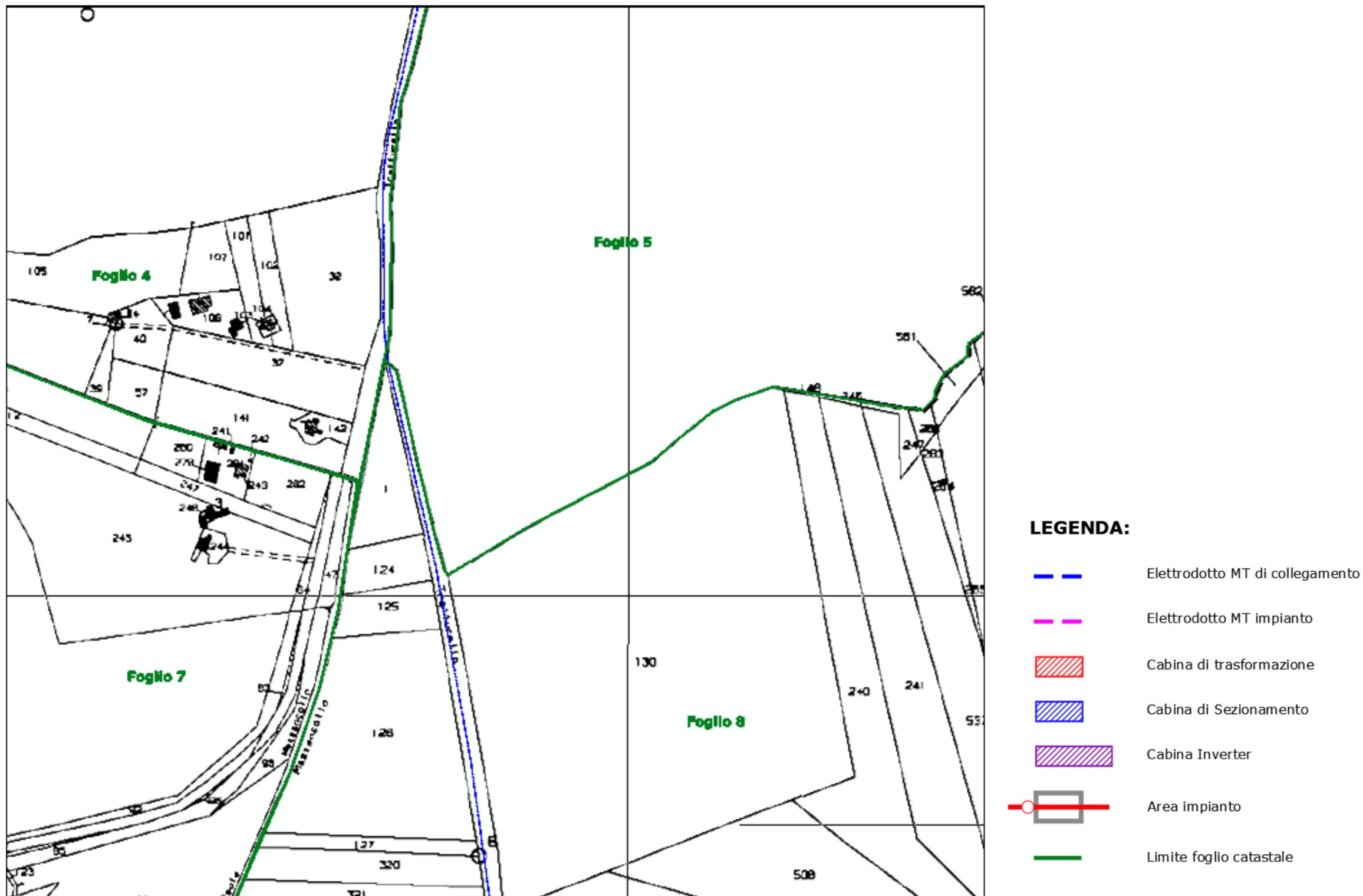


Figura 43 Stralcio elaborato DEF-TAV.06 – Layout su catastale

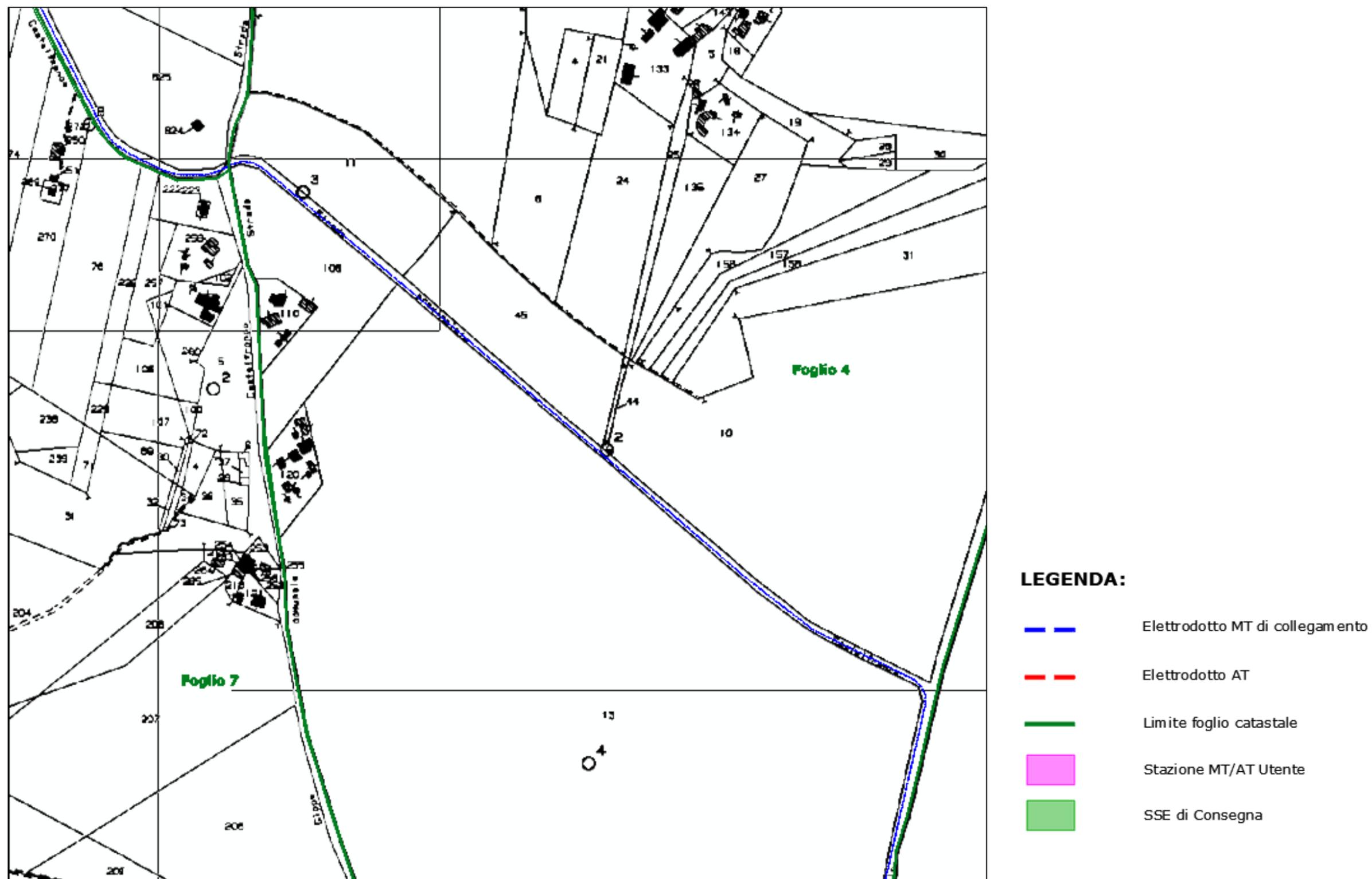


Figura 44 Stralcio elaborato DEF-TAV.06 – Layout su catastale

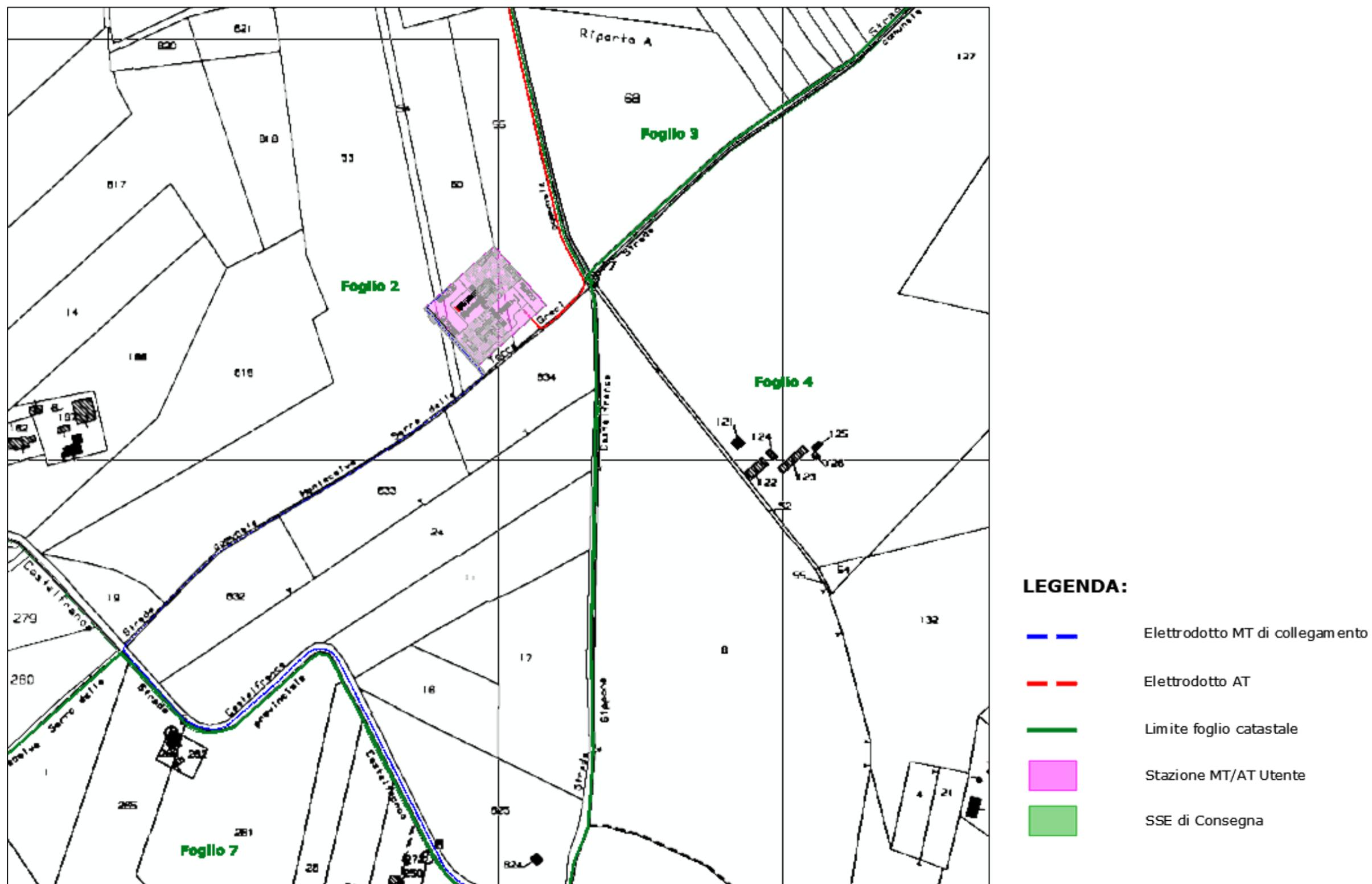


Figura 45 Stralcio elaborato DEF-TAV.06 – Layout su catastale

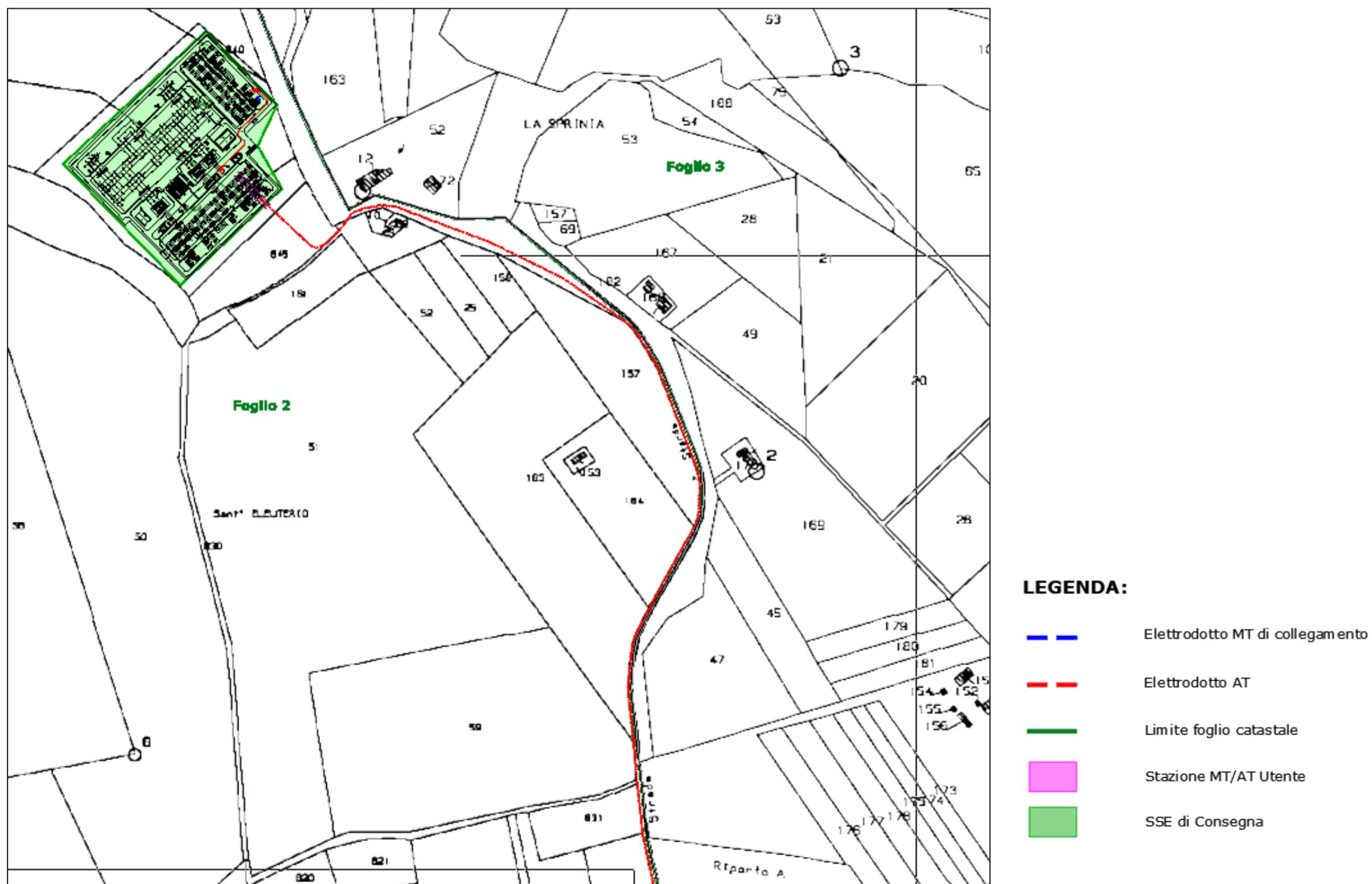


Figura 46 Stralcio elaborato DEF-TAV.06 – Layout su catastale

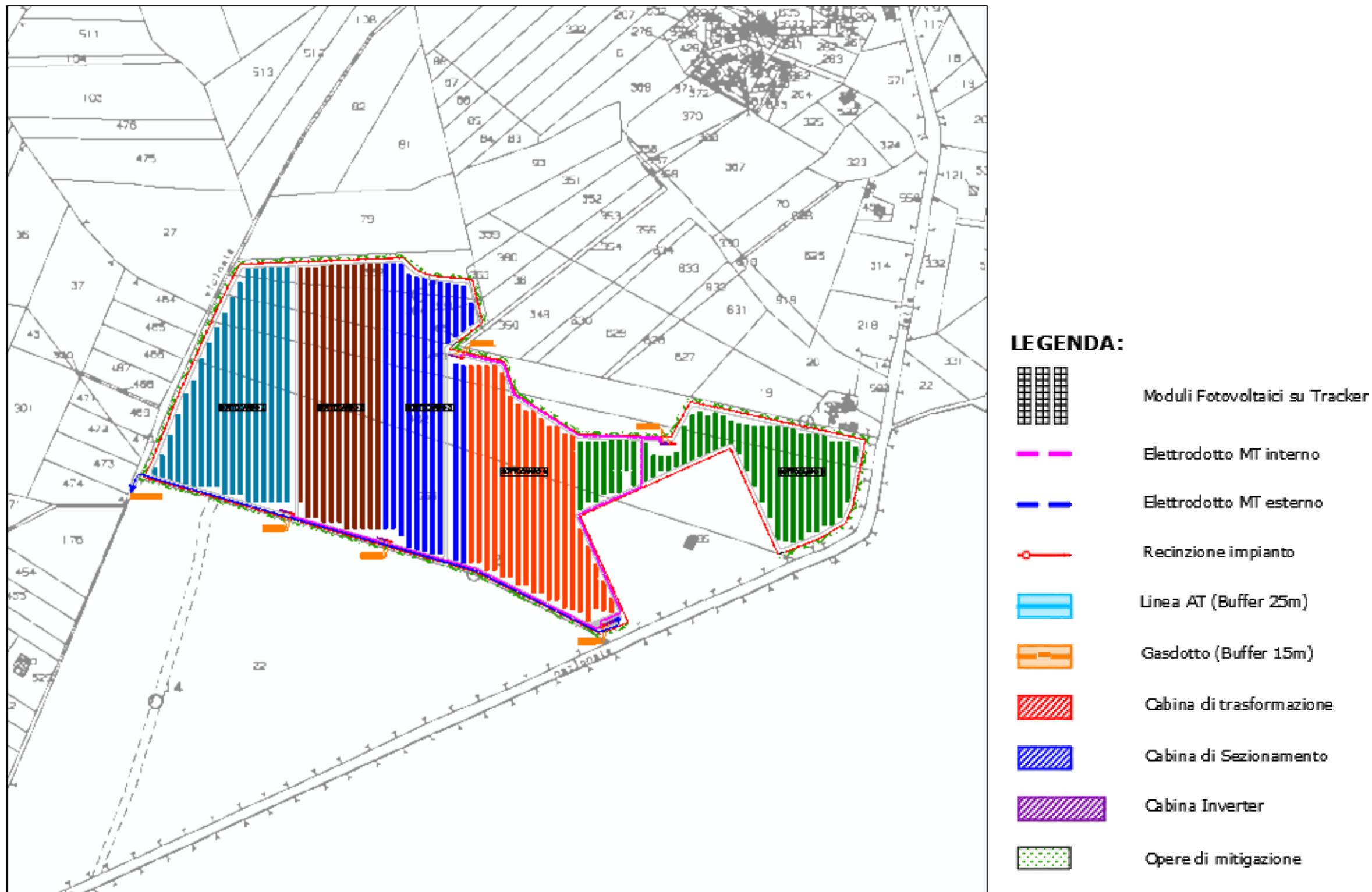


Figura 47 Stralcio elaborato DEF-TAV.07 – Layout impianto con sottocampi

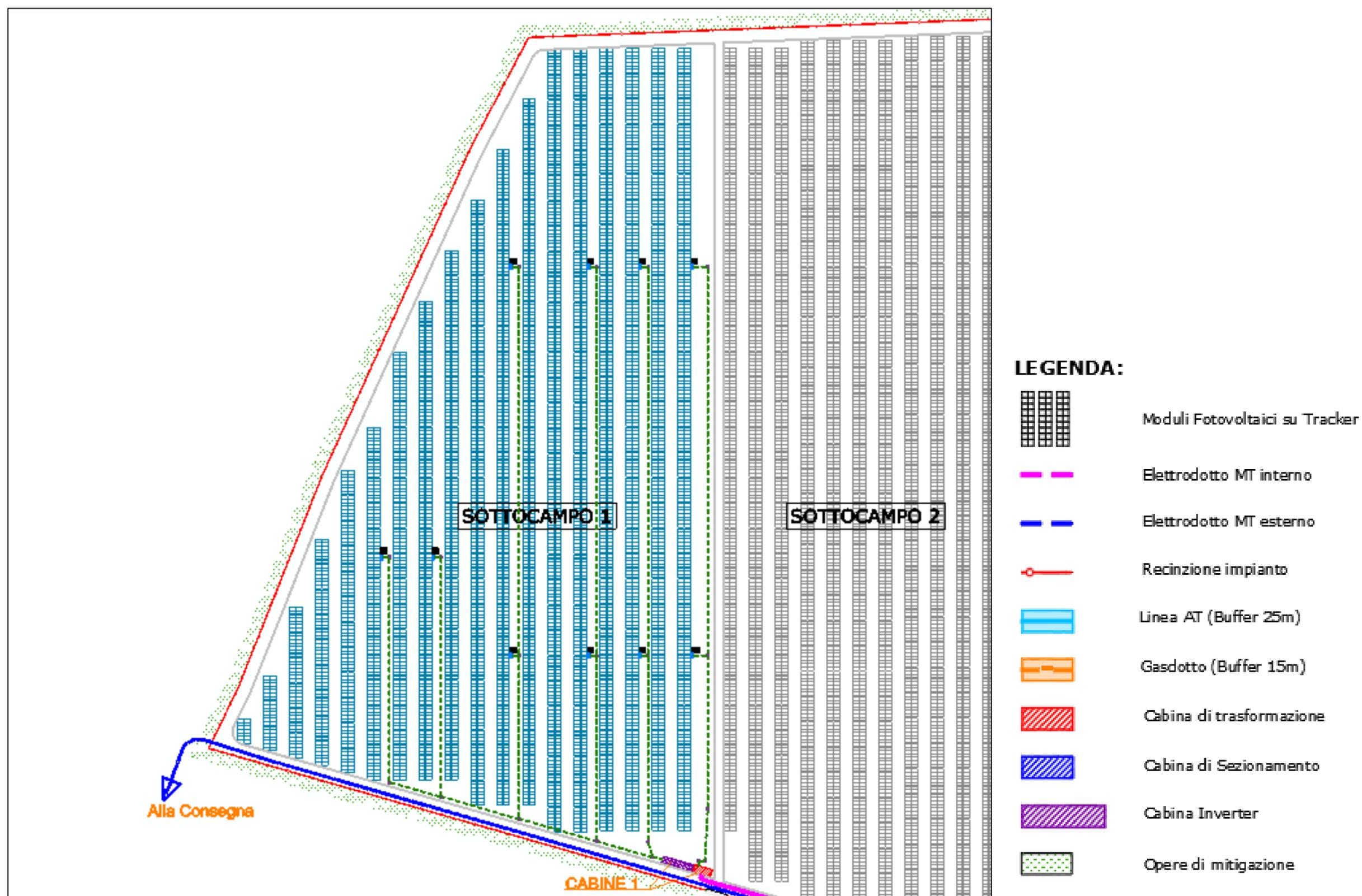


Figura 48 Stralcio elaborato DEF-TAV.12 – Particolare sottocampo

Progetto per la realizzazione di un impianto fotovoltaico sito nel Comune di Ariano Irpino (AV) in loc. "Masseria delle Monache" e relative opere di connessione

PROGETTO DEFINITIVO – Studio di Impatto Ambientale

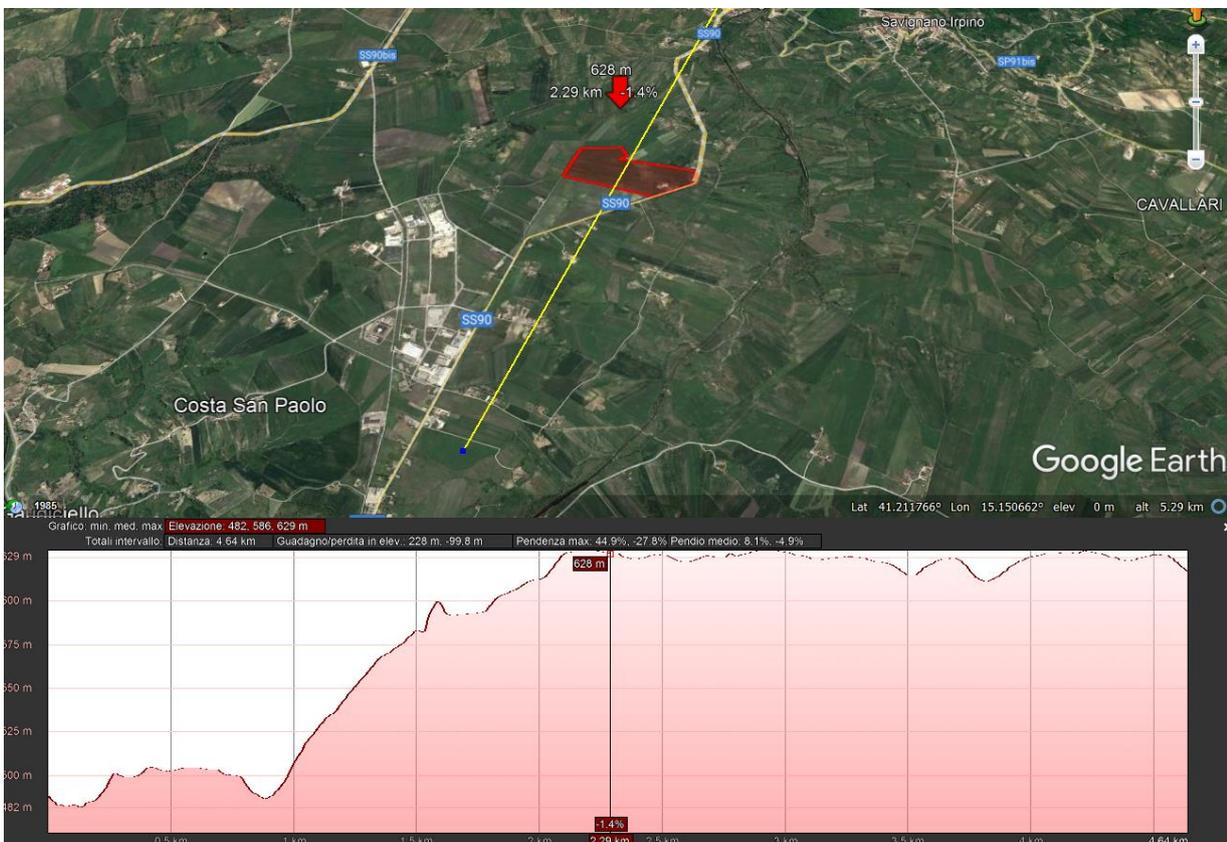
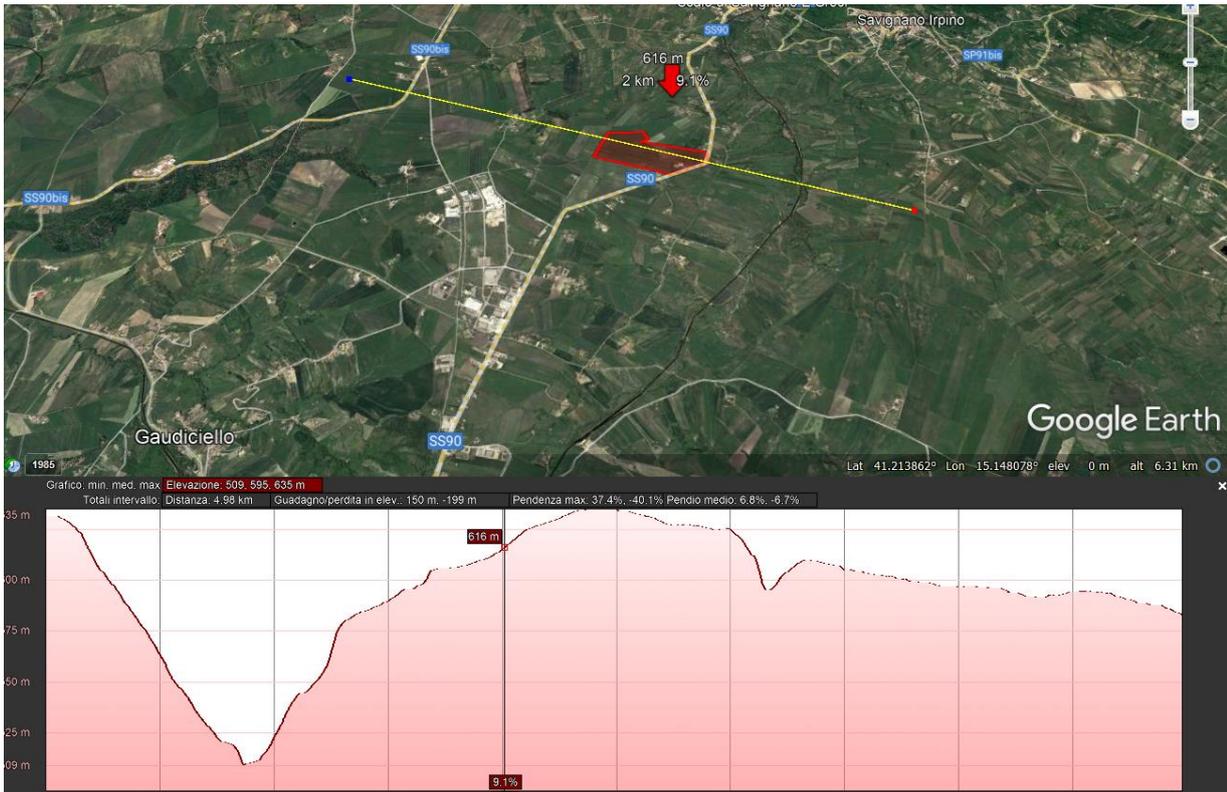


Figura 49 Profili altimetrici

Alla consegna dei terreni lo stato iniziale dell'area oggetto dell'intervento era totalmente privo 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 di trasporto che vengono utilizzati per consegnare i moduli e le relative strutture di sostegno, ed i mezzi speciali per realizzare le fondazioni delle cabine. Non sono presenti particolari problemi in tal senso. L'area è infatti caratterizzata da strade esistenti idonee alla movimentazione dei mezzi rispondenti alle specifiche richieste della tecnologia solare, che non presentano comunque requisiti o esigenze particolari. In particolare, l'accesso al sito avviene tramite la SS90 bis e le strade vicinali a servizio dei fondi agricoli.

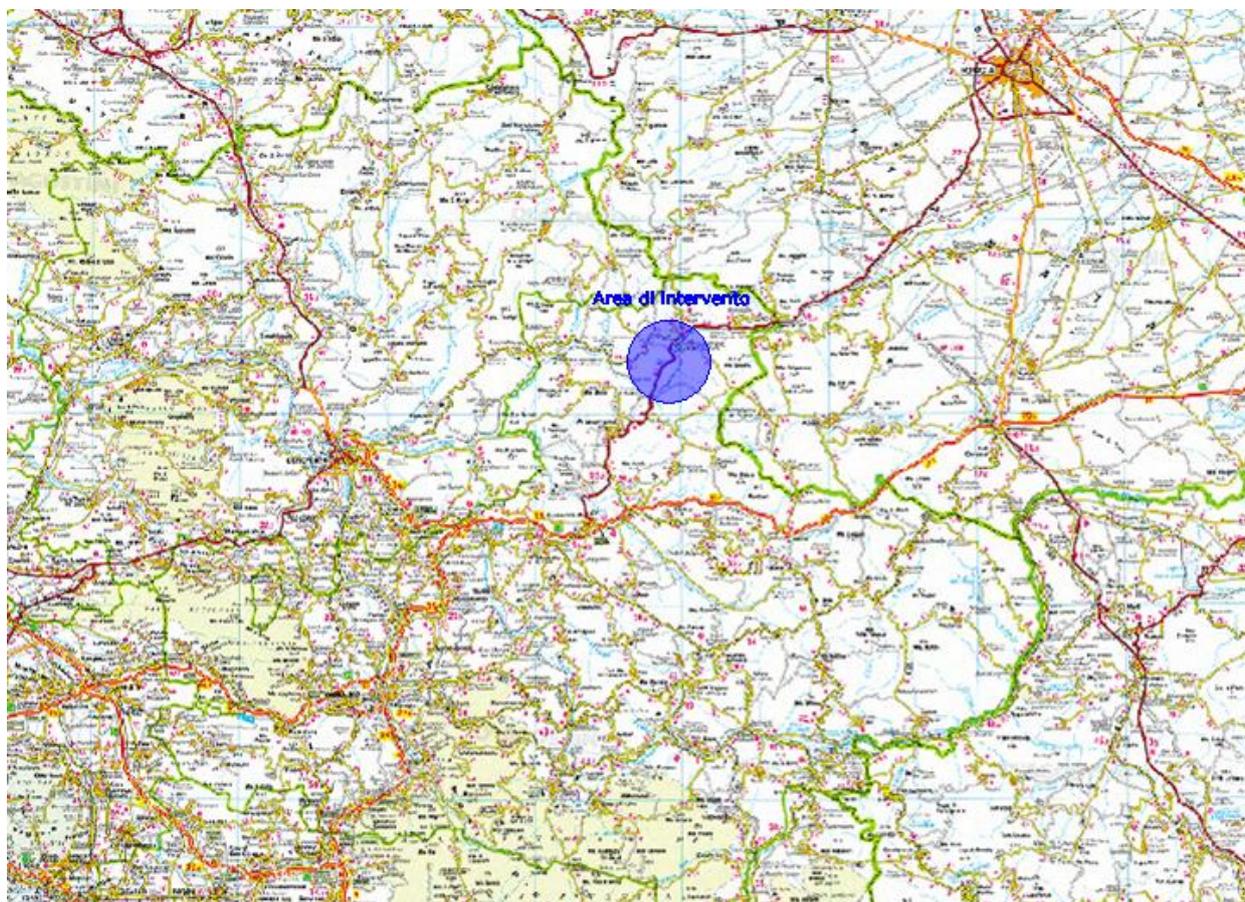


Figura 50 Stralcio elaborato DEF-TAV.01 – Corografia generale

Dalla Relazione *Calcoli preliminari impianti* (Elaborato DEF-REL.04b), si evince la seguente descrizione: l'area oggetto dell'intervento è un terreno agricolo sito in agro di Ariano Irpino di circa 199.469 m². L'area è prevalentemente pianeggiante con pendenze verso sud-ovest di circa il 10%-15% e priva di elementi di disturbo alla realizzazione dell'impianto.

- ✓ Temperatura media minima: 8,2°
- ✓ Temperatura media massima: 16,5°
- ✓ Temperatura media del giorno più caldo: 27,2°

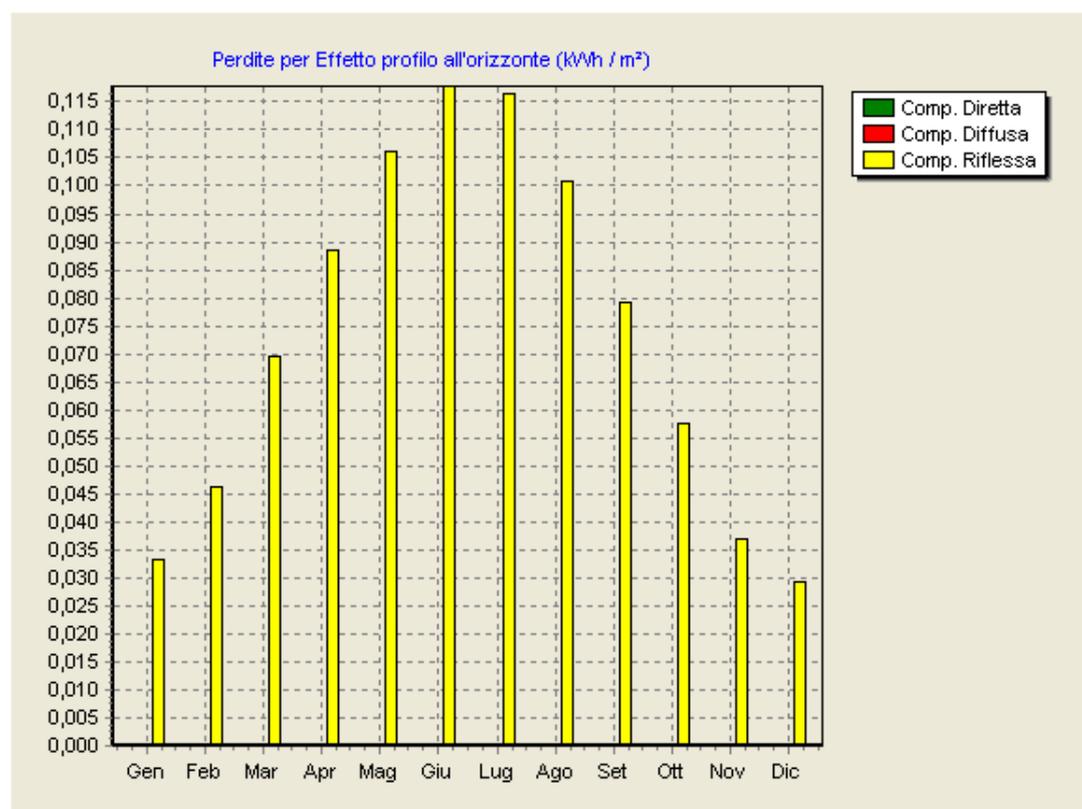
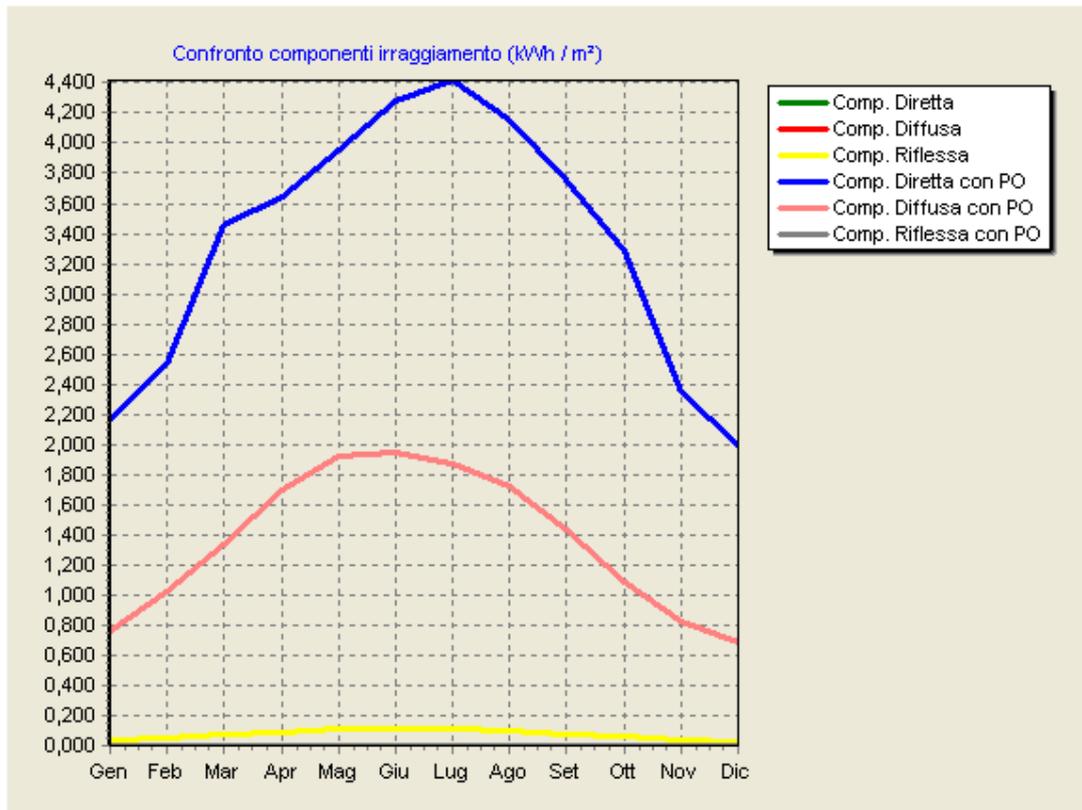
Il valore medio del fattore di albedo è stato calcolato facendo riferimento alla seguente tabella:

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.

Dati Norma ENEA

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 Calcoli preliminari impianti (Elaborato DEF-REL.04.b), 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 51 Foto area di progetto

D. QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE.

D.1 MOTIVAZIONE DELL'OPERA

In linea di principio, tra le varie fonti energetiche rinnovabili, il solare fotovoltaico oggi più che mai 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 descrittiva* (cfr. Elaborato DEF-REL.01b), 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 presente 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.

L'impianto fotovoltaico non comporta emissioni in atmosfera di nessun tipo durante il suo esercizio, e quindi non ha impatti sulla qualità dell'aria locale consentendo di produrre kWh di energia elettrica senza ricorrere alla combustione di combustibili fossili. Ne segue che l'impianto avrà un impatto positivo sulla qualità dell'aria, a livello nazionale, in ragione della quantità di inquinanti non immessa nell'atmosfera. Di seguito, sono evidenziati i valori relativi alle emissioni evitate di Gas Nocivi e i risparmi di Energia in Termini di Energia Primaria (TEP) stimati attraverso l'uso del fotovoltaico.

Periodo di Tempo Considerato	Inquinante			
	CO ₂	SO ₂	NO _x	Polveri
Emissioni Evitate in n.1 anno [ton] (*)	13.677	1,768	6,31	0,15011
Emissioni Evitate in n.30 anni [ton] (*)	410.313	24,04	189,31	4,5034

(*) Rapporto ISPRA 2018

Tabella 2.3.2: Emissione evitate grazie all'Impianto Fotovoltaico

Emissioni Specifiche in Atmosfera (rapporto ISPRA 2018 relativi al 2017)	Inquinante			
	CO ₂	SO ₂	NO _x	Polveri
	492 g/kWh	0.0636	0,227	0,0054

Tabella 2.3.3: Fattori di Emissione (Rapporto ISPRA 2018)

Periodo di Tempo Considerato	TEP
Energia Primaria Risparmiata in n.1 anno (*)	5.198,413
Energia Primaria Risparmiata in n.30 anni (*)	155.952,39

(*) Delibera EEN 03/08

**Valore di Energia Prima Risparmiata
per ogni MWh prodotto dall'impianto**

TEP

0,187/MWh (*)

(*) Delibera EEN 03/08

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 51.2 ha.

Alla consegna dei terreni lo stato iniziale dell'area oggetto dell'intervento era totalmente privo 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.

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 aree naturali.

La mancata realizzazione del progetto comporterebbe il mantenimento dello stato 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.

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 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 ad aree di particolare pregio individuate nell'ambito della pianificazione a scala regionale e provinciale. 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.

I pannelli fotovoltaici sono montati su strutture di supporto che consentono l'orientamento automatico Est-Ovest dei moduli in funzione della posizione del sole durante il corso della giornata. Le strutture di supporto impiegate vengono denominate “**tracker a inseguimento**” e permettono di massimizzare la produzione di energia elettrica mantenendo un'inclinazione sempre ottimale con la direzione di propagazione dei raggi solari. L'impiego di strutture di questo tipo permette un incremento della produttività d'impianto pari a circa il 20-25% di energia elettrica, rispetto ad un impianto di uguale potenza installata ma impiegante supporti di tipo fisso per i moduli fotovoltaici, inoltre, 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 “*Criteria 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 SPECIFICI

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* Apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari parte 21: Contatori statici di energia attiva
- *CEI EN 62053-23* Apparati 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.
- *DPR 380/2001* Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia edilizia
- *DM 17/01/2018* Norme tecniche di costruzione (NTC 2018); Circolare applicativa n°7/2019

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 alla località Masseria delle Monache, distinto al catasto terreni del Comune di Ariano Irpino al foglio n. n. 8, mappali n. 362, 363, 364, 365, 366, 462, 463, 566. **Il sito di installazione inoltre è situato in prossimità dell'area industriale "Camporeale" del Comune di Ariano Irpino.**

La stazione di trasformazione sarà ubicata nella particella 53, 54, 60 del foglio 2 del comune di Ariano Irpino (AV).

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

Il terreno oggetto dell'intervento è classificato nello strumento urbanistico comunale come "AGRICOLA ORDINARIA" 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 26.27.00 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 di trasporto che vengono utilizzati per consegnare i moduli e le relative strutture di sostegno, ed i mezzi speciali per realizzare le fondazioni delle cabine. Non sono presenti particolari problemi in tal senso. L'area è infatti caratterizzata da strade esistenti idonee alla movimentazione dei mezzi rispondenti alle specifiche richieste della tecnologia solare, che non presentano comunque requisiti o esigenze particolari. In particolare, l'accesso al sito avviene tramite la SS90 e le strade vicinali a servizio dei fondi agricoli.

D.6 DESCRIZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

L'impianto fotovoltaico in progetto prevede l'installazione a terra, su un unico lotto di terreno di estensione complessiva di circa 19,94 ettari attualmente a destinazione agricola condotti a seminativo, di pannelli fotovoltaici (moduli) in silicio monocristallino bifacciali della potenza unitaria di 700 Wp.

I pannelli fotovoltaici sono montati su strutture di supporto che consentono l'orientamento automatico Est-Ovest dei moduli in funzione della posizione del sole durante il corso della giornata. Le strutture di supporto impiegate vengono denominate "*tracker a inseguimento*" e permettono di massimizzare la produzione di energia elettrica mantenendo un'inclinazione sempre ottimale con la direzione di propagazione dei raggi solari. L'impiego di strutture di questo tipo permette un incremento della produttività d'impianto pari a circa il 20-25% di energia elettrica, rispetto ad un impianto di uguale potenza installata ma impiegante supporti di tipo fisso per i moduli fotovoltaici.

Globalmente, il progetto prevede la posa in opera di **tracker** a inseguimento che saranno dimensionati per alloggiare un totale di **24.528 moduli fotovoltaici** da installare per una potenza complessiva pari a **17,169 MWp**. I pannelli fotovoltaici vengono poi raggruppati in stringhe da 28 moduli connessi in serie.

Le stringhe ottenute vengono quindi connesse in parallelo mediante cassette di parallelo stringhe; queste sono collegate all'ingresso MPPT degli inverter lato DC. I convertitori DC/AC hanno una potenza nominale di 923kVA e saranno alloggiati in apposita cabina (come riportato nelle tavole di progetto). Secondo tale configurazione l'impianto può essere funzionalmente diviso in 5 sottocampi di potenza varia. Ad ogni sottocampo è associato il gruppo di trasformazione con trasformatori a doppio avvolgimento secondario, alloggiati nella cabina di trasformazione di sottocampo e dimensionati in funzione del numero di pannelli presenti, e quindi della potenza installata.

L'impianto sarà corredato di:

- N. 5 cabine di trasformazione, ciascuna contenente un locale per il/i trasformatore/i BT/MT e un locale per le apparecchiature MT. Ogni blocco possiede una propria cabina di trasformazione;
- N. 5 cabine inverter, ciascuna contenente gli inverter DC/AC, in numero tale da raggiungere la potenza di progetto del sottocampo. Ogni blocco possiede una propria cabina inverter;
- N. 1 cabina di smistamento contenente apparecchiature MT;
- N. 1 sottostazione di trasformazione utente MT/AT;
- Cavidotto MT di collegamento tra cabine interne del campo e tra cabina di sezionamento e la sottostazione di trasformazione MT/AT;
- Cavidotto AT dalla sottostazione di trasformazione alla Stazione elettrica della RTN.

L'impianto fotovoltaico è destinato a produrre energia elettrica; esso sarà collegato alla rete elettrica di distribuzione mediante Sottostazione di trasformazione MT/AT ubicata nei pressi della Sottostazione di TERNA nel comune di Ariano Irpino (AV). Secondo la **Soluzione Tecnica Minima Generale** il Gestore della RTN ha previsto *che la centrale venga collegata in antenna a 150 kV sulla futura Stazione Elettrica di Trasformazione (SE) della RTN 380/150 kV da inserire in entra-esce sulla linea 380 kV "Benevento 3 – Troia 380"*.

L'impianto in oggetto sarà formato da n. **24.528** pannelli fotovoltaici in silicio

monocristallino **Jolywood** modello **JW-HD132N** da 700 Wp, collegati tra loro in configurazione serie/parallelo secondo quanto stabilito in sede progettuale (cfr. Schema unifilare impianto). La potenza nominale totale dell'impianto sarà pari a 17,169 MWp.



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 2x14 unità lungo il lato lungo, in schiere parallele con un passo tra due interassi di schiere successive pari a 10,00 m (cfr. - Layout impianto con sottocampi). La superficie attiva di ogni pannello è pari a circa 3,106 m² (2,384 m x 1,303 m), per cui la superficie attiva totale dell'intero impianto sarà pari a 76.192,60 m². I moduli saranno collegati secondo uno schema di base serie/parallelo a 19 inverter centralizzati FIMER SOLAR in MEGASTATION MS4400 o di altri costruttori con caratteristiche similari).

La conversione c.c./c.a. avverrà per mezzo di n. 19 inverter di potenza nominale pari a 923 kVA. Ogni linea di potenza in BT in uscita dall'inverter si atterrerà su 10 trasformatori, suddivisi in base al numero di inverter che formano il sottocampo, i quali provvederanno alla trasformazione BT/MT con rapporto di trasformazione 30/0,4 kV. I sistemi di conversione statica saranno alloggiati in apposite cabine inverter e verranno collegate in c.a. al sistema di trasformazione che sarà posizionato all'interno della propria cabina di campo. L'uscita delle cabine di trasformazione sarà infine collegata, attraverso un breve tratto di cavidotto interrato in MT, alla cabina di sezionamento 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, in alluminio, che porteranno l'energia alla Stazione di trasformazione 30/150 KV.



Figura 52 Stralcio elaborato DEF-TAV.04 – Layout su ortofoto

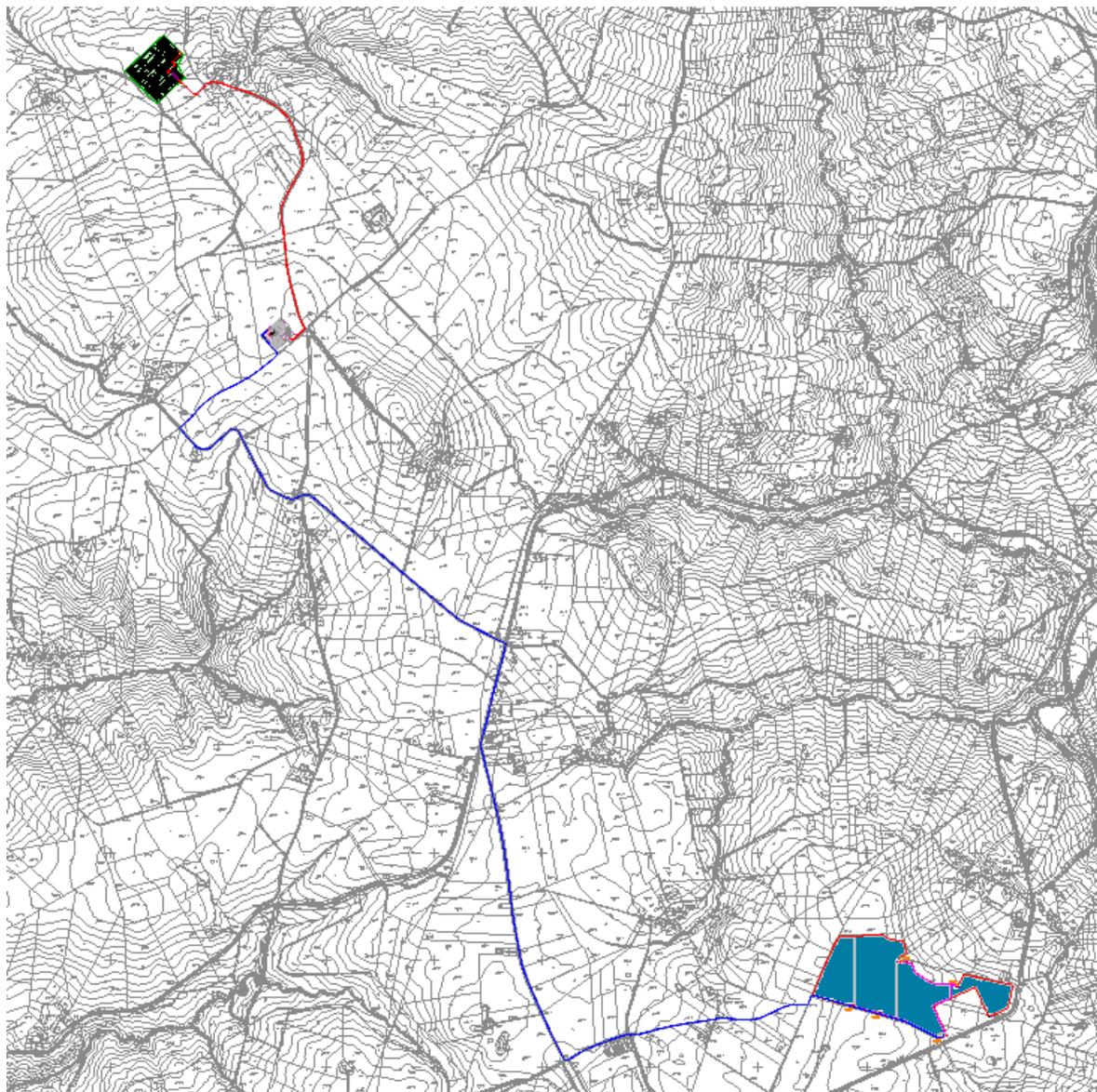


Figura 53 Stralcio elaborato DEF-TAV.05 – Layout su CTR

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 Generatore fotovoltaico

Il generatore fotovoltaico, inteso come l'insieme dei moduli fotovoltaici e degli inverter, sarà composto **n. 24528** pannelli fotovoltaici in silicio monocristallino **Jolywood** modello **JW-HD132N bifacial** da 700 Wp. Il modulo fotovoltaico prescelto è di tipo *monocristallino*, composto da 132 celle. I pannelli saranno posizionati su apposite strutture di sostegno, fissate a terra tramite pali, sono dotate di inseguitori monoassiali est-ovest. Le dimensioni di ingombro del singolo modulo sono 2384 x 1303 x 35 [mm], con un peso di circa 38 Kg.

L'impianto fotovoltaico è suddiviso in 5 sottocampi così configurati:

SOTTOCAMPO 1

- Numero di Stringhe: 183 da 28 moduli in serie
- Inverter n.1: FIMER SOLAR R10015TL da 923 kVA in uscita, 46 stringhe in ingresso, collegamento su trasformatore n.1
- Inverter n.2: FIMER SOLAR R10015TL da 923 kVA in uscita, 46 stringhe in ingresso, collegamento su trasformatore n.1.
- Inverter n.3: FIMER SOLAR R10015TL da 923 kVA in uscita, 46 stringhe in ingresso, collegamento su trasformatore n.2.
- Inverter n.4: FIMER SOLAR R10015TL da 923 kVA in uscita, 45 stringhe in ingresso, collegamento su trasformatore n.2.
- Trasformatore n.1: 2000KVA doppio secondario, 30/0,4/0,4 kV.
- Trasformatore n.2: 2000KVA doppio secondario, 30/0,4/0,4 kV.

SOTTOCAMPO 2

- Numero di Stringhe: 187 da 28 moduli in serie
- Inverter n.1: FIMER SOLAR R10015TL da 923 kVA in uscita, 47 stringhe in ingresso, collegamento su trasformatore n.1
- Inverter n.2: FIMER SOLAR R10015TL da 923 kVA in uscita, 47 stringhe in ingresso, collegamento su trasformatore n.1.
- Inverter n.3: FIMER SOLAR R10015TL da 923 kVA in uscita, 47 stringhe in ingresso, collegamento su trasformatore n.2.

- Inverter n.4: FIMER SOLAR R10015TL da 923 kVA in uscita, 46 stringhe in ingresso, collegamento su trasformatore n.2.
- Trasformatore n.1: 2000KVA doppio secondario, 30/0,4/0,4 kV.
- Trasformatore n.2: 2000KVA doppio secondario, 30/0,4/0,4 kV.

SOTTOCAMPO 3

- Numero di Stringhe: 181 da 28 moduli in serie
- Inverter n.1: FIMER SOLAR R10015TL da 923 kVA in uscita, 45 stringhe in ingresso, collegamento su trasformatore n.1.
- Inverter n.2: FIMER SOLAR R10015TL da 923 kVA in uscita, 45 stringhe in ingresso, collegamento su trasformatore n.1.
- Inverter n.3: FIMER SOLAR R10015TL da 923 kVA in uscita, 45 stringhe in ingresso, collegamento su trasformatore n.2.
- Inverter n.4: FIMER SOLAR R10015TL da 923 kVA in uscita, 46 stringhe in ingresso, collegamento su trasformatore n.2.
- Trasformatore n.1: 2000KVA doppio secondario, 30/0,4/0,4 kV.
- Trasformatore n.2: 2000KVA doppio secondario, 30/0,4/0,4 kV.

SOTTOCAMPO 4

- Numero di Stringhe: 188 da 28 moduli in serie
- Inverter n.1: FIMER SOLAR R10015TL da 923 kVA in uscita, 47 stringhe in ingresso, collegamento su trasformatore n.1
- Inverter n.2: FIMER SOLAR R10015TL da 923 kVA in uscita, 47 stringhe in ingresso, collegamento su trasformatore n.1.
- Inverter n.3: FIMER SOLAR R10015TL da 923 kVA in uscita, 47 stringhe in ingresso, collegamento su trasformatore n.2.
- Inverter n.4: FIMER SOLAR R10015TL da 923 kVA in uscita, 47 stringhe in ingresso, collegamento su trasformatore n.2.
- Trasformatore n.1: 2000KVA doppio secondario, 30/0,4/0,4 kV.
- Trasformatore n.2: 2000KVA doppio secondario, 30/0,4/0,4 kV.

SOTTOCAMPO 5

- Numero di Stringhe: 137 da 28 moduli in serie

- Inverter n.1: FIMER SOLAR R10015TL da 923 kVA in uscita, 46 stringhe in ingresso, collegamento su trasformatore n.1
- Inverter n.2: FIMER SOLAR R10015TL da 923 kVA in uscita, 46 stringhe in ingresso, collegamento su trasformatore n.1.
- Inverter n.3: FIMER SOLAR R10015TL da 923 kVA in uscita, 45 stringhe in ingresso, collegamento su trasformatore n.2.
- Trasformatore n.1: 2000KVA doppio secondario, 30/0,4/0,4 kV.
- Trasformatore n.2: 1000KVA doppio secondario, 30/0,4/0,4 kV.

Il generatore fotovoltaico non è di tipo ad orientamento fisso, ma prevede un sistema inseguitore. Esso consiste in un azionatore a pistone idraulico, che permette di inclinare la serie formata da 28 moduli fotovoltaici di +/-60° sull'asse orizzontale.

Il circuito di azionamento prevede un attuatore lineare di tipo IP65, resistente quindi a polvere e pioggia con regolazione dell'inclinazione di tipo automatico real-time attraverso un controller connesso via ModBus con una connessione di tipo RS485, oppure di tipo wireless.

D.6.2 Cabina di sezionamento

Le linee di potenza in uscita dalla cabina di trasformazione saranno collegate secondo la modalità entra-esce così come riportato nello schema elettrico unifilare dell'impianto e, attraverso un apposito elettrodotto 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, mediante un elettrodotto MT esterno di circa 2 Km.

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.

Il progetto prevede l'utilizzo di cavo in alluminio ARG7H1R da 95 mmq per il collegamento delle cabine di sottocampo due terne di cavo in alluminio ARG7H1R da 300 mmq per il collegamento dell'impianto alla sottostazione di trasformazione MT/AT. La linea di collegamento interrata realizzata con cavo da 300 mmq determina una caduta di tensione inferiore all'1%.

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;

- ✓ 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 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.

Mentre la stazione di trasformazione sarà ubicata nelle particelle 53, 54, 60 del foglio 2 del comune di Ariano Irpino (AV).

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

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 cavo AT
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° NSIX.1000 REV00;
- ✓ Norma CEI 99-2;
- ✓ Norma CEI 17-11.

Vengono di seguito elencati alcuni criteri generali circa la disposizione elettromeccanica dell'impianto, in aggiunta a quanto previsto dalla Norma CEI99-2 e CEI 99-3.

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, 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 99-2. 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 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 distanza adeguata da qualsiasi parte in tensione, rispettando i limiti di emissione dei campi elettrici e magnetici previsti dalle leggi in vigore e le disposizioni vigenti in materia di prevenzione incendi.

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 fotovoltaico, 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 Rete di terra

La rete di terra della stazione interesserà l'area recintata dell'impianto.

Il dispersore dell'impianto ed i collegamenti dello stesso alle apparecchiature saranno realizzati secondo l'unificazione TERNA per le stazioni a 380 kV, 220kV e 150 kV e quindi dimensionati termicamente per una corrente di guasto di 40 kA per 0,5 sec.

Il dispersore sarà costituito da una maglia realizzata in corda di rame da 63 mmq interrata ad una profondità di circa 0,7 m composta da maglie regolari di lato adeguato.

Il lato della maglia sarà scelto in modo da limitare le tensioni di passo e di contatto a valori non pericolosi, secondo quanto previsto dalla norma CEI EN 50522 (classificazione CEI 99-3). Nei punti sottoposti ad un maggiore gradiente di potenziale le dimensioni delle maglie saranno opportunamente infittite, come pure saranno infittite le maglie nella zona apparecchiature per limitare i problemi di compatibilità elettromagnetica.

Tutte le apparecchiature saranno collegate al dispersore mediante due o quattro corde di rame con sezione di 125 mmq.

Al fine di contenere i gradienti in prossimità dei bordi dell'impianto di terra, le maglie periferiche presenteranno dimensioni opportunamente ridotte e bordi arrotondati.

I ferri di armatura delle strutture delle fondazioni, come pure gli elementi strutturali

metallici saranno collegati alla maglia di terra della stazione.

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 viene connesso elettricamente a valle del punto di consegna fiscale dell'energia in AT (Stazione Elettrica di Trasformazione (SE) della RTN 380/150 kV da inserire in entrata sulla linea 380 kV "Benevento 3 – Troia 380"). 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 fotovoltaica

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 1600mm².

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.

Vincoli

Il tracciato dell'elettrodotto in cavo interrato in oggetto non interferisce con aree soggette a vincolo.

Progetto dell'elettrodotto

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 di energia, avrà una sezione indicativa di circa 1600mm².

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 e la sezione sarà comunque verificata in sede di progettazione esecutiva e modificata se necessario.

Composizione del 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.

Modalità di posa e di attraversamento

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

Nello stesso scavo, a distanza di almeno 0,3 m 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 50 mm.

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 conduttura, 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.

Dispositivi di protezione

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.

Caratteristiche elettriche/meccaniche del conduttore di energia

Il presente progetto prevederà la posa in opera di conduttura interrata in AT in cui ciascun cavo d'energia sarà costituito da un conduttore in rame/alluminio compatto di

sezione indicativa pari a circa 1600mmq tamponato (1), schermo semiconduttivo sul conduttore (2), isolamento in politetereicolato (XLPE) (3), schermo semiconduttivo sull'isolamento (4), nastri in materiale igroespandente (5), guaina in alluminio longitudinalmente saldata (6), rivestimento in polietene con grafitatura esterna (7).

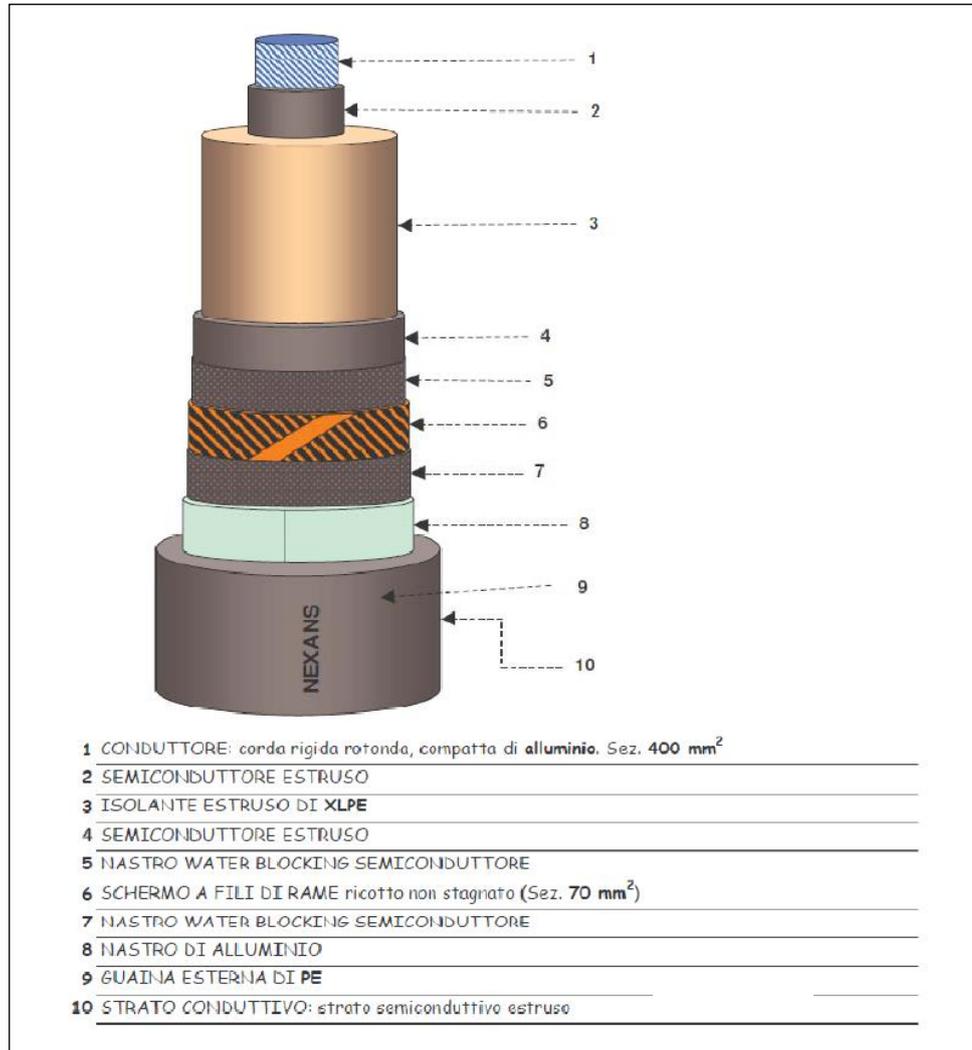


Figura 54 Schema tipologico del cavo

Dati tecnici del cavo di utenza

- Tipo di cavo (designazione Pirelli) ARE4H5E	
- Tensione nominale d'isolamento U ₀ /U	kV.....86/150
- Tensione massima permanente di esercizio Um	kV.....170
- Sezione nominale	mm ²1600
- Norme di rispondenza.....	IEC 60840, CEI 11-17

1. **DATI COSTRUTTIVI**

. CONDUTTORE

- tipo: corda rotonda compatta	
- materiale: fili di alluminio	
- numero dei fili	minimo n..... 53

. STRATO SEMICONDOTTORE

. ISOLANTE

- materiale: XLPE	
- spessore medio	mm..... 14,0

. STRATO SEMICONDOTTORE

- uno strato estruso
- uno strato costituito da nastri semiconduttivi igroespandenti

. SCHERMO METALLICO

- materiale: nastro di alluminio saldato longitudinalmente	
- sezione totale dello schermo:	mm ² 210

. GUAINA ESTERNA COMPOSITA

- materiale: polietilene	
- spessore nominale complessivo	minimo mm..... 4,5

. DIAMETRO ESTERNO DEL CAVO

Max	mm..... 106,4
-----	---------------

. PESO NETTO DEL CAVO

ca.	kg/m..... 10,7
-----	----------------

. RAGGI DI CURVATURA

- in condizioni dinamiche	minimo	m..... 3,2
- in condizioni statiche e piegatura controllata	minimo	m..... 2,1

(1) *I valori delle portate sono state calcolate in regime permanente per una terna di cavi posati:*

- collegamenti degli schermi con il sistema:		cross-bonding
- temperatura del conduttore:	°C	90
- distanza interassiale fra cavi (posa a trifoglio):	mm	cavi a contatto
- profondità di posa (piano di appoggio dei cavi):	mm	1.400
- temperatura del terreno:	°C	20
- resistività del terreno:	°C·m/W	1,0

(2) *Le correnti termiche di corto circuito del conduttore sono state calcolate nelle seguenti condizioni:*

- temperatura iniziale dei conduttori:	°C	90
- temperatura finale dei conduttori:	°C	250
- temperatura iniziale degli schermi:	°C	80
- temperatura finale degli schermi:	°C	250

Tali dati potranno subire adattamenti, comunque, non essenziali dovuti alla successiva fase di progettazione esecutiva e di cantierizzazione, anche in funzione delle soluzioni tecnologiche adottate dai fornitori e/o appaltatori.

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

E' 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 1,5 m 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 rinvenenti 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 rinvenenti 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 con pannelli grigliati di altezza di minimo 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. 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 un 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. Il piano di manutenzione individua un sistema di controlli ed interventi da seguire a cadenze temporali prefissate mentre manuali d'uso contengono tutte le informazioni relative ai vari componenti dell'impianto per consentirne la loro corretta gestione e manutenzione. Il piano di manutenzione, nel caso specifico degli impianti in sopraelevazione, 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.

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;

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 Ariano Irpino ed, eventualmente, dei comuni limitrofi (Castelfranco in Miscano, Montecalvo Irpino).

E.1 ATMOSFERA

E.1.1 Stato di fatto (punto zero)

E.1.1.1 Qualità dell'aria

Panoramica del dato nazionale³.

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 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

Figura 55 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

³ Rapporto 303/2019 dell'ISPRA "Fattori di emissione atmosferica di gas a effetto serra nel settore elettrico nazionale e nei principali Paesi Europei"

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

Figura 56 Contaminanti atmosferici emessi dal settore elettrico per la produzione di energia elettrica e calore (kt)

La qualità dell'aria nella Regione Campania⁴.

La “Direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio 2008/50/CE, del 21 maggio 2008, relativa alla qualità dell'aria ambiente e per un'aria più pulita in Europa”, ha abrogato il quadro normativo preesistente ed ha incorporato gli sviluppi in campo scientifico e sanitario e le esperienze più recenti degli Stati membri nella lotta contro l'inquinamento atmosferico. Nello specifico la Direttiva intende «evitare, prevenire o ridurre le emissioni di inquinanti atmosferici nocivi e definire adeguati obiettivi per la qualità dell'aria ambiente», ai fini della tutela della salute umana e dell'ambiente nel suo complesso. In Italia la Direttiva 2008/50/CE è stata recepita con il Decreto Legislativo 13 Agosto 2010. Quest'ultimo costituisce un testo unico sulla qualità dell'aria.

Esso contiene le definizioni di valore limite, valore obiettivo, soglia di informazione e di allarme, livelli critici, obiettivi a lungo termine. Individua l'elenco degli inquinanti per i quali è obbligatorio il monitoraggio (NO₂, NO_x, SO₂, CO, O₃, PM₁₀, PM_{2.5}, Benzene, Benzo(a)pirene, Piombo, Arsenico, Cadmio, Nichel, Mercurio, precursori dell'ozono). Successivamente sono stati emanati il DM Ambiente 29 novembre 2012, il D. Lgs. n.250/2012, il DM Ambiente 22 febbraio 2013, il DM Ambiente 13 marzo 2013, il DM 5 maggio 2015, il DM 26 gennaio 2017 che modificano e/o integrano il Decreto Legislativo n.155/2010.

⁴ Rapporto Ambientale dell'aggiornamento del Piano di Tutela della Qualità dell'Aria adottato con D.G.R. n.412 del 28.09.2021

In particolare, gli allegati VII e XI, XII, XIII e XIV del D. Lgs n155/2010 riportano: i valori limite per le concentrazioni nell'aria ambiente di biossido di zolfo, biossido di azoto, benzene, monossido di carbonio, piombo e PM₁₀; i livelli critici e le soglie d'allarme per le concentrazioni nell'aria ambiente di biossido di zolfo e ossidi di azoto; il valore limite, il valore obiettivo, l'obbligo di concentrazione dell'esposizione e l'obiettivo nazionale di riduzione dell'esposizione per le concentrazioni nell'aria ambiente di PM_{2,5}; i valori obiettivo per le concentrazioni nell'aria ambiente di arsenico, cadmio, nichel e benzo(a)pirene; i valori obiettivo, gli obiettivi a lungo termine, le soglie di allarme e le soglie di informazione per l'ozono.

La zonizzazione del territorio nazionale è il presupposto su cui si organizza l'attività di valutazione della qualità dell'aria ambiente.

Il D. Lgs. 155/10 assegna alle Regioni e alle Province Autonome il compito di procedere alla zonizzazione del territorio (art. 3) e alla classificazione delle zone (art. 4). L'art. 5 del D. Lgs. 155/10 prescrive invece che le Regioni e le Province Autonome adeguino la propria rete di monitoraggio della qualità dell'aria alle disposizioni di legge.

La Giunta della Regione Campania, nella seduta del 28.09.2021 con deliberazione n.412, ha approvato la proposta di Aggiornamento del Piano di Tutela della Qualità dell'Aria. Le misure del Piano recepiscono ed ampliano quelle stabilite nell'Accordo Ministero Ambiente (MiTe) Regione Campania sottoscritto l'11 febbraio 2021.

La zonizzazione in vigore in Regione Campania, ai sensi dell'articolo 3 del D. Lgs. 155/2010, è stata adottata nel dicembre 2014, integrando il pregresso Piano di Qualità dell'Aria. Nel periodo trascorso non sono subentrate modifiche rilevanti alla struttura della regione Campania tali da comportare una modifica della definizione delle zone, che sono dunque confermate nell'aggiornamento del Piano approvato in data 28.09.2021. La zonizzazione prevede le seguenti zone:

- ✓ Agglomerato Napoli-Caserta (IT1507);
- ✓ Zona costiera-collinare (IT1508);
- ✓ Zona montuosa (IT1509).

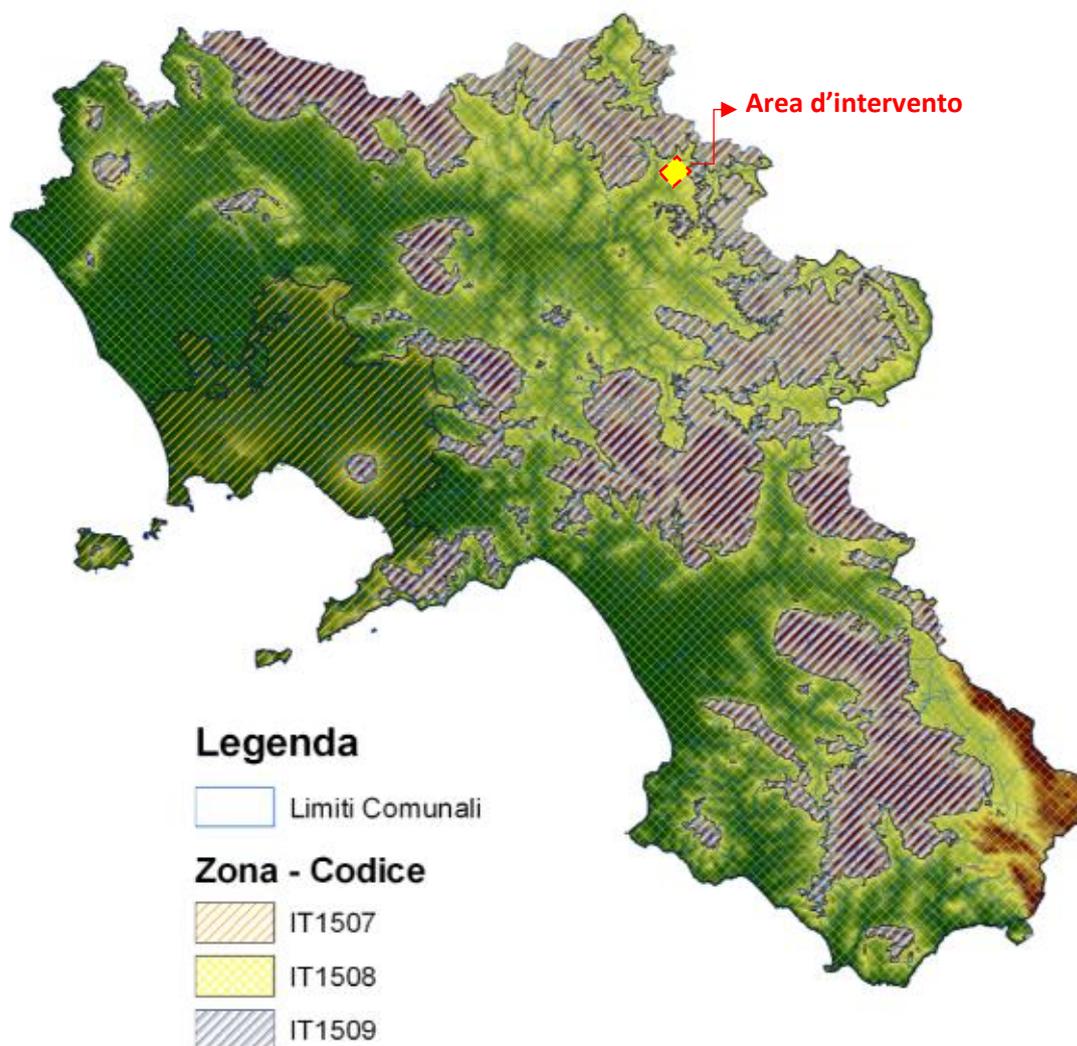


Figura 57 Localizzazione dell'area d'impianto sulla Zonizzazione operata ai sensi del D. Lgs 155/10

L'area d'impianto ricade nella zona *IT1508 "Zona Costiera – Collinare"*. Tale zona comprende le città di Avellino, Benevento e Salerno e tutte le aree collinari a quote inferiori a 600 m non appartenenti all'agglomerato Napoli-Caserta. In quest'ampio territorio, esteso più di 8500 kmq, l'insediamento policentrico origina un inquinamento moderato con valori più elevati nelle aree vallive interne, a causa delle condizioni orografiche favorevoli al ristagno degli inquinanti, soprattutto d'inverno nelle ore notturne con altezze dello strato di rimescolamento talora inferiori a 100 m. Il numero di abitanti di questa zona è di circa 2,4 milioni.

A seguito della zonizzazione del territorio, ciascuna zona o agglomerato è classificata allo scopo di individuare le modalità di valutazione mediante misurazioni e mediante altre tecniche disposte dal decreto stesso.

Ai fini della valutazione della qualità dell'aria, la classificazione delle zone e degli agglomerati è effettuata, per ciascun inquinante, sulla base di specifiche soglie di valutazione superiori (SVS) e inferiori (SVI) ed è riesaminata almeno ogni cinque anni e, comunque, in caso di significative modifiche delle attività che incidono sulle concentrazioni nell'aria ambiente degli inquinanti.

In particolare, la classificazione delle zone e degli agglomerati della Regione Campania vigente è stata aggiornata, nell'ambito delle attività di redazione del Piano, con i dati del monitoraggio relativi al quinquennio 2014-2018 ed i dati derivanti dalla applicazione della modellistica della qualità dell'aria al 2016. Sono state inoltre valutate le relazioni annuali ARPA Campania per la zona IT1509.

Tabella 51– Classificazione aggiornata ai fini della valutazione e gestione della qualità dell'aria in Regione Campania

	NO ₂	SO ₂	CO	PM ₁₀	PM _{2,5}	C ₆ H ₆	IPA	metalli	Pb
IT1507	SVS	SVI	SVS-SVI	SVS	SVS	SVS-SVI ^b	SVS	SVI	SVI
IT1508	SVS	SVI	SVS-SVI	SVS	SVS	SVI	SVS	SVI	SVI
IT1509	SVI	SVI	SVI ^c	SVS-SVI ^a	SVS-SVI ^a	SVI ^c	SVS ^c	SVI ^c	SVI ^c

^a Valutato, a scopo precauzionale, sulla base della applicazione modellistica al 2016 e delle stime obiettive ARPAC 2018-2019

^b Valutato, a scopo precauzionale, sulla base del superamento in due dei quattro anni disponibili

^c Valutato sulla base delle stime obiettive ARPAC 2018-2019

Volendo sintetizzare lo stato della qualità dell'aria secondo l'aggiornamento del Piano di Tutela della Qualità dell'Aria (2021) si riporta quanto segue:

- con riferimento alle *particelle sospese* (PM₁₀ e PM_{2,5}), per l'*Agglomerato Napoli-Caserta* e la *Zona costiera-collinare* il monitoraggio rileva un diffuso e persistente superamento dei limiti legislativi per la media giornaliera e, in alcune aree, per la media annuale. Non esistono fino al 2018 informazioni dal monitoraggio relative alla *Zona montuosa*; la applicazione modellistica rileva anche per questa zona possibili aree di superamento del limite per la media giornaliera;
- con riferimento agli *ossidi di azoto*, per l'*Agglomerato Napoli-Caserta* e la *Zona costiera-collinare* si rileva un diffuso e persistente superamento dei limiti legislativi per la media annuale e qualche episodico superamento della media oraria nei centri urbani maggiori. La modellistica conferma questo andamento relativamente alla

media annuale;

- per l'ozono il superamento è generalizzato a tutta la regione. La modellistica conferma questo andamento;
- per il *benzo(a)pirene* sono rilevati alcuni valori molto vicini al valore obiettivo per l'*Agglomerato Napoli-Caserta e la Zona costiera-collinare*. Nessuna criticità è segnalata per il benzene ed i metalli così come per gli altri inquinanti non riportati (*monossido di carbonio ed ossidi di zolfo*).

Nelle figure seguenti, sono mostrate le mappe che rappresentano le concentrazioni medie annuali dei principali inquinanti atmosferici su tutto il territorio regionale.

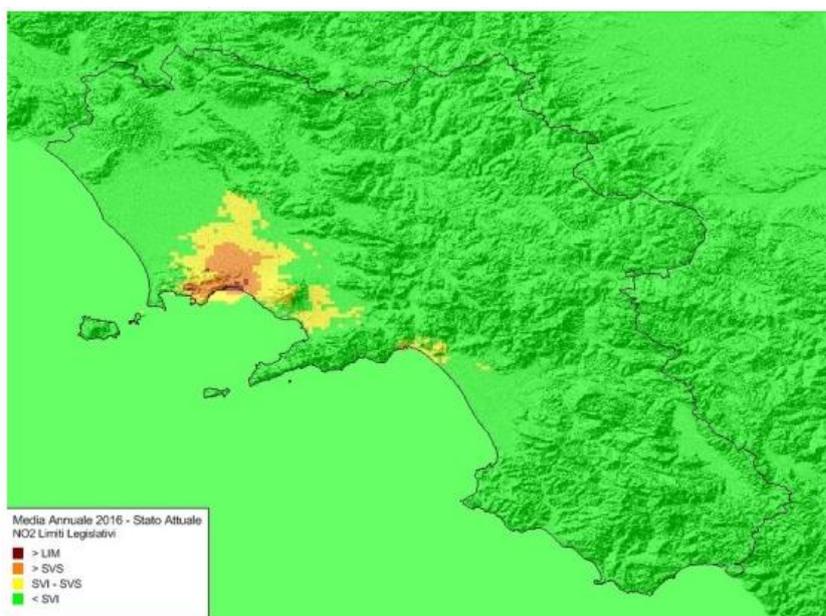


Figura 58 Stima della media annuale delle concentrazioni di biossido di azoto (NO₂) valutate con il modello Chimere per l'anno 2016 con riferimento alle soglie legislative

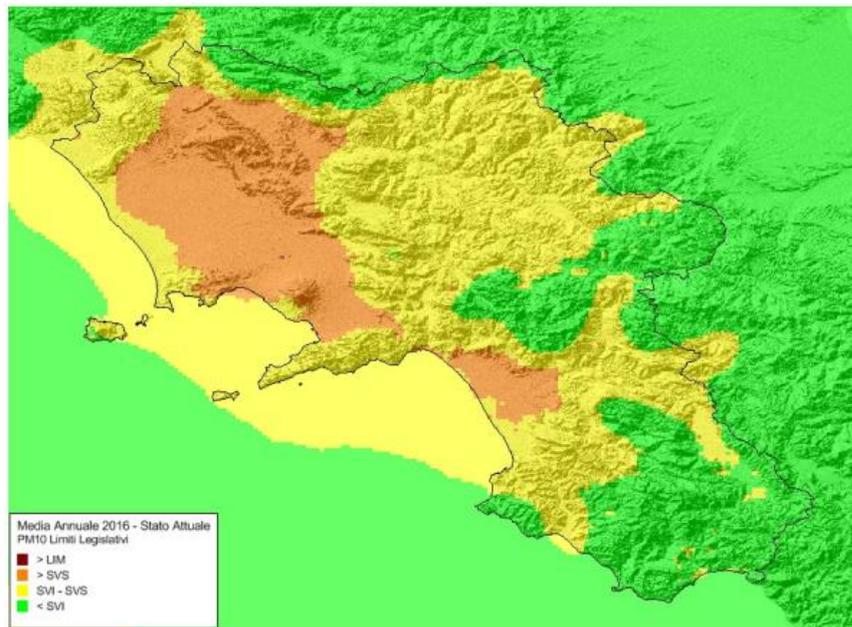


Figura 59 Stima della media annuale delle concentrazioni di PM_{10} valutate con il modello Chimere per l'anno 2016 con riferimento alle soglie legislative

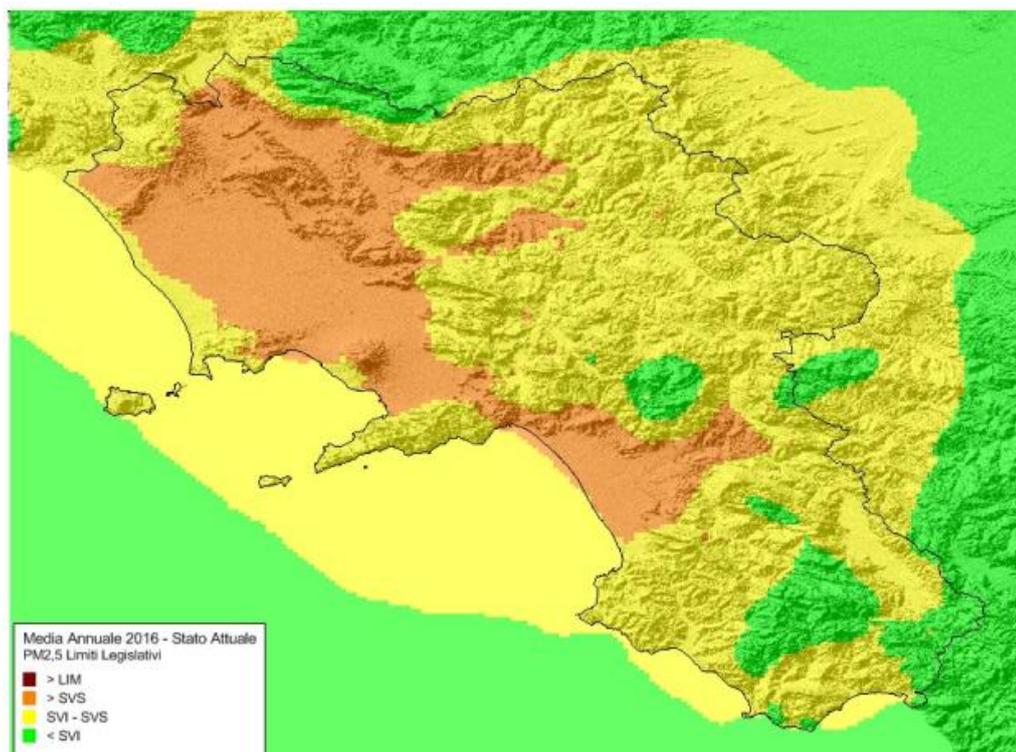


Figura 60 Stima della media annuale delle concentrazioni di $PM_{2,5}$ valutate con il modello Chimere per l'anno 2016 con riferimento alle soglie legislative

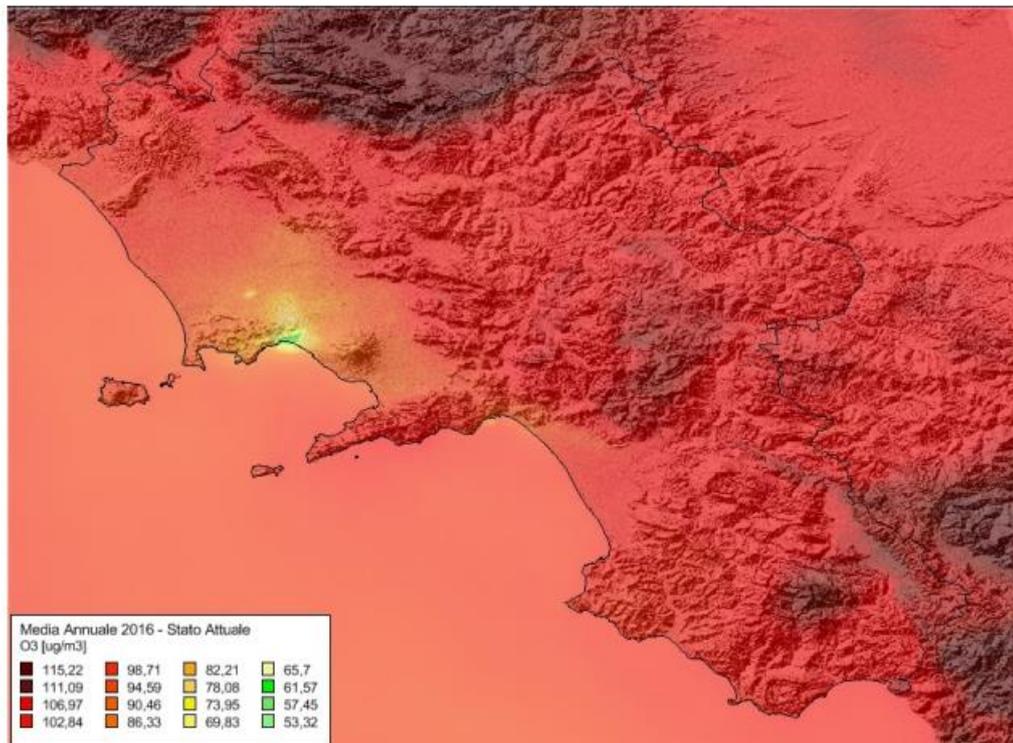


Figura 61 Stima della media annuale delle concentrazioni di ozono valutate con il modello Chimere ($\mu\text{g}/\text{m}^3$) per l'anno 2016

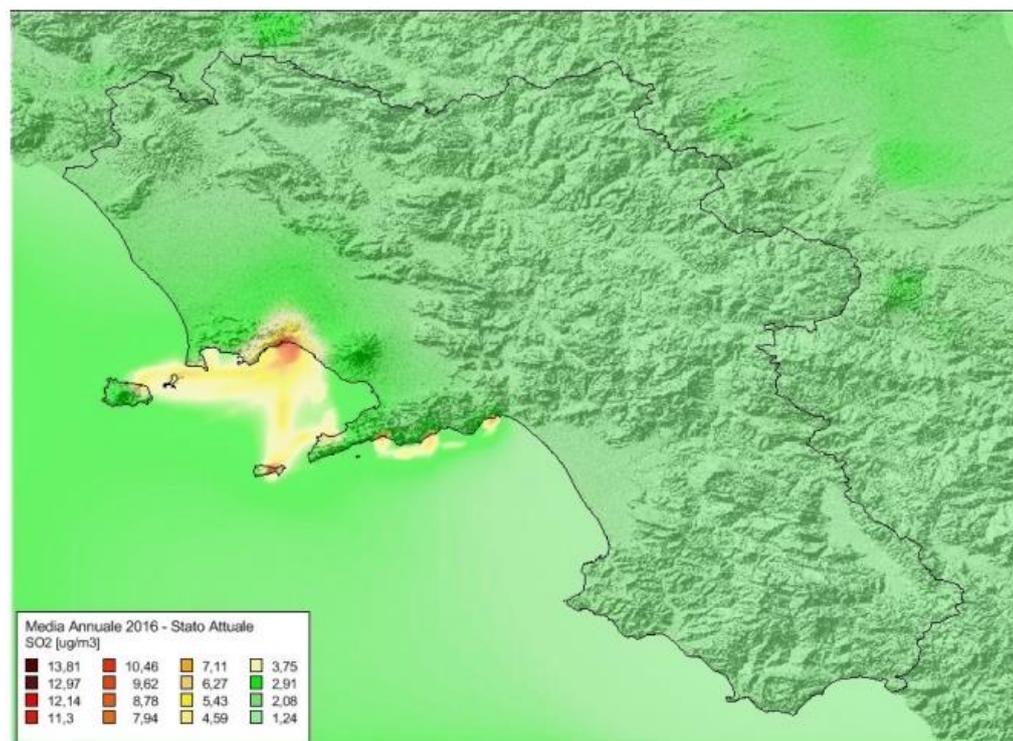


Figura 62 Stima della media annuale delle concentrazioni di biossido di zolfo (SO_2) valutate con il modello Chimere ($\mu\text{g}/\text{m}^3$) per l'anno 2016

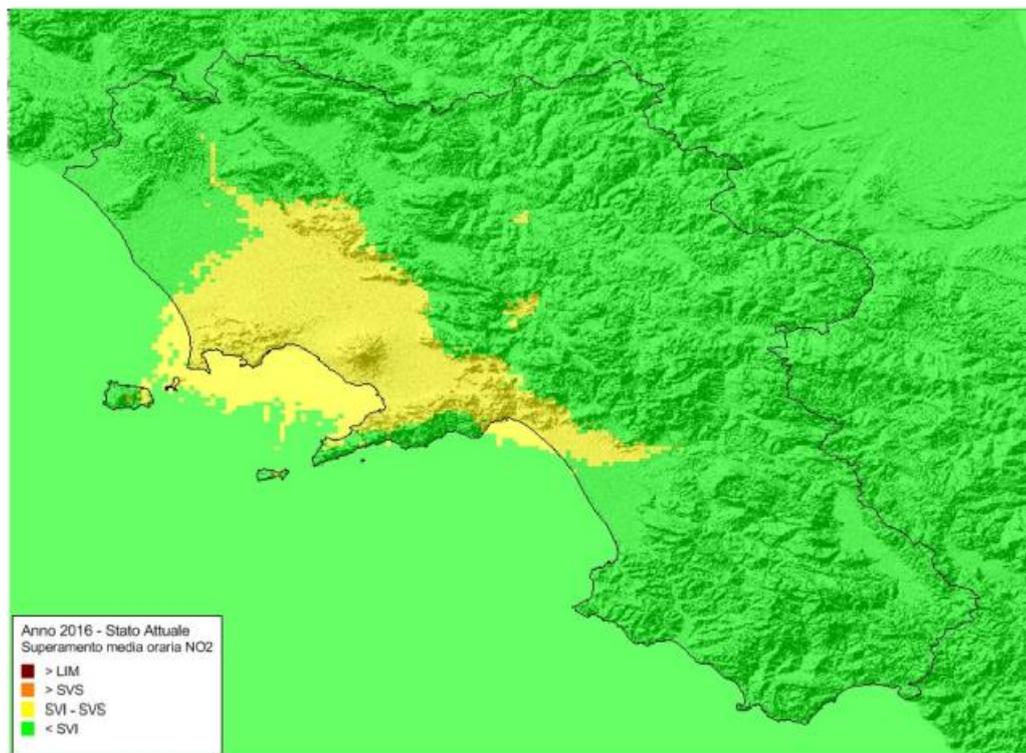


Figura 63 Stima dei superamenti di soglie di valutazione e valore limite stabilite per la media oraria del biossido di azoto valutati con il modello Chimere per l'anno 2016

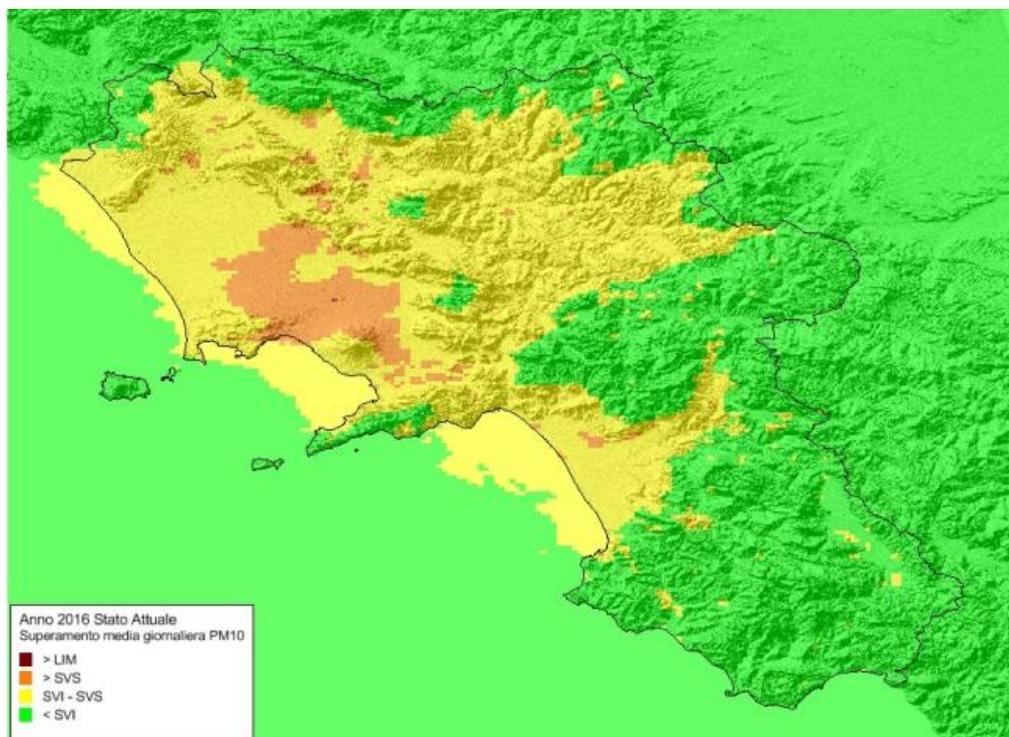


Figura 64 Stima dei superamenti invernali di soglie di valutazione e valore limite per la media giornaliera del PM₁₀ valutati con il modello Chimere per l'anno 2016

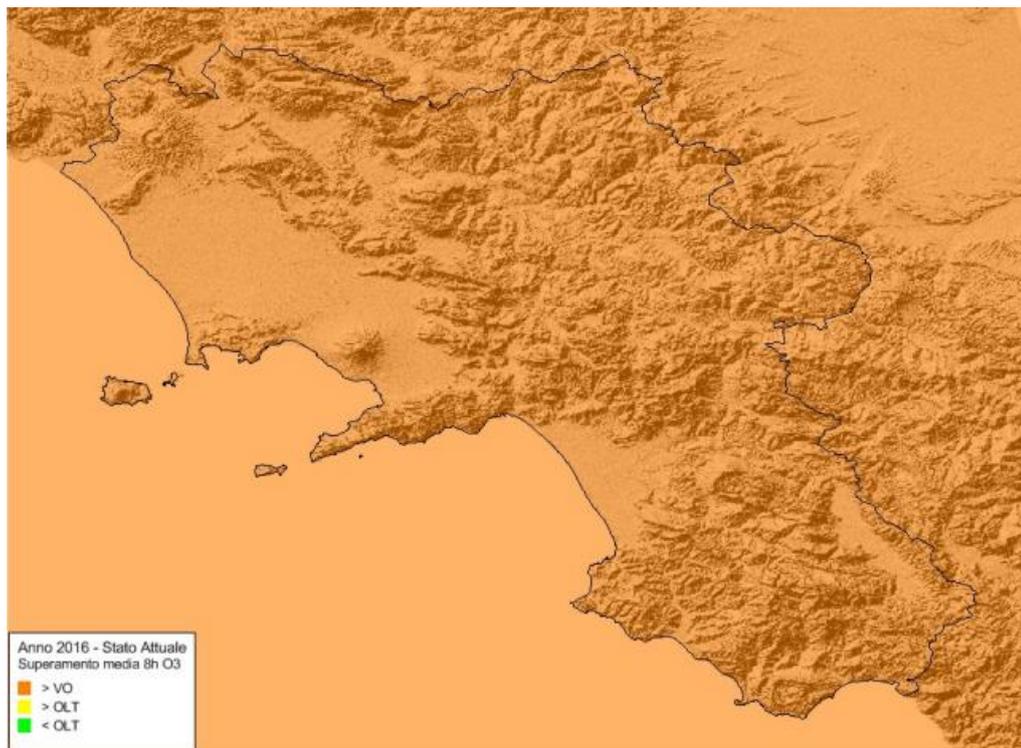


Figura 65 Stima dei superamenti del valore obiettivo per la media di otto ore dell'ozono valutati con il modello Chimere per l'anno 2016

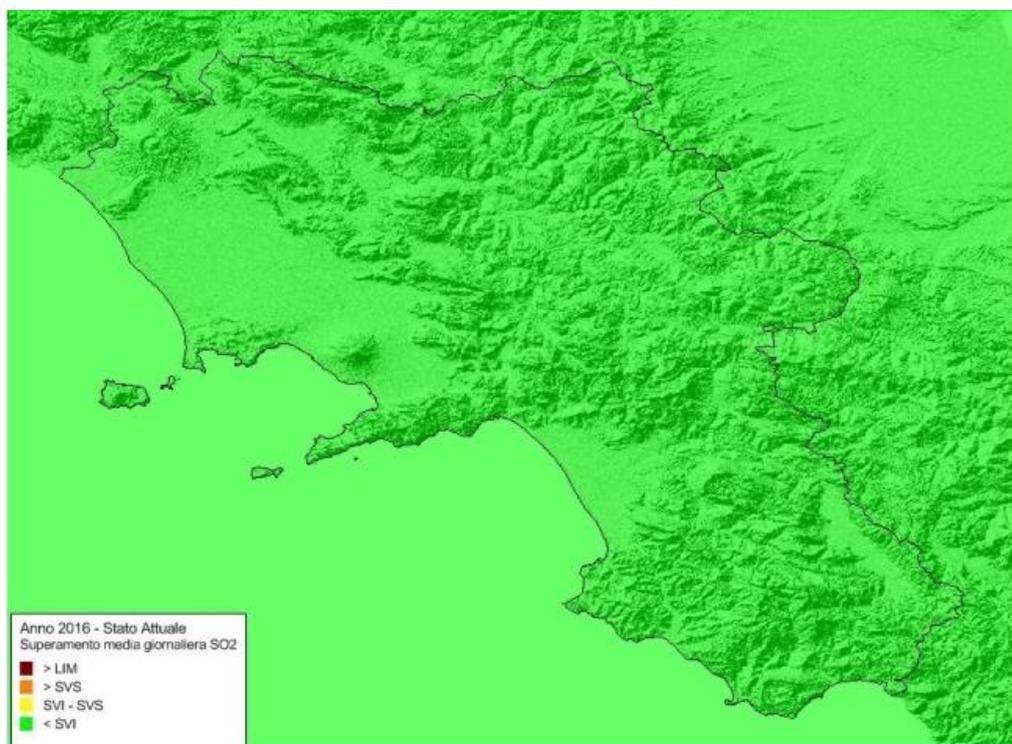


Figura 66 Stima dei superamenti di soglie di valutazione e valore limite per la media giornaliera degli ossidi di zolfo valutati con il modello Chimere per l'anno 2016

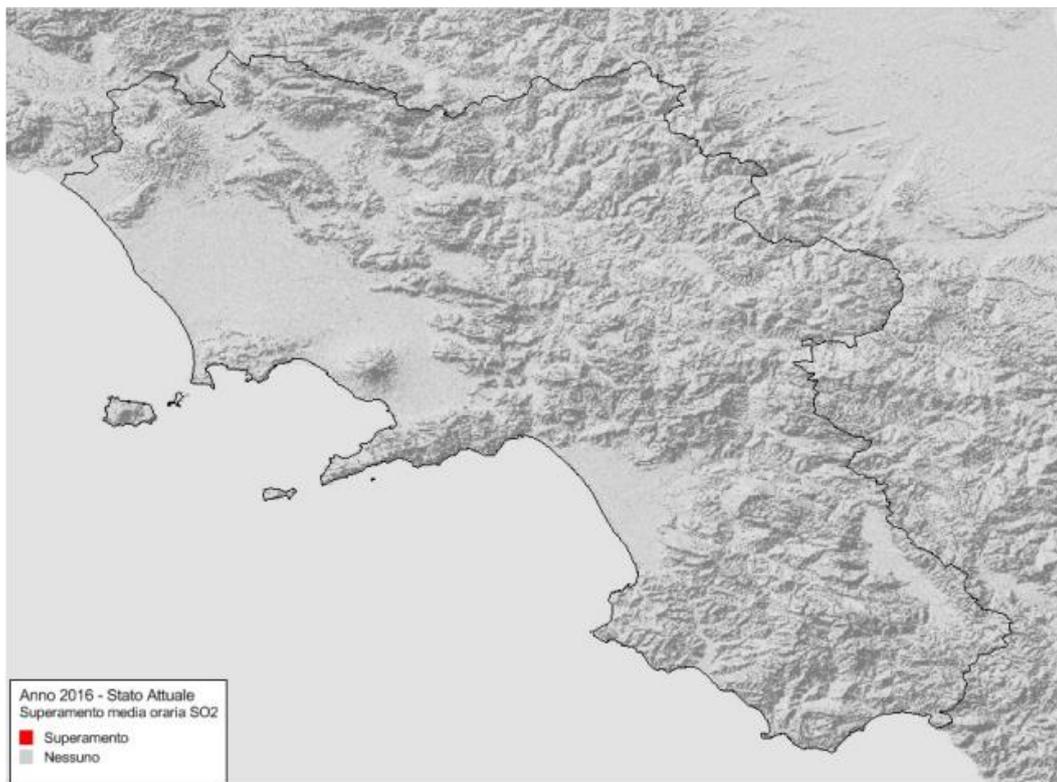


Figura 67 Stima dei superamenti del valore limite per la media oraria degli ossidi di zolfo valutati con il modello Chimere per l'anno 2016

E.1.1.2 Caratterizzazione meteoclimatica

Andamento stagionale delle temperature⁵.

Il clima della Campania è, in prevalenza, di tipo mediterraneo. Più secco e arido lungo le coste e sulle isole, più umido sulle zone interne, specie in quelle montuose. Nelle località a quote più elevate, lungo la dorsale appenninica, si riscontrano condizioni climatiche più rigide, con innevamenti invernali persistenti ed estati meno calde.

La circolazione troposferica nel bacino del Mediterraneo dipende dalla distribuzione spaziale occupata nei diversi periodi dell'anno dagli anticloni delle Azzorre, Siberiano e Nordafricano e dalle basse pressioni dell'Islanda e delle Aleutine. Le estati sono calde e secche, mentre gli inverni sono moderatamente freddi e piovosi.

⁵ Tratto da: <http://www.regione.campania.it/assets/documents/regionecampaniaptqa-rapportoambientale.pdf>

Le temperature medie annue variano tra i 10°C dei settori montuosi interni, i 15.5°C delle piane alla base dei massicci carbonatici e raggiungono i 18°C lungo la costa, correlandosi linearmente con le quote. Poiché in tutta la regione il numero di stazioni con dati di temperatura affidabili e continui è limitato e data la forte correlazione fra temperature e altimetria, si riporta la temperatura stimata dal Modello Digitale del terreno (DEM) attraverso una regressione lineare (gradiente medio di circa -0.75°C ogni 100 m).

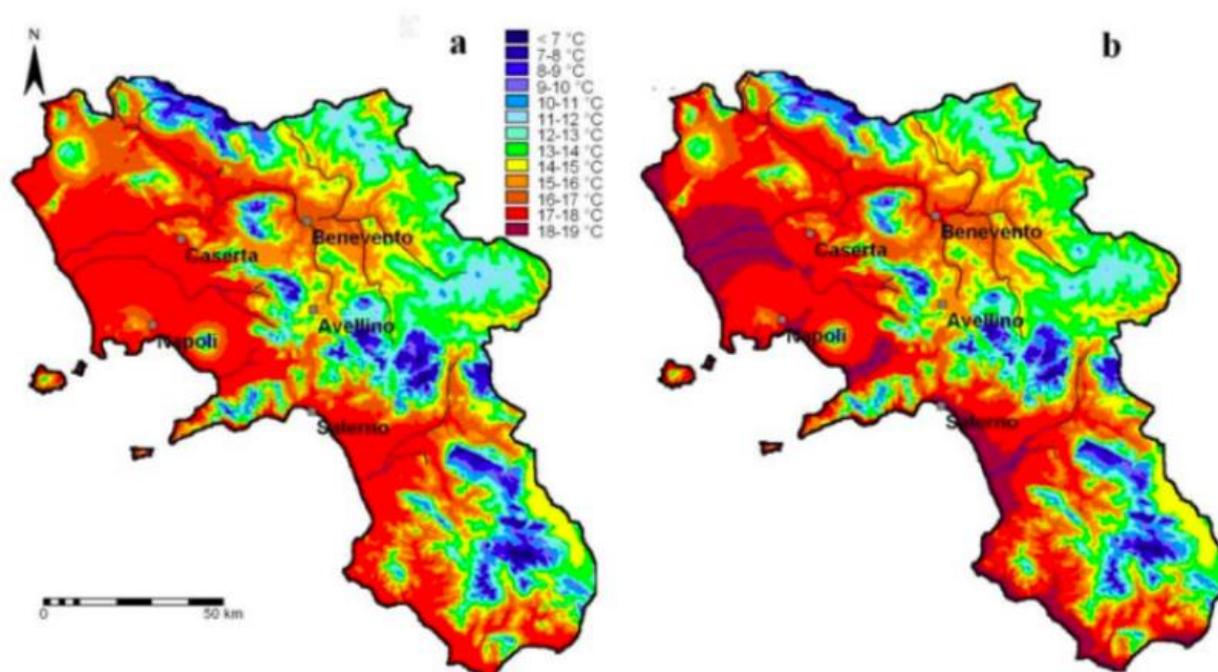


Figura 68 Temperatura media annua in °C relativa al periodo 1951-1980(a) e 1981 – 1999(b)

Passando dall'inquadramento regionale a quello locale⁶, si evidenzia che ad Ariano Irpino, le estati sono brevi, calde, asciutte e prevalentemente serene mentre gli inverni sono lunghi, molto freddi e parzialmente nuvolosi. Durante l'anno, la temperatura in genere va da 2 °C a 29 °C ed è raramente inferiore a -2 °C o superiore a 33 °C.

⁶ Tratto da: <https://it.weatherspark.com/y/78869/Condizioni-meteorologiche-medie-a-Ariano-Irpino-Italia-tutto-l'anno>

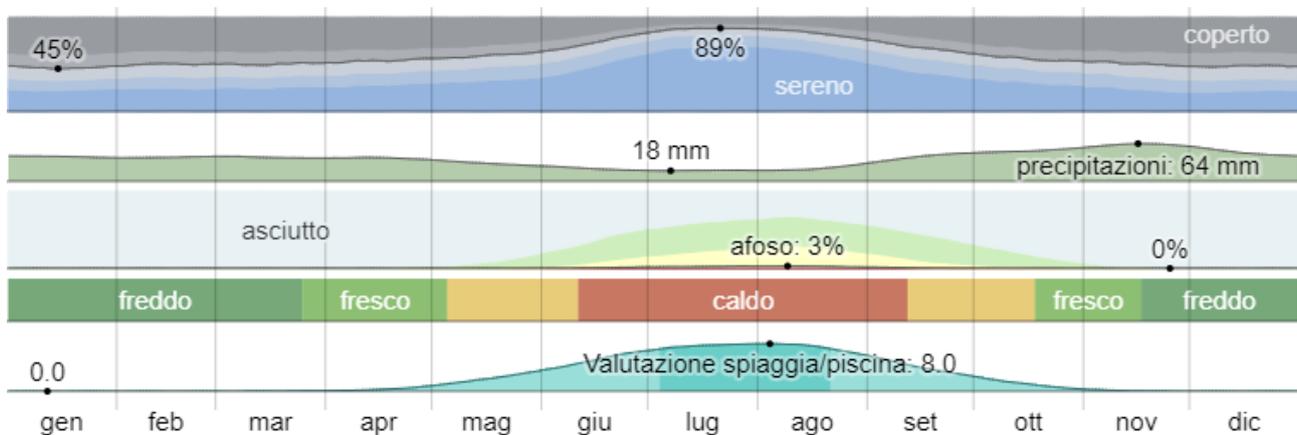


Figura 69 Sommario climatico

La stagione calda dura 2,8 mesi, dal 15 giugno al 8 settembre, con una temperatura giornaliera massima oltre 25 °C. Il mese più caldo dell'anno a Ariano Irpino è agosto, con una temperatura media massima di 28 °C e minima di 18 °C.

La stagione fresca dura 4,0 mesi, da 20 novembre a 21 marzo, con una temperatura massima giornaliera media inferiore a 12 °C. Il mese più freddo dell'anno ad Ariano Irpino è gennaio, con una temperatura media massima di 3 °C e minima di 8 °C.

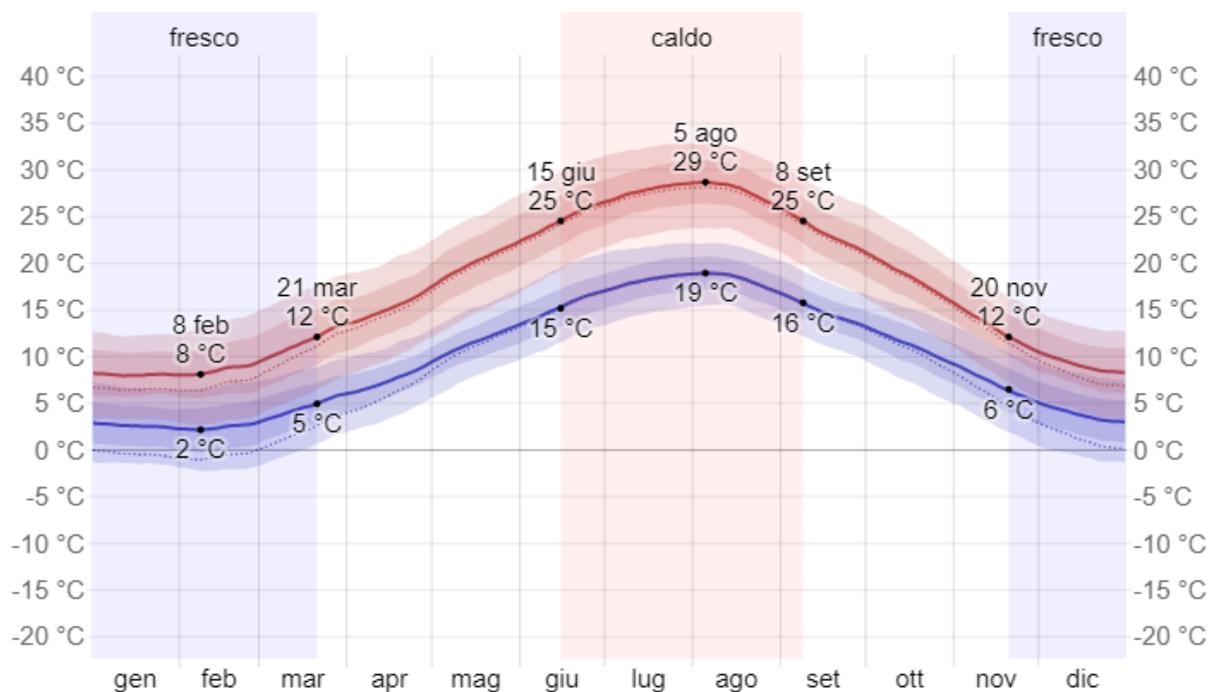


Figura 70 Temperatura massima e minima media ad Ariano Irpino

Regime anemologico.⁷

Il vento in qualsiasi luogo dipende in gran parte dalla topografia locale e da altri fattori, e la velocità e direzione istantanee del vento variano più delle medie orarie. In questa sezione si fa riferimento al vettore medio orario dei venti su un'ampia area (velocità e direzione) a 10 metri dal suolo e la velocità oraria media del vento ad Ariano Irpino subisce moderate variazioni stagionali durante l'anno.

Il periodo più ventoso dell'anno dura 5,7 mesi, dal 5 novembre al 27 aprile, con velocità medie del vento di oltre 12,8 chilometri orari. Il mese più ventoso dell'anno è febbraio, con una velocità oraria media del vento di 14,7 chilometri orari.

Il periodo dell'anno più calmo dura 6,3 mesi, da 27 aprile a 5 novembre. Il mese più calmo dell'anno è agosto, con una velocità oraria media del vento di 10,8 chilometri orari.

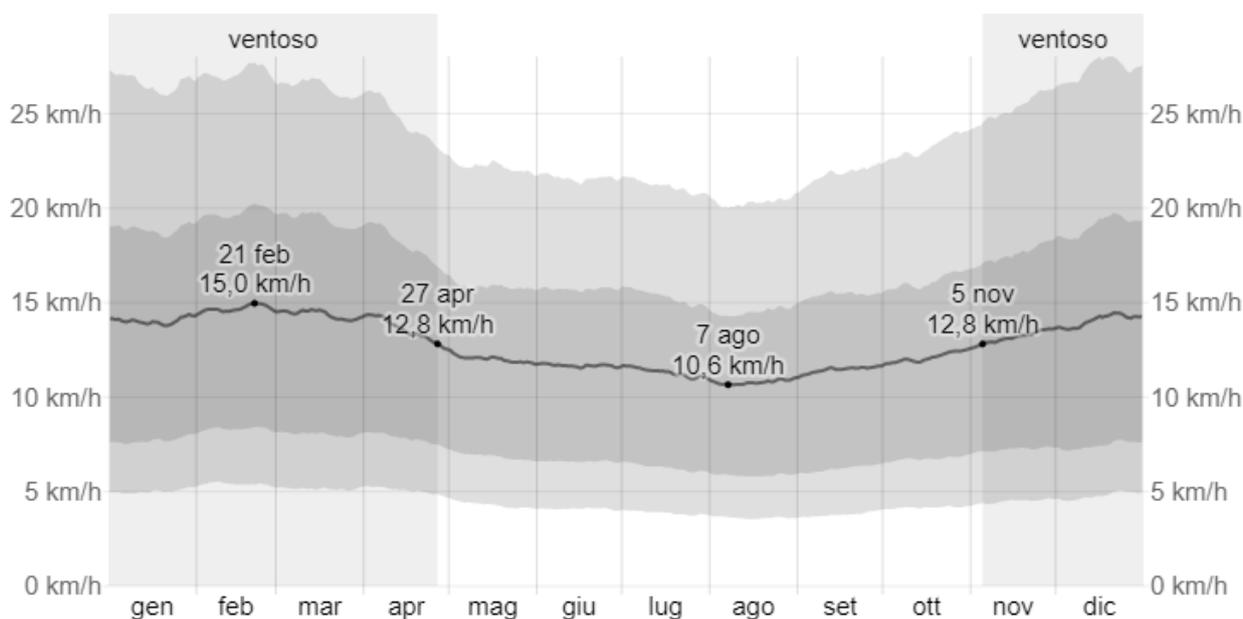


Figura 71 Velocità media del vento ad Ariano Irpino

La direzione oraria media del vento predominante ad Ariano Irpino varia durante l'anno. Il vento spira maggiormente da ovest per 3,8 mesi, dal 20 marzo al 15 luglio e per 2,3

⁷ Tratto da: <https://it.weatherspark.com/y/78869/Condizioni-meteorologiche-medie-a-Ariano-Irpino-Italia-tutto-l'anno>

mesi, da 11 agosto al 19 ottobre, con una massima percentuale di 50% il 10 giugno. Mentre spira maggiormente da nord per 3,9 settimane, dal 15 luglio a 11 agosto e per 5,0 mesi, dal 19 ottobre al 20 marzo, con una massima percentuale di 46% il 23 luglio.

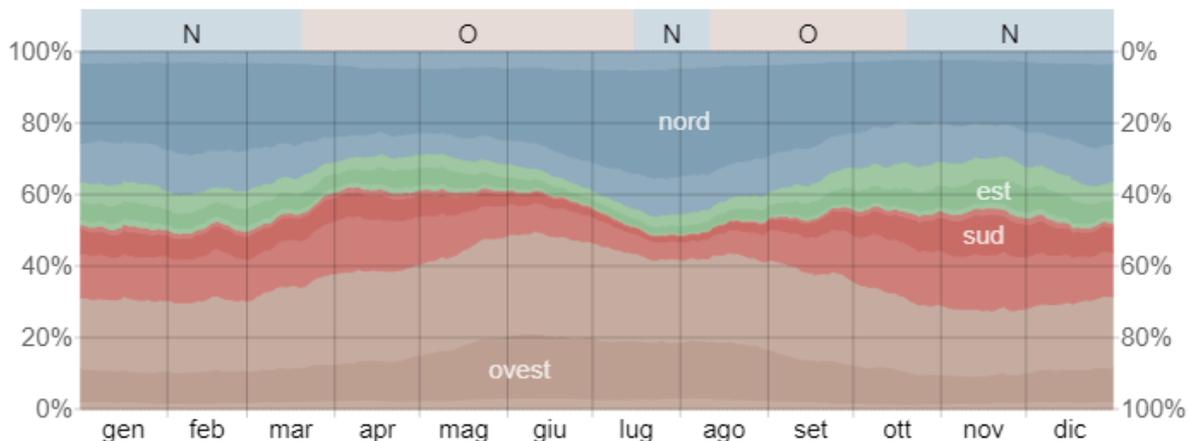


Figura 72 Direzione del vento ad Ariano Irpino

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.

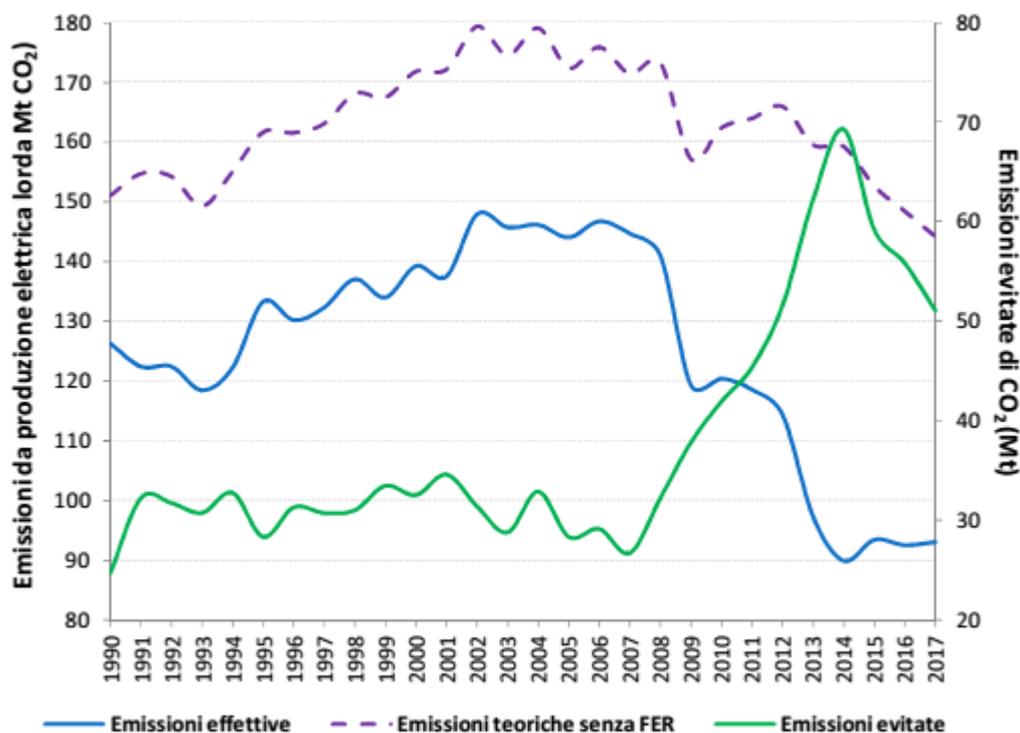


Figura 73 Andamento delle emissioni effettive per la produzione lorda di energia elettrica e delle emissioni teoriche per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili con equivalente produzione da fonti fossili.

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

Figura 74 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 17.169 kW, con una producibilità annua attesa di circa 5.929.267 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 25-30 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 meteorologiche (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)*⁸. 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.

Dall'Elaborato DEF-REL.17 *Piano gestione terre e rocce da scavo* si evince che la movimentazione di terra è stimata in circa 19.000 mc complessivi, di cui circa il 30%

⁸ <https://www.epa.gov/air-emissions-factors-and-quantification/ap-42-fifth-edition-volume-i-chapter-13-miscellaneous-0>

reimpiegato quale rinterro. Pertanto, si stimano circa 100 mc giornalieri movimentati, calcolati per una durata complessiva del cantiere di circa 6 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):

PM30	PM15	PM10	PM5	PM2.5
0.218	0.141	0.103	0.059	0.0156

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 75 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)

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.

Il Comune di Ariano Irpino (AV) è provvisto del Piano di Zonizzazione Acustica e la zona dove sarà installato l'impianto fotovoltaico ricade in Classe III che per definizione "*Classe III - aree urbane interessate da traffico veicolare locale o di attraversamento, con media*

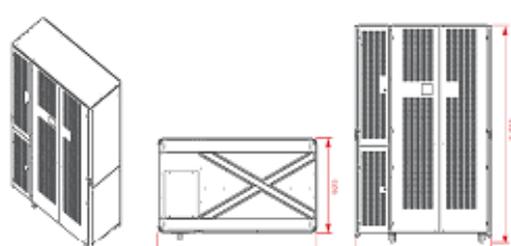
densità di popolazione, con presenza di attività commerciali, uffici, con limitata presenza di attività artigianali e con assenza di attività industriali; aree rurali interessate da attività che impiegano macchine operatrici” i limiti sono i seguenti:

	diurno	notturno
Limiti di immissione acustica	60	50

Si evidenzia che gli edifici di tipo residenziale più vicini sono situati ad una distanza superiore ai 120 mt dalle cabine del parco fotovoltaico.

E.2.1.2 Identificazione degli impatti potenziali

Dal punto di vista dell’impatto ambientale dalle verifiche ambientali, fornite dalla FIMER casa costruttrice dell’inverter SOLAR R10015TL il livello di potenza sonora Lw 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.



DC Input - PV Module

	R10015TL	R10015TL
No Modules	8	8
MPPT voltage range (V _{oc})	125 - 1200V	125 - 1200V
Maxim. Input PV Voltage (V _{oc})	1200V	1200V
DC output power (W)	25	25
Maximum input current (A _{sc})	1400A	1400A
DC control mode	Input and offset MPPT control	Input and offset MPPT control
Number of MPPT	1	1
Number of bypass diodes in parallel	2 (Diode)	3 (Diode)
Reverse polarity protection	-	-
DC input connection	Integrated DC Switch	Integrated DC Switch
DC output protection	DC surge protector	SPD surge protector
DC output category	II	II

AC Output grid

Nominal power (kW) (Max)	2000W	1000W
Max current (A _{sc}) (Max)	120A	100A
Max inrush current	<2%	<2%
AC output voltage (V _{LL})	400V _{AC} ± 0%	400V _{AC} ± 0%
No Phase	3 phase (L1/L2/L3/PE)	3 phase (L1/L2/PE)
Frequency (Hz)	50Hz	50Hz
Max. power supply (V _{LL})	230V ± 0% - 100 V (0)	230V ± 0% - 100 V (0)
Auxiliary control supply	230V ± 0% - 100 V (0)	230V ± 0% - 100 V (0)
Distortion factor (THD)	<2%	<2%
Failure protection	No transformer	No transformer
AC input connection	Magnum Series AC grid switch	Magnum Series AC grid switch

General Data

Maximum efficiency	97.9%	97.9%
European efficiency	97.6%	97.6%
Static MPPT efficiency	>99.9%	>99.9%
Dynamic MPPT efficiency	>99.9%	>99.9%
Light consumption (W)	<50W	<50W
Modulation	By using the FOCM algorithm	By using the PFCM algorithm
Weight (kg)	1580kg	1220kg
Protection degree	IP20	IP20
Cooling	By temperature speed controlled by temperature	By using fan speed controlled by temperature
Temperature (°C) (Permissible)	150°C (5) / 25°C min	150°C (5) / 25°C min
Noise level (dB)	<30dB(A)	<30dB(A)
Operating temperature (°C)	10°C - 40°C	10°C - 40°C
Storage temperature (°C)	20°C - 40°C	20°C - 40°C
Humidity (rel. humidity)	0 - 95%	0 - 95%
Height above the ground (meters) (Min/Max)	1.20m - 1.80m	1.20m - 1.80m
Air flow	1.20m ³ /h	1.20m ³ /h
Protection class	I	I
Class	III (0.05)	III (0.05)

Scheda tecnica FIMER SOLAR R11015TL

Figura 76 Documento delle valutazioni ambientali eseguite su FIMER SOLAR R11015TL

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, cabina, nei pressi di ogni settore, nello specifico all'interno del parco fotovoltaico, insisteranno 5 cabine, ognuna delle quali conterà 4 inverter, fatta eccezione della cabina n. 5 che conterà 3 inverter.

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

Inverter	Potenza sonora emessa
FIMER SOLAR R10015TL	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 osserva dalla planimetria, gli edifici di tipo residenziale più vicini sono situati ad una distanza superiore ai 500 m 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 77); 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.

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



Figura 77 Planimetria con individuazione dei recettori sensibili e dei punti di misura

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 (MT di circa 6.6 km e AT di circa 1,7 km)

sarà eseguito in circa cinque 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

Terminata la costruzione dell'impianto, esso sarà così composto:

- ✓ N. 5 cabine di trasformazione, ciascuna contenente un locale per il/i trasformatore/i BT/MT e un locale per le apparecchiature MT. Ogni blocco possiede una propria cabina di trasformazione;
- ✓ N. 5 cabine inverter, ciascuna contenente gli inverter DC/AC, in numero tale da raggiungere la potenza di progetto del sottocampo. Ogni blocco possiede una propria cabina inverter;
- ✓ N. 1 cabina di sezionamento contenente apparecchiature MT;
- ✓ N. 1 sottostazione di trasformazione utente MT/AT;
- ✓ Cavidotto MT di collegamento tra cabine interne del campo e tra cabina di sezionamento e la sottostazione di trasformazione MT/AT;
- ✓ Cavidotto AT dalla sottostazione di trasformazione alla Stazione elettrica della RTN.

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. 77 il punto di misura è stato scelto in prossimità del ricevitore n R1 in quanto è quello più vicino al confine del parco FV (distanza di circa 100 mt) mentre gli altri due ricevitori R2 ed R3 sono situati ad una distanza maggiore dalle cabine poste all'interno del parco FV.

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													

Progetto per la realizzazione di un impianto fotovoltaico sito nel Comune di Ariano Irpino (AV) in loc. "Masseria delle Monache" e relative opere di connessione

PROGETTO DEFINITIVO – Studio di Impatto Ambientale

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;

$10 \log Q$ = 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:

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

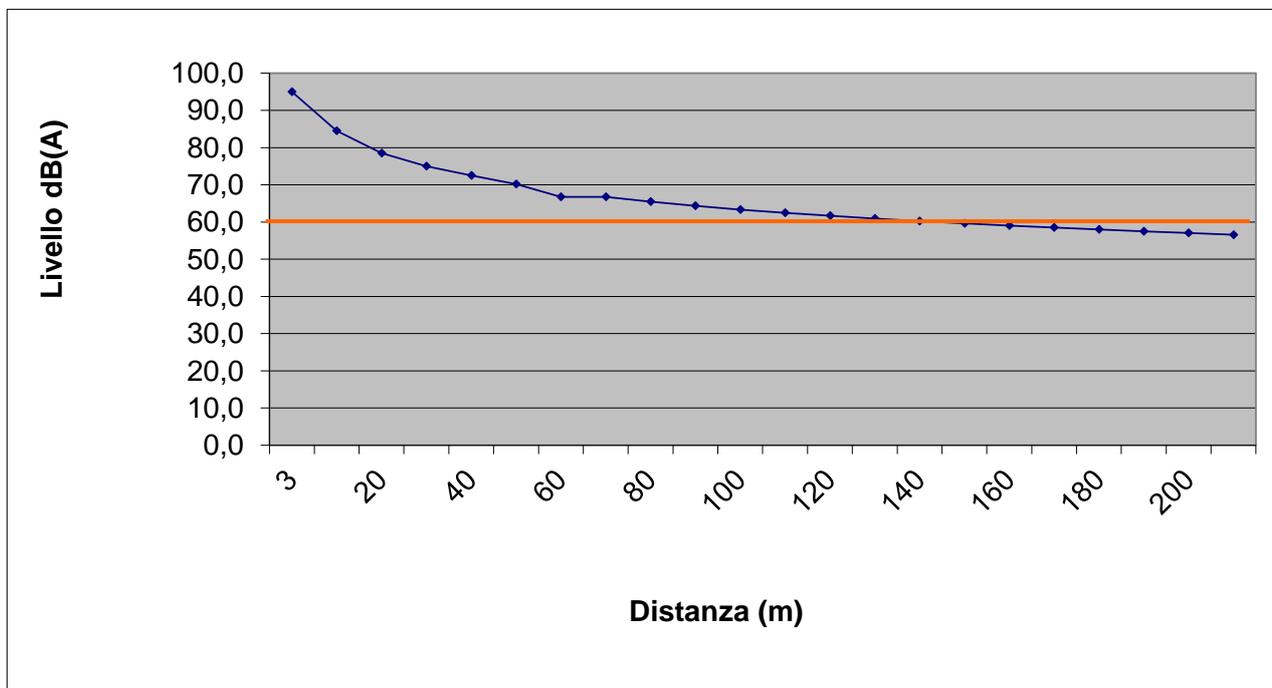
dove:

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 2022 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.

Nel calcolo, per il Ricettore R1 sito ad una distanza inferiore rispetto agli altri ricettori, è stato considerato il funzionamento complessivo di tutti gli inverter. Di conseguenza per il Ricettore R1 la verifica è stata eseguita con un livello di immissione pari a tutti gli inverter insieme 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 flessione, 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, saranno sistemati in prossimità dei pannelli fotovoltaici. Facendo riferimento alla figura n 78, si evidenzia che il parco FV è diviso in 5 settori, di cui 4 contengono 4 inverter ed 1

contiene 3 inverte. Questo comporta che gli inverter non saranno localizzati tutti in uno stesso punto ma saranno sistemati su tutta la superficie del lotto che ricopre il parco fotovoltaico. Sicuramente questa soluzione, dal punto di vista ambientale e 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 le cabine contenenti gli inverter siano tutte concentrate in uno stesso punto. Di conseguenza abbiamo che per il ricettore R1 la cabina più vicina è la cabina n 4, circa 125 m, per il ricettore R2 la cabina più vicina è la cabina n 5, 160 m, mentre per il ricettore R3 la cabina più vicina è la cabina n 1 che dista circa 350 m.

Se risulta verificata questa ipotesi, risulterà verificata anche la situazione reale che vede gli inverter posizionati nelle cabine e all'interno del parco fotovoltaico.



Figura 78 Planimetria con individuazione degli inverter in ciascuno dei sottocampi 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.

Ricettori	Emissione dB(A)	Rumore residuo dB(A)	Immissione dB(A)	Differenziale dB(A)
R1	41.0	43.5	45.5	2.0
R2	39.0	43.5	45.0	1.5
R3	32.0	43.5	44.0	0.5

Figura 79 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 dei ricettori individuati. Appare evidente che all'interno dei ricettori non vi siano considerazioni che portino al superamento dei valori limiti imposti dalla normativa.

Si precisa che i valori ottenuti nella tabella precedente considerato che tutti gli inverter siano posti tutti nello stesso punto. Se si considera il reale posizionamento degli inverter nelle cabine dei singoli settori e si considera la distanza delle cabine dai ricettori si ottengono i seguenti risultati, valori sicuramente più bassi.

Emissione dB(A)	Rumore residuo dB(A)	Immissione dB(A)	Differenziale dB(A)
37.3	43.5	44.5	1
32.5	43.5	44.0	0.5
30.0	43.5	43.7	0.2

Come si osserva dai valori riportati nella simulazione di cui sopra, 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 **44,5 dB(A)** in Diurno, **valore inferiore ai limiti massimi consentiti nella zona in periodo diurno e 60,0 dB(A);**
- ✓ in base, inoltre, a livelli calcolati al rumore residuo presente nell'area ed all'incremento determinato, si può concludere che anche il **critero differenziale**

per gli edifici più prossimi all'impianto sarà rispettato, come si evince dai grafici delle simulazioni e 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 di compatibilità elettromagnetica* (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 ed MT nelle zone interessate dal cavidotto di collegamento alla stazione di consegna. Saranno inquadrati come sorgenti di campo i punti dell'elettrodotto MT di progetto più vicini con le linee aeree di distribuzione e trasporto

in AT ed MT esistenti.

È stato condotto un rilievo utilizzando la seguente strumentazione:

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

Il rilievo è stato effettuato ad 1 m dal piano di campagna locale. I punti di misura sono stati scelti nelle posizioni più gravose per il valore del campo di induzione magnetica B (intersezione tra la verticale delle linee AT esistenti e il cavidotto MT in progetto).

Nel caso specifico del parco di Ariano (AV) sono stati individuati 2 due punti di rilievo del campo magnetico ante-operam in cui l'elettrodotto MT in progetto interseca le linee aeree AT della RTN presenti in zona. Inoltre, sono state effettuate misure di fondo in corrispondenza di 5 recettori sensibili presenti lungo il percorso dell'elettrodotto MT di progetto; in particolare sono state rilevate come recettori sensibili delle civili abitazioni che risultano comunque ad adeguata distanza dal cavidotto MT di progetto.

Data Rilievo: 20/08/2022 ore 12:00 – 14:00 in assenza di precipitazioni, temperatura ambiente di circa 32°C si sono riscontrati i seguenti risultati:

Punto di Misura		Valore misurato	Coordinate Geografiche WGS84
h	Punto intersezione linea AT esistente	0,45 μ T	510768E,4563257N
k	Punto intersezione linea AT esistente	0,98 μ T	511355E,4562131N
1	Recettore sensibile	0.03 μ T	511789E, 4562175N
2	Recettore sensibile	0.02 μ T	510785E, 4562532N
3	Recettore sensibile	0.05 μ T	510866E, 4563544N
4	Recettore sensibile	0.07 μ T	510860E, 4563885N

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

Dalla *Relazione di compatibilità elettromagnetica* (cfr. Elaborato DEF-REL.05), si evince che l'impianto fotovoltaico in progetto è costituito da 19 inverter divisi in 5 sottocampi, per un totale di **24.528** moduli da 700 Wp cadauno. L'insediamento in progetto interessa una zona utilizzata per attività agricole, di altitudine compresa tra 500 e 600 m s.l.m.

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 linee MT in parallelo interrate a 30kV, in uscita dalla cabina di smistamento situata all'interno del campo fotovoltaico, in terne di cavo tripolare MT posato a trifoglio, 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 MPPT 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 prescelti 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 17,169 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.

Riferendosi alla linea MT di progetto, con tensione di esercizio a 30kV, sui conduttori circola una corrente complessiva pari a 550 A.

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

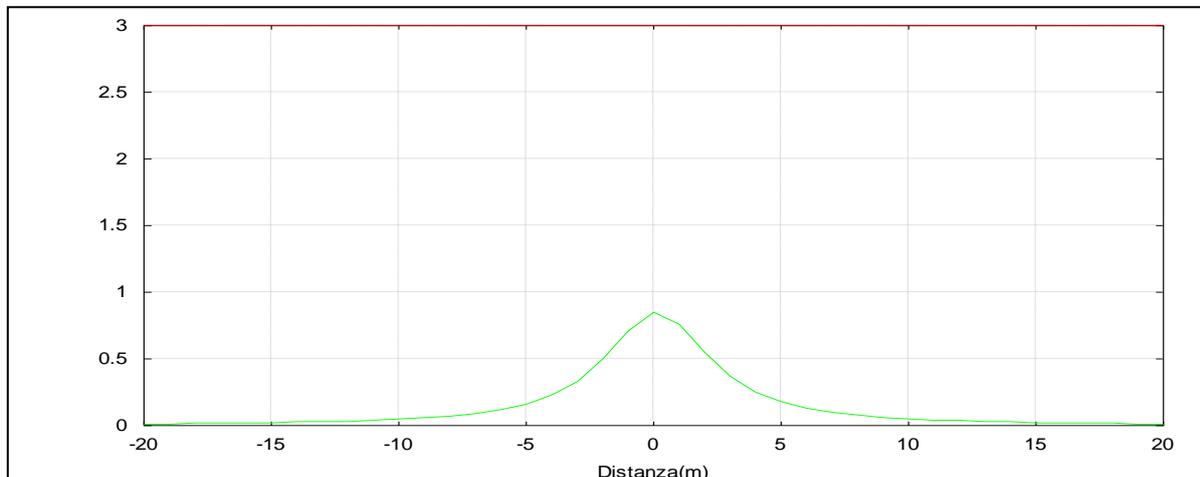


Figura 80 ELF In = 550 A

Il valore massimo del campo B per la sezioni di elettrodotto in esame è: 0,80 μT . Dunque, l'elettrodotto MT in progetto, nelle peggiori condizioni di funzionamento, genera un campo di induzione magnetica B con un massimo pari a 0,80 μT , nettamente inferiore al limite previsto dal DPCM 08/07/2003. Per la linea di progetto, secondo il decreto 29 maggio 2009 non si hanno zone con valori superiori a 3 μT e pertanto non si determinano fasce di rispetto apprezzabili; detti valori sono quindi inferiori alle distanze previste dal *Decreto interministeriale n. 449/88* e dal decreto del *Ministero dei Lavori Pubblici del 16/01/1991*.

Per quanto concerne le cabine elettriche, l'analisi del campo magnetico generato dalla linea AT a 150kV in uscita dalla stazione di trasformazione MT/AT ha fornito il seguente risultato:

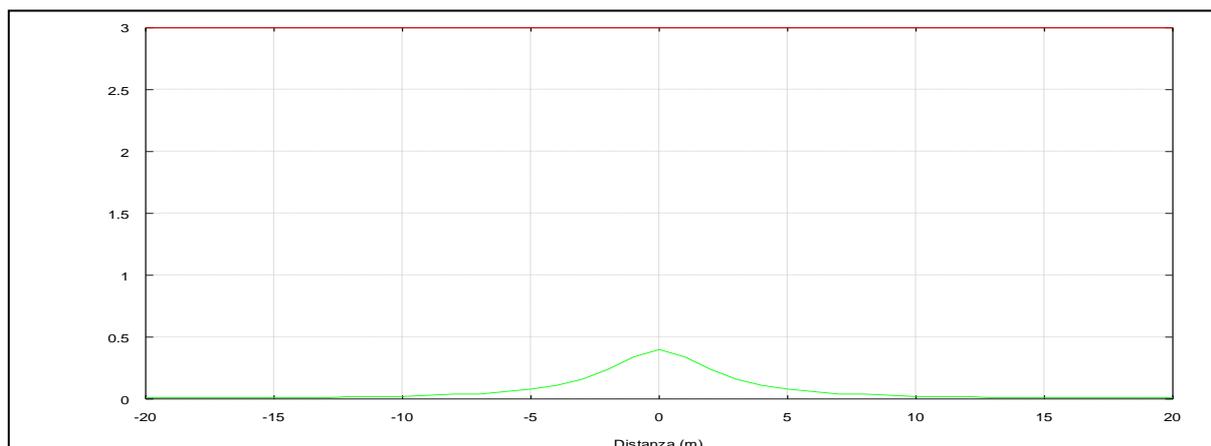
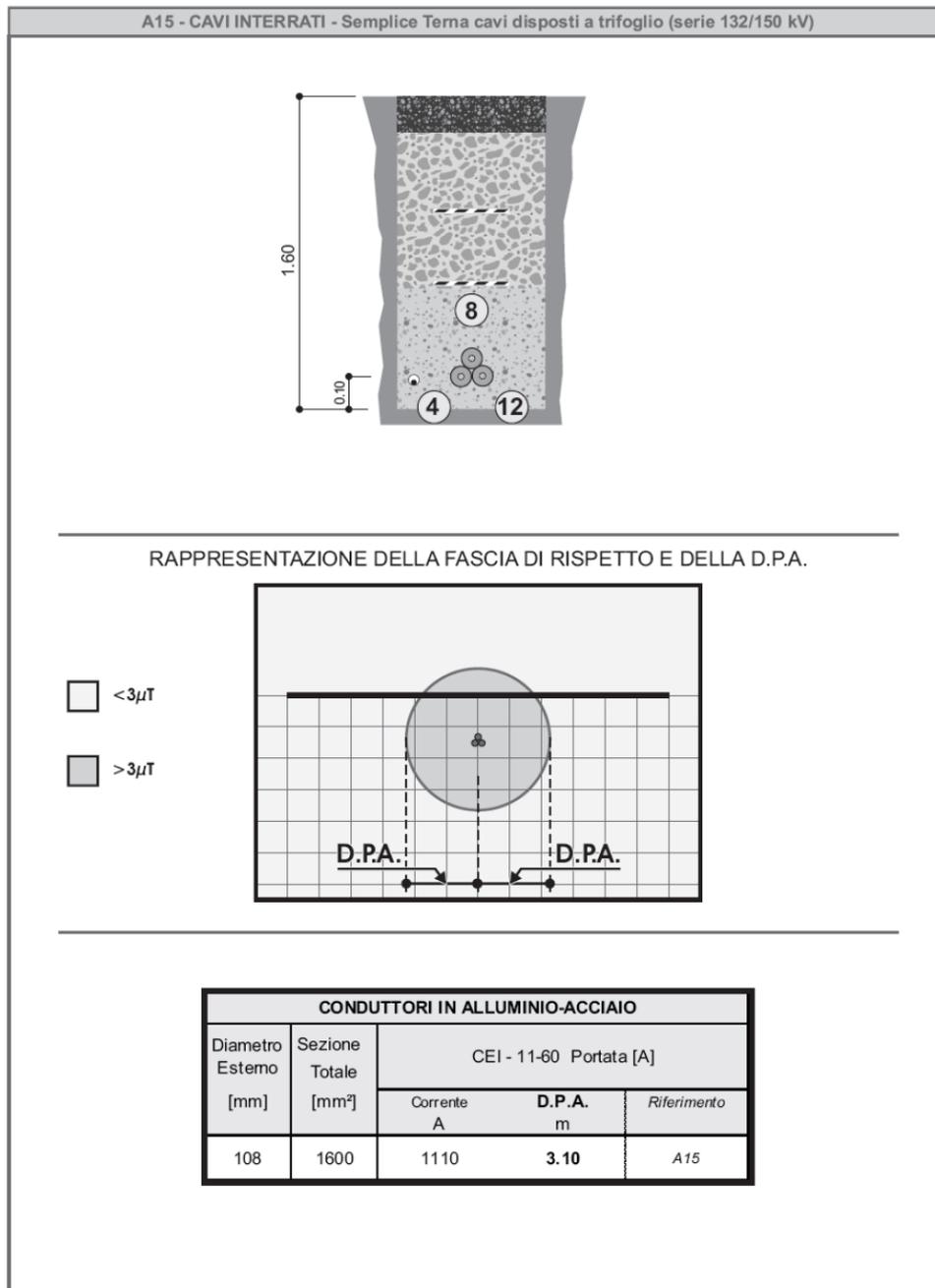
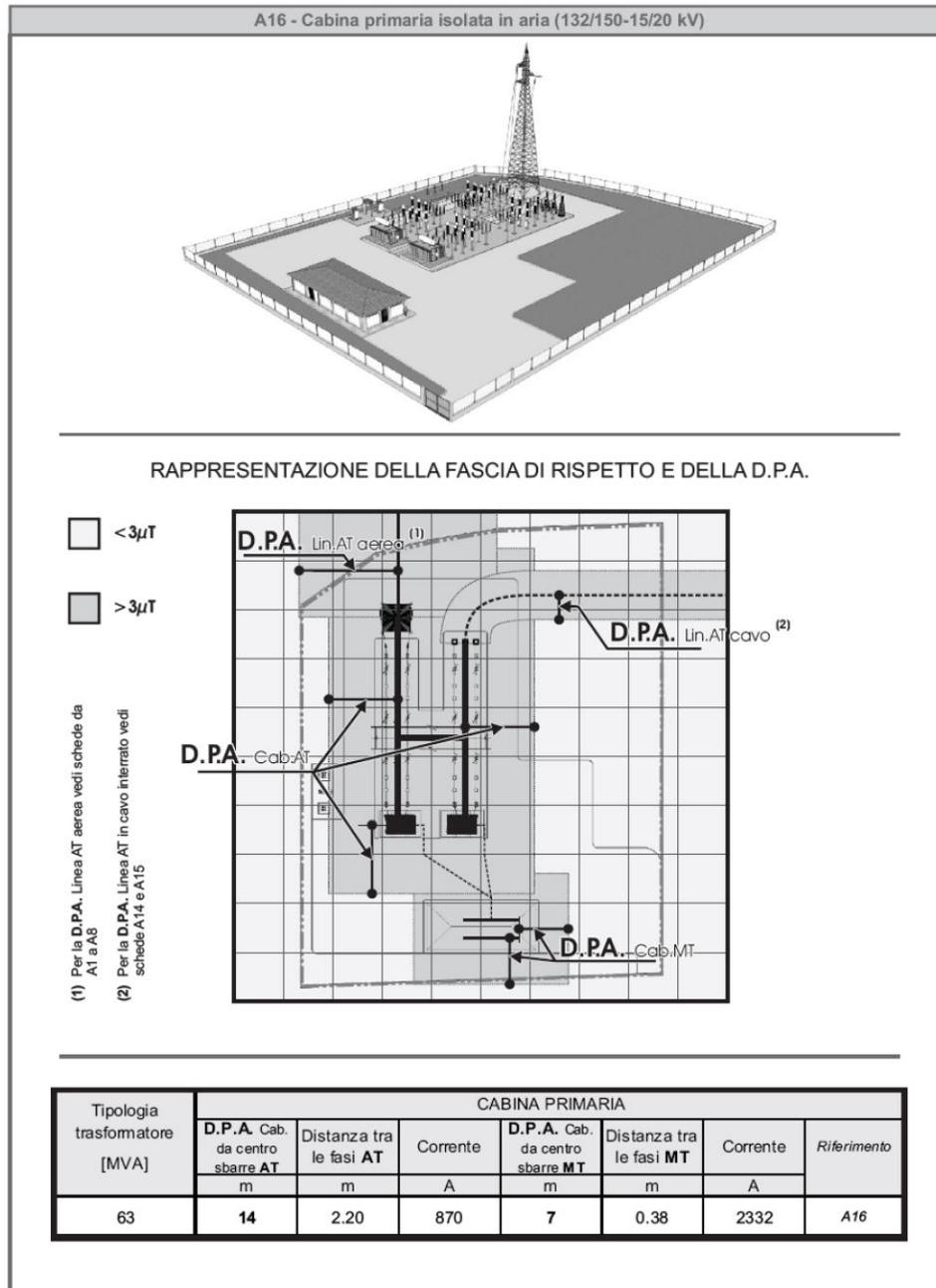


Figura 81 In = 130 A

Le DPA per linee aeree ed interrate in AT e per le cabine primarie sono state elaborate e simulate nelle Linee Guida di "E-DISTRIBUZIONE"; la modellazione delle sorgenti è stata condotta facendo riferimento alla norma CEI 211-4 ed è bidimensionale per le linee elettriche e tridimensionale per le cabine primarie.

Per la determinazione della DPA si fa riferimento alla portata in corrente in servizio normale dell'elettrodotto. I risultati ottenuti sono riportati nelle schede "A15" e "A16" allegate alle Linee Guida di E-DISTRIBUZIONE:





Le schede riportano una DPA di 3.10 m per linea interrata in AT con corrente di 1110 A (A.15) e DPA che ricadono nell'area recintata della stessa per sottostazioni a 150 kV (A.16). La linea interrata in AT, come riportato in figura, ha un valore del campo magnetico pari a circa 0,5 μ T e pertanto non sono presenti zone superiori a 3 μ T.

Il campo di induzione magnetica complessivo B sar  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, nel punto di rilievo "h" e in prossimità dei recettori sensibili risulta:

Punto	Valore misurato	Valore previsto	B(μ T) complessivo
h	1,45 μ T	0,80 μ T	2,25 μ T
k	0,98 μ T	0,80 μ T	1,87 μ T
1	0,03 μ T	0,80 μ T	0,83 μ T
2	0,02 μ T	0,80 μ T	0,82 μ T
3	0,05 μ T	0,80 μ T	0,85 μ T
4	0,07 μ T	0,80 μ T	0,87 μ T
5	0,03 μ T	0,80 μ T	0,83 μ T

Il campo magnetico di progetto non modifica sensibilmente il campo magnetico preesistente; complessivamente nel punto di rilievo "h", si avrà un valore di induzione magnetica che rientra nei limiti fissati dal DPCM 08/07/2003, pari a 10 μ T 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 μ T del DPCM 08/07/2003**. Infine, da quanto riportato in tabella, i valori previsti del campo magnetico nelle altre sezioni significative dell'elettrodotto interrato di progetto ed in particolare in prossimità del recettore sensibile (che risulta comunque a distanza elevata dall'elettrodotto MT di progetto), calcolato in base alla norma CEI 211-4, risultano al di sotto anche dell'obiettivo di Qualità di 3 μ T del DPCM 08/07/2003. Si può concludere affermando che *"la realizzazione della centrale fotovoltaica e delle opere di connessione non determinano un impatto elettromagnetico rilevante sul sito di installazione"*.

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 di compatibilità elettromagnetica* (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)

E.3.1.1.1 Aspetti pedo-agronomici

La città di Ariano Irpino sorge nel versante settentrionale della Valle dell'Ufita, a 601 metri sul livello del mare e a 76 km da Avellino. È situata a nord est di Avellino sulla

direttrice che unisce Campania e Puglia. Il territorio, che ricade nell'ambito della Comunità Montana dell'Ufita, si presenta geomorfologicamente formato da successioni di colline intervallate da ampie valli ora da solchi profondi. In particolare, il Comune di Ariano si estende sulle colline Castello, San Bartolomeo e Calvario, afferenti all'Appennino Sannita, ed è circondata dalle valli del Miscano, dell'Ufita e dal bacino del Cervaro, in prossimità del torrente Vallone Anselice di Palazzesi.

Dalla *Relazione pedo-agronomica* (cfr. Elaborato DEF-REL.15), in relazione alle caratteristiche pedologiche dell'agro in esame si evince che i suoli in oggetto rientrano nel sistema D3, che comprende i rilievi collinari interni su litologie marnose-arenacee, marnoso-calcaree e conglomeratiche. Il sottosistema D3.4 "*Collina su alternanza marnoso-calcaree e marnoso-arenacee dell'Irpinia*" comprende:

- ✓ Suoli da molto inclinati a ripidi, da moderatamente profondi a profondi, a tessitura media o moderatamente fine, con buona disponibilità di ossigeno, ghiaiosi (Haplic Calcisols);
- ✓ Suoli da moderatamente ripidi a ripidi, da moderatamente profondi a profondi, su marne, a tessitura moderatamente fine, con buona disponibilità di ossigeno, ghiaiosi (Calcaric Cambisols);
- ✓ Suoli ripidi o molto ripidi, da superficiali a moderatamente profondi, pietrosi, a tessitura moderatamente fine, con buona disponibilità di ossigeno, ghiaiosi (Calcaric Regosols).

Dai sopralluoghi effettuati il sito oggetto d'intervento ricade nella seconda tipologia di suolo.

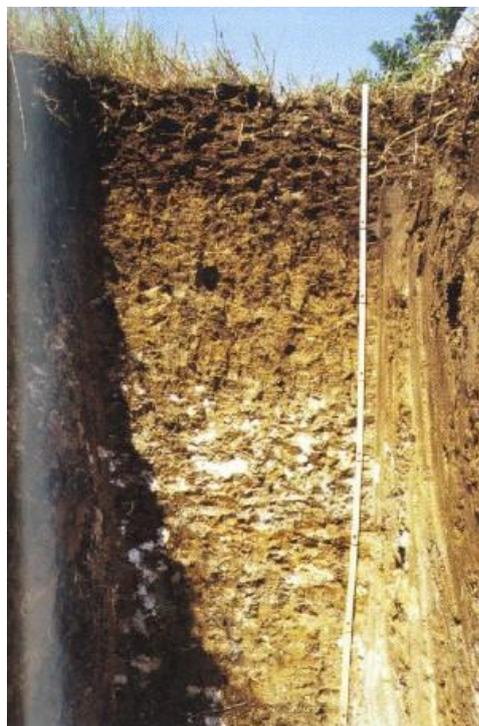
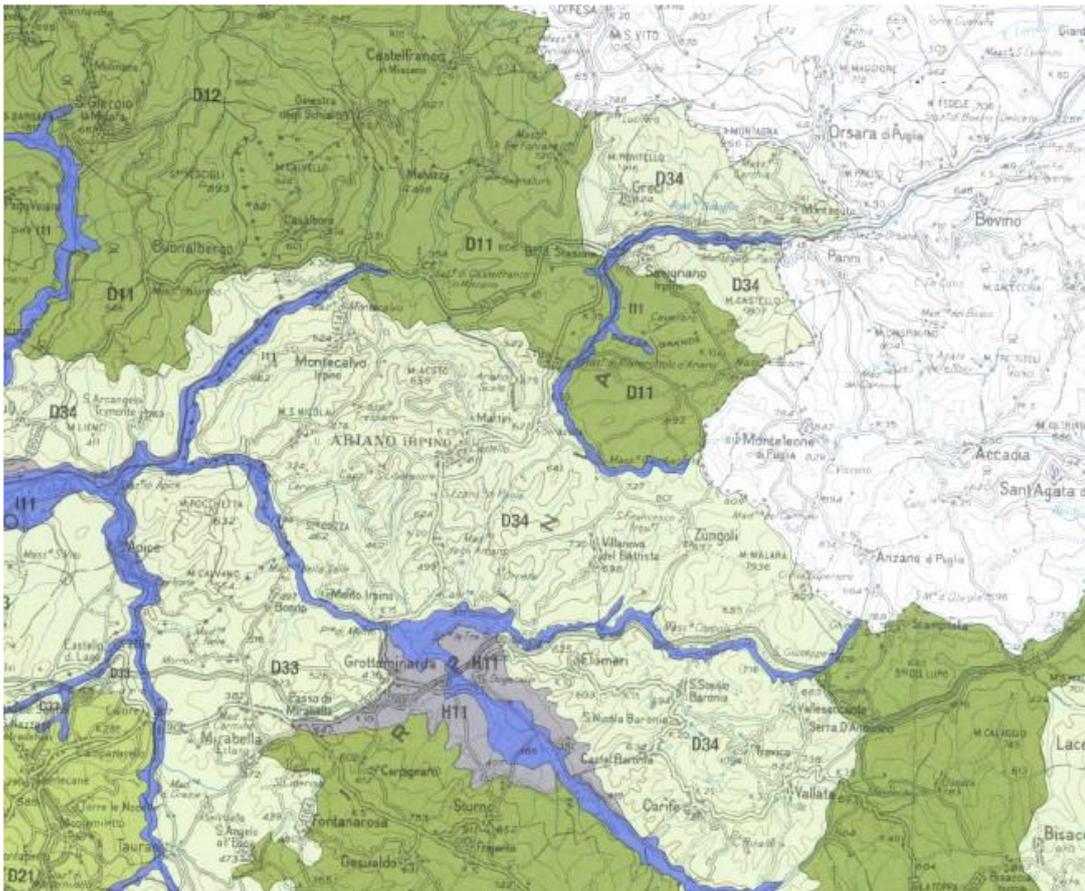


Figura 82 Identificazione e caratterizzazione dei suoli

Il fondo oggetto della presente relazione ha un'estensione di 26.27.00 ettari (Superficie Agricola Totale) coltivati a seminativo (cereali e foraggere).

Le caratteristiche salienti sono così riassumibili:

- ✓ altezza sul livello del mare: circa 600 m s. l. m.;
- ✓ giacitura: pianeggiante;
- ✓ sistemazione idraulica: assente;
- ✓ viabilità: buona.



Figura 83 Localizzazione dell'intervento

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, il territorio campano è stato uno dei più importanti centri di coltivazione e diffusione della vite e del vino nel mondo. Oggi la regione nel complesso vanta 15 DOC e 4 DOCG, oltre a 10 IGP. Le DOCG (Denominazione di Origine Controllata e Garantita) campane sono: Taurasi, Greco di Tufo, Fiano di Avellino e Aglianico del Taburno. Le DOC (Denominazione di Origine Controllata) campane sono: Ischia, Capri, Vesuvio, Cilento, Falerno del Massico, Castel San Lorenzo, Aversa, Penisola Sorrentina, Campi Flegrei, Costa d'Amalfi, Galluccio, Sannio, Irpinia, Casavecchia di Pontelatone, Falanghina del Sannio.

In particolare, per l' "Irpinia" la zona di raccolta delle uve, per l'ottenimento dei vini atti ad essere designati con la denominazione di origine controllata comprende l'intero territorio amministrativo della provincia di Avellino. Pertanto, il territorio comunale interessati dall'impianto, rientra nella zona di produzione dei vini a Denominazione di Origine "Irpinia". Tuttavia, l'area del Progetto, come si evinse dall'analisi dell'uso del suolo e dal sopralluogo in sito non interesserà coltivazioni viticole.

E.3.1.1.2 Stato dell'arte sul consumo di suolo nel territorio di Ariano Irpino⁹

Il comune di Ariano Irpino rappresenta certamente una di quelle realtà che sono state segnate da un cambiamento profondo dei *pattern* territoriali nel periodo 1975-2018, caratterizzato da fenomeni di tipo naturale e socioeconomico. Il terremoto del 1980 ha certamente stimolato negli anni Ottanta una espansione dell'edificato senza precedenti, sostenuta da normative ad hoc. Al boom economico ed edilizio di quegli anni, che si estendono fino alle propaggini del nuovo millennio, ha fatto seguito la grande crisi internazionale del 2008 che, per almeno un quinquennio, ha zavorrato anche l'economia italiana con ricadute ancor più pesanti sul Meridione. In questo ampio segmento temporale, prima in maniera moderata, poi sempre più vigorosa e indipendentemente dalle sfavorevoli congiunture economico-finanziarie degli ultimi dieci o dodici anni, l'urbanizzazione è divenuta il processo dominante per la municipalità analizzata, avviluppandosi fortemente intorno al corridoio viario nastriforme che si snoda nel quadrante meridionale del comune. I risultati dello studio di cui alla nota n. 9 sono stati ottenuti dagli autori elaborando i dati multisorgente:

- ✓ dati satellitari (Keyhole e Landsat 2 su dati Nasa);
- ✓ database territoriali (CLC – Corine Land Cover);
- ✓ immagini Google Earth;
- ✓ report sul consumo di suolo (ISPRA, 2016).

L'uso del suolo 1975, così come appare nella figura 84(c), è stato ricostruito tramite l'immagine Keyhole (figura 84(a)) ad alta risoluzione e quella Landsat con più alto

⁹ Il presente paragrafo è stato redatto analizzando le metodologie ed i risultati contenuti nell'articolo "*Tecniche di telerilevamento e analisi di database territoriali per lo studio del pattern rurale-urbano nel comune di Ariano Irpino (Sud Italia)*" di M. Lanfredi, R. Coluzzi, M D'Emilio, V. Imbrenda, pubblicato su AGEI – Geotema, Supplemento 2021 – ISSN 1126-7798 -195-206

contenuto spettrale restituito tramite NDVI (figura 84(b)). In quest'ultima immagine: le zone in verde scuro corrispondono ad aree ospitanti vegetazione naturale più densa e in buona salute; le aree in verde chiaro sono associabili a colture agrarie, suoli scarsamente vegetati o nudi (essendo un'immagine estiva i suoli a seminativo sono prevalentemente spogli); mentre laddove prevale il giallo pallido vi è la presenza di suoli sigillati (urbano). La copertura del suolo 1975 dà conto di una realtà ancora fortemente agricola con ampi spazi coperti da vegetazione naturale e semi-naturale. La quantità di superfici sigillate è ancora piuttosto limitata, ma mostra già un singolare andamento nastriforme che conserverà nel tempo.

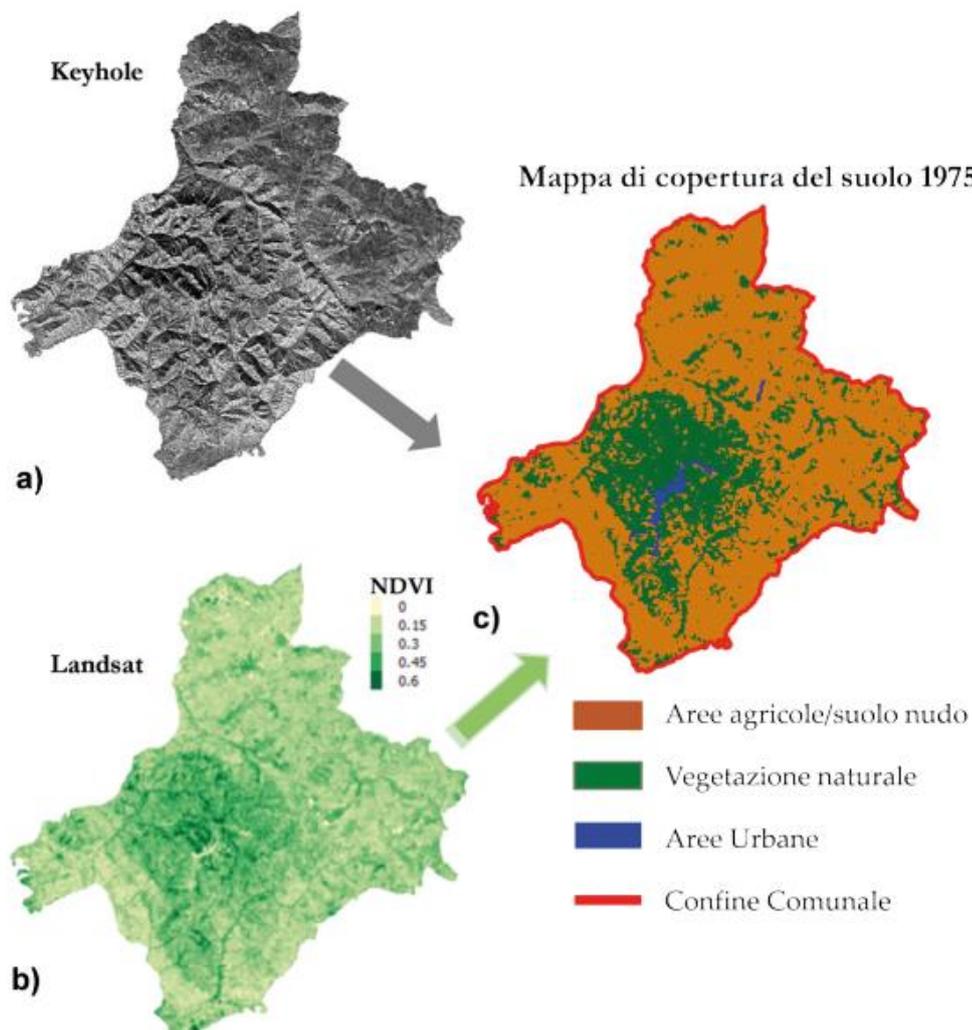


Figure 84: (a) Immagine satellitare Keyhole del 29/12/1975, georiferita del comune di Ariano Irpino; (b) NDVI, derivato dall'immagine Landsat 2 del 16/07/1975, stimato sul comune di Ariano Irpino; (c) Mappa di copertura del suolo aggiornata al 1975 mediante l'uso combinato di dati satellitari Keyhole e Landsat 2. Fonte: Studio di cui alla nota n. 9 su dati Nasa

L'analisi delle classi di copertura CLC per gli anni 1990 e 2018 (figura 85) e della mappa di copertura 1975 ricostruita (figura 84 (c)) suggerisce una dinamica di incremento delle superfici agricole tra 1975 e 1990 con contemporaneo decremento delle aree naturali, così come appare evidente dal grafico in figura 86(a). Tra il 1990 e il 2018 restano praticamente invariate sia le une che le altre.

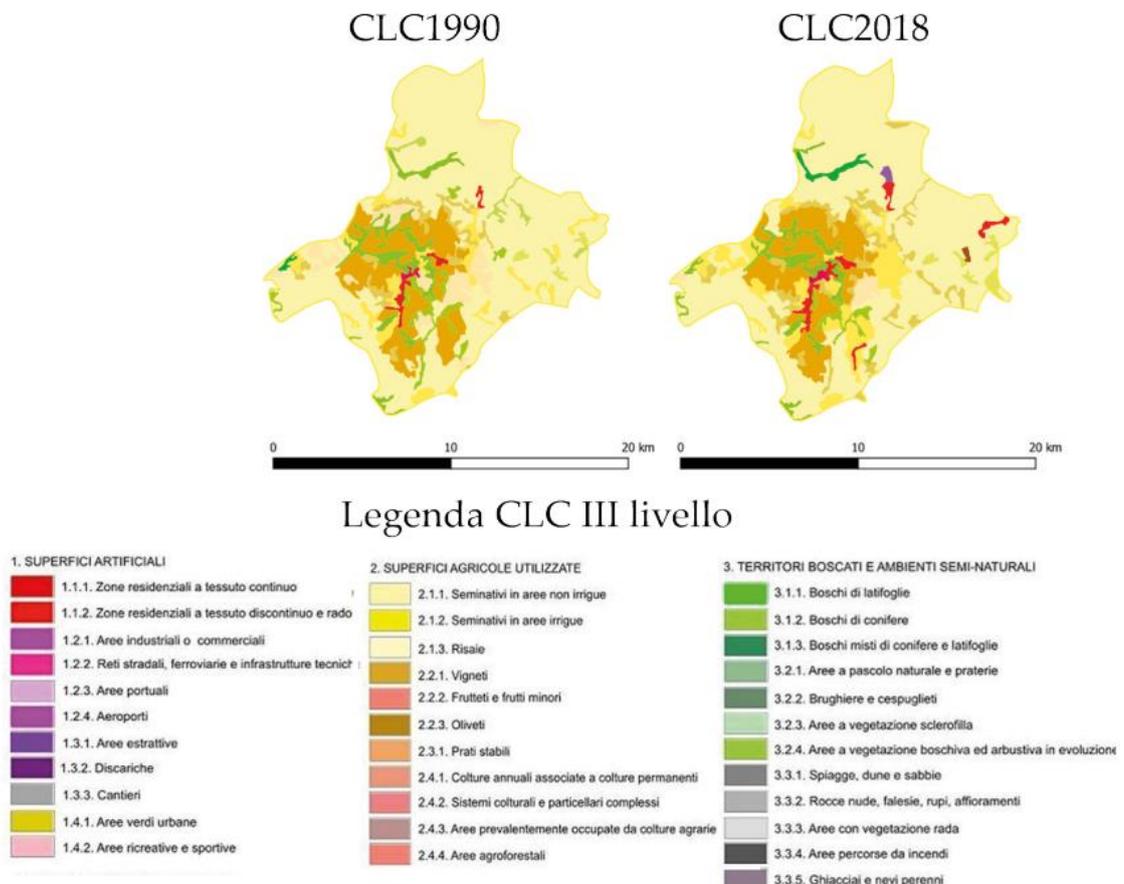


Figura 85 Rappresentazione della CLC 1990 e 2018 per il comune di Ariano Irpino con annessa legenda. Fonte: Studio di cui alla nota n. 9 su dati Copernicus

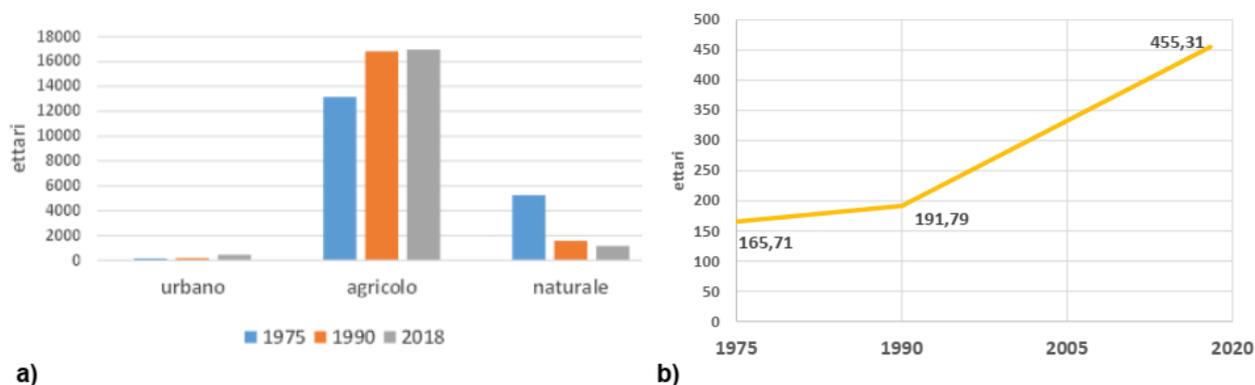


Figure 86: (a) Andamento diacronico della copertura del suolo “semplificata” di Ariano Irpino tra il 1975 e il 2018; (b) zoom sull’andamento dell’urbano 1975-2018. Fonte: Studio di cui alla nota n. 9 su dati Nasa e Copernicus

Discorso a parte merita l'urbano (figura 86(b)) che cresce in maniera importante nella prima finestra temporale (da circa 166 a 192 ettari nel periodo 1975-1990) con un aumento del 16%, mentre nella seconda finestra temporale (1990-2018) si registra un incremento monstre delle superfici sigillate (+263 ettari circa) con una crescita percentuale del 137% circa. Il bilancio complessivo tra il 1975 e il 2018 contabilizza una crescita straordinaria delle superfici sigillate (+400 ettari circa).

Un aspetto aggiuntivo è l'incidenza del tessuto urbano discontinuo (in prevalenza la classe 112, ma più in generale anche le altre classi. Contemporaneamente, è utile comprendere quali siano le classi di copertura del suolo del 1990 che hanno lasciato il posto all'urbano nel 2018. Solo il 42% circa della copertura urbana 2018 apparteneva alla stessa tipologia di copertura del suolo trent'anni prima, ma a parte la ridotta quantità di superfici naturali trasformate in urbano (meno del 2%), vi è larga prevalenza di copertura di suolo agricolo che viene sigillata (56% circa). Questo risultato è in linea con quanto rinvenuto su scala nazionale sin dagli anni Sessanta (forte contrazione delle aree agricole, vedi Bencardino, 2017).

Infine, per quanto concerne l'evoluzione dell'agricoltura nell'area investigata (figura 84), **a livello di estensione areale, essa resta pressoché immutata nel trentennio**, ma con una diversa distribuzione delle principali classi di copertura del suolo. Si registra, infatti, una tendenza a una minore specializzazione, testimoniata dalla riduzione dei seminativi, degli oliveti e della classe 241 («colture annuali associate a permanenti»)

con un incremento all'interno delle aree agricole eterogenee (classi 241, 242, 243, 244) di quelle includenti la presenza di vegetazione naturale (classe 243 - Colture agrarie con presenza di spazi naturali importanti e classe 231 - Prati stabili). Questi ultimi risultati sembrano indicare un processo di sostanziale stasi agricola nel periodo 1990-2018 con una tendenza a una maggiore diversificazione del paesaggio agricolo che si aggiunge alla già elevata parcellizzazione della proprietà.

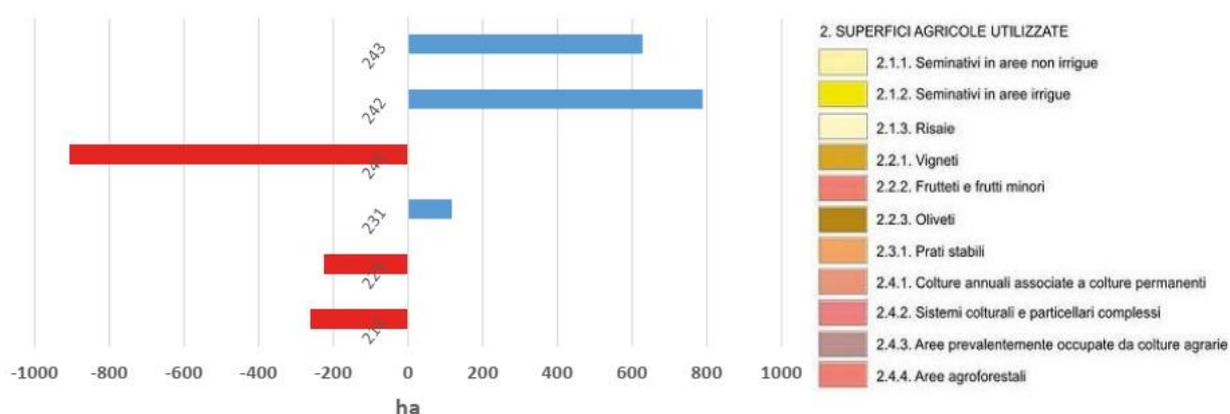


Figura 87 Confronto classi di uso agricolo estratte dalle CLC1990 e CLC2018 per il comune di Ariano Irpino. Fonte: Studio di cui alla nota n. 9 su dati Copernicus

Anche il *pattern* di espansione dell'urbano suggerisce l'idea di una crescita piuttosto dispersa (figura 88), le cui modalità sono piuttosto singolari poiché le nuove superfici sigillate si dispongono in prevalenza lungo un corridoio nastriforme che ad oggi ha ormai raggiunto la lunghezza lineare di circa 7 km. In particolare, la crescita delle superfici urbane segue tre precise modalità: il riempimento in punti nodali lungo l'arteria nastriforme predetta, la costruzione di spazi edificati ai margini delle cinture metropolitane e la costituzione di nuovi nuclei isolati, talora con destinazione d'uso non residenziale (ad esempio le discariche).

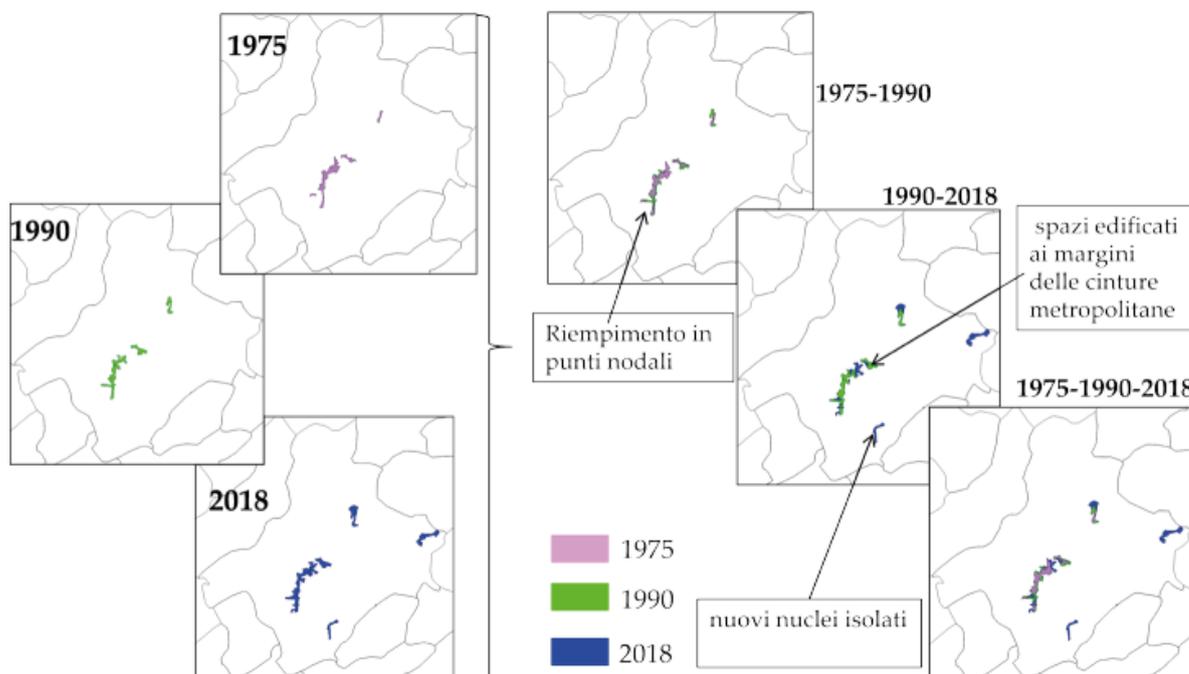


Figura 88 Confronto dei *pattern* di uso del suolo di Ariano Irpino (mappa ricostruita 197, CLC 1990 e CLC 2018). Fonte: Studio di cui alla nota n. 9 con dati Copernicus

I numeri di crescita, quasi quattro chilometri quadrati in un quarantennio, la sostanziale prevalenza del tessuto urbano discontinuo rispetto a quello continuo (90% nel 2018) e la prevalente occupazione urbana ai danni delle aree agricole (oltre il 50% tra il 1990 e il 2018) suggeriscono la presenza di processi di *sprawl* con negative conseguenze in termini di deterioramento o perdita di beni e servizi ecosistemici. Ma questa condizione è corredata anche da una stasi del comparto agricolo che mantiene sostanzialmente gli stessi areali nell'ultimo trentennio (1990-2018), ma che cerca di diversificare le tipologie di coltura su cui investire per svincolarsi dalla rendita di una singola cover agricola (soprattutto seminativi).

La soluzione impiantistica proposta prevedendo che l'area interna alla recinzione possa essere destinata al pascolo rappresenta in questo contesto il giusto compromesso finalizzato al raggiungimento degli obiettivi del Decreto Energia con scarso sfruttamento di suolo agricolo, che è bene evidenziare che **a livello di estensione areale, esso resta pressoché immutata nel trentennio di riferimento dello studio di cui alla nota n. 9.**

E.3.1.2 Identificazione degli impatti potenziali

E.3.1.2.1 Cantierizzazione e fase di esercizio¹⁰

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 9, 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 interessati principalmente 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 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-

¹⁰ 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

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.

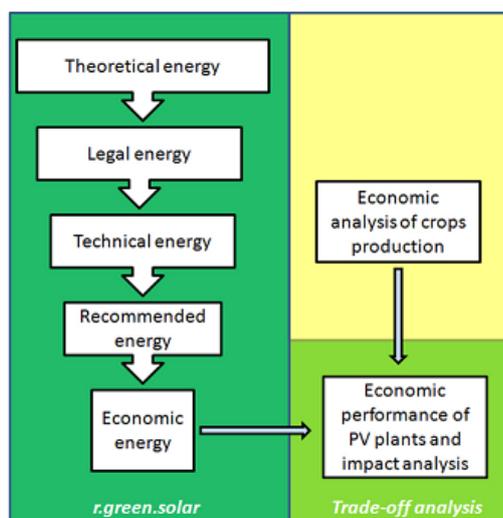


Figura 89 Schema generale della impostazione teorica del modello applicato nello studio

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, foraggiere¹¹).

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} ¹² e NPV_X ¹³, 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 nell'attuazione degli impianti di energia rinnovabile rispetto a coltivazione di colture.

¹¹ 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.

¹² Valore attuale netto per gli impianti fotovoltaici

¹³ Valore attuale netto per le 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 Figura 90.

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

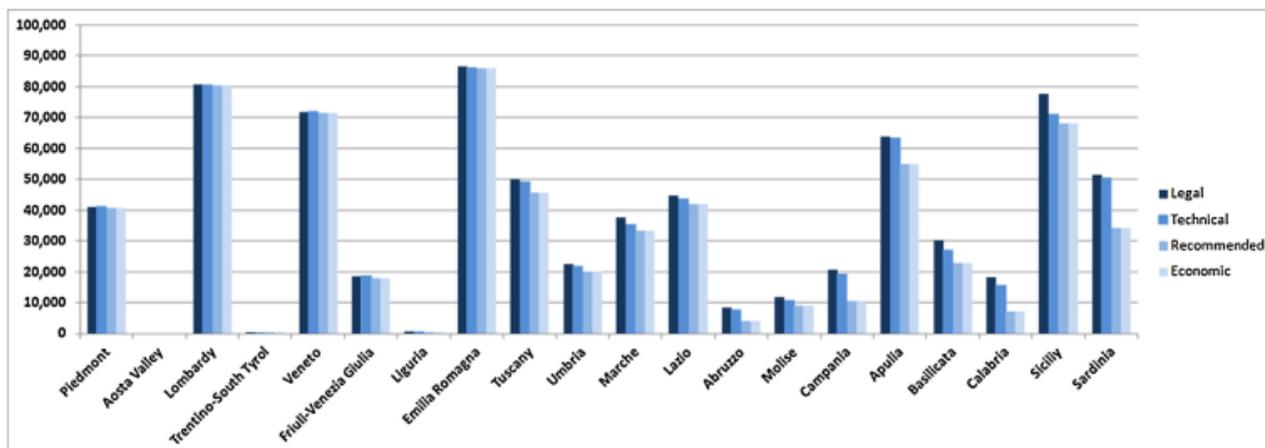


Figura 90 Schema tabellare e grafico da cui si evincono le potenziali superfici disponibili per la realizzazione del fotovoltaico e l'energia potenziale suddivisi per regioni

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. 90): 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. 91). 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 90 e 91). 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. 91, 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.**

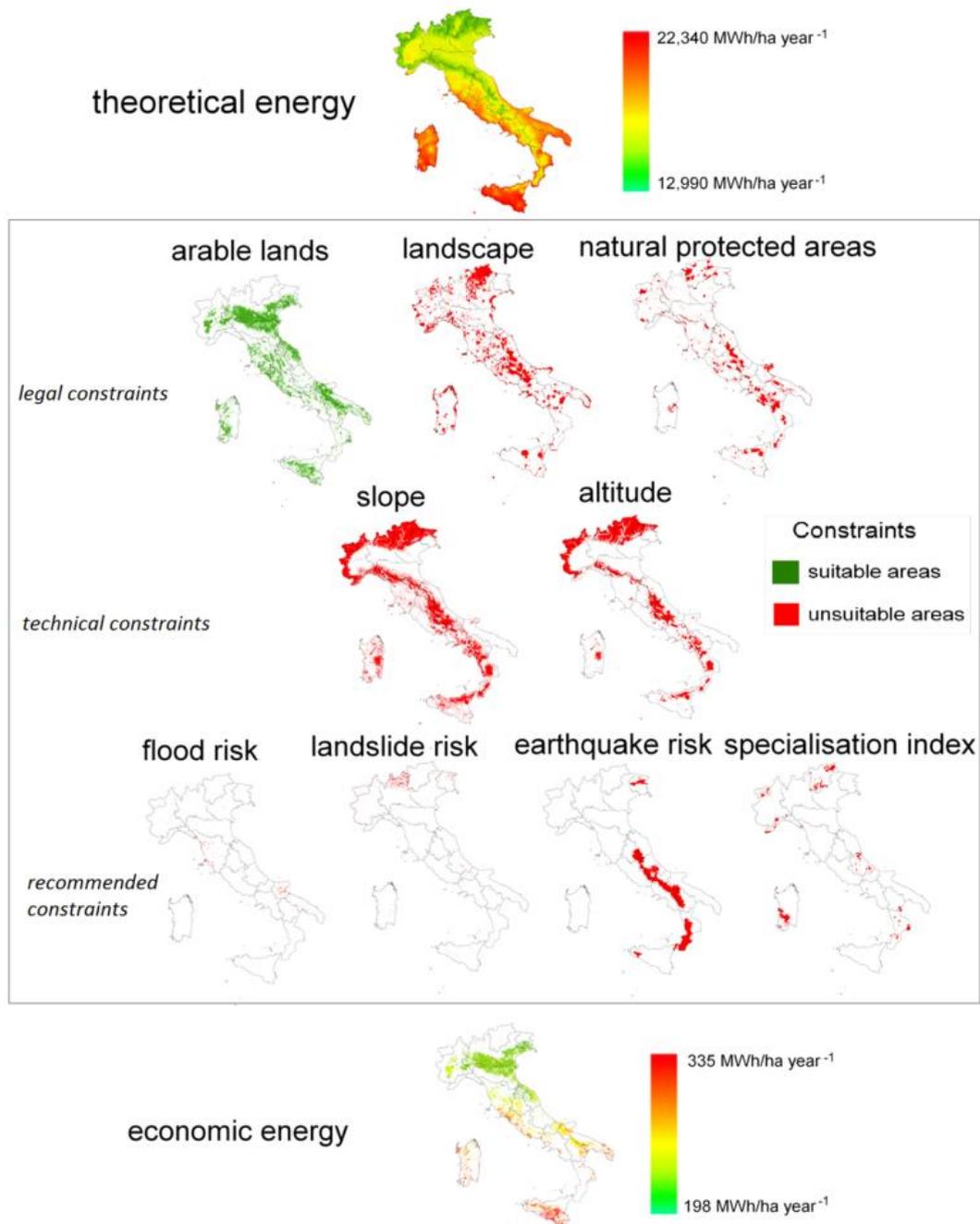


Figura 91 Rappresentazione dell'energia teorica ed economica, per regioni, funzione dei vincoli tecnici e raccomandati

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. 92(a)).

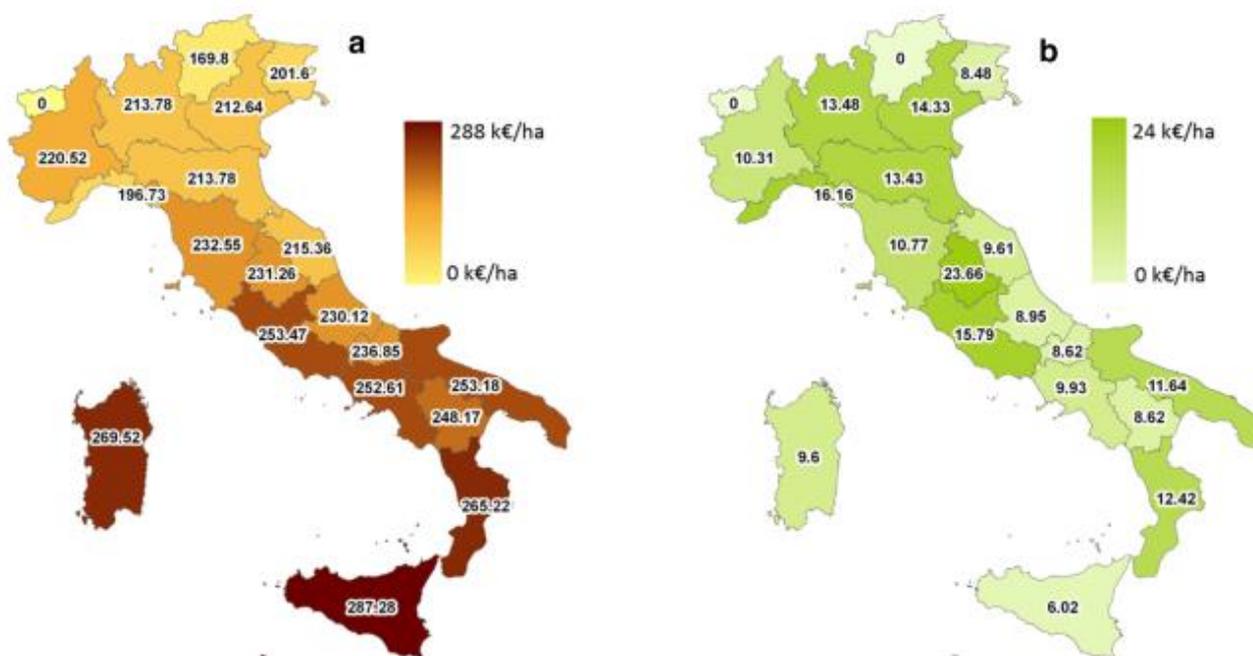


Figura 92 (a) Valore attuale netto medio per gli impianti fotovoltaici – NPV_{PV} (k€/ha); (b) Valore attuale netto medio per la produzione agricola – NPV_X (k€/ha)

Una tendenza simile è indicata sia per l'IRR medio che per l'SM (Fig. 93). 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.

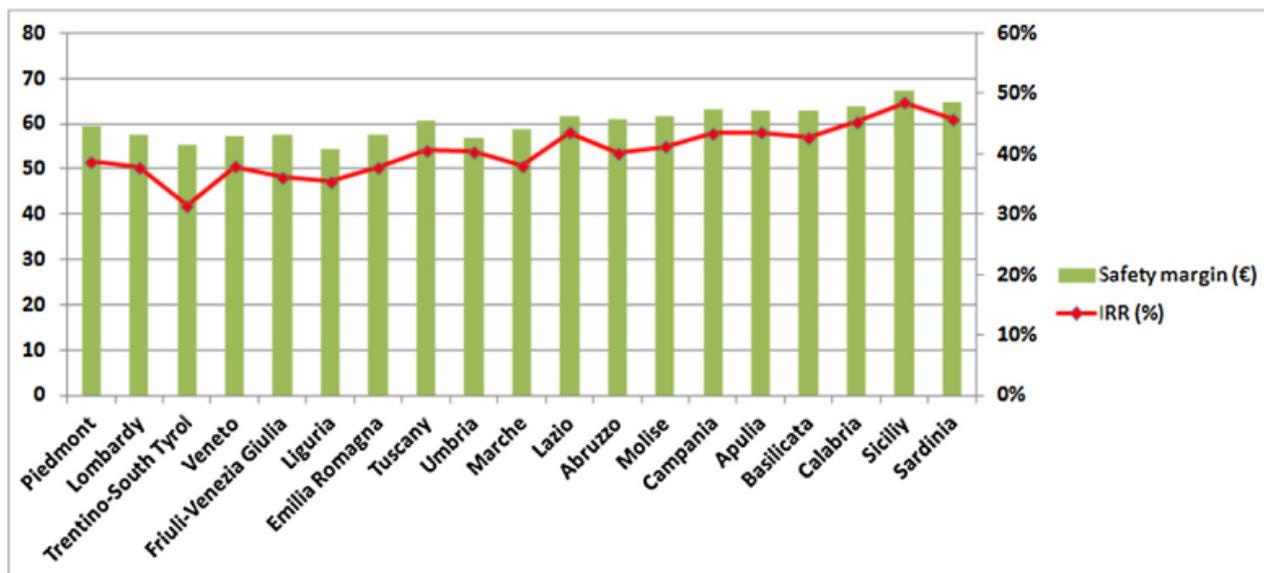


Figura 93 Margine di sicurezza e Tasso di rendimento interno per gli impianti fotovoltaici

Questo aspetto è stato confermato anche dall'analisi di Fig. 92 (a) e (b), in cui la differenza tra NPVPV e NPVX raggiunge un ordine di grandezza (intervallo da NPVPV, Umbria = 10 x NPVX, Umbria a NPVPV, Sicilia = 48 x NPVX, 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).

Progetto per la realizzazione di un impianto fotovoltaico sito nel Comune di Ariano Irpino (AV) in loc. "Masseria delle Monache" e relative opere di connessione

PROGETTO DEFINITIVO – Studio di Impatto Ambientale

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	34,739	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	257,260	236,850	208,255	188,000	-11.6%	-8.7%	-13.7%	-10.8%	-53.0%
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 NPVPV, 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 Campania 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, e 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, la Puglia e la Campania. Pertanto, l'impatto valutabile in medio-basso è di lunga durata e reversibile.

E.3.1.3.1 Tutela ecosistema agricolo

La sempre più crescente esigenza ambientale di incrementare l'energia proveniente da fonti rinnovabili ha portato, nel tempo, a dover considerare una progettazione sempre più integrata che valuti non solo la miglior scelta tecnica al minor costo ma anche l'impatto che viene generato sull'ambiente e sul paesaggio. La progettazione dell'impianto di Ariano Irpino, infatti, ha riguardato anche uno studio approfondito del contesto ambientale in cui l'impianto si inserisce: la progettazione ambientale dell'impianto fotovoltaico è stata condotta prevedendo, che l'area interna alla recinzione possa essere destinata al Pascolo.

La gestione del pascolo si attua attraverso la scelta della tecnica di pascolamento e quella del carico, espresso nel seguito come intensità di pascolamento o pressione di pascolamento.

Le principali tecniche di pascolamento sono il pascolamento continuo ed il pascolamento a rotazione. Il pascolamento continuo è l'utilizzazione ininterrotta di una determinata area di pascolo e può essere a carico fisso se l'area o il numero di animali non cambia nel periodo in esame, viceversa si parla di pascolamento continuo a carico variabile. In pratica, nel caso del pascolamento continuo a carico fisso, se la crescita dell'erba cambia, ad esempio si riduce, per evitare il degrado del pascolo (la morte dell'erba) il pascolamento va interrotto e gli animali alimentati in stalla. Nel caso del pascolamento continuo a carico variabile, si può ridurre il numero di capi al pascolo o, eventualmente, aumentare l'area pascolata, particolarmente se si dispone di aree recintate.

Nel nostro caso il gregge che può essere portato al pascolo potrà avere la possibilità di pascolare nelle aree interne dove potrà sfruttare le zone ombreggiate offerte dalle strutture fotovoltaiche. Infatti, recenti studi stanno dimostrando che questa sorta di simbiosi artificiale offre importanti vantaggi microclimatici. Durante l'estate l'ambiente sotto i moduli risulta molto più fresco mentre in inverno il bestiame potrà godere di qualche grado in più. Ciò non solo riduce i tassi di evaporazione delle acque di irrigazione, ma determina anche un minore stress per le piante che si traduce in una maggiore capacità fotosintetica e una crescita più efficiente. A sua volta, la traspirazione dal "sottobosco vegetativo", riduce lo stress termico sui pannelli e ne aumenta le prestazioni.

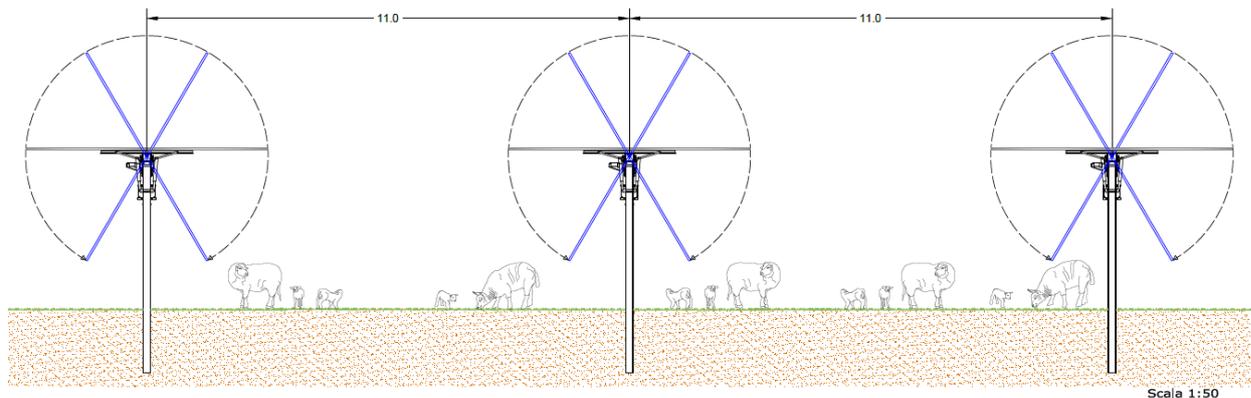
Dal punto di vista prettamente agronomico la scelta del prato-pascolo, oltre a consentire una completa bonifica del terreno da eventuali pesticidi e fitofarmaci utilizzati in passato, ne migliorerà le caratteristiche pedologiche, grazie ad un'accurata selezione delle sementi impiegate, tra le quali la presenza di leguminose, fissatrici di azoto, in grado di svolgere un'importante funzione fertilizzante del suolo. Uno dei concetti cardine del pratopascolo è infatti quello della conservazione e del miglioramento dell'humus, con l'obiettivo di determinare una completa decontaminazione del terreno dai fitofarmaci, antiparassitari e fertilizzanti di sintesi impiegati nelle precedenti coltivazioni intensive praticate.

La realizzazione di un ambiente non contaminato da diserbanti, pesticidi e l'impiego di sementi selezionate di prato-pascolo, nonché l'impiego di strutture di supporto dei moduli fotovoltaici in totale assenza di fondazioni in cemento armato, minimizza l'impatto ambientale delle opere, consentendo una completa reversibilità del sito al termine del ciclo di vita dell'impianto. Dal punto di vista agronomico, la scelta di conduzione, dalla semina del prato-pascolo al mantenimento senza l'utilizzo di fertilizzanti chimici, anticrittogamici e antiparassitari, dà la possibilità di aderire a disciplinari biologici di produzione.

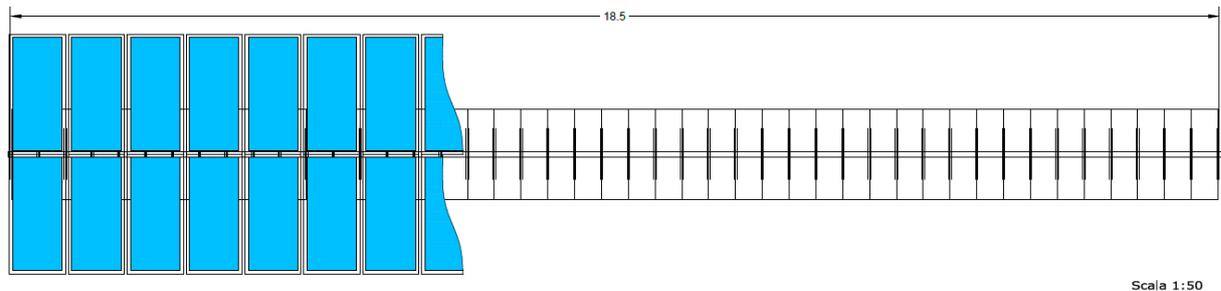
Si provvederà quindi alla messa a dimora di essenze erbacee destinate al pascolo degli ovini, al miglioramento dei pascoli usando essenze adatte alla tipologia di pascolo presente in questa determinata zona, come specie e varietà locali di essenze foraggere. Questo potrà permettere un allevamento migliorato e ammodernato e di conseguenza

lo sviluppo di una zootecnia biologica. Il pascolo potrà contribuire ad aumentare la capacità d'uso del suolo all'interno dell'area recintata d'impianto.

Particolari Struttura Tracker



Particolari Struttura Tracker



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 vengono modificati
- ✓ 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.

E.3.2 Sottosuolo

E.3.2.1 Stato di fatto (punto zero)

Dalla *Relazione geologica* (Elaborato DEF-REL.02), a firma del dott. geol. D. Mazza, si desume che nell'area di interesse i siti esaminati sono caratterizzati da terreni ben

inquadri nel contesto geologico regionale ed in particolare in quello tettonico-stratigrafico dell'Appennino Meridionale.

In tale contesto, un rilevamento geolitologico di dettaglio, esteso necessariamente ad una area più vasta, ha permesso di distinguere i tipi litologici presenti nell'area di interesse. Il rilevamento eseguito ha rappresentato inoltre lo strumento di base su cui sono state articolate tutte le considerazioni successivamente esposte.

Il substrato del rilievo collinare (cfr. Figura 94) sul quale dovrà sorgere l'impianto, nonché le relative opere accessorie, è formato prevalentemente da terreni flyschoidi del Gruppo delle Argille Variegata (Cretacico Superiore – Burdigaliano). Lungo i versanti, la sua litofacies calcareo-marnosa è maggiormente affiorante. L'ambiente deposizionale di tale gruppo, appartenente all'Unità cinematica sinorogena del Fortore, è di bacino (Bacino Lagonegrese-Molisano) con apporti torbidity di base scarpata. I terreni di copertura sono formati da depositi di natura eluvio-colluviale nonché, localmente, da detriti di frana (Quaternario).

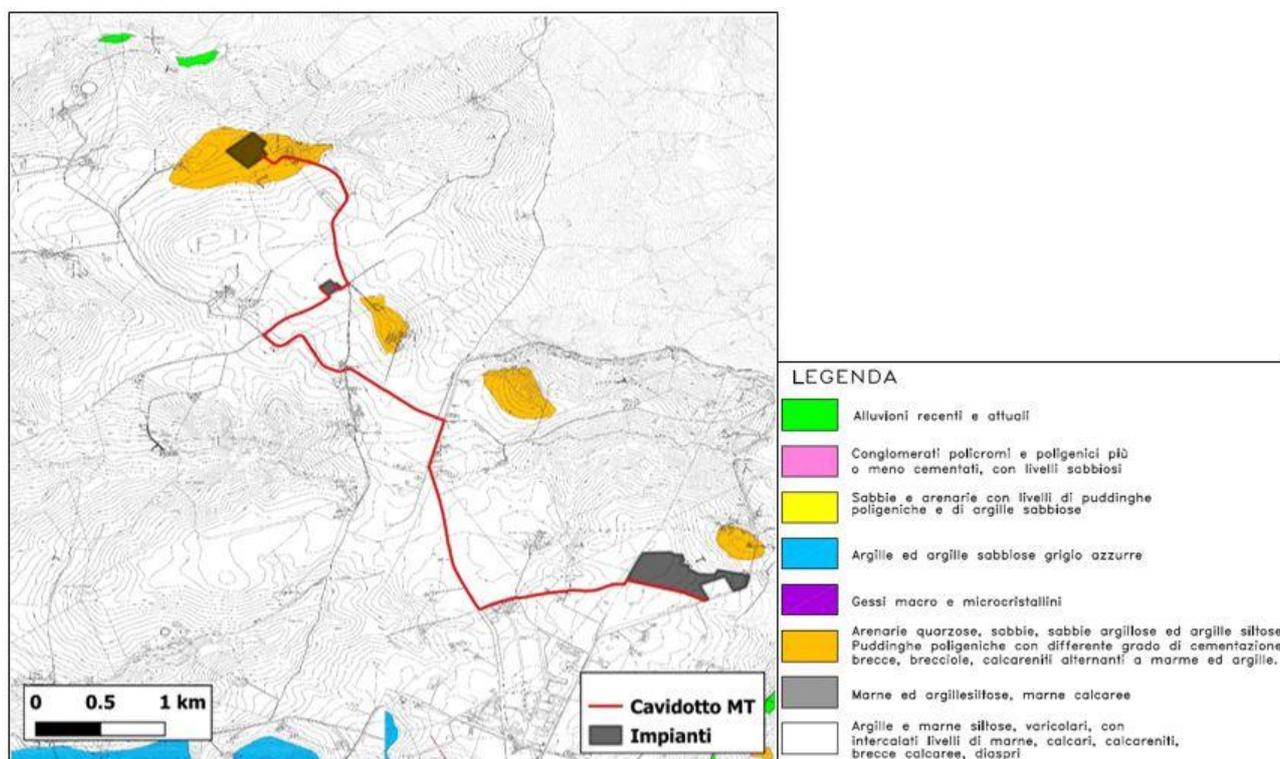


Figura 94 Stralcio Carta geologica relativa al PUC del Comune di Ariano Irpino. In rosso è evidenziata l'area di interesse

L'area oggetto di studio è ubicata nell'estremo settore settentrionale del territorio comunale di Ariano Irpino, in area prevalentemente collinare con rilievi che non superano i 700 m.s.l.m. Il rilievo che ospiterà le opere progettuali risulta essere significativamente inciso e delimitato a Nord-Ovest dal Fiume Miscano mentre a Sud-Est dal Torrente Cervaro. Inoltre, sono presenti anche incisioni secondarie ad opera di aste torrentizie più o meno ben sviluppate, appartenenti sempre ai bacini idrografici dei suddetti fiumi (cfr. Figura 95).

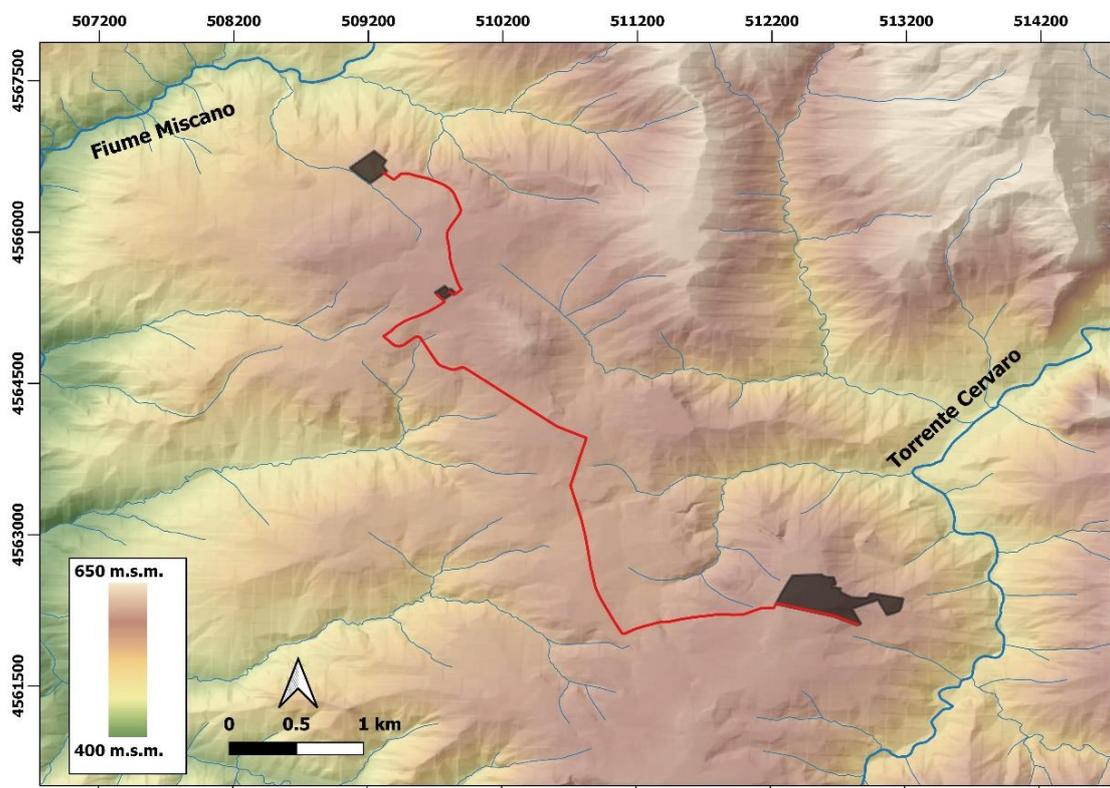


Figura 95 Carta topografica con reticolo idrografico. In rosso è evidenziata la stazione di trasformazione RTN di Terna S.p.A. Coordinate in WGS84 – UTM 33N.

La morfologia attuale dell'area è dovuta alla natura prevalentemente argillosa dei terreni costituenti il substrato a livello locale. Proprio questa natura dei terreni determina un elevato deflusso superficiale delle acque meteoriche durante gli eventi piovosi di media ed elevata intensità. Il prevalente ruscellamento delle acque piovane ha permesso lo sviluppo non soltanto di un sistema di drenaggio lineare a carattere prevalentemente

torrentizio, ma anche il verificarsi di intensi fenomeni di erosione areale (sheet erosion). Le analisi eseguite nell'area, con un puntuale rilevamento geologico di trincee geologiche e di affioramenti presenti, con le indagini geognostiche eseguite e lo studio degli elaborati del PUC hanno permesso di stimare la stratigrafia dei terreni presenti e la loro caratterizzazione geotecnica.

Il modello geologico del sito su cui sorgerà l'impianto fotovoltaico è il seguente:

- da **0.00 a 1.00 m**: Terreno vegetale bruno limoso argilloso
- da **1.00 a 6.00 m**: Sabbia con limo argillosa poco addensata
- da **6.00 a 10.00 m**: Argilla sabbiosa addensata
- da **10.00 a 30.00 m**: Argilla grigia compatta

Nelle tabelle seguenti sono sintetizzati i risultati delle analisi fisico-meccaniche eseguite sui campioni indisturbati S1C1 e S1C2 prelevati rispettivamente tra i 2,50-3,00 m e gli 8,00-8.50 m di profondità dal sondaggio geognostico eseguito in prossimità del sito di interesse.

Tabella 2: Sintesi parametri geotecnici campione S1C1.

Contenuto d'acqua ()	%	26,11
Peso unità di volume naturale (γ)	kN/m ³	16,45
Peso unità di volume saturo (γ_{SAT})	kN/m ³	18,03
Indice dei vuoti (e)		0,99
Angolo d'attrito (φ)	gradi	25
Coesione drenata	(kPa)	12

Tabella 3: Sintesi parametri geotecnici campione S1C2.

Contenuto d'acqua ()	%	20,65
Peso unità di volume naturale (γ)	kN/m ³	20,20
Peso unità di volume saturo (γ_{SAT})	kN/m ³	20,51
Indice dei vuoti (e)		0,603
Angolo d'attrito (ϕ)	gradi	24
Coesione non drenata	(kPa)	133,9

In virtù di quanto sopra esposto il dott. Mazza conclude il proprio studio rappresentando che *allo stato attuale delle conoscenze, non sussistono particolari problemi geologici ad eccezione di quelli di natura geomorfologica interessanti le aree sulle quali sorgerà l'impianto fotovoltaico. Tuttavia, data:*

- ✓ *la tipologia di fondazione dei generatori fotovoltaici, ben descritti nella relazione tecnica facente parte degli elaborati progettuali, interessante soltanto volumi geotecnici perlopiù superficiali tali da non interagire con le dinamiche profonde del pendio coinvolto;*
- ✓ *i trascurabili sovraccarichi indotti dagli stessi;*
- ✓ *la loro ubicazione su di un'area per lo più sub-pianeggiante che per tale ragione risulta essere poco suscettibile ad eventi gravitativi;*

e considerando:

- ✓ *che il tracciato del cavidotto MT correrà parallelamente alla viabilità esistente, senza incremento del carico insediativo e dunque dell'attuale livello di rischio, e non precluderà la possibilità di attenuare e/o eliminare le cause che determinano le condizioni di rischio stesso,*

tutti gli interventi a farsi non avranno un significativo impatto sulla stabilità dell'area

interessata. Ciononostante, e con particolare riferimento all'area in cui sorgerà l'impianto, una parziale nuova perimetrazione del suddetto sarà valutata in sede di progettazione esecutiva.

Al netto delle prescrizioni riportate, il progetto nel suo complesso risulta pienamente fattibile e compatibile dal punto di vista geologico ed idrogeologico con le attuali condizioni del territorio in cui andrà a collocarsi.

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 19.000 mc di terreno (cfr. *Piano di gestione terre e rocce da scavo* Elaborato DEF-REL.17 e *Computo metrico ed elenco prezzi* Elaborato DEF-REL.10a) per attività di livellamento, di realizzazione delle fondazioni delle 5 cabine di trasformazione MT, a servizio di altrettanti sottocampi, della cabina di sezionamento e smistamento 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 nel comune di Ariano Irpino). 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 massima di 0,7 m e profondità massima di 1,6 m. I materiali rinvenuti dagli scavi a sezione ristretta, realizzati per la posa dei cavi, saranno riutilizzati per il rinterro.

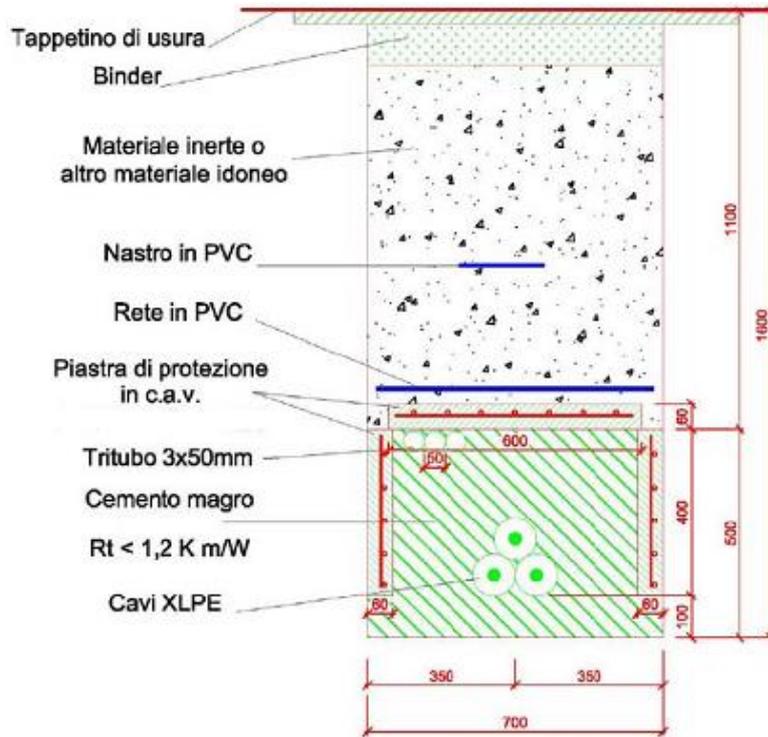


Figura 96 Sezione tipo di posa dei cavi elettrici

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 97 Esempio di basamento delle cabine



Figura 98 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.3.2.2.2 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)

Come analizzato nel quadro di riferimento programmatico, il Progetto ricade nell'ambito di competenza dell'Autorità di Bacino Distrettuale dell'Appennino Meridionale. Per quanto concerne gli aspetti legati alla pericolosità 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 di rischio e pericolosità previste dal vigente PAI Piano Stralcio per l'assetto Idrogeologico (cfr. Elaborato SIA-TAV.04a) e 04b).

Per indagare lo stato di qualità dell'ambiente idrico nell'area vasta attorno al sito di progetto sono stati consultati gli studi svolti nell'ambito dell'aggiornamento del Piano di Tutela delle Acque 2020-2026, approvato con D.G.R. n.440 del 12.10.2021.

Ambiente idrico superficiale

Sul territorio si sviluppa un reticolo idrografico costituito da torrenti, canali, valloni, che confluiscono nel corso d'acqua principale. In particolare, si tratta del Fiume Cervaro avente una lunghezza di circa 107 km. Le sue sorgenti si trovano nel settore meridionale dei monti della Daunia, alle pendici del monte Le Felci (853 m s.l.m.) nel territorio di Monteleone di Puglia. Il suo corso si districa tra le province di Avellino e Foggia (con attraversamento, in quest'ultimo territorio, del tavoliere delle Puglie) per poi sfociare nel lago Salso e dunque in Adriatico, nel golfo di Manfredonia. I principali affluenti di destra sono i torrenti Lavella, Avella, Iazzano e Biletra; da sinistra vi confluiscono i torrenti Pecoraro, Tre Confini, Lavella (omonimo del già citato affluente di destra) e Sannoro. Nel complesso il Cervaro ha un carattere prevalentemente torrentizio, con piene talvolta rovinose.

Ai sensi della Direttiva 2000/60/CE, la classificazione dello "stato ambientale" per i corpi idrici superficiali è espressione complessiva dello stato del corpo idrico; esso deriva dalla valutazione attribuita allo "stato ecologico" e allo "stato chimico" del corpo idrico.

Per i corpi idrici fluviali della Regione Campania, per quanto riguarda lo stato ecologico, la sua definizione è stata valutata in base alla classe di LIMeco, alla classe di qualità delle sostanze pericolose non prioritarie e all'EQB. In particolare, l'EQB è stato valutato attraverso la definizione dei macroinvertebrati bentonici, di diatomee bentoniche e, in via sperimentale, di macrofite.

Per quanto riguarda la classificazione dello stato chimico delle acque superficiali, essa deriva dal monitoraggio dell'inquinamento da sostanze chimiche pericolose prioritarie. Possono essere attribuite due classi di Stato Chimico: Buono e Non Buono. Si fa riferimento al monitoraggio effettuato sul sito CE2 (coordinate 15,236617 - 41,238416) ubicato a valle dell'impianto, nel territorio di Savignano Irpino. La rappresentazione cartografica dello stato di qualità dei CIS per il triennio di monitoraggio 2015- 2017 è riportata nelle Tav. n. 12/A "Corpi idrici superficiali interni: Stato ecologico 2015-2017 e 12/B "Corpi idrici superficiali interni: Stato chimico 2015-2017" dell'aggiornamento del PTA. La sintesi dello stato di qualità dei CIS per il triennio di monitoraggio 2015-2017 è poi riportata in Tab_7_Stato_qualità_CIS_2015_2017 allegata alla Relazione Generale. Per il corso d'acqua in esame, per il tratto a monte, lo stato ecologico risulta sufficiente e lo stato chimico buono.

	BACINO IDROGRAFICO	CORPO IDRICO	CODIFICA CORPO IDRICO	REGIME	CODICE STAZIONE	Stato Ecologico	STATO CHIMICO	Parametri critici oltre soglia SQA TAB 1/A D.LGS. 172/2015 2015	Parametri critici oltre soglia SQA TAB 1/A D.LGS. 172/2015 2015	Parametri critici oltre soglia SQA TAB 1/A D.LGS. 172/2015 2017
14 1	Bussento	Bussento - valle diga	ITF015RWR15030251BUSSENTO18552A	Operativo	BU2BIS	BUONO	BUONO			
14 2	Voltumo	Calore Irpino - medio	ITF015RWN011012166CALOREVOLTUR18552C3BIS	Operativo	C3BIS	BUONO	BUONO			
14 3	Voltumo	Calore Irpino - medio	ITF015RWN011012162CALOREVOLTUR18553C7	Operativo	C7	SUFFICIENTE	BUONO			
14 4	Voltumo	Calore Irpino - valle	ITF015RWN011012134CALOREVOLTUR18554C9A	Operativo	C9	SUFFICIENTE	BUONO			
14 5	Voltumo	Calore Irpino - valle	ITF015RWN011012134CALOREVOLTUR18554C11	Operativo	C11	BUONO	BUONO			
14 6	Calaggio	Calaggio - valle	ITF015RWR160869CALAGGIO18IN8CAL2	Operativo	CAL2	BUONO	BUONO			
14 7	Cervaro	Cervaro - monte	ITF015RWR160852CERVARO18552CE1	Operativo	CE1	SUFFICIENTE	BUONO			
14 8	Cervaro	Cervaro - valle	ITF015RWR160852CERVARO18552CE2	Operativo	CE2	SUFFICIENTE	BUONO			
14 9	Sele	Calore Irpino - monte	ITF015RWN011012166CALOREVOLTUR18552C11	Operativo	CL1	BUONO	BUONO			

Figura 99 Sintesi dello stato di qualità dei corpi idrici superficiali per il triennio di monitoraggio 2015-2017

Ambiente idrico sotterraneo

Un corpo idrico sotterraneo, ai sensi del D. Lgs. 152/2006 art. 74 comma 2 lettera “I” e del D. Lgs. 30/2009, è definito come: “un volume distinto di acque sotterranee contenute da una o più falde acquifere”.

Il D. Lgs. 30/2009, in particolare, definisce che un corpo idrico deve essere individuato come quella massa di acqua caratterizzata da omogeneità nello stato ambientale (qualitativo e/o quantitativo), tale da permettere, attraverso l'interpretazione delle misure, effettuate in un numero significativo di stazioni di campionamento, di valutarne lo stato e di individuare il trend; esso può essere coincidente con l' acquifero che lo contiene, può esserne una parte, ovvero corrispondere a più acquiferi diversi o loro porzioni.

I corpi idrici sotterranei costituiscono, pertanto, gli elementi fisici ai quali si applicano le previsioni del quadro normativo e rappresentano le unità di riferimento dell' azione di tutela integrata, finalizzata a raggiungere uno stato quali-quantitativo “buono” delle risorse idriche.

Dalla Tav. 3 A “Individuazione dei corpi idrici sotterranei – CISS” dell'aggiornamento del Piano di Tutela (2021), di cui se ne riporta uno stralcio, si evince che l'impianto fotovoltaico, nonché il collegamento interrato fino alla sottostazione TERNA, non ricade in zone dove sono ubicati corpi idrici sotterranei.

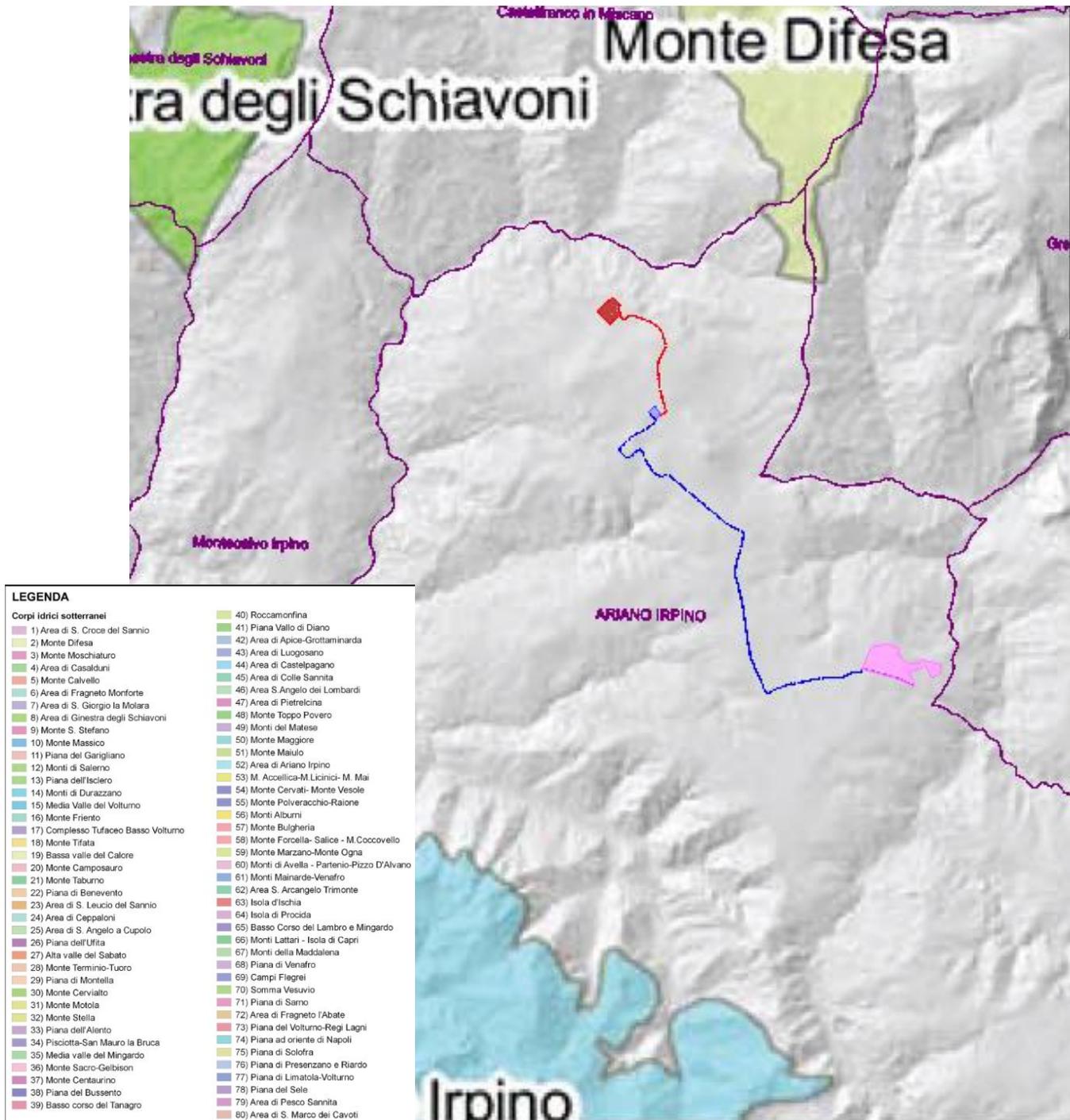


Figura 100 Stralcio della Tav. 3 A con individuazione dei C.I.S.S. e dell'impianto in esame

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. E' stata individuata un'unica interferenza, ricadente all'interno dell'area di competenza dell'A.d.B Liri-Garigliano-Volturno, tra le opere di progetto ed il reticolo idrografico, generata dall'incrocio del tracciato del cavo MT con una forma d'alveo fluviale individuata dalla cartografia ufficiale (Figura 101) e riconosciuta anche da sopralluogo tecnico svolto. Gli impianti, le relative sottostazioni e vie di accesso non ricadono invece in alcuna fascia di pertinenza fluviale e dunque non sono stati oggetto di approfondimento.

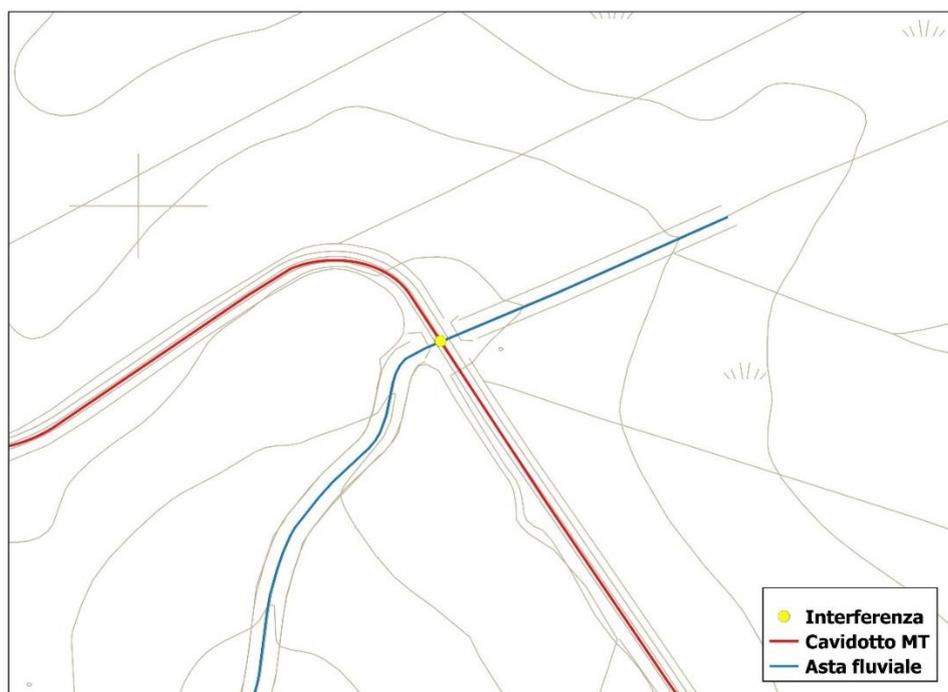


Figura 101 Dettaglio della interferenza su CTR in cui è visibile l'incontro del tracciato del cavidotto MT con il reticolo idrografico

L'interferenza individuata tuttavia non è stata oggetto di verifica idraulica in quanto verranno superate attraverso la trivellazione orizzontale controllata (T.O.C) (Figura 102). Questa tecnica è applicabile attraverso tre distinte fasi di lavoro (Figura 103):

- ✓ *Esecuzione del foro pilota*: una macchina perforatrice con un utensile fresante in testa (fondo foro) realizzerà un foro di piccolo diametro avanzando nel terreno mediante movimento di rotazione. Il sistema consente il monitoraggio continuo della posizione dell'utensile fresante. Non appena l'utensile fondo foro fuoriesce dal terreno può dirsi completata la realizzazione del foro pilota;
- ✓ *Trivellazione*: viene montato in testa alla batteria perforatrice un nuovo utensile, di diametro maggiore, per l'allargamento del foro pilota. Man mano che il sistema di trivellazione viene tirato verso il punto di immissione l'alesatore allarga il foro pilota;
- ✓ *Tiro della tubazione*: fase di tiro-posa realizzata mediante un utensile montato in corrispondenza del punto di uscita, in testa alla tubazione da posare che deve necessariamente essere già giuntata. La condotta viene tirata dall'alesatore verso il punto di immissione fino al completamento della posa in opera.

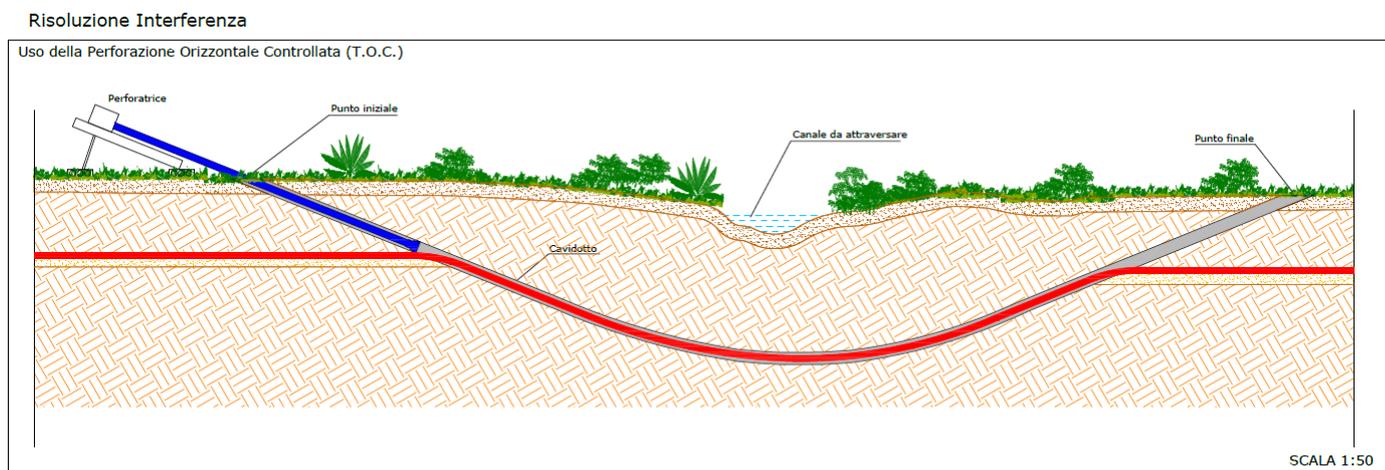


Figura 102 Rappresentazione schematica della Trivellazione Orizzontale Controllata (T.O.C.). I punti di infissione saranno esterni alla fascia di rispetto fluviale identificati dallo studio.

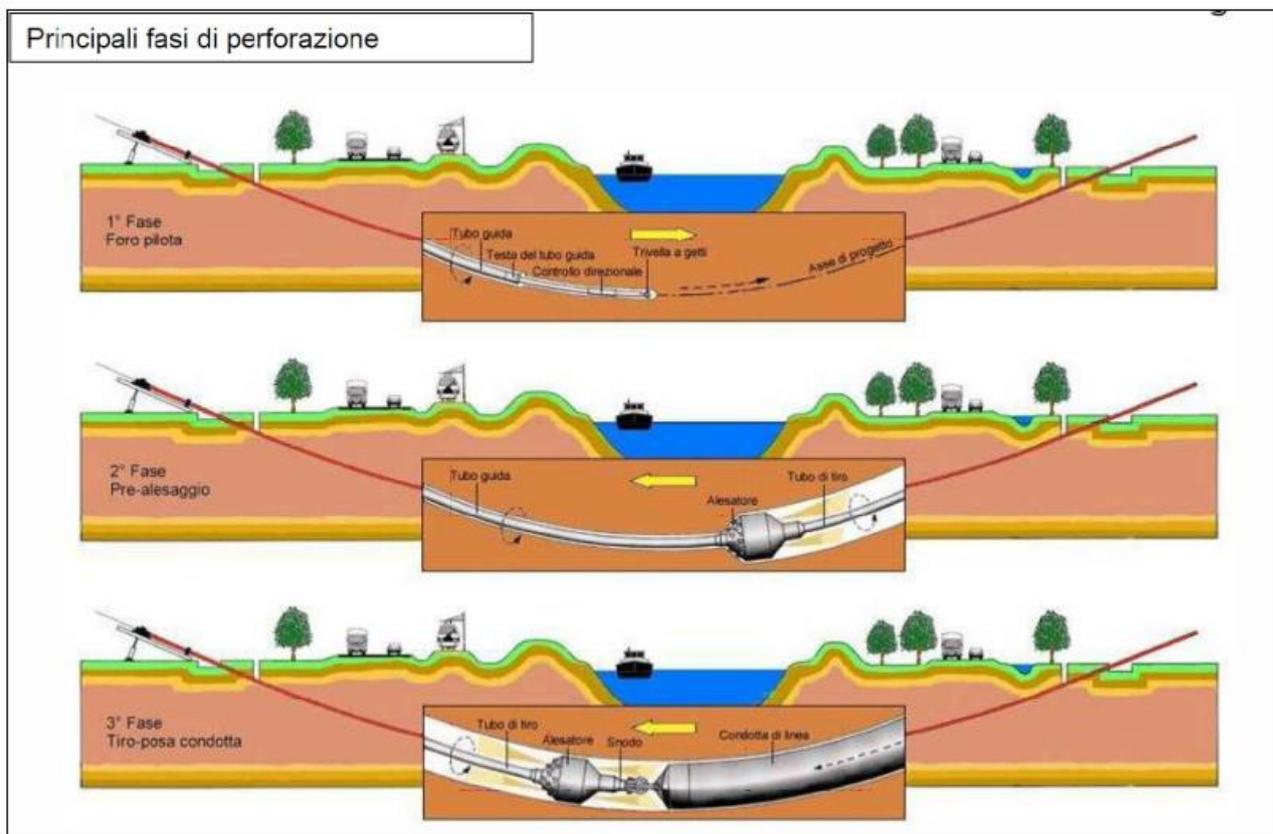


Figura 103 Fasi di lavoro per l'applicazione della Trivellazione Orizzontale Controllata (T.O.C.).

Tale scelta progettuale ha di fatti l'obiettivo di preservare le condizioni idrauliche ante-operam del tratto attraversato. È bene sottolineare come i punti di infissione saranno posizionati al di fuori delle fasce di pertinenza fluviale e saranno realizzati ad una profondità dal letto del reticolo idrografico tale da evitare fenomeni di erosione. Ulteriori dettagli progettuali saranno descritti in fase di progettazione esecutiva. Anche in base alle valutazioni che saranno fornite dall'ente autorizzante si valuteranno ulteriori soluzioni progettuali.

Tutte le parti interrato (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)

Aree naturali protette

La "Legge Quadro per le aree protette" legge n. 394/1991 ha permesso di procedere in modo organico all'istituzione delle aree protette e al loro funzionamento. La finalità della

legge è l'istituzione e la gestione delle aree naturali protette al fine di garantire e promuovere la conservazione e la valorizzazione del patrimonio naturale del paese. Le aree protette rappresentano uno strumento indispensabile per lo sviluppo sostenibile in termini di conservazione della biodiversità e di valorizzazione del territorio. L'elenco ufficiale delle aree protette comprende:

- ✓ Parchi Nazionali
- ✓ Aree Marine
- ✓ Riserve Naturali Statali
- ✓ Parchi e Riserve Regionali

La Regione Campania ha recepito la normativa nazionale con la Legge Regionale n. 33 del 1° settembre 1993 Istituzione di parchi e riserve naturali in Campania, individuandone le aree.

Allo stato attuale il sistema regionale delle Aree Protette è così costituito: ¹⁴

- ✓ Parchi nazionali
 - Cilento, Vallo di Diano e Alburni
 - Vesuvio
- ✓ Parchi regionali
 - Campi Flegrei
 - Bacino Idrografico del fiume Sarno
 - Matese
 - Monti Lattari
 - Monti Picentini
 - Partenio
 - Roccamonfina e Foce Garigliano
 - Taburno – Camposauro
- ✓ Aree Marine Protette
 - Punta Campanella
 - Regno di Nettuno
 - Baia

¹⁴ Fonte: <http://www.parks.it/regione.campania/index.php>

- Costa degli Infreschi e della Masseta
- Gaiola
- Santa Maria di Castellabate
- ✓ Riserve Statali
 - Oasi WWF Cratere degli Astroni
 - Castelvoturno
 - Isola di Vivara
 - Tirone Alto Vesuvio
 - Valle delle Ferriere
- ✓ Riserve Regionali
 - Foce Sele e Tanagro
 - Monti Eremita Marzano
 - Foce Volturmo e Costa di Licola
 - Lago Falciano
- ✓ Altre Aree Protette
 - La Punta (Oasi Blu Affiliata WWF)
 - Oasi WWF Bosco Camerine
 - Oasi WWF Bosco di San Silvestro
 - Oasi WWF di Persano
 - Oasi WWF Diecimare
 - Oasi WWF Grotte del Bussento
 - Baia di Ieranto
 - Colline di Napoli
 - Fiume Alento
 - Monte Polveracchio

Rete Natura 2000

La Rete Natura 2000 viene istituita ai sensi della Direttiva 92/43/CEE "Habitat" per garantire la conservazione degli habitat naturali e delle specie di flora e fauna minacciati o rari a livello comunitario. Il recepimento della Direttiva in Italia è avvenuto attraverso il

regolamento D.P.R. 8 settembre 1997 n. 357 modificato e integrato dal D.P.R. 120 del 12 marzo 2003.

La Rete Natura 2000 è costituita dai Siti di Interesse Comunitario (SIC), successivamente indicate come Zone Speciali di Conservazione (ZSC), e dalle Zone di Protezione Speciale (ZPS) istituite ai sensi della Direttiva 2009/147/CE.

Le ZPS sono siti designati a norma dalla Direttiva 79/409/CEE "Uccelli" concernente alla conservazione degli uccelli selvatici, successivamente abrogata e sostituita integralmente dalla Direttiva 2009/147/CE. L'IBA (Important Bird Area), sviluppato da BirdLife International (rappresentato in Italia da LIPU), nasce come progetto volto a mirare la protezione e alla conservazione dell'avifauna. Il progetto IBA Europeo è stato concepito come metodo oggettivo e scientifico che potesse compensare alla mancanza di uno strumento tecnico universale per l'individuazione dei siti meritevoli di essere indicati come ZPS.

I SIC e ZSC riguardano lo stesso sito, l'unica distinzione consiste nel livello di protezione. I Siti di Interesse Comunitario vengono identificati dagli Stati Membri secondo quanto stabilito dalla Direttiva "Habitat" e successivamente designati come Zone Speciali di Conservazione. In Italia l'individuazione dei SIC è di competenza delle Regioni e delle Province Autonome che trasmettono i dati al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, il Ministero dopo una verifica trasmette i dati alla Commissione. I SIC, a seguito delle definizioni e delle misure di conservazione, delle specie e degli habitat da parte delle regioni, vengono designati come ZSC con decreto ministeriale adottato d'intesa con ciascuna regione e provincia autonoma. La designazione delle ZSC garantisce l'entrata a pieno regime delle misure di conservazione e una maggiore sicurezza.

La Direttiva Habitat non esclude completamente le attività umane nelle aree che compongono la Rete Natura 2000, ma intende garantire la protezione della natura tenendo conto anche delle esigenze economiche, sociali e culturali locali.

In Campania sono istituite 108 ZSC e 31 ZPS.¹⁵

¹⁵ Fonte: https://www.naturacampania.it/index.asp?dir=ReteNatura2000_menu.htm

*Carta della Natura della Regione Campania*¹⁶

Carta della Natura è un progetto nazionale coordinato da ISPRA, realizzato con la partecipazione di Regioni, Agenzie Regionali per l'Ambiente, Enti Parco ed Università. Obiettivo generale è produrre elaborati tecnici a supporto della conoscenza degli ecosistemi terrestri italiani, studiando e rappresentando l'intero territorio nazionale nei suoi aspetti naturali (fisici e biotici) ed antropici. Scopo specifico è focalizzare l'attenzione sullo stato dell'ambiente, evidenziando le aree di maggior valore naturale e quelle a rischio di degrado.

Il fondamento istituzionale di Carta della Natura è dato dalla Legge Quadro sulle aree protette (L.n.394/91), che all'articolo 3 ne definisce così le finalità: *“conoscere lo stato dell'ambiente naturale in Italia, evidenziando i valori naturali ed i profili di vulnerabilità”*.

La fase conoscitiva consente di distinguere unità ambientali omogenee (porzioni di territorio caratterizzate da omogeneità interna dal punto di vista ecosistemico), rispetto a quelle circostanti. La fase valutativa si avvale di procedure per attribuire valori di qualità e vulnerabilità a ciascuna delle unità ambientali cartografate.

A scala regionale/locale le “unità ambientali” cartografate sono gli habitat “entità spaziale tridimensionale che includa almeno un'interfaccia tra aria, acqua e suolo che comprenda sia l'ambiente fisico sia le comunità di piante e animali che lo occupano” (Devillers et al., 2004).

La cartografia degli habitat è stata predisposta con una Legenda nazionale, in cui gli habitat sono classificati secondo i codici del sistema di nomenclatura europeo CORINE Biotopes, evoluto nel sistema Palaeartic. La Legenda comprende 230 tipi di habitat italiani (Serie Manuali e Linee guida 49/2009, ISPRA, Roma) cartografabili alla scala 1:50.000. Il riferimento per la valutazione è la Carta degli Habitat, nella quale ogni poligono cartografato rappresenta un biotopo di uno specifico habitat. La valutazione avviene per ogni biotopo cartografato, non per tipologia di habitat. Dai calcoli vengono esclusi i centri urbani, le aree industriali, le cave e comunque tutte le aree occupate da infrastrutture

In Campania, con l'esclusione di tali aree, sono stati valutati 37.804 biotopi rispetto ai

¹⁶ Fonte: <https://cartanatura.isprambiente.it/Database/Home.php>

42.792 totali della carta degli habitat. Il sistema di Valutazione ha valenza nazionale. Entrando più nello specifico, con l'espressione "valutazione degli habitat" si intende un insieme di operazioni finalizzate ad evidenziare ciò che la Legge n. 394/91 ha indicato come: "valori naturali e profili di vulnerabilità territoriale". Con tali operazioni si calcolano i seguenti indici:

- Valore Ecologico
- Sensibilità Ecologica
- Pressione Antropica
- Fragilità Ambientale

Il **valore Ecologico** viene inteso con l'accezione di pregio naturale e per la sua stima si calcola un set di indicatori riconducibili a tre diversi gruppi: uno che fa riferimento a cosiddetti valori istituzionali, ossia aree a habitat già segnalati in direttive comunitarie; uno che tiene conto delle componenti di biodiversità degli habitat ed un terzo gruppo che considera indicatori tipici dell'ecologia del paesaggio come la superficie, la rarità e la forma dei biotipi, indicativi dello stato di conservazione degli stessi.

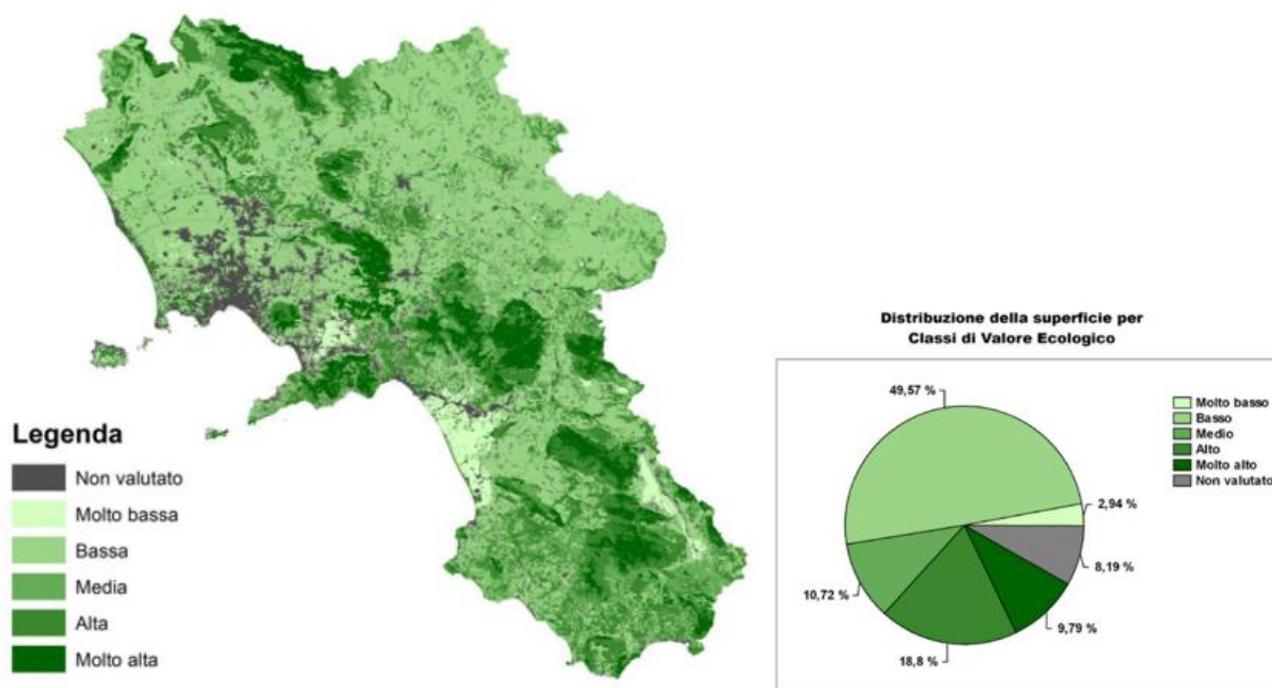


Figura 104 Mappa delle classi di Valore Ecologico dei biotipi della Regione Campania e relativa distribuzione della superficie per Classi di Valori Ecologico

La stima della **Sensibilità Ecologica** è finalizzata ad evidenziare quanto un biotipo è soggetto al rischio di degrado o perché popolato da specie animali e vegetali incluse negli elenchi delle specie a rischio di estinzione, oppure per caratteristiche strutturali. In questo senso la sensibilità esprime la vulnerabilità o meglio la predisposizione intrinseca di un biotipo a subire un danno, indipendentemente dalle pressioni di natura antropica cui esso è sottoposto.

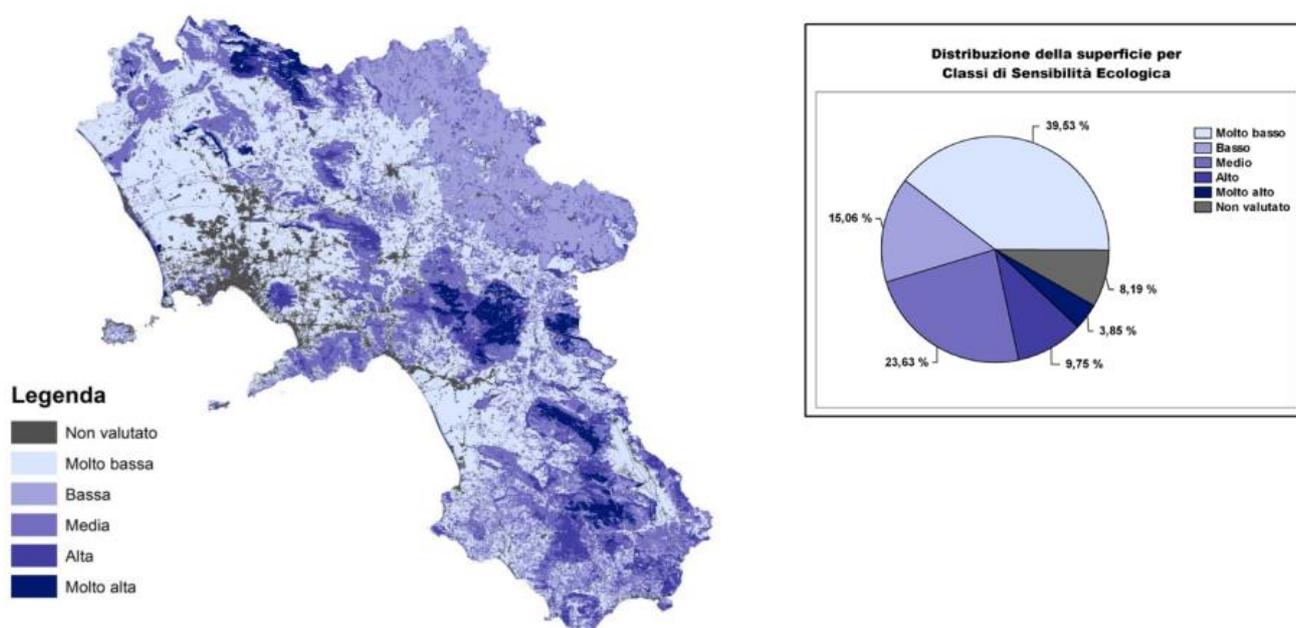


Figura 105 Mappa delle classi di Sensibilità ecologica dei biotipi della Regione Campania e relativa distribuzione della superficie per Classi di Sensibilità Ecologica

Gli indicatori per la determinazione della **Pressione Antropica** forniscono una stima indiretta e sintetica del grado di disturbo indotto su un biotipo dalle attività umane e dalle infrastrutture presenti sul territorio. Si stimano le interferenze maggiori dovute a: frammentazione di un biotipo prodotta dalla rete viaria, adiacenza con aree ad uso agricolo, urbano ed industriale; propagazione del disturbo antropico.

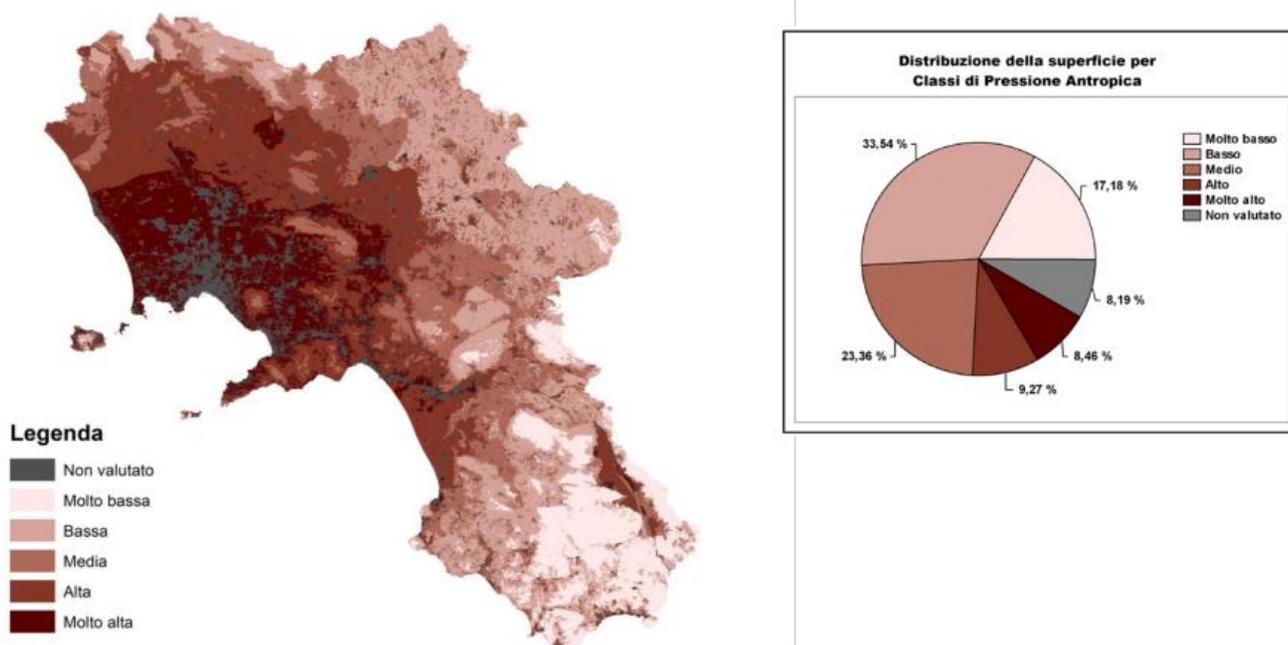


Figura 106 Mappa delle classi di Pressione Antropica dei biotipi della Regione Campania e relativa distribuzione della superficie per Classi di Pressione Antropica

La **Fragilità Ambientale** deriva dalla combinazione di: Sensibilità Ecologica e Pressione Antropica. A differenza degli altri indici calcolati, la Fragilità Ambientale non deriva da un algoritmo matematico ma dalla combinazione della Pressione Antropica con la Sensibilità Ecologica, secondo una matrice che mette in relazione le rispettive classi.

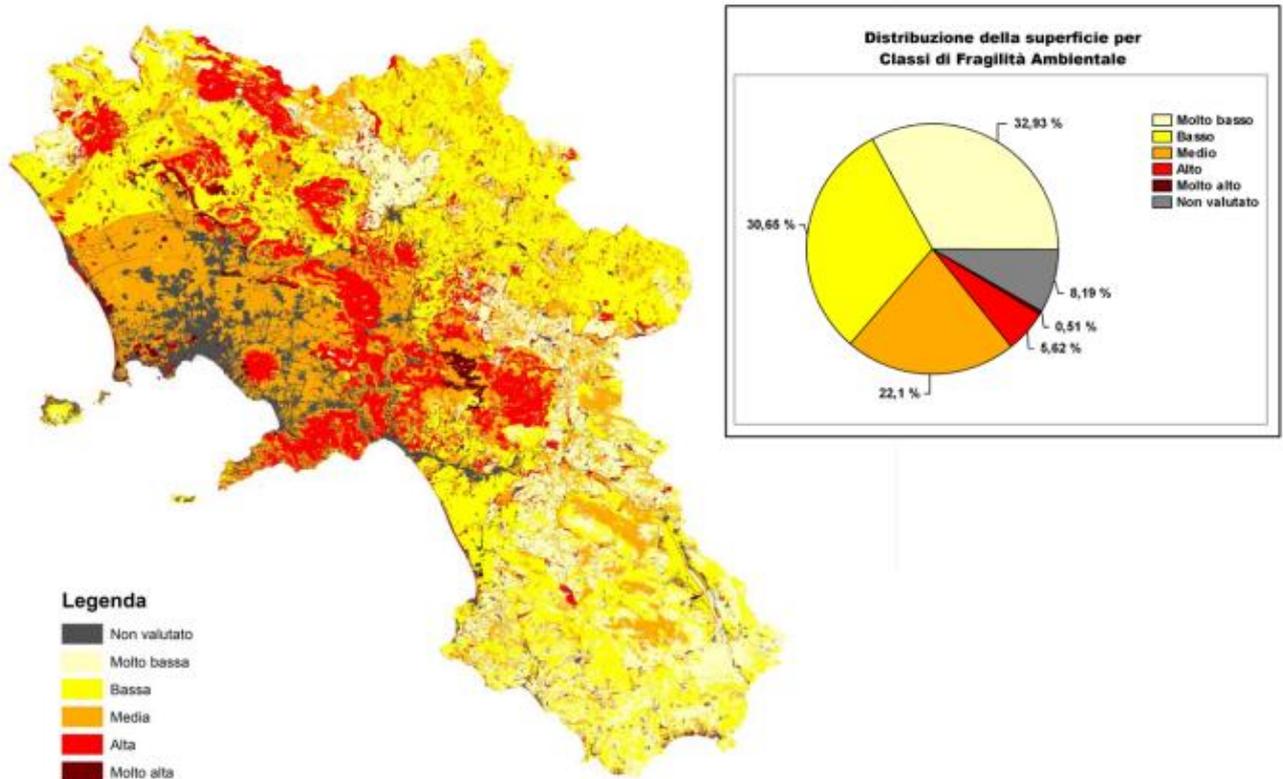


Figura 107 Mappa delle classi di Fragilità Ambientale dei biotipi della Regione Campania e relativa distribuzione della superficie per Classi di Fragilità Ambientale

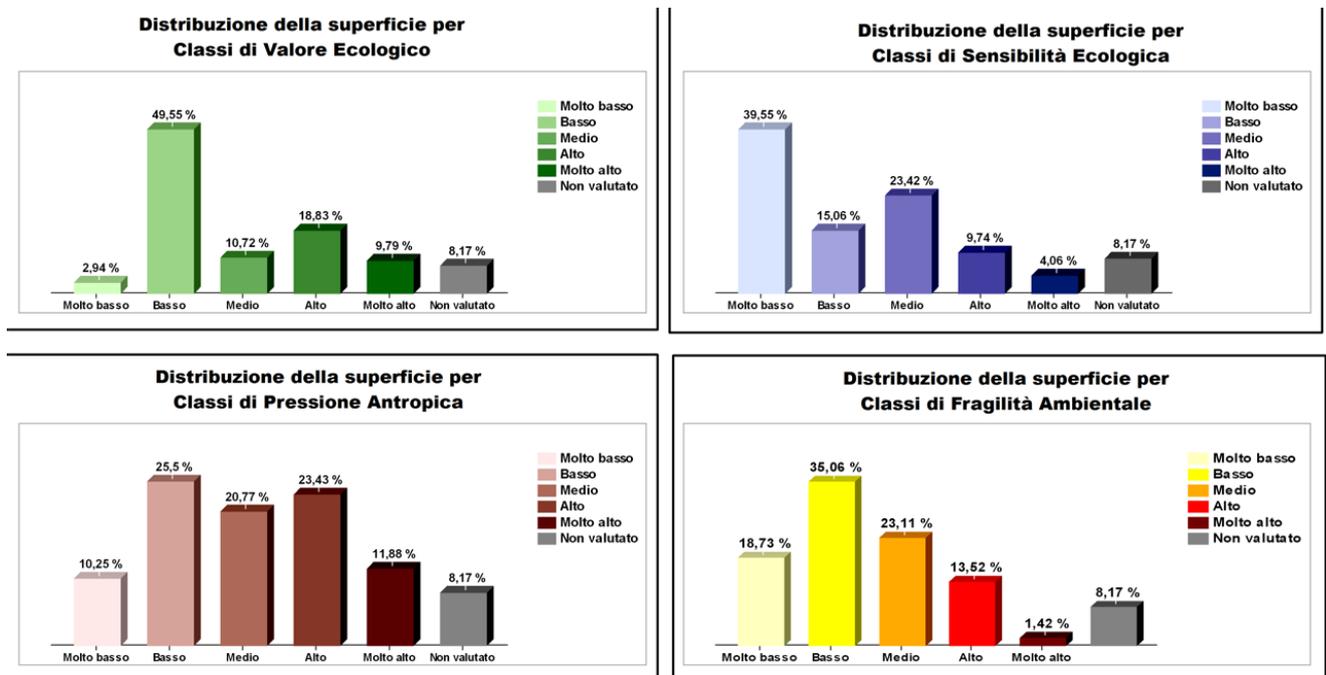


Figura 108 Sintesi delle distribuzioni della superficie per classi degli indici considerati

L'area di ubicazione dell'impianto nonché il collegamento interrato fino alla sottostazione Terna non risultano ricadere in aree protette nazionali e regionali, zone SIC/ZPS. Sulla base di osservazioni dirette eseguite durante sopralluoghi in sito, della bibliografia consultata e dalla Carta degli Habitat Corine Biotipes¹⁷, l'area oggetto della realizzazione dell'impianto è ascrivibile principalmente all'habitat 82.3 *Colture estensive*, come si evince dallo Stralcio riportato di seguito:

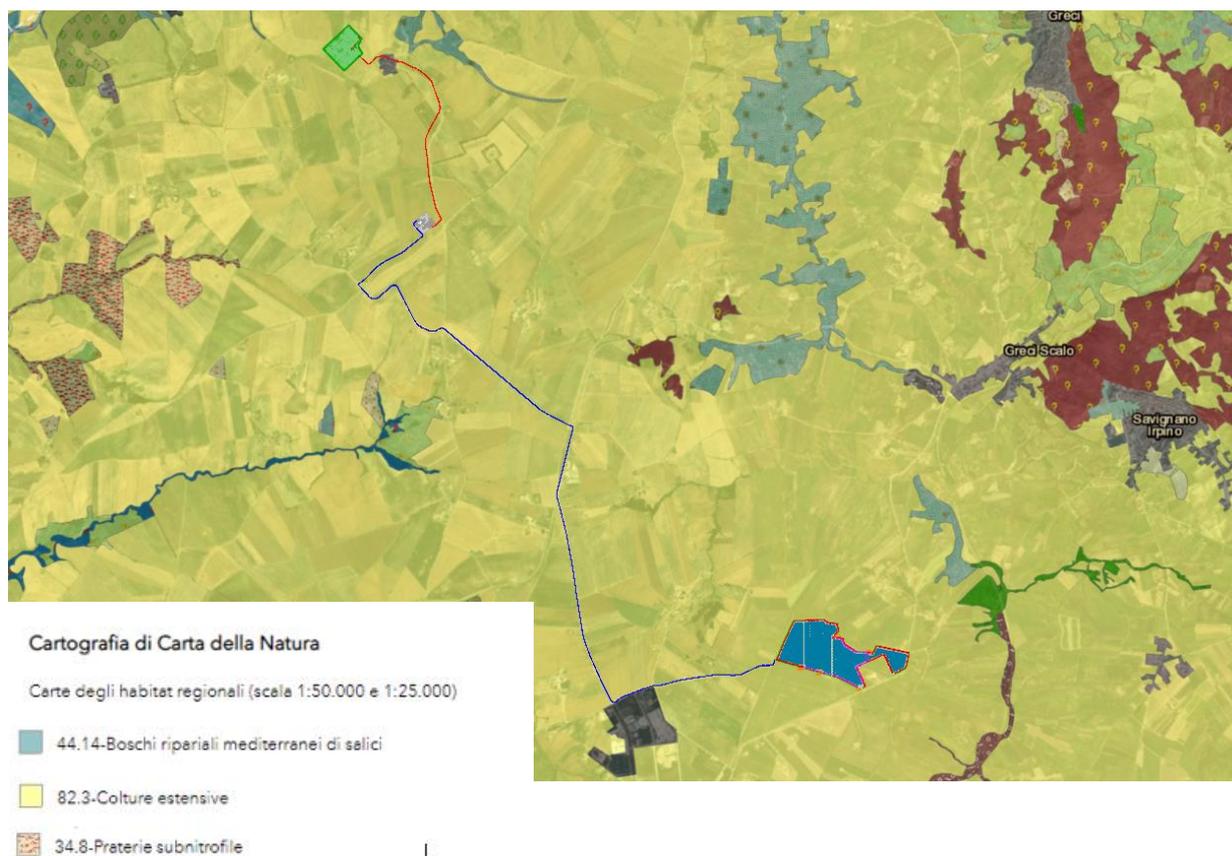


Figura 109 Stralcio della Carta degli Habitat Regionali con sovrapposizione dell'impianto fotovoltaico

Habitat	Superficie occupata	Indici di Valutazione			
		Valore Ecologico	Sensibilità ecologica	Pressione Antropica	Fragilità ambientale
82.3 – Colture estensive	23,51 ha	Bassa	Bassa	Bassa	Bassa

¹⁷ Fonte:

<https://sinacloud.isprambiente.it/portal/apps/webappviewer/index.html?id=885b933233e341808d7f629526aa32f6>

L'habitat principalmente interessato dal Progetto è caratterizzato da aree agricole tradizionali con sistemi di seminativo occupati specialmente da cereali autunno-vernini a basso impatto e quindi con una flora compagna spesso a rischio. Si possono riferire qui anche i sistemi molto frammentati con piccoli lembi di siepi, boschetti, prati stabili etc.

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 normativa vigente.

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 contempla principalmente aree con Valore Ecologico basso (colture estensive) ed in minima parte lembi di più alto valore ecologico. Il sopralluogo effettuato nell'ambito della Relazione Pedo Agronomica ha evidenziato che attualmente la maggior parte della superficie interessata è coltivata a seminativo (cereali e foraggere) ed in minima parte è destinata a pascolo. 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 **Jolywood** modello **JW-HD132N bifacial** da 700 Wp 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.5.2.3 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 principalmente 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 provocare 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 rotatorie. 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.

Nel caso del progetto in esame, occorre sottolineare che il Comune di Ariano Irpino 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.

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).

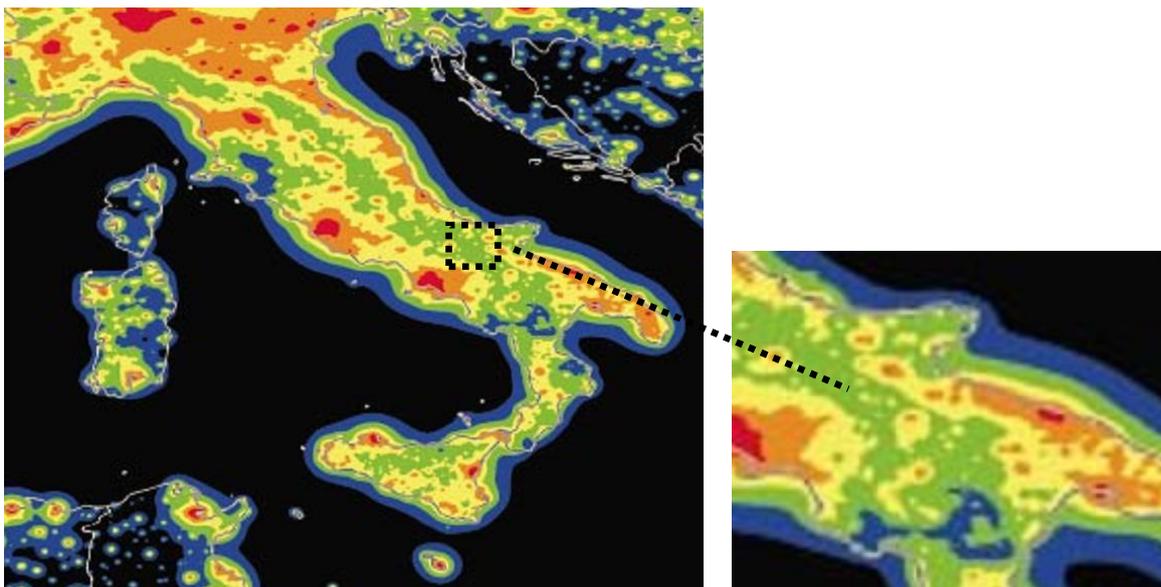


Figura 110 Brillanza artificiale del cielo notturno a livello del mare (Fonte; The artificial night sky brightness mapped from DMSP Operational Linescan System measurements P. Cinzano (1), F. Falchi (1), C.D. Elvidge (2), Baugh K. (2) ((1) Dipartimento di Astronomia Padova, Italy, (2) Office of the director, 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 ($8.61 \cdot 10^7$ ph cm⁻² s⁻¹ sr⁻¹ oppure 252 μ 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 brillanza artificiale del cielo.

Brillanza totale del cielo notturno

La mappa della brillanza 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 brillanza 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 brillanza 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 brillanza artificiale è solo una frazione di quella naturale.

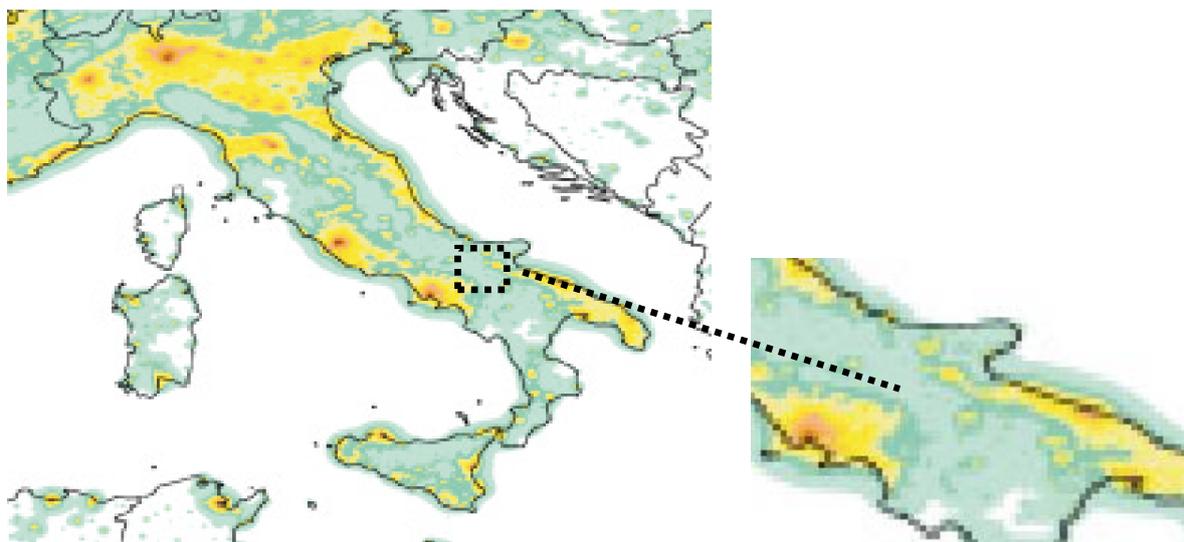


Figura 111 Brillanza totale del cielo notturno a livello del mare (Fonte: Naked eye star visibility and limiting magnitude mapped from DMSP-OLS satellite data, P. Cinzano (1), F. Falchi (1), C.D. Elvidge (2)((1) Dipartimento di Astronomia Padova, Italy, (2) Office of the director, NOAA National Geophysical 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.

Brillantezza 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 brillantezza 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 brillantezza 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 normativa vigente. 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 espressa 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 1,5 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 Wojtyla; 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)

L'area interessata dal Progetto appartiene a un ampio contesto agricolo collinare; è inserita in paesaggio agrario tradizionale con assetto colturale tipico nel sistema tipologico rurale delle masserie arianesi ricadente nella tessitura territoriale storica in prossimità dell'antica via traianea e del tratturo Pescasseroli - Candela ove sono ancora evidenti le tracce della *centuriatio*; appartiene, perciò, a sistemi tipologici di forte caratterizzazione locale e sovralocale (sistema delle masserie);

Da quanto riportato nella *Relazione Paesaggistica* (cfr. Elaborato DEF-REL.14) e dall'analisi dell'articolato sistema vincolistico nazionale, regionale, provinciale e soprattutto locale, si evince quanto segue per l'impianto ed il relativo collegamento interrato in progetto.

L'area non appartiene a percorsi panoramici o ad ambiti di percezione da punti o percorsi panoramici; non appartiene ad ambiti a forte valenza simbolica.

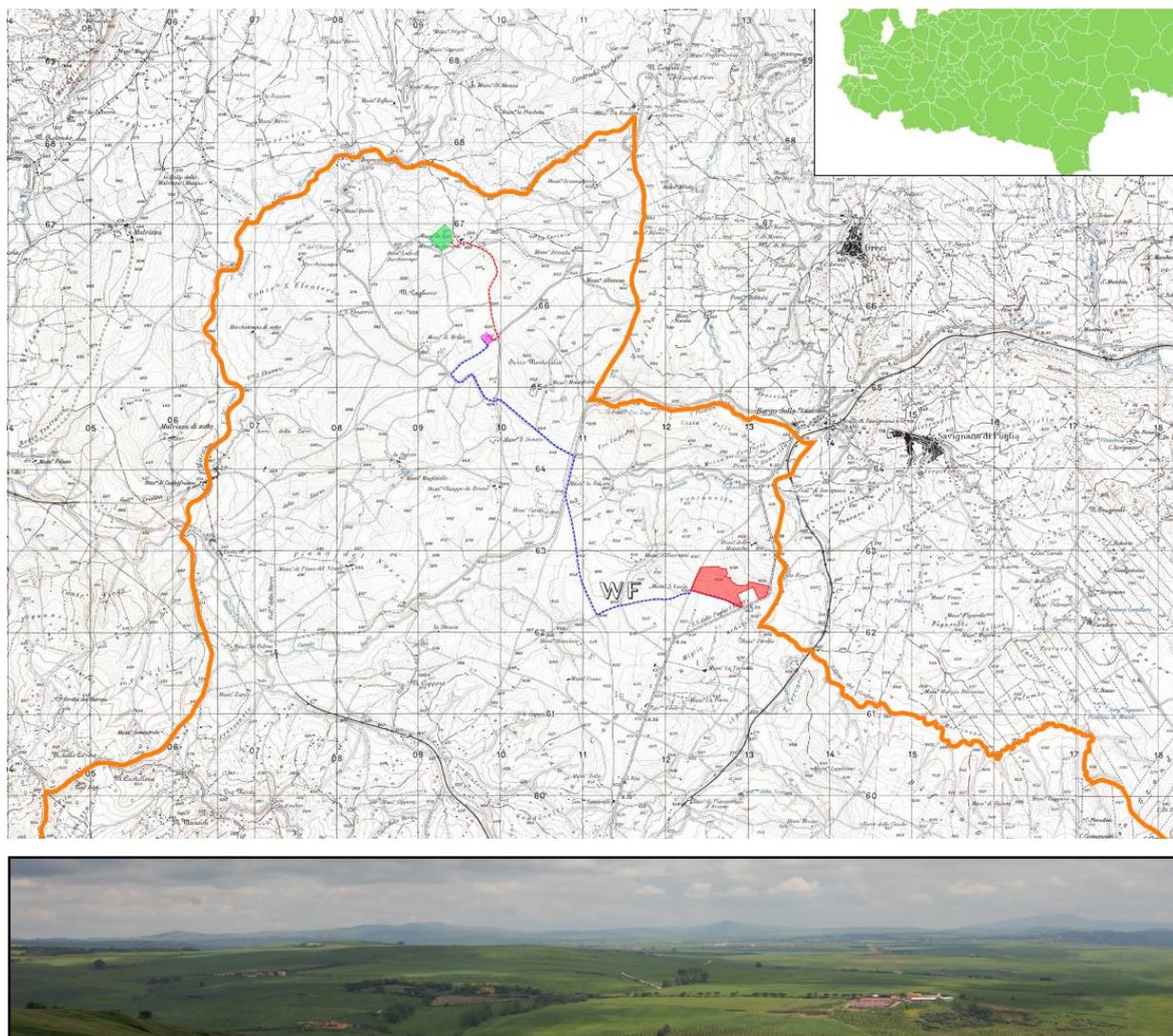


Figura 112 Planimetria IGM con cono ottico del punto di vista e foto panoramica

La perimetrazione di un lotto dell'impianto fotovoltaico ed il cavidotto MT (interrato) interferiscono con La Via Traiana e relativa fascia di rispetto. Il Cavidotto MT, inoltre, attraversa, al di sotto della viabilità esistente, il Sito archeologico di S. Eulerio.

La compatibilità dell'intervento con i suddetti elementi caratterizzanti il paesaggio agrario tradizionale delle colline arianesi è stata approfondita nell'ambito della *Relazione Paesaggistica* e nella *Relazione di verifica preventiva di interesse archeologico* (cfr. Elaborato DEF-REL.16) e sarà sintetizzata nell'ambito della valutazione degli impatti del Progetto, riportata nel proseguo.

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.

È 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 obbligatoria; 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. È stata, preliminarmente, studiata la evoluzione del paesaggio rurale che caratterizza l'intorno del sito. Si è proceduto ad estrapolare, mediante l'impiego di Google Earth, la stessa vista aerea nelle seguenti 10

date: 02/11/2002, 07/01/2004, 17/07/2005, 13/05/2009, 18/05/2012, 15/04/2013, 09/10/2014, 04/11/2015, 01/11/2017, e 14/06/2019.

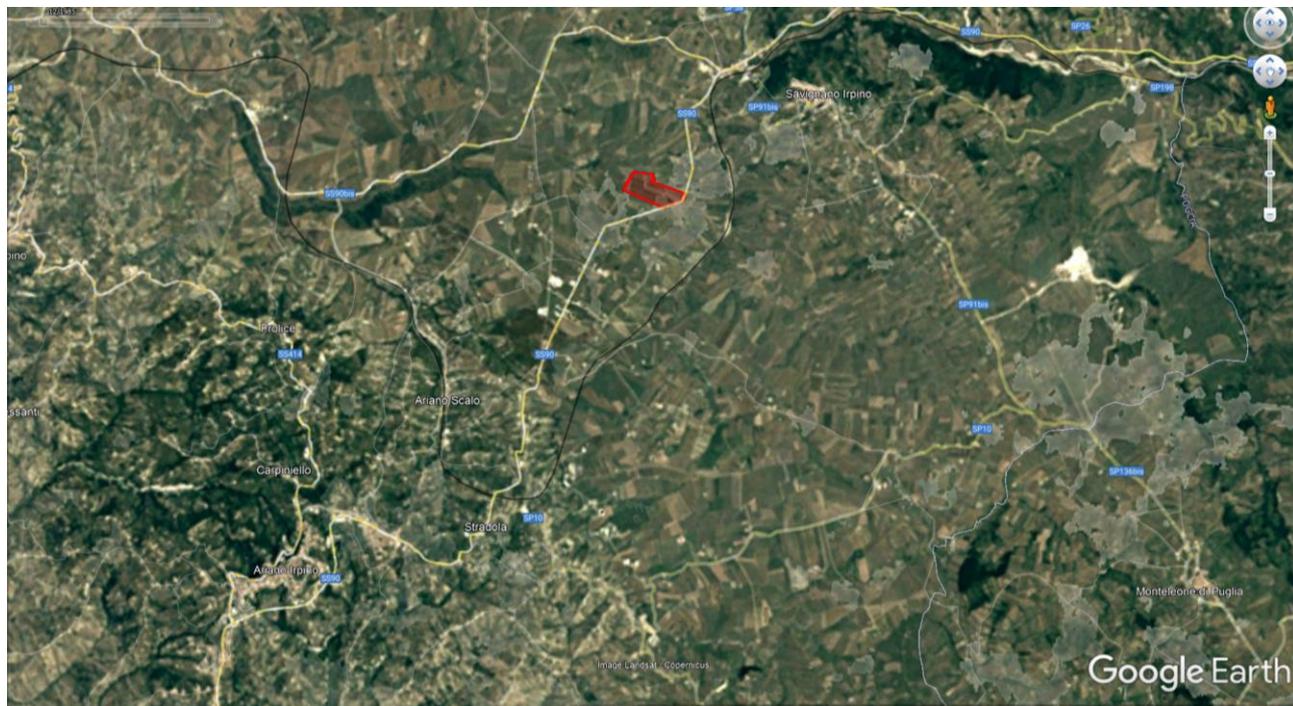


Figura 113 Vista aerea del sito che ospiterà l'impianto e del suo intorno – immagine acquisita in data 31/12/1985 (Fonte Google Earth pro)

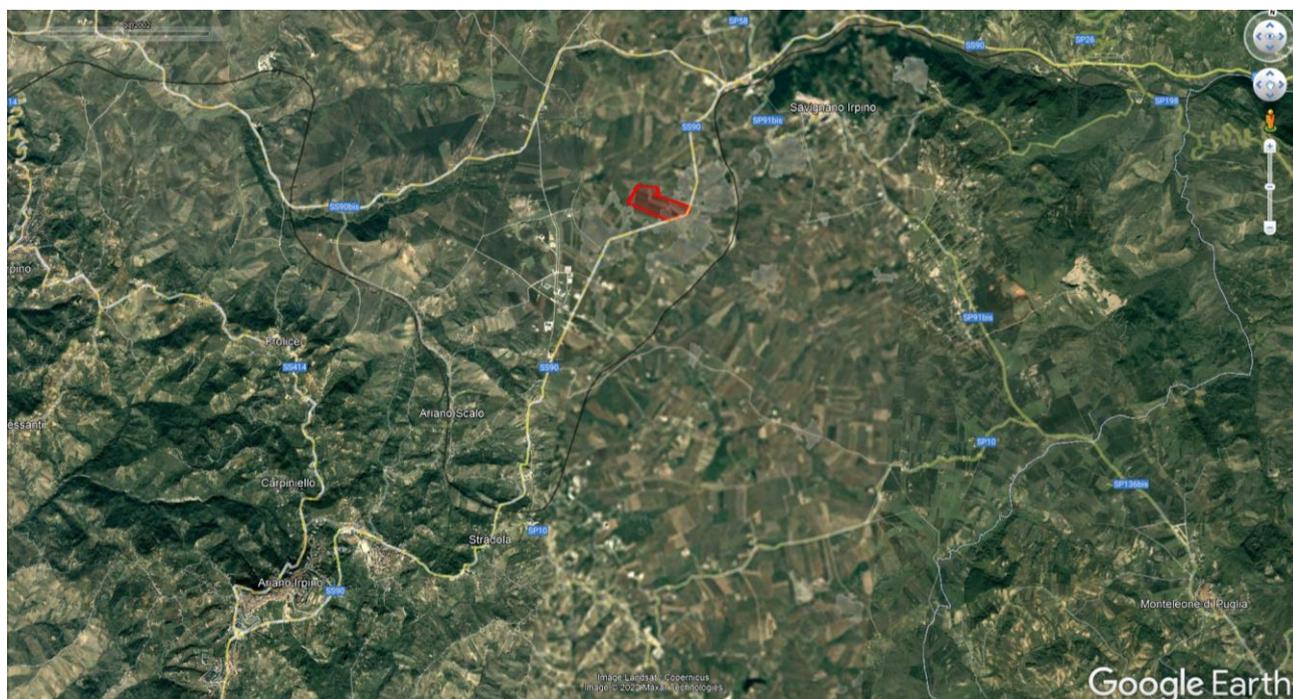


Figura 114 Vista aerea del sito che ospiterà l'impianto e del suo intorno – immagine acquisita in data 02/11/2002 (Fonte Google Earth pro)



Figura 115 Vista aerea del sito che ospiterà l'impianto e del suo intorno – immagine acquisita in data 17/07/2005 (Fonte Google Earth pro)

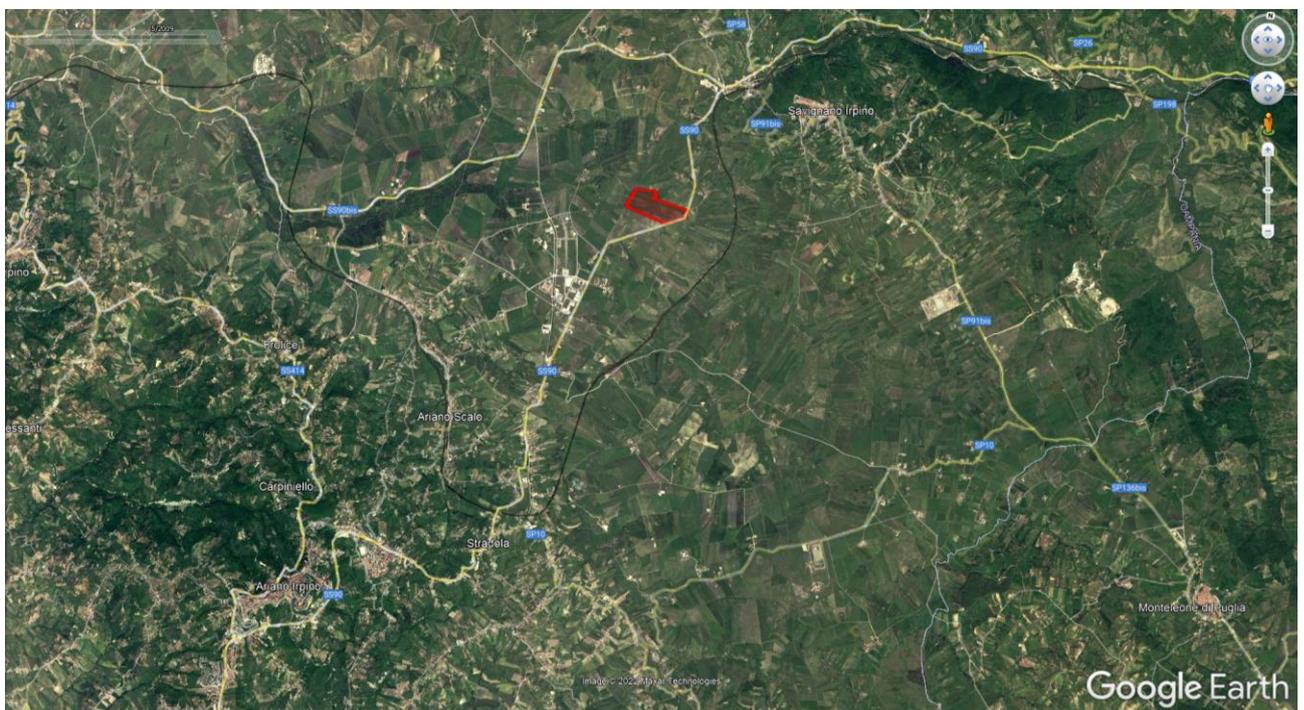


Figura 116 Vista aerea del sito che ospiterà l'impianto e del suo intorno – immagine acquisita in data 13/05/2009 (Fonte Google Earth pro)

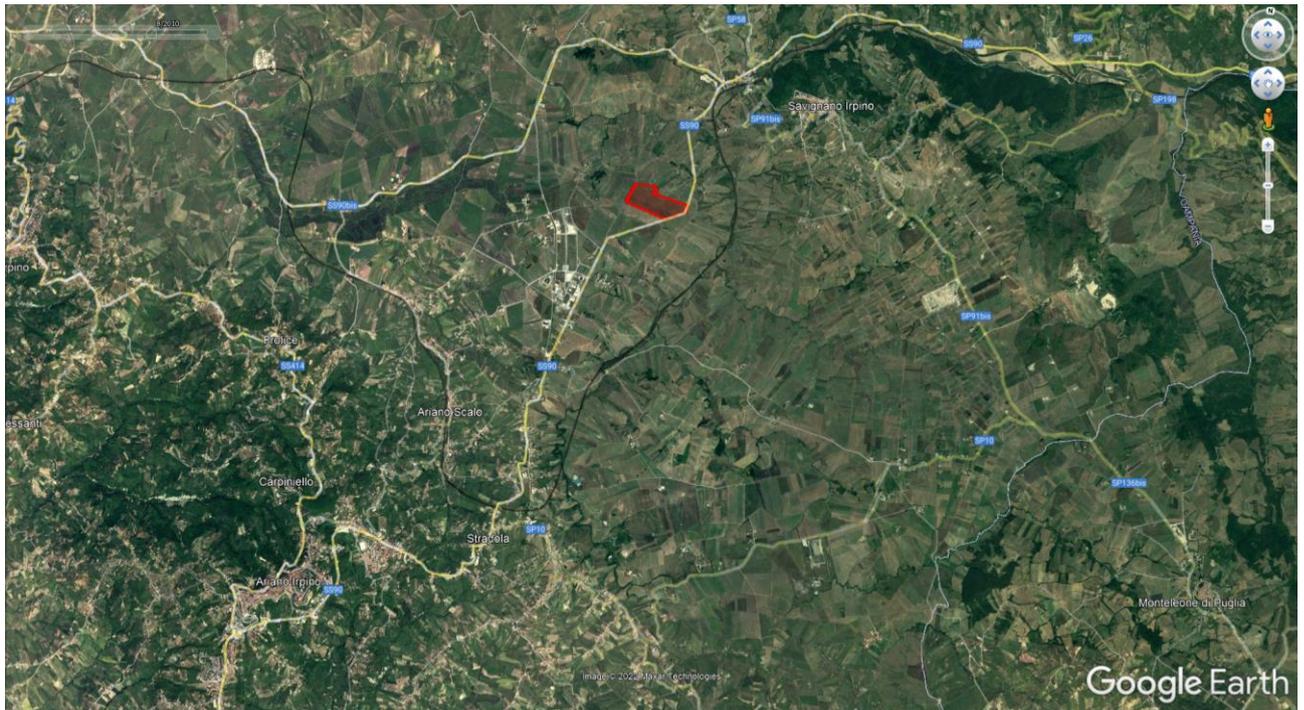


Figura 117 Vista aerea del sito che ospiterà l'impianto e del suo intorno – immagine acquisita in data 20/08/2010 (Fonte Google Earth pro)

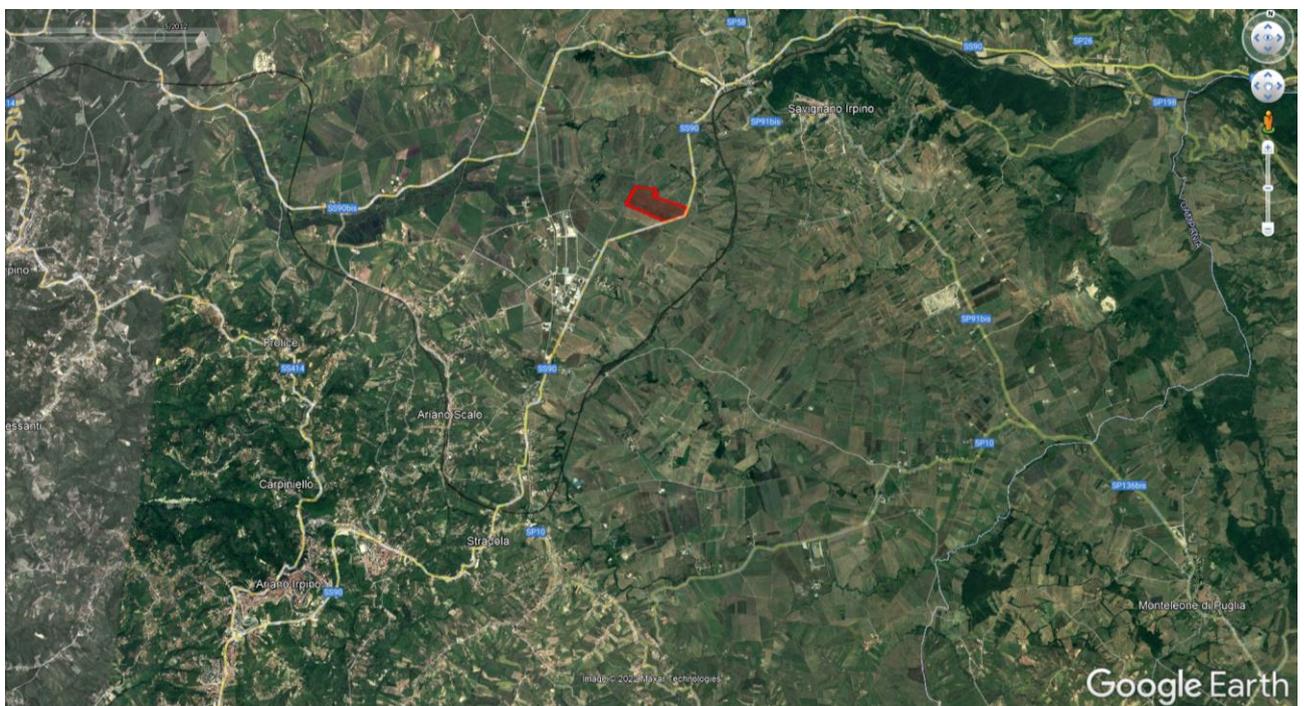


Figura 118 Vista aerea del sito che ospiterà l'impianto e del suo intorno – immagine acquisita in data 18/05/2012 (Fonte Google Earth pro)

Progetto per la realizzazione di un impianto fotovoltaico sito nel Comune di Ariano Irpino (AV) in loc. "Masseria delle Monache" e relative opere di connessione

PROGETTO DEFINITIVO – Studio di Impatto Ambientale

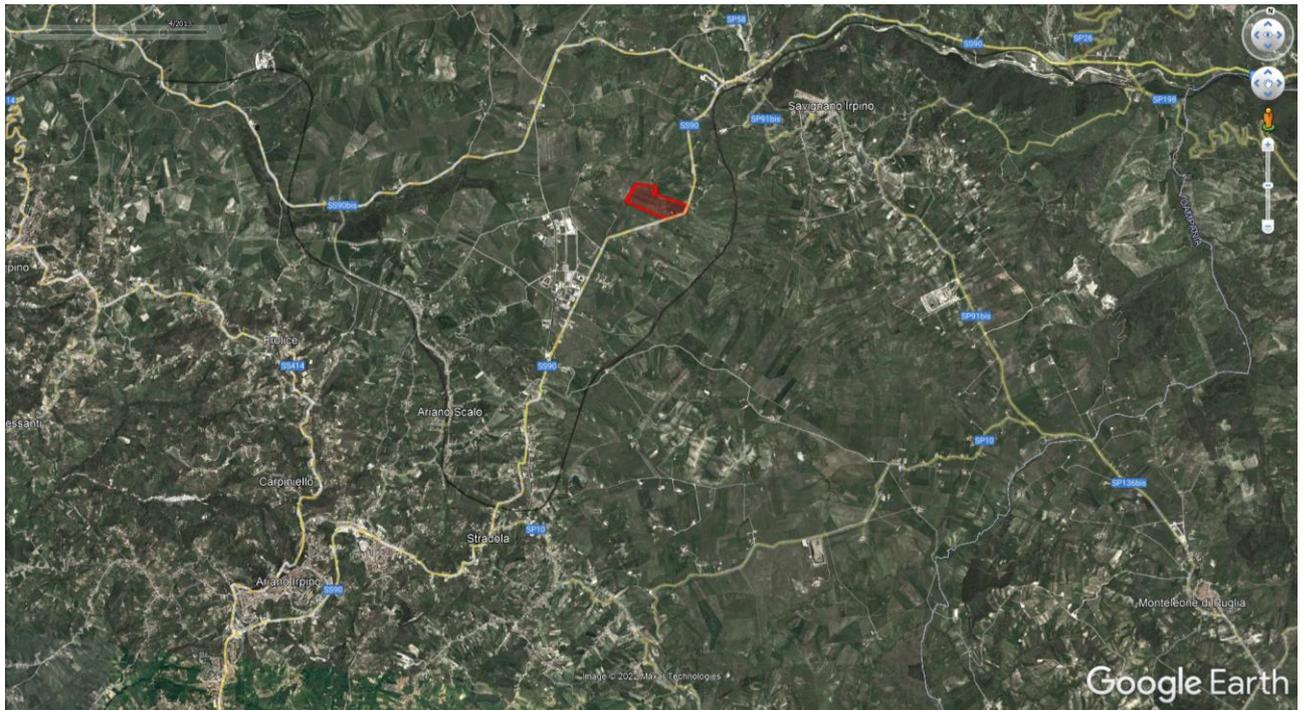


Figura 119 Vista aerea del sito che ospiterà l'impianto e del suo intorno – immagine acquisita in data 15/04/2013 (Fonte Google Earth pro)

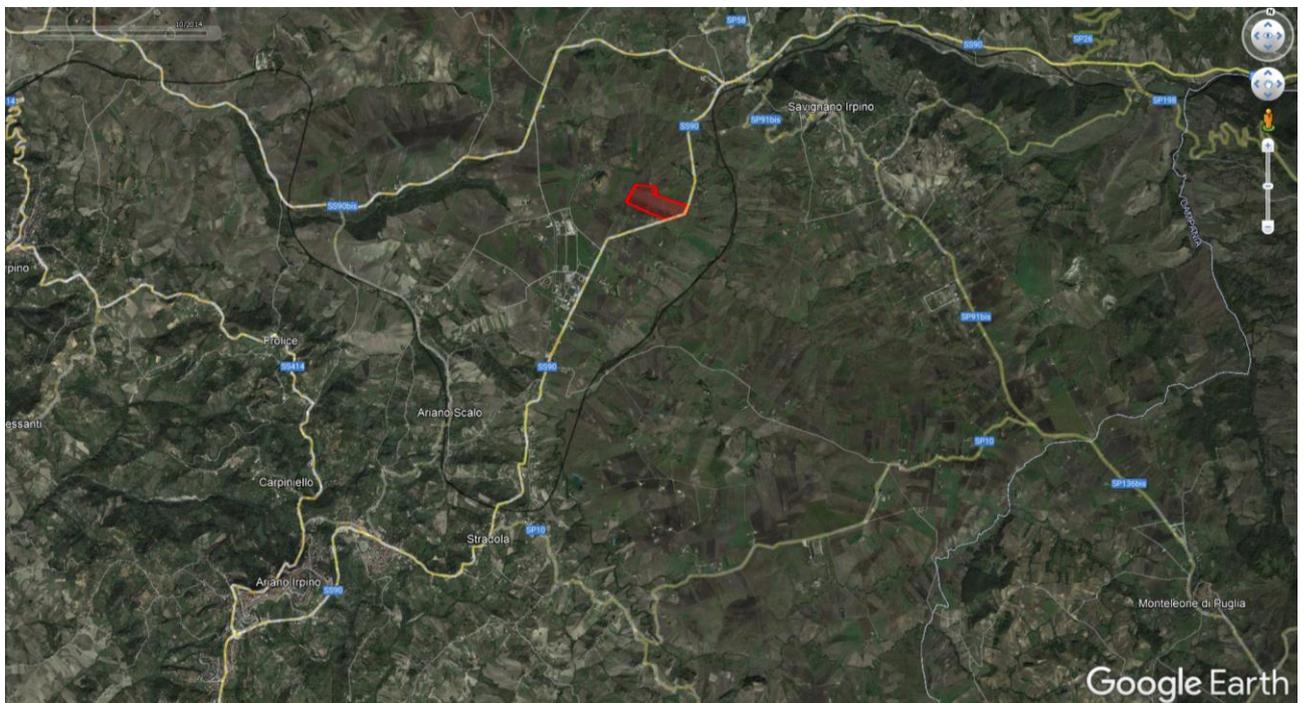


Figura 120 Vista aerea del sito che ospiterà l'impianto e del suo intorno – immagine acquisita in data 09/10/2014 (Fonte Google Earth pro)

Progetto per la realizzazione di un impianto fotovoltaico sito nel Comune di Ariano Irpino (AV) in loc. "Masseria delle Monache" e relative opere di connessione

PROGETTO DEFINITIVO – Studio di Impatto Ambientale

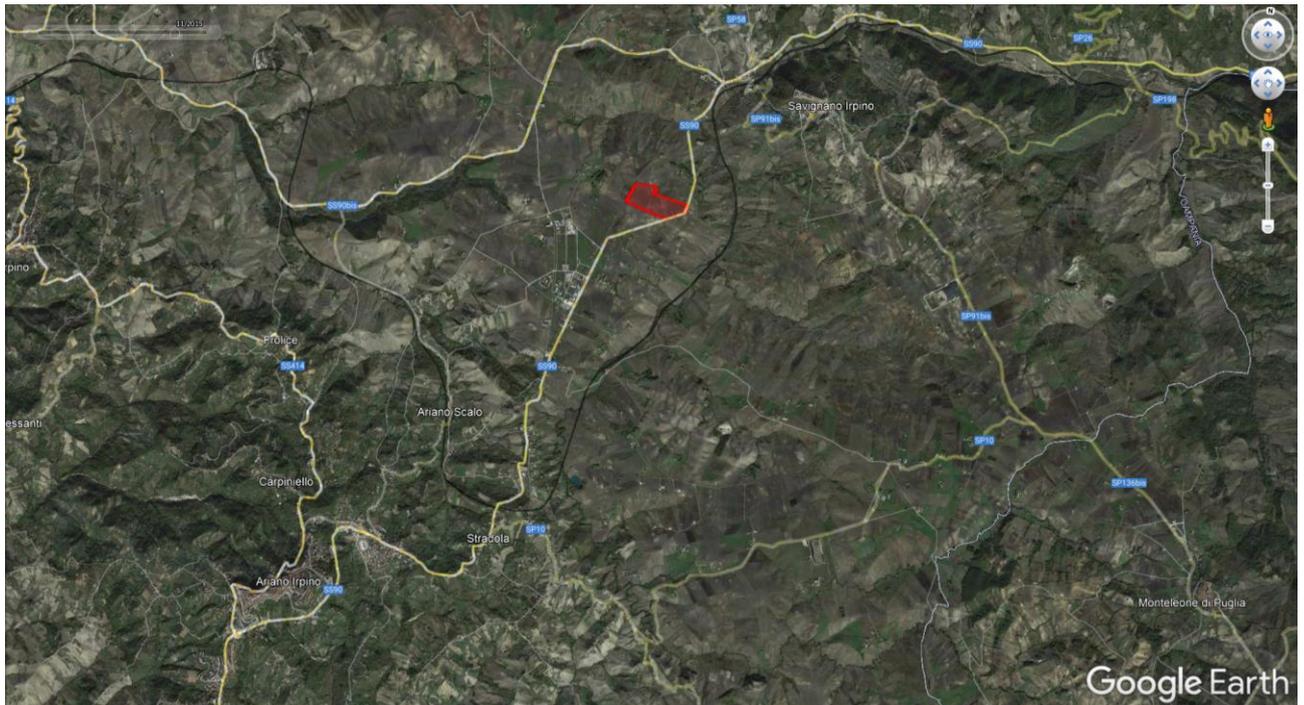


Figura 121 Vista aerea del sito che ospiterà l'impianto e del suo intorno – immagine acquisita in data 04/11/2015 (Fonte Google Earth pro)

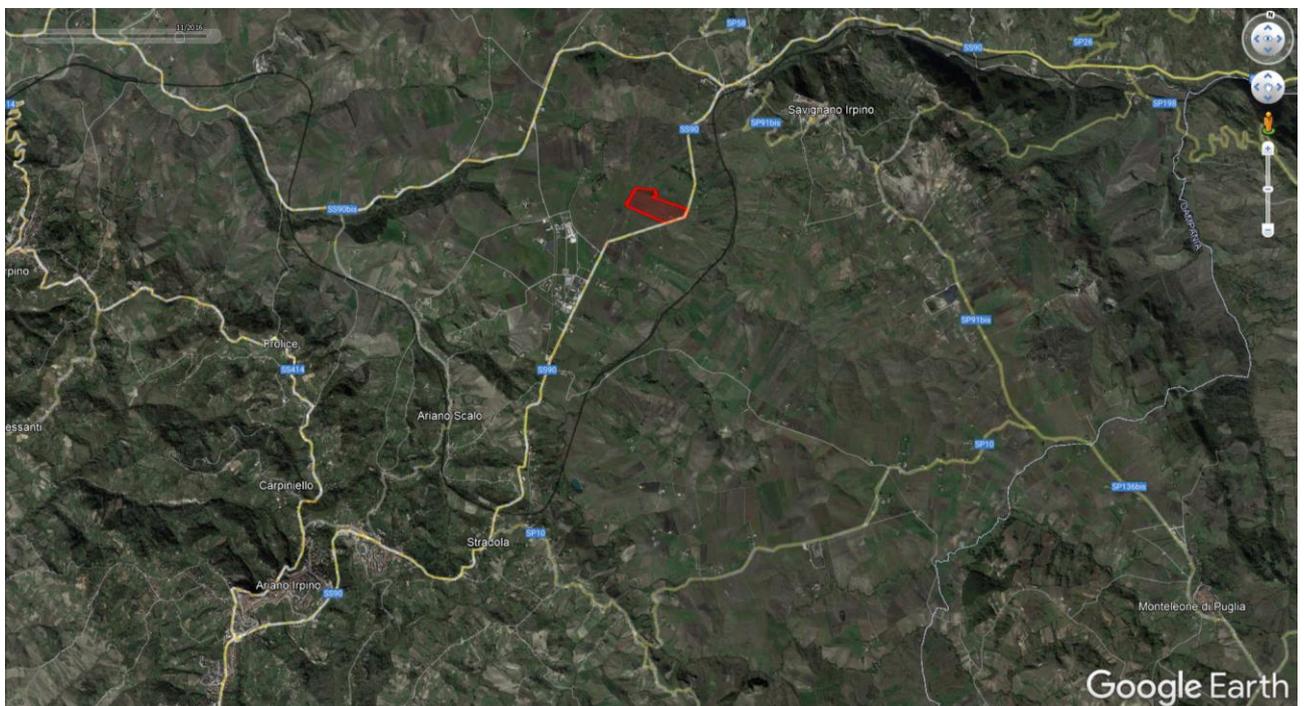


Figura 122 Vista aerea del sito che ospiterà l'impianto e del suo intorno – immagine acquisita in data 01/11/2016 (Fonte Google Earth pro)

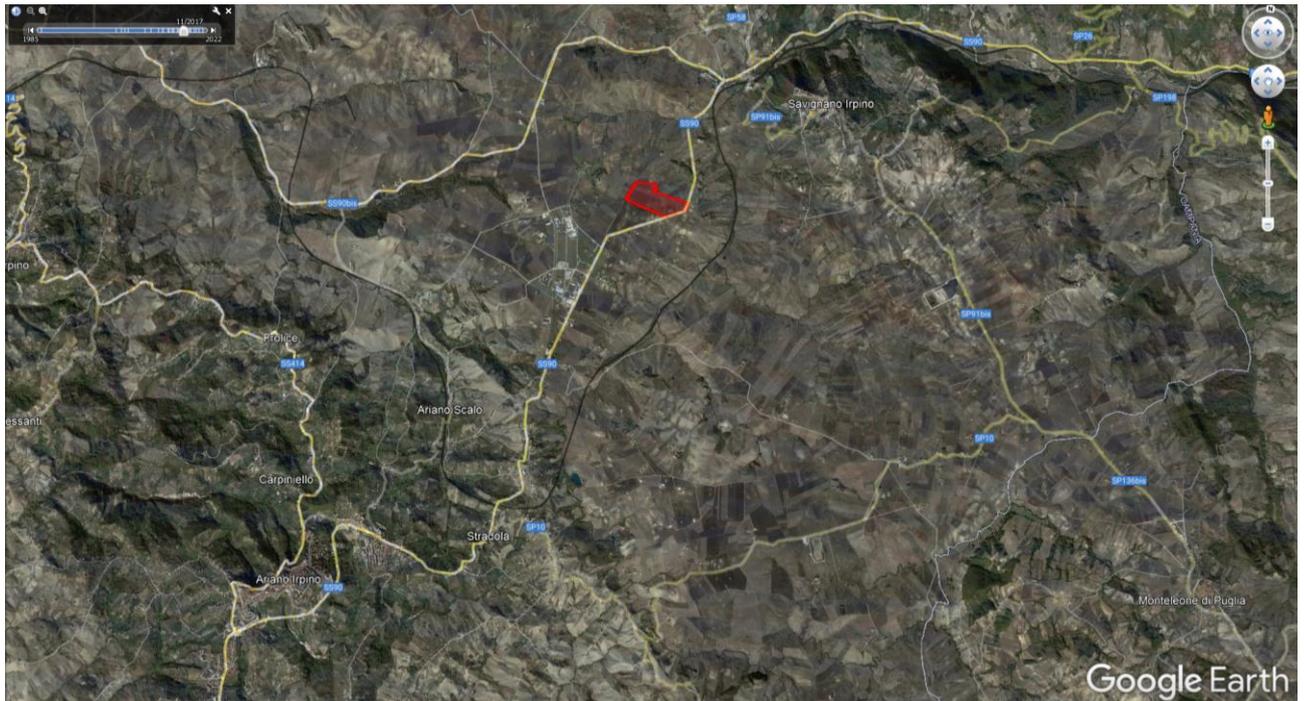


Figura 123 Vista aerea del sito che ospiterà l'impianto e del suo intorno – immagine acquisita in data 01/11/2017 (Fonte Google Earth pro)

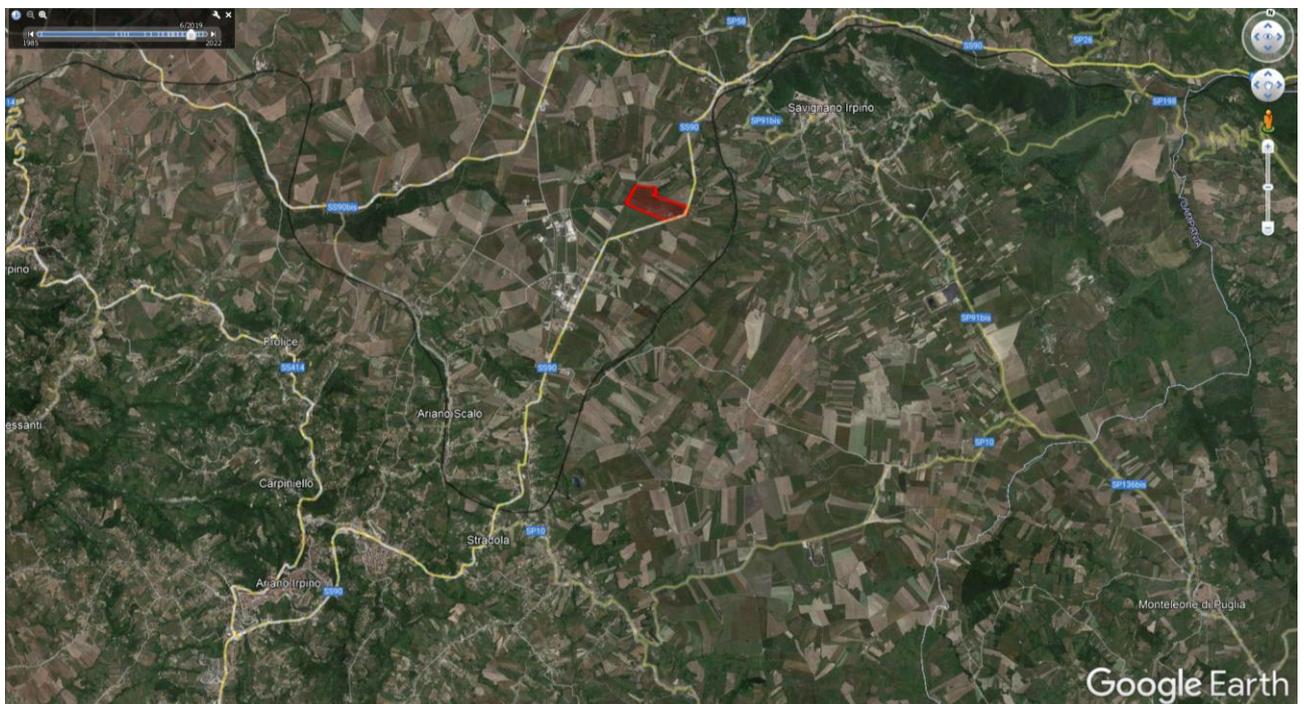


Figura 124 Vista aerea del sito che ospiterà l'impianto e del suo intorno – immagine acquisita in data 14/06/2019 (Fonte Google Earth pro)

Progetto per la realizzazione di un impianto fotovoltaico sito nel Comune di Ariano Irpino (AV) in loc. "Masseria delle Monache" e relative opere di connessione

PROGETTO DEFINITIVO – Studio di Impatto Ambientale

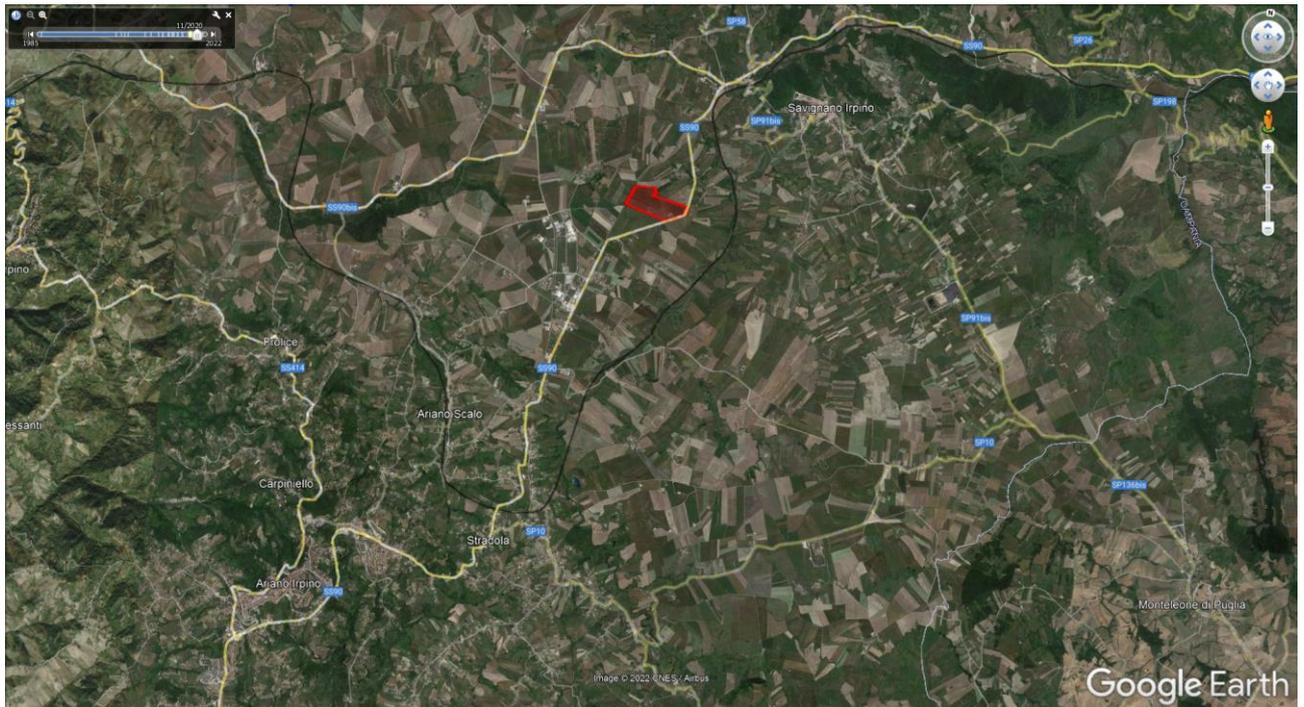


Figura 125 Vista aerea del sito che ospiterà l'impianto e del suo intorno – immagine acquisita in data 08/11/2020 (Fonte Google Earth pro)

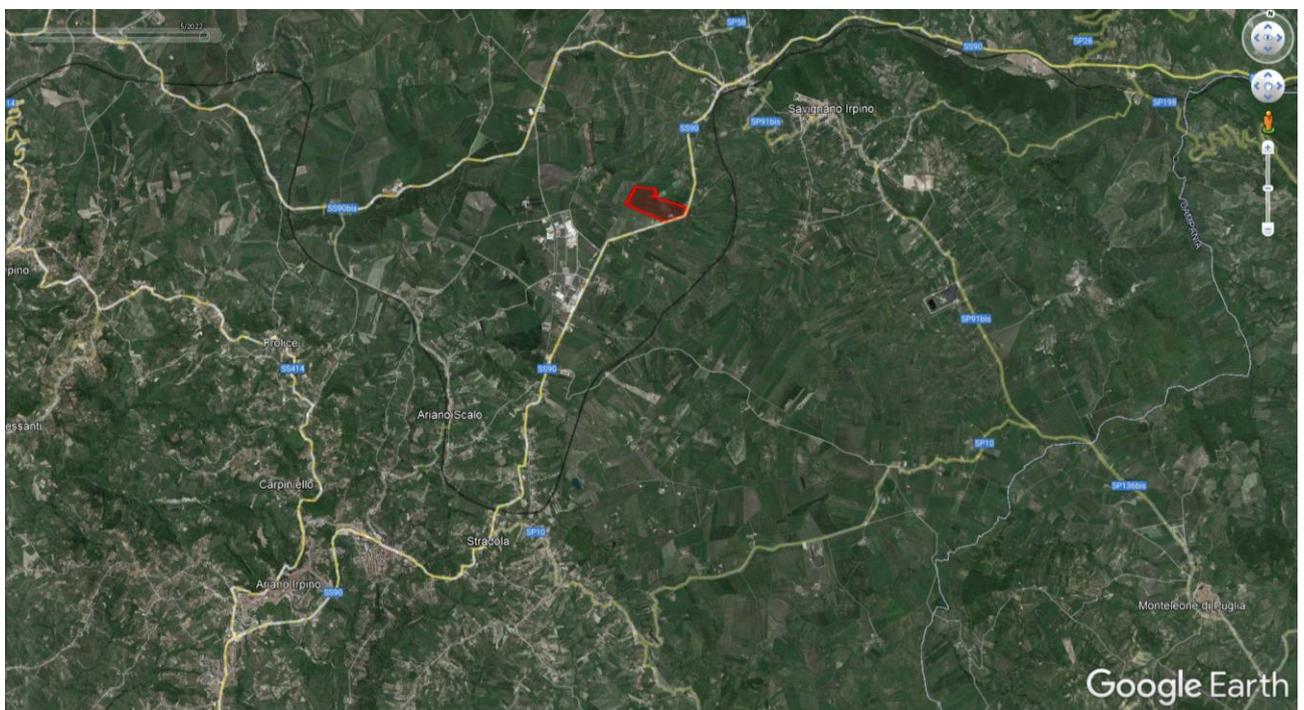


Figura 126 Vista aerea del sito che ospiterà l'impianto e del suo intorno – immagine acquisita in data 05/2022 (Fonte Google Earth pro)

L'analisi delle viste aeree fa emergere chiaramente che, nel periodo considerato (1985 – 2022), 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.

L'intervisibilità teorica, calcolata attraverso opportuni algoritmi di *viewshed analysis* implementati dai sistemi GIS, mette in relazione l'area destinata all'installazione dell'impianto fotovoltaico con un teorico osservatore (altezza 1,60 m) posto in un punto all'interno del bacino visivo prescelto (in questo caso buffer di 3 km dal perimetro dell'impianto).

Per tale elaborazione, è stato utilizzato il modello digitale del terreno (DTM) messo a disposizione dalla Regione Campania (Risoluzione a 10 m).

Il risultato di tale elaborazione è un raster in cui, per ogni cella, è riportato il numero di punti di controllo teoricamente visibili da tale posizione.

La mappa fornisce un dato assolutamente conservativo in quanto non tiene conto di importanti parametri che riducono la visibilità dell'impianto, costituendo un ingombro che si frappone tra l'osservatore e il parco fotovoltaico, quali ad esempio:

- a. la presenza di ostacoli vegetali (alberi, arbusti, ecc.);
- b. la presenza di ostacoli artificiali (case, chiese, ponti, strade, ecc.);
- c. l'effetto filtro dell'atmosfera;
- d. la quantità e la distribuzione della luce;
- e. il limite delle proprietà percettive dell'occhio umano.

L'ampiezza della zona visibile dipende dall'andamento orografico e dalla integrazione dell'impianto con esso, mentre la dissimulazione dipende dalla presenza di rilievi o elementi specifici del paesaggio (boschi, edifici, etc.).

La mappa elaborata per la sezione di impianto mostra come i punti di maggiore visibilità delle strutture siano posizionati nelle immediate vicinanze dell'impianto, ad una distanza teorica massima di circa 3km:

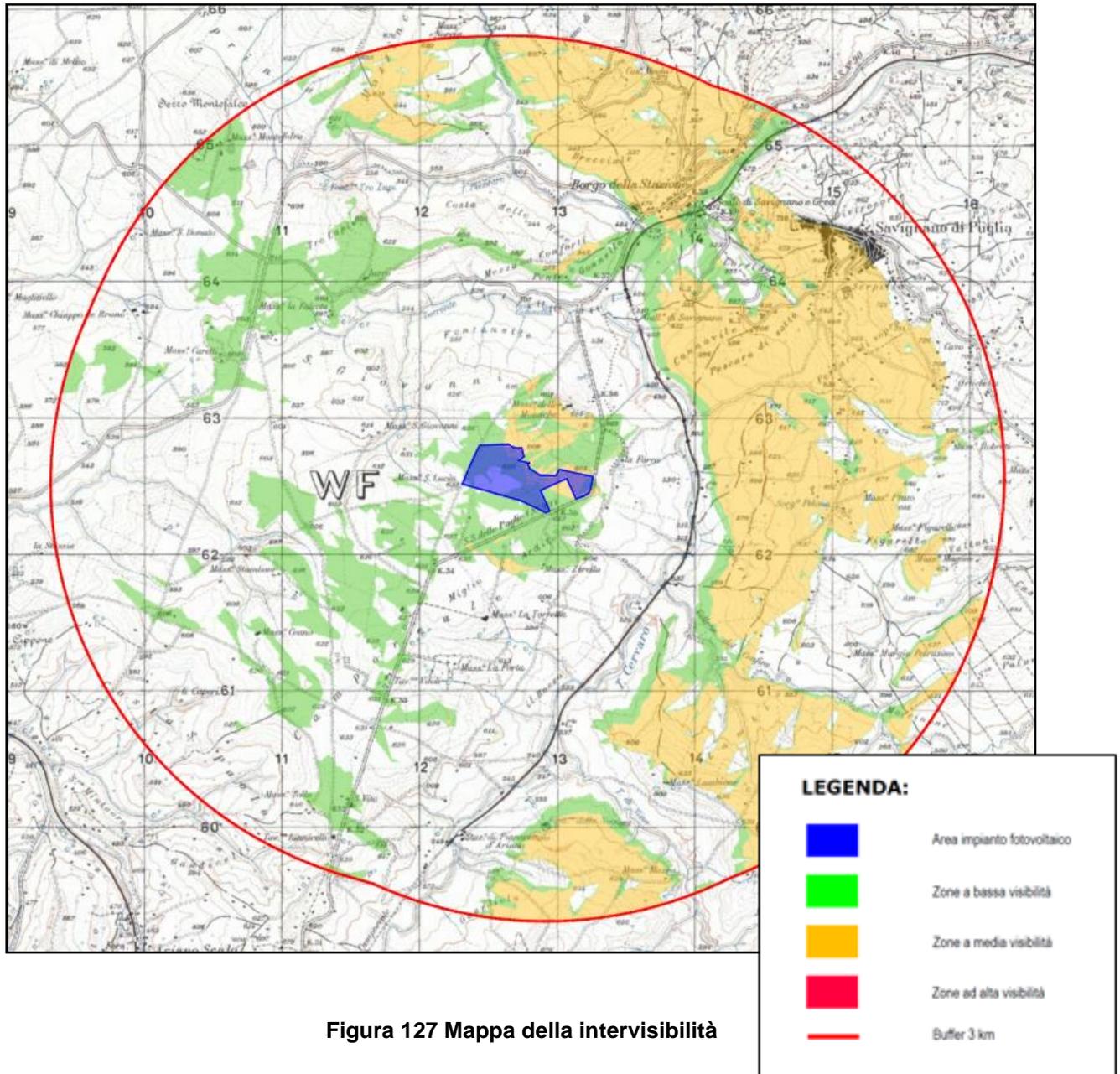


Figura 127 Mappa della intervisibilità

Non tenendo conto degli effetti che riducono la visibilità dell'impianto, si evince dalla mappa che a distanze maggiori, l'impianto risulta più visibile (zona Rossa ad alta visibilità); questo perchè l'algoritmo di calcolo identifica queste zone come i punti in cui l'impianto è quasi totalmente visibile (> del 50% della sua superficie). Queste aree risentono maggiormente degli effetti di riduzione della visibilità, tra cui l'effetto filtro dell'atmosfera e la percezione visiva dell'occhio umano (aumentano all'aumentare della distanza tra punto di visibilità e bersaglio).

In conclusione, si può fondatamente ritenere che l'impatto visivo sia fortemente contenuto da queste caratteristiche del territorio e che, pertanto, l'intervento proposto sia compatibile con gli obiettivi di conservazione dei valori del paesaggio.

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 Paesaggistica* (cfr. Elaborato DEF-REL. 14) e dalle tavole di *Fotorendering* (cfr. Elaborato SIA-TAV. 08).



Figura 128 Layout impianto su ortofoto con indicazione coni visivi



a)



b)

Figura 129 Foto 1: a) vista attuale; b) fotoinserimento dell'impianto fotovoltaico



a)



b)



c)

Figura 130 Foto 2: a) vista attuale; b) fotoinserimento dell'impianto fotovoltaico; c) fotoinserimento delle opere di mitigazione



a)



b)



c)

Figura 131 Foto 3: a) vista attuale; b) fotoinserimento dell'impianto fotovoltaico; c) fotoinserimento delle opere di mitigazione



a)



b)



c)

Figura 132 Foto 3: a) vista attuale; b) fotoinserimento dell'impianto fotovoltaico; c) fotoinserimento delle opere di mitigazione

Dall'analisi delle viste proposte si evince che l'impianto di progetto risulta "invisibile" dai fronti presi in considerazione.

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.

Tali opere e interventi hanno un duplice scopo: da una parte mitigare la percezione visiva dell'impianto in progetto nei confronti di chi percorre le strade carrabili, dall'altra migliorare ed ampliare gli elementi della rete ecologica locale esistente, con evidenti benefici nei confronti delle componenti vegetazionali e faunistiche presenti.

Le opere di mitigazione e compensazione si fondano sul principio che ogni intervento deve essere finalizzato ad un miglioramento e della qualità paesaggistica complessiva dei luoghi, o, quanto meno, deve garantire che non vi sia una diminuzione delle sue qualità, pur nelle trasformazioni. La relazione paesaggistica, sulla base della lettura degli effetti dell'intervento sulle attuali caratteristiche dei luoghi, fra cui la loro eventuale reversibilità, individua le misure di miglioramento previste, le misure di mitigazione e di compensazione e indica, quando possibile, le diverse soluzioni alternative esaminate e a conclusione la proposta di progetto motivatamente scelto tra queste.

Le opere di mitigazione potranno essere sia immediate che realizzate nel corso del tempo, potranno avere un diverso grado di capacità di contrastare gli effetti negativi dell'intervento, dovranno essere pertanto funzionali a:

- ✓ prevenire e ridurre la frammentazione paesaggistica;
- ✓ salvaguardare e migliorare la biodiversità e le reti ecologiche;
- ✓ tutelare e conservare le risorse ambientali e storico – culturali;
- ✓ ridurre gli impatti sulle componenti visive e percettive;
- ✓ rendere compatibili gli interventi in progetto con gli scenari proposti dagli strumenti di pianificazione e programmazione vigenti;
- ✓ mantenere la tipicità del paesaggio costruito mediante l'uso di tecniche di ingegneria naturalistica, di bioarchitettura e di materiali riciclabili, oltre a garantire un idoneo linguaggio architettonico e formale da adottare in relazione al contesto d'intervento.

La misura di mitigazione più rappresentativa è la piantumazione di siepi, queste infatti fungono da schermi visivi. Le essenze arboree verranno dislocate lungo tutta la recinzione, in modo da mascherare l'inserimento di elementi fortemente artificializzati i contesti in cui la componente paesaggistica naturale è ancora significativa.

La piantumazione di tali essenze si rende opportuna, infatti, sia per la realizzazione di opere di mitigazione dell'intervento stesso sia come ricostituzione delle compagini vegetali che, storicamente, caratterizzano il paesaggio agrario tradizionale delle colline arianesi.

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.16) si evince che la zona, in oggetto, ha avuto una tipologia di ricognizione sistematica. Situata in un'area collinare con una discreta pendenza, inoltre, è risultata di buona visibilità data la fase di "riposo" della campagna, nel periodo di settembre (data della ricognizione), del grano. Il survey di ricognizione ha evidenziato sporadici frammenti di laterizi (nelle particelle est dell'impianto in progetto – vedasi carta della potenzialità, cfr. Figura 134) e un orlo con parete di ceramica comune, ed un frammento di ceramica impasto, (probabilmente protostorica. E' da segnalare che le particelle ad est confinano con un'area archeologica già nota, segnata su Igm (loc. Masseria delle Monache), di cui però non risultano presenti dati individuativi. Per quanto riguarda il tracciato dell'elettrodotto MT di collegamento dal parco fotovoltaico alla cabina di trasformazione SEE MT/AT, questi appena poco dopo aver lasciato il parco, a sud – est, nel suo tracciato, lambisce una ulteriore area archeologica nota (località Santa Lucia), anch'essa cui non risultano dati individuativi. Continuando nel suo tracciato, in direzione nord, l'elettrodotto si incrocerebbe con l'ipotetico tracciato della via Aemilia, nonché si troverebbe nelle vicinanze di un punto noto (vedi freccia in Figura 133) ove è stato rinvenuto uno dei cippi miliari della strada. Nella parte finale

dell'elettrodotto, quest'ultimo si incrocerebbe di nuovo con l'ipotetico tracciato della via Aemilia.

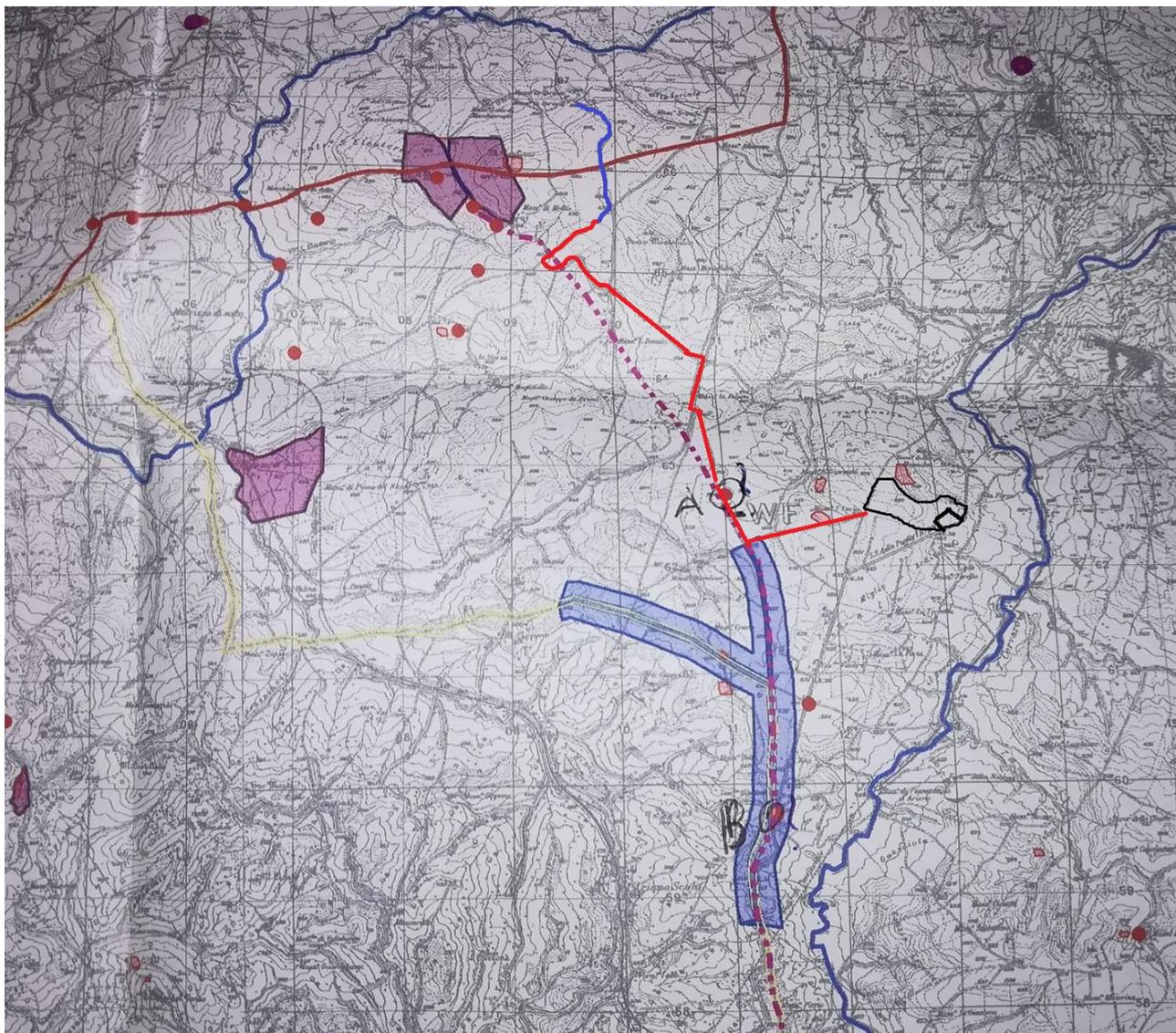
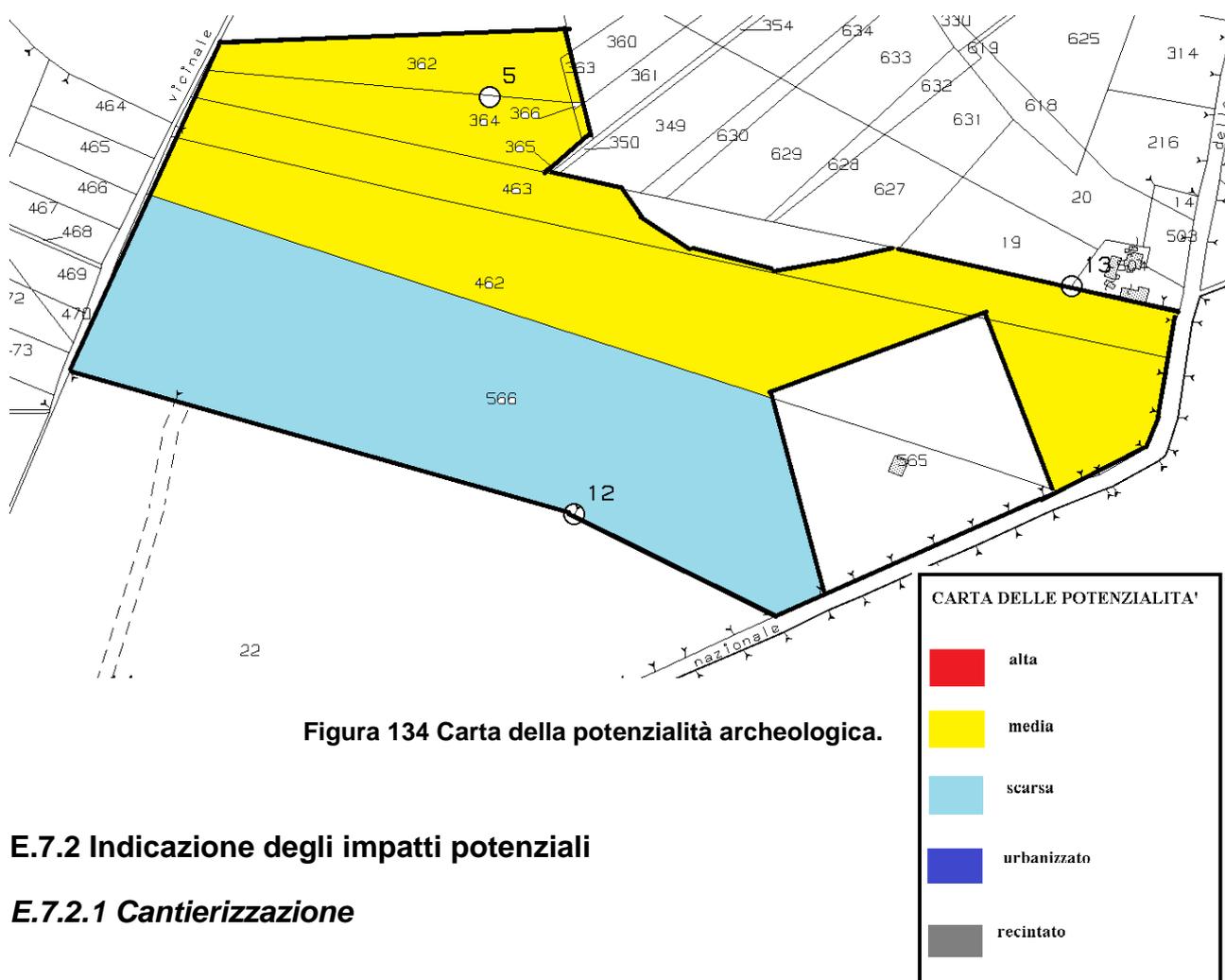


Figura 133 Evidenze archeologiche nei dintorni dell'impianto indicato dalla freccia nera. Le aree in rosa sono di interesse archeologico. La linea viola tratteggiata indica il probabile tracciato della Via Aemilia con in rosso e blu l'elettrodotto MT e AT..

Ai sensi dell'art. 142 del D.Lgs. n°42/2004 le aree interessate dall'intervento non rientrano in aeree assoggettate a tutela paesaggistica-archeologica o a vincoli naturalistici. Si evidenzia altresì che in parte il cavidotto MT (interrato) per una ridotta

porzione affianca, senza interferire direttamente, con una zona perimetrata come area assoggettata ai vincoli archeologici (bene culturale di cui all'art. 10, D.Lgs. 42/2004).

Il rischio archeologico alla luce dei dati pervenuti risulta comunque basso come rappresentato nella figura seguente.



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; 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

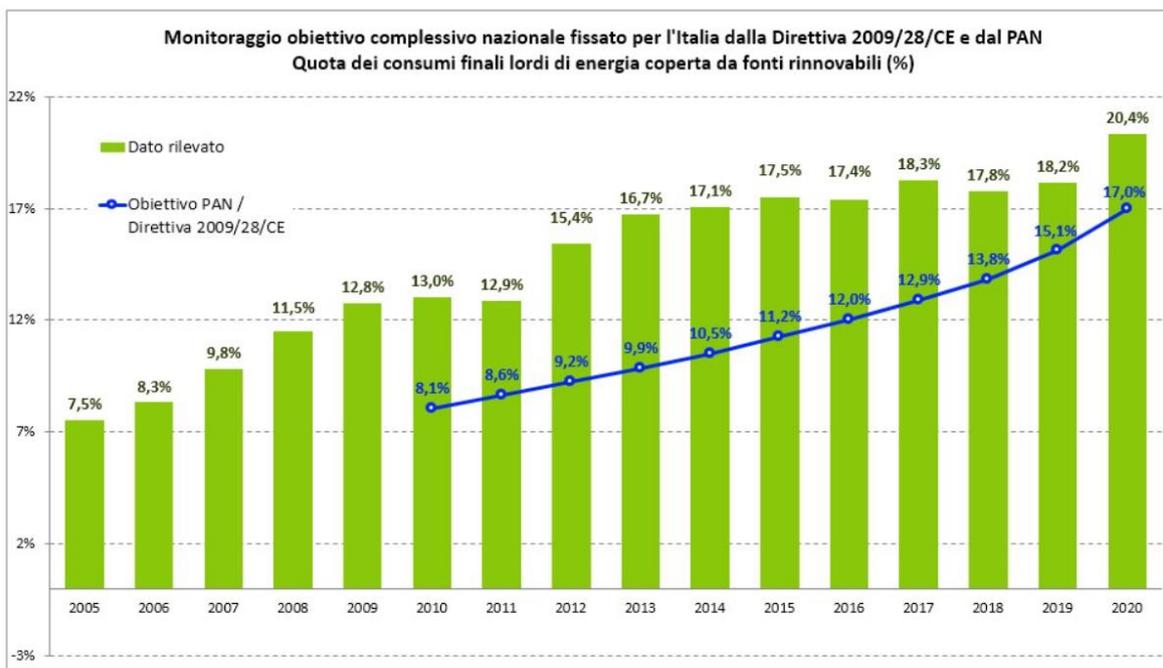
Sebbene la realizzazione del collegamento interrato tra l'impianto e la sottostazione Terna non generi alcun impatto visibile sul paesaggio e sia consentito dalle vigenti norme, si propone, laddove necessario quali misure di compensazione, di ripristinare il tappetino stradale del tratto di viabilità interessato (attraversamento in parallelo) e di utilizzare la tecnologia T.O.C. (trivellazione orizzontale controllata) per eventuali attraversamenti perpendicolari di viabilità tutelate, 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), attraverso SIMERI, monitora annualmente il grado di raggiungimento dell'Obiettivo complessivo sulle FER e gli impieghi nei settori Elettrico, Termico e Trasporti. Ai sensi della metodologia approvata con il DM 14 gennaio 2012 ciascuna grandezza oggetto di monitoraggio viene rilevata e calcolata utilizzando dati statistici elementari e parametri tecnici ricavati da diverse fonti informative che, oltre a GSE, sono principalmente: TERNA, ENEA e ISTAT. I consumi così calcolati, anno per anno, vengono confrontati con le traiettorie indicative definite nel Piano di Azione Nazionale (PAN).

Nel 2020¹⁸ in Italia la quota dei consumi finali lordi (CFL) di energia coperta da fonti rinnovabili è pari al 20,4%, in crescita rispetto al dato rilevato nel 2019 (18,2%). Il target assegnato all'Italia dalla Direttiva 2009/28/CE e dal PAN per lo stesso 2020 (17,0%) è superato.

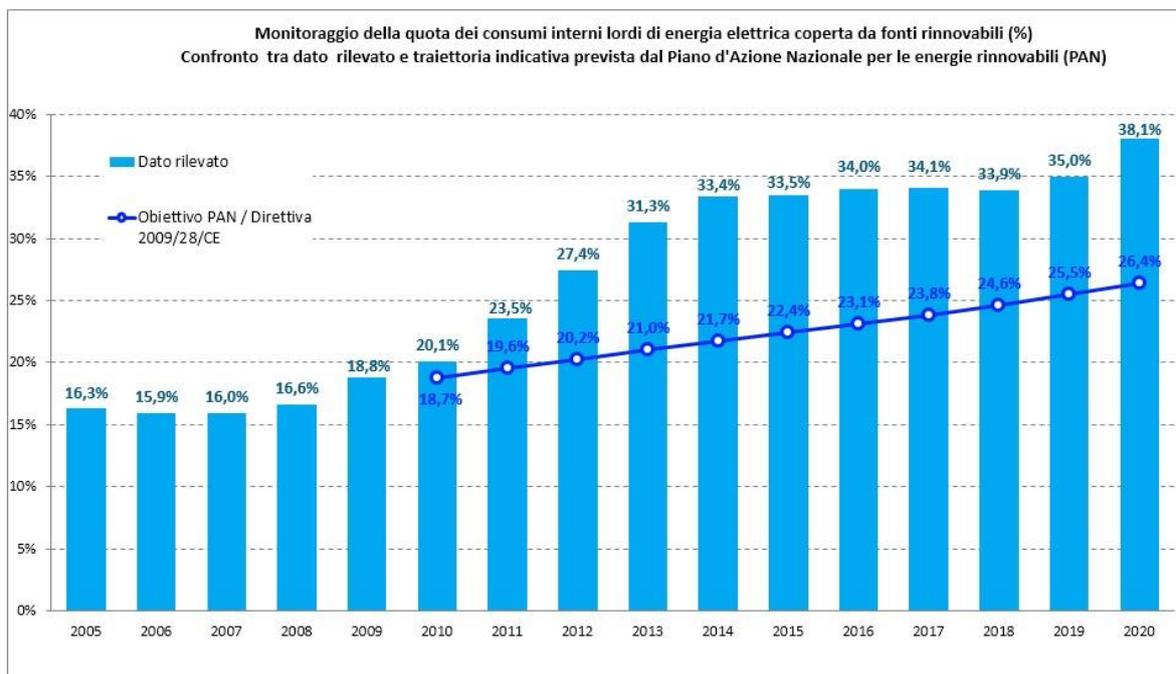


¹⁸ Riferimento più recente disponibile al momento della redazione del presente Studio.

Monitoraggio dell'overall target sulle fonti rinnovabili fissato per l'Italia dalla Direttiva 2009/28/CE e dal PAN
Quota dei consumi finali lordi di energia coperta da fonti rinnovabili (%)

	CFL FER (ktep)		CFL (ktep)		CFL FER / CFL (%)	
	Dato rilevato	Traiettoria PAN	Dato rilevato	Traiettoria PAN	Dato rilevato	Obiettivo PAN / Direttiva 2009/28/CE
2005	10.651		141.084		7,5%	
2006	11.633		139.675		8,3%	
2007	13.629		138.964		9,8%	
2008	15.948		138.778		11,5%	
2009	16.712		130.810		12,8%	
2010	17.362	10.615	133.320	131.801	13,0%	8,1%
2011	16.515	11.405	128.212	131.925	12,9%	8,6%
2012	19.618	12.184	127.052	132.049	15,4%	9,2%
2013	20.737	13.030	123.869	132.174	16,7%	9,9%
2014	20.245	13.921	118.521	132.298	17,1%	10,5%
2015	21.286	14.882	121.456	132.422	17,5%	11,2%
2016	21.081	15.930	121.053	132.546	17,4%	12,0%
2017	22.000	17.085	120.435	132.670	18,3%	12,9%
2018	21.605	18.372	121.406	132.794	17,8%	13,8%
2019	21.877	20.110	120.330	132.918	18,2%	15,1%
2020	21.900	22.617	107.572	133.042	20,4%	17,0%

Sempre nel 2020 in Italia la quota dei consumi interni lordi di energia elettrica coperta da fonti rinnovabili è pari al 38,1%, in crescita rispetto al dato rilevato nel 2019 (35,0%) e superiore di circa 12 punti percentuali al valore indicativo individuato nel Piano di Azione Nazionale per lo stesso 2020 (26,4%).



Monitoraggio della quota dei consumi interni lordi di energia elettrica coperta da fonti rinnovabili (%). Confronto tra dato rilevato e traiettoria indicativa prevista dal Piano d'Azione Nazionale per le energie rinnovabili (PAN)

	Produzione elettrica lorda da FER (ktep)		CIL (ktep)		% (FER / CIL)	
	Dato rilevato	Traiettoria PAN	Dato rilevato	Traiettoria PAN	Dato rilevato	Obiettivo PAN / Direttiva 2009/28/CE
2005	4.847		29.750		16,3%	
2006	4.830		30.325		15,9%	
2007	4.863		30.482		16,0%	
2008	5.060		30.401		16,6%	
2009	5.390		28.658		18,8%	
2010	5.924	5.744	29.487	30.704	20,1%	18,7%
2011	7.013	6.038	29.783	30.856	23,5%	19,6%
2012	8.026	6.279	29.269	31.009	27,4%	20,2%
2013	8.883	6.541	28.379	31.161	31,3%	21,0%
2014	9.248	6.791	27.673	31.313	33,4%	21,7%
2015	9.435	7.045	28.198	31.465	33,5%	22,4%
2016	9.504	7.306	27.942	31.618	34,0%	23,1%
2017	9.729	7.576	28.527	31.770	34,1%	23,8%
2018	9.683	7.861	28.537	31.922	33,9%	24,6%
2019	9.927	8.167	28.389	32.075	35,0%	25,5%
2020	10.176	8.504	26.723	32.227	38,1%	26,4%

Dal Rapporto Attività 2020 (documento che 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) si evince che nel 2020 le FER sono state impiegate in maniera diffusa sia nel settore elettrico (hanno coperto oltre il 38% dei consumi complessivi di energia elettrica), sia in quello termico (poco meno del 20%), sia infine nel settore Trasporti (la relativa quota FER, monitorata ai fini del target settoriale al 2020, è pari al 10,7%), consolidando il proprio ruolo di primo piano nel sistema energetico italiano.

Nel settore elettrico, in particolare, i 949.000 impianti in esercizio sul territorio nazionale, per una potenza installata di 56,6 GW (+2% rispetto al 2019), hanno generato circa 117 TWh di energia rinnovabile, pari al 41,7% della produzione lorda del Paese. La fonte principale si conferma quella idraulica, che copre quasi il 41% della generazione elettrica da FER, mentre la fonte che ha registrato la crescita più rilevante è quella solare (+5,3% rispetto alla produzione 2019). Nel settore termico la biomassa solida (utilizzata soprattutto nel settore domestico in forma di legna da ardere e pellet) ha coperto il 65% dei consumi termici da FER, seguita dalle pompe di calore (24%). Per quanto riguarda i trasporti, infine, nel 2020 sono stati immessi in consumo circa 1,5 milioni di tonnellate di biocarburanti, in gran parte costituiti da biodiesel.

Importante il dato correlato dell'occupazione, per cui si stimano 51.000 unità di lavoro annuali legate alle iniziative pubbliche e private che hanno usufruito degli incentivi del GSE.

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.



Si valuta che nel 2020 le attività del GSE abbiano contribuito ad attivare circa 2,2 mld€ di nuovi investimenti. L'energia rinnovabile e i risparmi energetici incentivati nell'ultimo anno si calcola abbiano evitato l'emissione in atmosfera di 42 mln di tonnellate di CO₂eq e il consumo di 109 mln di barili di petrolio, mentre si stima in almeno 51 mila unità di lavoro annuali (equivalenti a tempo pieno) l'occupazione diretta e indiretta correlata a tutte le iniziative - nuove e già in corso – sostenute nel 2020.

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 15,2 mld€, di cui 11,9 mld€ per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, 1,1 mld€ ascrivibili all'efficienza energetica e alle rinnovabili termiche, 1,0 mld€ relativi ai biocarburanti e 1,3 mld€ riconducibili ai proventi derivanti dall'ETS (Emissions Trading Scheme).

Si stima che nel 2019 siano stati investiti quasi 1,7 mld€ in nuovi impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, in particolar modo nel settore fotovoltaico (835 mln€) ed eolico (598 mln€). La progettazione, costruzione e installazione dei nuovi impianti nel 2019 si valuta abbia attivato un'occupazione "temporanea" corrispondente a circa 11.700 unità di lavoro (ULA) dirette e indirette. La gestione "permanente" di tutto il parco degli impianti in esercizio, a fronte di una spesa di circa 3,5 mld€ nel 2019, si ritiene abbia attivato oltre 33.500 ULA dirette e indirette, delle quali la maggior parte relative alla filiera idroelettrica, seguita dal fotovoltaico, dal biogas e dall'eolico. Il nuovo valore aggiunto generato dalle fonti rinnovabili nel settore elettrico nel 2019 si ritiene sia stato complessivamente di circa 3 mld€.

Tabella 7 - Risultati economici ed occupazionali dello sviluppo delle rinnovabili elettriche nel 2019

TECNOLOGIA	INVESTIMENTI [mln€]	SPESE O&M [mln€]	VALORE AGGIUNTO [mln€]	OCCUPATI TEMPORANEI DIRETTI + INDIRETTI [ULA]	OCCUPATI PERMANENTI DIRETTI + INDIRETTI [ULA]
Fotovoltaico	835	379	670	5.392	5.952
Eolico	598	326	536	4.139	3.775
Idroelettrico	117	1.051	855	1.051	11.893
Biogas	102	536	477	967	5.937
Biomasse solide	12	603	272	115	3.756
Bioliquidi	0	557	115	4	1.626
Geotermoelettrico	-	59	44	-	600
Totale	1.665	3.511	2.968	11.667	33.538

Per il 2020 si stima in via preliminare che siano stati investiti oltre 1,1 mld€ in nuovi impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, in particolar modo nel settore fotovoltaico (807 mln€) ed idroelettrico ad acqua fluente (176 mln€). La progettazione, costruzione e installazione dei nuovi impianti nel 2020 si valuta abbia attivato un'occupazione "temporanea" corrispondente a oltre 7.700 unità di lavoro (ULA) dirette e indirette. La gestione "permanente" di tutto il parco degli impianti in esercizio, a fronte di una spesa di oltre 3,5 mld€, si ritiene abbia attivato oltre 33.800 ULA dirette e indirette, delle quali la maggior parte relative alla filiera idroelettrica, seguita dal fotovoltaico, dal biogas e dall'eolico. Il nuovo valore aggiunto generato dalle fonti rinnovabili nel settore elettrico nel 2020 si ritiene sia stato complessivamente di oltre 2,7 mld€. Tutte le valutazioni sul 2020 sono da intendere come preliminari e soggette ad aggiornamento.

Tabella 8 - Stime preliminari dei risultati economici ed occupazionali dello sviluppo delle rinnovabili elettriche nel 2020

TECNOLOGIA	INVESTIMENTI [mln€]	SPESE O&M [mln€]	VALORE AGGIUNTO [mln€]	OCCUPATI TEMPORANEI DIRETTI + INDIRETTI [ULA]	OCCUPATI PERMANENTI DIRETTI + INDIRETTI [ULA]
Fotovoltaico	807	393	668	5.187	6.160
Eolico	123	328	308	853	3.807
Idroelettrico	176	1.055	893	1.610	11.939
Biogas	1	538	416	7	5.953
Biomasse solide	8	604	270	73	3.764
Bioliquidi	2	557	115	16	1.626
Geotermoelettrico	-	59	44	-	600
Totale	1.117	3.534	2.713	7.746	33.850

L'impianto in progetto produce un innegabile impatto positivo sulla componente socioeconomica, 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 socioeconomica. L’impatto associato è pertanto ritenuto altamente positivo.

E.9 DISMISSIONE 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*.

Al termine dell’esercizio dell’impianto, si provvederà al ripristino dei luoghi con una fase di dismissione e demolizione delle strutture e dei tralicci, come previsto anche nel comma 4 dell’art.12 del D. Lgs. 387/2003.

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.9.1 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.9.2 Smaltimento dei materiali provenienti dalla dismissione

La produzione di rifiuti che derivano dalle diverse fasi di intervento verrà smaltita 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.9.3 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).

Materiali	C.E.R.
Apparecchiature elettriche ed elettroniche fuori uso (inverter, quadri elettrici, trasformatori, moduli fotovoltaici)	20.01.36
Cemento (derivante dalla demolizione dei fabbricati che alloggiavano le apparecchiature elettriche)	17.01.01
Plastica (derivante dalla demolizione delle tubazioni per il passaggio dei cavi elettrici)	17.02.03
Ferro, Acciaio (derivante dalla demolizione delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici)	17.04.05
Cavi	17.04.11

Pietrisco (derivante dalla rimozione della ghiaia gettata per realizzare la viabilità e le piazzole)	17.05.08
--	----------

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.9.4 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.9.5 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 obbligatoria; tutti gli scavi eseguiti saranno poi riempiti con il materiale di risulta.

E.9.6 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	35.000,00 €
Smontaggio strutture di sostegno e smaltimento;	1	17.200,00 €
Smontaggio parti elettriche;	1	28.800,00 €
Demolizione strutture in cemento e conferimento presso impianto di recupero;	1	17.250,00 €
Smontaggio impianto di illuminazione;	1	5.100,00 €
Smontaggio sistema di videosorveglianza;	1	5.100,00 €
Rimozione cavi da canali interrati e sottoservizi;	1	22.200,00 €
Rimozione viabilità interna;	1	13.200,00 €
Ripristino dei fondi mediante aratura e/o rullatura;	1	7.080,00 €
Rimozione manufatti prefabbricati;	1	9.100,00 €
Rimozione recinzione;	1	13.200,00 €
TOTALE		173.230,00 €

E.9.7 Cronoprogramma dei lavori di dismissione

Di seguito si riporta il cronoprogramma relativo alle attività necessarie per la dismissione ed il ripristino dei luoghi:

Progetto per la realizzazione di un impianto fotovoltaico sito nel Comune di Ariano Irpino (AV) in loc. "Masseria delle Monache" e relative opere di connessione

PROGETTO DEFINITIVO – Studio di Impatto Ambientale

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.10 ANALISI MATRICIALE DELLE INTERFERENZE PREVISTE

E.10.1 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:

$$A = \text{elevata}, B = \text{media}, C = \text{bassa}, 0 = \text{nulla}$$

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:

$$I_{e \text{ Max}} = \sum_{i=1}^n (Lc * M_{max_i})$$

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:

$$I_e = \sum_{i=1}^n (Lc * M_i)$$

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.

		FASE DI CANTIERE								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 destinazione 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%	-1,90%	-12,38%	-21,90%	100%
	Propria	-1	-1	-1	-1	0	-1	-1	-2					
	Max. Tendenziale	-2	-1	-2	-3	-1	-2	-1	-3					
COMPONENTI	ATMOSFERA	A	C	C		B	B	C	B					
	AMBIENTE IDRICO	C	C	C										
	SUOLO E SOTTOSUOLO			C	C				C					
	PATRIMONIO STORICO CULTURALE	B					B							
	ASPETTI SOCIO ECONOMICI						C	C	C					
	SALUTE PUBBLICA	C				C	C	C						
	FLORA E FAUNA			B			C	C						
	PAESAGGIO				A				B					

Figura 135 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 destinazione 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%					100%
	Propria	-1	-1	-1	-1	-1	0	0	-2						
	Max. Tendenziale	-2	-2	-2	-2	-2	-1	-1	-3						
COMPONENTI	ATMOSFERA						C				-5,71%	-11,43%	-22,86%		
	AMBIENTE IDRICO		C	C							0,00%	-11,43%	-22,86%		
	SUOLO E SOTTOSUOLO			C					C		-3,81%	-15,24%	-26,67%		
	PATRIMONIO STORICO CULTURALE						C				-5,71%	-17,14%	-28,57%		
	SOCIO ECONOMICO								C		-11,43%	-22,86%	-34,29%		
	SALUTE PUBBLICA					C	C				0,00%	0,00%	-11,43%		
	FLORA E FAUNA			C		C					-3,81%	-15,24%	-26,67%		
	PAESAGGIO				B				C		-2,86%	-14,29%	-25,71%		

Figura 136 matrice degli impatti – post operam

E.10.2 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.11 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 fine della tutela dell'ecosistema agricolo la progettazione ambientale dell'impianto fotovoltaico è stata condotta prevedendo che l'area interna alla recinzione dell'impianto fosse destinata al Pascolo. 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, il sito è molto vicino (circa 2km) all'area industriale Camporeale in cui sono presenti impianti fotovoltaici sia su tetti dei capannoni che a terra; lunga durata; reversibile;
- misure di mitigazione: piantumazione siepi perimetrali e segregazione dei manufatti (cabine) con materiali che si integrano con il costruito circostante. Lungo il perimetro del lotto assegnato e all'interno della fascia di rispetto dell'elettrodotto – profonda 60 metri – saranno realizzate cortine arboree composte da querce, cipressi e pioppi.

✓ **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 di Assetto Idrogeologico (PAI)
- ✓ Piano di Tutela delle Acque (PTA)
- ✓ Piano Territoriale di Coordinamento della Provincia di Avellino (PTCP)
- ✓ Piano Urbanistico Comunale (PUC) del Comune di Ariano Irpino
- ✓ 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
- ✓ https://www.isprambiente.gov.it/files2017/pubblicazioni/periodici-tecnici/memorie-descrittive-della-carta-geologica-ditalia/volume-92/memdes_92_1_7_caratteri_climatici.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>
- ✓ 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
- ✓ “La valutazione dell’impatto paesaggistico di impianti fotovoltaici al suolo. Proposta

- metodologica ed esempio di applicazione.” R. Chiabrando, E. Fabrizio, G. Garnero.
– 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.
 - ✓ “Renewable Capacity Statistics 2022” – Irena (Agenzia Internazionale per le Energie Rinnovabili)
 - ✓ “Fattori di emissione atmosferica di gas a effetto serra nel settore elettrico nazionale e nei principali Paesi Europei” – Rapporto 303/2019 dell’ISPRA
 - ✓ Rapporto Ambientale dell’aggiornamento del Piano di Tutela della Qualità dell’Aria adottato con D.G.R. n.412 del 28.09.2021
 - ✓ <http://www.regione.campania.it/assets/documents/regionecampaniaptqa-rapportoambientale.pdf>
 - ✓ <https://it.weatherspark.com/y/78869/Condizioni-meteorologiche-medie-a-Ariano-Irpino-Italia-tutto-l'anno>
 - ✓ Piano di Tutela delle Acque 2020-2026, approvato con D.G.R. n.440 del 12.10.2021
 - ✓ Tav. n. 12/A “Corpi idrici superficiali interni: Stato ecologico 2015-2017” e 12/B “Corpi idrici superficiali interni: Stato chimico 2015-2017” dell’aggiornamento del PTA
 - ✓ <http://www.parks.it/regione.campania/index.php>
 - ✓ https://www.naturacampania.it/index.asp?dir=ReteNatura2000_menu.htm
 - ✓ <https://www.arpacampania.it/carta-della-natura>

- ✓ <https://sinacloud.isprambiente.it/portal/apps/webappviewer/index.html?id=885b933233e341808d7f629526aa32f6>
- ✓ <http://www.inquinamentoluminoso.it/cinzano/mappeitalia.html>
- ✓ Rapporto Attività 2020 – GSE
- ✓ “Tecniche di telerilevamento e analisi di database territoriali per lo studio del pattern rurale-urbano nel comune di Ariano Irpino (Sud Italia)”. M. Lanfredi, R. Coluzzi, M D’Emilio, V. Imbrenda. AGEI – Geotema, Supplemento 2021 – ISSN 1126-7798 - 195-206