



COMUNE DI CAMINO AL TAGLIAMENTO
PROVINCIA DI UDINE
REGIONE FRIULI VENEZIA GIULIA

IMPIANTO DI PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DENOMINATO "ELLO18
SOLAR 1" CON POTENZA DI PICCO PARI A 9'820,80 kWp E POTENZA IN
IMMISSIONE PARI A 8'172,00 kW

Proponente

ellomay
CAPITAL LIMITED

Ellomay Solar Italy Eighteen Srl
Via Sebastian Altman, 9
39100 Bolzano (BZ)
C.F.: 03138530211

Progettazione



Via Ponte di Legno, 7
Milano
gsbconsulting.it

Redazione



Via San Crispino, 46
Padova
www.aplus.eco

PROGETTAZIONE DEFINITIVA

Titolo elaborato

CAMINO AL TAGLIAMENTO STUDIO PRELIMINARE AMBIENTALE

Elaborato N.	Data emissione			
AMB01	28/02/23			
	Nome file			
	SPA			
N. Progetto	Pagina	00	28/02/23	PRIMA EMISSIONE
ELLO18 SOLAR 1	COVER	REV.	DATA	DESCRIZIONE

IL PRESENTE DOCUMENTO NON POTRA' ESSERE COPIATO, RIPRODOTTO O ALTRIMENTI PUBBLICATO, IN TUTTO O IN PARTE, SENZA IL CONSENSO SCRITTO DI ELLOMAY SOLAR 18 S.R.L.. OGNI UTILIZZO NON AUTORIZZATO SARA' PERSEGUITO A NORMA DI LEGGE.

THIS DOCUMENT CAN NOT BE COPIED, REPRODUCED OR PUBLISHED, EITHER IN PART OR IN ITS ENTIRETY, WITHOUT THE WRITTEN PERMISSION OF ELLOMAY SOLAR 18. UNAUTHORIZED USE WILL BE PROSECUTE BY LAW.

SOMMARIO

1. PREMESSA.....	8
2. QUADRO DI SFONDO E PRESUPPOSTI DEL PROGETTO	10
2.1 LA STRATEGIA ENERGETICA EUROPEA.....	12
2.2 LA STRATEGIA ENERGETICA NAZIONALE (SEN).....	14
2.3 PIANO NAZIONALE INTEGRATO ENERGIA E CLIMA (PNIEC)	15
2.4 PIANO NAZIONALE DI RIPRESA E RESILIENZA (PNRR).....	18
2.5 PIANO ENERGETICO REGIONALE (PER).....	21
2.6 PIANO ENERGETICO REGIONALE DEL FRIULI VENEZIA GIULIA (PER FVG).....	23
2.7 PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI.....	23
2.7.1 Monitoraggio degli obiettivi nazionali sulle FER.....	23
2.7.2 Monitoraggio degli obiettivi regionali sulle FER (Burden sharing)	26
2.7.3 Obiettivi su FER per il 2030 individuati nel Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima	31
3. LOCALIZZAZIONE DELL'AREA DI PROGETTO	34
3.1 DISTANZA DAI SITI DI RETE NATURA 2000.....	35
3.2 ANALISI DEI PRINCIPALI STRUMENTI VIGENTI DI PIANIFICAZIONE TERRITORIALE	36
3.2.1 Piano Paesaggistico della Regione autonoma Friuli Venezia Giulia (P.P.R.).....	36
3.2.2 Piano Urbanistico Regionale Generale (P.U.R.G.).....	55
3.2.3 Piano di Governo del Territorio (P.G.T.).....	56
3.2.4 Piano Regolatore Generale Comunale di Camino al Tagliamento (P.R.G.C.).....	63
3.3 ANALISI DEI PRINCIPALI STRUMENTI DI PIANIFICAZIONE AMBIENTALE.....	66
3.3.1 Piano Regionale di Miglioramento della Qualità dell'Aria (P.R.M.Q.A.).....	66
3.3.2 Piano Regionale di Tutela delle Acque (P.R.T.A.).....	67
3.3.3 Piano di Assetto Idrogeologico (P.A.I.).....	70
3.3.4 Piano di Gestione del Rischio alluvioni (P.G.R.A.)	71
3.3.5 Piano di Gestione delle Acque.....	72
3.3.6 Piano Faunistico Regionale (P.F.R.).....	73
3.4 VERIFICA DEL RISPETTO DEL QUADRO VINCOLISTICO PER LA LOCALIZZAZIONE DEGLI IMPIANTI FOTVOLTAICI CON MODULI A TERRA.....	74
3.5 SINTESI DELLE INDICAZIONI DERIVANTI DAGLI STRUMENTI DI PIANIFICAZIONE TERRITORIALE E AMBIENTALE.....	76
4. DESCRIZIONE DELLO STATO DI FATTO E DEL PROGETTO	78
4.1 STATO ATTUALE DEI LUOGHI.....	78
4.2 DESCRIZIONE DEL PROGETTO	82
4.2.1 Dati generali di progetto	83
4.2.2 Configurazione del campo FV	84
4.2.3 Definizione del layout dell'impianto	86
4.2.4 Producibilità energetica.....	87
4.2.5 Caratteristiche tecniche dei principali componenti d'impianto	87
4.2.6 Dismissione	98
5. DESCRIZIONE DELLE COMPONENTI AMBIENTALI NELL'AREA DI STUDIO	99
5.1 PARAMETRI METEOROLOGICI	99
5.1.1 Direzione prevalente e intensità di vento	99
5.1.2 Precipitazioni	100
5.1.3 Temperatura.....	101
5.1.4 Radiazione Solare	101
5.2 QUALITÀ DELL'ARIA	102
5.3 AMBIENTE IDRICO.....	111
5.3.1 Stato delle acque superficiali.....	111

5.3.2 Stato delle acque sotterranee.....	114
5.4 SUOLO E SOTTOSUOLO.....	117
5.4.1 Inquadramento geologico e geomorfologico	117
5.4.2 Inquadramento idrologico ed idrogeologico locale	118
5.5 BIODIVERSITÀ	121
5.6 PAESAGGIO	124
5.7 CLIMA ACUSTICO	127
5.8 ELETTROMAGNETISMO	129
5.9 CONSUMO E PRODUZIONE DI ENERGIA	130
5.9.1 Quantità di CO ₂ emessa per la produzione di energia	136
5.9.2 Distribuzione della potenza degli impianti fotovoltaici installati in Italia.....	140
6. ANALISI DEI POTENZIALI IMPATTI AMBIENTALI	143
6.1 FASE DI CANTIERE	143
6.1.1 Emissioni diffuse di polveri e di inquinanti gassosi	143
6.1.2 Emissioni acustiche	144
6.1.3 Traffico indotto	145
6.1.4 Produzione di terre e rocce da scavo e di rifiuti	145
6.1.5 Effetti su vegetazione, flora e fauna	146
6.2 FASE DI ESERCIZIO	146
6.2.1 Impatti sulla qualità dell'aria e sul clima	147
6.2.2 Impatti sull'ambiente idrico.....	147
6.2.3 Impatti su suolo e sottosuolo.....	148
6.2.4 Emissioni acustiche	148
6.2.5 Traffico veicolare indotto.....	149
6.2.6 Campi elettromagnetici	149
6.2.7 Impatto paesaggistico	151
6.2.8 Impatti su flora e fauna	158
6.2.9 Salute pubblica	159
6.2.10 Ricadute occupazionali.....	159
6.3 FASE DI DISMISSIONE	160
7. VALUTAZIONE FINALE DEGLI IMPATTI E PROGETTO DI MONITORAGGIO	162
8. CONCLUSIONI	167
9. PRINCIPALI FONTI BIBLIOGRAFICHE CONSULTATE	169
ASPETTI GENERALI.....	169
ARIA	169
ACQUA	169
ENERGIA	169
EFFETTI DEL RUMORE SULLA FAUNA SELVATICA	170
PAESAGGIO.....	170

INDICE FIGURE

Figura 2.1 Traiettorie della quota FER complessiva (Fonte: GSE e RSE).....	15
Figura 2.2 Traiettorie della quota FER complessiva (Fonte: GSE e RSE).....	16
Figura 2.3 Traiettorie della quota FER elettrica (Fonte: GSE e RSE).....	16
Figura 2.4 Traiettorie di crescita dell'energia elettrica da fonti rinnovabili al 2030 (Fonte: GSE e RSE).....	18
Figura 2.5 Quota dei consumi finali lordi di coperta da FER (Fonte: GSE)	25
Figura 2.6 Quota dei consumi finali lordi di energia nel settore Trasporti coperta da FER (Fonte: GSE)	26
Figura 2.7 Quota dei consumi finali lordi di energia nel settore Elettrico coperta da FER (Fonte: GSE)	26

Figura 2.8 Quota dei consumi finali lordi di energia nel settore Termico coperta da FER (Fonte: GSE).....	26
Figura 2.9 D.M. 11/5/2015 - Verifica del grado di raggiungimento degli obiettivi regionali in termini di quota % dei consumi finali lordi di energia coperta da fonti rinnovabili. Confronto tra dati rilevati nel 2012 e nel 2018 e previsioni del D.M. 15/3/2012 “Burden sharing” per il 2018 e il 2020 (valori percentuali) (Fonte: GSE)	30
Figura 2.10 Principali obiettivi individuati nel PNIEC su rinnovabili, efficienza, emissioni	31
Figura 3.1 Inquadramento territoriale su scala vasta (Fonte: Google Maps)	34
Figura 3.2 Fotografia aerea dell’area del futuro impianto in progetto (Fonte: Google Earth)	34
Figura 3.3 Ubicazione dell’area di progetto (area impianto contornata in rosso; tracciato elettrodotto in blu) rispetto ai siti di Rete Natura 2000 più limitrofi.....	36
Figura 3.4. Articolazione della Regione Friuli Venezia Giulia in Ambiti di Paesaggio (Fonte: P.P.R. del Friuli Venezia Giulia)	37
Figura 3.5 Estratto della “Carta dei Caratteri Idro-geomorfologici” (Fonte: All.95 del P.P.R. Regione Friuli Venezia Giulia)	39
Figura 3.6 Estratto della “Carta dei Caratteri Ecosistemici Ambientali e Agrorurali” (Fonte: All.96 del P.P.R. Regione Friuli Venezia Giulia).....	40
Figura 3.7 Estratto della “Carta delle infrastrutture viarie e della mobilità lenta” (Fonte: All.97 del P.P.R. Regione Friuli Venezia Giulia).....	41
Figura 3.8 Estratto della “Carta della partecipazione” (Fonte: All.98 del P.P.R. Regione Friuli Venezia Giulia)	42
Figura 3.9 Estratto della “Carta degli ecotipi” (Fonte: All.99 del P.P.R. Regione Friuli Venezia Giulia)	43
Figura 3.10 Estratto della “Carta delle aree compromesse e degradate” (Fonte: All.100 del P.P.R. Regione Friuli Venezia Giulia)	44
Figura 3.11 Estratto della “Carta delle dinamiche dei morfotipi agrorurali” (Fonte: All.101 del P.P.R. Regione Friuli Venezia Giulia)	45
Figura 3.12 Estratto della “Carta delle permanenze del sistema insediativo (morfotipi insediativi)” (Fonte: All.102 del P.P.R. Regione Friuli Venezia Giulia).....	46
Figura 3.13 Estratto della “Carta delle previsioni della viabilità di primo livello” (Fonte: All.103 del P.P.R. Regione Friuli Venezia Giulia).....	47
Figura 3.14 Estratto della “Carta di uso del suolo della RER” (Fonte: All.71 del P.P.R. Regione Friuli Venezia Giulia).....	49
Figura 3.15 Estratto della “Carta di uso del suolo della RER” (Fonte: All.74 del P.P.R. Regione Friuli Venezia Giulia).....	50
Figura 3.16 Estratto della “Cartografia della RER di progetto” (Fonte: All.75 del P.P.R. Regione Friuli Venezia Giulia)	51
Figura 3.17 Estratto della “Carta dei Beni culturali” (All. 78 del P.P.R. della Regione Friuli Venezia Giulia; Fonte: g3https://webgiscarnia.regione.fvg.it/it/map/ppr_fvg/)	53
Figura 3.18 Estratto della “Carta dei Beni paesaggistici e ulteriori contesti” (All. 108 del P.P.R. della Regione Friuli Venezia Giulia; Fonte: g3https://webgiscarnia.regione.fvg.it/it/map/ppr_fvg/)	54
Figura 3.19 Estratto del Quadro Conoscitivo – Natura e morfologia. Biodiversità (Fonte: P.G.T. Regione FVG).....	58
Figura 3.20 Estratto del Quadro Conoscitivo – Natura e morfologia. Rischi naturali e vulnerabilità (Fonte: P.G.T. Regione FVG).....	59
Figura 3.21 Estratto del Quadro Conoscitivo – Paesaggio e cultura (Fonte: P.G.T. Regione FVG).....	60
Figura 3.22 Estratto della Carta dei Valori – Componenti territoriali storico/culturali e paesaggistiche (Fonte: P.G.T. Regione FVG).....	62
Figura 3.23 Estratto della Carta dei Valori – Componenti territoriali ecologiche (Fonte: P.G.T. Regione FVG).....	62
Figura 3.24 Estratto della Tavola “Zonizzazione” della variante n. 47 al P.R.G.C. di Camino al Tagliamento (area di progetto contornata in rosso, tracciato elettrodotto in blu; fonte: P.R.G.C. di Camino al Tagliamento)	64
Figura 3.25 Estratto della Tavola “Zonizzazione Centro” della variante n. 81 al P.R.G.C. di Codroipo (tracciato elettrodotto in blu; fonte: P.R.G.C. di Codroipo)	65
Figura 3.26 Suddivisione del territorio regionale in zone ai sensi del D.Lgs. 155/2010.....	67
Figura 3.27 Zone vulnerabili da nitrati di origine agricola (fonte: P.R.T.A. Friuli Venezia Giulia).....	68

Figura 3.28 Aree sensibili (fonte: P.R.T.A. Friuli Venezia Giulia)	69
Figura 3.29 Bacino del Fiume Tagliamento (fonte: P.G.A. Distretto Idrografico delle Alpi Orientali)	70
Figura 3.30 Estratto cartografico della pericolosità idraulica per l'area in esame (area di progetto in rosso; fonte: SIT Distretto Alpi Orientali)	71
Figura 3.31 Estratto cartografico del rischio idraulico per l'area in esame (area di progetto in rosso; fonte: SIT Distretto Alpi Orientali)	72
Figura 3.32 Estratto cartografico degli istituti di gestione faunistico-venatoria (area di progetto in nero fonte: P.F.V. regione FVG)	74
Figura 3.33 Buffer di 500 m dalla zona artigianale-industriale (Zona D3).....	76
Figura 4.1 Vista dell'area di progetto nei presso dell'abitato di San Pietro	78
Figura 4.2 Vista dell'area di intervento lungo la S.P. 93 in direzione nord	79
Figura 4.3 Vista dell'area di progetto dalla strada sterrata adiacente alla S.P. 93.....	79
Figura 4.4 Vista dell'area di progetto dalla S.P. 93 dal lato Ovest	80
Figura 4.5 Vista dell'area di progetto lungo la S.P. 93, in corrispondenza dell'accesso alla zona artigianale; in direzione sud	80
Figura 4.6 Vista dell'area di progetto in prossimità della S.P. 93 verso Sud	81
Figura 4.7 Vista della "Villa Colloredo Mels, Mainardi" situata a Nord-Ovest a ca. 600 m dal sito di progetto	81
Figura 4.8 Vista dell'area di progetto dalla strada sterrata posta a nord-est	82
Figura 4.9 Inquadramento dell'impianto FV ed opere di connessione su ortofoto	85
Figura 4.10 Layout d'impianto	87
Figura 4.11 immagine esemplificativa dei moduli FV	89
Figura 4.12 Immagine esemplificativa di inseguitori mono-assiali in configurazione 2P (fonte: Soltec).....	90
Figura 4.13 Immagine esemplificativa della cabina di trasformazione BT/MT	92
Figura 4.14 Inverter centralizzato SUNWAY TG 900 1500V TE	92
Figura 4.15 - Cabina di consegna - Vista laterale	94
Figura 4.16 - Percorso dell'elettrodotto MT su CTR.....	95
Figura 4.17 - Percorso dell'elettrodotto MT su CTR.....	96
Figura 4.18 – Particolare della recinzione perimetrale	97
Figura 4.19 Viabilità interna	98
Figura 5.1 Distribuzione delle raffiche massime del vento a 10 m di altezza, anni 2000-2021 (Fonte: ARPA FVG) .	100
Figura 5.2 Giorni piovosi relativi al 2021 (figura di sinistra) e al trentennio 1991-2020 (figura di destra) (Fonte: ARPA FVG).....	100
Figura 5.3 Temperatura medie giornaliera dell'aria in pianura – confronto tra 2021 e trentennio 1991-2020 (Fonte: ARPA FVG).....	101
Figura 5.4 Mappa della radiazione solare nel 2021 (Fonte: Elaborazione a cura di RSE http://sunrise.rse-web.it/)	102
Figura 5.5 Localizzazione delle centraline regionali di qualità dell'aria in Friuli Venezia Giulia – rete minima e rete di supporto anno 2021 (Fonte: ARPA FVG).....	105
Figura 5.6 Valori medi annui di NO ₂ a confronto negli ultimi 5 anni in Friuli Venezia Giulia (Fonte: ARPA FVG)	106
Figura 5.7 Superamenti media giornaliera di PM ₁₀ sul territorio regionale, anno 2021 (Fonte: ARPA FVG).....	108
Figura 5.8 Valori medi annui di PM _{2,5} sul territorio regionale (Fonte: ARPA FVG).....	108
Figura 5.9 Superamenti della soglia di 120 µg/m ³ di O ₃ sul territorio regionale, anni 2019, 2020, 2021 (Fonte: ARPA FVG).....	109
Figura 5.10 Percentuali delle classi di qualità dello stato ecologico dei corpi idrici fluviali del Friuli Venezia Giulia – sessennio 2014-2019 (Fonte: ARPA FVG).....	112
Figura 5.11 Mappa dello stato ecologico dei corpi idrici fluviali del Friuli Venezia Giulia – periodo 2014-2019 (Fonte: ARPA FVG).....	113
Figura 5.12 Percentuali delle classi di qualità dello stato chimico dei corpi idrici fluviali del Friuli Venezia Giulia – sessennio 2014-2019 (Fonte: ARPA FVG).....	113

Figura 5.13 Mappa dello stato chimico dei corpi idrici fluviali del Friuli Venezia Giulia – sessennio 2014-2019 (Fonte: ARPA FVG).....	114
Figura 5.14 Mappa della rete di monitoraggio dei corpi idrici sotterranei del Friuli Venezia Giulia – sessennio 2014-2019 (Fonte: webGIS ARPA FVG)	115
Figura 5.15 Stato chimico dei corpi idrici sotterranei di pianura della Regione Friuli Venezia Giulia (Fonte: ARPA FVG).....	116
Figura 5.16 Stato di qualità 2014-2019 – Corpi idrici sotterranei montano collinari e di pianura freatici (Fonte: ARPA FVG).....	116
Figura 5.17 Stato di qualità 2014-2019 – Corpi idrici sotterranei di bassa pianura artesiani (Fonte: ARPA FVG)	117
Figura 5.18. Estratto della Tavola “Caratteri Idro-geo-morfologici” (Fonte: P.P.R. Friuli Venezia Giulia)	121
Figura 5.19 Estratto della Tavola “Densità degli ambienti naturali della Rete Ecologica Regionale” (area di progetto contornata in nero; fonte: P.P.R. Friuli Venezia Giulia).....	123
Figura 5.20 Estratto della Tavola “Uso del suolo” (area di progetto contornata in nero; fonte: P.P.R. Friuli Venezia Giulia)	124
Figura 5.21 Estratto della Tavola di Zonizzazione acustica definitiva (Fonte: P.C.C.A. di Camino al Tagliamento) ..	127
Figura 5.22 Ubicazione punti di misura Camino al Tagliamento (in prossimità dell’area del futuro impianto fotovoltaico).....	128
Figura 5.23 Ubicazione punti di misura Codroipo (lungo il percorso del cantiere del cavidotto).....	128
Figura 5.24 Monitoraggi dei campi elettromagnetici– anno 2022 (Fonte: ARPA FVG).....	130
Figura 5.25 Andamento della produzione e del consumo di energia elettrica. È riportata inoltre la quota di energia elettrica importata rispetto ai consumi. (Per il 2019 stime ISPRA su dati preliminari TERNA)	131
Figura 5.26 Quota della produzione elettrica lorda nazionale dalle diverse fonti. Per il 2019 stime ISPRA su dati preliminari TERNA	133
Figura 5.27 Andamento della quota di energia termoelettrica prodotta per tipologia di combustibile	134
Figura 5.28 Quota di produzione elettrica lorda per fonte. Per il 2019 stime ISPRA su dati preliminari TERNA	135
Figura 5.29 Quota di produzione elettrica rinnovabile rispetto alla produzione lorda nazionale. Per il 2019 stime ISPRA su dati preliminari TERNA	136
Figura 5.30 Quota di produzione elettrica rinnovabile rispetto al consumo interno lordo di elettricità	136
Figura 5.31 Andamento della quota emissiva per tipologia di combustibile (Fonte: ISPRA)	138
Figura 5.32 Andamento del fattore di emissione per la produzione lorda ed il consumo di energia elettrica (g CO ₂ /kWh). Per il 2019 stime preliminari.	138
Figura 5.33 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.....	140
Figura 5.34 Distribuzione regionale della potenza entrata in esercizio nel 2021 (Fonte: GSE)	141
Figura 5.35 Distribuzione provinciale della potenza a fine 2021 (Fonte: GSE)	142
Figura 6.1 Opere di mitigazione a verde previste lungo tutto il perimetro dell’impianto	152
Figura 6.2 Ortofoto con individuazione dei punti di ripresa per le fotosimulazioni	153
Figura 6.3 Visuale n. 1 dell’area di progetto dall’abitato di San Pietro in direzione Nord: stato ante-operam e post-operam.....	154
Figura 6.4 Visuale n. 2 dell’area di progetto lungo la S.P.93 (Via del Molino) in direzione Nord-Est: stato ante-operam e post-operam	155
Figura 6.5 Visuale n. 3 dell’area di progetto lungo la S.P.93 (Via del Molino) in direzione Sud-Est: stato ante-operam e post-operam	156
Figura 6.6 Visuale n. 4 del perimetro orientale dell’area di progetto: stato ante-operam e post-operam	157

INDICE TABELLE

Tabella 1.1 Contenuti dello SPA rispetto ai requisiti dell’Allegato V alla Parte Seconda del D.Lgs. 152/06 e s.m.i.	9
--	---

Tabella 2.1	Obiettivo FER complessivo al 2030 (ktep) (Fonte: PNIEC)	16
Tabella 2.2	Obiettivi di crescita della potenza (MW) da fonte rinnovabile al 2030 (Fonte: PNIEC).....	17
Tabella 2.3	Obiettivi e traiettorie di crescita al 2030 della quota rinnovabile nel settore elettrico (TWh) (Fonte: PNIEC).....	17
Tabella 2.4	Italia - Monitoraggio obiettivo complessivo nazionale sui consumi di energia da FER (overall target). Valori calcolati applicando la metodologia di cui all'Allegato I del DM 14/1/2012 (ktep) (Fonte: GSE)	24
Tabella 2.5	Consumi finali lordi di energia da fonti rinnovabili (escluso il settore trasporti) – ktep (Fonte: GSE).....	27
Tabella 2.6	Consumi finali lordi di energia (ktep) (Fonte: GSE).....	28
Tabella 2.7	Quota dei Consumi finali lordi di energia coperta da FER (%) (escluso, a numeratore, il settore dei trasporti)	29
Tabella 2.8	Produzione lorda di energia elettrica da fonti rinnovabili in Italia - TWh.....	31
Tabella 3.1	Distanza minima dell'area di progetto rispetto ai siti Rete Natura 2000	35
Tabella 4.1	Principali caratteristiche dell'impianto FV denominato " Ello18 Solar 1"	83
Tabella 4.2	Caratteristiche tecniche string box.....	91
Tabella 4.3	Trasformatore BT/MT: principali caratteristiche tecniche	93
Tabella 5.1	Analisi mensile e annuale del vento misurato a 10 m di altezza presso la stazione di Codroipo (Fonte: ARPA FVG).....	99
Tabella 5.2	Dati di piovosità misurati dalla stazione di Camino sul Tagliamento, anno 2021 (Fonte: ARPA FVG)...	100
Tabella 5.3	Valori mensili della temperatura relativi all'anno 2021	101
Tabella 5.4	Valori limite per la protezione della salute umana, degli ecosistemi, della vegetazione e valori obiettivo secondo la normativa vigente (D.Lgs. 155/2010).....	103
Tabella 5.5	Elenco delle stazioni di monitoraggio dell'aria in Friuli Venezia Giulia (Fonte: ARPA FVG).....	104
Tabella 5.6	Dati medi annuali PM ₁₀ e numero di superamenti negli ultimi 5 anni (µg/m ³) (Fonte: ARPA FVG)	107
Tabella 5.7	Dati medi annuali di benzene (µg/m ³), anno 2021 (Fonte: ARPA FVG)	110
Tabella 5.8	Limiti del D.Lgs. 155/2010 previsti per metalli e semimetalli aerodispersi	110
Tabella 5.9	Valori limite di emissione (Fonte: Relazione Generale – Classificazione acustica del Comune di Camino al Tagliamento)	127
Tabella 5.10	Rilievi fonometrici riferiti allo stato di fatto (componente residuale del rumore).....	128
Tabella 5.11	Rilievi fonometrici riferiti allo stato di fatto (componente residuale del rumore).....	129
Tabella 5.12	Dati di produzione e consumo di energia elettrica (TWh).....	131
Tabella 5.13	Produzione elettrica lorda per fonte a partire dal 1990 (TWh).....	132
Tabella 5.14	Produzione elettrica lorda per fonte rinnovabile. La produzione idroelettrica è riportata al netto della produzione da pompaggi (TWh)	134
Tabella 5.15	Emissioni di anidride carbonica dal settore termoelettrico per combustibile (Mt CO ₂)	137
Tabella 5.16	Emissioni di anidride carbonica dal settore termoelettrico per la produzione di energia elettrica per combustibile (Mt CO ₂).....	137
Tabella 6.1	Consumi di gasolio.....	145
Tabella 6.2	Emissioni mezzi di cantiere.....	145
Tabella 6.3	Stima dei volumi di scavo	146
Tabella 6.4	Emissioni di inquinanti in atmosfera evitate (tonnellate)	147
Tabella 6.5	Fattori di emissione dei contaminanti atmosferici emessi nel 2018 dal settore elettrico per la produzione di energia elettrica e calore (g/kWh) (Fonte: Rapporto ISPRA 2020)	147
Tabella 7.1	Quadro sinottico delle variazioni quantitative dei principali impatti ambientali generati dal funzionamento dell'impianto fotovoltaico rispetto allo stato <i>ante-operam</i>	164

1. PREMESSA

Il presente documento è redatto a corredo della documentazione necessaria alla verifica di Assoggettabilità a Valutazione di Impatto Ambientale di competenza regionale di cui all'art. 19 del D. Lgs. 152/2006 per il progetto di costruzione ed esercizio di un impianto fotovoltaico a inseguimento solare monoassiale di potenza nominale complessiva, intesa come somma delle potenze dei singoli moduli fotovoltaici, pari 9.820,80 kWp, nel Comune di Camino al Tagliamento (UD).

Dal punto di vista urbanistico l'area di progetto è classificata, dal vigente strumento urbanistico comunale, come "Sottozona S3 – Servizi privati di interesse collettivo".

Il progetto è riconducibile alle tipologie di impianti elencate nell'Allegato IV alla Parte Seconda del D.Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii. (punto 2 lett. b) "*Impianti industriali non termici per la produzione di energia, vapore ed acqua calda con potenza complessiva superiore a 1 MW*").

Il presente Studio Preliminare Ambientale (di seguito "SPA") viene depositato insieme agli elaborati progettuali al fine di espletare, ai sensi dell'art. 19 del D. Lgs. 152/06 e s.m.i., la procedura di verifica di assoggettabilità a VIA per il "Progetto per la costruzione e l'esercizio di un impianto per la generazione di energia elettrica da fonte rinnovabile solare fotovoltaica, in Comune di Camino al Tagliamento (UD)".

Lo studio è redatto conformemente agli Allegati IV-bis e V alla Parte Seconda del D. Lgs. 152/06 e s.m.i., come indicato nella tabella seguente.

Tabella 1.1 Contenuti dello SPA rispetto ai requisiti dell'Allegato V alla Parte Seconda del D.Lgs. 152/06 e s.m.i.

Allegato IV-bis	Allegato V	Riferimento a paragrafo dello SPA
1. Descrizione del progetto	1. Caratteristiche del progetto	
a) descrizione delle caratteristiche fisiche dell'insieme del progetto e, ove pertinente, dei lavori di demolizione	Dimensioni e concezione dell'insieme del progetto	Cap. 2, Cap. 4
b) descrizione della localizzazione del progetto, in particolare per quanto riguarda la sensibilità ambientale delle aree geografiche che potrebbero essere interessate	Cumulo con altri progetti esistenti e/o approvati	Cap.6
	Utilizzazione di risorse naturali, in particolare suolo, territorio, acqua e biodiversità	
	Produzione di rifiuti	
	Inquinamento e disturbi ambientali	
	Rischi di gravi incidenti e/o calamità attinenti al progetto in questione, inclusi quelli dovuti al cambiamento climatico, in base alle conoscenze scientifiche	
	Rischi per la salute umana quali, a titolo esemplificativo e non esaustivo, quelli dovuti alla contaminazione dell'acqua o all'inquinamento atmosferico	
2. Descrizione delle componenti dell'ambiente sulle quali il progetto potrebbe avere un impatto rilevante	2. Localizzazione del progetto e sensibilità ambientale delle aree geografiche che possono risentire dell'impatto dello stesso	
	Utilizzazione del territorio esistente e approvato	Cap. 3 Cap. 5
	Ricchezza relativa, disponibilità, qualità e capacità di rigenerazione delle risorse naturali della zona (comprendenti suolo, territorio, acqua e biodiversità) e del relativo sottosuolo	
	Capacità di carico dell'ambiente naturale, con particolare attenzione alle seguenti zone:	
	<ul style="list-style-type: none"> • zone umide, zone riparie, foci dei fiumi • zone costiere e ambiente marino • zone montuose e forestali • riserve e parchi naturali • zone classificate o protette dalla normativa nazionale; siti della rete Natura 2000 • zone in cui si è già verificato, o nelle quali si ritiene che si possa verificare, il mancato rispetto degli standard di qualità ambientale pertinenti al progetto stabiliti dalla legislazione dell'Unione • zone a forte densità demografica • zone di importanza paesaggistica, storica, culturale o archeologica • territori con produzioni agricole di particolare qualità e tipicità 	
3. Descrizione di tutti i probabili effetti rilevanti del progetto sull'ambiente	3. Tipologia e caratteristiche dell'impatto potenziale	
a) residui ed emissioni previste e produzione di rifiuti, ove pertinente	<ul style="list-style-type: none"> • Entità ed estensione dell'impatto (es. area geografica e densità della popolazione potenzialmente interessata) • Natura dell'impatto • Natura transfrontaliera dell'impatto • Intensità e della complessità dell'impatto • Probabilità dell'impatto • Prevista insorgenza, durata, frequenza e reversibilità dell'impatto • Cumulo tra l'impatto del progetto in questione e l'impatto di altri progetti esistenti e/o approvati • Possibilità di ridurre l'impatto in modo efficace 	Cap. 6 Cap. 7
b) uso di risorse naturali, in particolare suolo, territorio, acqua e biodiversità		

2. QUADRO DI SFONDO E PRESUPPOSTI DEL PROGETTO

Fin dalla sottoscrizione del Protocollo di Kyoto, l'Unione europea e i suoi Stati membri si sono impegnati in un percorso finalizzato alla lotta ai cambiamenti climatici attraverso l'adozione di politiche e misure comunitarie e nazionali di decarbonizzazione dell'economia. Percorso confermato durante la XXI Conferenza delle Parti della Convenzione Quadro per la lotta contro i cambiamenti climatici, svoltasi a Parigi nel 2015, che con decisione 1/CP21 ha adottato l'Accordo di Parigi. L'Accordo stabilisce la necessità del contenimento dell'aumento della temperatura media globale ben al di sotto dei 2°C e il perseguimento degli sforzi di limitare l'aumento a 1,5°C, rispetto ai livelli preindustriali.

L'Italia ha firmato l'accordo il 22 aprile 2016 e lo ha ratificato l'11 novembre 2016. L'Accordo, che è entrato in vigore il 4 Novembre 2016, è stato ratificato, alla data di stesura del presente documento, da 184 delle 197 Parti della Convenzione Quadro.

A livello comunitario, con il Consiglio europeo di marzo 2007 per la prima volta è stato previsto un approccio integrato tra politiche energetiche e per la lotta ai cambiamenti climatici, con il Pacchetto Clima-Energia 2020. Gli obiettivi del Pacchetto, alcuni dei quali vincolanti, sono stati recepiti nelle legislazioni nazionali degli Stati membri a partire dal 2009. Tra gli obiettivi vincolanti, l'Italia ha un target di riduzione delle emissioni di gas serra per i settori non regolati dalla Direttiva ETS del 13% entro il 2020 rispetto ai livelli del 2005. Per quanto riguarda la promozione delle fonti di energia rinnovabile l'Italia ha l'obiettivo di raggiungere nel 2020 una quota pari al 17% di energia da rinnovabili nei Consumi Finali Lordi di energia e un sotto-obiettivo pari al 10% di energia da rinnovabili nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti.

Nel 2017 i Consumi Finali Lordi complessivi di energia (ovvero la grandezza introdotta dalla Direttiva 2009/28/CE ai fini del monitoraggio dei target UE sulle FER) in Italia si sono attestati intorno a 120 Mtep e quelli di energia da FER intorno a 22 Mtep: la quota dei consumi coperta da FER si attesta dunque al 18,3%, valore superiore al target assegnato all'Italia dalla Direttiva 2009/28/CE per il 2020.

Per quanto riguarda il settore elettrico, nel 2017 il 35% circa della produzione lorda nazionale proviene da FER; la fonte rinnovabile che nel 2017 ha fornito il contributo più importante alla produzione elettrica effettiva è quella idraulica (35% della produzione elettrica complessiva da FER), seguita dalla fonte solare (23%), dalle bioenergie (19%), dalla fonte eolica (17%) e da quella geotermica (6%).

Nel settore termico proviene da fonti rinnovabili poco meno del 20% dei consumi energetici complessivi. In particolare, nel 2017 sono stati consumati circa 11,2 Mtep di energia da FER, di cui circa 10,3 Mtep in modo diretto (attraverso caldaie individuali, stufe, camini, pannelli solari, pompe di calore, impianti di sfruttamento del calore geotermico) e circa 0,9 Mtep sotto forma di consumi di calore derivato (ad esempio attraverso sistemi di teleriscaldamento alimentati da biomasse). La fonte rinnovabile più utilizzata nel 2017 per i consumi termici è la biomassa solida (circa 7,9 Mtep), utilizzata soprattutto nel settore domestico in forma di legna da ardere e pellet. Assumono grande rilievo anche le pompe di calore (2,65 Mtep), mentre sono ancora limitati i contributi dei bioliquidi, del biogas, della fonte geotermica e di quella solare. Per quanto riguarda il settore trasporti, nel 2017 sono stati immessi in consumo circa 1,2 mln di tonnellate di biocarburanti (contenuto energetico pari a 1,06 Mtep), in larga parte costituiti da biodiesel.

I consumi finali di energia (esclusi gli usi non energetici) nel 2016 sono stati pari a 115,9 Mtep (fonte bilanci energetici Eurostat), in lieve diminuzione rispetto al 2015 (-0,3%). Il settore trasporti ha ribadito il calo degli ultimi anni, assestandosi su un consumo di 39,1 Mtep (-1,1%); il consumo del settore residenziale è stato pari a 32,2 Mtep (-1,0% rispetto al 2015). In controtendenza, invece, i settori servizi e industria, che

hanno registrato incrementi dei consumi pari rispettivamente a +0,3% e +1,4%, determinati principalmente dalla dinamica dell'attività economica. Nel 2016 l'intensità energetica primaria dell'Italia è stata pari a 107,8 tep/mln€2005; il calo rispetto al 2015 (-1,8%) è determinato dalla riduzione dei consumi primari a fronte della crescita del PIL; in generale, nel 2016 l'Italia ha mostrato una riduzione dell'intensità energetica tra le più importanti dell'Unione europea.

La progressiva incidenza delle FER e la riduzione dell'intensità energetica hanno contribuito, negli ultimi anni, alla riduzione della dipendenza del nostro Paese dalle fonti di approvvigionamento estere; la quota di fabbisogno energetico nazionale soddisfatta da importazioni nette rimane elevata (pari al 77,7%) ma più bassa di circa 5 punti percentuali rispetto al 2010. Nel 2017 riprende a crescere, dopo un decennio di riduzione quasi continua, la domanda di energia primaria (+1,5% rispetto al 2016); questa è soddisfatta sempre meno dal petrolio (che comunque rappresenta un terzo del totale), dai combustibili solidi (al 6,1%) e dall'energia elettrica importata (al 4,9%). Cresce invece il contributo del gas (al 36,2%) e si conferma quello delle fonti rinnovabili (pari a poco meno di un quinto).

Il cammino dell'Italia verso la sostenibilità oltre il 2020 seguirà il solco tracciato dalla Strategia per un'Unione dell'energia - basata sulle cinque dimensioni: decarbonizzazione (incluse le rinnovabili), efficienza energetica, sicurezza energetica, mercato dell'energia completamente integrato, ricerca, innovazione e competitività - e dal nuovo Quadro per l'energia e il clima 2030 approvato dal Consiglio europeo nelle conclusioni del 23 e 24 ottobre 2014 e successivi provvedimenti attuativi.

Alla luce del contesto, in vista del 2030 e della roadmap al 2050, l'Italia sta compiendo uno sforzo per dotarsi di strumenti di pianificazione finalizzati all'identificazione di obiettivi, politiche e misure coerenti con il quadro europeo e funzionali a migliorare la sostenibilità ambientale, la sicurezza e l'accessibilità dei costi dell'energia.

Con Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico e del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, il 10 novembre 2017 è stata adottata la nuova Strategia Energetica Nazionale (SEN). Nel 2019, la nuova presidentessa della Commissione europea ha posto sfide ambiziose per il prossimo futuro dell'UE. In particolare, ha indicato come tratto distintivo del suo mandato un "*Green New Deal Europeo*", ossia il ripensamento degli attuali paradigmi economici e dei modelli comportamentali, per un'Europa sostenibile per le future generazioni, che punti a divenire leader mondiale nell'economia circolare e nelle tecnologie pulite.

Il Governo italiano condivide questo approccio avviando a sua volta un "*Green New Deal*", inteso come patto verde con le imprese e i cittadini, che consideri l'ambiente come motore economico del Paese, orientando il sistema produttivo nazionale in direzione della sostenibilità. Dando seguito agli intenti del "*Green New Deal*", la nota di aggiornamento del Documento di Economia e Finanza 2019 (naDEF2019) prevede incentivi e agevolazioni che perseguiranno l'obiettivo di proteggere l'ambiente e favorire la crescita e l'economia circolare. In primo luogo, nella Legge di Bilancio 2020 sono stati introdotti due nuovi fondi di investimento, assegnati a Stato ed Enti territoriali. Le risorse saranno destinate ad attivare progetti di rigenerazione urbana, di riconversione energetica e di incentivo all'utilizzo di fonti rinnovabili. Per il triennio 2019-2021 sono previste forme di incentivo per la valorizzazione edilizia, attraverso l'applicazione dell'imposta di registro e delle imposte ipotecaria e catastale in misura agevolata sui trasferimenti di edifici a favore di imprese di costruzione o di ristrutturazione immobiliare che realizzino interventi di riqualificazione energetica e procedano successivamente alla loro alienazione. Per rilanciare gli investimenti degli Enti territoriali, a partire dall'anno 2020, è stato costituito un fondo da destinare ai Comuni per interventi di efficientamento energetico, sviluppo territoriale sostenibile e messa in sicurezza di infrastrutture ed edifici pubblici.

Vari sono i documenti di rilievo a livello europeo e nazionale: di seguito se ne citano i principali ai fini del presente studio.

2.1 LA STRATEGIA ENERGETICA EUROPEA

Le politiche europee in materia di energia perseguono due principali obiettivi: quello della progressiva decarbonizzazione dell'economia e quello della piena realizzazione di un mercato unico.

Con specifico riguardo alle problematiche di maggiore interesse per il presente Studio, si evidenzia come negli ultimi anni l'Unione Europea abbia deciso di assumere un ruolo di *leadership* mondiale nella riduzione delle emissioni di gas serra. Il primo fondamentale passo in tale direzione è stato la definizione di obiettivi ambiziosi già al 2020.

Nel 2008, l'Unione Europea ha varato il "Pacchetto Clima-Energia" (cosiddetto "Pacchetto 20-20-20"), con i seguenti obiettivi energetici e climatici al 2020:

- un impegno unilaterale dell'UE a ridurre di almeno il 20% entro il 2020 le emissioni di gas serra rispetto ai livelli del 1990. Gli interventi necessari per raggiungere gli obiettivi al 2020 continueranno a dare risultati oltre questa data, contribuendo a ridurre le emissioni del 40% circa entro il 2050;
- un obiettivo vincolante per l'UE di contributo del 20% di energia da fonti rinnovabili sui consumi finali lordi entro il 2020, compreso un obiettivo del 10% per i biocarburanti;
- una riduzione del 20% nel consumo di energia primaria rispetto ai livelli previsti al 2020, da ottenere tramite misure di efficienza energetica.

Tale obiettivo, solo enunciato nel pacchetto, è stato in seguito declinato, seppur in maniera non vincolante, nella direttiva efficienza energetica approvata in via definitiva nel mese di ottobre 2012.

In una prospettiva di progressiva riduzione delle emissioni climalteranti, il Consiglio europeo del 23-24 ottobre 2014 ha approvato i nuovi obiettivi clima energia al 2030, di seguito richiamati:

- riduzione di almeno il 40% delle emissioni di gas a effetto serra nel territorio UE rispetto al 1990;
- quota dei consumi finali di energia coperti da fonti rinnovabili pari al 27%, vincolante a livello europeo, ma senza target vincolanti a livello di Stati membri;
- riduzione del 27% dei consumi finali di energia per efficienza energetica, non vincolante ma passibile di revisioni per un suo innalzamento al 30%.

Negli auspici del Consiglio d'Europa, un approccio comune durante il periodo fino al 2030 aiuterà a garantire la certezza normativa agli investitori e a coordinare gli sforzi dei paesi dell'UE.

Il quadro delineato al 2030 contribuisce a progredire verso la realizzazione di un'economia a basse emissioni di carbonio e a costruire un sistema che:

- assicuri energia a prezzi accessibili a tutti i consumatori;
- renda più sicuro l'approvvigionamento energetico dell'UE;
- riduca la dipendenza europea dalle importazioni di energia e
- crei nuove opportunità di crescita e posti di lavoro.

Lo stesso, inoltre, apporta anche benefici sul piano dell'ambiente e della salute, ad esempio riducendo l'inquinamento atmosferico.

L'Italia ha stabilito i propri contributi agli obiettivi europei al 2030 attraverso la predisposizione della *Proposta di Piano Nazionale Integrato per l'energia e il clima*; relativamente all'energia rinnovabile, di particolare interesse per il presente studio, la Proposta di Piano fissa un obiettivo di copertura, nel 2030, del 30% del consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili. In particolare, si prevede che il contributo

delle rinnovabili al soddisfacimento dei consumi finali lordi totali al 2030 sia così differenziato tra i diversi settori:

- 55,4% di quota rinnovabili nel settore elettrico;
- 33% di quota rinnovabili nel settore termico (usi per riscaldamento e raffrescamento);
- 21,6% per quanto riguarda l'incorporazione di rinnovabili nei trasporti.

Nell'ambito dell'Unione Europea, inoltre, si è da alcuni anni iniziato a discutere su scenari e obiettivi per orizzonti temporali di lungo e lunghissimo termine, ben oltre il 2020. Nello studio denominato *Energy Roadmap 2050* si prevede, infatti, una riduzione delle emissioni di gas serra del 80-95% entro il 2050 rispetto ai livelli del 1990, con un abbattimento per il settore elettrico di oltre il 95%. I diversi scenari esaminati dalla Commissione per questo percorso assegnano grande importanza all'efficienza energetica e alla produzione da fonti rinnovabili, guardando anche con attenzione all'utilizzo di energia nucleare e allo sviluppo della tecnologia CCS (*Carbon Capture and Storage*), e prevedendo un ruolo fondamentale per il gas durante la fase di transizione, che consentirà di ridurre le emissioni sostituendo carbone e petrolio nella fase intermedia, almeno fino al 2030÷2035. I principali cambiamenti strutturali identificati includono:

- un aumento della spesa per investimenti e una contemporanea riduzione di quella per il combustibile;
- un incremento dell'importanza dell'energia elettrica, che dovrà quasi raddoppiare la quota sui consumi finali (fino al 36-39%) e contribuire alla decarbonizzazione nei trasporti e nel riscaldamento;
- un ruolo cruciale affidato all'efficienza energetica, che potrà raggiungere riduzioni fino al 40% dei consumi rispetto al 2005;
- un incremento sostanziale delle fonti rinnovabili, che potranno rappresentare il 55% dei consumi finali di energia (e dal 60 al 90% dei consumi elettrici);
- un incremento delle interazioni tra sistemi centralizzati e distribuiti.

Nel frattempo, i principali Paesi europei si stanno muovendo verso l'adozione di obiettivi di strategia energetica in linea con quelli comunitari. Ne sono esempio le strategie energetiche di Germania, Regno Unito e Danimarca.

La Germania, con la "Energiewende", si propone: una produzione da rinnovabili pari al 18% dei consumi finali al 2020, per arrivare fino al 60% al 2050 (con obiettivo di sviluppo rinnovabili nel settore elettrico pari al 35% al 2020, e fino all'80% al 2050); una riduzione dei consumi primari al 2020 del 20% rispetto ai valori del 2008 (in particolare, è attesa una riduzione dei consumi elettrici del 10% al 2020), per arrivare fino al 50% nel 2050; il progressivo phase-out delle centrali nucleari entro il 2022.

Il Governo del Regno Unito ("*Enabling the transition to a Green Economy*") ha attivato una serie di strumenti di policy a supporto della transizione verso la green economy. Tra gli obiettivi del Governo inglese al 2020, vi è la riduzione delle emissioni di gas serra del 34% e la produzione del 15% dell'energia tramite fonti rinnovabili.

La Danimarca, con la "Strategia Energetica 2050", si propone un orientamento di lungo periodo flessibile, che punta a rendere il Paese indipendente dai combustibili fossili entro il 2050, fissando come punti chiave del percorso al 2020: la produzione da rinnovabili al 30% dei consumi finali e la riduzione dei consumi primari del 4% rispetto ai valori del 2006.

2.2 LA STRATEGIA ENERGETICA NAZIONALE (SEN)

L'attuale documento programmatico *Strategia Energetica Nazionale (SEN)* è stato approvato in data 10 novembre 2017 con l'adozione di specifico decreto interministeriale del Ministro dello sviluppo economico e del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare.

Far fronte alle conseguenze relative al cambiamento climatico, assicurare la competitività del sistema produttivo e garantire la sicurezza e l'accessibilità energetica a tutti i cittadini sono le problematiche che segneranno l'Italia e l'Europa nel lungo-lunghissimo periodo (fino al 2050), e che richiederanno una trasformazione radicale del sistema energetico e del funzionamento della società.

Coerentemente con queste necessità, la SEN si incentra su tre obiettivi principali:

- **migliorare la competitività del Paese**, continuando a ridurre il gap di prezzo e di costo dell'energia rispetto all'Europa, in un contesto di prezzi internazionali crescenti. Tale obiettivo richiede interventi per ridurre i differenziali di prezzo per tutti i consumatori, il completamento dei processi di liberalizzazione e strumenti per tutelare la competitività dei settori industriali energivori, prevenendo i rischi di delocalizzazione e tutelando l'occupazione.
- **raggiungere e superare in modo sostenibile gli obiettivi ambientali** e di decarbonizzazione al 2030 definiti a livello europeo, in linea con i futuri traguardi stabiliti nella COP21. Rinnovabili ed efficienza contribuiscono non soltanto alla tutela dell'ambiente ma anche alla sicurezza – riducendo la dipendenza del sistema energetico - e all'economicità, favorendo la riduzione dei costi e della spesa.
- continuare a **migliorare la sicurezza** di approvvigionamento e la flessibilità dei sistemi e delle infrastrutture energetiche, in maniera tale da:
 - integrare quantità crescenti di rinnovabili elettriche, anche distribuite, e nuovi player, potenziando e facendo evolvere le reti e i mercati verso configurazioni smart, flessibili e resilienti;
 - gestire la variabilità dei flussi e le punte di domanda gas e diversificare le fonti e le rotte di approvvigionamento;
 - aumentare l'efficienza della spesa energetica grazie all'innovazione tecnologica.

Con riferimento allo sviluppo delle fonti rinnovabili, il documento di SEN rileva come ad oggi l'Italia abbia già raggiunto gli obiettivi rinnovabili 2020, con una penetrazione di 17,5% sui consumi complessivi al 2015 rispetto ad un target al 2020 del 17%. Conseguentemente la SEN ritiene ambizioso, ma perseguibile, un obiettivo del 28% di rinnovabili sui consumi complessivi al 2030; obiettivo che è così declinato, ottimizzando gli interventi e gli investimenti per poter agire in modo sinergico e coordinato su tutti i settori considerati:

- rinnovabili elettriche al 55% al 2030 rispetto al 33,5% del 2015,
- rinnovabili termiche al 30% al 2030 rispetto al 19,2% del 2015,
- rinnovabili trasporti al 21% al 2030 rispetto al 6,4% del 2015.

In relazione al ruolo delle rinnovabili, il documento fissa al 2025 il "phase out" del carbone, ossia la dismissione graduale, e traccia sommariamente la strada verso una decarbonizzazione totale del paese: l'Italia dovrà tagliare le sue emissioni del 39% al 2030, e del 63% al 2050, rispetto ai livelli del 1990. Le rinnovabili avranno il loro spazio, soprattutto eolico e fotovoltaico. Aumenterà anche l'efficienza energetica puntando ad una riduzione dei consumi finali di energia nel periodo 2021/2030 pari all'1,5% annuo dell'energia media consumata nel triennio 2016-2018. L'efficienza, assieme alle FER, sarà un elemento fondamentale per ridurre la dipendenza dall'estero. L'obiettivo, riportato nella strategia energetica nazionale, è riuscire a portare la quota di fabbisogno energetico coperta dalle importazioni dal 75% attuale al 64%.

La SEN 2030 prevede un investimento complessivo di 175 miliardi di euro: di questi 30 miliardi saranno destinati a reti ed infrastrutture, 35 andranno alle fonti rinnovabili e il resto servirà a sostenere l'efficienza energetica, in particolar modo nel settore residenziale e in quello dei trasporti.

2.3 PIANO NAZIONALE INTEGRATO ENERGIA E CLIMA (PNIEC)

Il Ministero dello Sviluppo Economico ha pubblicato il testo definitivo del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima, 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.

Il PNIEC è stato inviato alla Commissione europea in attuazione del Regolamento (UE) 2018/1999, completando così il percorso avviato nel dicembre 2018, nel corso del quale il Piano è stato oggetto di confronto tra le istituzioni coinvolte, i cittadini e tutti gli stakeholder.

Con il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima 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.

Per quanto concerne l'energia rinnovabile, 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.

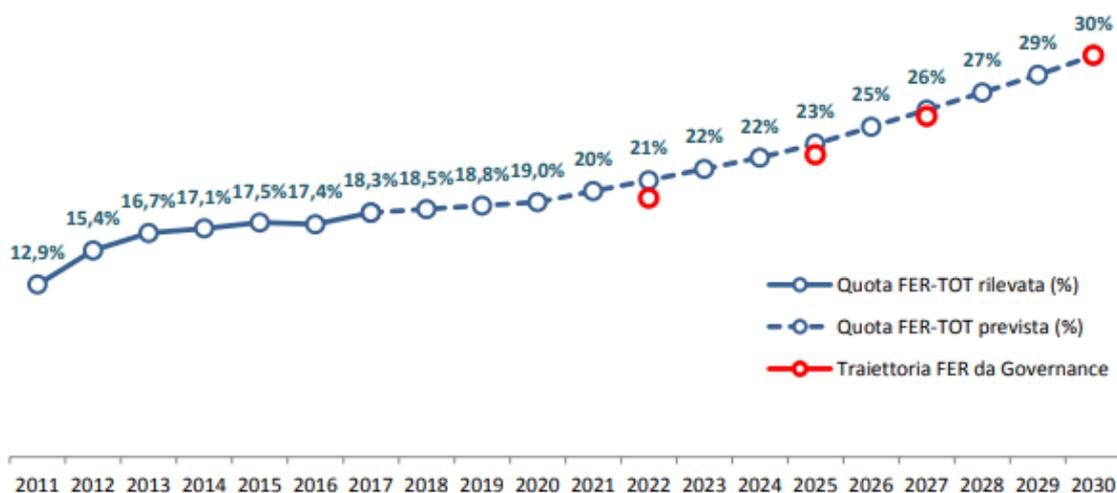


Figura 2.1 Traiettoria della quota FER complessiva (Fonte: GSE e RSE)

Tabella 2.1 Obiettivo FER complessivo al 2030 (ktep) (Fonte: PNIEC)

	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%

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

Si prevede che il contributo delle rinnovabili al soddisfacimento dei consumi finali lordi totali al 2030 (30%) sia così differenziato tra i diversi settori:

- 55,0% di quota rinnovabili nel settore elettrico;
- 33,9% di quota rinnovabili nel settore termico (usi per riscaldamento e raffrescamento);
- 22,0% per quanto riguarda l'incorporazione di rinnovabili nei trasporti (calcolato con i criteri di contabilizzazione dell'obbligo previsti dalla RED II).

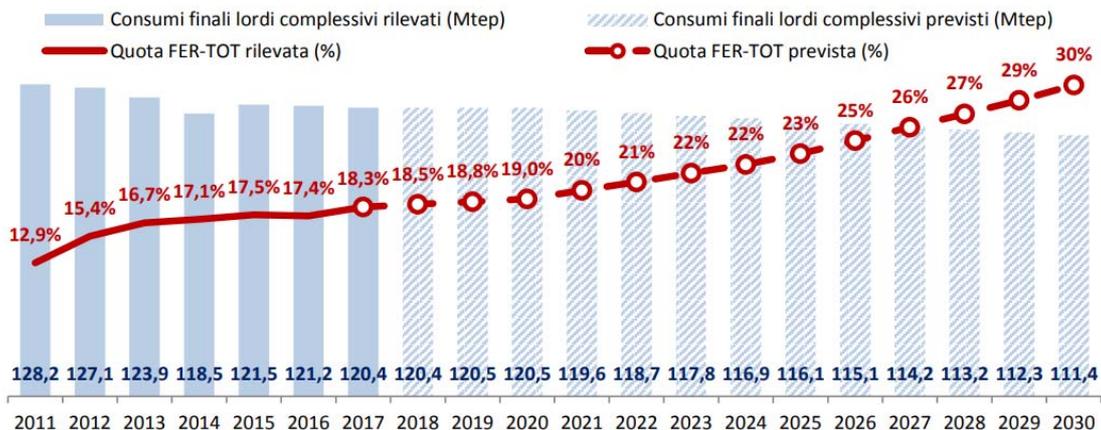


Figura 2.2 Traiettorie della quota FER complessiva (Fonte: GSE e RSE)

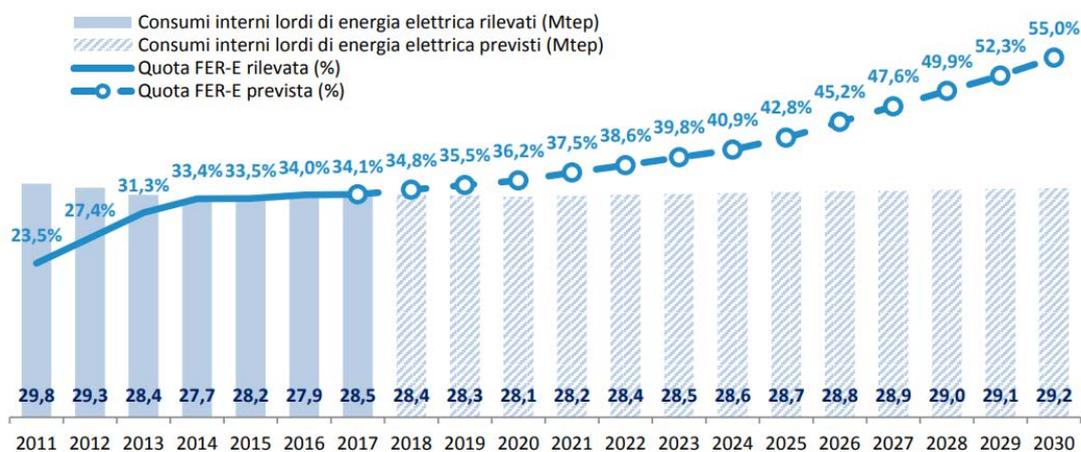


Figura 2.3 Traiettorie della quota FER elettrica (Fonte: GSE e RSE)

Secondo gli obiettivi del 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. Infatti, 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. In particolare, l'opportunità di favorire investimenti di revamping e repowering dell'eolico esistente con macchine più evolute ed efficienti, sfruttando la buona ventosità di siti già conosciuti e utilizzati, consentirà anche di limitare l'impatto sul consumo del suolo.

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. 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.

Per quanto riguarda le altre fonti è considerata una crescita contenuta della potenza aggiuntiva geotermica e idroelettrica e una leggera flessione delle bioenergie, al netto dei bioliquidi per i quali è invece attesa una graduale fuoriuscita fino a fine incentivo. Nel caso del grande idroelettrico, è indubbio che si tratta di una risorsa in larga parte già sfruttata ma di grande livello strategico nella politica al 2030 e nel lungo periodo al 2050, di cui occorrerà preservare e incrementare la produzione.

Tabella 2.2 Obiettivi di crescita della potenza (MW) da fonte rinnovabile al 2030 (Fonte: PNIEC)

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 2.3 Obiettivi e traiettorie di crescita al 2030 della quota rinnovabile nel settore elettrico (TWh) (Fonte: PNIEC)

	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.

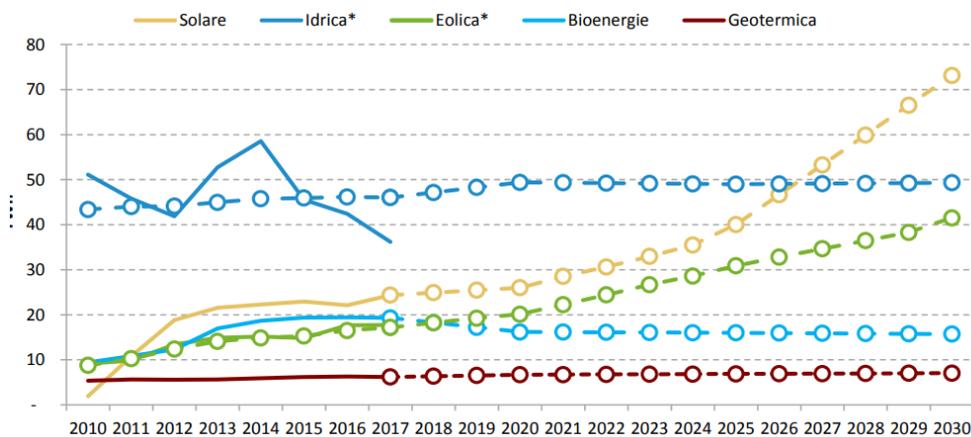


Figura 2.4 Traiettorie di crescita dell'energia elettrica da fonti rinnovabili al 2030 (Fonte: GSE e RSE)

2.4 PIANO NAZIONALE DI RIPRESA E RESILIENZA (PNRR)

Il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) si inserisce all'interno del programma Next Generation EU (NGEU), il pacchetto da 750 miliardi di euro, costituito per circa la metà da sovvenzioni, concordato dall'Unione Europea in risposta alla crisi pandemica. La principale componente del programma NGEU è il Dispositivo per la Ripresa e Resilienza (Recovery and Resilience Facility, RRF), che ha una durata di sei anni, dal 2021 al 2026.

Il NGEU intende promuovere una robusta ripresa dell'economia europea all'insegna della transizione ecologica, della digitalizzazione, della competitività, della formazione e dell'inclusione sociale, territoriale e di genere. Il Regolamento RRF enuncia le sei grandi aree di intervento (pilastri) sui quali i PNRR si dovranno focalizzare¹:

- transizione verde,
- trasformazione digitale,
- crescita intelligente, sostenibile e inclusiva,
- coesione sociale e territoriale,

¹ Regolamento (UE) 2021/241 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 12 febbraio 2021 che istituisce il Dispositivo per la Ripresa e la Resilienza, Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea, 18.2.2021.

- salute e resilienza economica, sociale e istituzionale,
- politiche per le nuove generazioni, l'infanzia e i giovani.

Il pilastro della transizione verde discende direttamente dallo European Green Deal e dal doppio obiettivo dell'Ue di raggiungere la neutralità climatica entro il 2050 e ridurre le emissioni di gas a effetto serra del 55% rispetto allo scenario del 1990 entro il 2030. Il regolamento del NGEU prevede che un minimo del 37% della spesa per investimenti e riforme programmata nei PNRR debba sostenere gli obiettivi climatici. Inoltre, tutti gli investimenti e le riforme previste da tali piani devono rispettare il principio del "non arrecare danni significativi" all'ambiente.

Gli Stati membri devono illustrare come i loro Piani contribuiscono al raggiungimento degli obiettivi climatici, ambientali ed energetici adottati dall'Unione. Devono anche specificare l'impatto delle riforme e degli investimenti sulla riduzione delle emissioni di gas a effetto serra, la quota di energia ottenuta da fonti rinnovabili, l'efficienza energetica, l'integrazione del sistema energetico, le nuove tecnologie energetiche pulite e l'interconnessione elettrica. Il Piano deve contribuire al raggiungimento degli obiettivi ambientali fissati a livello UE anche attraverso l'uso delle tecnologie digitali più avanzate, la protezione delle risorse idriche e marine, la transizione verso un'economia circolare, la riduzione e il riciclaggio dei rifiuti, la prevenzione dell'inquinamento e la protezione e il ripristino di ecosistemi sani. Questi ultimi comprendono le foreste, le zone umide, le torbiere e le aree costiere, e la piantumazione di alberi e il rinverdimento delle aree urbane.

Lo sforzo di rilancio dell'Italia delineato dal presente Piano si sviluppa intorno a tre assi strategici condivisi a livello europeo: digitalizzazione e innovazione, transizione ecologica, inclusione sociale.

La transizione ecologica, come indicato dall'Agenda 2030 dell'ONU e dai nuovi obiettivi europei per il 2030, è alla base del nuovo modello di sviluppo italiano ed europeo. Intervenire per ridurre le emissioni inquinanti, prevenire e contrastare il dissesto del territorio, minimizzare l'impatto delle attività produttive sull'ambiente è necessario per migliorare la qualità della vita e la sicurezza ambientale, oltre che per lasciare un Paese più verde e una economia più sostenibile alle generazioni future. Anche la transizione ecologica può costituire un importante fattore per accrescere la competitività del nostro sistema produttivo, incentivare l'avvio di attività imprenditoriali nuove e ad alto valore aggiunto e favorire la creazione di occupazione stabile.

L'Italia è particolarmente esposta ai cambiamenti climatici e deve accelerare il percorso verso la neutralità climatica nel 2050 e verso una maggiore sostenibilità ambientale. Ci sono già stati alcuni progressi significativi: tra il 2005 e il 2019, le emissioni di gas serra dell'Italia sono diminuite del 19%. Ad oggi, le emissioni pro capite di gas climalteranti, espresse in tonnellate equivalenti, sono inferiori alla media UE. Tuttavia, il nostro Paese presenta ancora notevoli ritardi e vulnerabilità. Per quanto riguarda i trasporti, l'Italia ha il numero di autovetture ogni mille abitanti più alto tra i principali Paesi europei e una delle flotte di autoveicoli più vecchie dell'Europa occidentale. Nel 2018 i veicoli altamente inquinanti erano pari al 45% della flotta totale e al 59% del trasporto pubblico.

La quota su rotaia del trasporto totale delle merci è inferiore alla media UE. Nel 2019, in Italia era l'11,9%, contro il 17,6%. L'estensione della rete ferroviaria in rapporto alla popolazione è la più bassa tra i principali Paesi europei. Pertanto, l'aumento dell'uso della ferrovia – a fini privati e commerciali – e una maggiore integrazione dei diversi modi di trasporto possono contribuire alla decarbonizzazione e all'aumento della competitività del Mezzogiorno.

La Commissione europea ha aperto tre procedure di infrazione per l'inquinamento atmosferico contro l'Italia per particolato e ossidi di azoto. Nel 2017, 31 aree in 11 regioni italiane hanno superato i valori limite giornalieri di particolato PM10. L'inquinamento nelle aree urbane rimane elevato e il 3,3% della

popolazione italiana vive in aree in cui i limiti europei di inquinamento sono superati. In un'analisi europea sulla maggiore mortalità causata dall'esposizione a polveri sottili e biossido di azoto, tra le prime 30 posizioni ci sono 19 città del Nord Italia, con Brescia e Bergamo ai vertici della classifica². L'inquinamento del suolo e delle acque è molto elevato, soprattutto nella Pianura Padana. La Pianura Padana è anche una delle zone più critiche per la presenza di ossidi di azoto e ammoniaca in atmosfera a causa delle intense emissioni di diverse attività antropiche, comprese quelle agricole³.

Per quanto riguarda l'economia circolare, l'Italia si posiziona al di sopra della media UE per gli investimenti nel settore e per la produttività delle risorse. Il tasso di utilizzo di materiale circolare in Italia si è attestato al 17,7% nel 2017 e il tasso di riciclaggio dei rifiuti urbani al 49,8%, entrambi al di sopra della media dell'UE. Tuttavia, significative disparità regionali e la mancanza di una strategia nazionale per l'economia circolare suggeriscono l'esistenza di ampi margini di miglioramento.

Gli investimenti nelle infrastrutture idriche sono stati insufficienti per anni e causano oggi rischi elevati e persistenti di scarsità e siccità. La frammentazione dei diversi attori e livelli istituzionali rappresenta un ostacolo agli investimenti. 895 agglomerati hanno violato le direttive UE, con multe ad oggi pagate da 68 di loro. L'Italia è inoltre particolarmente vulnerabile agli eventi idrogeologici e all'attività sismica. Oltre il 90% dei comuni italiani è ad alto rischio di frane e inondazioni, pari a circa 50.000 km² del territorio italiano. Il nostro Paese ha un patrimonio unico da proteggere: un ecosistema naturale e culturale di valore inestimabile, che rappresenta un elemento distintivo dello sviluppo economico presente e futuro. L'Italia ha avviato la transizione e ha lanciato numerose misure che hanno stimolato investimenti importanti. Le politiche a favore dello sviluppo delle fonti rinnovabili e per l'efficienza energetica hanno consentito all'Italia di essere uno dei pochi paesi in Europa (insieme a Finlandia, Grecia, Croazia e Lettonia) ad aver superato entrambi i target 2020 in materia. La penetrazione delle energie rinnovabili si è attestata nel 2019 al 18,2%, contro un target europeo del 17%. Inoltre, il consumo di energia primaria al 2018 è stato di 148 Mtoe contro un target europeo di 158 Mtoe. Il Piano Nazionale integrato Energia e Clima (PNIEC) e la Strategia di Lungo Termine per la Riduzione delle Emissioni dei Gas a Effetto Serra, entrambi in fase di aggiornamento per riflettere il nuovo livello di ambizione definito in ambito europeo, forniranno l'inquadramento strategico per l'evoluzione del sistema.

Il PNRR è un'occasione per accelerare la transizione ecologica e superare barriere che si sono dimostrate critiche in passato. Il Piano introduce sistemi avanzati e integrati di monitoraggio e analisi per migliorare la capacità di prevenzione di fenomeni e impatti. Incrementa gli investimenti volti a rendere più robuste le infrastrutture critiche, le reti energetiche e tutte le altre infrastrutture esposte a rischi climatici e idrogeologici. Il Piano rende inoltre il sistema italiano più sostenibile nel lungo termine, tramite la progressiva decarbonizzazione di tutti i settori. Quest'obiettivo implica accelerare l'efficientamento energetico; incrementare la quota di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, sia con soluzioni decentralizzate che centralizzate (incluse quelle innovative ed offshore); sviluppare una mobilità più sostenibile; avviare la graduale decarbonizzazione dell'industria, includendo l'avvio dell'adozione di soluzioni basate sull'idrogeno, in linea con la Strategia europea. Infine, si punta a una piena sostenibilità ambientale, che riguarda anche il miglioramento della gestione dei rifiuti e dell'economia circolare, l'adozione di soluzioni di smart agriculture e bio-economia, la difesa della biodiversità e il rafforzamento della gestione delle risorse naturali, a partire da quelle idriche.

² The Lancet, "Premature mortality due to air pollution in European cities: a health impact assessment"

³ European Environment Agency, Air quality in Europe, 2019 Report

Il Governo intende sviluppare una leadership tecnologica e industriale nelle principali filiere della transizione (sistemi fotovoltaici, turbine, idrolizzatori, batterie) che siano competitive a livello internazionale e consentano di ridurre la dipendenza da importazioni di tecnologie e creare occupazione e crescita. Il Piano rafforza la ricerca e lo sviluppo nelle aree più innovative, a partire dall'idrogeno.

Nel pianificare e realizzare la transizione, il governo intende ad assicurarsi che questa avvenga in modo equo e inclusivo, contribuisca a ridurre il divario Nord-Sud, e sia supportata da adeguate politiche di formazione. Vuole valorizzare la filiera italiana nei settori dell'agricoltura e dell'alimentare e migliorare le conoscenze dei cittadini riguardo alle sfide e alle opportunità offerte dalla transizione. In particolare, il Piano vuole favorire la formazione, la divulgazione, e più in generale lo sviluppo di una cultura dell'ambiente che permei tutti i comportamenti della popolazione.

2.5 PIANO ENERGETICO REGIONALE (PER)

Il Piano Energetico Regionale (PER) è lo strumento strategico di riferimento con il quale la Regione Friuli Venezia Giulia, nel rispetto degli indirizzi nazionali e comunitari e delle norme vigenti, assicura una correlazione ordinata fra energia prodotta, il suo uso migliore e la capacità di assorbirla da parte del territorio e dell'ambiente, individua gli obiettivi principali e le direttrici di sviluppo e potenziamento del sistema energetico regionale per la produzione, il trasporto e la distribuzione di energia, definendo programmi di attuazione, azioni dirette, linee di indirizzo e di coordinamento, anche per individuare gli interventi oggetto di incentivazioni regionali.

La strategia di fondo del PER persegue il principio dello sviluppo sostenibile, tutelando il patrimonio ambientale storico e culturale e, al tempo stesso, completa le azioni e la vision economica finanziaria della L.R. 3/2015 "Rilancimpresa", orientando il sistema economico alle "tecnologie pulite", incentivando le imprese a creare nuova occupazione attraverso i green job, con la promozione di nuove competenze collegate alle nuove professionalità che il settore energetico richiede.

Il PER costituisce strumento di riferimento per le azioni regionali in materia di energia, è coordinato con gli strumenti della pianificazione e della programmazione regionale ed è aggiornato almeno ogni cinque anni.

Con Deliberazione di Giunta Regionale n. 1252 del 25 giugno 2015 è stata adottata la proposta di nuovo Piano Energetico Regionale, successivamente pubblicata sul Supplemento ordinario n. 26 del 22 luglio 2015 al BUR n. 29 del 22/07/2015 ed approvato con Deliberazione di Giunta Regionale n. 2564 del 22 dicembre 2015.

Il PER individua Obiettivi e Misure per lo sviluppo e potenziamento del sistema energetico regionale e lo realizza all'interno della visione globale della riduzione delle emissioni climalteranti, come delineato in data 12 dicembre 2015 dall'Accordo di Parigi della COP21 (Conferenza delle Parti dell'United Nations Framework Convention on Climate Change – UNFCCC).

Le Misure del PER, al fine di divenire operative, dovranno essere analizzate per stabilirne la potenzialità strategica e poi scegliere, tra quelle indicate, quali incentivare perché portino il miglior risultato in termini di efficienza ed efficacia. Il PER è uno strumento dinamico, non rigido e in costante aggiornamento, data la incessante modifica di politiche, normative e tecnologie sul tema energetico, tema trasversale e particolarmente legato ad aspetti di ricerca scientifica e tecnologica. Il PER supera il precedente Piano Energetico regionale (approvato con Decreto del Presedente della Regione 21 maggio 2007, n. 0137/Pres) che non teneva conto delle importanti novità relative alla incentivazione dell'energia prodotta da impianti

a fonti rinnovabili, di cui al D.M. del 18/12/2008, dove erano state stabilite le modalità attuative dei nuovi meccanismi di incentivazione.

Sono obiettivi del PER nel rispetto dei principi di sostenibilità:

- a) l'assicurazione della disponibilità, della qualità e della continuità dell'energia necessaria per tutti gli utenti del territorio regionale;
- b) l'aumento dell'efficienza del sistema energetico e l'uso razionale dell'energia;
- c) la promozione, l'incentivazione e lo sviluppo della generazione distribuita di energia e della produzione energetica da fonti rinnovabili in armonia con le direttive comunitarie e nazionali in materia;
- d) la riduzione dei costi dell'energia favorendo la concorrenza fra gli operatori, la diversificazione delle fonti energetiche, le infrastrutture di interconnessione transfrontaliere e l'organizzazione di gruppi di acquisto di energia;
- e) il miglioramento ambientale anche con la riduzione delle emissioni dei gas responsabili delle variazioni climatiche derivanti dai processi di carattere energetico;
- f) l'innovazione e la sperimentazione tecnologica e gestionale in tutti i settori energetici;
- g) il raggiungimento di un risparmio energetico medio, rispetto ai consumi energetici regionali, coerente con gli obiettivi comunitari e nazionali.

In attuazione del provvedimento ministeriale previsto dall' articolo 2, comma 167, della legge 24 dicembre 2007, n. 244 (Legge finanziaria 2008), (burden sharing), nelle more dell'approvazione del PER con i contenuti di cui al comma 4, è predisposto, con le modalità di cui al comma 5, un atto di programmazione regionale per le fonti rinnovabili (APR) congruente con la quota minima di produzione di energia da fonti rinnovabili assegnata alla Regione.

L'APR assicura uno sviluppo equilibrato delle diverse fonti, definisce le misure e gli interventi necessari al raggiungimento degli obiettivi fissati dal provvedimento ministeriale, può individuare le aree e i siti del territorio non idonei all'installazione di impianti a fonti rinnovabili sulla base dei criteri di cui all'allegato 3 al decreto ministeriale 10 settembre 2010 ed è approvato con le modalità di cui al comma 11, escluse le procedure relative alla VAS.

Nell'ambito delle finalità e in attuazione degli obiettivi del PER, possono essere predisposti programmi regionali operativi (PRO) singolarmente dedicati ai settori delle fonti rinnovabili, della generazione distribuita di energia e a quelli del risparmio energetico, finalizzati, nel campo dell'offerta di energia, allo sfruttamento ottimale e integrato delle risorse energetiche rinnovabili e non rinnovabili disponibili in specifici ambiti territoriali e, nel campo della domanda di energia, all'ottenimento dei migliori risparmi energetici nei diversi settori.

Le misure del Piano Energetico Regionale traggono le Visioni di sistema europee quali l'Ambiente, la Crescita, la Competitività e la Sicurezza di approvvigionamento. Derivano da Visioni politiche strategiche regionali quali la Bioregione e la Green Belt, l'aumento di consumo e produzione da fonti energetiche rinnovabili, la riqualificazione energetica, la sostenibilità ambientale, gli interventi infrastrutturali con criteri di ecocompatibilità, l'incremento delle applicazioni tecnologiche e informatiche, l'inseminazione delle conoscenze in campo energetico e ambientale.

Si specificano in 57 misure, approfondite in 32 schede dedicate. In sintesi, riguardano la trasformazione degli impianti tradizionali di produzione di energia in impianti più sostenibili; l'aumento dell'efficienza energetica nei diversi settori (abitazioni, strutture produttive, agricoltura, turismo e trasporti); l'incentivazione della conoscenza nel campo dell'energia sostenibile, utilizzando la ricerca scientifica come fonte di nuove applicazioni concrete, tecnologiche e informatiche; la predisposizione di Linee guida per

incentivi per le fonti energetiche rinnovabili nonché per l'individuazione delle aree non idonee alle stesse; lo sviluppo della mobilità sostenibile, soprattutto di tipo elettrico ma anche la metanizzazione per autotrazione; l'uso responsabile delle risorse regionali; la riduzione delle emissioni di gas climalteranti in tutti i settori e la ricerca di meccanismi sostenibili per la realizzazione di infrastrutture energetiche transfrontaliere.

È stato sviluppato uno scenario energetico ed emissivo risultante dall'applicazione delle Misure ad altissima potenzialità all'anno 2030.

2.6 PIANO ENERGETICO REGIONALE DEL FRIULI VENEZIA GIULIA (PER FVG)

Il PER è lo strumento strategico di riferimento con il quale la Regione, nel rispetto degli indirizzi comunitari, nazionali e regionali vigenti, assicura una correlazione ordinata fra energia prodotta, il suo utilizzo efficiente e efficace e la capacità di assorbire tale energia da parte del territorio e dell'ambiente. La strategia di fondo del PER persegue il principio dello sviluppo sostenibile, tutelando il patrimonio ambientale storico e culturale e, al tempo stesso, completa le azioni e la vision economica finanziaria della L.R. 3/2015 "Rilancimpresa", orientando il sistema economico alle "tecnologie pulite", incentivando le imprese a creare nuova occupazione attraverso i green job, con la promozione di nuove competenze collegate alle nuove professionalità che il settore energetico richiede.

Il PER individua Obiettivi e Misure per lo sviluppo e potenziamento del sistema energetico regionale e lo realizza all'interno della visione globale della riduzione delle emissioni climalteranti, come delineato in data 12 dicembre 2015 dall'Accordo di Parigi della COP21 (Conferenza delle Parti dell'United Nations Framework Convention on Climate Change – UNFCCC).

Il PER è stato approvato in data 22 dicembre 2015 con deliberazione di Giunta Regionale n. 2564. L'esecutività di tale provvedimento giuntale è avvenuta con decreto del Presidente della n. 260 del 23 dicembre 2015.

2.7 PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI

2.7.1 MONITORAGGIO DEGLI OBIETTIVI NAZIONALI SULLE FER

Nel Piano d'Azione Nazionale per le energie rinnovabili (PAN) trasmesso dall'Italia alla Commissione europea nel 2010 vengono individuate traiettorie indicative per il raggiungimento dei due obiettivi negli anni tra il 2010 e il 2020, estese anche ai settori elettrico e termico.

Il monitoraggio dei risultati conseguiti dall'Italia nel periodo 2012-2018 è illustrato nelle figure che seguono. Per quanto riguarda in particolare l'*overall target*, la Tabella 2.4 mostra i dati relativi alle singole componenti che costituiscono il numeratore (*Consumi finali lordi di energia da FER*) e il denominatore (*Consumi finali lordi di energia*) del rapporto percentuale oggetto di monitoraggio⁴.

Si può osservare come, nel 2020, la quota dei consumi finali lordi complessivi coperta da FER sia pari al 20,4%. Si tratta di un valore superiore all'*overall target* assegnato all'Italia dalla Direttiva 2009/28/CE per il 2020 (17,0%); tale dato risulta anche significativamente superiore a quello rilevato nel 2019 (18,2%).

⁴ Si segnala che dall'anno di rilevazione 2017 vengono rilevati anche i consumi del biometano che, una volta prodotto, viene immesso nella rete del gas naturale; per settore Termico tali consumi, in coerenza con Eurostat, sono compresi tra i CFL di energia da FER a numeratore e tra i Consumi finali di gas naturale a denominatore.

Su questa dinamica appaiono evidenti gli effetti dell'emergenza sanitaria da Covid-19: a fronte della sostanziale stabilità dei consumi di energia da FER, infatti, sono notevolmente diminuiti i consumi energetici complessivi del Paese e in particolare quelli del settore dei trasporti, che hanno registrato una flessione del 23,5% e riduzioni ancora più rilevanti per specifici comparti caratterizzati da bassa incidenza delle FER (in particolare il trasporto aereo e il relativo consumo di carboturbo).

Tabella 2.4 Italia - Monitoraggio obiettivo complessivo nazionale sui consumi di energia da FER (overall target). Valori calcolati applicando la metodologia di cui all'Allegato I del DM 14/1/2012 (ktep) (Fonte: GSE)

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CONSUMI FINALI LORDI DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI (A)	19.618	20.737	20.245	21.286	21.081	22.000	21.605	21.877	21.900
Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili (settore Elettrico)	8.026	8.883	9.248	9.435	9.504	9.729	9.683	9.927	10.176
Idraulica (normalizzata)	3.795	3.868	3.935	3.950	3.972	3.959	4.024	4.046	4.126
Eolica (normalizzata)	1.066	1.214	1.280	1.315	1.420	1.479	1.541	1.646	1.706
Solare	1.622	1.856	1.918	1.973	1.901	2.096	1.948	2.037	2.145
Geotermica	481	487	509	532	541	533	525	522	518
Biomasse solide	408	506	532	541	562	569	564	568	585
Biogas	397	640	705	706	710	715	718	712	702
Bioliquidi sostenibili	256	312	369	418	398	377	363	396	395
Consumi finali di energia da FER (settore Termico)	9.635	9.765	8.968	9.783	9.611	10.254	9.723	9.636	9.395
Energia geotermica	118	119	111	114	125	131	128	131	120
Energia solare termica	155	168	180	190	200	209	218	228	236
Frazione biodegradabile dei rifiuti	218	189	213	225	231	245	268	288	310
Biomasse solide nel settore residenziale	6.637	6.633	5.676	6.393	6.173	6.757	6.252	6.243	6.013
Biomasse solide nel settore non residenziale	46	92	164	231	229	218	206	212	205
Bioliquidi sostenibili	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biogas e biometano immesso in rete	44	45	45	45	44	45	54	36	36
Energia rinnovabile da pompe di calore	2.415	2.519	2.580	2.584	2.609	2.650	2.596	2.498	2.475
Calore derivato prodotto da fonti rinnovabili (settore Termico)	592	838	966	905	928	957	950	997	983
Immissione in consumo di biocarburanti (settore Trasporti)	1.366	1.250	1.063	1.164	1.039	1.060	1.250	1.317	1.346
CONSUMI FINALI LORDI DI ENERGIA (B)	127.052	123.869	118.521	121.456	121.053	120.435	121.406	120.330	107.572
Consumi finali di energia da FER (sett. Termico, escl. biometano)	9.635	9.765	8.968	9.783	9.611	10.251	9.710	9.636	9.395
Consumi finali lordi di calore derivato	3.454	3.722	3.767	3.873	3.974	4.172	4.163	4.219	3.954
Consumi finali lordi di energia elettrica	28.307	27.477	26.795	27.323	27.072	27.618	27.595	27.485	25.920
Consumi finali della frazione non biodegradabile dei rifiuti	281	281	272	269	276	245	252	284	313
Consumi finali di prodotti petroliferi e biocarburanti	46.609	45.033	45.411	45.526	44.902	42.774	44.512	44.193	35.018
Olio combustibile	851	829	864	1.152	1.460	1.057	997	785	705
Gasolio	27.617	26.856	27.798	27.370	27.152	25.743	26.893	26.562	22.430
GPL	3.458	3.602	3.419	3.572	3.550	3.622	3.517	3.572	3.190
Benzine	9.185	8.614	8.647	8.058	7.665	7.441	7.650	7.708	6.028
Coke di petrolio	1.579	1.335	851	1.386	923	623	648	633	795
Distillati leggeri	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Carboturbo	3.918	3.795	3.832	3.989	4.153	4.289	4.807	4.933	1.870
Gas di raffineria	0	1	0	0	0	0	0	0	0
Consumi finali di carbone e prodotti derivati	3.316	2.369	2.406	1.699	1.980	1.454	1.545	1.470	1.166
Carbone	1.162	730	924	542	735	436	463	463	426
Lignite	1	1	1	1	1	1	0	0	0
Coke da cokeria	1.947	1.472	1.201	946	1.010	858	950	898	645
Gas da cokeria (compresi i gas da acciaieria ad ossigeno)	189	155	269	203	234	158	131	109	95
Gas da altoforno	17	10	12	6	1	1	0	0	0
Consumi finali di gas	35.450	35.222	30.903	32.984	33.237	33.921	33.629	33.043	31.807
Gas naturale e biometano	35.450	35.222	30.903	32.984	33.237	33.921	33.629	33.043	31.807
Altri gas	0	0	0	0	0	0	0	0	0
QUOTA DEI CONSUMI FINALI LORDI DI ENERGIA COPERTA DA FONTI RINNOVABILI (A/B)	15,4%	16,7%	17,1%	17,5%	17,4%	18,3%	17,8%	18,2%	20,4%

I grafici che seguono confrontano l'andamento osservato della quota FER sui consumi finali di energia con:

- le traiettorie previste dal PAN dei due *obiettivi vincolanti* fissati dalla Direttiva 2009/28/CE per il 2020, ovvero - rispettivamente - l'*overall target* (Figura 2.5) e l'obiettivo settoriale relativo al settore Trasporti (Figura 2.6);
- le traiettorie previste dal PAN dei due *obiettivi non vincolanti* fissati per l'Italia dallo stesso PAN per il 2020, ovvero - rispettivamente - l'obiettivo specifico per il settore Elettrico (Figura 2.7) e l'obiettivo specifico per il settore termico (Figura 2.8).

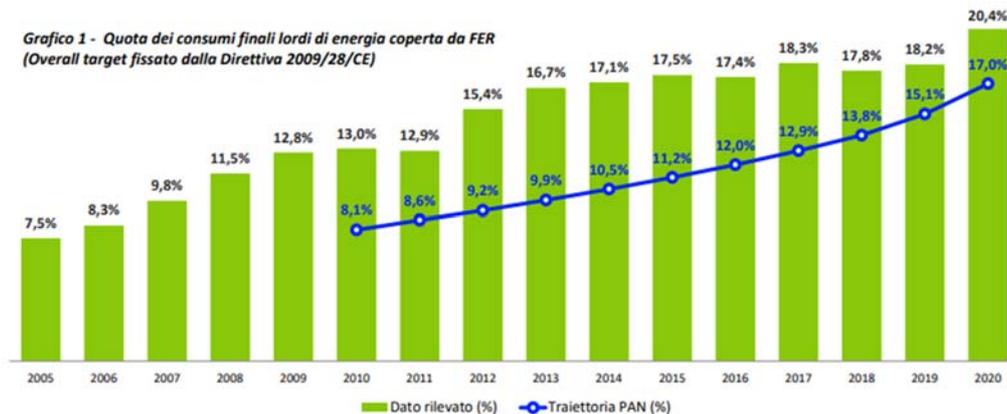


Figura 2.5 Quota dei consumi finali lordi di coperta da FER (Fonte: GSE)

La quota dei consumi finali lordi di energia coperta da fonti rinnovabili rilevata nel 2020 (20,4%) è superiore – come già accennato – al target assegnato all'Italia dalla Direttiva 2009/28/CE per il 2020.

Per quanto riguarda invece il **settore trasporti**, in Italia nel 2020 la quota dei consumi coperta da FER si attesta al 10,7%⁵, anche in questo caso si tratta di un valore superiore al target settoriale previsto dalla direttiva 2009/28/CE per lo stesso 2020 (10%) e ripreso dal PAN.

Come per l'overall target, il significativo aumento rispetto al valore osservato nel 2019 (9,0%) è associato principalmente all'aumento dei quantitativi di biocarburanti immessi in consumo e alla contestuale contrazione dei consumi settoriali complessivi legata agli impatti della pandemia da Covid-19.

Anche gli altri andamenti settoriali mostrano valori superiori alle previsioni: la quota dei consumi complessivi coperti da FER risulta infatti superiore a quella prevista per il 2020 sia nel settore Elettrico (38,1% rispetto a una previsione al 2020 pari a 26,4%) sia nel settore Termico (19,9%, rispetto a una previsione al 2020 pari a 17,1%).

⁵ È importante precisare per il calcolo dell'intera serie storica del target Trasporti sono stati applicati i criteri di calcolo fissati dalla Direttiva 2015/1513 (Direttiva ILUC), resi disponibili in forma definitiva dall'Eurostat alla fine di gennaio 2017 e significativamente differenti rispetto a quelli applicati in precedenza.

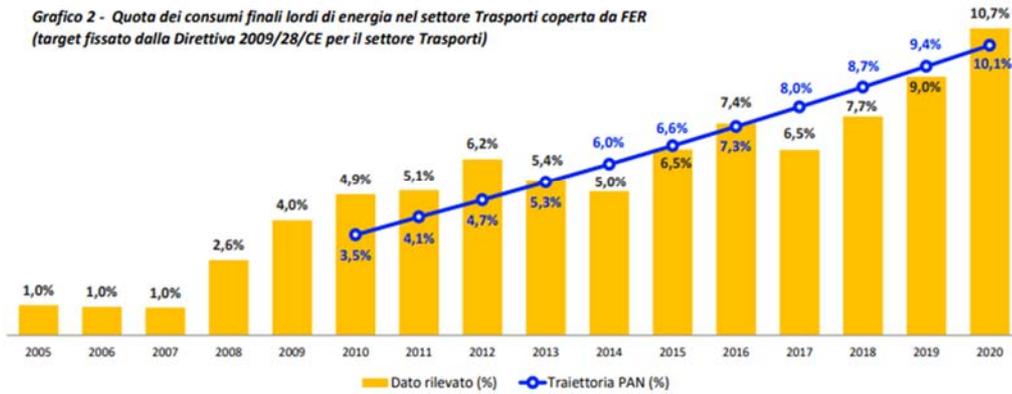


Figura 2.6 Quota dei consumi finali lordi di energia nel settore Trasporti coperta da FER (Fonte: GSE)

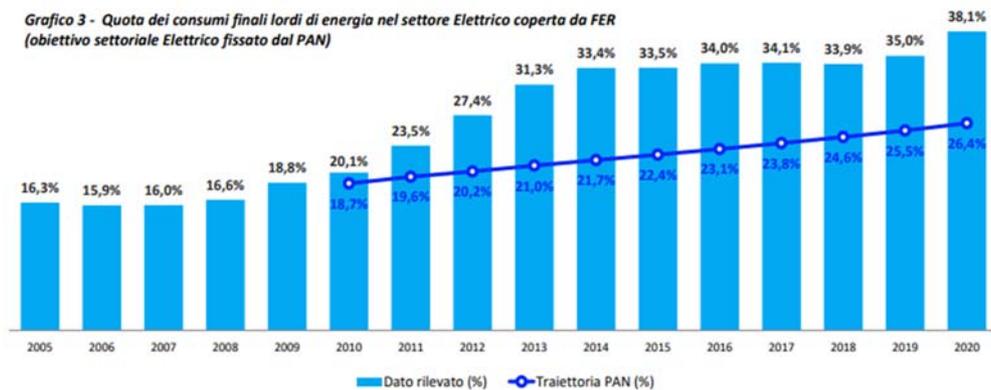


Figura 2.7 Quota dei consumi finali lordi di energia nel settore Elettrico coperta da FER (Fonte: GSE)

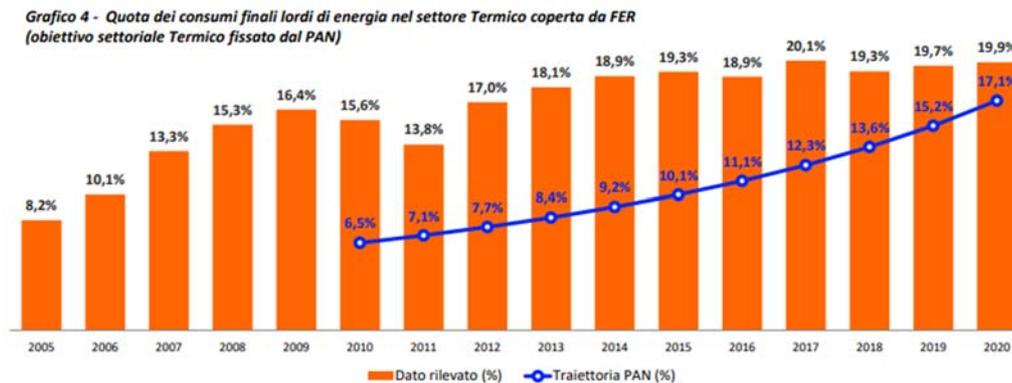


Figura 2.8 Quota dei consumi finali lordi di energia nel settore Termico coperta da FER (Fonte: GSE)

2.7.2 MONITORAGGIO DEGLI OBIETTIVI REGIONALI SULLE FER (*BURDEN SHARING*)

Il Decreto 15 marzo 2012 del Ministero dello Sviluppo economico (c.d. decreto *burden sharing*) fissa il contributo che le diverse regioni e province autonome sono tenute a fornire ai fini del raggiungimento dell'obiettivo nazionale sulle FER (quota FER sui consumi finali lordi pari almeno al 17% nel 2020), attribuendo a ciascuna di esse specifici obiettivi regionali di impiego di FER al 2020; a ciascuna regione è

inoltre associata una traiettoria indicativa, in cui sono individuati obiettivi intermedi relativi agli anni 2012, 2014, 2016 e 2018.

Così come accade per l'*overall target* nazionale, ciascun obiettivo regionale è costituito da un indicatore ottenuto dal rapporto tra Consumi finali lordi di energia da FER e Consumi finali lordi complessivi di energia, da elaborare applicando specifiche definizioni e criteri di calcolo fissati dalla Direttiva 2009/28/CE; a differenza dell'obiettivo nazionale, tuttavia, per il calcolo del numeratore degli obiettivi regionali non si tiene conto dei consumi di energia da FER nel settore dei trasporti, in genere dipendenti da politiche stabilite a livello centrale (in particolare l'obbligo di immissione in consumo dei biocarburanti). I risultati delle elaborazioni per gli anni 2012-2020 sono illustrati nelle figure che seguono.

Per ciascuna regione e provincia autonoma, in particolare:

- nella Tabella 2.5 vengono confrontati i CFL da FER (consumi finali lordi da fonti rinnovabili) rilevati e i CFL da FER previsti dal D.M. 15 marzo 2012 (D.M. *Burden sharing*). Come si nota, il dato rilevato complessivo ottenuto dalla somma dei valori regionali/provinciali (per il 2020, ad esempio, 20.555 ktep) è pari alla differenza tra i CFL da FER calcolati per il monitoraggio dell'*overall target* nazionale (21.900 ktep: si veda la Tabella 2.4) e i consumi del settore trasporti (1.346 ktep);
- nella Tabella 2.6 vengono confrontati i CFL complessivi rilevati (Consumi finali lordi, comprendenti la componente FER e la componente NO FER) e i CFL complessivi previsti dal D.M. *burden sharing*;
- nella Tabella 2.7 vengono confrontati gli indicatori-obiettivo rilevati, ottenuti dal rapporto tra i valori descritti nelle due tabelle precedenti, e le previsioni del D.M. *burden sharing*;
- il grafico di Figura 2.9 confronta gli indicatori-obiettivo (rapporto tra CFL da FER e CFL) rilevati nel 2012 e nel 2020 con quelli previsti dal D.M. *burden sharing* per lo stesso anno.

In linea con il dato nazionale, in numerose regioni/province autonome si rilevano, nel 2018, CFL da FER inferiori rispetto all'anno precedente, principalmente a causa della contrazione dei consumi di biomassa solida per riscaldamento e della minore produzione da pannelli fotovoltaici. Nella maggior parte dei casi, tuttavia, i CFL da FER risultano comunque superiori alle previsioni del D.M. *Burden sharing* per il medesimo anno; in diverse regioni/province autonome essi superano anche le previsioni relative al 2020.

	Dato rilevato										Previsioni D.M. 15/3/2012 "burden sharing"
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2020	
Piemonte	1.653	1.846	1.825	1.888	1.943	1.942	1.882	1.860	1.906	1.723	
Valle d'Aosta	307	321	320	327	330	332	334	336	345	287	
Lombardia	2.826	3.113	3.102	3.210	3.290	3.341	3.319	3.250	3.258	2.905	
Liguria	195	220	188	201	210	218	214	195	192	412	
Prov. Trento	539	564	566	575	572	576	580	583	591	490	
Prov. Bolzano	759	786	822	819	830	828	834	854	882	482	
Veneto	1.772	1.905	1.878	2.017	2.029	2.056	2.038	2.055	2.070	1.274	
Friuli V.G.	564	591	594	641	647	662	670	665	680	442	
Emilia R.	1.231	1.360	1.367	1.406	1.390	1.445	1.415	1.429	1.422	1.229	
Toscana	1.229	1.262	1.222	1.332	1.330	1.379	1.307	1.305	1.294	1.555	
Umbria	446	461	443	505	504	536	504	496	484	355	
Marche	443	456	437	451	452	469	457	441	442	540	
Lazio	953	971	902	959	890	975	910	930	887	1.193	
Abruzzo	625	619	614	635	603	662	648	650	646	528	
Molise	196	191	188	199	195	209	199	200	198	220	
Campania	1.047	1.068	996	1.098	1.058	1.160	1.112	1.182	1.173	1.111	
Puglia	1.046	1.137	1.125	1.211	1.192	1.273	1.189	1.229	1.248	1.357	
Basilicata	301	313	312	350	366	418	436	477	475	372	
Calabria	846	942	917	917	898	1.029	956	984	955	666	
Sicilia	637	684	726	699	706	752	731	769	757	1.202	
Sardegna	635	676	639	682	606	676	619	672	650	667	
ITALIA (esclusi i trasporti)	18.252	19.486	19.182	20.122	20.042	20.940	20.356	20.561	20.555	19.010	

In linea con il dato nazionale, in numerose regioni/province autonome si rilevano, nel 2020, CFL da FER superiori rispetto all'anno precedente; nella maggior parte dei casi, inoltre, essi superano anche le previsioni del D.M. burden sharing per il 2020.

Tabella 2.6 Consumi finali lordi di energia (ktep) (Fonte: GSE)

	Dato rilevato										Previsioni D.M. 15/3/2012 "burden sharing"
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2020	
Piemonte	10.303	10.709	10.191	10.605	10.763	10.478	10.563	9.953	9.244	11.436	
Valle d'Aosta	491	423	429	408	376	404	403	368	327	550	
Lombardia	25.318	25.051	23.725	24.387	24.300	24.196	24.664	24.684	21.509	25.810	
Liguria	2.321	2.661	2.559	2.661	2.845	2.751	2.749	2.547	2.433	2.927	
Prov. Trento	1.333	1.338	1.361	1.329	1.304	1.304	1.345	1.352	1.254	1.379	
Prov. Bolzano	1.281	1.291	1.340	1.292	1.268	1.286	1.322	1.340	1.300	1.323	
Veneto	11.824	11.371	11.135	11.661	11.566	11.662	12.048	12.343	11.061	12.349	
Friuli V.G.	3.375	3.406	3.149	3.269	3.298	3.357	3.441	3.328	3.126	3.487	
Emilia R.	13.993	13.811	12.756	12.856	13.142	12.968	13.076	12.634	11.806	13.841	
Toscana	8.554	8.199	7.665	7.778	7.833	7.744	7.707	7.800	7.052	9.405	
Umbria	2.266	2.220	2.104	2.222	2.151	2.126	2.131	2.150	2.032	2.593	
Marche	2.781	2.792	2.622	2.682	2.659	2.580	2.565	2.553	2.318	3.513	
Lazio	11.445	10.402	10.174	10.545	10.522	10.437	10.556	10.080	7.888	9.992	
Abruzzo	2.782	2.697	2.510	2.509	2.425	2.443	2.452	2.450	2.305	2.762	
Molise	581	572	537	545	509	519	509	512	499	628	
Campania	6.857	6.742	6.445	6.708	6.578	6.978	6.963	6.897	5.916	6.634	
Puglia	8.584	7.554	7.705	7.560	7.709	7.252	7.168	7.255	6.498	9.531	
Basilicata	963	953	890	1.039	925	931	913	964	912	1.126	
Calabria	2.563	2.461	2.415	2.436	2.308	2.420	2.355	2.436	2.231	2.458	
Sicilia	6.639	6.529	6.253	6.255	6.063	6.033	5.867	6.002	5.482	7.551	
Sardegna	2.798	2.675	2.556	2.709	2.508	2.568	2.610	2.683	2.379	3.746	
ITALIA	127.052	123.856	118.521	121.457	121.052	120.435	121.407	120.330	107.572	133.042	

Nel 2020, in linea con il dato nazionale, in tutte le regioni si rilevano flessioni dei CFL complessivi rispetto all'anno precedente. Si verifica inoltre il fenomeno opposto rispetto a quello rilevato per i CFL da FER: in tutte le regioni/province autonome, nel 2020 i CFL complessivi risultano significativamente inferiori ai valori previsti dal D.M. burden sharing per lo stesso anno.

Come emerge dai dati riportati in Tabella 2.7, la quota più elevata è raggiunta dalla Valle d'Aosta, che copre con le rinnovabili il 105% dei propri consumi energetici, seguita dalla Provincia di Bolzano (68%), dalla Basilicata (52%) e dalla Provincia di Trento (47%). In termini assoluti in Lombardia, la regione più popolosa del Paese, si rileva il dato più alto sia di consumi da fonti rinnovabili sia di consumi energetici complessivi. Il Friuli Venezia Giulia si colloca al 8° posto (21,8%) tra le regioni italiane per l'incidenza delle FER sui consumi finali di energia.

Tabella 2.7 Quota dei Consumi finali lordi di energia coperta da FER (%) (escluso, a numeratore, il settore dei trasporti)

(Fonte: GSE)

	Dato rilevato									Previsioni D.M. 15/3/2012 "burden sharing"
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2020
Piemonte	16,0%	17,2%	17,9%	17,8%	18,1%	18,5%	17,8%	18,7%	20,6%	15,1%
Valle d'Aosta	62,5%	75,9%	74,6%	80,2%	87,8%	82,2%	83,0%	91,1%	105,4%	52,1%
Lombardia	11,2%	12,4%	13,1%	13,2%	13,5%	13,8%	13,5%	13,2%	15,1%	11,3%
Liguria	8,4%	8,3%	7,4%	7,6%	7,4%	7,9%	7,8%	7,7%	7,9%	14,1%
Prov. Trento	40,5%	42,1%	41,6%	43,2%	43,9%	44,2%	43,1%	43,1%	47,2%	35,5%
Prov. Bolzano	59,3%	60,9%	61,4%	63,4%	65,5%	64,4%	63,1%	63,7%	67,9%	36,5%
Veneto	15,0%	16,8%	16,9%	17,3%	17,5%	17,6%	16,9%	16,6%	18,7%	10,3%
Friuli V.G.	16,7%	17,3%	18,9%	19,6%	19,6%	19,7%	19,5%	20,0%	21,8%	12,7%
Emilia R.	8,8%	9,8%	10,7%	10,9%	10,6%	11,1%	10,8%	11,3%	12,0%	8,9%
Toscana	14,4%	15,4%	15,9%	17,1%	17,0%	17,8%	17,0%	16,7%	18,4%	16,5%
Umbria	19,7%	20,8%	21,0%	22,7%	23,4%	25,2%	23,7%	23,1%	23,8%	13,7%
Marche	15,9%	16,3%	16,7%	16,8%	17,0%	18,2%	17,8%	17,3%	19,1%	15,4%
Lazio	8,3%	9,3%	8,9%	9,1%	8,5%	9,3%	8,6%	9,2%	11,2%	11,9%
Abruzzo	22,5%	23,0%	24,5%	25,3%	24,9%	27,1%	26,4%	26,6%	28,0%	19,1%
Molise	33,6%	33,3%	34,9%	36,6%	38,2%	40,3%	39,1%	39,1%	39,6%	35,0%
Campania	15,3%	15,8%	15,5%	16,4%	16,1%	16,6%	16,0%	17,1%	19,8%	16,7%
Puglia	12,2%	15,0%	14,6%	16,0%	15,5%	17,6%	16,6%	16,9%	19,2%	14,2%
Basilicata	31,3%	32,8%	35,0%	33,7%	39,6%	45,0%	47,8%	49,5%	52,1%	33,1%
Calabria	33,0%	38,3%	38,0%	37,6%	38,9%	42,5%	40,6%	40,4%	42,8%	27,1%
Sicilia	9,6%	10,5%	11,6%	11,2%	11,6%	12,5%	12,5%	12,8%	13,8%	15,9%
Sardegna	22,7%	25,3%	25,0%	25,2%	24,2%	26,3%	23,7%	25,1%	27,3%	17,8%
ITALIA (esclusi i trasporti)	14,4%	15,7%	16,2%	16,6%	16,6%	17,4%	16,8%	17,1%	19,1%	14,3%

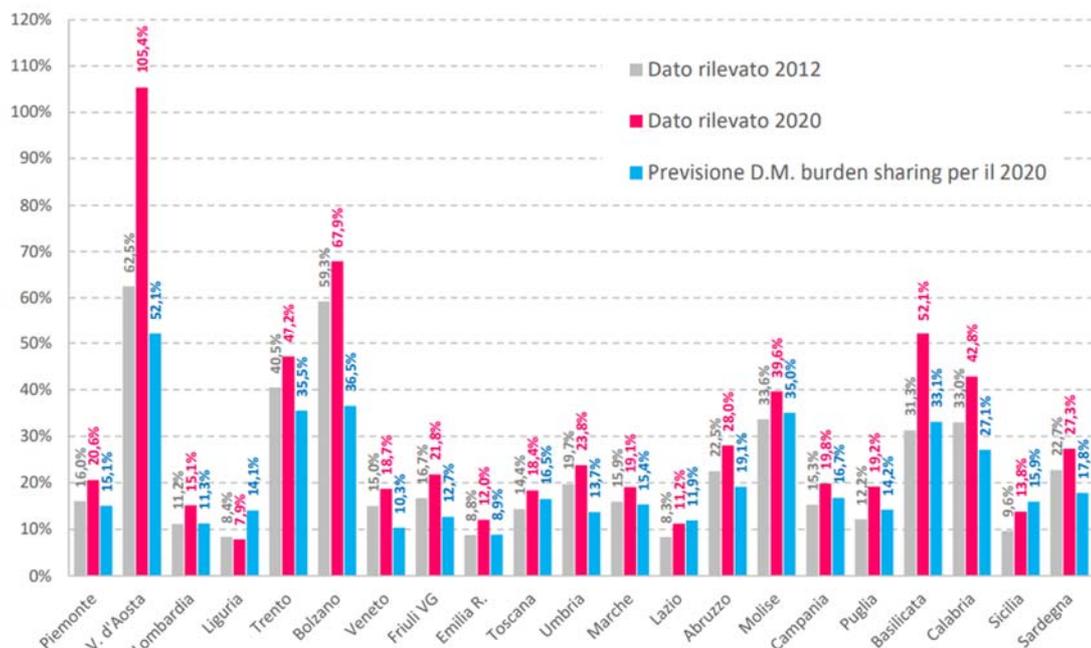


Figura 2.9 D.M. 11/5/2015 - Verifica del grado di raggiungimento degli obiettivi regionali in termini di quota % dei consumi finali lordi di energia coperta da fonti rinnovabili. Confronto tra dati rilevati nel 2012 e nel 2018 e previsioni del D.M. 15/3/2012 "Burden sharing" per il 2018 e il 2020 (valori percentuali) (Fonte: GSE)

2.7.3 OBIETTIVI SU FER PER IL 2030 INDIVIDUATI NEL PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA

Come menzionato al § 2.3, nel corso del 2019 si è svolta un' articolata fase di consultazione della proposta di Piano Nazionale Integrato per l' Energia e il Clima (PNIEC), la cui finalizzazione ha tenuto conto anche del confronto positivo con la Commissione Europea, alla quale è stata dunque trasmessa la versione finale del PNIEC conformemente a quanto previsto dal Regolamento (UE) 2018/1999.

Il Piano Nazionale Integrato per l' Energia e il Clima intende contribuire a una ampia trasformazione del sistema economico nel suo complesso, con una strategia articolata sulle cinque dimensioni dell' Unione dell' energia: decarbonizzazione, efficienza energetica, sicurezza energetica, mercato interno dell' energia, ricerca innovazione e competitività.

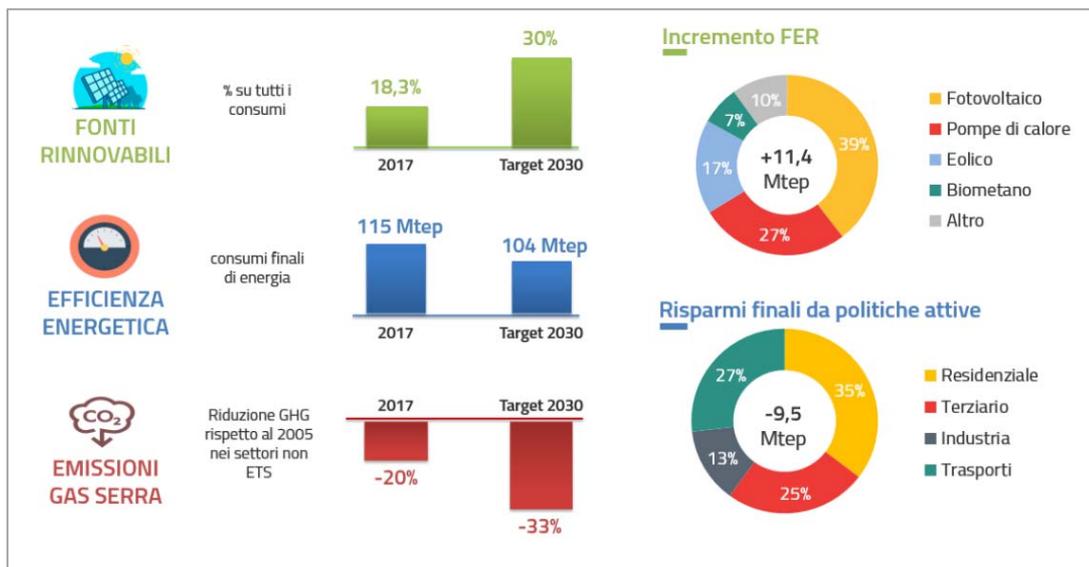


Figura 2.10 Principali obiettivi individuati nel PNIEC su rinnovabili, efficienza, emissioni

Per quanto riguarda lo sviluppo delle fonti rinnovabili, l' Italia si è posta l' obiettivo del 30% di quota rinnovabile dei consumi finali lordi al 2030, a partire dal 19% circa registrato nel 2021.

Nel 2021 le fonti rinnovabili di energia (FER) hanno trovato ampia diffusione in Italia sia per la produzione di energia elettrica, sia per la produzione di calore (settore termico), sia infine in forma di biocarburanti (settore dei trasporti).

Per quanto riguarda il **settore elettrico**, le stime preliminari TERNA-GSE⁶ indicano per il 2021 una produzione elettrica da fonti rinnovabili intorno ai 115 TWh, in diminuzione del 2% rispetto all' anno precedente; l' incidenza delle FER sul Consumo Interno Lordo di energia elettrica del Paese è scesa dal 37,6% al 35,0%.

Nel dettaglio, la fonte idroelettrica, che si conferma quella maggiormente utilizzata in Italia (40% della generazione complessiva da FER), registra una flessione di 2,9 TWh (-5,9%), legata principalmente alla riduzione delle precipitazioni rispetto all' anno precedente; tale dinamica è, tuttavia, più che compensata dall' incremento delle produzioni da fonte eolica (+2,0 TWh) e solare (+1 TWh); la fonte geotermica e le bioenergie risultano, invece, in leggera diminuzione.

Tabella 2.8 Produzione lorda di energia elettrica da fonti rinnovabili in Italia - TWh

⁶ Pubblicate nel documento "La situazione energetica nazionale nel 2021" (Luglio 2022) del Ministero dello Sviluppo Economico – Direzione generale per le Infrastrutture e la Sicurezza dei Sistemi Energetici e Geominerari

Tabella 8: Produzione lorda di energia elettrica da fonti rinnovabili in Italia - TWh

Fonte	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021*
Idraulica	58,5	45,5	42,4	36,2	48,8	46,3	47,6	44,7
Eolica	15,2	14,8	17,7	17,7	17,7	20,2	18,8	20,8
Solare	22,3	22,9	22,1	24,4	22,7	23,7	24,9	25,0
Geotermica	5,9	6,2	6,3	6,2	6,1	6,1	6,0	5,9
Bioenergie (**)	18,7	19,4	19,5	19,4	19,2	19,6	19,6	18,3
Totale FER	120,7	108,9	108,0	103,9	114,4	115,8	116,9	114,7
CIL - Consumo Interno Lordo (***)	321,8	327,9	325,0	331,8	331,9	330,2	310,8	327,5
FER/CIL	37,5%	33,2%	33,2%	31,3%	34,5%	35,1%	37,6%	35,0%

(*) Dati preliminari

(**) Biomasse solide, bioliquidi, biogas e frazione rinnovabile dei rifiuti

(***) Il CIL è pari alla produzione lorda di energia elettrica più il saldo scambi con l'estero ed è qui considerato al netto degli apporti da pompaggio. Per l'energia elettrica, tale grandezza corrisponde alla disponibilità lorda.

Fonte: TERNA, GSE

Per il settore elettrico è prevista una quota FER del 55% al 2030 (34% nel 2017), il cui contributo principale è atteso dallo sviluppo del fotovoltaico (52 GW al 2030, +32 GW dagli attuali 20 GW) e dell'eolico (circa 19 GW al 2030, +9 GW rispetto agli attuali 10 GW). Per raggiungere tali obiettivi sarà attuato un ampio portafoglio di misure sia per grandi che per piccoli impianti (nuove procedure competitive per l'assegnazione di incentivi nell'ambito di contratti per differenza, PPA-Power Purchase Agreement, promozione delle comunità energetiche e dell'autoconsumo, semplificazione delle procedure autorizzative, ottimizzazione delle principali produzioni esistenti, ecc.).

Gli obiettivi delineati nel PNIEC al 2030 sono destinati ad essere rivisti ulteriormente al rialzo, in ragione dei più ambiziosi target delineati in sede europea con il "Green Deal Europeo" (COM (2019) 640 final). Il Green Deal ha riformulato su nuove basi l'impegno ad affrontare i problemi legati al clima e all'ambiente, puntando a un più ambizioso obiettivo di riduzione entro il 2030 delle emissioni di almeno il 55% rispetto ai livelli del 1990, e nel medio lungo termine, alla trasformazione dell'UE in un'economia competitiva e contestualmente efficiente sotto il profilo delle risorse, che nel 2050 non genererà emissioni nette di gas a effetto serra.

I nuovi target, che sono stati "recepiti" dalla Legge europea sul clima ma, per poter essere raggiunti, richiedono, a loro volta, una rideterminazione dei piani di sviluppo al 2030 delle fonti rinnovabili, dell'efficienza energetica e dell'interconnettività elettrica, fattori determinanti per abbassare la produzione di gas serra in modo molto più veloce alla fine del decennio. A tal fine, in sede europea, a luglio 2021, sono state presentate una serie di proposte legislative (cd. Pacchetto "Fit for 55").

La neutralità climatica nell'UE entro il 2050 e l'obiettivo intermedio di riduzione netta di almeno il 55% delle emissioni di gas serra entro il 2030 hanno costituito il riferimento per l'elaborazione degli investimenti e delle riforme in materia di Transizione verde contenuti nei Piani nazionali di ripresa e resilienza, figurando tra i principi fondamentali base enunciati dalla Commissione UE nella Strategia annuale della Crescita sostenibile - SNCS 2021 (COM(2020) 575 final).

Il Piano Nazionale italiano di Ripresa e Resilienza profila, dunque, un futuro aggiornamento degli obiettivi sia del Piano Nazionale integrato Energia e Clima (PNIEC) e della Strategia di lungo termine per la riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra, per riflettere i mutamenti nel frattempo intervenuti in sede europea.

Nelle more di tale aggiornamento, che sarà condizionato anche dall'approvazione definitiva del Pacchetto legislativo europeo "Fit for 55", il Ministero della Transizione ecologica ha adottato il Piano per la transizione ecologica PTE, che fornisce un quadro delle politiche ambientali ed energetiche integrato con

gli obiettivi già delineati nel Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR). Sul Piano per la transizione ecologica (PTE), l'VIII Commissione Ambiente della Camera ha espresso, in data 15 dicembre 2021, parere favorevole con osservazioni.

Il Documento indica un nuovo obiettivo nazionale di riduzioni emissioni climalteranti al 2030. Il precedente obiettivo del PNIEC consisteva, in termini assoluti, in una in una riduzione da 520 milioni di tonnellate emesse nel 1990 a 328 milioni al 2030. Ora, il target 2030 è intorno a quota 256 milioni di tonnellate di CO₂ equivalente (-72 tonnellate, con una percentuale di riduzione che passa da -58,54 a -103,13).

Il Piano indica quindi la necessità di operare ulteriori riduzioni di energia primaria rispetto a quanto già disposto nel PNIEC: la riduzione di energia primaria dovrebbe passare dal 43 al 45% (rispetto allo scenario energetico base europeo Primes 2007) da ottenere nei comparti a maggior potenziale di risparmio energetico come residenziale e trasporti, grazie anche alle misure avviate con il PNRR.

La generazione di energia elettrica dovrà dismettere l'uso del carbone entro il 2025 e provenire nel 2030 per il 72% da fonti rinnovabili, fino a livelli prossimi al 95-100% nel 2050. Pur lasciando aperta la possibilità di un contributo delle importazioni, di possibili sviluppi tecnologici e della crescita di fonti rinnovabili finora poco sfruttate (come l'eolico offshore), si punterà sul solare fotovoltaico, che secondo le stime potrebbe arrivare tra i 200 e i 300 GW installati. Si tratta di un incremento notevole, di un ordine di grandezza superiore rispetto ai 21,4 GW solari che risultano operativi a fine 2020.

Per raggiungere invece i possibili obiettivi intermedi al 2030, ovvero una quota di energie rinnovabili pari al 72% della generazione elettrica, si stima che il fabbisogno di nuova capacità da installare arriverebbe a circa 70-75 GW di energie rinnovabili (mentre a fine 2019 la potenza efficiente lorda da fonte rinnovabile installata nel Paese risultava complessivamente pari a 55,5 GW).

Almeno due sono gli ostacoli - strettamente collegati - che devono essere superati: le difficoltà autorizzative che rallentano e limitano la crescita del settore e degli investimenti (il problema del "permitting" affrontato in sede PNRR e D.L. n. 77/2021) e la lenta progressione della capacità rinnovabile, che nel 2019 è cresciuta di poco più di 1,2 GW (750 MW di solare e 450 MW di eolico (secondo dati del GSE) e nel 2020 di soli 0,72 GW.

3. LOCALIZZAZIONE DELL'AREA DI PROGETTO

L'area del futuro impianto fotovoltaico è situata nella porzione est del Comune di Camino al Tagliamento (UD). Il sito dista poco meno di 1 km, verso Est, dal centro abitato di Camino al Tagliamento e circa 3,5 km, in direzione Nord, dal centro abitato di Codroipo (UD). Il sito confina con lotti agricoli e, a nord-ovest, con una zona artigianale.

Le seguenti figure 3.1 e 3.2 presentano in dettaglio la caratterizzazione infrastrutturale e del territorio circostante l'area di progetto.

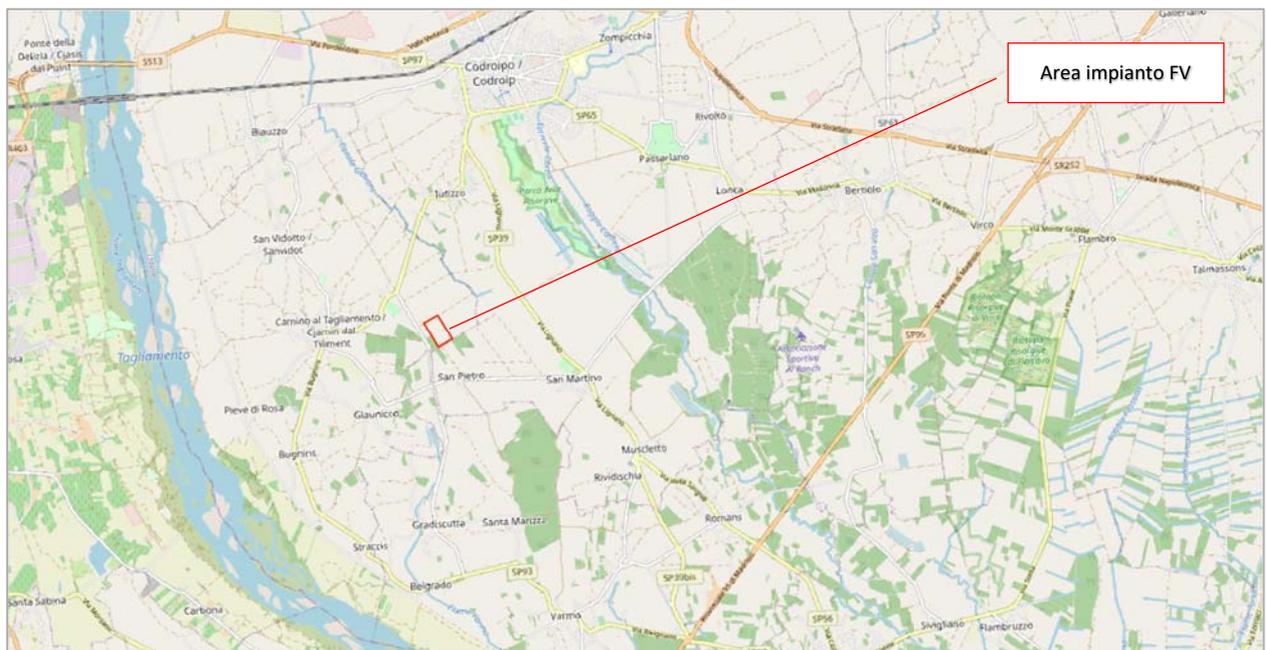


Figura 3.1 Inquadramento territoriale su scala vasta (Fonte: Google Maps)



Figura 3.2 Fotografia aerea dell'area del futuro impianto in progetto (Fonte: Google Earth)

3.1 DISTANZA DAI SITI DI RETE NATURA 2000

I Siti di Importanza Comunitaria (SIC) e le Zone di Protezione Speciale (ZPS), sono inseriti nella “Rete Natura 2000”, istituita ai sensi delle Direttive comunitarie "Habitat" 92/43 CEE e "Uccelli" 79/409 CEE, il cui obiettivo è garantire la presenza, il mantenimento e/o il ripristino di habitat e di specie peculiari del continente europeo.

Le linee guida per conseguire questi scopi vengono stabilite dai singoli stati membri e dagli enti che gestiscono le aree. La normativa nazionale di riferimento è il DPR 8/09/97 n. 357 “Regolamento recante attuazione della direttiva 92/43 CEE relativa alla conservazione degli habitat naturali e semi-naturali, nonché della flora e della fauna selvatica”. La normativa prevede, ai fini della salvaguardia della biodiversità mediante la conservazione di definiti habitat naturali e di specie della flora e della fauna, l’istituzione di “Siti di Importanza Comunitaria” e di “Zone speciali di conservazione”.

L’elenco di tali aree è stato pubblicato con il DM 3 aprile 2000 del Ministero dell’Ambiente; in tali aree sono previste norme di tutela per le specie faunistiche e vegetazionali e possibili deroghe alle stesse in mancanza di soluzioni alternative valide e che comunque non pregiudichino il mantenimento della popolazione delle specie presenti nelle stesse.

A livello regionale, il recepimento della Direttiva Habitat 92/43/CEE e della Direttiva Uccelli 79/409/CEE è avvenuto tramite l’approvazione delle leggi regionali 17/2006, 14/2007 e 7/2008.

La Regione Friuli Venezia Giulia ha costituito la propria rete composta di 56 Siti di Importanza Comunitaria (SIC) e 8 Zone di Protezione Speciale (ZPS), per un totale di 60 siti cui si sono aggiunti 3 Siti marini della regione biogeografica continentale. La Rete del Friuli Venezia Giulia interessa circa il 19% del territorio regionale. Tale sistema si sovrappone a quello delle aree di elevato valore naturalistico già individuate e protette dalla normativa nazionale e regionale ed in buona parte coincide con esse; quindi la Regione opera un coordinamento affinché gli strumenti di gestione di parchi e aree protette rispondano anche ai requisiti di rete Natura 2000.

L’area in esame non rientra all’interno di siti di Rete Natura 2000. Sono di seguito riportati i siti Rete Natura 2000 presenti in un intorno di 10 km dal perimetro esterno dell’area di progetto.

Tabella 3.1 Distanza minima dell’area di progetto rispetto ai siti Rete Natura 2000

Siti di Rete Natura 2000	Distanza minima da area impianto	Distanza minima da tracciato elettrodotta
ZSC IT3320026 “Risorgive dello Stella”	≈ 2 km	≈ 400 m
ZSC IT3320030 “Bosco di Golena del Torreano”	≈ 7 km	≈ 7 km

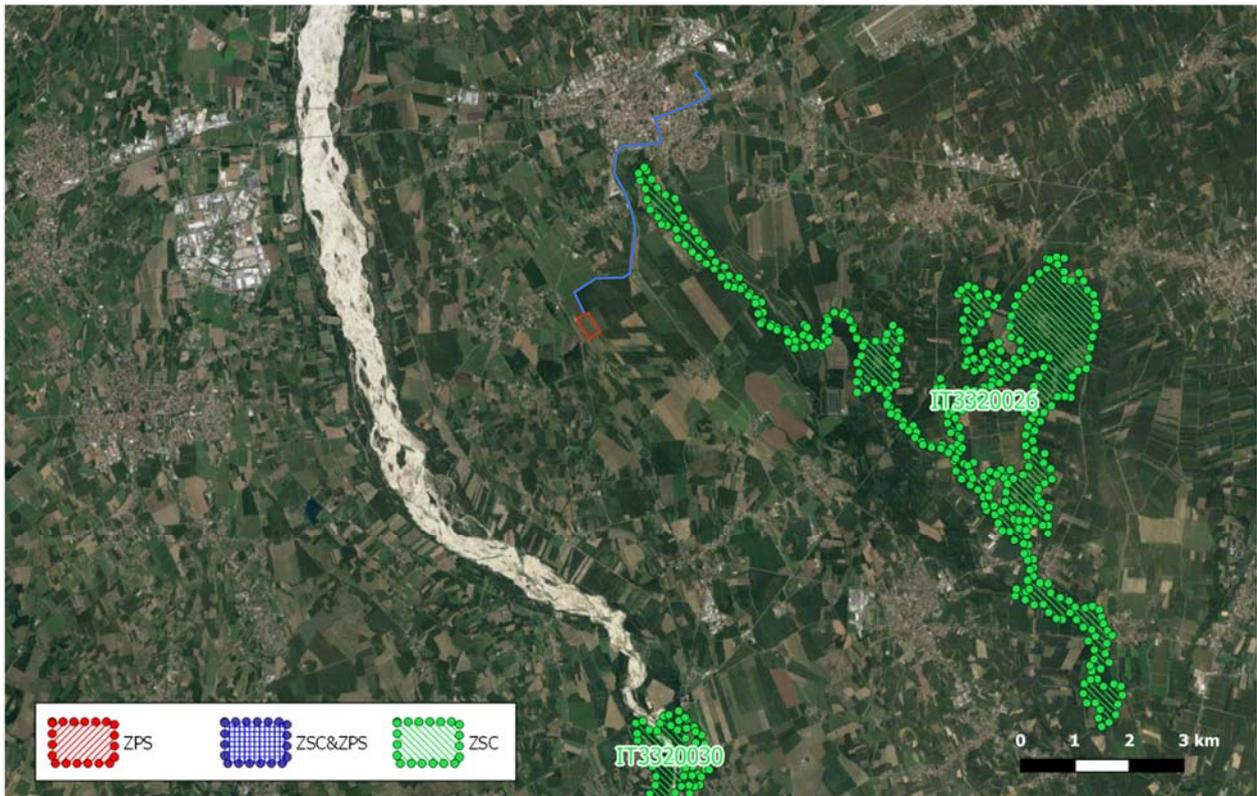


Figura 3.3 Ubicazione dell'area di progetto (area impianto contornata in rosso; tracciato elettrodotto in blu) rispetto ai siti di Rete Natura 2000 più limitrofi

3.2 ANALISI DEI PRINCIPALI STRUMENTI VIGENTI DI PIANIFICAZIONE TERRITORIALE

Partendo dall'inquadramento territoriale del sito, nei paragrafi seguenti sono descritte le forme vincolistiche esistenti nell'area in esame, considerate a livello degli strumenti di pianificazione e secondo i vincoli urbanistici, territoriali, ambientali, paesaggistici individuati dagli strumenti urbanistici regionali e comunali.

Per l'inquadramento territoriale su cartografia si rimanda agli elaborati grafici allegati all'istanza.

3.2.1 PIANO PAESAGGISTICO DELLA REGIONE AUTONOMA FRIULI VENEZIA GIULIA (P.P.R.)

In attuazione del Codice dei beni culturali e del paesaggio e della Convenzione Europea del paesaggio, la Regione Friuli Venezia Giulia (FVG) ha approvato il Piano Paesaggistico Regionale (P.P.R.-FVG).

Il Piano Paesaggistico della Regione Autonoma Friuli Venezia Giulia è stato approvato con Decreto del Presidente della Regione n. 0111/Pres del 24 aprile 2018 e pubblicato sul supplemento ordinario n. 25 del 9 maggio 2018 al Bollettino Ufficiale della Regione n. 19 del 9 maggio 2018. È efficace dal 10 maggio 2018. La Regione ha elaborato il PPR-FVG attraverso un percorso graduale e partecipato considerando sia lo spirito della Convenzione europea del paesaggio che i contenuti del Codice dei beni culturali e del paesaggio. Alla redazione del PPR-FVG ha provveduto il Gruppo di lavoro inter istituzionale (Regione FVG, UNIUD, UTI Carnia, MFSN, ERPAC) in co-pianificazione con il MiBACT. Ai contenuti del Piano hanno contribuito tutti i cittadini attraverso l'Archivio delle segnalazioni on-line, gli enti locali che hanno stipulato gli accordi, istituzioni e portatori di interesse.

Il PPR-FVG è organizzato in una parte statutaria, una parte strategica e una dedicata alla gestione. Il Piano riconosce le componenti paesaggistiche attraverso i seguenti livelli di approfondimento fondamentali:

- a scala generale omogenea riferita agli "ambiti di paesaggio" (ai sensi dell'art. 135 del Codice);

- a scala di dettaglio finalizzato al riconoscimento dei “beni paesaggistici” (ai sensi degli artt. 134 e 143 del Codice) che comprende: immobili e aree dichiarati di notevole interesse pubblico; aree tutela te per legge; ulteriori contesti individuati dal piano.

È improntato a visione strategica riferita all’intero territorio regionale che considera il paesaggio come un punto di forza per lo sviluppo della regione e la qualità della vita dei cittadini.

L’area di progetto appartiene all’Ambito di Paesaggio n. 10 “Bassa Pianura Friulana e Isontina”, in base al Piano Paesaggistico della Regione Friuli Venezia Giulia.

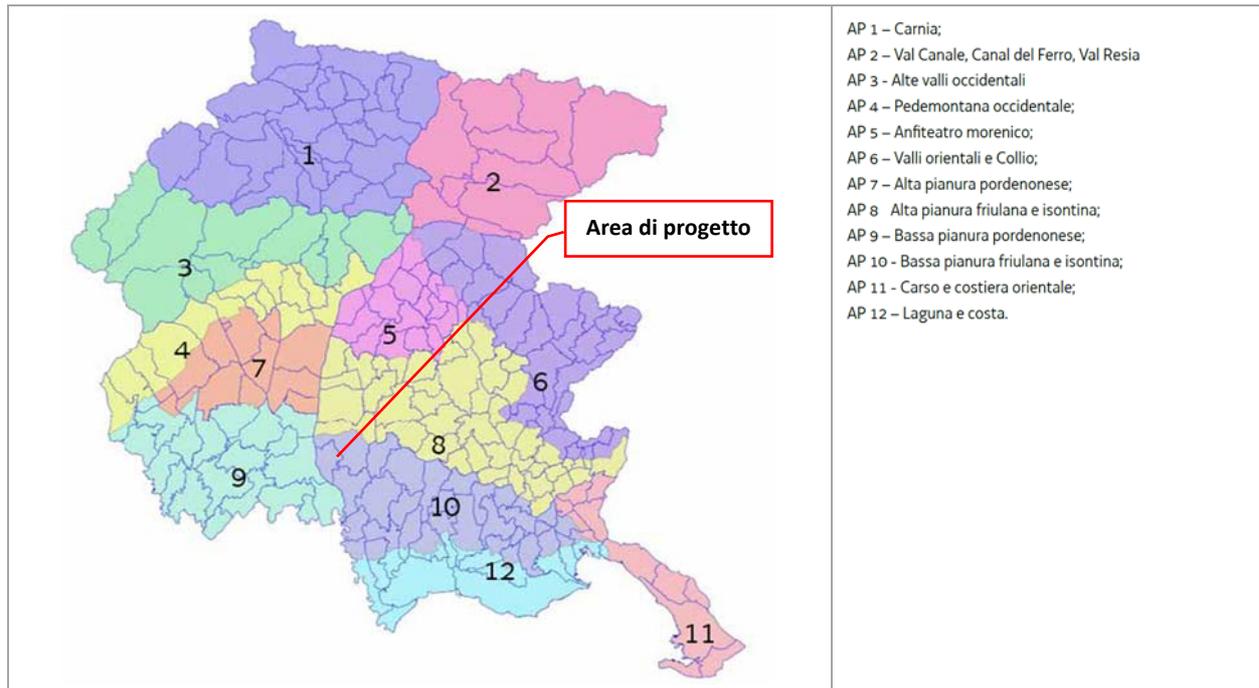


Figura 3.4. Articolazione della Regione Friuli Venezia Giulia in Ambiti di Paesaggio (Fonte: P.P.R. del Friuli Venezia Giulia)

Si riporta di seguito un’analisi delle Tavole di Piano, che descrivono il territorio del Friuli Venezia Giulia in scala 1:50.000.

Dalla Tavola A1 “Carta dei Caratteri Idro-geomorfologici” (cfr. Figura 3.5) il suolo dove si colloca l’area di progetto risulta composto prevalentemente da sedimenti alluvionali formati da sedimenti sabbioso-limosi, talora con ghiaie subordinate. L’area dell’impianto e gran parte dell’elettrodotto in questione sono situati oltre la linea delle risorgive.

Dall’analisi della Tavola A2 “Carta dei Caratteri Ecosistemici Ambientali e Agrorurali” (cfr. Figura 3.6) l’area di progetto risulta classificata a uso agricolo intensivo. Per quanto riguarda l’elettrodotto di progetto, questo attraversa suoli ad uso agricolo e agricolo intensivo, nonché una parte di suolo antropico.

La Tavola A3 “Carta delle infrastrutture viarie e della mobilità lenta” (cfr. Figura 3.7) identifica nei pressi dell’area di progetto e del tracciato di elettrodotto, un tratto di ciclovia di importanza regionale.

Dalla Tavola A4 “Carta della partecipazione” (cfr. Figura 3.8), si individua un elemento di valore a nord-ovest dell’area di progetto.

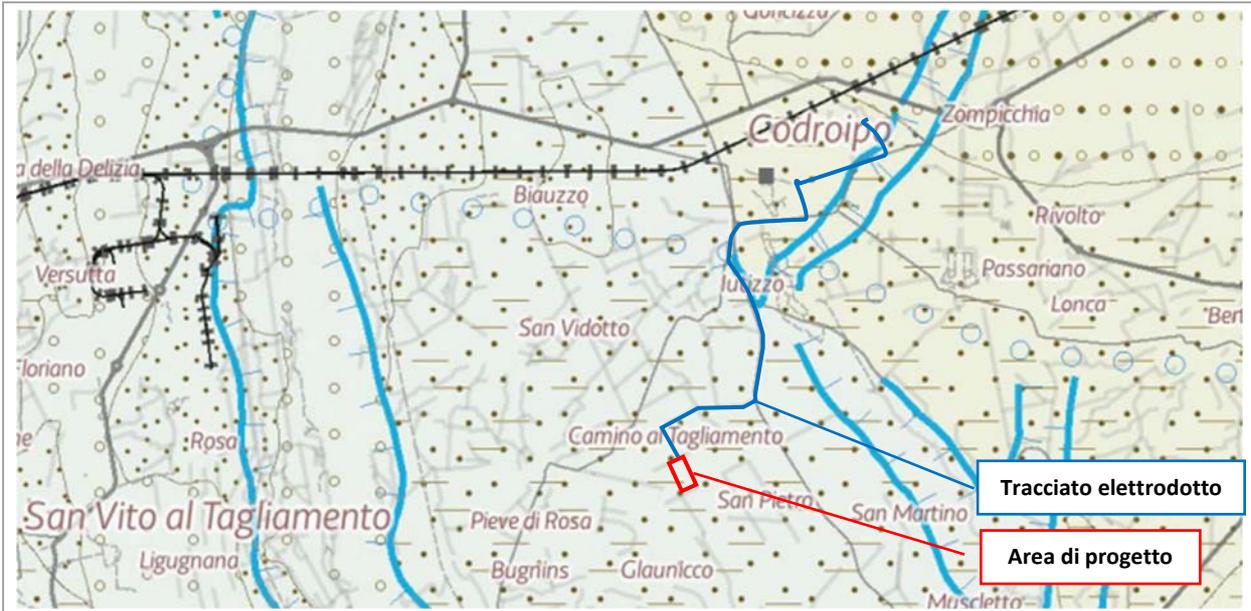
Dall'analisi della Tavola A5 “Carta degli Ecotipi” (cfr. Figura 3.9) non risultano elementi di pregio naturalistico in corrispondenza dell'area in esame; parte del tracciato dell'elettrodotto in progetto confina a est con l'elemento individuato dalla Rete Ecologica Regionale “Connettivo lineare su rete idrografica”.

Dalla Tavola A6 “Carta delle aree compromesse e degradate” (cfr. Figura 3.10) non emergono criticità per l'area di progetto.

La Tavola A7 “Carta delle dinamiche dei morfotipi agrorurali” (cfr. Figura 3.11) identifica, presso l'area in questione, il morfotipo agrorurale degli “insediamenti rurali di pianura”; inoltre le coperture, derivate dai dati di uso del suolo, dei morfotipi interessati dal progetto risultano delle “bonifiche e riordini fondiari” e della “peri urbanizzazione della maglia storica”.

La Tavola A8 “Carta delle permanenze del sistema insediativo (morfotipi insediativi)” (cfr. Figura 3.12) ribadisce le coperture dei morfotipi individuate nella Tavola A7; inoltre identifica presso il centro urbano di Codroipo il morfotipo insediativo degli “insediamenti storici originali”.

Infine, la Tavola A9 “Carta delle previsioni della viabilità di primo livello” (cfr. Figura 3.13) non individua tratti della viabilità di primo livello interessanti il progetto in esame.



Legenda:

-  26 - Sedimenti alluvionali del settore montano della pianura e litoranei - Olocene - Attuale
-  25 - Sedimenti alluvionali del settore montano - Pleistocene sup. - Olocene
-  24 - Sedimenti fluvio-glaciali ed alluvionali della pianura - Pleistocene sup.
-  22 - Detriti di falda antichi - Pleistocene l.s.
-  21 - Conglomerati alluvionali poligenici ed eterometrici ad abbondante matrice e cemento carbonatico - Pleistocene inf. e medio
-  20b - Marna di Tarzo Marna di San Donà Arenaria di Vittorio Veneto Conglomerato del Montello - Miocene medio - sup.

Linee Morfologiche

-  Conoide alluvionale
-  Cordone morenico
-  Orlo della nicchia di frana recente
-  Orlo della nicchia di paleofrana
-  Orlo di terrazzo maggiore di 20 metri
-  Orlo di terrazzo minore di 20 metri
-  Linea delle risorgive
-  Conoide alluvionale Cellina-Meduna - Pleistocene
-  Conoide alluvionale Cellina-Meduna - Olocene

Tessiture

-  Sedimenti limoso-argillosi talora con sabbie e ghiaie subordinate
-  Sedimenti sabbioso-limosi talora con ghiaie subordinate
-  Sedimenti sabbiosi talora con ghiaie e limi subordinati
-  Sedimenti ghiaioso-sabbiosi talora con limi subordinati
-  Sedimenti ghiaiosi talora con sabbie e limi subordinati
-  Sedimenti ghiaiosi, con sabbie e limi in percentuali varie, spesso inglobanti blocchi
-  Sedimenti pelitici di colore grigio scuro, grigio verde o nero, argille molto molli
-  Sedimenti pelitico-sabbiosi di colore grigio verdastro o cenere, grigio plumbeo o nerastro
-  Sedimenti pelitici molto sabbiosi di colore verdastro o nerastro
-  Sedimenti sabbioso-pelitici di color grigio scuro
-  Sedimenti sabbiosi di colore grigio chiaro-beige, a granulometria media-medio fine sottoriva (sabbie litorali), media al largo (sabbie di piattaforma)

Figura 3.5 Estratto della "Carta dei Caratteri Idro-geomorfologici" (Fonte: All.95 del P.P.R. Regione Friuli Venezia Giulia)

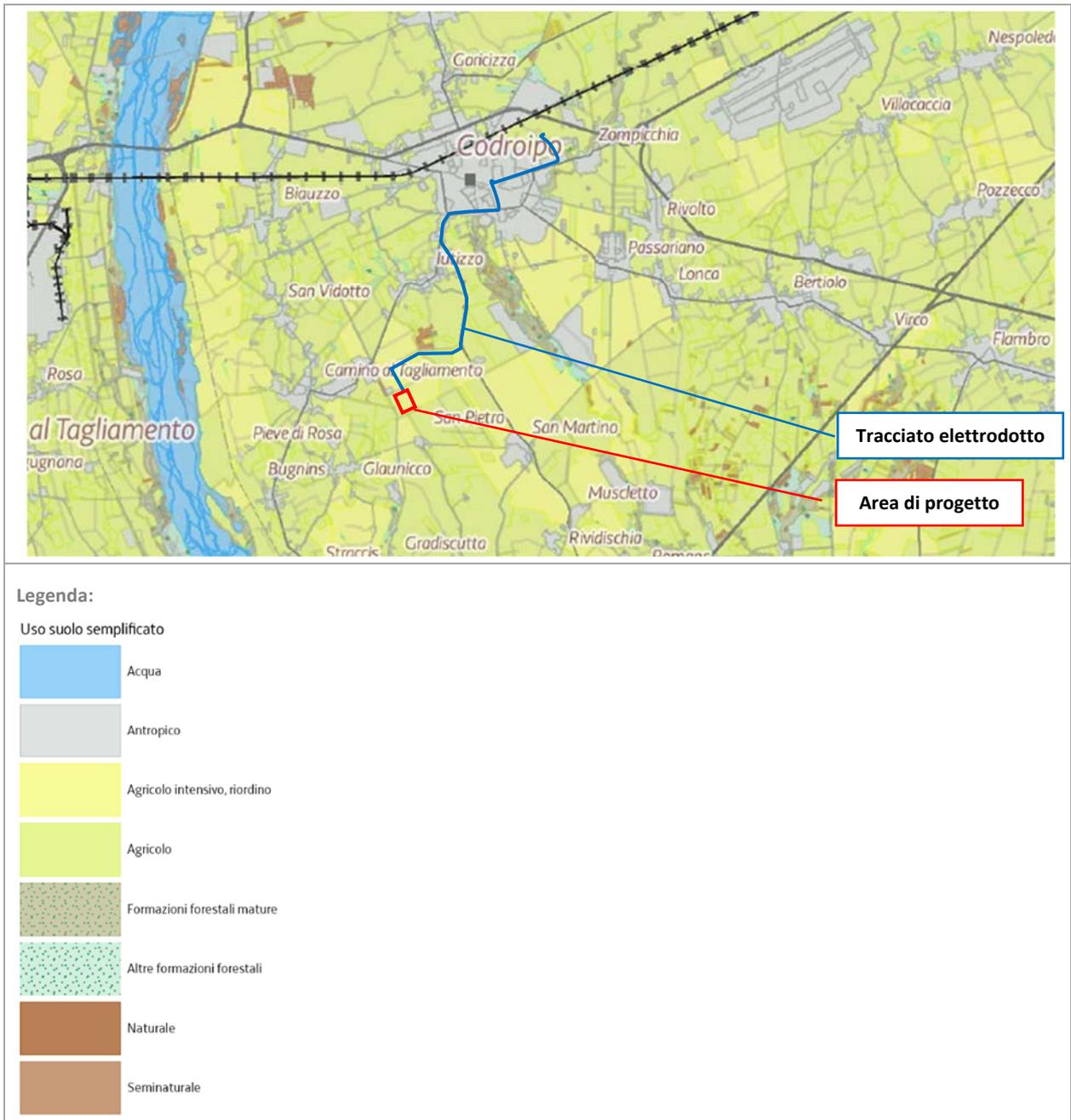


Figura 3.6 Estratto della "Carta dei Caratteri Ecosistemici Ambientali e Agricoli" (Fonte: All.96 del P.P.R. Regione Friuli Venezia Giulia)

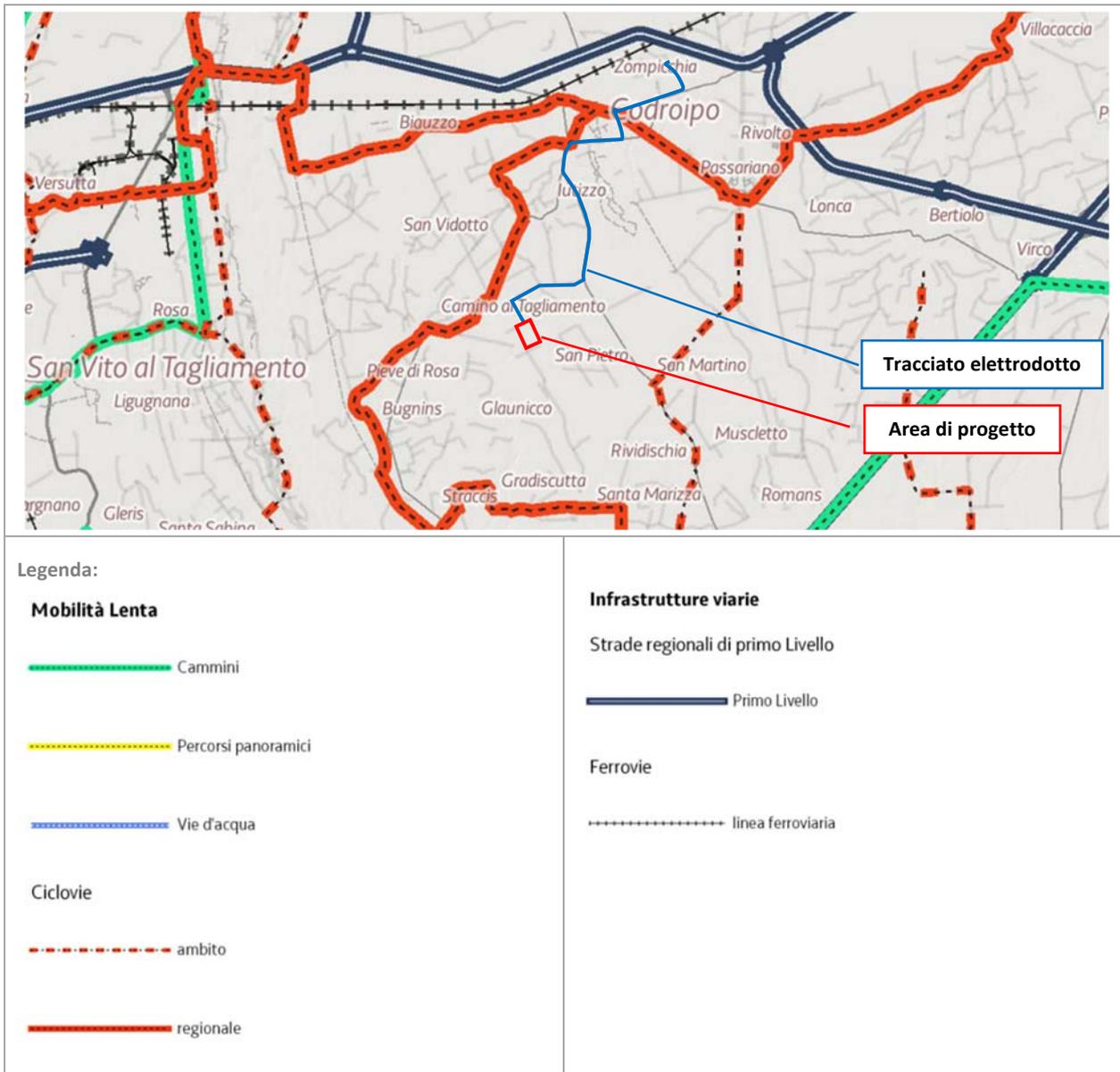
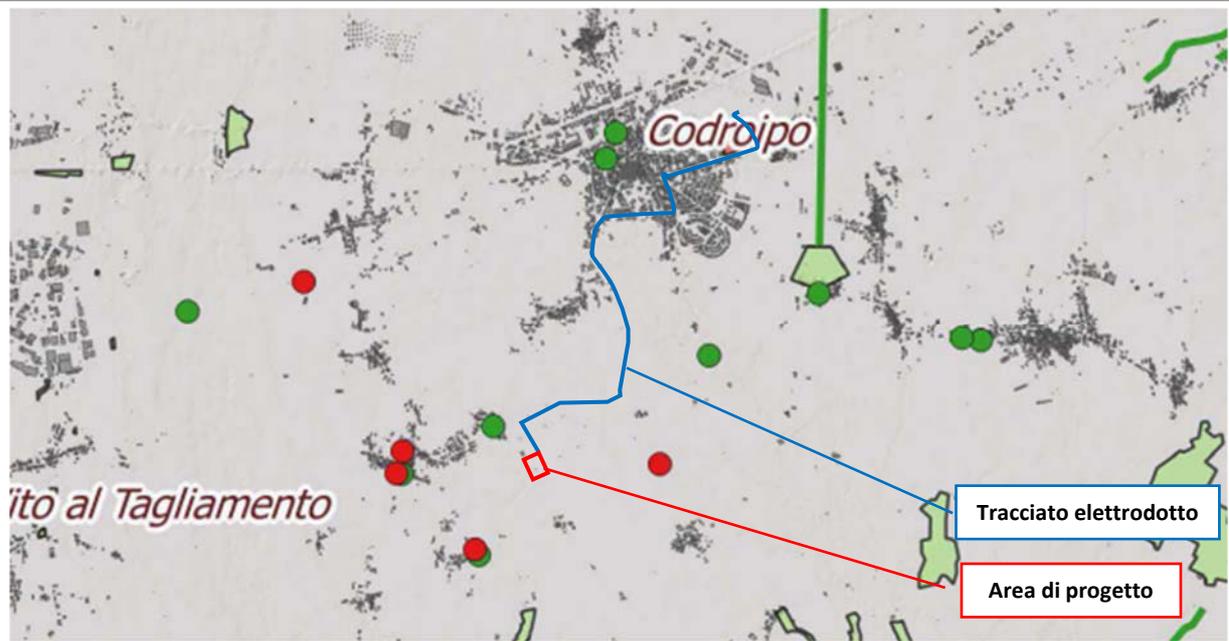


Figura 3.7 Estratto della “Carta delle infrastrutture viarie e della mobilità lenta” (Fonte: All.97 del P.P.R. Regione Friuli Venezia Giulia)



Legenda:

Tipi di segnalazione

-  Elemento di degrado
-  Elemento di valore
-  Segnalazione puntuale
-  Segnalazione lineare
-  Segnalazione areale

Figura 3.8 Estratto della “Carta della partecipazione” (Fonte: All.98 del P.P.R. Regione Friuli Venezia Giulia)

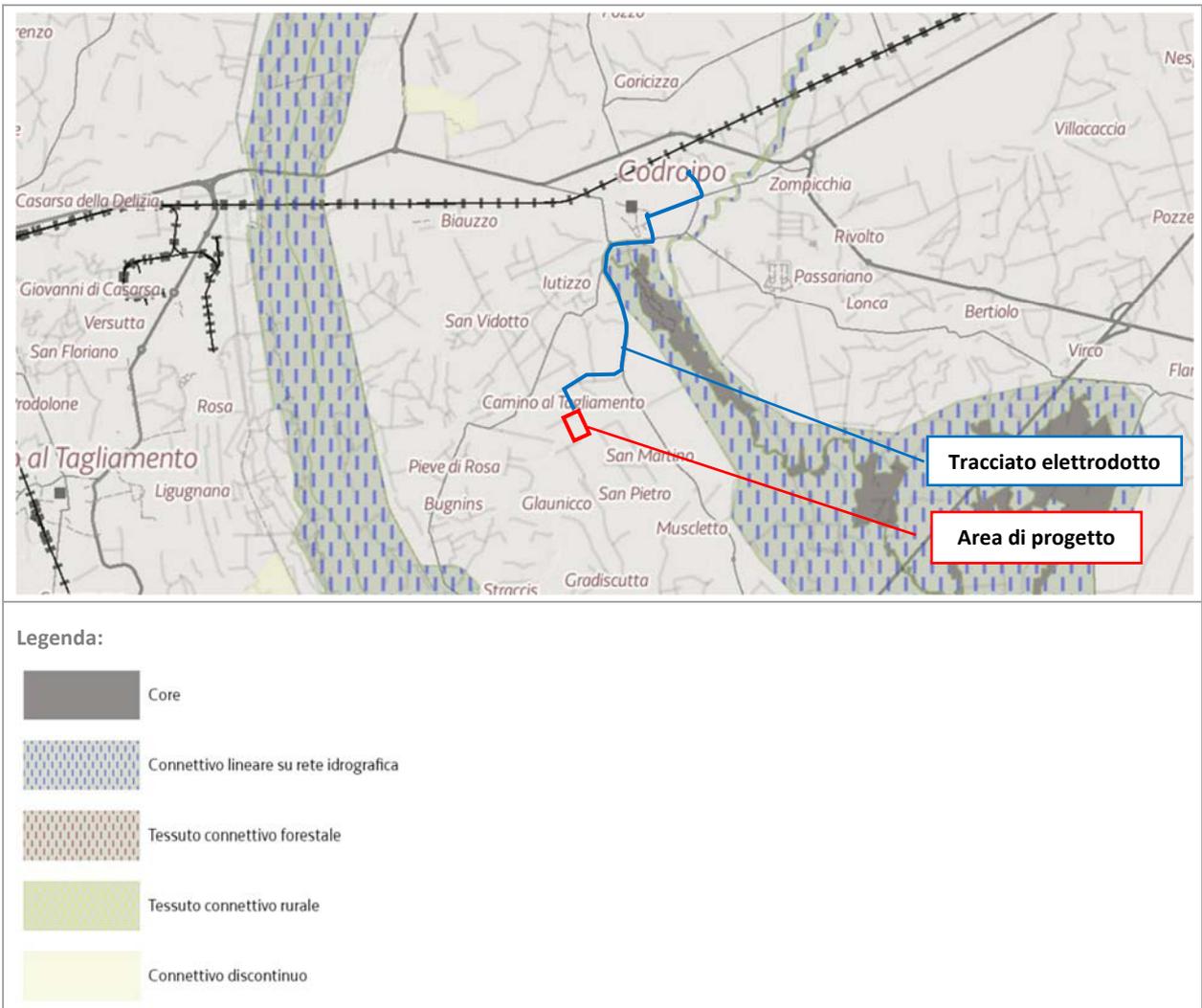
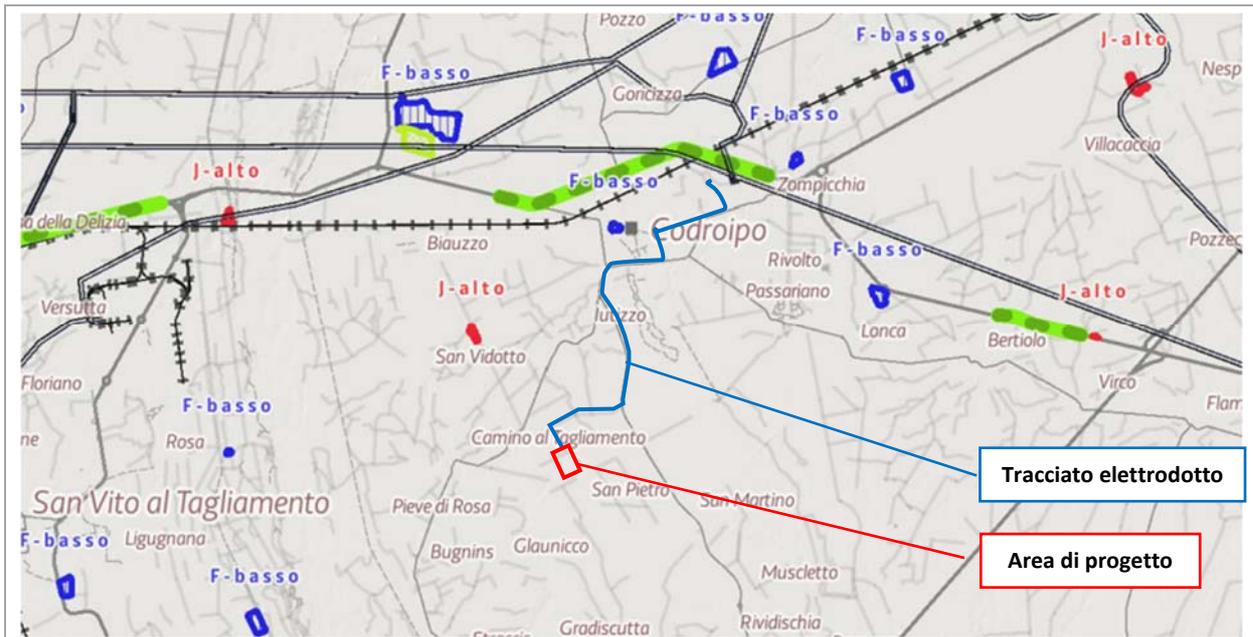


Figura 3.9 Estratto della “Carta degli ecotipi” (Fonte: All.99 del P.P.R. Regione Friuli Venezia Giulia)



Legenda:

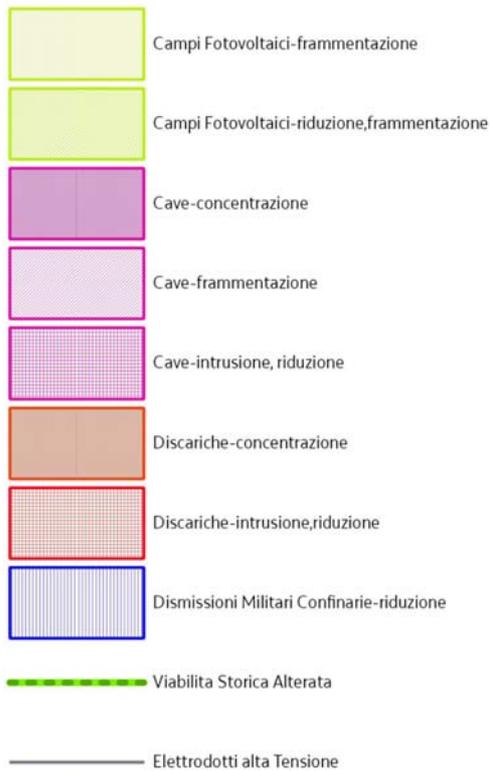
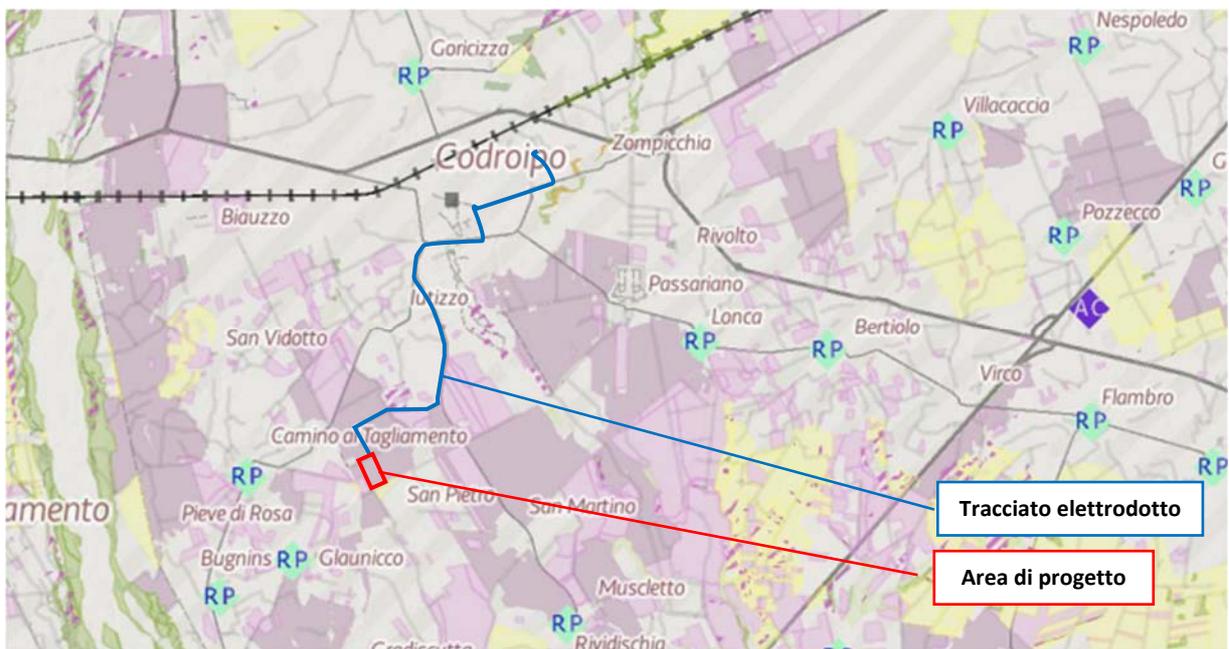


Figura 3.10 Estratto della “Carta delle aree compromesse e degradate” (Fonte: All.100 del P.P.R. Regione Friuli Venezia Giulia)



Legenda:

Dinamiche dei morfotipi agrorurali

----- centuriazioni

Morfotipi agrorurali riconosciuti

-  bonifica
-  insediamenti di dorsale o versante
-  insediamenti lineari di fondovalle
-  insediamenti rurali di pianura
-  magredi terre magre
-  mosaici agrari a campi chiusi
-  mosaici agrari periurbani
-  mosaic culturale della vite e del bosco di collina
-  mosaico delle colture legnose di pianura

-  prati pascoli sistemi alpeggio
-  riordini fondiari
-  terrazzamenti
-  valli da pesca

Copertura dei morfotipi derivati dai dati di uso del suolo

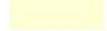
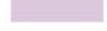
-  Acque di superficie - zone umide - lagune - barene e valli da pesca
-  Suolo nudo - rocce, sabbie, ghiaie, golene nude
-  Periurbanizzazione della maglia rurale storica
-  Mosaico agro culturale particellare complesso senza rilevanti modificazioni
-  Mosaico agro culturale dei seminativi senza rilevanti modificazioni
-  Superfici boscate, aree a vegetazione rada e prati tendenzialmente stabili
-  Aree ad agricoltura intensiva e specializzata e colture legnose
-  Bonifiche e riordini fondiari
-  Espansione di superfici boscate su terreni agricoli abbandonati, pascoli e incolti produttivi
-  Rimboschimenti e neocolonizzazioni di prati, prati arborati storici e terrazzamenti
-  Rimboschimenti e neocolonizzazioni di seminativi e ambiti incolti o sterili
-  Trasformazione di superfici antropizzate

Figura 3.11 Estratto della "Carta delle dinamiche dei morfotipi agrorurali" (Fonte: All.101 del P.P.R. Regione Friuli Venezia Giulia)



Figura 3.12 Estratto della “Carta delle permanenze del sistema insediativo (morfotipi insediativi)” (Fonte: All.102 del P.P.R. Regione Friuli Venezia Giulia)

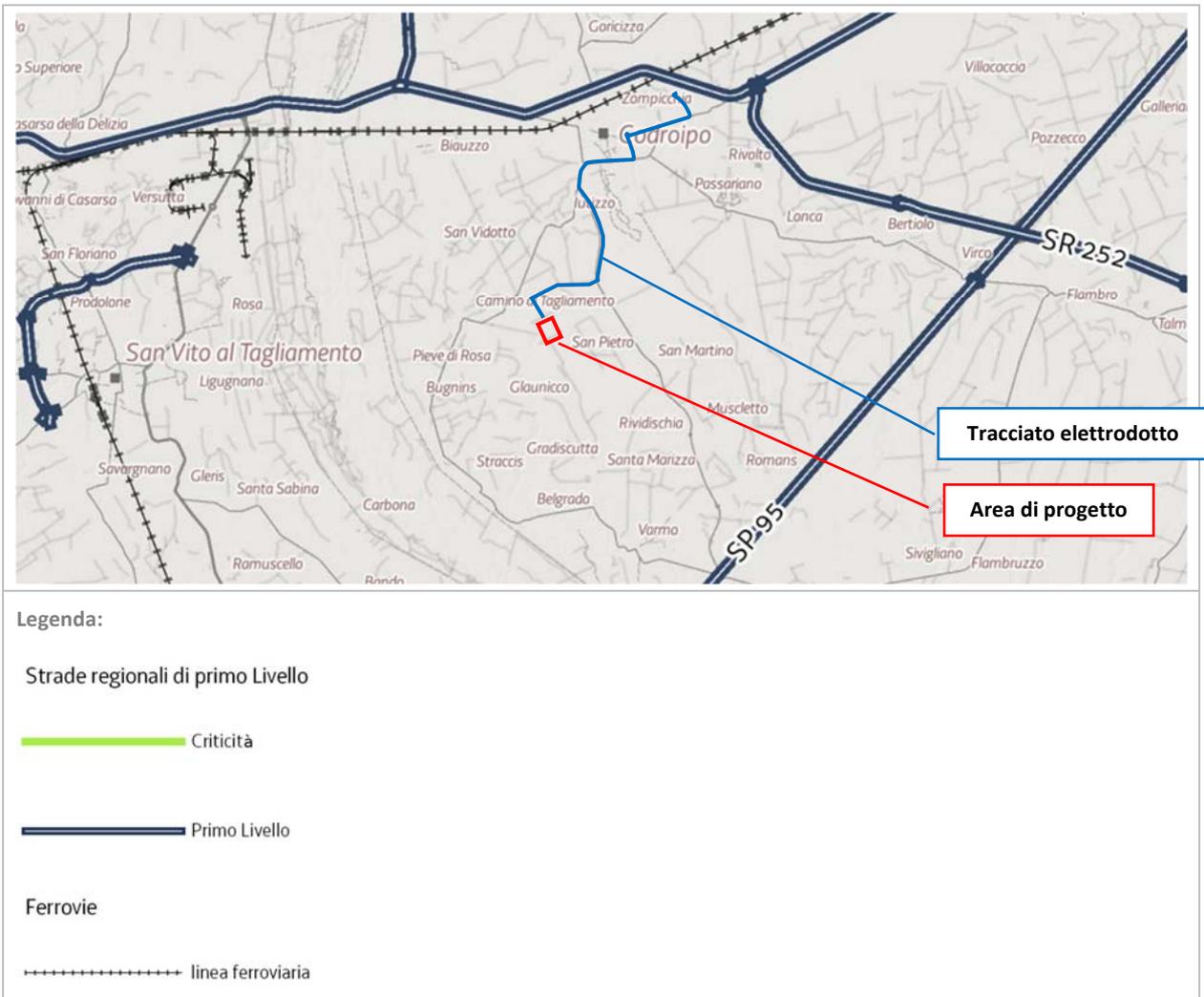


Figura 3.13 Estratto della “Carta delle previsioni della viabilità di primo livello” (Fonte: All.103 del P.P.R. Regione Friuli Venezia Giulia)

La Parte Strategica del Piano Paesaggistico Regionale del Friuli Venezia Giulia si compone di un’analisi della Rete Ecologica Regionale, della Rete dei Beni Culturali e della Rete della Mobilità Lenta.

Rete Ecologica

Nell’ambito del PPR-FVG la Rete Ecologica ha come obiettivo primario la conservazione della natura e la salvaguardia della biodiversità inserito in quello più ampio della conservazione, tutela e valorizzazione del paesaggio. La Rete fa riferimento non solo alle aree protette istituzionalmente riconosciute (Parchi e Riserve Regionali), ma sposta il principale indirizzo della Direttiva “Habitat” relativo alla protezione dei luoghi inseriti in un sistema continentale coordinato di biotipi tutelati indirizzato alla conservazione di specie minacciate.

Sulla base degli indirizzi in materia di gestione delle aree di collegamento ecologico funzionale l’attenzione viene rivolta a specie animali e vegetali di interesse comunitario o importanti ai fini della conservazione della natura e del mantenimento e miglioramento della biodiversità.

La struttura della Rete basata su questi presupposti si fonda sul riconoscimento nel territorio di elementi specifici quali le aree centrali e le fasce di protezione per ridurre i fattori di disturbo verso le aree centrali

e fasce di connessione che consentano lo scambio di individui tra le aree precedenti, in modo da ridurre i rischi di estinzione delle singole popolazioni locali.

La Rete Ecologica messa in essere nell'ambito del PPR-FVG ha un carattere multiscalare e specie-specifico, in quanto gli elementi che la costituiscono assumono caratteristiche strutturali diverse se letti a diverse scale spaziali, o per specie differenti.

Il PPR-FVG ha definito la Rete Ecologica Regionale (RER) che individua il sistema di aree naturali, tutelate e non tutelate, di elevato interesse per l'equilibrio ambientale e rappresenta lo strumento di interfaccia tra il sistema ecologico del territorio regionale e il Piano Paesaggistico.

Inoltre, sono stati individuati i criteri e gli indirizzi per l'identificazione delle Reti Ecologiche Locali (REL) a scala di pianificazione di area vasta.

La rete così intesa è l'elemento di connessione più certo, proprio per i suoi caratteri ecosistemici e ambientali, per mettere in relazione territori diversi e per costituire l'ossatura su cui basare una visione di paesaggio non costretta né da rigidi confini di ambiti di paesaggio, né da puntuali e territorialmente polverizzati beni paesaggistici e ambientali.

La Rete Ecologica del PPR-FVG è un sistema interconnesso di paesaggi di cui salvaguardare la biodiversità e si struttura nella Rete Ecologica Regionale (RER) e nelle Reti Ecologiche Locali (REL).

La RER con riferimento all'intero territorio regionale, individua i paesaggi naturali, seminaturali, rurali e urbani ai fini della conservazione, del miglioramento e dell'incremento della qualità paesaggistica ed ecologica del territorio regionale, e definisce strategie per il potenziamento delle connessioni ecologiche. La RER riconosce per ogni ambito di paesaggio del PPR-FVG unità funzionali denominate "ecotipi", per i quali le schede di Ambito di Paesaggio definiscono indirizzi e direttive da recepire da parte degli strumenti di pianificazione, programmazione e regolamentazione.

La Cartografia della Rete Ecologica Regionale, in scala 1:50.000, viene analizzata di seguito.

Dall'analisi della Tavola RE1 – "Carta uso del suolo della RER" (cfr. Figura 3.14) risulta che il progetto in esame si sviluppa prevalentemente su tessuto rurale intensivo e semintensivo, in parte minore su tessuto urbanizzato. Risulta inoltre che l'elettrodotto di progetto confina per un breve tratto con un'area tutelata della RER.

La Tavola RE3 – "Carta della densità degli ambienti naturali della RER" (cfr. Figura 3.15) mostra una bassa densità degli ambienti naturali nei pressi del progetto.

Dalla Tavola RE4 – "Cartografia della RER di progetto" (cfr. Figura 3.16) risulta che l'elettrodotto in progetto attraversa, per un breve tratto, una direttrice di connettività ed affianca un connettivo lineare su rete idrografica; si individua inoltre una fascia tampone delle aree Core da rafforzare.

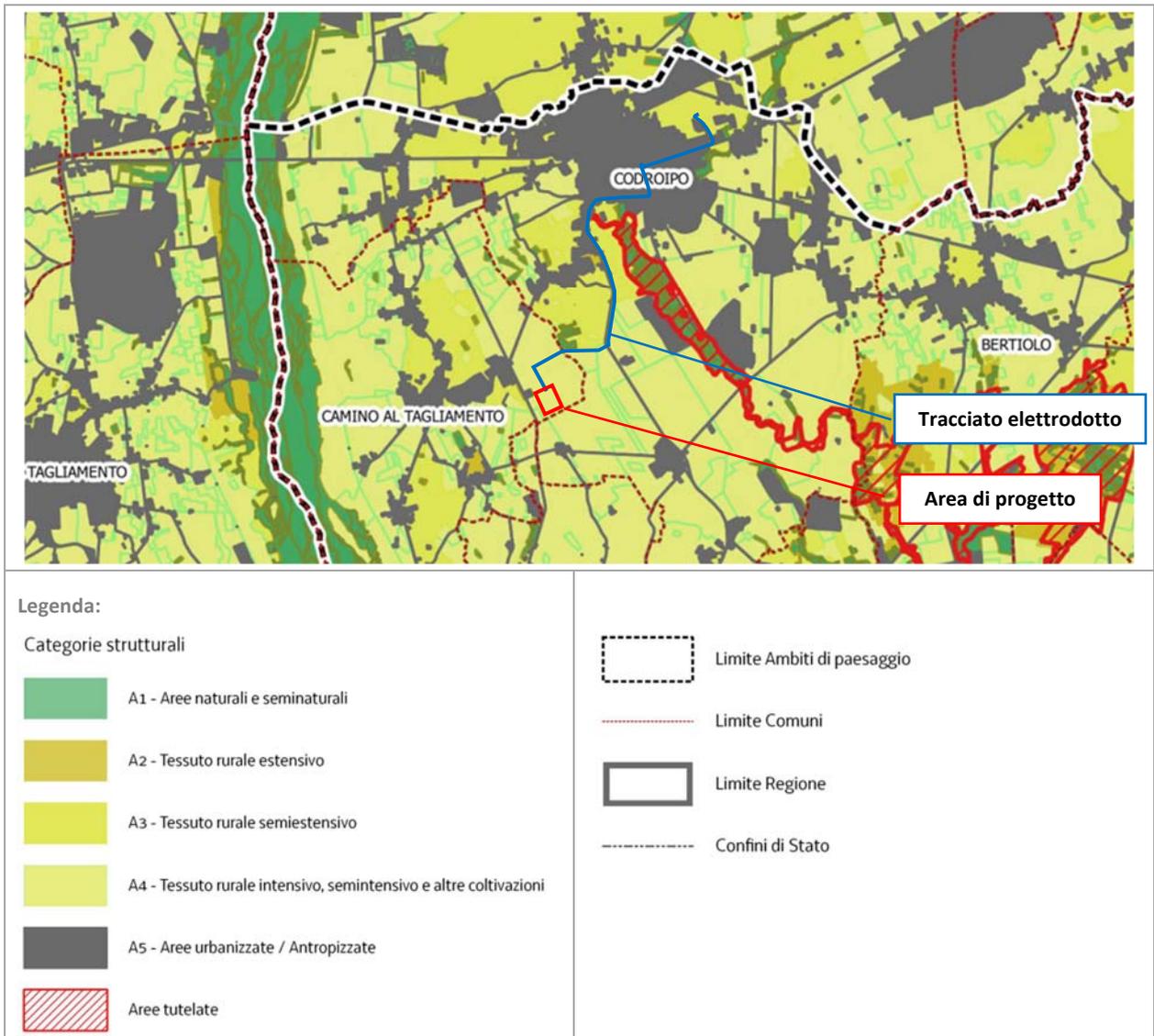


Figura 3.14 Estratto della “Carta di uso del suolo della RER” (Fonte: All.71 del P.P.R. Regione Friuli Venezia Giulia)

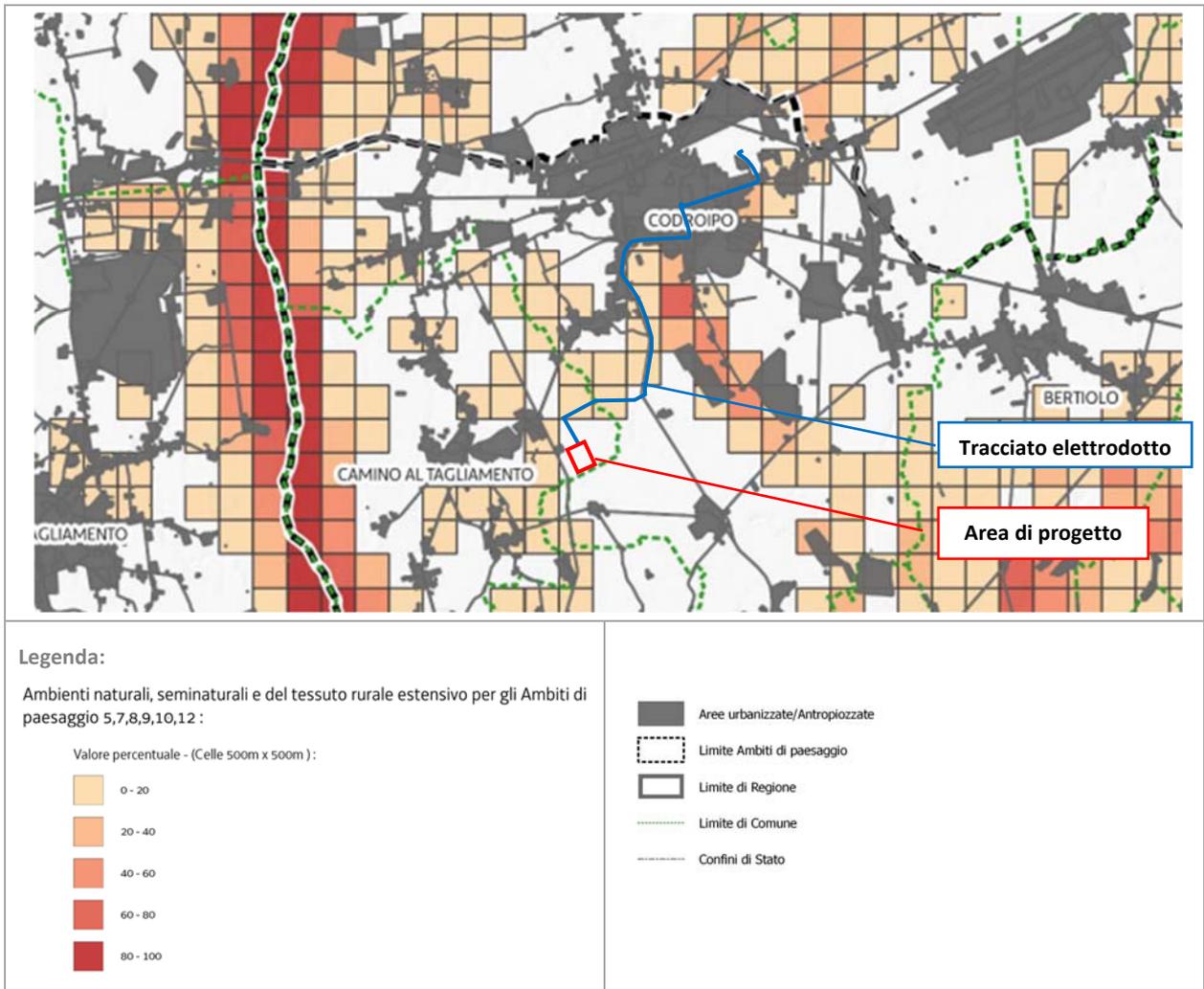


Figura 3.15 Estratto della “Carta di uso del suolo della RER” (Fonte: All.74 del P.P.R. Regione Friuli Venezia Giulia)

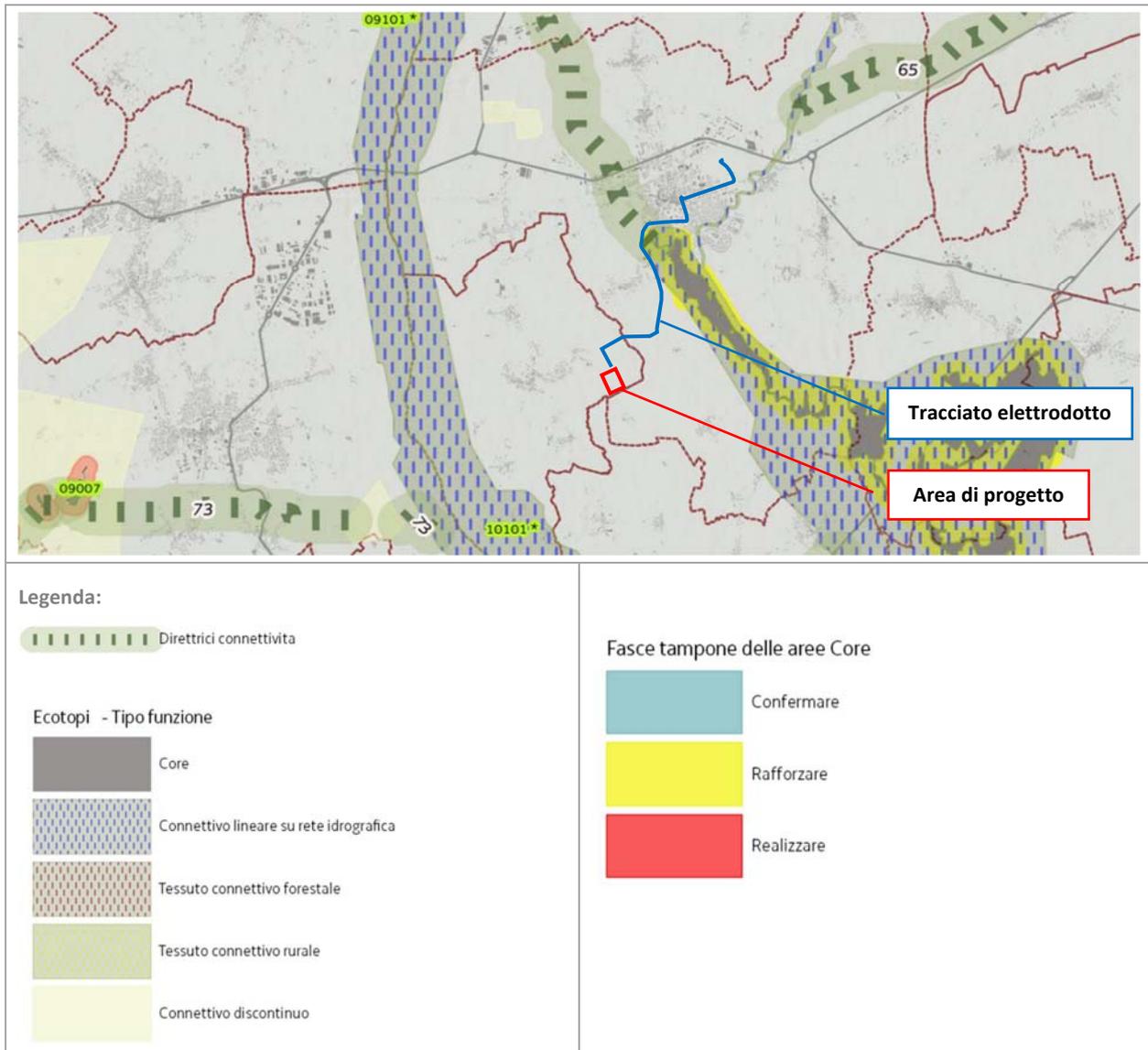


Figura 3.16 Estratto della “Cartografia della RER di progetto” (Fonte: All.75 del P.P.R. Regione Friuli Venezia Giulia)

Rete dei Beni Culturali

La Rete dei Beni culturali (RBC) considera il ricco patrimonio che il territorio regionale ha in termini di beni culturali, componente essenziale del paesaggio inteso come patrimonio storico e culturale e che rappresenta all’interno del PPR-FVG una delle chiavi primarie di lettura. La stratificazione storica che ha visto la progressiva trasformazione del primigenio paesaggio contrassegnato, anche in pianura, da boschi e foreste, e il succedersi di popolazioni e civiltà hanno marcato, in profondità, questi luoghi fino alla contemporaneità, lasciando sul territorio tracce profonde, manufatti, edifici, borghi e città, elementi d’arte, strutture territoriali, parchi, giardini, abitati storici, contesti paesaggistici di pertinenza, corsi d’acqua, cortine edilizie, strade d’accesso a ville castelli, trasformazioni agrarie e diversificazioni culturali quali scoline, capezzagne, filari arborati o muri di contenimento, zone monumentali, che sono andate nel tempo a costituire un patrimonio unico ed originale.

Obbiettivi primari della Rete dei Beni Culturali sono principalmente quelli di assicurare che tutto il territorio sia adeguatamente conosciuto e salvaguardato; di riconoscere, proteggere, conservare e migliorare i patrimoni architettonici e archeologici, gli insediamenti, e i sistemi di beni culturali per uno sviluppo sostenibile di qualità della regione; di proporre indirizzi di riqualificazione del patrimonio storico-

culturale regionale, garantendone l'accessibilità; di proteggere e rigenerare il patrimonio edilizio esistente con idonee politiche di conservazione tese a valorizzare il valore storico, culturale, estetico del patrimonio regionale; di conservare la bellezza ed il valore ricreativo del paesaggio, dei complessi e monumenti storico artistici e dei contesti rurali; di perseguire il mantenimento dei contesti figurativi e dei cononi di visuale rispetto a beni di particolare valore paesaggistico; di favorire la gestione transfrontaliera e interregionale dei sistemi di beni già riconosciuti a livello nazionale e internazionale.

La RBC ha individuato poi una serie di sottoreti selezionate tramite criteri di congruenza, similarità, affinità dei beni, e inclusive di categorie di beni omogenei fortemente identificativi e connotativi del territorio regionale, sia integralmente sia di una sua parte o anche di un'epoca (castellieri e tombe a tumulo, castelli, ville venete e giardini storici, chiesette campestri, pievi); di appartenenza a categorie di beni coesi dall'appartenere a specifiche fasi storiche; di essere categorie di beni fondamentali nel processo di territorializzazione, di costruzione della sua distintività, legati alla lunga durata, quindi strutturalmente e cronologicamente stratificati.

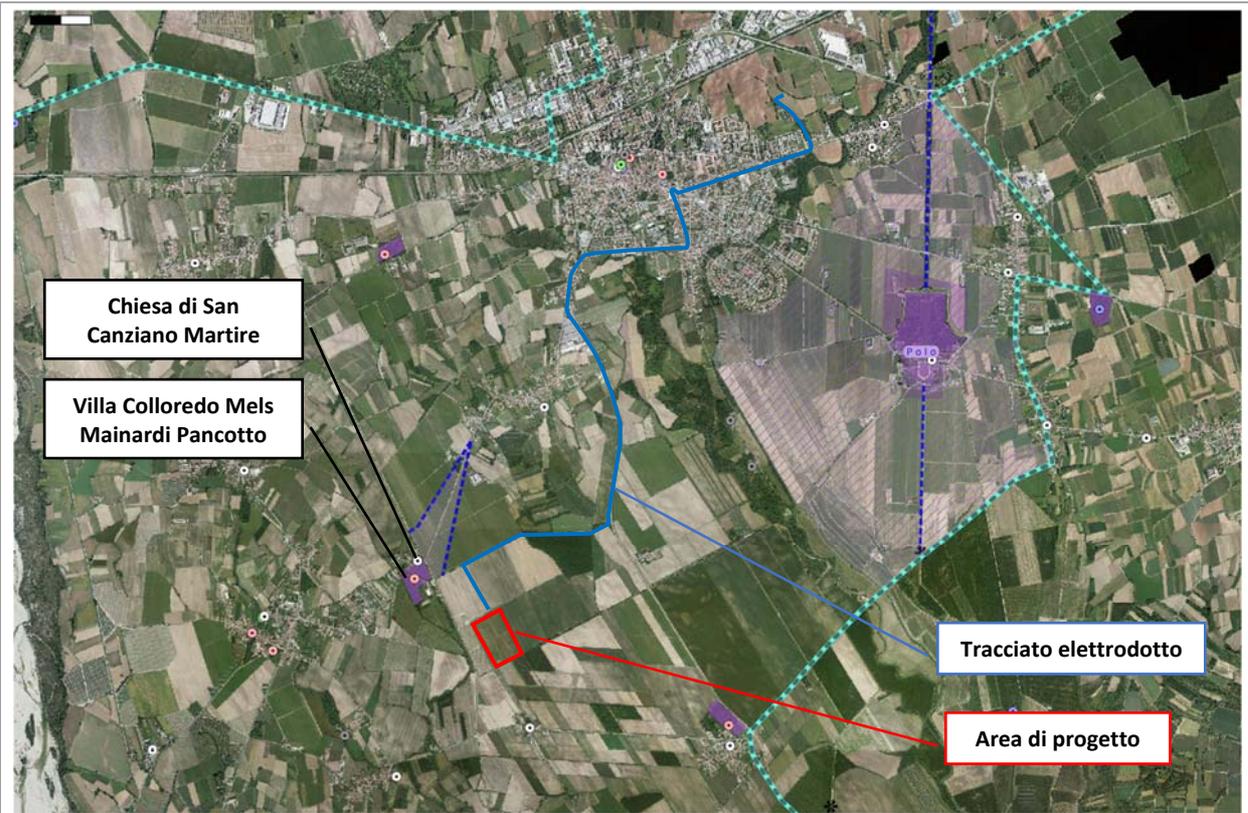
La Rete dei Beni Culturali (RBC) è un sistema interconnesso di luoghi e manufatti espressivi di identità, il cui carattere deriva dalle interrelazioni fra fattori umani e territorio, di cui salvaguardare la consistenza materiale e visibile e le relazioni di contesto. La RBC riconosce e individua i fenomeni di organizzazione del territorio avvenuti nel corso della storia di cui sono ancora percepibili le forme e gli elementi del paesaggio antico.

La Rete è articolata in una serie di sottoreti: Rete delle testimonianze di età preistorica e protostorica; Rete delle testimonianze di età romana e loro componenti territoriali; Rete degli insediamenti; Rete delle testimonianze di età medievale; Rete dei siti spirituali e dell'architettura religiosa (a partire dal IV Secolo); Rete delle fortificazioni (castello, struttura/e fortificata/e, fortificazioni, torri, insediamenti fortificati, castra); Rete delle ville venete; Rete dell'età moderna e contemporanea.

I dati della RBC sono rappresentati nella cartografia di Piano in scala 1:50.000, di cui si riporta un estratto tratto dal portale Webgis del PPR-FVG (https://webgiscarnia.regione.fvg.it/it/map/ppr_fvg/).

Dall'analisi della Tavola BC1 – Carta della Rete dei Beni culturali (cfr. Figura 3.17) emerge la vicinanza dell'area di progetto a un bene immobile di valore culturale "Villa Colloredo Mels Mainardi Pancotto", situato a nord-ovest del sito e soggetto a provvedimento di tutela diretta. Si individua inoltre la Chiesa di San Canziano Martire.

Inoltre, dall'analisi della Cartografia relativa alla Parte Statuaria del PPR-FVG "Carta dei Beni paesaggistici e ulteriori contesti", Tavola P5 – Lignano Pordenone (cfr. Figura 3.18), emerge che l'area di progetto confina ad ovest con un corso d'acqua soggetto a tutela paesaggistica; mentre il tracciato di elettrodotto di progetto attraversa un corso d'acqua e la relativa fascia di rispetto.



Legenda:

Beni immobili di valore culturale

-  archeologia rurale e industriale
-  architettura fortificata
-  siti spirituali
-  ville venete e dimore storiche
-  cente e cortine
-  altri beni culturali

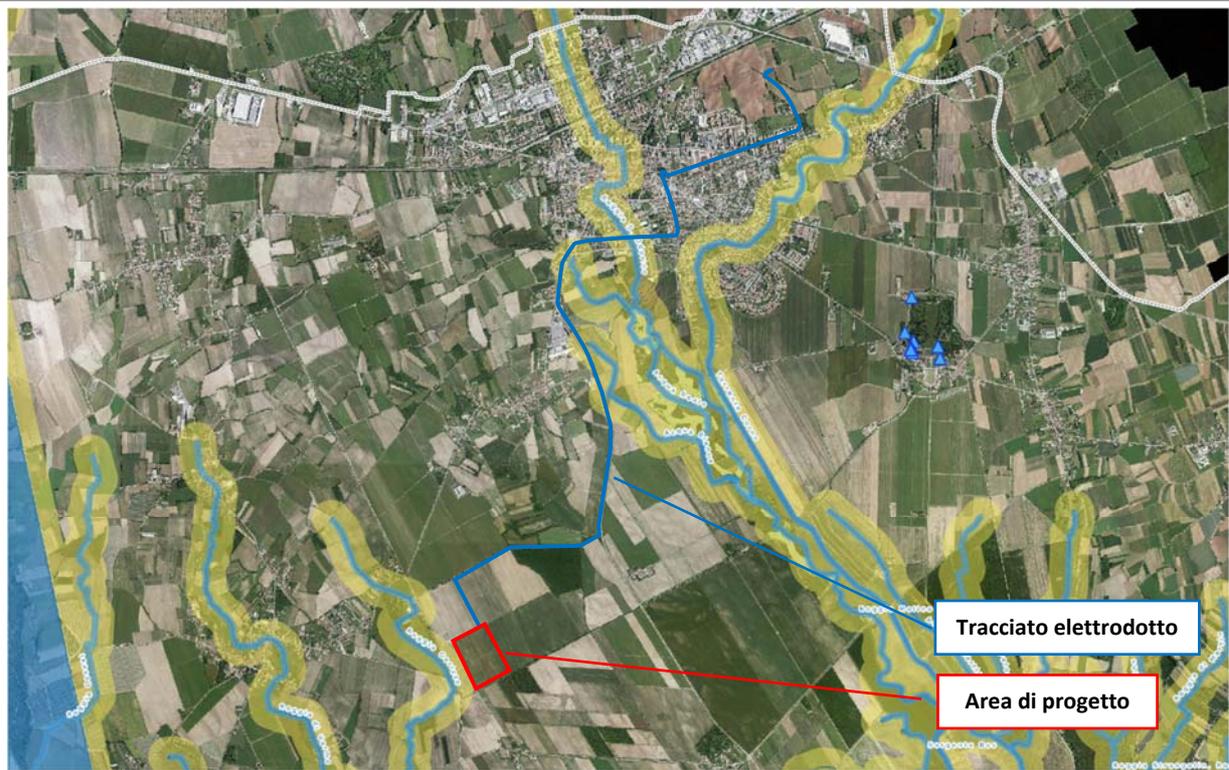
Immobili interesse storico-artistico e architettonico

-  Provvedimento di tutela diretta
-  Provvedimento di tutela indiretta
- Aree a rischio archeologico**
-  Aree a rischio archeologico

UC Immobili int. storico artistico architettonico

-  UC Immobili int. storico artistico architettonico
- Siti Unesco**
-  Siti Unesco
- Poli valore simbolico**
-  Poli valore simbolico
- Paesaggi letteratura storia grande guerra**
-  Paesaggi letteratura storia grande guerra
- Elementi puntuali**
-  Elementi puntuali
- Elementi lineari**
-  Elementi lineari

Figura 3.17 Estratto della "Carta dei Beni culturali" (All. 78 del P.P.R. della Regione Friuli Venezia Giulia; Fonte: [g3https://webgiscarnia.regione.fvg.it/it/map/ppr_fvg/](https://webgiscarnia.regione.fvg.it/it/map/ppr_fvg/))



Legenda:

BENI PAESAGGISTICI

Immobili e aree di notevole interesse pubblico (D.Lgs 42/2004, Art.136)

-  Delimitazione beni decretati art. 136
-  Cavita naturali di notevole interesse pubblico art. 136

c) Fiumi Torrenti e Corsi d'acqua

-  Aste dei Corsi d'Acqua
-  Alvei dei corsi d'acqua
-  Corsi d'acqua - Fasce di rispetto

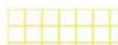
f) Parchi e riserve naturali nazionali o regionali

-  Parchi e riserve naturali nazionali o regionali

g) Territori coperti da foreste e da boschi

-  Territori coperti da foreste e da boschi

h) Usi civici

-  Zone gravate da Usi Civici

i) Aree umide Ramsar

-  Aree umide Ramsar

m) Zone interesse Archeologico

-  Zone di interesse archeologico

Ulteriori contesti

-  Corsi d'acqua - Ulteriori Contesti
-  Immobili decretati - Ulteriori Contesti

Ulteriori contesti Zone di interesse Archeologico

-  Fasce tutela Zone interesse archeologico
-  Beni Archeologici
-  Fasce tutela Beni archeologici
-  Demanio archeologico

Delimitazione Ambiti di Paesaggio

-  Ambiti di Paesaggio

Figura 3.18 Estratto della "Carta dei Beni paesaggistici e ulteriori contesti" (All. 108 del P.P.R. della Regione Friuli Venezia Giulia;
 Fonte: [g3https://webgiscarnia.regione.fvg.it/it/map/ppr_fvg/](https://webgiscarnia.regione.fvg.it/it/map/ppr_fvg/))

3.2.2 PIANO URBANISTICO REGIONALE GENERALE (P.U.R.G.)

Lo strumento di pianificazione territoriale regionale storico in Friuli Venezia Giulia è il Piano Urbanistico Regionale Generale (P.U.R.G.), approvato con decreto del presidente della Giunta Regionale n. 826/Pres. Del 15/09/1978, ai sensi della legge regionale n. 23/1968 e s.m.i..

Il P.U.R.G., in vigore dal 1978, rappresenta il vigente sistema organico di disposizioni generali di direttive alle quali attenersi nella redazione dei piani di grado subordinato.

Il Piano stabilisce le direttive e i criteri metodologici per assicurare unità di indirizzi e omogeneità di contenuti alla pianificazione urbanistica di grado subordinato. Con riferimento a questa impostazione, entro il quadro generale dell'assetto territoriale della Regione, sono indicati gli obiettivi per gli insediamenti edilizi, rurali e per le attività industriali, agricole e terziarie da esercitarsi sul territorio.

Il P.U.R.G. riconosce inoltre le zone a carattere storico, ambientale e paesaggistico, con indicazione dei territori che dai piani zonali dovranno essere destinati a parchi naturali; fornisce indicazioni circa le opere pubbliche e gli impianti necessari per i servizi di interesse regionale, le aree da riservare a destinazione speciali, e infine specificale priorità generali di settore per il raggiungimento degli obiettivi prefissati.

Gli obiettivi generali del Piano sono i seguenti:

1. Individuazione di una struttura e di un assetto di lungo periodo funzionale e finalizzato ad una politica generale di "sviluppo regionale" per poi integrarsi al livello nazionale e a quello delle regioni europee confinanti.
2. Integrazione europea mediante l'assunzione di una duplice funzione di accentramento e quindi di smistamento dei crescenti flussi di interscambio tra l'Italia ed i Paesi dell'est europeo oltre che ad assumere un ruolo "alternativo" a quello dell'area padana occidentale.
3. Acquisire fisionomia di regione unitaria ed integrata dapprima al proprio interno per poter poi svolgere con piena efficacia le sue funzioni di riequilibrio interregionale sia con la Regione Veneto ed il resto dell'Italia sia con l'Est europeo.
4. Assumere una duplice funzione di accentramento e quindi di smistamento dei crescenti flussi di interscambio tra l'Italia ed i paesi dell'est europeo, ricoprendo contemporaneamente, attraverso lo sviluppo interno, un ruolo "alternativo" a quello dell'area padana occidentale.

Da questi grandi obiettivi generali ne sono stati delineati altri, più specificatamente territoriali, che il Piano assume come obiettivi specifici. Questi ultimi riguardano:

1. Uso razionale del suolo regionale e salvaguardia complessiva dagli usi indiscriminati dello sviluppo urbano.
2. Salvaguardia del patrimonio storico-ambientale, delle preesistenze insediative, del paesaggio e dell'ambiente, cioè del territorio che porta i segni e i valori storico-culturali della "antropizzazione".
3. Creazione e potenziamento di una "rete urbana" regionale (diretta conseguenza dei due obiettivi più generali del riequilibrio e creazione di un sistema alternativo allo sviluppo padano). L'obiettivo è quello di promuovere la formazione di una rete (asse centrale di sviluppo, articolata sulle quattro maggiori città e sulle nuove conurbazioni (es. il Monfalconese) attorno alla quale si innestino lateralmente sistemi complementari di gerarchia minore che svolgano un sostegno delle aree meno forti (area montana, pedemontana, costiera). Un'organizzazione dell'assetto territoriale così strutturato necessita dello sviluppo dei tre settori più qualificanti in termini di implicazioni localizzative quali l'industria, il turismo e l'agricoltura.

4. Realizzazione prioritaria delle direttrici nazionali di trasporto, utilizzando gli effetti indotti per la formazione di fattori di localizzazione urbano-industriale che servono nel contempo a promuovere i processi di aggregazione e di gerarchizzazione degli insediamenti.
5. La casa come “servizio sociale” anche attraverso il recupero e valorizzazione del patrimonio edilizio esistente specie nei centri storici.

3.2.3 PIANO DI GOVERNO DEL TERRITORIO (P.G.T.)

La riforma della pianificazione territoriale trova fondamento con la Legge Regionale n. 22/2009, la quale prevede che la Regione svolga la funzione della pianificazione territoriale attraverso il Piano di Governo del Territorio (P.G.T.). L'avvio formale del percorso di formazione del P.G.T. è avvenuto, contestualmente all'avvio del processo di valutazione ambientale strategica (VAS), con la Delibera della Giunta Regionale n. 113 del 1 febbraio 2012.

L'Allegato 1 alla D.G.R. 113/2012 individua i soggetti coinvolti nel percorso di VAS e prende atto del Rapporto preliminare – Allegato 2 alla D.G.R. 113/2012 – con la finalità di dare inizio alle specifiche consultazioni con i soggetti competenti in materia ambientale.

Parallelamente, nell'ambito del percorso di formazione dello strumento pianificatorio, il 17 febbraio 2012 ha avuto luogo la prima assemblea di pianificazione durante la quale sono stati presentati al pubblico il lavoro di analisi e l'impostazione di Piano.

Con la Delibera n. 1406 del 2 agosto 2012, la Giunta regionale ha adottato in via preliminare il Progetto del Piano di Governo del Territorio (P.G.T.). Successivamente sono stati svolti i tavoli tecnici, di cui all'art. 1, comma 4 della L.R. 22/2009 e s.m.i. e il 24 settembre è stato presentato il Progetto di Piano di Governo del Territorio nell'ambito di una specifica Assemblea di pianificazione.

L'adozione del P.G.T. è avvenuta con decreto del Presidente della Regione n. 227 del 31 ottobre 2012. Con Delibera n. 408 del 14 marzo 2013 si è conclusa l'istruttoria in merito alle osservazioni, mentre con Deliberazione n. 489 del 21 marzo 2013 è stato approvato il parere motivato che ha chiuso la procedura di VAS e, conseguentemente, si è proceduto all'ultima revisione dei documenti del P.G.T..

Il procedimento di approvazione si è concluso in data 16 aprile 2013 con il decreto del Presidente della Regione n. 084/Pres.

Il P.G.T. è stato pubblicato il 2 maggio 2013 sul 1° supplemento ordinario n. 20 al BUR n. 18 ed è composto da una Relazione di analisi del territorio regionale, un Documento Territoriale Strategico Regionale, una Carta dei Valori, le Norme Tecniche di Attuazione, il Rapporto Ambientale e la Sintesi non tecnica e dagli Elaborati grafici.

Si riporta di seguito un'analisi della cartografia del Piano di Gestione del Territorio della Regione Friuli Venezia Giulia.

Dall'analisi della Tavola 1B Quadro conoscitivo – Natura e morfologia. Biodiversità (cfr. Figura 3.19) l'area in esame non risulta appartenere a zone di tutela della biodiversità.

La Tavola 1C Quadro conoscitivo – Natura e morfologia. Rischi naturali e vulnerabilità (cfr. Figura 3.20) evidenzia la presenza lungo il confine ovest dell'area di progetto di un'area a pericolosità moderata in base al PAI del fiume Tagliamento.

Dalla Tavola 2 Quadro Conoscitivo – Paesaggio e cultura (cfr. Figura 3.21) l'area di progetto rientra nell'ambito di Paesaggio Bassa Pianura delle bonifiche a scolo naturale. L'area non è soggetta a vincoli

paesaggistici; tuttavia, a ovest del sito è presente un corso d'acqua vincolato e, a nord, un elemento di interesse storico (Villa Colloredo Mels, Mainardi).

Dalla Tavola 8A Carta dei Valori – Componenti territoriali storico/culturali e paesaggistiche (cfr. Figura 3.22) risulta che l'area di interesse appartiene all'ambito della bassa pianura, mentre il tratto di elettrodotto appartiene all'ambito dell'alta pianura.

Dalla Tavola 8B Carta dei Valori – Componenti territoriali ecologiche (cfr. Figura 3.23), l'area di progetto risulta appartenere all'elemento "connettivo ecologico agricolo" della Rete Ecologica Regionale; inoltre, il tracciato di elettrodotto risulta in prossimità di un ambito naturalistico prioritario.

Le Norme Tecniche di Attuazione del PGT definiscono come segue gli elementi di connettività della Rete Ecologica:

Art. 21. Componenti del progetto della rete ecologica regionale

[...]

La connettività di progetto è individuata dal PGT al fine di superare gli elementi di discontinuità caratterizzanti i sistemi agricoli seminaturali e le aree ad elevata antropizzazione. Le aree così individuate costituiscono gli ambiti territoriali prioritari nei quali prevedere la progettazione di dettaglio delle interconnessioni ecologiche di progetto attuabili a livello d'area vasta.

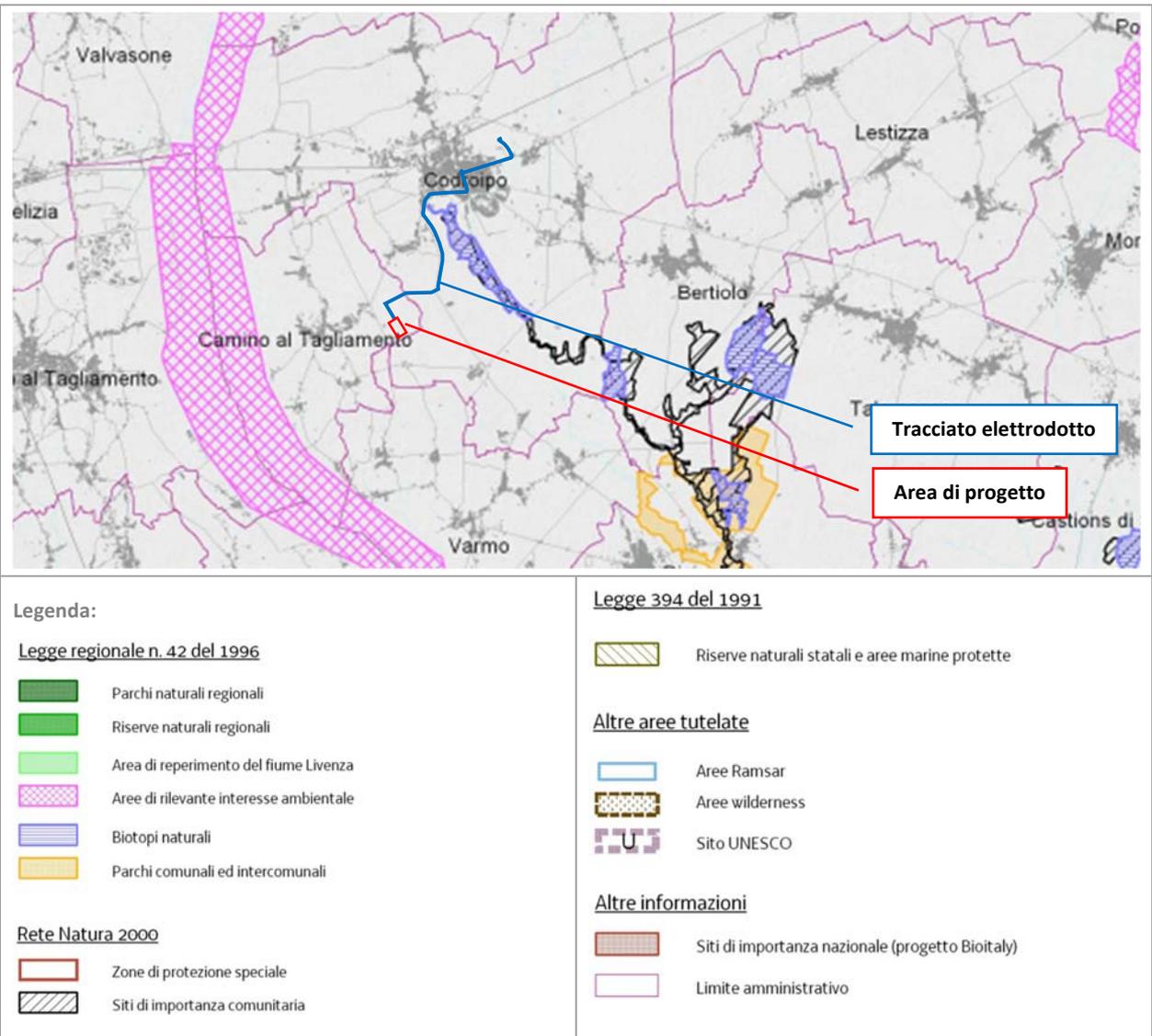
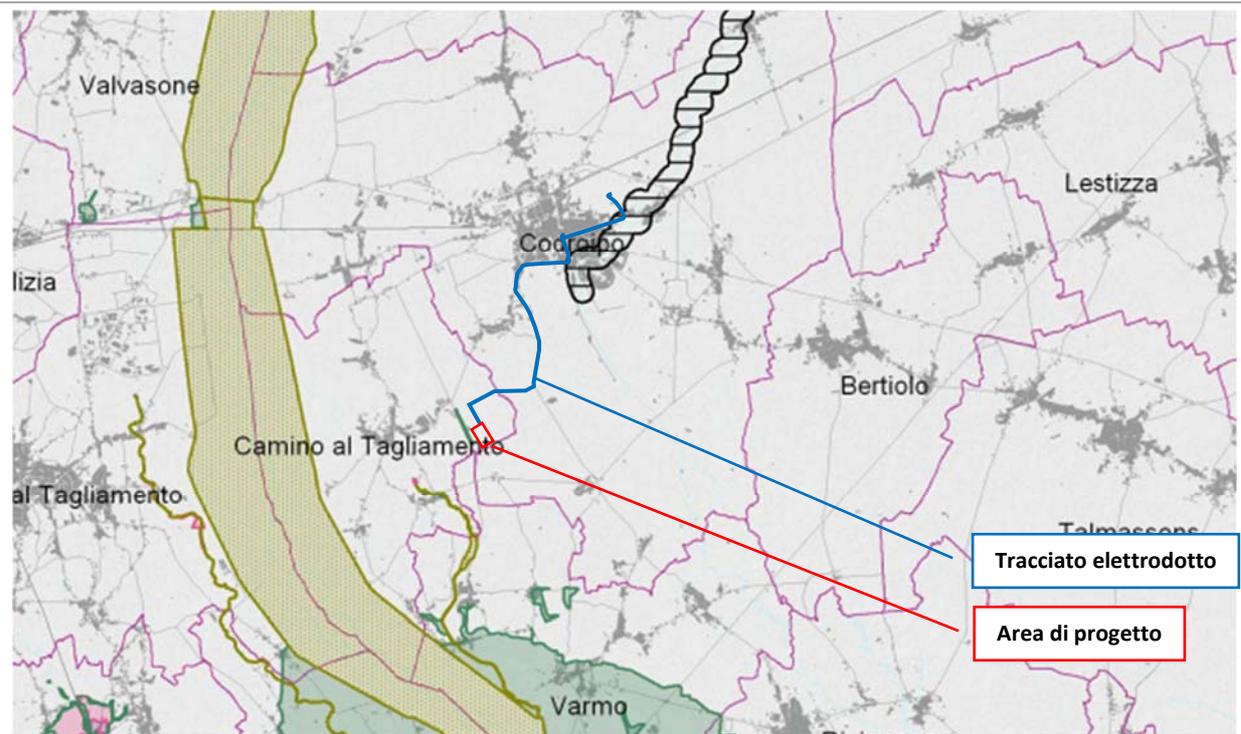


Figura 3.19 Estratto del Quadro Conoscitivo – Natura e morfologia. Biodiversità (Fonte: P.G.T. Regione FVG)



Legenda:

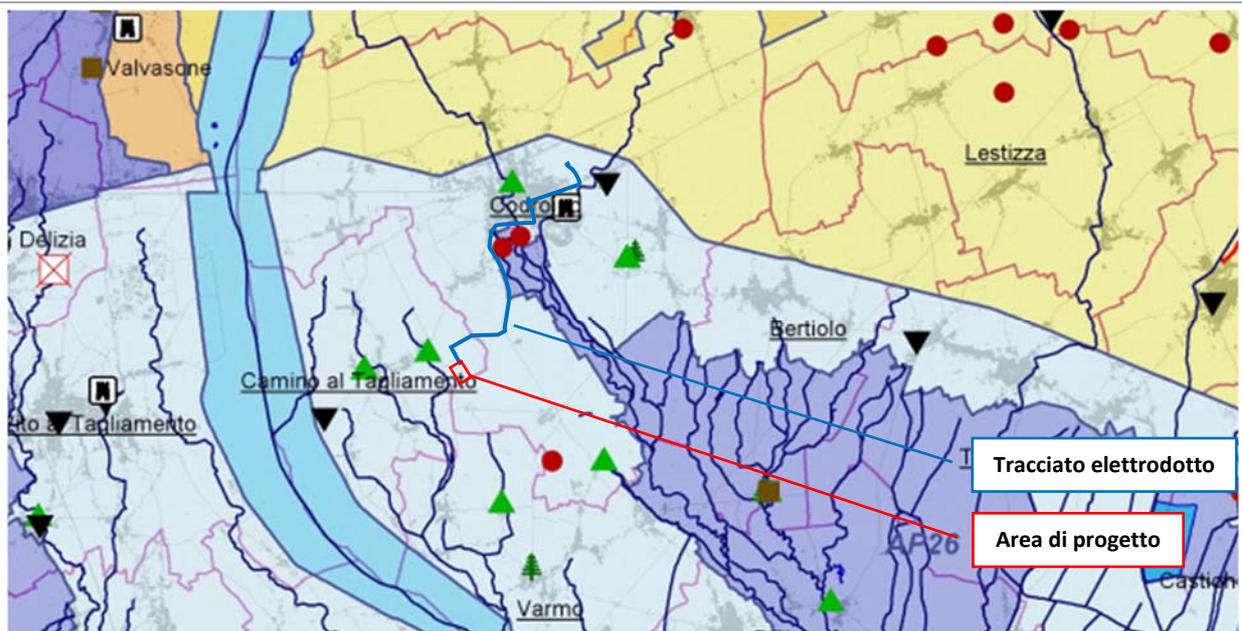
Piano per l'assetto idrogeologico del fiume Tagliamento

-  Alveo
-  Pericolosità moderata
-  Pericolosità media
-  Pericolosità elevata
-  Piani stralcio per la difesa idraulica del torrente Cormor e del torrente Como
-  Vincolo idrogeologico

Altre informazioni

-  Limite amministrativo

Figura 3.20 Estratto del Quadro Conoscitivo – Natura e morfologia. Rischi naturali e vulnerabilità (Fonte: P.G.T. Regione FVG)



Legenda:

Vincolo paesaggistico ex art. 142 del Dlgs 42/2004

- Corsi d'acqua
- Laghi
- Montagne per quote superiori a 1600 m.
- Ghiacciai
- Parchi e Riserve nazionali e regionali
- Foreste e boschi
- Zone Ramsar
- Limite territorio costiero

Vincolo paesaggistico ex art. 136 del Dlgs 42/2004

- Immobili e aree di notevole interesse pubblico (Delib.G.R. n.2500/94)
- Cavità naturali del carso triestino e goriziano (Delib. G.R. n. 4046/96)

Aree urbane ed elementi diffusi di interesse storico e archeologico

- Principali aree urbane di interesse storico artistico
- Siti UNESCO
- Comune Presenza di nuclei di interesse storico
- Ville, giardini, parchi
- Pievi e abbazie
- Castelli, torri, edifici fortificati
- Aree archeologiche
- Centuriazioni romane
- Miniere dismesse

Ambiti di Paesaggio

COLLINARE

- AP13 COLLIO GORIZIANO E COLLINE DI BUTTRIO E ROSAZZO
- AP14 COLLINE DI TARCENTO E FAEDIS
- AP15 COLLINE MORENICHE DEL TAGLIAMENTO
- AP16 CAMPO DI OSOPPO E PALUDI DI ARTEGNA
- AP17 RILIEVI COLLINARI SOVRALLUVIONATI CONGLOMERATICI E ARGILLOSI
- AP18 INSEDIAMENTI PEDEMONTANI E COLLINARI DEL PORDENONESE

ALTA PIANURA

- AP19 ALTA PIANURA FRIULANA CON COLONIZZAZIONI AGRARIE ANTICHE
- AP20 RIORDINI FONDIARI DELL'ALTA PIANURA
- AP21 ALTA PIANURA TRA TAGLIAMENTO E COLVERA
- AP23 ALTA PIANURA TRA LIVENZA E COLVERA

BASSA PIANURA

- AP24 BASSA PIANURA DELLE BONIFICHE A SCOLO NATURALE
- AP25 BASSA PIANURA DELLE BONIFICHE A SCOLO MECCANICO E DEI BOSCHI PLANIZIALI
- AP26 BASSA PIANURA DELLE RISORGIVE E DELLE STRUTTURE AGRICOLE TRADIZIONALI
- AP27 BASSA PIANURA DELL'URBANIZZAZIONE DIFFUSA

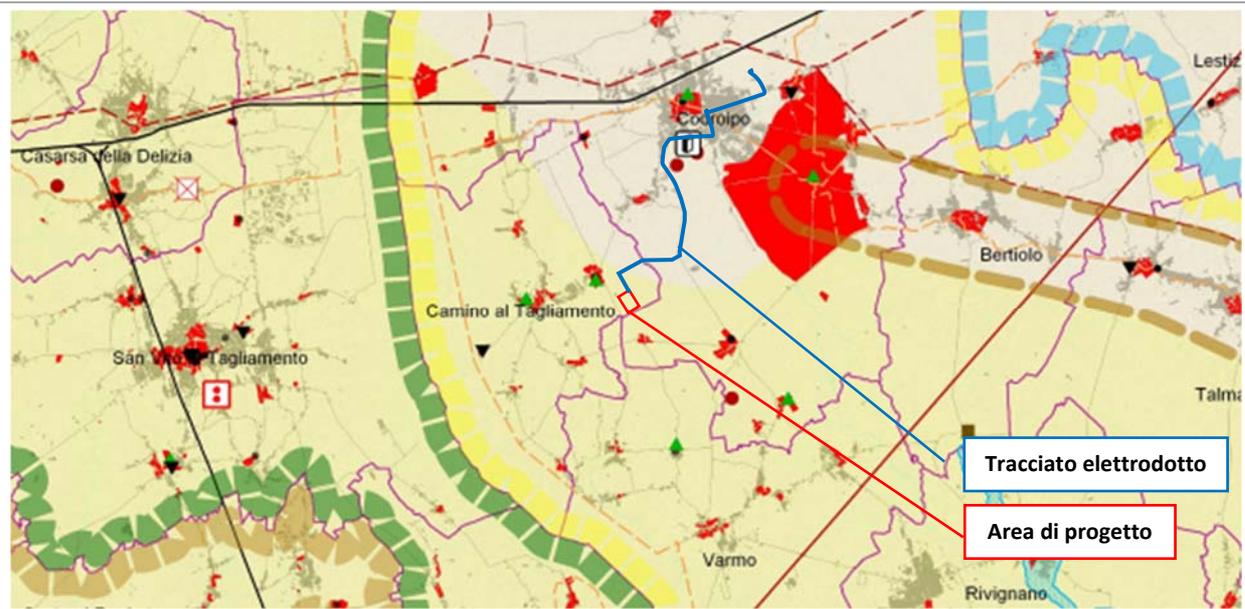
AMBITI FLUVIALI DI INTERCONNESSIONE PAESAGGISTICA

- AP22 MAGREDI E GHIAIE DEL MEDUNA, CELLINA E COLVERA
- AP32 CORRIDOIO FLUVIALE DEL TAGLIAMENTO
- AP33 CORRIDOI FLUVIALI DEL TORRE, ISONZO E NATISONE
- AP34 CORRIDOI FLUVIALI DEL MEDUNA, NONCELLO E LIVENZA

Altre informazioni

- Percorsi panoramici
- Monumenti naturali
- Limite amministrativo comunale

Figura 3.21 Estratto del Quadro Conoscitivo – Paesaggio e cultura (Fonte: P.G.T. Regione FVG)



Legenda:

Ruoli e gerarchie. Sistemi insediativi

-  Polarità storico insediative multifunzionali (Trieste, Conurbazioni udinesi e pordenonesi, Gorizia)
-  Città montana (Tolmezzo)

Aree e centri urbani a dominante storica, culturale, archeologica

-  Monumentali (Palmanova, Torviscosa)
-  Testimoniali di eventi recenti (Gemona del F., Venzone, Vajont)
-  Tematica di interesse internazionale (Aquilaia, Cividale del F., Zuglio, Palù di Livenza - Caneva Polcenigo)
-  Interesse storico ambientale riconosciuto negli strumenti di pianificazione territoriale comunale
-  Insediamenti storico ambientali di fondo valle e centri alpini
-  Sistema pedemontano
-  Ambito morenico
-  Ambito collinare
-  Relazioni insediative rurali lineari
-  Funzioni insediative lagunari e centri costieri
-  Centri urbani e acque di risorgiva
-  Nuclei dei territori di confine
-  Borghi a elevata dominanza paesaggistica

Ambiti di diffusione delle principali tipologie rurali

-  Montagna (Tarvisiano, alto Tagliamento, Carnia, val Degano, Sauris, Forni Savorgnani)
-  Pedemontana (tipi prealpini)
-  Collina e piana osovana
-  Alta pianura (tipi a corte)
-  Bassa pianura
-  Laguna (casoni)
-  Carso

Dotazioni culturali di area vasta

-  Università
-  Musei statali
-  Musei di interesse regionale
-  Biblioteche
-  Teatri

continua...

Altri siti rappresentativi e identitari

-  Territori delle Guerre Mondiali
-  Edifici museali
-  Sacrali
-  Musei all'aperto
-  Zone monumentali
-  Luoghi delle catastrofi (Eto e Casso, frana del monte Toc)
-  Modelli insediativi urbani (Cave del Predil - Comune di Tarvisio, quartiere Panzano - Comune di Monfalcone)
-  Trasformazioni agrarie e modelli insediativi rurali (bonifiche della Vittoria e del Fossalon - Grado, insediamenti dei profughi giuliani Dandolo - Comune di Maniago e Villotte - Comune di S. Quirino, Torviscosa)
-  Infrastrutture ferroviarie storiche dismesse (la "Pontebbana")

Storia e identità: ambiti culturali significativi

- A - Canal del Ferro e Valcanale
- B - Tolmezzo e vallate carniche
- C - Valcellina e montagne del Pordenonese
- D - Prealpi e piana del Tagliamento
- E - Colli del Friuli centrale
- F - Cividale e il Natisone
- G - Castelli e Tagliamento
- H - Udine e insediamenti storico-rurali
- I - Pordenone e conurbazione
- L - Livenza
- M - Isonzo e la Grande Guerra
- N - Bassa pianura
- O - Risorgive ed emergenze archeologiche
- P - Abbazia
- Q - Storia e archeologia del Carso triestino
- R - Città d'arte della Costiera

Siti diffusi di interesse storico e archeologico

-  Ville, giardini e parchi
-  Pievi e abbazie
-  Castelli, torri, edifici fortificati
-  Aree archeologiche



Figura 3.22 Estratto della Carta dei Valori – Componenti territoriali storico/culturali e paesaggistiche (Fonte: P.G.T. Regione FVG)

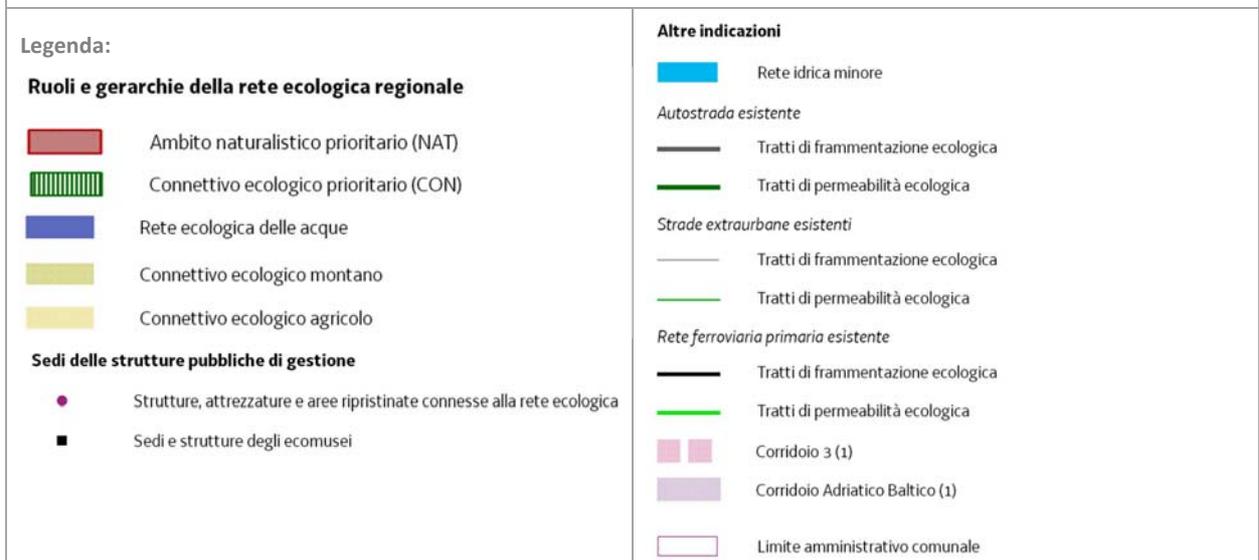
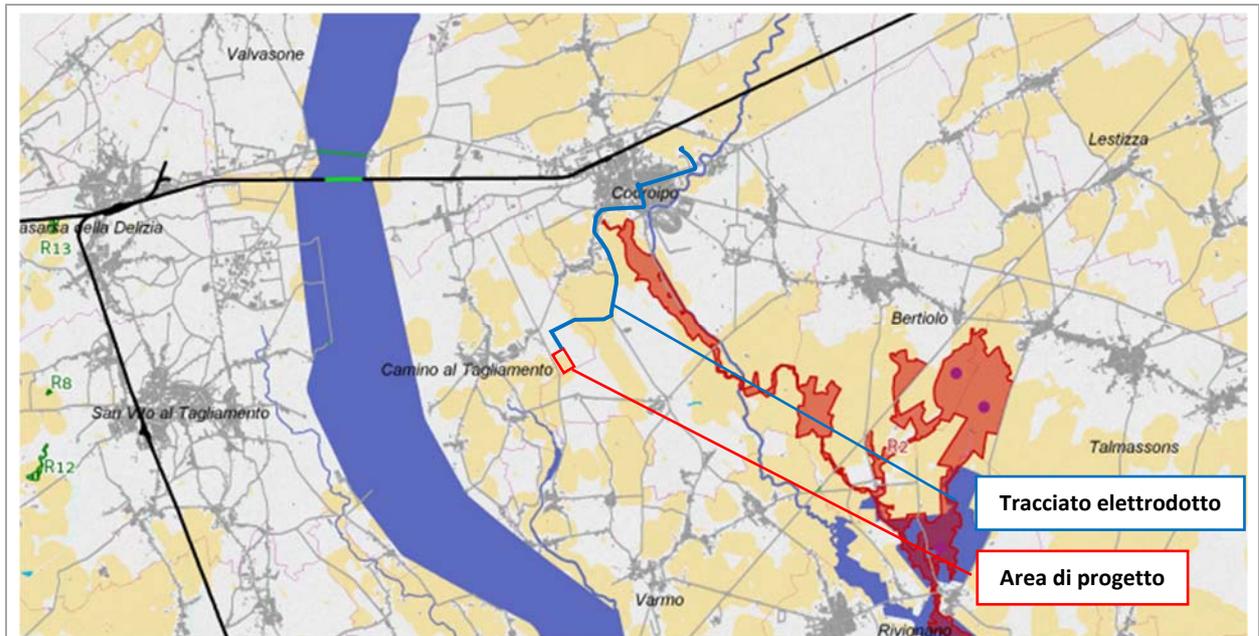


Figura 3.23 Estratto della Carta dei Valori – Componenti territoriali ecologiche (Fonte: P.G.T. Regione FVG)

3.2.4 PIANO REGOLATORE GENERALE COMUNALE DI CAMINO AL TAGLIAMENTO (P.R.G.C.)

Il Comune di Camino al Tagliamento è dotato di Piano Regolatore Generale Comunale (P.R.G.C.) adottato con Deliberazione di Consiglio Comunale n. 11 del 10/03/1995 e approvato con D.C.C. n. 45 del 11/11/1995 e successivo D.P.G.R. 041/Pres del 12/02/1996. Successivamente, sono state approvate le varianti al P.R.G.C. dalla n. 1 alla n. 48.

Dalla Tavola 3 - Zonizzazione (cfr. Figura 3.24) della variante n. 47 al P.R.G.C. di Camino al Tagliamento, l'area di interesse è classificata zona a Servizi e Attrezzature Collettive, **Sottozona S3 – Servizi privati di interesse collettivo**. Non risultano vincoli di natura paesaggistica e/o ambientale per l'area in esame.

Le Norme Tecniche di Attuazione del P.R.G.C., in merito alla sottozona S3, dispongono quanto segue:

Indici e prescrizioni

[...]

Per l'intervento relativo all'area destinata a impianti fotovoltaici, vengono prescritti i seguenti indici:

l'impianto fotovoltaico è indipendente dai limiti di cui alla legge regionale 16/2008, art. 36, e rispetta le condizioni seguenti:

- 1) *I pannelli fotovoltaici*
 - a) *rispettino un'altezza massima di metri 2,40;*
 - b) *siano posti su pali infissi o avvitati nel terreno senza opere di calcestruzzo;*
- 2) *Le cabine:*
 - a) *rispettino un rapporto di copertura massimo di m²/ m² 0,005;*
 - b) *rispettino un'altezza massima di metri 3,50;*
- 3) *la recintazione:*
 - a) *rispetti un'altezza massima di metri 2,40;*
 - b) *sia realizzata di rete o griglia;*
 - c) *abbia la base alta sul suolo almeno 10 cm;*
 - d) *disti dal corso d'acqua pubblica almeno 4 m;*
- 4) *il suolo non trasformato per opere indispensabili sia mantenuto a verde naturale;*
- 5) *le opere siano schermate verso l'esterno mediante barriere di verde arboreo ed arbustivo autoctono esterne alla recintazione;*
- 6) *i cavi siano interrati.*

Procedura

[...]

Gli interventi di realizzazione degli impianti fotovoltaici in zona di Servizi ed attrezzature collettive – Sottozona S3 sono realizzati mediante intervento diretto, di iniziativa privata, previa stipula con il Comune di una convenzione prevedente gli obblighi del realizzatore, compreso il ripristino del terreno dopo l'eventuale dismissione. Il ripristino del terreno è assicurato mediante idonea garanzia. Le previsioni per impianto fotovoltaico valgono indipendentemente dalle altre norme comunali regolanti gli interventi e da divieti di opere necessarie alla produzione e realizzazione di edifici per reti ed impianti tecnologici.

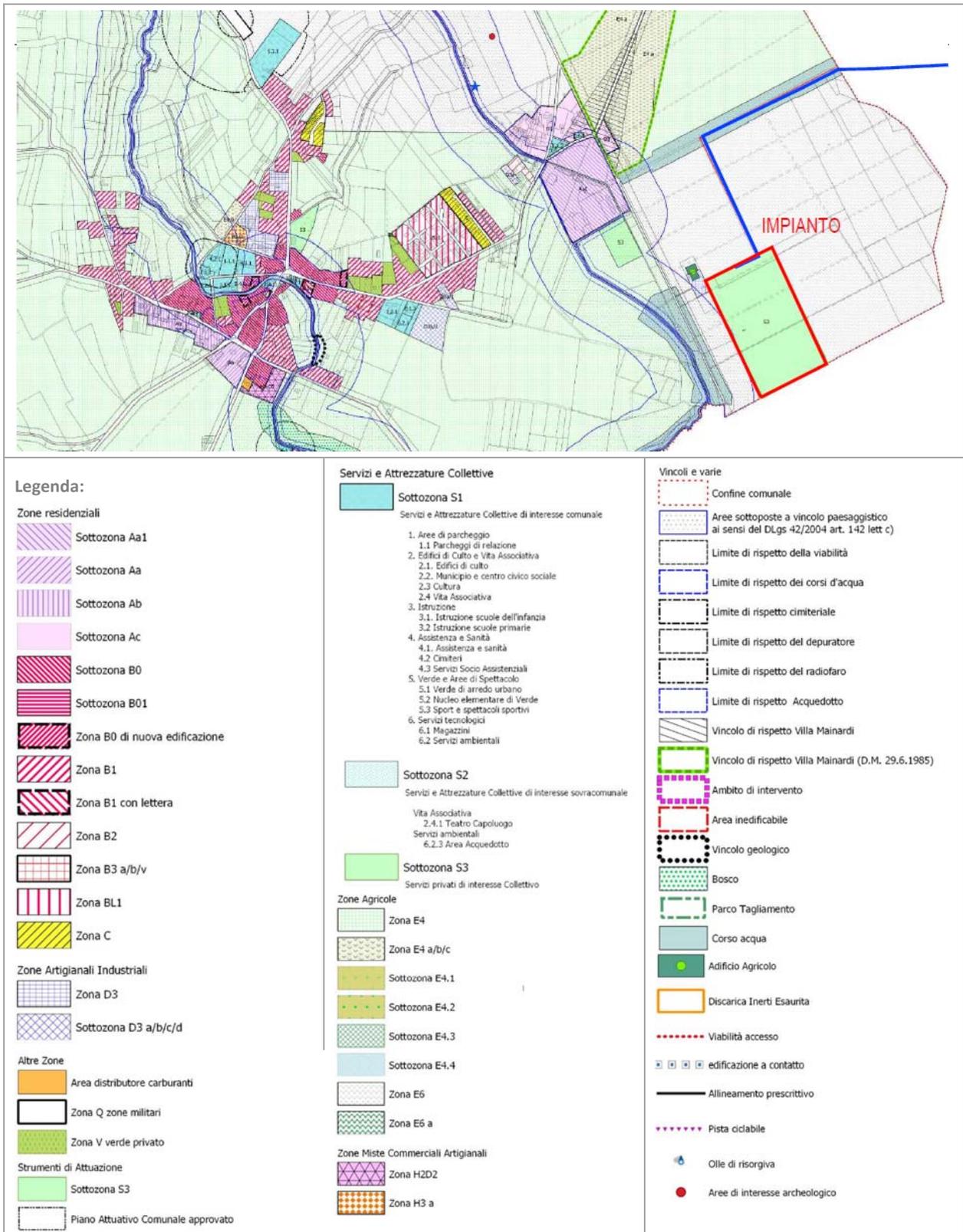


Figura 3.24 Estratto della Tavola "Zonizzazione" della variante n. 47 al P.R.G.C. di Camino al Tagliamento (area di progetto contornata in rosso, tracciato elettrodotto in blu; fonte: P.R.G.C. di Camino al Tagliamento)

Segue un estratto cartografico della zonizzazione della variante n. 81 al P.R.G.C. di Codroipo, da cui si evince che il tracciato dell'elettrodotto (interrato) interessa parzialmente alcune aree vincolate per legge (D. Lgs. 42/2004, art. 142 lett.c) per la presenza di corsi d'acqua.

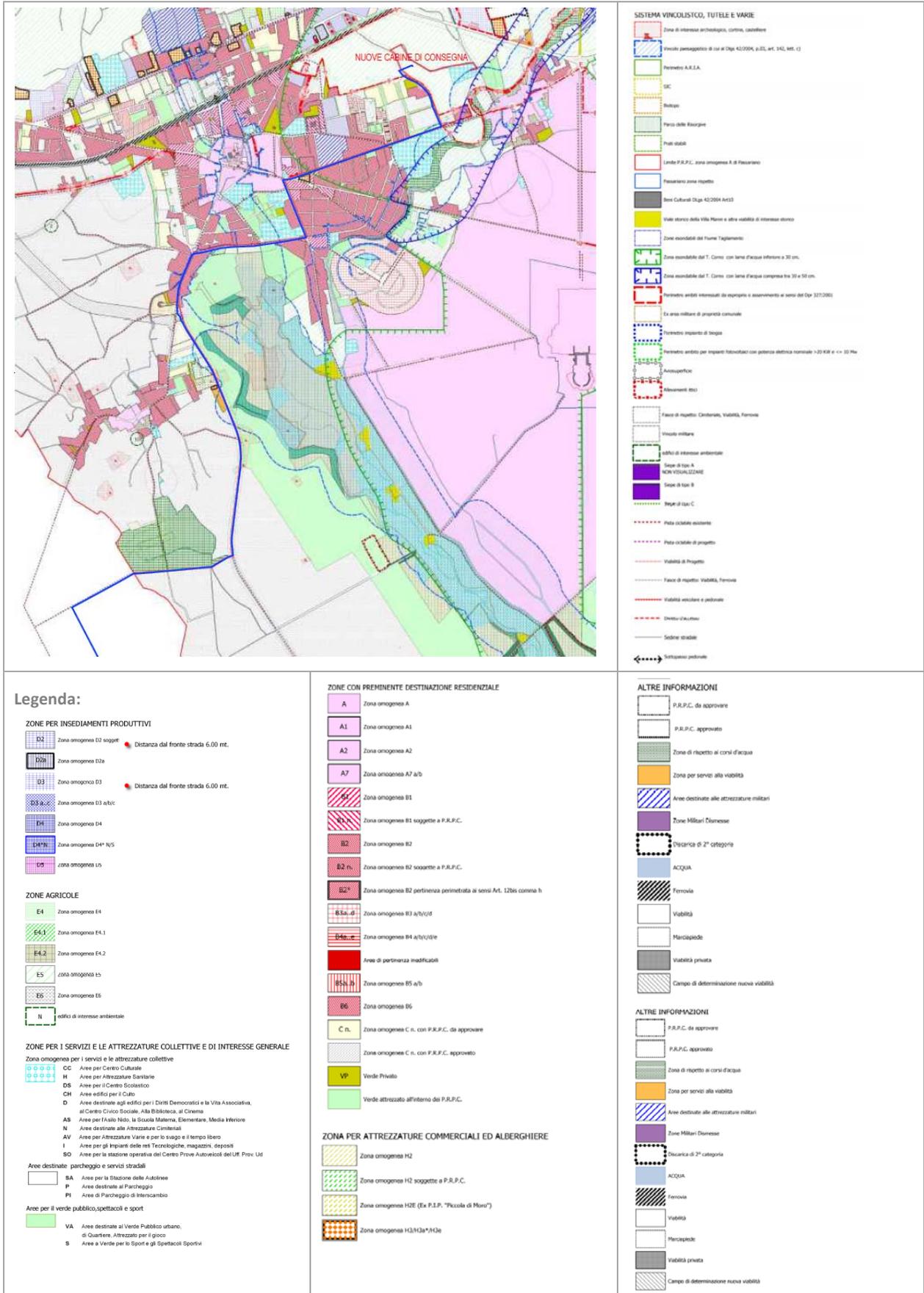


Figura 3.25 Estratto della Tavola "Zonizzazione Centro" della variante n. 81 al P.R.G.C. di Codroipo (tracciato elettrodotto in blu; fonte: P.R.G.C. di Codroipo)

3.3 ANALISI DEI PRINCIPALI STRUMENTI DI PIANIFICAZIONE AMBIENTALE

3.3.1 PIANO REGIONALE DI MIGLIORAMENTO DELLA QUALITÀ DELL'ARIA (P.R.M.Q.A.)

I piani attualmente in vigore nella Regione Friuli Venezia Giulia sono stati redatti alla luce della Legge Regionale 16/2007 che, oltre ad individuare le competenze e responsabilità tra i diversi Enti Locali, distingue la gestione della tematica qualità dell'aria nei due aspetti emergenziali e strutturali. Per questa ragione, la Regione Friuli Venezia Giulia si è dotata di un piano di miglioramento della qualità dell'aria (P.R.M.Q.A.), contenente le misure strutturali con efficacia prevista nel lungo periodo e un piano di azione regionale (P.A.R.) con misure estemporanee e di durata limitata da attivare in particolari situazioni caratterizzate da alti valori di inquinamento atmosferico (e.g. limitazione alla circolazione, divieto all'utilizzo di impianti termici obsoleti, ecc.).

Questa distinzione tra gestione emergenziale e strutturale, benché ancora prevista dalla Legge Regionale 16/2007, è stata in parte superata dal D. Lgs. 155/2010 che, all'art. 9. Prevede uno strumento amministrativo unico ed integrato per la gestione della qualità dell'aria, dando indicazioni per la realizzazione di piani di azione con misure emergenziali solo per gli inquinanti che prevedono un valore d'allarme, lasciando comunque la possibilità alle Regioni e Province Autonome di adottare volontariamente misure emergenziali anche per gli altri inquinanti.

Nel caso dei piani approvati dalla Regione Friuli Venezia Giulia, sia il Piano di miglioramento (P.R.M.Q.A.) che il piano di azione (P.A.R.) individuano al loro interno delle misure che devono essere adottate a livello comunale. In particolare, il piano di azione delega ai Comuni la predisposizione di un piano di azione comunale con misure da attivare in caso di ripetuti e consecutivi superamenti previsti dei limiti di legge per quanto riguarda sia il PM₁₀ che l'ozono. Un elemento innovativo del piano di azione regionale (P.A.R.), infatti, è quello di attivare misure emergenziali prima che le situazioni di superamento si verifichino, in modo che queste possano essere maggiormente efficaci.

Con delibera 701/2021 la Giunta regionale ha avviato il processo di valutazione ambientale strategica (VAS) del nuovo Piano regionale della qualità dell'aria.

In base al D. Lgs. 155/2010 la gestione della qualità dell'aria deve essere condotta predisponendo una zonizzazione del territorio regionale che tenga conto sia dei determinanti meteo-climatici che delle pressioni emmissive. Ognuna di queste zone deve essere poi dotata di un sistema di valutazione della qualità dell'aria tramite stazioni fisse e modellistica numerica adeguato alle diverse tipologie e livello di inquinamento atmosferico. Le zone, ogni cinque anni, devono essere sottoposte ad una classificazione, ovvero alla valutazione dei livelli di inquinamento in riferimento alle soglie di valutazione inferiore e superiore stabilite nel D. Lgs. 155/2010 e all'entità degli eventuali superamenti dei limiti di legge. Questa attività è fondamentale sia al fine di valutare nel lungo periodo l'evoluzione della qualità dell'aria sia al fine di calibrare, in un'ottica di efficacia ed efficienza, le modalità di monitoraggio e quindi di valutazione della qualità dell'aria.

Nel 2020, ARPA FVG ha aggiornato la classificazione delle zone per la valutazione della qualità dell'aria, la Regione Friuli Venezia Giulia risulta divisa nelle tre zone seguenti:

- Zona di Montagna (IT0609);
- Zona di Pianura (IT0608);
- Zona Triestina (IT0607).

L'area di progetto risulta appartenere alla zona di Pianura (cfr. Figura 3.26).

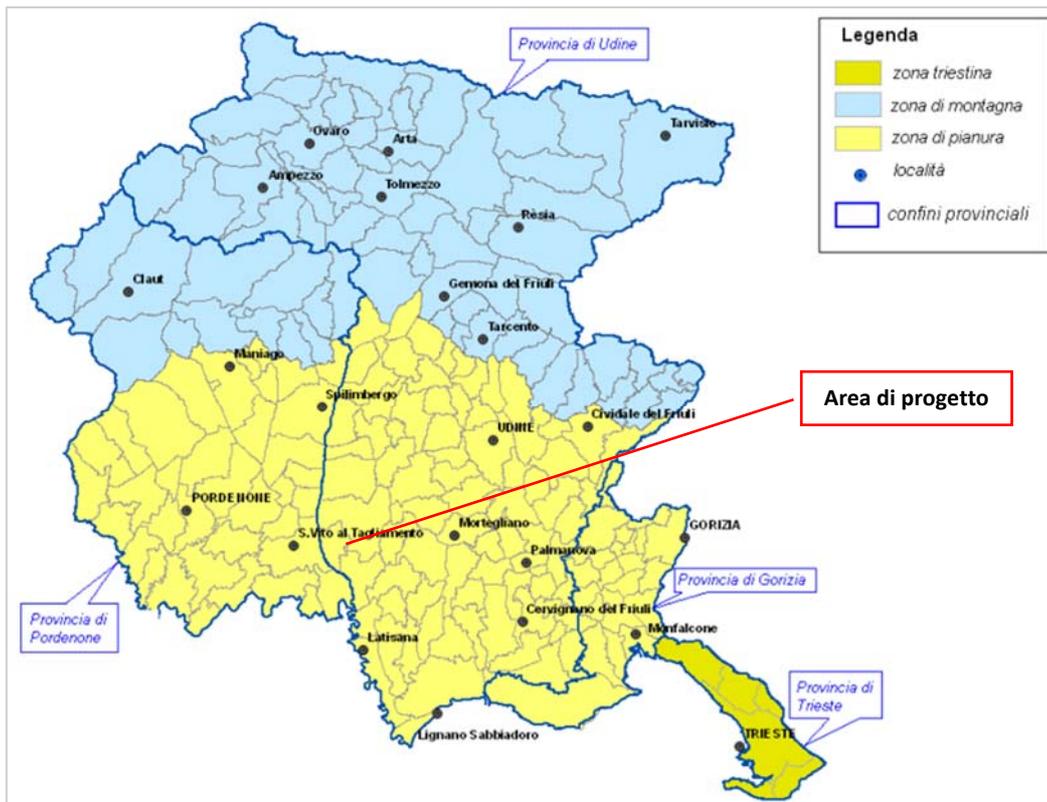


Figura 3.26 Suddivisione del territorio regionale in zone ai sensi del D.Lgs. 155/2010

3.3.2 PIANO REGIONALE DI TUTELA DELLE ACQUE (P.R.T.A.)

Il Piano Regionale di Tutela delle Acque (P.R.T.A.) è lo strumento previsto all'articolo 121 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 attraverso il quale le Regioni individuano gli interventi volti a garantire la tutela delle risorse idriche e la sostenibilità del loro sfruttamento per il conseguimento degli obiettivi fissati dalla Direttiva comunitaria 2000/60/CE.

Il P.R.T.A. ha lo scopo di descrivere lo stato di qualità delle acque nella Regione Friuli Venezia Giulia (analisi conoscitiva) e di definire le misure per il raggiungimento degli obiettivi di qualità, attraverso un approccio che integri sapientemente gli aspetti quantitativi della risorsa, come ad esempio il minimo deflusso vitale ed il risparmio idrico, con quelli più tipicamente di carattere qualitativo.

In particolare, il Piano individua i corpi idrici superficiali e sotterranei che rappresentano l'unità base a cui fare riferimento per la conformità con gli obiettivi ambientali imposti dalla Direttiva Quadro Acque. Le categorie di acque sono:

- Acque sotterranee: sorgenti montane e falde freatiche e artesiane;
- Acque superficiali: fiumi, laghi/invasi, acque lagunari, acque marino-costiere.

Per ciascuna categoria di acque è stato realizzato un piano conoscitivo finalizzato a quantificare gli impatti che insistono sui singoli corpi idrici (prelevi d'acqua, scarichi, ecc.) e a monitorare attraverso indicatori biologici, chimici, quantitativi e morfologici lo stato di salute di ciascun corpo idrico.

Sulla base delle criticità emerse nella fase conoscitiva sono state individuate le azioni necessarie per poter raggiungere gli obiettivi di qualità imposti dalla direttiva Quadro Acque. La parte propositiva del P.R.T.A. è suddivisa in due sezioni distinte:

- Gli Indirizzi di Piano, dove sono riportate misure già attuate o indirizzi che devono essere tenuti in considerazione per la realizzazione di nuovi interventi e/o opere che possono influire sulle

caratteristiche qualitative e quantitative della risorsa idrica, comprese le aree di pertinenza dei corpi idrici;

- Le Norme di Attuazione, dove per alcuni Indirizzi di piano sono state definite delle specifiche norme cogenti.

Con Delibera n. 2000/2012, dopo aver acquisito il parere del Consiglio delle Autonomie locali, la Giunta Regionale ha adottato il Progetto di Piano di Tutela delle Acque e individuato le Norme in salvaguardia, attualmente in vigore. Successivamente il Progetto di Piano è stato sottoposto al parere della IV Commissione Consigliare ed è stato approvato il 19 gennaio 2015 con decreto del Presidente n. 013, previa deliberazione della Giunta Regionale n. 2641/2014.

Con Delibera n. 2673/2017 la Giunta Regionale ha adottato il Piano Regionale di Tutela delle Acque; in seguito approvato con decreto del Presidente n. 74 in data 20 marzo 2018, previa deliberazione della Giunta Regionale n. 591/2018. Il D.P.Reg. 74/2018 è stato pubblicato sul supplemento ordinario n. 22 del 4 aprile 2018 al BUR n. 14 del 4 aprile 2018.

In base al P.R.T.A. della Regione Friuli Venezia Giulia, l'area di progetto:

- ricade in una zona vulnerabile da nitrati di origine agricola (cfr. Figura 3.27);
- ricade in un'area scolante in area sensibile, come la maggior parte del territorio della Regione Friuli Venezia Giulia (cfr. Figura 3.28).

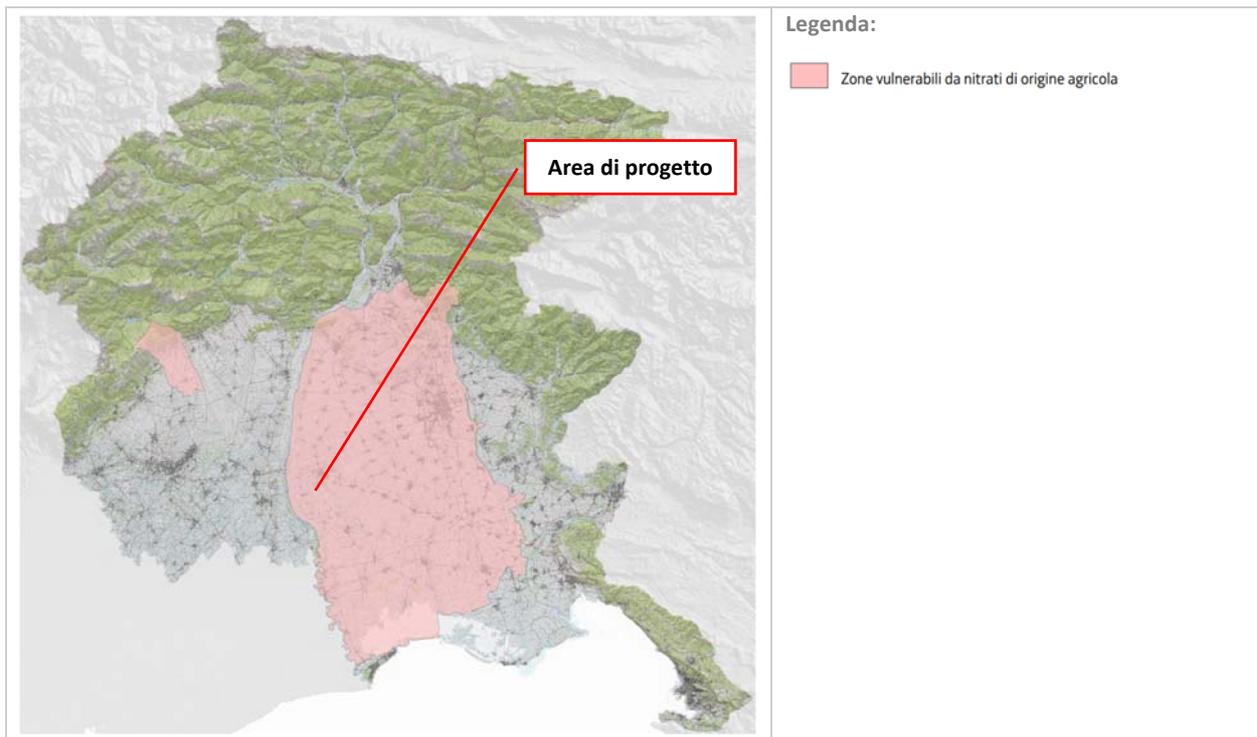


Figura 3.27 Zone vulnerabili da nitrati di origine agricola (fonte: P.R.T.A. Friuli Venezia Giulia)

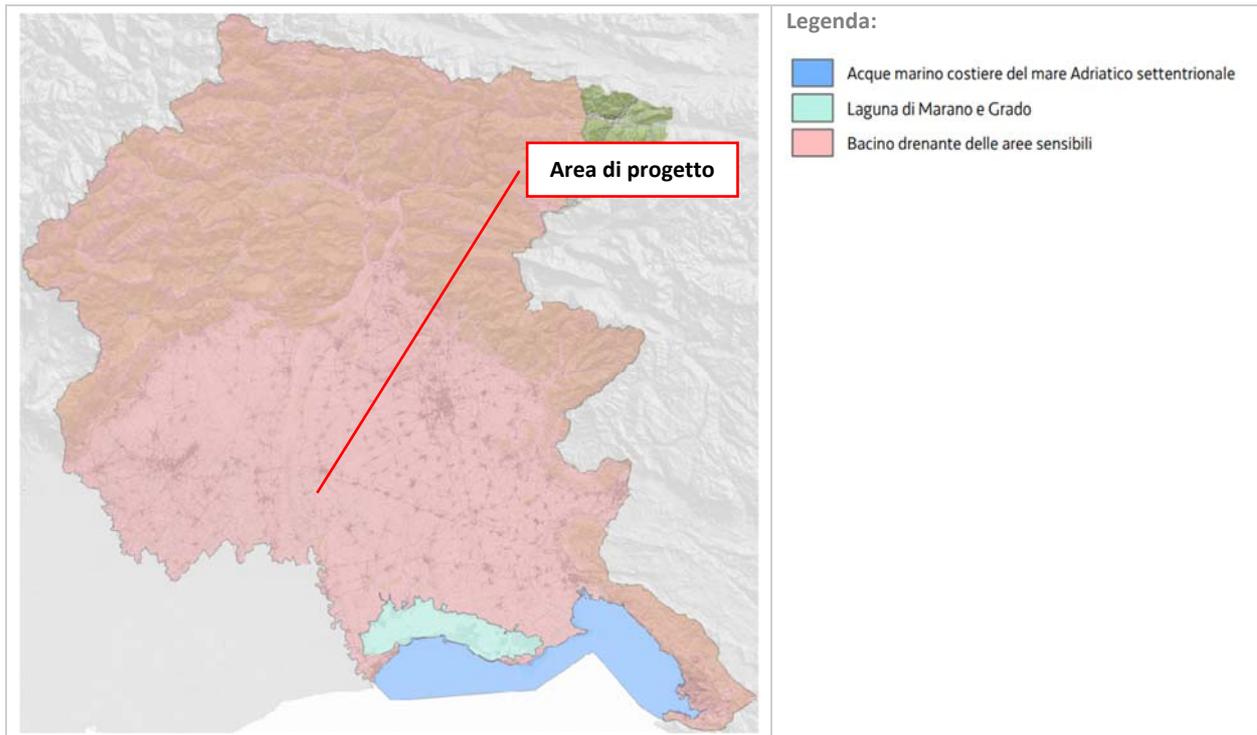


Figura 3.28 Aree sensibili (fonte: P.R.T.A. Friuli Venezia Giulia)

L'area di progetto ricade nel territorio appartenente al bacino idrografico del Fiume Tagliamento.

Il fiume Tagliamento è il più lungo fiume del Friuli Venezia Giulia e rappresenta uno dei maggiori bacini delle Alpi Orientali. Le sue sorgenti sono tradizionalmente poste a quota 1.195 m s.l.m., in prossimità del passo della Muria, nelle Alpi Carniche. Dopo un percorso complessivo di 163 km, il corso d'acqua sfocia nel Mare Adriatico a Lignano dove ha costruito un delta con forma cuspidata a bilanciere che separa la Laguna di Grado-Marano da quella di Bibione. Il bacino idrografico del Tagliamento è di rilievo nazionale e copre un'estensione di 2.675 km², di cui 2.640 km² in Regione.

Nella prima parte del suo corso, fino a Socchieve, il Tagliamento alterna tratti con caratteristiche di un tipico torrente di montagna (sezione fluviale stretta, pendenze elevate, materiale in alveo molto grossolano) ad altri caratterizzati da alveo largo ed a scarsa pendenza.

La portata idrica del fiume in questo tratto è fortemente influenzata dai prelievi idroelettrici effettuati su 13 torrenti affluenti di sinistra, le cui acque vengono dirottate verso la Diga di Sauris attraverso una condotta scavata nella roccia, detta "linea di gronda". A valle di Forni di Sotto, la portata residua scorre in una valle profonda fino allo sbarramento di Caprizi, dove viene ulteriormente derivata. La portata di rispetto rilasciata dalla presa è stabilita provvisoriamente in 570 l/s, che si aggiungono alle acque sorgenti locali che sgorgano lungo il tratto fino a Casali Avaris, ubicato a qualche km di distanza da Socchieve, prima della confluenza con il torrente Lumiei. In questa località il tagliamento esce dalla sua valle incassata e le sue acque residue si disperdono totalmente nel suo alveo ghiaioso.

A valle di Socchieve, l'alveo del Tagliamento si allarga notevolmente, diminuiscono la pendenza e la granulometria media dei depositi in alveo; il corso d'acqua, asciutto per gran parte dell'anno, assume nei periodi di morbida uno stile a canali intrecciati. Su questo tratto del fiume insistono ulteriori 5 prese da torrenti affluenti di destra e di sinistra, tra cui il torrente Vinadia.

Nei periodi di magra è possibile che il letto del Tagliamento rimanga asciutto fino alla confluenza con il torrente But.

Nel suo tratto carnico, prima della confluenza con il fiume Fella ad Amaro, il Tagliamento riceve in sinistra idrografica tre importanti affluenti: il torrente Lumiei, il torrente Degano ed il torrente But.

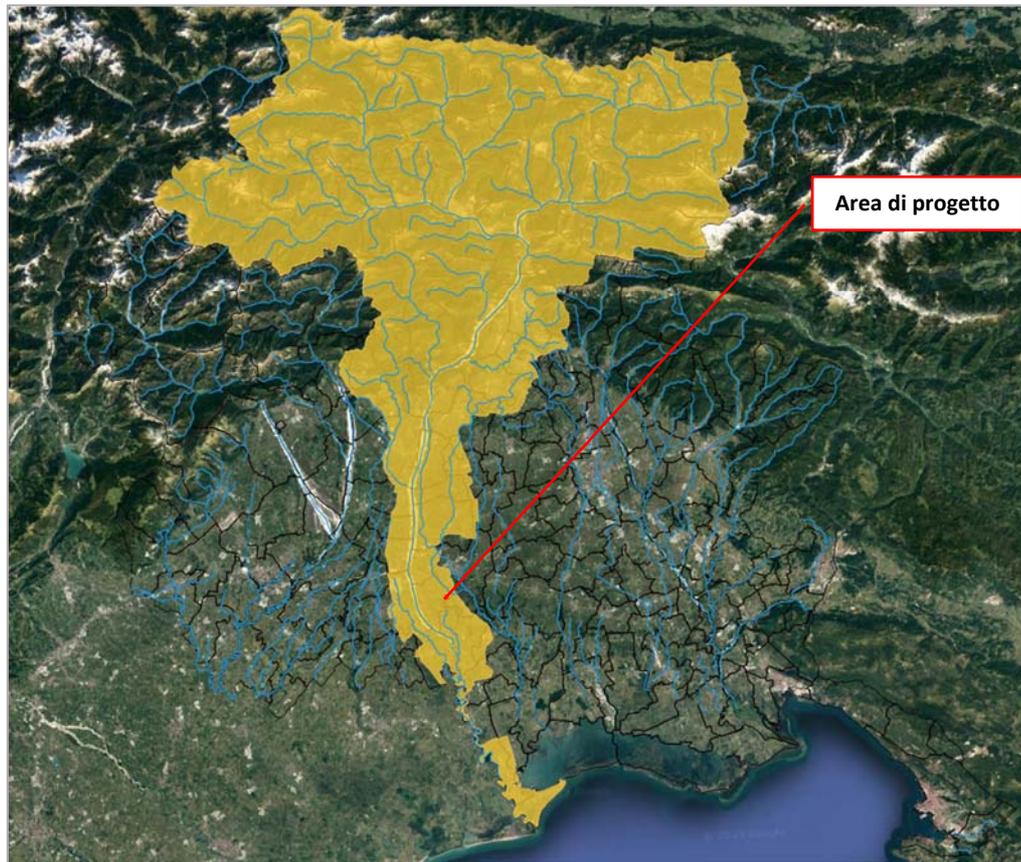


Figura 3.29 Bacino del Fiume Tagliamento (fonte: P.G.A. Distretto Idrografico delle Alpi Orientali)

3.3.3 PIANO DI ASSETTO IDROGEOLOGICO (P.A.I.)

Con Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 21 novembre 2013, pubblicato in Gazzetta Ufficiale n. 97 del 28 aprile 2014, è stato approvato il Piano stralcio per l'Assetto Idrogeologico dei bacini dei fiumi Isonzo, Tagliamento, Piave, Brenta-Bacchiglione.

L'adeguamento al PAI consiste nel recepimento sia nelle cartografie, sia nelle norme di attuazione dei PRGC, delle perimetrazioni delle aree caratterizzate dalle diverse pericolosità (idraulica, geologica e da valanga) e delle norme che disciplinano l'utilizzo delle stesse, apportando, ove necessario, modifiche agli strumenti urbanistici vigenti, anche attraverso la procedura semplificata prevista per le varianti di livello comunale ai sensi del capo II della legge regionale 25 settembre 2015, n. 21, qualora sussistano le condizioni normativamente stabilite.

In attesa della verifica e dell'adeguamento degli strumenti urbanistici alle vigenti prescrizioni di PAI, gli Enti locali interessati dal Piano sono tenuti comunque a rispettare, nel settore urbanistico, le sovraordinate prescrizioni a prescindere dall'effettivo adeguamento dei propri strumenti di pianificazione agli effetti del D.Lgs. 152/2006.

Dall'analisi della Carta della pericolosità idraulica del P.A.I., l'area in esame non risulta soggetta a pericolosità idraulica; una parte del tracciato di elettrodotto attraversa un'area classificata a pericolosità idraulica moderata P1 (cfr. Figura 3.30).

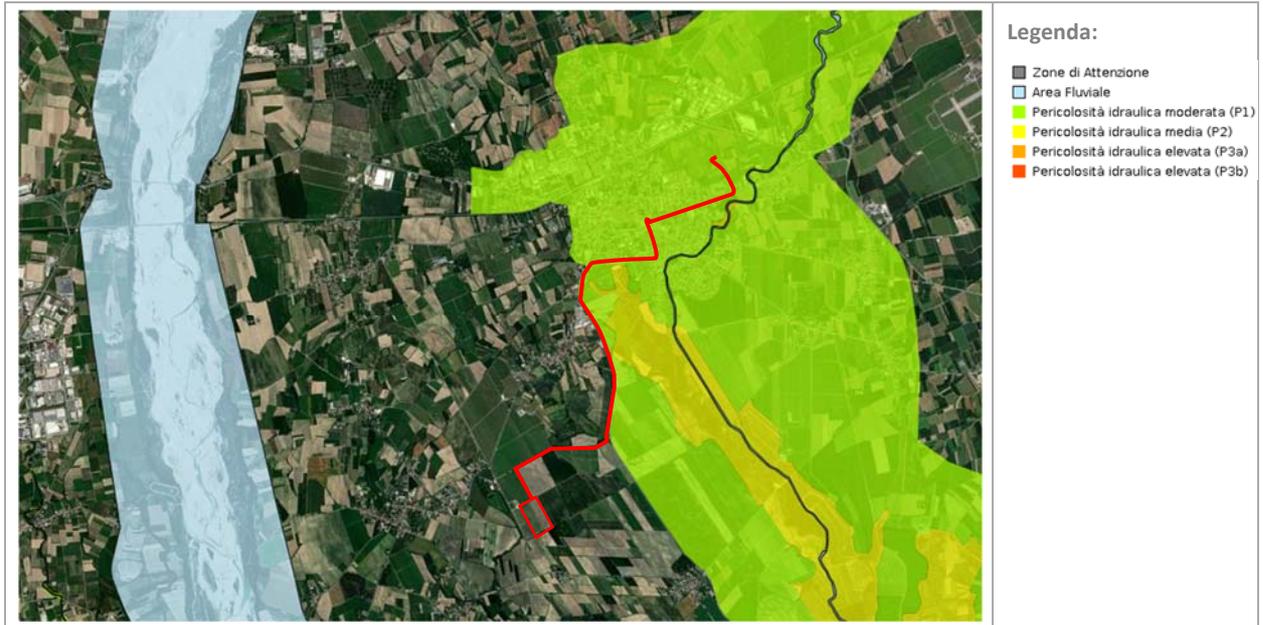


Figura 3.30 Estratto cartografico della pericolosità idraulica per l'area in esame (area di progetto in rosso; fonte: SIT Distretto Alpi Orientali)

3.3.4 PIANO DI GESTIONE DEL RISCHIO ALLUVIONI (P.G.R.A.)

Il Piano di Gestione del Rischio Alluvioni (P.G.R.A.) è lo strumento operativo previsto dalla normativa nazionale, per individuare e programmare le azioni necessarie a ridurre le conseguenze negative delle alluvioni per la salute umana, il territorio, i beni, l'ambiente, il patrimonio culturale e le attività economiche e sociali ai sensi del D.Lgs. n. 49 del 2010, in attuazione della Direttiva Europea 2007/60/CE. Il P.G.R.A. viene predisposto a livello di distretto idrografico e aggiornato ogni 6 anni.

Il Piano è caratterizzato da scenari di allagabilità e di rischio idraulico su tre differenti tempi di ritorno (30, 100, 300 anni).

Per quanto riguarda il Distretto delle Alpi Orientali, a cui appartiene il territorio interessato dal progetto in esame, è stato approvato il Piano di Gestione del Rischio Alluvioni in data 3 marzo 2016 con delibera del Comitato Istituzionale n. 1. Attualmente è in vigore il secondo aggiornamento del P.G.R.A. per il periodo 2021-2027.

L'area di progetto non ricade all'interno di zone soggette a rischio idraulico e allagabili in base al vigente P.G.R.A. (2021-2027), ad eccezione di un tratto (interrato) di elettrodotto (cfr. Figura 3.31).

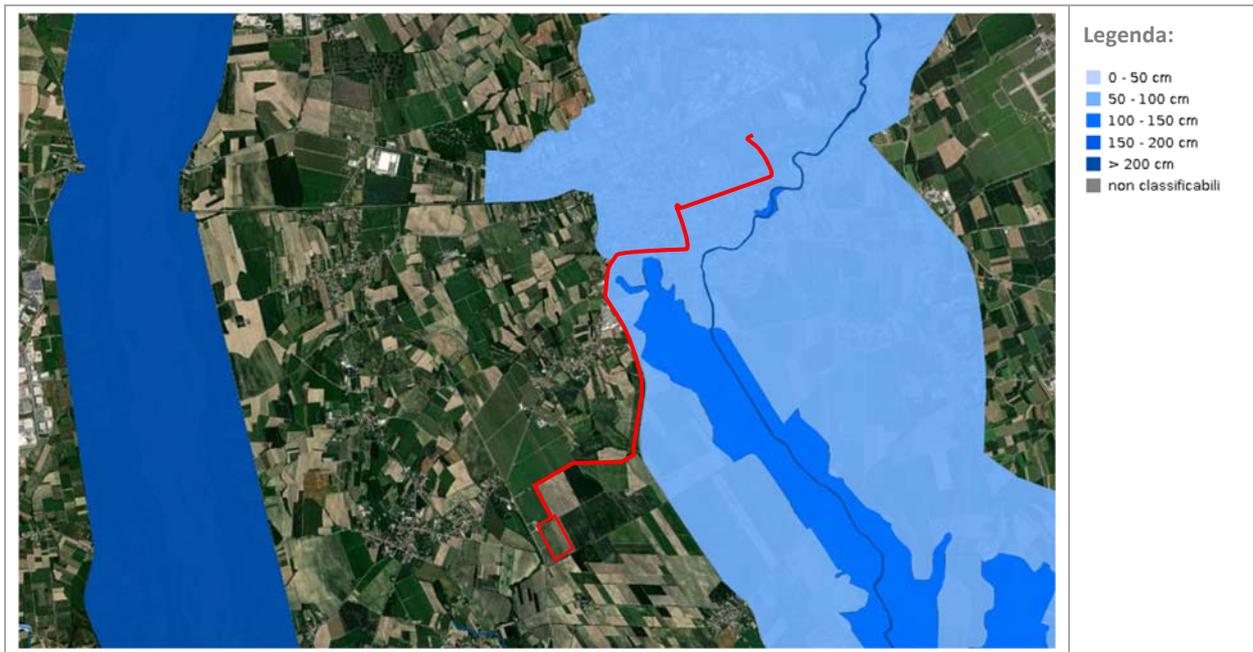


Figura 3.31 Estratto cartografico del rischio idraulico per l'area in esame (area di progetto in rosso; fonte: SIT Distretto Alpi Orientali)

3.3.5 PIANO DI GESTIONE DELLE ACQUE

La Direttiva Quadro Acque (Direttiva 2000/60/CE) ha istituito un quadro per la protezione delle acque ed ha introdotto un approccio innovativo nella legislazione europea in materia di acque, tanto dal punto di vista ambientale, quanto amministrativo-gestionale.

La direttiva persegue obiettivi ambiziosi:

- impedire un ulteriore deterioramento delle acque, proteggere e migliorare lo stato degli ecosistemi acquatici e degli ecosistemi terrestri e delle zone umide direttamente dipendenti dagli ecosistemi acquatici sotto il profilo del fabbisogno idrico;
- agevolare un utilizzo idrico sostenibile fondato sulla protezione a lungo termine delle risorse idriche disponibili;
- mirare alla protezione rafforzata e al miglioramento dell'ambiente acquatico, anche attraverso misure specifiche per la graduale riduzione degli scarichi, delle emissioni e delle perdite di sostanze prioritarie e l'arresto o la graduale eliminazione degli scarichi, delle emissioni e delle perdite di sostanze pericolose prioritarie;
- assicurare la graduale riduzione dell'inquinamento delle acque sotterranee e impedirne l'aumento;
- contribuire a mitigare gli effetti delle inondazioni e della siccità

La Direttiva stabilisce che la principale unità per la gestione dei bacini idrografici è il distretto idrografico.

In ciascun distretto idrografico devono essere effettuati:

- un'analisi delle caratteristiche del distretto
- un esame dell'impatto provocato dalle attività umane sullo stato delle acque superficiali e sotterranee
- un'analisi economica dell'utilizzo idrico.

Relativamente ad ogni distretto, deve essere predisposto un programma di misure che tenga conto delle analisi effettuate e degli obiettivi ambientali fissati dalla Direttiva, con lo scopo ultimo di raggiungere uno "stato buono" di tutte le acque entro il 2015 (salvo casi particolari espressamente previsti dalla Direttiva).

I programmi di misure sono indicati nel Piano di Gestione che rappresenta pertanto lo strumento operativo di programmazione, di attuazione e monitoraggio delle misure per la protezione, il risanamento e il miglioramento dei corpi idrici superficiali e sotterranei.

3.3.6 PIANO FAUNISTICO REGIONALE (P.F.R.)

Il Piano Faunistico Regionale (P.F.R.) è lo strumento individuato dalla normativa regionale (art. 8, legge regionale n. 06/2008) quale atto di programmazione generale per realizzare gli obiettivi di tutela, conservazione, riproduzione e miglioramento della fauna selvatica e della biodiversità, nonché quelli di gestione del patrimonio faunistico e del prelievo venatorio nel rispetto del principio della pari dignità di ogni forma di esercizio venatorio e nel rispetto delle culture, della storia, degli usi, delle tradizioni e dei costumi del Friuli Venezia Giulia.

Per ciascuna specie o gruppo di specie trattati, sono individuati interventi e misure gestionali volti al miglioramento dello stato faunistico e ambientale complessivo.

Per quanto riguarda le specie ritenute di maggiore interesse sotto il profilo venatorio, il Piano definisce gli obiettivi numerici da raggiungere. Tali obiettivi e il conseguente prelievo venatorio potenzialmente sostenibile sono alla base della determinazione del numero di cacciatori per unità di superficie agro-silvo-pastorale.

Per le specie di fauna in difficoltà il P.F.R. definisce programmi specifici di conservazione, tesi a ripristinare uno status favorevole o quantomeno a non peggiorare l'attuale situazione.

Il P.F.R. è sottoposto a verifica almeno ogni cinque anni, ma può essere aggiornato e modificato in ogni tempo a seguito di controlli di legge o ad altra verifica tecnico-scientifica prevista dalla disciplina comunitaria, nazionale o regionale.

In data 10 luglio 2015 è stato approvato il Piano Faunistico Regionale (P.F.R.) con Decreto del Presidente della Regione 0140/Pres.

Dall'analisi della cartografia allegata al Piano (cfr. Figura 3.32), l'area di progetto risulta ricadere all'interno del Distretto Venatorio D08 – Alta Pianura Udinese e non rientra in zone di ripopolamento e cattura o altri istituti di gestione faunistico-venatoria; ad eccezione del tratto di elettrodotto nei pressi del centro urbano di Codroipo.

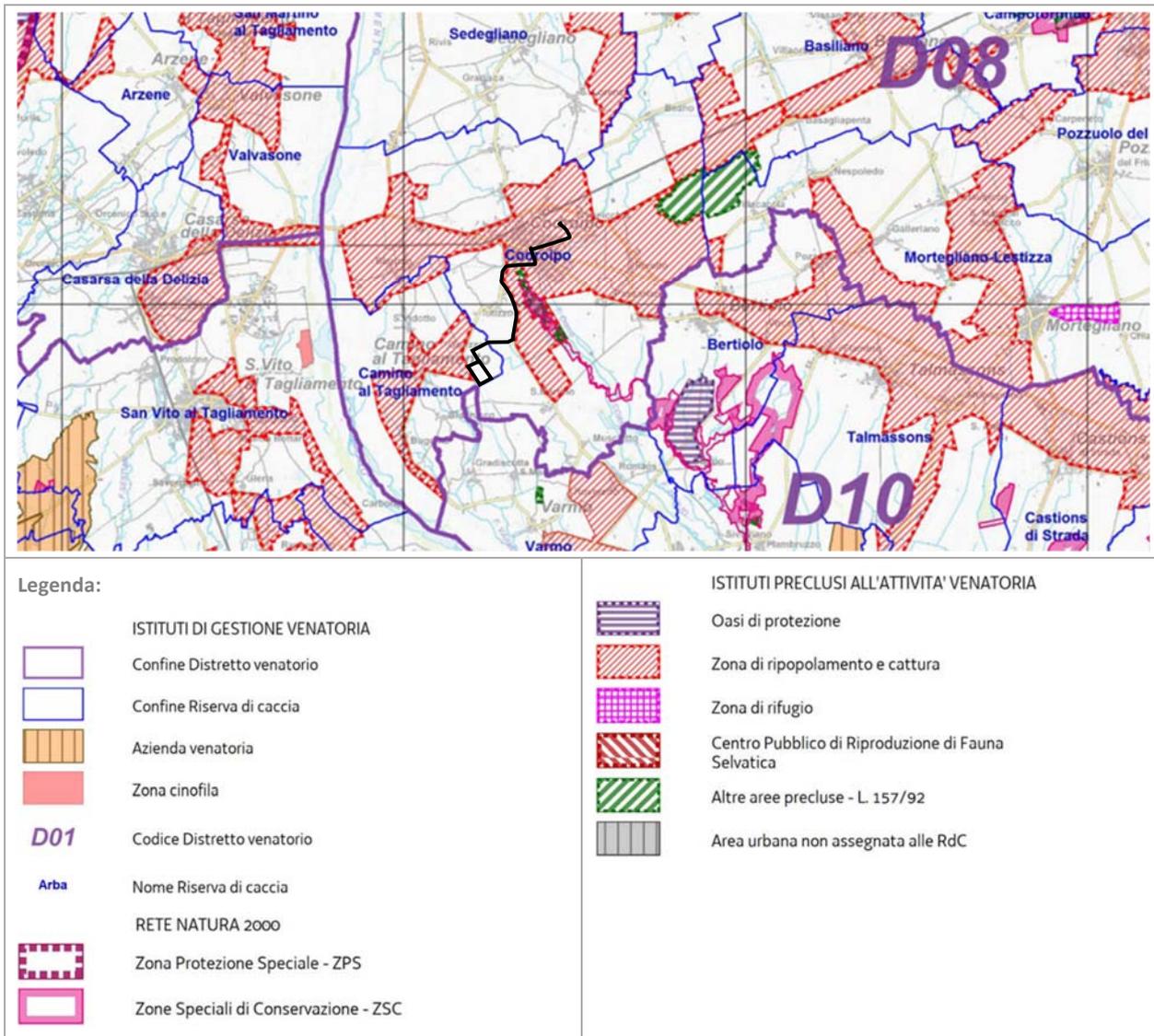


Figura 3.32 Estratto cartografico degli istituti di gestione faunistico-venatoria (area di progetto in nero fonte: P.F.V. regione FVG)

3.4 VERIFICA DEL RISPETTO DEL QUADRO VINCOLISTICO PER LA LOCALIZZAZIONE DEGLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI CON MODULI A TERRA

A livello nazionale, il D. Lgs. 8 novembre 2021, n. 199 recante “Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili” e s.m.i. ha stabilito quanto segue all'art. Art. 20 (Disciplina per l'individuazione di superfici e aree idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili):

[...]

3. Ai sensi dell'articolo 5, comma 1, lettere a) e b), della legge 22 aprile 2021, n. 53, nella definizione della disciplina inerente le aree idonee, i decreti di cui al comma 1, tengono conto delle esigenze di tutela del patrimonio culturale e del paesaggio, delle aree agricole e forestali, della qualità dell'aria e dei corpi idrici, **privilegiando** l'utilizzo di superfici di strutture edificate, quali capannoni industriali e parcheggi, nonché di aree a destinazione industriale, artigianale, **per servizi e logistica**, e verificando l'idoneità di aree non utilizzabili per altri scopi, ivi incluse le superfici agricole non utilizzabili, compatibilmente con le caratteristiche e le disponibilità delle risorse rinnovabili, delle infrastrutture di rete e della domanda

elettrica, nonché tenendo in considerazione la dislocazione della domanda, gli eventuali vincoli di rete e il potenziale di sviluppo della rete stessa.

[...]

8. Nelle more dell'individuazione delle aree idonee sulla base dei criteri e delle modalità stabiliti dai decreti di cui al comma 1, sono considerate aree idonee, ai fini di cui al comma 1 del presente articolo:

a) i siti ove sono già installati impianti della stessa fonte e in cui vengono realizzati interventi di modifica non sostanziale ai sensi dell'articolo 5, commi 3 e seguenti, del decreto legislativo 3 marzo 2011 n. 28, nonché, per i soli impianti solari fotovoltaici, i siti in cui, alla data di entrata in vigore della presente disposizione, sono presenti impianti fotovoltaici sui quali, senza variazione dell'area occupata o comunque con variazioni dell'area occupata nei limiti di cui alla lettera c-ter), numero 1), sono eseguiti interventi di modifica sostanziale per rifacimento, potenziamento o integrale ricostruzione, anche con l'aggiunta di sistemi di accumulo di capacità non superiore a 3 MWh per ogni MW di potenza dell'impianto fotovoltaico;

b) le aree dei siti oggetto di bonifica individuate ai sensi del Titolo V, Parte quarta, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152;

c) le cave e miniere cessate, non recuperate o abbandonate o in condizioni di degrado ambientale, o le porzioni di cave e miniere non suscettibili di ulteriore sfruttamento.

c-bis) i siti e gli impianti nelle disponibilità delle società del gruppo Ferrovie dello Stato italiane e dei gestori di infrastrutture ferroviarie nonché delle società concessionarie autostradali.

c-bis.1) i siti e gli impianti nella disponibilità delle società di gestione aeroportuale all'interno del perimetro di pertinenza degli aeroporti delle isole minori, [...].

c-ter) esclusivamente per gli impianti fotovoltaici, anche con moduli a terra, **in assenza di vincoli ai sensi della parte seconda del codice dei beni culturali e del paesaggio, di cui al decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42:**

1) **le aree classificate agricole, racchiuse in un perimetro i cui punti distino non più di 500 metri da zone a destinazione industriale, artigianale e commerciale, compresi i siti di interesse nazionale, nonché le cave e le miniere;**

2) le aree interne agli impianti industriali e agli stabilimenti, questi ultimi come definiti dall'articolo 268, comma 1, lettera h), del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, nonché le aree classificate agricole racchiuse in un perimetro i cui punti distino non più di 500 metri dal medesimo impianto o stabilimento;

3) le aree adiacenti alla rete autostradale entro una distanza non superiore a 300 metri.

In base alle disposizioni statali ad oggi vigenti, il terreno in questione risulta idoneo essendo urbanisticamente classificato come "Sottozona S3 – Servizi privati di interesse collettivo". Inoltre, esso non presenta vincoli ai sensi della parte seconda del Codice dei beni culturali e del paesaggio, di cui al decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42, e risulta interamente ricompreso all'interno del perimetro di 500 m da una zona a destinazione artigianale-industriale (zona D3) (cfr. Figura 3.33).

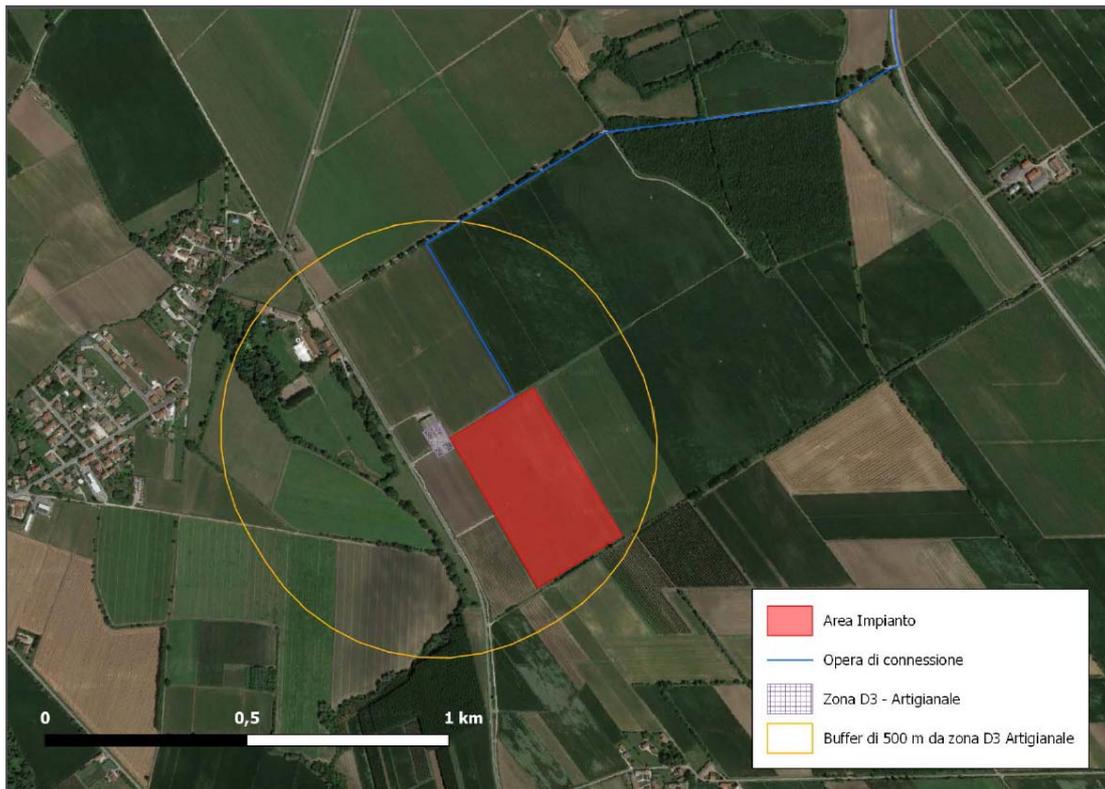


Figura 3.33 Buffer di 500 m dalla zona artigianale-industriale (Zona D3)

3.5 SINTESI DELLE INDICAZIONI DERIVANTI DAGLI STRUMENTI DI PIANIFICAZIONE TERRITORIALE E AMBIENTALE

Dall'analisi degli strumenti di pianificazione territoriale e ambientale in vigore non emergono incompatibilità dell'intervento proposto con le disposizioni in materia di tutela dell'ambiente e del paesaggio. Si evidenzia in particolare che:

- in base al Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (P.P.T.R.) il sito di progetto rientra nell'ambito di paesaggio n. 10 "Bassa pianura friulana e isontina";
- l'area del futuro impianto non ricade in nessuna delle aree sottoposte a tutela dal P.P.R.;
- in base al P.G.T. il sito di interesse risulta appartenere ad un'area ad uso agricolo intensivo e al connettivo ecologico agricolo individuato dalla Rete Ecologica Regionale; l'area oggetto di intervento non ricade all'interno di aree sottoposte a tutela paesaggistica;
- dal punto di vista urbanistico, in base al vigente P.R.G. del Comune di Camino al Tagliamento, il lotto interessato dall'intervento ricade in area per Servizi e Attrezzature Collettive, Sottozona S3 – Servizi privati di interesse collettivo;
- per quanto riguarda le fragilità ambientali individuate dal P.A.I. e dal P.G.R.A. dell'Autorità di Bacino del fiume Tagliamento, l'area di progetto non è contraddistinta da pericolosità idraulica e/o geomorfologica;
- per quanto riguarda le opere di connessione, il percorso dell'elettrodotto in MT tra il campo fotovoltaico e le cabine di consegna si sviluppa per una lunghezza complessiva pari a circa 7,4 km e interessa, in alcuni tratti, delle fasce di tutela paesaggistica dei corsi d'acqua; esso è stato studiato al fine di minimizzare l'impatto sul territorio locale, adeguandone il percorso a quello delle sedi stradali pre-esistenti ed evitando ove possibile gli attraversamenti di terreni agricoli.



Sede legale e operativa:
Via San Crispino, 46
35129 Padova
Tel (+39) 049.98.15.202 Fax (+39) 049.64.55.574
info@apulus.eco; www.apulus.eco

- infine, in base alle disposizioni statali oggi vigenti (D. Lgs. 8 novembre 2021, n. 199), il sito prescelto per la localizzazione dell'impianto rientra tra le aree indicate come idonee all'installazione di impianti fotovoltaici con moduli ubicati a terra.

4. DESCRIZIONE DELLO STATO DI FATTO E DEL PROGETTO

4.1 STATO ATTUALE DEI LUOGHI

Il sito entro il quale si intende realizzare il progetto di un impianto fotovoltaico a terra è ubicato nel territorio comunale di Camino al Tagliamento, in provincia di Udine, a ridosso del confine comunale con Codroipo (UD); dista poco meno di 1 km dal centro abitato di Camino al Tagliamento, posto a Ovest, ed a circa 500 m dall'agglomerato di San Pietro che si sviluppa a Sud. A circa 3,5 km in direzione Nord-Est si trova inoltre il centro abitato di Codroipo (UD).

L'area di progetto si colloca poco a Est della S.P. 93 che collega Camino al Tagliamento a Codroipo. La quota media è di circa 34 m sul l.m.m..

L'area di intervento si presenta praticamente pianeggiante e visivamente non si apprezzano sensibili differenze di quota. L'area limitrofa a quella d'interesse si presenta poco urbanizzata e parcellizzata dall'attività agricola.

Allo stato attuale l'area oggetto di intervento si presenta completamente ineditata, priva di vegetazione d'alto fusto e utilizzata per la coltivazione biologica di frumento e girasole.

Come menzionato al § 3.2.3, a circa 500 m a Nord-Ovest è presente la "Villa Colloredo Mels, Mainardi", edificio di interesse storico e architettonico sottoposto a vincolo; inoltre il sito confina a Ovest con la fascia di rispetto di un corso d'acqua soggetto a vincolo paesaggistico.



Figura 4.1 Vista dell'area di progetto nei pressi dell'abitato di San Pietro



Figura 4.2 Vista dell'area di intervento lungo la S.P. 93 in direzione nord



Figura 4.3 Vista dell'area di progetto dalla strada sterrata adiacente alla S.P. 93



Figura 4.4 Vista dell'area di progetto dalla S.P. 93 dal lato Ovest



Figura 4.5 Vista dell'area di progetto lungo la S.P. 93, in corrispondenza dell'accesso alla zona artigianale; in direzione sud



Figura 4.6 Vista dell'area di progetto in prossimità della S.P. 93 verso Sud



Figura 4.7 Vista della "Villa Colloredo Mels, Mainardi" situata a Nord-Ovest a ca. 600 m dal sito di progetto



Figura 4.8 Vista dell'area di progetto dalla strada sterrata posta a nord-est

4.2 DESCRIZIONE DEL PROGETTO

Il progetto in esame prevede la realizzazione di un impianto di generazione di energia elettrica da fonte fotovoltaica denominato “Ello18 Solar 1”, da ubicarsi nel Comune di Camino Al Tagliamento (provincia di Udine), di potenza nominale complessiva pari a 9.820,80 kWp e di potenza di immissione in rete pari a 8.172,00 kW.

L'area del futuro impianto è catastalmente censita al Foglio 63, Particelle 62, 69, 114, 115 del Comune di Camino Al Tagliamento (UD).

I moduli fotovoltaici, realizzati in silicio mono-cristallino ad elevata efficienza, saranno collegati elettricamente in serie a formare stringhe da 24 moduli e posizionati su strutture ad inseguimento solare mono-assiale, in configurazione a doppia fila (configurazione 2-P). I moduli saranno opportunamente innalzati dal livello del terreno e le strutture di sostegno distanziate (pitch pari a 8,25m).

L'utilizzo di tracker consente la rotazione dei moduli FV attorno ad un unico asse orizzontale avente orientazione Nord-Sud, al fine di massimizzare la radiazione solare captata dai moduli stessi e conseguentemente la produzione energetica del generatore FV.

Per l'impianto FV in oggetto si prevede l'utilizzo di inverter centralizzati, posizionati direttamente in campo, a ciascuno dei quali saranno collegate fino ad un massimo di 14 cassette di stringa (o “string box”). A sua volta, ogni cassetta di stringa può ricevere in input un massimo di 12 stringhe di moduli fotovoltaici. All'interno dei confini dell'impianto FV è prevista l'installazione di quattro cabine di trasformazione realizzate tramite soluzione containerizzata, contenenti fondamentalmente gli inverter centralizzati (due per ogni cabina), i trasformatori MT/BT e i quadri elettrici MT e BT.

L'energia generata dall'impianto fotovoltaico, composto da due impianti di generazione distinti dal punto di vista elettrico (configurazione “lotto d'impianti” connessi in media tensione), viene raccolta tramite una rete di elettrodotti interrati in Media Tensione eserciti a 20 kV che confluiscono presso le due cabine di

consegna situate nel comune di Codroipo al Foglio 35 p.lla 82, in posizione accessibile dalla viabilità pubblica, presso le quali è ubicato il punto di consegna dell'energia generata alla rete di distribuzione.

Il percorso dell'elettrodotto di connessione in MT tra il campo fotovoltaico e le cabine di consegna si sviluppa per una lunghezza complessiva pari a circa 7,4 km ed è stato studiato al fine di minimizzare l'impatto sul territorio locale, adeguandone il percorso a quello delle sedi stradali pre-esistenti ed evitando, ove possibile, gli attraversamenti di terreni agricoli. Per ulteriori dettagli in merito al percorso del suddetto elettrodotto e alla gestione delle interferenze si rimanda agli elaborati dedicati.

Invece, un elettrodotto interrato di rete E-Distribuzione in Media Tensione a 20 kV di lunghezza pari a circa 580 m trasporterà quindi l'energia generata presso la cabina primaria nel comune di Codroipo (UD). La progettazione dell'impianto è stata eseguita tenendo in considerazione gli aspetti ambientali e paesaggistici nonché lo stato dell'arte dal punto di vista tecnico.

Per l'elaborazione del presente progetto sono stati considerati i seguenti criteri di carattere generale:

- Ubicazione dell'impianto in terreni non gravati da vincoli che li rendano incompatibili con la realizzazione del presente progetto secondo le normative vigenti;
- Ubicazione dell'impianto in terreni caratterizzati da conformazione idonea per l'installazione di un impianto di generazione FV e che non richieda alcun intervento di livellamento del suolo e movimentazione di terreno;
- Minimizzazione dell'impatto visivo dell'impianto stesso mediante la previsione di idonee opere di mitigazione ambientale e di aree verdi in compensazione;
- Utilizzo di tecnologie innovative, in termini di selezione dei principali componenti (moduli FV bifacciali, inverter, tracker e strutture di sostegno) e di opportuni accorgimenti progettuali al fine di massimizzare la producibilità energetica;
- Utilizzo di strutture di sostegno dei moduli FV che non richiedano la realizzazione di invasive fondazioni in cemento e che siano, di conseguenza, agevolmente removibili in fase di dismissione dell'impianto FV;
- Utilizzo di cabine elettriche realizzate esclusivamente in soluzioni skid o containerizzate al fine di minimizzare le opere civili e di agevolarne la rimozione a fine vita dell'impianto.

Per i dettagli riguardanti l'impianto fotovoltaico si rimanda alla descrizione contenuta nella "*Relazione tecnica generale*".

4.2.1 DATI GENERALI DI PROGETTO

In Tabella 4.1 sono riportate le principali caratteristiche tecniche relative all'impianto in progetto.

Tabella 4.1 Principali caratteristiche dell'impianto FV denominato "Ello18 Solar 1"

Committente	Ellomay Solar Italy Eighteen Srl
Luogo di realizzazione: Impianto FV	Camino al Tagliamento (UD)
Elettrodotto	Camino al Tagliamento (UD), Codroipo (UD)
Denominazione impianto	Ello18 Solar 1
Superficie di interesse (area lorda Campo FV) (di cui area netta campo FV)	Lorda: 11 Ha Campo FV: 9,7 Ha
Potenza di picco	9.820,80 kWp
Potenza apparente (*)	8.170,00 kVA
Potenza in STMG	8.224,00 MW
Modalità connessione alla rete	Collegamento in antenna a 20 kV su CP Codroipo
Tensione di esercizio: Bassa tensione CC Bassa tensione CA	<1500 V 800 V sezione generatore (inverter) 400/230 sezione ausiliari
Media Tensione	20 kV
Strutture di sostegno	Tracker mono-assiali 2-P
Inclinazione piano dei moduli (tilt)	Tracker: 0° (rotazione Est/Ovest ±60°)
Angolo di azimuth	0°
N° moduli FV	15'840
N° inverter centralizzati	8
N° tracker mono-assiali	2x24 → 308 strutture 2x12 → 44 strutture
N° cabine di trasformazione BT/MT	4
Producibilità energetica attesa (1° anno)	14,80 GWh 1.509 kWh/kWp

(*) pari alla somma della potenza apparente nominale di tutti gli inverter previsti in impianto

4.2.2 CONFIGURAZIONE DEL CAMPO FV

L'energia generata dall'impianto fotovoltaico, composto da due impianti di generazione distinti dal punto di vista elettrico (configurazione "lotto d'impianti" connessi in media tensione), viene raccolta tramite una rete di elettrodotti interrati in Media Tensione eserciti a 20 kV che confluiscono presso le due cabine di consegna situate presso la particella 82 foglio 35 del comune di Codroipo, in posizione accessibile dalla viabilità pubblica, presso le quali è ubicato il punto di consegna dell'energia generata alla rete di distribuzione.

Un elettrodotto interrato in Media Tensione a 20 kV di lunghezza pari a circa 580 m trasporterà quindi l'energia generata presso la cabina primaria esistente nel comune di Codroipo (UD).

All'interno dei confini dell'impianto FV è prevista complessivamente l'installazione di 4 cabine di realizzate in soluzioni containerizzate e contenenti un locale comune per il quadro in media tensione che riceve l'energia da un trasformatore di potenza MT/BT.

Per l'impianto FV in oggetto si prevede l'utilizzo di inverter centralizzati, posizionati direttamente in campo, a ciascuno dei quali saranno collegate fino ad un massimo di 14 cassette di stringa (o "string box"). A sua volta, ogni cassetta di stringa può ricevere in input un massimo di 12 stringhe di moduli fotovoltaici. I moduli fotovoltaici, realizzati con tecnologia bifacciale ed in silicio mono-cristallino ad elevata efficienza, saranno collegati elettricamente in serie a formare stringhe da 24 moduli, e posizionati su strutture ad

inseguimento solare mono-assiale, in configurazione a doppia fila con modulo disposto verticalmente (configurazione 2-P).

L'utilizzo di tracker consente la rotazione dei moduli FV attorno ad un unico asse orizzontale avente orientazione Nord-Sud, al fine di massimizzare la radiazione solare captata dai moduli stessi e conseguentemente la produzione energetica del generatore FV.

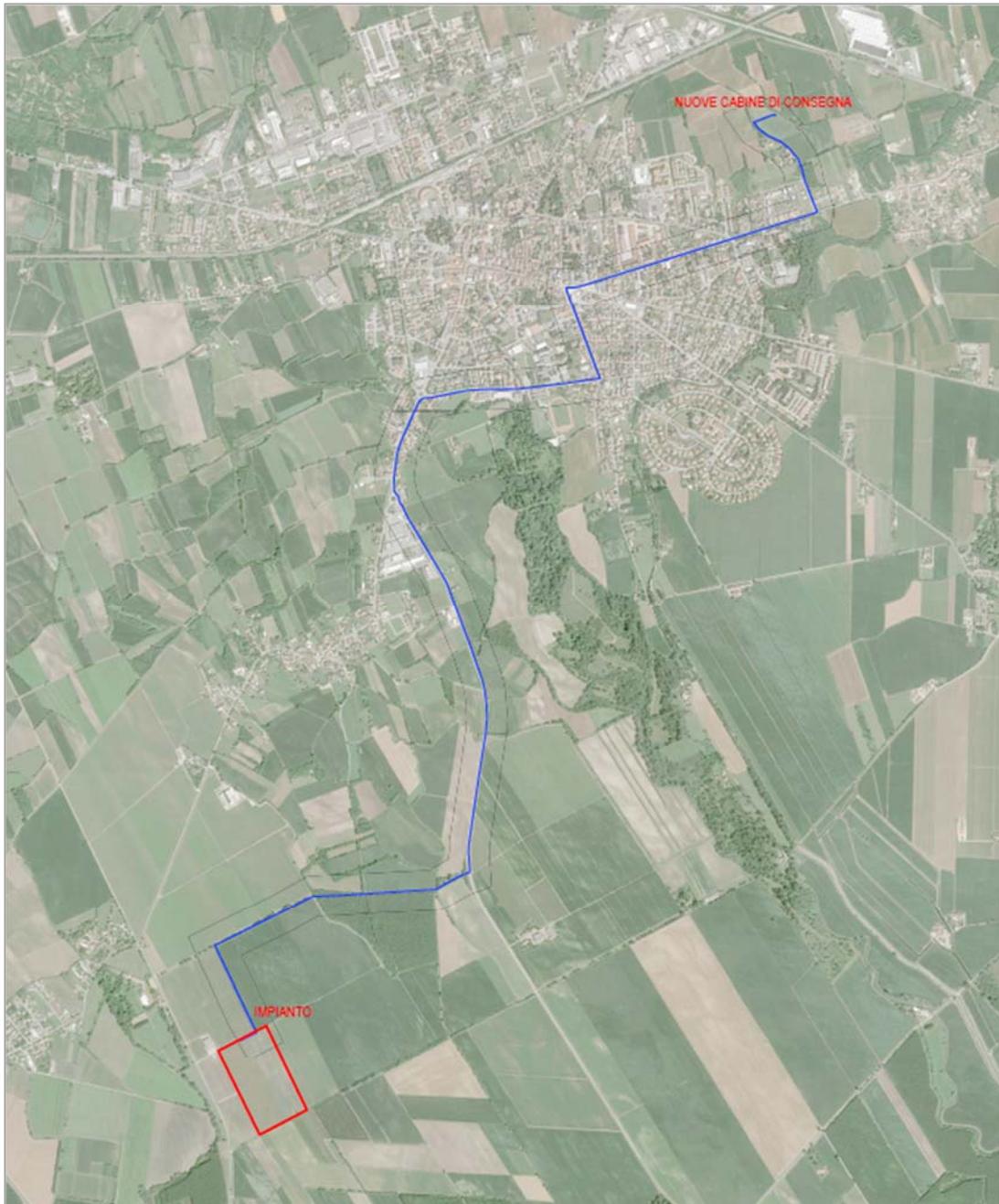


Figura 4.9 Inquadramento dell'impianto FV ed opere di connessione su ortofoto

4.2.3 DEFINIZIONE DEL LAYOUT DELL'IMPIANTO

Il layout dell'impianto fotovoltaico è stato definito, nel rispetto dei vincoli paesaggistici e territoriali, al fine di ottimizzare lo sfruttamento della radiazione solare incidente e conseguentemente massimizzare la produzione energetica dell'impianto.

La disposizione delle strutture di sostegno dei moduli FV, degli inverter e delle cabine elettriche è stata progettata in maniera tale da:

- Rispettare i confini dei terreni disponibili, realizzando le opportune opere di mitigazione ambientale lungo il perimetro di ciascun campo FV, posizionando la recinzione ad una distanza minima di 7,5 m dai confini con altre proprietà, dove verrà collocata la fascia arborea-arbustiva, rappresentando la barriera di mitigazione necessaria per minimizzare la visibilità dell'impianto dall'esterno, mentre la rimanente superficie è da gestire come area di vigilanza, prevenzione e repressione del fenomeno degli incendi;
- Rispettare la conformazione naturale dei terreni, tramite il mantenimento e la valorizzazione della via alberata esistente (querce) nonché dei fossati esistenti;
- Minimizzare gli ombreggiamenti derivanti dalla presenza di eventuali ostacoli (es. tralicci di sostegno linee AT) nonché ombreggiamenti reciproci tra i filari di moduli FV, regolando opportunamente la posizione delle strutture di sostegno ovvero la distanza tra le stesse;
- Consentire l'installazione dei locali tecnici/cabine elettriche, senza generare ombreggiamenti sui moduli FV e lasciando libero un sufficiente spazio di manovra per i gli automezzi sia in fase di costruzione che di esercizio e manutenzione dell'impianto.

In estrema sintesi, sono state considerate le fasce di rispetto dalle seguenti interferenze:

- La recinzione sarà posizionata ad almeno 7,5 m dai confini catastali con altre proprietà private;
- i pannelli saranno posizionati a non meno di 5 m dalla recinzione in ogni suo punto.

In Figura 4.10 è riportato il layout d'impianto su ortofoto.

Il dimensionamento elettrico dell'impianto di generazione fotovoltaico è stato effettuato sulla base delle indicazioni Normative vigenti ed alle caratteristiche elettriche dei componenti d'impianto nonché delle condizioni climatiche del sito di installazione.

I criteri di dimensionamento dei componenti principali nonché dei cavi elettrici sono dettagliati ed applicati nella relazione dedicata "*Relazione di Calcolo Dimensionamento Cavi CC, BT e MT*".

Nel menzionato elaborato si descrivono i seguenti criteri di dimensionamento dei componenti principali:

- Tensione di isolamento CC;
- Corrente di stringa;
- Inverter: tensione isolamento e range MPP, corrente ingresso per canale e totale;
- Tensione isolamento BT;
- Trasformatore MT/BT: potenza e rapporto di trasformazione;
- Tensione isolamento MT;
- Quadro MT di Cabina di trasformazione: tensione e corrente nominale;
- Corrente linee MT di campo;
- Impianto: rapporto potenza DC / potenza AC.



Figura 4.10 Layout d'impianto

4.2.4 PRODUCIBILITÀ ENERGETICA

La producibilità energetica dell'impianto stimata risulta essere pari a 14,80 GWh/anno, per il primo anno, ovvero 1.509 kWh/kWp, con un rendimento atteso pari a circa 83,8%.

Nell'elaborato dedicato "*Stima producibilità energetica impianto*" sono riportati i PVSyst report che sono stati generati per determinare questi risultati.

L'energia attesa prodotta negli anni successivi al primo dovrà tener conto: della perdita di prestazioni del modulo FV (pari -0,40% all'anno – vedere data sheet), della disponibilità dell'impianto che diminuisce con il passare degli anni per effetto di rotture e guasti dei vari componenti.

4.2.5 CARATTERISTICHE TECNICHE DEI PRINCIPALI COMPONENTI D'IMPIANTO

Per la descrizione dettagliata delle caratteristiche tecniche dei componenti d'impianto si rimanda all'elaborato dedicato "*Relazione tecnica generale*", nella quale sono descritti:

- Moduli fotovoltaici
- Strutture di sostegno -Inseguitori mono-assiali (tracker)

- String Box
- Cabine di trasformazione, con descrizione di:
 - o Inverter
 - o Trasformatore MT/BT
 - o Quadro MT
 - o Sezione Ausiliari
- Cabina MT di consegna
- Collegamenti elettrici, suddivisi in:
 - o Cavi BT
 - o Cavi MT
- Protezioni elettriche
- Impianto di terra
- Impianti ausiliari.

Si riporta di seguito una descrizione sintetica dei principali componenti d’impianto.

4.2.5.A Moduli fotovoltaici

I moduli fotovoltaici selezionati per il dimensionamento dell’impianto e per la redazione del presente progetto sono realizzati dal produttore Suntech, serie STP620S-C78/Nmh+, e presentano una potenza nominale a STC⁷ pari a 620 Wp.

Ciascun modulo è composto da 156 mezze-celle realizzate in silicio mono-cristallino ad elevata efficienza, vetro frontale temprato ad elevata trasparenza e dotato di rivestimento anti-riflesso, backsheet posteriore polimerico trasparente e cornice in alluminio, per una dimensione complessiva pari a 2.441 x 1.134 x 35 mm ed un peso pari a 35,1 kg.

I moduli sono costituiti da celle FV in Silicio mono-cristallino con tecnologia bifacciale: le celle fotovoltaiche realizzate tramite questa innovativa tecnologia costruttiva sono in grado di convertire in energia elettrica la radiazione incidente sul lato posteriore del modulo FV. L’incremento di energia generata rispetto ad un analogo modulo tradizionale/mono-facciale è dipendente da molti fattori, primo fra tutti l’albedo⁸ del terreno, e può raggiungere fino a +25% in casi particolarmente favorevoli.

Nel caso del presente impianto, in considerazione delle caratteristiche del terreno e delle effettive condizioni installative dei moduli FV, si ritiene realisticamente conseguibile un guadagno in termini di energia prodotta compreso tra +5% e +10%, come peraltro confermato da svariate pubblicazioni scientifiche a livello internazionale⁹. Questi ed altri accorgimenti consentono di raggiungere un elevato valore di efficienza di conversione della radiazione solare in energia elettrica, pari a 22,40%, con la possibilità di aumentare ulteriormente l’energia prodotta in funzione del contributo bifacciale (coefficiente di bifaccialità del modulo FV in analisi: 80%).

⁷ STC - Standard Test Conditions: irraggiamento solare 1000 W/m², temperatura modulo FV 25°C, Air Mass 1,5

⁸ Rappresenta la frazione di radiazione solare incidente su una superficie che è riflessa in tutte le direzioni. Essa indica dunque il potere riflettente di una superficie.

⁹ “bifiPV2020 Bifacial Workshop: A Technology Overview” – E.Urrajola et al. – BifiPV 2020 Workshop”

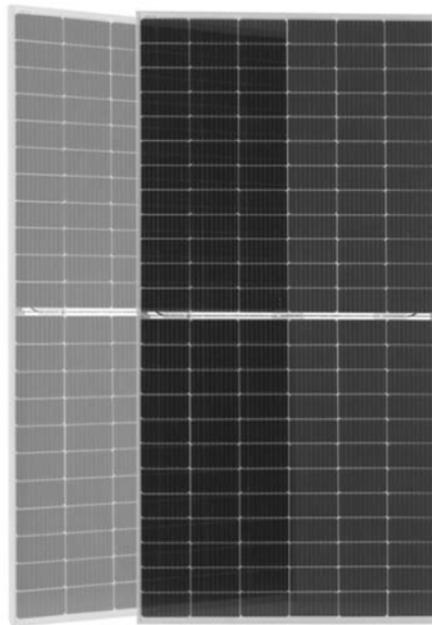


Figura 4.11 immagine esemplificativa dei moduli FV

Si prevede di realizzare stringhe costituite da 24 moduli FV collegati elettricamente in serie per i moduli installati sui tracker mono-assiali.

Si ritiene opportuno sottolineare come la scelta definitiva del produttore/modello del modulo fotovoltaico da installare sarà effettuata in fase di progettazione costruttiva in seguito all'esito positivo della procedura autorizzativa, sulla base delle attuali condizioni di mercato nonché delle effettive disponibilità di moduli FV da parte dei produttori.

Le caratteristiche saranno comunque simili e comparabili a quelle del modulo FV precedentemente descritto, in termini di tecnologia costruttiva, dimensioni e caratteristiche elettriche e non sarà superata la potenza di picco totale dell'impianto (kWp).

4.2.5.B Strutture di sostegno

Per il presente progetto si prevede l'impiego di strutture di sostegno ad inseguimento mono-assiale, nello specifico si prevede l'installazione di 660 strutture. In funzione del numero di moduli installati, si individuano essenzialmente due tipologie di strutture:

N° strutture tracker mono-assiali	308 strutture 2 x 24 (per un totale pari a 14.784 moduli)
	44 strutture 2 x 12 (per un totale pari a 1.056 moduli)

Le strutture ad inseguimento mono-assiale (tracker) consentono la rotazione dei moduli stessi attorno ad un singolo asse, orizzontale ed orientato Nord-Sud, in maniera tale da variare il proprio angolo di inclinazione fino ad un limite massimo di $\pm 45^\circ$ ed "inseguire" la posizione del Sole nel corso di ogni giornata. L'inseguimento solare Est/Ovest consente di mantenere i moduli FV il più possibile perpendicolari ai raggi solari, massimizzando la superficie utile esposta al sole e di conseguenza la radiazione solare captata dai moduli stessi per essere convertita in energia elettrica. Il guadagno in termini di produzione energetica, rispetto ai tradizionali impianti FV realizzati con strutture ad inclinazione fissa, è stimabile nel range $+10 \div +20 \%$.

Nello specifico, per il presente progetto sono stati considerati i tracker mono-assiali realizzati dal produttore Soltec, modello SF7, in configurazione 2P, ovvero singola fila di moduli posizionati verticalmente.



Figura 4.12 Immagine esemplificativa di inseguitori mono-assiali in configurazione 2P (fonte: Soltec)

Tutti gli elementi di cui è composto il tracker (pali di sostegno, travi orizzontali, giunti di rotazione, elementi di supporto e fissaggio dei moduli, ecc.) saranno realizzati in acciaio al carbonio galvanizzato a caldo.

Tali strutture di sostegno vengono infisse nel terreno mediante battitura dei pali montanti, o in alternativa tramite avvitarimento, per una profondità pari a circa 3 m. Non è quindi prevista la realizzazione di fondazioni in cemento o altri materiali. Tale scelta progettuale consente quindi di minimizzare l'impatto sul suolo e l'alterazione dei terreni stessi, agevolandone la rimozione alla fine della vita utile dell'impianto. L'altezza dei pali di sostegno è stata determinata in maniera tale che la distanza tra il bordo inferiore dei moduli FV ed il piano di campagna sia non inferiore a 0,40 m (alla massima inclinazione dei moduli). Ciò comporta che la massima altezza raggiungibile dai moduli FV sia pari a 4,66 m, sempre alla massima inclinazione.

4.2.5.C Casette parallelo-stringa (string boxes)

Le cassette di parallelo stringa (denominate comunemente "string boxes") hanno il compito di raccogliere l'energia generata dai moduli fotovoltaici e convogliarla verso gli inverter di impianto, proteggendo elettricamente le stringhe di moduli ad esse afferenti.

Esse sono realizzate in vetro-resina in modo da garantire una classe di isolamento II ed ubicate in posizione baricentrica rispetto alle relative stringhe fotovoltaiche, installate in un apposito chiosco in grado di proteggerle dall'esposizione diretta alla radiazione solare. Nella seguente tabella sono riportate le loro principali caratteristiche.

Tabella 4.2 Caratteristiche tecniche string box

Input	< 20 stringhe
Fusibili	30A gPV – 1.500V
Scaricatore sovratensione	I+II
Classe di Isolamento	II
Grado di protezione	IP 65
Dimensioni	620 x 822 x 325 mm
Peso	30 kg
Temperatura di funzionamento	-5...+55°C

4.2.5.D Cabina di trasformazione

All'interno di ciascun campo saranno ubicate le cabine di trasformazione, realizzate in soluzioni containerizzate, aventi lo scopo di ricevere la potenza elettrica in corrente alternata BT proveniente dagli String box ubicati in campo, e innalzarne il livello di tensione da BT a MT (da 650 V/660 V a 20 kV), da collegarsi alla rete di distribuzione MT del campo al fine di veicolare l'energia generata verso le cabine di consegna.

Le cabine saranno situate in posizione baricentrica rispetto agli inverter di stringa ad essa afferenti, al fine di minimizzare la lunghezza dei cavidotti in bassa tensione e posate su apposite fondazioni in calcestruzzo tali da garantirne la stabilità, e nelle quali saranno predisposti gli opportuni cavedi e tubazione per il passaggio dei cavi di potenza e segnale, nonché la vasca di raccolta dell'olio del trasformatore. Per ulteriori dettagli in merito alle fondazioni nonché al sistema di fissaggio del container si rimanda al sovra-mentzionato elaborato dedicato (*Disegno architettonico Cabina di Trasformazione MT-BT*).

La cabina di trasformazione sarà principalmente costituita da:

- Due inverter centralizzati;
- Trasformatore MT/BT;
- Quadro di media tensione;
- Quadro BT: quadro di parallelo inverter, quadro ausiliari, UPS.

In Figura 4.13 è riportata un'immagine esemplificativa della cabina di trasformazione in configurazione containerizzata.

La cabina è costituita da elementi prefabbricati di tipo containerizzato (container marino Hi-Cube da 40'' con dimensioni approssimative pari a 12,20 m x 2,45 m x 2,90 m e peso pari a 12 t), realizzati in acciaio galvanizzato a caldo e costruiti per garantire un grado di protezione dagli agenti atmosferici esterni pari a IP54.

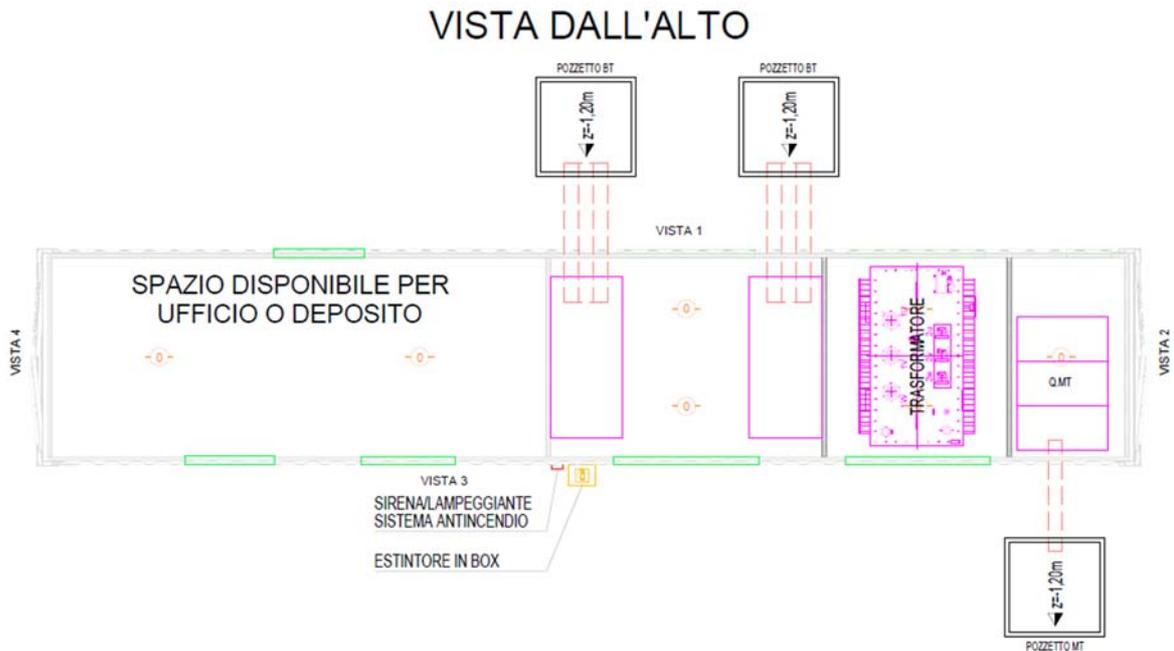


Figura 4.13 Immagine esemplificativa della cabina di trasformazione BT/MT

4.2.5.E Inverter centralizzati

Per il presente progetto è previsto l'impiego di inverter centralizzati SUNWAY TG 900 1500V TE – 650 e SUNWAY TG 900 1500V TE – 660.



Figura 4.14 Inverter centralizzato SUNWAY TG 900 1500V TE

I valori della tensione e della corrente di ingresso di questo inverter sono compatibili con quelli delle stringhe di moduli FV ad esso afferenti, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita (650 V/660 V – 50 Hz) sono compatibili con quelli della rete alla quale viene connesso l'impianto.

Lato DC: gli inverter avranno in ingresso i cavi DC provenienti dagli SB; ogni inverter è in grado di ricevere fino a 7 input per una corrente massima DC pari a 1.500 A; ogni singolo ingresso verrà protetto da fusibili DC (collegati uno sul polo positivo ed uno sul polo negativo) del quale dovrà essere determinata la taglia nella sezione coordinamento elettrico CC. L'inverter è a singolo MPPT.

Lato AC: l'inverter avrà l'uscita verso il trasformatore MT/BT e ad esso direttamente collegata opportunamente protetta tramite interruttore automatico.

Gli inverter, aventi grado di protezione IP54 saranno installati direttamente sulla struttura skid in configurazione per esterno (outdoor), risultano adatti ad operare nelle condizioni ambientali che caratterizzano il sito di installazione dell'impianto FV.

Ciascun inverter è in grado di monitorare, registrare e trasmettere automaticamente i principali parametri elettrici in corrente continua ed in corrente alternata. L'inverter selezionato è conforme alla norma CEI 0-16.

In accordo con le Normative di riferimento, in particolare la IEC 62109-1/2, la potenza dell'inverter è definita in funzione della temperatura ambiente, ed in particolare a fino a 25 °C (1.014 kVA e 1.029 kVA) e fino a 50 °C (845 kVA e 858 kVA).

4.2.5.F Trasformatore BT/MT

All'interno del locale tecnico dedicato sarà ubicato un trasformatore elevatore BT/MT in resina, non saranno quindi presenti fluidi isolanti e/o altri liquidi potenzialmente dannosi per l'ambiente.

Le principali caratteristiche della macchina selezionata sono riportate in Tabella 4.3.

Ogni trasformatore ha potenza nominale pari a 2.200 kVA e rapporto di trasformazione pari a 20.000/650 V e 20.000/660 V.

Tabella 4.3 Trasformatore BT/MT: principali caratteristiche tecniche

Caratteristiche costruttive	Cast resin
Potenza	2.200 kVA (1.100 +1.100)
Gruppo vettoriale	Dy11y11
Tensione primario - V₁	20.000 V
Tensione secondario - V₂	650 V/660 V
Frequenza nominale	50 Hz
V_{cc}	6-6%
Perdite nel ferro	According Ecodesign Tier 2
Perdite nel rame	According Ecodesign Tier 2
Dimensioni	1,85 x 1,32 x 2,2 [m]
Peso	4,1 t

Il trasformatore è corredato dei relativi dispositivi di protezione elettromeccanica, quali sensori di temperatura, ecc. e dovrà essere prevista una rete metallica di separazione che lo separi fisicamente dal resto del locale.

4.2.5.G Cabina di consegna

Nel Comune di Codroipo al Foglio 35, particella 82 è prevista l'installazione di due cabine elettriche suddivise in tre locali: locale Enel, locale misure e locale utente.

Di seguito si riporta la descrizione dei vani e-distribuzione e MISURE che saranno adottati per la cabina di consegna:

- Box Monoblocco con 2 vani tipo ENEL + MISURA (mod. 673) corrispondente alla normativa Enel DG 2061 Ed. 09 con dimensioni esterne 673 x 250 x 269 cm;
- Box Monoblocco con 1 vano tipo UTENTE con dimensioni esterne 403 x 250 x 269 cm;
- Spessore pareti 9 cm.

Il manufatto è completo di:

- n° 2 porte in vetroresina autoestinguente UNIF ENEL a due ante, dim. 120 x 215 cm, con nottolino cifrato ENEL NAZIONALE di cui una con serratura AREL;
- n° 1 porta in vetroresina autoestinguente UNIF ENEL ad una anta, dim. 60 x 215 cm;
- n° 1 parete divisoria interna in c.a.v., spessore 70 mm.
- n° 1 divisorio in acciaio inox per supporto quadri B.T. e segregazione trasformatore;
- nN° 3 punti luce con lampada a plafoniera stagna da E30W del tipo a basso consumo energetico CFL con potenza 30 W;
- n° 2 collettori interni in rame;
- n° 2 finestre di areazione in vetroresina autoestinguente UNIF ENEL con rete antinsetto da 120 x 54 cm;
- n° 2 estrattori d'aria eolico in acciaio inox OMOLOGATI ENEL;
- n° 1 botola passo uomo con plotta in vetroresina OMOLOGATA ENEL da 60 x 60 cm;
- n° 1 botola passo uomo con plotta in vetroresina OMOLOGATA ENEL da 100 x 60 cm;
- n° 1 passante cavi temporaneo;
- n° 2 quadri elettrici per servizi ausiliari DY 3016/1 con trasformatore di isolamento;
- n° 1 connettore interno-esterno per rete di terra;
- n° 6 elementi di copertura cunicolo da 69 x 25 cm;
- n° 6 sistemi passacavo B.T. e M.T..

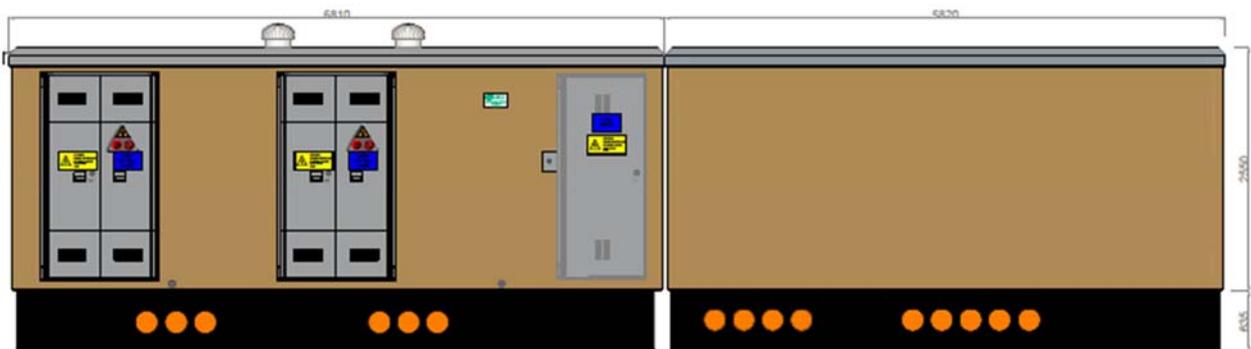


Figura 4.15 - Cabina di consegna - Vista laterale

4.2.5.H Elettrodotto Utente MT - Campo FV – Cabine di Consegna

La linea elettrica di trasmissione dell'energia generata tra i campi FV e le cabine di consegna sarà costituita da due elettrodotti interrati eserciti in Media Tensione.

Il percorso dei sovra-menzionati elettrodotti in MT si sviluppa per una lunghezza complessiva pari a circa 7,4 km, ed è stato studiato al fine di minimizzare l'impatto sul territorio locale, adeguandone il percorso a quello delle sedi stradali pre-esistenti ed evitando ove possibile gli attraversamenti di terreni agricoli. Per ulteriori dettagli in merito al percorso del suddetto elettrodotto e alla modalità di gestione delle interferenze si rimanda all'elaborato dedicato, del quale si riporta di seguito un estratto.

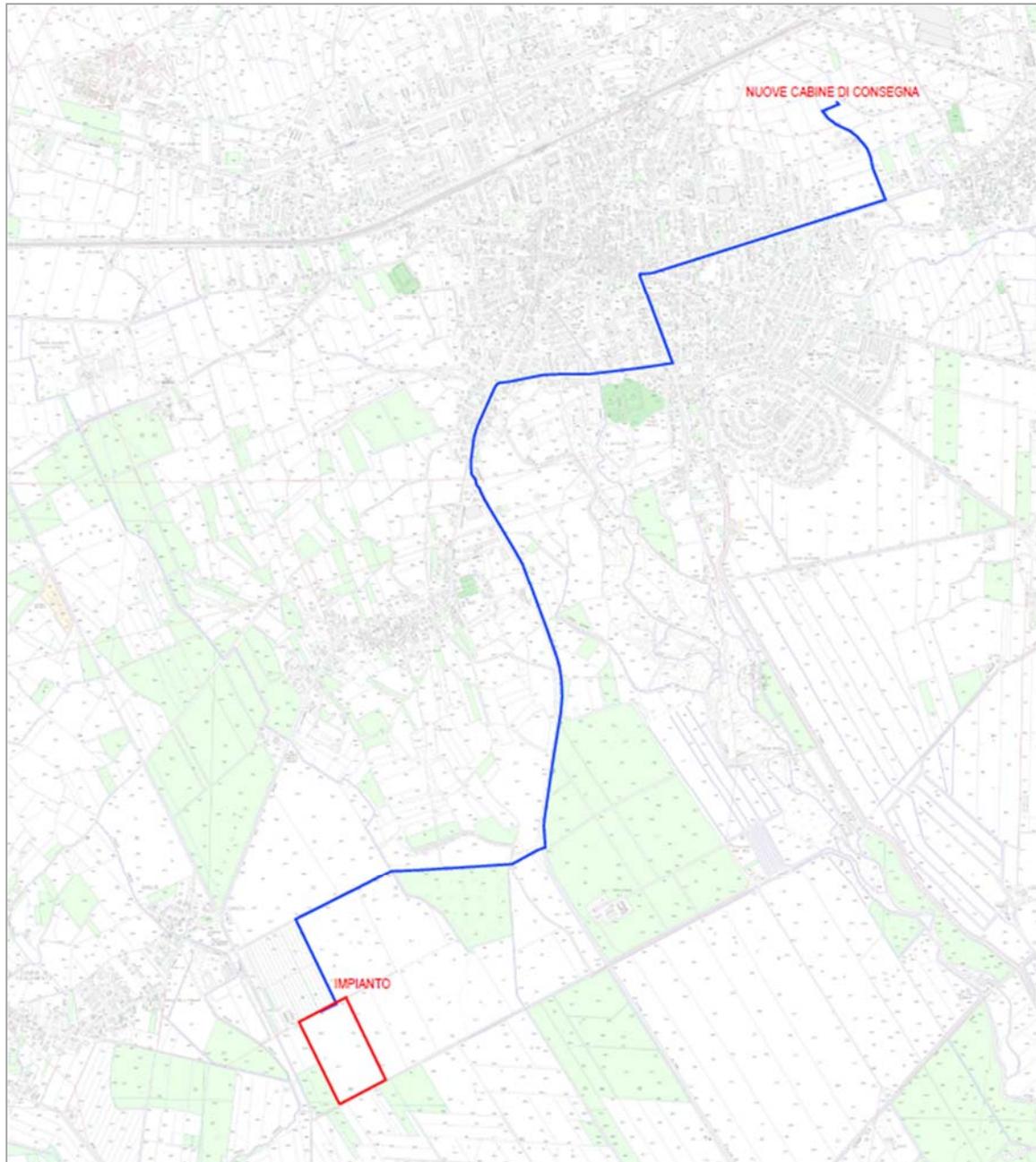


Figura 4.16 - Percorso dell'elettrodotto MT su CTR

4.2.5.I Elettrodotto MT di rete E-Distribuzione S.p.a. - Cabine di Consegna – Cabina Primaria

La linea elettrica di trasmissione dell'energia generata tra le cabine di consegna e la cabina primaria di Codroipo, sarà costituita da un elettrodotto interrato esercito in Media Tensione.
Il percorso dei sovra-menzionati elettrodotti in MT si sviluppa per una lunghezza complessiva pari a circa 580 m.

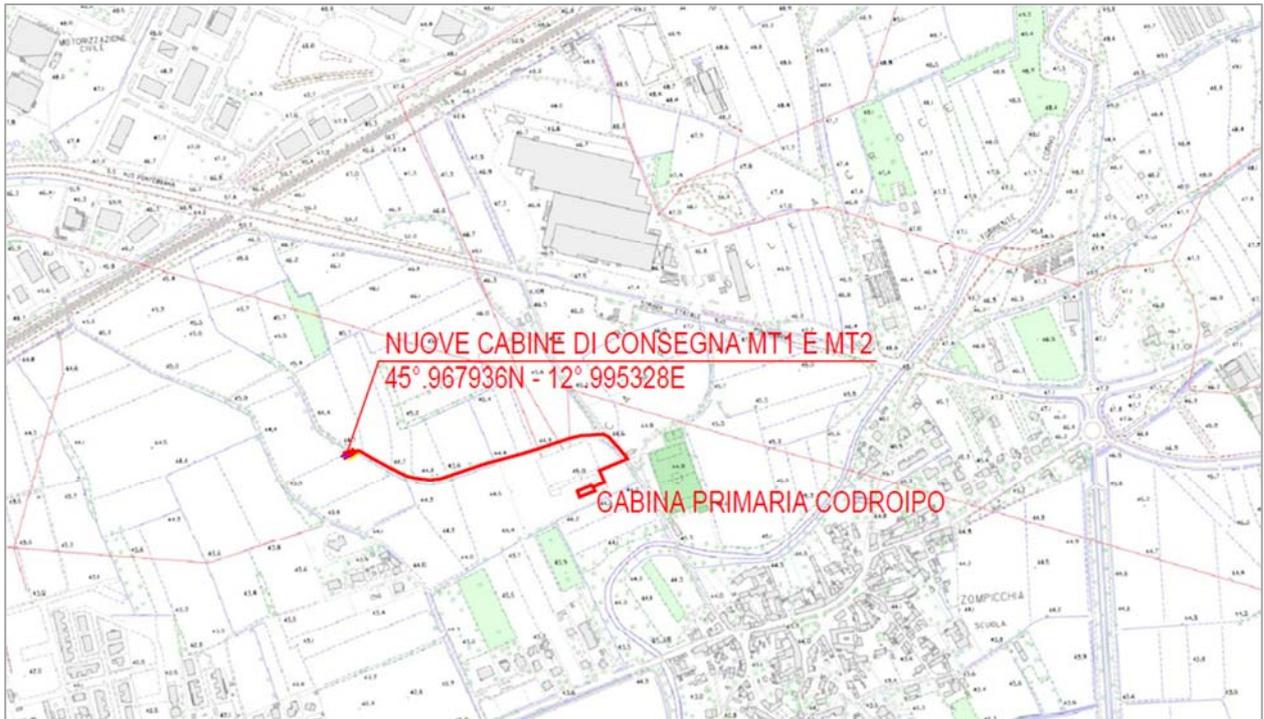


Figura 4.17 - Percorso dell'elettrodotto MT su CTR

4.2.5.J Impianti di sorveglianza / illuminazione

Al fine di garantire la non accessibilità del sito al personale non autorizzato e l'esercizio in sicurezza dell'impianto FV, esso sarà dotato di un sistema anti-intrusione.

L'impianto FV sarà recintato e ciascun punto di accesso sarà dotato di tastierino numerico per consentire l'accesso al solo personale autorizzato.

Il sistema di vigilanza sarà essenzialmente costituito da videocamere di sorveglianza posizionate:

- lungo la recinzione prevedendo una telecamera su ogni palo dedicato di altezza pari a 5 m, ciascuna orientata in modo da guardare la successiva, posta ad una distanza massima pari a 70 m, che dovrà essere il raggio d'azione della telecamera stessa. Ogni telecamera sarà inoltre dotata di sensore IR da ¼" per la visione notturna, con campo di funzionamento di circa 100 m. Le videocamere saranno posizionate lungo la recinzione perimetrale di ciascun campo ad intervalli di 50 ÷ 70 m;
- in prossimità di ogni cabina elettrica prevedendo una telecamera per poter controllare e registrare eventuali accessi alle cabine stesse.

Il sistema di vigilanza è completato da una postazione dotata di PC fisso, ubicata in un locale dedicato nel fabbricato adibito a "O&M e Security", tramite la quale sarà possibile visualizzare le video-registrazioni.

È prevista inoltre l'installazione di un sistema di illuminazione esterna perimetrale, costituito da lampade a LED direzionali posizionate su pali, con funzione anti-intrusione, che si accenderà solo in caso di intrusione dall'esterno al fine di minimizzare l'inquinamento luminoso ed il consumo energetico.

In caso di rilevazione di intrusione non autorizzata saranno inoltre attivati allarmi acustici nonché segnalazioni automatiche via GSM/SMS a numeri telefonici pre-impostati.

4.2.5.K Recinzione

Al fine di impedire l'accesso all'impianto FV a soggetti non autorizzati, l'intera area sarà delimitata da una recinzione metallica, integrata con i sistemi di video-sorveglianza ed illuminazione precedentemente

descritti. Essa costituisce un efficace strumento di protezione da eventuali atti vandalici o furti, con un minimo impatto visivo in quanto ubicata all'interno della fascia di mitigazione ambientale.

I particolari dimensionali della recinzione sono riportati nell'elaborato grafico "Sistema di sicurezza", di cui si riporta un estratto di seguito:

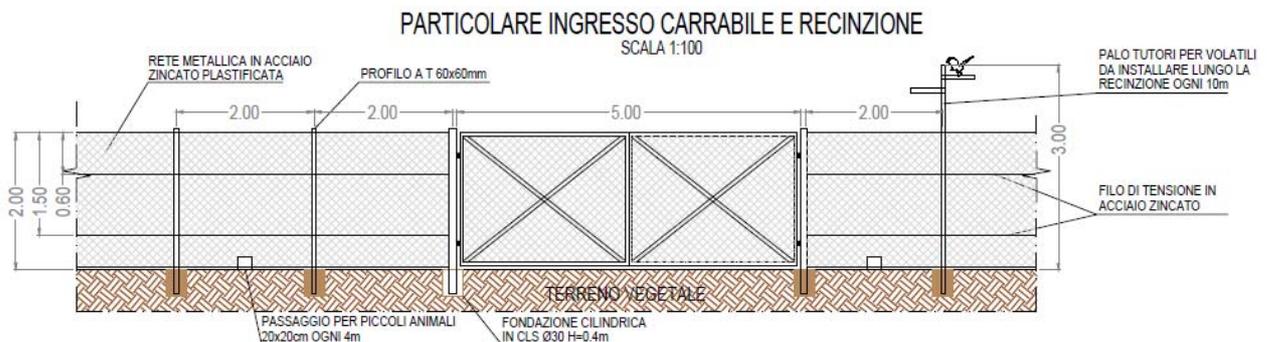


Figura 4.18 – Particolare della recinzione perimetrale

La recinzione perimetrale sarà costituita da una rete metallica in acciaio zincato, plastificata e di colore verde, mantenuta in tensione da fili in acciaio zincato posizionati lungo le estremità superiore e inferiore. Il sostegno sarà garantito da pali verticali che saranno ancorati al terreno tramite fondazioni cilindriche realizzate in calcestruzzo, infisse nel terreno per una profondità non superiore a 40 cm. L'altezza massima della recinzione sarà pari a 2 m, mentre ogni 4 m verrà posizionata un'apertura 20 x 20 cm a livello del suolo al fine di consentire il libero transito alla fauna selvatica di piccole dimensioni. In alternativa sarà considerata la possibilità di prevedere un'apertura di altezza 20 cm lungo tutto il perimetro dell'impianto. In prossimità dell'accesso principale di ciascun campo sarà predisposto un cancello metallico per gli automezzi avente larghezza di 5 m e altezza 2 m, e uno pedonale della stessa altezza e della larghezza di un metro e mezzo.

4.2.5.L Viabilità interna

Al fine di garantire l'accessibilità dei mezzi di servizio per lo svolgimento delle attività di installazione e manutenzione dell'impianto, verrà predisposta una rete di viabilità interna.

Le strade di servizio saranno interne ai campi stessi, ed il loro posizionamento è stato studiato in considerazione dell'orografia e della conformazione dei terreni disponibili, in maniera tale da evitare raggi di curvatura troppo "stretti" o pendenze elevate che potrebbero comportare rischi per la sicurezza per la circolazione degli automezzi in fase di installazione (es. posa delle cabine elettriche) e manutenzione (es. verifica inverter o pulizia moduli FV). Lungo i bordi delle strade di servizio verranno interrato le linee di potenza (BT e/o MT) e di segnale.

Le strade di servizio saranno ad un'unica carreggiata e sarà assicurata la loro continua manutenzione. La larghezza delle strade viene contenuta nel minimo necessario ad assicurare il transito in sicurezza dei veicoli, e per il presente progetto è stata stabilita pari a 4 m, mantenendo su ciascun lato una distanza dalle strutture dei moduli FV non inferiore ad un metro.

Al fine di minimizzare l'impatto sul terreno, la viabilità interna all'impianto sarà realizzata in terra battuta, con uno spessore pari a 10 cm posizionato su uno strato di pietrisco di spessore pari a 30 cm per facilitare la stabilità della stessa.

Per ulteriori dettagli in merito al posizionamento delle strade interne ad ogni campo FV si rimanda agli specifici elaborati grafici "Particolari Strade Interne e Dettagli".

PARTICOLARE STRADA SCALA 1:100



STRADA INTERNA CON TIR TRASPORTA CONTAINER SCALA 1:100

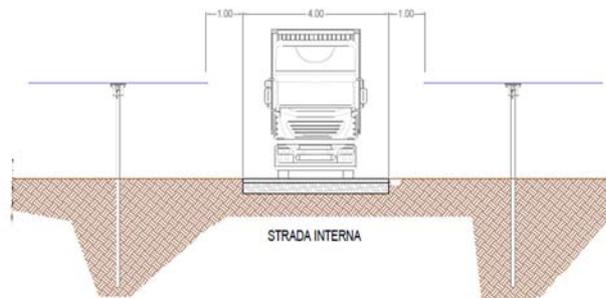


Figura 4.19 Viabilità interna

4.2.6 DISMISSIONE

La vita utile di un impianto di generazione fotovoltaico è stimata in almeno 30 anni. Al termine di questa vita utile si procederà:

- allo smantellamento dell'impianto;
- al suo potenziamento in base alle nuove tecnologie che verranno presumibilmente sviluppate.

Considerando l'ipotesi di smantellamento dell'impianto, sarà individuata una data ultima dell'esercizio, dopo la quale inizierà una fase di dismissione e demolizione, che restituirà le aree al loro stato originario, ovvero allo stato preesistente prima della costruzione dell'impianto, come previsto anche nel comma 4 dell'art. 12 del D.Lgs. 387/2003.

Con "dismissione e demolizione" si intende rimozione del generatore fotovoltaico in tutte le sue componenti, conferendo il materiale di risulta agli impianti all'uopo deputati dalla normativa di settore per lo smaltimento ovvero per il recupero. Con il ripristino dei terreni vengono inoltre individuate le modalità operative di ripristino dei luoghi allo stato ante-operam.

Per il finanziamento dei costi di queste opere verranno posti in bilancio congrui importi dedicati a tale scopo.

Per ulteriori dettagli in merito alle fasi di dismissione dell'impianto si rimanda all'elaborato dedicato "Piano di dismissione e smaltimento impianto FV".

5. DESCRIZIONE DELLE COMPONENTI AMBIENTALI NELL'AREA DI STUDIO

Nei seguenti paragrafi si analizzano le caratteristiche e lo stato di qualità delle componenti ambientali nell'area potenzialmente interessate dal progetto in esame.

5.1 PARAMETRI METEOROLOGICI

Di seguito si riporta un'analisi delle condizioni meteorologiche che hanno interessato il territorio del Friuli Venezia Giulia nell'anno 2021.

Per caratterizzare le condizioni meteorologiche osservate nel 2021, l'analisi è stata sviluppata utilizzando i dati registrati dalla centralina di Camino al Tagliamento (UD), riportati nel documento "Meteo.fvg Report – Riepilogo anno 2021" a cura di ARPA Friuli Venezia Giulia (url: <https://www.arpa.fvg.it/temi/temi/meteo-e-clima/pubblicazioni/report-meteofvg/>).

Nella presente analisi sono stati presi in considerazione i dati mensili di precipitazione e temperatura relativi all'anno 2021 misurati alla stazione di Camino al Tagliamento (UD); mentre, per quanto riguarda intensità e direzione del vento sono stati considerati i dati relativi al periodo 2000÷2021 della stazione di Codroipo (UD).

5.1.1 DIREZIONE PREVALENTE E INTENSITÀ DI VENTO

Come è possibile osservare dalle rose dei venti annuali riferite ai singoli anni considerati (cfr. Figura 5.1), i venti più ricorrenti interessano i settori N, NE ed E.

Nella Tabella seguente sono riportati i valori medi mensili della velocità e della direzione del vento registrato presso la stazione di Codroipo nel periodo 2000÷2021. I mesi che hanno registrato una velocità media maggiore nel periodo considerato risultano essere i mesi invernali e in particolare marzo, aprile e febbraio con velocità superiori a 2,3 m/s.

Tabella 5.1 Analisi mensile e annuale del vento misurato a 10 m di altezza presso la stazione di Codroipo (Fonte: ARPA FVG)

mese	anni di misura	velocità media vento filato (m/s)	velocità media nell'ottante (m/s)									frequenza nell'ottante (%)								
			N	NE	E	SE	S	SW	W	NW	N	NE	E	SE	S	SW	W	NW	CALMA	
gen	2000 - 2021	2.1	2.1	2.6	3.0	1.9	1.8	1.5	1.4	1.4	31	29	12	3	4	4	3	5	9	
feb	2000 - 2021	2.4	2.4	3.0	3.4	2.1	2.0	1.9	1.6	1.5	24	30	15	6	6	5	3	4	8	
mar	2000 - 2021	2.6	2.7	3.0	3.0	2.4	2.7	2.4	1.9	1.7	19	28	16	8	10	7	4	3	5	
apr	2000 - 2021	2.5	2.7	2.6	2.7	2.5	2.8	2.6	1.9	1.8	18	25	14	10	13	8	4	3	6	
mag	2000 - 2021	2.3	2.6	2.5	2.5	2.4	2.6	2.3	1.8	1.9	17	24	13	11	14	8	4	3	6	
giu	2000 - 2021	1.9	2.1	2.1	2.3	2.2	2.2	1.9	1.6	1.8	18	24	12	10	14	8	3	3	9	
lug	1999 - 2021	1.8	2.0	2.1	2.3	2.0	2.0	1.7	1.6	1.9	21	24	10	8	14	8	3	3	9	
ago	1999 - 2021	1.9	2.0	2.1	2.3	1.9	1.9	1.7	1.6	1.8	25	26	10	7	12	7	3	2	8	
set	1999 - 2021	1.9	2.0	2.2	2.4	2.1	2.0	1.8	1.6	1.6	23	29	13	8	9	4	3	3	8	
ott	1999 - 2021	1.9	2.0	2.3	2.5	2.1	2.0	1.7	1.4	1.4	24	29	13	7	7	4	3	3	10	
nov	1999 - 2021	2.1	2.3	2.6	2.7	2.2	1.9	1.6	1.3	1.4	30	29	12	5	4	4	3	4	9	
dic	1999 - 2021	2.0	2.1	2.7	3.1	2.0	1.8	1.4	1.3	1.4	33	28	11	3	3	4	3	5	10	
anno	1999 - 2021	2.1	2.2	2.5	2.7	2.2	2.2	1.9	1.6	1.6	24	27	13	7	9	6	3	3	8	

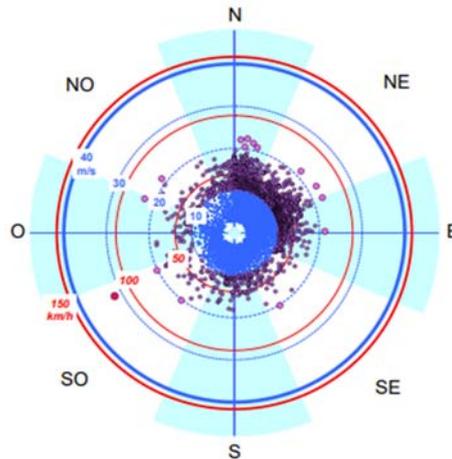


Figura 5.1 Distribuzione delle raffiche massime del vento a 10 m di altezza, anni 2000-2021 (Fonte: ARPA FVG)

5.1.2 PRECIPITAZIONI

La tabella seguente riporta le precipitazioni mensili e il numero di giorni piovosi nell'anno 2021 presso la stazione di misura più limitrofa all'area di intervento (stazione di Camino al Tagliamento).

Tabella 5.2 Dati di piovosità misurati dalla stazione di Camino sul Tagliamento, anno 2021 (Fonte: ARPA FVG)

Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic	ANNO
Precipitazione (mm)												
149,0	91,2	5,0	123,8	226,2	26,2	83,4	89,0	56,6	55,8	240,6	97,2	1244
Giorni piovosi												
10	5	3	5	17	2	6	8	6	4	12	6	84

Nella figura seguente, si confrontano le i giorni piovosi relativi al 2021 e al trentennio 1991-2020. Il conteggio dei giorni piovosi varia da 73 a 98 su pianura e costa; il confronto con i dati climatici del periodo 1991-2020 mostra che il numero di giorni piovosi è abbastanza in linea con la norma, ad eccezione della costa, l'Isontino, la zona di Spilimbergo e il Tarvisiano dove c'è stato un deficit di circa il 10%.

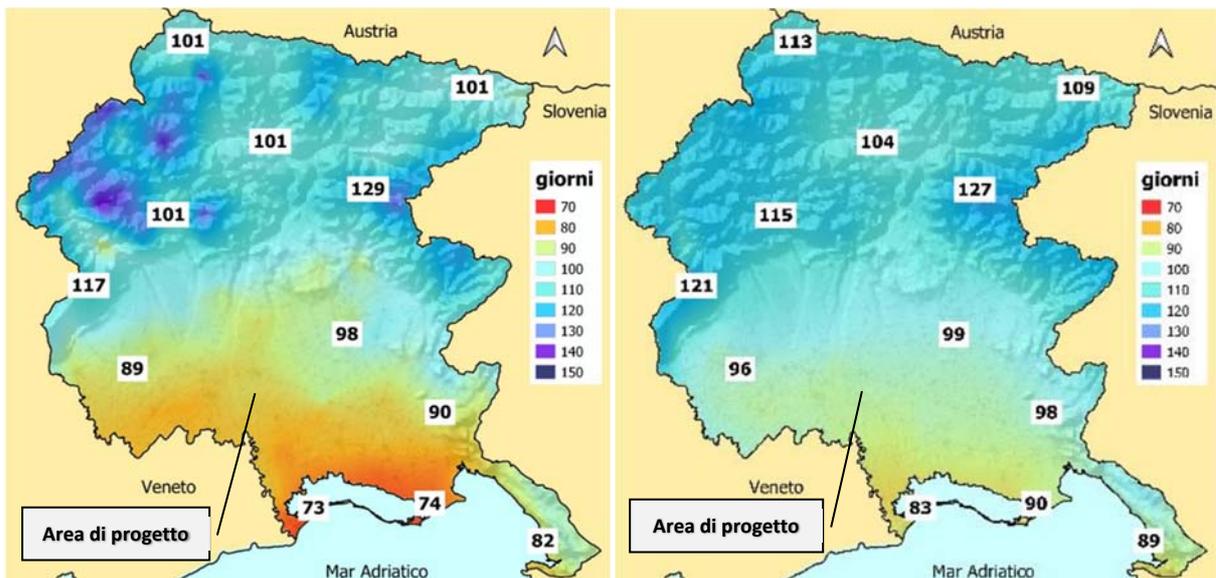


Figura 5.2 Giorni piovosi relativi al 2021 (figura di sinistra) e al trentennio 1991-2020 (figura di destra) (Fonte: ARPA FVG)

5.1.3 TEMPERATURA

La Tabella 5.3 riporta i valori della temperatura minima, media e massima mensile nell'anno 2021 registrata presso la stazione di Camino al Tagliamento. Nel complesso, la temperatura media annuale è risultata pari a 13,5 °C. La temperatura minima mensile ha oscillato tra -5,7 °C e 15,2 °C, quella massima tra 11,5 °C e 34,6 °C.

Tabella 5.3 Valori mensili della temperatura relativi all'anno 2021

Temperatura (°C)												
Mese	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
Minima	-5,0	-5,7	-4,3	-3,6	6,6	10,7	15,2	11,8	8,9	0,7	-5,0	-4,5
Media	3,1	7,0	8,1	11,2	15,2	23,1	23,6	22,1	18,9	11,8	8,6	3,0
Massima	11,5	25,4	26,6	25,3	24,6	32,9	32,2	34,6	30,3	24,6	18,8	11,6

Di seguito, si mostra un confronto tra le medie giornaliere registrate in pianura nel 2021 e la media del periodo 1991-2020. Il dato annuo del 2021 risulta in linea rispetto alla media dell'ultimo trentennio 1991-2020; si evidenziano temperature medie sopra la norma in febbraio, marzo, aprile, luglio e agosto, mentre più basse per maggio e giugno.

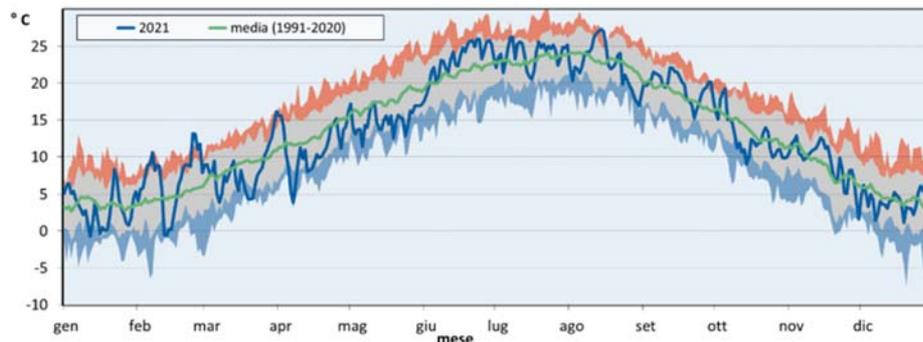


Figura 5.3 Temperatura medie giornaliera dell'aria in pianura – confronto tra 2021 e trentennio 1991-2020 (Fonte: ARPA FVG)

5.1.4 RADIAZIONE SOLARE

Nella figura seguente è rappresentata la radiazione solare al suolo cumulata del 2021. Per energia cumulata annuale si intende il valore dell'energia al suolo sul piano orizzontale cumulata sull'intero anno. Per l'area in questione la radiazione al suolo cumulata del 2021 si attesta tra i 1300 e i 1400 kWh/m².

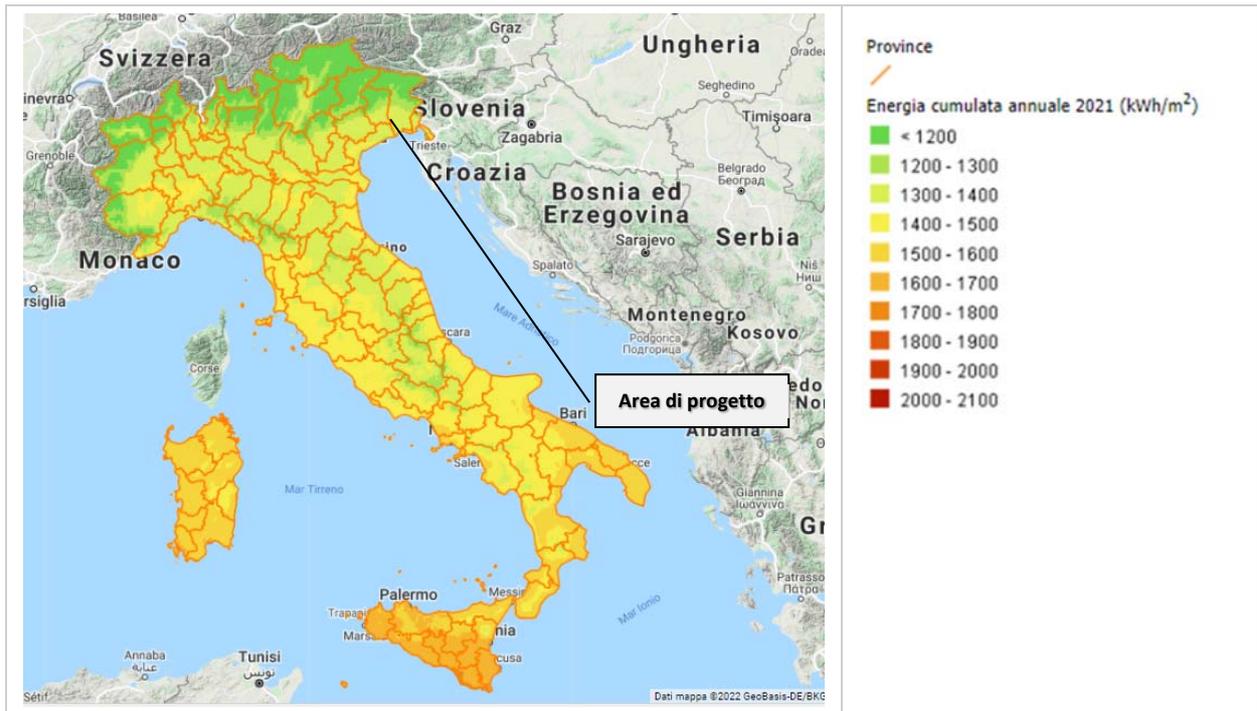


Figura 5.4 Mappa della radiazione solare nel 2021 (Fonte: Elaborazione a cura di RSE <http://sunrise.rse-web.it/>)

5.2 QUALITÀ DELL'ARIA

La rete di monitoraggio della qualità dell'aria del Friuli Venezia Giulia è lo strumento principale per la valutazione della qualità dell'aria ambiente, essa è un insieme organico e appositamente progettato di stazioni di misura consistente in veri e propri laboratori dislocati sul territorio regionale. La rete è composta da una serie di punti di misura pensati per descrivere la qualità dell'aria respirata dalla maggior parte della popolazione, tenendo conto delle diverse fonti d'inquinamento e delle caratteristiche climatiche e territoriali della regione.

Per i dati di seguito riportati si è fatto riferimento al documento *“Relazione sulla qualità dell'aria nella Regione Friuli Venezia Giulia – anno 2021”* e realizzata dall'Agenzia Regionale per la Prevenzione e Protezione Ambientale del Friuli Venezia Giulia, all'interno della quale sono state considerate le stazioni e i parametri che garantiscono una percentuale di dati sufficiente al rispetto degli obiettivi di qualità del dato indicati dalla normativa vigente.

La normativa di riferimento in materia di qualità dell'aria è costituita dal D.Lgs. 155/2010. Gli inquinanti attualmente normati e costantemente monitorati da ARPA FVG sono: il materiale particolato (PM₁₀ e PM_{2,5}), il biossido di azoto (NO₂), l'ozono (O₃), il monossido di carbonio (CO), il biossido di zolfo (SO₂), il benzene (C₆H₆), il benzo(a)pirene (BaP) e alcuni metalli pesanti quali cadmio (Cd), nichel (Ni), arsenico (As) e piombo (Pb). I valori normati per ogni inquinante sono elencati in Tabella 5.4.

Tabella 5.4 Valori limite per la protezione della salute umana, degli ecosistemi, della vegetazione e valori obiettivo secondo la normativa vigente (D.Lgs. 155/2010)

Inquinante	Nome limite	Indicatore statistico	Valore
SO₂	Livello critico per la protezione della vegetazione	Media annuale e media invernale	20 µg/m ³
	Soglia di allarme	Superamento per 3 h consecutive del valore soglia	500 µg/m ³
	Limite orario per la protezione della salute umana	Media 1 h	350 µg/m ³ da non superare più di 24 volte per anno civile
	Limite di 24 ore per la protezione della salute umana	Media 24 h	125 µg/m ³ da non superare più di 3 volte per anno civile
NO_x	Livello critico per la protezione della vegetazione	Media annuale	30 µg/m ³
NO₂	Soglia di allarme	Superamento per 3 h	400 µg/m ³
	Limite orario per la protezione della salute umana	Media 1 h	200 µg/m ³ da non superare più di 18 volte per anno civile
	Limite annuale per la protezione della salute umana	Media annuale	40 µg/m ³
PM10	Limite di 24 ore per la protezione della salute umana	Media 24 h	50 µg/m ³ da non superare più di 35 volte per anno civile
	Limite annuale per la protezione della salute umana	Media annuale	40 µg/m ³
PM2.5	Valore limite per la protezione della salute umana	Media annuale	25 µg/m ³
CO	Limite per la protezione della salute umana	Max giornaliero della media mobile 8 h	10 mg/m ³
Pb	Limite annuale per la protezione della salute umana	Media annuale	0,5 µg/m ³
BaP	Valore obiettivo	Media annuale	1,0 ng/m ³
C₆H₆	Limite annuale per la protezione della salute umana	Media annuale	5,0 µg/m ³
O₃	Soglia di informazione	Superamento del valore orario	180 µg/m ³
	Soglia di allarme	Superamento del valore orario	240 µg/m ³
	Obiettivo a lungo termine per la protezione della salute umana	Max giornaliero della media mobile 8 h	120 µg/m ³
	Valore obiettivo per la protezione della salute umana	Max giornaliero della media mobile 8 h	120 µg/m ³ da non superare per più di 25 giorni all'anno come media su 3 anni
	Valore obiettivo per la protezione della vegetazione	AOT40, calcolato sulla base dei valori orari da maggio a luglio	18000 µg/m ³ h da calcolare come media su 5 anni
	Obiettivo a lungo termine per la protezione della vegetazione	AOT40, calcolato sulla base dei valori orari da maggio a luglio	6000 µg/m ³ · h
Ni	Valore obiettivo	Media annuale	20,0 ng/m ³
As	Valore obiettivo	Media annuale	6,0 ng/m ³
Cd	Valore obiettivo	Media annuale	5,0 ng/m ³

Sulla base dei criteri forniti dalla normativa di settore, in ciascuna zona in cui è suddiviso il territorio regionale (Montagna, Pianura e Triestina), la rete di monitoraggio è costituita da un numero minimo di punti di misura che garantiscono la valutazione della qualità dell'aria su quel territorio. L'insieme di questi punti di misura è chiamato "rete minima". A supporto della rete minima sono presenti altri punti di misura che vengono utilizzati nel caso mancassero dati ("rete di supporto") oppure altri punti di misura ("rete aggiuntiva") che hanno lo scopo di migliorare ulteriormente la conoscenza di alcune aree complesse come quelle soggette alle ricadute di grandi impianti industriali e, generalmente, esplicitamente inseriti negli atti autorizzativi degli impianti stessi.

Attualmente la rete attiva sul territorio del Friuli Venezia Giulia è composta da 19 stazioni di proprietà di ARPA FVG (tra rete minima e rete di supporto), e da 16 stazioni fisse nella rete aggiuntiva.

La collocazione territoriale delle stazioni di misura è un fattore fondamentale al fine di poter condurre un efficace monitoraggio della qualità dell'aria. I luoghi scelti devono essere rappresentativi della tipologia di sito individuato. Per poter rispondere correttamente alle richieste della normativa (D.Lgs. 155/2010) sono indispensabili precisi criteri di posizionamento su macroscala e su microscala, quali la distanza dalle strade, dagli incroci o parcheggi, dagli alberi e dalle case, l'altezza del punto di campionamento e altri parametri ancora.

La lista delle stazioni della rete minima e della rete di supporto con i corrispondenti inquinanti monitorati è riportata nella Tabella 5.5 seguente.

Tabella 5.5 Elenco delle stazioni di monitoraggio dell'aria in Friuli Venezia Giulia (Fonte: ARPA FVG)

Stazione	Tipologia stazione	Inquinanti monitorati
UGO-Ugovizza	Fondo Suburbano	NO ₂ , O ₃ , PM ₁₀ , BaP
TOL-Tolmezzo	Fondo Urbano	SO ₂ , O ₃ , PM ₁₀ , BaP
OPP-Ossoppo	Fondo Urbano	NO ₂ , PM ₁₀
SDN-Udine – via S.Daniele	Traffico Urbano	NO ₂ , PM ₁₀
CAI-Udine – via Cairoli	Fondo Urbano	NO ₂ , O ₃ , PM ₁₀ , PM _{2.5} , BaP, metalli, benzene
OSV-Udine – S.Osvaldo	Fondo Suburbano	O ₃ , PM ₁₀
SGV-S. Giovanni al Natisone	Fondo Suburbano	NO ₂ , O ₃ , PM ₁₀
PNC-Pordenone	Traffico Urbano	NO ₂ , PM ₁₀ , PM _{2.5} , BaP
BRU-Brugnera	Fondo Suburbano	O ₃ , PM ₁₀ , benzene
MOR-Morsano	Fondo Rurale	O ₃ , PM ₁₀
POR-Porcia	Fondo Suburbano	NO ₂ , O ₃ , PM ₁₀
SCL-Sacile	Traffico Urbano	NO ₂ , PM ₁₀
AOS-Gorizia	Traffico Urbano	NO ₂ , PM ₁₀ , PM _{2.5} , BaP
MAV-Monfalcone – Area Verde	Fondo Urbano	NO ₂ , O ₃ , PM ₁₀ , metalli, benzene
PVG-Trieste – Piazza Volontari Giuliani	Traffico Urbano	NO ₂ , CO, PM ₁₀ , benzene
ROS-Trieste – P.le Rosmini	Fondo Urbano	SO ₂ , NO ₂ , PM ₁₀ , PM _{2.5} , BaP, benzene
PCA-Trieste – P.zza Carlo Alberto	Fondo Urbano	NO ₂ , PM ₁₀
CAR-Trieste – via Carpineto	Fondo Suburbano	CO, O ₃ , PM ₁₀
SIN-Trieste – Basovizza	Fondo Suburbano	O ₃ , PM ₁₀

In Figura 5.5 si riporta una mappa che mostra la collocazione delle stazioni di monitoraggio della qualità dell'aria nel territorio della Regione Friuli Venezia Giulia. La stazione più prossima all'area di progetto risulta essere della tipologia Fondo Rurale, presso il Comune di Morsano (MOR).

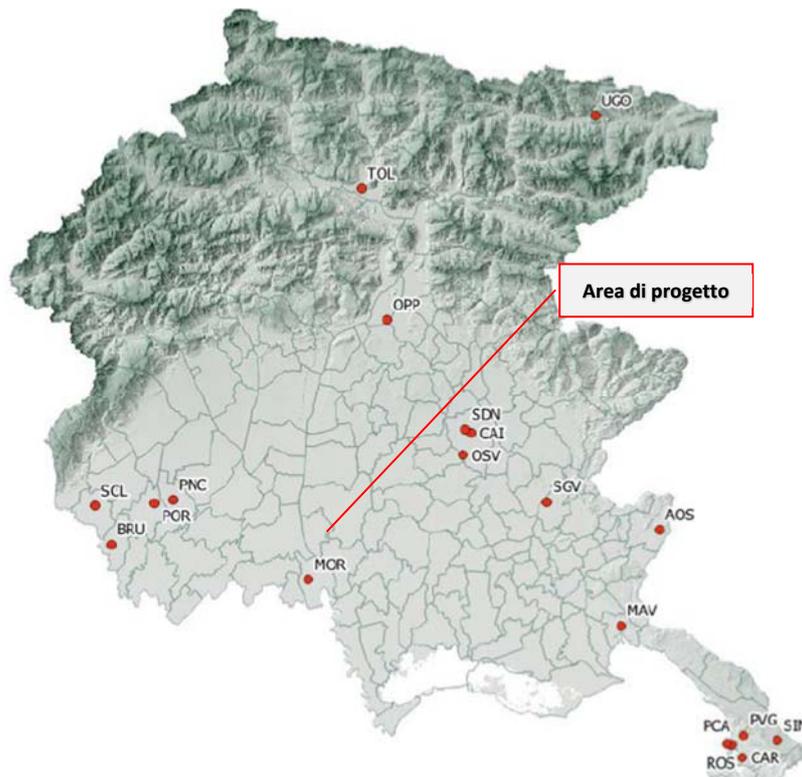


Figura 5.5 Localizzazione delle centraline regionali di qualità dell'aria in Friuli Venezia Giulia – rete minima e rete di supporto anno 2021 (Fonte: ARPA FVG)

Di seguito si riporta un approfondimento per ciascun inquinante rilevato dalle reti attive in Friuli Venezia Giulia, relativo all'anno 2021.

NO₂

Nel 2021 le concentrazioni medie annue di diossido di azoto sono rimaste al di sotto dei limiti di legge su tutto il territorio regionale a conferma di un andamento pluriennale oramai consolidato. Nella Figura 5.6 sono riportate le concentrazioni medie annue nell'ultimo quinquennio, la figura evidenzia l'andamento di sostanziale stabilità sul territorio regionale.

Tutte le aree particolarmente urbanizzate e interessate da importanti flussi di traffico mostrano tenori più elevati delle concentrazioni medie annue. L'andamento delle concentrazioni di biossido di azoto sulla zona di montagna mostra concentrazioni decisamente inferiori; mentre l'andamento delle concentrazioni nella zona di pianura mostra valori piuttosto oscillanti, ma non preoccupanti.

Tale inquinante non è monitorato presso la stazione di Morsano.

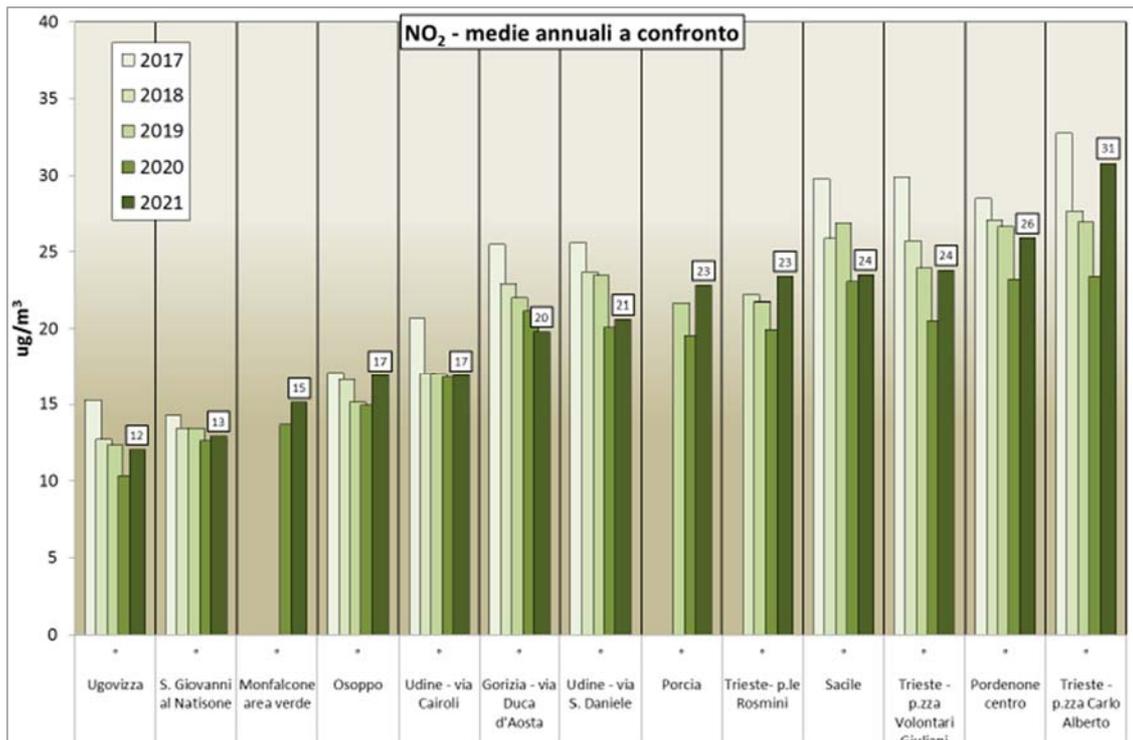


Figura 5.6 Valori medi annui di NO₂ a confronto negli ultimi 5 anni in Friuli Venezia Giulia (Fonte: ARPA FVG)

PM₁₀ e PM_{2,5}

Per quanto riguarda il PM₁₀, durante il 2021 è stato registrato un minor numero di superamenti dei limiti di legge delle concentrazioni medie giornaliere (50 µg/m³) rispetto agli anni precedenti. Dalla Tabella 6.6 si evidenzia facilmente come il problema delle polveri interessi di più il pordenonese, mentre la zona montana e costiera sono meno affetti da questo inquinante.

In Friuli Venezia Giulia la situazione è oramai ben consolidata nel tempo: il pordenonese vede una criticità nelle concentrazioni di polveri rispetto al resto della regione. Ciò è dovuto al fatto che il fiume Tagliamento rappresenta una sorta di confine orografico che funge da "spartiacque" tra la pianura friulana, caratterizzata da una discreta ventilazione naturale, e la pianura padana, dove una maggiore stabilità atmosferica contribuisce al ristagno delle polveri aerodisperse. Ciò fa sì che i valori di PM registrati in prossimità del Veneto siano maggiori rispetto alle altre stazioni della pianura friulana e paragonabili a quelli registrati, ad esempio, a Treviso.

La stazione di Morsano, geograficamente più prossima all'area di progetto, ha registrato per il 2021 un valore medio annuo pari a 25,4 µg/m³ contro un limite di 40 µg/m³, e 35 superamenti della media giornaliera.

Tabella 5.6 Dati medi annuali PM₁₀ e numero di superamenti negli ultimi 5 anni (µg/m³) (Fonte: ARPA FVG)

Stazione	Sigla	Medie annuali					Superamenti annui				
		2017	2018	2019	2020	2021	2017	2018	2019	2020	2021
Sacile	SCL	30.9	29.2	28.3	27.2	24.3	50	38	39	52	38
Morsano	MOR	29.1	27.6	27.9	28.5	25.4	45	20	38	50	35
Brugnera	BRU	30.5	26.2	26.9	28.1	24.4	61	34	47	67	36
Pordenone	PNC	26.4	22.9	24.5	25.6	21.9	39	13	24	38	20
Porcia	POR	24.4	21.7	21.7	23.3	21.9	38	11	15	36	21
Osoppo	OPP	21.1	21.8	21.6	20.0	20.5	16	2	9	15	10
Udine - via S. Daniele	SDN	22.8	20.5	20.6	21.2	19.2	26	8	11	22	12
Udine - via Cairoli	CAI	22.8	20.3	19.6	19.6	18.2	24	5	8	13	9
Trieste - P.zza Volontari Giuliani	PVG	20.9	20	18.4	18.2	18.9	16	4	7	5	8
Trieste - P.zza Carlo Alberto	PCA	19.9	20.4	18.6	17.6	17.3	20	5	11	12	12
Trieste - via Carpineto	CAR	21.7	19.1	19.3	18.1	15.4	18	5	10	15	10
Udine - S. Osvaldo	OSV	20.4	17.9	17.9	18.5	17.2	20	4	8	14	11
Gorizia	AOS	19.4	17.6	17.6	18.7	17.4	20	3	5	10	9
S. Giovanni al Natisone	SGV	20.0	17.4	18.2	17.6	16.8	21	3	11	13	9
Monfalcone - Area verde	MAV	18.8	18	17.3	16.6	14.6	17	3	7	10	7
Trieste - P.le Rosmini	ROS	/	18.9	18.2	18.6	16.1	/	1	10	10	7
Tolmezzo	TOL	15.0	13.8	13.8	14.5	14.5	4	0	2	5	2
Trieste - Basovizza	SIN	12.9	13.6	11.8	11.2	10.4	0	1	3	3	1
Ugovizza	UGO	10.9	11.4	10.2	10.1	10.4	0	0	0	2	2

Nella figura seguente si riporta il numero di superamenti della media giornaliera della concentrazione di PM₁₀ sul territorio regionale; l'area di interesse ricade in una zona che ha registrato un numero di superamenti compreso tra 25 e 35.

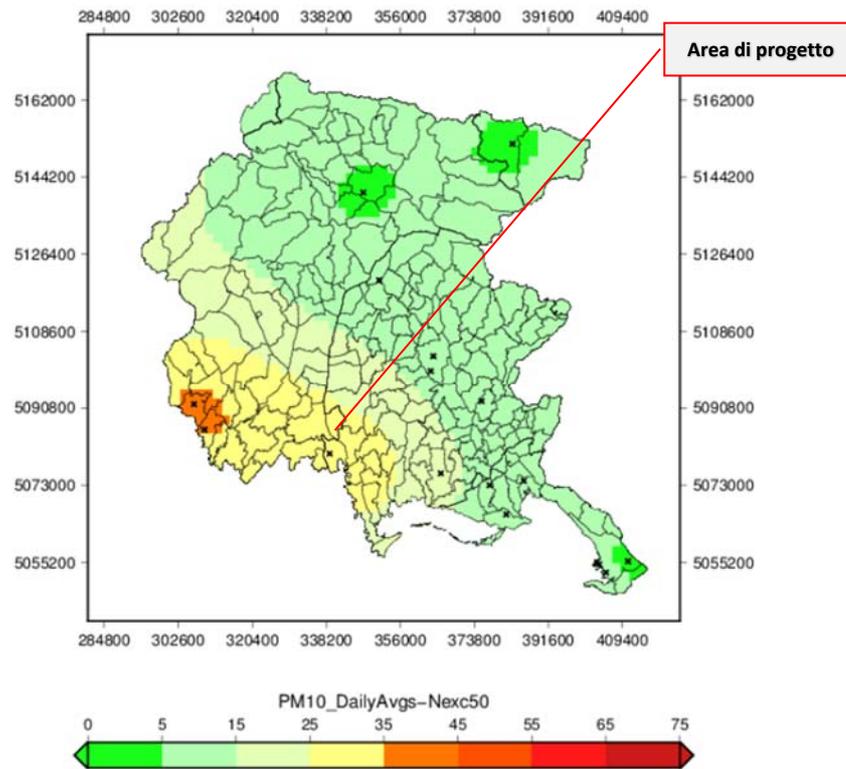


Figura 5.7 Superamenti media giornaliera di PM₁₀ sul territorio regionale, anno 2021 (Fonte: ARPA FVG)

Per quanto riguarda il PM_{2.5}, in nessuna stazione di monitoraggio del Friuli Venezia Giulia risulta superato il limite medio annuo di 20 µg/m³; l'andamento per il 2021 risulta simile a quello registrato negli anni precedenti (cfr. Figura 5.8).

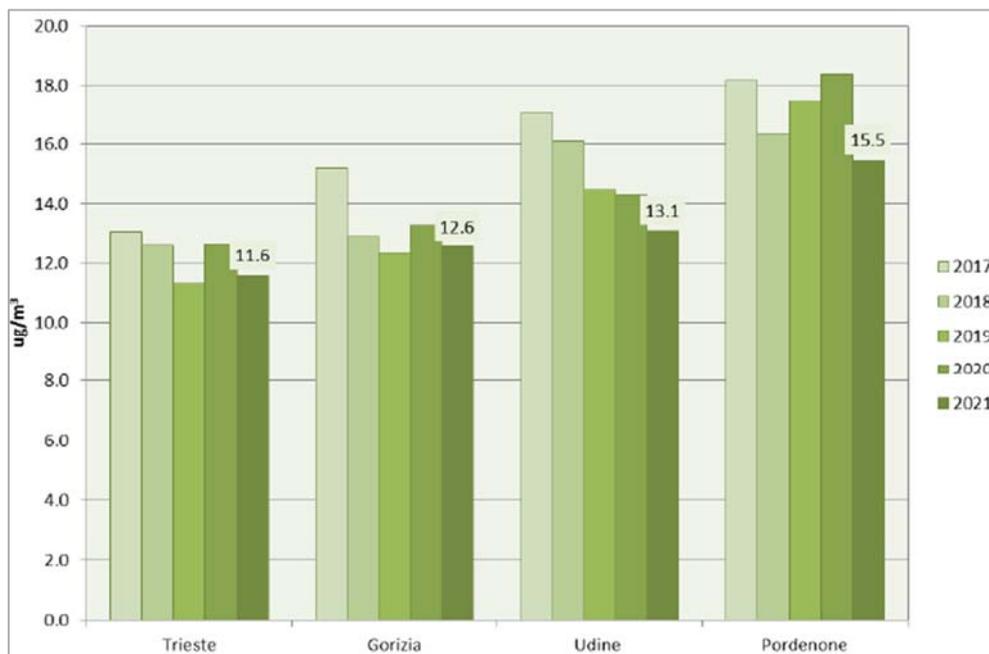


Figura 5.8 Valori medi annui di PM_{2.5} sul territorio regionale (Fonte: ARPA FVG)

L'ozono è un inquinante che si forma in atmosfera a partire da altri inquinanti (principalmente ossidi di azoto e composti organici volatili) in presenza di luce solare. Nel periodo da aprile a settembre si registrano in tutta Italia e in Europa livelli elevati e spesso superiori ai valori obiettivo. Proprio per i meccanismi di formazione in atmosfera di tale gas i livelli più elevati si registrano nelle aree suburbane e rurali, dove si vengono a creare in primavera/estate le condizioni ideali per la sua formazione, poiché il processo di formazione dell'ozono è catalizzato, come detto, dalla radiazione solare. Il D.Lgs. n. 155/10 fissa un valore obiettivo per la protezione della salute umana pari a $120 \mu\text{g}/\text{m}^3$ sulla media mobile delle 8 ore, da non superare più di 25 volte l'anno e un valore obiettivo a lungo termine, pari a $120 \mu\text{g}/\text{m}^3$ come media mobile su 8 ore nell'arco di un anno civile.

In Friuli Venezia Giulia nel corso del 2021 non ci sono stati superamenti della soglia di allarme o della soglia di informazione, ma si sono evidenziate criticità con la soglia dei $120 \mu\text{g}/\text{m}^3$ calcolata come media mobile sulle 8 ore. Il 2021 è stato un anno peggiore rispetto al precedente, con un numero significativo di superamenti del limite di $120 \mu\text{g}/\text{m}^3$ che hanno interessato sostanzialmente tutto il territorio regionale; si assiste al persistere di una criticità ambientale: in 7 stazioni di monitoraggio su 11 la media sei superamenti negli ultimi 3 anni è superiore al limite di legge per il parametro valore obiettivo per la protezione della salute umana (25 superamenti annui), 2 stazioni (Ugovizza, Trieste – via Carpineto) registrano valori di poco inferiori al limite previsto e solo le restanti 2 (Porcia, Tolmezzo) manifestano avere un numero molto contenuto di superamenti.

Va sottolineato come l'aumento dei superamenti nell'ultimo anno non sia affatto accompagnato da un contestuale rialzo dell'irraggiamento solare, come ci si aspetterebbe di primo acchito; anzi nel periodo più critico per questo inquinante (aprile-settembre) il 2021 mostra avere un irraggiamento solare sostanzialmente uguale a quello misurato nel 2020. Ciò a significare che l'aumento dei tenori di ozono è da ricercarsi in fattori di altra natura intimamente legati al complesso che la sostanza dimostra avere e alla naturale elevata reattività con molte altre sostanze (aerodisperse e non).

Presso la stazione di riferimento di Morsano sono stati registrati 32 superamenti del valore obiettivo nel corso del 2021.

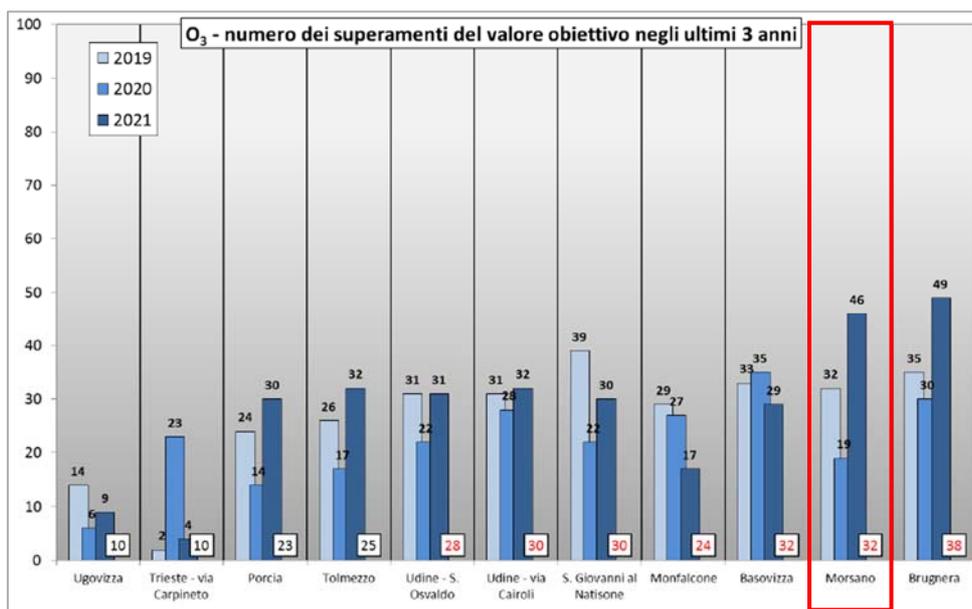


Figura 5.9 Superamenti della soglia di $120 \mu\text{g}/\text{m}^3$ di O_3 sul territorio regionale, anni 2019, 2020, 2021 (Fonte: ARPA FVG)

Benzene

Per il benzene, il D. Lgs. n.155/10 fissa un valore limite di concentrazione annuo di 5 µg/m³; in Friuli Venezia Giulia le concentrazioni di benzene sono diminuite in modo significativo già dalla seconda metà degli anni 2000 e hanno raggiunto livelli minimi ampiamente al di sotto delle soglie previste per la protezione della salute umana. Nella Tabella a seguire sono riportati i valori medi annuali nella rete minima e di supporto negli ultimi 5 anni; si riscontra anche per questo inquinante una sostanziale stabilità su valori marcatamente al di sotto del limite.

Tabella 5.7 Dati medi annuali di benzene (µg/m³), anno 2021 (Fonte: ARPA FVG)

	2017	2018	2019	2020	2021
Trieste - p.zza Volontari Giuliani	2.5	2.4	1.7	1.3	1.5
Trieste - p.le Rosmini	/	1.3	2.1	1.5	0.7
Trieste - p.zza Carlo Alberto	1.9	1.8	1.3	1.0	1.0
Udine - via S. Daniele	1.4	1.3	1.2	1.3	1.3
Brugnera	0.8	1.8	1.5	1.6	1.1
Udine - via Cairoli	1.3	1.1	0.5	0.4	0.4
Monfalcone area verde	/	/	/	0.6	0.6

Benzo(a)Pirene nel PM₁₀

Le concentrazioni in aria ambiente di BaP sono attualmente regolamentate dal D.Lgs. 155/2010 il quale fissa il limite di concentrazione sulla media annuale a 1 ng/m³. Mentre a livello regionale tale limite è da intendersi come “valore obiettivo”, ovvero una concentrazione da conseguire ove possibile e in base alle attuali tecnologie e conoscenze, a livello regionale la legge n. 1 del 13 febbraio 2012 stabilisce che debbano essere comunque adottate misure a protezione della salute umana in caso di superamenti e a prescindere dal tipo di stazione di monitoraggio.

L’OMS ha raccomandato un valore guida di 1 ng/m³ per la concentrazione media annuale di B(a)P in aria. Su una buona parte del FVG si registrano medie annue ben al di sotto del limite, ma sussistono tuttavia problematiche in Carnia e nel pordenonese. Degno di particolare attenzione è infatti il dato relativo a Tolmezzo che si attesta sostanzialmente attorno al limite ammesso dalla vigente normativa e che risulta altresì sensibilmente superiore a quanto registrato l’anno precedente. Una situazione più leggera si riscontra invece nel territorio della pianura friulana, dove è collocata l’area di progetto, nel goriziano e nel triestino.

I livelli elevati di BaP sono tipicamente rilevabili durante l’inverno a causa dell’utilizzo di generatori di calore alimentati con legna da ardere o varie biomasse combustibili tra cui cippato e pellet.

Metalli e semimetalli

Piombo, arsenico, cadmio e nichel sono presenti nelle polveri PM₁₀ delle quali sono una parte costitutiva e vengono analizzati grazie ad analisi chimiche svolte da ARPA FVG.

Il D.Lgs. 155/2010 pone delle soglie di concentrazione in aria ambiente per questi elementi, ma si sottolinea come queste soglie, ad esclusione di quella per il piombo, sono classificate come “valore obiettivo”; sono cioè valori da conseguire, ove possibile, in base alle attuali tecnologie e conoscenze. La tabella seguente riporta i valori previsti per piombo, arsenico, nichel e cadmio.

Tabella 5.8 Limiti del D.Lgs. 155/2010 previsti per metalli e semimetalli aerodispersi

Elemento	Denominazione della soglia	Valore di riferimento/limite	Periodo di mediazione
Piombo	Valore limite per la protezione della salute umana	0.5 µg/m ³ (500 ng/m ³)	media annua
Arsenico	Valore obiettivo per la protezione della salute umana	6.0 ng/m ³	
Nichel	Valore obiettivo per la protezione della salute umana	20.0 ng/m ³	
Cadmio	Valore obiettivo per la protezione della salute umana	5.0 ng/m ³	

Il 2021 si conferma un anno in cui i valori di concentrazione dei metalli e semimetalli sono stati abbondantemente al di sotto dei limiti di legge su tutto il territorio regionale. Tutte le valutazioni condotte in questi anni confermano che questi inquinanti sono al di sotto della più cautelativa “soglia di valutazione inferiore”, ovvero quella soglia cautelativa prevista per legge e per la quale non sarebbe neppure necessario il monitoraggio continuativo.

CO

A livello regionale questo inquinante da diversi anni non rappresenta più un problema ambientale: le concentrazioni osservate sono sempre abbondantemente inferiori alle soglie previste e anche nel corso del 2021 non si sono registrati superamenti.

SO₂

Il biossido di zolfo deriva dalla combustione di combustibili fossili contenenti zolfo. In passato è stato un importante inquinante atmosferico poiché la sua ossidazione porta alla formazione di acido solforoso e solforico. Il biossido di zolfo è un gas incolore facilmente solubile in acqua.

Le fonti naturali, come i vulcani, contribuiscono ai livelli ambientali di anidride solforosa. Le emissioni antropogeniche sono invece legate all'uso di combustibili fossili contenenti zolfo per il riscaldamento domestico, la generazione di energia e nei veicoli a motore.

Così come osservato per il monossido di carbonio anche il diossido di zolfo mostra da diversi anni concentrazioni irrilevanti su tutto il territorio regionale e anche il 2021 conferma questo andamento; non si sono verificati superamenti dei limiti di legge.

5.3 AMBIENTE IDRICO

Le acque interne sono rappresentate da tutti i corpi d'acqua superficiali e sotterranei che si trovano entro la linea di costa. In questa categoria rientrano i corsi d'acqua, i laghi e le falde acquifere.

Arpa FVG si occupa del monitoraggio delle acque interne della regione con l'obiettivo di garantirne la protezione e di migliorarne lo stato di qualità.

5.3.1 STATO DELLE ACQUE SUPERFICIALI

La Regione Friuli Venezia Giulia, durante il sessennio 2014-2019, ha effettuato il monitoraggio dei corpi idrici fluviali attraverso un totale di

- 328 stazioni di campionamento per lo stato ecologico a loro volta composte da:
 - 94 in monitoraggio di sorveglianza;
 - 224 in monitoraggio operativo;
 - 10 in rete nucleo – siti di riferimento

e

- 200 stazioni per lo stato chimico di cui:
 - 32 in monitoraggio di sorveglianza;
 - 164 in monitoraggio operativo;
 - 3 in rete nucleo – siti di riferimento.

Per l'analisi riportata di seguito si è fatto riferimento alla "Classificazione dei corpi idrici 2014-2019" effettuata da ARPA FVG (<https://www.arpa.fvg.it/temi/temi/acqua/sezioni-principali/acque-interne/qualita-delle-acque/>) e al documento "Monitoraggio e stato ambientale dei corpi idrici" del Piano di Gestione delle Acque 2022-2027.

Stato e potenziale ecologico dei fiumi della Regione

Per i corpi idrici fluviali, lo stato ecologico è individuato, ai sensi del D.M. 260/2010 e in base ai seguenti elementi:

- elementi di qualità biologica: macroinvertebrati bentonici, diatomee, macrofite e fauna ittica;
- elementi fisico-chimici a sostegno degli elementi di qualità biologica: condizioni di ossigenazione, condizione dei nutrienti ed altri elementi a scopo interpretativo (condizioni termiche, conducibilità, stato di acidificazione);
- elementi di qualità idromorfologica a sostegno degli elementi di qualità biologica: volume e dinamica del flusso idrico, connessione con il corpo idrico sotterraneo, continuità fluviale, variazione della profondità e della larghezza del fiume, struttura e substrato dell'alveo, struttura della zona ripariale;
- elementi chimici a sostegno degli elementi di qualità biologica: altri inquinanti specifici non presenti nell'elenco delle priorità, monitorati nella matrice acqua.

Dal monitoraggio svolto da Arpa FVG nel sessennio 2014-2019, il 54% dei corpi idrici fluviali è risultato in stato ecologico BUONO o superiore.

Per quanto riguarda i corpi idrici più prossimi all'area di progetto risulta uno stato ecologico di livello SUFFICIENTE per il periodo 2014-2019 (cfr. Figura 5.11).

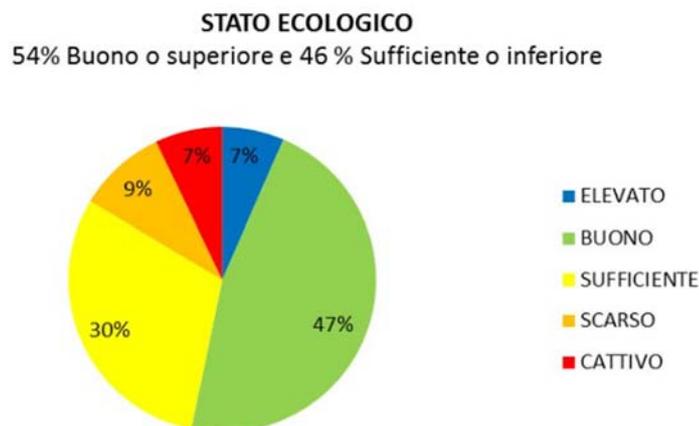


Figura 5.10 Percentuali delle classi di qualità dello stato ecologico dei corpi idrici fluviali del Friuli Venezia Giulia – sessennio 2014-2019 (Fonte: ARPA FVG)

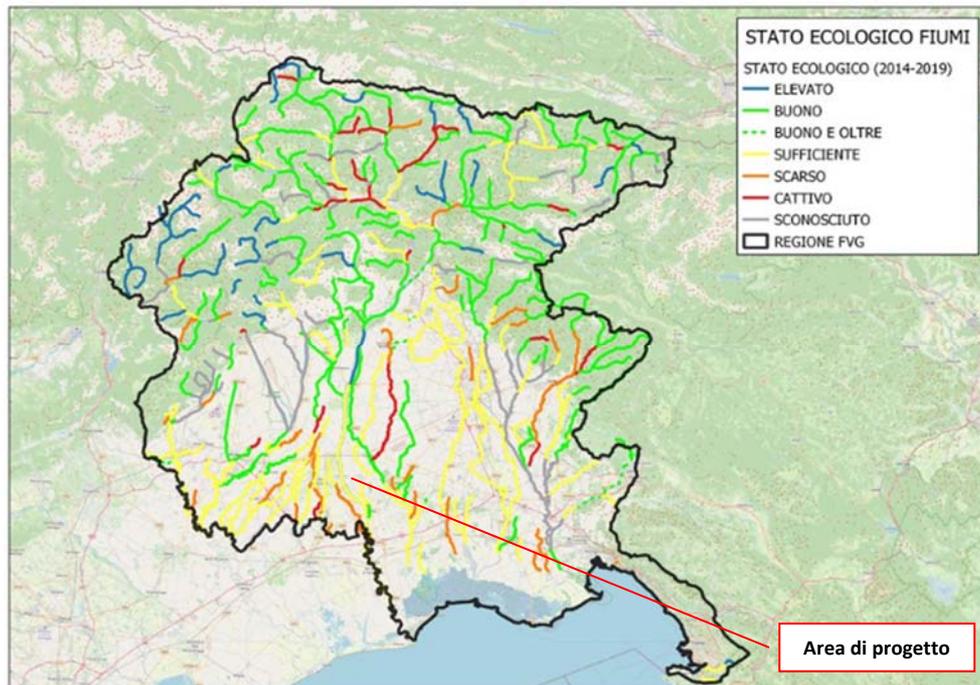


Figura 5.11 Mappa dello stato ecologico dei corpi idrici fluviali del Friuli Venezia Giulia – periodo 2014-2019 (Fonte: ARPA FVG)

Stato chimico

Lo stato chimico dei corpi idrici superficiali è definito in base alla presenza e concentrazione delle sostanze prioritarie individuate dal D.L.gs. 152/2006, suddivise in sostanze pericolose (P), sostanze pericolose prioritarie (PP) e altre sostanze (E).

Per i corpi idrici fluviali e lacustri il D.Lgs. n. 152/2006 nella sua versione aggiornata prevede il monitoraggio e la classificazione delle sostanze prioritarie rilevate sulla colonna d'acqua e nel biota come dall'elenco di Allegato I, Tabella 1/A, per le quali sono fissati standard di qualità, che rappresentano le concentrazioni limite per il buon stato chimico. Per le acque lo Standard di Qualità Ambientale viene espresso come valore medio annuo (SQA-MA); inoltre, per alcune sostanze, viene individuato un secondo SQA espresso come concentrazione massima ammissibile (SQA-CMA) da non superare mai in alcun sito di monitoraggio.

In Friuli Venezia Giulia, il 91% dei corpi idrici fluviali è risultato in stato chimico BUONO per quanto riguarda il monitoraggio del sessennio 2014-2019.



Figura 5.12 Percentuali delle classi di qualità dello stato chimico dei corpi idrici fluviali del Friuli Venezia Giulia – sessennio 2014-2019 (Fonte: ARPA FVG)

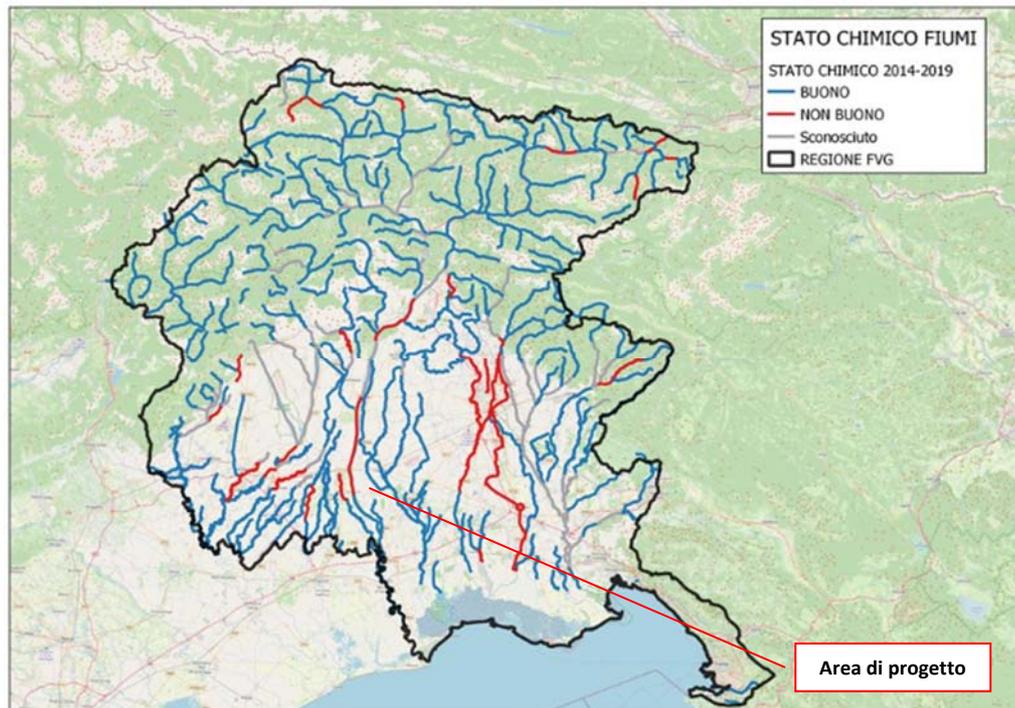


Figura 5.13 Mappa dello stato chimico dei corpi idrici fluviali del Friuli Venezia Giulia – sessennio 2014-2019 (Fonte: ARPA FVG)

5.3.2 STATO DELLE ACQUE SOTTERRANEE

Il D.Lgs. n. 30/2009 (poi ripreso nel complessivo regolamento di cui al D.M. 260/2010) introduce, quale unità di riferimento per la valutazione dello stato chimico delle acque sotterranee, il Corpo Idrico Sotterraneo, ne individua le caratteristiche e in base ad esse, dispone le frequenze di monitoraggio.

La Regione Autonoma del Friuli Venezia Giulia, sulla base del modello acquifero regionale più aggiornato, basato sulla suddivisione in complessi e bacini idrogeologici (denominati province), ha riconosciuto alcuni grandi comparti, ascrivibili a corpi montano-collinari, freatici e artesiani di pianura. Al di sotto della linea delle risorgive di falda si suddivide in un complesso “multifalda” costituito da acquiferi artesiani stratificati fino a grande profondità.

Con il contributo di Arpa FVG, la Regione Autonoma FVG ha quindi codificato originariamente 61 corpi idrici sotterranei, definiti per caratteristiche geologiche, strategiche, idrogeologiche e chimiche sostanzialmente omogenee, delimitati da analoghe condizioni di flusso sotterraneo o di carico idraulico; all’interno di questi, in alcuni casi sono state effettuate ulteriori distinzioni per tipologia e grado di inquinamento.

A seguito di modifiche ed accorpamenti intercorsi negli anni, su indicazione dell’Autorità di Bacino Distrettuale delle Alpi Orientali, i corpi idrici sotterranei sono stati rivisti numericamente. Per il periodo di monitoraggio 2015-2019 sono stati individuati 11 corpi idrici in ambito montano-collinare e 27 corpi idrici in pianura, di cui 15 freatici (11 di Alta Pianura e 4 di Bassa Pianura) e 12 artesiani di Bassa Pianura disposti su tre livelli di profondità.

Per valutare la qualità delle acque sotterranee Arpa FVG effettua sistematici prelievi e analisi attraverso una ampia rete di monitoraggio (cfr. Figura 5.14).

Lo stato chimico di un corpo idrico sotterraneo, in riferimento al D.Lgs. n. 30/2009, viene giudicato:

- **buono** quando il corpo idrico rispetta, per ciascuna sostanza controllata, gli Standard di Qualità o i Valori Soglia in ognuno dei siti individuati per il monitoraggio Stazioni);

- **non buono** quando un corpo idrico registra anche solo un superamento del valore medio annuale di un parametro analizzato.

Arpa FVG, durante il sessennio 2014-2019, ha effettuato il monitoraggio dei corpi idrici sotterranei attraverso una rete di circa 170 stazioni di campionamento; nel territorio comunale di Camino al Tagliamento è presente una stazione di monitoraggio (stazione n. M0153).

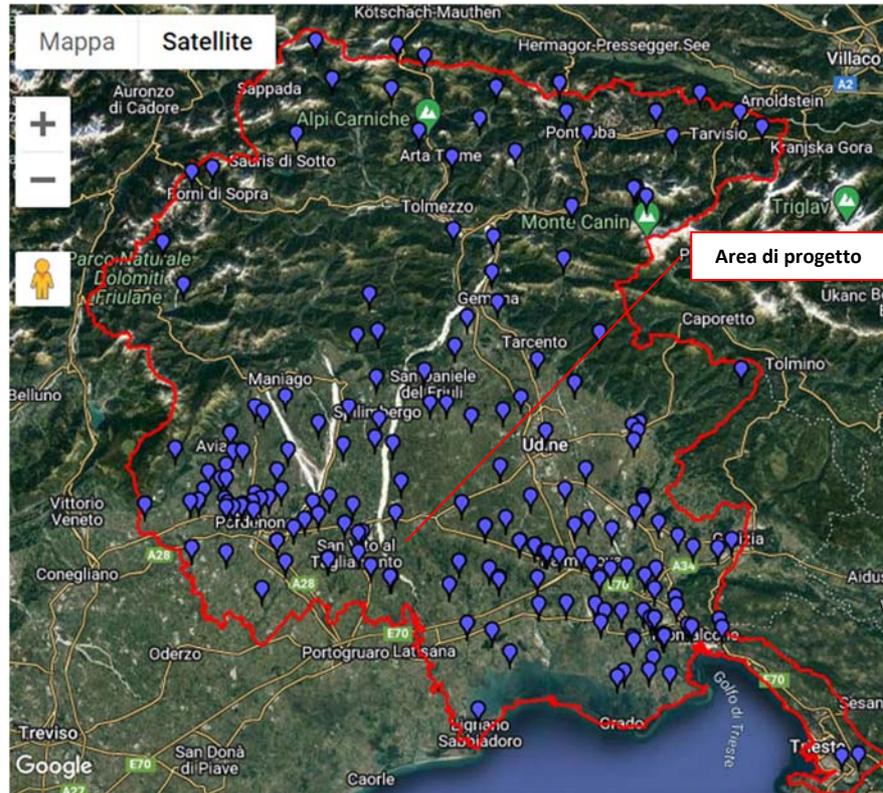


Figura 5.14 Mappa della rete di monitoraggio dei corpi idrici sotterranei del Friuli Venezia Giulia – sessennio 2014-2019 (Fonte: webGIS ARPA FVG)

Lo stato ecologico dei corpi idrici sotterranei monitorati da Arpa FVG durante il periodo 2014-2019 è risultato BUONO per il 63% dei corpi idrici sotterranei di pianura (cfr. Figura 5.15).

Nel territorio del comune di Camino al Tagliamento è presente sia un acquifero freatico che un acquifero artesiano distinto in tre diverse profondità; lo stato chimico per il monitoraggio 2014-2019 è risultato buono per tutti i corpi idrici sotterranei, come riportato nelle figure seguenti.

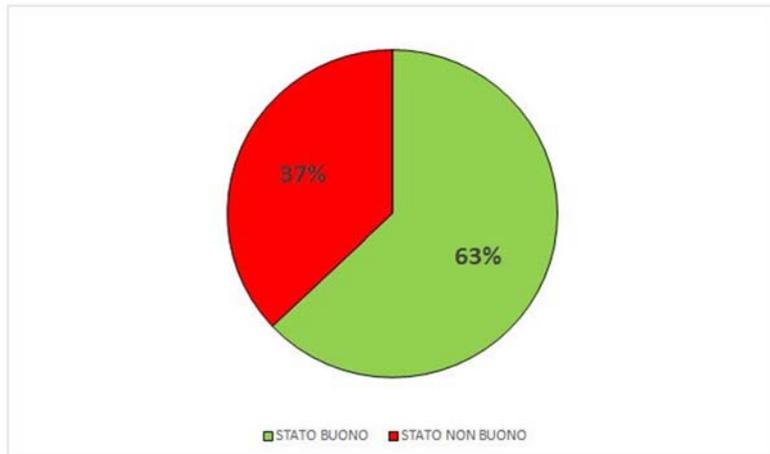


Figura 5.15 Stato chimico dei corpi idrici sotterranei di pianura della Regione Friuli Venezia Giulia (Fonte: ARPA FVG)

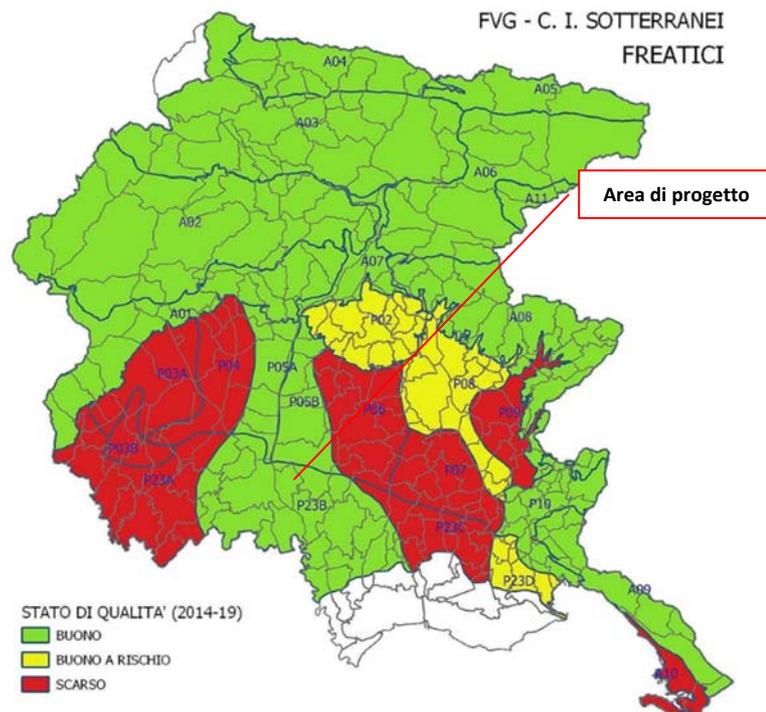


Figura 5.16 Stato di qualità 2014-2019 – Corpi idrici sotterranei montano collinari e di pianura freatici (Fonte: ARPA FVG)

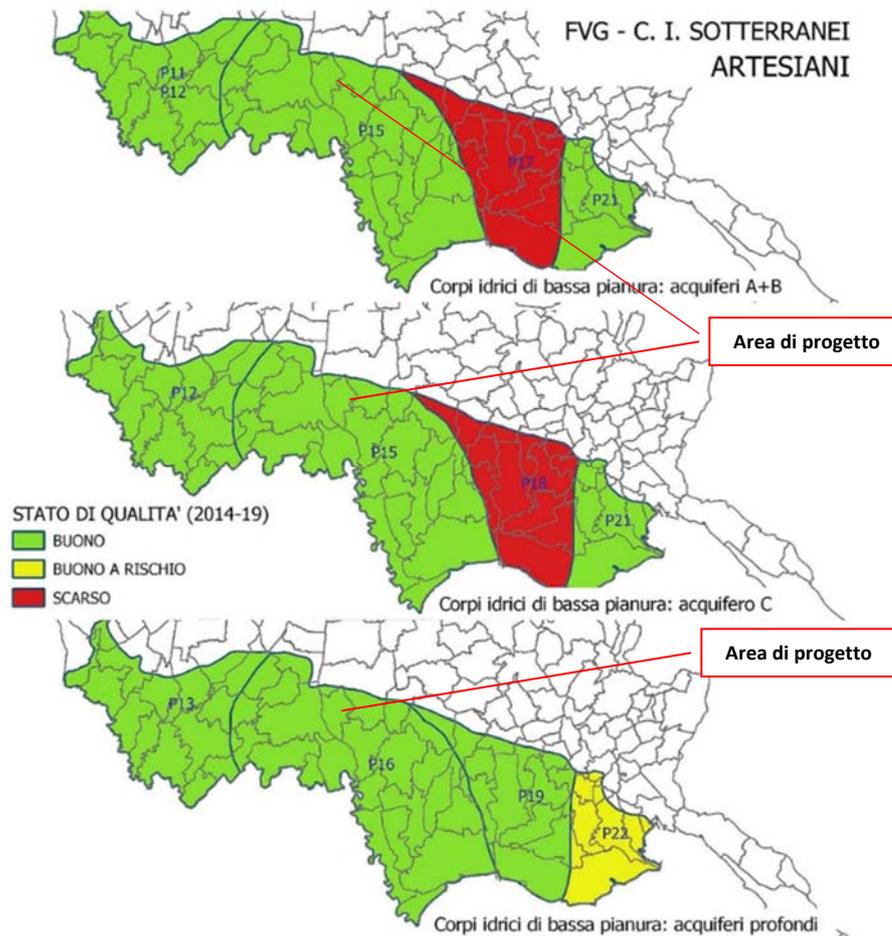


Figura 5.17 Stato di qualità 2014-2019 – Corpi idrici sotterranei di bassa pianura artesiani (Fonte: ARPA FVG)

5.4 SUOLO E SOTTOSUOLO

Le informazioni riportate nel presente paragrafo sono state reperite nei documenti del P.P.R. della Regione Friuli Venezia Giulia relativi all'ambito di paesaggio della Bassa Pianura friulana e isontina.

5.4.1 INQUADRAMENTO GEOLOGICO E GEOMORFOLOGICO

La bassa pianura friulana e isontina, delimitata a nord dalla linea delle risorgive, a sud dal margine lagunare e ad est dall'altipiano del Carso, rappresenta il lembo più orientale della Pianura Padana ma con caratteristiche proprie dovute ad un proprio sistema idrografico e alla breve distanza tra margine alpino e linea di costa, che diminuisce progressivamente sino a scomparire laddove l'altopiano carsico si affaccia sul mare.

Vi è quindi una variazione sia longitudinale sia trasversale della tipica morfologia a megaconoidi alluvionali che caratterizza tutta la pianura. La differenziazione longitudinale, con generico andamento est-ovest e tempi evolutivi sul lungo periodo, ha consentito la formazione di nette soglie sedimentarie che delimitano aree con caratteri ambientali e paesaggistici differenti. Da nord a sud in quest'ambito si riconoscono i seguenti settori geomorfologici: la fascia delle risorgive, la pianura modale con incisione dei fiumi di risorgiva e dossi poco evidenti, la pianura a dossi fluviali ben rilevati. La differenziazione trasversale, ad andamento circa nord-sud e tempi evolutivi sul breve periodo, è dovuta alla dinamica interna dei megafan alluvionali e la conseguente formazione di aree a sedimentazione attiva ed altre inattive, anche se,

specialmente nella parte più orientale, una serie di migrazioni degli alvei combinate a cambiamenti di regime idraulico dei corsi d'acqua hanno comportato la creazione di sistemi deposizionali composti molto complessi.

Questo assetto è causa di una gradazione dei sedimenti fluviali pleistocenici e attuali con una progressiva diminuzione della granulometria non solo da nord a sud ma anche da est a ovest.

In particolare, nella suddivisione stratigrafica dei depositi plio-quadernari continentali della pianura, sono stati riconosciuti tre tipi di depositi: quelli precedenti all'ultima grande fase di aggradazione culminante nell'Ultimo Massimo Glaciale (LGM), quelli dell'ultima grande fase di aggregazione culminante con LGM e quelli post-LGM. Tali depositi sono prevalentemente costituiti da sabbie, limi e argille fluvioglaciali e fluviali che, nei termini più recenti, diventano unicamente di tipo alluvionale più o meno distale.

In questo contesto l'agente morfologico principale, per la parte occidentale dell'ambito è stato e tutt'ora permane il fiume Tagliamento che in quest'ambito riceve l'ultimo affluente di una certa importanza, il fiume di risorgiva Vamo, e modifica gradualmente le proprie caratteristiche. L'alveo infatti si restringe e rimane costretto nei possenti argini, assumendo dapprima uno stile ad isole fluviali e poi monocursale e meandriforme. Per lunghi tratti, il corso del fiume risulta pensile rispetto la quota del piano campagna della pianura circostante. Le strutture sedimentarie, di conseguenza, sono associate a depositi di canale, barre, argini e piane di esondazione.

La morfologia centrale dell'ambito è invece dominata dal megafan del torrente Cormor. Quest'ultimo è stato uno dei maggiori scaricatori del ghiacciaio tilaventino e ha generato il settore centrale della pianura friulana.

Gli elementi dell'antica idrografia hanno direzione nord-est sud-ovest nel settore occidentale diventano quasi nord-sud in corrispondenza dell'attuale Cormor e assumono percorsi nord-ovest sud-est a oriente di esso. Dopo la disattivazione del sistema fluviale glaciale del torrente Cormor sulla superficie si è quindi sviluppata una fitta rete di bassure preesistenti (letti pleistocenici) rioccupata dai fiumi di risorgiva che hanno sfruttato in maniera passiva le depressioni della piana alluvionale comprese tra dossi rilevati.

Infine, all'estremità di levante della Pianura Padana si distingue l'area di competenza del megafan dell'Isonzo che sfuma a Nord con quella del Natisone-Judrio e ad ovest con quella del Natisone-Torre. Le delimitazioni di questi megafan e conoidi sono quasi sempre sfumate ad eccezione di alcuni tratti (ad esempio il settore orientale di quello isontino che sormonta le balze del Carso), in conseguenza di una serie di avulsioni, combinate a cambiamenti di regime idraulico, aggradazioni, restringimenti-allagamenti degli alvei, riutilizzo di vecchi letti fluviali, cannibalizzazione dei vecchi depositi che hanno comportato la sovrapposizione dei loro depositi e a volte, l'incisione e la sostituzione degli stessi.

Il pacco di sedimenti così generati poggia inoltre su un basamento pre-quadernario che, per i complessi meccanismi deposizionali e tettonici, mostra una grande variabilità sia nella litostratigrafia, con presenza di rocce calcaree mesozoiche e paleoceniche, eoceniche in fascies di flysch o mioceniche in fascies molassica, sia nella profondità del basamento con un progressivo e regolare abbassamento da nord-est a sud-ovest sino a raggiungere la quota minima, per quest'ambito, di circa -475 m dal piano campagna.

5.4.2 INQUADRAMENTO IDROLOGICO ED IDROGEOLOGICO LOCALE

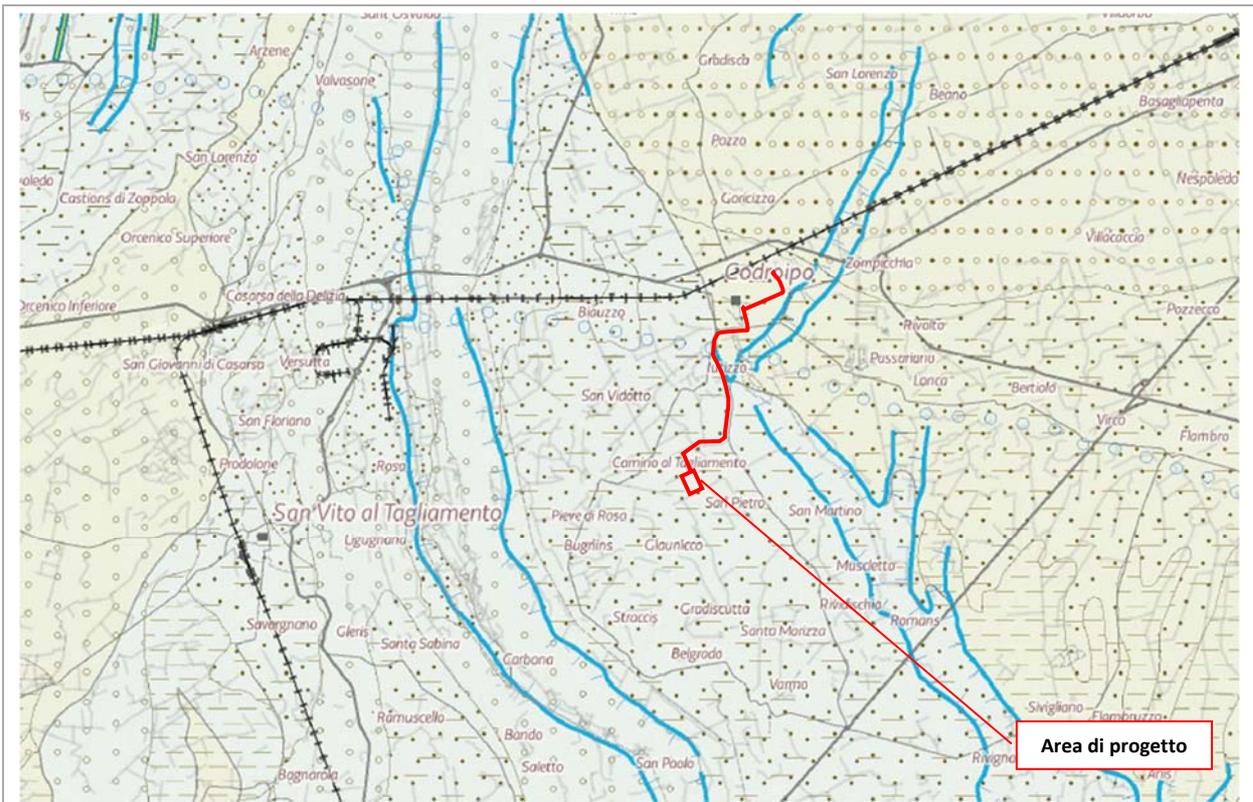
L'assetto geologico sin ora descritto, ha direttamente condizionato la struttura idrogeologica, che in bassa pianura vede la presenza di limitate zone con una falda freatica poco potente e contenuta in sedimenti superficiali da grossolani a fini, ma soprattutto lo sviluppo di un sistema multifalda formato da più acquiferi artesiani articolati, riconoscibili a seconda dell'intervallo di profondità e degli orizzonti interessati. Da circa -20 m a -300 m dal livello marino e con potenza massima attorno alla quindicina di

metri, si riconoscono sette falde artesiane talora complesse, a cui si aggiungono almeno altri tre livelli acquiferi, ancora più profondi e, nella parte meridionale dell'ambito, con caratteristiche geotermie.

Di particolare importanza in questo ambito è la linea delle risorgive, che in sinistra Tagliamento si sviluppa da Codroipo al Carso monfalconese, con andamento generale nord-ovest sud-est, per una lunghezza di circa 50 km e delimita il margine settentrionale di una ampia fascia territoriale della bassa pianura friulana e isontina ove la diminuzione della permeabilità dovuta al passaggio dei sedimenti da una granulometria grossolana ad una fine, obbliga le acque più superficiali della falda a riemergere, mentre la restante parte va ad alimentare l'articolato sistema della falde artesiane della bassa pianura. Si ha così il fenomeno delle risorgive, ovvero un allineamento di sorgenti lungo una stretta fascia di territorio, intersezione tra la superficie topografica e la falda freatica, che generano una diffusa rete di corsi d'acqua di risorgiva che confluiscono successivamente tra di loro e recapitano le portate nella Laguna di Grado-Marano o nel bacino del fiume Isonzo.

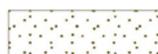
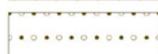
Sulla base delle caratteristiche idrogeologiche e chimico-fisiche delle acque, vengono riconosciute le province idrologiche che in quest'ambito sono molteplici, ovvero:

- pianura in destra e sinistra Tagliamento, una zona in cui è prevalente l'influenza delle acque disperse dallo stesso fiume;
- bassa pianura centro-orientale che risente dell'alimentazione proveniente dall'Alta pianura centro-orientale e della diminuzione del deflusso sotterraneo del Tagliamento;
- fascia dei conoidi dei fiumi Tore, Natisone, Isonzo, area caratterizzata dal deflusso sotterraneo delle acque freatiche e artesiane provenienti dal sistema Torre-Natisone-Isonzo.



Legenda:

Tessiture

-  Sedimenti limoso-argillosi talora con sabbie e ghiaie subordinate
-  Sedimenti sabbioso-limosi talora con ghiaie subordinate
-  Sedimenti sabbiosi talora con ghiaie e limi subordinati
-  Sedimenti ghiaioso-sabbiosi talora con limi subordinati
-  Sedimenti ghiaiosi talora con sabbie e limi subordinati
-  Sedimenti ghiaiosi, con sabbie e limi in percentuali varie, spesso inglobanti blocchi
-  Sedimenti pelitici di colore grigio scuro, grigio verde o nero, argille molto molli
-  Sedimenti pelitico-sabbiosi di colore grigio verdastro o cenere, grigio plumbeo o nerastro
-  Sedimenti pelitici molto sabbiosi di colore verdastro o nerastro

continua...

Unita Lito-Crono-Stratigrafiche

-  FR - FR
-  PF - PF
-  30 - Aree di bonifica e di riporto artificiale - Attuale
-  29 - Sedimenti del settore marino e lagunare - Attuale
-  28 - Detriti di falda recenti d attuali - Olocene - Attuale
-  27 - Sedimenti palustri e lacustritalora torbosi - Olocene - Attuale
-  26 - Sedimenti alluvionali del settore montano della pianura e litoranei - Olocene - Attuale

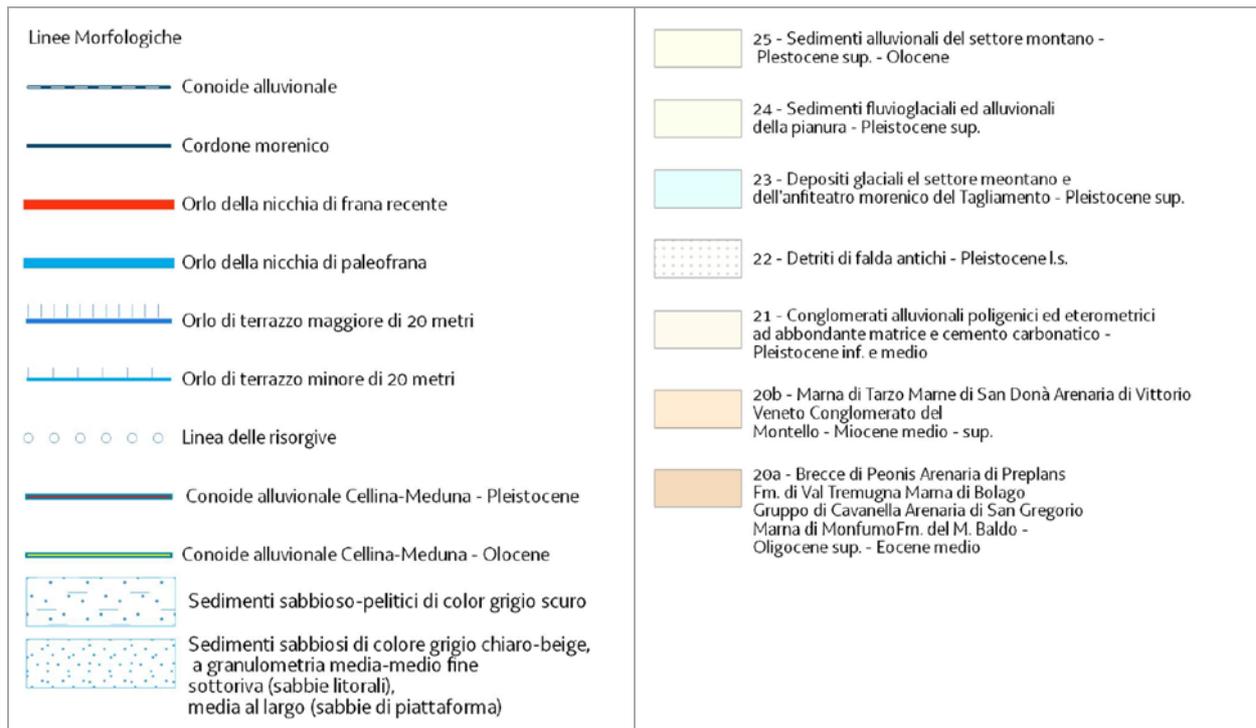


Figura 5.18. Estratto della Tavola "Caratteri Idro-geo-morfologici" (Fonte: P.P.R. Friuli Venezia Giulia)

5.5 BIODIVERSITÀ

L'ambito a cui appartiene l'area di progetto è caratterizzato da comunità faunistiche e floristiche che rappresentano bene la tensione biogeografica tra l'area illirica e quella padana vera e propria, per diverse specie, infatti, questo ambito rappresenta il limite del proprio areale di gravitazione e le comunità biologiche sono il risultato della commistione di elementi appartenenti alle due aree; tali comunità assumono perciò un valore di unicità a livello nazionale e internazionale come riconosciuto negli istituti di tutela e nelle priorità di azione regionale.

Gli elementi naturali e seminaturali dell'ambito si presentano estremamente ridotti, frammentati e isolati in un passaggio dominato dal tessuto rurale intensivo e semintensivo. Ad ogni modo, nonostante le pesanti trasformazioni antropiche del territorio, la bassa pianura friulana e isontina presenta ancora lembi di elementi naturalistici di pregio compresi in due macrosistemi ecologici in stretto contatto: il mosaico delle risorgive con le torbiere basse alcaline, i prati umidi, i boschi igrofilo e la pianura alluvionale con i boschi planiziali.

Le comunità vegetali naturali e seminaturali più rare e minacciate sono quelle caratteristiche del sistema delle risorgive; tale sistema, un tempo molto diffuso lungo la fascia di transizione tra l'alta e la bassa pianura, oggi si presenta estremamente ridotto e frammentato a causa delle bonifiche del secolo scorso e comprende un complesso mosaico ambientale in cui si alternano aree umide fresche con torbiere basse alcaline, olle, fontanili e lame che danno origine ai principali fiumi di risorgiva, oltre a paleo dossi maggiormente aridi dove si trovano diverse tipologie di prato stabile sia umido che asciutto; questi ambienti freschi e umidi, caratterizzati da acque e suoli oligotrofi sono adatti a piante e animali altamente specializzati.

La pianura alluvionale, caratterizzata da depositi sabbioso-pelitici e morfologie depresse, alterna invece aree da mesoigrofile a igrofile ed è percorsa da una fitta rete di corsi d'acqua che attraversano il territorio

creando le condizioni ambientali idonee per i saliceti e formazioni particolari tra cui i boschi ripariali di grande valore ecologico composti prevalentemente da salice bianco, pioppo nero e ontano nero.

L'habitat boschivo più raro e minacciato dall'elevata frammentazione è quello dei boschi planiziali (Quercocarpineti illirici *Erythronion-Carpinion*). Di tali boschi, costituiti prevalentemente da farnia e carpino bianco, ne sono sfuggiti alle grandi trasformazioni agricole solo pochi lembi relitti che sommati formano una superficie totale di circa 645 ha. Si presentano tra loro disgiunti, in quanto circondati dalle grandi estensioni delle coltivazioni agricole, ma costituiscono comunque i lembi più rappresentativi di quercocarpineto planiziale dell'intera pianura padana veneta e sono ciò che resta della vasta foresta che secondo le testimonianze di età romana copriva tutta la pianura padana (selva lupanica).

Questo habitat rappresenta la vegetazione potenziale di buona parte dell'ambito.

A corredo della vegetazione naturale relitta ci sono poi circa 428 ha di prati stabili d'origine antropica, concentrati soprattutto in corrispondenza di alcune aree tutelate come le Risorgive del fiume Stella, Palude Moretto, Palude Sevote, Paludi di Gonars, Paludi di Porpetto e che rivestono una notevole importanza per la biodiversità e per il paesaggio.

La flora di interesse conservazionistico comprende gli endemiti assoluti *Erucastrum palustre*, *Armeria helodes*, presenti esclusivamente negli ambienti delle torbiere basse alcaline della bassa pianura friulana e le cui popolazioni erano al limite dell'estinzione prima degli interventi di tutela e ampliamento degli habitat effettuati con il progetto Life Friuli fens; interessanti anche altre specie vegetali endemiche e relitti glaciali quali *Centaurea forojulensis*, *Ranunculus auricomus*, *Euphrasiamarchesettii*, *Senecio fontanicola*, *Primula farinosa* e alcune piante carnivore come *Pinguicula alpina* e *Drosera rotundifolia* che qualificano il paesaggio delle risorgive. Numerosi sono inoltre gli elementi rari e inclusi nelle liste rosse regionali e nazionali oltre che negli allegati della direttiva Habitat come ad esempio *Gladiolus palustris* e l'orchidea *Liparis loeselii*. Importanza va attribuita anche alle specie avventizie ormai rare (Archeofite) caratteristiche dei lacerti di sistemi colturali tradizionali estensivi.

La biodiversità faunistica dell'area si caratterizza per la presenza di numerose specie tutelate dalla normativa regionale, nazionale e internazionale confinante nei pochi residui di boschi integri e nelle aree umide naturali e quindi particolarmente vulnerabili in quanto minacciate dalla riduzione e dalla frammentazione degli habitat. Tra queste l'emergenza più notevole è la lucertola carniolica *Zootoca carniolica*, legata alle torbiere basse a *Schoenus nigricans*. L'estensione complessiva dell'habitat idoneo alla specie stimata per eccesso, non raggiunge i 20 km² e, data la sua frammentazione, le popolazioni di *Zootoca carniolica* possono essere a tutti gli effetti considerate come minacciate di estinzione.

Nei lembi di bosco planiziale si possono trovare numerose specie di anfibi e rettili come la rana di lataste *Rana latastei*, l'ululone dal ventre giallo *Bombina variegata*, il tritone crestato italiano *Triturus carnifex*, rettili come la testuggine palustre *Emys orbicularis*, l'aspide *Vipera aspis francisciredi* e il saettone *Zamenis longissimus*, mammiferi come il moscardino *Muscardinus avellanarius* e la puzzola *Mustela putorius* nonché diverse specie di invertebrati tra cui insetti saproxilici legati alla presenza di alberi vetusti come il cervo volante e il coleottero curculionide *Gasterocercus depressirostris*. Sono diffusi i chiropterati che utilizzano in forma stagionale sia ambienti boschivi che strutture antropiche; quelle prospicienti i corsi d'acqua sono particolarmente importanti per ospitare siti di riproduzione e svernamento, ad esempio per la specie *Myotis daubentonii*.

Gli ambienti delle risorgive, caratterizzati da acque fresche e ben ossigenate, ospitano una fauna ittica con presenza di specie legate ai tratti montani o pedemontani, spesso endemiche e tutelate ai sensi della Direttiva Habitat, come la lampreda padana *Lampetra zanandreae*, lo scazzone *Cottus gobio*, il barbo *Barbus plebejus* e il cobite fluviale *Cobitis taenia*, nonché diverse notevoli specie di invertebrati come il

gambero di fiume *Austropotamobius italicus meridionalis*, il mollusco *Vertigo angustiore*, rare farfalle legate ai prati umidi come *Lycaena dispar*, *Coenonympha oedippus* o ai saliceti come *Arytrura musculus*, recentemente scoperta alle risorgive di Zarnicco e Flambro.

Di notevole interesse anche l'ornitofauna, con numerose specie di ambienti forestali come picchi e alcuni rapaci diurni e da specie che prediligono le acque basse come diverse specie di ardeidi. Importante anche la presenza nelle aree aperte alle risorgive dell'albanella reale *Circus cyaneus* e dell'albanella minore *Circus pigargus*, le cui popolazioni hanno registrato negli ultimi anni una drammatica contrazione.

Anche gli agroecosistemi estensivi circostanti le aree naturali, in particolare se ricchi di acque superficiali e siepi interpoderali, possono ospitare numerose specie di vertebrati di interesse conservazionistico, in particolare rettili e micromammiferi.

Le aree tutelate si estendono su 3.430 ha di territorio pari a circa il 5,2% dell'ambito; sono presenti 11 Zone Speciali di Conservazione (ZSC) e 2 Zone di Protezione Speciale (ZPS) istituite ai sensi della Direttiva Habitat 92/43/CEE, 1 Riserva Naturale Regionale, 10 biotipi naturali e 4 parchi comunali istituiti ai sensi della L.R. 42/96 nonché 392 ha di prati stabili tutelati ai sensi della L.R. 9/2005.

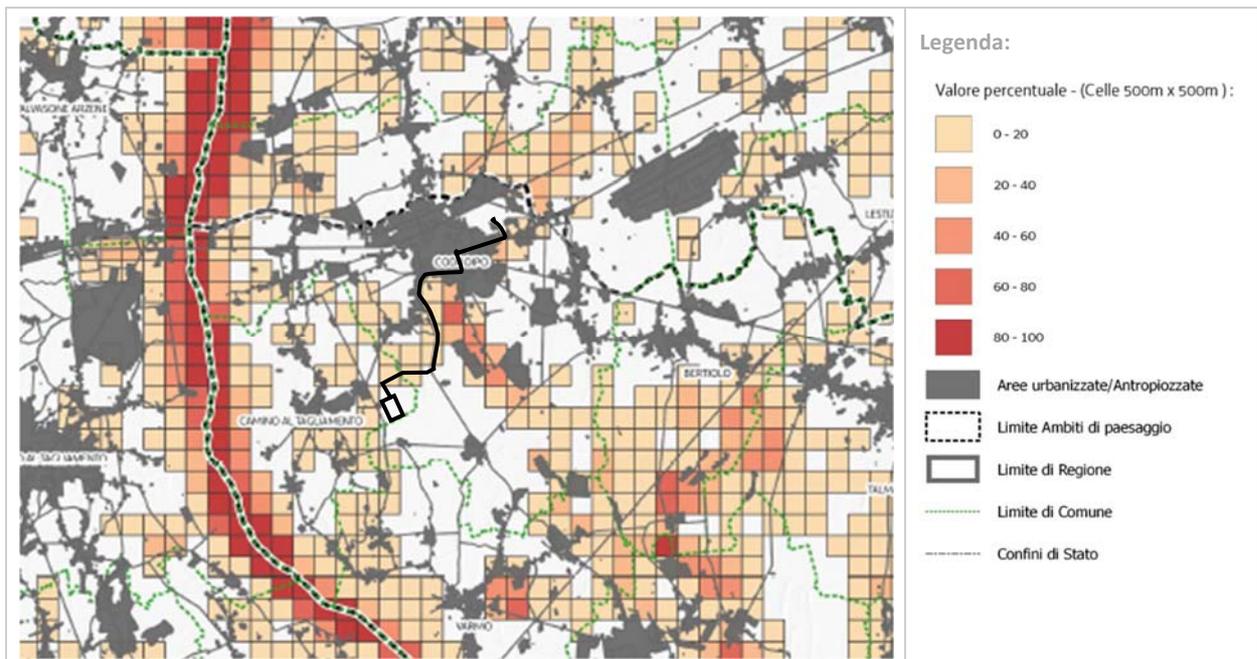


Figura 5.19 Estratto della Tavola "Densità degli ambienti naturali della Rete Ecologica Regionale" (area di progetto contornata in nero; fonte: P.P.R. Friuli Venezia Giulia)

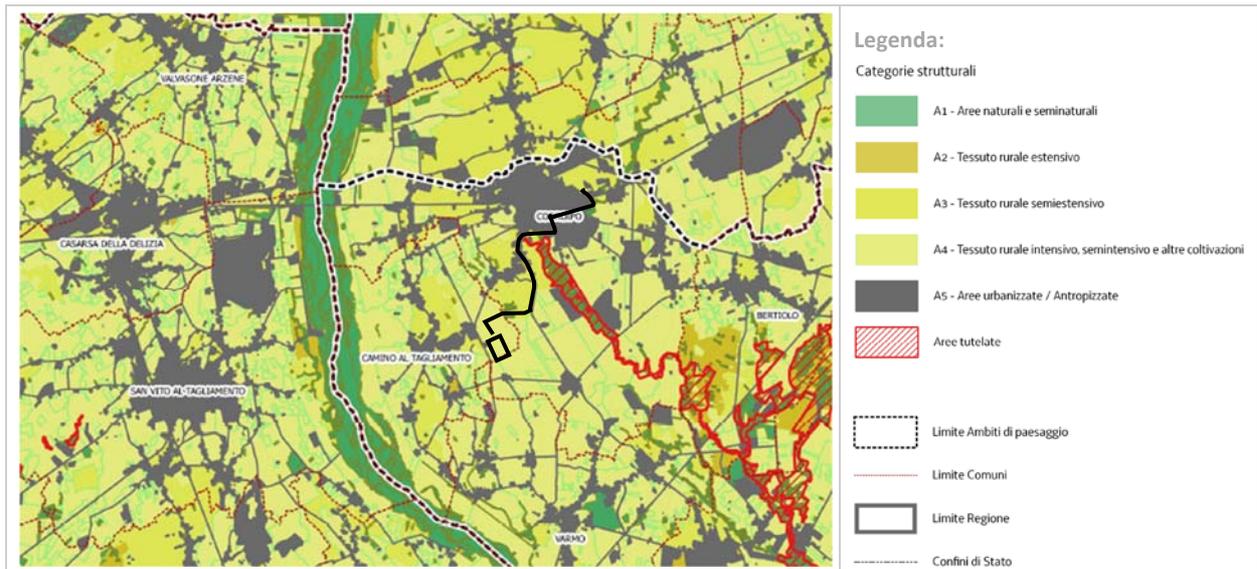


Figura 5.20 Estratto della Tavola "Usi del suolo" (area di progetto contornata in nero; fonte: P.P.R. Friuli Venezia Giulia)

5.6 PAESAGGIO

L'area in esame rientra nell'ambito "Bassa pianura friulana e isontina", che è caratterizzato dalla presenza di caratteri rurali diversificati che rappresentano le differenti modalità di trattamento dell'uomo ad un ambiente unico per la complessità dei suoi aspetti idraulici e per le sue caratteristiche ambientali in fragile equilibrio. In generale i principali elementi che connotano questo ambito sono:

- **Spazi rurali in ambito urbano:** si trovano nelle aree (come nella zona di Monfalcone, Staranzano e Ronchi dei Legionari) in cui l'espansione urbana, industriale, viaria e commerciale ha prodotto una maglia rurale fortemente frammentata e disgregata spesso interclusa in modo tale da non poter essere destinata ad un uso produttivo.
- **La bonifica:** queste terre sono state interessate per diversi secoli dalla attività di bonifica che ha comportato l'impiego di grandi risorse e fatiche da parte delle popolazioni di questi luoghi che hanno trasformato il territorio in una delle zone più fertili della regione. il paesaggio è caratterizzato dalla trama regolare delle particelle, dalla presenza di canali e strade. Queste aree sono interessate dalla presenza di aziende agricole con estese superfici destinate per lo più a seminativi, cereali e colture industriali, a vigneti e a pioppeti. Le ristrutturazioni agricole legate alle tecniche delle bonifiche hanno prodotto una morfologia caratterizzata da superfici pianeggianti con struttura agraria costituita prevalentemente da campi aperti, anche se sono ancora presenti residui di colonizzazioni agrarie antiche (campi chiusi a maglia stretta). Le siepi e le alberature campestri sono molto scarse, con la conseguenza che questo paesaggio di campi aperti, pianeggiante, è connotato da un'assoluta monotonia. L'impianto idrografico è imbrigliato da un complesso sistema di fossi e scoline a maglie regolari, diffuso in forma capillare nel territorio agricolo. A interrompere l'orizzontalità del paesaggio vi sono le piantagioni di pioppeti specializzati e qualche sparuto esemplare arboreo.
- **Campi chiusi, siepi, boschetti filari, fossati e strade rurali:** caratterizzano soprattutto la fascia di risorgiva in cui ritroviamo terreni morbidi ben drenati incisi da fossi. Si tratta della pianura più ricca di acque, segnata da insediamenti agrari antichi e stratificati, poco compromessi dalle nuove forme dell'urbanizzazione contemporanea. Questa regione agraria, coltivata sin dal Medioevo mantiene in parte il particellare storico e la morfologia tradizionale dei campi chiusi circondati da filari e siepi, una fitta rete di rogge e canali, i boschetti di latifoglie e le antiche strade. L'area era contraddistinta dalla

presenza di rogge e di numerosi mulini che proprio dalla forza dell'acqua venivano alimentati. Nell'area sono presenti alcune eccezioni, quale quella di Villa Manin, in cui è evidente la modifica dei lotti medievali e l'accorpamento delle proprietà più esterne con l'organizzazione in campi aperti molto ampi. Lungo le principali strade sono diffusi filari di grandi alberature di platano.

- **Il riordino fondiario** delle paludi tra Stella e Tagliamento: opera di colonizzazione lenta che ha segnato queste terre di acque e di boschi con aziende agricole dalle firme regolari. Strutturano l'area i segni delle forme fluviali dei corsi d'acqua minori (Cragno, il vecchio Fosso del Confin, fossa Barbariga, ecc.) e quelli degli antichi dossi di Modeano. Le vecchie aziende risalenti all'Età Moderna sono isolate nella campagna e si accompagnano al sistema degli insediamenti agrari antichi e stratificati, poco compromessi dalle nuove forme dell'urbanizzazione contemporanea.
- **Le coltivazioni legnose di pianura:** di tipo prevalentemente intensivo, con altezza di seminativi e colture pregiate e rara presenza di marginature con filari, siepi o loro residui. In anni recenti trova una certa diffusione il vigneto specializzato, in sostituzione dell'originario assetto del paesaggio agrario. La copertura vegetale di origine agraria è caratterizzata dall'associazione tra avvicendamento colturale ed arboricoltura da legno e da frutto;
- **L'orientamento e la dimensione del reticolo fondiario** in cui si possono riconoscere eventi importanti che hanno caratterizzato questi territori come tracce della centuriazione e della viabilità di epoca romana, ancora riconoscibili in alcune zone come ad esempio la via Julia Augusta.
- **I boschi planiziali** che si configurano come punti di appoggio per la connettività ecologica, residui di una natura un tempo diffusa che rivestono grande valore ecologico e percettivo in relazione al contesto.
- **Laghi e stagni artificiali** sono diffusi nell'ambito di paesaggio e sono dovuti all'affioramento della falda idrica in cave di prestito o bacini estrattivi.

Il territorio del comune di Camino al Tagliamento è generalmente pianeggiante, ragione per cui non vi sono particolari profili morfologici dei luoghi quali ad esempio quelli dei crinali.

In aree di aperta campagna tuttavia sono presenti cornici sceniche verso le montagne che offrono scorci di profili naturali paesaggisticamente suggestivi. Ugualmente nell'ambito del fiume Tagliamento e delle Risorgive del fiume Stella e del fiume Tagliamento macchie, fasce e filari di verde costituiscono un fronte naturale percepibile da diversi punti di osservazione. Cortine edilizie e murarie, ville padronali, manufatti rurali, chiese e torri campanarie saldate lungo gli assi stradali costituiscono invece profili di paesaggio antropizzato tipico storico e di pregio ambientale. Del paesaggio antropizzato consolidato fanno parte anche aree produttive, tecniche e tecnologiche che per qualità e dimensioni dello spazio possono costituire un elemento di detrazione o intrusione visiva. Profili naturali e artificiali possono essere alla stessa stregua componenti percettivo identitarie del paesaggio, ferma restando la necessità in taluni casi di interventi migliorativi della qualità degli spazi.

La maggior parte del territorio comunale è agricolo. Se per un verso molte aree sono state oggetto di riordino o presentano un'agricoltura intensiva, poco interessante dal punto di vista ecologico ed ecosistemico, vaste parti del territorio, mantengono tessiture agrarie di matrice storica complessa.

Queste si distinguono per una maglia composita di seminativi, scandita dalla presenza di siepi che si dispongono lungo i confini, o di filari di essenze arboree (es. il gelso) in coltura promiscua con la vite dislocati sui limiti e anche all'interno dei coltivi (piantata friulana). La variabilità e ricchezza sotto il profilo percettivo ed il notevole valore ecologico come maglia di connessione della rete ne fanno un paesaggio di grande valore, riconosciuto ampiamente dalla variante di conformazione. Elementi essenziali sono la

parcellizzazione catastale storica, i filari, le siepi e gli elementi dell'agroecosistema in generale. Questi elementi offrono generalmente visuali agricole piatte, frammentate e intervallate dalla verticalità di schermi naturali singoli o in filare, che costituiscono di fatto delle quinte naturali.

Gli scenari identitari di paesaggio riconosciuti tipici dei pressi di Camino al Tagliamento sono schematizzabili in:

- a) il sistema del fiume Tagliamento;
- b) il sistema delle Risorgive del fiume Stella;
- c) il sistema insediativo residenziale e i borghi rurali caratteristici;
- d) i così detti paesaggi di transizione, individuati a margine tra le aree di campagna e/o di interesse ambientale e quelle di insediamento e produttive;
- e) le emergenze storiche artistiche architettoniche e le tracce di insediamenti protostorici e medievali che permangono.

L'area del fiume Tagliamento caratterizza il confine ovest del comune di Camino, è definita da un argine di terra inerbite, elevato qualche metro sul piano di campagna. L'alveo del fiume ha andamento meandriforme e spesso asciutto, è costituito da ghiaie e sabbie e si caratterizza per la sporadica presenza di arbusti, cespugli e vegetazione di golena. Cime di alberi emergono dall'argine e costituiscono uno sfondo naturale apprezzabile dalla campagna esterna e dal ponte lungo la Strada Statale 13 (Pontebbana). Qui la vista si scompone su più piani: in primo piano le ghiaie del Tagliamento e il fronte naturale delle macchie di verde di golena, in secondo piano i primi rilievi regionali occidentali emergenti lungo la linea d'orizzonte.

Spostando il punto di vista all'area di campagna più prossima al fiume Tagliamento il profilo del paesaggio di fondo appiattisce progressivamente fino a coincidere con il filo delle coltivazioni seminative e/o legnose della campagna. In primo piano filari alberati e vegetazione golenale a bordura dell'argine del fiume, nel piano di campagna elevato, costeggiano le strade campestri, sedimi di ciclovie di interesse regionale, percorsi privilegiati di osservazione del paesaggio.

L'area delle Risorgive del fiume Stella è una zona umida di grande valore naturalistico e biodiversità a sud di Codroipo e ad est del territorio di Camino al Tagliamento, Zona Speciale di Conservazione appartenente ai Siti di Rete Natura 2000. L'ambiente è ricco di acque di risorgiva e corsi d'acqua affioranti, olle e fontanili; tra queste le principali sono l'Acqua Reale e l'Acqua Bianca. Lungo le rive sono presenti numerosi boschi, macchie e prati stabili naturali, costeggiati da una fitta rete di percorsi sterrati, sentieri e ponti.

Le vedute di primo piano sono generalmente di fronti naturali di fasce e macchie di verde. Entro l'area delle Risorgive non sono evidenti situazioni di criticità visiva, piuttosto le vedute sono di grande pregio paesaggistico.

Il tessuto insediativo è generalmente composto da cortine urbane compatte lungo strada o piazza, in complementarità morfologica con lo spazio pubblico e gli spazi destinati alla circolazione.

Diverse possono essere le declinazioni della tipologia insediativa o le modalità di aggregazione edilizia, nei caratteri e nelle tipologie architettoniche, fermo restando invece il rapporto delle stesse con lo spazio pubblico della strada e/o piazza sulle quali si attestano.

Entro gli insediamenti residenziali elementi quali portali, pozzi, affreschi, stemmi, icone votive e altri manufatti di pregio arricchiscono lo scenario del paesaggio urbano. Tuttavia il sovrapporsi di molteplici episodi di trasformazione urbana ha portato in alcuni casi all'alterazione o alla costruzione di edifici difforni dai caratteri dell'insediamento tipico storico, pur non modificando il carattere relativamente accentrato del borgo; ugualmente alcuni insediamenti presentano edifici di valore ambientale o tipici

storici in stato di abbandono o forte degrado, che possono diventare elementi detrattori della quinta urbana alla quale appartengono.

5.7 CLIMA ACUSTICO

Il Comune di Camino al Tagliamento ha adottato (non ancora approvato) il Piano Comunale di Classificazione Acustica (P.C.C.A.) ai sensi della legge 26 ottobre 1995, n. 447 e relativi decreti attuativi, della legge regionale n. 16 del 18 giugno 2007 e del Documento “Criteri e linee guida per la redazione dei Piani comunali di classificazione acustica del territorio” pubblicati nel BUR FVG del 25 marzo 2009.

Dalla Tavola “Zonizzazione Definitiva” (cfr. Figura 5.21) l’area dell’impianto in progetto è classificata in classe II – aree prevalentemente residenziali, i valori limite di emissione delle singole classi sono riportati nella tabella a seguire.

Tabella 5.9 Valori limite di emissione (Fonte: Relazione Generale – Classificazione acustica del Comune di Camino al Tagliamento)

Classe	Descrizione	L_{Aeq}	L_{Aeq}
		Diurno (dB)	Notturno (dB)
I	aree particolarmente protette	45	35
II	aree prevalentemente residenziali	50	40
III	aree di tipo misto	55	45
IV	aree di intensa attività umana	60	50
V	aree prevalentemente industriali	65	55
VI	aree esclusivamente industriali	65	65

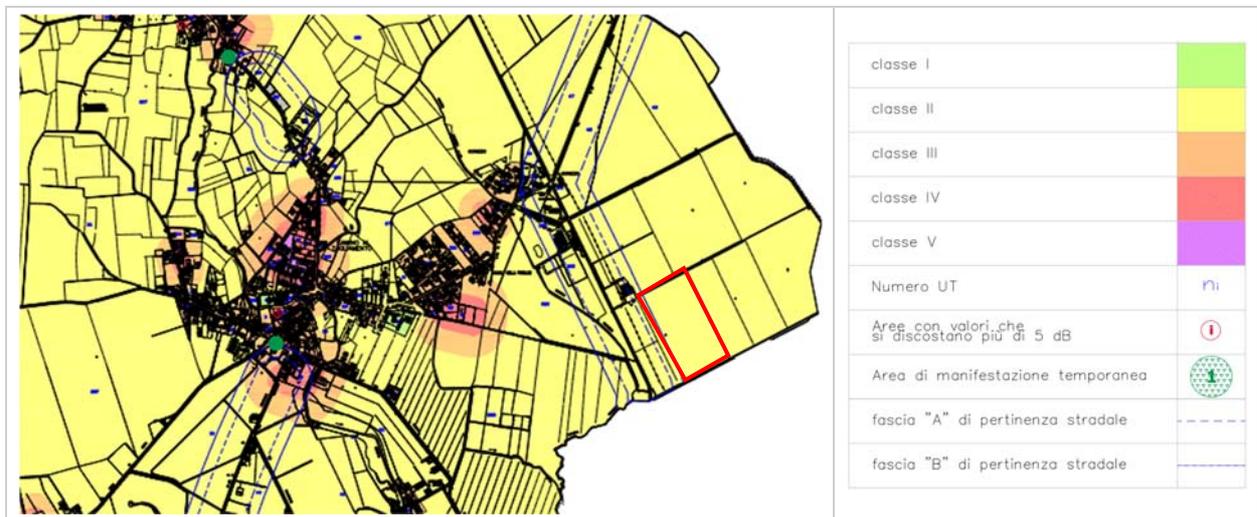


Figura 5.21 Estratto della Tavola di Zonizzazione acustica definitiva (Fonte: P.C.C.A. di Camino al Tagliamento)

In data 12 Gennaio 2023, durante un arco temporale compreso tra le ore 09:00 e le ore 12:00, sono stati svolti alcuni rilievi strumentali per misurare il clima acustico della zona con particolare riguardo all’area che ospiterà il cantiere, il futuro impianto e le zone limitrofe ospitanti strade e ricettori civili, in modo da poter tarare il modello previsionale. Durante le misurazioni si è tenuto conto del rumore proveniente dalle strade, come descritto nella relazione di “Valutazione previsionale di impatto acustico - ELLO18 SOLAR 1” a firma del Per. Ind. Agelio Mantoani - Tecnico Competente in Acustica Ambientale (N° Iscrizione Elenco Nazionale Tecnici Competenti in Acustica – 2854).

Nelle figure seguenti sono indicati i punti di misura mentre gli esiti dei rilievi fonometrici relativi alla situazione attuale sono contenuti nelle successive tabelle 5.10 e 5.11.



Figura 5.22 Ubicazione punti di misura Camino al Tagliamento (in prossimità dell'area del futuro impianto fotovoltaico)



Figura 5.23 Ubicazione punti di misura Codroipo (lungo il percorso del cantiere del cavidotto).

Tabella 5.10 Rilievi fonometrici riferiti allo stato di fatto (componente residuale del rumore)

COMUNE DI CAMINO AL TAGLIAMENTO:

ID	T _R (min)	T _O (min)	T _M (min)	L _{Aeq} , dB(A)	LIMITI DPCM 01/03/91	LIMITI IMMISSIONE FUTURO PCCA
P1	06:00 – 22:00	09:00 – 12:00	9 minuti	43,4	70 dB(A)	55 dB(A)
P2	06:00 – 22:00	09:00 – 12:00	8 minuti	44,7	70 dB(A)	55 dB(A)
P3 – R1	06:00 – 22:00	09:00 – 12:00	15 minuti	61,5	70 dB(A)	55 dB(A)

Nota: Il flusso veicolare caratterizza il clima acustico di zona con particolare riguardo al recettore sensibile R1.

Tabella 5.11 Rilievi fonometrici riferiti allo stato di fatto (componente residuale del rumore)

COMUNE DI CODROIPO:

ID	T _R (min)	T _O (min)	T _M (min)	L _{Aeq} , dB(A)	LIMITE IMMISSIONE ATTUALE PCCA
P4 – R2	06:00 – 22:00	09:00 – 12:00	11 minuti	57,3	65 dB(A)

5.8 ELETTRROMAGNETISMO

Lo spettro elettromagnetico rappresenta la classificazione di tutte le onde elettromagnetiche in base alla loro frequenza. Lo spettro può essere suddiviso in due parti:

- radiazioni non ionizzanti: comprendono le frequenze (0 - 1015 Hz) fino alla luce visibile; l'energia trasportata non è sufficiente a ionizzare gli atomi e a rompere i legami atomici, cioè a rimuovere completamente un elettrone da un atomo o da una molecola.
- radiazioni ionizzanti: coprono la parte dello spettro (con frequenza maggiore di circa 1015 Hz) dalla luce ultravioletta ai raggi gamma; l'energia trasportata è sufficiente a ionizzare gli atomi o le molecole (cioè a strappar loro gli elettroni) e a rompere i legami atomici.

È alle radiazioni elettromagnetiche non ionizzanti con frequenza inferiore a quella della luce infrarossa che ci si riferisce quando si parla di inquinamento elettromagnetico

Le radiazioni non ionizzanti d'interesse ambientale si dividono in:

- radiazioni a bassa frequenza (ELF), con frequenza pari a 50 Hz;
- radiazioni a radio frequenza (RF), con frequenza compresa tra 100 kHz e 300 GHz.

Per quanto riguarda le radiazioni a bassa frequenza (ELF), le sorgenti principali sono costituite da elettrodotti, ovvero linee elettriche (aeree e/o interrate), e cabine di trasformazione. Gli elettrodotti, funzionanti con tensioni di intensità variabili e con una corrente alternata alla frequenza di 50 Hz, producono campi elettrici e magnetici variabili nel tempo.

Le linee elettriche, deputate al trasporto e distribuzione dell'energia elettrica, si suddividono, a secondo della tensione, in:

- alta tensione: 380 kV, 220 kV, 132 kV;
- media tensione: 15 kV;
- bassa tensione: 380 V e 220 V.

Le cabine elettriche si distinguono in:

- stazione di trasformazione: smista le linee di alta tensione, collega le linee elettriche con la centrale di produzione, trasforma la tensione da 380 kV o 220 kV a 132 kV;
- cabina primaria: trasforma la tensione da 132 kV (alta tensione) a 15 kV (media tensione);
- cabina secondaria: trasforma la tensione da 15 kV (media tensione) a 380 V o 220 V (bassa tensione).

Nell'ambito di monitoraggi di campi elettromagnetici, la Regione Friuli Venezia Giulia ha istituito, con la L.R. 2/2000, il catasto degli impianti radioelettrici. Quest'ultimo è lo strumento che permette di mappare tutti gli impianti radioelettrici con potenza media fornita al sistema radiante superiore a 5 W e consentire l'inserimento delle misure di campo elettromagnetico effettuate sul territorio regionale. La realizzazione e la gestione del catasto è affidata ad Arpa FVG.

Il catasto degli impianti radioelettrici ha lo scopo di:

- consentire una conoscenza, con alto grado di aggiornamento, della situazione degli impianti installati sul territorio, utile anche per fini amministrativi e normativi;
- archiviare i dati relativi alle misure di campo elettromagnetico eseguite sul territorio regionale;
- permettere la stima dei livelli dei campi elettromagnetici generati dalle sorgenti e la valutazione delle condizioni di esposizione della popolazione;
- fornire, nell'ottica della trasparenza sui dati ambientali, un archivio da cui attingere le informazioni sull'"inquinamento elettromagnetico" per gli enti pubblici, gli operatori responsabili delle relazioni con la popolazione o direttamente per i cittadini.

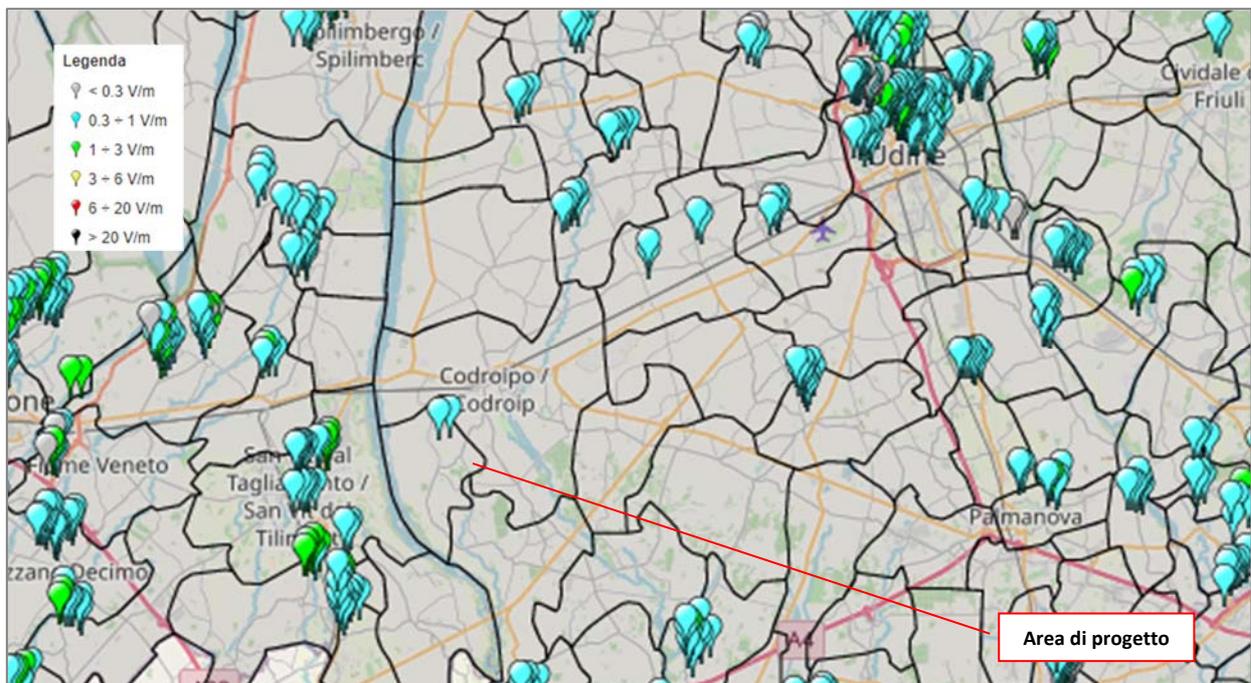


Figura 5.24 Monitoraggi dei campi elettromagnetici– anno 2022 (Fonte: ARPA FVG)

5.9 CONSUMO E PRODUZIONE DI ENERGIA

I dati relativi al sistema elettrico (produzione di energia elettrica e calore, potenza installata, consumi, ecc.) sono periodicamente pubblicati da TERNA. Di seguito sono illustrati i dati consuntivi fino al 2018 e le stime preliminari per il 2019 elaborate da ISPRA¹⁰ in base ai dati del Rapporto mensile sul sistema elettrico pubblicato da TERNA a gennaio 2020 con dati aggiornati fino a dicembre 2019.

La produzione lorda nazionale di energia elettrica nel periodo 1990-2018 è passata da 216,6 TWh a 289,7 TWh con un incremento del 33,8%. I consumi elettrici sono passati da 218,8 TWh a 303,4 TWh nello stesso

¹⁰ Cfr. Rapporto 317/2020 "Fattori di emissione atmosferica di gas a effetto serra nel settore elettrico nazionale e nei principali Paesi Europei – Edizione 2020" dell'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA).

periodo con un incremento del 38,7%. Dopo un periodo di costante crescita della produzione e dei consumi, dal 2007 si osserva un andamento caratterizzato da ampie oscillazioni con una tendenza al ribasso fino al 2014 dovuta agli effetti della crisi economica e una ripresa negli ultimi anni. Il saldo import/export rispetto ai consumi elettrici mostra un andamento oscillante intorno alla media del 15% e ampie oscillazioni negli ultimi anni. I dati preliminari del 2019 mostrano una diminuzione del saldo import/export da 43,9 TWh nel 2018 a 38,2 TWh nel 2019.

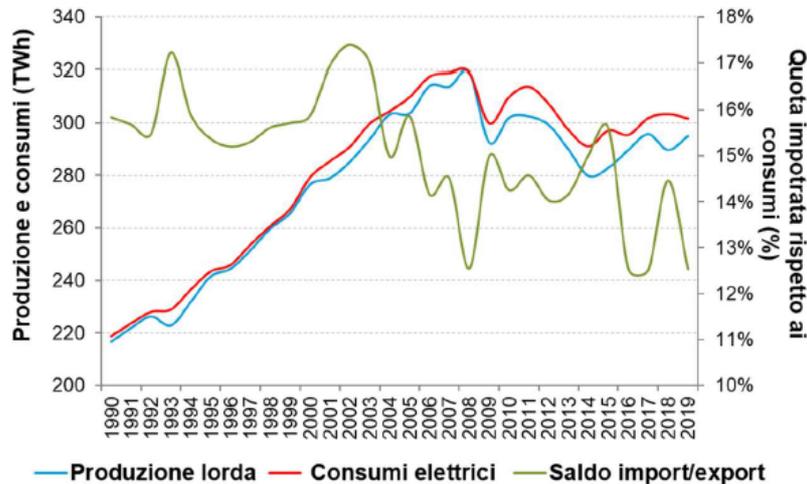


Figura 5.25 Andamento della produzione e del consumo di energia elettrica. È riportata inoltre la quota di energia elettrica importata rispetto ai consumi. (Per il 2019 stime ISPRA su dati preliminari TERNA)

Di seguito è riportata una tabella riepilogativa dei dati di produzione e consumo di energia elettrica.

Tabella 5.12 Dati di produzione e consumo di energia elettrica (TWh)

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019*
Produzione lorda di energia elettrica	216,6	241,5	276,6	303,7	302,1	283,0	289,8	295,8	289,7	294,1
<i>apporti da pompaggio</i>	3,5	4,1	6,7	6,9	3,3	1,4	1,8	1,8	1,7	1,8
Calore utile	-	-	-	53,6	56,3	59,3	61,0	61,1	59,6	60,3
Energia destinata a servizi ausiliari	11,5	12,3	13,3	13,1	11,3	10,6	10,1	10,6	9,9	10,2
Produzione netta	205,1	229,2	263,3	290,6	290,7	272,4	279,7	285,3	279,8	283,8
Energia destinata ai pompaggi	4,8	5,6	9,1	9,3	4,5	1,9	2,5	2,5	2,3	2,4
Produzione destinata al consumo	200,3	223,6	254,2	281,3	286,3	270,5	277,2	282,9	277,5	281,4
Saldo import/export	34,7	37,4	44,3	49,2	44,2	46,4	37,0	37,8	43,9	38,2
Energia elettrica richiesta	234,9	261,0	298,5	330,5	330,5	316,9	314,3	320,5	321,4	319,6
Perdite di rete	16,2	17,6	19,2	20,6	20,6	19,7	18,8	18,7	18,0	18,5
Consumi elettrici	218,8	243,5	279,3	309,8	309,9	297,2	295,5	301,9	303,4	301,1

* Dati preliminari TERNA e stime ISPRA

Per quanto riguarda le stime preliminari per il 2019 si osserva un incremento della produzione elettrica nazionale (1,5%) e un lieve decremento dei consumi elettrici (-0,8%) rispetto all'anno precedente.

Gli andamenti di lungo termine mostrano un incremento dell'efficienza del sistema elettrico in termini di riduzione della quota di energia destinata ai consumi ausiliari delle centrali. La riduzione è dovuta anche allo sviluppo delle fonti rinnovabili caratterizzate da bassi consumi ausiliari specifici.

Inoltre, si osserva una diminuzione delle perdite di rete. La quota di consumi ausiliari rispetto alla produzione lorda passa da 5,3% del 1990 a 3,4% del 2018, mentre le perdite di rete rispetto all'energia elettrica richiesta passano da 6,9% a 5,6% nello stesso periodo.

Nella seguente tabella è riportata la produzione elettrica lorda dalle diverse fonti.

Tabella 5.13 Produzione elettrica lorda per fonte a partire dal 1990 (TWh)

Fonte	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019*
Idroelettrica	35,1	41,9	50,9	42,9	54,4	47,0	44,3	38,0	50,5	47,7
Termoelettrica	178,3	196,1	220,5	253,1	231,2	192,1	199,4	209,5	192,7	195,4
Geotermica	3,2	3,4	4,7	5,3	5,4	6,2	6,3	6,2	6,1	6,0
Eolica e fotovoltaica	0,0	0,0	0,6	2,4	11,0	37,8	39,8	42,1	40,4	45,0
TOTALE	216,6	241,5	276,6	303,7	302,1	283,0	289,8	295,8	295,8	294,1

* Dati preliminari TERNIA e stime ISPRA

L'energia elettrica di origine termica rappresenta, per tutta la serie storica, la quota prevalente della produzione elettrica nazionale ma a partire dal 2007 si osserva un costante declino dell'apporto di energia termoelettrica. La percentuale media della produzione termoelettrica lorda dal 1990 al 2018 è pari al 77,1% della produzione nazionale con un andamento piuttosto variabile e in crescita fino al 2007, quando la produzione elettrica di origine termica ha raggiunto l'84,7%. Successivamente al 2007 si registra un rapido declino della quota termoelettrica fino al 63% nel 2014. Negli ultimi anni si osservano ampie oscillazioni e nel 2018 la quota termoelettrica è del 66,5%. I dati preliminari per il 2019 mostrano una quota termoelettrica invariata rispetto al 2018. Un andamento analogo si osserva per la quota di energia elettrica di origine fossile che dopo un picco del 82,6% nel 2007 mostra un declino fino al minimo del 56% nel 2014 e del 59,7% nel 2018.

Il contributo della fonte idroelettrica presenta fluttuazioni legate al regime pluviometrico, con un valore medio pari al 17,3% dal 1990 al 2018. Le fonti non tradizionali – eolico, solare, rifiuti, biocombustibili – presentano una rapida crescita nell'ultimo decennio (Figura 5.26) che negli ultimi anni mostra un arresto se non una sensibile riduzione. Il contributo complessivo di tali fonti al 2018 è pari al 20,6%, in lieve diminuzione rispetto all'anno precedente. La quota geotermica mostra un andamento crescente nel lungo termine e una riduzione negli ultimi anni (da 1,5% nel 1990 a 2,1% nel 2018). La produzione di origine eolica e fotovoltaica mostra una crescita esponenziale, coprendo complessivamente il 13,9% della produzione nazionale del 2018 (6,1% da eolico e 7,8% da fotovoltaico). L'energia elettrica prodotta da bioenergie (biogas, bioliquidi, biomasse e quota rinnovabile dei rifiuti) mostra un contributo relativo in costante crescita già a partire dalla prima metà degli anni '90 con una accelerazione che dal 2008 è particolarmente sostenuta e nel 2015 raggiunge il 6,9% della produzione elettrica nazionale e il 10,1% della produzione termoelettrica tradizionale. Nel 2018 si osserva una riduzione della produzione elettrica da bioenergie rispetto all'anno precedente e la quota rispetto alla produzione nazionale e alla produzione termoelettrica è stata del 6,6% e 9,3% rispettivamente. Le stime per il 2019 mostrano l'incremento della produzione da fonti rinnovabili dovuto all'incremento della produzione eolica e fotovoltaica che compensano la riduzione della produzione idroelettrica.

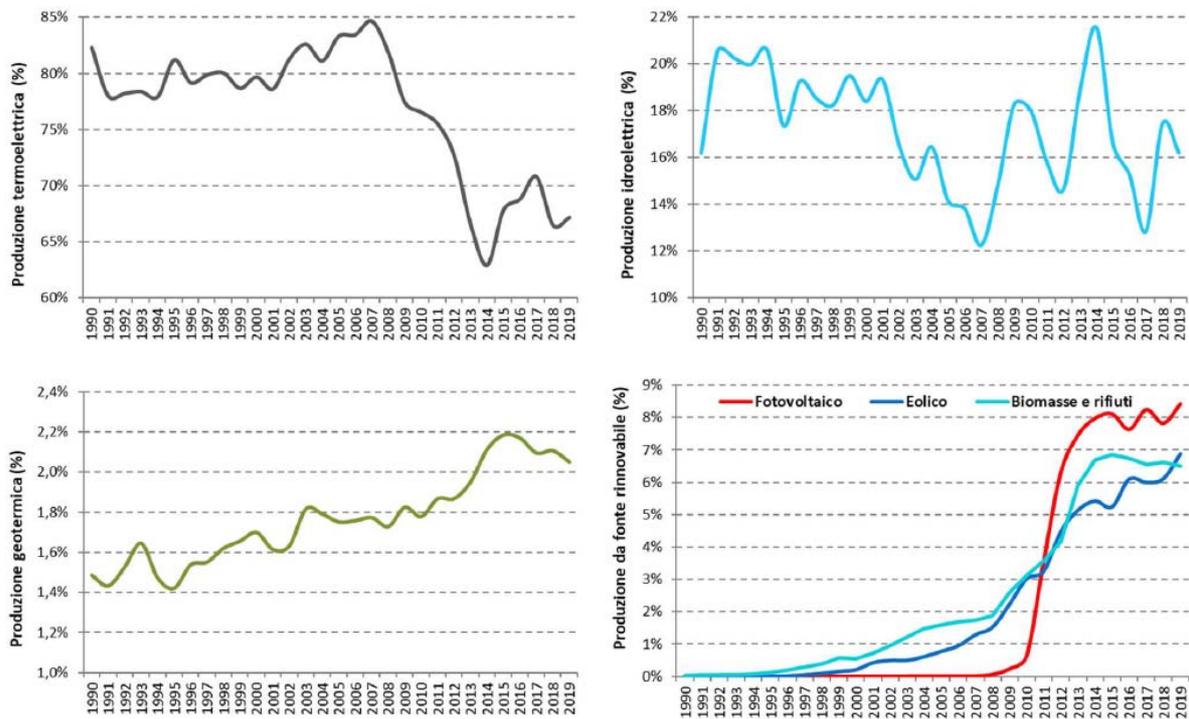


Figura 5.26 Quota della produzione elettrica lorda nazionale dalle diverse fonti. Per il 2019 stime ISPRA su dati preliminari

TERNA

La voce ‘altri combustibili’ rappresenta un gruppo eterogeneo di combustibili composto essenzialmente da diverse tipologie di bioenergie (biomasse solide, biogas e bioliquidi di diversa origine) e da rifiuti (CDR e rifiuti solidi urbani e industriali). È evidente il crescente contributo di tali combustibili che passano da un marginale 0,05% nel 1990 al 7,5% nel 2018 della produzione elettrica nazionale.

Fino alla prima metà degli anni '90 i prodotti petroliferi, in particolare l'olio combustibile, rivestivano un ruolo prevalente nella generazione elettrica contribuendo alla produzione di circa il 50% dell'energia elettrica di origine termica. Dalla seconda metà degli anni '90, in seguito all'effetto combinato di politiche ambientali mirate alla riduzione delle emissioni inquinanti, l'aumento del prezzo del petrolio e la maggiore efficienza dei cicli combinati rispetto alle caldaie tradizionali, si assiste a una progressiva diminuzione dei prodotti petroliferi nel settore termoelettrico e a un contestuale incremento della quota di gas naturale. Nel mix di combustibili fossili un ruolo non irrilevante è ricoperto dal carbone con un contributo medio alla produzione elettrica del 12,2% nel periodo dal 1990 al 2018 ma con un andamento in netta diminuzione negli ultimi anni. In particolare, si osserva un andamento crescente della quota di carbone fin dalla seconda metà degli anni '90 con diverse oscillazioni e un picco del 16,4% della produzione elettrica raggiunto nel 2012 (22,7% dell'energia elettrica di origine termica) e un successivo declino fino alla quota del 9,8% nel 2018 (14,8% dell'energia elettrica di origine termica). Il gas naturale rappresenta la risorsa fossile prevalente per la generazione termoelettrica. Dal 2017 si registra una quota ancora marginale di produzione elettrica da biometano immesso nella rete del gas naturale (16,4 GWh nel 2017 e 50 GWh nel 2018). L'energia elettrica da biometano è calcolata da GSE in base all'incidenza del biometano rispetto ai consumi di gas naturale per la generazione elettrica ed è conteggiata ai soli fini del monitoraggio della Direttiva 2009/28/CE. In Figura 5.27 è evidente come al rapido declino dei prodotti petroliferi corrisponda un incremento del gas naturale la cui quota sulla produzione elettrica totale cresce costantemente passando da meno del 20% nel 1990 fino a raggiungere il picco del 55,0% nel 2007.

Successivamente si osserva una inversione di tendenza in corrispondenza del crescente contributo delle fonti rinnovabili. Nel 2018 la quota del gas naturale è stata del 44,4% sulla produzione elettrica totale (66,7% dell'energia elettrica di origine termica), in diminuzione rispetto al 2017.

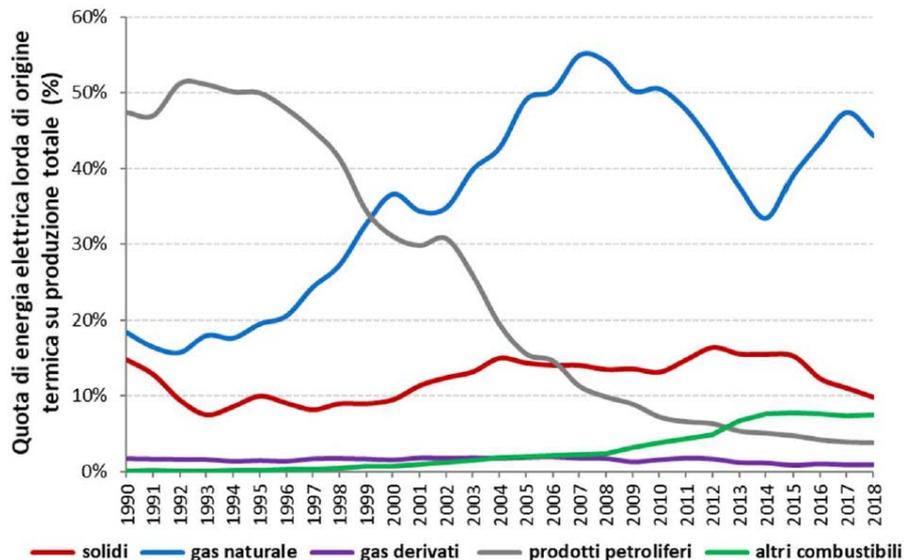


Figura 5.27 Andamento della quota di energia termoelettrica prodotta per tipologia di combustibile

La produzione elettrica da fonti rinnovabili, al netto della produzione idroelettrica da pompaggi, è stata pari al 39,5% della produzione nazionale nel 2018, in netto aumento rispetto all'anno precedente grazie all'incremento di produzione idroelettrica (Tabella 5.14).

Tabella 5.14 Produzione elettrica lorda per fonte rinnovabile. La produzione idroelettrica è riportata al netto della produzione da pompaggi (TWh)

Fonte energetica	1990	1995	2000	2005	2010	2014	2015	2016	2017	2018	2019*
Idroelettrica	31,6	37,8	44,2	36,1	51,1	58,5	45,5	42,4	36,2	48,8	45,9
0 - 1 MW	-	1,4	1,6	1,5	2,2	3,1	2,6	2,7	2,3	3,0	-
1 - 10 MW	-	6,0	6,6	6,1	8,7	11,0	8,3	8,2	7,0	9,1	-
> 10 MW	-	30,3	36,1	28,5	40,2	44,4	34,7	31,6	26,9	36,7	-
Eolica	0,0	0,0	0,6	2,3	9,1	15,2	14,8	17,7	17,7	17,7	20,2
Fotovoltaica	0,0	0,0	0,0	0,0	1,9	22,3	22,9	22,1	24,4	22,7	24,7
Geotermica	3,2	3,4	4,7	5,3	5,4	5,9	6,2	6,3	6,2	6,1	6,0
Bioenergie	0,1	0,3	1,5	4,8	9,4	18,7	19,4	19,5	19,4	19,2	19,1
Solidi	-	0,2	0,9	3,6	4,3	6,2	6,3	6,5	6,6	6,6	-
Biogas	-	0,1	0,6	1,2	2,1	8,2	8,2	8,3	8,3	8,3	-
Bioliquidi	-	0,0	0,0	0,0	3,1	4,3	4,9	4,7	4,5	4,3	-
Biometano#	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0	0,1	0,1
TOTALE	34,9	41,5	51,0	48,6	77,0	120,7	108,9	108,0	103,9	114,5	116,1

* Stime ISPRA su dati preliminari TERNA.

La produzione elettrica da biometano è calcolata da GSE in base all'incidenza del biometano sui consumi di gas naturale per la generazione elettrica ed è conteggiata ai soli fini del monitoraggio della Direttiva 2009/28/CE.

Dopo un periodo di rapida crescita la produzione elettrica da fonti eolica e fotovoltaica è piuttosto stabile negli ultimi anni. Lo stesso andamento si osserva per la produzione da bioenergie. La produzione elettrica da fonti rinnovabili è più che raddoppiata dal 2005 al 2018 ma dopo un picco di 120,7 TWh raggiunto nel 2014 si registra una significativa riduzione negli anni successivi, dovuta alla diminuzione dei tassi di crescita delle fonti eolica, fotovoltaica e delle bioenergie e soprattutto alla contrazione di energia idroelettrica. Nel 2018 si registra un sensibile incremento della produzione idroelettrica che

tradizionalmente è prevalente nel settore delle fonti rinnovabili. La fonte idrica nel 2018 costituisce il 42,6% della produzione elettrica da fonti rinnovabili al netto della produzione da pompaggi. Le prime stime della produzione idroelettrica nel 2019 mostrano che la produzione totale da fonti rinnovabili aumenta di circa 1,6 TWh rispetto al 2018.

In Figura 5.28 sono riportate le quote della produzione elettrica lorda dalle rispettive fonti. Dal 1990 risulta evidente un costante incremento del gas naturale a scapito dei prodotti petroliferi. Inoltre, dal 2007 si nota la crescente quota delle fonti rinnovabili che negli ultimi anni mostra un rallentamento.

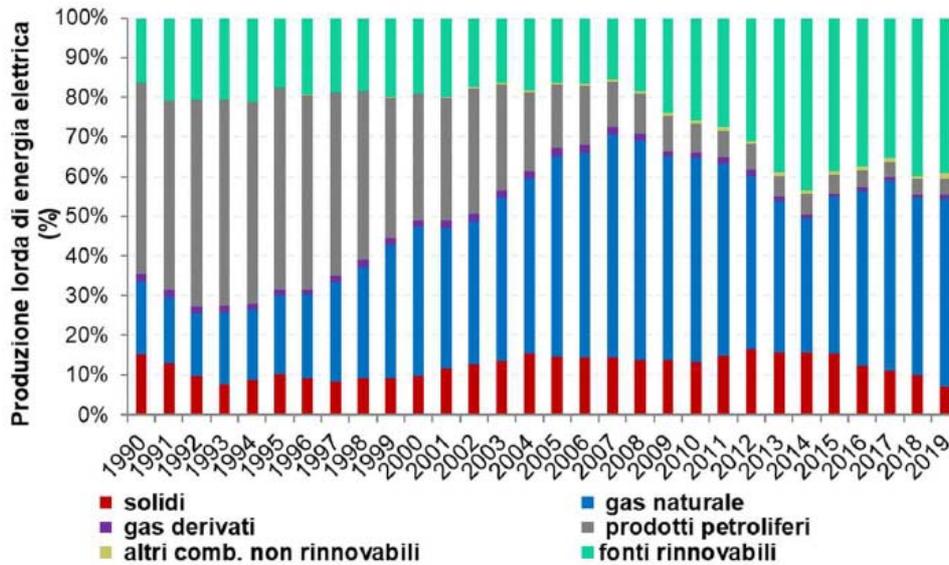


Figura 5.28 Quota di produzione elettrica lorda per fonte. Per il 2019 stime ISPRA su dati preliminari TERNA

Considerando in dettaglio la quota di energia elettrica da fonti rinnovabili rispetto alla produzione nazionale è evidente come all'incremento piuttosto sostenuto dal 2005 fino al 2014 sia seguita, per tre anni di seguito, una repentina riduzione della quota rinnovabile. È inoltre evidente la variabilità dell'apporto idroelettrico e il fondamentale ruolo che tale fonte riveste nella quota complessiva di energia elettrica di origine rinnovabile. Nel 2005 l'energia elettrica da fonti rinnovabili rispetto alla produzione nazionale rappresentava appena il 16% della produzione elettrica nazionale. Nel 2014 la quota ha raggiunto il massimo storico con il 43,1% e nei tre anni successivi è scesa fino al 35,1% del 2017. Nel 2018 si registra un nuovo incremento dovuto proprio al maggiore apporto dell'idroelettrico.

Le stime preliminari per il 2019 mostrano che la quota di produzione rinnovabile rispetto alla produzione lorda è rimasta pressoché invariata rispetto all'anno precedente.

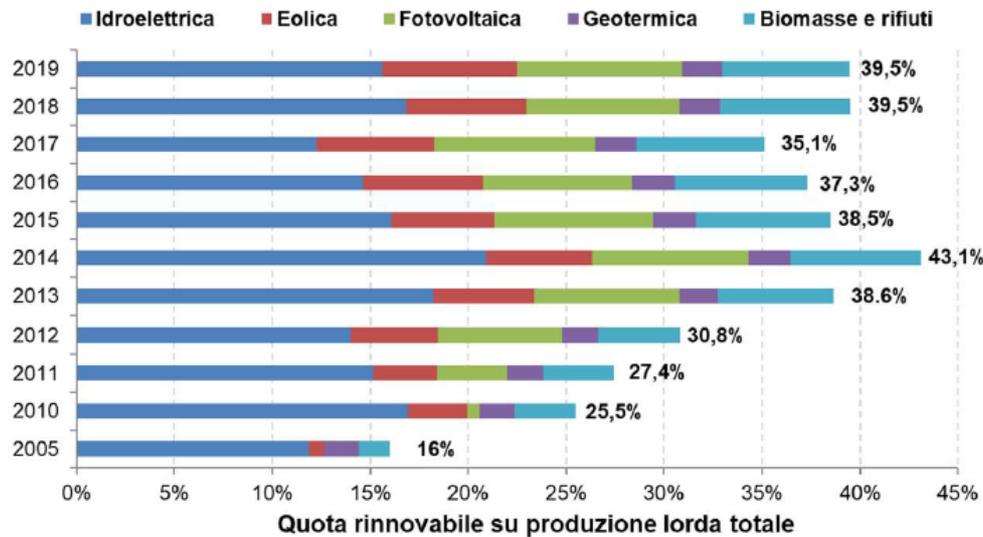


Figura 5.29 Quota di produzione elettrica rinnovabile rispetto alla produzione lorda nazionale. Per il 2019 stime ISPRA su dati preliminari TERNA

La quota di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, pubblicata periodicamente dal GSE e calcolata secondo la metodologia richiesta dalla Direttiva 2009/28/CE, mostra un rapido incremento dal 2005 fino al 2014. Successivamente la quota mostra lievi variazioni e nel 2018 è pari al 33,9% del consumo interno lordo di energia elettrica (GSE, 2019).

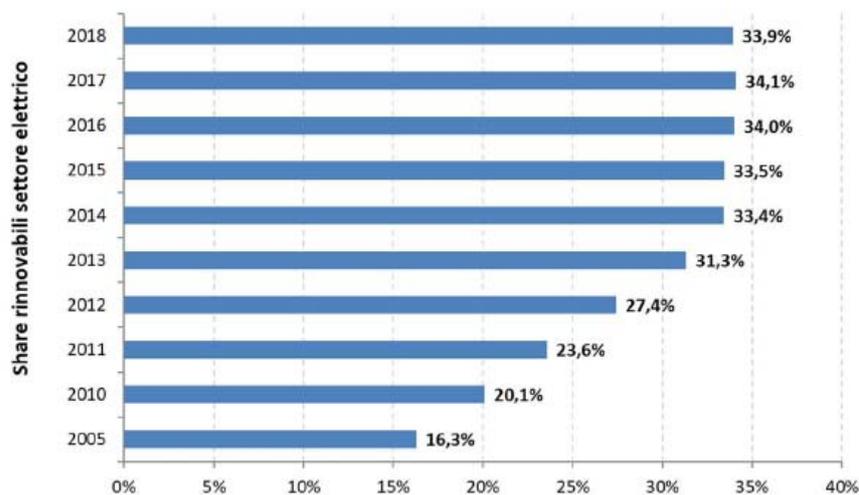


Figura 5.30 Quota di produzione elettrica rinnovabile rispetto al consumo interno lordo di elettricità

5.9.1 QUANTITÀ DI CO₂ EMESSA PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA

La quantità di CO₂ emessa nel 2018 in seguito alla produzione di energia elettrica e calore è stata di 97,8 Mt (di cui 85,4 Mt per la generazione elettrica e 12,4 Mt per la produzione di calore), pari al 23,9% delle emissioni nazionali (ISPRA, 2020).

Tabella 5.15 Emissioni di anidride carbonica dal settore termoelettrico per combustibile (Mt CO₂)

Combustibili	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019*
Solidi	28,1	20,8	22,4	40,4	35,5	39,1	32,1	28,6	25,4	18,5
Gas naturale	21,0	24,4	48,7	66,6	67,5	49,1	55,3	60,7	56,0	61,6
Gas derivati	6,7	6,4	6,4	11,4	8,0	4,5	5,7	4,5	4,5	4,6
Prodotti petroliferi	70,2	81,4	61,2	36,2	20,0	10,1	9,2	8,7	8,4	8,2
Altri combustibili	0,1	0,2	0,5	2,5	3,2	3,5	3,6	3,5	3,5	3,5
Totale	126,2	133,2	139,2	157,1	134,3	106,3	105,9	106,1	97,8	96,4

* Stime preliminari ISPRA

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 8,6% nel 2018. 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% nel periodo 1995-2018. La quota di emissioni da gas naturale passa da 18,3% nel 1995 a 57,3% nel 2018. Nella tabella seguente sono riportate le emissioni di CO₂ dovute alla sola produzione elettrica.

Tabella 5.16 Emissioni di anidride carbonica dal settore termoelettrico per la produzione di energia elettrica per combustibile (Mt CO₂)

Combustibili	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019*
Solidi	28,1	20,8	22,4	40,1	35,3	38,9	31,9	28,4	25,2	18,3
Gas naturale	21,0	24,4	48,7	59,1	59,3	40,4	46,4	51,7	47,2	51,9
Gas derivati	6,7	6,4	6,4	11,1	7,8	3,6	4,6	3,7	4,1	4,2
Prodotti petroliferi	70,2	81,4	61,2	31,8	15,0	7,5	6,7	6,3	6,0	5,8
Altri combustibili	0,1	0,2	0,5	1,8	3,0	3,0	3,0	2,9	2,9	2,9
Totale	126,2	133,2	139,2	144,0	120,4	93,4	92,5	93,0	85,4	83,2

* Stime preliminari ISPRA

Le emissioni atmosferiche dovute al gas naturale per la sola produzione elettrica mostrano un notevole incremento dal 1990 in ragione dell'aumento del consumo di tale risorsa. La quota di CO₂ emessa per combustione di gas naturale passa infatti da 16,7% nel 1990 a 49,2% nel 2010 e diminuisce fino a 38,8% nel 2014 per risalire a 55,3% nel 2018. La quota di emissioni da combustibili solidi, principalmente carbone, si è ridotta da 22,3% nel 1990 a 12,2% nel 1993. Dopo un periodo di relativa stabilità fino al 2000 si osserva una rapida ascesa della quota emissiva dei combustibili solidi fino a raggiungere il 42,3% nel 2014. Dopo il 2014 le emissioni da combustibili solidi sono diminuite e rappresentano il 29,5% delle emissioni dovute alla produzione elettrica del 2018 (Figura 5.31).

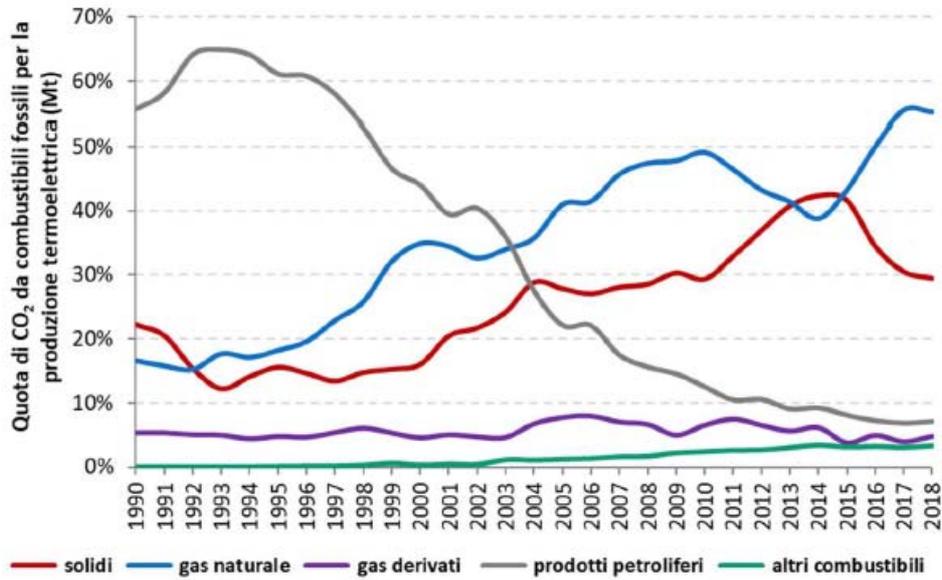


Figura 5.31 Andamento della quota emissiva per tipologia di combustibile (Fonte: ISPRA)

Nel grafico successivo è riportato l'andamento dei fattori di emissione della CO₂ dal 1990 per la produzione elettrica lorda di origine fossile, per la produzione elettrica lorda totale, comprensiva quindi dell'energia elettrica da fonti rinnovabili. È inoltre riportato il fattore di emissione per il consumo di energia elettrica a livello di utenza. I fattori di emissione relativi alla produzione elettrica considerano la produzione lorda, misurata ai morsetti dei generatori elettrici. Per il calcolo dei fattori di emissione dei consumi va considerata la produzione netta di energia elettrica, ovvero l'energia elettrica misurata in uscita dagli impianti al netto dell'energia elettrica utilizzata per i servizi ausiliari della produzione, la quota di energia elettrica importata e le perdite di rete. Le emissioni atmosferiche di CO₂ dovute alla produzione dell'energia elettrica importata dall'estero non entrano nel novero delle emissioni nazionali.

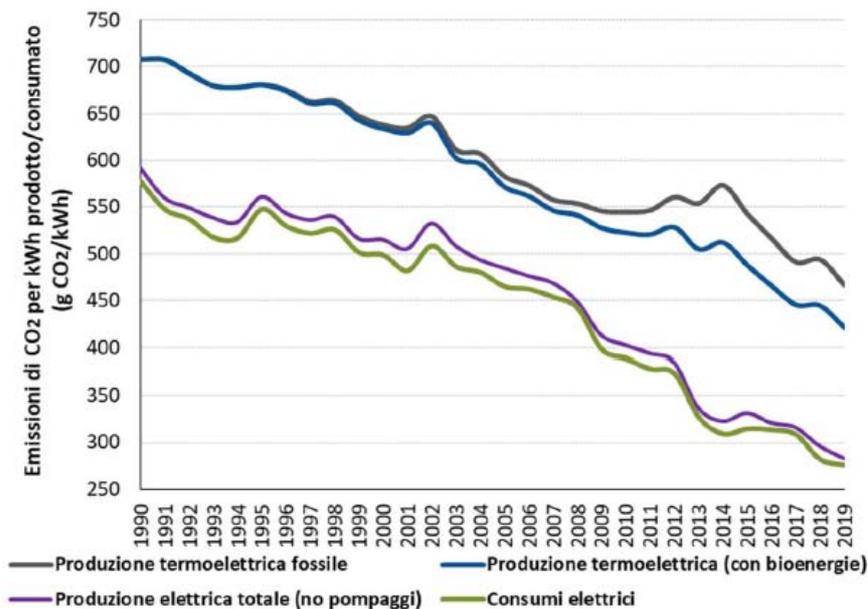


Figura 5.32 Andamento del fattore di emissione per la produzione lorda ed il consumo di energia elettrica (g CO₂/ kWh). Per il 2019 stime preliminari.

La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili determina una riduzione del fattore di emissione per la produzione elettrica totale poiché tali fonti hanno un bilancio emissivo pari a zero. Il fattore di emissione per consumo di energia elettrica si riduce ulteriormente in ragione della quota di energia elettrica importata dall'estero le cui emissioni atmosferiche sono originate fuori dal territorio nazionale. Lo 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.

La metodologia adottata in questo lavoro fornisce valori differenti di emissioni evitate rispetto alla metodologia adottata da GSE ma non è scopo del presente lavoro confrontare le due metodologie bensì adottare un metodo di calcolo omogeneo per valutare l'impatto delle fonti rinnovabili nel settore elettrico indipendente dall'influenza di fattori economici e contingenti che possono modificare i costi marginali dell'energia elettrica.

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 fino al 2017 con 51 Mt di CO₂ evitate. Nel 2018, in seguito all'incremento della produzione elettrica da fonti rinnovabili le emissioni evitate sono di 56,5 Mt di CO₂.

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

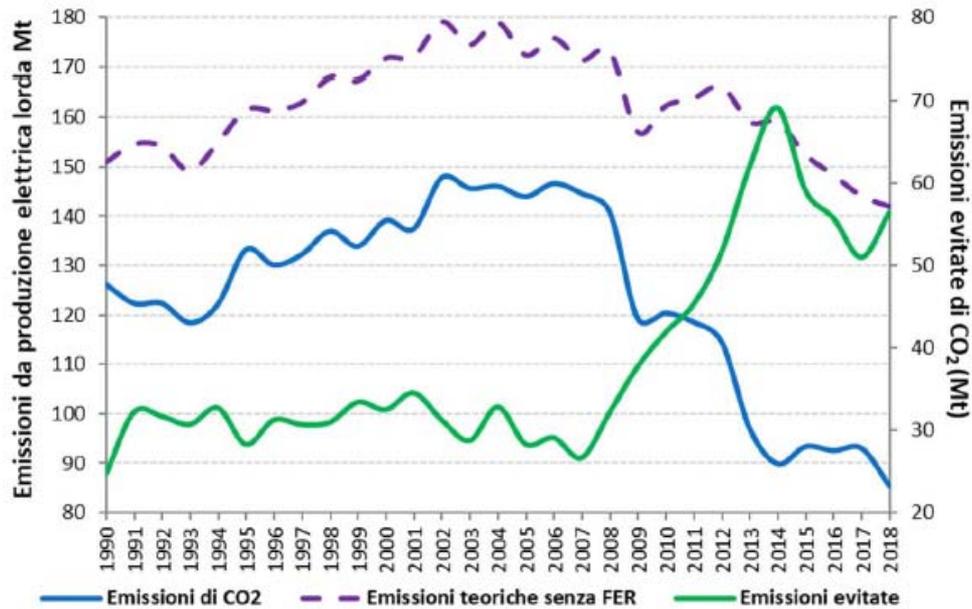


Figura 5.33 Andamento delle emissioni effettive per la produzione lorda di energia elettrica e delle emissioni teoriche per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili con equivalente produzione da fonti fossili

5.9.2 DISTRIBUZIONE DELLA POTENZA DEGLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI INSTALLATI IN ITALIA

Come emerge dal “Rapporto statistico Solare Fotovoltaico – 2021” del GSE datato maggio 2022, nel corso del 2021 sono stati installati nuovi impianti fotovoltaici per complessivi 938 MW; le regioni che hanno fornito i contributi maggiori sono la Lombardia (19,3%), Veneto (13,3%), Lazio (8,5%) e Sicilia (5,8%). A fine 2021 la potenza fotovoltaica complessivamente installata in Italia si concentra per il 45,1% nelle regioni settentrionali del Paese, per il 36,8% in quelle meridionali, per restante il 18,1% in quelle centrali. La Puglia fornisce il contributo maggiore al totale nazionale (13,0%), seguita dalla Lombardia (12,0%) e dall’Emilia Romagna (10,0%).



Figura 5.34 Distribuzione regionale della potenza entrata in esercizio nel 2021 (Fonte: GSE)

La provincia italiana caratterizzata dalla maggiore concentrazione di potenza fotovoltaica installata a fine 2021 è Lecce, con il 3,2% del totale nazionale. Nel Nord il dato più rilevante si rileva nella provincia di Cuneo (2,7%), nel Centro a Roma (2,3%).

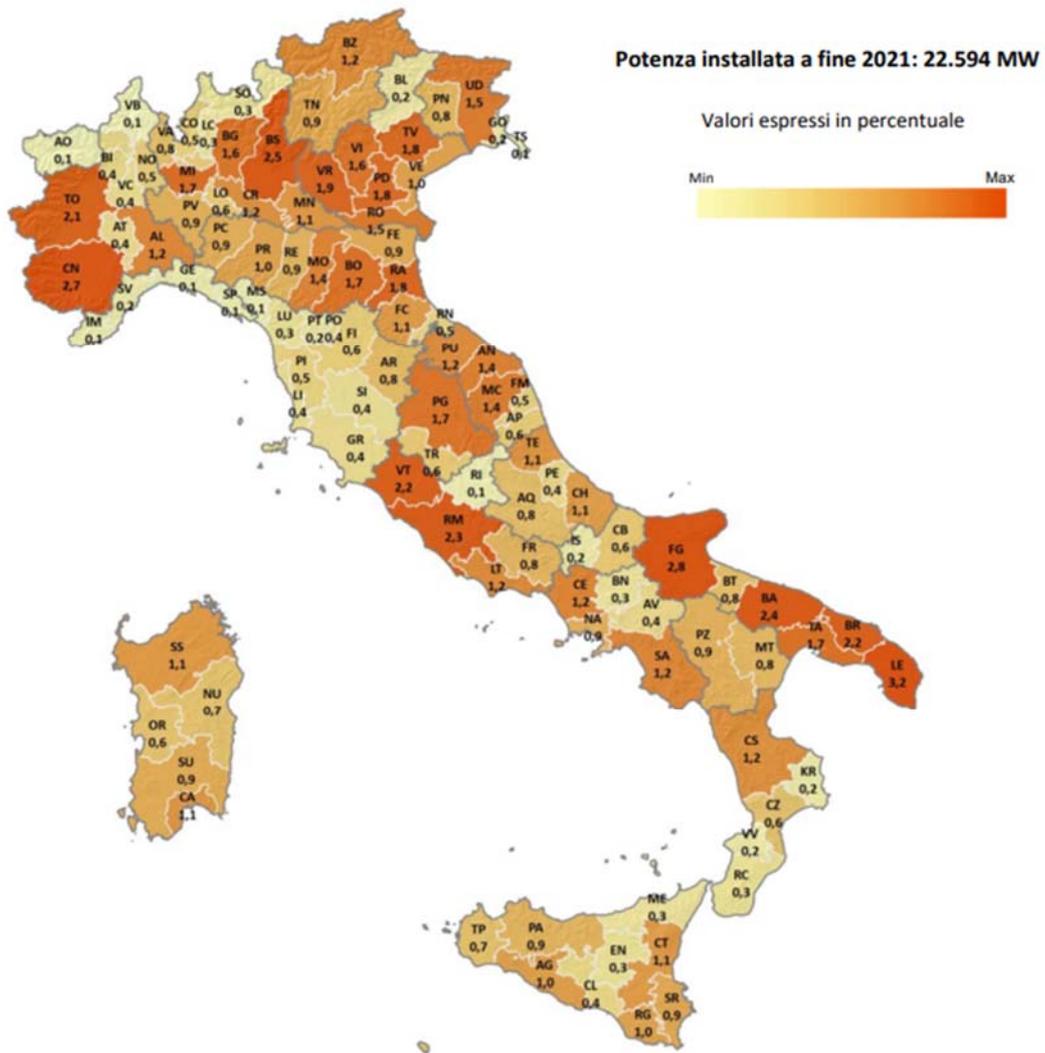


Figura 5.35 Distribuzione provinciale della potenza a fine 2021 (Fonte: GSE)

6. ANALISI DEI POTENZIALI IMPATTI AMBIENTALI

Nel presente capitolo sono descritte e analizzate le caratteristiche dei potenziali impatti connessi alla realizzazione del progetto, con riferimento alle seguenti fasi di intervento:

1. fase di cantiere;
2. fase di esercizio;
3. fase di dismissione.

Si evidenzia da subito che:

- data la posizione del sito di localizzazione del progetto, si possono escludere effetti ambientali transfrontalieri;
- la probabilità e la durata dei potenziali effetti ambientali sono strettamente correlate al funzionamento dell'impianto di produzione di energia da fonte solare fotovoltaica;
- tutti i potenziali impatti possono essere definiti "reversibili" in quanto limitati nel tempo.

6.1 FASE DI CANTIERE

Si analizzano di seguito gli impatti derivanti dalla fase realizzativa delle opere previste dal progetto.

6.1.1 EMISSIONI DIFFUSE DI POLVERI E DI INQUINANTI GASSOSI

La fase di cantiere prevede l'infissione dei pannelli fotovoltaici e la realizzazione delle strutture accessorie. Le strutture di sostegno saranno infisse nel terreno mediante battitura dei pali montanti o, in alternativa, tramite avvitemento, per una profondità circa pari a 2 m. Non è quindi prevista la realizzazione di fondazioni in cemento o altri materiali.

Tale tipo di fondazione garantisce facilità e semplicità di installazione e grande resistenza strutturale, allo stesso tempo evitando del tutto di intervenire con opere edili invasive, rendendo inoltre possibile la rimozione completa della struttura in modo veloce ed economico, non lasciando alcuna traccia sul terreno. I locali tecnici sono realizzati totalmente con il sistema della prefabbricazione.

La produzione e diffusione di polveri sarà principalmente dovuta alla cantierizzazione delle opere e, in particolare, per la posa dei cavidotti interrati interni al lotto, in quantità comunque molto esigua visto il volume ridotto di materiale che sarà movimentato.

Complessivamente, considerata l'ubicazione dell'area di intervento e date le caratteristiche delle attività che non comprendono fasi di demolizione di manufatti (visto che il lotto si presenta completamente ineditato), non si ravvisano impatti negativi significativi dovuti alla produzione e diffusione di polveri a carico delle abitazioni limitrofe.

Per limitare comunque l'eventuale diffusione di polveri all'interno e all'esterno delle aree di cantiere deve essere garantita l'adozione di alcune misure mitigative, di seguito elencate in base al tipo di attività previste:

- nei processi di movimentazione di terra saranno utilizzate scarse altezze di getto e basse velocità d'uscita;
- gli eventuali depositi di materiale inerte saranno coperti (con stuoie, teli o copertura verde) al fine di evitare il trasporto di polveri causato dal vento;
- il personale di cantiere sarà opportunamente istruito al fine di ridurre la velocità di circolazione dei mezzi pesanti e minimizzare l'innalzamento di polveri;
- le aree di cantiere saranno sistematicamente ripulite a fine giornata al fine di minimizzare depositi di materiali di scavo o inerti;

- bagnatura delle superfici in cantiere laddove necessario;
- gli pneumatici degli autoveicoli in uscita dal cantiere saranno puliti ad umido al fine di evitare il trasporto di polveri sulla viabilità pubblica;
- le aree di cantiere potranno essere recintate con apposite reti anti-polvere di idonea altezza in grado di minimizzare il trasporto di polveri all'esterno delle aree di cantiere;
- i mezzi di cantiere saranno opportunamente controllati e mantenuti e sarà prediletto l'impiego di mezzi di cantiere conformi alle più recenti normative europee in termini di emissioni inquinanti.

A tutela della salute dei lavoratori operanti nel cantiere devono essere osservate le seguenti misure:

- le principali attività lavorative devono essere condotte all'interno dei mezzi d'opera;
- i mezzi d'opera devono essere opportunamente cabinati e climatizzati;
- gli sportelli dei mezzi d'opera devono rimanere chiusi;
- obbligo d'utilizzo dei Dispositivi di Protezione Individuale (DPI) nei casi previsti dalla normativa e in particolar modo per i lavoratori impiegati nelle mansioni che comportano la produzione di polveri (maschere con filtri antipolvere).

In fase di cantiere emissioni gassose di inquinanti sono causate dall'impiego di mezzi d'opera, in particolare per la posa dei pannelli e la realizzazione degli scavi. In genere, in fase di cantiere la produzione e diffusione di gas inquinanti risulta essere un fenomeno poco rilevante, sia in relazione al numero di mezzi impiegati che alla ridotta durata temporale delle attività.

6.1.2 EMISSIONI ACUSTICHE

L'impatto in questione è rappresentato dalla propagazione all'interno dell'area di cantiere e nelle aree limitrofe delle emissioni acustiche prodotte dai mezzi impiegati per la realizzazione dell'intervento (scavi, trasporto di materiali, realizzazione delle opere edili, ecc.). In ogni caso gli impatti possono essere considerati completamente reversibili una volta terminate le attività. Per la realizzazione dell'opera si stima una durata complessiva di circa 20 settimane, secondo quanto indicato nell'elaborato dedicato "*Cronoprogramma*" allegato al progetto.

Dal punto di vista strettamente acustico le fasi maggiormente impattanti saranno quelle associate allo scavo per i sottoservizi. La maggior parte degli altri interventi possono essere ricondotti dal punto di vista acustico alla posa dei moduli e di impianti, attività quest'ultima per la quale le emissioni di rumore possono essere considerate poco significative.

In base alle conclusioni riportate nello studio previsionale di acustica ambientale rivolto a descrivere il possibile disturbo delle attività di cantiere (cfr. "*Valutazione previsionale di impatto acustico - ELLO18 SOLAR 1*"), l'esito della simulazione ha dimostrato che le fasi di cantiere previste rispettano i limiti assoluti di immissione fissati secondo le classi acustiche al PCCA dei Comuni di Camino al Tagliamento e Codroipo. Al fine di limitare l'impatto acustico in fase di cantiere sono comunque previste specifiche misure di contenimento e mitigazione:

- rispetto degli orari imposti dai regolamenti comunali e dalle normative vigenti per lo svolgimento delle attività rumorose;
- minimizzazione dei tempi di esecuzione delle attività maggiormente rumorose utilizzando eventualmente più attrezzature e più personale per periodi brevi;
- utilizzo di attrezzature meno rumorose e insonorizzate (ad es. apparecchiature dotate di silenziatori);
- attenta manutenzione dei mezzi e delle attrezzature;

- divieto di utilizzo in cantiere dei macchinari senza opportuna dichiarazione CE di conformità e l'indicazione del livello di potenza sonora garantito, secondo quanto stabilito dal D. Lgs. 262/02.

6.1.3 TRAFFICO INDOTTO

La fase di costruzione dell'impianto comporterà, seppure per un limitato periodo di tempo, un aumento del traffico pesante nell'area circostante l'impianto, distribuendosi successivamente sul territorio in corrispondenza delle principali arterie stradali.

In particolare, la circolazione dei mezzi pesanti sulla viabilità pubblica sarà concentrata esclusivamente lungo la S.P. n. 93 e lungo le strade comunali, sulle quali le aree di impianto hanno accesso diretto, e sulle strade comunali e le Strade Provinciali n. 39, n. 35 e n. 97 dove verranno effettuati i lavori del cavidotto in MT 20 kV.

È stato ipotizzato, in via cautelativa, il funzionamento contemporaneo di 15 mezzi di cantiere al giorno (seppur con ogni probabilità tale stima ecceda le reali condizioni operative), con un funzionamento medio giornaliero pari a 10 h/gg ed un consumo medio di 22 l/gg di gasolio.

Tabella 6.1 Consumi di gasolio

Consumo gasolio medio	Ore funzionamento	Numero mezzi	Consumo gasolio complessivo	PCI gasolio	Consumo gasolio
l/h	h/gg	n./gg	l/gg	MJ/l	TJ/gg
22	10	15	3.300	36	0,1188

Per risalire infine alle emissioni ci è basati sulla banca dati dei fattori di emissione medi per il parco circolante in Italia resi disponibili dall'ISPRA (fonte: <https://fettransp.isprambiente.it/>) relativamente alla categoria "Heavy duty trucks" con ciclo di guida in ambito rurale.

Tabella 6.2 Emissioni mezzi di cantiere

	Fattori di emissione (ISPRA)	Calcolo emissioni mezzi di cantiere	
	t/TJ	kg/gg	t (intera durata cantiere)
CO	0,092163	10,95	6,57
NOx	0,287262	34,13	20,48
PM10	0,015412	1,83	1,098

L'impatto di tali emissioni è da considerarsi di breve termine, in quanto correlato alla sola durata delle fasi di cantiere, nonché reversibile in quanto più che compensate dal risparmio di combustibile e dalle emissioni evitate correlate alla generazione di energia dell'impianto fotovoltaico.

6.1.4 PRODUZIONE DI TERRE E ROCCE DA SCAVO E DI RIFIUTI

La fase di cantiere comporta la produzione di terre e rocce derivanti da operazioni di scavo.

Le terre derivate dalle attività di scavo e dalla realizzazione di scavi e fondazioni dovranno essere gestite conformemente al D.P.R. 120/2017; si prevede che siano prioritariamente riutilizzate in-situ (per reinterri e sistemazione del lotto) ai sensi dell'art. 185 del D.Lgs. n. 152/2006 e ss.mm.ii.. Il campionamento dei terreni, per la loro caratterizzazione al fine di accertarne la non contaminazione ai fini dell'utilizzo allo stato naturale, sarà effettuato in fase di progettazione esecutiva o comunque prima dell'inizio dei lavori. Si riporta nella seguente tabella la stima dei volumi di scavo per il progetto in esame.

Tabella 6.3 Stima dei volumi di scavo

	Totale (m ³)
Volume scavo cavidotti interni al campo	1.128
Volume scavo cavidotti esterni al campo	5.944
Volume scavo cabina di trasformazione BT/MT	100
Volume scavo container magazzino	30
Volume scavo cabina di consegna	30
Volume di scavo viabilità interna	660
Volume di scavo sistema di laminazione	2.256

In cantiere verranno prodotti anche materiali di scarto comunemente derivati da attività edili (imballaggi, materiali filtranti, stracci e indumenti protettivi, scarti e/o residui di materiali edili quali cemento, mattoni, legno, plastica, adesivi, impermeabilizzanti, pitture e vernici, ecc.) in quantità non determinabili a priori. Sebbene non sia possibile valutare preventivamente in modo attendibile la quantità e la tipologia di rifiuti prodotti nel cantiere, occorre garantire la corretta gestione di tali materiali, anche tenendo conto della potenziale pericolosità di alcuni di essi. Tutti i rifiuti prodotti in fase realizzativa dovranno essere raccolti separatamente, in funzione della tipologia, presso l'area di cantiere. In generale, dovrà comunque essere garantita la messa a disposizione di adeguate aree per il deposito temporaneo dei rifiuti prodotti, delle terre e rocce da scavo e di aree per lo stoccaggio di materie prime e apparecchiature. Il deposito temporaneo di rifiuti presso il cantiere (inteso come raggruppamento dei rifiuti effettuato, prima della raccolta, nel luogo in cui gli stessi sono prodotti) dovrà essere gestito in osservanza dell'art. 185-bis del D.Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii..

6.1.5 EFFETTI SU VEGETAZIONE, FLORA E FAUNA

Come descritto al § 4.1, l'area di progetto si colloca in un'area attualmente utilizzata per coltivazioni biologiche di frumento e girasole.

La fase di cantiere potrà determinare temporaneamente un disturbo locale per le lavorazioni rumorose e per la presenza antropica, che si esplica solamente nei confronti delle specie animali che, per natura, evitano l'uomo tenendosi a distanza. L'effetto varia al variare del livello di disturbo, della sensibilità ed elusività della specie considerata e della sua capacità di adattamento all'ambiente antropizzato. Come conseguenza del disturbo antropico, le specie animali tendono ad evitare la frequentazione di alcuni luoghi che talvolta possono essere importanti per l'alimentazione, la riproduzione o il riposo.

Si precisa che la realizzazione del progetto allo studio non intaccherà sistemi di siepi o specie arboree né tantomeno corsi d'acqua, vista l'importante funzione di corridoi ecologici per la fauna che essi svolgono. Per quanto riguarda l'impatto su vegetazione, flora e fauna durante la fase realizzativa delle opere di connessione, si evidenzia che il percorso dell'elettrodotto in MT in cavo interrato tra il campo fotovoltaico e le nuove cabine di consegna è stato studiato al fine di minimizzare l'impatto sul territorio locale, adeguandone il percorso a quello delle sedi stradali pre-esistenti ed evitando l'attraversamento di aree naturalistiche. La fase di cantiere del cavidotto in MT avrà una durata temporale limitata, della durata complessiva di circa due mesi, con un avanzamento previsto di circa 200 metri lineari al giorno. Tenendo conto che le aree con valenza naturalistica (ZSC IT3320026 "Risorgive dello Stella") distano oltre 400 m nel tratto più limitrofo del del cavidotto, si escludono con ragionevole certezza effetti negativi su habitat e specie durante la fase di cantiere.

6.2 FASE DI ESERCIZIO

6.2.1 IMPATTI SULLA QUALITÀ DELL'ARIA E SUL CLIMA

Le caratteristiche degli impatti sulla componente "Aria" riferibili alla realizzazione dell'intervento saranno differenti, per tipologia, entità e segno (positivi e/o negativi), in funzione delle fasi di vita dell'impianto nonché in relazione all'estensione dell'ambito oggetto di valutazione, potendosi questo ricondurre alla scala locale o a quella sovralocale.

Nel § 6.1.1 sono stati individuati e valutati i principali impatti associati alla fase costruttiva, rappresentati dalle potenziali emissioni di polveri e da traffico veicolare, associati all'operatività del cantiere.

In fase di esercizio l'impianto fotovoltaico, per sua natura, non comporta emissioni in atmosfera di nessun tipo e, quindi, non determina impatti sulla qualità dell'aria su scala locale. Dal punto di vista termico le temperature massime in gioco raggiungono valori non superiori a 60 °C.

La tecnologia fotovoltaica consente di produrre energia elettrica senza ricorrere alla combustione di combustibili fossili, peculiare della generazione elettrica tradizionale (termoelettrica). Ne segue che l'impianto avrà un impatto positivo sulla qualità dell'aria, su scala sovralocale, in ragione della quantità di inquinanti non immessa nell'atmosfera.

Secondo i dati progettuali, la produzione prevista risulta pari a 14.800 MWh/anno circa.

In Tabella 6.4 sono riportate le emissioni annue e totali evitate per merito dell'impianto fotovoltaico durante la sua fase di esercizio; per il calcolo si è fatto riferimento ai fattori di emissione specifici delle centrali termoelettriche nazionali relativi all'anno 2018 (Tabella 6.5) desunti dal Rapporto 317/2020 di ISPRA dal titolo "Fattori di emissione atmosferica di gas a effetto serra nel settore elettrico nazionale e nei principali Paesi Europei".

Tabella 6.4 Emissioni di inquinanti in atmosfera evitate (tonnellate)

Periodo di tempo	CO ₂	SO _x	NO _x	CO	PM ₁₀
Emissioni evitate in 1 anno (t)	4.165	0,9	4,2	3,2	0,04
Emissioni evitate in 30 anni (t)	124.950	27	126	96	1,2

Tabella 6.5 Fattori di emissione dei contaminanti atmosferici emessi nel 2018 dal settore elettrico per la produzione di energia elettrica e calore (g/kWh) (Fonte: Rapporto ISPRA 2020)

Fattore di emissione specifico in g/kWh	CO ₂	SO _x	NO _x	CO	PM ₁₀
	281,45	0,058	0,218	0,093	0,0029

6.2.2 IMPATTI SULL'AMBIENTE IDRICO

L'area del futuro impianto fotovoltaico interessa una superficie complessiva di circa 11 ettari attualmente ad uso agricolo.

La "Relazione idraulica" ha posto in evidenza la possibilità di realizzare una serie di interventi finalizzati alla mitigazione dell'impatto idraulico derivante dall'attuazione dell'intervento in progetto. Grazie alle ottime caratteristiche di permeabilità del terreno naturale è stato possibile valutare l'ipotesi progettuale della rete di raccolta e dei volumi invasati adottando lo scarico per mezzo di sistemi perdenti. In questo caso si è fatto riferimento alle curve di possibilità pluviometrica caratterizzate da un tempo di ritorno pari a 200 anni. La portata generata dall'ambito di intervento è stata calcolata utilizzando le curve di possibilità

pluviometrica prodotte dal Software messo a disposizione dalla Regione Friuli Venezia Giulia e denominato "RainMap FVG" per tempo di ritorno di 200 anni.

La massima portata scaricata è stata limitata ad un valore inferiore al 50% dell'incremento di portata ovvero a circa 200 l/s. Lo scarico avviene per mezzo di una trincea drenante di 140 m caratterizzata da una tubazione forata in CLS da 800 mm. Il volume totale generato per l'invaso dal fossato perimetrale e il sistema disperdente è pari a circa 2.256 m³, superiore ai 2.152 m³ richiesti.

Per la fase di esercizio dell'impianto fotovoltaico va considerato che la produzione di energia elettrica attraverso i moduli fotovoltaici non avviene attraverso l'utilizzo di sostanze liquide che potrebbero sversarsi (anche accidentalmente) sul suolo e quindi esserne assorbite.

Le uniche operazioni che potrebbe in qualche modo arrecare impatti minimali all'ambiente idrico sono dovute al lavaggio dei moduli solari fotovoltaici, attività che viene svolta solo sporadicamente.

Per tale motivo il servizio di pulizia periodica dei pannelli dell'impianto dallo sporco accumulatosi nel tempo sulle superfici captanti sarà affidato a ditte specializzate nel settore.

L'acqua utilizzata per la manutenzione (circa 2 l/m² di superficie del pannello) sarà fornita dalle ditte esterne a mezzo di autobotti, trainate da trattori e riempite con acqua condottata, 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 a lancia, sfruttando soltanto l'azione meccanica dell'acqua in pressione e non prevedendo l'utilizzo di detergenti o altre sostanze chimiche.

Le acque di lavaggio dei pannelli saranno riassorbite dal terreno sottostante, senza creare fenomeni di erosione concentrata vista la larga periodicità e la modesta entità dei lavaggi stessi.

Pertanto, tali operazioni non presentano alcun rischio di contaminazione delle acque e dei suoli.

6.2.3 IMPATTI SU SUOLO E SOTTOSUOLO

L'impatto generale per l'occupazione di suolo viene considerato poco significativo per i seguenti motivi:

- all'area in esame è già stata assegnata, dai vigenti strumenti di pianificazione urbanistica, una destinazione per Servizi e Attrezzature Collettive, Sottozona S3 – Servizi privati di interesse collettivo;
- l'impermeabilizzazione del substrato agricolo sarà ridotta al minimo;
- l'area sottesa ai moduli fotovoltaici resterà libera e potrà così attrarre specie faunistiche di dimensioni anche medio-piccole alle quali risulterà possibile l'accesso nell'area recintata attraverso adeguate aperture.

6.2.4 EMISSIONI ACUSTICHE

L'impianto fotovoltaico non è un impianto nel complesso rumoroso; per quanto riguarda le potenziali sorgenti disturbanti durante l'esercizio dell'impianto si considerano principalmente gli inverter centralizzati che saranno in totale 8 di marca Santerno TG 900 – 1500V: 4 da 1.029 kW e 4 da 1.1014 kW ciascuno. Come da scheda tecnica fornita da produttore gli inverter sviluppano una pressione sonora a 1 metro inferiore a 78 dB(A) ciascuno. Eventuali altre potenziali sorgenti sonore, quali i motori della tecnologia ad inseguimento dei pannelli, non vengono prese in esame in quanto le loro emissioni sonore risultano trascurabili.

Dal documento di "Valutazione previsionale di impatto acustico - ELLO18 SOLAR 1", a seguito delle misure e analisi svolte, si evince come il livello di rumore delle apparecchiature sia del tutto ininfluenza sul rumore totale.

Si ritiene perciò siano rispettate le condizioni acustiche previste dalla normativa vigente al fine di ottenere il rilascio delle autorizzazioni richieste.

6.2.5 TRAFFICO VEICOLARE INDOTTO

In fase di esercizio si prevede unicamente l'accesso di mezzi per le attività di manutenzione dell'impianto fotovoltaico, che saranno effettuate secondo le scadenze indicate nel "*Piano di gestione e manutenzione*" allegato al progetto.

Generalmente le attività di manutenzione di un impianto fotovoltaico non sono di entità rilevante in quanto la tecnologia di generazione fotovoltaica, a differenza di gran parte delle altre tecnologie di generazione di energia attualmente disponibili, prevede una presenza molto ridotta di parti in movimento. Tuttavia una loro corretta esecuzione risulta fondamentale al fine di:

- Preservare le condizioni di sicurezza e funzionalità previste dal progetto;
- Conseguire e mantenere le prestazioni dei componenti, e quindi la producibilità energetica d'impianto, prevista in fase di progetto;
- Ridurre i rischi economici in termini di mancata produzione;
- Garantire l'operatività dell'impianto fotovoltaico per tutta la vita utile di progetto;
- Diminuire i rischi di danni irreparabili ai componenti.

Per le attività di manutenzione ordinaria si stima, in particolare, l'utilizzo dei seguenti mezzi:

- n. 2 mezzi (camioncini) con cadenza semestrale per la manutenzione ordinaria;
- n. 1 mezzo (trattore) con cadenza annuale per il lavaggio dei pannelli.

6.2.6 CAMPI ELETTROMAGNETICI

Nella relazione "*Studio impatto elettromagnetico*" sono descritte le emissioni elettromagnetiche associate alle infrastrutture elettriche presenti nell'impianto agri-fotovoltaico denominato "Ello18 Solar 1" e connesse ad esso, ai fini della verifica del rispetto dei limiti della Legge n. 36/2001 e dei relativi decreti attuativi.

Lo studio di impatto elettromagnetico si rende necessario al fine di una valutazione del campo elettrico e magnetico nei riguardi della popolazione. In particolare per l'impianto sono state valutate le emissioni elettromagnetiche dovute alle cabine elettriche di trasformazione, ai cavidotti ed alla sotto-stazione utente. Sono state individuate, in base al D.M. del MATTM del 29/05/2008, "fasce di rispetto" per le opere sopra dette. Per "fascia di rispetto", così come definita dalla Legge 22 febbraio 2001 n. 36, si intende la zona all'interno della quale non è consentita alcuna destinazione di edifici ad uso residenziale, scolastico, sanitario, ovvero un uso che comporti una permanenza superiore a 4 ore, da determinare in conformità alla metodologia di cui al D.P.C.M. 08/07/2003.

Si riepilogano, di seguito, le verifiche contenute nello studio, cui si rimanda per maggiori dettagli.

6.2.6.A Verifica del campo elettrico

Ai fini del calcolo della fascia di rispetto si omettono verifiche del campo elettrico, in quanto sarebbero determinate fasce di rispetto (calcolate in funzione del limite di esposizione, nonché valore di attenzione, pari a 5 kV/m) che sono sempre inferiori a quella fornita dal calcolo dell'induzione magnetica.

Tutti i cavi interrati sono infatti dotati di schermo in rame collegato a terra, che confina il campo elettrico tra il conduttore e lo schermo stesso; considerando inoltre l'ulteriore effetto schermante del terreno, il campo elettrico è da considerarsi trascurabile in ogni punto circostante l'impianto.

Pertanto, l'obiettivo dei paragrafi successivi sarà quello di calcolare le fasce di rispetto dagli elettrodotti del progetto in esame, facendo riferimento al limite di qualità di 3 μ T.

6.2.6.B Verifica del campo magnetico

Si riporta, di seguito, l'analisi del campo magnetico generato dai principali componenti d'impianto e, ove previsto, il calcolo della relativa "fascia di rispetto".

Moduli Fotovoltaici

I moduli fotovoltaici generano energia elettrica in corrente e tensione continue; per cui la generazione di campi magnetici variabili è limitata ai soli transistori di corrente (durante la ricerca del punto di massima potenza da parte dell'inverter, e durante l'accensione o lo spegnimento) i quali risultano di ridotta entità e di breve durata.

Nelle procedure di certificazione dei moduli fotovoltaici secondo le serie di norme IEC 61215 e IEC 61730 non sono infatti previste prove di compatibilità elettromagnetica, in quanto irrilevanti per questi componenti.

Inverter

Gli inverter sono apparecchiature il cui scopo principale è di convertire l'energia generata dai moduli FV da corrente continua a corrente alternata. Gli inverter selezionati per il presente progetto impiegano componentistica elettronica operante ad alte frequenze al fine di minimizzare le perdite di conversione. È comunque opportuno considerare che tali apparecchiature elettroniche, per poter essere commercializzabili, siano corredate delle necessarie certificazioni di compatibilità elettromagnetica 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.

Per quanto riguarda il progetto relativo alla presente analisi, si prevede l'utilizzo di inverter centralizzati Santerno, modello SUNWAY TG 900 1500V TE – 650 e SUNWAY TG 900 1500V TE – 660 (o equivalenti), i quali sono conformi alla normativa CEM, ed in particolare alle norme IEC 55011 e IEC 61000-6-2.

Trasformatore BT/MT

Per quanto riguarda le cabine di trasformazione, considerabili alla stregua di cabine secondarie di trasformazione, è stata determinata la distanza di prima approssimazione tramite il metodo di calcolo descritto nel par. 5.2.1 dell'Allegato al DM 29/05/2008.

La distanza di prima approssimazione corrisponde alla distanza dalle pareti esterne della cabina, e viene calcolata considerando una linea trifase con cavi paralleli, percorsa dalla corrente nominale in bassa tensione in ingresso al trasformatore, considerando una distanza tra le fasi pari al diametro reale del cavo.

La DPA è calcolabile tramite la seguente formula:

$$DPA = 0.40942 \times x^{0.5241} \times \sqrt{I}$$

dove:

- DPA = Distanza di Prima Approssimazione [m];
- I = corrente nominale [A];
- x = diametro reale dei cavi [m].

Per il presente impianto fotovoltaico viene quindi considerato un trasformatore BT/MT di taglia pari a 2.200 kVA, avente una corrente nominale circolante nell'avvolgimento secondario pari a circa 1.800 A (pari alla somma delle correnti nominale degli inverter ad esso afferenti).

Ipotizzando per il collegamento tra inverter e trasformatore l'impiego di cavi ARG16R16 aventi sezione pari a 240 mm² il diametro esterno dei cavi in bassa tensione è pari a 27,6 mm.

La DPA così calcolata, arrotondata per eccesso al numero intero superiore, risulta essere pari a 3 m.

È opportuno evidenziare che le cabine di trasformazione sono posizionate all'interno del campo fotovoltaico, quindi non accessibili a personale non autorizzato, ed in condizioni di normale esercizio non sono presidiate. Si può quindi escludere qualsiasi rischio per la salute pubblica.

Cavidotti interrati in MT

La scelta di prevedere esclusivamente linee interrate permette di eliminare la componente elettrica del campo, grazie all'effetto schermante del terreno; inoltre la limitata distanza tra i cavi (ulteriormente ridotta grazie all'impiego di terne cosiddette "a trifoglio") fa sì che l'induzione magnetica risulti significativa solo nelle immediate prossimità dei cavi.

Per quanto riguarda il campo magnetico, l'utilizzo di cavi cordati ad elica implica l'esclusione di tale tipologia di linea dalla valutazione, in base a quanto prescritto dal D.M. 29/05/2008 al punto 3.2 (e art. 7.1.1 CEI 106-11) in quanto le relative fasce di rispetto hanno un'ampiezza ridotta, inferiore alle distanze previste dal DM 21 marzo 1988, n. 449 e s.m.i..

6.2.7 IMPATTO PAESAGGISTICO

La principale caratteristica dell'impatto paesaggistico di un impianto fotovoltaico a terra è determinata dall'intrusione visiva dei pannelli nell'orizzonte di un generico osservatore.

In base allo studio condotto per il suddetto impianto fotovoltaico non vi sono particolari elementi percettivi che possano alterare l'equilibrio territoriale in quanto l'altezza degli impianti è fortemente limitata dalla morfologia pianeggiante del terreno.

Le caratteristiche costruttive dei pannelli, la loro disposizione in stringhe sul terreno e le caratteristiche dei diversi manufatti che compongono l'impianto permettono una configurazione equilibrata sotto il profilo geometrico, aspetto che risulta di particolare importanza soprattutto per i soggetti che percorrono le strade limitrofe o per i soggetti che vivono costantemente in prossimità dell'impianto (anche se nel caso in esame si tratta di pochi edifici abitativi posti a sud).

Il sito prescelto risulta piuttosto distante dal centro abitato di Camino a Tagliamento, che si sviluppa a circa 1 km di distanza in direzione Nord-Ovest, e dal centro abitato di Codroipo che si trova a circa 3,5 km di distanza in direzione Nord. L'area limitrofa a quella d'interesse si presenta poco o nulla urbanizzata e parcellizzata dall'attività agricola.

Nelle vicinanze, a Ovest, è presente un bene paesaggistico tutelato "ex lege" rappresentato da un corso d'acqua con relativa fascia di tutela. A Nord-Ovest, a circa 500 m di distanza, è presente la "Villa Colloredo Mels, Mainardi", edificio di interesse storico e architettonico sottoposto a vincolo.

Non sono presenti strade panoramiche nelle vicinanze del sito oggetto dell'intervento.

Come opera di mitigazione dell'impatto visivo, è stata prevista la messa a dimora, lungo tutto il perimetro dell'impianto, di una fascia di mitigazione di ampiezza pari a ca. 7,5 m lungo i lati Est e Ovest, ca. 4,5 m lungo il lato Nord e ca. 3,5 m lungo il lato Sud, all'interno della quale saranno piantumate specie arboree e arbustive autoctone, adatte agli interventi di mitigazione e ripristino in campo aperto.

Le specie saranno poste a dimora con una interdistanza tra gli esemplari ad alto fusto di ca. 5,6 m, a cui sono infrapposti arbusti al fine di differenziare la costruzione della fascia boscata in termini di linearità e di assortimento specifico.

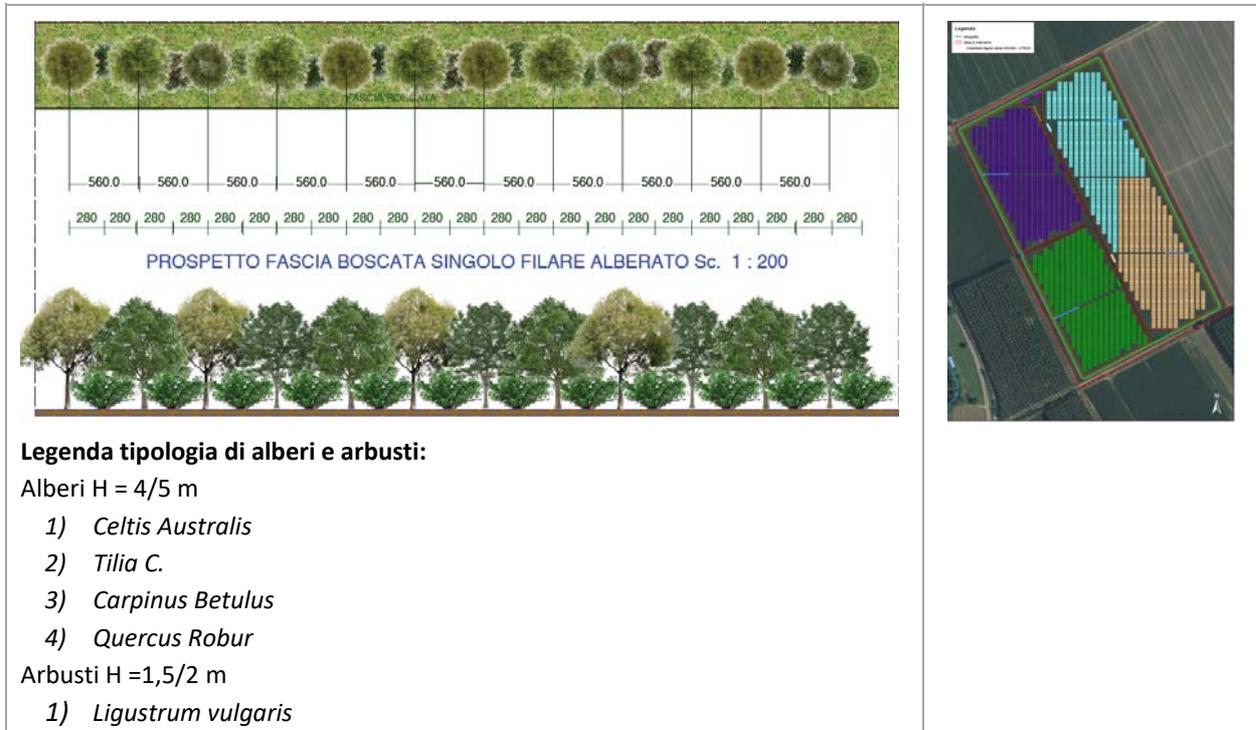


Figura 6.1 Opere di mitigazione a verde previste lungo tutto il perimetro dell'impianto

Allo scopo di assolvere ad una funzione di reinserimento visivo, per quanto possibile pronto-effetto, saranno messi a dimora esemplari arborei con altezza variabile da 1 a 2 metri, a seconda della disponibilità dei vivai di provenienza.

Si evidenzia, infine, che le siepi - sia quelle esistenti che quelle che saranno realizzate lungo il perimetro dell'impianto fotovoltaico - dovranno comunque essere governate, al fine di evitare eventuali ombreggiamenti nei confronti delle strutture adiacenti; l'altezza massima non dovrà essere superiore a 5 metri.

Durante la fase di esercizio dell'opera sarà svolta una regolare attività di manutenzione del verde, con frequenza annuale. Infatti, sebbene le composizioni previste avranno caratteristiche idonee alla messa a dimora nel sito, la manutenzione sarà rivolta all'affermazione delle essenze, al contenimento delle specie esotiche e, più in generale, a ridurre la possibilità di inquinamento floristico.

Al fine di rappresentare adeguatamente le condizioni di futura visibilità dell'impianto si è proceduto a realizzare fotosimulazioni di inserimento paesistico delle opere rispetto ad alcuni punti di vista ritenuti significativi ai fini della presente analisi. Dai foto-inserimenti realistici sottoriportati si evince che l'impianto sarà efficacemente mascherato alla vista di chi abita in prossimità dell'impianto e di chi percorre le strade limitrofe.

Nell'ortofoto seguente sono indicati alcuni punti di vista ritenuti più sensibili.

Viste l'ubicazione dell'impianto in area pianeggiante e l'altezza contenuta dei moduli (4,66 m con la massima inclinazione dei pannelli), lo skyline attuale non verrà modificato.



Figura 6.2 Ortofoto con individuazione dei punti di ripresa per le fotosimulazioni

Ante-operam



Post-operam



Figura 6.3 Visuale n. 1 dell'area di progetto dall'abitato di San Pietro in direzione Nord: stato ante-operam e post-operam

Ante-operam



Post-operam



Figura 6.4 Visuale n. 2 dell'area di progetto lungo la S.P.93 (Via del Molino) in direzione Nord-Est: stato ante-operam e post-operam

Ante-operam



Post-operam



Figura 6.5 Visuale n. 3 dell'area di progetto lungo la S.P.93 (Via del Molino) in direzione Sud-Est: stato ante-operam e post-operam

Ante-operam



Post-operam



Figura 6.6 Visuale n. 4 del perimetro orientale dell'area di progetto: stato ante-operam e post-operam

Per quanto riguarda l'impatto visivo delle opere di connessione, il percorso dell'elettrodotto in MT in cavo interrato tra il campo fotovoltaico e le nuove cabine di consegna è stato studiato al fine di minimizzare l'impatto sul territorio locale, adeguandone il percorso a quello delle sedi stradali pre-esistenti ed evitando, ove possibile, l'attraversamento di terreni agricoli.

Per l'analisi delle modificazioni effettuate in relazione al tipo di contesto territoriale ed al tipo di progetto proposto, si rimanda alle valutazioni contenute nello "Studio di Inserimento Territoriale" allegato.

6.2.8 IMPATTI SU FLORA E FAUNA

Dall'analisi del contesto territoriale relativo alla tutela della biodiversità e degli ecosistemi emerge che l'impianto in progetto si inserisce in un'area ad elevata vocazione agricola e con scarsa presenza di elementi di naturalità.

Durante la fase di esercizio non è prevedibile alcun danneggiamento alla vegetazione o disturbo alla fauna. Infatti, non saranno generate emissioni gassose (a meno di quelle degli autoveicoli per il trasporto delle poche unità di personale di manutenzione e controllo dell'impianto, che possono essere considerati trascurabili), né polveri in atmosfera. Le attività di progetto che potrebbero generare un impatto sulla fauna sono riferibili alla presenza delle strutture e alla presenza di luci. In fase di esercizio, inoltre, non si prevede incremento delle emissioni sonore tale da arrecare disturbo alla fauna.

La recinzione perimetrale, oltre alla presenza di cancelli di ingresso, sarà dotata di piccole aperture per consentire il passaggio di piccoli animali e selvaggina presente sul territorio.

Per quanto concerne il sistema di illuminazione, che spesso costituisce un disturbo per le specie soprattutto in fase di riproduzione, si segnala che sarà limitato all'area dell'impianto, contenuto al minimo indispensabile e mirato alle aree e fasce sottoposte a controllo e vigilanza per l'intercettazione degli accessi impropri.

Gli apparati di illuminazione non consentiranno l'osservazione del corpo illuminante dalla linea d'orizzonte e da angolatura superiore, ad evitare di costituire fonti di ulteriore inquinamento luminoso e di disturbo per abbagliamento dell'avifauna notturna o a richiamare e concentrare popolazioni di insetti notturni.

Gli unici impatti potrebbero essere determinati da effetti di specchiamento o abbagliamento sulle specie mentre svolgono spostamenti migratori stagionali e giornalieri. Visto che il vetro e la superficie frontale delle celle dei moduli FV scelti sono sottoposti a un trattamento antiriflesso grazie al quale penetra più luce nelle celle e ne viene riflessa conseguentemente di meno, è possibile tuttavia escludere tale perturbazione.

Si fa, infine, presente che le alberature schermanti previste saranno strutturate in modo da incrementare la complessità ambientale, creando nuove fasce ecotonali. Le essenze utilizzate costituiranno nuclei vegetazionali di piante autoctone adatte alle caratteristiche pedo-climatiche del luogo e potranno svolgere un ruolo ambientale ed ecologico per il mantenimento della biodiversità.

Considerata la natura dell'intervento e che i limiti spaziali massimi sottesi dagli effetti sono stati identificati come l'area dell'impianto e delle immediate vicinanze, si ritiene non significativa l'incidenza del progetto proposto sugli habitat o sulle popolazioni di specie in diretta connessione con i siti Rete Natura 2000 più prossimi.

6.2.9 SALUTE PUBBLICA

In merito a tutti gli aspetti considerati (ognuno con una trattazione specifica) si è evidenziato che l'installazione dell'impianto fotovoltaico non presenta un rischio aggiuntivo per l'incolumità pubblica, come di seguito riepilogato.

- Il generatore fotovoltaico dal punto di vista acustico non può considerarsi un impianto rumoroso; in base alla previsione di impatto acustico il rumore emesso risulta trascurabile presso il ricettore abitativo più limitrofo.
- Per quanto concerne l'inquinamento elettromagnetico, le uniche radiazioni associabili a questo tipo di impianti sono le radiazioni non ionizzanti costituite dai campi elettrici e magnetici a bassa frequenza (50 Hz), prodotti rispettivamente dalla tensione di esercizio degli elettrodotti e dalla corrente che li percorre. Come descritto al § 6.2.6, la scelta di prevedere esclusivamente linee interratoe permette di eliminare la componente elettrica del campo, grazie all'effetto schermante del terreno; inoltre la limitata distanza tra i cavi (ulteriormente ridotta grazie all'impiego di terne cosiddette "a trifoglio") fa sì che l'induzione magnetica risulti significativa solo nelle immediate prossimità dei cavi.

Per quanto riguarda il campo magnetico, l'utilizzo di cavi cordati ad elica implica l'esclusione di tale tipologia di linea dalla valutazione, in base a quanto prescritto dal D.M. 29/05/2008 al punto 3.2 (e art. 7.1.1 CEI 106-11) in quanto le relative fasce di rispetto hanno un'ampiezza ridotta, inferiore alle distanze previste dal DM 21 marzo 1988, n. 449 e s.m.i..

Considerando che nelle cabine di trasformazione non è prevista la presenza stabile di persone e che l'intera area dell'impianto fotovoltaico sarà racchiusa all'interno di una recinzione metallica che impedisce l'ingresso di personale non autorizzato, si può escludere pericolo per la salute umana.

- Si evidenzia che gli impianti fotovoltaici non rientrano di per sé tra le attività soggette ai controlli di prevenzione incendi, ai sensi del D.P.R. 1 agosto 2011, n. 151 *"Regolamento recante semplificazioni della Disciplina dei procedimenti relativi alla prevenzione incendi, a norma dell'Articolo 49 comma 4-quater, decreto-legge 31 maggio 2010, n.78, convertito con modificazioni, dalla legge 30 Luglio 2010, n.122"*.

Quanto sopra è una premessa necessaria per far notare che gli impianti fotovoltaici, se progettati secondo la regola dell'arte, nel rispetto delle prescrizioni normative, mantenuti in esercizio seguendo gli standard previsti dai costruttori e condotti secondo protocolli di sicurezza ormai ben standardizzati, non presentano un pericolo di incendio rilevante per l'ambiente circostante.

L'impianto fotovoltaico sarà realizzato secondo le normative tecniche, a regola d'arte e come prescritto dalla Legge n. 186 del 1 marzo 1968. Rimane tuttora valido, sotto il profilo generale, quanto prescritto dal D. Lgs. 81/2008 *"Testo unico sulla salute e sicurezza sul lavoro"*.

Le caratteristiche dell'impianto e dei suoi componenti dovranno corrispondere alle norme di legge e di regolamento vigenti ed in particolare essere conformi:

- alle prescrizioni delle Autorità locali, comprese quelle dei Vigili del fuoco;
- alle prescrizioni ed indicazioni dell'azienda distributrice dell'energia elettrica;
- alle prescrizioni ed indicazioni dell'azienda di telecomunicazioni;
- alle norme CEI/IEC.

6.2.10 RICADUTE OCCUPAZIONALI

Ai sensi del D.Lgs. 28/2011, art. 40, il GSE ha sviluppato un modello di calcolo per stimare le ricadute economiche e occupazionali connesse alla diffusione delle fonti rinnovabili in Italia.

Le stime del GSE mostrano che nel 2021 gli investimenti in nuovi impianti a fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica sono in aumento rispetto a quelli rilevati nel 2020, con valori intorno a 2 miliardi di euro. Anche per quanto riguarda il settore termico gli investimenti mostrano un deciso aumento rispetto al 2020, attestandosi intorno a 3,5 miliardi di euro. Secondo valutazioni preliminari, le ricadute occupazionali legate alla costruzione e installazione degli impianti si attestano nel 2021 intorno a 14.000 Unità di Lavoro per le FER elettriche; inoltre l'occupazione legata alla gestione e manutenzione degli impianti esistenti rimane su livelli simili nei due anni presi in esame.

In considerazione delle molteplici attività necessarie per la realizzazione, l'esercizio, la manutenzione e la dismissione dell'impianto in oggetto, anche in considerazione della notevole dimensione dell'impianto stesso, si prevedono sensibili effetti positivi sul tessuto socio-economico locale in termini di ricadute occupazionali, sia dirette che indirette.

Come illustrato nel *"Piano di cantierizzazione e ricadute occupazionali"*, le principali figure professionali che saranno direttamente coinvolte per la costruzione e gestione dell'impianto saranno principalmente:

- Operai edili;
- Operai elettrici generici e specializzati;
- Coordinatori lavori;
- Progettisti e disegnatori;
- Personale di gestione e sorveglianza;
- Giardinieri e operai agricoli.

Si prevede indicativamente l'impiego di fino a 100 unità lavorative tra personale specializzato e non specializzato.

Il Proponente si impegna, compatibilmente con l'effettiva disponibilità delle figure professionali di cui sopra, ad utilizzare risorse reperibili localmente sia per le operazioni di cantiere che per quelle di manutenzione e gestione dell'impianto.

Le professionalità sviluppatesi e le esperienze tecniche maturate nell'ambito della realizzazione della presente opera costituiranno un ulteriore beneficio per il tessuto locale, che non rimarrà confinato alla singola iniziativa progettuale. Data la progressiva diffusione degli impianti di generazione di energia rinnovabile fotovoltaica vi sarà, infatti, una sempre maggiore richiesta di figure professionali con esperienza sul campo.

È inoltre opportuno tenere in considerazione anche le ricadute occupazionali indirette, ovvero le aziende ed i lavoratori indirettamente coinvolti (ovvero i "fornitori") per la produzione dei componenti o l'erogazione dei servizi necessari/propedeutici per l'esecuzione delle sovra-menzionate attività. Anche per quanto riguarda l'approvvigionamento dei materiali (ad es. materiale elettrico ed edile) verrà effettuato su base locale.

6.3 FASE DI DISMISSIONE

La vita di utile di un impianto di generazione fotovoltaico è stimata in almeno 25/30 anni. Al termine di questa vita utile si procederà:

- allo smantellamento dell'impianto;
- al suo potenziamento in base alle nuove tecnologie che verranno presumibilmente sviluppate.

Considerando l'ipotesi di smantellamento dell'impianto, sarà individuata una data ultima dell'esercizio, dopo la quale inizierà una fase di dismissione e demolizione, che restituirà le aree al loro stato originario,

ovvero allo stato preesistente prima della costruzione dell'impianto, come previsto anche nel comma 4 dell'art. 12 del D.Lgs. 387/2003.

Il "*Piano di dismissione e smaltimento impianto*" contiene una descrizione delle attività di dismissione alla cessione dell'attività dell'impianto fotovoltaico.

Con "dismissione e demolizione" si intende la rimozione del generatore fotovoltaico in tutte le sue componenti, conferendo il materiale di risulta agli impianti all'uopo deputati dalla normativa di settore per lo smaltimento ovvero per il recupero. Con il ripristino dei terreni vengono inoltre individuate le modalità operative di ripristino dei luoghi allo stato ante operam.

Per il finanziamento dei costi di queste opere saranno posti in bilancio congrui importi dedicati a tale scopo.

Si precisa che i lavori civili per la realizzazione della viabilità interna sono stati pensati per ridurre al minimo le quantità di materiale di scavo e di riporto, i locali tecnici sono realizzati totalmente con il sistema della prefabbricazione che permette il completo smontaggio e trasporto in discarica una volta dismesse.

Le strutture di sostegno dei pannelli, infisse nel terreno, potranno essere estratte e conferite presso ditte specializzate che si occupano del recupero di materiali ferrosi. Tale sistema permetterà un veloce e totale ripristino dello stato dei luoghi. Inoltre, essendo i principali componenti del generatore fotovoltaico silicio, rame, acciaio, vetro e materiale plastico, circa il 90-95% dello stesso potrà essere recuperato conseguendo così un apprezzabile ritorno economico e un maggior grado di eco-compatibilità del complesso dell'intervento.

Gli impatti previsti per la fase di dismissione sono analoghi a quelli individuati al § 6.1 per la fase di cantiere (seppur con tempi più ridotti rispetto a quest'ultima).

7. VALUTAZIONE FINALE DEGLI IMPATTI E PROGETTO DI MONITORAGGIO

Al fine di fornire una valutazione complessiva degli effetti ambientali generati dal progetto proposto, è stata elaborata una matrice di valutazione finale (cfr. Tabella 7.1) contenente i principali indicatori di impatto generati dal funzionamento dell'impianto di produzione di energia da fonte fotovoltaica nel suo complesso con l'intento di evidenziare, in termini quantitativi e qualitativi, le variazioni (positive e negative) degli impatti derivanti dalla realizzazione dell'intervento in progetto rispetto allo stato *ante-operam*. La matrice di seguito riportata non vuole fornire una trattazione esaustiva bensì intende riproporre una valutazione sintetica e riepilogativa degli effetti ambientali dettagliatamente illustrati nel capitolo precedente e nei documenti specialistici allegati allo SPA.

La colorazione delle caselle di intersezione indica quale sia l'effetto ipotizzabile, secondo la seguente scala cromatica:

	Effetti significativi positivi
	Effetti potenzialmente positivi
	Effetto nullo/trascurabile
	Effetti negativi lievi o potenzialmente negativi da monitorare
	Effetti negativi significativi

Si nota come il progetto in esame generi nel complesso impatti ambientali trascurabili sulle matrici ambientali. La presenza del colore verde denota i benefici ambientali derivanti dall'impianto fotovoltaico, come di seguito argomentato:

- la tecnologia fotovoltaica consente di produrre energia elettrica senza ricorrere alla combustione di combustibili fossili, peculiare della generazione elettrica tradizionale (termoelettrica); ne segue che l'impianto avrà un impatto positivo sulla qualità dell'aria, su scala sovralocale, in ragione della quantità di inquinanti non immessa nell'atmosfera;
- l'impianto fotovoltaico proposto contribuisce al raggiungimento degli obiettivi fissati dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC): per il settore elettrico è prevista una quota FER del 55% al 2030 (34% nel 2017), il cui contributo principale è atteso dallo sviluppo del fotovoltaico (52 GW al 2030, +32 GW dagli attuali 20 GW) e dell'eolico (circa 19 GW al 2030, +9 GW rispetto agli attuali 10 GW);
- l'impianto fotovoltaico non determina in genere impatti ambientali rilevanti, mentre genera una serie di benefici ambientali per la componente aria nonché per gli aspetti socio-economici e complessivamente si può affermare che i pur minimi impatti negativi, derivanti dalla temporanea occupazione del suolo (per la quale è stata assegnata una colorazione gialla), sono certamente compensati dagli impatti positivi diretti ed indiretti determinati dalla produzione di energia da fonti rinnovabili.

Per quanto riguarda gli impatti sul suolo, la matrice riporta la colorazione gialla viste le dimensioni dell'area coinvolta. Si ritiene necessario monitorare gli effetti ambientali riferibili alla realizzazione del progetto e in particolare alla fase di scavo.

Per quanto riguarda gli impatti sul paesaggio, se pur l'impianto occupi una superficie piuttosto estesa, la matrice non evidenzia effetti potenzialmente negativi in quanto la scelta localizzativa consente l'inserimento dell'impianto in un'area circostante a elevata vocazione agricola e con scarsa presenza di elementi di naturalità.

La tipologia impiantistica e le dimensioni dell'area coinvolta hanno peraltro imposto un particolare studio e un approfondimento rispetto alla definizione di efficaci accorgimenti progettuali atti a favorire l'integrazione delle opere nel sistema paesaggistico e ambientale di riferimento.

Anche per i comparti ambientali risultati più sensibili per le caratteristiche dell'area o per le peculiarità del progetto, gli impatti finali risultano comunque non significativi. Si evidenzia, a riguardo, che le opere di mitigazione ambientale sono parte integrante del progetto definitivo oggetto di studio e che gli impegni assunti dal Proponente con la presentazione della domanda di valutazione di impatto ambientale e della documentazione trasmessa si intendono vincolanti ai fini della realizzazione dell'intervento proposto.

L'analisi non evidenzia invece nessuna casella con colorazione rossa, il che indica che il progetto non determina alcun impatto significativo negativo sull'ambiente.

Tabella 7.1 Quadro sinottico delle variazioni quantitative dei principali impatti ambientali generati dal funzionamento dell'impianto fotovoltaico rispetto allo stato *ante-operam*

Aspetto	U.M.	Indicatori ambientali riferiti allo stato di progetto	Mitigazioni previste da progetto
PRODUZIONE DI ENERGIA			
– Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	MWh/anno	14.800	Il presupposto imprescindibile iniziale del progetto è stata la scelta localizzativa dell'impianto fotovoltaico che ha tenuto conto delle aree idonee stabilite "ex lege" ai sensi dell'art. 20 del D.Lgs. 199/2021
EMISSIONI IN ATMOSFERA			
– Emissioni di inquinanti generati dall'impianto fotovoltaico	t/anno	0	
– Riduzione emissioni di gas climalteranti (su scala vasta)	t/anno	CO ₂ : -4.165 SO _x : -0,9 NO _x : -4,2 CO: -3,2 PM10: -0,04	-
EMISSIONI ACUSTICHE			
– Incremento livelli acustici diurni presso ricettore più prossimo	dB(A)	+0,1	-
CAMPI ELETTROMAGNETICI			
– Distanza di Prima Approssimazione (D.P.A.) per la cabina di trasformazione	m	3	All'interno delle fasce di rispetto indicate non è presente alcun edificio ad uso residenziale, scolastico, sanitario ovvero ad uso che comporti una permanenza non inferiore alle quattro ore.
– Distanza di Prima Approssimazione (D.P.A.) per la cabina di consegna	m	2	
– Distanza di Prima Approssimazione (D.P.A.) per linea in MT in cavo interrato	m	0,7	
TRAFFICO VEICOLARE INDOTTO			
– Manutenzione ordinaria impianti e lavaggio pannelli	n. mezzi/anno	≈ 25	-

Aspetto	U.M.	Indicatori ambientali riferiti allo stato di progetto	Mitigazioni previste da progetto
SCARICHI IDRICI			
– Scarico acque reflue industriali	m ³ /anno	0	L'impianto fotovoltaico non produce acque reflue industriali.
– Scarico acque meteoriche di dilavamento	m ³ /anno	n.q. ¹¹	L'area d'interesse progettuale non risulta soggetta a pericolosità idraulica.
SUOLO E SOTTOSUOLO			
– Occupazione di suolo	m ²	97.700	L'impermeabilizzazione di suolo è stata ridotta al minimo indispensabile ed è limitata alle fondazioni delle cabine di trasformazione. Sono stati previsti interventi finalizzati alla mitigazione dell'impatto idraulico.
– Superficie totale dei moduli FV	m ²	43.847	
– Indice di copertura	%	45,2	
IMPATTI SU VEGETAZIONE, FLORA E FAUNA			
– Impatti su vegetazione, flora e fauna oggetto di tutela	–	–	Realizzazione di opere di mitigazione ambientale mediante piantumazione sui lati perimetrali di essenze arboree e arbustive autoctone, con una funzione ecologica per il mantenimento della biodiversità. I filari di alberi e arbusti rappresentano contemporaneamente supporto fisico e fonte alimentare per la fauna locale e migrante. Si realizzeranno, inoltre, apposite aperture nella recinzione, per gli animali di piccola e media taglia, favorendone la mobilità.
IMPATTI SUL PAESAGGIO			
– Altezza massima da terra dei moduli fotovoltaici	m	4,66	La fascia arboreo-arbustiva perimetrale svolge una funzione di mitigazione ambientale di tipo estetico, oltre che ecologico.

¹¹ n.q. = non quantificabile

Aspetto	U.M.	Indicatori ambientali riferiti allo stato di progetto	Mitigazioni previste da progetto
IMPATTI SULLA SALUTE / SICUREZZA SUL LAVORO			
<p>– Rischi per la popolazione e per gli addetti</p>	–	–	<p>L'impianto fotovoltaico sarà realizzato secondo le normative tecniche, a regola d'arte e come prescritto dalla Legge n. 186 del 1 marzo 1968. Rimane tuttora valido, sotto il profilo generale, quanto prescritto dal D.Lgs. 81/2008 "Testo unico sulla salute e sicurezza sul lavoro".</p> <p>Le caratteristiche dell'impianto e dei suoi componenti dovranno corrispondere alle norme di legge e di regolamento vigenti ed in particolare essere conformi:</p> <ul style="list-style-type: none"> • alle prescrizioni delle Autorità locali, comprese quelle dei VVF, in base alla documentazione e alle specifiche di installazione fornite dal committente e dal tecnico che ha seguito la pratica VVF; • alle prescrizioni ed indicazioni dell'azienda distributrice dell'energia elettrica; • alle prescrizioni ed indicazioni dell'azienda di telecomunicazioni; • alle norme CEI/IEC.

8. CONCLUSIONI

Il presente Studio Preliminare Ambientale è redatto a corredo della documentazione necessaria per l'avvio del procedimento di verifica di assoggettabilità a VIA ai sensi dell'art. 19 del D.Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii. relativo al *“Progetto per la costruzione e l'esercizio di un impianto per la generazione di energia elettrica da fonte rinnovabile solare fotovoltaica, in Comune di Camino al Tagliamento (UD)”*.

L'impianto in questione, proposto dalla società Ellomay Solar Italy Eighteen S.r.l., avrà una potenza nominale complessiva, determinata dalla somma delle potenze nominali dei moduli FV, è pari a 9.820,80 kWp, mentre la potenza in immissione in rete è determinata dalla potenza indicata sul preventivo di connessione, ed è pari a 8.172,00 kW.

Il progetto definitivo prevede la realizzazione di un impianto fotovoltaico a terra in configurazione lotto di impianti su strutture ad inseguimento solare mono-assiale per un'estensione complessiva di circa 11 ettari.

I moduli fotovoltaici, realizzati in silicio mono-cristallino ad elevata efficienza, saranno collegati elettricamente in serie a formare stringhe da 24 moduli, e posizionati su strutture ad inseguimento solare mono-assiale, in configurazione a doppia fila (configurazione 2-P). I moduli saranno opportunamente innalzati dal livello del terreno e le strutture di sostegno distanziate (pitch pari a 8,25m).

L'utilizzo di tracker consente la rotazione dei moduli FV attorno ad un unico asse orizzontale avente orientazione Nord-Sud, al fine di massimizzare la radiazione solare captata dai moduli stessi e conseguentemente la produzione energetica del generatore FV.

Per l'impianto FV in oggetto si prevede l'utilizzo di inverter centralizzati, posizionati direttamente in campo, a ciascuno dei quali saranno collegate fino ad un massimo di 14 cassette di stringa (o “string box”). A sua volta, ogni cassetta di stringa può ricevere in input un massimo di 12 stringhe di moduli fotovoltaici. All'interno dei confini dell'impianto FV è prevista l'installazione di quattro cabine di trasformazione realizzate tramite soluzione containerizzata, contenenti fondamentalmente gli inverter centralizzati (due per ogni cabina), i trasformatori MT/BT e i quadri elettrici MT e BT.

L'energia generata dall'impianto fotovoltaico, composto da due impianti di generazione distinti dal punto di vista elettrico (configurazione “lotto d'impianti” connessi in media tensione), viene raccolta tramite una rete di elettrodotti interrati in Media Tensione eserciti a 20 kV che confluiscono presso le due cabine di consegna situate nel Comune di Codroipo al Foglio 35 p.lla 82, in posizione accessibile dalla viabilità pubblica, presso le quali è ubicato il punto di consegna dell'energia generata alla rete di distribuzione.

Il percorso dell'elettrodotto di connessione in MT tra il campo fotovoltaico e le cabine di consegna si sviluppa per una lunghezza complessiva pari a circa 7,4 km ed è stato studiato al fine di minimizzare l'impatto sul territorio locale, adeguandone il percorso a quello delle sedi stradali pre-esistenti ed evitando ove possibile gli attraversamenti di terreni agricoli. Per ulteriori dettagli in merito al percorso del suddetto elettrodotto e alla gestione delle interferenze si rimanda agli elaborati dedicati.

Invece, un elettrodotto interrato di rete E-Distribuzione in MT a 20 kV di lunghezza pari a circa 580 m trasporterà l'energia generata presso la cabina primaria nel Comune di Codroipo (UD).

Si riportano di seguito le considerazioni conclusive dello studio.

- Dall'analisi degli strumenti di pianificazione territoriale e urbanistica in vigore non emergono incompatibilità dell'intervento proposto con le disposizioni in materia di tutela dell'ambiente e del paesaggio. L'impianto sarà localizzato in un'area urbanisticamente destinata per Servizi e Attrezzature Collettive, Sottozona S3 – Servizi privati di interesse collettivo, che non presenta vincoli di natura paesaggistica e/o ambientale.

- Per quanto riguarda le fragilità ambientali individuate dal P.A.I. e dal P.G.R.A. dell’Autorità di Bacino del fiume Tagliamento, l’area di progetto non è contraddistinta da pericolosità idraulica e/o geomorfologica;
- In base alle disposizioni statali oggi vigenti (D.Lgs. 8 novembre 2021, n. 199), il sito prescelto per la localizzazione dell’impianto rientra tra le aree indicate come idonee all’installazione di impianti fotovoltaici con moduli ubicati a terra,
- L’impianto in progetto è in linea con quanto riportato nel Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima (PNIEC), in base al quale 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.
- Sempre in base al PNIEC, 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.
- Il progetto è stato elaborato nel rispetto del territorio in cui verrà inserito l’impianto grazie ad attenzioni progettuali volte a mitigare l’impatto ambientale col fine di integrare nel contesto preesistente i manufatti come di seguito riepilogato:
 - l’impianto nel suo complesso sarà realizzato alterando il meno possibile lo stato dei luoghi: i percorsi interni per la manutenzione sono stati previsti senza impermeabilizzazione del suolo e i locali tecnici saranno realizzati con il sistema della prefabbricazione;
 - il progetto non prevede la riduzione o il tombinamento di scoli esistenti né la rimozione di specie arbustive ad alto fusto o filari alberati;
 - l’impianto sarà efficacemente mascherato grazie alla messa a dimora, lungo tutto il perimetro dell’impianto, di una fascia di mitigazione all’interno della quale saranno piantumate specie arboree e arbustive autoctone, adatte agli interventi di mitigazione e ripristino in campo aperto;
 - per quanto concerne le opere di connessione, il percorso dell’elettrodotto in MT in cavo interrato tra il campo fotovoltaico e le nuove cabine di consegna è stato studiato al fine di minimizzare l’impatto sul territorio locale, adeguandone il percorso a quello delle sedi stradali pre-esistenti ed evitando, ove possibile, l’attraversamento di terreni agricoli.
- Dalle valutazioni tecniche svolte è emerso che le attività future non produrranno impatti negativi significativi sull’ambiente circostante.

Si ritiene, pertanto, che il progetto non generi impatto di rilievo rispetto alle strutture presenti per aspetti percettivi e di sottrazione o impermeabilizzazione di suolo e che lo stesso possa essere valutato come non significativo.

9. PRINCIPALI FONTI BIBLIOGRAFICHE CONSULTATE

ASPETTI GENERALI

Piano Paesaggistico Regionale (P.P.R.) della Regione Friuli Venezia Giulia.

Piano di Governo del Territorio (P.G.T.) della Regione Friuli Venezia Giulia.

Piano Regolatore Generale Comunale (P.R.G.C.) del Comune di Camino al Tagliamento.

Piano Regionale di Tutela delle Acque (P.R.T.A.) del Friuli Venezia Giulia.

Piano di Assetto Idrogeologico (P.A.I.) dei bacini dei fiumi Isonzo, Tagliamento, Piave, Brenta-Bacchiglione.

Piano di Gestione del Rischio Alluvioni (P.G.R.A.) dell’Autorità di Bacino delle Alpi Orientali.

Piano Faunistico Regionale (P.F.R.) del Friuli Venezia Giulia.

ARIA

Piano Regionale di Miglioramento della Qualità dell’Aria (PRMQA) della Regione Friuli Venezia Giulia.

ARPA Friuli Venezia Giulia, 2021. *“Relazione sulla qualità dell’aria nella Regione Friuli Venezia Giulia – anno 2021”*.

ACQUA

ARPA Friuli Venezia Giulia, 2020. *“Classificazione dei corpi idrici 2014-2019”*.

Piano di Gestione delle Acque 2022-2027. *“Monitoraggio e stato ambientale dei corpi idrici”*.

ENERGIA

Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero dell’Ambiente e della tutela del territorio e del mare e il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, 2019. Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima (PNIEC).

Ministero della Transizione Ecologica, Dipartimento Energia, Direzione Generale per le Infrastrutture e la Sicurezza, 2022. La situazione energetica nazionale nel 2021.

Ministero dello Sviluppo Economico, Direzione Generale per le Infrastrutture e la Sicurezza dei Sistemi Energetici e Geominerari, 2021. La situazione energetica nazionale nel 2010.

ISPRA, 2021. Fattori di emissione atmosferica di gas a effetto serra nel settore elettrico nazionale e nei principali Paesi Europei (rapporto 317/2020).

GSE, 2022. Fonti rinnovabili in Italia e nelle regioni 2012 -2020. Rapporto di monitoraggio dei target nazionali e regionali – Burden Sharing (luglio 2021).

GSE, 2022. Rapporto Statistico – Solare Fotovoltaico, 2021. Il solare fotovoltaico in Italia, stato di sviluppo e trend del settore.

EFFETTI DEL RUMORE SULLA FAUNA SELVATICA

Battisti C., *Frammentazione ambientale, connettività, reti ecologiche*, Provincia di Roma, 2004.

Brumm H, *The impact of environmental noise on song amplitude in a territorial bird*, Journal of Animal Ecology 73: 434-440, 2004.

Dinetti M., 2000. *Infrastrutture ecologiche*. Il Verde Editoriale

Doolling R., Popper A., *The Effects of Highway Noise on Birds*, prepared for The California Department of Transportation, unpublished Report, 2007.

Forman R. e Lauren A., 1998. *Roads and their major ecological effects*. Annu. Rev. Ecol. Svst. 1998.

Forman R., Deblinger R., *The ecological road-effect zone of a Massachusetts (USA) suburban highway*. Conservation Biology 14:36-46, 2000.

Hirvonen H., *Impacts of highway construction and traffic on a wetland bird community*, International Conference on Ecology and Transportation, Proceedings, 2001.

Larkin R.P., *Effects of military noise on wildlife: a literature review*, Center for Wildlife Ecology, Illinois Natural History Survey, 1994.

Santolini R., Malcevschi S., Sauli G. e Perco F., 1995. *The relationship between infrastructure and wildlife: problems, possible project solution and finished works in Italy*. Habitat fragmentation & infrastructure. Proceedings: 202-212, Ministry of Transport, The Netherland.

PAESAGGIO

APAT, 2005. *La rinaturalizzazione e il risanamento dell'ambiente per la conservazione della biodiversità. Progetto interagenziale "Aree naturali protette e conservazione della biodiversità" Unità di progetto "Tecnica di ripristino ambientale"*.

Assunto R. *Il paesaggio e l'estetica*. Napoli, Giannin editore, 1973.

Romani V. *Il paesaggio. Teoria e pianificazione*. Milano, Franco Angeli, 1994.

R. Santolini, 2000. *"Le reti ecologiche come elemento connettivo costa-entroterra per un turismo sostenibile"*. Rivista del Consulente Tecnico: 487-505, Maggioli ed., Rimini;

R. Santolini, 2004. *"Le reti ecologiche: un'opportunità per l'incremento della biodiversità e della qualità ambientale del paesaggio"*. In: Verso una Rete Ecologica (a cura di F. Ferroni), servizi Editoriali WWF Italia, pp 23-30;

V. Ingegno, 1995. *"Fondamenti di Ecologia del paesaggio"*. Città studi editrice, Milano.



Sede legale e operativa:
Via San Crispino, 46
35129 Padova
Tel (+39) 049.98.15.202 Fax (+39) 049.64.55.574
info@aplustec.it; www.aplustec.it

Padova, 28 Febbraio 2023

Redatto da:	Verificato da:	Approvato da:
<p>Aplus S.r.l. - Ing. Roberta Gadia</p>  <p>Aplus S.r.l. - Ing. Anna Merzi</p>		<p>Ellomay Solar Italy Eighteen S.r.l.</p>