



COMUNI di SANTERAMO IN COLLE e ALTAMURA

Proponente	EMERA s.r.l. Largo Augusto n°3 - 20122 Milano (MI)		 Società controllata al 100% da BayWa r.e. Italia srl Largo Augusto n°3 - 20122 Milano (MI)		
Coordinamento	SOLARIS ENGINEERING S.R.L. Via le Trieste snc - 74025 Marina di Ginosa (TA) Tel. 099/8277406 e-mail: info@solarisengineering.it		Progettazione Civile - Elettrica	STUDIO INGEGNERIA ELETTRICA Ing. Roberto Montemurro Via Giuseppe Di Vittorio n.24 - 74016 Massafra (TA) Tel. +39 3505796290 e-mail: ing.roberto.montemurro@gmail.com	
Studio Ambientale e Paesaggistico	SOLARIS ENGINEERING S.R.L. Via le Trieste snc - 74025 Marina di Ginosa (TA) Tel. 099/8277406 e-mail: info@solarisengineering.it		Studio Acustico	STUDIO GIORDANO Ing. Daniele Giordano Via Armando Favia n.1 - 70100 Bari (BA) Tel. +39 3333613637 e-mail: studioinggiordano@gmail.com	
Studio Inquinamento Ambientale Flora/fauna ed ecosistema	TECNOVIA S.R.L. Piazza Fiera n.1 - 39100 Bolzano (BZ) Tel. 0471/282823 e-mail: info@tecnovia.it		Studio Geologico-Geotecnico	GEOLOGIA TECNICA & AMBIENTALE Dott. Geologo Francesco Sozio Via Nazario Sauro n.6 - 74013 Ginosa (TA) Tel. +39 3479831826 e-mail: francosozio@tiscali.it	
Progettazione Civile - Elettrica	MATE SYSTEM S.R.L. Via Papa Pio XII n.8 - 70020 Cassano delle Murge (BA) Tel. 080/5746758 e-mail: info@matesystemsrl.it		Studio Idrologico-Idraulico	GEOLOGIA TECNICA & AMBIENTALE Dott. Geologo Francesco Sozio Via Nazario Sauro n.6 - 74013 Ginosa (TA) Tel. +39 3479831826 e-mail: francosozio@tiscali.it	
Studio Agronomico	STUDIO FRANCESCO PIGNATARO Via Carlo Levi snc - 74013 Ginosa (TA) Tel. 099/8294585 e-mail: segreteriastudiopignataro@gmail.com				
Opera	Progetto per la realizzazione di un impianto per produzione d' energia elettrica da fonte solare fotovoltaica di potenza di picco pari a 44,01 MWp e potenza di immissione pari a 42,00 MW su tracker ad inseguimento monoassiale (nord-sud) nei Comuni di Santeramo in Colle ed Altamura (Zona Industriale "lesce") e delle opere connesse ed infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio dell'impianto nel Comune di Matera.				
Oggetto	Folder: Relazioni e documenti del progetto definitivo dell'impianto			Sez. A	
	Nome Elaborato: G4KMY67_Relazione_Idraulica.pdf			Codice Elaborato: A5	
	Descrizione Elaborato: Relazione idraulica del progetto definitivo				
00	Novembre 2020	Emissione per progetto definitivo	F. Sozio	R. Montemurro	Emera S.r.l.
Rev.	Data	Oggetto della revisione	Elaborazione	Verifica	Approvazione
Scala:					
Formato: A4	Codice Pratica: G4KMY67				

SOMMARIO

1.	<i>Dati generali e anagrafica</i>	2
2.	<i>Premessa</i>	4
2.1.	<i>Presentazione del proponente del progetto</i>	4
2.2.	<i>Scenario di riferimento</i>	4
3.	<i>Descrizione del progetto e inquadramento territoriale</i>	7
3.1	<i>Localizzazione e caratteristiche del sito</i>	7
3.2	<i>Descrizione sintetica del progetto</i>	10
4.	<i>Riferimenti normativi</i>	12
5.	<i>Descrizione dell'area</i>	15
6.	<i>Calcolo delle Portate</i>	18
6.1.	<i>Calcolo dell'altezza di pioggia mediante VAPI</i>	18
6.2.	<i>Calcolo del tempo di corrivazione</i>	19
6.3.	<i>Definizione delle Portate Scolanti</i>	25
7.	<i>Simulazioni e risultati</i>	26
8.	<i>Conclusioni</i>	35

1. Dati generali e anagrafica

Ubicazione impianto

Nome Impianto	EMERA
Comune	Santeramo in Colle (BA) Altamura (BA)
CAP	70029 – Santeramo in Colle 70022 - Altamura
Indirizzo	Zona Industriale "Iesce"
Coordinate Geografiche (gradi decimali)	Lat. 40.748338° - Long. 16.667778°
CTR	Regione Puglia

Proponente

Ragione Sociale	EMERA S.r.l.
Indirizzo	Largo Augusto n.3, 20122 Milano (MI)
P.IVA	11169110969

Terreni

Destinazione urbanistica	Santeramo in Colle – Zone "D3" per attività industriali Altamura – Zone "D1" per attività industriali artigianali
Estensione area	Circa 69,8914 ha
Estensione area di progetto	Circa 62,0000 ha

Caratteristiche dell'impianto

Potenza di picco complessiva DC	44010,00 kWp
Potenza AC complessiva richiesta in immissione	42000,00 kW
Potenza unitaria singolo modulo fotovoltaico	450 Wp
Numero di moduli fotovoltaici (tot)	97800
Numero di moduli per stringa	25
Numero di stringhe (tot)	3912
Numero di inverter	338
Numero di sottocampi	34
Numero di cabine di trasformazione	34
Potenza trasformatori BT/MT in resina	800-1000-1250-1600 kVA
Tipologia di strutture di sostegno	Ad inseguimento monoassiale
Posa delle strutture di sostegno	Direttamente infisse nel terreno

Layout impianto

Interasse tra le strutture 4,12 m

Distanza di rispetto da confine 5,00 m

Staff e professionisti coinvoltiProgetto a cura di **Solaris Engineering S.r.l.**

Project Manager Ing. Roberto Montemurro

Redattore documento Dott. Geol. Francesco Sozio

2. Premessa

La presente relazione è parte integrante della documentazione di progetto per l'autorizzazione mediante **Provvedimento Autorizzativo Unico Regionale** (P.A.U.R.), ai sensi dell'articolo 27 bis del Decreto Legislativo numero 152 del 2006, dell'impianto fotovoltaico denominato "EMERA".

L'area di interesse ricade all'interno di un sito *IBA (Important Bird Areas)*, pertanto il provvedimento autorizzativo dovrà essere corredato da **Valutazione di Incidenza Ambientale** (V.Inc.A. o VINCA), ai sensi del D.P.R. n.357 del 1997, successivo D.P.R. n.120 del 2003 e D.M. Ambiente 25/03/2005, nonché della L.R. n.11/2001 così come modificata dalla L.R. n.17/2007, L.R. n.25/2007, L.R. n.40/2007, R.R. n.28 del 22 Dicembre 2008 e D.G.R. n.1362 del 24/07/2018.

Il progetto prevede la realizzazione di un impianto fotovoltaico per la produzione di energia elettrica da fonte solare, di potenza di picco nominale pari a 44.010,00 kWp da localizzarsi su terreni industriali nel Comune di Santeramo in Colle (BA), con destinazione urbanistica "Zone D1", e nel Comune di Altamura (BA), con destinazione urbanistica "Zone D3". L'impianto immetterà energia in rete attraverso una connessione in Alta Tensione a 150 kV dalla Stazione Elettrica di Trasformazione 150/33 kV "Emera" sulla Sottostazione Elettrica RTN 380/150 kV "Matera – Iesce" di proprietà di Terna S.p.A.

I moduli fotovoltaici saranno montati su inseguitori (o *trackers*) monoassiali da 50 e 75 moduli cadauno, che ottimizzeranno l'esposizione dei generatori solari permettendo di sfruttare al meglio la radiazione solare.

Si stima che l'impianto produrrà 79,10 GWh all'anno di elettricità, equivalenti al fabbisogno medio annuo di circa 27.060 famiglie di 4 persone, permettendo un risparmio di CO2 equivalente immessa in atmosfera pari a circa 42.004 tonnellate all'anno (fattore di emissione: 531 gCO2/kWh, fonte dati: Ministero dell'Ambiente).

2.1. Presentazione del proponente del progetto

La proponente **EMERA S.r.l.** nasce come società di scopo della controllante BAYWA R.E. ITALIA S.r.l., società del gruppo BAYWA R.E., operante nel settore delle energie rinnovabili da oltre 10 anni, con un portfolio progetti e impianti realizzati di diverse centinaia di megawatt dislocati in Italia e in diversi Paesi di tutto il mondo.

2.2. Scenario di riferimento

Le necessità sempre più pressanti legate a fabbisogni energetici in continuo aumento spingono il progresso quotidiano verso l'applicazione di tecnologie innovative, atte a sopperire alla domanda energetica in modo sostenibile, limitando l'impatto che deriva da queste ultime e richiedendo un uso consapevole del territorio.

In quest'ottica, con il Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, il Parlamento Italiano ha proceduto all'attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.

G4KMY67_Relazione_Idraulica	Novembre 2020
Realizzazione di un impianto fotovoltaico da 44,01 MWp denominato "Emera", e relative opere di connessione, nei Comuni di Santeramo in Colle e Altamura - zona industriale "Iesce"	

Il presente impianto in progetto è compreso tra le tipologie di intervento riportate nell'Allegato IV alla Parte II, comma 2 del D.Lgs. n. 152 del 3/4/2006 (cfr. 2c), *"Impianti industriali non termici per la produzione di energia, vapore ed acqua calda con potenza complessiva superiore a 1 MW"*, pertanto rientra nelle categorie di opere da sottoporre a procedura di Valutazione di Impatto Ambientale, in conformità a quanto disposto dal Testo Unico Ambientale (T.U.A.) e alla D.G.R. 45/24 del 2017.

Premesso che la Valutazione di Impatto Ambientale, ai sensi del Dlgs. 152/2006, è *il procedimento mediante il quale vengono preventivamente individuati gli effetti sull'ambiente di un progetto*, il presente Studio, redatto ai sensi dell'art. 22 del Dlgs. 152 e s.m.i., e dell'Allegato VII del suddetto decreto, è volto ad analizzare l'impatto, ossia *l'alterazione qualitativa e/o quantitativa, diretta e indiretta, a breve e a lungo termine, permanente e temporanea, singola e cumulativa, positiva e negativa dell'ambiente*, che le opere, di cui alla procedura autorizzativa, potrebbero avere sulle diverse componenti ambientali.

L'ambiente, ai sensi del Dlgs 152, è inteso come *sistema di relazioni fra i fattori antropici, naturalistici, chimico-fisici, climatici, paesaggistici, architettonici, culturali, agricoli ed economici*.

Lo studio e la progettazione definitiva, di cui questo documento è parte integrante, è basato su una verifica oggettiva della compatibilità degli interventi a realizzarsi con le predette componenti, e intende verificare e studiare i prevedibili effetti che l'intervento potrà avere sull'ambiente e il suo habitat naturale.

Nello specifico degli "Impatti cumulativi", la normativa regionale fa riferimento invece al DGR n.2122 del 23/10/2012, dove vengono forniti gli *Indirizzi per l'integrazione procedimentale e per la valutazione degli impatti cumulativi di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili nella Valutazione di Impatto Ambientale*.

Con la nuova normativa introdotta dal d.lgs. 30 giugno 2016, n. 127 (legge Madia), la conferenza dei servizi si potrà svolgere in modalità "Sincrona" o "Asincrona", nei casi previsti dalla legge.

Nel 2008 inoltre l'Unione Europea ha varato il "Pacchetto Clima-Energia" (meglio conosciuto anche come "Pacchetto 20/20/20") che prevede obiettivi climatici sostanziali per tutti i Paesi membri dell'Unione, tra cui l'Italia, a) di ridurre del 20% le emissioni di gas serra rispetto ai livelli registrati nel 1990, b) di ottenere almeno il 20% dell'energia consumata da fonti rinnovabili, e c) ridurre del 20% i consumi previsti. Questo obiettivo è stato successivamente rimodulato e rafforzato per l'anno 2030, portando per quella data al 40% la percentuale di abbattimento delle emissioni di gas serra, al 27% la quota di consumi generati da rinnovabili e al 27% il taglio dei consumi elettrici.

L'Italia ha fatto propri questi impegni redigendo un *"Piano Nazionale Integrato per l'Energia e per il Clima"*. Riguardo alle energie rinnovabili in particolare, l'Italia prevede arrivare al 2030 con un minimo di 55,4% di energia prodotta da fonti rinnovabili, promuovendo la realizzazione di nuovi impianti di produzione e il revamping o repowering di quelli esistenti per tenere il passo con le evoluzioni tecnologiche.

Con la realizzazione dell'impianto, si intende conseguire gli obiettivi sopra esposti, aumentando la quota di energia prodotta da fonte rinnovabile senza emettere gas serra in atmosfera, con un significativo risparmio energetico mediante il ricorso alla fonte energetica rinnovabile rappresentata dal Sole.

Il ricorso a tale tecnologia nasce dall'esigenza di coniugare:

- la compatibilità con esigenze paesaggistiche e di tutela ambientale;
- nessun inquinamento acustico;
- il risparmio di combustibile fossile;
- la produzione di energia elettrica senza emissioni di sostanze inquinanti.

Il progetto mira pertanto a contribuire al soddisfacimento delle esigenze di "Energia Verde" e allo "Sviluppo Sostenibile" invocate dal Protocollo di Kyoto, dalla Conferenza sul clima e l'ambiente di Copenaghen 2009 e dalla Conferenza sul clima di Parigi del 2015.

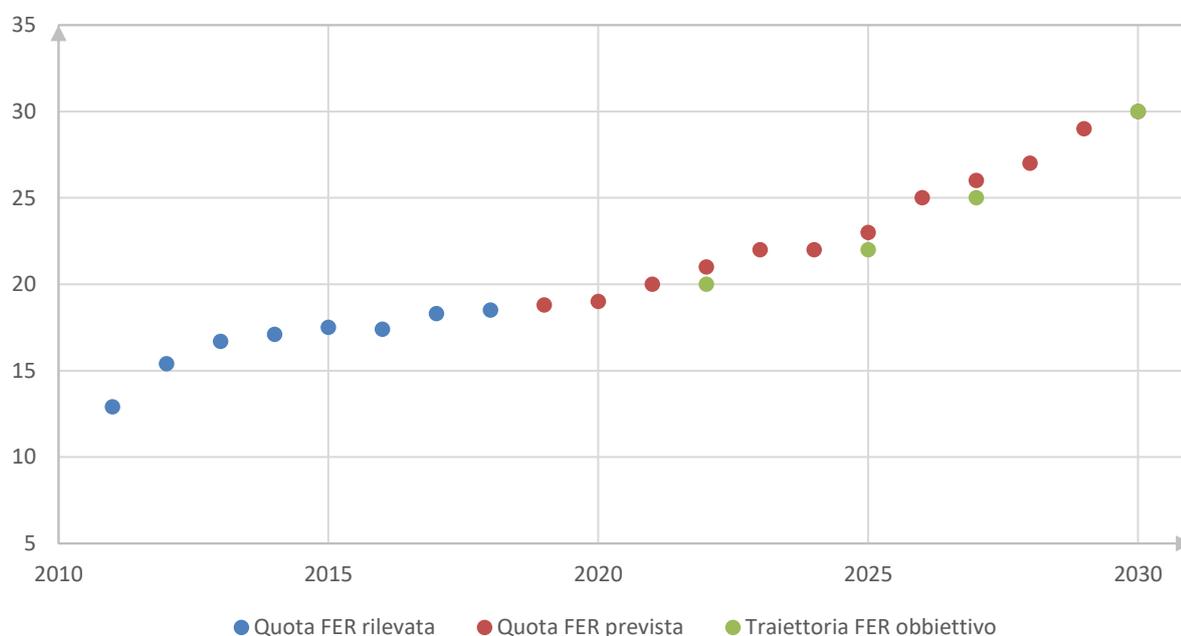


Tabella 1- Traiettoria della quota FER complessiva¹

Tra le politiche introdotte e necessarie per il raggiungimento degli obiettivi prefissati, è stato dato incarico alle Regioni di individuare le aree idonee per la realizzazione di questi impianti, stabilendo criteri di priorità e di tutela del paesaggio e dell'ambiente.

In conclusione, si evidenzia che in base all'art. 1 della legge 9 gennaio 1991 n. 10, l'intervento in progetto è opera di pubblico interesse e pubblica utilità "ex lege" ad ogni effetto e per ogni conseguenza, giuridica, economica, procedimentale, espropriativa, come anche definito dall'art. 12 del D.LGS. N. 387 del 29 dicembre 2003.

¹ Fonte: GSE, "Sviluppo e diffusione delle fonti rinnovabili di energia in Italia", Febbraio 2020

3. Descrizione del progetto e inquadramento territoriale

3.1 Localizzazione e caratteristiche del sito

L'area oggetto dell'intervento ricade nei Comuni di Santeramo in Colle e Altamura, in provincia di Bari, in località "lesce".

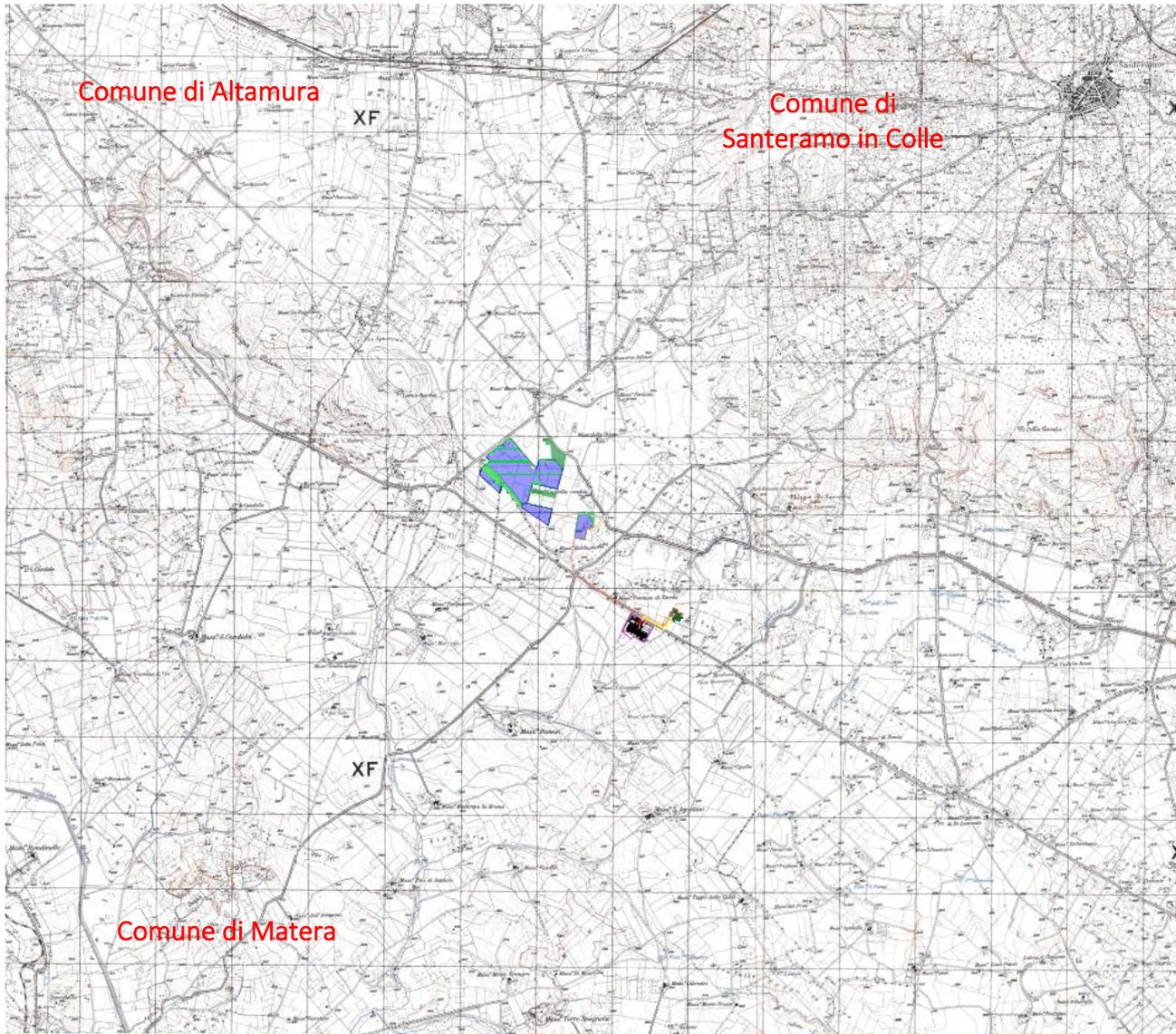
Tali aree sono classificate come "Zona D/3 – zone per attività industriali" (Santeramo in Colle) e "Zona D/1 – zone per attività artigianali" (Altamura); essenzialmente trattasi di **aree di tipo industriale**.

Geograficamente l'area è individuata alla Latitudine 40.747737° Nord e Longitudine 16.669562° Est; ha un'estensione di circa 69,89 ettari, di cui solamente 62,00 ettari circa saranno occupati dall'impianto. Le restanti aree, così come alcune aree interne al perimetro di impianto, saranno gestite "a verde", con la piantumazione di siepi, arbusti, alberi di tipo autoctono.

L'impianto sarà connesso alla rete di trasmissione nazionale (RTN) previo la realizzazione di una stazione elettrica di trasformazione AT/MT - 150/33 kV (SSE Utente) connessa mediante elettrodotto AT 150 kV alla stazione elettrica di trasformazione AAT/AT 380/150 kV "Matera – lesce" di proprietà e gestione Terna S.p.A. La SSE Utente e relative sbarre di parallelo AT, condivise con altri produttori, saranno posizionate su terreni agricoli prossimi alla SSE RTN.

Tutte le aree di progetto sono facilmente raggiungibili tramite viabilità pubblica. In particolare le aree di impianto sono raggiungibili percorrendo la strada provinciale SP160, o la SP236, nel Comune di Santeramo, e immettendosi sulla Contrada Matine di Santeramo prima, e sulla Contrada Baldassarre poi. Per raggiungere l'area più piccola di impianto sarà invece necessario realizzare una nuova strada su terreno agricolo che andrà a connettersi sempre sulla Contrada Matine di Santeramo.

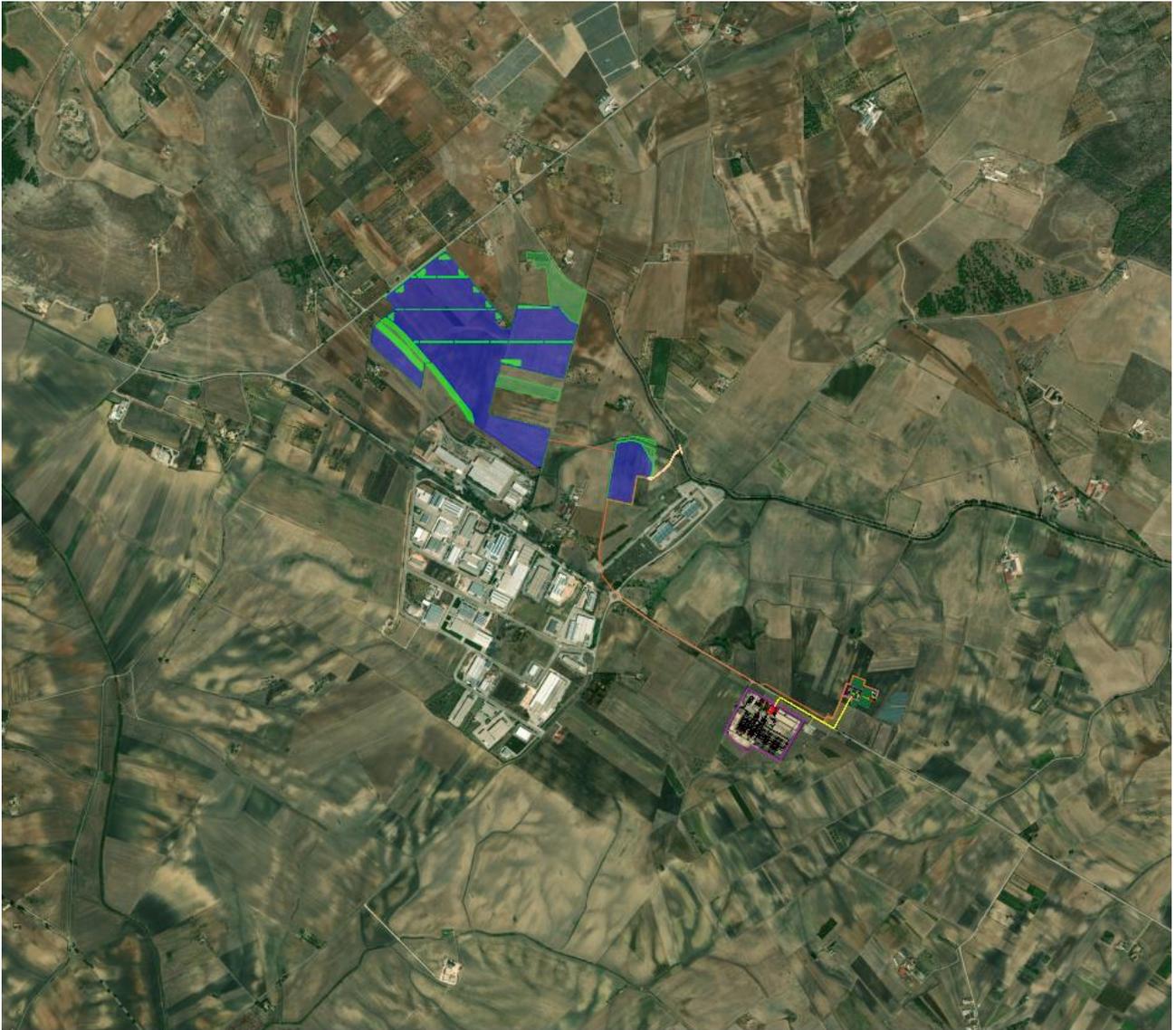
La SSE Utente sarà invece raggiungibile mediante la realizzazione di nuova strada su terreno agricolo che andrà ad allacciarsi sulla strada provinciale SP140 sempre nel Comune di Santeramo in Colle.



Legenda:

	Area impianto fotovoltaico
	Area a verde - cespuglieto arborato
	Area a verde - siepi di mitigazione - cespuglieto fitto
	Recinzione perimetrale
	Linea di connessione MT 33 kV
	Linea di connessione AT 150 kV
	Viabilità esterna area di impianto
	Stazione Elettrica RTN 380/150 kV Tema SpA - Matera
	Aree SSE Utente AT/MT - Altri produttori
	SSE Utente AT/MT 150/33 kV - EMERA
	Viabilità esterna area SSE Utente e sbarre AT
	Confine Comunale
	Confine Regionale

Figura 1 – Inquadramento delle aree di progetto su corografia IGM 25.000



Legenda:	
	Area impianto fotovoltaico
	Area a verde - cespugliato arboreo
	Area a verde - siepi di mitigazione - cespugliato fitto
	Cabina di parallelo in Media Tensione 33 kV
	Recinzione perimetrale
	Cancello di accesso alle aree di impianto
	Linea di connessione MT 33 kV
	Linea di connessione AT 150 kV
	Viabilità esterna area di impianto
	Stazione Elettrica RTN 360/150 kV Terna SpA - Matera
	Storie di parallelo AT 150 kV
	Aree SSE Uterle AT/MT - Altri produttori
	SSE Uterle AT/MT 150/33 kV - EMCRA
	Viabilità esterna area SSE Uterle e sbarco AT

Figura 2 – Inquadramento delle aree di progetto su ortofoto

3.2 Descrizione sintetica del progetto

L'impianto fotovoltaico in progetto si estende su un'area di circa 62 ettari, con perimetro della zona di installazione coincidente con la recinzione di delimitazione, e distante mediamente 5 metri dal confine catastale.

Il generatore fotovoltaico si compone di 97.800 moduli fotovoltaici in silicio policristallino da 450 W di picco, connessi tra di loro in stringhe da 25 moduli per un totale di 3.912 stringhe e una potenza di picco installata pari a 44.010,00 kWp.

I moduli fotovoltaici sono posizionati su strutture ad inseguimento solare (trackers) di tipo "monoassiale", infisse direttamente nel terreno, con angolo di inclinazione pari a 0° e angolo di orientamento est-ovest variabile tra +50° e -50°. I trackers saranno multistringa, da 2 stringhe (50 moduli fotovoltaici) e da 3 stringhe (75 moduli fotovoltaici).

La conversione dell'energia da componente continua DC (generatore fotovoltaico) in componente alternata AC (tipicamente utilizzata dalle utenze e distribuita sulla rete elettrica nazionale) avviene per mezzo di convertitori AC/DC, comunemente chiamati "inverter": in impianto saranno posizionati n°338 inverter di stringa con potenza nominale in AC pari a 105,00 kW. Su ogni inverter saranno connesse 11 o 12 stringhe.

Gli inverter, in gruppi variabili da un minimo di 6 fino ad un massimo di 12 unità, saranno connessi sui quadri di parallelo in bassa tensione (800 V) delle cabine di trasformazione MT/bt - 33/0,8 kV.

Nell'area di impianto saranno disposte n.34 cabine di trasformazione MT/bt, di potenza nominale variabile (800 – 1000 – 1250 – 1600 kVA) a seconda del numero di inverter in ingresso. Le stesse saranno connesse in parallelo sul lato in media tensione a 33 kV a formare n.4 linee di connessione (2 linee MT prevederanno, ciascuna, il parallelo di n.9 cabine e le altre 2 linee MT, a testa, conetteranno in parallelo n.8 cabine).

Le n.4 linee in media tensione confluiranno nella Cabina di Parallelo in MT, dove si realizzerà la connessione in parallelo delle stesse, mediante quadri di protezione e distribuzione in media tensione, e partirà la linea di connessione dell'impianto alla Stazione Elettrica di Trasformazione Utente 150/33 kV. In quest'ultima, mediante un trasformatore AT/MT da 50 MVA, e specifici dispositivi di protezione e manovra, sia in media tensione che in alta tensione, l'impianto sarà connesso alla Sottostazione Elettrica RTN di proprietà di Terna S.p.A. e quindi in parallelo con la rete elettrica nazionale, in cui verrà immessa una potenza stimata nominale di circa 42.000,00 kW.

Per il generatore fotovoltaico saranno previsti anche sistemi ausiliari di controllo e di sicurezza:

- Lungo il perimetro di impianto saranno posizionati, a distanza di 50 metri circa, pali di sostegno su cui verranno installate le cam di videosorveglianza e i fari per l'illuminazione di sicurezza.

I fari si accenderanno nelle ore notturne solamente in caso di allarme di antintrusione, o per motivi di sicurezza, e quindi azionati in modo automatico e anche da remoto dai responsabili del servizio vigilanza.

N.2 fari di illuminazione, uno per lato, saranno posizionati su ogni cabina di trasformazione, in modo da permettere l'illuminazione della viabilità interna.

Le cam saranno del tipo fisso, con illuminatore infrarosso integrato. Nei cambi di direzione del perimetro verranno anche installate delle "speed dome", che permetteranno una visualizzazione variabile delle zone di impianto in modo automatico, ma che potranno essere gestite anche in manuale a seconda delle necessità. Tutte le cam, a gruppi di 5 o 6 unità, saranno connesse su quadri di parallelo video, dove, date le considerevoli distanze delle connessioni, il segnale sarà convertito e trasmesso alla cabina di monitoraggio tramite dorsali in fibra ottica.

Le aree di impianto saranno delimitate da recinzione con rivestimento plastico, posata ad altezza di 20 cm dal suolo, e fissata su appositi paletti infissi nel terreno.

Sulle fasce perimetrali, così come in alcune aree interne dell'impianto, saranno piantumati arbusti e siepi autoctone, tali da permettere una mitigazione ambientale delle opere riducendone l'impatto visivo.

4. Riferimenti normativi

Con delibera n. 39 del 30.11.2005 il Comitato istituzionale dell'Autorità di Bacino della Puglia, ai sensi e per gli effetti degli artt. 17, 19 e 20 della L. 183/89, ha approvato, in via definitiva, il Piano di Bacino della Puglia, stralcio "assetto idrogeologico" per i bacini regionali e per il bacino interregionale del fiume Ofanto. Il piano ha individuato in relazione alle condizioni idrauliche, alla tutela dell'ambiente e alla prevenzione di presumibili effetti dannosi prodotti da interventi antropici, così come risultanti dallo stato delle conoscenze, aree con diversi gradi di pericolosità idraulica.

Gli interventi in oggetto (realizzazione dell'elettrodotto interrato in AT e in MT, di una cabina di elevazione MT/AT e dell'impianto fotovoltaico) *non* ricadono in **aree pericolosità idraulica** e in **aree a rischio idraulico**, come evidenziato dalla **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**

Nella Figura 3 si può osservare che la zona di intervento è esterna all'area di competenza dell'Autorità di Bacino della Regione Basilicata, per cui in questa relazione si farà riferimento sempre alle norme dell'Autorità di Bacino della Regione Puglia.



Figura 3 - Posizione dell'area di interesse in relazione alle zone di pericolosità e rischio idraulico come individuate dall'AdB della Regione Puglia (fonte: <http://webgis.adb.puglia.it/gis/>).

Non ricadendo l'opera in zone ad alta, media o bassa pericolosità idraulica (articoli 7, 8 e 9 del Piano Di Bacino Stralcio Assetto Idrogeologico) bisogna comunque verificare se l'intervento è soggetto agli articoli 6 e 10 dello stesso Piano relativi agli "alvei fluviali in modellamento attivo ed aree golenali" e all'interno di "fasce di

pertinenza idraulica", *in quanto l'elettrodotto interrato che collegherà il campo fotovoltaico alla stazione Terna passerà nelle vicinanze di corsi d'acqua a carattere episodico e il campo fotovoltaico stesso si sovrapporrà a fasce di pertinenza fluviale e ad aree caratterizzate da modellamento attivo*, come individuate dall'Autorità di Bacino.



Figura 4 - Posizionamento delle aree di interesse in riferimento al limite di competenza delle autorità di bacino della Puglia e della Basilicata (Fonte ortofoto: <http://rsdi.regione.basilicata.it/viewGIS/>, Piano Gestione Rischio Alluvioni della Basilicata).

L'Articolo 6 del Piano fa riferimento agli *alvei fluviali in modellamento attivo ed aree golenali* su cui vige il divieto assoluto di edificabilità. In dette aree può essere consentito lo svolgimento di attività che non comportino alterazioni morfologiche o funzionali e un apprezzabile pericolo per l'ambiente e le persone, e non possono essere consentiti in ogni caso interventi elencati nel comma 3. **La realizzazione dell'elettrodotto interrato non rientra in nessuno dei casi indicati nel comma 3.** Il comma 4 indica che nelle aree fluviali in modellamento attivo e aree golenali **può essere consentita la realizzazione di nuove infrastrutture pubbliche e di interesse pubblico**, comprensive dei relativi manufatti di servizio, parimenti essenziali e non diversamente localizzabili, purché risultino coerenti con gli obiettivi del presente Piano e con la pianificazione degli interventi di mitigazione. Il progetto preliminare di nuovi interventi infrastrutturali, che deve contenere tutti gli elementi atti a dimostrare il possesso delle caratteristiche sopra indicate anche nelle diverse soluzioni presentate, è sottoposto al parere vincolante dell'Autorità di Bacino.

Il comma 7 afferma che per tutti gli interventi consentiti nelle aree di cui al comma 1 (*il PAI individua il reticolo idrografico in tutto il territorio di competenza dell'Autorità di Bacino della Puglia, nonché l'insieme degli alvei*

G4KMY67_Relazione_Idraulica	Novembre 2020
Realizzazione di un impianto fotovoltaico da 44,01 MWp denominato "Emera", e relative opere di connessione, nei Comuni di Santeramo in Colle e Altamura - zona industriale "lesce"	

*fluviali in modellamento attivo e le aree golenali, ove vige il divieto assoluto di edificabilità), l'Autorità di Bacino richiede la redazione di uno studio di compatibilità idrologica e idraulica che ne analizzi compiutamente gli effetti sul regime idraulico a monte e a valle dell'area interessata. Detto studio è sempre richiesto per gli interventi di cui al comma 4. Inoltre, il comma 8 riporta: *Quando il reticolo idrografico e l'alveo in modellamento attivo e le aree golenali non sono arealmente individuate nella cartografia in allegato e le condizioni morfologiche non ne consentano la loro individuazione, le norme si applicano alla porzione di terreno a distanza planimetrica, sia in destra che in sinistra, dall'asse del corso d'acqua, non inferiore a 75 m.**

L'articolo 10 disciplina le **fasce di pertinenza fluviale**. Secondo il comma 2 dell'articolo 10:

All'interno delle fasce di pertinenza fluviale sono consentiti tutti gli interventi previsti dagli strumenti di governo del territorio, a condizione che venga preventivamente verificata la sussistenza delle condizioni di sicurezza idraulica, come definita all'art. 36, sulla base di uno studio di compatibilità idrologica ed idraulica subordinato al parere favorevole dell'Autorità di Bacino.

Sicurezza idraulica: *condizione associata alla pericolosità idraulica per fenomeni di insufficienza del reticolo di drenaggio e generalmente legata alla non inondabilità per eventi di assegnata frequenza. Agli effetti del PAI si intendono in sicurezza idraulica le aree non inondate per eventi **con tempo di ritorno fino a 200 anni.***

Ne deriva che le simulazioni che verranno discusse, per lo studio in esame, verrà considerato un tempo di ritorno di 200 anni.

Infine, il comma 3 dell'articolo 10 afferma che *quando la fascia di pertinenza fluviale non è arealmente individuata nelle cartografie in allegato, le norme si applicano alla porzione di terreno, sia in destra che in sinistra, contermina all'area golenale, come individuata all'art. 6 comma 8, di ampiezza comunque non inferiore a 75 m.* In altre parole, stabilita la fascia di modellamento attivo di 75 m a partire dall'asse del corso d'acqua, secondo comma 8 dell'articolo 6, la fascia di pertinenza fluviale si estende di ulteriori 75m verso l'esterno, portando così a 150m la fascia di buffer associata alla pertinenza idraulica del corso d'acqua.

5. Descrizione dell'area

Mediante cartografia DTM (Digital Terrain Model), in formato ASCII RASTER che si presenta come un grigliato regolare, è possibile osservare la struttura plano-altimetrica della zona di interesse come mostrato in Figura 5. Il reticolo idrografico visualizzato in questo lavoro è stato prelevato dai siti <http://www.sit.puglia.it/> e <http://rsdi.regione.basilicata.it>, così come la suddetta cartografia DTM. La perimetrazione e le informazioni dei bacini di interesse sono stati ottenuti per mezzo della funzione watershed in Global Mapper.

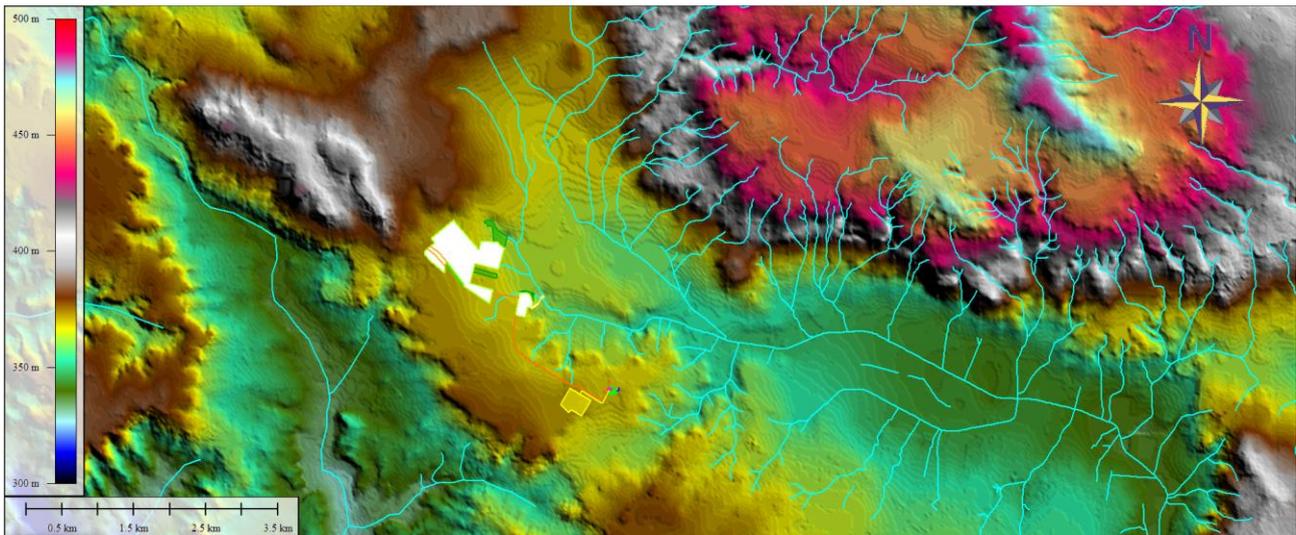


Figura 5 - Rappresentazione DTM del territorio nei dintorni dell'area di interesse. In azzurro il reticolo idrografico e al centro le opere da realizzare.

La Figura 6 riporta uno zoom per evidenziare l'andamento delle elevazioni del terreno mediante isoipse, in corrispondenza dell'area in cui saranno realizzati gli interventi.

La Figura 7 riporta la posizione dell'area degli interventi sovrapposta alle fasce di pertinenza fluviale, ovvero al buffer di 150m misurato dall'asse dei corsi d'acqua nella zona. Queste fasce interessano parzialmente la porzione di campo fotovoltaico posto più a ovest, per circa 60m, e in buona parte la porzione di campo più orientale (circa 160m).

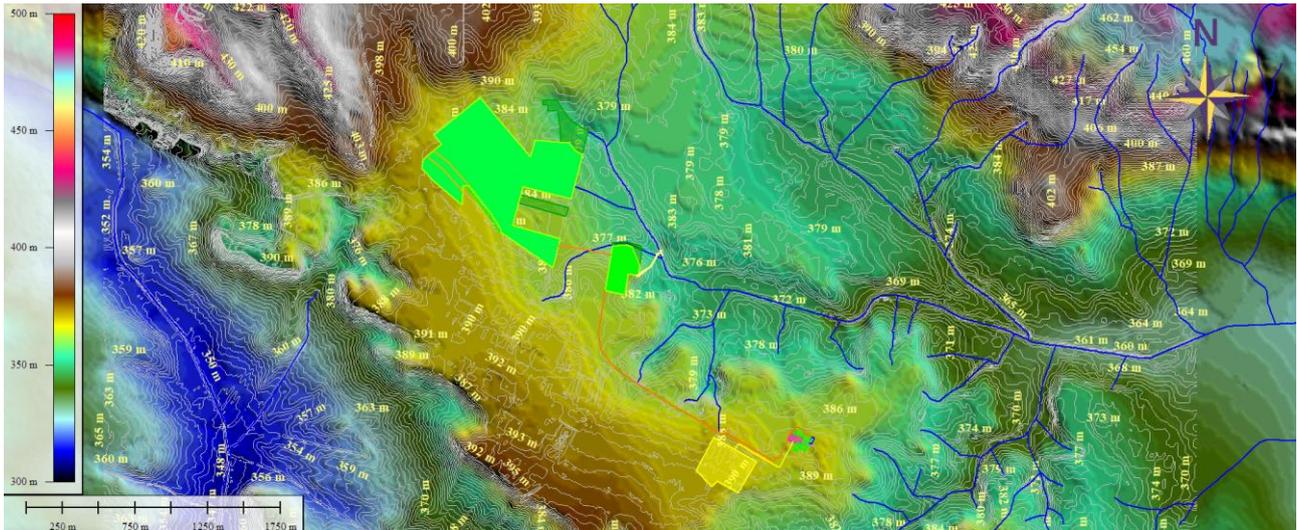


Figura 6. Andamento delle elevazioni del terreno in corrispondenza dell'area di interesse.



Figura 7. Buffer di 150m e distanze dell'elettrodotto dal corso d'acqua principale di nord.

I bacini sono individuati in Figura 8, mentre la Tabella 2 riporta le loro grandezze caratteristiche.

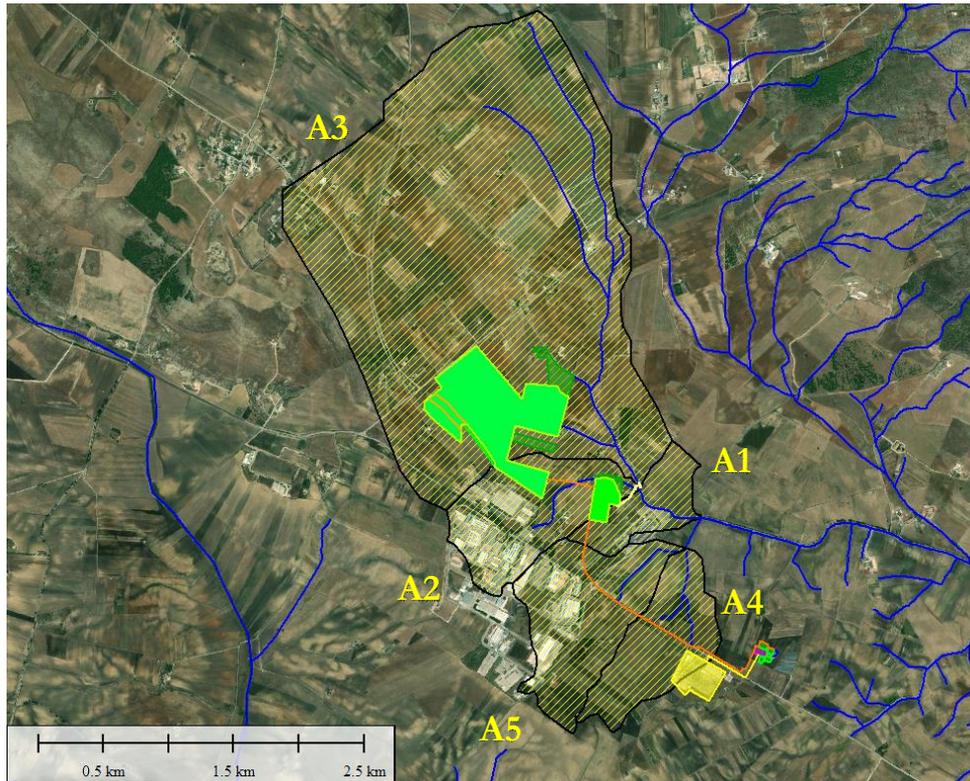


Figura 8. Perimetrazione dei bacini di interesse.

Tabella 2. Parametri caratteristici dei bacini in studio.

		A1	A2	A3	A4	A5
Area del bacino	Km²	0.3783	0.889	7.05	0.702	1.011
Quota massima asta	m	377	385.5	400.5	387	387
Quota massima bacino	m	386.6	392.9	436.8	396	397
Quota sezione di chiusura	m	373.8	377	377	372	372
Lunghezza asta	m	546	1038	3849	757	741
Lunghezza asse bacino	m	477	1438	3462	1500	1470
Pendenza media asta	-	0.0059	0.0082	0.0061	0.0198	0.0202
Pendenza media bacino	-	0.0268	0.0111	0.0173	0.0160	0.0170
Quota media	m	380.2	385.0	406.9	384.0	384.5

6. Calcolo delle Portate

6.1. Calcolo dell'altezza di pioggia mediante VAPI

Si farà riferimento nel seguito ai risultati ed alle metodologie messe a punto nell'ambito del progetto "VALUTAZIONE DELLE PIENE IN ITALIA" denominato progetto VAPI (P. Versace et altri – C.N.R., I.R.P.I. – Cosenza 1989).

La zona considerata (che ricade nel comune di Castellaneta) è la zona omogenea 5, come mostra la Figura 9. L'espressione dell'altezza di pioggia critica per tempo di ritorno di 200anni è stata valutata tramite la formula

$$h = 28.2 t^{[(0.628+0.002z)/3.178]} K_T K_A$$



Figura 9. Zone omogenee della Puglia secondo la procedura VAPI.

in cui h è l'altezza di pioggia in millimetri, t il tempo in ore e z un parametro che dipende dalla pendenza media del bacino, mentre:

$$K_T = 0.1599 + 0.5166 \ln(T_R)$$

$$K_A = 1 - (1 - \exp(-0.0021S)) \exp(-0.53d^{0.25}) \cong 1$$

in cui T_R è il tempo di ritorno (anni) posto pari a 200a, S la superficie del bacino (chilometri quadrati) e d la durata di pioggia (ore).

Per i singoli sottobacini si ottengono:

A1: $h = 81.7 t^{0.222}$	A2: $h = 81.6 t^{0.222}$	A3: $h = 80.9 t^{0.223}$
A4: $h = 81.6 t^{0.222}$	A5: $h = 81.6 t^{0.222}$	

6.2. Calcolo del tempo di corrivazione

La durata della precipitazione che è critica per il bacino, ovvero che mette in crisi la rete idrografica perché per essa si raggiunge il valore più elevato di portata, dipende dall'estensione del bacino stesso. Questa circostanza è una logica conseguenza del fenomeno di trasferimento che impone che ogni particella liquida che cade in un punto del bacino deve seguire un suo percorso per giungere nella sezione di chiusura, impiegando, a parità di velocità di trasferimento, un tempo tanto maggiore quanto più lungo è il percorso da effettuare. Tra i tempi caratteristici degli eventi di piena i più usati sono quello di corrivazione (T_c) e quello di ritardo (T_r). Il tempo di corrivazione di un punto del bacino è il tempo necessario perché la goccia d'acqua caduta in quel punto possa raggiungere la sezione di chiusura del bacino considerato. Diversi autori hanno cercato di dare una definizione più dettagliata possibile del tempo di ritardo, cercando di individuare i legami con i diversi parametri morfologici e climatici del bacino, giungendo a relazioni funzionali tra il tempo di ritardo, la superficie del bacino, l'altitudine media, la lunghezza dell'asta principale, etc. Il tempo di ritardo, generalmente viene definito come la distanza temporale tra il baricentro dell'idrogramma di piena superficiale, depurato cioè delle portate di base che sarebbero defluite nel corso d'acqua anche in assenza dell'evento di piena, e il baricentro del pluviogramma netto.

Il Soil Conservation Service (SCS) ha dedotto, empiricamente, che il rapporto T_r/T_c è pari a 0.6.

Per bacini di grande estensione esiste in letteratura una serie di formulazioni in grado di stimare *il tempo di corrivazione*. L'utilizzo del tempo di corrivazione presuppone lo studio del bacino in quanto ogni formulazione presente in bibliografia è specifica per un determinato tipo di bacino.

Generalmente le formulazioni che valutano il tempo di corrivazione, fanno riferimento a bacini di estensione molto superiore a quella dell'area in oggetto e caratteristiche morfologiche molto variabili (es. ogni formulazione contiene implicitamente informazioni sulla della scabrezza del terreno, che influisce sul movimento delle acque sullo stesso).

In genere gli autori consigliano di applicare dette formulazioni a bacini che siano quanto più simili a quelli oggetto del loro studio, mentre altri ricercatori hanno apportato modifiche in alcuni parametri per poterle

applicare a bacini con caratteristiche diverse (ad esempio, per estensioni inferiori o copertura superficiale diversa).

Dette formulazioni fanno riferimento a *bacini idrogeologici*, per i quali è possibile individuare con una certa accuratezza un'area di raccolta delle acque meteoriche che confluiscono, a causa delle pendenze in gioco, verso una zona di uscita dal bacino detta *sezione di chiusura*.

Le formulazioni definite di seguito permesso di valutare i tempi di corrivazione per i sottobacini.

Successivamente verranno riportati i risultati dei calcoli dei tempi di corrivazione e delle portate.

Utilizzando un tempo di pioggia pari al tempo di corrivazione, la portata viene calcolata con la formula:

$$Q = \frac{G a t_c^{n-1} S}{3600}$$

in cui G è il coefficiente di afflusso, assunto pari a 0.8, a ed n i parametri della curva di possibilità pluviometrica utilizzabile, S la superficie del bacino in chilometri quadrati e t_c il tempo di corrivazione in ore, valutato come sopra nei vari casi. Il fattore $1/3600$ serve per esprimere la portata in l/s .

Essendo i tempi di corrivazione inferiori a 1h, non si è provveduto a fare una analisi delle piogge brevi e intense, ovvero inferiori a 1h.

La formula derivata da **Kirpich**, è relativa allo studio di sei bacini di piccole dimensioni con area compresa tra 0.0051km^2 (5100m^2) e 0.433km^2 . Kirpich rilevò una correlazione tra i dati diagrammati, e successivamente **Rowe e Thomas**, sulla base di proprie misure e quelle del Kirpich, proposero la seguente formulazione in onore di quest'ultimo:

$$t_c = 0.000325 L^{0.77} i^{-0.385}$$

in cui L è la lunghezza dell'asta del bacino, espressa in metri, mentre i la sua pendenza ed il tempo di corrivazione è espresso in ore.

Pezzoli ha proposto la seguente formulazione (piccoli bacini piemontesi):

$$t_c = 0.055 \frac{L}{i^{0.5}}$$

in cui L è la lunghezza dell'asta in km, i la sua pendenza e il tempo di corrivazione è espresso in ore.

Watt e Chow hanno fornito una formulazione per il calcolo del cosiddetto *tempo di ritardo*, utilizzando 44 bacini americani e canadesi di area di almeno 0.01km^2 , con pendenza di almeno 0.00121:

$$t_L = a \left(\frac{L}{i^{0.5}} \right)^b$$

in cui a e b sono due parametri aventi valori pari a 0.000326 e 0.79, rispettivamente, L è espresso in metri, ed i è la pendenza, variabile tra 0.00121 e 0.0978.

Sempre **Chow** ha proposto una formulazione simile (20 piccoli bacini americani di dimensioni simili), riconoscendo la validità della precedente, per $a=0.00116$ e $b=0.64$.

Il *tempo di ritardo* si stabilisce essere pari a $0.6t_c$.

La formulazione di **Giandotti**, molto utilizzata in Italia, prevede una superficie scolante molto più grande di quella in oggetto, ovvero di almeno 170km²:

$$t_c = \frac{4\sqrt{S} + 1.5L}{0.8\sqrt{h_{media} - h_0}}$$

in cui $h_{media}-h_0$ rappresenta la quota media del bacino rispetto la quota della sua sezione di chiusura (in metri).

La formula di **Pasini** è:

$$t_c = 0.108 \frac{(AL)^{1/3}}{i^{0.5}}$$

Puglisi ha proposto, sulla base di indagini su bacini dell'Appennino Dauno con superficie minima di 43km²:

$$t_c = C \frac{L^{2/3}}{d^{1/3}}$$

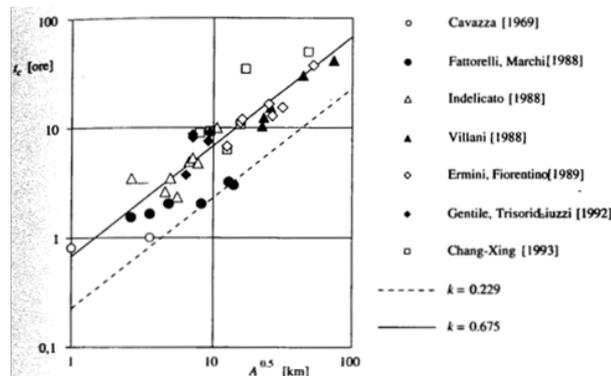
in cui C è pari a 6, L la lunghezza dell'asta in chilometri e d il dislivello dell'asta principale, riferita alla sezione di chiusura.

Fattorelli e Marchi hanno adattato la precedente formulazione a 6 bacini alpini con superficie minima di 6km², utilizzando la costante C pari a 5.13.

Agnese e D'Asaro, per un bacino idrografico di caratteristiche morfologiche medie, cioè frequenti in natura, utilizzando la teoria dell'IUH geomorfologico applicata ad una rete idrografica. Senza entrare nei dettagli della sua derivazione, il tempo di corrivazione si esprime nella forma:

$$t_c = k\sqrt{S}$$

in cui k è un coefficiente che assume valori compresi tra 0.19 e 0.29, ed è legato ai valori di velocità di trasferimento di un'onda di piena sul bacino (usualmente 1-1.5m/s). Confronti con *misure di campo* su bacini di almeno 1km² hanno mostrato che valori di k teorici in quel range sottostimano il tempo di corrivazione, e che un adattamento migliore è ponendo $k=0.675$:



Turazza l'ha ulteriormente adattata a bacini italiani, utilizzando $k=0.185$.

Ongaro ha proposto (aree inferiori a 1km²):

$$t_c = 4.32\sqrt{SL}$$

Sulla base dei tempi di corrivazione qui indicati si riportano di seguito i risultati ottenuti.

Altre formulazioni qui considerate sono le seguenti.

Formulazione di **Ventura**:

$$t_c = 0.127 \sqrt{\frac{S}{i}}$$

in cui S è l'area del bacino in chilometri quadrati ed i la pendenza dell'asta.

Formulazione di **Tournon**:

$$t_c = \frac{0.396}{\sqrt{i}} L \left(\frac{S}{L^2} \sqrt{\frac{i}{i_v}} \right)^{0.72}$$

in cui i_v è la pendenza media del versante.

SOTTOBACINO A1

I valori ottenuti per i tempi di corrivazione e le portate sono:

	A1		Altezza pioggia h [mm]	Intensità pioggia i [mm/h]
	Tempo di corrivazione			
	[h]	[min]		
Giandotti	1.62	97.22	84.8	71.6
Ongaro	2.55	153.22		
Tournon	1.94	116.33	Portata	
Pasini	0.83	50.03	Q	
Pezzoli	0.39	23.54	[m³/s]	
Ventura	1.02	61.22	6.02	
Puglisi	2.72	163.20		
Watt-Chow	0.60	36.08		
Fattorelli & Marchi	2.33	139.53		
Chow	0.57	33.92		
Agnese & D'Asaro	0.42	24.91		
Kirpich	0.30	18.07		
Turazza	0.11	6.83		
	Media	Media		
	1.18	71.08		

SOTTOBACINO A2

I valori ottenuti per i tempi di corrivazione e le portate sono:

	A2		Altezza pioggia	Intensità pioggia
	Tempo di corrivazione			
	[h]	[min]	h	i
			[mm]	[mm/h]
Giandotti	2.36	141.74	91.4	54.8
Ongaro	4.21	252.35		
Tournon	3.55	212.99	Portata	
Pasini	1.16	69.72	Q	
Pezzoli	0.63	37.85	[m³/s]	
Ventura	1.32	79.40	10.82	
Puglisi	3.01	180.84		
Watt-Chow	0.88	52.52		
Fattorelli & Marchi	2.58	154.62		
Chow	0.77	45.98		
Agnese & D'Asaro	0.64	38.19		
Kirpich	0.43	26.06		
Turazza	0.17	10.47		
	Media	Media		
	1.67	100.21		

SOTTOBACINO A3

I valori ottenuti per i tempi di corrivazione e le portate sono:

	A3		Altezza pioggia	Intensità pioggia
	Tempo di corrivazione			
	[h]	[min]	h	i
			[mm]	[mm/h]
Giandotti	3.75	224.86	111.0	26.9
Ongaro	12.98	778.90		
Tournon	7.86	471.56	Portata	
Pasini	4.15	249.21	Q	
Pezzoli	2.71	162.56	[m³/s]	
Ventura	4.32	258.93	42.13	
Puglisi	5.14	308.68		
Watt-Chow	2.77	166.07		
Fattorelli & Marchi	4.40	263.92		
Chow	1.95	116.86		
Agnese & D'Asaro	1.79	107.53		
Kirpich	1.33	80.03		
Turazza	0.49	29.47		
	Media	Media		
	4.13	247.58		

SOTTOBACINO A4

I valori ottenuti per i tempi di corrivazione e le portate sono:

	A4		Altezza pioggia h [mm]	Intensità pioggia i [mm/h]
	Tempo di corrivazione			
	[h]	[min]		
Giandotti	1.62	97.14	84.4	72.6
Ongaro	3.50	209.95		
Tournon	2.66	159.71		
Pasini	0.62	37.29	Portata	
Pezzoli	0.30	17.75	Q	
Ventura	0.76	45.36	[m³/s]	
Puglisi	2.02	121.25	11.32	
Watt-Chow	0.48	28.87		
Fattorelli & Marchi	1.73	103.67		
Chow	0.47	28.32		
Agnese & D'Asaro	0.57	33.93		
Kirpich	0.24	14.54		
Turazza	0.16	9.30		
	Media	Media		
	1.16	69.77		

SOTTOBACINO A5

I valori ottenuti per i tempi di corrivazione e le portate sono:

	A5		Altezza pioggia h [mm]	Intensità pioggia i [mm/h]
	Tempo di corrivazione			
	[h]	[min]		
Giandotti	1.81	108.90	86.3	67.0
Ongaro	3.92	235.41		
Tournon	3.41	204.48		
Pasini	0.69	41.36	Portata	
Pezzoli	0.29	17.19	Q	
Ventura	0.90	53.85	[m³/s]	
Puglisi	1.99	119.53	15.05	
Watt-Chow	0.47	28.14		
Fattorelli & Marchi	1.70	102.20		
Chow	0.46	27.74		
Agnese & D'Asaro	0.68	40.72		
Kirpich	0.24	14.19		
Turazza	0.19	11.16		
	Media	Media		
	1.29	77.30		

6.3. Definizione delle Portate Scolanti

Le analisi precedenti mostrano che la situazione da considerare per le portate di tratto, con un tempo di ritorno di 200anni, è quella proposta in Tabella 3.

Per le simulazioni in moto permanente con HecRas si è deciso di considerare detti valori. Esse sono solo portate di tratto, per cui per ogni tratto bisogna valutare la somma tra la sua portata di tratto e la portata che affluisce da monte da eventuali altri tratti ad esso collegati. La Figura 10 indica l'assegnazione delle portate ai singoli tratti del reticolo.

Tabella 3. Portata di calcolo.

Sottobacino	Portata [m ³ /s]
A1	58.97
A2	10.82
A3	42.13
A4	11.32
A5	15.05

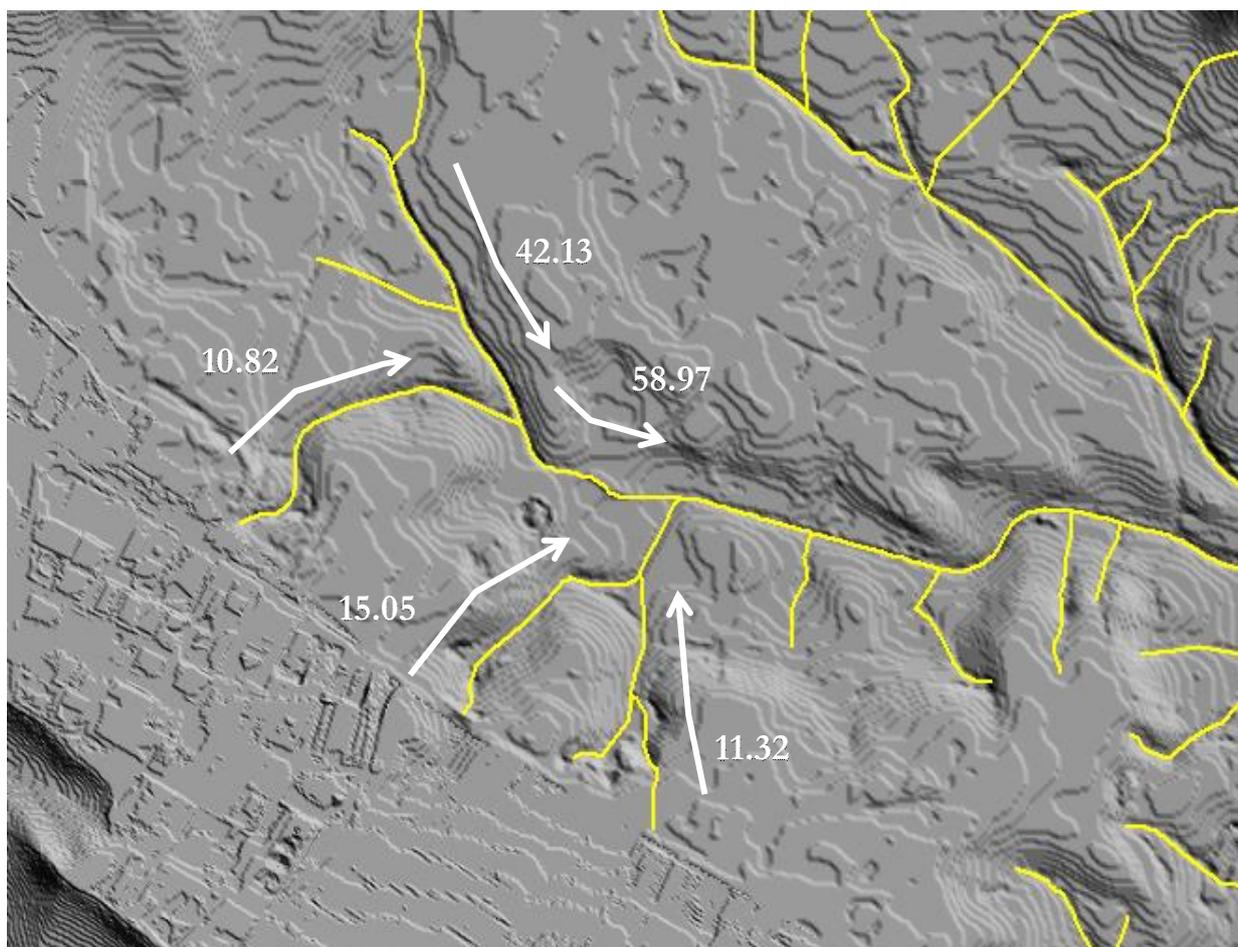


Figura 10. Valori di portata, in m³/s, assegnati alla rete idrica per tempo di ritorno di 200a.

7. Simulazioni e risultati

L'intervento prevede la realizzazione di una nuova cabina di elevazione con stazione di smistamento collegata alla Stazione Elettrica Terna Matera esistente e la realizzazione di un elettrodotto sotterraneo fino a un campo fotovoltaico di prossima realizzazione nell'area nord della zona industriale di Iesce.

Sulla base della portata valutata nel paragrafo precedente per un tempo di ritorno di 200 anni, è stata valutata l'impronta di allagamento dei corsi d'acqua della zona a seguito di simulazioni in moto permanente, imponendo come condizioni al contorno le altezze critiche a valle e a monte. La realizzazione della rete è stata eseguita completamente tramite il pacchetto RAS Mapper di HecRas 5.07, mentre i calcoli idraulici mediante HecRas 5.0.7, nel quale sono state importate le aste di interesse con le necessarie sezioni di calcolo (Figura 11). Le stesse impronte di allagamento finali sono state ottenute mediante Ras Mapper (Figura 12).

Per quanto riguarda la scabrezza, per la parte centrale del corso d'acqua si è considerata una condizione con numero di Manning pari a $0.070 \text{ m}^{1/6}$, mentre per i terreni adiacenti un valore del numero di Manning pari a $0.035 \text{ m}^{1/6}$. Sono stati usati valori cautelativi per osservare una situazione in cui la presenza di una elevata scabrezza causa il sollevamento del pelo idrico lungo gli alvei.

Tabella 4. Alcuni valori del numero di Manning (fonte: Hec-Ras Hydraulic Reference Manual, Version 4.1, January 2010).

Type of Channel and Description	Minimum	Normal	Maximum
<i>A. Natural Streams</i>			
1. Main Channels			
a. Clean, straight, full, no rifts or deep pools	0.025	0.030	0.033
b. Same as above, but more stones and weeds	0.030	0.035	0.040
c. Clean, winding, some pools and shoals	0.033	0.040	0.045
d. Same as above, but some weeds and stones	0.035	0.045	0.050
e. Same as above, lower stages, more ineffective slopes and sections	0.040	0.048	0.055
f. Same as "d" but more stones	0.045	0.050	0.060
g. Sluggish reaches, weedy, deep pools	0.050	0.070	0.080
h. Very weedy reaches, deep pools, or floodways with heavy stands of timber and brush	0.070	0.100	0.150
2. Flood Plains			
a. Pasture no brush			
1. Short grass	0.025	0.030	0.035
2. High grass	0.030	0.035	0.050
b. Cultivated areas			
1. No crop	0.020	0.030	0.040
2. Mature row crops	0.025	0.035	0.045
3. Mature field crops	0.030	0.040	0.050
c. Brush			
1. Scattered brush, heavy weeds	0.035	0.050	0.070
2. Light brush and trees, in winter	0.035	0.050	0.060
3. Light brush and trees, in summer	0.040	0.060	0.080
4. Medium to dense brush, in winter	0.045	0.070	0.110
5. Medium to dense brush, in summer	0.070	0.100	0.160
d. Trees			
1. Cleared land with tree stumps, no sprouts	0.030	0.040	0.050
2. Same as above, but heavy sprouts	0.050	0.060	0.080
3. Heavy stand of timber, few down trees, little undergrowth, flow below branches	0.080	0.100	0.120
4. Same as above, but with flow into branches	0.100	0.120	0.160
5. Dense willows, summer, straight	0.110	0.150	0.200

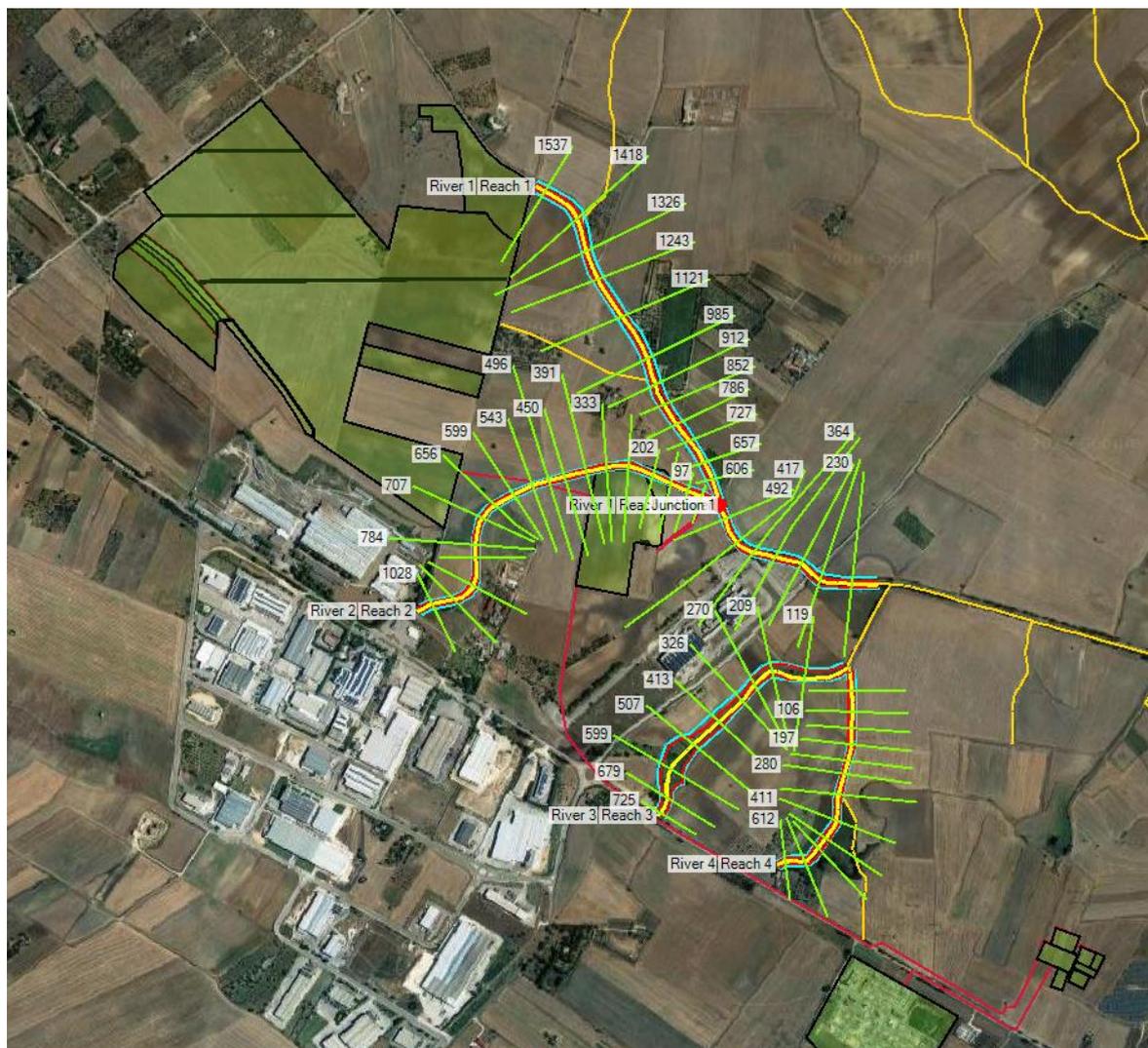


Figura 11. Realizzazione della rete utilizzata per le simulazioni in ambiente RAS Mapper.

La simulazione mostra che con le portate di calcolo adottate la porzione occidentale del campo fotovoltaico non interferisce in alcun modo con l'impronta di allagamento del corso d'acqua più a sud-est rispetto alla sua posizione, risultato atteso dato il valore della stessa portata e le distanze in gioco, oltre che l'andamento altimetrico del terreno. Per quanto riguarda la porzione del campo situata più a est si evidenzia una leggera sovrapposizione di circa 10m (Figura 13).

Tenuto conto di questi risultati si è ritenuto non avere molto senso effettuare simulazioni in condizioni post operam, visto che la variazione di scabrezza a seguito degli interventi (seppur poco apprezzabile anche dal punto di vista quantitativo) in aree così limitate, accompagnata alla modalità di calcolo discreto della simulazione (le sezioni di calcolo sono in numero finito e distanziate tra loro, con i valori intermedi interpolati) mostrerebbero risultati assolutamente identici a quelli ante operam.

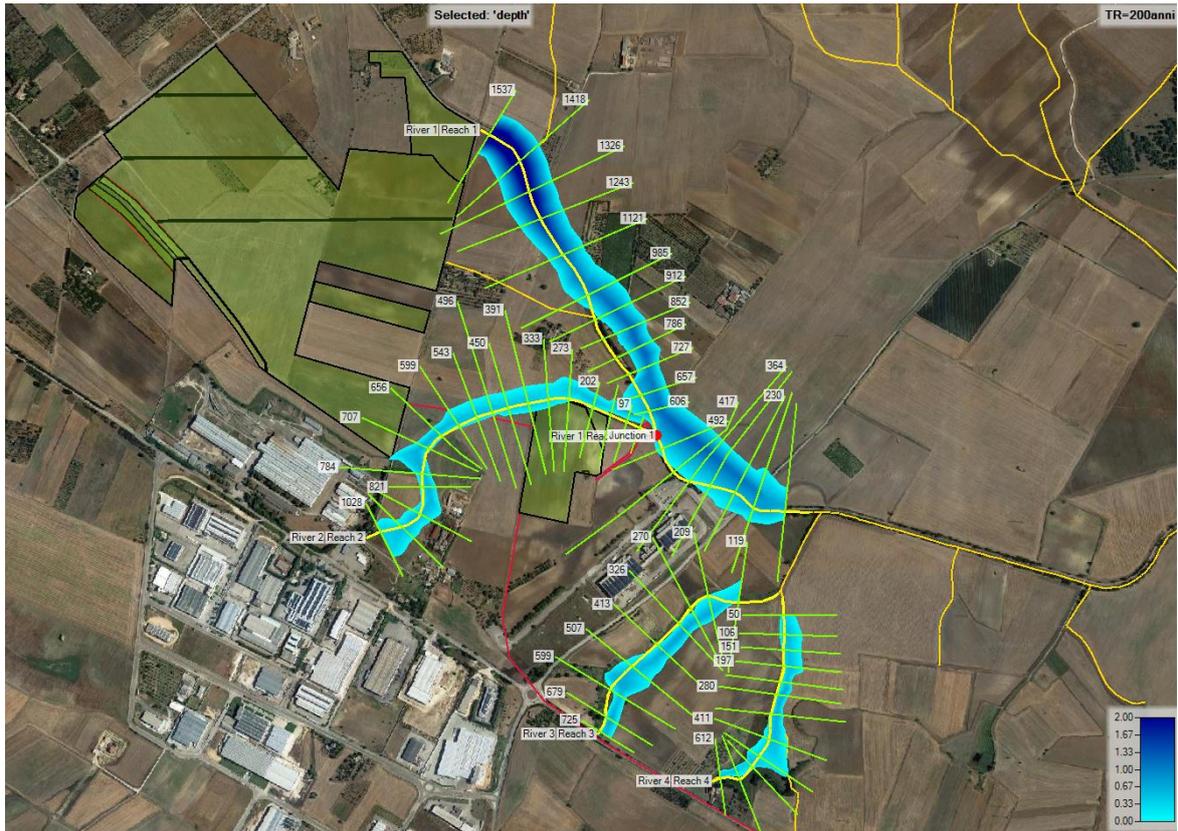


Figura 12. Impronta di allagamento a sud del campo fotovoltaico.

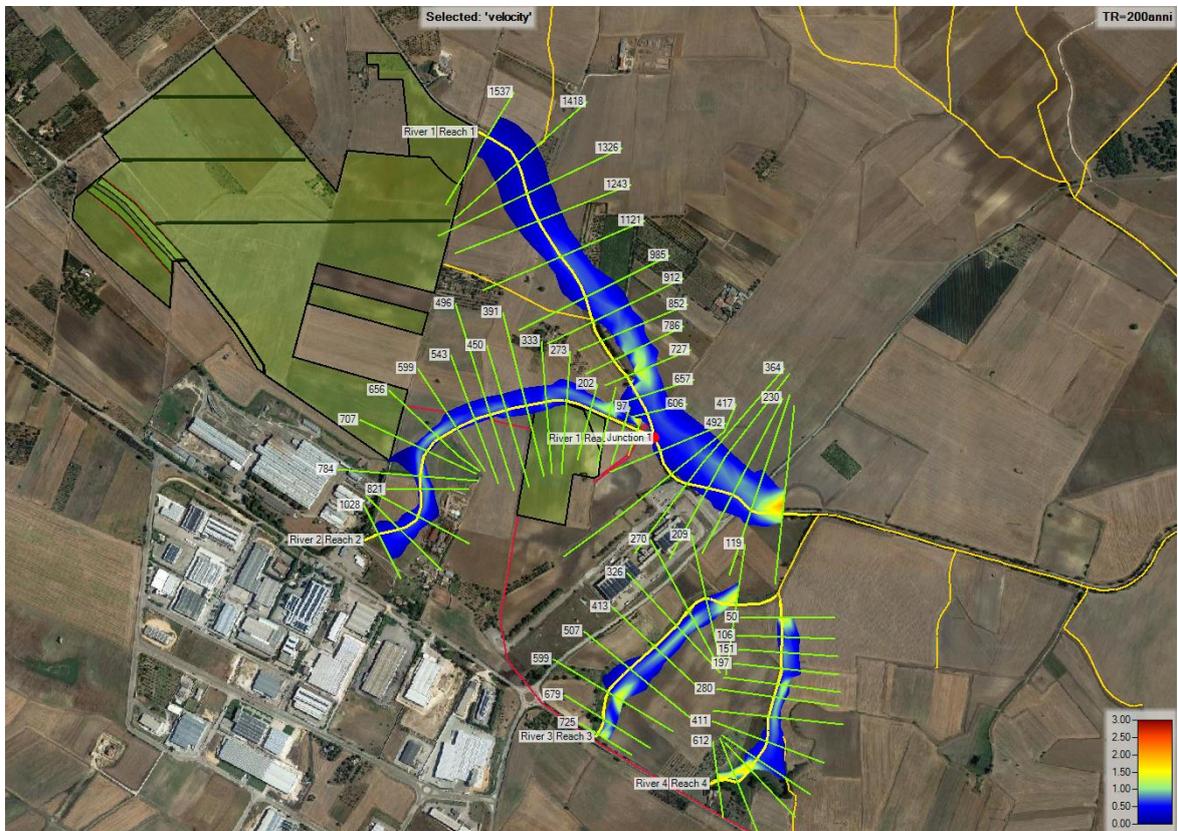


Figura 13. Campo delle velocità medie.

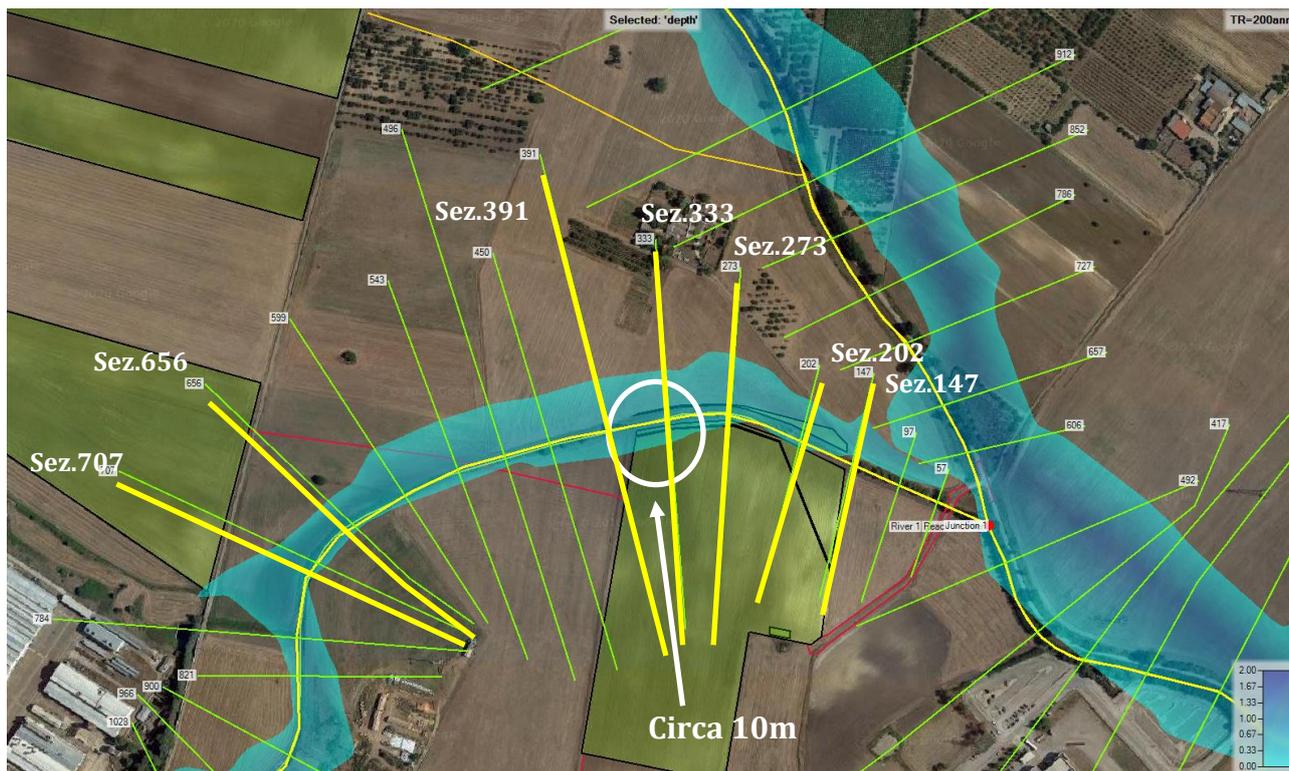


Figura 14. Sovrapposizione del floodplain all'impronta della porzione orientale del campo fotovoltaico (River 2-Reach 2).

La Figura 15 mostra il profilo longitudinale del corso d'acqua che lambisce le due porzioni del campo fotovoltaico passandoci in mezzo (si tratta del corso d'acqua evidenziato in Figura 14, chiamato River 2-Reach_2).

Infine, le figure dalla Figura 16 alla Figura 22 mostrano i riempimenti di alcune sezioni del suddetto corso d'acqua, indicate sempre nella Figura 14.

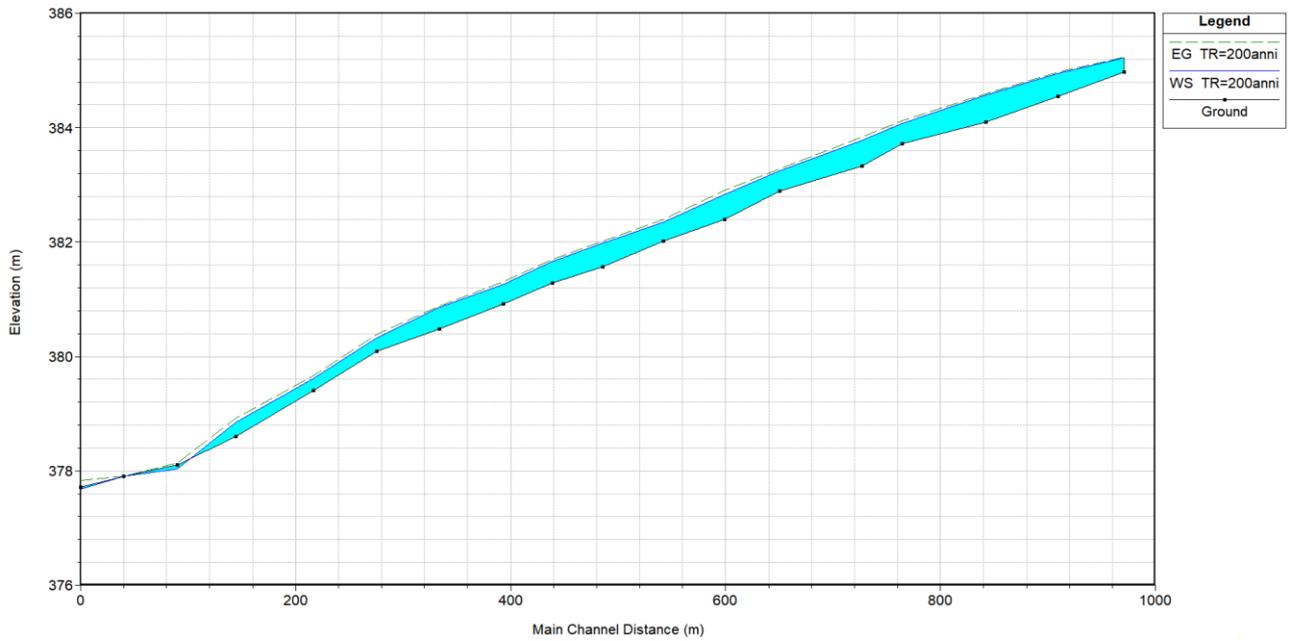


Figura 15. Esempio di riempimento di sezione a sud dell'area del campo fotovoltaico. La sezione riempita è rappresentata in viola sull'ortofoto.

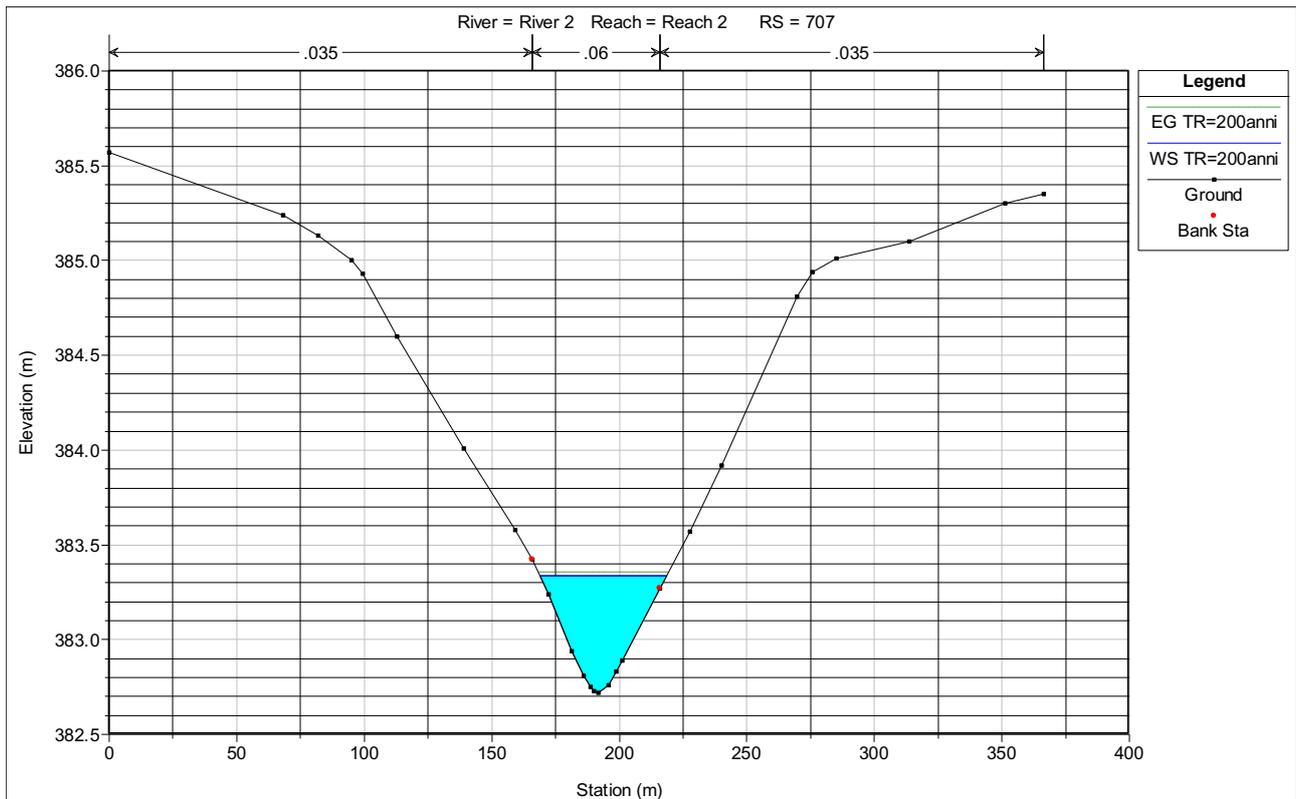


Figura 16. Riempimento della sezione RS 707.

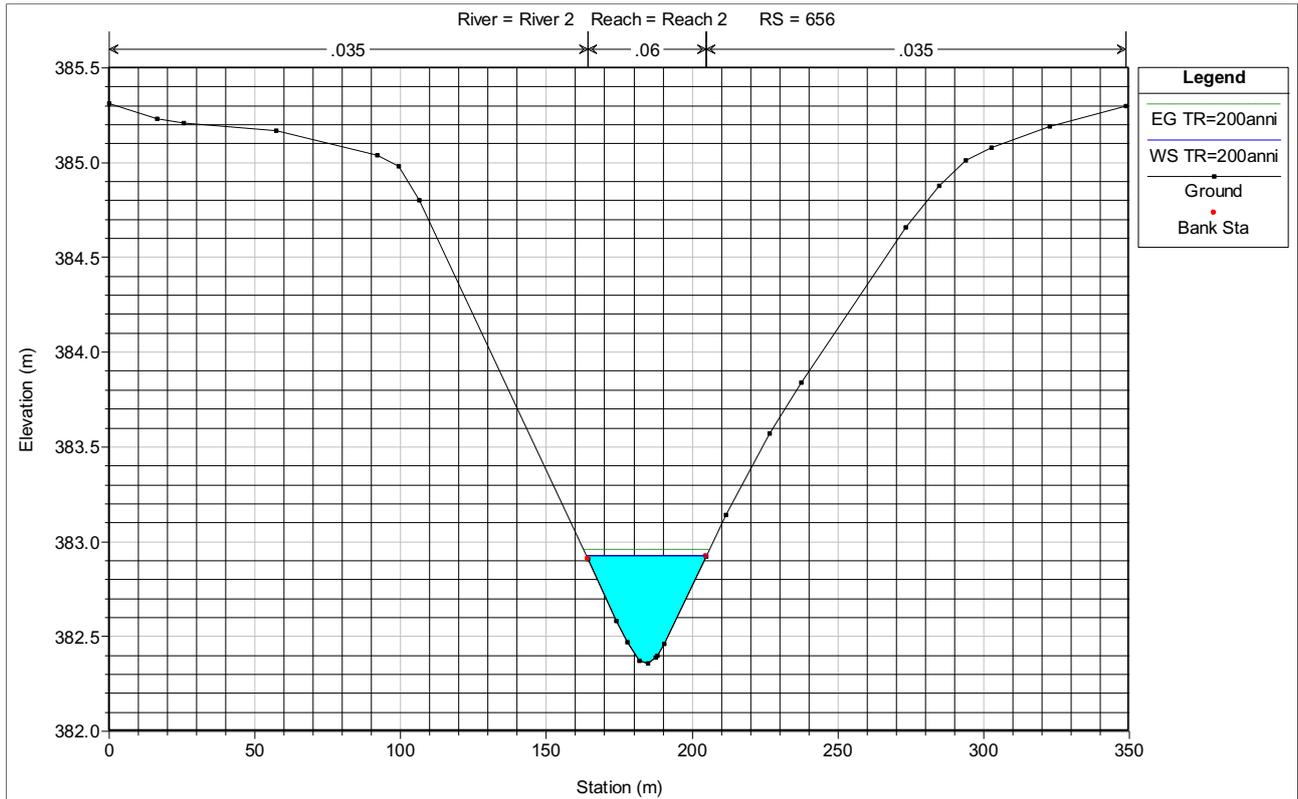


Figura 17. Riempimento della sezione RS 656.

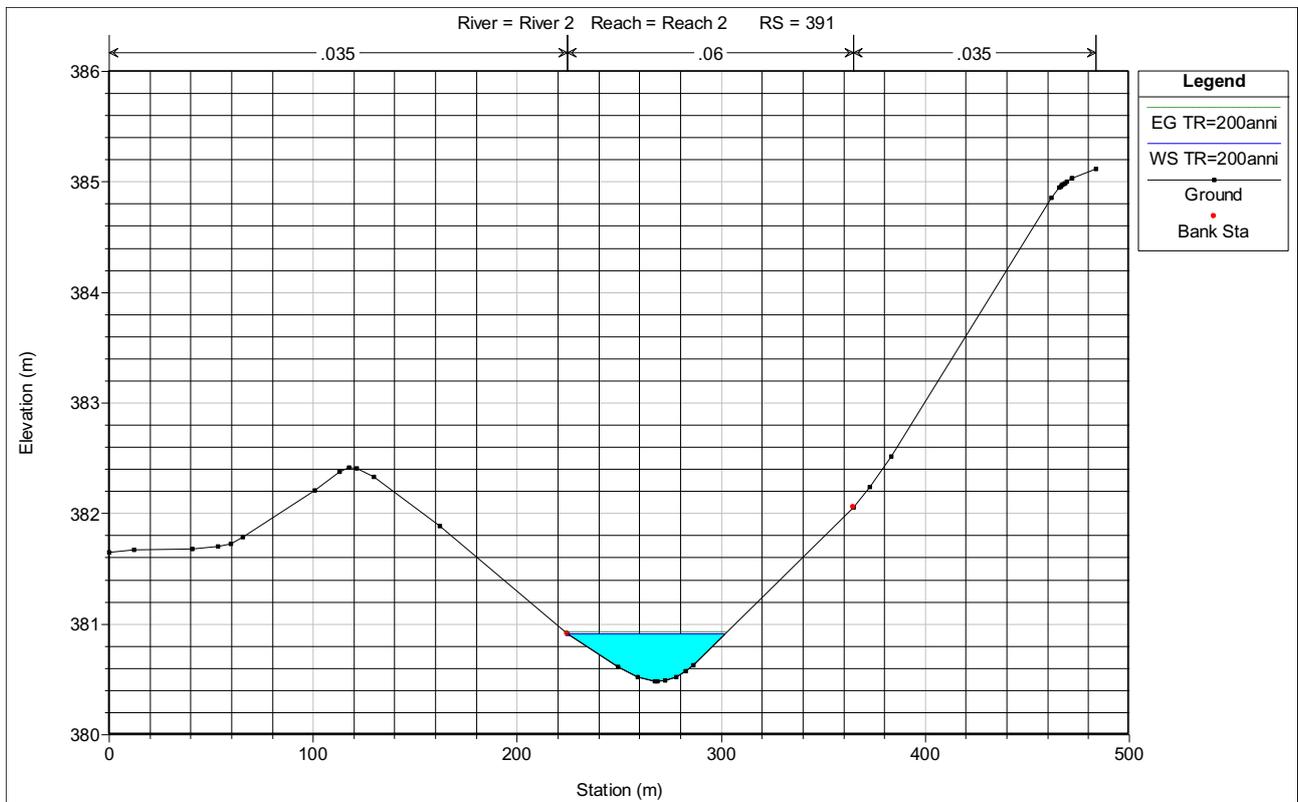


Figura 18. Riempimento della sezione RS 391.

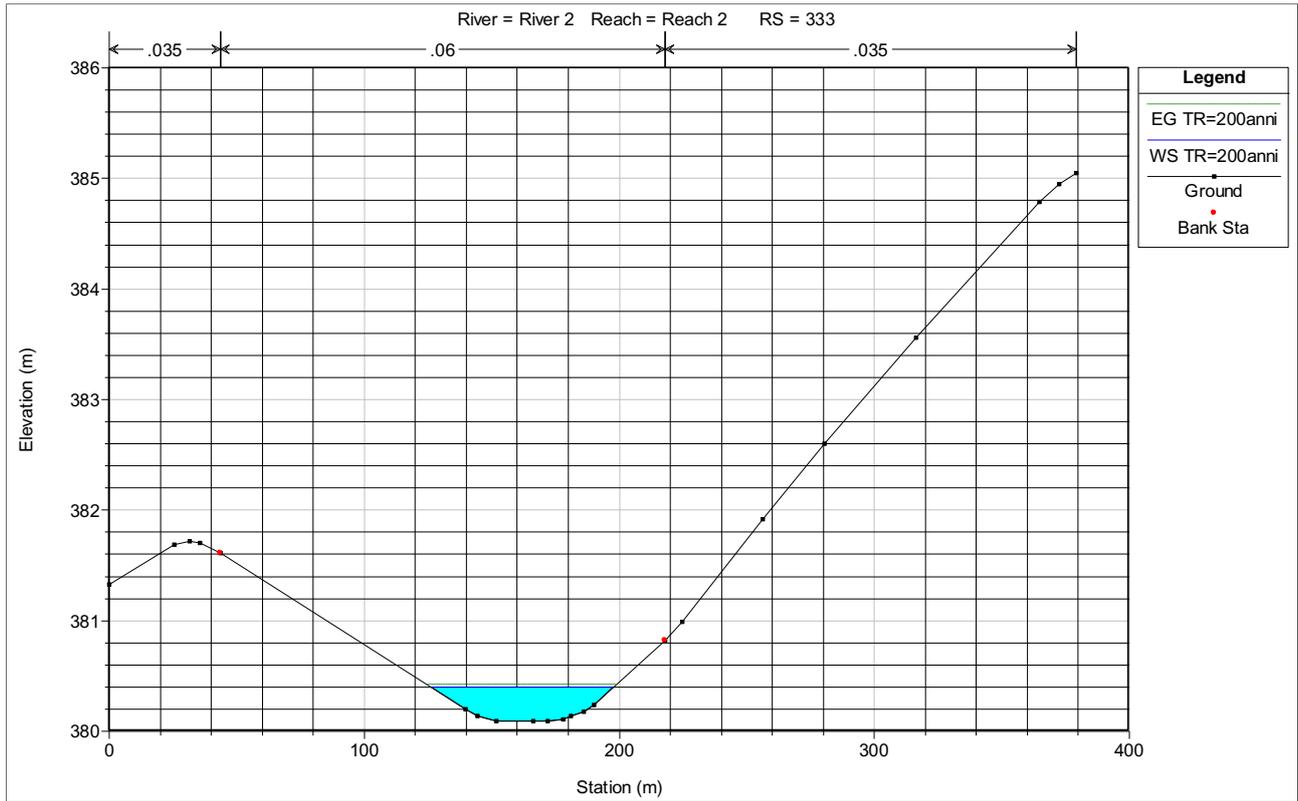


Figura 19. Riempimento della sezione RS 333.

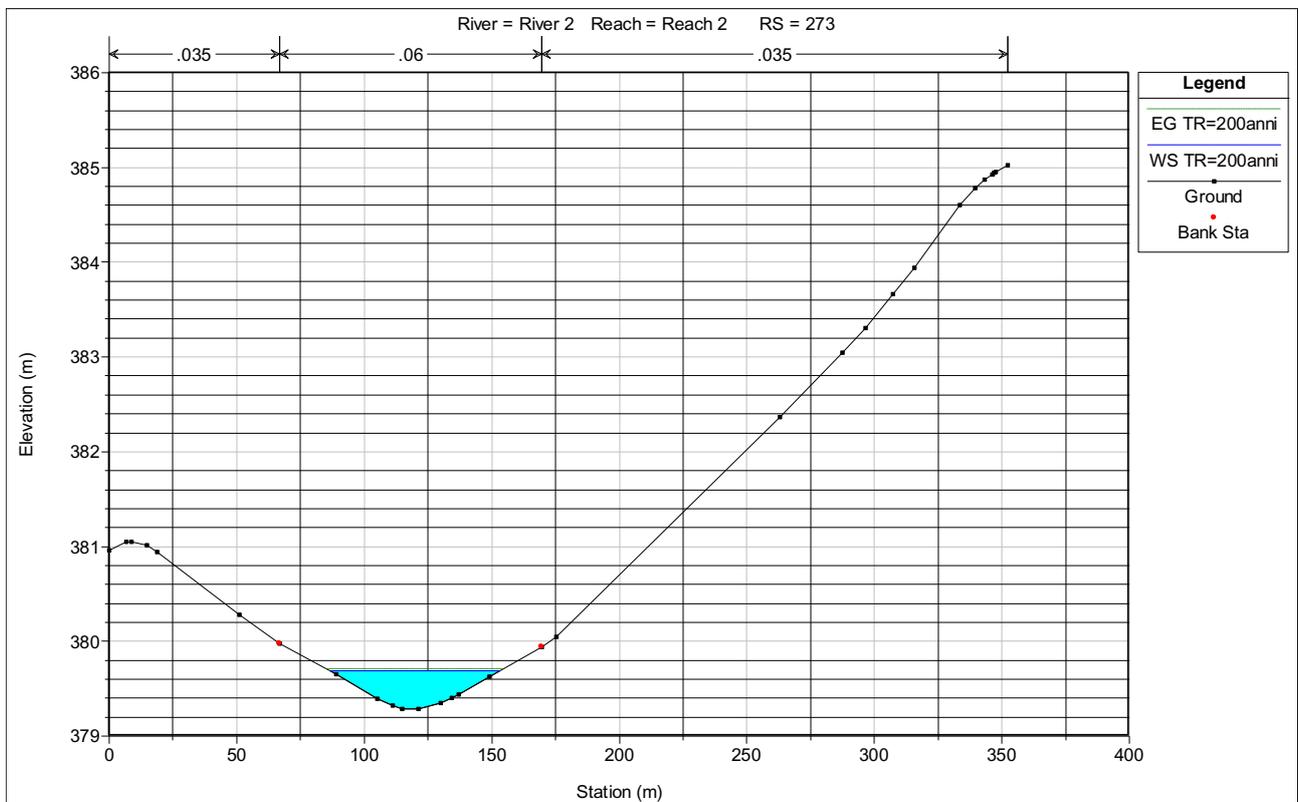


Figura 20. Riempimento della sezione RS 273.

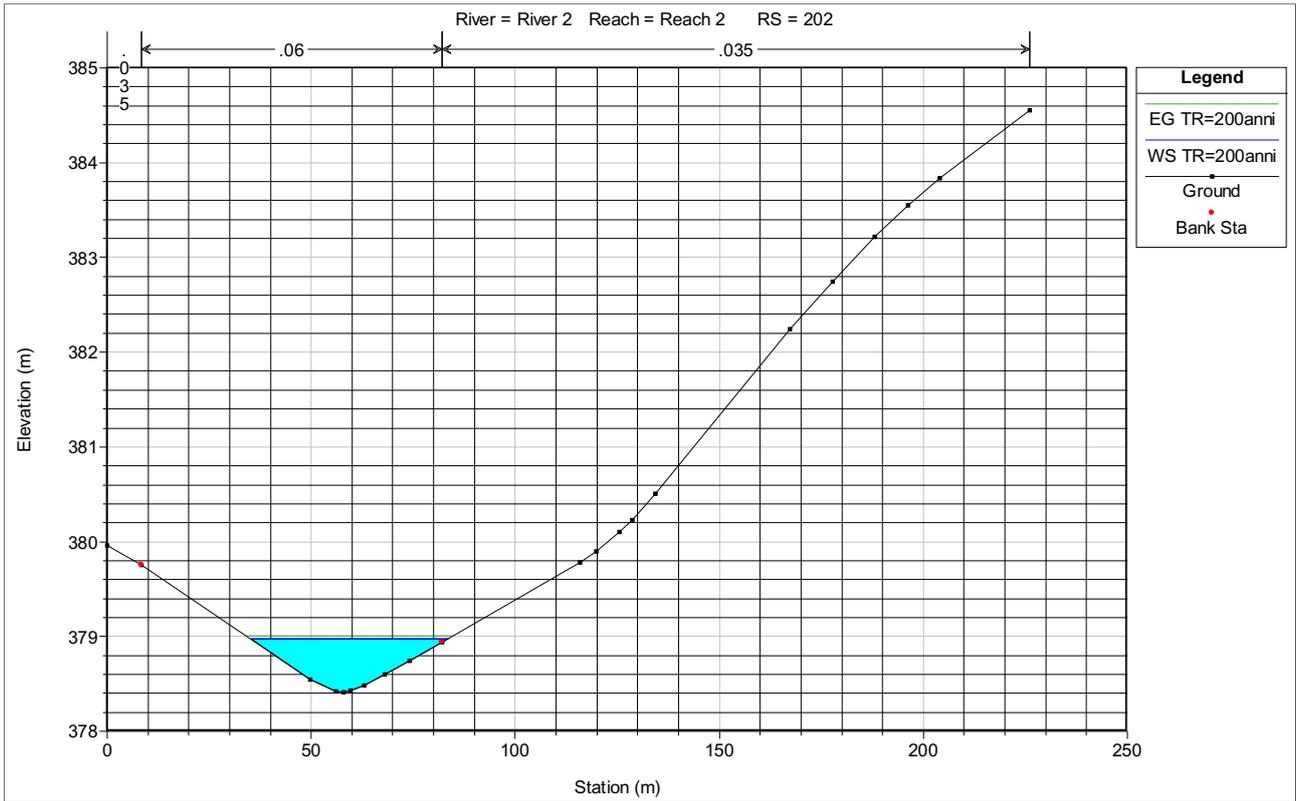


Figura 21. Riempimento della sezione RS 202.

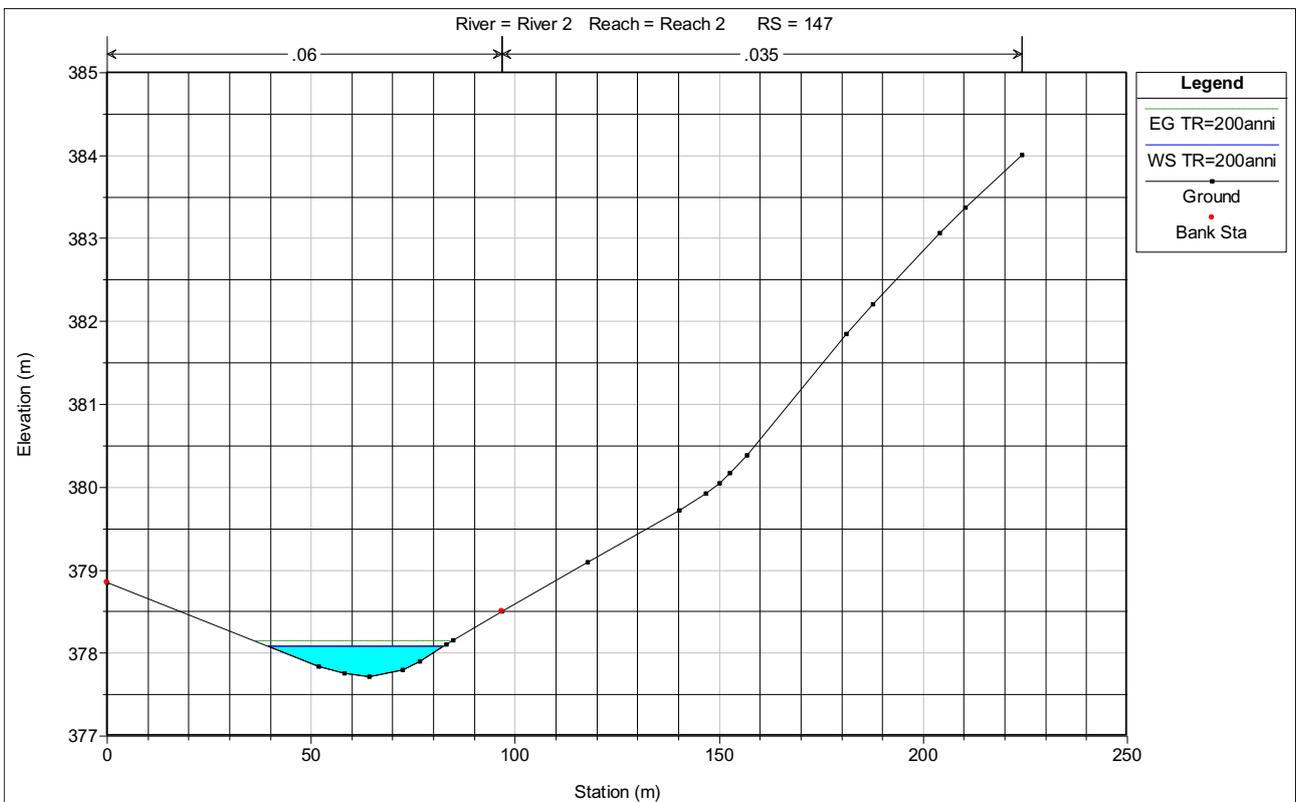


Figura 22. Riempimento della sezione RS 147.

La Tabella 5 riporta in successione lungo le colonne il nome del corso d'acqua² (River 2- Reach 2), il nominativo della stazione (che rappresenta la sua distanza in metri dalla sezione di chiusura del tratto), il profilo della simulazione (i 200 anni del tempo di ritorno), la portata di tratto (in m³/s), la quota del punto più basso della sezione attraversata dalla corrente (in metri), l'altezza della superficie dell'acqua in metri (rispetto quota 0m), l'altezza della linea dell'energia in metri (rispetto quota 0m), la pendenza della linea dell'energia (adimensionale), la velocità media nella sezione in m/s, l'area della sezione bagnata sulla sezione (in m²), l'ampiezza trasversale del pelo libero in metri e il numero di Froude nella sezione (adimensionale).

Tabella 5. Parametri idraulici di interesse per il corso d'acqua River 2 – Reach 2.

Reach h	River Sta	Profile	Q Total (m ³ /s)	Min Ch El (m)	W.S. Elev (m)	E.G. Elev (m)	E.G. Slope (m/m)	Vel Chnl (m/s)	Flow Area (m ²)	Top Width (m)	Froude # Chl
Reach 2	1028	TR=200 anni	10.82	384.94	385.29	385.30	0.0032	0.39	27.59	105.52	0.24
Reach 2	966	TR=200 anni	10.82	384.53	385.02	385.03	0.0059	0.52	20.65	78.55	0.33
Reach 2	900	TR=200 anni	10.82	384.10	384.64	384.66	0.0054	0.54	20.02	68.27	0.32
Reach 2	821	TR=200 anni	10.82	383.56	384.17	384.19	0.0067	0.69	15.66	46.16	0.37
Reach 2	784	TR=200 anni	10.82	383.33	383.87	383.90	0.0088	0.76	14.39	45.87	0.42
Reach 2	707	TR=200 anni	10.82	382.72	383.34	383.36	0.0059	0.64	16.88	49.57	0.34
Reach 2	656	TR=200 anni	10.82	382.36	382.92	382.96	0.0105	0.81	13.32	41.03	0.45
Reach 2	599	TR=200 anni	10.82	381.92	382.44	382.46	0.0074	0.62	17.37	61.74	0.37
Reach 2	543	TR=200 anni	10.82	381.55	382.06	382.08	0.0060	0.58	18.68	65.46	0.34
Reach 2	496	TR=200 anni	10.82	381.25	381.73	381.75	0.0085	0.64	16.96	63.28	0.39
Reach 2	450	TR=200 anni	10.82	380.90	381.34	381.36	0.0086	0.65	16.79	68.87	0.40
Reach 2	391	TR=200 anni	10.82	380.48	380.91	380.93	0.0062	0.54	20.16	77.62	0.34
Reach 2	333	TR=200 anni	10.82	380.09	380.40	380.42	0.0128	0.69	15.71	71.13	0.47
Reach 2	273	TR=200 anni	10.82	379.29	379.69	379.71	0.0114	0.68	15.82	66.23	0.45
Reach 2	202	TR=200 anni	10.82	378.41	378.97	379.00	0.0086	0.72	14.98	48.21	0.41
Reach 2	147	TR=200 anni	10.82	377.72	378.08	378.15	0.0354	1.15	9.45	42.80	0.78
Reach 2	97	TR=200 anni	10.82	377.04	377.97	377.98	0.0011	0.39	27.71	46.15	0.16
Reach 2	57	TR=200 anni	10.82	377.07	377.68	377.83	0.0560	1.73	6.24	20.82	1.01

² Non si riportano le tabelle degli altri corsi d'acqua in quanto non interferiscono con le opere in progetto.

8. Conclusioni

Gli interventi oggetto del presente studio prevedono la realizzazione di un impianto fotovoltaico fotovoltaico a terra con potenza di picco pari a 44,01 MW, di un elettrodotto interrato in Media Tensione e di una cabina di elevazione MT/AT 33/150kV, e stazione di smistamento, per la consegna, mediante cavo interrato AT, alla esistente Stazione Elettrica AAT/AT "Matera – Iesce" dell'energia elettrica fornita dall'impianto. Gli interventi ricadono tutti all'interno dell'area di pertinenza idraulica dell'Autorità di Bacino della Regione Puglia.

Dalle analisi svolte risulta che:

- *L'opera da realizzare è esterna a zone a pericolosità idraulica così come perimetrata dall'Autorità di Bacino della Puglia. Il campo fotovoltaico e l'elettrodotto in Media Tensione ricadono solo parzialmente nei dei buffer relativi alle aree di pertinenza fluviale dei corsi d'acqua episodici della zona.*
- *Una simulazione in condizioni di moto permanente e portata valutata per un tempo di ritorno di 200anni è stata realizzata mediante il software HecRas e il suo modulo RAS Mapper. Quest'ultima ha mostrato che dal punto di vista del rischio idraulico l'opera non costituisce un ostacolo al deflusso naturale delle acque nella zona considerata.*

Ginosa, Novembre 2020

Dott. Geol. Francesco SOZIO

