

COMUNE DI ALESSANDRIA



Città di Alessandria

PROVINCIA DI ALESSANDRIA



PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO AGRIVOLTAICO DA 15,1056 MWp

Istanza di valutazione di impatto ambientale per la costruzione e l'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili ai sensi dell'art. 23 D.lgs. n.152/2006

IMMOBILE	Località C. Maddalena - Comune di Alessandria Foglio 122 Mappali 10,13, 24, 56	
PROGETTO VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE	OGGETTO DOC03 - Relazione tecnica	SCALA --
REVISIONE - DATA	VERIFICATO	APPROVATO
REV.00 - 26/04/2023		
IL RICHIEDENTE	ELLOMAY SOLAR ITALY THREE S.R.L. 39100 Bolzano - Via Sebastian Altmann 9 FIRMA _____	
IL PROGETTISTA	Ing. Riccardo Valz Gris FIRMA _____ 	
TEAM DI PROGETTO	Arch. Manuela Laddaga Arch. Rosalba Teodoro Studio Ing. Valz Gris 20124 Milano - Citycenter Regus - Via Lepetit 8/10 Tel. +39 02 0069 6321 13900 Biella - Via Repubblica 41 Tel. +39 015 32838 - Fax +39 015 30878	

INDICE

INDICE	1
1. INTRODUZIONE	2
2. LOCALIZZAZIONE DEL SITO	3
3. DESCRIZIONE DEL PROGETTO	5
3.1 Stato di fatto	5
3.1.1 <i>il sistema dei fossi irrigui</i>	13
3.2 Stato di progetto	16
3.3 Requisiti impianto Agrivoltaco	21
3.4 Dati ambientali relativi al sito di installazione	25
3.4.1 <i>Dati di producibilità</i>	26
3.5 impianto fotovoltaico su tracker monoassiali	27
3.5.1 <i>Dati generali Impianto</i>	27
3.5.2 <i>Descrizione tecnica delle strutture di sostegno ad inseguimento monoassiale</i>	29
3.5.3 <i>Descrizione di Inverter di stringa e Cabine di trasformazione</i>	31
3.5.4 <i>Collegamenti elettrici e cavidotti</i>	37
3.5.5 <i>Moduli fotovoltaici</i>	37
3.5.6 <i>Cabina di consegna</i>	39
3.6 Controllo e monitoraggio dell'impianto fotovoltaico	40
3.7 Impianto di antifurto	40
3.8 Cavi elettrici e cablaggio	40
4. ANALISI INTERFERENZE CON I SOTTOSERVIZI	42

1. INTRODUZIONE

Il presente documento tratta i dati tecnici relativi al progetto di un impianto fotovoltaico di taglia industriale del tipo grid-connected da realizzarsi nel territorio del Comune di Alessandria (AL), in località "C. Maddalena".

L'impianto in oggetto prevede l'installazione di pannelli fotovoltaici (moduli) in silicio monocristallino della potenza unitaria di 600 Wp, su un terreno prevalentemente pianeggiante di estensione di circa 24 ettari (ad una quota che va dai 94,7 m ai 95,8 m slm.) avente destinazione a servizi.

I pannelli saranno montati su strutture a inseguimento monoassiale (tracker) in configurazione monofilare ed ogni tracker (struttura portante dei pannelli) sarà composto da 24 moduli.

Il progetto prevede una potenza complessiva installata di 15,1056 MWp.

L'energia prodotta dall'impianto sarà veicolata tramite un cavidotto MT interrato della lunghezza di 1,8 km alla sottostazione MT di Enel denominata Aulara.

2. LOCALIZZAZIONE DEL SITO

L'ambito di intervento si colloca in Provincia di Alessandria e interessa amministrativamente il Comune di Alessandria. L'intervento consiste, nella realizzazione di un impianto fotovoltaico su tracker monoassiali, delle dimensioni di 15,1056 MW, e si estende su un'area di circa 24 ettari, di proprietà privata, sita in prossimità della via Casalcermelli, Alessandria, località C. Maddalena.

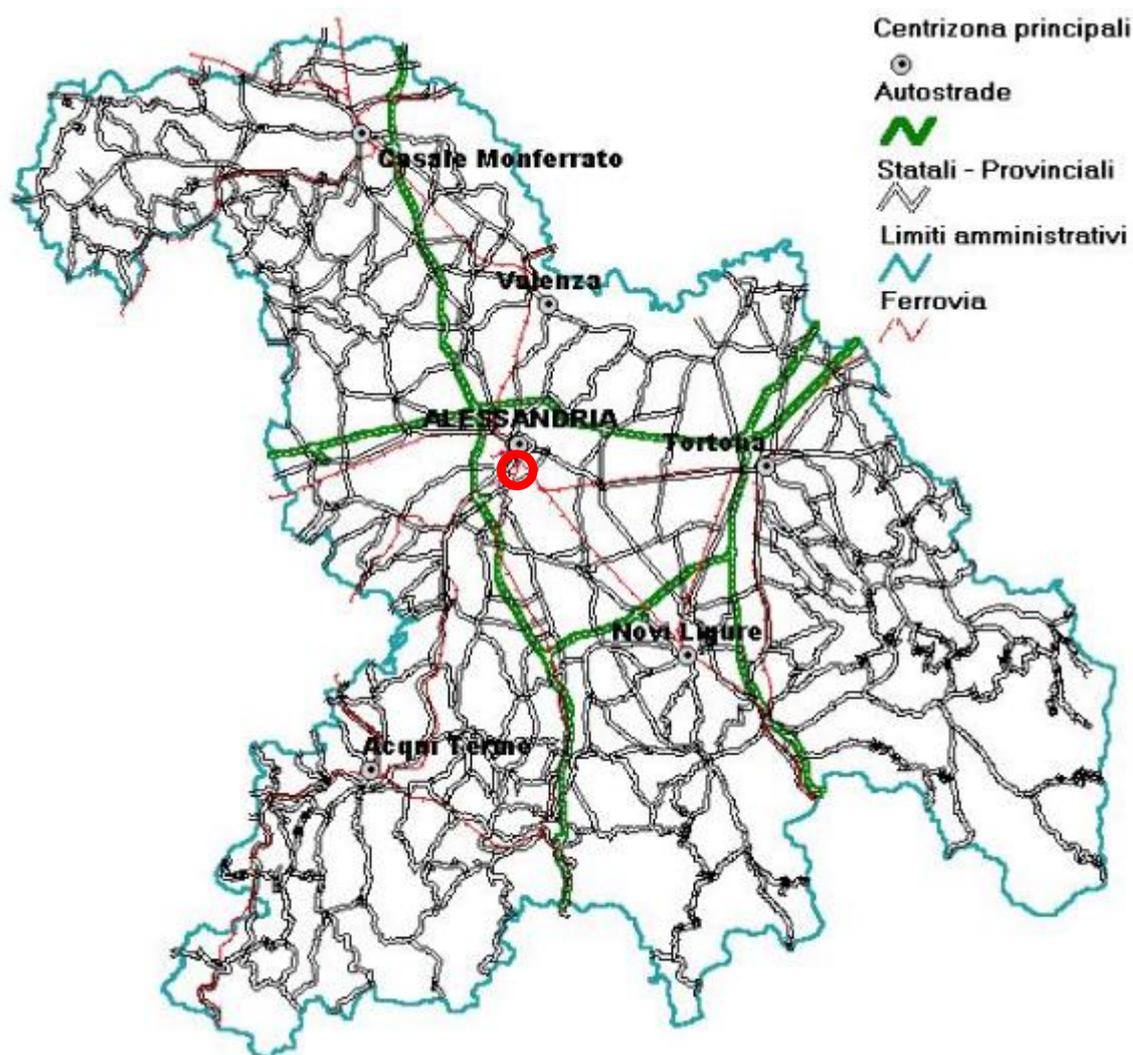


FIGURA 1 - MAPPA DELLA VIABILITÀ DELLA PROV. DI ALESSANDRIA DAL SIT E LOCALIZZAZIONE DEL SITO OGGETTO DI TRASFORMAZIONE (CERCHIATO IN ROSSO).



FIGURA 2 IMMAGINE SATELLITARI DELL'AREA OGGETTO DI INTERVENTO CON INDIVIDUAZIONE DELL'AREA DI INSTALLAZIONE DELL'IMPIANTO E DI CAVIDOTTO INTERRATO E CABINA DI CONSEGNA

Gli interventi riguardano la realizzazione di un impianto fotovoltaico della potenza di **15,1056 MWp** su tracker monoassiali singoli da **24** pannelli, distanziati con interasse 5,5 m, un cavidotto interrato che corre lungo la strada Casalcermelli, su tracciato di strada provinciale (SP185) e la relativa a cabina elettrica di consegna, ubicata vicino alla sottostazione di Alta tensione esistente "Aulara".

Siamo in un territorio caratterizzato da una compresenza di funzioni agricole-produttive ai margini dell'insediamento urbano della Città di Alessandria.

Il lotto di forma irregolare, si incunea tra due percorsi ferroviari, e confina a sud-ovest con un'attività di distribuzione carburanti e autolavaggio; a est con la ferrovia, oltre la quale si estende la zona artigianale D3; a nord si estende il centro urbano comunale e l'altro asse ferroviario; a sud con altre aree ad uso agricolo. Il perimetro del lotto corre inoltre intorno ad un lotto rettangolare, in parte coltivato, con la presenza di un fabbricato rurale.

L'area all'interno della quale è ubicato il progetto risulta morfologicamente definibile come area di fondovalle caratterizzabile per la bassa presenza di pressione antropica sia sotto il profilo infrastrutturale che insediativo.

3. DESCRIZIONE DEL PROGETTO

I terreni nei quali verrà realizzato l'impianto fotovoltaico sono ubicati nel comune di Alessandria (AL), in località C. Maddalena, coordinate geografiche : 44°53'30.22"N; 8°36'25.07"E.

L'impianto si sviluppa sulle particelle catastali censite al Foglio 122 Mappali n. 10, 13, 24 e 56 di cui:

- Aree destinate alle attività agricole di cui all'art. 45 delle NTA Mappale n.24 per il 13%
- Aree per standard urbanistici: Servizi sociali ed attrezzature a **livello comunale** di cui all'art. 32 **quinquies** delle NTA Mapp. N. 10,13,56 per il 100% e n. 24 per il 46%
- Aree destinate alla viabilità piste ciclabili di cui all'art. 32 bis nelle NTA Mapp. 24 per il 41%

Il terreno è caratterizzato da un'estensione totale di circa 24 ha, i cui utilizzo attuale è agricolo. Sul terreno non sono presenti vincoli, eccetto le fasce di rispetto degli assi ferroviari e della nuova pianificazione stradale.

La zona circostante il terreno, delimitato su due lati dalla presenza degli assi ferroviari Alessandria-Savona e Alessandria-Voltri, è occupata in parte da altri campi agricoli e dalle proprietà rurali della cascina Maddalena (S - SO - NE), in direzione Est e SE (oltre i binari della ferrovia Alessandria -Voltri), si sviluppa la zona artigianale D3, mentre a Ovest e Nord (oltre i binari della ferrovia Alessandria-Savona e la strada provinciale SP185) inizia l'abitato residenziale. La particolare caratteristica pianeggiante del terreno e del territorio circostante aiuterà notevolmente l'inserimento paesaggistico dell'impianto, limitandone la visibilità. La riflettanza del terreno utile è quella relativa all'erba verde di cui risulta ricoperta la maggior parte del terreno, ovvero è pari a 0,26. Il sito è raggiungibile, da strada idonea al trasporto pesante. Il terreno non presenta vincoli paesaggistici, si è comunque progettato l'impianto in modo da ridurre il più possibile l'impatto visivo, utilizzando strutture di sostegno a bassa visibilità ed idonea fascia di piantumazione perimetrale.

3.1 STATO DI FATTO

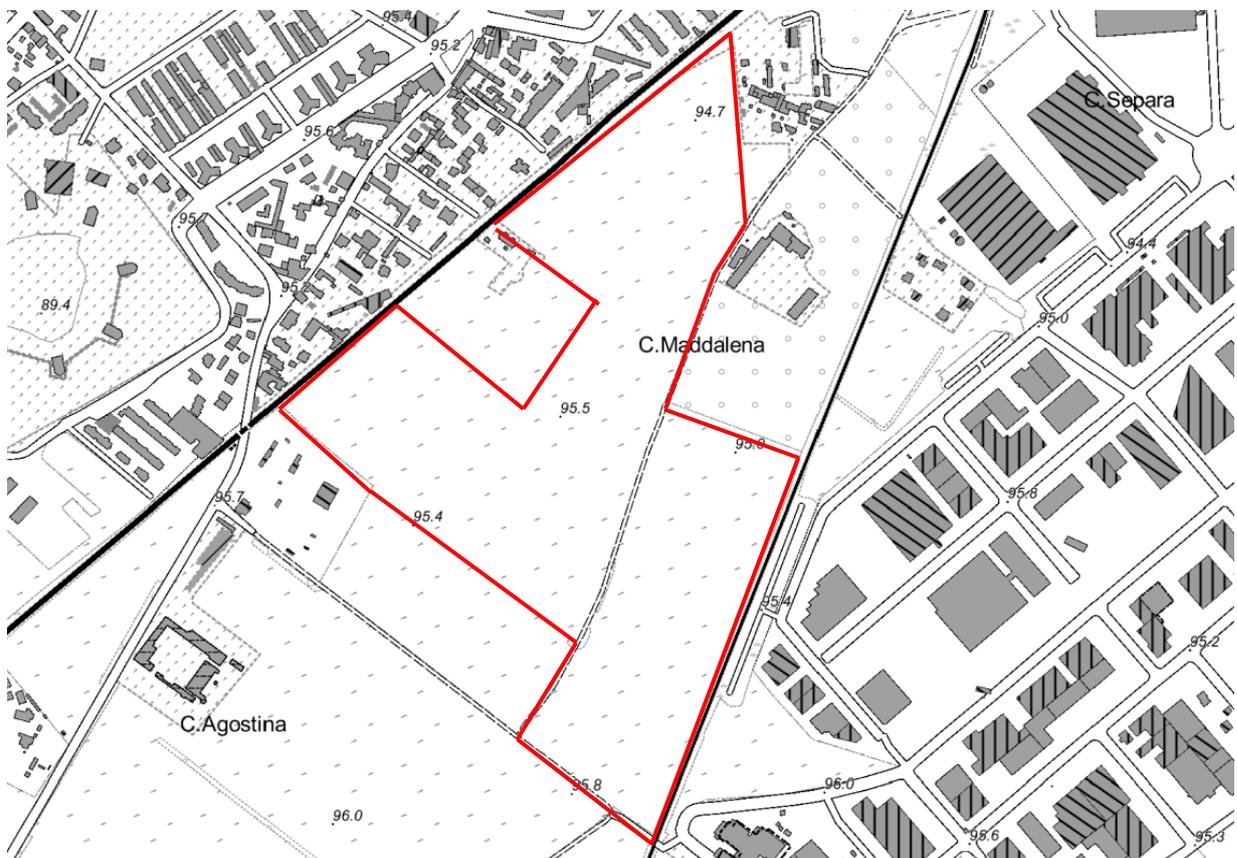


FIGURA 3 - PLANIMETRIA DELLO STATO DI FATTO - CTR 2019



FIGURA 4 - ORTOFOTO E INDICAZIONE DEI PUNTI DI VISTA DELLE FOTO GENERALI



FIGURA 5 - VISTA 1 - DISTRIBUTORE DI BENZINA VIA CASALCERMELLI



FIGURA 6 - VISTA 2 STRADA PRIVATA VIA CASALCERMELLI



FIGURA 7 - VISTA 3 STRADA PRIVATA VIA CASALCERMELLI



FIGURA 8 - VISTA 4 ZONA ARTIGIANALE D3 - VIA ENZO FERRARI



FIGURA 9 - VISTA 5 VIA DELLA MOISA



FIGURA 10 - VISTA 6 VIA DELLA MOISA



FIGURA 11 - VISTA 7 INCROCIO FERROVIA- VIA DELLA MOISA



FIGURA 12 - VISTA 8 INCROCIO FERROVIA- VIA CASALCERMELLI



FIGURA 13 - VISTA 9 SP 185 DIREZIONE SUD



FIGURA 14 - VISTA 10 SP 185 - CABINA DI CONSEGNA

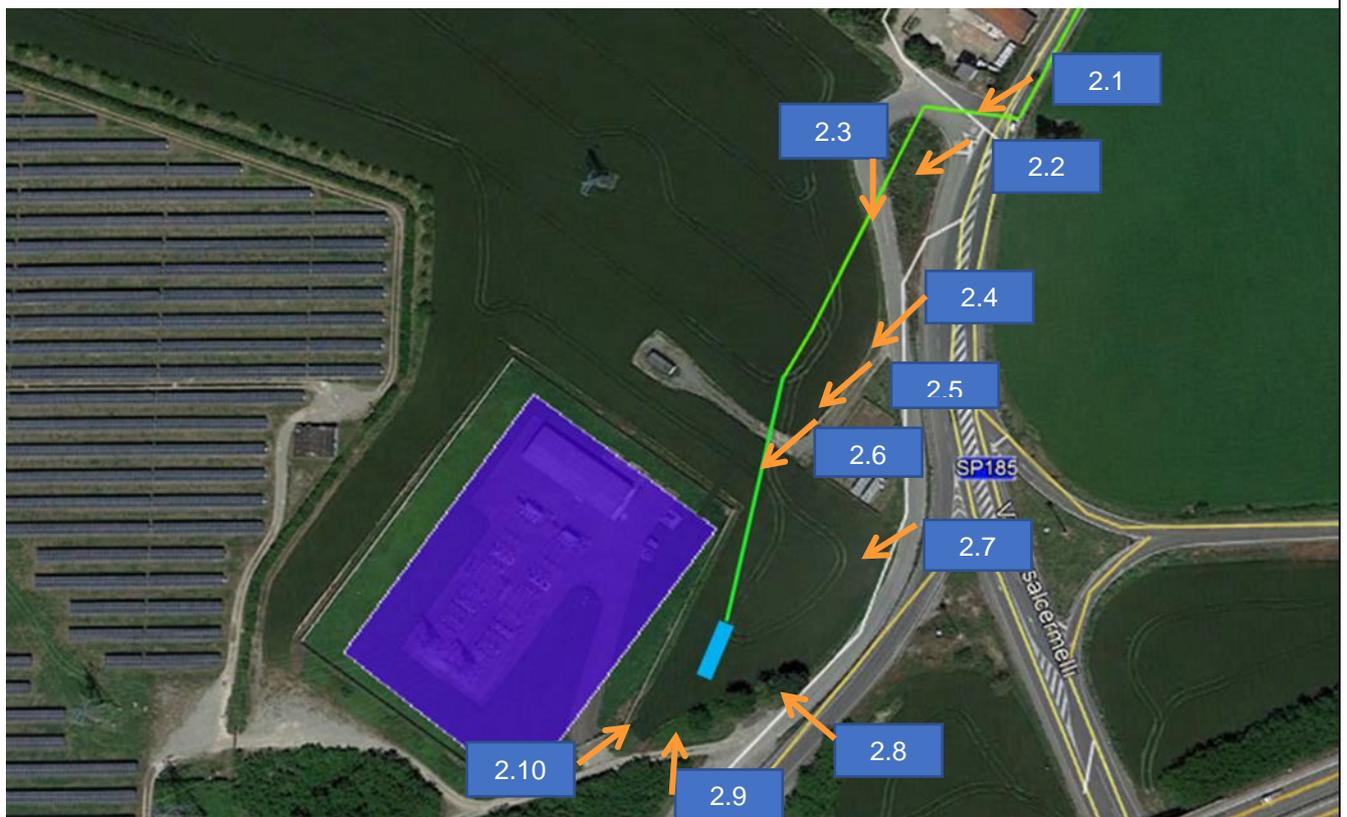


FIGURA 15 - MAPPE DELLE VISTE DALL'AREA DI REALIZZAZIONE DELLA CABINA DI CONSEGNA



FIGURA 16 - VISTA 2.1



FIGURA 17 - VISTA 2.2



FIGURA 18 - VISTA 2.3



FIGURA 19 - VISTA 2.4



FIGURA 20 - VISTA 2.5



FIGURA 21 - VISTA 2.6



FIGURA 22 - VISTA 2.7



FIGURA 23 - VISTA 2.8



FIGURA 24 - VISTA 2.9



FIGURA 25 - VISTA 2.10



FIGURA 26 - MAPPE DELLE VISTE DELLA VIABILITÀ INTERNA AL LOTTO

FIGURA 27 - VISTA 3.1



FIGURA 28 - VISTA 3.2

FIGURA 29 - VISTA 3.3



FIGURA 30 - VISTA 3.4



FIGURA 31 - VISTA 3.7



FIGURA 32 - VISTA 3.6



FIGURA 33 - VISTA 3.5

3.1.1 il sistema dei fossi irrigui

La rete irrigua piemontese è ancora per la maggior parte costituita da canali tradizionali in terra; gli interventi di ripristino e rivestimento degli stessi sino ad oggi non sono stati condotti in un'ottica di riduzione delle perdite e di risparmio della risorsa irrigua quanto per ridurre le spese di manutenzione e pulizia delle infrastrutture.

La metodologia più ampiamente diffusa è lo scorrimento: anche dove ai canali in terra sono state sostituite delle condotte, non si tratta di impianti in pressione, ma semplicemente le acque vengono convogliate in tubazioni nella fase di "trasporto" per poi essere distribuite in modo tradizionale. Localmente si assiste ad una certa diffusione dell'irrigazione in pressione mediante "rotoloni", però limitata a settori ancora ristretti.

La provincia di Alessandria è sicuramente la più povera di precipitazioni e con i corsi d'acqua di modesta portata o comunque soggetti a portate fortemente ridotte nei momenti di massima necessità per l'agricoltura. Questo si evince anche dal Rapporto sullo stato dell'irrigazione in Piemonte, ove risulta evidente che la zona di intervento non è inserita in alcun sistema di canali.

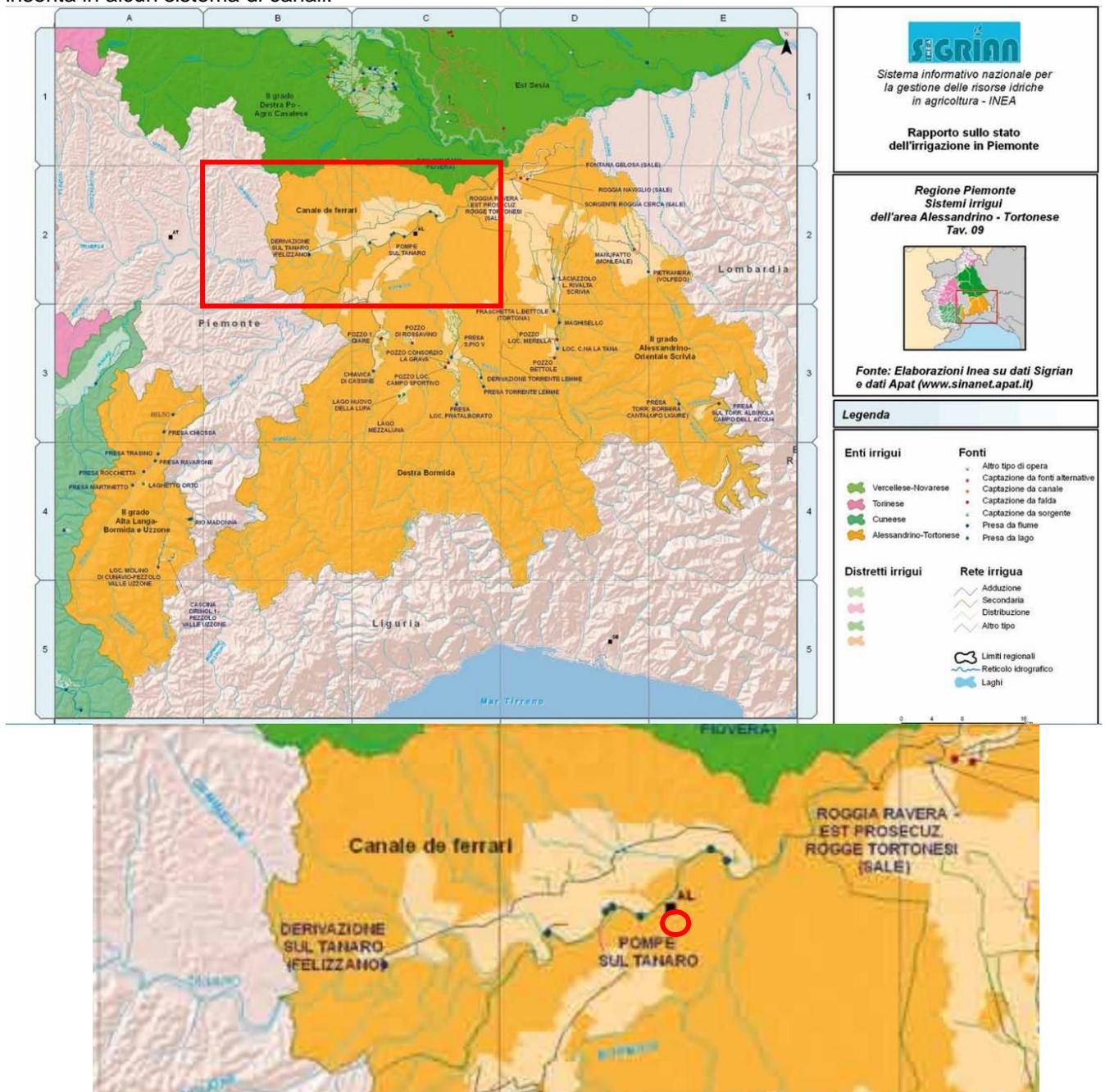


FIGURA 34 - SISTEMI IRRIGUI DELL'AREA ALESSANDRINO-TORTONESE TAV. 09 E STRALCIO

I corsi d'acqua principali sono i fiumi Po e Tanaro ed i torrenti Bormida, Scrivia, Lemme e Orba. Ma nonostante la presenza di corsi d'acqua, non esiste una rete di irrigazione che percorre le campagne, fatta esclusione per pochi canali, invece è diffusissimo l'utilizzo di pozzi. Proprio per la scarsità di fonti superficiali e la necessità di utilizzare pozzi i consorzi presenti storicamente sul territorio si sono persi e la possibilità per le singole aziende di approvvigionarsi con un pozzo di proprietà ha fatto sì che l'irrigazione consortile venisse abbandonata. Anche il lotto di progetto, attualmente ad uso agricolo, non è servito da un sistema di irrigazione consortile, ma vi è la presenza di un pozzo con un canale, e poi alcuni fossi poco profondi su alcuni confini. Il sistema di fossi irrigui e poco profondi ed il canale, sono dislocati come di seguito riportato sulla mappa catastale:

-  FOSSO PROFONDITA' CIRCA 20 CM
-  FOSSO PROFONDITA' CIRCA 30 CM
-  FOSSO PROFONDITA' CIRCA 60 CM
-  CANALE DI IRRIGAZIONE. IN RILIEVATO DAL PIANO CAMPAGNA DI CIRCA 80 CM
-  POZZO



Di seguito si allega la documentazione fotografica relativa ai sistemi di canali e fossi presenti.



FIGURA 35 - FOTO FOSSO PROFONDO 20 CM



FIGURA 36 - FOTO FOSSO PROFONDO 30 CM



FIGURA 37 - FOTO FOSSO PROFONDO 60 CM



FIGURA 38 - FOTO DEL POZZO



FIGURA 39 - FOTO DEL CANALE (IN PARTE INTERRATO)



FIGURA 40 - FOTO DELLA STRADA VICINALE

3.2 STATO DI PROGETTO

Gli interventi riguardano la realizzazione di un impianto agrivoltaico a trackers monoassiali singoli da 24 pannelli, distanziati con interasse 5,5 m, un cavidotto interrato che corre lungo la strada Casalcermelli, su tracciato di strada provinciale (SP185) e la relativa cabina elettrica di consegna, ubicata vicino alla sottostazione di Alta tensione esistente "Aulara".



FIGURA 41 IMMAGINE SATELLITARI DELL'AREA OGGETTO DI INTERVENTO CON INDIVIDUAZIONE DELL'AREA DI INSTALLAZIONE DELL'IMPIANTO E DI CAVIDOTTO INTERRATO E CABINA DI CONSEGNA



FIGURA 42 - PLANIMETRIA DI PROGETTO

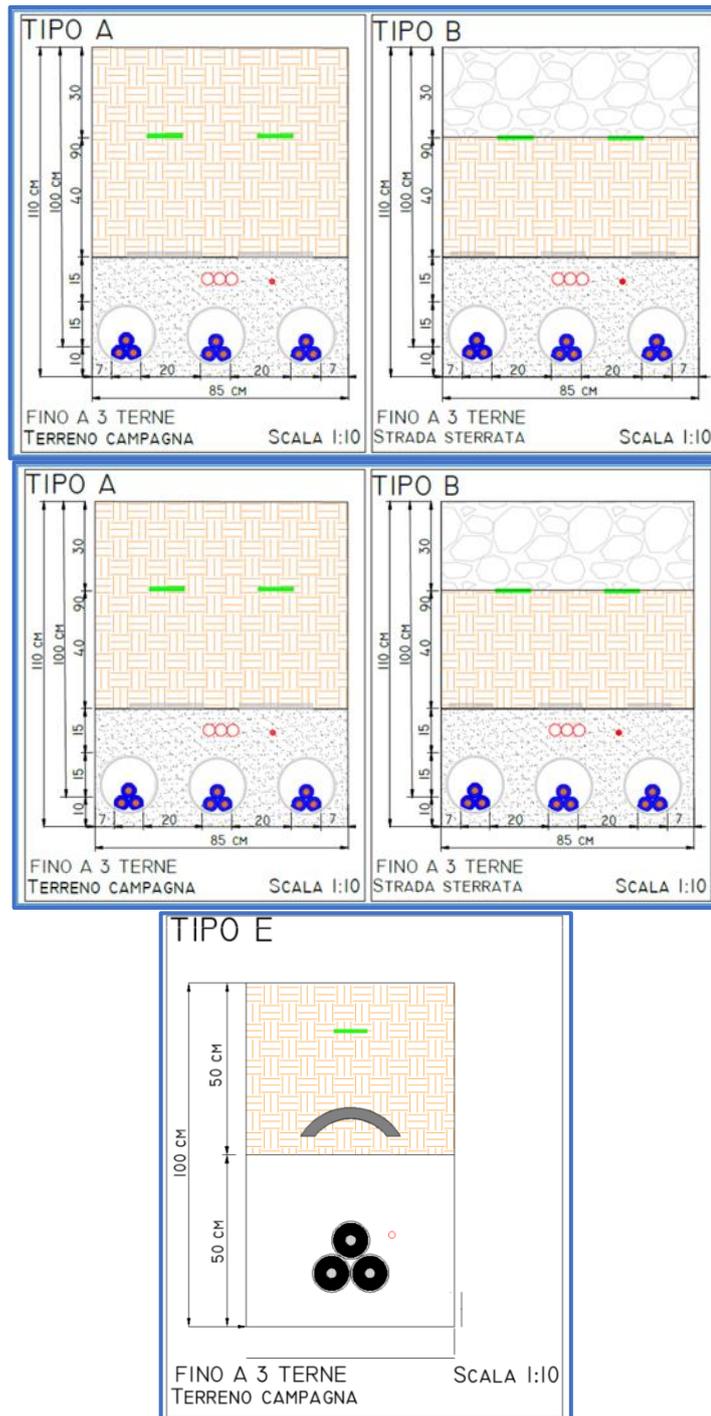


FIGURA 43 - DETTAGLIO CAVIDOTTO MEDIA TENSIONE

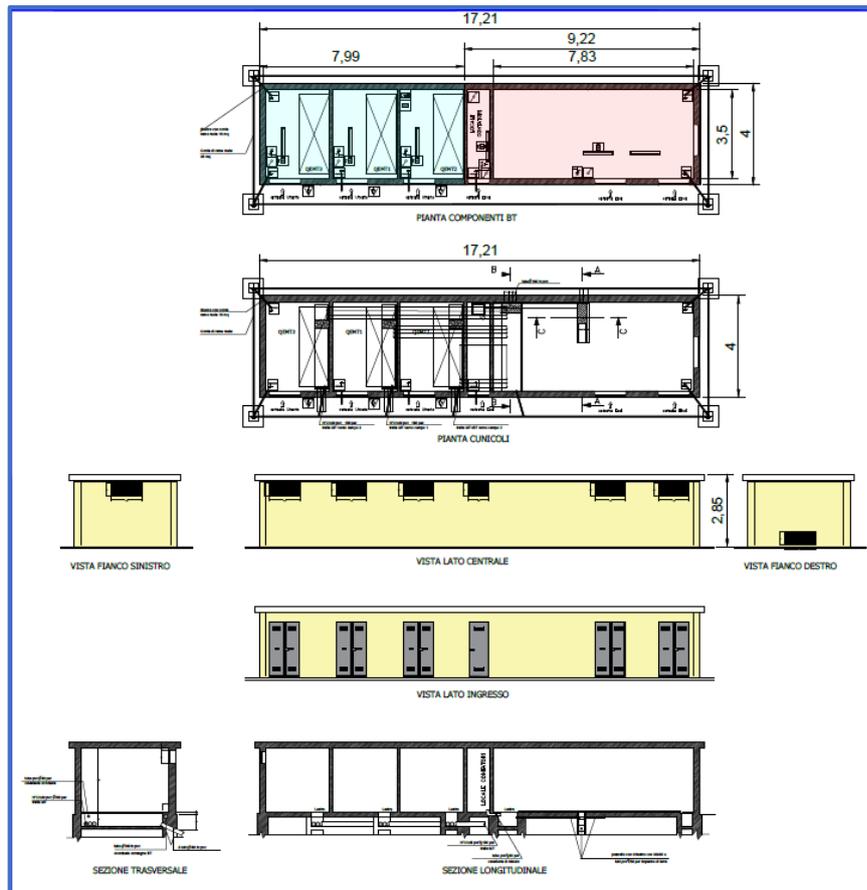


FIGURA 44 - CABINA DI CONSEGNA



FIGURA 45 - CONTAINER DI TRASFORMAZIONE MARCA SMA



FIGURA 46 - CONTAINER TRASFORMATORE MARCA SIEMENS

Al fine di ottenere un miglior inserimento nel contesto paesaggistico rurale le cabine di smistamento e i locali di deposito che si trovano all'interno dell'area di impianto, verranno realizzate con tetto a due falde con manto di copertura in tegole laterizie e pareti intonacate e tinteggiate con colori tendenti all'ocra, coerenti al contesto di inserimento. Si riportano le cabine modificate nella *TAV17-Prospetti container cabine*.

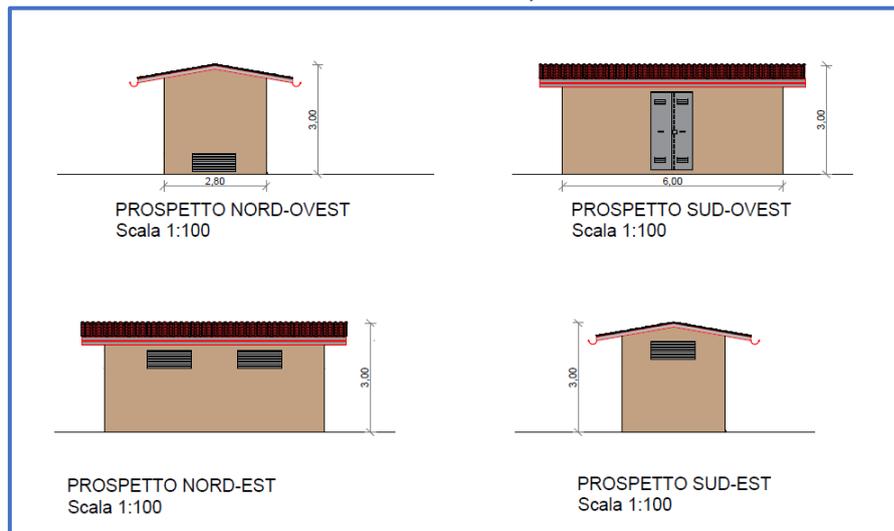


FIGURA 47 – CABINE DI SMISTAMENTO

Recinzione realizzata con pali in legno e rete metallica sollevata dal terreno di 20 cm lungo tutto il perimetro per favorire il passaggio della piccola fauna.

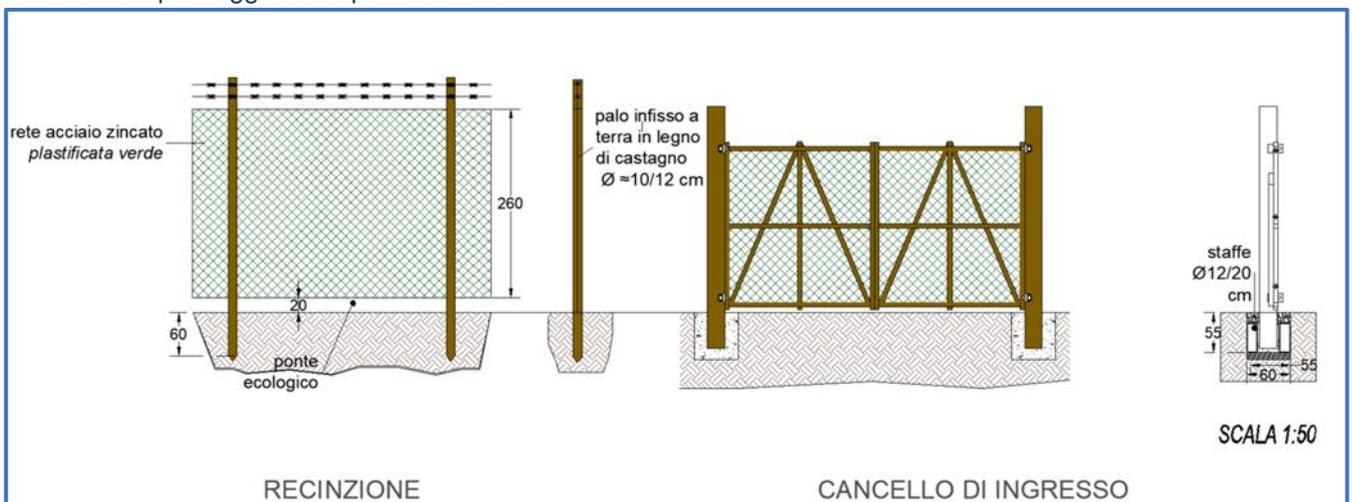


FIGURA 48 – RECINZIONE E CANCELLO

3.3 REQUISITI IMPIANTO AGRIVOLTACO

L'impianto oggetto dell'iter autorizzativo è da ritenersi qualificato come "agrivoltaico" e non "agrivoltaico avanzato" (ovvero devono essere rispettate almeno le condizioni **A, B e D2** delle Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici). I requisiti definiti dalle Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici sono i seguenti¹:

- **Requisito A:** Il sistema è progettato e realizzato in modo da adottare una configurazione spaziale ed opportune scelte tecnologiche, tali da consentire l'integrazione fra attività agricola e produzione elettrica e valorizzare il potenziale produttivo di entrambi i sottosistemi:
 - A.1) Superficie minima coltivata: è prevista una superficie minima dedicata alla coltivazione;
 - A.2) LAOR massimo: è previsto un rapporto massimo fra la superficie dei moduli e quella agricola;
- **Requisito B:** Il sistema agrivoltaico è esercito, nel corso della vita tecnica, in maniera da garantire la produzione sinergica di energia elettrica e prodotti agricoli e non compromettere la continuità dell'attività agricola e pastorale:
 - B.1) la continuità dell'attività agricola e pastorale sul terreno oggetto dell'intervento;
 - B.2) la producibilità elettrica dell'impianto agrivoltaico, rispetto ad un impianto standard e il mantenimento in efficienza della stessa.
- **Requisito C:** L'impianto agrivoltaico adotta soluzioni integrate innovative con moduli elevati da terra, volte a ottimizzare le prestazioni del sistema agrivoltaico sia in termini energetici che agricoli;
- **Requisito D:** Il sistema agrivoltaico è dotato di un sistema di monitoraggio che consenta di verificare l'impatto sulle colture, il risparmio idrico, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture e la continuità delle attività delle aziende agricole interessate;
- **Requisito E:** Il sistema agrivoltaico è dotato di un sistema di monitoraggio che, oltre a rispettare il requisito D, consenta di verificare il recupero della fertilità del suolo, il microclima, la resilienza ai cambiamenti climatici.

Inoltre, un sistema agrivoltaico può essere costituito da un'unica "tessera" o più tessere. Si riporta all'interno della figura le due configurazioni di un sistema ad unica tessera (a sinistra) e a insieme di tessere (a destra).



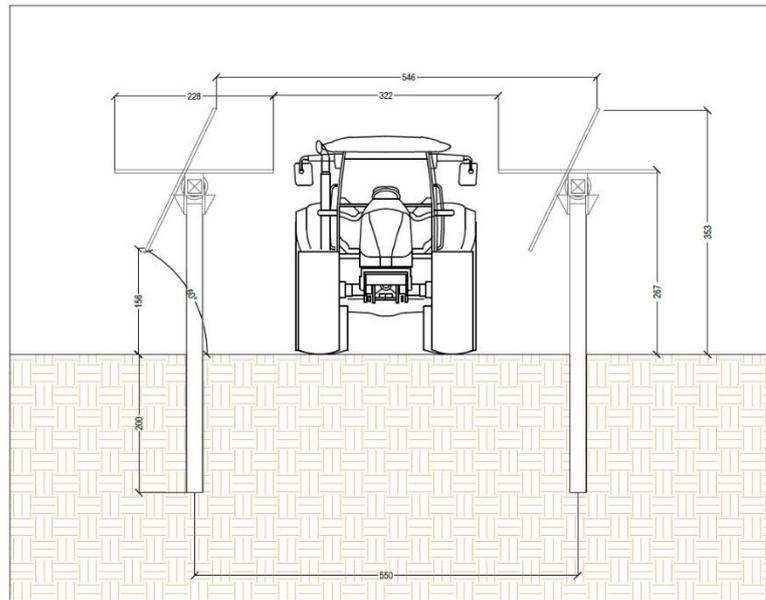
Fonte: elaborazioni ENEA

Dagli elaborati prodotti si potrà osservare che per Alessandria l'impianto agrivoltaico è stato suddiviso in cinque tessere.

Le superfici prese in considerazione sono:

- Superficie totale agrivoltaica (S_{tot}): la superficie dell'impianto recintata (escluse le mitigazioni);
- Superficie totale ingombro dell'impianto agrivoltaico (S_{pv}): la superficie che ricoprono i pannelli quando si trovano nella posizione mezzogiorno (parallelo al piano campagna)
- Superficie agricola ($S_{agricola}$): la superficie totale agricola considerando la proiezione dei pannelli quando si trovano nella posizione del mattino (inclinata di 60°).

¹ "Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici" - Giugno 2022



Il rispetto dei requisiti A.1, A.2, e B.2 sono stati soddisfatti riprogettando i layout dell'impianto fotovoltaico come di seguito evidenziato. Si riporta in seguito l'impianto adattato ai requisiti agrivoltaici con i relativi stralci delle tavole. (TAVag - 01 - Planimetria agrivoltaica), con l'impianto suddiviso in 2 tessere.



Planimetria Superficie totale sistema agrivoltaico - Scala 1:2000



Planimetria Superficie tot. ingombro dell'impianto agrivoltaico - Scala 1:2000



Planimetria Superficie agricola - Scala 1:2000

LEGENDA			
	S_tot - Superficie tot. sistema agrivoltaico		Confine catastale
	S_pv - Superficie tot. ingombro dell'impianto agrivoltaico		Confine recinzione
	S_agri - Superficie agricola		Confine Viabilità

	Tessera 1	Tessera 2	Totale
Potenza Impianto [kW]	3312,0	11793,6	15105,6
S_tot [m ²]	43334,1	162234,4	205568,5
S_pv [m ²]	14259,6	50776,4	65036,0
S_agricola [m ²]	31898,2	126527,0	158425,3
FV_agri [GWh/ha/anno]		1,1600	
FV_standard [GWh/ha/anno]		1,0197	
Requisito A.1 - Superficie minima per l'attività agricola			
$S_{agri} \geq 0,7 * S_{tot}$			Verificato
Requisito A.2 - (S_pv) / (S_tot)			
$LAOR \leq 40\%$			Verificato
Requisito B.2 - Producibilità elettrica impianto			
$FV_{agri} \geq 0,6 * FV_{standard}$			Verificato

Per quanto attiene gli ulteriori requisiti di conformità legati alla produttività agricola vanno considerati i requisiti B1 (distinti nei sottogruppi B1a, B1b) D e E di seguito analizzati.

Requisito B.1 Continuità dell'attività agricola (Paragrafo 2.4 delle LLGG): prevede la continuità nel tempo dello svolgimento dell'attività agricola nel sito fotovoltaico e si suddivide in due punti controllo:

- B.1 a) esistenza e resa della coltivazione; vengono verificati a fini statistici gli effetti dell'attività fotovoltaica sulla produttività agricola; *“tale aspetto può essere valutato tramite il valore della produzione agricola prevista sull'area destinata al sistema agrivoltaico negli anni solari successivi all'entrata in esercizio del sistema stesso espressa in €/ha o €/UBA (Unità di Bestiame Adulto), confrontandolo con il valore medio della produzione agricola registrata sull'area destinata al sistema agrivoltaico negli anni solari antecedenti, a parità di indirizzo produttivo”*.

Tenendo conto che le Linee Guida sono tutt'oggi oggetto di approfondimento interpretativo, che l'indirizzo produttivo dell'area ante operam e post operam rimarrà di tipo “estensivo” si propone di seguito una simulazione riguardante il caso di interesse:

- Colture prevalenti ante operam: produzione di seminativi estensivi (mais, soia, et al.); calcolo della PLV/ettaro: rilevabile mediante stima.
- colture post operam: produzione di seminativi estensivi (attività prevalente: foraggiere); calcolo della PLV/ettaro: rilevabile mediante stima.
- B.1 b) mantenimento dell'indirizzo produttivo; *“Ove sia già presente una coltivazione a livello aziendale, andrebbe rispettato il mantenimento dell'indirizzo produttivo o, eventualmente, il passaggio ad un nuovo indirizzo produttivo di valore economico più elevato. Fermo restando, in ogni caso, il mantenimento di produzioni DOP o IGP. Il valore economico di un indirizzo produttivo è misurato in termini di valore di produzione standard calcolato a livello complessivo aziendale; la modalità di calcolo e la definizione di coefficienti di produzione standard sono predisposti nell'ambito della Indagine RICA per tutte le aziende contabilizzate.”*

Di difficile applicazione in quanto viene richiesto che il calcolo venga attuato sull'intera azienda che coltiverà la superficie interessata dall'impianto confrontando lo stato (valore della produzione aziendale) ante e post operam; il rischio è quello di diluire il valore della produzione di quel segmento di attività ancorché di un possibile aumento della stessa, nelle pieghe della dinamica economica dell'impresa agricola; in ogni caso si propone una simulazione riguardante il caso di interesse:

- coltura ante operam: seminativo con prato avvicendato:
valore della produzione (PLV/ettaro secondo parametri RICA): €/ha 329,00
- coltura post operam: coltivazione foraggere con prevalenza di erba medica
valore della produzione (PLV/ettaro secondo parametri RICA): €/ha 438,00

Esito della verifica: non cambia l'indirizzo produttivo che rimane la coltivazione di seminativi e nello specifico di foraggere; inoltre il valore della produzione è apprezzabile. Pertanto si ritiene che, in linea di principio, il requisito possa essere rispettato.

Requisito D ed E (Paragrafo 2.6 delle LLGG): i sistemi di monitoraggio; le Linee Guida stabiliscono inoltre la verifica periodica dell'effettiva sussistenza dei citati requisiti nell'arco del tempo.

- D.1 – Il risparmio idrico; i sistemi agrivoltaici possono rappresentare importanti soluzioni per l'ottimizzazione dell'uso della risorsa idrica in quanto il fabbisogno di acqua può essere talvolta ridotto per effetto del maggior ombreggiamento del suolo; sono previste pertanto attività di misurazione diretta o indiretta volte a monitorare l'andamento dell'impiego della risorsa idrica che potrà essere riassunta in una relazione triennale a cura del proponente.
- D.2 – Monitoraggio della continuità dell'attività agricola; come già descritto nei paragrafi precedenti, l'attività di monitoraggio dovrà riguardare anche i parametri riguardanti la resa e il mantenimento dell'indirizzo produttivo; in questo caso, sulla base dei dati contenuti nel fascicolo aziendale, dell'analisi del piano colturale annuale e dei dati tecnico economici provenienti dalla rilevazione secondo metodologia RICA e l'elaborazione degli stessi da parte del CREA, verrà redatta una relazione di sintesi a firma di un agronomo con requisiti di terzietà.
- E.1 – Monitoraggio del recupero della fertilità del suolo; riguarda il recupero dei terreni non coltivati che vengono restituiti all'attività agricola grazie alla conversione a sistemi agrivoltaici; nel caso di specie non è applicabile in quanto il caso non rientra nella fattispecie.
- E.2 – Monitoraggio del microclima; l'interazione fra la struttura tecnologica dell'impianto fotovoltaico, il suolo e le piante coltivate può conseguire modificazioni del microclima puntuale dovuto all'ombreggiamento generato dai pannelli che possono così concorrere alla riduzione della temperatura e dell'umidità dell'aria e la modificazione della ventosità; detti parametri opportunamente misurati all'esterno dei moduli e sul retro degli stessi consentono di ricostruire tale dinamica e di poterla studiare.

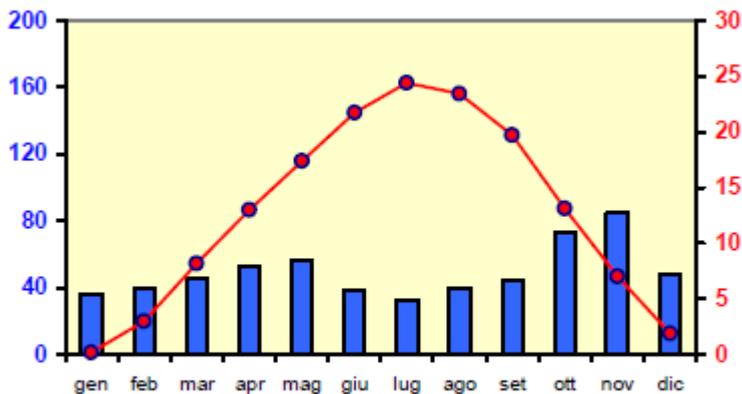
Questo progetto prevede l'installazione di sistemi di rilevazione basati su sensoristica e software di memorizzazione ed elaborazione di dati. Anche in questo caso l'attività di monitoraggio sarà oggetto di sintesi in una relazione triennale redatta dal proponente.

3.4 DATI AMBIENTALI RELATIVI AL SITO DI INSTALLAZIONE

I dati relativi alla temperatura (norma UNI 10349) sono:

- temperatura media annua: +11°C
- mese mediamente più caldo: Luglio
- temperatura massima estiva: +30,5°C
- escursione massima estiva: 11°C

Nella tab. 1 sono anche riportate le escursioni medie annue, ottenute per differenza tra le temperature medie mensili di luglio e di gennaio. Il clima di una regione può definirsi di tipo continentale quando tale escursione è uguale o superiore a 20 °C, mentre è di tipo 5 marittimo se è inferiore a 15 °C. L'escursione media annua è utile per mettere in evidenza differenze termiche tra le stagioni invernale ed estiva. Queste sono più pronunciate per le stazioni della pianura piemontese (tutte con valori superiori a 20 °C) e meno per quelle di montagna (tra 15 e 20 °C). Nelle regioni mediterranee le escursioni annuali sono inferiori per la mitigazione dovuta ai mari. Un effetto analogo, pur se molto limitato, esercita, nel territorio limitrofo, la massa del lago Maggiore, tanto che la stazione di Pallanza denuncia, fra tutte quelle di pianura, la più bassa escursione media annua (20,2 °C). Una minore continentalità sembra caratterizzare, per motivi legati al regime delle precipitazioni ed al particolare tipo di esposizione l'anfiteatro morenico di Ivrea, con escursioni medie annue comprese nell'intervallo 20 ÷ 21 °C.



Alessandria (95 m s.l.m.)

FIGURA 49 - REGIMI MEDI MENSILI DELLA TEMPERATURA DELL'ARIA (LINEA ROSSA SPEZZATA; IN °C) E DELLE PRECIPITAZIONI (ISTOGRAMMA BLU; MM)

Per quanto riguarda i dati relativi al vento (norma UNI 10349) si ha:

- zona di vento: 1
- direzione prevalente: SE
- velocità giornaliera (media annuale): 1,2 m/s

In merito al carico neve, I dati relativi alle precipitazioni nevose non sono stati registrati e pubblicati sugli Annali Idrologici con continuità dal Servizio Idrografico Italiano e l'attuale Servizio Nivometrico della Regione Piemonte è in funzione da pochi anni, insufficienti per ottenere risultati attendibili dalle elaborazioni statistiche dei dati stessi. Tuttavia è possibile citare alcune manifestazioni di precipitazioni solida caratterizzate dall'accumulo della neve superiore a 30 ÷ 40 cm in pianura. Negli ultimi 20 anni si possono ricordare le neviccate della prima decade del gennaio 1971 e nello stesso mese di tre anni consecutivi: 1986, 1987 e 1988; più indietro nel tempo merita di essere ricordato l'evento del febbraio 1956 (sopra citato). Per quanto riguarda la montagna vale la pena di ricordare l'inverno eccezionale 1963/64 caratterizzato da neviccate particolarmente copiose; per esempio a Ceresole Reale (in alta valle Orco in Provincia di Torino), agli inizi del mese di marzo la neve superava i tre metri di altezza, contro un valore medio di 75 cm.

La presenza di neve è funzione dell'altitudine, ma anche a questa regola generale esistono molte eccezioni. In pratica le zone dove la copertura nevosa è mediamente più elevata sono quelle dove l'esposizione è meno favorevole (versanti meridionali delle vallate orientate Est - Ovest) e dove le precipitazioni sono più abbondanti. Mediamente per il Piemonte valgono le seguenti considerazioni:

- nelle aree di pianura e collinari (sotto i 600 m s.l.m.) la neve si scioglie rapidamente ed il manto ghiacciato difficilmente si mantiene più a lungo di poche settimane anche in gennaio; la neve si conserva al suolo durante il solo mese di gennaio

sopra i 600 m di altitudine e persiste, nei versanti esposti a Nord, per non più di tre mesi (dicembre ÷ febbraio), intorno a 1.700 m s.l.m.;

Per quanto riguarda gli effetti sismici, il sito appartenente al territorio di Alessandria, in base all'Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274/2003, aggiornata con la Delibera della Giunta Regionale del Piemonte n. 4-3084 del 12.12.2011 ed in seguito modificate con la D.G.R. n. 65-7656 del 21 maggio 2014 e con la D.G.R. n.6-887 del 30 dicembre 2019, ricade nella seguente zona sismica:

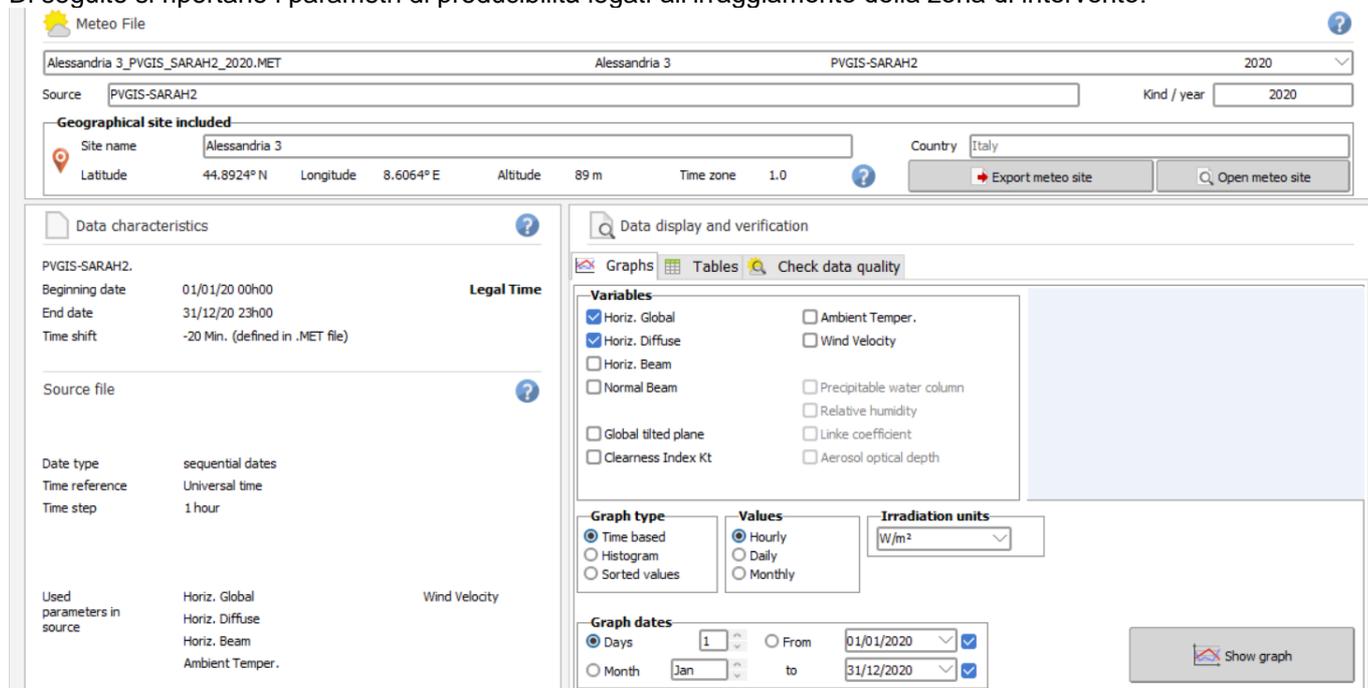
Zona sismica 3	Zona con pericolosità sismica bassa, che può essere soggetta a scuotimenti modesti.
-----------------------	---

I criteri per l'aggiornamento della mappa di pericolosità sismica sono stati definiti nell'Ordinanza del PCM n. 3519/2006, che ha suddiviso l'intero territorio nazionale in quattro zone sismiche sulla base del valore dell'accelerazione orizzontale massima (a_g) su suolo rigido o pianeggiante, che ha una probabilità del 10% di essere superata in 50 anni.

Zona sismica	Descrizione	accelerazione con probabilità di superamento del 10% in 50 anni [ag]	accelerazione orizzontale massima convenzionale (Norme Tecniche) [ag]	numero comuni con territori ricadenti nella zona (*)
1	Indica la zona più pericolosa, dove possono verificarsi fortissimi terremoti.	$ag > 0,25$ g	0,35 g	703
2	Zona dove possono verificarsi forti terremoti.	$0,15 < ag \leq 0,25$ g	0,25 g	2.225
3	Zona che può essere soggetta a forti terremoti ma rari.	$0,05 < ag \leq 0,15$ g	0,15 g	3.002
4	E' la zona meno pericolosa, dove i terremoti sono rari ed è facoltà delle Regioni prescrivere l'obbligo della progettazione antisismica.	$ag \leq 0,05$ g	0,05 g	1.982

3.4.1 Dati di producibilità

Di seguito si riportano i parametri di producibilità legati all'irraggiamento della zona di intervento:



The screenshot shows the PVGIS-SARAH2 web interface for site 'Alessandria 3'. The interface is divided into several sections:

- Geographical site included:** Site name: Alessandria 3, Country: Italy, Latitude: 44.8924° N, Longitude: 8.6064° E, Altitude: 89 m, Time zone: 1.0.
- Data characteristics:**
 - Source file: PVGIS-SARAH2
 - Beginning date: 01/01/20 00h00
 - End date: 31/12/20 23h00
 - Time shift: -20 Min. (defined in .MET file)
 - Date type: sequential dates
 - Time reference: Universal time
 - Time step: 1 hour
 - Used parameters in source: Horiz. Global, Horiz. Diffuse, Horiz. Beam, Ambient Temper., Wind Velocity.
- Data display and verification:**
 - Variables:
 - Horiz. Global
 - Horiz. Diffuse
 - Horiz. Beam
 - Normal Beam
 - Global tilted plane
 - Clearness Index Kt
 - Ambient Temper.
 - Wind Velocity
 - Precipitable water column
 - Relative humidity
 - Linke coefficient
 - Aerosol optical depth
 - Graph type:
 - Time based
 - Histogram
 - Sorted values
 - Values:
 - Hourly
 - Daily
 - Monthly
 - Irradiation units: W/m²
 - Graph dates:
 - Days: 1
 - From: 01/01/2020
 - to: 31/12/2020

**Meteo**

Data range 01/01/20 00h00 to 31/12/20 23h00

Situation

Latitude 44.89 °N
Longitude 8.61 °E
Altitude 89 m
Time zone UTC+1

Source file characteristics

Date type sequential dates
Time step 1 Hour
Time shift of real data -20 Min.

Used parameters in source

Horiz. Global Ambient Temper.
Horiz. Diffuse Wind Velocity
Horiz. Beam

Hourly meteo - monthly sums

Interval beginning	GlobHor kWh/m ² /mth	DiffHor kWh/m ² /mth	T_Amb °C	WindVel m/s
January 20	55.6	22.7	4.0	1.3
February 20	76.7	28.5	7.9	1.9
March 20	113.7	47.0	7.9	2.0
April 20	175.8	54.5	13.1	2.3
May 20	201.6	67.8	17.6	1.9
June 20	206.4	69.9	20.3	2.0
July 20	228.3	69.3	24.3	1.9
August 20	187.4	61.7	24.7	1.7
September 20	133.4	55.1	20.2	1.6
October 20	78.2	37.6	13.1	1.7
November 20	45.3	26.4	8.7	1.2
December 20	24.7	18.8	2.8	1.4
Year 20	1527.0	559.2	13.7	1.7

3.5 IMPIANTO FOTOVOLTAICO SU TRACKER MONOASSIALI

Il presente progetto è relativo alla realizzazione di un impianto fotovoltaico in silicio monocristallino caratterizzato su terreno destinato a servizi ad attuale uso agricolo con le seguenti caratteristiche:

3.5.1 Dati generali Impianto

Tipo di terreno: Terreno destinato a servizi (attuale uso agricolo)
Potenza di picco: circa 15,1056 MWp
Posizionamento del generatore FV: installazione su tracker monoassiali
Orientamento asse generatore FV: NORD-SUD
Angolo di tilt del generatore FV: variabile con inseguimento est-ovest
Fattore di albedo: erba verde: 0.26
Fattore di riduzione delle ombre: Komb 98%

L'impianto fotovoltaico sarà realizzato utilizzando 25176 moduli in silicio monocristallino e inverter centralizzati come dettagliatamente descritto negli elaborati grafici e di seguito.

Il progetto prevede la suddivisione dell'impianto complessivo in 3 campi. Gli impianti risultano essere elettricamente indipendenti e ubicati in tre distinte aree ciascuna delle quali dotata di cabine di trasformazione, inverter e cabine di smistamento/consegna. I pannelli sono su tracker singoli da 24 schierati in mono fila, con interasse di 5,5 m.

L'energia prodotta dai tre campi sarà veicolata tramite cavidotti in MT interrati (con distanza di circa 1,8 km), sino al raggiungimento della cabina di consegna posta in prossimità della CP e-distribuzione denominata Aulara. Le opere di rete saranno costituite dalla suddetta cabina di consegna e dal cavidotto entrante dentro la Cabina Primaria come da STMG allegata alle integrazioni e da planimetrie dei tracciati (TAV 06).

In particolare, si distinguono:

Stringhe		n. moduli in serie	n. moduli totali	Potenza Singolo modulo (Wp)	Potenza Totale (kWp)	
CAMPO 1	Sottocampo 1	91	24	2184	600	1310,40
	Sottocampo 2	91	24	2184	600	1310,40
	Sottocampo 3	91	24	2184	600	1310,40
	Sottocampo 4	91	24	2184	600	1310,40
CAMPO 2	Sottocampo 1	91	24	2184	600	1310,40
	Sottocampo 2	91	24	2184	600	1310,40
	Sottocampo 3	91	24	2184	600	1310,40
	Sottocampo 4	91	24	2184	600	1310,40
	Sottocampo 5	91	24	2184	600	1310,40
CAMPO 3		230	24	5520	600	3312,00
Totali per Campo fotovoltaico			25176			15105,6

Per quanto riguarda la superficie coperta:

Calcolo Superfici coperte dai moduli e cabine		
Numero Trackers	Superficie di ogni singolo tracker	Superficie coperta da inseguitori
Numero Trackers x24	(mq)	(mq)
1049	62,00	65.038,00
N.Cabine/altri Volumi tecnici	Superficie totale cabinati	Superficie totale coperta (mq)
14	290,6	65.328,60

Inoltre, si considera anche la superficie coperta dalla cabina di consegna esterna al campo in loc- Aulara che occupa una superficie di 68,84 m².

I moduli fotovoltaici saranno posati a terra tramite idonee strutture in acciaio zincato con inseguimento mono-assiale, come meglio descritto in seguito, disposti in file parallele opportunamente distanziate onde evitare fenomeni di ombreggiamento reciproco. L'impianto sarà di tipo GRID-CONNECTED (connesso alla rete elettrica per l'immissione dell'energia). La misura dell'energia prodotta si realizzerà nel Locale di misura all'interno del manufatto per cabina MT/BT ed avverrà, come prescritto dalle norme vigenti, attraverso un contatore di energia di tipo elettromeccanico con visualizzazione della quantità di energia ceduta alla rete elettrica esterna che sarà posto a cura del Distributore di Energia Elettrica.

3.5.2 Descrizione tecnica delle strutture di sostegno ad inseguimento monoassiale

Il progetto prevede l'impiego di tecnologie ad inseguimento monoassiale che permettono nel contempo di aumentare significativamente la redditività degli impianti e di ridurre l'impatto visivo degli stessi, avendo altezze inferiori. L'inseguitore solare est-ovest ha l'obiettivo di massimizzare l'efficienza energetica e i costi di un impianto fotovoltaico a terra che impiega pannelli fotovoltaici in silicio cristallino. Questo obiettivo si raggiunge con un singolo prodotto che garantisce i vantaggi di una soluzione di inseguimento solare con una semplice installazione e manutenzione come quella degli array fissi post-driven. Il tracker orizzontale monoassiale, che utilizza dispositivi elettromeccanici, segue il sole tutto il giorno, da est a ovest sull'asse di rotazione orizzontale nord-sud (inclinazione 0°). I layout di campo con inseguitori monoasse orizzontali sono molto flessibili, ciò significa che mantenere tutti gli assi di rotazione paralleli l'uno all'altro è tutto ciò che è necessario per posizionare opportunamente i tracker. Il sistema di backtracking controlla e assicura che una serie di pannelli non oscuri gli altri pannelli adiacenti, quando l'angolo di elevazione del sole è basso nel cielo, all'inizio o alla fine della giornata. [Si riporta la sezione dei tracker di progetto:](#)

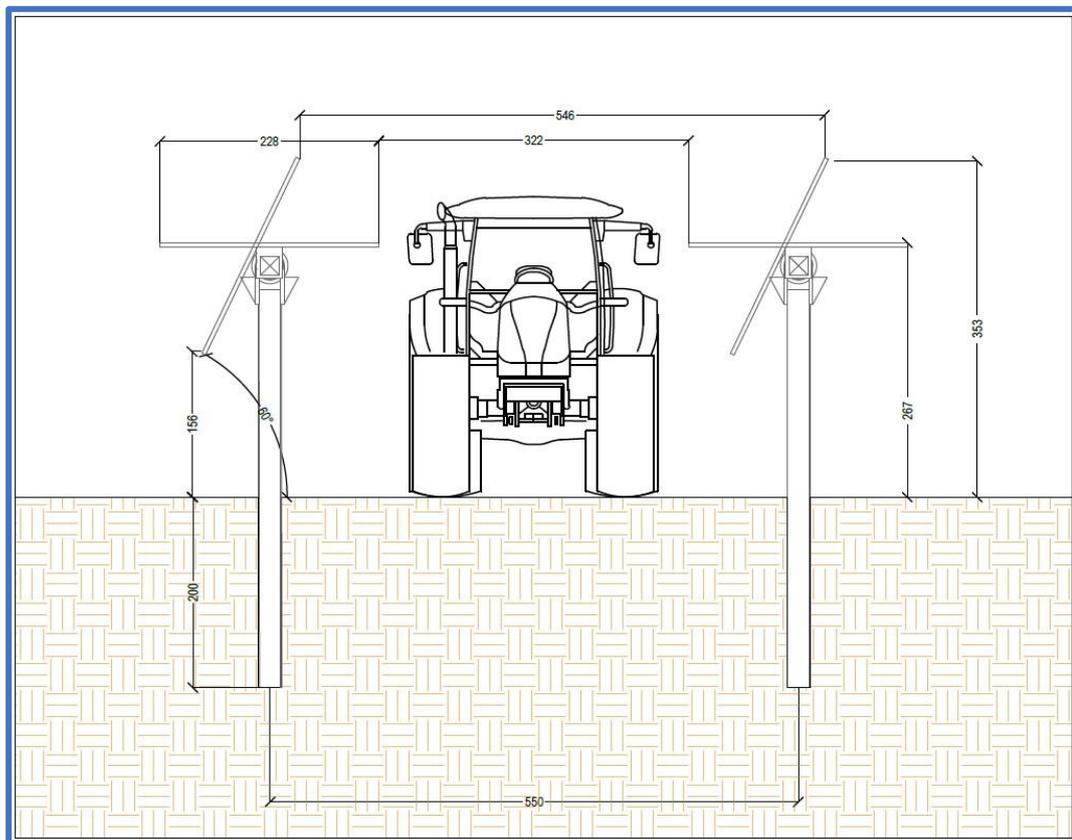


Figura 50 – Sezione tracker

SKYLINE TRACKER SPECIFICATIONS

Tracking Type	Independent horizontal single-axis tracker
Tracking Range	±60°
Driving System	Slew drive, 24VDC motor
Modules per Tracker	Up to 90 modules per tracker
System Voltage	1,000 V or 1,500 V
Ground Coverage Ratio	Typical ≥25%
Foundation Options	All foundation types
Slope Tolerance	Up to 20% N-S slope
Structure Material	Hot dipped galvanized/Pre-galvanized steel
Power Supply	Powered by PV strings, back-up Li-ion battery
Daily Energy Consumption	Typical 0.08kWh
Standard Wind Design	105mph (47m/s) per ASCE7-10, higher wind load available
Wind Protection	18m/s
Module Supported	All commercially available modules
Operation Temperature	-30°C to 60°C

ELECTRONIC CONTROLLER SPECIFICATIONS

Control System	1/2/3 trackers per controller
Control Algorithm	Astronomical algorithms +Tilt sensor close loop
Tracking Accuracy	≤ ±2°
Self-Powered	Yes
Backtracking	Yes
Communication Options	LoRa wireless /RS 485 cable
Night Position	Yes

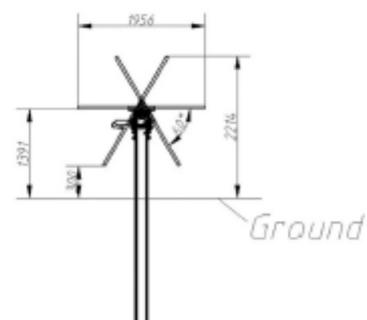


FIGURA 51 - DATI DEI TRACKER

Il Backtracking massimizza il rapporto di copertura del suolo. Grazie a questa funzione, è possibile ridurre la distanza centrale tra le varie stringhe. Pertanto, l'intero impianto fotovoltaico occupa meno terreno di quelli che impiegano soluzioni di localizzazione simili. L'assenza di inclinazione del cambiamento stagionale, (cioè il tracciamento "stagionale") ha scarso effetto sulla produzione di energia e consente una struttura meccanica molto più semplice che rende un sistema intrinsecamente affidabile. Questo design semplificato si traduce in una maggiore acquisizione di energia a un costo simile a una struttura fissa. Con il potenziale miglioramento della produzione di energia dal 15% al 35%, l'introduzione di una

tecnologia di inseguimento economica ha facilitato lo sviluppo di sistemi fotovoltaici su vasta scala. Si rimanda alla relazione tecnica specifica sugli impianti per maggiori dettagli tecnologici.

3.5.3 Descrizione di Inverter di stringa e Cabine di trasformazione

È prevista l'installazione di inverter centralizzati in container contenenti anche le cabine di trasformazione.
Sono previste:

- n. 9 Cabine tipo SINACON PV - MARCA Siemens con inverter PV1090
- n. 1 Cabine Central Station SMA 2750 kW.

Di seguito vengono riportate le schede tecniche di riferimento:



Storage, transportation and operation				
Temperature	-40 °C ... +60 °C			
Relative humidity	0% ... 100%			
Maximum altitude of installation site without derating	< 1,500 m above MSL			
Cooling				
Cooling method	Forced cooling by means of fans and liquid cooling			
Applicable standards and conformity				
BDEW (Germany)	BDEW Guideline, FGW TG3, TG4 and TG8			
IEC 61683 (efficiency)	IEC 61683: 1999			
IEC 62116 (anti islanding)	IEC 62116: 2014 (at 50 Hz)			
EMC Emission	IEC 61000-6-4: 2007 + A1: 2011			
EMC Immunity	IEC 61000-6-2: 2005			
Electrical Safety	IEC 62109-1: 2010, IEC 62109-2: 2011, IP65 according to IEC 60529: 1989			
Degree of protection: IP65 (cabinet only)	IEC 60529			
General data				
Control strategy	MPPT			
Efficiency (PV 5000)	(97.6 98.5 98.9 98.9 99.0 98.9 98.8 98.7)%	For (5 10 20 25 30 50 75 100)% power at 1,006 V _{DC} without self-consumption for cooling		
EU and CEC efficiency	98.8%	Without internal consumption		
Infeed starts from	260 W ... 2,500 W	Depending on cooling		
Standby loss	80 W ... 150 W	-		
Max. self-consumption for cooling	5,000 W	Without cabinet heating		
Mechanical data				
Mounting position	Vertical	-		
Type of mounting	Floor mounting	-		
	 			
Number of Power Units	1	2	3	4
SINACON PV series	PV1000 ... PV1250	PV2000 ... PV2500	PV3000 ... PV3750	PV4000 ... PV5000
Dimensions (without pallet, with heat exchanger); (W x H x D)	2,120 x 3,760 x 1,170 mm		3,690 x 3,760 x 1,170 mm	
Weight ¹⁾	< 1,600 kg	< 2,200 kg	< 3,300 kg	< 3,900 kg
Color	RAL 7035			
Input data (DC)				
Independent inputs	1 ... 2	Depending on configuration		
Nominal voltage	min. MPP voltage	-		
DC voltage (max. MPP)	1,500 V	Depending on application		
DC voltage (min. MPP)	802 V / 882 V (AC 550 V) 838 V / 922 V (AC 575 V) 875 V / 962 V (AC 600 V) 919 V / 1,010 V (AC 630 V) 962 V / 1,058 V (AC 660 V) 1,006 V / 1,107 V (AC 690 V)	For 100% / 110% nominal grid voltage		
DC current (max.)	1 ... 4 x 1,200 A	-		
Short-circuit current (max.)	6,4 kA / 7 kA	250 A / 315 A DC fuses		
Nominal power	1 ... 4 x 1,016 kW 1 ... 4 x 1,062 kW 1 ... 4 x 1,108 kW 1 ... 4 x 1,159 kW 1 ... 4 x 1,209 kW 1 ... 4 x 1,270 kW	-		
Capacitance to ground (max.)	2,000 µF	Per IT system		
¹⁾ The weight refers to a complete system without extra options.				

SUNNY CENTRAL 1500 V

Technical Data	Sunny Central 2500-EV	Sunny Central 2750-EV	Sunny Central 3000-EV
Input (DC)			
MPP voltage range V_{DC} (at 25°C / at 35°C / at 50°C)	850 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V	875 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V	956 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V
Min. input voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, start}$	778 V / 928 V	849 V / 999 V	927 V / 1077 V
Max. input voltage $V_{DC, max}$	1500 V	1500 V	1500 V
Max. input current $I_{DC, max}$ (at 35°C / at 50°C)	3200 A / 2956 A	3200 A / 2956 A	3200 A / 2970 A
Max. short-circuit current rating	6400 A	6400 A	6400 A
Number of DC inputs	24 double pole fused (32 single pole fused) for PV		
Number of DC inputs with optional DC battery coupling	18 double pole fused (36 single pole fused) for PV and 6 double pole fused for batteries		
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm ²		
Integrated zone monitoring	○		
Available DC fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A		
Output (AC)			
Nominal AC power at $\cos \varphi = 1$ (at 35°C / at 50°C)	2500 kVA / 2250 kVA	2750 kVA / 2500 kVA	3000 kVA / 2700 kVA
Nominal AC power at $\cos \varphi = 0.8$ (at 35°C / at 50°C)	2000 kW / 1800 kW	2200 kW / 2000 kW	2400 kW / 2160 kW
Nominal AC current $I_{AC, nom} = \text{Max. output current } I_{AC, max}$	2624 A	2646 A	2646 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	< 3% at nominal power	< 3% at nominal power
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range ^{11,12)}	550 V / 440 V to 660 V	600 V / 480 V to 690 V	655 V / 524 V to 721 V ¹²⁾
AC power frequency	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz > 2		
Min. short-circuit ratio at the AC terminals ¹⁰⁾	> 2		
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable ^{8), 11)}	● 1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited ○ 1 / 0.0 overexcited to 0.0 underexcited		



Max. efficiency ²⁾ / European efficiency ²⁾ / CEC efficiency ³⁾	98.6% / 98.3% / 98.0%	98.7% / 98.5% / 98.5%	98.8% / 98.6% / 98.5%
Protective Devices			
Input-side disconnection point	DC load-break switch		
Output-side disconnection point	AC circuit breaker		
DC overvoltage protection	Surge arrester, type I		
AC overvoltage protection (optional)	Surge arrester, class I		
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III		
Ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring	○ / ○		
Insulation monitoring	○		
Degree of protection: electronics / air duct / connection area (as per IEC 60529)	IP65 / IP34 / IP34		
General Data			
Dimensions (W / H / D)	2780 / 2318 / 1588 mm [109.4 / 91.3 / 62.5 inch]		
Weight	< 3400 kg / < 7496 lb		
Self-consumption (max. ⁴⁾ / partial load ⁵⁾ / average ⁶⁾)	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W		
Self-consumption (standby)	< 370 W		
Internal auxiliary power supply	Integrated 8.4 kVA transformer		
Operating temperature range ⁸⁾	-25 to 60°C / -13 to 140°F		
Noise emission ⁷⁾	67.8 dB(A)		
Temperature range (standby)	-40 to 60°C / -40 to 140°F		
Temperature range (storage)	-40 to 70°C / -40 to 158°F		
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 month / year) / 0% to 95%		
Maximum operating altitude above MSL ⁹⁾ 1000 m / 2000 m / 3000 m	● / ○ / ○ (earlier temperature-dependent derating)		
Fresh air consumption	6500 m ³ /h		
Features			
DC connection	Terminal lug on each input (without fuse)		
AC connection	With busbar system (three busbars, one per line conductor)		
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave		
Communication with SMA string monitor (transmission medium)	Modbus TCP / Ethernet (FO MM, Cat-5)		
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004		
Supply transformer for external loads	○ (2.5 kVA)		
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, BDEW-MSRL, IEEE1547, Arrêté du 23/04/08		
EMC standards	CISPR 11, CISPR 22, EN55011:2017, EN 55022, IEC/EN 61000-6-4, IEC/EN 61000-6-2, IEC 62920, FCC Part 15 Class A	CISPR 11, CISPR 22, EN55011:2017, EN 55022, IEC 62920, FCC Part 15 Class A	
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001		
● Standard features ○ Optional			
Type designation	SC-2500-EV-10	SC-2750-EV-10	SC-3000-EV-10

- 1) At nominal AC voltage, nominal AC power decreases in the same proportion
- 2) Efficiency measured without internal power supply
- 3) Efficiency measured with internal power supply
- 4) Self-consumption at rated operation
- 5) Self-consumption at <75% P_n at 25°C
- 6) Self-consumption averaged out from 5% to 100% P_n at 35°C

- 7) Sound pressure level at a distance of 10 m
- 8) Values apply only to inverters. Permissible values for SMA MV solutions from SMA can be found in the corresponding data sheets.
- 9) AC voltage range can be extended to 753V for 50Hz grids only (option „Aux power supply: external“ must be selected, option “housekeeping” not combinable).
- 10) A short-circuit ratio of < 2 requires a special approval from SMA
- 11) Depending on the DC voltage

La scheda tecnica dei trasformatori delle cabine dei campi 1 e 2 è la seguente:



TRASFORMATORI TRIFASI IN OLIO kV 15.20 / 0.4 Dyn11 - Serie UE
THREE-PHASE OIL TRANSFORMERS kV 15.20 / 0.4 Dyn11 - UE Series

Codice* Codex*	Potenza Power	W _{fe}	W _{cc} 75°C	v _{cc}	I ₀	Peso olio Oil weight	Peso totale Tot. weight	Dimensioni (mm) Dimensions (mm)			Interasse ruote Wheel base	Ø ruote Ø wheels	L _w	L _p
								Lung. Length	Larg. Width	Altezza Height				
	kVA	kW	kW	%	%	kg	kg	mm	mm	mm	mm	mm	dB(A)	dB(A)
UE 50-XX/0.4-0	50	0,090	1,1	4	0,4	145	610	840	630	1350	420	100	37	31
UE 100-XX/0.4-0	100	0,145	1,75	4	0,3	165	850	1020	710	1400	520	125	39	32
UE 160-XX/0.4-0	160	0,210	2,35	4	0,3	190	1120	1050	720	1540	520	125	42	34
UE 200-XX/0.4-0	200	0,270	2,8	4	0,4	210	1180	1050	740	1500	520	125	46	39
UE 250-XX/0.4-0	250	0,300	3,25	4	0,4	230	1280	1110	770	1560	520	125	46	38
UE 315-XX/0.4-0	315	0,360	3,9	4	0,3	260	1490	1150	800	1640	670	125	47	39
UE 400-XX/0.4-0	400	0,430	4,6	4	0,3	315	1700	1200	780	1700	670	125	48	39
UE 500-XX/0.4-0	500	0,510	5,5	4	0,3	355	2030	1250	980	1700	670	125	49	40
UE 630-XX/0.4-4-0	630	0,600	6,5	4	0,3	390	2300	1500	880	1850	670	125	50	40
UE 630-XX/0.4-6-0	630	0,600	6,5	6	0,25	430	2400	1400	890	1850	670	125	52	42
UE 800-XX/0.4-0	800	0,650	8,4	6	0,2	510	2850	1650	910	1880	670	125	51	41
UE 1000-XX/0.4-0	1000	0,770	10,5	6	0,2	610	3100	1650	940	1960	820	160	55	45
UE 1250-XX/0.4-0	1250	0,950	11,0	6	0,2	820	4400	1800	950	2200	820	160	58	48
UE 1600-XX/0.4-0	1600	1,20	14,0	6	0,2	910	4800	1850	1000	2420	820	160	60	50
UE 2000-XX/0.4-0	2000	1,45	18,0	6	0,2	1070	5400	1910	1050	2520	1070	200	62	52
UE 2500-XX/0.4-0	2500	1,75	22,0	6	0,25	1130	6200	2050	1160	2680	1070	200	67	56
UE 3150-XX/0.4-0	3150	2,20	27,5	6	0,25	1270	7400	2200	1260	2900	1070	200	80	71

* Nel codice prodotto sostituire "XX" con la tensione primaria voluta (15 o 20) | * In the product code instead of "XX" put the desired primary voltage (15 or 20)

La scheda della cabina elettrica del campo 3 è la seguente:

TECHNICAL DATA SHEET

Medium Voltage Transformer 2700 kVA
for Medium Voltage Power Station 3000



TYPE	Medium-voltage transformer for inverter application	
DESIGN	Three-phase-oil-transformer hermetic sealed	
RATED POWER @ 50 °C	[kVA]	2700
RATED POWER @ 35 °C	[kVA]	3000
RATED CURRENT AT LOW-VOLTAGE LEVEL (APPROX.)	[A]	2379
RATED VOLTAGE	[kV/kV]	20 / 0.655
FREQUENCY	[Hz]	50
VECTOR GROUP	Dy11	
NO-LOAD LOSSES (AT RATED VOLTAGE)	[kW]	2.077
SHORT-CIRCUIT LOSSES (AT TEMP. 75 °C, AT RATED POWER)	[kW]	26.062
IMPEDANCE VOLTAGE AT RATED CURRENT (AT TEMP. 75 °C, AT RATED POWER)	[%]	5 to 8.5
MAX. VOLTAGE FOR EQUIPMENT U _m	[kV]	24
TYPE OF COOLING	ONAN	
MAX. ALTITUDE ABOVE SEA LEVEL	[m]	4000
AMBIENT TEMPERATURES (MIN. / MAX.)	[°C]	-25 / 45
@ 1000 m	[°C]	45
@ 2000 m	[°C]	40
@ 3000 m	[°C]	35
@ 4000 m	[°C]	30
MAX. OVER TEMPERATURE (HOT SPOT / WINDING / OIL)	[°K]	80 / 65 / 50
SHORT-CIRCUIT DURATION	[s]	2
MANUFACTURERS REGULATION	IEC 60076	
INSULATION	Semi hybrid insulation	
INSULATION LEVEL	U 125 AC 50 / U - AC 10	
HIGH-VOLTAGE BUSHING	Outside conical socket-contact 630 A, type C, without plug	
LOW-VOLTAGE BUSHING	3.6 kV bushing for at least 3300 A	
MAX. DIMENSIONS (LxWxH)	[mm]	1606 x 2200 x 2250
TOTAL WEIGHT (APPROX.)	[kg]	7000
OIL WEIGHT (APPROX.)	[kg]	1500
OIL TYPE	Mineral oil	
COATING according to ISO 12944-5	C3H	
IP-CODE OF ASSEMBLED TRANSFORMER according to IEC 60529	IP54	
TRANSFORMER PROTECTION	- Resistance thermometer PT-100 with analog signal	
ACCESSORIES	<ul style="list-style-type: none"> - Oil filling pipe - Oil sampling valve - Lifting lugs - Earthing terminals - Nameplate 	

Values subject to tolerances according to IEC 60076

3.5.4 Collegamenti elettrici e cavidotti

La connessione in serie dei moduli fotovoltaici dovrà essere effettuata utilizzando i connettori multicontact pre-installati dal produttore nelle scatole di giunzione poste sul retro di ogni modulo. I cavi dovranno essere stesi fino a dove possibile all'interno degli appositi canali previsti nei profili delle strutture di fissaggio. Per la distribuzione dei cavi all'esterno si devono praticare degli scavi (profondità non inferiore a 0,8 m per i cavi di media tensione su proprietà privata e pari ad almeno 1 metro su terreno pubblico) seguendo un percorso il più possibile parallelo a strade o passaggi. I cavi MT dovranno essere separati da quelli BT e i cavi BT separati da quelli di segnalazione e monitoraggio. Ad intervalli di circa 15/20 m per tratti rettilinei e ad ogni derivazione si interporranno dei pozzetti rompitratta (del tipo prefabbricato con chiusino in cemento) per agevolare la posa delle condutture e consentire l'ispezione ed il controllo dell'impianto. I cavi, anche se del tipo per posa direttamente interrata, devono essere protetti meccanicamente mediante tubi. Il percorso interrato deve essere segnalato, ad esempio colorando opportunamente i tubi (si deve evitare il colore giallo, arancio, rosso) oppure mediante nastri segnalatori posti a 20 cm sopra le tubazioni. Le tubazioni dei cavidotti in PVC devono essere di tipo pesante (resistenza allo schiacciamento non inferiore a 750 N). Ogni singolo elemento è provvisto ad una estremità di bicchiere per la giunzione. Il tubo è posato in modo che esso si appoggi sul fondo dello scavo per tutta la lunghezza; è completo di ogni minuteria ed accessorio per renderlo in opera conformemente alle norme CEI 23-29.

3.5.5 Moduli fotovoltaici

I moduli previsti sono **Longi Solar LR5-72HTH da 600 Wp**.

L'impianto fotovoltaico sarà realizzato utilizzando moduli in silicio monocristallino con caratteristiche tecniche dettagliate nel datasheet allegato.

Ogni modulo dispone di diodi di by-pass alloggiati in una cassetta IP65 e posti in antiparallelo alle celle così da salvaguardare il modulo in caso di contro-polarizzazione di una o più celle dovuta ad ombreggiamenti o danneggiamenti.

I moduli scelti sono forniti di cornice e con garanzia di una potenza non inferiore al 94,90 % del valore iniziale dopo 10 anni di funzionamento ed all'88,90% dopo 25 anni.

Ogni stringa di moduli sarà munita di diodo di blocco per isolare ogni stringa dalle altre in caso di accidentali ombreggiamenti, guasti etc.

La linea elettrica proveniente dai moduli fotovoltaici sarà messa a terra mediante appositi scaricatori di sovratensione con indicazione ottica di fuori servizio, al fine di garantire la protezione dalle scariche di origine atmosferica.

Hi-MO 6

LR5-72HTH 580~600M

23.2%
MAX MODULE
EFFICIENCY

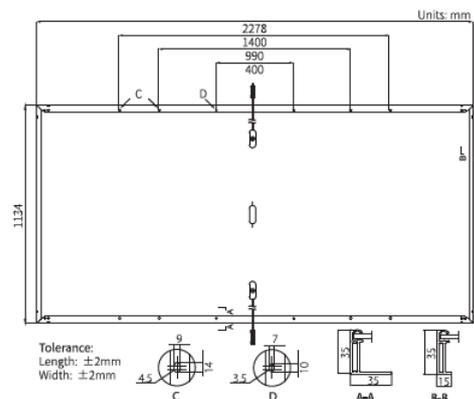
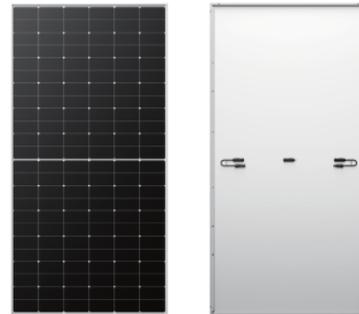
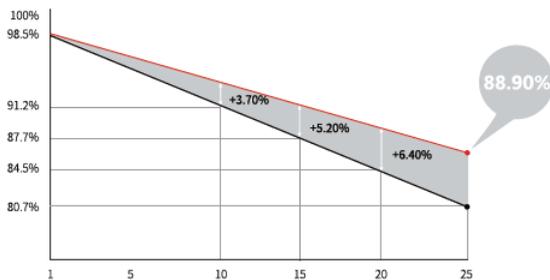
0~3%
POWER
TOLERANCE

<1.5%
FIRST YEAR
POWER DEGRADATION

0.40%
YEAR 2-25
POWER DEGRADATION

Additional Value

25-Year Power Warranty



Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm², +400, -200mm/±1400mm length can be customized
Glass	Single glass, 3.2mm coated tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	27.5kg
Dimension	2278×1134×35mm
Packaging	31pcs per pallet / 155pcs per 20' GP / 620pcs per 40' HC

Electrical Characteristics

STC : AM1.5 1000W/m² 25°C NOCT : AM1.5 800W/m² 20°C 1m/s

Test uncertainty for P_{max} ±0.2%

Module Type	LR5-72HTH-580M		LR5-72HTH-585M		LR5-72HTH-590M		LR5-72HTH-595M		LR5-72HTH-600M	
	STC	NOCT								
Maximum Power (P _{max} /W)	580	433	585	437	590	441	595	445	600	448
Open Circuit Voltage (V _{oc} /V)	52.21	49.02	52.36	49.16	52.51	49.30	52.66	49.44	52.81	49.58
Short Circuit Current (I _{sc} /A)	14.20	11.47	14.27	11.52	14.33	11.57	14.40	11.63	14.46	11.68
Voltage at Maximum Power (V _{mp} /V)	44.06	40.20	44.21	40.34	44.36	40.48	44.51	40.62	44.66	40.75
Current at Maximum Power (I _{mp} /A)	13.17	10.78	13.24	10.84	13.31	10.90	13.37	10.97	13.44	11.00
Module Efficiency(%)	22.5		22.6		22.8		23.0		23.2	

Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ 3%
V _{oc} and I _{sc} Tolerance	±3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	25A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Fire Rating	UL type 1 or 2 IEC Class C

Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of I _{sc}	+0.050%/°C
Temperature Coefficient of V _{oc}	-0.230%/°C
Temperature Coefficient of P _{max}	-0.290%/°C

FIGURA 52 - DATI PANNELLO

3.5.6 Cabina di consegna

La cabina di consegna è l'unico fabbricato del progetto non removibile. Sarà realizzata a ridosso dell'area dell'attuale sottostazione di AT esistente, denominata Aulara, ubicata in prossimità dello svincolo che collega la SP 185 alla SP 30.

L'edificio avrà dimensioni in pianta 4,00 m x 17,21 m ed una altezza di 2,85 m.

La costruzione sarà realizzata in c.a.

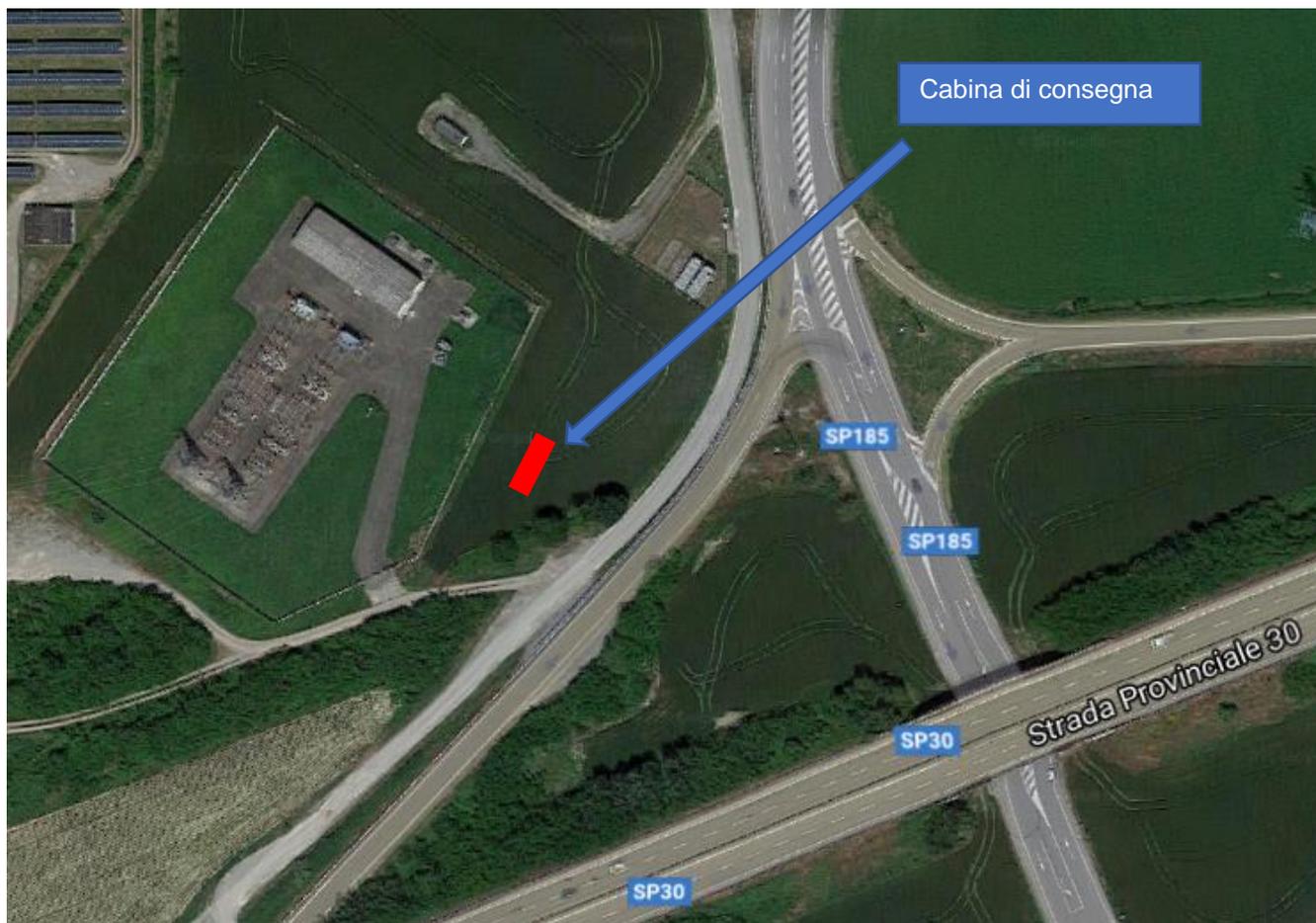


FIGURA 53 - UBICAZIONE DELLA CABINA DI CONSEGNA

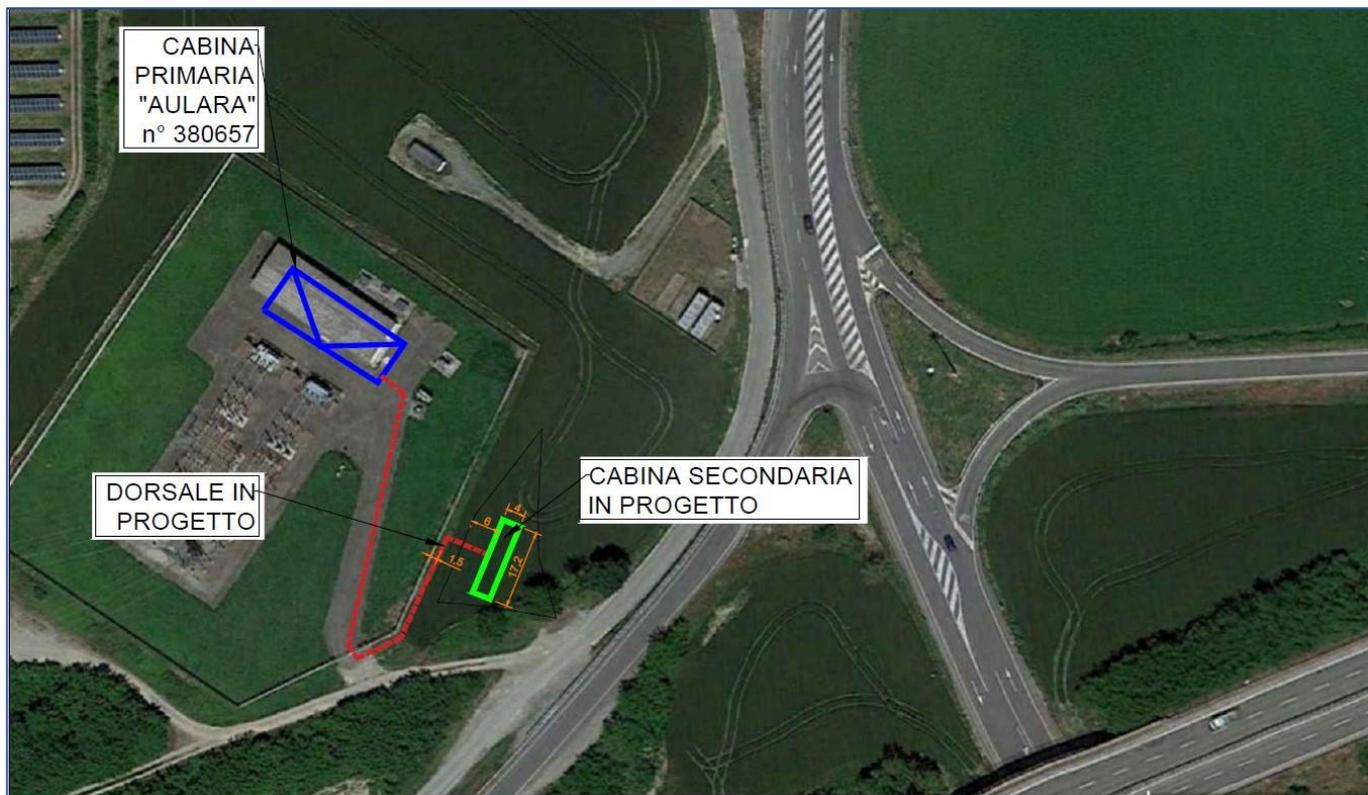


FIGURA 54 - POSIZIONE DELLA CABINA DI CONSEGNA NEL LOTTO RISPETTO ALLA POSIZIONE DELLA SOTTOSTAZIONE AT AULARA

3.6 CONTROLLO E MONITORAGGIO DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Per garantire un controllo continuo e immediato dello stato dell'impianto saranno installati sia un sistema di controllo remoto via web sia un apparato di monitoraggio ed immagazzinamento dei dati di funzionamento dell'impianto. Per i dettagli riguardanti il sistema di telecontrollo si rimanda alla relazione tecnica ed agli elaborati grafici specifici.

3.7 IMPIANTO DI ANTIFURTO

L'impianto sarà dotato di sistema TV a circuito chiuso a controllo remoto, completo di collegamenti con palo e plinto e barriere anti intrusione. Per i dettagli riguardanti il sistema di videosorveglianza si rimanda all'Allegato Tecnico A.

3.8 CAVI ELETTRICI E CABLAGGIO

I collegamenti elettrici lato DC dai moduli ai quadri di sottocampo, dai quadri di sottocampo ai quadri di campo, e dai quadri di campo agli inverter, verranno realizzati mediante l'utilizzo di cavi di adeguata sezione tale da garantire perdite complessive inferiori al 2% (come di seguito specificato). Inoltre, i cavi saranno a norma CEI 20-13, CEI20-22II e CEI 20-37 I, marchiatura I.M.Q., colorazione delle anime secondo norme UNEL, grado d'isolamento di 4 kV. Per non compromettere la sicurezza di chi opera sull'impianto durante la verifica o l'adeguamento o la manutenzione, i conduttori avranno la seguente colorazione:

- Conduttori di protezione: giallo-verde (obbligatorio)
- Conduttore di neutro: blu chiaro (obbligatorio)
- Conduttore di fase: grigio / marrone

- Conduttore per circuiti in C.C.: chiaramente siglato con indicazione del positivo con “+” e del negativo con “-”.

I cavi sono dimensionati come descritto nel paragrafo dedicato e nella relazione specifica.

4. ANALISI INTERFERENZE CON I SOTTOSERVIZI

Il progetto prevede, come descritto nel paragrafo 3.4.4 una serie di collegamenti elettrici e cavidotti, oltre che lavori di sistemazione e ripristino del terreno. A tal proposito si analizzano nel presente paragrafo le possibili interferenze con i sottoservizi esistenti al fine di tenerne conto in fase di intervento.

In particolare si sono esaminate le tavole fornite dall'ente gestore Gruppo AMAG, che però sottolinea il valore puramente indicativo dei tracciamenti rilevati, pertanto sussiste l'obbligo da parte dell'impresa esecutrice degli scavi di effettuare in via preventiva "assaggi a mano" per la precisa individuazione degli impianti sotterranei e delle relative derivazioni d'utenza, quanto sopra in virtù del principio per cui l'attività di scavo è da considerarsi "attività pericolosa" ex art. 2050 codice civile.

Il superamento delle interferenze avverrà mediante scavi no-dig.

Per concordare eventuali sopralluoghi AMAG ha fornito di seguito i nominativi dei tecnici di riferimento:

Numero: 0131 283611 (centralino)

Zona Alessandria:

Sig. Antonio Ferracane (Acqua)

Sig. Angelo Negri (Gas)

Geom. Alessandro Menegazzi (Fognatura)

Di seguito gli stralci delle tavole analizzate e l'individuazione delle relative interferenze, riportate nell'elaborato grafico TAV06 – CAVIDOTTO DI COLLEGAMENTO MT

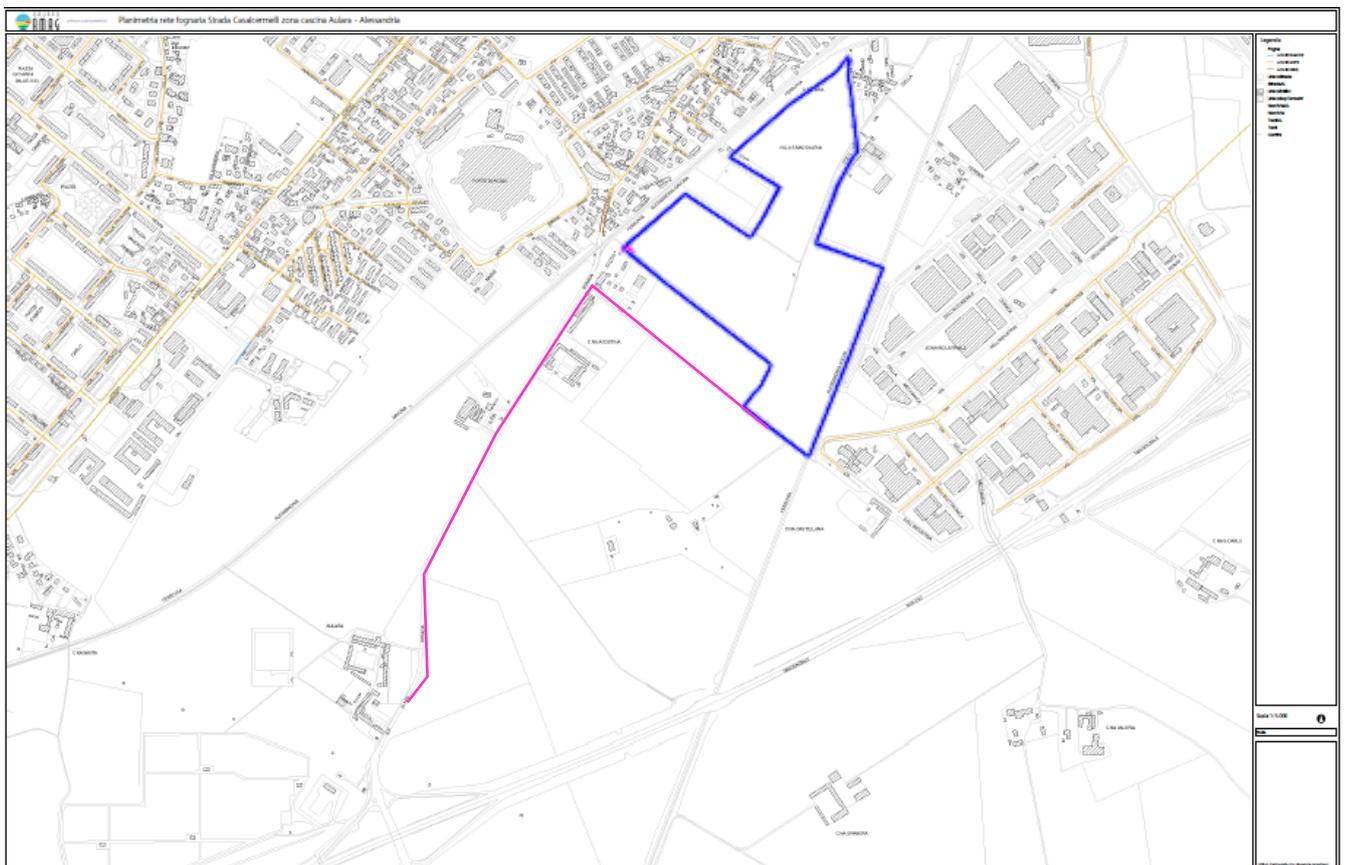


FIGURE 55 - Via_CASALCERMELLI-CASCINA_AULARA_RETE_FOENARIA

Non vi sono interferenze tra le reti fognarie e le opere di realizzazione dell'impianto e di scavo dei cavidotti.

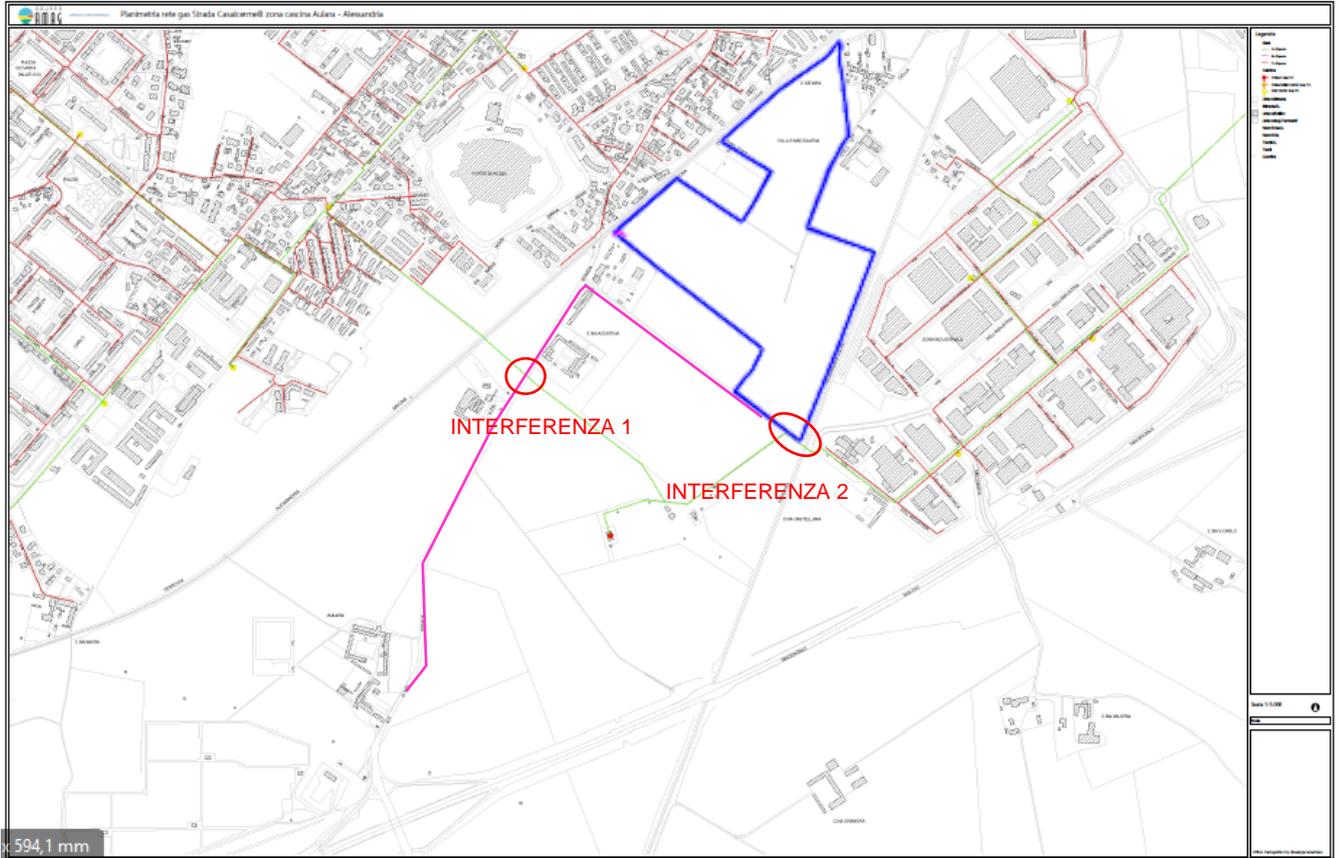


FIGURE 56 - VIA_CASALCERMELLI-CASCINA_AULARA_RETE_GAS

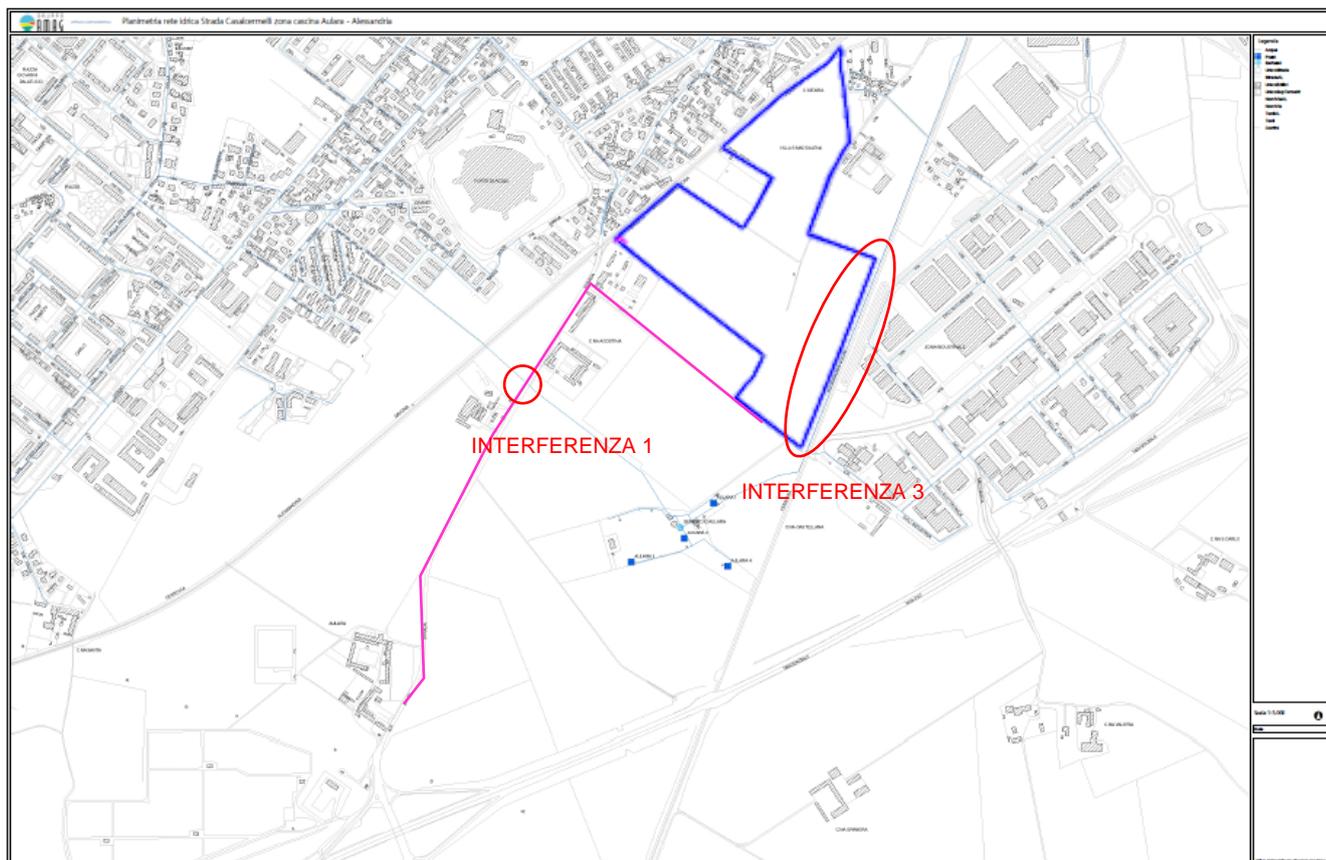


FIGURE 57 - Via_CASALCERMELLI-CASCINA_AULARA_RETE_IDRICA