

# IMPIANTO AGRIVOLTAICO "e-VerGREEN" E OPERE CONNESSE

## COMUNI DI SANTHIÀ (VC) E CARISIO (VC)

Potenza energetica impianto: 76.6 MWp

### Proponente

**EG EDO S.R.L.**

VIA DEI PELLEGRINI 22 - 20122 MILANO (MI) - P.IVA: 11616350960 - PEC: egedo@pec.it

**EG Edo S.R.L.**

Via dei Pellegrini, 22  
20122 Milano (MI)  
P. IVA/C.F. 11616350960

### Progettazione

**DOTT. FOR. MAURIZIO PREVIATI**

Lungo Po Antonelli, 21 - 10153 TORINO (TO)  
P.IVA 10189620015 - PEC: envicons@legalmail.it



### Collaboratori

**DOTT.SSA FOR. ARIANNA GIOVINE**

--  
--



### Coordinamento progettuale

**DOTT. FOR. EDOARDO PIO IURATO**

Lungo Po Antonelli, 21 - 10153 TORINO (TO)  
P.IVA 10189620015 - PEC: envicons@legalmail.it

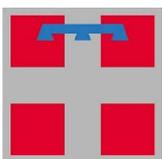
### Titolo Elaborato

#### Relazione agronomica

LIVELLO PROGETTAZIONE	CODICE ELABORATO	FILENAME	RIFERIMENTO	DATA	SCALA
Definitivo	FTV22CP05-AMB-R-13	--	--	24/07/2023	--

### Revisioni

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO
00	15/04/2022	--	DFAG	DEPI	ENF
01	24/07/2023	--	DFAG	DEPI	ENF



# Relazione agronomica

---

Preambolo .....	2
1. Introduzione all’Agrivoltaico .....	3
1.1. Principi della soluzione agrivoltaica .....	5
2. Quadro normativo italiano.....	10
2.1. Linee guida in materia di impianti agrivoltaici - MiTE .....	12
3. L’agricoltura in Piemonte e focus in ambito vercellese .....	15
3.1. Contesto socio-economico e analisi di contesto regionale .....	15
3.2. Focus vercellese.....	17
3.2.1. Il contesto di Baraggia e gli ambiti di tutela.....	23
3.2.2. L’agricoltura nell’area di progetto: tra problematiche e opportunità .....	24
4. Inquadramento aree di intervento .....	26
4.1. Ubicazione del progetto .....	26
4.2. Inquadramento climatico della macroarea (Estratto SIA - Par. 3.4.1) .....	32
4.2.1. Focus meteorologico anno 2022 .....	36
4.3. Aspetti pedo-agronomici del sito.....	41
5. Il Progetto Agrivoltaico.....	45
5.1. Componente energetica di progetto.....	46
5.2. Componente agronomica di progetto.....	49
5.2.1. Approfondimento sulle attività agricole .....	52
5.2.1.1. Coltivazioni erbacee di pieno campo .....	52
5.2.1.2. Erbaio da foraggio .....	53
5.2.1.3. Attività apistica.....	56
5.2.1.4. Allevamento elicicolo .....	59
5.2.1.5. Focus sull’irrigazione dei coltivi.....	63
5.2.2. Precision farming e monitoraggio agronomico.....	67
6. Cenni economici preliminari: analisi costi/ricavi e risultati attesi .....	69
6.1. Analisi costi/ricavi attività agricole.....	69
6.2. Costi monitoraggio agrometeo.....	74
7. Verifica di conformità requisiti Linee Guida MiTE .....	75
8. Conclusioni .....	81
9. Bibliografia.....	83
Allegato 1 – Sistema irriguo - Stato di fatto.....	86
Allegato 2 – Sistema irriguo - Stato di progetto.....	88
Allegato 3 – Simulazione producibilità impianto Agrivoltaico .....	90
Allegato 4 – Simulazione producibilità impianto FV standard .....	98

# Preambolo

La presente relazione viene redatta su incarico della società Enfinity Solare S.r.l. – in rappresentanza della EG EDO S.r.l. Sede legale: via dei Pellegrini, 22, 20122 Milano (MI), partita iva e codice fiscale 11616350960 -, al fine di **valutare le potenzialità e gli aspetti tecnico-agronomici finalizzati alla realizzazione dell'impianto agro-fotovoltaico (o agrivoltaico) "e-VerGREEN", nel Comune di Santhià (VC)**, con le seguenti caratteristiche:

- Potenza nominale complessiva: 76.6 MWp.
- Superficie catastale interessata: 140.53 ha.
- Superficie di impianto recintata: 103.07 ha.
- Superficie destinata alle attività agricole: **107.93 ha\***.
- Classificazione architettonica: impianto a terra.
- Ubicazione: Regione Piemonte; Provincia di Vercelli; Comune di Santhià → area di impianto e parte delle opere di rete; Comune di Carisio → parte delle opere di rete.
- Particelle superficie catastale disponibile: F.7 P.1, 2, 10, 45 – F.8 P.1, 25, 27, 28, 70, 82, 105, 121, 134, 154, 162 – F.9 P.9, 21, 165, 166, 168, 169, 170, 176, 177 – F.10 P.1, 2, 86, 88, 90 – F.12 P.285, 294.
- Particelle superficie di impianto recintata: F.7 P.1 – F.8 P.1, 25, 70, 82, 121, 134, 154, 162 – F.9 P.21, 169 – F.10 P.1, 2, 86, 88, 90.
- Ditta committente: EG EDO S.r.l.

L'elaborato è finalizzato a:

- 1. introdurre il concetto di *agrivoltaico*;**
- 2. descrivere l'area di intervento progettuale;**
- 3. illustrare gli interventi di carattere agronomico-ambientale previsti dal progetto** in ottica di uso plurimo (agro-energetico) della risorsa suolo;
- 4. delineare gli accorgimenti gestionali da adottare;**
- 5. valutare la conformità del progetto rispetto alle "Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici" pubblicate dal MiTE il 27 giugno 2022\*\*.**

→ La presente Rev#1, che integra/migliora e sostituisce la precedente versione depositata agli atti, costituisce un aggiornamento del lavoro, anche al fine di ottemperare alle richieste formulate dagli Enti (i.e. osservazioni del pubblico, pareri, richieste di integrazioni) nell'ambito dell'Istruttoria tecnica CTPNRR-PNIEC.

Tale documento costituisce parte integrante e sostanziale della documentazione presentata per l'istanza di VIA Nazionale, di cui all'Art.23 D. Lgs.152/2006.

\* Rispetto alla superficie destinata alle attività agricole precedentemente stimata in assenza di criteri e metodi "ufficiali" – tenuto conto dell'assenza di indicazioni ai tempi della prima sottomissione del progetto - (cfr. FTV22CP05-AMB-R-13-Relazione\_agronomica), in applicazione alle "Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici" pubblicate dal MiTE il 27 giugno 2022 è stata computata una superficie per l'attività agricola al netto delle aree di ingombro dei moduli fotovoltaici (ancorchè le medesime saranno in gran parte coltivate) e delle tare di progetto.

\*\* Si evidenzia che le Linee Guida in materia di impianti agrivoltaici sono state pubblicate in data 27/06/2022. L'istanza del progetto in argomento è stata depositata in data antecedente alla pubblicazione delle predette Linee Guida ovvero il 17/05/2022 (come consultabile dal portale MASE – Id procedura 8435).

# 1. Introduzione all'Agrivoltaico

Secondo l'ultimo rapporto dell'European Environment Agency (EEA,2022), l'Unione Europea ha raggiunto l'obiettivo 2020 di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra, raggiungendo il 34% in meno rispetto al 1990. Tra i fattori chiave che hanno consentito tale miglioramento rientrano *“la diffusione delle energie rinnovabili, l'uso di combustibili fossili a minore intensità di carbonio e il miglioramento dell'efficienza energetica, i cambiamenti strutturali nell'economia, la minore domanda di riscaldamento dovuta agli inverni più caldi in Europa”*, così come anche gli effetti del COVID-19.

Tuttavia, la strada da percorrere risulta ancora lunga. Infatti nell'ambito del Green Deal europeo, nel settembre 2020 la Commissione Europea ha richiesto di:

- innalzare al 55% la riduzione entro il 2030 delle emissioni nette di gas climalteranti rispetto ai livelli del 1990 (sino ad una economia climaticamente neutra entro il 2050);
- portare la produzione di energia prodotta da FER ad una quota di almeno il 32%;
- incrementare di almeno il 32.5% l'efficienza energetica.

Ciò comporta la necessità di rivedere al rialzo gli obiettivi nazionali del PNIEC<sup>1</sup>. In questa prospettiva sarà fondamentale il ruolo dell'energia prodotta dal settore fotovoltaico (considerato che in larga misura tale gap potrà essere coperto da nuova capacità installata e collegata alla fonte solare).

La tecnologia fotovoltaica ha raggiunto un grado di maturità tecnologica che, unitamente alla diminuzione dei costi e alla crescita dei volumi produttivi dei moduli (e dispositivi connessi), la rende un valido sostituto delle fonti fossili per la generazione di energia elettrica. Invece dei 51.000 MW di potenza previsti dal PNIEC, si dovrà salire almeno a 65.000 MW: un incremento di circa 44.000 MW rispetto ai 22.594 MW installati in Italia a fine 2021 (GSE, 2022). I nuovi scenari, quindi, impongono di triplicare la potenza di fotovoltaico, installata in Italia, entro il 2030.

Il principale fattore limitante delle installazioni, però, è legato alla disponibilità di superfici, considerando che il progressivo aumento della popolazione mondiale (che si suppone supererà i 9.5 Miliardi nel 2050 (Gerland et. al, 2014), porta con sé - oltre all'incremento di domanda in termini di energia -, anche un aumento della domanda in termini di cibo e, quindi, di terre coltivabili.

Le soluzioni agrivoltaiche, che consistono nell'installazione di grandi impianti fotovoltaici a terra progettati in modo da consentire la contestuale coltivazione dell'area sottostante, costituiscono una valida risposta a questo apparente conflitto (considerando inoltre che per raggiungere i nuovi obiettivi al 2030 occorrerà prevedere un utilizzo di superficie agricola tra 30.000-40.000 ettari - valore di poco superiore al 0.3% della Superficie Agricola Totale Nazionale Italiana censita nel 2021<sup>2</sup>). È ormai fondamentale, di fatto, utilizzare tecnologie che assicurino la compatibilità tra gli obiettivi energetici e climatici e gli obiettivi di tutela del paesaggio, di qualità dell'aria e dei corpi idrici, di salvaguardia della biodiversità e di tutela del suolo (Legambiente, 2020).

Un impianto agrivoltaico può essere definito come ***“un impianto fotovoltaico, che nel rispetto dell'uso agricolo e/o zootecnico del suolo, anche quando collocato a terra, non inibisce tale uso, ma lo integra e supporta garantendo la continuità delle attività pre-esistenti ovvero la ripresa agricola e/o zootecnica e/o biodiversità sulla stessa porzione di suolo su cui insiste l'area di impianto, contribuendo così ad ottimizzare l'uso del suolo stesso con ricadute positive sul territorio in termini occupazionali, sociali ed ambientali”***<sup>3</sup>.

Si tratta, quindi, di una soluzione di *“solar sharing”*, poiché la risorsa radiativa proveniente dal sole viene ripartita fra il processo di coltivazione e quello di generazione energetica. Tale approccio, tuttavia, costituisce una valida opportunità alternativa anche nei confronti dei sistemi agricoli intensivi in un'ottica di maggior sostenibilità di lungo termine e rappresenta una concreta possibilità per una progressiva riduzione d'emissione di inquinanti ambientali per tutto il comparto. Si è stimato, infatti, che l'agricoltura

<sup>1</sup> Piano nazionali integrati per l'energia e il clima: obiettivo fissato per i PNIEC degli Stati membri richiedeva una riduzione del 40%, pari al doppio di quella stabilita per il 2020: -20%, il nuovo target prevede di quasi triplicarla.

<sup>2</sup> Tavole con dettaglio prevalentemente regionale e per Provincia autonoma relative al 7° Censimento Generale dell'Agricoltura <https://www.istat.it/it/files//2022/08/censimento-agricoltura-2021.xlsx>

<sup>3</sup> Demofonti- 4 Agosto2021- Gdl Agro-fotovoltaico. <https://www.italiasolare.eu/eventi/>

intensiva risulta essere una fonte significativa di emissioni, responsabile - nel 2015 - del 6.9% delle emissioni totali di gas serra (risultando, **di fatto**, la terza fonte di emissioni di gas serra dopo il settore energetico e quello industriale<sup>4</sup>).

Esistono svariati sistemi che consentono di combinare la produzione agricola con altri sistemi produttivi, vedasi, ad esempio, i sistemi agroforestali che prevedono la coltivazione di colture arboree ed erbacee sulla stessa superficie su piani differenti.

È ampiamente provato, infatti, come l'utilizzo simultaneo di una stessa superficie, con finalità plurima, consenta di aumentare il Rapporto di Suolo Equivalente (Land Equivalent Ratio, LER<sup>5</sup>, Figura 1) rispetto all'impiego della stessa superficie per un'unica produzione (Fraunhofer,2020; Valle et al., 2017).



**Figura 1.** Aumento del LER attraverso l'utilizzo combinato della superficie (Fraunhofer,2020).

Diversi studi, mirati alla valutazione tecnica ed economica di questo sistema (Schindele et al., 2020), **oltre che** all'analisi della compatibilità tra la coltivazione agraria e l'installazione di pannelli in molteplici casi reali (Aroca-Delgado et al., 2018), dimostrano che l'agrivoltaico aumenta l'efficienza d'uso del suolo consentendo la simultanea coltivazione e produzione di energia, sfruttando la sinergia tecnico-ecologica-economica dei due sistemi. Secondo uno studio dell'ENEA ("Agenzia Nazionale per le Nuove Tecnologie, l'Energia e lo Sviluppo Economico Sostenibile"), infatti, gran parte del terreno al di sotto dei pannelli solari (80-90%) può essere lavorato con comuni macchine agricole. Il restante 10-20% non è comunque sprecato perché può essere sfruttato in altri modi (e.g. coltivazione di orti, realizzazione di pascoli, e tutte quelle attività che non impiegano macchinari di grandi dimensioni) o semplici tare da poter valorizzare a livello ambientale<sup>6</sup>.

L'agrivoltaico può rappresentare, quindi, una *"nuova possibilità in ambito agricolo laddove, tramite modelli "win-win", si possano esaltare le sinergie tra produzione agricola e generazione di energia"* (M. Iannetta, responsabile della Divisione ENEA di Biotecnologie e Agroindustria). A giudizio degli scriventi, per quanto di propria competenza, **l'agrivoltaico rappresenta un'interessante opportunità per l'Italia poiché consente di garantire la compatibilità tra la produzione agricola e la produzione energetica attraverso nuove tecnologie, nel rispetto delle norme vigenti - a tutela del territorio, del paesaggio, delle comunità locali e delle loro attività -, con benefici in termini di sostenibilità ambientale, economica e sociale (e ricambio generazionale in agricoltura).**

In conclusione di trattazione, quindi, si riporta una sintesi dei risultati raggiungibili con questo tipo di approccio progettuale (Marrou H. et al.,2013; Weswelek A. et al.,2019):

- **sinergia di risultati:** è possibile conseguire esiti produttivi superiori alla semplice somma dei risultati raggiungibili singolarmente da produzione agricole ed energetiche isolate applicate (i.e. indice LER (*Land Equivalent Ratio*) superiore all'unità);
- **ottimizzazione della scelta colturale:** attraverso una razionale ed efficace identificazione di soluzioni agro-zootecniche e ambientali capaci di manifestare la piena espressione del risultato produttivo atteso;

<sup>4</sup> <https://www.controlsecurityambiente.com/inquinamento-causato-dalle-coltivazioni-agricole-intensive/>

<sup>5</sup> LAND EQUIVALENT RATIO (LER): rapporto tra la superficie in coltura unica e la superficie in consociazione necessaria per ottenere la stessa resa a parità di gestione. È la somma delle frazioni delle rese in consociazione divise per le rese in coltura unica. <http://www.fao.org/3/x5648e/x5648e0m.htm>

<sup>6</sup> <https://www.futuraenergie.it/2021/03/08/agrovoltaiico-i-vantaggi-del-fotovoltaico-in-agricoltura/>

- **diversificazione del sistema agro-ecologico:** attraverso l'adozione di regimi non convenzionali (quali biologico, agricoltura conservativa, agricoltura sostenibile) finalizzati al raggiungimento di obiettivi di compatibilità ambientale e sostenibilità ecologica sommati a indirizzi di "diversificazione verde" ("*greening*") mediante la realizzazione di elementi d'interesse ecologico ("*ecological focus area*") ed elementi caratteristici del paesaggio. Tale soluzione ambirebbe a costituire una "rete ecologica" aziendale capace di connettersi a quella territoriale mediante la realizzazione di fasce tampone, margini inerbiti, siepi arboreo-arbustive ed altre infrastrutture ecologiche;
- **coerenza con gli orientamenti normativi nazionali e comunitari:** L. n. 108/2021, Green deal e PNIEC;
- **creazione di un nuovo modello tradizionale:** grazie alla gamma di miglioramenti ambientali, alla rifunzionalizzazione agro-ecologica e all'adozione di un design impiantistico in grado di coniugare con successo la disponibilità delle risorse con le esigenze della società attuale. L'aspirazione ambirebbe alla definizione di "nuovo modello tradizionale", capace di limitare le inefficienze di sistemi agricoli fragili e rafforzare la solidità economica territoriale con filiere innovative stabili e diversificate.

## 1.1. Principi della soluzione agrivoltaica

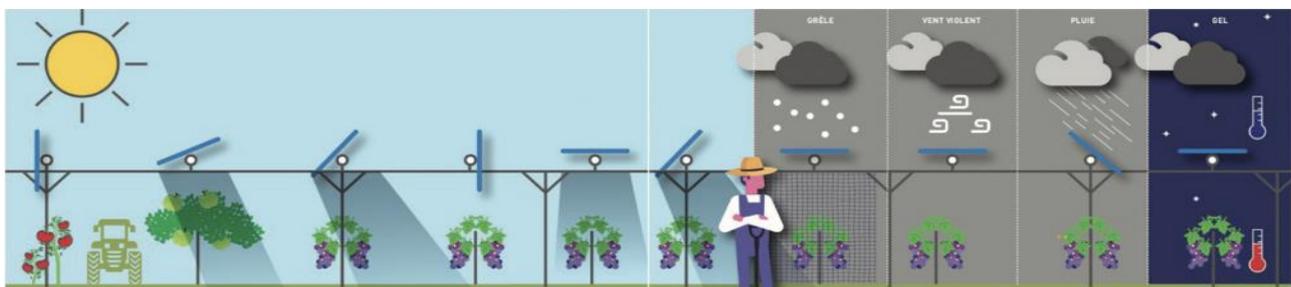
Il complesso dei requisiti agronomici ed ingegneristici associati/associabili alla proposta agrivoltaica la rendono un vero e proprio sistema integrato agro-energetico: un **insieme articolato di processi tecnologici connessi l'uno all'altro a costituire un modello funzionalmente unitario di attività agricole (e.g. coltivazione e/o pascolamento e/o allevamento) e di generazione elettrica da fonte solare.**

L'associazione tra l'installazione di pannelli fotovoltaici e contestuali coltivazioni sulla stessa superficie è un concetto che è stato introdotto già nel 1982 (Goetzberger and Zastrow, 1982) e **attualmente - in Italia e nel mondo - si stanno finalmente diffondendo impianti commerciali che utilizzano questo sistema.**

Diversi studi (Weselek et al., 2019; Hassanpour A. et al., 2018; Fraunhofer, 2020; Toledo e Scognamiglio, 2021) ne mettono in luce i molteplici vantaggi, quali a titolo di esempio:

- incremento d'efficienza d'uso del suolo;
- incremento d'efficienza d'uso dell'acqua (e contenimento dei consumi idrici);
- miglioramento dello stoccaggio dell'acqua piovana e rallentamento del ciclo dell'acqua;
- miglioramento dello stock di C organico del suolo;
- generazione di fonte di reddito aggiuntiva per gli agricoltori e consolidamento delle produzioni agrarie;
- creazione di un ambiente favorevole per insetti pronubi.

La presenza dei moduli su suolo agrario non preclude, quindi, l'uso agricolo dell'area e, anzi, tale modello agrivoltaico può rappresentare il percorso virtuoso per coniugare la produzione alimentare e/o agro-zootecnica e la produzione energetica da fonti rinnovabili (Figura 2).



**Figura 2.** Illustrazione del funzionamento di un sistema agrivoltaico (Fraunhofer, 2020).

Le soluzioni tecnologiche finora adottate per questo tipo di impianti (Figura 3), hanno visto l'adozione di soluzioni diversificate tra le quali si citano, per esempio: **i)** impianti fissi, previo innalzamento della componente fotovoltaica, in modo da consentire il passaggio dei macchinari agricoli; **ii)** installazione di moduli verticali per il privilegio di produzioni energetiche in fasce orarie non di punta; **iii)** sistemi ad

inseguimento su singolo o doppio asse più o meno spazializzati in relazione a soluzioni di miglior compromesso.

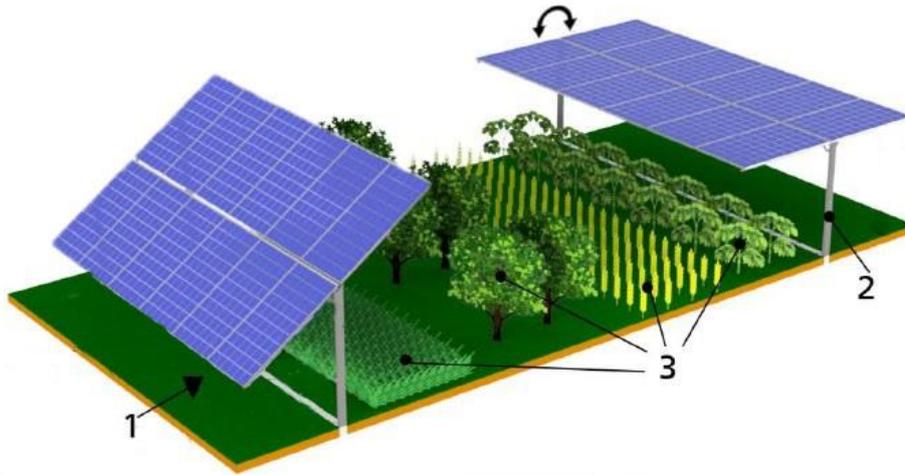
Esistono, inoltre, esempi di tecnologie brevettate specificatamente per l'ambito agrivoltaico (e.g. tensostrutture sulle quali alloggiare inseguitori solari).



**Figura 3.** Esempi di differenti soluzioni agrivoltaiche: impianti fissi (Legambiente, 2020); moduli verticali; sistemi di inseguimento (Toledo e Scognamiglio, 2020); Sistema Agrovoltaico® (<https://remtec.energy/agrovoltaico>).

Con specifico riferimento all'utilizzo di sistemi a inseguimento (i.e. *tracker*), peraltro, è possibile effettuare forme di regolazione sull'inclinazione dei pannelli in grado di tener conto non solo dell'ottimale produzione energetica, ma anche di esigenze colturali (e.g. quantità di radiazione solare necessaria in specifiche fasi fenologiche della coltura sottostante) e per specifiche operazioni meccaniche (Figura 4).

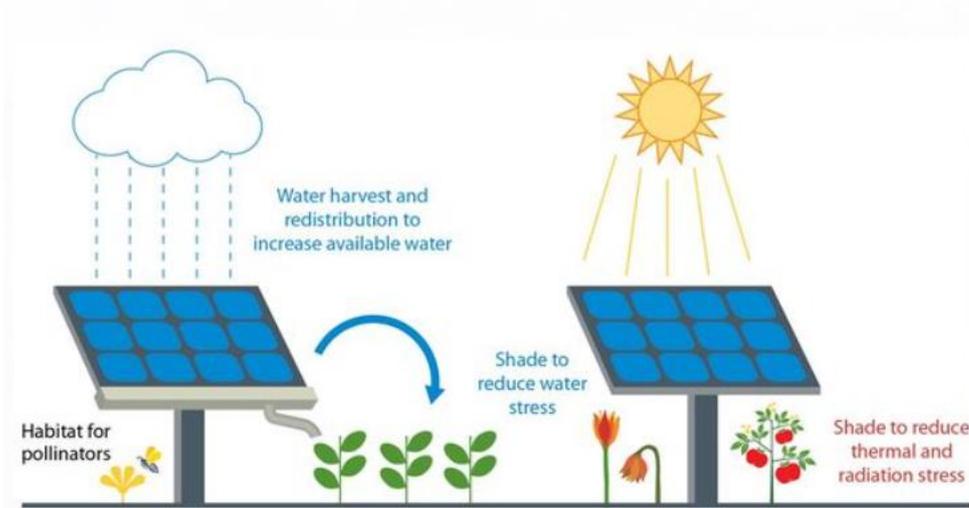
Sono documentati, inoltre, esempi di integrazione tra gestione agronomica e produzione di energia fotovoltaica, progettati e regolati in modo da ottenere un equilibrio virtuoso tra produzione agricola ed energetica (Dupraz, 2011).



**Figura 4.** Esempio di sistema agrivoltaico: 1= Area coltivabile; 2= Palo di sostegno del modulo fotovoltaico; 3= Esempi di diverse colture (modificato da Fraunhofer ISE).

Per quanto concerne elementi quali irraggiamento, temperatura dell'aria, e umidità del suolo (Figura 5), alcuni studi condotti hanno rilevato come la presenza di pannelli fotovoltaici possa arrivare a creare alcune variazioni microclimatiche con esternalità utili a fini agro-produttivi (Armstrong et.al 2016), tra cui:

- **Irraggiamento:** la presenza del pannello fotovoltaico riduce la percentuale di radiazione diretta, ovvero quella che raggiunge direttamente il suolo, con intensità variabile in funzione della distanza dal filare fotovoltaico, del momento del giorno e del periodo dell'anno (ma, al contempo, si prevede un aumento della quantità di radiazione diffusa).
  - ➔ In base alle specie selezionate (specialmente per le piante sciafile o brevi-diurne) questo aspetto potrà tradursi, laddove opportunamente gestito, in un incremento complessivo della produzione di sostanza secca e della qualità.
- **Temperatura dell'aria:** il parziale ombreggiamento può attenuare l'impatto negativo delle elevate temperature, mitigando le temperature estreme dell'aria e del suolo e promuovendo, pertanto, un maggior accrescimento radicale (anche grazie alla maggior umidità del terreno).
  - ➔ Ogni specie vegetale, infatti, necessita di una specifica temperatura minima per accrescersi, il cosiddetto "zero di vegetazione", e temperature troppo elevate possono fortemente condizionare l'accrescimento delle piante.
- **Umidità del suolo:** il parziale ombreggiamento che viene a verificarsi può determinare una diminuzione della evapotraspirazione e della carenza idrica estiva (specie in ottica futura, nell'ipotesi di aggravio di tale aspetto in relazione ai dinamismi causati dai cambiamenti climatici (e.g. incremento di frequenza di periodi siccitosi)).
  - ➔ La riduzione dell'evaporazione di acqua dal terreno, in particolare, consente un più efficace utilizzo della risorsa idrica del suolo.



**Figura 5.** I benefici per le colture in un sistema agrivoltaico (InSPIRE/Project | Open Energy Information (openei.org).

Per quanto riguarda l'effetto di tali variazioni sulle coltivazioni, esso cambia in funzione delle specie coltivate e della relativa sensibilità all'ombreggiamento (Marrou, 2013; Agostini et al., 2021). I risultati ottenuti, inoltre, variano anche in funzione del luogo in cui la sperimentazione è stata condotta.

L'installazione dei pannelli su suoli agricoli in ambienti aridi mostra effetti molto positivi in ragione della protezione da una radiazione eccessiva e della riduzione dell'evapotraspirazione.

Non esiste quindi uno standard di sviluppo univoco, ma ci sono diverse variabili che vanno analizzate in base alla situazione locale quali:

- l'ubicazione geografica dell'impianto,
- il tipo di coltura (anche tenuto conto delle coltivazioni tipiche e/o tradizionali locali),
- il tipo di terreno,
- la conformazione del territorio.

*“Riteniamo che non esista un solo agrivoltaico, ma diverse soluzioni da declinare secondo le specifiche caratteristiche dei siti oggetto di intervento: la sfida è trasformare una questione tecnica in una questione di cultura complessa, con un approccio transdisciplinare supportato dai risultati della ricerca sulle migliori combinazioni colture/sistemi fotovoltaici”.* (A. Scognamiglio, ENEA - task force Agrivoltaico Sostenibile).

Per quanto riguarda l'Italia, studi recentemente condotti hanno dimostrato che l'ombra generata dai moduli ha un impatto minimo sulla resa agricola e, in alcuni casi, migliora addirittura la produzione (Agostini et al., 2021). Nel caso del frumento, ad esempio, sono stati registrati incrementi produttivi nelle annate siccitose (ma decrementi nelle annate più umide); l'ombreggiamento risulta inoltre favorire il contenuto proteico delle cariossidi (Weselek et al., 2019).

Uno studio condotto nel 2011 (Dupraz et al., 2011) indica, per il grano duro coltivato sotto pannelli (installati a densità minore (rispetto al fotovoltaico tradizionale) per consentire la coltivazione), solo un -13 % in sostanza secca e un -8% di raccolto rispetto a un contesto ordinario. Tali delta vengono giudicati “non significativi” nell'insieme delle cose, soprattutto considerato il valore aggiunto economico e ambientale offerto dalla produzione energetica.

Per quanto riguarda il mais la produzione risulta leggermente inferiore in sistemi agrivoltaici in condizioni di risorsa idrica non limitante e addirittura superiore in condizioni di stress idrico (Amaducci et al., 2019).

Per altre coltivazioni sperimentate in impianti agrivoltaici, Schindele et al., 2021 riportano esempi di coltivazione in Germania di patate, frumento, orzo primaverile, barbabietola, porri, sedano, trifoglio e leguminose.

L'Enel<sup>7</sup> ha attualmente in corso diversi progetti in Grecia, Spagna e Italia in cui si stanno sperimentando i risultati ottenibili per erbe aromatiche, fiori, prati polifiti e varie colture ortive, tra cui anche leguminose.

<sup>7</sup> <https://www.enelgreenpower.com/it/media/news/2021/02/agri-fotovoltaico-nuove-soluzioni>

Guardando oltre confine, vale la pena evidenziare come la Francia sia stato il primo paese EU a implementare, nel 2017, addirittura un sistema di supporto economico per l'installazione di sistemi agrivoltaici.

Oltreoceano, invece, il Giappone (nel 2013) ha promulgato una legge che consente l'installazione di pannelli fotovoltaici in contesti agricoli a patto di garantire l'utilizzo dell'80% della superficie a fini agricoli. In Cina (Xue, 2017) tra il 2015 e il 2017 si stima siano stati installati 4.0 GWp di sistemi agrivoltaici. La Corea del Sud, nel 2016, ha installato 100 kWp agrivoltaici con coltivazioni di riso, soia, cavolo e altri vegetali<sup>8</sup>.

Le scelte di questi paesi scaturiscono anche dalla consapevolezza dell'attuale contesto climatico (sempre più spesso caratterizzato eventi straordinari), nel quale le colture potranno addirittura giovare dell'effetto protettivo dei pannelli contro gli eventi estremi quali, ad esempio, grandine, siccità, e temperature estreme.

**In fine un** recente rapporto del National Renewable Energy Laboratory (NREL) (Macknick et al., 2022), redatto alla fine della seconda fase triennale di ricerca sulle sinergie tra energia solare e agricoltura, riassume molto bene quali siano gli elementi fondamentali per il successo di un progetto fotovoltaico, identificando cinque elementi cardine su cui lavorare quando si imposta un progetto (definendola la ricetta delle "5C"):

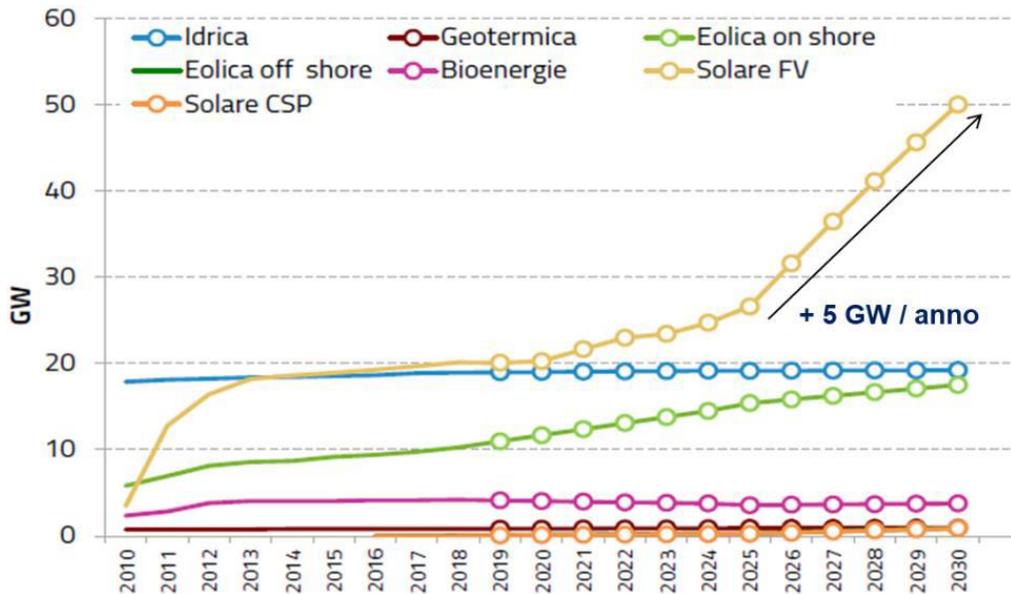
- **clima:** suolo e condizioni ambientali; le condizioni ambientali devono essere adatte sia alla produzione di energia fotovoltaica sia alle colture o alle coperture del suolo desiderate;
- **configurazione:** intesa come tecnologie solari e design; la scelta della tecnologia fotovoltaica, il layout del sito e le altre infrastrutture possono influenzare dalla quantità di luce che raggiunge i moduli solari alla possibilità di far passare un trattore, se necessario, sotto i pannelli.
- **colture:** selezione delle specie e dei metodi di coltivazione, i progetti agrovoltaici devono selezionare colture o coperture del terreno che crescano sotto i moduli, in considerazione del clima locale e che siano redditizie nei mercati locali;
- **compatibilità e flessibilità:** il fotovoltaico deve essere progettato in modo da soddisfare le esigenze concorrenti dei proprietari di impianti fotovoltaici, degli operatori del settore e degli agricoltori o dei proprietari terrieri per consentire attività agricole efficienti;
- **collaborazione e partnership:** per il successo di qualsiasi progetto, la comunicazione e la comprensione tra le aziende agricole e i proprietari terrieri sono fondamentali.

---

<sup>8</sup> <https://greendealflow.com/agrovoltaico-the-new-no-limit-photovoltaics>

## 2. Quadro normativo italiano

Come meglio illustrato nello SIA sviluppato per la presente istanza, le Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) e, tra queste, in particolare, il fotovoltaico, rivestono ormai un ruolo chiave nella “transizione energetica” volta al contenimento del c.d. *Global Warming* e della necessaria progressiva decarbonizzazione del processo di produzione di energia.



**Figura 6.** Stima prospettica dell'incremento atteso di installazione di impianti di produzione energetica da FER. Fonte: PNIEC.

Come sintetizzato dal Report di Elettricità Futura e Confagricoltura (2021)<sup>9</sup>, “nell’ipotesi quindi di dover installare 50 GW di nuova potenza fotovoltaica in meno di nove anni (rispetto ai 21.6 GW realizzati in circa quindici anni), è ragionevole supporre che lo sviluppo atteso dovrà essere assicurato soprattutto dagli impianti a terra, mentre le installazioni su coperture continueranno presumibilmente a crescere con lo stesso ritmo riscontrato ad oggi”. Si consideri che al 2030, in un’ipotesi di ubicazione su suolo di 35 GW di impianti solari, si renderà necessaria una superficie complessiva inferiore allo 0.5% (superiore allo 0.3%) della superficie agricola totale nazionale. A tal proposito, viene sottolineato come “la crescita attesa del fotovoltaico al 2030 dovrà prevedere un più ampio coinvolgimento degli agricoltori e dovrà valutare l’inserimento a terra, su aree agricole, degli impianti FV soprattutto attraverso soluzioni impiantistiche in grado di integrare la produzione di energia in ambito agricolo e di contribuire, se ne ricorrono le condizioni, a rilanciarne l’attività nei terreni abbandonati non utilizzabili o non utilizzati in ambito rurale”.



**Figura 7.** Esempi di progetti agro-fotovoltaici a differente valenza (i.e. zootecnica, ortofrutticola, foraggera e mellifera).

<sup>9</sup> Elettricità Futura e Confagricoltura, 2021. Impianti FV in aree rurali: sinergie tra produzione agricola ed energetica.

Questo importante risultato sancisce, finalmente, la celebrazione di **due elementi essenziali** (quanto controversi e spesso strumentalizzati):

1. gli impianti fotovoltaici utility-scale non comportano forme di “consumo” del suolo (intesa come funzione di abitabilità e nutrizione), al punto che il suolo è in grado di mantenere e addirittura migliorare la propria fertilità;
2. la filiera agricola e quella energetica non sono in contrapposizione ma possono divenire fattori sinergici in cui la componente energetica funge da motore di sviluppo rurale e di crescita/stabilità di comparti a maggior fragilità.

Facendo un breve excursus sul recente framework normativo sull'agrivoltaico, prima dell'emanazione delle “*Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici*”, benché non sussistesse una definizione condivisa e ufficiale di impianto “agrivoltaico” e/o “agro-voltaico”, l'argomento è stato trattato in numerosi documenti di carattere normativo (ancorché con alcuni aspetti ancora frammentari o discordanti). Tra i principali:

- il **Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR)**, nella sua versione definitiva trasmessa alla UE, ha previsto stanziamenti superiori al miliardo di euro per “progetti agri-voltaici” (e relativi monitoraggi), che mirano a rendere più competitivo il settore agricolo. Inoltre, ha inserito l'agrivoltaico (se in possesso di determinati requisiti) tra le produzioni di energia rinnovabile incentivabili e ha fornito indicazioni rispetto alle caratteristiche che deve avere un progetto per essere definito tale.
- **Il Decreto Legge n. 77/2021 del 31 maggio 2021** (i.e. “Decreto Semplificazione”, convertito successivamente in legge - L. n. 108/2021), con particolare riferimento all'art. 31, ha modificato l'art. 65 della legge n. 27 del 24 marzo 2012 (conversione, con modificazioni, del DL n. 1 del 24 gennaio 2012) che al comma 1 escludeva l'accesso agli incentivi statali agli impianti fotovoltaici collocati in aree agricole, introducendo dopo il comma 1-ter i seguenti commi:
  - 1-quater ha previsto che “[...] Il comma 1 (ndr. dell'Art.65 del DL 24 gennaio 2012, n.1, convertito, con modificazioni, dalla legge 24 marzo 2012, n. 27) non si applica agli impianti agrivoltaici che adottino soluzioni integrative innovative con montaggio dei moduli elevati da terra, anche prevedendo la rotazione dei moduli stessi e comunque in modo da non compromettere la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale, anche consentendo l'applicazione di strumenti di agricoltura digitale e di precisione”<sup>10</sup>.
  - 1-quinquies (così come modificato dall'art. 11, comma 1, lettera a, Legge n. 34 del 27 aprile 2022). “[...] L'accesso agli incentivi per gli impianti di cui al comma 1-quater è inoltre subordinato alla contestuale realizzazione di sistemi di monitoraggio, da attuare sulla base di linee guida adottate dal Consiglio per la ricerca in agricoltura e l'analisi dell'economia agraria, in collaborazione con il Gestore dei servizi energetici (GSE) [...], che consentano 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”.
- **La Legge n. 34 del 27 aprile 2022** “Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 1° marzo 2022, n. 17, recante misure urgenti per il contenimento dei costi dell'energia elettrica e del gas naturale, per lo sviluppo delle energie rinnovabili e per il rilancio delle politiche industriali” ha previsto l'estensione della Procedura Abilitativa Semplificata (PAS) agli impianti “agro-voltaici [...] che distino non più di 3 chilometri da aree a destinazione industriale, artigianale e commerciale”.

In riferimento, invece, agli indicatori minimi necessari a qualificare come tale un “sistema AGRO-FV”, nel “*Position Paper - Sistemi AGRO-FOTOVOLTAICI*”<sup>11</sup>, sottoscritto da ANIE Rinnovabili, Elettricità Futura e Italia Solare pubblicato il 02/03/2022, sono state date le prime indicazioni in merito. Nello specifico, in base

<sup>10</sup> Per completezza di trattazione occorre citare che il medesimo DL al c.1-quinquies prevede come “L'accesso agli incentivi per gli impianti di cui al comma 1-quater è inoltre subordinato alla contestuale realizzazione di sistemi di monitoraggio che consentano 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” e al c.1-sexies che “Qualora dall'attività di verifica e controllo risulti la violazione delle condizioni di cui al comma 1-quater, cessano i benefici fruiti”.

<sup>11</sup> [www.italiasolare.eu/wp-content/uploads/2022/03/AR-EF-IS-Position-Paper-Agrivoltaico.pdf](http://www.italiasolare.eu/wp-content/uploads/2022/03/AR-EF-IS-Position-Paper-Agrivoltaico.pdf)

al documento sopracitato, un impianto per essere classificato come “agrivoltaico” doveva rispettare tre specifiche condizioni, di seguito sintetizzate:

- 1) la fattibilità dell’attività agricola del sistema deve essere asseverata da parte di un tecnico competente, sia in fase autorizzativa, sia annualmente.
- 2) l’esecuzione del monitoraggio ed il controllo dei fattori della produzione, le cui modalità devono essere scelte in base alla tipologia di attività esercitata.
- 3) il limitare la superficie non utilizzabile ai fini agricoli (ovvero le porzioni di suolo non più disponibili dopo l’installazione dei moduli, come ad esempio quelle occupate dalle strutture di sostegno) a non più del 30% della superficie totale del progetto.

Lo stesso documento, inoltre, contribuisce a definire alcuni criteri incrementali definiti “Plus”, che misurano un più elevato livello di integrazione dell’attività di produzione di energia da fonte fotovoltaica sulle superfici vocate alla produzione primaria, quali ad esempio:

- l’utilizzo di strumenti digitali facenti parte della sfera dell’agricoltura di precisione (o agricoltura 4.0);
- il miglioramento dell’utilizzo della risorsa idrica mediante accorgimenti tecnico-agronomici che si traduca in un aumento del valore d’uso del suolo;
- l’utilizzo di misure di mitigazione ambientali atti a favorire un miglior inserimento dell’impianto nel contesto agricolo e rurale;
- la tutela della biodiversità, delle specie di interesse agrario, del suolo dai fenomeni erosivi e l’uso di colture identitarie del territorio o specie zootecniche autoctone.

Infine, il 27 giugno 2022 sono state pubblicate le “Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici” elaborate e condivise da un gruppo di lavoro coordinato dal Ministero della Transizione Ecologica (MiTE) come meglio approfondito nel successivo capitolo dedicato.

## 2.1. Linee guida in materia di impianti agrivoltaici - MiTE

Le “Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici” (MiTE,2022) sono il frutto di un lavoro congiunto tra **CREA**<sup>12</sup>, **GSE**<sup>13</sup>, **ENEA**<sup>14</sup> ed **RSE**<sup>15</sup>, coordinato dallo stesso MiTE, allo scopo di rappresentare un punto di riferimento per l’Agrivoltaico in Italia, non solo per poter definire cosa renda un impianto, che usa la tecnologia fotovoltaica, “agrivoltaico”, ma anche per identificare elementi concreti e quantificabili che consentono di distinguere tra diversi tipi di impianti agrivoltaici, identificando, tra questi, quali possano/potranno (o meno) accedere ai contributi statali e del PNRR.

Questo documento tratta in dettaglio gli aspetti e i requisiti che i sistemi agrivoltaici devono rispettare al fine di “[...] rispondere alla finalità generale per cui sono realizzati, ivi incluse quelle derivanti dal quadro normativo in materia di incentivi”. In particolare:

- **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;
- **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;
- **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 e la produttività agricola;

<sup>12</sup> Consiglio per la ricerca in agricoltura e l’analisi dell’economia agraria

<sup>13</sup> Gestore dei servizi energetici S.p.A

<sup>14</sup> Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l’energia e lo sviluppo economico sostenibile

<sup>15</sup> Ricerca sul sistema energetico S.p.A

- **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.

**Il rispetto dei requisiti A, B è necessario per definire un impianto fotovoltaico realizzato in area agricola come “agrivoltaico”. Per tali impianti dovrebbe inoltre essere previsto il requisito D.2 (vedi sotto).**

Il rispetto dei requisiti A, B, C e D è necessario per soddisfare la definizione di “impianto agrivoltaico avanzato” diventando meritevole dell’accesso agli incentivi statali a valere sulle tariffe elettriche, come stabilito dall’articolo 65, comma 1-quater e 1-quinquies del DL n. 1/2012.

Il rispetto dei requisiti A, B, C, D ed E rappresenta infine pre-condizione per l’accesso ai contributi PNRR. Le Linee Guida individuano, infine, alla parte III “*Ulteriori requisiti e caratteristiche premiali dei sistemi agrivoltaici*”, quali ulteriori fattori premiali o criteri di selezione prioritari per l’accesso ai contributi PNRR (e non requisiti minimi per definire un impianto come agrivoltaico). Tra i fattori premiali, uno “spunto” fornito dalle Linee Guida, è quello di individuare un perimetro di soggetti “[...] *che meglio si adattano a realizzare la produzione combinata di energia e prodotti agricoli*” ed in particolare:

- **SOGGETTO A** “[...] impresa agricola (singolo o associata), che realizza il progetto al fine di contenere i propri costi di produzione, utilizzando terreni agricoli di proprietà”.
- **SOGGETTO B** “[...] Associazione Temporanea di Imprese (ATI), formata da imprese del settore energia e da una o più imprese agricole che, mediante specifico accordo, mettono a disposizione i propri terreni per la realizzazione dell’impianto agrivoltaico”.

**Entrando invece nel dettaglio dei parametri che qualificano un impianto fotovoltaico come “agrivoltaico” si identificano i seguenti sotto-requisiti:**

- **A.1 Superficie minima coltivata:** l’area oggetto di intervento deve essere adibita, per tutta la vita tecnica dell’impianto agrivoltaico, alle coltivazioni agricole, alla floricoltura o al pascolo di bestiame garantendo che almeno il 70% della superficie totale del sistema agrivoltaico sia destinata all’attività agricola;
- **A.2 Percentuale di superficie complessiva coperta dai moduli (LAOR - Land Area Occupation Ratio):** il rapporto tra la superficie totale di ingombro dell’impianto fotovoltaico e la superficie totale occupata dal sistema agrivoltaico non deve essere superiore al 40%;
- **B.1.a Esistenza e resa della coltivazione:** per valutare gli effetti dell’attività concorrente energetica e agricola, occorre accertare la destinazione produttiva agricola dei fondi rustici destinati al progetto, valutando e confrontando il valore della produzione agricola media ante intervento con quello della produzione agricola ipotizzata per il sistema agrivoltaico, espressi in €/ha o €/UBA;
- **B.1.b Mantenimento dell’indirizzo produttivo:** ove già presente una coltivazione a livello aziendale, andrebbe garantito il mantenimento dell’indirizzo produttivo o l’eventuale passaggio ad un nuovo indirizzo produttivo di valore economico più elevato. In ogni caso, sono da mantenere le produzioni DOP e IGP;
- **B.2 Producibilità elettrica minima:** la produzione elettrica specifica di un impianto agrivoltaico (espressa in GWh/ha/anno) non dovrebbe essere inferiore al 60% rispetto alla producibilità elettrica di un impianto fotovoltaico standard;
- **D.2 Monitoraggio della continuità dell’attività agricola:** nel corso della vita di un impianto occorre monitorare, attraverso la redazione di una relazione tecnica asseverata da un agronomo - con cadenza stabilita -, l’esistenza e la resa delle coltivazioni, nonché il mantenimento dell’indirizzo produttivo proposto.

Le Linee Guida forniscono non solo le definizioni, ma anche gli elementi e i concetti necessari per definire le componenti del sistema che consentono di riconoscere un impianto fotovoltaico come *agrivoltaico* quali:

- **Superficie totale di ingombro dell’impianto agrivoltaico ( $S_{pv}$ ):** somma delle superfici individuate dal profilo esterno di massimo ingombro di tutti i moduli fotovoltaici costituenti l’impianto (superficie attiva compresa la cornice). Tale superficie è riferibile alla somma di tutte le superfici dei moduli fotovoltaici proiettate ortogonalmente al terreno.
- **Superficie di un sistema agrivoltaico ( $S_{tot}$ ):** area che comprende la superficie utilizzata per coltura e/o zootecnia e la superficie totale su cui insiste l’impianto agrivoltaico. Tale superficie è

riferibile alla superficie delle singole tessere che vanno a comporre la totalità del Sistema Agrivoltaico proposto.

- **Altezza minima dei moduli fotovoltaici rispetto al suolo:** altezza misurata da terra fino al bordo inferiore del modulo fotovoltaico; in caso di moduli installati su strutture a inseguimento l'altezza è misurata con i moduli collocati alla massima inclinazione tecnicamente raggiungibile. Nel caso in cui i moduli abbiano altezza da terra variabile si considera la media delle altezze.
- **Produzione elettrica specifica di un impianto agrivoltaico ( $FV_{agri}$ ):** produzione netta che l'impianto agrivoltaico può produrre, espressa in GWh/ha/anno.
- **Producibilità elettrica specifica di riferimento ( $FV_{standard}$ ):** stima dell'energia che può produrre un impianto fotovoltaico di riferimento (caratterizzato da moduli con efficienza 20% su supporti fissi orientati a Sud e inclinati con un angolo pari alla latitudine meno 10 gradi), espressa in GWh/ha/anno, collocato nello stesso sito dell'impianto agrivoltaico.

Il Mite introduce, inoltre, il concetto di **Sistema Agrivoltaico** definendolo - nella Parte II al punto 2.1 – le *“Caratteristiche generali dei sistemi agrivoltaici”*, come un *“[...] pattern tridimensionale, composto dall'impianto agrivoltaico, e segnatamente, dai moduli fotovoltaici e dallo spazio libero tra e sotto i moduli fotovoltaici, montati in assetti e strutture che assecondino la funzione agricola, o eventuale altre funzioni aggiuntive, spazio- definito “volume agrivoltaico” o “spazio poro”.*

Ne risulta, dunque, che lo spazio nel quale il pattern fotovoltaico è organizzato è assimilabile ad una sorta di spazio “vuoto” definito **“spazio poro”** ovvero lo *“[...] spazio dedicato all'attività agricola, caratterizzato dal volume costituito dalla superficie occupata dall'impianto agrivoltaico (superficie maggiore tra quella individuata dalla proiezione ortogonale sul piano di campagna del profilo esterno di massimo ingombro dei moduli fotovoltaici e quella che contiene la totalità delle strutture di supporto) e dall'altezza minima dei moduli fotovoltaici rispetto al suolo”.*

Il sistema agrivoltaico inoltre, può essere caratterizzato da diverse configurazioni spaziali (più o meno dense) costituite dalla **tessera**, che può essere intesa come “unica” o come “insieme”, anche nei confini di proprietà di uno stesso lotto o azienda, come riportato in Figura 8.



**Figura 8:** Rappresentazione di un sistema agrivoltaico a unica tessera e a insieme di tessere (Mite,2022).

In conclusione, l'agrivoltaico quale sistema complesso, mira a creare un **connubio virtuoso tra produzione di energia elettrica e agricola, finalizzato a valorizzare e massimizzare le sinergie produttive tra i due sottosistemi (fotovoltaico e colturale) e a garantire funzioni aggiuntive atte a migliorare la qualità ecosistemica dei siti.**

# 3. L'agricoltura in Piemonte e focus in ambito vercellese

## 3.1. Contesto socio-economico e analisi di contesto regionale

Dall'analisi del rapporto annuale *"Piemonte Rurale 2022"*, a cura dell'Osservatorio Rurale, emerge chiaramente come **il contesto socio economico attuale sia caratterizzato da profondi mutamenti del comparto agricolo indotti sia dalla crisi economica/geopolitica internazionale** (connessa prima con l'evento pandemico da Covid19 e, poi, con il conflitto Russo-Ucraino), **sia dalle sfide imposte dai sempre più evidenti cambiamenti climatici e, non ultimo, dall'incremento significativo del costo dell'energia e delle materie prime.**

In particolare, come si legge nel rapporto, la crisi economica causata dalla pandemia prima e dallo scoppio del conflitto Russo-Ucraino poi, ha avuto ripercussioni negative su quasi tutti i settori produttivi. È un chiaro esempio l'incremento della domanda mondiale di gas naturale (situazione aggravata dalla chiusura dei canali commerciali e dalle sanzioni imposte alla Russia) che ha creato uno squilibrio su tutti i mercati e i settori produttivi, generando un aumento anomalo dei prezzi. Come descritto nella relazione annuale sull'andamento socio-economico e territoriale della Regione, realizzata dall'IRES Piemonte, la crisi economica globale causata dal conflitto bellico ha nuovamente stravolto la situazione congiunturale condizionando l'intera annata 2022. Secondo le stime del Fondo Monetario Internazionale il PIL a livello mondiale è previsto in crescita del 3.2% - dopo il +6% del 2021 - e le previsioni per il 2023 sono di un'ulteriore frenata (+2.7%). Il rallentamento della crescita globale interesserebbe soprattutto le economie più avanzate, tra cui quella italiana. La nostra economia nazionale, data l'elevata dipendenza dall'importazione di prodotti energetici, nonostante un miglior andamento del PIL (+3.9% la stima per il 2022), risulta la più colpita dall'aumento dell'inflazione raggiungendo il valore annuo di +12.8% ad ottobre 2022 contro una media nell'area UE dell'11.2%.

Per quanto concerne, in particolare, **il settore agricolo piemontese**, superata la fase critica dovuta alle conseguenze della pandemia da Covid-19, **nel corso del 2022 ha dovuto affrontare un'ulteriore annata negativa condizionata da un andamento climatico anomalo e dal forte rincaro dei prezzi delle materie prime, indotto dalla crisi geopolitica internazionale.** Nello specifico, l'aumento generalizzato dei costi di produzione ha generato un incremento dei prezzi di vendita all'ingrosso e, di conseguenza, al dettaglio, incidendo sulla capacità di spesa delle famiglie piemontesi, già messe a dura prova dal periodo pandemico.

**Soffermatici sugli aspetti climatici**, gli ultimi mesi del 2021 avevano già registrato una scarsità di precipitazioni, e l'inverno 2021/22 (3° più caldo degli ultimi 65 anni che il 3° più secco) si è contraddistinto per la l'assenza di eventi piovosi per una durata di ben 111 giorni a partire dall'8 dicembre. La situazione si è rivelata di particolare gravità soprattutto nel mese di gennaio 2022 quando il bacino del Po (fino alla confluenza col Ticino) ha registrato un dato di appena 5 mm medi di precipitazioni, con un deficit complessivo del 90%. I mesi estivi hanno registrato una temperatura media superiore di +2.2°C rispetto al periodo 1991-2020 risultando la seconda estate più calda dal 1958 dopo quella del 2003. La situazione si è protratta in misura analoga per tutto il periodo estivo (giugno e luglio sono risultati i secondi più caldi di sempre, agosto il quinto). Il deficit pluviometrico, calcolato sulla media degli ultimi 30 anni, è risultato negativo anche in questa stagione con il mese di luglio a segnare il dato peggiore (-45%) contro un valore medio stagionale pari a -18%. **Sono molte le coltivazioni che hanno risentito di questi andamenti**, in particolare quelle per cui i mesi estivi sono determinati per le rese e la qualità delle produzioni. **Tra i seminativi è stato notevole il crollo delle produzioni di mais**, che in Piemonte, nonostante un lieve aumento delle semine (+1%), ha registrato una diminuzione del -18% in produzione raccolta (dati Istat). **Sono stati molti i problemi anche per le produzioni industriali** tra cui spiccano quelle di soia e girasole, entrambe con produzioni inferiori del -4.5% a fronte di un aumento delle superfici superiore al 30%.

Per quanto riguarda **il rincaro dei prezzi delle materie prime**, già nel mese di marzo 2022 si sono osservati, rispetto all'anno precedente, aumenti di prezzo con incrementi di oltre il 60% per l'energia elettrica e i carburanti e del +40% per i fertilizzanti e i concimi. Nei mesi successivi si sono registrati ulteriori rincari che si sono stabilizzati al termine del periodo estivo. Al mese di ottobre le principali voci di spesa si sono attestate sui seguenti incrementi: prodotti energetici (+48%), servizi in conto terzi (+33%), mangimi (+32%) e fertilizzanti

(+28%). Il costo produttivo medio del settore agroalimentare è aumentato del 22.7% con una situazione peggiore per la **zootecnia** (+24%) (fonte Ismea). Gli effetti della crisi e l'alta volatilità dei prezzi delle materie prime hanno avuto effetti tangibili anche sui principali indicatori del settore agricolo. Il valore aggiunto del settore, calcolato dall'Istat a prezzi correnti ha recuperato, nel 2021, lo 0,9% rispetto al 2020 ma, se si guarda all'ultimo triennio, la perdita è stata del 6.8%. Se l'andamento negativo del triennio è da imputarsi soprattutto al 2020, in cui si era registrato un calo del 4.5%, nel 2021 l'aumento dei fattori produttivi (+11.9%) ha vanificato il forte aumento del valore della produzione (+6.5%). Osservando i dati calcolati a prezzi concatenati e, quindi, cercando di neutralizzare l'effetto dei prezzi, il valore aggiunto segna un calo per il terzo anno consecutivo (-5.5%). In questo caso il risultato è frutto di un leggero calo nel valore della produzione (-0.6%) e dell'aumento dei consumi intermedi (+3.9%).

**Venendo alla crisi internazionale, le filiere più colpite dal blocco delle importazioni dall'area del conflitto risultano essere quelle cerealicole, e in particolare, il mercato del grano tenero.** Il settore cerealicolo italiano, pur avendo una produzione non sufficiente a soddisfare le richieste dell'industria nazionale (circa il 30%), ha risentito solo parzialmente della crisi cerealicola, in quanto l'importazione del grano deriva principalmente dal mercato interno comunitario (su tutti Ungheria e Francia che, nel 2019, totalizzavano il 40% delle vendite).

**Sul fronte dell'export le difficoltà legate alla chiusura di alcuni canali commerciali hanno colpito soprattutto alcuni settori ed alcune produzioni.** Nello specifico, il settore delle bevande risulta essere uno dei maggiormente coinvolti. Le aziende piemontesi del settore, nel 2019, totalizzavano infatti vendite per circa 94 mln di € in Russia e 33 mln in Ucraina (rappresentate, per la maggior parte, dalle produzioni vitivinicole).

**Concentrandoci** sugli andamenti degli anni precedenti, il risultato finale del 2020 è stato un aumento dello 0.7% per l'intero settore agroalimentare e di un calo dello 0.4% per i prodotti agricoli. Il 2021 ha proseguito il trend dei mesi precedenti recuperando ampiamente i mancati guadagni del 2020 e segnando, a fine anno, una crescita del 15.4% per l'agroalimentare composto dal +16.2% dell'industria alimentare e dal +6.2% del settore agricolo. Nel complesso il totale delle vendite si è attestato a 7.56 miliardi di €, di cui il 92% ha riguardato i prodotti industriali ed il restante 8% i prodotti agricoli. Tra i **prodotti dell'industria** i numeri maggiori sono stati rappresentati dalle bevande (2.52 mld €; +17.5%) e dalla categoria "altri" in cui ricadono soprattutto le produzioni di caffè e cioccolato (2.33 mld €; +12.3%). Si tratta, inoltre, delle due categorie in cui sono state più rilevanti le esportazioni verso i paesi extra europei che rappresentano, per le bevande (in particolare vini e liquori) il 48% del totale e per gli "altri" il 35%. Per quanto riguarda i **prodotti agricoli** l'84.6% è stato rappresentato dalle produzioni di coltivazioni permanenti (alberi da frutto) che sono cresciute del 9.2%. In questo caso il mercato comunitario rappresenta il 75% del totale ma si segnala una buona crescita delle vendite nel continente asiatico, in particolare nei paesi del Medio Oriente (+13.8%). Il biennio scorso aveva registrato andamenti simili anche sul fronte delle importazioni. In questo caso il 2020 si è chiuso con una diminuzione generale per il settore agroalimentare (-2.2%) e per il settore agricolo (-2.4%); nel 2021, invece, i valori hanno ripreso a crescere portando l'agroalimentare nel suo complesso a chiudere l'anno con acquisti per 4.44 miliardi di € (in aumento dell'8%). In questo caso i prodotti agricoli sono risultati molto più determinanti nella composizione degli acquisti (52%), trattandosi, in molti casi, di materie prime per molte produzioni industriali. Tra le produzioni agricole spicca il ruolo delle produzioni da colture permanenti (1.3 miliardi di €; +6.1%) in cui è rilevante il ruolo dell'America Latina con il 35% del totale. Importante anche il ruolo dell'import di animali vivi per il nostro settore zootecnico. Dopo alcuni anni di calo, nel 2021 gli acquisti di capi di importazione è risalito del 28% in valore (552 milioni di € di cui il 48.5% dalla Francia).

In conclusione, l'annata 2022 è stata problematica soprattutto per i settori ortofrutticoli e per la zootecnia in cui i principali fattori produttivi hanno subito rincari anche superiori al 40%. Nel complesso si è assistito ad una forte perdita del valore aggiunto del settore (-5.5% a valori concatenati). L'unica nota positiva relativa al mercato ha riguardato l'andamento dell'export agroalimentare dove sono stati "recuperati" i mancati guadagni del 2020 con un 2021 che ha segnato a fine anno una crescita del 15% per un valore totale di oltre 7.5 miliardi di €.

**La congiuntura negativa sopradescritta, tuttavia, non sembra aver influenzato la dinamica relativa al numero di aziende agricole che prosegue in un trend calante, ma leggermente attenuato rispetto alle annate precedenti.** Da un punto di vista strutturale, si osserva, infatti, un calo complessivo dell'1.5% nel numero di aziende a causa di una forte diminuzione delle microaziende (sotto i 15.000€ di produzione standard) ma una sostanziale stabilità per quelle medio-grandi. Mentre migliora, dopo anni di stabilità, la quota di aziende guidate da under 40, salendo al 14.2% del totale (nel 2021 erano il 13.3%).

## 3.2. Focus vercellese

La provincia di Vercelli si caratterizza per ambienti naturali e condizioni climatico-edafiche molto differenti, i quali determinano ambiti agricoli altrettanto eterogenei.

Volendo fare un rapido excursus, nell'Alta Valsesia e Val Sessera si trovano le ampie zone dei pascoli – anche di alta quota - con piccoli, ma numerosi, allevamenti zootecnici, mentre, nella Bassa Valsesia, i suoli e il clima creano condizioni ideali per le produzioni vitivinicole (e.g. colline di Gattinara; prealpi Biellesi). Nella Baraggia, le coltivazioni cerealicole e risicole risultano predominanti (grazie anche alla ricchezza in acqua e ai larghi comprensori irrigui serviti dai numerosi consorzi). L'ortofrutta si sviluppa principalmente nella zona di Borgo d'Ale e Saluggia, mentre, nella zona di Crescentino, si trovano le maggiori produzioni zootecniche da carne e lattiero-casearie. L'apicoltura rappresenta una buona realtà "ubiquitaria" della provincia, con oltre 6.000 alveari (ancorché caratterizzata da piccole e piccolissime realtà (i.e. circa 500), talvolta a vocazione prettamente amatoriale).

Secondo quanto riportato nel "6° Censimento Generale dell'agricoltura in Piemonte"<sup>16</sup> - attualmente ultimo censimento disponibile -, **al 2010 la provincia di Vercelli era al quarto posto tra le province piemontesi per Superficie Agricola Totale (SAT) e Superficie Agricola Utilizzata (SAU), con la quasi totalità della superficie agricola disponibile coltivata** (rapporto SAU/SAT del 94.5%). Inoltre, tra le colture più praticate spiccavano i seminativi, con il 54.9% delle aziende provinciali specializzate nella coltivazione del riso (Figura 10).

	2010		
	Aziende (N.)	SAU (ha)	SAT (ha)
Torino	14.249	227.165	263.691
Vercelli	2.677	106.214	128.569
Novara	2.643	62.986	70.098
Cuneo	24.847	313.071	417.116
Asti	8.767	67.708	83.531
Alessandria	10.723	161.701	201.408
Biella	1.897	27.449	34.318
Verbano-Cusio- Ossola	1.345	44.484	100.277
<b>Piemonte</b>	<b>67.148</b>	<b>1.010.780</b>	<b>1.299.008</b>

Figura 9. Aziende, SAU e SAT per provincia - anno 2010<sup>17</sup>.

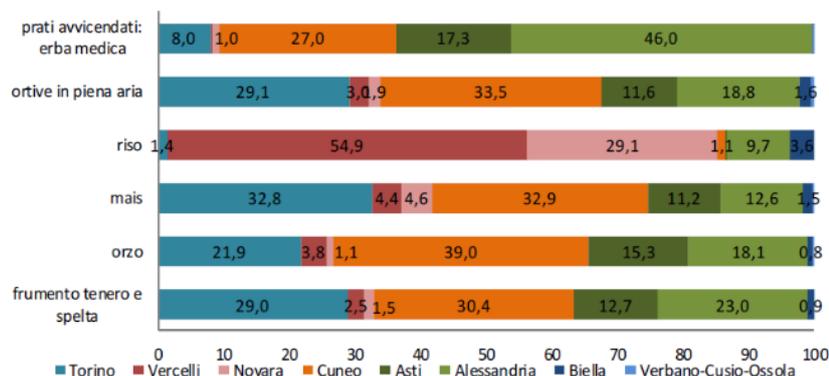


Figura 10. Valori percentuali delle aziende a seminativo suddivise per tipologia di coltivazione e provincia - anno 2010<sup>18</sup>.

Guardando a dati più recenti<sup>19</sup>, la provincia di Vercelli, al 2022, presentava una SAU totale di circa 101.300 ettari, a fronte di una SAT di circa 125.100 ha; tra le principali colture presenti sul territorio provinciale, emergono la coltivazione dei **cereali** (Figura 11), che da soli superano l'80% delle superfici coltivate, e

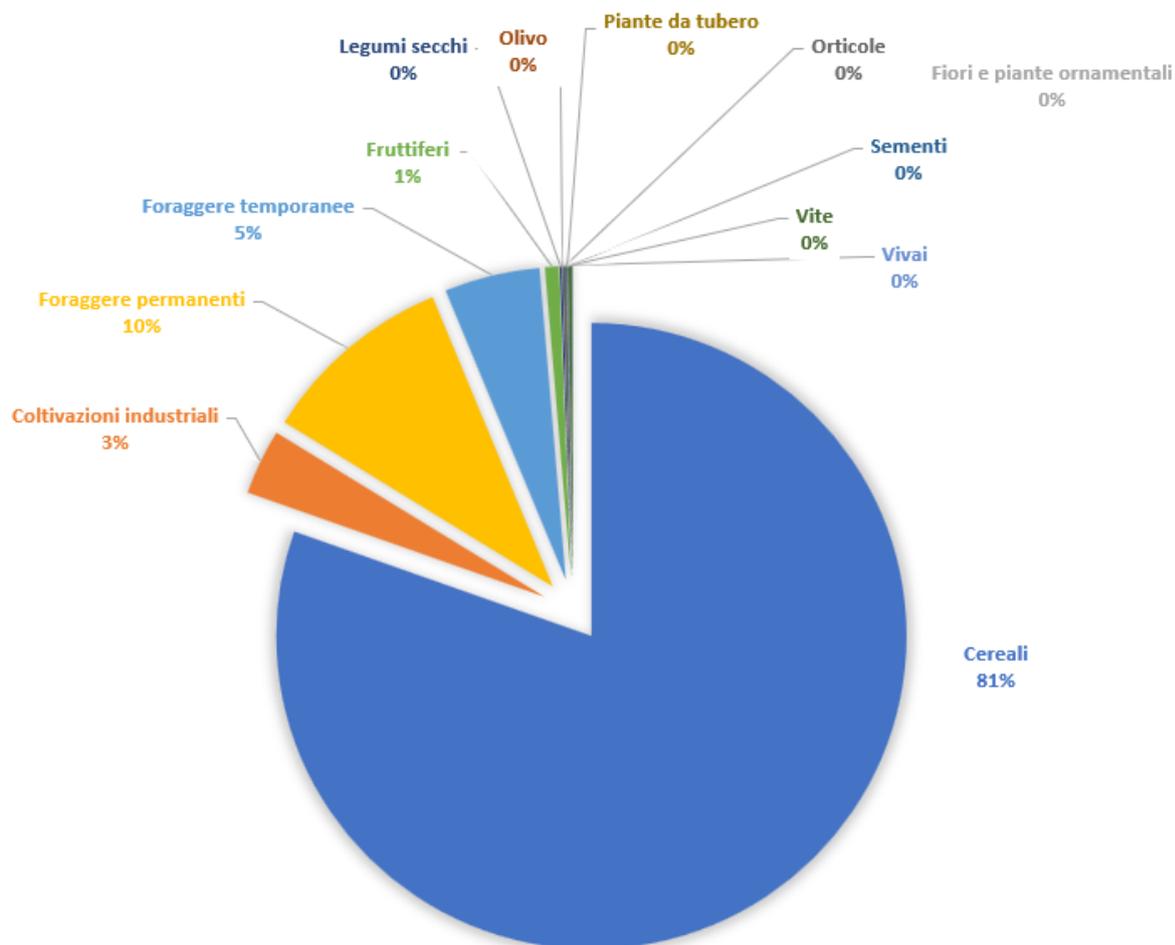
<sup>16</sup> <https://www.istat.it/it/files//2013/02/Agricoltura-Piemonte.pdf>

<sup>17</sup> <https://www.istat.it/it/files//2013/02/Agricoltura-Piemonte.pdf>

<sup>18</sup> <https://www.istat.it/it/files//2013/02/Agricoltura-Piemonte.pdf>

<sup>19</sup> Anagrafe Agricola Unica – Regione Piemonte (<https://servizi.regione.piemonte.it/catalogo/anagrafe-agricola-data-warehouse>)

delle **foraggere sia permanenti che temporanee** (rispettivamente 10% e 5%), seguite, poi, dalle **coltivazioni industriali** - e.g. soia, girasole, colza (3%).



**Figura 11.** Ripartizione percentuale delle principali colture sul suolo agricolo della provincia di Vercelli – anno 2022. Fonte: Anagrafe Agricola Unica – Regione Piemonte.

Dal punto di vista delle specie coltivate, **tra i cereali spicca il riso, che rappresenta l'81% della produzione complessiva, seguito dal mais (16%), mentre tra le coltivazioni industriali il 93% della produzione viene ottenuto dalla soia.**

In particolare, per quanto riguarda il riso due risultano essere le tipologie più diffuse nel vercellese:

1. La DOP "Riso di Baraggia Biellese e Vercellese", – **unica DOP italiana del riso – riconosciuta dal Regolamento CE n. 982/2007 del 21 agosto 2007**, che comprende 28 comuni<sup>20</sup> su un territorio di circa 25.000 ha. Viene tutelata e salvaguardata dal **Consorzio di Tutela della DOP "Riso di Baraggia Biellese e Vercellese"**<sup>21</sup> approvato con decreto Mipaaf e dal **Consorzio di Bonifica della Baraggia Biellese e Vercellese**<sup>22</sup>. Attualmente vi sono circa 10 aziende che lo producono utilizzando esclusivamente varietà autentiche previste (i.e. Arborio, Baldo, Balilla, Carnaroli, S. Andrea, Loto, Gladio) dal **disciplinare di produzione**.
2. Riso di qualità superiore, promosso dalla Camera di Commercio di Vercelli; marchio che offre particolari garanzie di qualità al consumatore poiché il prodotto è sottoposto ad analisi chimiche e merceologiche previste in un apposito disciplinare che stabilisce i parametri di qualità.

<sup>20</sup> La zona DOP ricomprende i territori delle province di Biella e Vercelli e in particolare i seguenti comuni: Albano Vercellese, Arborio, Balocco, Brusnengo, Buronzo, Carisio, Casanova Elvo, Castelletto Cervo, Cavaglia, Collobiano, Dorzano, Formigliana, Gattinara, Ghislarengo, Giffenga, Greggio, Lenta, Massazza, Masserano, Mottalciata, Oldenico, Rovasenda, Roasio, Salussola, San Giacomo Vercellese, Santhià, Villanova Biellese, Villarboit.

<sup>21</sup> [www.stradadelrisovercellese.it/la-strada/consorzio-riso-dop-di-baraggia.html](http://www.stradadelrisovercellese.it/la-strada/consorzio-riso-dop-di-baraggia.html)

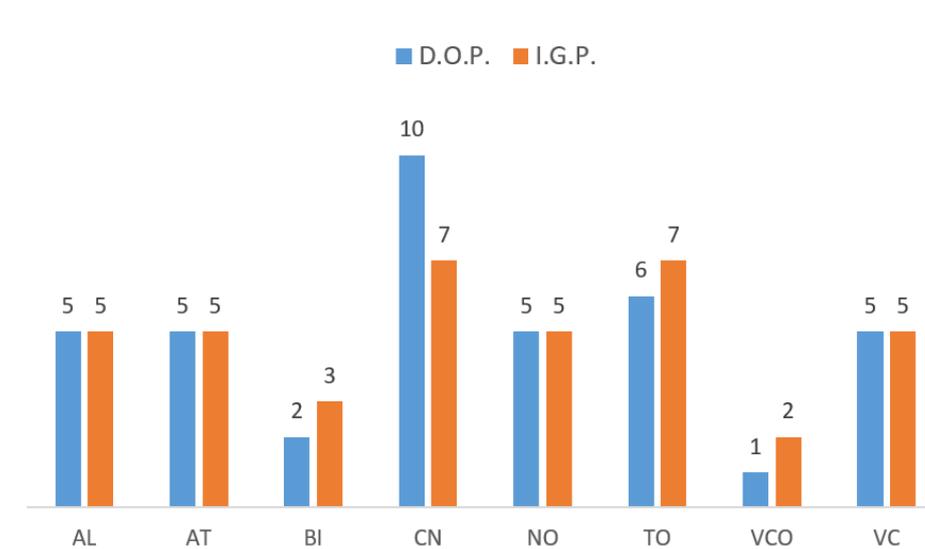
<sup>22</sup> <https://www.consorziobaraggia.it/>

Per fornire una panoramica, a livello di **certificazioni dei prodotti agroalimentari**<sup>23</sup> - che rappresentano un indicatore di particolare interesse in relazione allo sviluppo della *green economy*<sup>24</sup> - due sono quelle principali:

- **DOP (Denominazione di Origine Protetta)** → prodotti per i quali sia la materia prima, sia la trasformazione, l'elaborazione e la stagionatura si riferiscono a un territorio determinato (che conferisce caratteristiche particolari e inimitabili a una specialità alimentare). **Costituisce la più importante certificazione di valore europeo e viene riservata ai soli prodotti alimentari che rispettano le condizioni e i requisiti stabiliti dal disciplinare di produzione.**
- **IGP (Indicazione Geografica Protetta)** → prodotti per i quali la materia prima e/o la trasformazione e/o l'elaborazione e/o la stagionatura si riferiscono a un territorio determinato che conferisce caratteristiche particolari. Il collegamento fra prodotto e area geografica può consistere, in questo caso, anche semplicemente nella reputazione di cui gode e, in tal senso, la materia prima può talvolta essere acquisita fuori dall'area delimitata.

Le caratteristiche dei prodotti DOP e IGP dipendono, quindi, totalmente o in parte dal territorio di produzione, inteso come ambiente climatico, pedologico, con i suoi fattori storico-economici, sociologici e culturali<sup>25</sup>.

Secondo l'elenco dei Prodotti DOP, IGP e STG del Ministero delle politiche agricole, alimentari e forestali (aggiornato al 23/03/2023), a livello regionale la provincia di Vercelli si colloca al terzo posto dopo Cuneo e Torino, a pari merito con Alessandria e Asti (Figura 12) per numero di prodotti DOP e IGP registrati. Tra questi si annoverano il Riso di Baraggia Biellese e Vercellese DOP, il Gorgonzola DOP, la Nocciola del Piemonte IGP e la Toma Piemontese DOP.



**Figura 12.** Prodotti DOP e IGP in Piemonte suddivisi per provincia - anno 2023. Fonte: Ministero delle politiche agricole, alimentari e forestali.

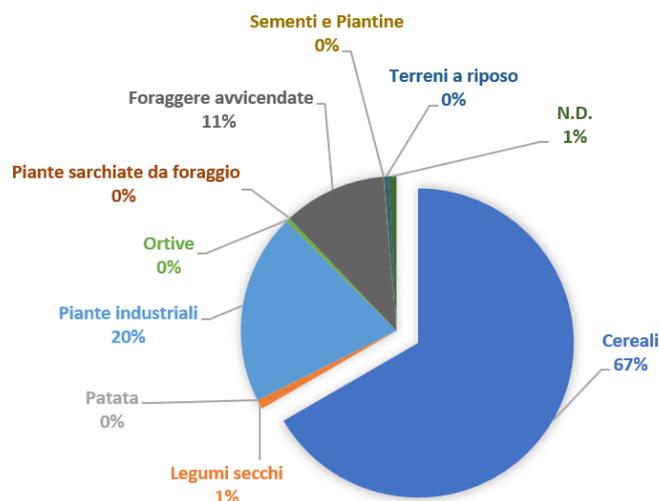
Infine, con circa **6.900 ha coltivati a biologico** nel 2022, la SAU biologica della provincia di Vercelli rappresenta circa il 14% di quella regionale (circa **54.300 ha**). Di questi, il 67% è destinato a colture cerealicole, seguite dalle piante industriali con il 20% (e.g. soia, girasole, colza). Le altre colture biologiche rappresentative sono le foraggere avvicendate (11%) e i **legumi secchi** (1%)<sup>26</sup>.

<sup>23</sup> <https://www.politicheagricole.it/flex/cm/pages/ServeBLOB.php/L/IT/IDPagina/2090>

<sup>24</sup> Modello teorico di sviluppo economico che prende in considerazione l'attività produttiva valutandone sia i benefici derivanti dalla crescita, sia l'impatto ambientale provocato dall'attività di trasformazione delle materie prime. In particolare essa è una forma economica in cui gli investimenti pubblici e privati mirano a ridurre le emissioni di carbonio e l'inquinamento, ad aumentare l'efficienza energetica e delle risorse, a evitare la perdita di biodiversità e conservare l'ecosistema – Dizionario Treccani.

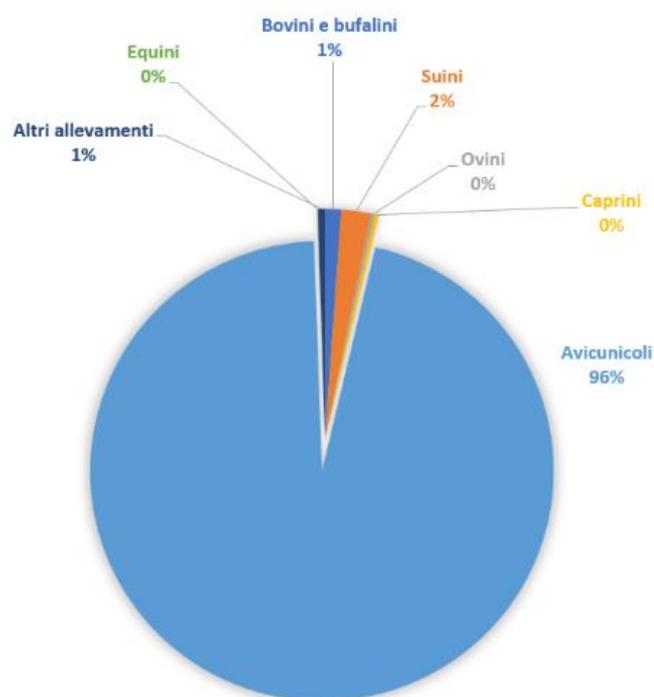
<sup>25</sup> Fonte: "Granda e Green", Green economy in Provincia di Cuneo da: I QUADERNI DELLA FONDAZIONE CASSA DI RISPARMIO DI CUNEO; quaderno n.21; a cura di Ires Piemonte; giugno 2014.

<sup>26</sup> Anagrafe Agricola Unica – Regione Piemonte (<https://servizi.regione.piemonte.it/catalogo/anagrafe-agricola-data-warehouse>)



**Figura 13.** Distribuzione percentuale delle superfici biologiche per i principali orientamenti produttivi - anno 2022. Fonte: Anagrafe Agricola Unica – Regione Piemonte.

Per quanto concerne la **zootecnia**, il comparto provinciale mostra una varietà nella consistenza del bestiame, sia in termini di numerosità sia di specie animali<sup>27</sup>. Si contano **1.061.448** capi, di cui **il 96% è rappresentato da volatili da cortile e conigli**, mentre i suini raggiungono un valore del 2%, i bovini e bufalini l'1% (Figura 14).

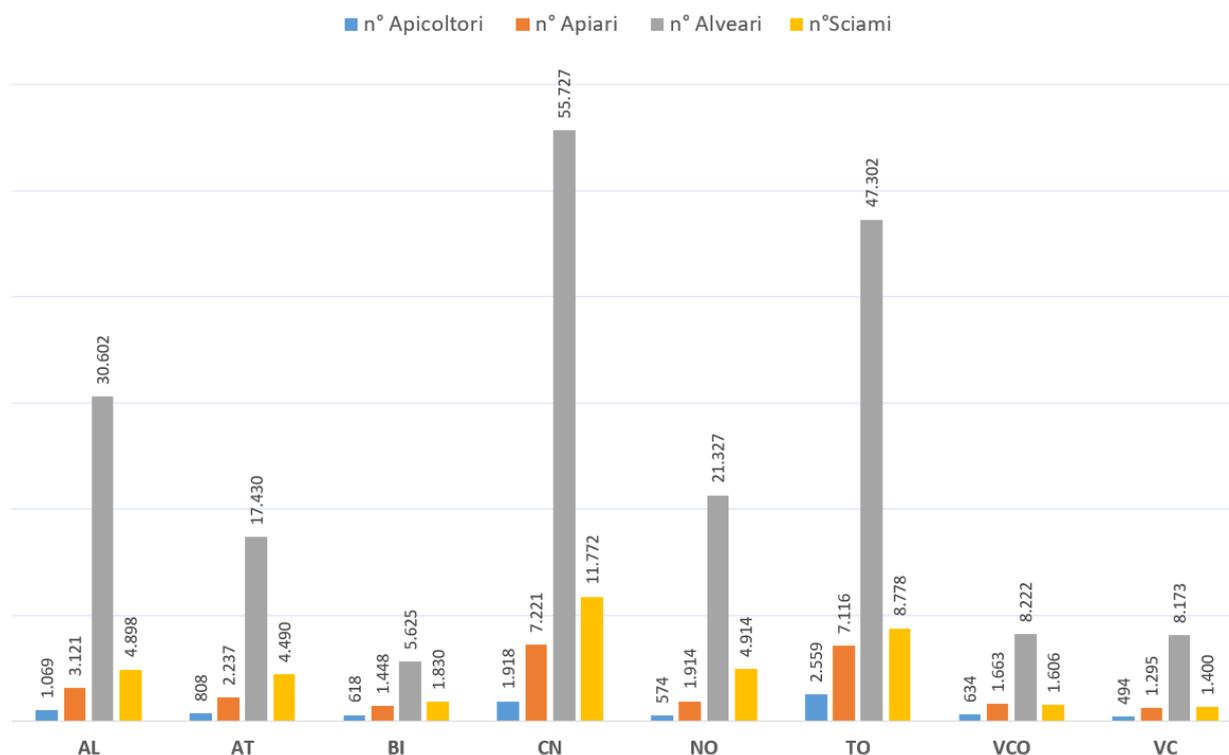


**Figura 14.** Ripartizione percentuale della consistenza del bestiame nella provincia di Vercelli – anno 2022. Fonte: Anagrafe Agricola Unica – Regione Piemonte.

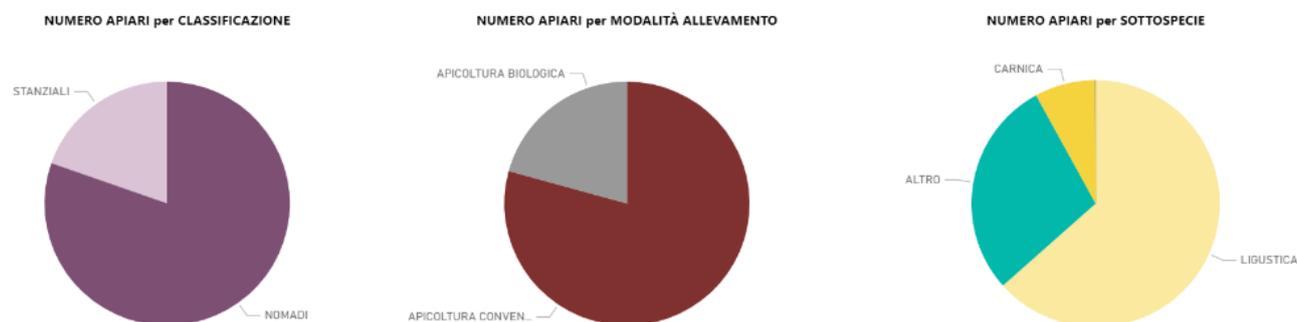
<sup>27</sup> Anagrafe Agricola Unica – Regione Piemonte (<https://servizi.regione.piemonte.it/catalogo/anagrafe-agricola-data-warehouse>)

Per quanto riguarda, invece, l'**apicoltura**, il Piemonte si classifica al **quarto** posto tra le regioni italiane per numero di apicoltori – circa **7.100** su un totale nazionale di circa **72.000** – e tra le province regionali quella di Vercelli con **491** apicoltori e **1.295** apiari si colloca tra le ultime posizioni insieme a quelle di Biella, Novara e Verbano Cusio Ossola<sup>28</sup> (Figura 15).

Inoltre, si può osservare come **nel territorio provinciale prevalgano gli apiari nomadi** – apiari spostati periodicamente dagli apicoltori per seguire determinate fioriture – **di ape ligustica, allevata con metodi convenzionali** (Figura 16).



**Figura 15.** Consistenza del numero di apicoltori, apiari, alveari e sciami suddivisi per provincia in Regione Piemonte – anno 2022. Fonte: Anagrafe Nazionale Zootecnica.

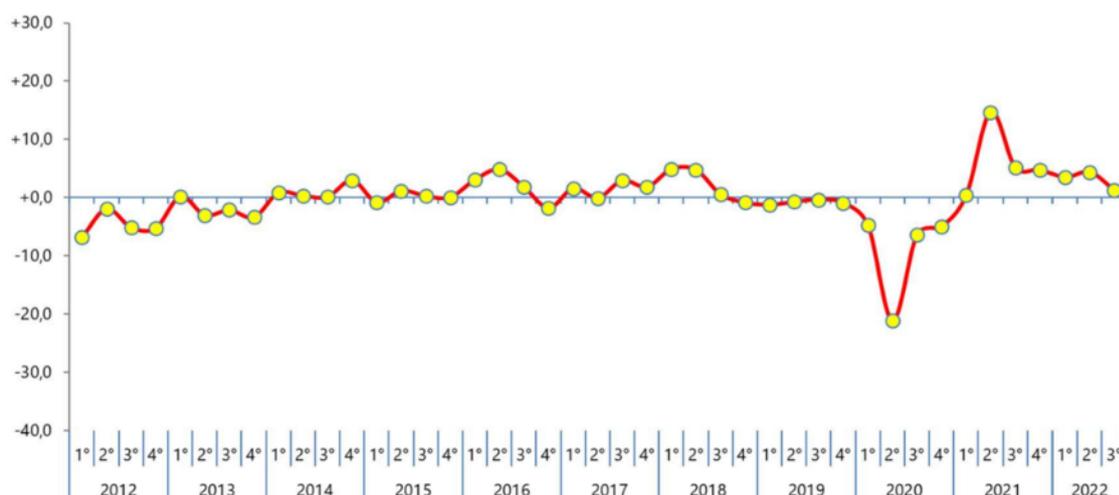


**Figura 16.** Consistenza apiari della provincia di Vercelli per caratteristiche produttive – anno 2022. Fonte: Anagrafe Nazionale Zootecnica.

Entrando ora nel merito dell'**industria manifatturiera** provinciale, *“nel trimestre luglio-settembre 2022 la congiuntura industriale ha evidenziato dinamiche differenti tra le diverse realtà produttive dell’Alto Piemonte. I dati restano positivi per tutte le province con la sola eccezione di Novara, a fronte di una media*

<sup>28</sup> Anagrafe Nazionale Zootecnica – Statistiche – Patrimonio Zootecnico – Apicoltura – Attività di Apicoltura e Apiari - Report ([https://www.vetinfo.it/j6\\_statistiche/#/report-pbi/45](https://www.vetinfo.it/j6_statistiche/#/report-pbi/45)). Si precisa che il numero di apicoltori rappresenta il numero di attività di apicoltura con apiari ubicati nello specifico territorio; tuttavia, poiché un apicoltore può avere apiari in diversi Comuni, il numero indicato per una Regione non corrisponde alla somma degli apicoltori nei Comuni di competenza, così come il totale nazionale non corrisponde alla somma degli apicoltori nelle diverse Regioni.

regionale della produzione pari al +1.7% rispetto al corrispondente trimestre del 2021, in un clima di generale affievolimento della ripresa, rimasta sostenuta almeno sino alla prima metà del 2022<sup>29</sup>. In particolare, nel periodo luglio-settembre 2022 la variazione della produzione industriale rispetto allo stesso trimestre dell'anno precedente è stata pari al +1.3%, risultato al di sotto della media regionale, attestata al +1.7%. Il solo settore a mostrare una crescita più sostenuta è stato quello del tessile-abbigliamento (+8.9%), seguito dalle altre industrie manifatturiere e dalla chimica, seppur con dati meno brillanti (rispettivamente +2.1% e +1.8%). Sostanzialmente stabile il metalmeccanico (+1.1%) nel cui ambito il comparto rubinetteria e valvolame è in lieve flessione (-1.6%), così come il settore alimentare (-1.1%). Sono cresciuti in misura poco significativa gli ordinativi dal mercato interno (+2.2%), mentre sul versante estero sono emersi segnali più incoraggianti, con un dato globale del +6%, sostenuto in particolare da metalmeccanica e rubinetterie. In crescita il fatturato totale (+5.3%) e, in misura superiore, quello estero (+9%) (Figura 17).



**Figura 17.** Variazioni percentuali tendenziali annue della produzione industriale della provincia di Vercelli – Serie storica 2012-2022. Fonte: elaborazioni Camera di Commercio Monte Rosa Laghi Alto Piemonte - Indagine congiunturale trimestrale.

A livello imprenditoriale, invece, la provincia di Vercelli ha registrato “*nel corso del secondo trimestre 2022, un lieve incremento: il saldo anagrafico delle imprese della provincia è pari, infatti, a +49 unità a fronte delle 216 nuove iscrizioni e 167 cessazioni (nessuna cancellazione d'ufficio nel periodo in esame). Il bilancio tra le imprese iscritte e le imprese cessate si traduce, pertanto, in un tasso positivo, pari a +0.32%. Il solo settore a mostrare segnali in diminuzione è quello dell'industria in senso stretto (-0.37%) mentre quello delle costruzioni registra una crescita superiore al punto percentuale (+1.08%). Lo stock di imprese registrate ammonta complessivamente a 15.586 unità*”<sup>30</sup>.

Per quanto riguarda le imprese artigiane, nel corso del secondo trimestre, si rilevano 72 iscrizioni e 55 cessazioni, portando il numero di imprese registrate a 4.510 unità.

<sup>29</sup> Comunicato Stampa 49/2022 “Indagine industria manifatturiera” – Camera di Commercio Monte Rosa Laghi - Alto Piemonte (<https://www.pno.camcom.it/chi-siamo/comunicazione/comunicati-stampa-2022>)

<sup>30</sup> Comunicato Stampa 31/2022 “Demografia delle imprese” – Camera di Commercio Monte Rosa Laghi - Alto Piemonte (<https://www.pno.camcom.it/chi-siamo/comunicazione/comunicati-stampa-2022>)

### 3.2.1. Il contesto di Baraggia e gli ambiti di tutela

L'area di impianto rientra all'interno del contesto geografico individuato per la coltivazione del "Riso della Baraggia Biellese e Vercellese" (Figura 18) situato a Nord-Est del Piemonte, all'interno dei territori omonimi.

A livello morfologico, la Baraggia si caratterizza per la presenza di vasti altopiani (con quote che variano dai 150 ai 340 metri s.l.m.<sup>31</sup>) delimitati a Ovest dalla Serra Morenica di Ivrea e a Est dal fiume Sesia. Un'altra caratteristica peculiare dell'alta pianura sono la presenza di incisioni da parte di alluvioni, disposte a terrazzo soprattutto tra Gattinara e Albano, tra Massazza Benna e Candelo, e a Carisio.<sup>32</sup>

Dal punto di vista pedologico, come meglio approfondito nel successivo Par. 4.3, i terreni del territorio vercellese risultano contraddistinti da alte percentuali di limo e argilla e da basse concentrazioni di humus. Sono suoli scarsamente permeabili, pesanti e compatti che impongono forti limitazioni nelle scelte colturali e nelle lavorazioni. Nonostante ciò, grazie alla bassa permeabilità, risultano particolarmente adatti per la coltivazione del riso, trattenendo maggiormente l'acqua nella fase di germinazione e durante le fasi colturali d'irrigazione per sommersione.

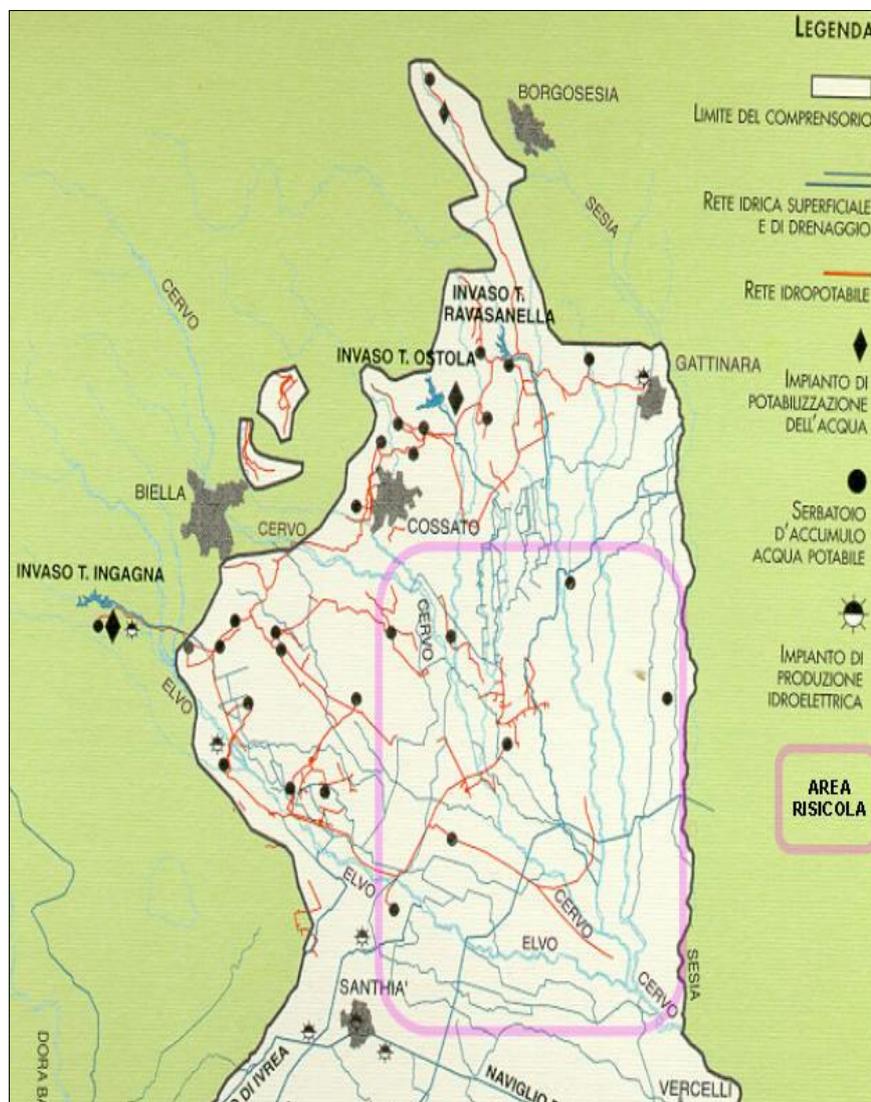


Figura 18. Comprensorio della Baraggia e area risicola.

<sup>31</sup> [www.parks.it/riserva.le.baragge/index.php](http://www.parks.it/riserva.le.baragge/index.php)

<sup>32</sup> [www.roberto-crosio.net/1\\_vercellese/geologia.htm](http://www.roberto-crosio.net/1_vercellese/geologia.htm)

In data **16 luglio 1922, con Decreto del Ministero per l'Economia Nazionale**, il comprensorio di Baraggia venne definito “*territorio di bonifica*” e, come tale, da assoggettare a trasformazione economica e sociale di pubblico interesse.

Iniziarono così le prime mutazioni del territorio Vercellese, con investimenti che aumentarono negli anni in modo considerevole. La risicoltura divenne l'attività agricola prevalente e quasi tutta l'economia si incentrò attorno alla produzione di questo cereale. In questo periodo venne fondato l'Ente Nazionale Risi, e Vercelli diventò la più importante borsa merci europea per le transazioni più voluminose di risone<sup>33</sup>.

Successivamente, il **9 dicembre 1950, con decreto n. 3862 a firma del Presidente della Repubblica, venne costituito il Consorzio di Bonifica della Baraggia Biellese e Vercellese**, allo scopo di colmare il ritardo dello sviluppo registrato rispetto alle altre regioni del Nord Italia per agire su quest'area attraverso la realizzazione di opere di bonifica e di miglioramento fondiario.

In seguito alla costituzione del Consorzio, venne intrapresa la realizzazione di tutte quelle opere necessarie a colmare le profonde lacune del territorio, come le grandi opere di sistemazione agraria e la creazione di tre grandi bacini di accumulo (con invasi realizzati sui torrenti Ostola a Masserano, Ravasanella a Roasio e Ingagna a Mongrando) che garantirono - e ancora oggi contribuiscono in modo importante a consentire - la possibilità di coltivazione del riso durante i periodi siccitosi.

**Inoltre, la morfologia del territorio e le particolari caratteristiche chimico-fisiche dei suoli sono stati riconosciuti tra gli elementi cardine in grado di fornire un valore aggiunto alle caratteristiche organolettiche delle produzioni risicole.**

In virtù di queste particolari caratteristiche e condizioni ambientali la **Commissione delle Comunità Europee ha riconosciuto, con regolamento CE n. 982/2007, la Denominazione di Origine Protetta per il Riso di Baraggia Biellese e Vercellese**. Inoltre, sempre nello stesso anno, è stato istituito (con apposito decreto del Mipaaf), il **Consorzio di Tutela della DOP “Riso di Baraggia Biellese e Vercellese”**, con l'incarico di svolgere funzioni di tutela, promozione e valorizzazione del primo e unico riso DOP italiano<sup>34</sup>.

### 3.2.2. L'agricoltura nell'area di progetto: tra problematiche e opportunità

Come precedentemente descritto, l'area oggetto di studio si inserisce all'interno del territorio provinciale di Vercelli, dove il riso rappresenta l'attività agricola prevalente. Tuttavia, le attuali dinamiche di *climate change* con **i) incremento delle temperature medie, ii) incremento di frequenza e durata di periodi siccitosi e iii) generale decremento della disponibilità di risorsa idrica**, stanno facendo sentire già in epoca attuale il loro impatto devastante in tutti i settori, agricolo in primis, con inevitabili conseguenze di cui tener conto (specie in ottica prospettica trentennale). Tematiche quali diminuzione dei giorni medi di pioggia, dinamiche accelerate del ciclo dell'acqua, assenza di adeguati bacini di accumulo artificiali di monte, diminuzione delle precipitazioni nevose in montagna, diminuzione dei ghiacciai, infatti, sono destinate inevitabilmente a peggiorare fino, almeno, a fine secolo (quando gli sforzi di contenimento delle emissioni climalteranti inizieranno a generare i primi timidi risultati tangibili, ma saranno ancora lontani da consentire una chiara inversione di tendenza). Tali problematiche, da declinarsi in strategie resilienti e resistenti, affliggono tutti i vari processi decisionali: da quelli dei proprietari terrieri, alle scelte agronomiche dei conduttori dei fondi, fino alle scelte politiche e infrastrutturali di tutti gli enti territoriali ai diversi livelli (che, tuttavia, necessiteranno di tempistiche non subitane per la messa a regime).

Dall'analisi della “*55ª Relazione Annuale – Anno 2022*”<sup>35</sup> a cura dell'Ente Nazionale Risi, emerge chiaramente che, nell'ultimo biennio “*la mancanza di precipitazioni, ma anche la contemporanea presenza di anomalie in termini di elevata temperatura [...] hanno negativamente influenzato la disponibilità della risorsa idrica e, conseguentemente, lo sviluppo della coltura. Le risaie sono state colpite da forti carenze idriche durante il periodo primaverile-estivo. Lo stress abiotico, generato negli appezzamenti colpiti da queste carenze, ha*

<sup>33</sup> [www.stradadelrisovercellese.it/sai-di-riso/la-storia-del-riso-nel-vercellese.html](http://www.stradadelrisovercellese.it/sai-di-riso/la-storia-del-riso-nel-vercellese.html)

<sup>34</sup> [www.risobaraggia.it/la-storia/](http://www.risobaraggia.it/la-storia/)

<sup>35</sup> [https://enterisi.it/servizi/bilanci/bilanci\\_fase02.aspx?ID=2789](https://enterisi.it/servizi/bilanci/bilanci_fase02.aspx?ID=2789)

influenzato la risposta della pianta a livello morfologico, fisiologico, biochimico e molecolare e, di conseguenza, anche l'efficienza d'uso dei nutrienti, aspetto sempre più di primaria importanza in risaia".

**La siccità 2022 ha sancito una perdita del 30% della produzione di riso** (fino al 50% per quelle maidicole) **con addirittura il riconoscimento del c.d. "stato di calamità" per la Regione Piemonte da parte del Governo Centrale, e nel 2023**, (nel quale i trend siccitosi del nord-ovest italiano sono proseguiti per tutto il primo quadrimestre con precipitazioni del 40% inferiori alla media), **è stata registrata una diminuzione di seminativi di riso di oltre 8.000 ettari** (dal momento in cui non è ancora possibile coltivare il riso "in asciutta" alle nostre latitudini).

**Medesimo cambio di registro si osserva nell'area oggetto di studio, dove diverse aziende risicole hanno orientato - in tutto o in parte - la produzione complessiva verso soluzioni più efficienti, coltivazioni meno idroesigenti, o specie vegetali più tolleranti.**

In particolare, come indicato dai dati Istat riferiti alle coltivazioni agricole della **provincia di Vercelli, nell'anno 2022 si è assistito ad una riduzione delle superfici destinate alla coltivazione del riso, a vantaggio delle coltivazioni di mais, frumento tenero e soia** (Figura 19).

Territorio Selezione periodo	Vercelli					
	2021			2022		
Tipo dato	superficie totale (ha)	produzione totale (q)	Resa (q/ha)	superficie totale (ha)	produzione totale (q)	Resa q/ha
<b>Tipo di coltivazione</b>						
frumento tenero	1.491	74.550	50	1.510	72.430	48
mais	9.369	1.124.280	120	9.700	1.018.500	105
riso	70.716	4.503.816	64	70.151	4.565.230	65
soia	2.121	76.356	36	3.182	95.460	30

**Figura 19.** Superfici e produzioni totali delle coltivazioni principali nella provincia di vercelli. Fonte: dati Istat sulle coltivazioni.

Stessi andamenti si riscontrano dall'analisi dei dati forniti dall'Ente Nazionale Risi nel "*Sondaggio semine riso*"<sup>36</sup> per gli anni 2021, 2022 e 2023, che descrivono una lenta ma graduale diminuzione delle superfici risicole.

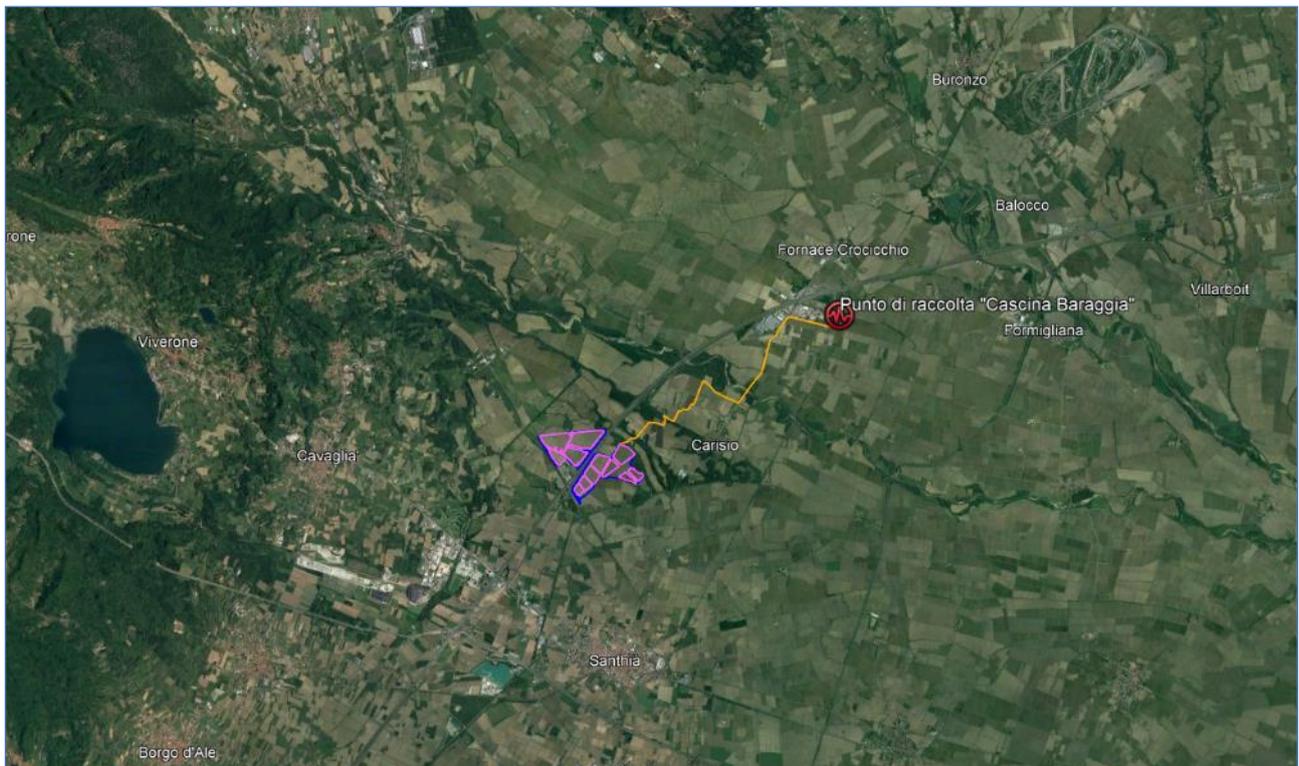
Ecco quindi come, in questa chiave di lettura, l'opportunità di affitto dei terreni per la produzione energetica (da affiancarsi a quella agricola) diviene, per il privato/agricoltore, una significativa integrazione del reddito che rafforza la sua capacità economica ingenerando solidità al sistema. Di più, con l'approccio agrivoltaico di progetto (Cfr. Cap. 5) viene a delinearsi una forma di aiuto solidale tra tecnologia e agricoltura, in cui la prima sostiene un processo di miglioramento per la seconda, sia in termini globali di produzione di energia pulita (come richiesto dall'Accordo di Parigi), sia - in termini locali - sulle componenti qualitative, ecosistemiche e agronomiche del sito (senza creare danni all'economia dell'area).

<sup>36</sup> [www.enterisi.it/servizi/notizie/notizie\\_fase02.aspx?ID=34422](http://www.enterisi.it/servizi/notizie/notizie_fase02.aspx?ID=34422)

# 4. Inquadramento aree di intervento

## 4.1. Ubicazione del progetto

L'area identificata per l'installazione dell'impianto agrivoltaico "e-VerGREEN" è localizzata nel comune di Santhià, località Sant'Alessandro, in provincia di Vercelli. Il progetto prevede la realizzazione di un impianto fotovoltaico installato a terra con un layout di progetto opportunamente ottimizzato per la perpetrazione dell'uso agricolo. La localizzazione spaziale si evince dalla Figura 20 (coord. 45°24'17.07"N e 8°09'54.20"E).



**Figura 20.** Localizzazione dell'area di intervento su foto satellitare: linea blu= superficie catastale; linea fucsia= area di impianto (recinzione); linea arancione= cavidotto di connessione; puntalino rosso= punto di raccolta "Cascina Baraggia" – (Fonte cartografica di base: Google Earth).

L'area catastale disponibile per il progetto ha un'estensione pari a 140.53 ha, mentre l'area di impianto, delimitata dalla recinzione perimetrale, misura 103.07 ha e si trova, in linea d'aria (rispetto agli abitati più prossimi), a circa: 4.3 km Nord-Ovest dal centro abitato di Santhià; 8.2 km Nord-Est dal Comune di Alice Castello; 5.6 km Est dal centro di Cavaglia; 5.7 km Sud-Est dall'abitato di Dorzano; 6.4 km Sud/Sud-Est da Salussola; 2 km Sud-Ovest dall'abitato di Carisio; 10.4 km Ovest dal Comune di Casanova Elvo; 9 km Nord-Ovest da San Germano Vercellese; 9 km Nord/Nord-Ovest dal Comune di Crova; 7 km Nord dall'abitato di Tronzano Vercellese.

Dal punto di vista viabilistico, a livello sovralocale, l'area di impianto è raggiungibile dalla Strada Provinciale 143 (SP143), dalla Strada Provinciale 230 (SP230) e dall'Autostrada Serenissima (A4); a livello locale il sito di impianto è, invece, facilmente accessibile dalla viabilità secondaria connessa alla Strada Provinciale 54 (SP54), alla Strada Provinciale 322 (SP322) e alla Strada Provinciale 3 (SP3). Data la presenza di diverse aree recintate che costituiscono il parco fotovoltaico nel suo complesso, sono presenti n° 12 accessi, uno per ciascuna area recintata. Interessante rilevare anche come l'area risulti già dotata di una efficace viabilità interna, in buona parte anche asfaltata e in ottime condizioni.

Nella Tabella 1 si riassumono le informazioni catastali relative all'area disponibile identificata per la realizzazione del progetto agrivoltaico.

**Tabella 1.** Dati catastali delle particelle interessate dal progetto.

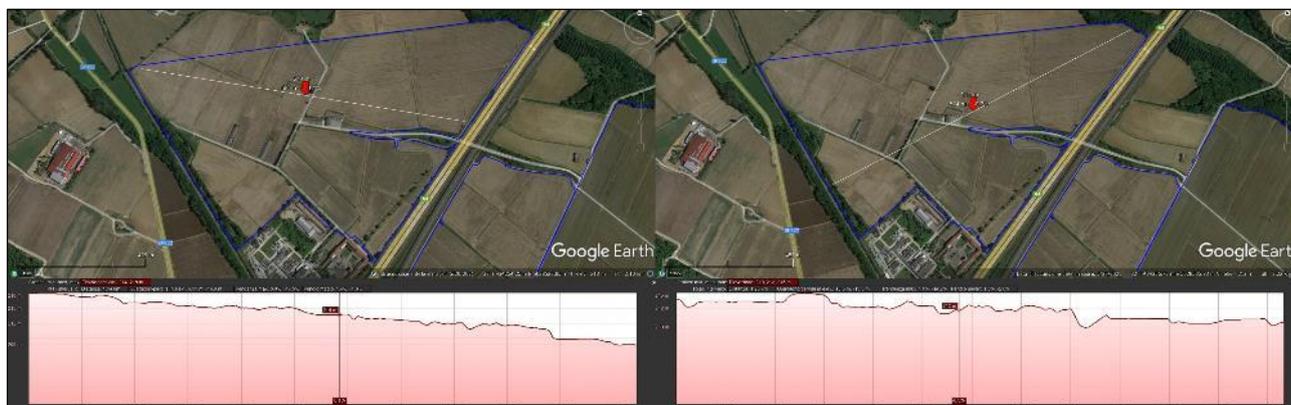
COMUNE	IMPIANTO	FOGLIO	PARTICELLA	SUPERFICIE (ha.are.ca)	QUALITA' - CLASSE
Santhià (VC)	e-VerGREEN	7	1	00.52.00 11.14.40 14.23.00	Seminativo – U Semin. irrig. – 5 Risaia stab. – U
		7	2	00.46.20	Bosco misto – 2
		7	10	00.49.60	Bosco ceduo – 2
		7	45	00.52.80	Incolt. prod. – U
		8	1	13.28.10	Risaia stab. – U
		8	25	02.15.30	Risaia stab. – U
		8	27	00.11.10	Pascolo – U
		8	28	00.08.50	Semin. irrig. – 5
		8	70	02.91.00 00.39.70	Risaia stab. – U Semin. irrig. – 5
		8	82	11.01.86	Risaia stab. – U
		8	105	00.00.48	Pascolo – U
		8	121	21.46.53	Risaia stab. – U
		8	134	00.06.00 00.12.90	Risaia stab. – U Semin. irrig. – 5
		8	154	07.31.89	Risaia stab. – U
		8	162	11.60.20	Risaia stab. – U
		9	9	00.13.50	Risaia stab. – U
		9	21	15.63.70	Risaia stab. – U
		9	165	00.05.30	Semin. irrig. – 5
		9	166	00.05.50	Semin. irrig. – 5
		9	168	00.01.10	Semin. irrig. – 5
		9	169	01.98.70	Risaia stab. – U
		9	170	00.17.80	Risaia stab. – U
		9	176	00.26.40	Risaia stab. – U
		9	177	00.09.10	Risaia stab. – U
		10	1	14.13.10	Risaia stab. – U
		10	2	00.65.00	Risaia stab. – U
		10	86	07.09.90	Risaia stab. – U
		10	88	01.24.30	Risaia stab. – U
		10	90	00.01.00 00.00.30	Risaia stab. – U Bosco alto – U
		12	285	00.72.60	Incolt. prod. – U
12	294	00.34.16	Seminativo – U		
<b>SUPERFICIE TOTALE CATASTALE</b>				<b>140.53.02</b>	

Entrando nel merito del contesto territoriale, l'area di progetto si inserisce in uno scenario pianeggiante con una pendenza che si attesta intorno al 2% (Figura 21 e Figura 22), in una compagine territoriale dove la componente agricola, tipica della zona, è costituita principalmente da risaie, alternate a seminativi in aree non irrigue, boschi di latifoglie e aree industriale e/o commerciali.

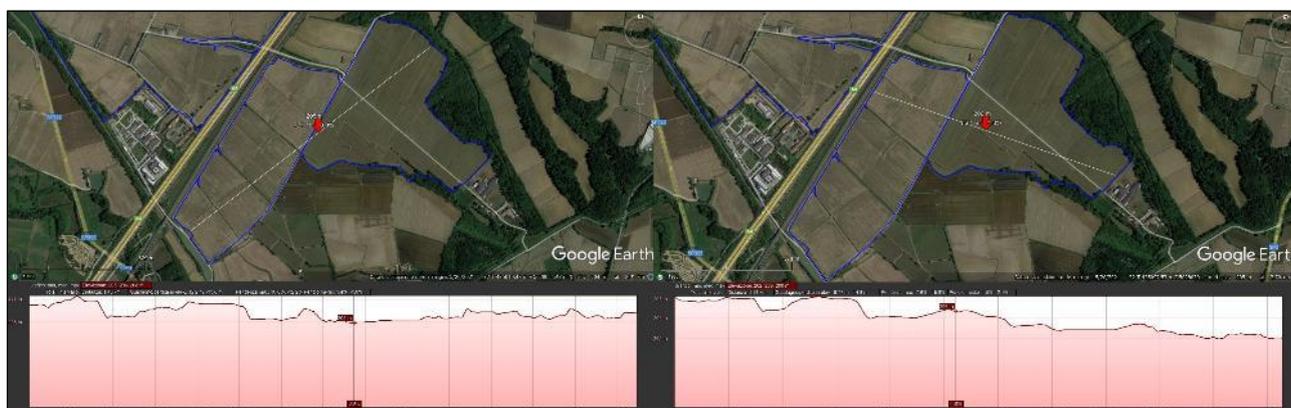
**L'area di progetto, nello specifico, oggi è adibita alla coltivazione di erbacee di pieno campo; attività agricola che sarà perpetrata anche ad impianto realizzato (ancorchè con variazione di coltivo, da riso a soia).** Il lotto designato per la produzione energetica solare (ad eccezione del margine Est - adiacente a un'area boscata - e del margine Ovest – adiacente, in parte, alla ferrovia Biella-Santhià e, in parte,

all'azienda farmaceutica Sicor Srl), si trova in un contesto periurbano a densità abitativa medio/bassa e confina quasi interamente con altri campi agricoli. Nelle vicinanze di progetto, tuttavia, si distinguono alcuni fabbricati industriali e rurali e alcune preesistenze di edilizia residenziale.

Infine, si segnala che le aree di impianto risultano inframmezzate dall'Autostrada A4 (Torino-Trieste) e, a Sud-Est, dalla linea 380kV "Rondissone-Turbigio".



**Figura 21.** Profilo di elevazione dell'area a Nord-Ovest dell'Autostrada.



**Figura 22.** Profilo di elevazione dell'area a Sud-Est dell'Autostrada.

Analizzando la pianificazione comunale, le particelle interessate risultano ricadere nella "Zona EE/b – Area agricola diversificata", confermando l'attuale ambito rurale e agricolo delle superfici.

Inoltre, dai **Certificati di Destinazione Urbanistica** emerge che alcune aree sono soggette ai seguenti vincoli, presi debitamente in considerazione in fase di progettazione per la definizione del layout di impianto:

- "Aree boscate" (art. 142 del Codice dei beni culturali e del paesaggio, D.Lgs. n° 42 del 22.01.2004) per il Foglio n. 7 particelle 1 (in parte) - 10 (in parte) - 2 (in parte) - 45 (in parte), Foglio n. 9 particelle 21 (in parte) - 169 (in parte) - 170 (in parte), Foglio n. 10 particelle 86 (in parte) - 88 (in parte);
- "Distanza di prima approssimazione degli elettrodotti" per il Foglio n. 8 particelle 121 (in parte) - 25 (in parte) - 82 (in parte), Foglio n. 9 particelle 21 (in parte) - 9, Foglio n. 10 particelle 1 (in parte) - 2 (in parte), Foglio n. 12 particelle 285 (in parte) - 294 (in parte);
- "Aree sottoposte a vincolo idrogeologico" per il Foglio n. 8 particella 1 (in parte), Foglio n. 9 particelle 21 (in parte) - 169 (in parte);
- "Fasce di rispetto stradali" per il Foglio n. 8 particelle 1 (in parte) - 121 (in parte) - 134 (in parte) - 154 (in parte) - 162 (in parte) - 165 - 166 - 25 (in parte) - 27 (in parte) - 28 (in parte) - 82 (in parte), Foglio n. 9 particelle 21 (in parte) - 165 - 166 - 168 - 169 (in parte) - 170 - 176 - 177, Foglio n. 10 particelle 1 (in parte) - 86 (in parte) - 88 (in parte), Foglio n. 12 particelle 285 (in parte) - 294 (in parte);
- "Fasce di rispetto ferroviarie" per il Foglio n. 7 particelle 1 (in parte) - 10 (in parte) - 2 (in parte) - 45 (in parte), Foglio n. 8 particelle 105 - 121 (in parte) - 162 (in parte) - 165 - 166 - 82 (in parte), Foglio n. 9 particelle 165 (in parte) - 166 (in parte) - 168 (in parte) - 169 (in parte) - 170 (in parte) - 176 (in parte) - 177 (in parte), Foglio n. 12 particelle 285 (in parte) - 294 (in parte);

- Classe II° “a moderata pericolosità geomorfologica” per il Foglio n. 7 particelle 1 - 10 - 2 - 45, Foglio n. 8 particelle 1 - 105 - 121 - 134 - 154 - 162 - 165 - 166 - 25 - 27 - 28 - 70 - 82, Foglio n. 9 particelle 21 - 9 - 165 - 166 - 168 - 169 - 170 - 176 - 177, Foglio n. 10 particelle 1 - 2 - 86 - 88 - 90, Foglio n. 12 particelle 285 - 294.

Si riportano alcuni fotogrammi relativi ad uno dei sopralluoghi effettuati, scattati da diversi punti di osservazione. Per facilità di comprensione, il sito di progetto è stato distinto in due parti:

- Area Nord, localizzata a Nord-Ovest dell'Autostrada;
- Area Sud, localizzata a Sud-Est dell'Autostrada.

Per opportuna conoscenza si rappresenta che le due parti sono logisticamente interconnesse da un sovrappasso autostradale carrabile asservito alle aree agricole di progetto.



**Figura 23.** Area Nord - Veduta lato Sud-Est dalla strada che costeggia l'Autostrada.



**Figura 24.** Area Nord – Veduta lato Nord dalla sponda del lago.



**Figura 25.** Area Nord - Veduta lato Nord-Ovest in corrispondenza della Cascina Quinto Nuovo 89.



**Figura 26.** Area Nord - Veduta lato Sud-Ovest lungo la ferrovia Santhià-Biella.



**Figura 27.** Area Nord - Veduta da drone.



**Figura 28.** Area Sud - Veduta lato Sud-Ovest dalla strada sterrata che si diparte da Strada Vecchia di Biella.



**Figura 29.** Area Sud - Veduta lato Nord-Est dalla strada che porta alla Località Nebbione.



**Figura 30.** Area Sud - Veduta lato Sud-Est dall'azienda agricola/zootecnica presente.



**Figura 31.** Area Sud - Veduta da drone.

Riguardo all'autorizzazione di impianti di produzione da FER in aree agricole, le normative vigenti (nello specifico: il D.M. 10/9/2010 "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili" - par. 16.4.; il D.Lgs. 387/2003 "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità", Art. 12 c. 7; la DGR n. 3-1183 del 14/12/2010 "Individuazione delle aree e dei siti non idonei all'installazione di impianti fotovoltaici a terra ai sensi del par. 17.3. delle Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili emanate con il DM del 10 settembre 2010"), prescrivono che i progetti non debbano interferire negativamente con le finalità perseguite dalle disposizioni in materia di sostegno nel settore agricolo, con particolare riferimento alla valorizzazione delle tradizioni agroalimentari locali (produzioni biologiche, produzioni DOP, IGP, STG, DOC, DOCG, produzioni tradizionali), e alla tutela della biodiversità, del patrimonio culturale e del paesaggio rurale.

Come verificato dalle cartografie disponibili, e tramite sopralluoghi in campo, emerge che:

1. le particelle interessate dall'intervento fotovoltaico risultano afferenti alla 3° classe di capacità d'uso dei suoli (come meglio dettagliato nel prosieguo);
2. il Piano Paesaggistico Regionale identifica l'area come genericamente ricadente all'interno della "Pianura vercellese";
3. **seppur il sito di installazione rientra nell'areale geografico individuato per la coltivazione del riso della Baraggia Biellese e Vercellese, sull'area di interesse non sono praticate coltivazioni che perseguano un fine specifico di tutela e/o valorizzazione della biodiversità e non insistono produzioni agroalimentari di qualità e di particolare pregio come prodotti IGP, DOC, DOCG o riconducibili a marchi di qualità.**

Dagli approfondimenti condotti, inoltre, al netto degli ordinari contributi PAC subordinati alle colture di anno in anno effettuate, non risultano presenti contributi agroambientali a valere su misure vincolanti e/o pluriennali (e.g. fondi PSR). Ne consegue che l'insediamento e l'esercizio dell'impianto agrivoltaico non comprometterà e/o interferirà negativamente con le finalità perseguite dalle disposizioni in materia di sostegno nel settore agricolo, con particolare riferimento alla valorizzazione delle tradizioni agroalimentari locali, alla tutela della biodiversità, così come del patrimonio culturale e del paesaggio rurale, come prescritto dalle normative vigenti.

## 4.2. Inquadramento climatico della macroarea (Estratto SIA - Par. 3.4.1)

Analizzando i **dati relativi al comune di Santhià**, è possibile sintetizzare quanto segue: **i)** la temperatura media annuale è pari a 12.6 °C, **ii)** gennaio è il mese più freddo (T media 2.4 °C) **iii)** luglio è il mese più caldo dell'anno, con una temperatura media di 23.0 °C, infine **iv)** gennaio è anche il mese più secco, con 64 mm di pioggia<sup>37</sup>. In termini di precipitazioni, invece, il cumulado medio annuale si attesta normalmente sui 1196 mm, con una distribuzione mensile maggiore in autunno e in primavera e un minimo nel periodo estivo.

Il dettaglio delle temperature e delle precipitazioni viene riportato nella Figura 32.

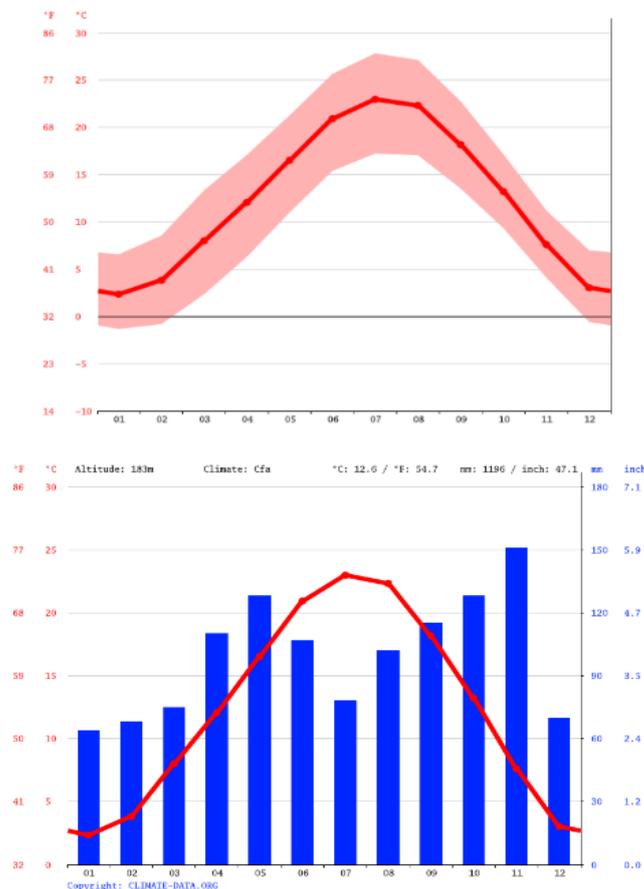


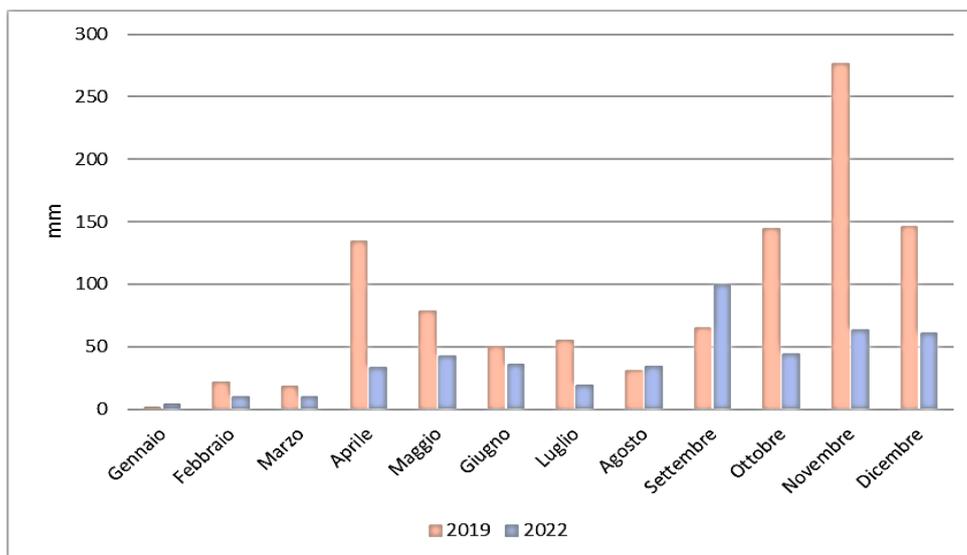
Figura 32. Temperature e Precipitazioni medie mensili a Santhià (VC).

Dall'analisi della localizzazione delle stazioni elettroniche costituenti la rete meteorologica del Piemonte<sup>38</sup>, nel comune di Santhià non risulta essere presente nessuna stazione; tuttavia, a circa 7 km Nord, nel Comune di Massazza, è presente una stazione in località Cascina Artiglia (codice stazione 272), i cui dati sono stati utilizzati, come rappresentativi, per la caratterizzazione del clima. In particolare, nel 2022, **i giorni piovosi totali dell'anno sono stati 59**, mentre **il quantitativo pluviometrico giornaliero massimo assoluto è stato registrato in data 08/09, con 39.6 mm**<sup>39</sup>. Di seguito, in Figura 33, si riporta il confronto tra l'andamento delle precipitazioni del 2019 - anno piovoso - e il 2022 - anno siccitoso - per la stazione di Massazza.

<sup>37</sup> <https://it.climate-data.org/europa/italia/piemonte/santhia-13539/>

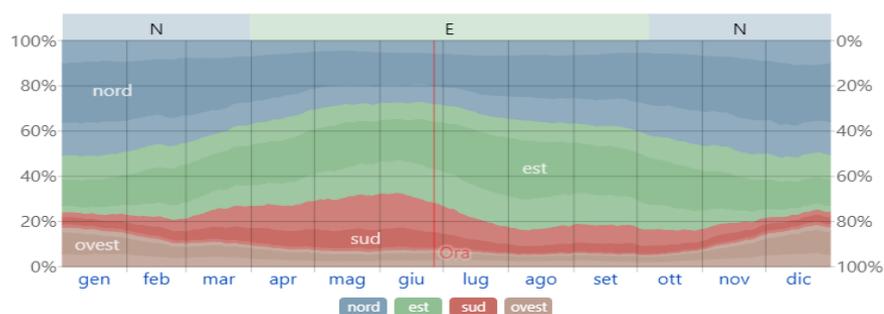
<sup>38</sup> [https://www.arpa.piemonte.it/rischinaturali/accesso-ai-dati/annali\\_meteoidrologici/annali-meteo-idro/banca-dati-meteorologica.html](https://www.arpa.piemonte.it/rischinaturali/accesso-ai-dati/annali_meteoidrologici/annali-meteo-idro/banca-dati-meteorologica.html)

<sup>39</sup> [https://www.arpa.piemonte.it/rischinaturali/accesso-ai-dati/annali\\_meteoidrologici/annali-meteo-idro/banca-dati-meteorologica.html](https://www.arpa.piemonte.it/rischinaturali/accesso-ai-dati/annali_meteoidrologici/annali-meteo-idro/banca-dati-meteorologica.html)



**Figura 33.** Andamento delle precipitazioni registrate nel 2019 e nel 2022 presso la stazione del Comune di Massazza.

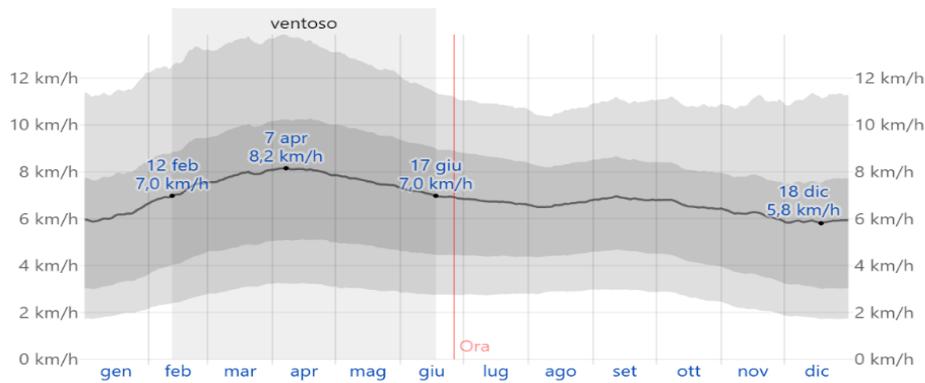
Ulteriore parametro meteo-climatico preso in considerazione è il dato anemometrico. Nella Figura 34, viene riportata la direzione oraria media del vento di Santhià, che presenta una provenienza prevalente da Est nel periodo primaverile-estivo e da Nord nel periodo autunno-invernale. Il grafico trascura le ore in cui la velocità media del vento è inferiore a 1.6 km/h.



**Figura 34.** Direzione oraria media del vento di Santhià. Le aree del grafico a colorazione attenuata sono la percentuale di ore passate nelle direzioni intermedie implicite (Nord-Est, Sud-Est, Sud-Ovest e Nord-Ovest)<sup>40</sup>.

In termini quantitativi, invece, il grafico in Figura 35 fornisce il dettaglio, su base giornaliera, dei valori medi orari di velocità del vento e dei relativi percentili: 25°/75° e 10°/90° (su tre fasce di diversa gradazione di grigio). Si può osservare come la velocità oraria media del vento a Santhià subisca moderate variazioni stagionali durante l'anno.

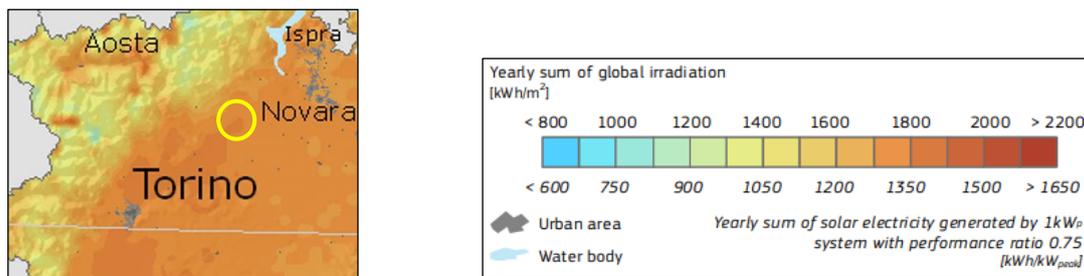
<sup>40</sup> <https://it.weatherspark.com/y/59383/Condizioni-meteorologiche-medie-a-Santhi%C3%A0-Italia-tutto-l'anno>



**Figura 35.** Medie delle velocità orarie del vento su matrice giornaliera. La riga nera rappresenta il valor medio, mentre le fasce a diversa tonalità di grigio sono i diversi percentili: 25°/75° e 10°/90°.

**Non sono stati reperiti, invece, dati riferiti alle massime velocità di raffica registrate nella zona.**

In termini di irraggiamento, **le aree designate per la realizzazione dell’impianto agrivoltaico godono di una buona insolazione**, come, peraltro, gran parte della Regione Piemonte (Figura 36), dove la maggior parte dei territori beneficiano di un irraggiamento solare annuo cumulato con valori superiori ai 1700 kWh/m<sup>2</sup> (Joint Research Center, 2021)<sup>41</sup>.

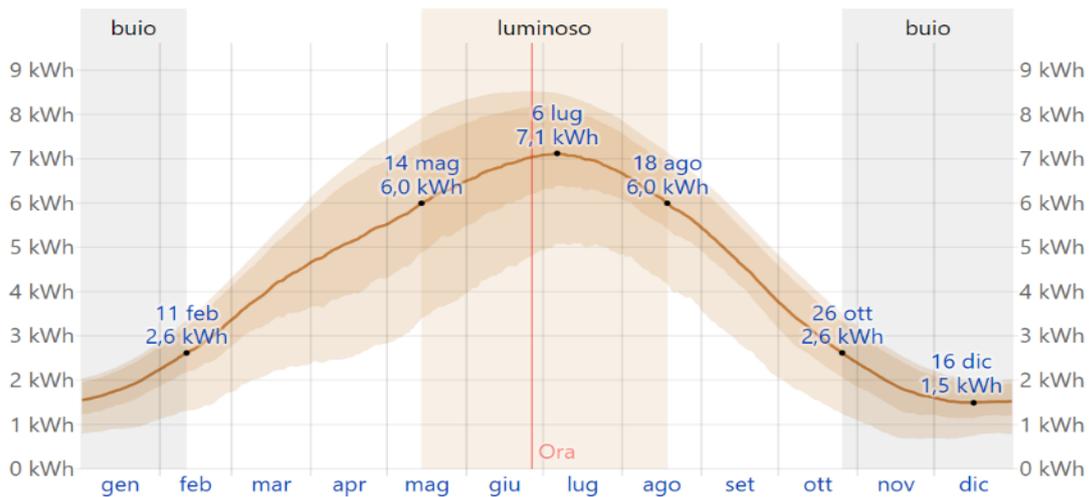


**Figura 36.** Irraggiamento solare globale nella Regione Piemonte – sommatoria annua (kWh/m<sup>2</sup>)<sup>42</sup>.

In Figura 37 si riporta l’energia solare a onde corte incidente totale giornaliera che raggiunge la superficie del suolo in un’ampia area, tenendo in considerazione le variazioni stagionali nella lunghezza del giorno, l’elevazione del sole sull’orizzonte e l’assorbimento da parte delle nuvole e altri elementi atmosferici. La radiazione delle onde corte include luce visibile e raggi ultravioletti. Si evince che **a Santhià il periodo più luminoso dell’anno dura circa 3 mesi, con un’energia a onde corte incidente giornaliera media per metro quadrato superiore a 6 kWh.**

<sup>41</sup> Joint Research Centre (2021). <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php?lang=en&map=europe>.

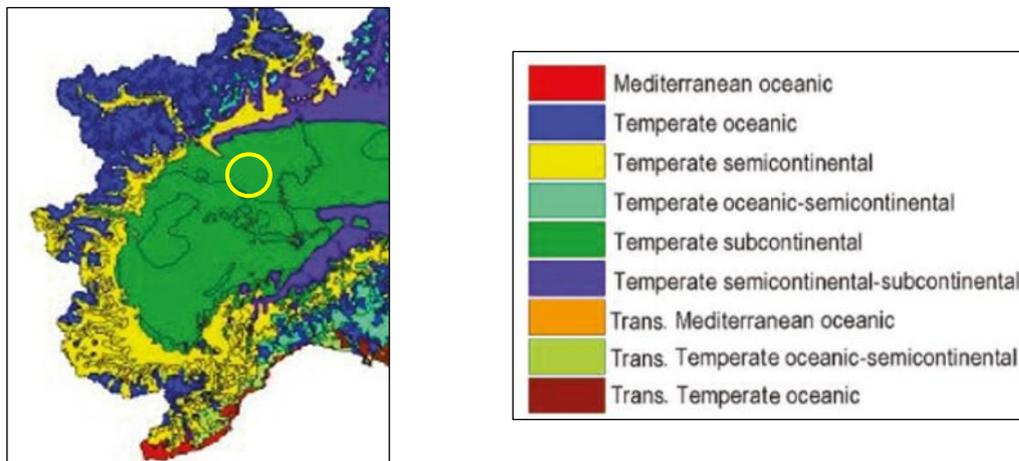
<sup>42</sup> Joint Research Centre (2021). [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_download/map\\_index.html](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_download/map_index.html)



**Figura 37.** Energia solare a onde corte incidente media (kWh/m<sup>2</sup>) nel comune di Santhià<sup>43</sup>.

Volendo infine addivenire a una classificazione climatica è possibile definire il clima di Santhià (secondo la classificazione di Köppen e Geiger – Kottek et al., 2006) come **caldo e temperato, con estate umida e temperatura media del mese più caldo superiore a 22 °C**.

Un altro riscontro climatico è rappresentato dalla **Regione fitoclimatica che caratterizza il Piemonte** (Blasi *et al.*, 2007) evidenziate in Figura 38. Il territorio in cui si localizza il Comune di Santhià ricade nella **“Regione temperata subcontinentale”**, caratterizzata da un **“termotipo supratemperato inferiore”** con **“ombrotipo umido inferiore”** (parametro derivante dal rapporto tra la somma delle precipitazioni dei mesi estivi e la somma delle temperature medie dei mesi estivi - indice ombrotermico)<sup>44</sup>.



**Figura 38.** Carta fitoclimatica d'Italia - Piemonte (Blasi et al., 2007).

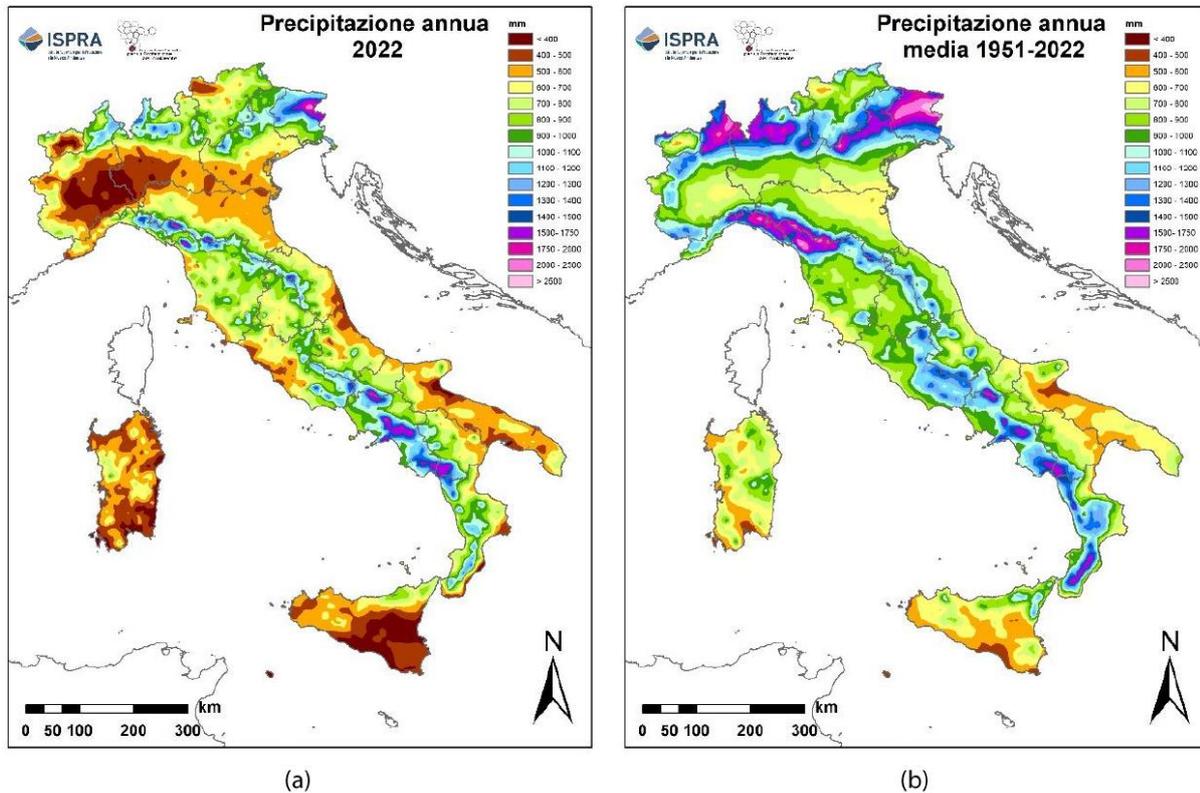
**Ne risulta, quindi, che la macroarea di progetto sia mediamente caratterizzata da un clima per lo più caldo e temperato con buoni apporti pluviometrici (e una buona ritenzione idrica dei suoli come successivamente descritto).**

<sup>43</sup> <https://it.weatherspark.com/y/59383/Condizioni-meteorologiche-medie-a-Santhy%C3%A0-Italia-tutto-l'anno>

<sup>44</sup> <https://www.tandfonline.com/doi/full/10.1080/17445647.2014.891472>

### 4.2.1. Focus meteoclimatico anno 2022

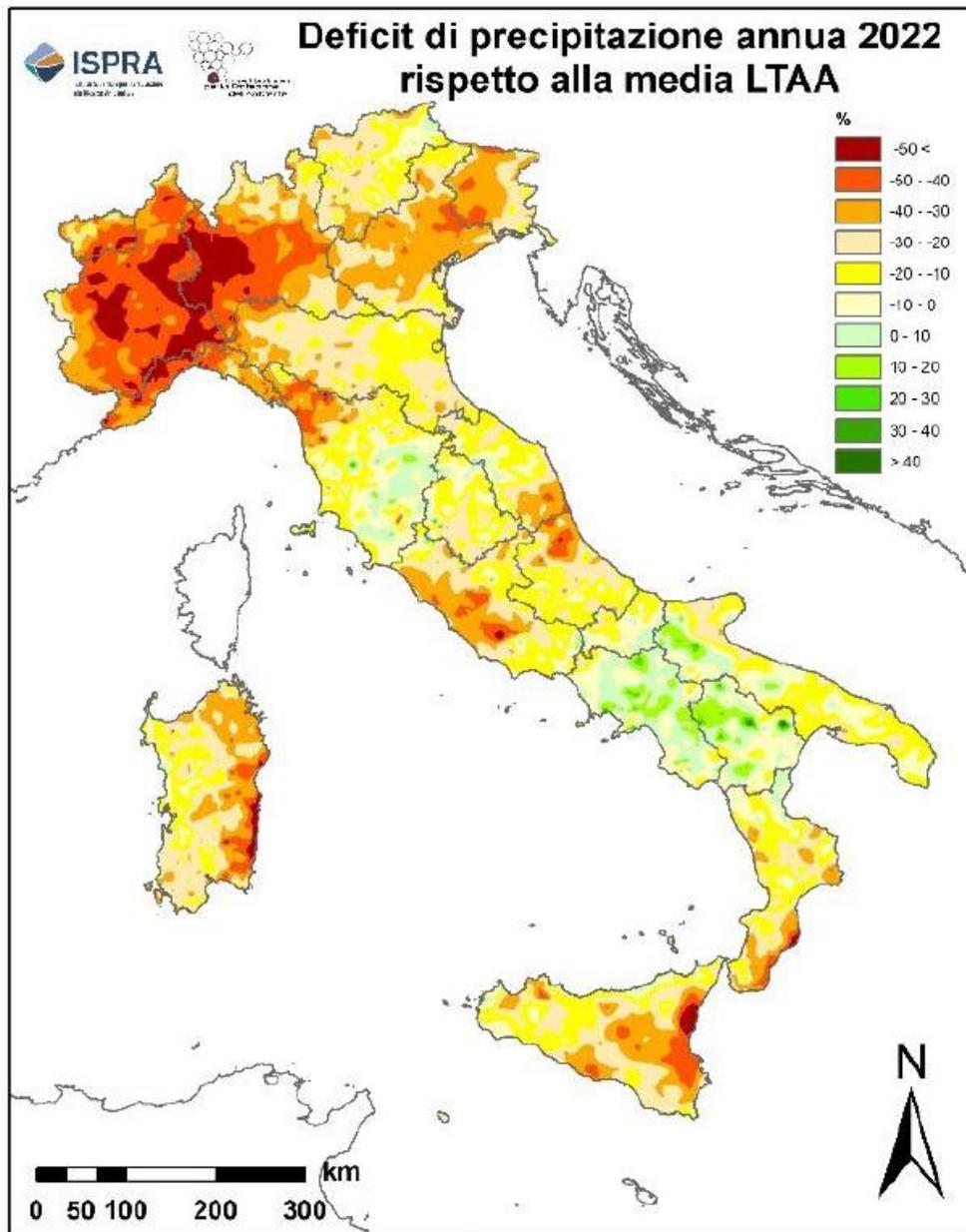
Recenti studi<sup>45</sup> condotti a livello nazionale dall'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA) mostrano come il **2022 sia stato l'anno in cui la precipitazione totale annua, ragguagliata al territorio nazionale, abbia fatto registrare il valore minimo dal 1951** (Figura 39 (a)). I 719.1 mm di precipitazione totale annua del 2022, rapportati ai 949.9 mm corrispondenti al valore medio annuo per il periodo 1951-2022 (Figura 39 (b)), presentano una **riduzione o deficit di precipitazione di circa il -24%**.



**Figura 39.** Mappe di precipitazione: (a) precipitazione annua per il 2022; (b) precipitazione annua media su lungo periodo 1951-2022. Elaborazione ISPRA su dati degli ufficio idro-meteorologici regionali e delle province autonome e su dati storici del soppresso SIMN.

Tuttavia, il deficit di precipitazione annua ha interessato il territorio nazionale in maniera diversificata: nello specifico, **l'area più colpita è stata quella del Nord-Ovest**, dove, in vaste porzioni di territorio, si sono raggiunti valori di deficit anche inferiori a -50% (Figura 40).

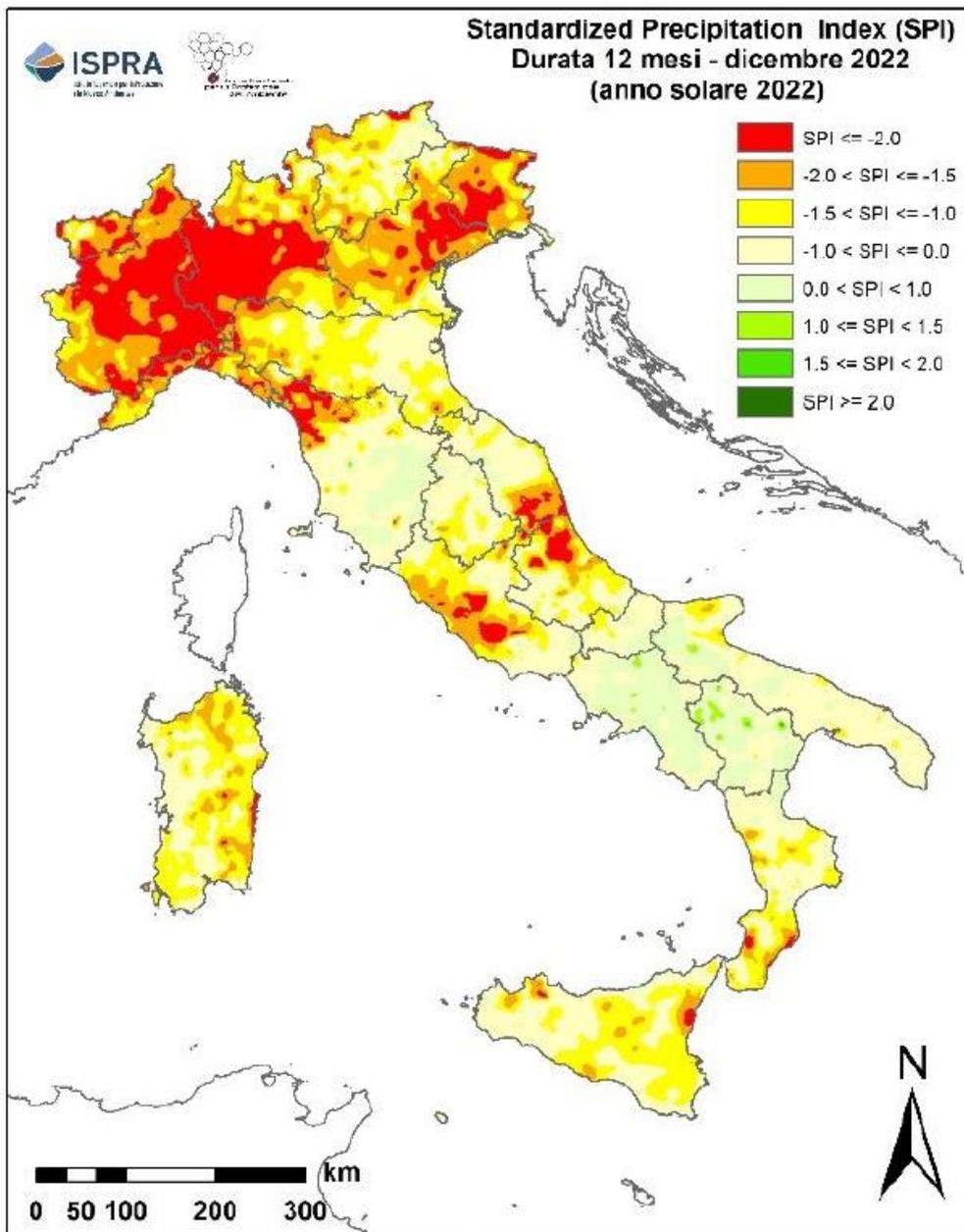
<sup>45</sup> Braca, G., Mariani, S., Lastoria, B., Piva, F., Archi, F., Botto, A., Casaioli, M., Forte, T., Marchetti, G., Peruzzi, C., Tropeano, R., Vendetti, C., Bussetini, M. (2023) "Bilancio idrologico nazionale: focus su siccità e disponibilità naturale della risorsa idrica rinnovabile. Aggiornamento al 2022" ([https://www.isprambiente.gov.it/files2023/pubblicazioni/rapporti/rapporto\\_388\\_2023\\_siccita\\_2022.pdf](https://www.isprambiente.gov.it/files2023/pubblicazioni/rapporti/rapporto_388_2023_siccita_2022.pdf))



**Figura 40.** Mappa dei deficit percentuali di precipitazione annua nel 2022 rispetto alla media di lungo periodo 1951-2022 con la suddivisione in Regioni. Elaborazioni ISPRA su dati degli uffici idro-meteorologici regionali e delle province autonome e su dati storici del soppresso SIMN.

Passando, poi, ad analizzare la **siccità** a scala annuale tramite lo *Standardized Precipitation Index (SPI)*<sup>46</sup>, si può osservare che, sull'anno solare, mentre la percentuale di territorio in condizioni di siccità severa o moderata si è mantenuta elevata (41%), quella relativa al territorio in condizioni di siccità estrema è risultata di poco più del 13% (Figura 41). In particolare, in riferimento all'anno solare, **la siccità estrema a scala annuale ha riguardato i territori del Piemonte e della Lombardia e alcune aree più limitate del Veneto e del Friuli Venezia Giulia.**

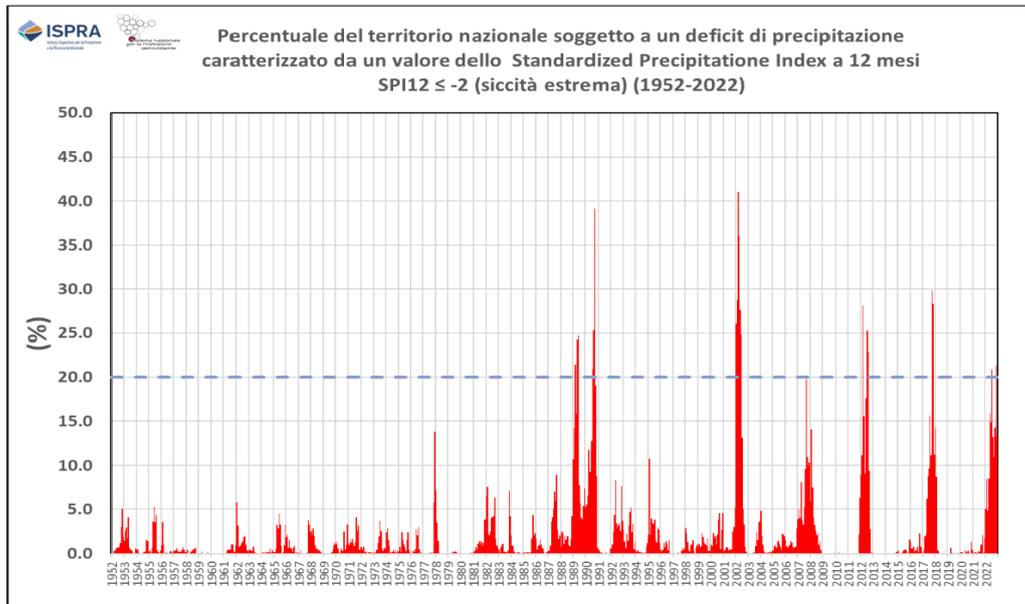
<sup>46</sup> Indice standardizzato che valuta lo scostamento della precipitazione cumulata su diverse durate (scale temporali) rispetto alla climatologia dell'area in esame, i cui valori possono indicare un eccesso o surplus di precipitazioni rispetto alla mediana della serie, mentre valori negativi ne indicano un deficit, ossia condizioni siccitose. Una condizione di siccità estrema si ha per valori di SPI  $\leq -2$ ; condizioni di siccità severa si hanno per valori superiori a  $-2.0$  e minori o uguali a  $-1.5$ , mentre si parla di siccità moderata per valori superiori a  $-1.5$  e minori o uguali a  $-1.0$  (WMO, 2012).



**Figura 41.** Mappa dello *Standardized Precipitation Index (SPI)* di durata 12 mesi per il mese di dicembre 2022 (anno solare). Elaborazione ISPRA su dati degli uffici idro-meteorologici regionali e delle province autonome e su dati storici del soppresso SIMN.

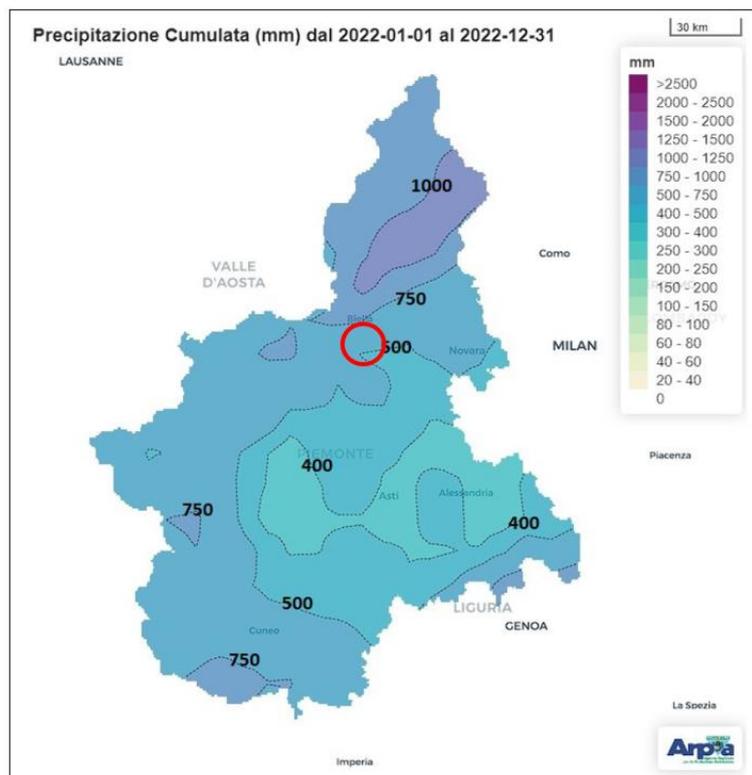
Per quanto riguarda, invece, la serie storica delle percentuali di territorio nazionale affette da condizioni di siccità estrema ( $SPI_{12} \leq -2$ ), si può osservare come siano essenzialmente 5 i periodi in cui la condizione di siccità estrema ha interessato più del 20% del territorio nazionale: 1989-1990, 2002, 2012, 2017, 2022 (Figura 42).

Ciò sembrerebbe evidenziare un incremento nella frequenza degli episodi suddetti, verosimilmente da attribuire al cambiamento climatico.



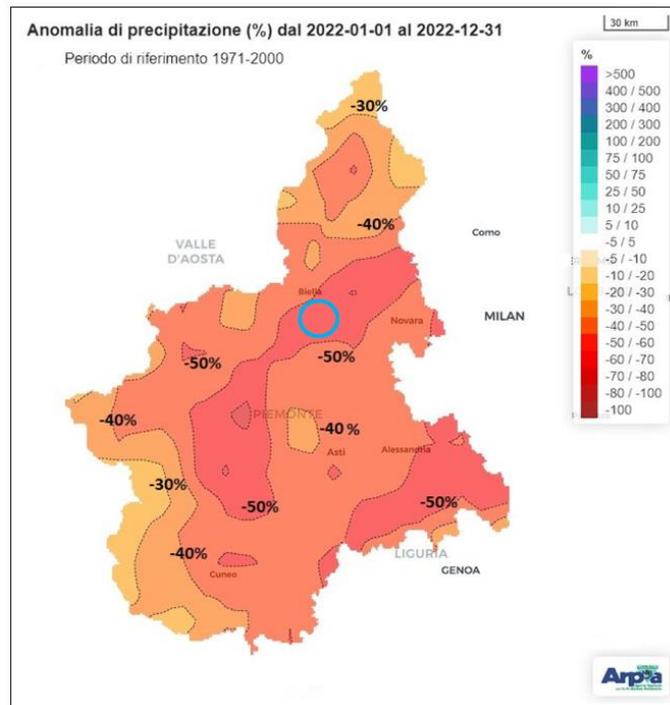
**Figura 42.** Serie storica dal 1952 al 2022 delle percentuali di territorio nazionale soggetto a condizioni di siccità estrema (SPI- *Standardized Precipitation Index* con durata 12 mesi inferiori o uguali a -2) e soglia del 20%. Elaborazione ISPRA su dati degli uffici idro-meteorologici regionali e delle province autonome e su dati storici del soppresso SIMN.

Analizzando, invece, la **precipitazione cumulata annuale** a livello regionale, riportata in Figura 43, si può osservare come le zone che hanno ricevuto la maggiore quantità di pioggia annua siano state il Verbano, i settori settentrionali delle province di Vercelli e Biella e l'Appennino alessandrino, mentre i settori pianeggianti del Torinese e del basso Piemonte hanno registrato i valori cumulati più bassi di precipitazione.



**Figura 43.** Precipitazione totale nell'anno 2022 in Piemonte. In rosso è cerchiata l'area di progetto.

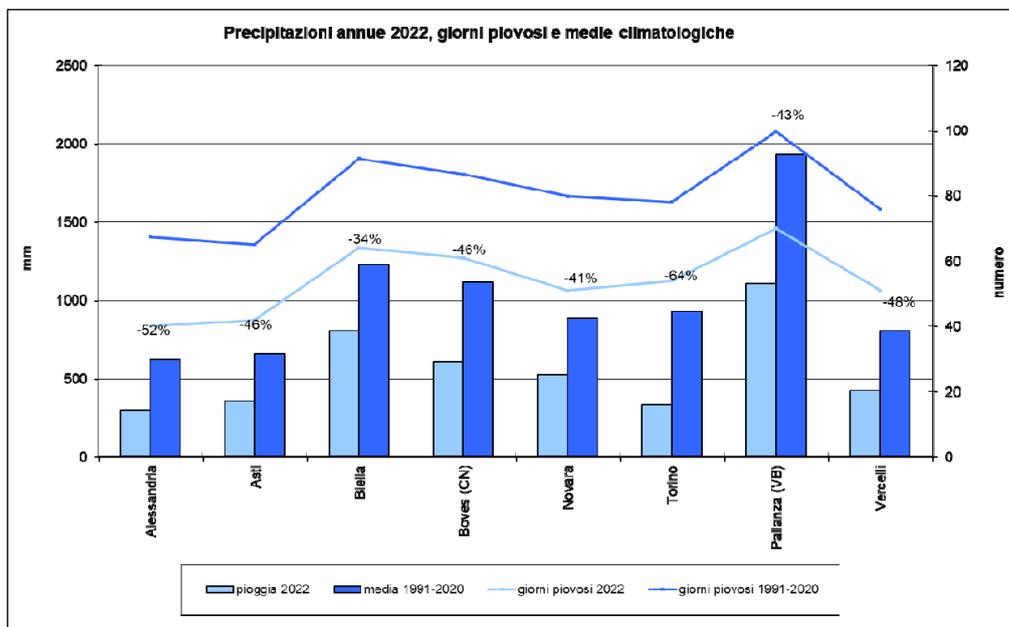
Tale distribuzione territoriale risulta ricorrente; infatti, la mappa con l'anomalia percentuale di precipitazione rispetto alla media del periodo 1971-2000 (Figura 44) evidenzia un deficit pluviometrico diffuso su tutta la regione, con scarti negativi generalmente compresi tra il 30 e il 50% con carenza maggiore sulla città di Torino.



**Figura 44.** Anomalia percentuale della precipitazione nell'anno 2022 rispetto alla media del periodo 1971-2000 (elaborazione ARPA Piemonte). In azzurro è cerchiata l'area di progetto.

Per l'analisi, invece, delle precipitazioni nei capoluoghi di provincia il periodo climatico considerato è più recente, 1991-2020, in quanto vengono utilizzati i dati rilevati dalle stazioni pluviometriche della rete ARPA Piemonte che sono state attivate mediamente 30 anni fa.

In particolare, dalla Figura 45 si può osservare come in tutti i capoluoghi di provincia le precipitazioni sono state sensibilmente inferiori ai valori climatologici, con un'anomalia percentuale che varia tra il 34% in meno a Biella fino al 64% in meno a Torino. Inoltre, in tutti i capoluoghi il numero totale di giorni piovosi è risultato minore rispetto ai valori medi del periodo 1991-2020.

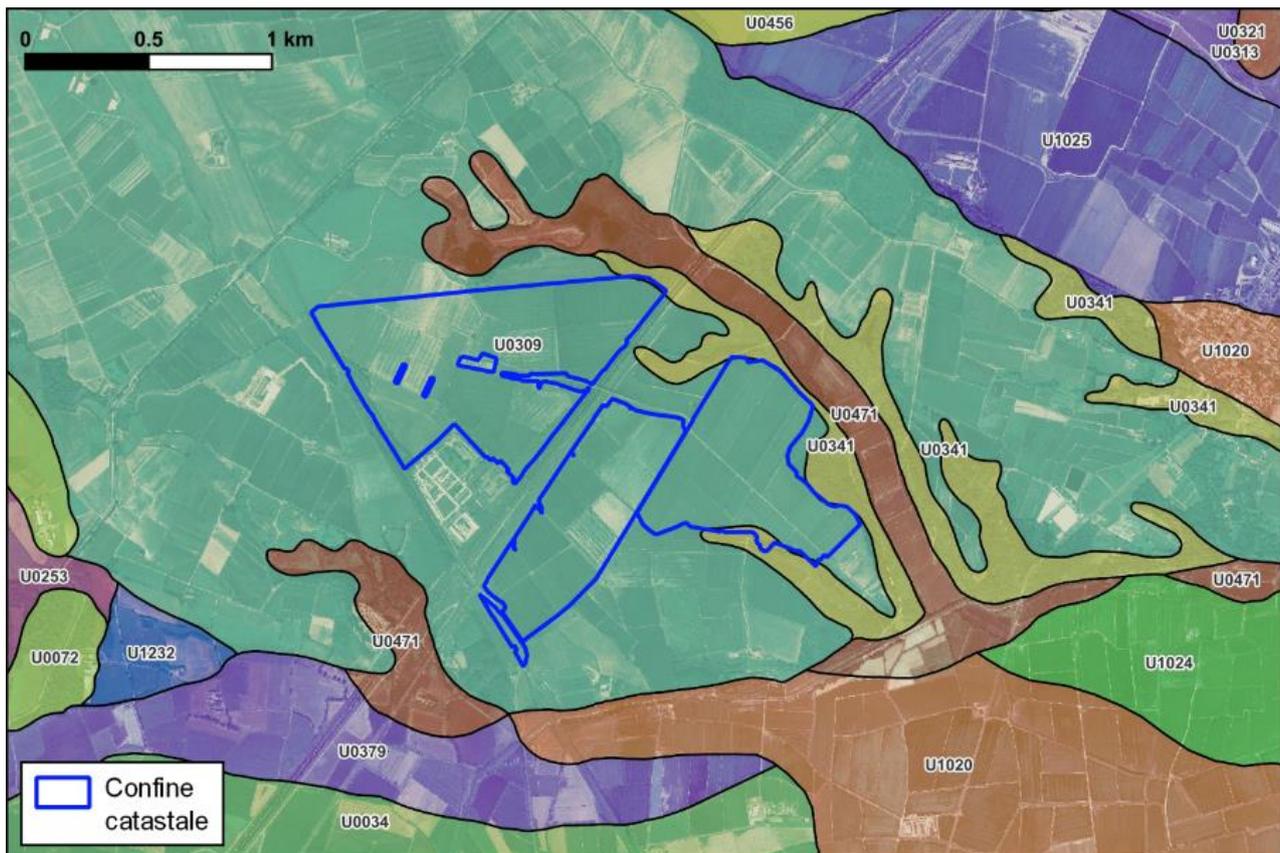


**Figura 45.** Andamento della precipitazione cumulata annua e del numero di giorni piovosi nei capoluoghi di provincia del Piemonte (in celeste chiaro) rispetto alla media 1991-2020 (in blu). Si specifica che per Verbania e Biella il periodo di riferimento è 2000-2020.

### 4.3. Aspetti pedo-agronomici del sito

Come illustrato nel SIA (cfr. Elaborato FTV22CP05-AMB-R-02 – Par. 3.6), sulla base della “*Carta dei suoli e carte derivate del Piemonte*” (1:250.000) la macroarea oggetto di studio appartiene all’**Unità cartografica 00054**” costituita da quattro principali delineazioni: il terrazzo di Rovasenda – situato al confine delle provincie di Biella e Vercelli, tra i fiumi Sesia e Cervo; i terrazzi posti rispettivamente in sinistra e in destra idrografica del fiume Cervo - nei pressi degli abitati di Cossato (BI) e Villanova Biellese (BI) e in ultimo il terrazzo di Carisio (VC) in destra idrografica del fiume Elvo. Il paesaggio si presenta costituito da antichi terrazzi fortemente ondulati ed incisi, in direzione nord-sud, da corsi d’acqua minori che nel tempo si sono via via approfonditi rispetto al piano principale. Le aree che lo costituiscono si sono evolute su depositi fluvio-glaciali antichi, ghiaiosi in profondità, limosi e argillosi in superficie. L’uso prevalente dei suoli è la risicoltura a cui si affiancano praticoltura e cerealicoltura (con grano e orzo). In tale contesto, fortemente orientato alle attività agricole, permangono zone residuali di bosco planiziale costituite da specie come la farnia, il frassino e il ciliegio. A sua volta l’Unità cartografica è costituita da tre principali sottogruppi: “Aqic Fraglossudalf” (Identificativo codice 5342\_01) – costituisce il 50% dei suoli dell’intera Unità, “Oxyaquic Fragiudalf” (Identificativo codice 5332\_01) – costituisce il 40% delle superfici presenti nell’Unità (tra cui l’area di progetto) ed infine “Altri suoli” – rappresentano il 10% della superficie totale.

Ad un livello di maggiore dettaglio, secondo la “*Carta dei Suoli del Piemonte*” (1:50.000), l’area di progetto ricade all’interno dell’**Unità Cartografica U0309**” (Figura 46) costituita da un’unica delineazione posta nella pianura biellese sud occidentale, in destra orografica del fiume Elvo, che si estende da Salussola (BI) fino all’abitato di Carisio (VC). In particolare è caratterizzata da un terrazzo antico uniforme (di origine alluvionale), sopraelevato di 15-20 m rispetto al livello della pianura principale in quanto risparmiato dai processi erosivi operati dallo stesso corso d’acqua.



**Figura 46.** Estratto della “*Carta dei Suoli del Piemonte*” 1:50:000. Evidenziata dalla linea continua blu l’area catastale oggetto di intervento.

I suoli che costituiscono l'Unità – i.e. “depositi di limi e argille non calcarei” - sono molto antichi e mostrano un elevato grado di evoluzione pedogenetica con eluviazione dell'argilla dagli orizzonti superficiali a quelli più profondi. L'uso del suolo è per la maggior parte costituito dalla risicoltura e, secondariamente, dalla praticoltura. All'interno dell'Unità sono presenti, infatti, due distinte fasi di suolo determinate dalla diversa destinazione d'uso degli stessi terreni:

1. La fase **CARISIO anthraquica – CRS<sub>2</sub>** (costituisce il 70% delle superfici presenti nell'Unità): è costituita da suoli sui quali viene effettuata la coltura per sommersione del riso. Tale modalità di coltivazione determina un ristagno idrico superficiale che dà luogo al manifestarsi di caratteri di idromorfia entro i primi 40 cm di profondità del suolo;
2. La fase **CARISIO tipica – CRS<sub>1</sub>** (30% delle superfici che caratterizzano l'Unità): si trova sugli appezzamenti non coltivati a riso ma adibiti a prato o a colture alternative. Non presenta, invece, idromorfia superficiale.

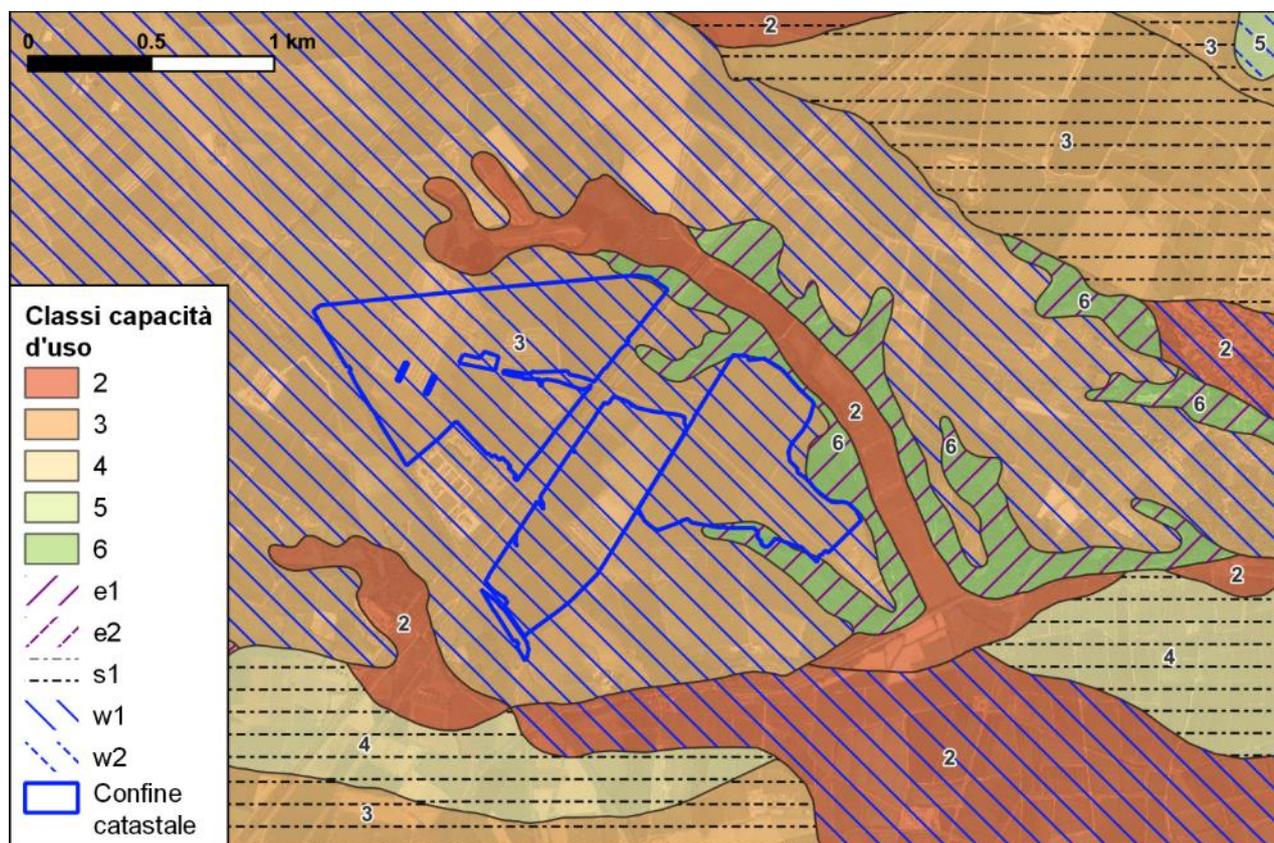
Nell'area di studio, i suoli sono ascrivibili agli “**Alfisuoli dei terrazzi antichi non idromorfi**” (Classificazione Soil Taxonomy: Oxyaquic Fragiudalf, fine-silty, mixed, nonacid, mesic) e sono rilevabili caratteristiche di entrambe le fasi sopra identificate. In particolare, la fase *Carisio anthraquica* CRS<sub>2</sub> è costituita da suoli profondi con una profondità utile limitata, a circa 50 cm, dalla presenza di condizioni di idromorfia che si vengono a creare per il ristagno idrico superficiale dovuto alla coltura per sommersione del riso. Nei subsoil sono inoltre presenti accumuli di concrezioni di Ferro-Manganese che possono formare un orizzonte estremamente resistente e che limita fortemente l'ulteriore approfondimento degli apparati radicali. La disponibilità di ossigeno è imperfetta e la permeabilità bassa, il drenaggio è mediocre. La falda profonda non ha una influenza diretta sul profilo del suolo. Il profilo tipico è caratterizzato da topsoil di colore da bruno olivastro a bruno giallastro chiaro con screziature di colore giallo brunastro e grigie, tessitura franca o franco limosa, assenza di scheletro, reazione acida ed assenza di carbonato di calcio e da subsoil di colore dominante da bruno olivastro chiaro a bruno giallastro con screziature in percentuale variabile dal 20 al 50 % di colore sia grigio che bruno. Tali screziature evidenziano l'alternanza dei processi di ossido riduzione nel profilo che si verificano stagionalmente a seguito di ristagno idrico dovuto alla bassa permeabilità dei suoli. La tessitura infine varia da franco limosa a franca, lo scheletro è assente, la reazione è subacida con assenza di carbonato di calcio. Sono inoltre evidenti elementi caratteristici del frangipan.

La fase *Carisio tipica* CRS<sub>1</sub> è invece costituita da suoli profondi con una profondità utile limitata, a circa 120 cm, dall'accumulo di concrezioni di Ferro-Manganese, che formano un orizzonte estremamente resistente e che limita l'ulteriore approfondimento degli apparati radicali. La disponibilità di ossigeno è moderata e la permeabilità bassa, il drenaggio è mediocre. Anche in questo caso la falda è profonda e non ha una influenza diretta sul profilo del suolo. Il profilo tipico presenta topsoil di colore da bruno olivastro a bruno giallastro chiaro, privi di screziature, con tessitura franco-limosa, privi di scheletro, reazione acida ed assenza di carbonato di calcio e subsoil caratterizzati da un colore dominante bruno giallastro scuro, con screziature in percentuale variabile dal 20 al 50% di colore sia grigio che bruno. Anche in questo caso le screziature evidenziano l'alternanza dei processi di ossido riduzione nel profilo che si verificano stagionalmente a seguito di ristagno idrico dovuto alla bassa permeabilità dei suoli. Come per i suoli CRS<sub>2</sub>, la tessitura varia da franco-limosa a franca, lo scheletro è assente, la reazione è subacida con assenza di carbonato di calcio e sono infine evidenti elementi caratteristici del frangipan.

In entrambe le fasi, la tipica sequenza degli orizzonti è Ap-E-Btx-Bts. La profondità dell'orizzonte con abbondanza di concentrazioni di Ferro-Manganese è variabile come anche la percentuale di volume delle concrezioni che in alcuni casi può raggiungere anche il 60%.

**In generale tali suoli sono utilizzati per coltivazioni risicole in relazione alla loro bassa permeabilità che consente fasi colturali di irrigazione per sommersione. Tali pratiche, tuttavia, contribuiscono ad una acidificazione superficiale dei suoli, con progressiva riduzione della fertilità (ed esigenza di interventi correttivi tramite calcitazioni, ammendamenti e fertilizzazioni - minerali ed organiche). Pratiche abituali, pertanto, risultano essere le rotazioni colturali, meglio se effettuate con leguminose (e.g. soia) o con forme di set-aside seguite da sovescio.**

Secondo la “Carta della Capacità d’Uso dei Suoli” (1:50.000 - Figura 47), derivata dalla “Carta dei Suoli” al fine di differenziare le terre a seconda delle potenzialità produttive delle diverse tipologie pedologiche<sup>47</sup>, l’area di studio rientra interamente all’interno della Classe III ossia “Suoli con alcune limitazioni che riducono la scelta e la produzione delle colture agrarie”, con limitazioni di tipo “w1” ovvero “Limitazione idrica: disponibilità di ossigeno per le piante”.



**Figura 47.** Estratto della carta della capacità d’uso dei suoli della Regione Piemonte. Evidenziata dalla linea continua blu l’area catastale oggetto di intervento.

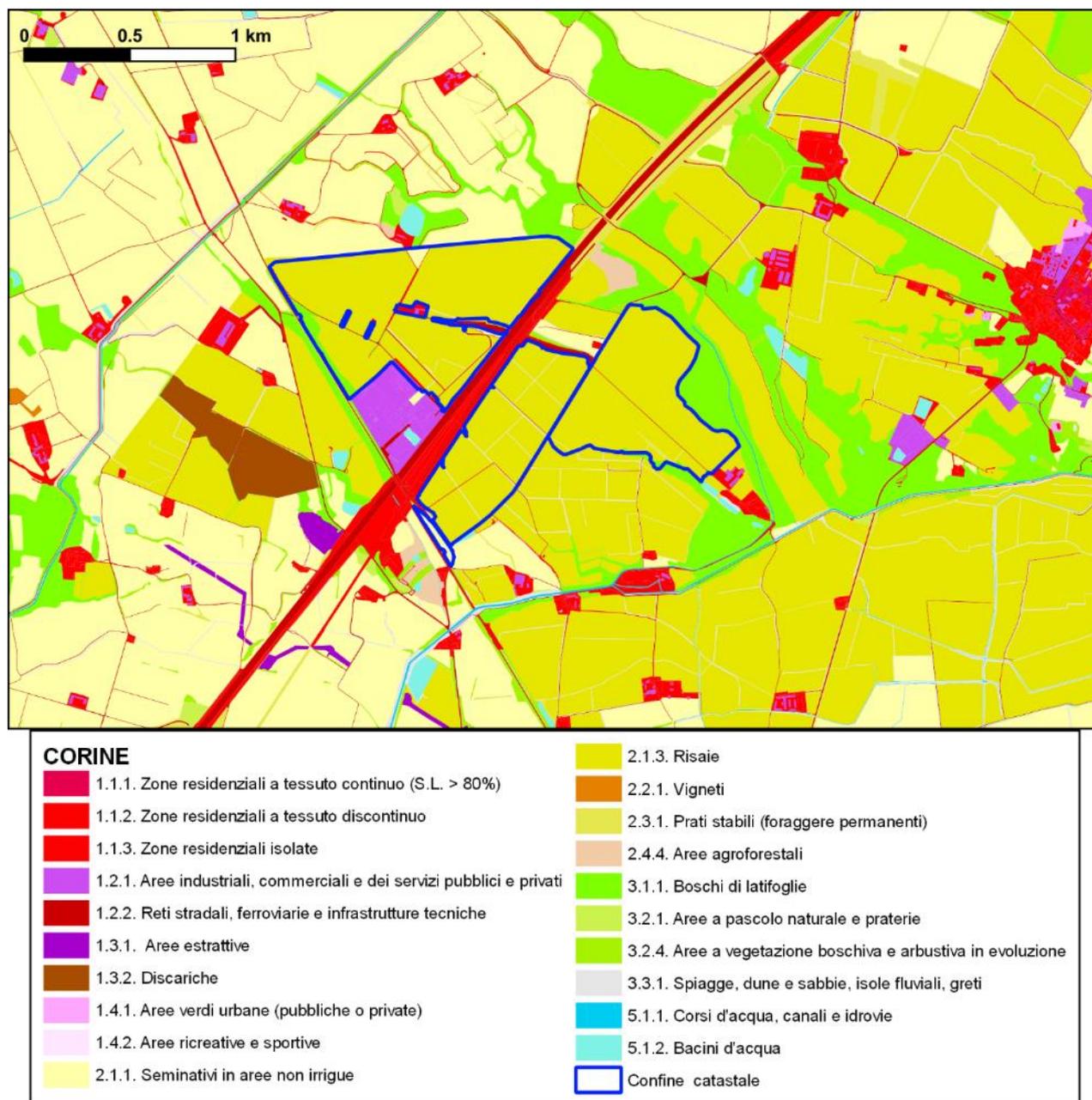
<sup>47</sup> Le classi che definiscono la capacità d’uso dei suoli sono otto. Le classi da 1 a 4 sono rappresentate da suoli adatti alla coltivazione e ad altri usi; le classi da 5 a 8, identificano suoli diffusi in aree non adatte alla coltivazione. Nello specifico:

- Classe 1 Limitazioni all’uso scarse o nulle. Ampia possibilità di scelte colturali e usi del suolo.
- Classe 2 Limitazioni moderate che riducono parzialmente la produttività o richiedono alcune pratiche conservative.
- Classe 3 Evidenti limitazioni che riducono le scelte colturali, la produttività e/o richiedono speciali pratiche conservative.
- Classe 4 Limitazioni molto evidenti che restringono la scelta delle colture e richiedono una gestione molto attenta per contenere la degradazione.
- Classe 5 Limitazioni difficili da eliminare che restringono fortemente gli usi agrari. Praticoltura, pascolo e bosco sono usi possibili insieme alla conservazione naturalistica.
- Classe 6 Limitazioni severe che rendono i suoli generalmente non adatti alla coltivazione e limitano il loro uso al pascolo in alpeggio, alla forestazione, al bosco o alla conservazione naturalistica e paesaggistica.
- Classe 7 Limitazioni molto severe che rendono i suoli non adatti alle attività produttive e che restringono l’uso alla praticoltura d’alpeggio, al bosco naturaliforme, alla conservazione naturalistica e paesaggistica.
- Classe 8 Limitazioni che precludono totalmente l’uso produttivo dei suoli, restringendo gli utilizzi alla funzione ricreativa e turistica, alla conservazione naturalistica, alla riserva idrica e alla tutela del paesaggio.

La sottoclasse è il secondo livello gerarchico nel sistema di classificazione della capacità d’uso dei Suoli. I codici “e”, “w”, “s”, e “c” sono utilizzati per l’indicazione sintetica delle sottoclassi di capacità d’uso. Nello specifico:

- Sottoclasse “e” è concepita per suoli sui quali la suscettibilità all’erosione e i danni pregressi da erosione sono i principali fattori limitanti.
- Sottoclasse “w” è concepita per suoli in cui il drenaggio del suolo è scarso e l’elevata saturazione idrica o la falda superficiale sono i principali fattori limitanti.
- Sottoclasse “s” è concepita per tipologie pedologiche che hanno limitazioni nella zona di approfondimento degli apparati radicali, come la scarsa profondità utile, pietrosità eccessiva o bassa fertilità difficile da correggere.
- Sottoclasse “c” è concepita per suoli per i quali il clima (temperatura e siccità) è il maggiore rischio o limitazione all’uso.

Secondo la classificazione Corine<sup>48</sup> (Figura 48), così come confermato dai sopralluoghi in situ, le aree sono adibite alla coltivazione di erbacee di pieno campo, prevalentemente riso o soia secondo criteri di opportunità/convenienza/mercato.



**Figura 48.** Tipo di uso del suolo secondo la classificazione CORINE relativa all'area oggetto di studio (evidenziata dalla linea continua blu).

**In relazione alla destinazione d'uso agraria l'orizzonte pedologico superficiale risulta indubbiamente antropizzato, con rimescolamenti e destrutturazione fino alla profondità cui giungono le lavorazioni tipiche (40-60 cm).** Infatti, le lavorazioni meccaniche effettuate sugli orizzonti superficiali al fine di ridurre la permeabilità dei suoli, comportano un rimescolamento e una conseguente compattazione degli stessi.

<sup>48</sup> Programma CORINE (COOrdination of INformation on the Environment – Decisione 85/338/EEC)

## 5. II Progetto Agrivoltaico

Il progetto qui presentato trova le sue radici in alcune delle principali sfide del 21° secolo. Da un lato il riscaldamento globale con l'esigenza di un rapido passaggio da fonti convenzionali non rinnovabili (come petrolio, gas e carbone) a un più efficiente e meno inquinante mix di energie rinnovabili (i.e. "transizione energetica"). Dall'altra il progressivo aumento della popolazione mondiale, che oltre a portare con sé l'incremento di domanda di energia, comporta anche un aumento della domanda in termini di cibo e, quindi, di preservazione della capacità produttiva delle terre coltivabili. A questi due elementi, già di per sé strategici, la recente crisi tra Russia e Ucraina - e le conseguenti sanzioni - hanno fatto emergere la necessità di una maggior indipendenza energetica nazionale (e in generale di tutta la UE) funzionale sia a una minor dipendenza da Paesi governati da politiche discutibili sia a garantire la piena autonomia degli approvvigionamenti (anche in ottica di calmierazione dei prezzi). Non ultima, infine, la necessità di un rafforzamento del comparto agricolo che, attraverso logiche moderne, consenta un'ormai indispensabile ricambio generazionale in agricoltura.

In risposta a quanto rappresentato, il progetto "e-VerGREEN"<sup>49</sup> intenderebbe contribuire al progressivo raggiungimento degli ambiziosi obiettivi sopra descritti, creando un ponte tra tradizione e innovazione, tra passato e futuro, tra locale e globale (che gli scriventi amano definire "glocale") in cui le esigenze collettive d'insieme non entrano in competizione con le esigenze del territorio, ma divengono motore di opportunità e sviluppo sostenibile, equo e duraturo. In quest'ottica, la sinergia tra modelli di agricoltura 4.0<sup>50</sup> e l'installazione di pannelli fotovoltaici di ultima generazione, potrà garantire una serie di vantaggi a partire dalla concordanza di intenti tra produzione energetica e agricoltura, fino ai più concreti risultati pratici: dall'ottimizzazione dei trattamenti, alla produttività quali-quantitativa dei raccolti, sino all'incremento della redditività e alla creazione di posti di lavoro.

Premesso che l'attuale progetto è stato sviluppato nell'ottica di NON accedere ai contributi previsti dal PNRR, seppur rispettando tutte le caratteristiche e i requisiti necessari per l'accesso, per una maggiore sostenibilità e solidità dell'iniziativa agro-energetica in linea con le logiche indicate nelle stesse Linee Guida, la società Proponente – in qualità di promotrice e titolare dell'autorizzazione – risulterà "capofila" dell'intero sviluppo progettuale. Nello specifico, oltre a curare tutti gli aspetti autorizzativi, realizzativi e gestionali della parte fotovoltaica, si occuperà anche di strutturare e definire la parte agricola affidando all'azienda agricola Sant' Alessandro (realtà imprenditoriale consolidata nel territorio nonché proprietaria e già ora conduttrice di parte dei fondi) la conduzione delle attività agricole al fine di valorizzare il territorio e le sue eccellenze e creare stabili opportunità d'impiego, a livello locale, nei vari ambiti operativi delle diverse fasi.

A tal fine è stata sottoscritta una lettera di intenti tra la società EG EDO S.r.l. e la società agricola Sant'Alessandro nella quale le Parti riconoscono e confermano il loro reciproco interesse, in una futura collaborazione per la conduzione e manutenzione di tutte le attività produttive agro-silvo-pastorali che interesseranno le aree di progetto dell'impianto agrivoltaico (cfr. documento "FTV22CP05-AMM-D-28-Lettera di intenti Azienda Agricola").

<sup>49</sup> Lo stesso nome di progetto "e-VerGREEN" integra il simbolo dell'elettrone (e<sup>-</sup>), l'abbreviazione "Ver" (a ricordare il territorio della Provincia di Vercelli) e il termine "green", ovvero verde (come l'energia pulita, come l'ambiente e l'agricoltura e come la sostenibilità). Il tutto, nel suo insieme, "evergreen", sempre verde.

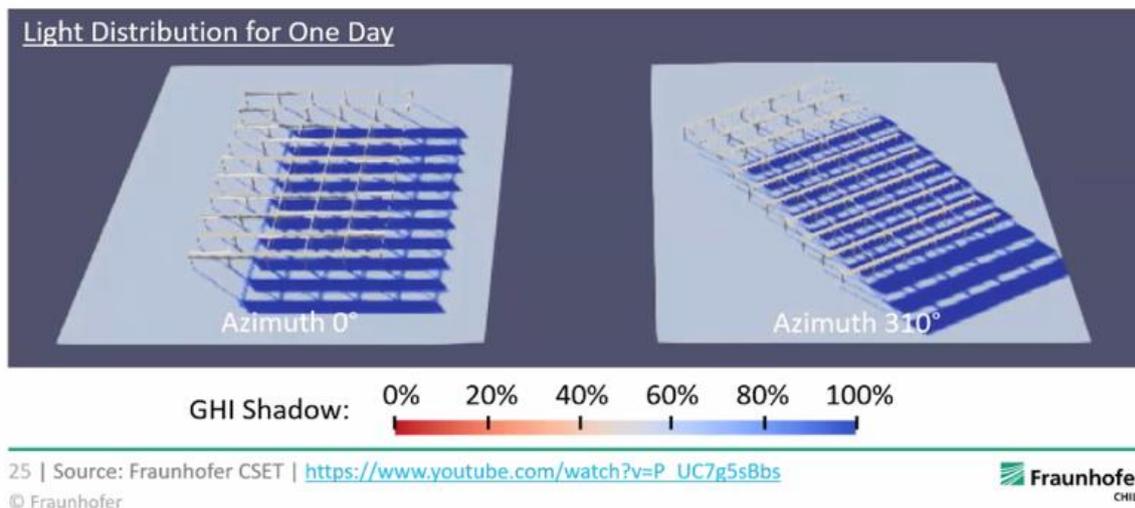
<sup>50</sup> Il termine "4.0" applicato all'agricoltura identifica tutto il complesso di strumenti e strategie che permettono di utilizzare in maniera sinergica una serie di tecnologie digitali le quali, a loro volta, permettono la raccolta automatica, l'integrazione e l'analisi di dati provenienti dal campo, da sensori (o da altra fonte terza) per offrire il massimo e più preciso supporto possibile all'agricoltore nel processo decisionale relativo alla propria attività.

## 5.1. Componente energetica di progetto

Ai fini di un ottimale connubio agro-energetico nel contesto considerato, tenuto conto delle esigenze dei coltivi qui esaminati e delle dimensioni dei macchinari necessari nelle varie fasi, la parte fotovoltaica di progetto è stata concepita con un sistema ad inseguimento monoassiale a doppio pannello, con motore sul fulcro di stringa per evitare la presenza di macchinari e/o impedimenti nelle interfile. Tale soluzione, a parità di produzione energetica, consente l'organizzazione dei moduli fotovoltaici in stringhe a doppio pannello con interfile sufficientemente distanziate tra loro da consentire il passaggio di mietitrebbiatrici (identificato come il macchinario di processo con maggiori limitazioni operative e dimensionali) con raggi di sterzata ridotti e barre di taglio da 6 - 6.5 metri (delle quali è stata verificata la disponibilità in loco, anche tramite il ricorso a servizi specifici di contoterzisti per particolari operazioni).

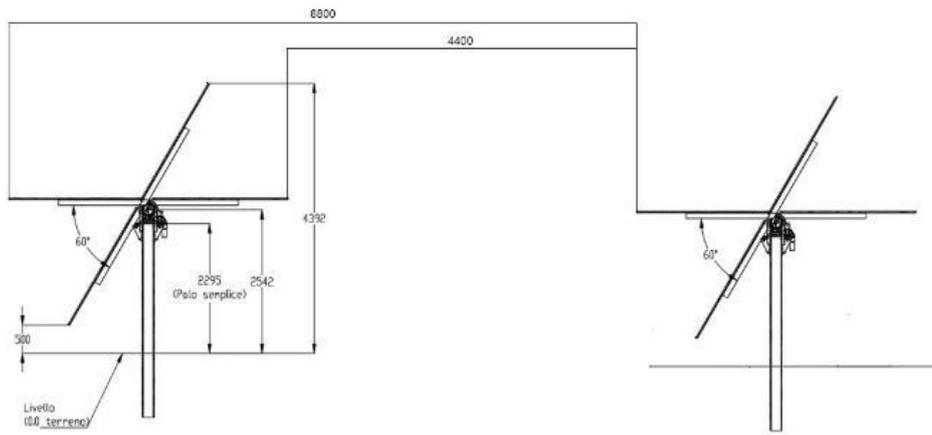
Nello specifico, si è optato per l'utilizzo di moduli di nuova generazione, posizionati su sistemi di supporto ad inseguimento (i.e. *tracker*), in ragione del fatto che:

- consentono di coltivare la superficie interessata dall'installazione fotovoltaica, poiché **non si creano zone d'ombra concentrata**, grazie alla lenta rotazione da est a ovest permessa dal sistema ad inseguimento solare (Figura 49);
- è possibile regolare l'inclinazione dei tracker in relazione sia ad eventuali esigenze delle colture (in funzione dello stadio fenologico) sia alla necessità di effettuare specifiche operazioni colturali che richiedano il passaggio di attrezzi con altezza superiore alla minima distanza del pannello dal suolo.
- il distanziamento utilizzato in questo tipo di progetti **permette il passaggio delle normali macchine ed attrezzature agricole**: a titolo di mero esempio, l'omologazione dei trattori consente una larghezza massima della macchina di 2.55 m (e la distanza tra le file di pannelli, ancorché variabile, risulta comunque essere sempre superiore);



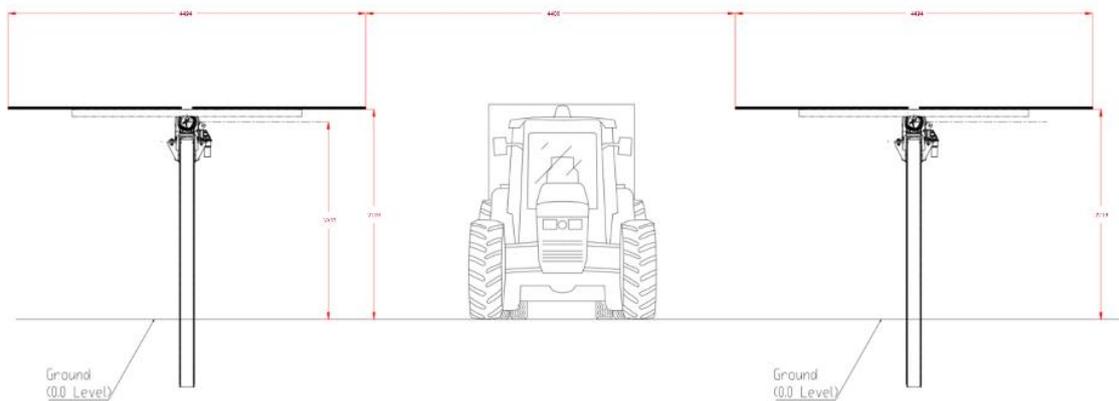
**Figura 49.** Distribuzione della zona d'ombra sotto i pannelli durante il giorno. FCR CSET: Light Simulation for Agrivoltaics plant with azimuth of 0° and -30° (Central Chile).

Il sistema fotovoltaico proposto prevede quindi di utilizzare inseguitori solari monoassiali a doppio pannello con moduli bifacciali che ruotano sull'asse Est-Ovest seguendo l'andamento del sole. Le strutture metalliche di supporto sono disposte lungo l'asse Nord-Sud su file parallele opportunamente distanziate tra loro con un interasse (distanza palo-palo) pari a 8.8 m per ridurre gli effetti degli ombreggiamenti e consentire il passaggio di tutti i diversi macchinari necessari per le operazioni colturali. L'altezza del nodo di rotazione è pari a 2.54 m dal suolo (Figura 50).



**Figura 50.** Vista dei tracker in sezione.

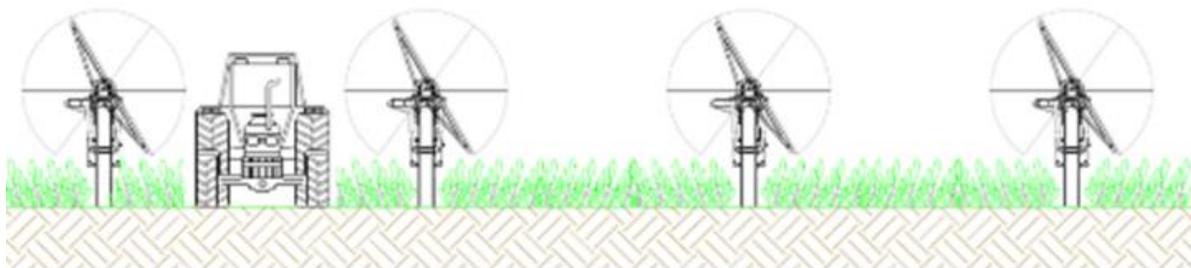
Tale soluzione consente di avere, nel momento di massima apertura - zenith solare - una fascia di larghezza 4.4 m (Figura 51) completamente libera dalla copertura dei pannelli tra le stringhe (di seguito denominata *gap*).



**Figura 51.** Particolare passaggio trattore agricola (sezione trasversale).

Prima e dopo il mezzogiorno, la superficie libera - e conseguentemente la zona di ombra - si modificherà in base all'inclinazione dei moduli (dipendente a sua volta dalla posizione del sole).

Il *gap* disponibile risulta, quindi, ampiamente sufficiente per le ordinarie attività agricole e per la movimentazione dei relativi mezzi meccanici (Figura 52).



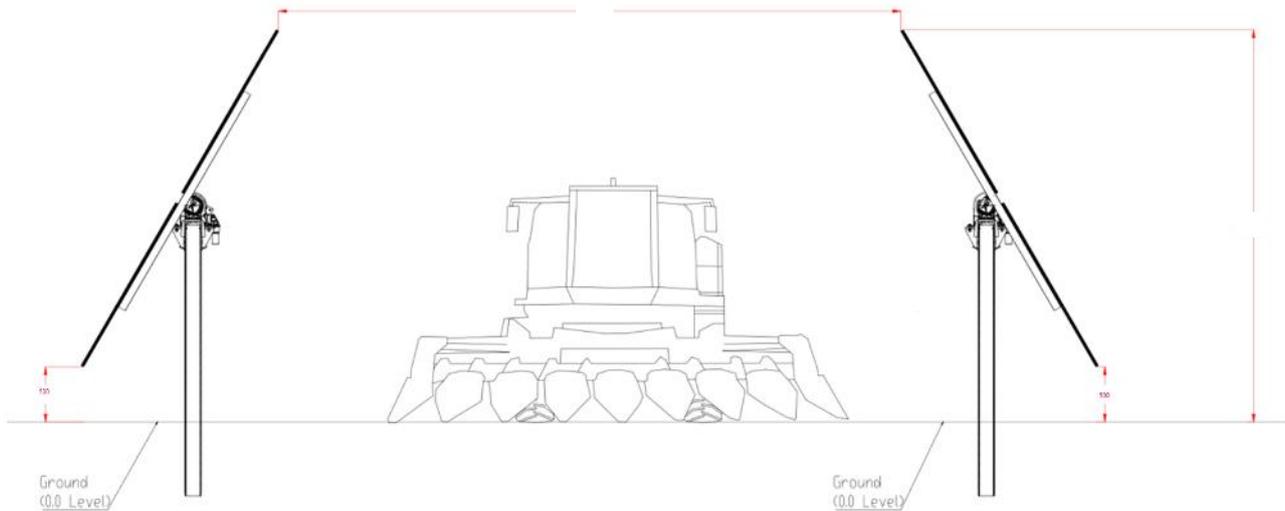
**Figura 52.** Particolare del passaggio dei mezzi operativi (sezione trasversale).

Il progetto in esame prevede, inoltre, la realizzazione di una fascia perimetrale compresa tra la recinzione esterna e i tracker fotovoltaici di almeno 8 m (condizione minimale sempre verificata; distanze superiori sono state tenute laddove possibile) finalizzata a consentire i necessari spazi di manovra anche dei mezzi meccanici più ingombranti come quelli per la raccolta.

La presenza di cavi interrati nell'area di impianto, poiché la profondità minima di inserimento è di 0.7 m, non costituisce ostacolo per le lavorazioni periodiche del terreno che non superano i 0.4 m di profondità (e.g. aratura).

In ultimo, appare interessante menzionare che i tracker utilizzati consentiranno la possibilità di regolare, manualmente o tramite software di controllo automatico, l'inclinazione dei pannelli; tale funzionalità risulta particolarmente utile al fine di consentire l'esecuzione di specifiche operazioni (agronomiche o manutentive dell'impianto), o soddisfare particolari esigenze della coltura in atto (in funzione della fase fenologica delle piante).

Si riporta, a titolo di esempio, in Figura 53 la rappresentazione del passaggio di una mietitrebbia per la raccolta dei cereali tra le file di pannelli: impostando il blocco dei tracker in posizione utile, infatti, diviene possibile consentire il passaggio di mezzi dall'ingombro notevole (e.g. mietitrebbie). Tale accorgimento consente inoltre il passaggio delle macchine in prossimità dei pali e, quindi, di utilizzare al massimo la superficie dell'interfilare.



**Figura 53.** Particolare della fase di raccolta con mietitrebbia (sezione trasversale).

Come accennato poc'anzi, lo spostamento della fascia d'ombra creata dalla stringa di pannelli determinerà una variazione su base diurna dell'irraggiamento complessivo, garantendo, da una parte, la coltivazione dell'intera superficie nell'interfilare tra le stringhe e, al tempo stesso, di mitigare eventuali rischi per le colture (e.g. momenti di eccessivo irraggiamento).

Il layout definitivo e gli accorgimenti descritti fanno sì che, sottraendo alla superficie catastale (140.53 ha) le aree ascrivibili a tare (13.86 ha) e le superfici non coltivate (18.70 ha), sia possibile coltivare una superficie complessiva pari a circa 108 ettari (cfr. Cap. 11).

Per i dettagli tecnici legati alla componente energetica di progetto si rimanda alla consultazione della relazione tecnica di impianto.

## 5.2. Componente agronomica di progetto

La parziale copertura di una coltura agraria con pannelli solari determina una modificazione della radiazione diretta a disposizione delle colture e, in minor misura, una variazione (non necessariamente negativa) delle altre condizioni microclimatiche (Marrou et al., 2013). La progettazione di un impianto agrivoltaico, quindi, parte dall'**analisi combinata dell'esigenze agronomico-colturali con quelle tecnologico-energetiche dell'installazione fotovoltaica, per addivenire ad un progetto finale che valorizzi le rese di entrambe le componenti, il tutto nel rispetto dell'ambiente in cui si inserisce e delle relative risorse.**

Per la progettazione dell'impianto agrivoltaico e-VerGREEN, al fine di identificare una soluzione di piena integrazione della componente energetica di progetto con le dinamiche agronomiche e i relativi necessari processi senza significativi stravolgimenti rispetto allo stato delle cose, è stata analizzata la storicità dei luoghi oggetto di intervento prendendo in considerazione:

- i) le coltivazioni praticate nel sito (attualmente e nel recente passato),
- ii) la compatibilità delle diverse specie con la tecnologia fotovoltaica e con il microclima creato dall'impianto, (i.e. fabbisogno di luce, tolleranza all'ombreggiamento, altezze della coltura, tecniche colturali per la realizzazione della coltura, ecc.),
- iii) le caratteristiche tecniche dei tracker (i.e. altezza dal suolo e distanza interfilare)
- iv) la dotazione tecnica, strumentale e infrastrutturale delle realtà agricole aziendali esistenti, (in primis quelle della proprietà dei fondi).

Dai sopralluoghi effettuati emerge che le coltivazioni precedentemente presenti nell'area di progetto e nell'intorno di essa sono rappresentate, principalmente, da risaie ed erbai e, in componente minore, da produzioni di soia.

In ragione, quindi, dell'assetto geologico, pedologico e morfologico dei luoghi, unitamente ai timori per la futura abbondanza di risorsa idrica (specie in ragione dei lunghi periodi siccitosi in aumento con i cambiamenti climatici in atto) e, non ultimi, l'elevato numero di pali di sostegno che, in assenza di dati sperimentali certi, potrebbe causare difficoltà alle fasi di sommersione (tipica del riso alle nostre latitudini per proteggere il seme dagli sbalzi termici), la componente agronomica di progetto **si propone di:**

- **avviare, su una superficie di circa 50 ha, corrispondente alla porzione Nord del fondo, la coltivazione di un erbaio per la produzione di foraggio;**
- **avviare, su una superficie di circa 56 ha, corrispondente alla porzione Sud del fondo, la coltivazione di soia, avvicinata a frumento tenero da granella;**
- **installare n° 100 arnie per la produzione di miele (e suoi derivati) suddivise in 3 zone:**
  - n° 35 arnie lungo il confine Nord-Ovest;
  - n° 35 arnie nella fascia di rispetto a Nord dell'autostrada;
  - n° 30 arnie in una zona a Sud-Est dell'area di impianto;
- **realizzare, su una superficie di circa 2 ha, un allevamento elicicolo (in una zona localizzata a Sud-Est dell'area di impianto, libera da pannelli).**

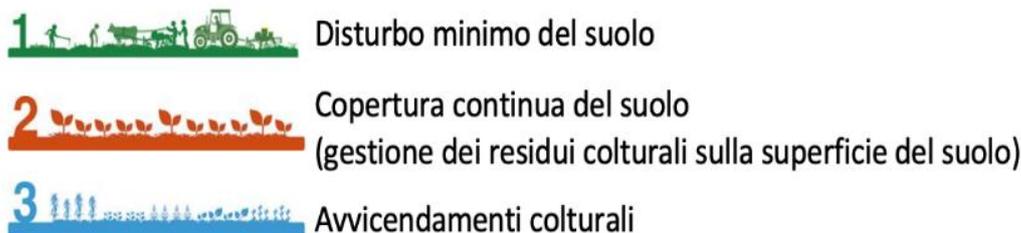
I dettagli progettuali della componente agronomica sono approfonditi nei paragrafi successivi e sintetizzati graficamente nell'elaborato dedicato "FTV22CP05-AMB-R-08c-Mitigazioni agro-ambientali rev#1".

Non si esclude, tuttavia, la possibilità di test per la produzione di riso "in asciutta" laddove le condizioni future lo consentiranno, stanti le interessanti esperienze delle vicine aree del pavese e del lodigiano.

La gestione agronomica del terreno sarà attuata nell'ottica di:

- aumentare la sostenibilità e la competitività dell'attività agricola anche attraverso la riduzione dei costi aziendali;
- migliorare le funzioni ecologiche del suolo, prevedendo possibili minacce e attenuando gli impatti dell'attività agricola sull'ambiente.

Al fine di aumentare la sostenibilità agricola, la gestione delle colture avverrà attraverso pratiche di *agricoltura conservativa* i cui pilastri sono (Figura 54):



**Figura 54.** I principi dell'agricoltura conservativa (FAO, 2005).

L'introduzione della minima lavorazione e l'impiego di macchine combinate, capaci di svolgere più operazioni in un unico passaggio, può consentire, infatti, a seconda del tipo di terreno e di coltura, una riduzione dei consumi di gasolio anche superiore al 50% rispetto alle tecniche convenzionali (Venetoagricoltura, 2019), oltre a risultare maggiormente compatibile con la presenza dei pannelli (riducendo il rischio di sporcare eccessivamente la componente fotovoltaica durante le fasi di preparazione del suolo).

Al fine di minimizzare l'impatto sull'ambiente verrà, inoltre, impostata una *rotazione colturale* (tecnica agronomica volta a minimizzare l'impatto dell'agricoltura sull'ambiente) che prevede la variazione della specie coltivata nello stesso appezzamento, migliorando la fertilità del terreno e assicurando, a parità di condizioni, una resa maggiore. Tale gestione agronomica consentirà, inoltre, di ridurre la pressione degli agenti biologici avversi (e.g. parassiti, funghi, virus, infestanti), tramite la variazione di condizioni creata dall'alternanza delle coltivazioni, sfavorendo, in questo modo, la proliferazione - e conseguentemente la diffusione -, di tali agenti.

Inoltre, la rotazione produce benefici ed intrinseci effetti ambientali riconosciuti ormai da secoli, quali:

- maggiore biodiversità;
- valorizzazione del paesaggio agrario;
- minori danni da erosione del terreno;
- minori rischi di lisciviazione di nitrati;
- maggior equilibrio dei fabbisogni idrici nel tempo;
- minor utilizzo di concimi e fitofarmaci, con conseguente riduzione dell'inquinamento ambientale e vantaggi anche dal punto di vista economico.

Nella rotazione colturale proposta si prevede di utilizzare due gruppi principali di colture (Cfr. Tabella 2):

- **Colture miglioratrici:** aumentano la fertilità del terreno, arricchendolo di elementi nutritivi. In particolare, le specie appartenenti alla famiglia delle leguminose - come per esempio la soia - sono in grado di assorbire azoto dall'aria e rilasciarlo nel terreno, grazie all'azione dei batteri che vivono in simbiosi con l'apparato radicale della pianta.
- **Colture depauperanti:** sfruttano gli elementi nutritivi presenti nel terreno e lo impoveriscono. Tra queste si possono citare i cereali autunno-vernini, come il frumento, l'orzo, il sorgo e, in generale, tutti i cereali da granella.

Nell'ipotesi di una conclusione dei lavori d'installazione della componente energetica di progetto entro il periodo autunnale, si prevede, quindi, la coltivazione delle seguenti colture:

- **Frumento tenero da granella** (*Triticum aestivum* L.), con semina entro la metà di ottobre e raccolta ad inizio giugno. Il cereale sarà intervallato con la soia.
- **Soia** (*Glycine max* (L.) Merr.), può succedere a diverse colture, come i cereali a paglia (tipo frumento e orzo) e le colture sarchiate (es. barbabietola da zucchero); infatti, come leguminosa ben si inserisce negli ordinari avvicendamenti. I migliori risultati si sono ottenuti facendola succedere al frumento, con incrementi produttivi di 3-5 q/ha<sup>51</sup>. La scelta di questa specie, come precedentemente descritto, è dettata dai numerosi fattori analizzati in precedenza. Scelta altresì supportata dalla buona resa che la specie dimostra se avvicendata al frumento e dalla crescita del valore della soia registrata nel corso degli ultimi anni<sup>52</sup>. La semina è prevista verso la metà di giugno e la raccolta a fine settembre.

**Tabella 2.** Dettaglio della rotazione oggetto di studio (Legenda: **F= frumento; soia**).

	GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC
Anno 1										F	F	F
Anno 2	F	F	F	F	F	Soia	Soia	Soia	Soia	F	F	F

Al fine di garantire una **copertura costante del terreno**, si propone di intervenire sulle specie e/o sulle varietà inserite nella *successione colturale*. Inoltre, per poter garantire tutti gli aspetti benefici della rotazione, è possibile ricorrere alla semina di varietà *precoci*. La precocità nelle piante coltivate comporta un anticipo dello **sviluppo, della** maturazione e della raccolta, risultando particolarmente utile poiché consente alle piante di sfuggire alle avversità climatiche o parassitarie che possono verificarsi all'avvicinarsi dell'epoca di maturazione e lascia il tempo utile alla preparazione del terreno per una successiva coltivazione.

<sup>51</sup> Manuale di agricoltura. Hoepli editore

<sup>52</sup> <https://ita.approfondimenti.adama.com/come-coltivare-la-soia-con-successo>

## 5.2.1. Approfondimento sulle attività agricole

### 5.2.1.1. Coltivazioni erbacee di pieno campo

#### → Soia

La soia è un legume originario dell'Asia Orientale, impiegato sia nell'alimentazione umana che in quella degli animali da allevamento. Nell'avvicendamento colturale la soia ha il ruolo di pianta miglioratrice della fertilità del suolo e presenta un ciclo primaverile-estivo.

Nel 2021 gli ettari coltivati a soia in Piemonte sono stati oltre 13.000 per una produzione di poco più di 472.000 quintali. In particolare, la provincia di Vercelli ha registrato una produzione di 76.356 quintali, collocandosi al quarto posto tra le province piemontesi. **Nel 2022 gli ettari coltivati a soia in Piemonte sono stati invece oltre i 18.000 per una produzione di poco superiore a 480.000 quintali. La provincia di Vercelli, per l'anno considerato, ha registrato una produzione di 95.460 quintali, posizionandosi al terzo posto tra le province piemontesi (Figura 55).**

Tipo di coltivazione		soia						
Selezione periodo		2021			2022			2023
Tipo dato		superficie totale - ettari	produzione totale - quintali	produzione raccolta - quintali	superficie totale - ettari	produzione totale - quintali	produzione raccolta - quintali	superficie totale - ettari
<b>Territorio</b>								
Italia		285464	9000598	8865656	342532	9180682	9056989	348740
Nord-ovest		61090	2331425	2331425	72924	2359085	2359085	69983
Piemonte		13765	472763	472763	18151	480690	480690	15210
Torino		2638	92330	92330	3362	100860	100860	3000
Vercelli		2121	76356	76356	3182	95460	95460	2700
Novara		2010	80000	80000	3612	90300	90300	3100
Cuneo		1160	32480	32480	1261	31500	31500	1050
Asti		1439	40292	40292	1503	21040	21040	1000
Alessandria		4007	140245	140245	4808	132220	132220	4000
Biella		370	10360	10360	423	9310	9310	360
Verbano-Cusio-Ossola		20	700	700	..	..	..	..

**Figura 55.** Superfici e produzioni totali della soia nelle province del Piemonte. Fonte: dati Istat sulle coltivazioni.

Le operazioni colturali prevedono:

1. l'aratura e la preparazione del letto di semina;
2. la semina a metà/fine giugno;
3. il diserbo in post-semina e le concimazioni;
4. lavorazioni/sistemazioni accessorie e interventi irrigui ausiliari;
5. la raccolta tra l'inizio di settembre e la fine di ottobre.

#### → Frumento tenero

Il frumento tenero (*Triticum aestivum*, o *vulgare*) è un cereale autunno-vernino e comprende diverse varietà, valida alternativa alle classiche monoculture di mais o soia.

Nel 2021 gli ettari coltivati a frumento tenero in Piemonte sono stati oltre 77.000 per una produzione di oltre 4.000.000 di quintali. In particolare, la provincia di Vercelli ha registrato una produzione di 74.550 quintali, collocandosi agli ultimi posti tra le province piemontesi. **Nel 2022 gli ettari coltivati a frumento tenero in Piemonte si sono attestati oltre i 75.000 per una produzione intorno ai 3.500.000 quintali. La provincia di Vercelli, per l'anno 2022, ha registrato una produzione di 72.430 quintali, confermando la sua posizione agli ultimi posti tra le province piemontesi (Figura 56).**

Tipo di coltivazione		frumento tenero					
Selezione periodo		2021			2022		
Tipo dato		superficie totale - ettari	produzione totale - quintali	produzione raccolta - quintali	superficie totale - ettari	produzione totale - quintali	produzione raccolta - quintali
<b>Territorio</b>							
Italia		498105	30722016	30532650	538771	27767937	27597428
Nord-ovest		133892	7862382	7862382	133010	6854057	6854057
Piemonte		77621	4145986	4145986	75885	3511115	3511115
Torino		16831	925705	925705	16375	886960	886960
Vercelli		1491	74550	74550	1510	72430	72430
Novara		1519	75950	75950	1750	96305	96305
Cuneo		16350	1043600	1043600	16085	852000	852000
Asti		8319	540735	540735	8352	501120	501120
Alessandria		32757	1469965	1469965	31515	1090420	1090420
Biella		349	15356	15356	296	11840	11840
Verbano-Cusio-Ossola		5	125	125	2	40	40

**Figura 56.** Superfici e produzioni totali del frumento tenero nelle province del Piemonte. Fonte: dati Istat sulle coltivazioni.

Le operazioni colturali prevedono:

1. l'aratura e la preparazione del letto di semina (e.g. frangizzollatura, erpicatura, fresatura);
2. la semina a fine settembre/inizio ottobre;
3. il diserbo in post-semina e le concimazioni;
4. lavorazioni/sistemazioni accessorie ed eventuali interventi irrigui di soccorso;
5. la raccolta tra la fine di maggio e la metà di giugno.

### 5.2.1.2. Erbaio da foraggio

Al termine delle fasi di allestimento della componente energetica di progetto, si andrà ad effettuare la semina di un erbaio, composto da più essenze foraggere, nelle porzioni di progetto ad esso destinate.

L'erbaio è un tipo di coltura destinato principalmente alla produzione di foraggio per l'alimentazione del bestiame, ma può essere sfruttato anche come sovescio, ovvero la pratica agronomica che consiste nell'interrare la coltura con lo scopo di restituire nutrimento al terreno e migliorarne la struttura, senza l'ausilio di sostanze chimiche o lavorazioni invasive.

La ragione per cui si propone un miscuglio foraggero porta con sé numerosi vantaggi, sintetizzabili come segue:

- elevata adattabilità ambientale e potenzialità produttiva (superiori rispetto alle essenze coltivate in purezza);
- minor rischio di allettamento;
- raccolta prolungata nel tempo e senza rischi di perdite qualitative nel prodotto;
- composizione del foraggio equilibrata per l'appetibilità animale, con differenti fonti di fibra e migliore digeribilità;
- maggiore sanità delle piante e minore diffusione di fitopatie;
- l'aggiunta delle leguminose nel miscuglio permette di ridurre gli input agronomici, contribuendo, inoltre, al miglioramento della struttura e della fertilità del suolo;

Tra le specie più adatte alle condizioni pedoclimatiche del sito in esame, saranno selezionate quelle con migliori proprietà foraggere appartenenti al patrimonio floristico spontaneo regionale (Baldoni R. e Giardini L., 2001), quali:



- Festuca alta (*Festuca arundinacea* Schreb.): graminacea spontanea in Europa, presenta una taglia ragguardevole e un sistema radicale molto profondo. È estremamente rustica, infatti si adatta benissimo al freddo, alla siccità e a tutti i terreni, compresi quelli acquitrinosi purché non troppo superficiali. Fra le graminacee più produttive e anche fra le più longeve potendo fornire buone rese per 6-10 anni.



- Erba mazzolina (*Dactylis glomerata foraggeta* L.): graminacea foraggeta di buona qualità e appetibilità, poco sensibile all'ombreggiamento, con ottima resistenza al freddo e discreta resistenza alla siccità; tra le qualità vale inoltre la pena citare la capacità di controllo delle infestanti (sia in coltura pura che in consociazione) e l'ottima predisposizione sia per la creazione di miscugli oligofiti o polifiti. La gamma di precocità, infine, si estende per oltre un mese. Fornisce produzioni elevate, ben ripartite su tutte le ricrescite. Il fieno proveniente dal primo sfalcio stagionale è di media qualità in quanto ricco di fusti, quello degli sfalci successivi è invece foglioso e più pregiato.



- Ginestrino (*Lotus corniculatus* L.): leguminosa perenne con ottime proprietà foraggere e con discrete proprietà mellifere che, diversamente dall'erba medica, non dà luogo a fenomeni di meteorismo negli animali. Cresce lentamente e soffre molto la competizione di altre essenze ma ha buone prestazioni se utilizzata in miscuglio con altre specie ad accrescimento più rapido.



- Trifoglio bianco (*Trifolium repens* L.): leguminosa adatta ai climi temperato-umidi e a diversi tipi di terreni, ben provvisti di calce e non necessariamente profondi purché irrigati. Il trifoglio bianco è il più adattabile dei trifogli e ricopre un ruolo importante nel miglioramento dei pascoli o nell'impianto dei prati-pascoli. La resa media annua di ottimo fieno è elevata.

Questa composizione è principalmente indicata per terreni argillosi e di medio impasto, adattabile alla produzione di fieno (o, eventualmente, anche al pascolamento diretto degli animali). **Si tratta di un miscuglio a lento insediamento, ma in seguito produce grandi quantità di foraggi, oltre all'ottima azione antierosiva fornita dagli apparati radicali.**

La proporzione delle specie potrebbe essere indicativamente la seguente: 45% Festuca arundinacea, 30% Erba mazzolina, 15% Ginestrino e 10% Trifoglio bianco. Inoltre, le leguminose foraggere, essendo anche piante mellifere, forniranno un ambiente di attrazione per le api selvatiche e all'ape domestica.

Le attività agronomiche per la semina dell'erbaio dovranno essere avviate in un periodo compreso tra la metà di marzo e la metà di luglio e si prevede:

- una **concimazione** di origine organica del terreno (letame bovino o digestato da biogas ottenuto esclusivamente da impianti agricoli) in ragione di 60 t/ha; operazione effettuabile al termine delle attività di installazione dei pannelli (a valle della posa dei pali);
- una **preparazione del terreno** ricorrendo pertanto a lavorazioni che ripristino l'orizzonte superficiale a valle dei lavori. Successivamente si potrà operare secondo regole del *minimum tillage*, con semplici lavorazioni superficiali quali estirpatura ed erpicatura (di modo da non alterare la struttura del suolo, preservando la fertilità chimica, fisica e biologica e cercando di limitare l'erosione ed il conseguente degrado);
- l'**acquisto di semente** delle specie erbacee locali, la cui dose indicativa è intorno ai 30-45 kg/ha;
- la **semina del miscuglio** di cui al punto precedente con idonei mezzi agricoli; nei punti più critici sarà possibile ricorrere alla pratica dell'idrosemina (applicazione al terreno di una miscela fluida composta di semi e sostanze che accelerano la germinazione e la radicazione);
- la **realizzazione di interventi irrigui di tipo ausiliario e funzionali a evitare l'innescò di condizioni di stress idrico per le piante**;
- la **fienagione**, che permette la trasformazione, attraverso procedimenti specifici, dell'erba fresca in fieno impiegabile come mangime per gli animali da allevamento. Il fieno viene tagliato più volte l'anno, per cui presenta caratteristiche e proprietà diverse a seconda del momento della mietitura.

Si stima che la **produzione dell'erbaio raggiungerà circa 14 t/ha di fieno per anno al 13% di umidità**; tale dato è però variabile in funzione della disponibilità irrigua. L'inizio spigatura delle graminacee a maggio segna il momento ottimale per il primo sfalcio, mentre le leguminose mantengono un livello di qualità maggiore anche dopo la prefioritura. Ogni 4-5 settimane verranno poi eseguiti gli sfalci successivi, vista la bassa attitudine delle graminacee a spigare nuovamente<sup>53</sup>.

La realizzazione dell'erbaio potrà prevedere tre diverse ipotesi di utilizzazione:

1. **fienagione in campo, vendendo il fieno prodotto alle aziende zootecniche locali**;
2. **fienagione in campo, conferendo il fieno prodotto alle stalle presenti all'interno dell'area di impianto** (laddove se ne ipotizzasse la riattivazione **delle vecchie stalle presenti** - con contestuale adeguamento **delle stesse** - per accogliere animali quali bovini, ovini e caprini);
3. **pascolamento diretto all'interno dell'area recintata da parte di ovini**, qualora si consolidasse un rapporto di collaborazione con un'azienda zootecnica locale, prevedendo **pertanto - dopo almeno due anni - la conversione dell'erbaio in prato pascolo**.  
In tal caso, il manto erboso verrà puntualmente monitorato e ristorato nel tempo, per garantire una copertura a migliore percentuale di specie con buone proprietà nutrizionali e mellifere. Il mantenimento del prato sarà a quel punto garantito con la trasemina di un miscuglio specialmente formulato, al fine di rigenerare i terreni, aumentandone la produttività e ripristinando la vita dell'ecosistema nel periodo invernale, presumibilmente alla fine dell'anno solare. È importante ricordare, infatti, che il pascolo è un'entità biologica quasi sempre eterogenea (in una fase iniziale), per la diversità delle piante componenti, ma che varia nel tempo in base all'insieme delle condizioni ambientali e antropiche e, in particolare, alle modalità di utilizzazione da parte del bestiame (più o meno ben controllato e gestito). In particolare, potrà essere prevista una gestione del pascolamento in rotazione suddividendo l'area in appositi settori. Tale sistema consentirà al gregge di utilizzare un'area - o un settore di pascolo - per un periodo controllato di tempo, per poi essere dislocato su altri settori fino a tornare su quello di partenza. Questo sistema di rotazione dinamica consente di evitare una degradazione eccessiva del suolo e del cotico erboso a causa del calpestamento (e dello stress meccanico dovuto ai tentativi di "prensione" del cotico quando la porzione residua delle piante è troppo bassa). La rotazione consente, inoltre, di utilizzare più volte, nell'arco di una stessa stagione, i ricacci del cotico erboso e di permettere al suolo, nei periodi di riposo, l'assorbimento dei nutrienti contenuti nelle deiezioni.

Nel caso di conversione da erbaio a prato, le attività agronomiche per garantire il corretto sviluppo e il mantenimento del prato, saranno programmate in funzione dello sviluppo e della vigoria del cotico erboso. Ogni 4 anni, qualora il prato tendesse a ridurre la capacità vegetativa,

<sup>53</sup> Baldoni R. e Giardini L., 2001. Coltivazioni erbacee. Ed. Patron; 3° edizione (10 maggio 2001), 410 pp. ISBN-10:8855525417

potrà essere effettuata una ripuntatura superficiale (o il sovescio) con successiva trasemina del miscuglio delle specie erbacee che necessitano di ripopolamento, con particolare attenzione alle erbacee nettarifere.

L'installazione fotovoltaica si integra completamente nel contesto sopra descritto, permettendo l'utilizzo dell'intera area sottesa ai pannelli e un aumento della resa in foraggio grazie agli effetti di schermo e protezione con parziale ombreggiamento nelle ore più assolate delle giornate estive ed il mantenimento di condizioni ottimali di umidità del terreno per un tempo più prolungato.

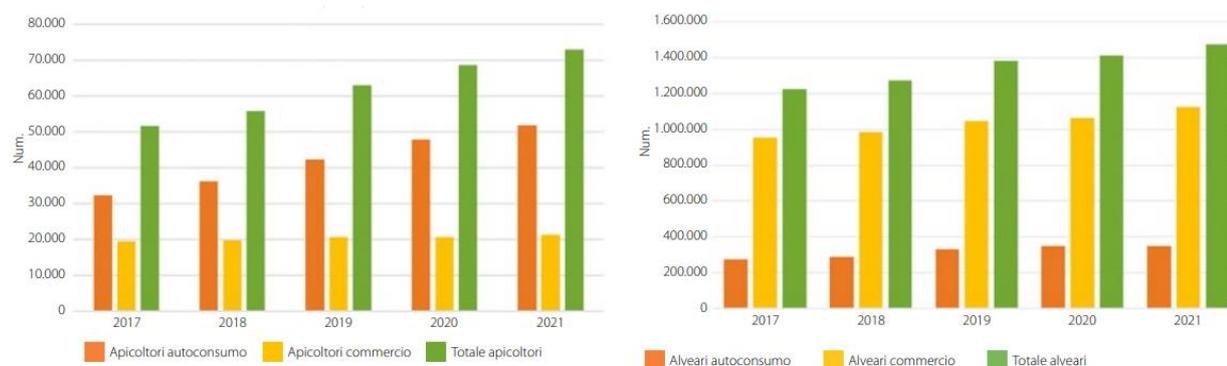
Inoltre, la progettazione tecnica prevista, come precedentemente accennato, unitamente alla possibilità di posizionare verticalmente i pannelli con appositi automatismi (fattore che consente la lavorazione del terreno fino ai sostegni dei moduli), consentirà l'accesso a qualsiasi tipo di mezzo meccanico agricolo per le necessarie lavorazioni o interventi di manutenzione.

### 5.2.1.3. Attività apistica

L'attività apistica, regolata dalla L. n. 313 del 24 dicembre 2004 "Disciplina dell'apicoltura", è riconosciuta *"come attività di interesse nazionale utile per la conservazione dell'ambiente naturale, dell'ecosistema e dell'agricoltura in generale ed è finalizzata a garantire l'impollinazione naturale e la biodiversità di specie apistiche, con particolare riferimento alla salvaguardia della razza di ape italiana (Apis mellifera ligustica Spinola) e delle popolazioni di api autoctone tipiche o delle zone di confine"*<sup>54</sup>.

A livello regionale, il Piemonte, tramite la L.R. n. 20 del 3 agosto 1998 "Norme per la disciplina, la tutela e lo sviluppo dell'apicoltura in Piemonte", ha riconosciuto l'apicoltura come **"attività agricola che si colloca nell'economia agricola e forestale regionale contribuendo alla conservazione dell'ambiente e degli ecosistemi naturali, al miglioramento qualitativo e quantitativo delle produzioni agricole e forestali, in particolare di quelle frutticole"**<sup>55</sup>.

In Europa la produzione di miele è in costante aumento (+3.9% dal 2019) e l'Italia è il 5° produttore con circa 1.687.000 alveari<sup>56</sup> e 73.148 apicoltori (Figura 57), di cui 51.813 producono per autoconsumo (71% del totale) e 21.335 sono apicoltori con partita iva che producono per il mercato (29% del totale)<sup>57</sup>.



**Figura 57.** Andamento della consistenza degli apicoltori (a sx) e degli alveari (a dx) a livello nazionale per tipo di attività. Fonte: Osservatorio Nazionale Miele.

In particolare, in Piemonte sia il numero di apicoltori che di apiari è costantemente aumentato dal 2016 (Figura 58), arrivando a **7.107** apicoltori e **26.015** apiari a fine 2022<sup>58</sup> (rispetto ai 6.933 apicoltori e ai 25.629 apiari registrati a fine 2021).

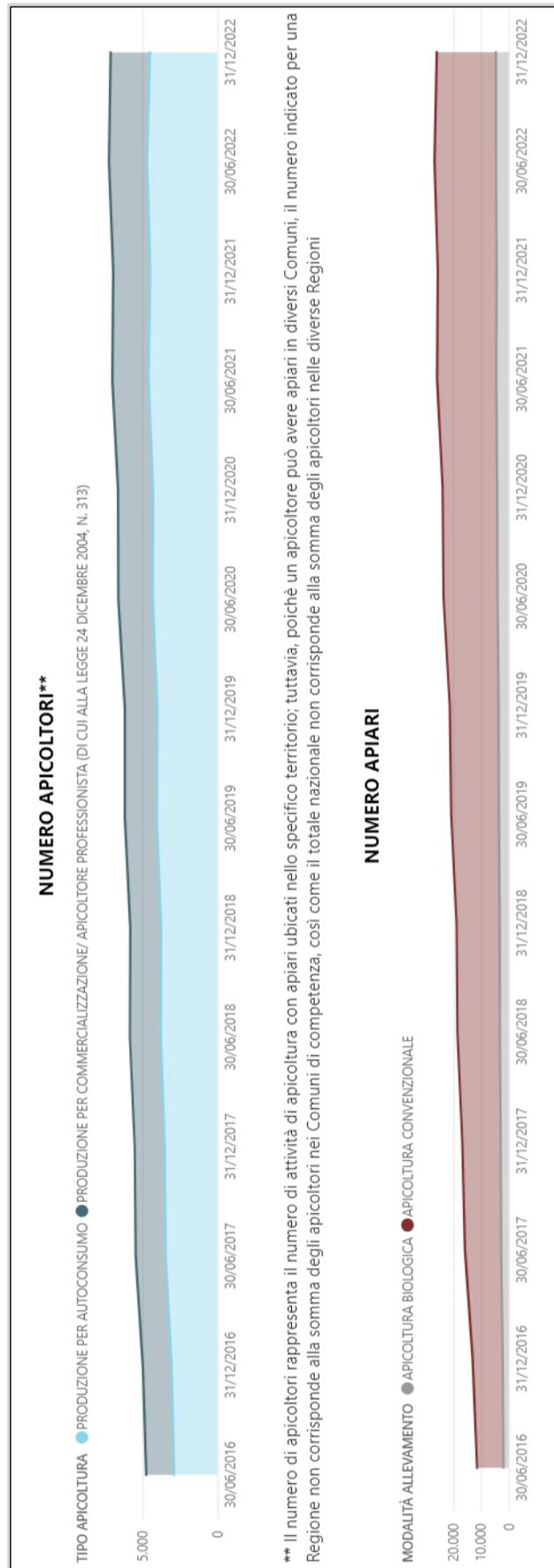
<sup>54</sup> Art. 1 L. 313/2004

<sup>55</sup> Art. 1 L.R. 20/1998

<sup>56</sup> "Il Valore della terra – Miele: andamento produttivo e di mercato per la stagione 2021" – Osservatorio Nazionale Miele (<https://www.informamiele.it/wp-content/uploads/2022/03/Report-2021-Il-Valore-della-Terra.pdf>).

<sup>57</sup> Dati provvisori della Banca dati Apistica nazionale relativi all'ultimo censimento 2021

<sup>58</sup> Anagrafe Nazionale Zootecnica – Statistiche – Patrimonio Zootecnico – Apicoltura – Attività di Apicoltura e Apiari - Report ([https://www.vetinfo.it/j6\\_statistiche/#!/report-pbi/45](https://www.vetinfo.it/j6_statistiche/#!/report-pbi/45)).



**Figura 58.** Grafici relativi al numero di apicoltori e di apiari in Piemonte negli anni 2016-2022. Fonte: Anagrafe nazionale Zootecnica.

L'apicoltura, quindi, si configura come un'attività di salvaguardia degli insetti impollinatori e come fonte di reddito attraverso le sue produzioni, in primis quella del miele. In tempi recenti si è assistito ad una crescente minaccia verso la salute degli insetti impollinatori, a causa di avversità sia di natura biotica (parassiti, predatori, patogeni) sia di carattere antropico. L'idea di sfruttare le superfici destinate all'installazione agrivoltaica per l'installazione di apiari porta con sé i benefici di utilizzare la flora nettarifera ivi presente, oltre a quella delle zone contermini, dove sarà minimizzato l'utilizzo di agrofarmaci.

Alcune porzioni della superficie progettuale verranno, quindi, dedicate alla creazione di postazioni adatte all'installazione di apiari al fine di realizzare un'attività apistica con ricadute significative anche sul comparto ecologico-produttivo della macro-zona in ragione del ruolo strategico, a livello ecosistemico, degli insetti impollinatori (e.g. salvaguardia della biodiversità, conservazione e salute degli habitat locali, monitoraggio ambientale). Le api sfrutteranno la flora nettarifera presente nell'area di pascolo e nel suo congruo intorno per produrre miele millefiori.

La coabitazione di api e impianti fotovoltaici vanta già esempi di successo. Per esempio, in Minnesota – ma sono ormai innumerevoli gli esempi in tutto il mondo – Connexus Energy, uno dei maggiori produttori e distributori di energia elettrica da fotovoltaico, ha iniziato dal 2016 un progetto di apicoltura in alcune delle sue installazioni fotovoltaiche, che ha portato alla produzione di un miele brandizzato "Solar Honey".

Considerando l'esposizione Est/Sud-Est del predellino di volo - l'unica apertura dell'arnia da cui le api escono/entrano dal/nell'alveare -, si prevede l'installazione di 100 arnie, disposte su più file di 5-10 alveari, separate di circa 50 cm lungo la fila. Tra una fila e l'altra verrà mantenuta una distanza di circa 5-6 metri, per favorire il lavoro delle api e anche l'intervento dell'apicoltore. Le basi saranno strutturate in modo da creare un'inclinazione verso l'uscita dell'alveare e per favorire la raccolta del prodotto.

Le essenze foraggere, soprattutto le leguminose (es. Trifogli), essendo anche piante mellifere, forniranno un ambiente di protezione idoneo alle api selvatiche e all'ape domestica. Inoltre, grazie alla presenza di specie mellifere presenti anche nelle aree arboree-arbustive e nelle fasce di mitigazione di prossimità, sommata alle fioriture localizzate entro un raggio di 2-3 km dalle arnie, **si stima una produzione annua di miele per arnia pari a 15-20 kg.**

I vantaggi derivanti dall'integrazione dell'attività nel parco fotovoltaico possono essere così riassumibili:

- salvaguardia e tutela dell'*Apis mellifera* e di numerosi altri impollinatori selvatici;
- aumento della biodiversità *in situ*;
- azzeramento dei trattamenti con agrofarmaci e creazione di oasi ecologiche;
- creazione di impiego per la gestione dell'apiario e ottenimento di un prodotto esclusivo e brandizzabile.

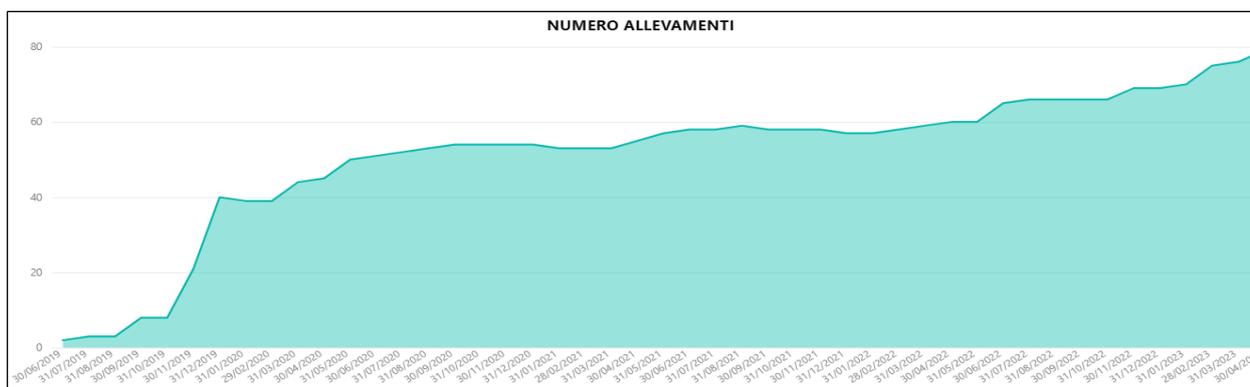
### 5.2.1.4. Allevamento elicicolo

L'elicoltura, ossia l'allevamento delle chiocciole, “*nel quadro agro zootecnico ha sempre rappresentato un'attività marginale, complementare a realtà zootecniche primarie, quali l'allevamento bovino, suino, avicunicolo e, negli ultimi anni, l'acquacoltura.*

**Negli ultimi decenni, tuttavia, l'elicoltura è andata affermandosi non più come attività marginale rispetto ad altre attività agro zootecniche, ma come vera e propria produzione primaria e attività di filiera anche in termini di valore economico ed occupazionale**” (Avagnina et al., 2015).

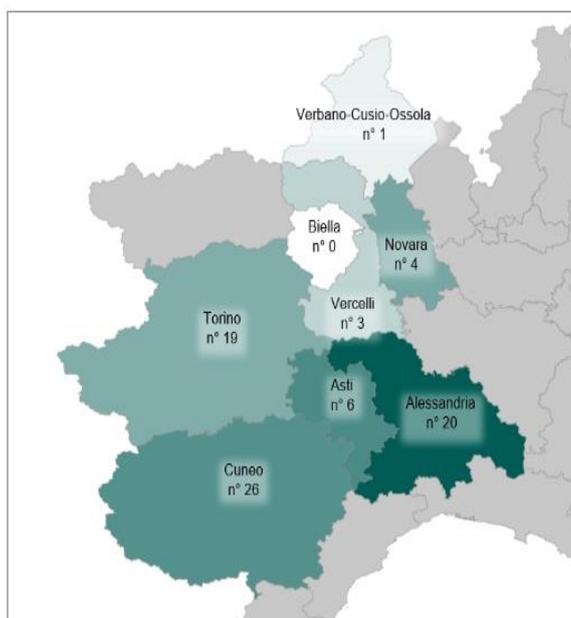
In Italia, a fine 2021, gli allevamenti di chiocciole sono stati più di 1.000 di cui 715 conformi al Disciplinare "Chiocciola Metodo Cherasco" per un volume di affari di 350 milioni di euro e quasi diecimila addetti nell'indotto. Un settore in crescita, ma inferiore all'aumento della richiesta (+42%) che è di gran lunga superiore all'attuale produzione<sup>59</sup>.

In riferimento alla Regione Piemonte, si evidenzia che il numero di allevamenti elicicoli è costantemente aumentato dal 2019 (Figura 59), arrivando a 79 allevamenti elicicoli a inizio 2023<sup>60</sup>.



**Figura 59.** Grafici relativi al numero di allevamenti elicicoli negli anni 2019-2023. Fonte: Anagrafe nazionale Zootecnica.

In particolare, la provincia di Vercelli si colloca agli ultimi posti tra le province piemontesi con un numero di allevamenti di chiocciole pari a 3 (Figura 60).



**Figura 60.** Densità di allevamenti elicicoli provinciali riferiti alla regione Piemonte – anno 2023. Fonte: Anagrafe nazionale Zootecnica.

<sup>59</sup> <https://terraevita.edagricole.it/culture-alternative/elicoltura-produzione-cresce/>

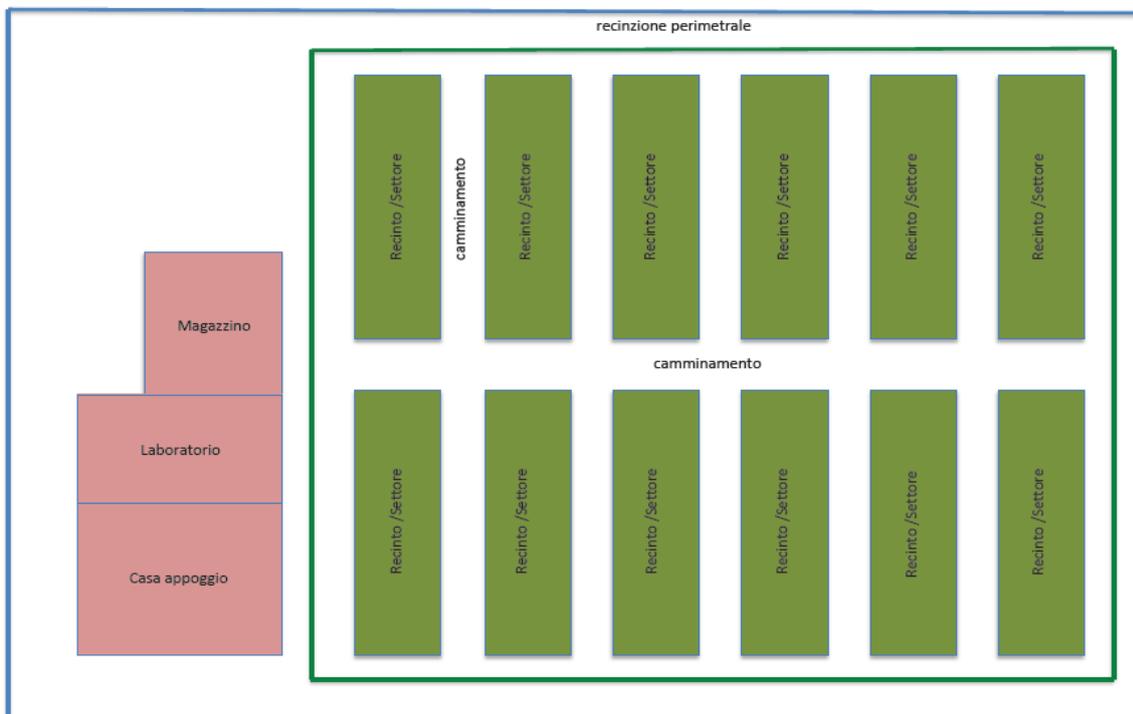
<sup>60</sup> [www.vetinfo.it/j6\\_statistiche/#/report-pbi/49](http://www.vetinfo.it/j6_statistiche/#/report-pbi/49)

**L'elicoltura si sta rivelando un settore interessante per diversificare l'attività agricola, con molteplici sbocchi e applicazioni nel campo alimentare, cosmetico e medico.** Inoltre, a livello tecnico l'allevamento di lumache presenta caratteristiche di lavorazione semplici ma non automatizzabili: gli animali sono innocui, resistenti, tolleranti, privi di rischi (sia nei confronti della salute propria che verso quella dei lavoratori) e non necessitano, nemmeno dopo la raccolta, di cicli di conservazione specifici.

Alcune porzioni poste a Sud-Est della superficie catastale potranno, quindi, essere dedicate alla creazione di un allevamento all'aperto ("metodo italiano"<sup>61</sup>), utilizzando soltanto vegetali e seminativi coltivati nel terreno utilizzato per la produzione, mirando a creare opportunità di coinvolgimento ed inclusione lavorativa delle fasce deboli (e.g. persone diversamente abili e fasce protette).

Inoltre, l'utilizzo di questo tipo di allevamento risulta incentivato anche dai costi relativamente limitati sia per la realizzazione dell'impianto sia per la sua gestione. Infatti, nonostante la chiocciola allevata allo stato brado sia soggetta ad un maggior rischio derivante dall'attacco di altri animali (e.g. insetti, volatili, ecc.), essa necessita di un minor impiego di mano d'opera rispetto ad un allevamento al coperto.

Per una proficua ed economica conduzione della produzione, tassello fondamentale risulta essere la creazione di una recinzione basale esterna in lamiera zincata ed una speciale recinzione "a balza" per i diversi scomparti di allevamento. Recintare il terreno, infatti, significa evitare la dispersione dei molluschi ed, allo stesso tempo, proteggere gli stessi dagli attacchi di alcuni possibili predatori. L'utilizzo delle reti di recinzione è utile anche per separare le chiocciole durante il loro ciclo biologico: in particolare, sono tenute in recinti differenti alla nascita e nella fase dell'ingrasso. Come accennato, la recinzione più comune è costituita da una base di lamiera zincata (avente uno spessore di circa 3/10mm) infissa nel suolo per circa 30 cm di profondità per impedire l'ingresso in allevamento di talpe, roditori, o altri predatori atteri. Per le recinzioni interne all'allevamento, invece, verrà utilizzata una rete particolare, chiamata Helitex<sup>62</sup>, e caratterizzata dalla presenza di balze interne per evitare la dispersione delle chiocciole. Queste recinzioni sono poste a perimetrazione di vere e proprie "strisce di terreno a pascolo per le chiocciole". Tali aree avranno una lunghezza non superiore ai 50 metri ed una larghezza compresa tra 2.5 e 4 metri. Inoltre, saranno separati da sentieri privi di vegetazione, larghi all'incirca un metro, che permettono all'allevatore di poter effettuare le operazioni di coltura ed allevamento senza compromettere il raccolto (Carleo et al., 2015).



**Figura 61.** Schema tipo di un allevamento elicicolo all'aperto<sup>63</sup>.

<sup>61</sup> Nome coniato dall'Istituto Internazionale di Elicoltura di Cherasco (CN).

<sup>62</sup> La rete Helitex di fabbricazione nazionale è utilizzata nel 95% degli allevamenti italiani all'aperto ed è tessuta con un filato di polietilene.

<sup>63</sup> "L'allevamento delle chiocciole Dall'idea alla produzione" – Istituto Zooprofilattico Sperimentale della Sardegna.

I recinti saranno interessati dalla coltivazione di specie vegetali che formeranno il “pascolo” per l'alimentazione delle chioccioline. Una scelta studiata e oculata delle specie da utilizzare nelle zone di allevamento porta con sé numerosi vantaggi, sintetizzabili come segue:

- regolazione del microclima nella zona di vita delle chioccioline;
- diminuzione della temperatura del suolo;
- protezione, per mezzo di foglie laminari e molto sviluppate, contro i raggi del sole e le precipitazioni atmosferiche;
- possibilità di riparo e salita quando l'umidità del terreno è eccessiva;
- miglioramento della deposizione della rugiada, la quale risulta essere il tipo di umidità migliore necessaria alla attività biologica dei molluschi.

Per il popolamento erbaceo si ipotizza un mix di specie comprendente:



- Ravizzone (*Brassica rapa* L.): pianta della famiglia delle Brassicaceae coltivata in Italia per ottenere olio dai suoi semi e, principalmente nel Nord, per l'alimentazione verde invernale del bestiame. È estremamente rustica, infatti si adatta benissimo al freddo ed è la prima a spuntare in primavera. Le chioccioline appetiscono soprattutto le foglie, le quali servono anche, durante le ore più calde della giornata, come riparo contro i raggi solari.



- Bietola da coste (*Beta vulgaris* L.): pianta della famiglia delle Chenopodiaceae specificatamente alimentare. È ricca di foglie larghe, in grado di proteggere le chioccioline dai raggi ultravioletti del sole; inoltre, raccoglie nelle nervature delle foglie numerose goccioline di umidità, che vengono assorbite dai molluschi nelle ore notturne. Tale specie viene appetita nella sua totalità.



- Cicoria selvatica (*Cichorium intybus* L.): pianta della famiglia delle Compositae che viene generalmente mescolata ad altre varietà di insalate (e.g. lattuga selvatica, dente di leone). Il misto di queste insalate è principalmente adatto alle zone di riproduzione perché si forma una sorta di piccolo boschetto fitto di vegetazione molto protettiva per le chioccioline.



- Girasole (*Helianthus annuus* L.): pianta della famiglia delle Compositae molto comune e di facile coltivazione. Le piante vengono appetite per intero; in particolare, i fiori vengono utilizzati per alimentare le giovani chioccioline.

**L'irrigazione** rivestirà un'importanza cruciale per il funzionamento di tale attività: in condizioni di scarsa umidità e temperature elevate, infatti, la chiocciola risponde allo stress chiudendosi nel proprio guscio, riducendo le attività fisiologiche - inclusa l'alimentazione -, con conseguenze sulla crescita delle chiocciole e, quindi, resa produttiva dell'allevamento. Il concetto alla base dell'irrigazione è di garantire una umidità relativa medio-alta (50-70%), confacente con le esigenze climatiche della chiocciola nonché della vegetazione coltivata.

Gli interventi irrigui si renderanno necessari prevalentemente nel periodo estivo, cui frequenza e volume saranno condizionati dall'andamento giornaliero di valori di temperatura e umidità relativa. Sarà, quindi, predisposto un sistema d'irrigazione per micro-aspersione, perimetrale alle recinzioni, dotato di irrigatori sprinkler a basse portate (in Figura 62 si riporta un esempio). L'impianto irriguo funzionerà tramite un sistema di pompaggio e idrovalvole che renderanno l'operazione programmabile e automatica.



**Figura 62.** Esempio di allevamento elicicolo presente in Emilia Romagna, irrigazione di un ettaro di impianto attraverso un sistema di micro-aspersione<sup>64</sup>.

Le operazioni necessarie per la realizzazione dell'allevamento possono essere così schematizzate:

- pulizia accurata del terreno;
- preparazione del terreno ricorrendo pertanto a lavorazioni superficiali quali aratura e fresatura;
- costruzione della recinzione perimetrale con lamiere zincate e ondulate e posizionamento dei paletti di sostegno dei recinti destinati alla produzione nel primo anno;
- concimazione del terreno tramite l'utilizzo di concime inorganico azotato;
- posizionamento delle reti del perimetro e dei recinti;
- posizionamento del sistema d'irrigazione;
- semina della vegetazione;
- costruzione degli altri recinti interni;
- pulizia e diserbo dei passaggi costruiti tra un recinto e l'altro;
- immissione delle chiocciole fattrici (da un minimo di 22 ad un massimo di 25 per m<sup>2</sup> seminato).

Per una corretta gestione generale dell'allevamento, dovranno essere realizzate alcune operazioni supplementari e di sostegno, di seguito riportate:

- operazioni di manutenzione, quali pulizia e diserbo dei camminamenti;

<sup>64</sup> <https://www.rimininotizie.net/societa/2022/07/30/sulle-colline-di-rimini-e-nato-il-piu-grande-allevamento-di-lumache-dellemiliana-romagna/>

- recupero degli individui che si allontanano dall'allevamento o che stazionano a lungo sulle reti per riportarle in mezzo alla vegetazione;
- taglio periodico della vegetazione per permettere una ricrescita di foglie appetibili per le chiocchie,
- eliminazione della vegetazione supplementare o dei frutti non utilizzati.

Si stima che **la produzione dell'allevamento potrà raggiungere circa 10 t/ha di lumache di prima e seconda qualità per anno**; inoltre, si evidenzia che ulteriori opportunità potrebbero derivare dall'affiancamento del commercio della **“bava di lumaca” per cosmesi, con una produzione di circa 1.500 kg all'anno**.

### 5.2.1.5. Focus sull'irrigazione dei coltivi

Con riferimento agli aspetti irrigui, vale la pena fare un approfondimento utile a chiarire le soluzioni immaginate rispetto all'attuale conduzione.

Nello specifico, infatti, gli attuali ambiti di risaia necessitano di una lunga fase di sommersione (con un battente idrico di almeno 3-5 cm sul piano di campagna) essenziale nelle prime fasi di sviluppo delle piante di riso, dove l'acqua svolge, specialmente alle nostre latitudini, una funzione termoregolatrice che protegge la plantula dagli sbalzi termici. La sommersione persiste durante tutte le fasi di sviluppo vegetativo fino alla chiusura dei canali irrigui in prossimità della fioritura. A questa fanno seguito, in autunno, la fase di maturazione e di raccolta in cui le camere restano in asciutta. L'attuale sistema, quindi, richiede l'approvvigionamento irriguo da metà aprile fino a metà agosto per consentire la sommersione delle camere. Stimando un indice medio di consumo stagionale di risaia nel vercellese di circa 2-3 l/s/ha (Vinci et al., 2022), il volume irriguo medio stagionale si attesta, indicativamente, a 25.000 m<sup>3</sup> per ettaro di risaia; di questi, circa il 70-75% viene recuperato attraverso lo scarico delle camere (detta colatura), rientrando nei canali irrigui per l'alimentazione delle superfici a valle, mentre, il restante 25-30% (circa 6.500 m<sup>3</sup>/ha) si figura come effettivo consumo di risorsa del sistema, ripartito tra acqua infiltrata per percolazione ed acqua persa per evapotraspirazione.

Viceversa, la coltivazione della soia, così come le superfici dedicate a erbaio da foraggio, necessitano di un supporto irriguo di tipo “ausiliario” e funzionale unicamente a incrementare l'umidità dei suoli in prossimità del loro “punto di appassimento”<sup>65</sup> per evitare l'insacco di condizioni di stress idrico ai vegetali (e consentire alte rese dei coltivi e buona qualità dei prodotti). A tal proposito, peraltro, la presenza dei pannelli fotovoltaici – i quali limitano l'incidenza della radiazione solare diretta al suolo e abbassano gli estremi termici sotto pannello – contribuirà a ridurre l'evapotraspirazione reale (Elamri et al., 2018) e, quindi, il fabbisogno irriguo.

Tenuto conto delle **modeste pendenze naturali** dell'area, della **tessitura poco permeabile del suolo** e della **rete di canali irrigui che attraversa il sistema di camere esistenti**, la scelta di un'irrigazione di tipo “a gravità” risulta essere adeguata e funzionale al contesto con, oltretutto, i seguenti vantaggi:

- la rete di canali risulta piuttosto fitta<sup>66</sup> e quasi interamente con pelo libero delle acque posto al di sopra del piano campagna, il che consente l'apertura di semplici derivazioni laterali e/o l'installazione di manichette fisse (o mobili) per sostenere una ripartizione uniforme senza l'impiego di pompe idrovore.

<sup>65</sup> La frazione di acqua effettivamente disponibile per le colture risulta quella trattenuta nel suolo per semplice capillarità e si trova, in termini idrologici, compresa tra la c.d. “capacità di campo” (quando, in condizioni ideali, i macro-pori si sono svuotati per gravità e i micro-pori sono saturi) e il c.d. “punto di appassimento” (quando, in condizioni ideali, l'acqua residua ancora presente nel suolo presenta una tensione di suzione tale per cui la pianta non è più in grado di assorbirla e inizia ad avvizzire).

<sup>66</sup> La vicinanza con il canale artificiale ad uso agricolo “*Canale Depretis*”, rende l'area in studio particolarmente avvantaggiata ai fini irrigui. Dal sopracitato canale derivano diversi canali consortili, due dei quali attraversano la superficie catastale di progetto (ancorché esclusi dalla stessa e opportunamente salvaguardati con adeguate fasce di rispetto – come del resto tutti i restanti canali consortili o assimilati tali – per garantirne il funzionamento e la corretta accessibilità/manutenzione) e proseguono verso valle per l'irrigazione di superfici terze per poi restituire le acque in eccesso nel canale sottostante.

- La natura limosa del suolo limita il fenomeno di percolazione e ne aumenta la ritenzione idrica. Ciò implica che una corretta irrigazione per scorrimento favorisce una distribuzione ottimale dell'acqua su tutta la superficie prima di infiltrarsi in profondità oltre gli orizzonti radicali.
- l'esperienza pregressa del conduttore del fondo (i.e. Az. Agr. S. Alessandro) ha dato prova di come in passato le camere risicole siano state facilmente adattate alla coltivazione della soia.

Inoltre, l'evoluzione da una coltura più idroesigente a specie più tolleranti, oltretutto consociate con la produzione energetica da fonti rinnovabili tramite pannelli fotovoltaici, consente un significativo risparmio idrico – sia in termini assoluti sia relativi - dovuto a molteplici fattori quali:

- il ridotto numero di interventi irrigui rispetto al lungo periodo di sommersione,
- la riduzione dell'evapotraspirazione potenziale (in assenza di superfici stabili allagate),
- la riduzione dei valori di evapotraspirazione reale, come conseguenza della presenza dei pannelli fotovoltaici che mantengono parzialmente protette le superfici.

Nello specifico, per le superfici coltivate a erbaio da foraggio, la tecnica irrigua immaginata sarà "a scorrimento semplice", mentre, per la soia, verrà eseguito lo scorrimento "ad infiltrazione laterale", sfruttando la disposizione in file dei coltivi. Viceversa, per l'impianto elicicolo, sarà predisposto un piccolo sistema di aspersione tramite sprinkler oggetto di opportuna trattazione nel paragrafo dedicato (cfr. Par. 5.2.1.4).

Partendo dal presupposto che gli interventi irrigui qui analizzati abbiano lo scopo di sopperire ai periodi di stress idrico, è possibile fare qualche ragionamento preliminare, utile per una stima orientativa grossolana dei volumi di adacquamento e del numero di interventi.

In particolare, è possibile formulare un'analisi indicativa di bilancio idrico semplificato (Cfr. Figura 63) per le colture proposte a partire dalla variazione del contenuto idrico nel suolo e dall'elaborazione di costanti idrologiche del terreno agricolo (quali, per l'appunto, "capacità di campo" e "punto di appassimento") in virtù proprio della presenza di un sistema di monitoraggio e di supporto decisionale (Cfr. par. 5.2.2) in grado di predire l'avvicinarsi di stati di stress e garantire un uso razionale delle risorse idriche a disposizione.

L'analisi del bilancio idrico assume la seguente formula generale:

$$P + I \pm \Delta W - R - D - ET_e = 0$$

In cui:

- $P$  = piogge;
- $I$  = apporto tramite irrigazione;
- $\Delta W$  = variazione del contenuto idrico dello strato di suolo interessato dal bilancio;
- $R$  e  $D$  = sono le perdite per percolazione e drenaggio;
- $ET_e$  = sono le perdite di evapotraspirazione effettiva.

Nel caso specifico, l'analisi del bilancio idrico è finalizzata a definire il momento irriguo e i rispettivi volumi.

Per la computazione del bilancio sono stati raccolti ed elaborati i seguenti dati:

- dati meteorologici annuali giornalieri di precipitazioni, temperatura massima, minima e media della stazione di rilevamento di Vercelli, forniti dalla rete meteorografica ARPA Piemonte<sup>67</sup>. Con riferimento all'anno 2019.
- Calcolo dell'Evapotraspirazione Potenziale  $ET_0$  su base giornaliera (mm/g), mediante l'adozione della formula di Hargreaves e Samani (Hargreaves et al., 1985) con opportune correzioni per tenere conto delle esternalità date dal sistema agrivoltaico in progetto<sup>68</sup>.
- Stima del coefficiente colturale  $Kc$  in riferimento al documento FAO 56 (Allen et al., 1998) sulle Linee guida per il calcolo del fabbisogno idrico delle colture<sup>69</sup>.

<sup>67</sup> <https://www.arpa.piemonte.it/dati-ambientali/dati-meteoidrografici-giornalieri-richiesta-automatica>

<sup>68</sup> Elamri et al, 2018 stima che, considerando le caratteristiche strutturali dell'impianto in progetto, sia verosimile una riduzione del 30% del valore  $ET_0$  ottenuto dalla formula di Hargreaves e Samani.

<sup>69</sup> <https://www.fao.org/3/x0490e/x0490e00.htm#Contents>

- Caratterizzazione fisica del suolo (tessitura, densità reale e apparente) a partire dalle basi cartografiche acquisite (e opportunamente verificate in campo (Cfr. par 4.3)) e definizione di relativi parametri idrologici (i.e. Punto di Appassimento (*PA*), Capacità di Campo (*CC*) e Capacità Idrica Massima (*CIM*)) attraverso funzioni pedotransfer (nel caso specifico sono state utilizzate quelle proposte da Rawls e Brakensiek (1989)).
- Calcolo del coefficiente di stress colturale (*Ks*) e dell'evapotraspirazione colturale (*Etc*) necessari per la quantificazione dell'Evapotraspirazione effettiva  $ET_e$  (mm/g).
- Calcolo del Limite di Intervento Irriguo  $LI_{irr}$  (calcolato come differenza tra la capacità di campo e l'acqua disponibile massima in funzione della diversa sensibilità alla coltura allo stress idrico).
- Calcolo del contenuto idrico del suolo (*SWC*) mediante il bilancio idrico giornaliero, considerando un franco di coltivazione medio di 60 cm.

Il criterio adottato per stabilire il momento dell'irrigazione è stato poi basato sull'obiettivo di evitare che il contenuto idrico del suolo (*SWC* – dall'inglese *Soil Water Content*) scendesse al di sotto della soglia del Limite Irriguo ( $LI_{irr}$ ).<sup>70</sup>

In Figura 63 viene riportata la rappresentazione grafica dei risultati di stima del bilancio idrico del numero di **interventi irrigui** e del **volume complessivo di adacquamento della soia** secondo la tecnica di irrigazione per scorrimento. Per tale analisi sono stati utilizzati i dati di precipitazione dell'anno 2019 i quali, per precisione formale e correttezza d'interpretazione, si riferiscono ad un anno giudicato il 5° anno più caldo degli ultimi 62 anni (con una anomalia termica media attorno a + 1.5°C rispetto al trentennio 1971-2000), ma anche il 9° anno più piovoso (con un surplus medio di +23% rispetto alle medie storiche). Fonte: ARPA Piemonte – “Il Clima in Piemonte nel 2019”.

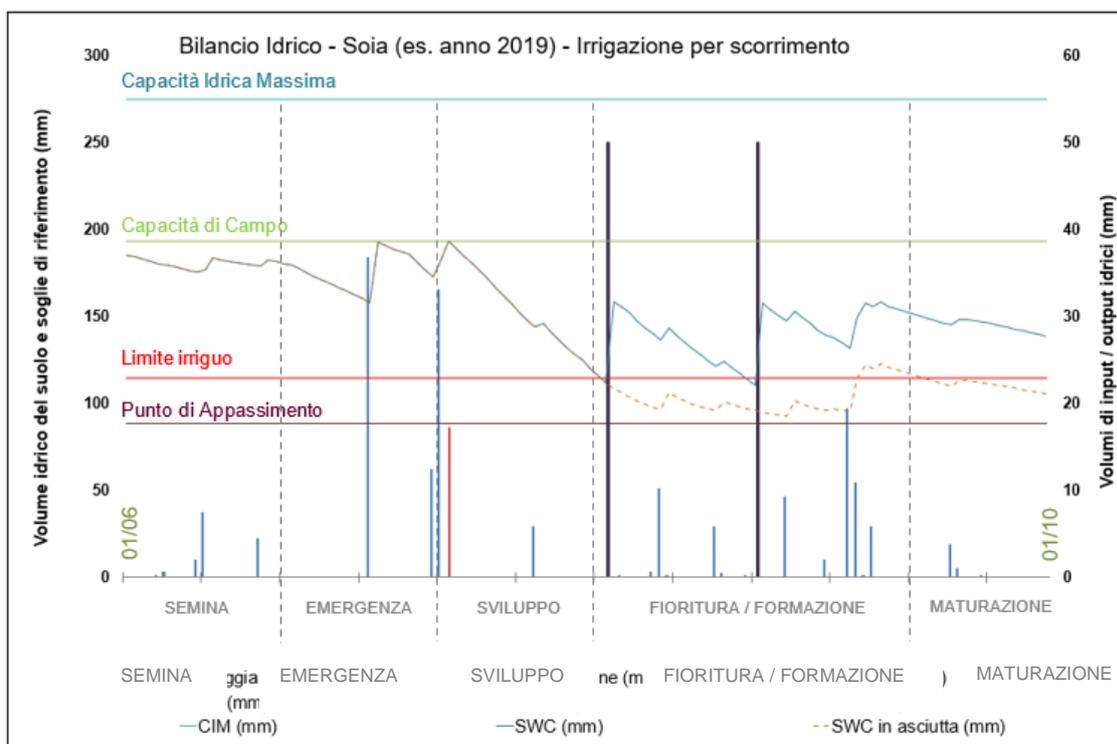
Interessante rilevare come le piogge avvenute durante la fase di sviluppo vegetativo abbiano consentito un certo ritardo d'intervento sul primo intervento irriguo necessario, mentre le piogge estive abbiano lavorato in modo collaborativo con gli interventi irrigui.

Al netto delle inefficienze del sistema, ogni intervento è stato ipotizzato in un'irrigazione effettiva di 50 mm di acqua, per un volume di adacquamento di 500 m<sup>3</sup>/ha/intervento che, nel caso studio del 2019, si è tradotto in due soli interventi irrigui nelle fasi più critiche della stagione (per un consumo totale complessivo di 1000 m<sup>3</sup>/ha (eventualmente anche raddoppiabili sull'intera stagione in relazione alle basse efficienze irrigue, contro, però, i 6000-6500 m<sup>3</sup>/ha di consumo idrico medio del riso menzionati a inizio del presente paragrafo).

Nella medesima figura, per opportunità di confronto, è riportato anche lo scenario di **coltivazione** della soia senza interventi irrigui (come mero termine di confronto con il caso irriguo). Si può notare come il contenuto idrico del suolo non soddisfi le richieste idriche della pianta scendendo al di sotto del limite critico e portando in stress la coltura.

Vale tuttavia la pena evidenziare che, benché la zona sia abitualmente caratterizzata da piogge durante la stagione tardo-primaverile, è ipotizzabile che in caso di scarsità di precipitazioni durante lo stadio finale di sviluppo vegetativo, potrebbe essere necessario l'aggiunta di un terzo intervento.

<sup>70</sup> A tal proposito vale però la pena specificare che per la coltivazione della soia - qui impostata come secondo raccolto in successione al frumento - i momenti di maggior fabbisogno coincidono con le fasi di fioritura e riempimento dei baccelli, spesso coincidenti con i mesi a maggior domanda evapotraspirativa (mentre in fase di semina e germinazione risultano meno sensibili).



**Figura 63.** Analisi del bilancio idrico della coltivazione della soia in successione al frumento con scenario di irrigazione per scorrimento, messo a confronto con il caso senza interventi (in asciutta). L'asse verticale sinistro fa riferimento ai dati riportati in forma di linea, quello di destra ai rappresentati in colonna.

Per quanto riguarda l'**erbaio polifita**, per ottenere soddisfacenti produzioni di foraggio e, al contempo, mantenere il giusto equilibrio nella composizione floristica, la scelta del momento irriguo viene stabilita tenendo conto diversi fattori, quali, per esempio: il numero di sfalci che si vogliono ottenere per anno, il composto varietale scelto e le precipitazioni. Per ottenere una produzione annuale ottimale di 14 t/ha (al 13% di umidità) gli sfalci consigliati dovranno essere 4-5, con una distanza intermedia minima di 4-5 settimane permettendo alle graminacee di ricacciare e ottenere una buona biomassa. Possibilmente, quindi, gli interventi irrigui saranno da schedare – compatibilmente con i turni e le disponibilità complessive - dopo l'asportazione della biomassa (per stimolare la rapida ripresa vegetativa durante la stagione).

Le modalità e le tempistiche di approvvigionamento idrico saranno stabilite di concerto con il Consorzio irriguo, al fine di perseguire la migliore soluzione che possa consentire la soluzione di miglior compromesso senza creare disagi alla corretta gestione irrigua delle aziende di valle.

In ottica di adattare il sistema attuale di suddivisione in camere "allagabili" al sistema irriguo in progetto, si renderà necessario effettuare alcuni adeguamenti minori identificabili, per lo più, nella realizzazione di un numero maggiore di prese (per l'immissione dell'acqua in ogni camera indipendente), coadiuvato da un sistema di manichette fisse e mobili. Per ogni camera, inoltre, verrà eseguita una riprofilatura degli argini per la regimazione dell'acqua irrigua.

In allegato sono riportate le rappresentazioni cartografiche delle attuali dinamiche idrauliche della rete dei canali afferenti e del sistema irriguo corrente (cfr. Allegato 1) e lo schema del sistema irriguo dell'opera in progetto con le necessarie sistemazioni descritte (cfr. Allegato 2).

In relazione a tali argomentazioni, pertanto, è possibile sottolineare come il progetto e-VerGREEN sia stato concepito e ragionato con strategie di sostenibilità di lungo periodo ed intenderebbe porsi come opportunità per il territorio: da un lato la scelta di colture meno idroesigenti capaci di risentire meno delle conseguenze dei cambiamenti climatici e, come tale, capace di lasciare maggior disponibilità di risorsa idrica per le produzioni DOP dell'area (e, in generale, per gli altri consorziati); dall'altro, come rappresentato in sede di confronto con i tecnici del Consorzio Ovest Sesia, l'apertura della società proponente a valutare la realizzazione di eventuali opere di compensazione, nel rispetto della normativa vigente, tese ad evitare che l'esternalità positiva generata (e rappresentata dal minor utilizzo di risorsa) possa tradursi in un aggravio di costi per gli altri utenti consorziati.

## 5.2.2. Precision farming e monitoraggio agronomico

In conformità alle “*Linee Guida per l’Applicazione dell’Agro-fotovoltaico in Italia*” (Unitus, 2021) e alle “*Linee guida in materia di Impianti Agrivoltaici*” (MiTE, 2022) si prevede l’installazione, **già in fase Ante-Operam, di una stazione agrometeorologica** dotata di sensori standard per la misurazione di temperatura del suolo e dell’aria, apporti pluviometrici, velocità e direzione del vento, umidità del suolo e dell’aria, radiazione solare totale, evapotraspirazione e bagnatura fogliare. La raccolta dei dati meteo proseguirà anche durante la fase di esercizio dell’impianto (corso d’opera).

Nell’ottica di monitorare e migliorare le proprietà dell’erbaio, verrà effettuato un **monitoraggio della vegetazione finalizzato a tenere sotto controllo la stessa dal punto di vista floristico e bio-ecologico e a evidenziarne i dinamismi e le relazioni con l’attività pastorale** (Gusmeroli e Pozzoli, 2003); **questo, anche** al fine di stabilire dei criteri di gestione favorevoli alla conservazione dei cotici e al potenziamento della biodiversità. Il campionamento del manto erboso verrà effettuato una prima volta in fase di Ante-Operam al fine di valutare esattamente le specie da impiegare per la prima trasemina, e poi una volta ogni 2-3 anni. Il rilievo verrà condotto con il metodo indicato da Bolzan (2009) che prevede di effettuare un monitoraggio in primavera (maggio) e uno in autunno (ottobre) di ciascun anno di campionamento, in modo da consentire una valutazione più approfondita di eventuali variazioni stagionali nella composizione floristica. I rilievi saranno realizzati seguendo la metodologia fitopastorale denominata **analisi lineare**<sup>71</sup>, proposta da Daget & Poissonet (1969), che prevede il rilevamento della composizione vegetazionale delle risorse pascolive su 2 transetti di 25 m. Dalla composizione vegetazionale, con opportuni coefficienti, si otterrà il **Valore Pastorale (VP)**<sup>72</sup>, un indice della qualità complessiva della prateria, sia dal punto di vista produttivo che della composizione floristica (Daget & Poissonet, 1969). Tale indice fornirà indicazioni sull’adeguatezza foraggera del prato e consentirà di valutare la necessità di riequilibrare la presenza delle specie attraverso operazioni di trasemina.

I risultati di questi rilievi saranno fondamentali anche per valutare la presenza di specie con proprietà mellifere a supporto dell’attività dei bottinatori e saranno utili per il completamento del monitoraggio ambientale.

Per quanto concerne il monitoraggio dell’area interessata dalle coltivazioni agricole, si prevede inoltre di migliorare la gestione attraverso accorgimenti per una **gestione sempre più orientata ad un’Agricoltura di Precisione**<sup>73</sup> (AP). Le definizioni di AP (Pisante, 2013) riguardano l’adozione di tecniche che consentono di:

- migliorare l’apporto di input attraverso l’analisi di dati raccolti da sensori e la relativa elaborazione con strumenti informatici (e.g. Decision Support System - DSS<sup>74</sup>), i quali, gestendo la variabilità temporale, permettono di dosare al meglio l’impiego di input colturali (i.e. acqua, prodotti fitosanitari e concimi);
- garantire la tracciabilità del prodotto utilizzando tecnologie informatiche per la registrazione dei dati di campo;
- impiegare “macchine intelligenti” in grado di modificare la propria modalità operativa all’interno delle diverse aree.

A livello nazionale esistono delle “*Linee Guida per lo sviluppo dell’Agricoltura di Precisione in Italia*”<sup>75</sup>, (redatte a cura del Gruppo di Lavoro nominato con DM n. 8604 dell’1/09/2015 e pubblicate nel settembre 2017 da parte del Ministero delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali), le quali costituiscono uno

<sup>71</sup> Il metodo dell’analisi lineare prevede il censimento della specie presenti all’interno di un’area definita come una porzione di terreno di estensione contenuta in cui le condizioni ecologiche sono omogenee e caratterizzate da una vegetazione uniforme.

<sup>72</sup> Per il calcolo di VP viene utilizzato l’indice specie specifico ISI che varia da 0 (specie di nessun interesse foraggero) a 5 (specie ottima per qualità, appetibilità e produttività) (Roggero et al., 2002). Il VP può variare da 0 a 100 e sulla base di tale valore le aree prative possono essere classificate in tre categorie: pascoli di scarsa qualità (PV ≤ 5), media qualità (15 < PV < 25), buona qualità (PV > 25) (Bolzan, 2009).

<sup>73</sup> Agricoltura che impiega strumenti, tecnologie e sistemi informativi allo scopo di supportare il processo di assunzione di decisioni in merito alla produzione dei raccolti (Gebbers e Adamchuk, 2010)

<sup>74</sup> I DSS sono sistemi informatici che raccolgono, organizzano, interpretano e integrano in modo automatico le informazioni provenienti in tempo reale dal monitoraggio dell’«ambiente coltura» (attraverso sensori o attività di monitoraggio). I DSS analizzano questi dati per mezzo di avanzate tecniche di modellistica e, sulla base degli output dei modelli, generano una serie di allarmi e supporti alle decisioni.

<sup>75</sup> <https://www.politicheagricole.it/flex/cm/pages/ServeBLOB.php/L/IT/IDPagina/12069>

specifico approfondimento sull'innovazione tecnologica in campo agricolo e illustrano le metodologie da attuare per la realizzazione dell'Agricoltura di Precisione. Tali Linee Guida sono state utilizzate come modello di riferimento nella predisposizione del modello di gestione di monitoraggio del progetto.

Considerata la realtà aziendale, al momento **si esclude** la possibilità di introdurre l'impiego di macchine intelligenti con navigazione assistita tramite GPS (situazione a cui si potrebbe tendere negli anni e che consentirebbe di gestire al meglio le lavorazioni, anche in considerazione dell'ingombro rappresentato dai pannelli). Tuttavia, si prevede di agire sin da subito introducendo, oltre alla stazione agrometeorologica, anche un **supporto informativo DSS** (Sistema di Supporto Decisionale) **per la registrazione delle operazioni di campo, il monitoraggio della produttività agricola, la consultazione e l'elaborazione dei dati meteo.**

La scelta del DSS da impiegare verterà **su** uno strumento **capace di fornire** gli indici di rischio per le malattie del frumento, della soia e dell'erbaio. Infatti, l'utilizzo di tali strumenti modellistici consente di controllare (o prevenire) in modo efficace lo sviluppo di patologie, riducendo il numero di interventi.

Per tutte le colture in rotazione, attraverso il DSS, sarà possibile:

- monitorare, tramite l'integrazione di specifici strumenti, la dotazione idrica del terreno in base alle caratteristiche del suolo, all'approfondimento radicale, allo sviluppo della coltura e alle condizioni meteorologiche, per il calcolo del bilancio idrico. Tale bilancio consente di identificare **in anticipo** il momento più opportuno per irrigare<sup>76</sup> e il volume di adacquamento da somministrare<sup>77</sup>;
- la registrazione delle concimazioni effettuate, con l'indicazione dei prodotti specifici e dei relativi titoli, permetterà di ottimizzare le tempistiche e le quantità di concime da applicare in funzione del tipo di terreno, dell'andamento meteorologico, della resa attesa, della varietà coltivata e del processo colturale adottato;
- la registrazione delle produzioni ottenute dalle diverse colture (utile anche per la creazione di un database relativo alla coltivazione in un sistema agrivoltaico di pieno campo su un periodo di 25-30 anni). L'analisi di questi dati contribuirà, quindi, anche ad aumentare le conoscenze per individuare le colture più adatte a tali contesti e/o in condizioni agroambientali analoghe a quelle del sito di intervento.

L'integrazione tra i dati meteo registrati in campo e l'elaborazione dei dati da parte del DSS, unitamente ai dati raccolti per il monitoraggio ambientale (cfr. Elaborato FTV22CP05-AMB-R-15), consentiranno di orientare al meglio le decisioni agronomiche, favorendo, quindi:

- l'utilizzo sostenibile dei prodotti (prodotti fitosanitari e concimi);
- l'individuazione del momento migliore di intervento in campo;
- la registrazione delle produzioni e la tracciabilità del prodotto;
- il risparmio idrico attraverso la razionalizzazione degli interventi irrigui;
- il monitoraggio delle produzioni ottenibili in un sistema agrivoltaico.

Infine, i dati meteo raccolti potranno essere utili anche per **valutare lo stato di salute degli alveari e il rischio di eventuali casi di moria delle api**. Non esiste infatti un'unica causa alla base di tale fenomeno e tra i fattori di rischio più probabili, oltre ai trattamenti fitosanitari, alle malattie delle api e ad eventuali pratiche apistiche errate, risulta anche l'andamento climatico. È stato infatti osservato come le condizioni meteorologiche influenzino anche le entità d'infestazione di insetti, come l'acaro *Varroa destructor* (Bortolotti *et al.*, 2009), che esercita sulle api un'azione immunosoppressiva e può aggravare l'effetto di agenti patogeni, come il virus delle ali deformi (Yang e Cox-Foster, 2005).

<sup>76</sup> Il momento corrisponde a quando il deficit (la quantità di acqua necessaria per riportare il suolo alla capacità di campo) supera una certa soglia critica, che di solito coincide con la riserva di acqua facilmente utilizzabile.

<sup>77</sup> Nel calcolo del volume da somministrare bisogna anche tenere in considerazione che durante l'adacquamento si verificano delle perdite di acqua legate all'efficienza dei diversi metodi irrigui, migliorando la gestione della risorsa idrica.

# 6. Cenni economici preliminari: analisi costi/ricavi e risultati attesi

## 6.1. Analisi costi/ricavi attività agricole

Nel proseguo del presente capitolo verranno fornite le stime preliminari dei costi e ricavi delle attività agricole. Per semplicità, e in ottica cautelativa, sono state prese in considerazione solamente le attività agricole di progetto trascurando le esternalità economiche positive offerte dalle interazioni tra le componenti energetica e agronomica (e.g. manutenzione delle opere a verde del progetto energetico, canoni d'affitto superficario) che consentirà un ulteriore rafforzamento dell'azienda agricola.

### → Analisi costi/ricavi - coltivazione della soia

Si riporta, in Tabella 3, l'analisi costi/ricavi relativa alla coltivazione della soia come coltivazione principale (in avvicendamento con il frumento tenero) del progetto agrivoltaico.

Dal punto di vista varietale, grazie agli studi genetici effettuati, è possibile optare tra differenti gruppi di maturazione: infatti, per le semine di primo raccolto è consigliato scegliere gruppi di maturazione I e I+, mentre per le semine di secondo raccolto, successive ai cereali vernini, è suggerito optare per gruppi 0+ e I-. Ai fini della rotazione proposta, si propone l'impiego di una semente già rizobiata a varietà precoce 0+, non dimenticando di prediligere una **cultivar a taglia ridotta** per facilitare la coltivazione sotto i pannelli.

**Tabella 3.** Analisi economica estimativa per la coltivazione della soia.

Soia	Superficie (ha)	56		
Costi unitari	Unità di misura	Costo unitario	Quantità	Totale €
Acquisto sementi	€/ha	150	56	8.400,00
Preparazione terreno	€/ha	200	56	11.200,00
Semina	€/ha	100	56	5.600,00
Concimazione	€/ha	100	56	5.600,00
Irrigazione	€/ha	170	56	9.520,00
Trattamenti	€/ha	150	56	8.400,00
Diserbo	€/ha	30	56	1.680,00
Raccolta con trebbia e trasporto	€/ha	180	56	10.080,00
Essiccazione e stoccaggio	€/t	15	56	840,00
Personale agricolo	€/ha	128,25	56	7.182,00
Costi vari ed eventuali	€/ha	60	56	3.360,00
<b>Totale</b>				<b>71.862,00</b>
	<b>Produzione t/ha</b>	<b>Produzione totale (t)</b>	<b>Prezzo (€/t)</b>	<b>Totale (€)</b>
<b>Ricavi x 56 ha</b>	3.5	196	450*	88.200,00

<b>Margine Operativo Lordo con lavorazione interna</b>	<b>€ 16.338,00</b>
--	--------------------

\* Il prezzo (€/t) della soia è stato ricavato dal "Listino prezzi medi prodotti agricoli della Borsa Merci di Vercelli" prodotto dalla Camera di Commercio Monte Rosa Laghi Alto Piemonte. Nello specifico è stato considerato, in via cautelativa, il prezzo minimo di mercato riferito al periodo 20/06/2023.

La produzione media della soia si attesta intorno alle 4.5-5 t/ha. Ai fini della progettazione agrivoltaica in oggetto, in via prudenziale, si è ipotizzata una produzione pari a 3.5 t/ha, considerando che la superficie coltivata sottostante i pannelli subirà un maggiore ombreggiamento rispetto al pieno campo. Inoltre, dopo la fase di essiccazione si è considerata una perdita di peso complessivo dell'11%.

→ **Analisi costi/ricavi - coltivazione del frumento tenero**

Si riporta, in Tabella 4, l'analisi costi/ricavi relativa alla coltivazione del frumento come coltivazione principale della rotazione.

**Tabella 4.** Analisi economica estimativa per la coltivazione del frumento tenero.

<b>Frumento tenero</b>	<b>Superficie (ha)</b>	<b>56</b>		
<b>Costi unitari</b>	<b>Unità di misura</b>	<b>Costo unitario (€)</b>	<b>Quantità</b>	<b>Totale (€)</b>
Acquisto sementi	€/ha	112	56	6.272,00
Preparazione terreno	€/ha	200	56	11.200,00
Concimazione	€/ha	90	56	5.040,00
Semina	€/ha	100	56	5.600,00
Diserbo	€/ha	40	56	2.240,00
Raccolta con trebbia e trasporto	€/ha	200	56	11.200,00
Essiccazione e stoccaggio	€/ha	20	56	1.120,00
Personale agricolo	€/ha	128,25	56	7.182,00
Costi vari ed eventuali	€/ha	60	56	3.360,00
<b>Totale</b>				<b>53.214,00</b>
	<b>Produzione t/ha</b>	<b>Produzione totale (t)</b>	<b>Prezzo (€/t)</b>	<b>Totale (€)</b>
<b>Ricavi x 56 ha</b>	5	280	267*	74.760,95

<b>Margine Operativo Lordo con lavorazione interna</b>	<b>€ 21.546,00</b>
--	--------------------

Il prezzo (€/t) del frumento tenero è stato ricavato dal "Listino prezzi medi prodotti agricoli della Borsa Merci di Vercelli" prodotto dalla Camera di Commercio Monte Rosa Laghi Alto Piemonte. Nello specifico è stato considerato, in via cautelativa, il prezzo minimo di mercato del frumento panificabile riferito al periodo 06/06/2023 - ultimo dato disponibile -.

La produzione media del frumento si attesta intorno alle 6-7 t/ha. Ai fini della progettazione agrivoltaica in oggetto, in via prudenziale, si è ipotizzata una produzione pari a 5 t/ha, considerando che la superficie coltivata sottostante i pannelli subirà un maggiore ombreggiamento rispetto al pieno campo.

→ **Analisi costi/ricavi - coltura foraggera**

Si riporta, in Tabella 5, l'analisi costi/ricavi relativa alla coltivazione dell'erbaio da foraggio.

**Tabella 5.** Analisi economica estimativa per la coltivazione del foraggio.

Foraggio	Superficie ha	50		
Operazioni	Unità di misura	Costo unitario (€)	Quantità	Totale €
Acquisto semente (30 kg/ha)	€/kg	4	1500	6.000,00
Preparazione terreno : aratura – erpicatura - fresatura	€/ha	100	50	5.000,00
<b>Irrigazione</b>	<b>€/ha</b>	<b>170</b>	<b>50</b>	<b>11.000,00</b>
Semina	€/ha	50	50	2.500,00
Taglio 1° + Voltafieno (annuale)	€/ha	40	50	2.000,00
Taglio 2° + Voltafieno (annuale)	€/ha	40	50	2.000,00
Sfalcio e raccolta	€/ha	80	50	4.000,00
Trasporto e stoccaggio	€/t	20	600	12.000,00
<b>Totale</b>				<b>44.500,00</b>
	<b>Produzione t/ha</b>	<b>Produzione totale</b>	<b>Prezzo di vendita (€/t)</b>	<b>Totale €</b>
<b>Ricavi x 50 ha</b>	12	600	200	120.000,00

<b>Margine Operativo Lordo 1 anno</b>	<b>€ 75.500,00</b>
<b>Margine Operativo Lordo 2 anno</b>	<b>€ 95.500,00</b>

Il prezzo (€/t) del foraggio è stato ricavato dal "Listino prezzi medi prodotti agricoli della Borsa Merci di Vercelli" prodotto dalla Camera di Commercio Monte Rosa Laghi Alto Piemonte. Nello specifico è stato considerato, in via cautelativa, il prezzo minimo di mercato del fieno maggengo di prato riferito al periodo 20/06/2023.

La produzione media dell'erbaio, come citato nel paragrafo 8.2.2., si attesta intorno alle 14 t/ha. Ai fini della progettazione agrivoltaica in oggetto, in via prudenziale, si è ipotizzata una produzione pari a 12 t/ha, considerando che la superficie coltivata sottostante i pannelli **potrebbe subire una piccola riduzione dovuta al maggiore ombreggiamento rispetto al pieno campo.**

→ **Analisi costi/ricavi - allevamento elicicolo**

Si riporta, in Tabella 6, l'analisi costi/ricavi relativa all'allevamento elicicolo.

**Tabella 6.** Analisi costi e ricavi dell'allevamento elicicolo.

<b>ALLEVAMENTO DI LUMACHE DI 20.000 METRI QUADRI (2 ha) Conto economico a regime</b>				
<b>Ricavi</b>	<b>Quantità annua (kg)</b>	<b>Importo unitario (€/kg)</b>	<b>Ricavi annui (€)</b>	<b>% sui ricavi tot.</b>
Lumache prima qualità (vendita al dettaglio)	11.000	7.5	82.500	42.9
Lumache seconda qualità (vendita al dettaglio)	7.000	5.0	35.000	18.2
Bava	1.500	50.0	75.000	39.0
<b>TOTALE RICAVI</b>			<b>192.500</b>	<b>100,0</b>
<b>Costi variabili</b>	<b>% rispetto ai ricavi annui</b>	<b>Investimento annuo (€)</b>	<b>Costi variabili annui (€)</b>	<b>% sui ricavi tot.</b>
Lumache	10%	18.000	1.800	0.9
Sementi, concimi, disinfestanti	10%		19.250	10.0
Spese di trasporto	0%		0	0.0
Imballaggi	1%		1.925	1.0
Lavorazione bava	5%		3.750	1.9
<b>TOTALE COSTI VARIABILI</b>			<b>26.725</b>	<b>13,9</b>
<b>Costi fissi</b>	<b>Costi fissi annui (€)</b>		<b>% sui ricavi tot.</b>	
Collaboratori occasionali/stagionali	30.000		15.6	
Altre spese	12.750		6.6	
Costi burocratici e amministrativi	1.263		0.7	
<b>TOTALE COSTI FISSI</b>	<b>44.013</b>		<b>22.9</b>	
<b>TOTALE COSTI</b>	<b>70.738</b>		<b>36.7</b>	
<b>REDDITO OPERATIVO</b>	<b>121.762</b>		<b>63.3</b>	

La produzione media di lumache di prima e seconda qualità, come citato nel paragrafo 8.2.4., si attesta intorno alle 10 t/ha, tuttavia, in via prudenziale, si è ipotizzata una produzione pari a circa 9 t/ha (**5.5 t/ha da lumache di prima qualità e 3.5 t/ha da lumache di seconda qualità**). Inoltre, si è ipotizzata una produzione di circa 1.500 kg/anno di "bava di lumaca" per cosmesi.

Il prezzo di ritiro all'ingrosso per quanto riguarda le lumache vive oscilla intorno ai 5 €/kg, mentre per la "bava" intorno ai 50 €/kg. Inoltre, le spese minime di impianto si aggirano intorno ai 30-50 €/ha.

## → Analisi preliminare costi/ricavi - attività apistica

Si riporta, in Tabella 7, l'analisi costi/ricavi relativa all'attività apistica.

**Tabella 7.** Analisi dei costi/ricavi dell'attività apistica.

	Riferimento o Unità di misura	Costo unitario (€)	Durata in anni	10
			Numero arnie	100
Costi fissi			Totale (€)	Ammortamento (€)
Arnie	n.	150	15.000	1.500
Famiglie	n.	80	8.000	800
Supporti arnie	n.	35	3.500	350
Smelatore elettrico	1	1000	1.000	100
Maturatore inox	1	1000	1.000	100
Banco disopercolare	1	400	400	40
Coltelli-filtri- forchette	1	150	150	15
Tute-caschi guanti di protezione	1	550	550	55
Soffiatore per api	1	1000	1.000	100
Lavorazioni per preparazione postazioni (10 ore manodopera)	h	11	1.100	110
<b>Totale</b>			<b>31.700</b>	<b>3.170</b>

Costo variabile	Riferimento o Unità di misura	Costo unitario (€)	Quantità	Totale (€)
Cambio regine	arnie	15	50	750
Trattamento varroa	arnie	10	100	1.000
Nutrizione	arnie	10	100	1.000
prodotti igienizzanti e pulizia				200
Spese confezionamento ed etichettatura				1.000
Trasporto commercializzazione	h	30	20	600
Costo personale				
<b>Totale</b>				<b>4.550</b>

	kg miele / arnia	kg miele tot	Prezzo (€/kg)	Ricavi totali (€)
<b>Ricavi</b>	20	2.000	8	16.000

Tempo	Ricavi (€)	Ammortamenti (€)	Spese correnti (€)	Risultato ante imposte (€)
dal 1° anno al 10° anno	16.000	-3.170	-4.550	8.280
dall'11° anno in poi	16.000	0	-4.550	11.450

Analizzando i costi relativi all'avvio dell'allevamento e gli introiti **derivati**, si denota una buona marginalità già dai primi anni di attività. **In aggiunta**, oltre al miele, potranno essere valorizzati una serie di prodotti pregiati correlati (e.g. cera, propoli, pappa reale) i quali consentiranno un significativo incremento dei numeri riferiti a tale attività.

**Oltre ai redditi derivanti dalle produzioni sopra descritte, si potranno ulteriormente incrementare gli introiti tramite:**

- **i ricavi ottenuti dalla manutenzione della componente vegetazionale che verrà messa a dimora contestualmente alla realizzazione dell'impianto fotovoltaico**
- **i canoni di affitto superficiali.**

## 6.2. Costi monitoraggio agrometeo

Come indicato nel Capitolo 9, si prevede l'installazione di una capannina agrometeorologica in campo e l'impiego di un DDS agricolo per i quali si stimano i costi indicati in Tabella 8, ottenuti considerando una vita dell'impianto di 30 anni.

**Tabella 8.** Analisi economica estimativa per il monitoraggio agrometeo delle coltivazioni.

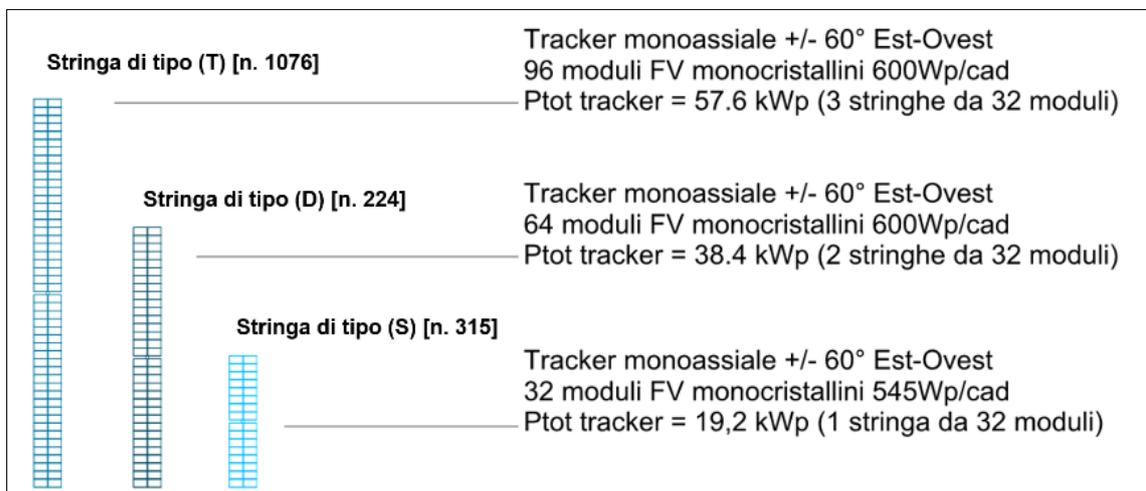
Descrizione	Prezzo (€)
Capannina agrometeorologica dotata di: <ul style="list-style-type: none"> <li>· Temperatura/umidità</li> <li>· Pluviometro</li> <li>· Anemometro (velocità/direzione vento)</li> <li>· Radiazione solare globale/evapotraspirazione</li> <li>· Bagnatura fogliare</li> </ul>	3.500,00 €
Manutenzione capannina (costo annuo 250 € x 30 anni)	7.500,00 €
Licenza DSS (costo annuo 1000 € x 30 anni)	30.000,00 €
<b>Totale</b>	<b>41.000,00 €</b>

# 7. Verifica di conformità requisiti Linee Guida MiTE

Nel presente capitolo viene analizzata la **rispondenza del progetto ai requisiti previsti dalle Linee Guida del MiTE precedentemente introdotti** al capitolo 2.1.

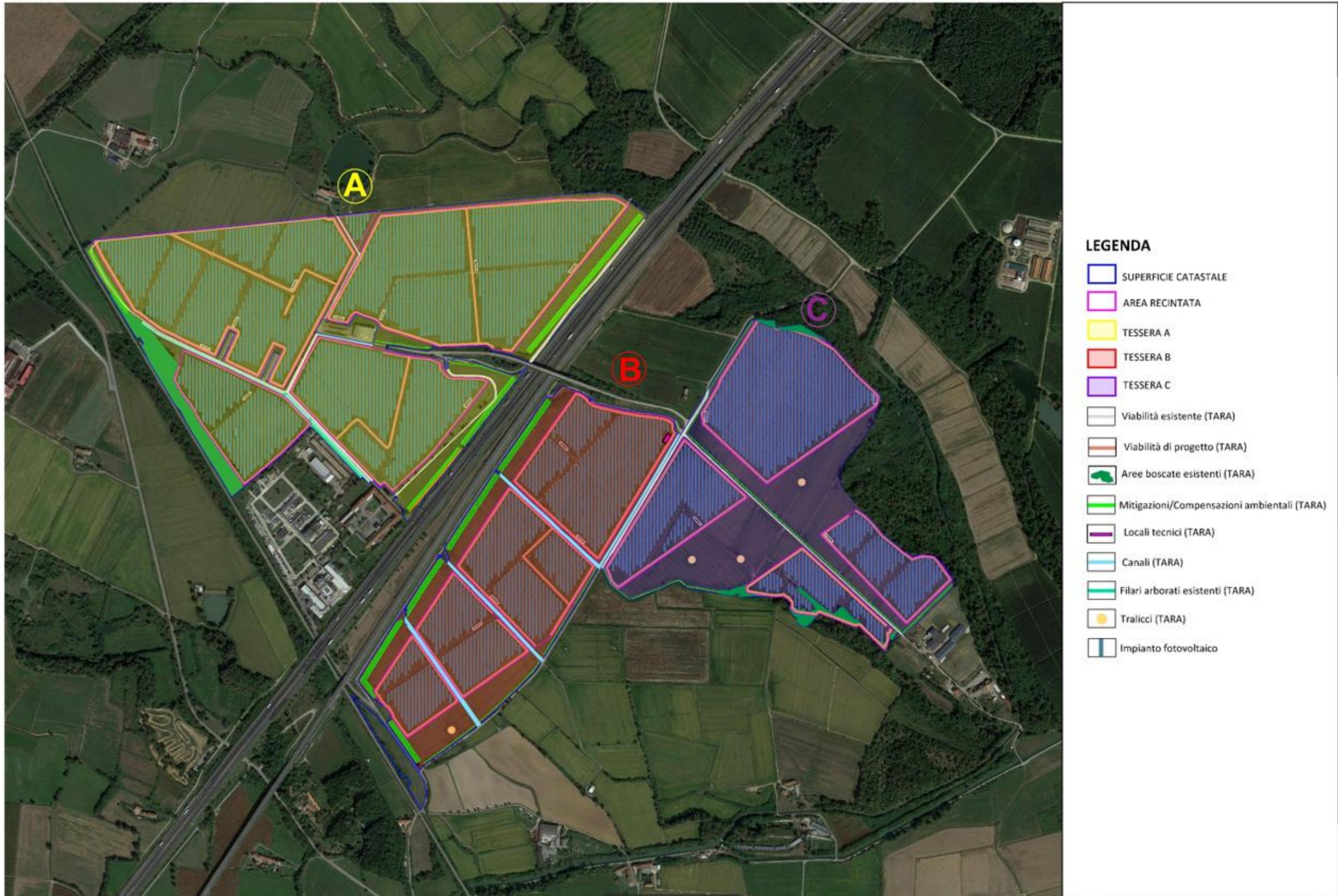
In particolare si riportano, nel seguito, i principali parametri utilizzati per la verifiche di conformità:

- **Superficie di ingombro dell'impianto agrivoltaico ( $S_{pv}$ ):** è stata considerata l'area riferibile alla somma di tutte le superfici, delle strutture fotovoltaiche (proiettate ortogonalmente al terreno) individuate dal profilo esterno dei moduli. In particolare, per ricavare la superficie totale di ingombro è stato moltiplicato, per ogni tessera, il numero delle stringhe installate (di 3 diverse tipologie, rappresentate in Figura 64) per l'area della singola stringa.



**Figura 64.** Rappresentazione planimetrica delle tipologie di stringhe fotovoltaiche. Nello specifico, a livello impiantistico, è stata prevista l'installazione di complessive n. 3991 stringhe di cui n. 315 di tipo "(S)", n. 224 di tipo "(D)" e n. 1076 di tipo "(T)" – corrispondenti a un complessivo equivalente di n. 3228 stringhe di tipo "(S)".

- **Superficie totale di un sistema agrivoltaico ( $S_{tot}$ ):** tale parametro è stato determinato sottraendo alla superficie catastale in disponibilità "superficie lorda" le aree ascrivibili a tare (i.e. viabilità esistente, viabilità in progetto, aree boscate, filari arborati, mitigazioni ambientali, locali tecnici, tralicci e canali), ottenendo pertanto la "superficie netta" (Figura 65).
- **Tessere:** sono state identificate n. 3 tessere delimitate sulla base dei confini di proprietà (Figura 65).



**Figura 65.** Suddivisione e distribuzione spaziale delle tre tessere all'interno dell'area di intervento: GIALLO=tessera A; ROSSO=tessera B; VIOLA=tessera C; linea FUCSIA=area di impianto (recinzione); linea BLU=superficie catastale. Rappresentate, inoltre, da diversi tematismi e colori le superfici identificate come TARE.

## **Requisito A - L'impianto rientra nella definizione di "agrivoltaico"**

### **→ A.1 Superficie minima coltivata ( $S_{agricola} \geq 0.7 \times S_{tot}$ )**

Per il calcolo del requisito A.1 "superficie minima per l'attività agricola" è stata esclusa, prudenzialmente, la superficie sottesa ai pannelli (considerando il tilt  $\pm 60^\circ$ ) in quanto, in tali aree, la presenza delle stesse strutture – pali e moduli fotovoltaici - potrebbe determinare in linea teorica delle limitazioni alla attività meccanizzate e alle operazioni colturali (oltre che maggiori ombreggiamenti). Occorre, tuttavia, evidenziare che, nella realtà dei fatti, la maggior parte di queste aree - escludendo le sole zone immediatamente adiacenti ai pali - rientreranno tra le superfici destinate alle coltivazioni.

Il requisito si deve intendere verificato quando "[...] almeno il 70% della superficie in disposizione sia destinata all'attività agricola, nel rispetto delle Buone Pratiche Agricole (BPA)".

Nel caso specifico, per ogni tessera, a partire dalla Superficie LORDA ( $S_{tot}$ ), sono state escluse le aree identificate come tare ricavando la Superficie NETTA ( $S_{tot}$ ). La Superficie agricola ( $S_{agr}$ ) di ogni tessera è stata ottenuta escludendo le superfici non coltivabili (ovvero le aree sottese ai pannelli). Infine dal rapporto tra Superficie agricola ( $S_{agr}$ ) e la Superficie NETTA ( $S_{tot}$ ) è stato ricavato l'indice di superficie minima da destinare alle attività agricole:

- **Tessera A:**  $S_{tot}= 59.62$  ha  $S_{agr}=49.68$  ha →  $S_{agr}/ S_{tot} = 0.83$
- **Tessera B:**  $S_{tot}= 31.55$  ha  $S_{agr}= 27.15$  ha →  $S_{agr}/ S_{tot} = 0.86$
- **Tessera C:**  $S_{tot}= 35.46$  ha  $S_{agr}= 31.11$  ha →  $S_{agr}/ S_{tot} = 0.88$

**In tutte le tessere considerate, è stato ottenuto un valore di Superficie Minima per l'Attività Agricola superiore al 70% ed, in particolare, pari all'83% nella Tessera A, all'86% nella Tessera B e all'88% nella Tessera C.** Volendo esprimere un valore medio relativo all'impianto, la superficie minima destinata alle attività agricole risulterebbe pari all'86% della superficie totale, **valore assolutamente in linea con i parametri previsti dalle Linee Guida.**

### **→ A.2 Percentuale di superficie coperta dai moduli (LAOR - Land Area Occupation Ratio $\leq 40\%$ )**

Il progetto Agrivoltaico proposto è caratterizzato da una configurazione impiantistica (distanza tra i moduli, tipologia dei moduli, tipologia delle strutture di sostegno di tipo "tracker", ecc.) e da soluzioni progettuali tali da consentire la continuità dell'attività agricola.

Per il calcolo del requisito A.2 "LAOR", per ogni tessera è stata rapportata la superficie di massimo ingombro (proiezione ortogonale al piano di campagna) dei moduli fotovoltaici ( $S_{pv}$ ) alla Superficie NETTA ( $S_{tot}$ ) ed ottenuti i seguenti indici percentuali:

- **Tessera A:**  $S_{tot}= 59.62$  ha  $S_{pv} = 20.37$  ha →  $S_{pv}/ S_{tot} = 34.17\%$
- **Tessera B:**  $S_{tot}= 31.55$  ha  $S_{pv} = 9.02$  ha →  $S_{pv}/ S_{tot} = 28.57\%$
- **Tessera C:**  $S_{tot}= 35.46$  ha  $S_{pv} = 8.93$  ha →  $S_{pv}/ S_{tot} = 25.18\%$

**In tutte le tessere considerate, è stato ottenuto un valore di LAOR inferiore al 40% ed, in particolare, pari al 34.17% nella Tessera A, al 28.57% nella Tessera B e al 25.18% nella Tessera C.** Volendo esprimere un valore medio relativo all'impianto, il LAOR risulterebbe pari all'29.31%, **valore assolutamente in linea con i parametri richiesti dal MiTe.**

Si riporta in **Tabella 9**, una sintesi dei calcoli effettuati per ricavare gli indici A.1 e A.2.

**Tabella 9. Calcoli per la verifica di conformità ai Requisiti A.1 e A.2 delle Linee Guida del MiTE.**

	Tessera A	Tessera B	Tessera C
<b>Superficie LORDA (<math>S_{tot}</math>) (ha)</b>	<b>67.10</b>	<b>34.55</b>	<b>38.83</b>
TARE: viabilità in progetto ( $m^2$ )	26544.54	14092.81	14434.86
TARE: viabilità esistente ( $m^2$ )	9951.08	0.00	4882.94
TARE: locali tecnici ( $m^2$ )	1157.46	819.46	514.42
TARE: mitigazioni/compensazioni ambientali ( $m^2$ )	11036.00	10946.00	3801.00
TARE: aree Boscate ( $m^2$ )	20165.09	0.00	9568.94
TARE: filari arborati ( $m^2$ )	3670.35	0.00	0.00
TARE: superficie tralicci ( $m^2$ )	0.00	150.00	450.00
TARE: canali ( $m^2$ )	2346.00	4022.56	0.00
<b>TOT. TARE (ha)</b>	<b>7.49</b>	<b>3.00</b>	<b>3.37</b>
<b>Superficie NETTA (<math>S_{tot}</math>) (ha)</b>	<b>59.62</b>	<b>31.55</b>	<b>35.46</b>
n. Stringhe TOT.	2122	939	930
n. Moduli TOT.	67904	30048	29760
<b>Superficie non coltivata (ha)</b>	<b>9.94</b>	<b>4.40</b>	<b>4.36</b>
<b><math>S_{agricola}</math> TESSERA</b>	<b>49.68</b>	<b>27.15</b>	<b>31.11</b>
<b>A.1 SUP. MIN. ATTIVITA AGRICOLA (<math>S_{agricola}/S_{tot}</math>)</b>	<b>0.83</b>	<b>0.86</b>	<b>0.88</b>
n° Stringhe (S)	166	72	77
n° Stringhe (D)	105	63	56
n° Stringhe (T)	582	247	247
<b>Sup. tot. di ingombro dei moduli fotovoltaici (<math>S_{pv}</math>) (ha)</b>	<b>20.37</b>	<b>9.02</b>	<b>8.93</b>
<b>A.2 LAOR % (<math>S_{pv}/S_{tot}</math>)</b>	<b>34.17%</b>	<b>28.57%</b>	<b>25.18%</b>

**Requisito B - Il sistema agrivoltaico è esercito, nel corso della vita tecnica dell'impianto, in maniera da garantire la produzione sinergica di energia elettrica e prodotti agricoli.**

→ **B.1.a Esistenza e resa della coltivazione**

Come illustrato nell'analisi economica riportata al Cap. 6, il valore della produzione agricola prevista è stato determinato in riferimento ai valori di produttività media (€/t) (della medesima produzione agricola registrata nella zona geografica oggetto dell'installazione) riportati nel "Listino prezzi medi prodotti agricoli della Borsa Merci di Vercelli" della Camera di Commercio Monte Rosa Laghi Alto Piemonte. Per le attività zootecniche – apicoltura ed elicicoltura -, è stato fatto, invece, riferimento ai valori di produzione locali e/o a valori commerciali/di mercato. Le produzioni attese consentono di ottenere un ricavo lordo pari a **4.554 €/ha/anno (corrispondenti ad un ricavo lordo totale di 491.460 €/anno)**.<sup>78</sup>

Sulla base di quanto sopra, il piano agronomico proposto garantisce il mantenimento della destinazione produttiva agricola delle aree di progetto e consente, al contempo, possibilità di ricavi medi lordi pienamente sostenibili e confrontabili all'attuale redditività dei fondi coltivati a riso. Infine, per il monitoraggio delle attività produttive sarà previsto l'impiego di un supporto informativo DSS così come esposto al Capitolo 9.

→ **B.1.b Mantenimento dell'indirizzo produttivo o passaggio ad un nuovo indirizzo produttivo di valore economico più elevato**

Il presente progetto prevede, come soluzione agronomica, una conversione colturale da riso ad un avvicendamento di frumento tenero e soia (quest'ultima, peraltro, già coltivata in passato nell'area di interesse) rispettando il mantenimento dell'indirizzo produttivo esistente e prevalente, costituito da seminativi (i.e. coltivazioni erbacee di pieno campo). Inoltre, congiuntamente alle attività agronomiche, ai fini di una diversificazione produttiva, sono previste attività zootecniche: nella fattispecie elicicoltura e apicoltura.

Il valore economico atteso è stato misurato in termini di valore della produzione standard (PS) calcolata a livello complessivo aziendale. **In particolare, come indicato dalle Linee Guida, per la determinazione del valore economico dell'indirizzo produttivo (Ante e Post-Operam) sono stati utilizzati i coefficienti di produzione standard predisposti nell'ambito dell'indagine RICA riferiti, per la Regione Piemonte, all'anno 2017 - ultima pubblicazione - e riportati in Tabella 10.**

Non essendo presente l'attività elicicola tra i coefficienti di produzione standard RICA è stato fatto riferimento ai valori lordi annuali pubblicati dall'Istituto Internazionale di Elicicoltura Cherasco<sup>79</sup>.

**Tabella 10.** Calcoli per la verifica di conformità al Requisito B.1.b delle Linee Guida del MiTE.

<b>Calcolo Valore Economico (dati RICA 2017)</b>			
<b>Coltivazioni</b>	<b>Sup. (ha)</b>	<b>Produzione (€/ha)</b>	<b>Reddito Lordo (€)</b>
<b>Stato attuale</b>			
Riso	107.93	2.069,00	<b>223.307,17</b>
<b>Stato di Progetto</b>			
Soia	56	1.079,00	60.424,00
Frumento tenero	56	1.145,00	64.120,00
Erbaio	50	688,00	34.400,00
Elicicoltura*	2	85.680,00	171.360,00
Apicoltura (n° arnie)*	100	200,00	20.000,00
<b>Totale</b>			<b>€ 350.304,00</b>

\* I valori di Produzione sopra riportati, non considerano i ricavi ottenibili dalla vendita dei sottoprodotti, che determinerebbero un incremento del Reddito Lordo.

**Sulla base di quanto sopra il valore economico atteso risulterebbe più elevato rispetto all'attuale coltivazione agronomica (350.304 € contro 223.307 €).**

<sup>78</sup> Preme inoltre evidenziare che, oltre ai redditi derivanti dalle produzioni agrarie, l'azienda agricola potrà inoltre contare su ulteriori forme di introito connesse con la componente energetica di progetto e, nello specifico: i ricavi ottenibili dalla manutenzione della componente vegetazionale di mitigazione dell'impianto fotovoltaico e i canoni di affitto superficiali dei terreni concessi.

<sup>79</sup> <https://istitutodielicoltura.com/dati-economici/>

B.2 Producibilità elettrica minima ( $S_{agricola} \geq 0.6 \times FV_{standard}$ )

Considerando che la produzione elettrica specifica dell'impianto agrivoltaico (di potenza di picco pari a **76.6 MW**) risulta pari a **126 GWh/anno**, e che un impianto ottimizzato per la produzione di energia elettrica, ovvero standard (di potenza di picco pari a **90.72 MW**), che utilizzi la stessa tecnologia a parità di superficie può garantire una produttività di **140 GWh/anno**, il sistema proposto risulta in grado di garantire circa **il 90%** della producibilità di un impianto fotovoltaico classico idealmente realizzabile sulla stessa area (vedasi Allegato 3 - Simulazione producibilità impianto Agrivoltaico e ALLEGATO 4 - Simulazione producibilità impianto FV standard).

Requisito D ed E - I sistemi di monitoraggio

→ D.2 Monitoraggio della continuità dell'attività agricola

Come indicato nelle Linee Guida (e argomentato al Par. 0), sarà previsto un monitoraggio agronomico caratterizzato da:

- **Installazione di una stazione agrometeorologica** (già in fase *ante-operam* e durante la fase di esercizio dell'impianto) → per la misurazione di temperatura del suolo e dell'aria, apporti pluviometrici, velocità e direzione del vento, umidità del suolo e dell'aria, radiazione solare totale, evapotraspirazione e bagnatura fogliare;
- **Un monitoraggio della vegetazione** → finalizzato a verificare, nel tempo, l'andamento **floristico e bio-ecologico dell'erbaio e a evidenziarne i dinamismi e le relazioni con l'attività pastorale** (anche in ottica di miglioramento delle sue proprietà);
- **Un supporto informativo DSS (Sistema di Supporto Decisionale)** → per la verifica delle prestazioni del sistema agrivoltaico (e.g. registrazione delle operazioni di campo, analisi degli andamenti della produttività agricola, consultazione ed elaborazione dei dati meteo, miglioramento della gestione delle attività secondo criteri di *precision farming*, ecc.).

# 8. Conclusioni

Il progetto agrivoltaico qui presentato trova le sue radici in alcune delle principali sfide del 21° secolo - dal riscaldamento globale, all'aumento della popolazione mondiale fino alla necessità di rafforzare il comparto agricolo -, divenendo motore di opportunità e sviluppo sostenibile, equo e duraturo.

In risposta a ciò, il progetto “e-VerGREEN” si pone, quindi, l'obiettivo di integrare armoniosamente il nuovo impianto fotovoltaico alla conduzione agricola esistente, tramite la strutturazione di un **piano agronomico** finalizzato a:

- mantenere una continuità con l'attuale utilizzo colturale dei terreni per creare una reale sinergia tra il sistema agricolo e la produzione di energia, attraverso una gestione orientata e maggiormente efficace del ciclo “agro -energetico”;
- sfruttare positivamente le conoscenze esistenti che testimoniano come la presenza della componente energetica non incida negativamente sulle produzioni agrarie sottostanti (a causa della riduzione della radiazione incidente), ma possa innescare condizioni climatico-edafiche interessanti, con la riduzione dell'evapotraspirazione e la mitigazione dei picchi estremi giornalieri.

La **componente fotovoltaica** è stata progettata, considerando le *Best Available Technologies* (BAT) in campo agrivoltaico, al fine di garantire:

- un'altezza sull'asse di rotazione dei tracker (2.54 m) tale da consentire la coltivazione sotto pannello;
- la possibilità di controllare in maniera indipendente le file dei pannelli (per massimizzare lo spazio di lavorazione necessario ai macchinari agricoli e in funzione delle esigenze della coltura e delle operazioni agricole necessarie);
- una massimizzazione della superficie effettivamente coltivabile;
- un'ottimizzazione del *ground cover ratio*, per garantire spazio sufficiente alla componente agronomica, raggiungendo un valore inferiore al 30% rispetto alla superficie catastale.

In fase di progettazione, quindi, si è lavorato sul binomio agricoltura-energia al fine di proporre un sistema di produzione agro-energetica integrato e sostenibile e, al tempo stesso, contribuire al mantenimento - e al miglioramento - delle tecniche di produzione agricola esistenti attraverso tecniche di Agricoltura conservativa e soluzioni tecnologiche sempre più orientate verso la *Precision-farming*.

A completamento di quanto descritto, si richiamano integralmente i contenuti del SIA in cui vengono trattati, con dovizia di dettaglio, tutti gli approfondimenti sulle componenti biotiche e abiotiche naturali, con ulteriori sinergie in termini di biodiversità, servizi ecosistemici e tutela delle risorse del territorio.

Si può, quindi, concludere che la soluzione proposta prevede la creazione di un sistema integrato tra agricoltura e produzione di energia che, **in coerenza con le “Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici” e con l'attuale quadro normativo, rispetta le caratteristiche e i requisiti necessari per definire un impianto fotovoltaico come “agrivoltaico”.**

**In particolare, entrando nel merito delle caratteristiche, gli interventi in progetto prevedono infatti:**

- l'installazione di un impianto FV progettato al fine di consentire la coltivazione dell'area agricola sottostante **garantendo, al contempo, una sinergica produzione energetica;**
- il mantenimento dell'attività agricola sulle superfici interessate dall'intervento;
- l'introduzione di tecniche di gestione agronomica più sostenibili rispetto a quelle attualmente in atto;
- la riduzione di input chimici (fertilizzanti);
- la riduzione dei consumi idrici;
- l'impiego di strumenti informativi (DSS) che consentiranno la registrazione e il monitoraggio delle produzioni ottenute;
- il monitoraggio delle condizioni meteorologiche che si integreranno con il previsto monitoraggio ambientale;

- esternalità positive in termini sociali, occupazionali e di filiera locale (e.g. coinvolgimento personale locale, mantenimento identità agricola, verosimile decrescita del valore dell'energia elettrica, ecc).

Nel merito dei requisiti previsti per gli impianti agrivoltaici, gli stessi risulterebbero pienamente soddisfatti in quanto:

- la superficie minima destinata alle attività agricole risulta pari all'86% della superficie totale ( $S_{\text{agricola}} \geq 0.7 \times S_{\text{tot}}$ );
- il LAOR (Land Area Occupation Ratio) medio complessivo risulta pari a circa il 30% ( $\text{LAOR} \leq 40\%$ );
- il piano agronomico proposto garantisce il mantenimento della destinazione produttiva agricola delle aree di progetto e consente, al contempo, possibilità di ricavi medi lordi pienamente sostenibili e confrontabili all'attuale redditività dei fondi coltivati a riso.
- il valore economico atteso dalle produzioni agro-zootecniche in progetto risulta più elevato rispetto all'attuale coltivazione/conduzione agronomica.
- la producibilità elettrica specifica dell'impianto agrivoltaico risulta pari al 90% di un impianto fotovoltaico standard ( $S_{\text{agricola}} \geq 0.6 \times FV_{\text{standard}}$ ).
- il monitoraggio dell'attività agricola sarà garantito attraverso l'installazione di una stazione agrometeorologica e di un supporto informativo DSS (Sistema di Supporto Decisionale).

# 9. Bibliografia

Agostini A., Colauzzi M., Amaducci S. (2021) Innovative agrivoltaic systems to produce sustainable energy: An economic and environmental assessment. *Applied Energy* 281: 116102

Agridea (2021) Colture di copertura - Sovesci adatti all'orticoltura a sud delle Alpi. [https://www.agridea.ch/fileadmin/AGRIDEA/Theme/Productions\\_vegetales/Grandes\\_cultures/campicoltura\\_ita/Allegato\\_2\\_Sovesci\\_adatti\\_all\\_orticoltura\\_a\\_sud\\_delle\\_Alpi\\_15.30.1.pdf](https://www.agridea.ch/fileadmin/AGRIDEA/Theme/Productions_vegetales/Grandes_cultures/campicoltura_ita/Allegato_2_Sovesci_adatti_all_orticoltura_a_sud_delle_Alpi_15.30.1.pdf)

Allen, Richard G., et al. "Crop evapotranspiration-Guidelines for computing crop water requirements-FAO Irrigation and drainage paper 56." *Fao, Rome* 300.9 (1998): D05109.

Amaducci S., Yin X., Colauzzi M. (2019) Agrivoltaic systems to optimise land use for electric energy production. *Applied Energy* 220: 545–56

ANIE (2022). Position Paper Sistemi AGRO-FOTOVOLTAICI – 18 maggio 2022. <https://anierinnovabili.anie.it/position-paper-sistemi-agro-fotovoltaici-18maggio2022/?contestoarticolo=/notizie#.Y2JRMnbMI2w>.

Armstrong A., Ostle N.J., Whitaker J. (2016). Solar park microclimate and vegetation management effects on grassland carbon cycling. *Environ. Res. Lett.* 11 :074016

Aroca-Delgado, R., Perez-Alonso, J., Jesus Callejon-Ferre, A. & Velazquez-Marti, B. (2018) Compatibility between crops and solar panels: an overview from shading systems. *Sustainability* 10, 743

Avagnina, G., Coerezza, U., Fontana, M., Fossati, P., Vitali, E. (2015) Manuale di corretta prassi operativa in materia di elicoltura.

Baldoni, R., e Giardini, L. (2001). *Coltivazioni erbacee*. Ed. Patron; 3° edizione (10 maggio 2001), 410 pp. ISBN-10:8855525417

Blasi, C., Michietti, L. (2007). Phytoclimatic map of Italy, 1:1.000.000/1:250.000. In: Blasi, C., Boitani, L., La Posta, S., Manes, F., Marchetti, M., editors. *Biodiversity in Italy*. Rome:Palombi Editori. Pp. 57-66.

Bolzan, A. (2009). "Analisi dei parametri vegetazionali e dei caratteri funzionali di specie guida, come strumenti di studio di comunità prative". Tesi di dottorato in colture erbacee, genetica agraria e sistemi agroterritoriali. XXI Ciclo. Università di Bologna.

Bortolotti, L., Porrini, C., Mutinelli, F., Pochi, D., Marinelli, E., Balconi, C., Nazzi, F., Lodesani, M., Sabatini, A.G. (2009). Salute delle api: analisi dei fattori di rischio. *Il progetto Apenet*. APOidea Vol. 6, 3-22.

Carleo, P., Carleo, A., Bonaria Lai, m. (2015) *L'allevamento delle lumache*.

Daget, P., Poissonet, J., (1969). "Analyse phytologique des prairies. Applications agronomiques." CNRS CEPE, Montpellier, doc. 48, 66 pp.

Dupraz C., Marrou H., Talbot G., Dufour L., Nogier A., Ferard Y (2011). Combining solar photovoltaic panels and food crops for optimising land use: Towards new agrivoltaic schemes. *Renewable Energy* 36: 2725-2732.

EEA (2022). *Annual European Union greenhouse gas inventory 1990–2020 and inventory report 2022*. Submission to the UNFCCC Secretariat. <https://www.eea.europa.eu/publications/annual-european-uniongreenhouse-gas-1>.

Elamri, Yassin, et al. "Water budget and crop modelling for agrivoltaic systems: Application to irrigated lettuces." *Agricultural water management* 208 (2018): 440-453.

Fraunhofer ISE (2020) *Agrivoltaics: opportunities for agriculture and the energy transition*. <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/APV-Guideline.pdf>

Gebbers R. Adamchuk V.I. (2010). Precision Agriculture and Food Security. *Science*, 327, 5967: 828-831.

Gerland, P., Raftery A.E., Sevcikova, H., Li, N., Gu, D., Spoorenberg T, Alkema L, Fosdick BK, Chunn J., Lalic, N. and Bay, G. (2014). World population stabilization unlikely this century. *Science*, 346(6206),234-237

Goetzberger and Zastrow (1982). On the coexistence of solar-energy conversion and plant cultivation. *Int J Solar Energy* 1:55–69.

GSE (2022). Rapporto Statistico 2020 - Energia da Fonti Rinnovabili in Italia [https://www.gse.it/documenti\\_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Rapporto%20Statistico%20GSE%20-%20FER%202020.pdf](https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Rapporto%20Statistico%20GSE%20-%20FER%202020.pdf).

Gusmeroli F. e Pozzoli M.L (2003). "Vegetazione dell'Alpe mola e sua relazione con l'attività pastorale (Brescia, Lombardia)". *Natura Bresciana, Ann. Museo Civico di Scienze Naturali di Brescia*, 33, 37-61.

Hargreaves, George H., and Zohrab A. Samani. "Reference crop evapotranspiration from temperature." *Applied engineering in agriculture* 1.2 (1985): 96-99.

Hassanpour Adeg E, Selker JS, Higgins CW (2018) Remarkable agrivoltaic influence on soil moisture, micrometeorology and water-use efficiency. *PLoS ONE* 13(11): e0203256. <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0203256>

IRES – Istituto di Ricerche Economico-Sociali del Piemonte (2021) "Piemonte Rurale 2021 – Rapporto annuale dell'osservatorio rurale" ([www.ires.piemonte.it](http://www.ires.piemonte.it))

Ismea - Fondazione Qualivita (2020). Rapporto 2020 Ismea – Qualivita sulle produzioni agroalimentari e vitivinicole italiane DOP, IGP e STG. 2020. <https://www.ismea.it/flex/cm/pages/ServeBLOB.php/L/IT/IDPagina/11279>

Kobayashi K. (2004). Factors affecting phytotoxic activity of allelochemicals in soil. *Weed Biology and Management* 4:1-7 pp.

Kottek, M., Grueser, J., Beck, C., Rudolf, B., Rubel, F. (2006). World Map of the Köppen-Geiger climate classification updated. *Meteorologische Zeitschrift*, Vol. 15 (3), pp. 259-263.

Legambiente (2020). Agrivoltaico: le sfide per un'Italia agricola e solare. <https://www.legambiente.it/wp-content/uploads/2020/11/agrivoltaico.pdf>

Macknick J., Hartmann H., Barron-Gafford G., Beatty B., Burton R., Seok Choi C., Davis M., Davis R., Figueroa J., Garrett A., Hain L., Herbert S., Janski J., Kinzer A., Knapp A., Lehan M., Losey J., Marley J., MacDonald J., McCall J., Nebert L., Ravi S., Schmidt J., Staie B and Walston L. (2022). The 5 Cs of Agrivoltaic Success Factors in the United States: Lessons from the InSPIRE Research Study. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A20-83566. <https://www.nrel.gov/docs/fy22osti/83566.pdf>.

Manrique, L. A., and C. A. Jones. "Bulk density of soils in relation to soil physical and chemical properties." *Soil Science Society of America Journal* 55.2 (1991): 476-481.

Marrou H., Guilioni L., Dufour L., Dupraz C., Wery J. (2013) Microclimate under agrivoltaic systems: Is crop growth rate affected in the partial shade of solar panels?. *Agricultural and Forest Meteorology* 177: 117–132

Manuale di agricoltura. Ulrico Hoepli Editore spa, 1997. ISBN 978-88-203-2344-8.

MiTE, Ministero della Transizione Ecologica. (Giugno 2022). Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici. [https://www.mite.gov.it/sites/default/files/archivio/allegati/PNRR/linee\\_guida\\_impianti\\_agrivoltaici.pdf](https://www.mite.gov.it/sites/default/files/archivio/allegati/PNRR/linee_guida_impianti_agrivoltaici.pdf)

MEA (Millennium Ecosystem Assessment), 2005. *Millennium Ecosystem Assessment, Ecosystems and Human Well-being: A Framework for Assessment*. Island Press, Washington, DC.

Panozzo A., Bernazeau B., Dal Cortivo C., Desclaux D., Vamerli T., 2019. Microclimate modification and yield responses of different varieties of durum wheat within an olive orchard agroforestry system. *Società Italiana di Agronomia, Atti del XLVIII Convegno Nazionale "Evoluzione e adattamento dei sistemi culturali"*, Perugia 18-20 Settembre 2019: 72-73.

Pisante M., 2013. *Agricoltura sostenibile*. Edagricole, ISBN 978-88-506-5411-6

PSP (2022). Piano Strategico Nazionale PAC. Versione del 16/11/2022. [https://www.reterurale.it/downloads/PSP\\_Italia\\_15112022.pdf](https://www.reterurale.it/downloads/PSP_Italia_15112022.pdf)

Rawls, W. J., and D. L. Brakensiek. "Estimation of soil water retention and hydraulic properties." *Unsaturated flow in hydrologic modeling: Theory and practice* (1989): 275-300.

ReteRuraleNazionale (2022). Linee Guida Nazionali Di Produzione Integrata 2023. Organismo Tecnico Scientifico del ministero dell'Agricoltura, della sovranità alimentare e delle foreste. Rev.3 del 15/11/2022.

Roberto Fanfani e Stefano Boccaletti, 2020. Il sistema agro-alimentare dell'Emilia-Romagna - Rapporto 2020. <https://agricoltura.regione.emilia-romagna.it/notizie/2021/luglio/convegno-presentazione-rapporto-agroalimentare-2020/il-sistema-agro-alimentare-dellemilia-romagna-rapporto-2020>

Schindele, S., Trommsdorff, M., Schlaak, A., Oberfell, T., Bopp, G., Reise, C., Braun, C., Weselek, A., Bauerle, Petra Högy, a., Goetzberger, A., Weber, E., (2020) Implementation of agrophotovoltaics: Techno-economic analysis of the price-performance ratio and its policy implications, Applied Energy, Volume 265, 114737

Toledo C., Scognamiglio A. (2021) Agrivoltaic Systems Design and Assessment: A Critical Review, and a Descriptive Model towards a Sustainable Landscape Vision (Three-Dimensional Agrivoltaic Patterns). Agrivoltaic Systems Design and Assessment: A Critical Review, and a Descriptive Model towards a Sustainable Landscape Vision (Three-Dimensional Agrivoltaic Patterns). Sustainability 13, 6871. <https://doi.org/10.3390/su13126871>.

Unitus (2021). Linee Guida per l'Applicazione dell'Agro-fotovoltaico in Italia. ISBN 978-88-903361-4-0. <http://www.unitus.it/it/dipartimento/dafne>.

Valle, B., Simonneau, T., Sourd, F., Pechier, P., Hamard, P., Frisson, T., Ryckewaert, M., Christophe, A., 2017. "Increasing the total productivity of a land by combining mobile photovoltaic panels and food crops," Applied Energy, Elsevier, vol. 206(C), pages 1495-1507.

Vinci et al. "Environmental life cycle assessment of rice production in northern Italy: a case study from Vercelli." The International Journal of Life Cycle Assessment (2022): 1-18.

Weselek, A., Ehmann, A., Zikeli, S., Lewandowski, I., Schindele, S., Högy B., (2019). Agrophotovoltaic systems: applications, challenges, and opportunities. A review. Agron. Sustain. Dev. 39, 35 <https://doi.org/10.1007/s13593-019-0581-3>.

WMO-World Meteorological Organization (2012): Standardized Precipitation Index User Guide (M. Svoboda, M., Hayes, M., Wood, D.). WMO-No. 1090, Geneva, 24pp.

Xue J. (2017) Photovoltaic agriculture – new opportunity for photovoltaic applications in China. Renew Sustain Energy Rev 73:1–9. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.01.098>.

Yang, X., Cox-Foster, D. I. (2005). Impact of an ectoparasite on the immunity and pathology of an invertebrate: evidence for host immunosuppression and viral amplification. PNAS, 102: 7470-7475.

# Allegato 1 – Sistema irriguo - Stato di fatto

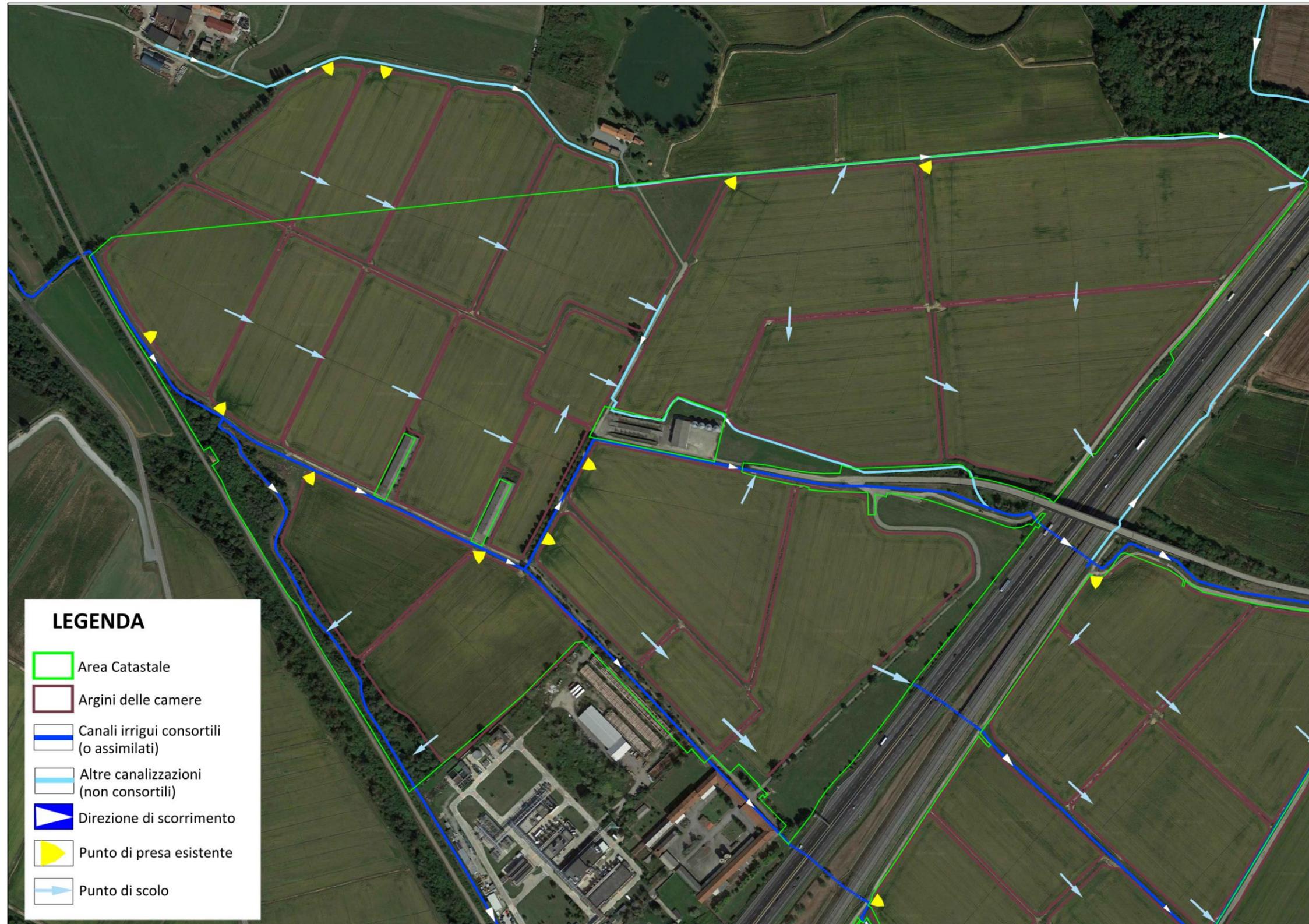
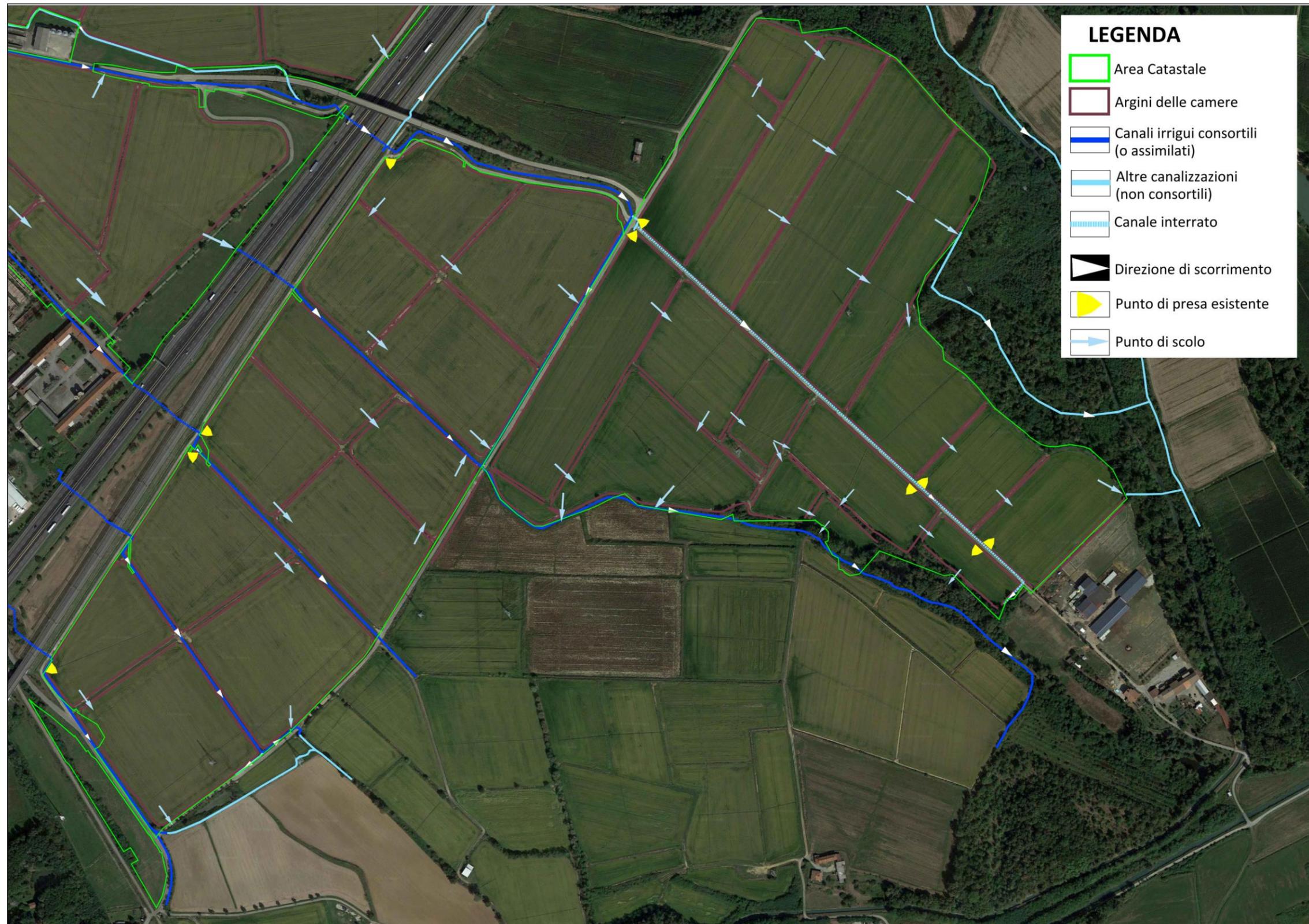


Figura 66. Rappresentazione cartografica delle dinamiche idrauliche della rete dei canali afferenti e del sistema irriguo della risaia – sezione Nord.

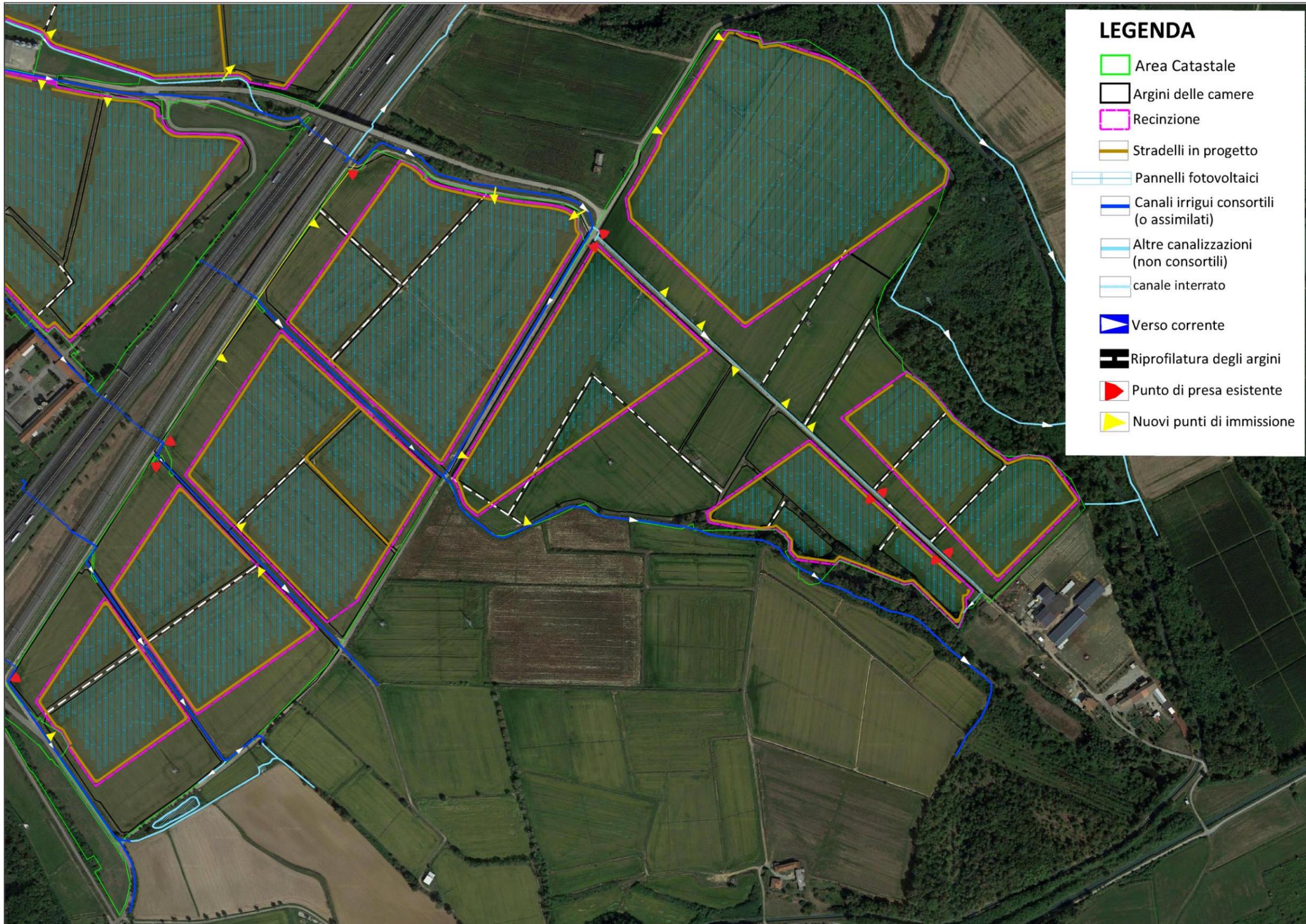


**Figura 67.** Rappresentazione cartografica delle dinamiche idrauliche della rete dei canali afferenti e del sistema irriguo della risaia – sezione Sud.

# Allegato 2 – Sistema irriguo - Stato di progetto



Figura 68. Rappresentazione cartografica delle dinamiche idrauliche dello stato di progetto – sezione Nord.



**Figura 69.** Rappresentazione cartografica delle dinamiche idrauliche dello stato di progetto – sezione Sud.

# Allegato 3 – Simulazione producibilità impianto Agrivoltaico



Version 7.2.12

## PVsyst - Simulation report

### Grid-Connected System

Project: Santhià

Variant: Santhià PVSyst\_TS600W 8.8m 2VT 76.6MWp - 1645\_con árboles\_2D&backtracking

Tracking system with backtracking

System power: 76.63 MWp

IT\_Santhia - Italy

**Author**  
Enfinity Iberia SLU (Spain)



**PVsyst V7.2.12**  
 VC2, Simulation date:  
 15/03/22 19:22  
 with v7.2.12

**Project: Santhià**  
 Variant: Santhià PVSyst\_TS600W 8.8m 2VT 76.6MWp - 1645\_con  
 árboles\_2D&backtracking

Enfinity Iberia SLU (Spain)

**Project summary**

<b>Geographical Site</b>	<b>Situation</b>	<b>Project settings</b>
IT_Santhia	Latitude 45.40 °N	Albedo 0.20
Italy	Longitude 8.17 °E	
	Altitude 205 m	
	Time zone UTC	
<b>Meteo data</b>		
IT_Santhia		
SolarGIS Monthly aver. , period not spec. - Synthetic		

**System summary**

<b>Grid-Connected System</b>	<b>Tracking system with backtracking</b>	
<b>PV Field Orientation</b>	<b>Near Shadings</b>	<b>User's needs</b>
Tracking plane, horizontal N-S axis	Linear shadings	Unlimited load (grid)
Axis azimuth 0 °		
<b>System information</b>		
<b>PV Array</b>		
Nb. of modules	127712 units	<b>Inverters</b>
Pnom total	76.63 MWp	Nb. of units 342 units
		Pnom total 68.40 MWac
		Grid power limit 64.51 MVA
		Grid lim. Pnom ratio 1.188

**Results summary**

Produced Energy	126 GWh/year	Specific production	1645 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	89.24 %
-----------------	--------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

**Table of contents**

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Main results	6
Loss diagram	7
Special graphs	8



**PVsyst V7.2.12**  
 VC2, Simulation date:  
 15/03/22 19:22  
 with v7.2.12

**Project: Santhià**  
 Variant: Santhià PVsyst\_TS600W 8.8m 2VT 76.6MWp - 1645\_con  
 árboles\_2D&backtracking

Enfinity Iberia SLU (Spain)

**General parameters**

<b>Grid-Connected System</b>		<b>Tracking system with backtracking</b>										
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Backtracking strategy</b>										
<b>Orientation</b>		<b>Nb. of trackers</b>	1613 units									
Tracking plane, horizontal N-S axis		<b>Sizes</b>										
Axis azimuth	0 °	Tracker Spacing	8.80 m									
		Collector width	4.49 m									
		Ground Cov. Ratio (GCR)	51.1 %									
		Phi min / max.	-/+ 60.0 °									
		<b>Backtracking limit angle</b>										
		Phi limits	+/- 59.1 °									
<b>Horizon</b>		<b>Near Shadings</b>										
Free Horizon		Linear shadings										
<b>Bifacial system</b>		<b>User's needs</b>										
Model	2D Calculation unlimited trackers	Unlimited load (grid)										
<b>Bifacial model geometry</b>		<b>Bifacial model definitions</b>										
Tracker Spacing	8.80 m	Ground albedo average	0.15									
Tracker width	4.49 m	Bifaciality factor	70 %									
GCR	51.1 %	Rear shading factor	4.0 %									
Axis height above ground	2.10 m	Rear mismatch loss	3.5 %									
		Shed transparent fraction	4.0 %									
<b>Monthly ground albedo values</b>												
Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year
0.14	0.15	0.13	0.13	0.13	0.15	0.18	0.18	0.18	0.16	0.13	0.13	0.15
<b>Grid power limitation</b>												
Apparent power	64.51 MVA											
Pnom ratio	1.188											
<b>Power factor</b>												
Cos(phi) (leading)												

**PV Array Characteristics**

<b>PV module</b>		<b>Inverter</b>	
Manufacturer	Trina Solar	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	TSM-600DEG20C.20	Model	SUN2000-215KTL-H3
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	600 Wp	Unit Nom. Power	200 kWac
Number of PV modules	127712 units	Number of inverters	342 units
Nominal (STC)	76.63 MWp	Total power	68400 kWac
Modules	3991 Strings x 32 In series	Operating voltage	500-1500 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Max. power (=>33°C)	215 kWac
Pmpp	70.15 MWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.12
U mpp	1000 V		
I mpp	70127 A		
<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC)	76627 kWp	Total power	68400 kWac
Total	127712 modules	Number of inverters	342 units
Module area	361440 m <sup>2</sup>	Pnom ratio	1.12
Cell area	337926 m <sup>2</sup>		



**PVsyst V7.2.12**  
 VC2, Simulation date:  
 15/03/22 19:22  
 with v7.2.12

Project: Santhià  
 Variant: Santhià PVsyst\_TS600W 8.8m 2VT 76.6MWp - 1645\_con  
 árboles\_2D&backtracking

Enfinity Iberia SLU (Spain)

**Array losses**

<b>Array Soiling Losses</b>		<b>Thermal Loss factor</b>		<b>DC wiring losses</b>				
Loss Fraction	1.5 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	0.12 mΩ			
		Uc (const)	30.0 W/m²K	Loss Fraction	0.8 % at STC			
		Uv (wind)	1.2 W/m²K/m/s					
<b>LID - Light Induced Degradation</b>		<b>Module Quality Loss</b>		<b>Module mismatch losses</b>				
Loss Fraction	1.5 %	Loss Fraction	-0.8 %	Loss Fraction	1.0 % at MPP			
<b>Strings Mismatch loss</b>								
Loss Fraction	0.1 %							
<b>IAM loss factor</b>								
Incidence effect (IAM): User defined profile								
0°	40°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	0.998	0.992	0.983	0.961	0.933	0.853	0.000

**System losses**

<b>Auxiliaries loss</b>	
Proportional to Power	4.0 W/kW
20.0 kW from Power thresh.	
Night aux. cons.	5.00 kW

**AC wiring losses**

<b>Inv. output line up to MV transfo</b>	
Inverter voltage	800 Vac tri
Loss Fraction	1.75 % at STC
<b>Inverter: SUN2000-215KTL-H3</b>	
Wire section (342 Inv.)	Copper 342 x 3 x 70 mm²
Average wires length	189 m
<b>MV line up to Injection</b>	
MV Voltage	30 kV
Wires	Alu 3 x 2500 mm²
Length	9850 m
Loss Fraction	1.04 % at STC

**AC losses in transformers**

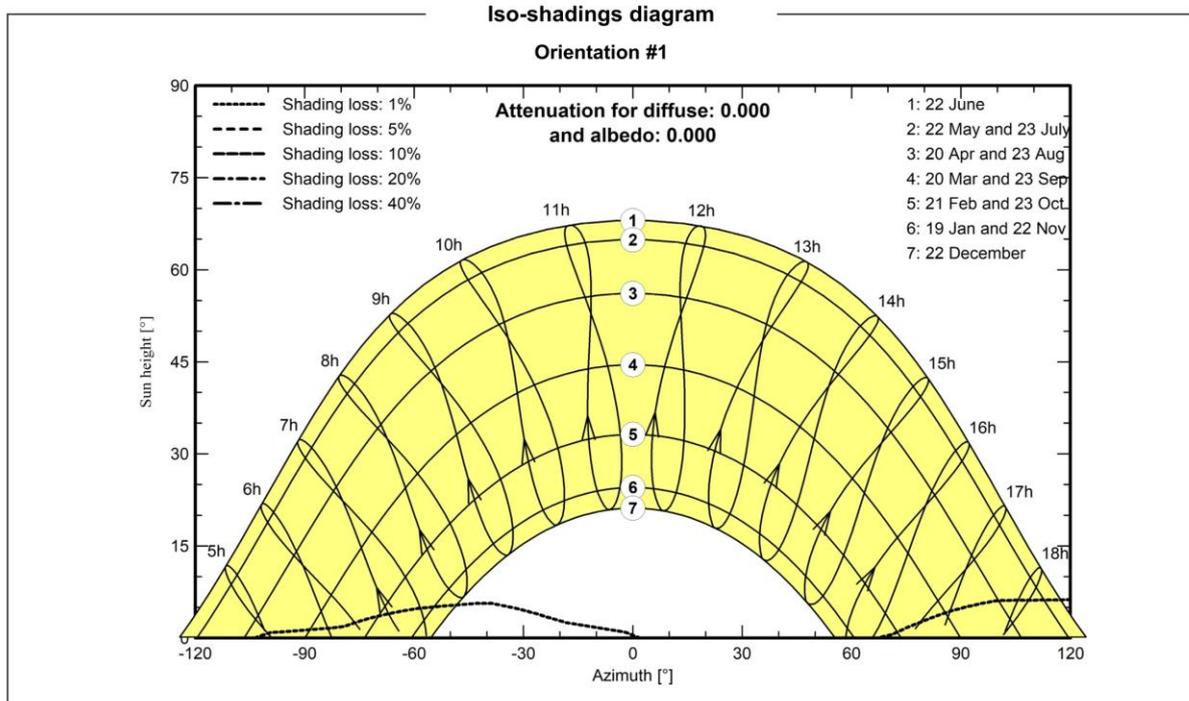
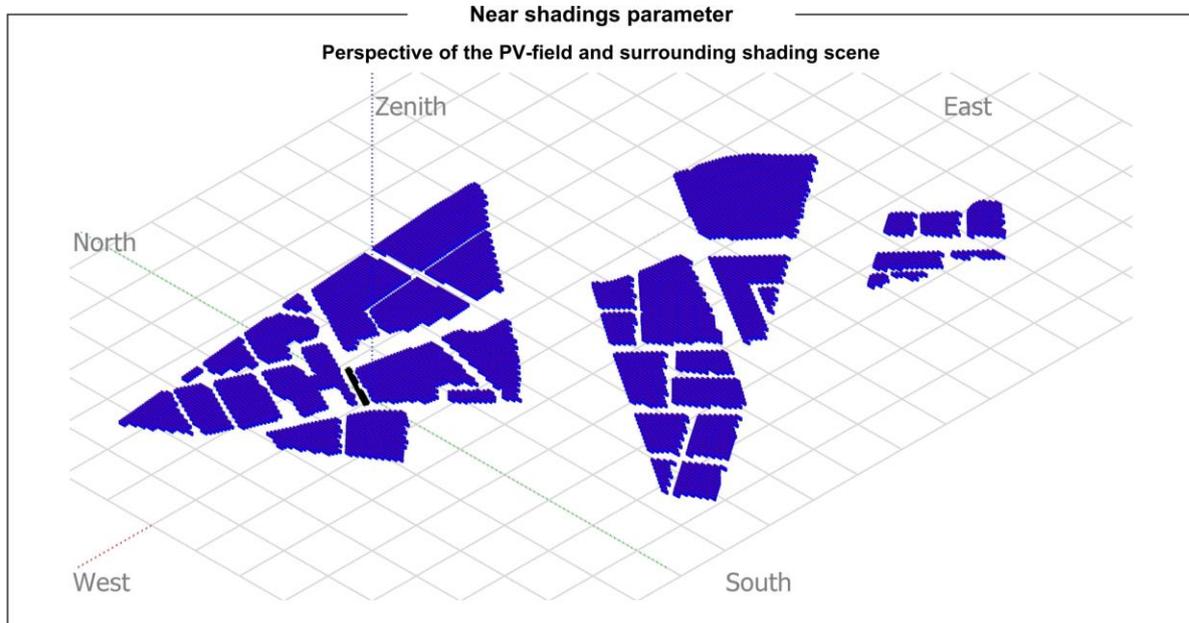
<b>MV transfo</b>	
Grid voltage	30 kV
<b>Operating losses at STC</b>	
Nominal power at STC	75241 kVA
Iron loss (24/24 Connexion)	112.86 kW
Loss Fraction	0.15 % at STC
Coils equivalent resistance	3 x 0.14 mΩ
Loss Fraction	1.65 % at STC



**PVsyst V7.2.12**  
 VC2, Simulation date:  
 15/03/22 19:22  
 with v7.2.12

Project: Santhià  
 Variant: Santhià PVsyst\_TS600W 8.8m 2VT 76.6MWp - 1645\_con  
 árboles\_2D&backtracking

Enfinity Iberia SLU (Spain)





**PVsyst V7.2.12**  
 VC2, Simulation date:  
 15/03/22 19:22  
 with v7.2.12

Project: Santhià  
 Variant: Santhià PVsyst\_TS600W 8.8m 2VT 76.6MWp - 1645\_con  
 árboles\_2D&backtracking

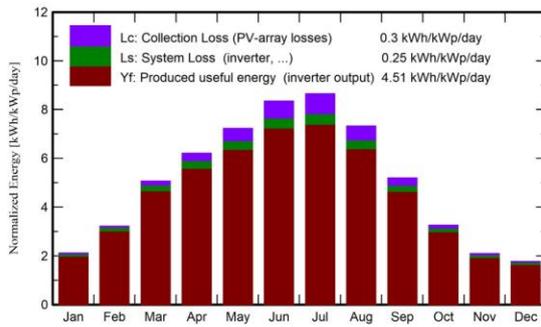
Enfinity Iberia SLU (Spain)

**Main results**

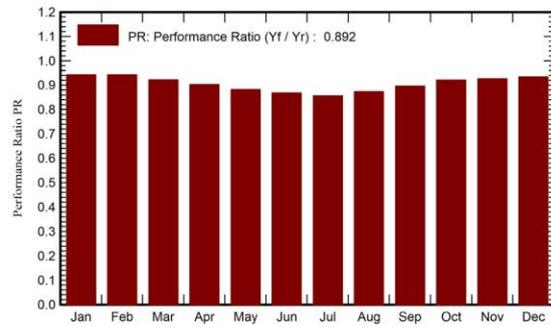
**System Production**

Produced Energy 126 GWh/year Specific production 1645 kWh/kWp/year  
 Performance Ratio PR 89.24 %

**Normalized productions (per installed kWp)**



**Performance Ratio PR**



**Balances and main results**

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	GWh	GWh	ratio
January	49.0	20.00	3.30	65.6	63.2	4.99	4.74	0.943
February	68.0	27.00	4.80	90.1	87.3	6.83	6.51	0.943
March	121.0	44.00	9.10	157.2	152.9	11.68	11.10	0.922
April	145.0	57.00	13.00	186.3	181.4	13.59	12.88	0.903
May	179.0	76.00	17.40	224.0	218.1	16.00	15.15	0.883
June	198.0	80.00	21.30	250.6	244.1	17.60	16.67	0.868
July	210.0	77.00	23.40	268.3	261.6	18.63	17.61	0.856
August	177.0	68.00	22.80	227.2	221.4	16.06	15.21	0.874
September	123.0	54.00	18.50	155.8	151.6	11.28	10.70	0.896
October	79.0	38.00	13.60	100.8	97.6	7.47	7.11	0.920
November	48.0	22.00	8.10	62.9	60.8	4.71	4.46	0.926
December	41.0	17.00	3.60	55.0	52.9	4.15	3.93	0.934
Year	1438.0	580.00	13.29	1843.8	1792.9	132.99	126.08	0.892

**Legends**

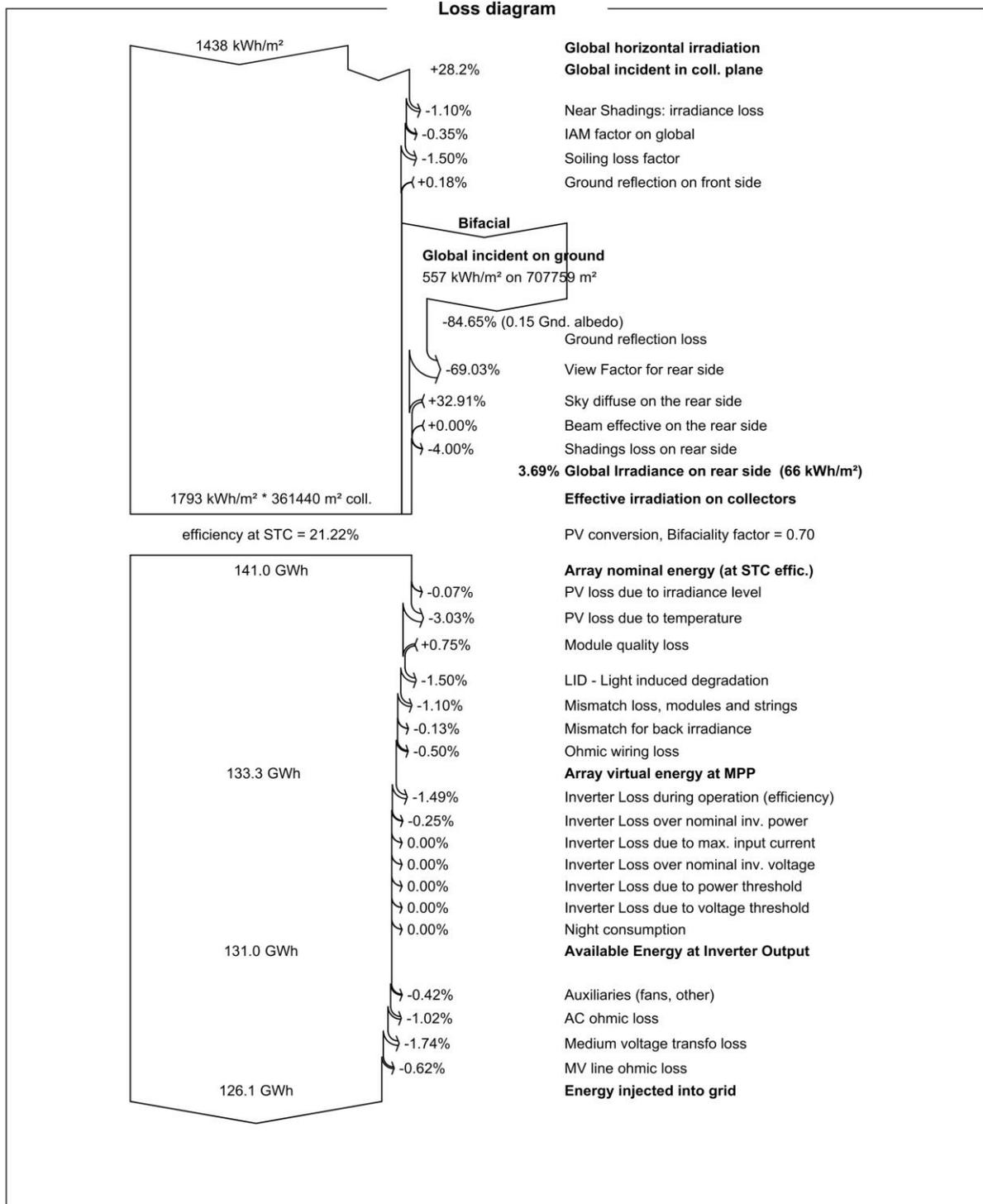
GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		



**PVsyst V7.2.12**  
 VC2, Simulation date:  
 15/03/22 19:22  
 with v7.2.12

Project: Santhià  
 Variant: Santhià PVsyst\_TS600W 8.8m 2VT 76.6MWp - 1645\_con  
 árboles\_2D&backtracking

Enfinity Iberia SLU (Spain)





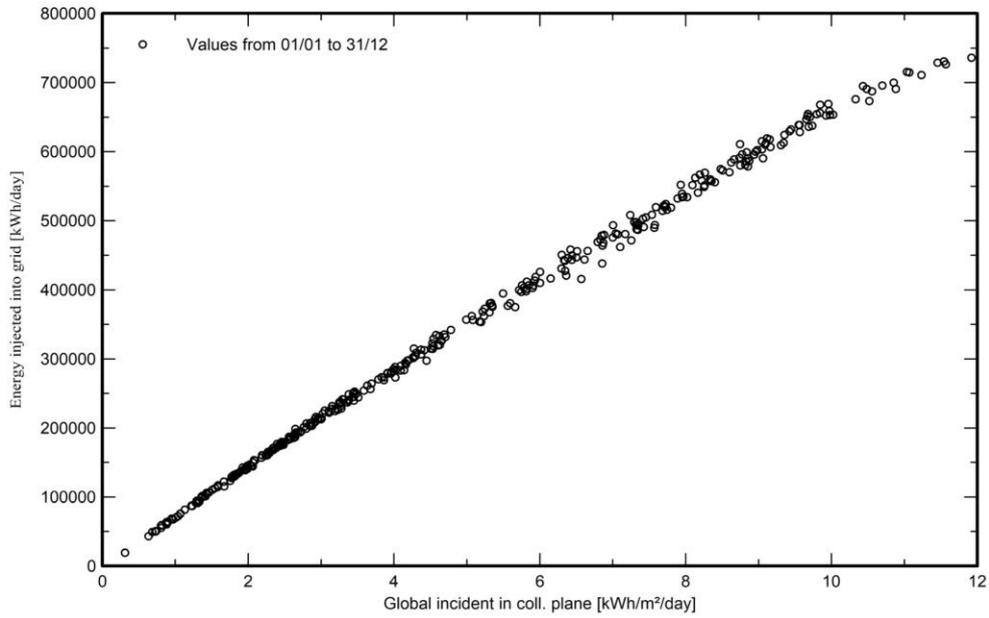
**PVsyst V7.2.12**  
 VC2, Simulation date:  
 15/03/22 19:22  
 with v7.2.12

Project: Santhià  
 Variant: Santhià PVsyst\_TS600W 8.8m 2VT 76.6MWp - 1645\_con  
 árboles\_2D&backtracking

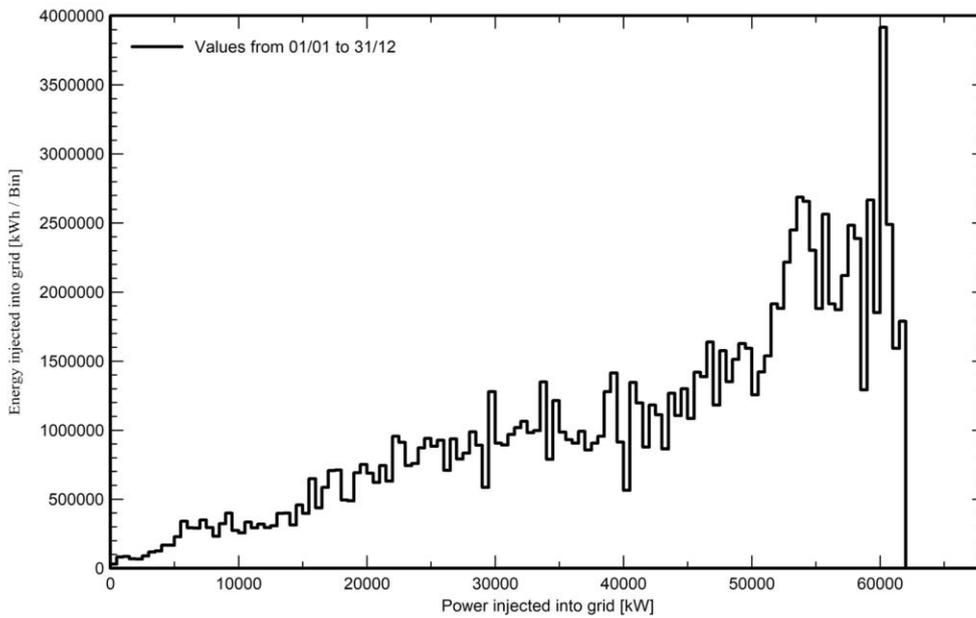
Enfinity Iberia SLU (Spain)

**Special graphs**

**Daily Input/Output diagram**



**System Output Power Distribution**



# Allegato 4 – Simulazione producibilità impianto FV standard

# PVsyst - Simulation report

## Grid-Connected System

---

Project: SANTHIA' NON AGRI

Variant: Nuova variante di simulazione

Tracking system with backtracking

System power: 90.72 MWp

Nebbione - Italy

**Autore**

AENNE INGEGNERIA di AGOSTINO Ing. NICODEMO (Italy)



# Project: SANTHIA' NON AGRI

Variant: Nuova variante di simulazione

## PVsyst V7.4.0

VCO, Simulation date:  
22/07/23 10:07  
with v7.4.0

AENNE INGEGNERIA di AGOSTINO Ing. NICODEMO (Italy)

### Project summary

<b>Geographical Site</b>	<b>Situation</b>	<b>Project settings</b>
<b>Nebbio</b>	Latitude 45.41 °N	Albedo 0.20
Italy	Longitude 8.16 °E	
	Altitude 209 m	
	Time zone UTC+1	
<b>Meteo data</b>		
Nebbio		
PVGIS api TMY		

### System summary

<b>Grid-Connected System</b>	<b>Tracking system with backtracking</b>		<b>Near Shadings</b>
<b>PV Field Orientation</b>	<b>Tracking algorithm</b>	Linear shadings	Automatic
<b>Orientation</b>	Astronomic calculation	Diffuse shading	
Tracking plane, horizontal N-S axis	Backtracking activated		
Axis azimuth 0 °			
<b>System information</b>			
<b>PV Array</b>	<b>Inverters</b>		
Nb. of modules 151200 units	Nb. of units 428 units		
Pnom total 90.72 MWp	Pnom total 85.60 MWac		
	Pnom ratio 1.060		
<b>User's needs</b>			
Unlimited load (grid)			

### Results summary

Produced Energy 139960053 kWh/year	Specific production 1543 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 82.24 %
------------------------------------	---------------------------------------	------------------------

### Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	88
Near shading definition - Iso-shadings diagram	89
Main results	90
Loss diagram	91
Predef. graphs	92



**PVsyst V7.4.0**

VC0, Simulation date:  
 22/07/23 10:07  
 with v7.4.0

AENNE INGEGNERIA di AGOSTINO Ing. NICODEMO (Italy)

**General parameters**

<b>Grid-Connected System</b>		<b>Tracking system with backtracking</b>	
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Tracking algorithm</b>	<b>Backtracking array</b>
<b>Orientation</b>		Astronomic calculation	Nb. of trackers 1890 units
Tracking plane, horizontal N-S axis		Backtracking activated	<b>Sizes</b>
Axis azimuth 0 °			Tracker Spacing 7.50 m
			Collector width 4.36 m
			Ground Cov. Ratio (GCR) 58.2 %
			Phi min / max. +/- 60.0 °
			<b>Backtracking strategy</b>
			Phi limits for BT +/- 54.3 °
			Backtracking pitch 7.50 m
			Backtracking width 4.36 m
<b>Models used</b>		<b>Near Shadings</b>	<b>User's needs</b>
Transposition Perez		Linear shadings	Unlimited load (grid)
Diffuse Imported		Diffuse shading Automatic	
Circumsolar separate			
<b>Horizon</b>			
Average Height 1.2 °			

**PV Array Characteristics**

<b>PV module</b>		<b>Inverter</b>	
Manufacturer	Trina Solar	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	TSM-DEG20C.20	Model	SUN 2000-215KTL-H3
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	600 Wp	Unit Nom. Power	200 kWac
Number of PV modules	151200 units	Number of inverters	428 units
Nominal (STC)	90.72 MWp	Total power	85600 kWac
<b>Array #1 - Campo FV</b>		<b>Array #1 - Campo FV</b>	
Number of PV modules	352 units	Number of inverters	3 * MPPT 33% 1 unit
Nominal (STC)	211 kWp	Total power	200 kWac
Modules	11 Strings x 32 In series	Operating voltage	500-1500 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Pnom ratio (DC:AC)	1.06
Pmpp	193 kWp	No power sharing between MPPTs	
U mpp	1005 V		
I mpp	192 A		
<b>Array #2 - Sottocampo #2</b>		<b>Array #2 - Sottocampo #2</b>	
Number of PV modules	352 units	Number of inverters	3 * MPPT 33% 1 unit
Nominal (STC)	211 kWp	Total power	200 kWac
Modules	11 Strings x 32 In series	Operating voltage	500-1500 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Pnom ratio (DC:AC)	1.06
Pmpp	193 kWp	No power sharing between MPPTs	
U mpp	1005 V		
I mpp	192 A		



**PV Array Characteristics**

**Array #3 - Sottocampo #3**

Number of PV modules	352 units	Number of inverters	3 * MPPT 33% 1 unit
Nominal (STC)	211 kWp	Total power	200 kWac
Modules	11 Strings x 32 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	193 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	1005 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.06
I mpp	192 A	No power sharing between MPPTs	

**Array #4 - Sottocampo #4**

Number of PV modules	352 units	Number of inverters	3 * MPPT 33% 1 unit
Nominal (STC)	211 kWp	Total power	200 kWac
Modules	11 Strings x 32 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	193 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	1005 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.06
I mpp	192 A	No power sharing between MPPTs	

**Array #5 - Sottocampo #5**

Number of PV modules	352 units	Number of inverters	3 * MPPT 33% 1 unit
Nominal (STC)	211 kWp	Total power	200 kWac
Modules	11 Strings x 32 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	193 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	1005 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.06
I mpp	192 A	No power sharing between MPPTs	

**Array #6 - Sottocampo #6**

Number of PV modules	352 units	Number of inverters	3 * MPPT 33% 1 unit
Nominal (STC)	211 kWp	Total power	200 kWac
Modules	11 Strings x 32 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	193 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	1005 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.06
I mpp	192 A	No power sharing between MPPTs	

**Array #7 - Sottocampo #7**

Number of PV modules	352 units	Number of inverters	3 * MPPT 33% 1 unit
Nominal (STC)	211 kWp	Total power	200 kWac
Modules	11 Strings x 32 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	193 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	1005 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.06
I mpp	192 A	No power sharing between MPPTs	

**Array #8 - Sottocampo #8**

Number of PV modules	352 units	Number of inverters	3 * MPPT 33% 1 unit
Nominal (STC)	211 kWp	Total power	200 kWac
Modules	11 Strings x 32 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	193 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	1005 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.06
I mpp	192 A	No power sharing between MPPTs	



## PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:  
22/07/23 10:07  
with v7.4.0

AENNE INGEGNERIA di AGOSTINO Ing. NICODEMO (Italy)

## PV Array Characteristics

**Array #9 - Sottocampo #9**

Number of PV modules	352 units	Number of inverters	3 * MPPT 33% 1 unit
Nominal (STC)	211 kWp	Total power	200 kWac
Modules	11 Strings x 32 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	193 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	1005 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.06
I mpp	192 A	No power sharing between MPPTs	

**Array #10 - Sottocampo #10**

Number of PV modules	352 units	Number of inverters	3 * MPPT 33% 1 unit
Nominal (STC)	211 kWp	Total power	200 kWac
Modules	11 Strings x 32 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	193 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	1005 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.06
I mpp	192 A	No power sharing between MPPTs	

**Array #11 - Sottocampo #11**

Number of PV modules	352 units	Number of inverters	3 * MPPT 33% 1 unit
Nominal (STC)	211 kWp	Total power	200 kWac
Modules	11 Strings x 32 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	193 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	1005 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.06
I mpp	192 A	No power sharing between MPPTs	

**Array #12 - Sottocampo #12**

Number of PV modules	352 units	Number of inverters	3 * MPPT 33% 1 unit
Nominal (STC)	211 kWp	Total power	200 kWac
Modules	11 Strings x 32 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	193 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	1005 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.06
I mpp	192 A	No power sharing between MPPTs	

**Array #13 - Sottocampo #13**

Number of PV modules	352 units	Number of inverters	3 * MPPT 33% 1 unit
Nominal (STC)	211 kWp	Total power	200 kWac
Modules	11 Strings x 32 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	193 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	1005 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.06
I mpp	192 A	No power sharing between MPPTs	

**Array #14 - Sottocampo #14**

Number of PV modules	352 units	Number of inverters	3 * MPPT 33% 1 unit
Nominal (STC)	211 kWp	Total power	200 kWac
Modules	11 Strings x 32 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	193 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	1005 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.06
I mpp	192 A	No power sharing between MPPTs	



## PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:  
22/07/23 10:07  
with v7.4.0

AENNE INGEGNERIA di AGOSTINO Ing. NICODEMO (Italy)

## PV Array Characteristics

**Array #15 - Sottocampo #15**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #16 - Sottocampo #16**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #17 - Sottocampo #17**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #18 - Sottocampo #18**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #19 - Sottocampo #19**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #20 - Sottocampo #20**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs



PV Array Characteristics

Array #21 - Sottocampo #21

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

Array #22 - Sottocampo #22

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

Array #23 - Sottocampo #23

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

Array #24 - Sottocampo #24

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

Array #25 - Sottocampo #25

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

Array #26 - Sottocampo #26

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs



**PV Array Characteristics**

**Array #27 - Sottocampo #27**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #28 - Sottocampo #28**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #29 - Sottocampo #29**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #30 - Sottocampo #30**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #31 - Sottocampo #31**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #32 - Sottocampo #32**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs



**PV Array Characteristics**

**Array #33 - Sottocampo #33**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #34 - Sottocampo #34**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #35 - Sottocampo #35**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #36 - Sottocampo #36**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #37 - Sottocampo #37**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #38 - Sottocampo #38**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs



## PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:  
22/07/23 10:07  
with v7.4.0

AENNE INGEGNERIA di AGOSTINO Ing. NICODEMO (Italy)

## PV Array Characteristics

**Array #39 - Sottocampo #39**

Number of PV modules	352 units	Number of inverters	3 * MPPT 33% 1 unit
Nominal (STC)	211 kWp	Total power	200 kWac
Modules	11 Strings x 32 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	193 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	1005 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.06
I mpp	192 A	No power sharing between MPPTs	

**Array #40 - Sottocampo #40**

Number of PV modules	352 units	Number of inverters	3 * MPPT 33% 1 unit
Nominal (STC)	211 kWp	Total power	200 kWac
Modules	11 Strings x 32 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	193 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	1005 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.06
I mpp	192 A	No power sharing between MPPTs	

**Array #41 - Sottocampo #41**

Number of PV modules	352 units	Number of inverters	3 * MPPT 33% 1 unit
Nominal (STC)	211 kWp	Total power	200 kWac
Modules	11 Strings x 32 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	193 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	1005 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.06
I mpp	192 A	No power sharing between MPPTs	

**Array #42 - Sottocampo #42**

Number of PV modules	352 units	Number of inverters	3 * MPPT 33% 1 unit
Nominal (STC)	211 kWp	Total power	200 kWac
Modules	11 Strings x 32 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	193 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	1005 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.06
I mpp	192 A	No power sharing between MPPTs	

**Array #43 - Sottocampo #43**

Number of PV modules	352 units	Number of inverters	3 * MPPT 33% 1 unit
Nominal (STC)	211 kWp	Total power	200 kWac
Modules	11 Strings x 32 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	193 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	1005 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.06
I mpp	192 A	No power sharing between MPPTs	

**Array #44 - Sottocampo #44**

Number of PV modules	352 units	Number of inverters	3 * MPPT 33% 1 unit
Nominal (STC)	211 kWp	Total power	200 kWac
Modules	11 Strings x 32 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	193 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	1005 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.06
I mpp	192 A	No power sharing between MPPTs	



## PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:  
22/07/23 10:07  
with v7.4.0

AENNE INGEGNERIA di AGOSTINO Ing. NICODEMO (Italy)

## PV Array Characteristics

**Array #45 - Sottocampo #45**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #46 - Sottocampo #46**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #47 - Sottocampo #47**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #48 - Sottocampo #48**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #49 - Sottocampo #49**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #50 - Sottocampo #50**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs



**PV Array Characteristics**

**Array #51 - Sottocampo #51**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #52 - Sottocampo #52**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #53 - Sottocampo #53**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #54 - Sottocampo #54**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #55 - Sottocampo #55**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #56 - Sottocampo #56**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs



## PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:  
22/07/23 10:07  
with v7.4.0

AENNE INGEGNERIA di AGOSTINO Ing. NICODEMO (Italy)

## PV Array Characteristics

**Array #57 - Sottocampo #57**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #58 - Sottocampo #58**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #59 - Sottocampo #59**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #60 - Sottocampo #60**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #61 - Sottocampo #61**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #62 - Sottocampo #62**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs



## PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:  
22/07/23 10:07  
with v7.4.0

AENNE INGEGNERIA di AGOSTINO Ing. NICODEMO (Italy)

## PV Array Characteristics

**Array #63 - Sottocampo #63**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #64 - Sottocampo #64**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #65 - Sottocampo #65**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #66 - Sottocampo #66**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #67 - Sottocampo #67**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #68 - Sottocampo #68**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs



**PV Array Characteristics**

**Array #69 - Sottocampo #69**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #70 - Sottocampo #70**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #71 - Sottocampo #71**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #72 - Sottocampo #72**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #73 - Sottocampo #73**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #74 - Sottocampo #74**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs



**PV Array Characteristics**

**Array #75 - Sottocampo #75**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #76 - Sottocampo #76**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #77 - Sottocampo #77**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #78 - Sottocampo #78**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #79 - Sottocampo #79**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #80 - Sottocampo #80**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs



**PV Array Characteristics**

**Array #81 - Sottocampo #81**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #82 - Sottocampo #82**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #83 - Sottocampo #83**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #84 - Sottocampo #84**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #85 - Sottocampo #85**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #86 - Sottocampo #86**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs



**PV Array Characteristics**

**Array #87 - Sottocampo #87**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #88 - Sottocampo #88**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #89 - Sottocampo #89**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #90 - Sottocampo #90**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #91 - Sottocampo #91**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #92 - Sottocampo #92**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs



**PV Array Characteristics**

**Array #93 - Sottocampo #93**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #94 - Sottocampo #94**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #95 - Sottocampo #95**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #96 - Sottocampo #96**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #97 - Sottocampo #97**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #98 - Sottocampo #98**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs



**PV Array Characteristics**

**Array #99 - Sottocampo #99**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #100 - Sottocampo #100**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #101 - Sottocampo #101**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #102 - Sottocampo #102**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #103 - Sottocampo #103**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #104 - Sottocampo #104**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs



PVsyst V7.4.0

VCO, Simulation date:  
22/07/23 10:07  
with v7.4.0

AENNE INGEGNERIA di AGOSTINO Ing. NICODEMO (Italy)

PV Array Characteristics

Array #105 - Sottocampo #105

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

Array #106 - Sottocampo #106

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

Array #107 - Sottocampo #107

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

Array #108 - Sottocampo #108

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

Array #109 - Sottocampo #109

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

Array #110 - Sottocampo #110

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs



## PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:  
22/07/23 10:07  
with v7.4.0

AENNE INGEGNERIA di AGOSTINO Ing. NICODEMO (Italy)

## PV Array Characteristics

**Array #111 - Sottocampo #111**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #112 - Sottocampo #112**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #113 - Sottocampo #113**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #114 - Sottocampo #114**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #115 - Sottocampo #115**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #116 - Sottocampo #116**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs



**PV Array Characteristics**

**Array #117 - Sottocampo #117**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #118 - Sottocampo #118**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #119 - Sottocampo #119**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #120 - Sottocampo #120**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #121 - Sottocampo #121**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #122 - Sottocampo #122**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs



**PV Array Characteristics**

**Array #123 - Sottocampo #123**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #124 - Sottocampo #124**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #125 - Sottocampo #125**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #126 - Sottocampo #126**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #127 - Sottocampo #127**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #128 - Sottocampo #128**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs



**PV Array Characteristics**

**Array #129 - Sottocampo #129**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #130 - Sottocampo #130**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #131 - Sottocampo #131**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #132 - Sottocampo #132**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #133 - Sottocampo #133**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #134 - Sottocampo #134**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs



**PV Array Characteristics**

**Array #135 - Sottocampo #135**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #136 - Sottocampo #136**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #137 - Sottocampo #137**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #138 - Sottocampo #138**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #139 - Sottocampo #139**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #140 - Sottocampo #140**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs



**PV Array Characteristics**

**Array #141 - Sottocampo #141**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #142 - Sottocampo #142**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #143 - Sottocampo #143**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #144 - Sottocampo #144**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #145 - Sottocampo #145**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #146 - Sottocampo #146**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs



PVsyst V7.4.0

VCO, Simulation date:  
22/07/23 10:07  
with v7.4.0

AENNE INGEGNERIA di AGOSTINO Ing. NICODEMO (Italy)

PV Array Characteristics

Array #147 - Sottocampo #147

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

Array #148 - Sottocampo #148

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

Array #149 - Sottocampo #149

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

Array #150 - Sottocampo #150

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

Array #151 - Sottocampo #151

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

Array #152 - Sottocampo #152

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs



**PV Array Characteristics**

**Array #153 - Sottocampo #153**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #154 - Sottocampo #154**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #155 - Sottocampo #155**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #156 - Sottocampo #156**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #157 - Sottocampo #157**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #158 - Sottocampo #158**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs



**PV Array Characteristics**

**Array #159 - Sottocampo #159**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #160 - Sottocampo #160**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #161 - Sottocampo #161**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #162 - Sottocampo #162**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #163 - Sottocampo #163**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #164 - Sottocampo #164**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs



## PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:  
22/07/23 10:07  
with v7.4.0

AENNE INGEGNERIA di AGOSTINO Ing. NICODEMO (Italy)

## PV Array Characteristics

**Array #165 - Sottocampo #165**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #166 - Sottocampo #166**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #167 - Sottocampo #167**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #168 - Sottocampo #168**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #169 - Sottocampo #169**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #170 - Sottocampo #170**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs



**PV Array Characteristics**

**Array #171 - Sottocampo #171**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #172 - Sottocampo #172**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #173 - Sottocampo #173**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #174 - Sottocampo #174**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #175 - Sottocampo #175**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #176 - Sottocampo #176**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs



## PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:  
22/07/23 10:07  
with v7.4.0

AENNE INGEGNERIA di AGOSTINO Ing. NICODEMO (Italy)

## PV Array Characteristics

**Array #177 - Sottocampo #177**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #178 - Sottocampo #178**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #179 - Sottocampo #179**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #180 - Sottocampo #180**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #181 - Sottocampo #181**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #182 - Sottocampo #182**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs



**PV Array Characteristics**

**Array #183 - Sottocampo #183**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #184 - Sottocampo #184**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #185 - Sottocampo #185**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #186 - Sottocampo #186**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #187 - Sottocampo #187**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #188 - Sottocampo #188**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs



## PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:  
22/07/23 10:07  
with v7.4.0

AENNE INGEGNERIA di AGOSTINO Ing. NICODEMO (Italy)

## PV Array Characteristics

**Array #189 - Sottocampo #189**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #190 - Sottocampo #190**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #191 - Sottocampo #191**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #192 - Sottocampo #192**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #193 - Sottocampo #193**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #194 - Sottocampo #194**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs



**PV Array Characteristics**

**Array #195 - Sottocampo #195**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #196 - Sottocampo #196**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #197 - Sottocampo #197**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #198 - Sottocampo #198**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #199 - Sottocampo #199**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #200 - Sottocampo #200**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs



**PV Array Characteristics**

**Array #201 - Sottocampo #201**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #202 - Sottocampo #202**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #203 - Sottocampo #203**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #204 - Sottocampo #204**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #205 - Sottocampo #205**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #206 - Sottocampo #206**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs



**PV Array Characteristics**

**Array #207 - Sottocampo #207**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #208 - Sottocampo #208**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #209 - Sottocampo #209**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #210 - Sottocampo #210**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #211 - Sottocampo #211**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #212 - Sottocampo #212**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs



**PV Array Characteristics**

**Array #213 - Sottocampo #213**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #214 - Sottocampo #214**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #215 - Sottocampo #215**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #216 - Sottocampo #216**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #217 - Sottocampo #217**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #218 - Sottocampo #218**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs



PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:  
22/07/23 10:07  
with v7.4.0

AENNE INGEGNERIA di AGOSTINO Ing. NICODEMO (Italy)

PV Array Characteristics

Array #219 - Sottocampo #219

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

Array #220 - Sottocampo #220

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

Array #221 - Sottocampo #221

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

Array #222 - Sottocampo #222

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

Array #223 - Sottocampo #223

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

Array #224 - Sottocampo #224

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs



**PV Array Characteristics**

**Array #225 - Sottocampo #225**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #226 - Sottocampo #226**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #227 - Sottocampo #227**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #228 - Sottocampo #228**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #229 - Sottocampo #229**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #230 - Sottocampo #230**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs



**PV Array Characteristics**

**Array #231 - Sottocampo #231**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #232 - Sottocampo #232**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #233 - Sottocampo #233**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #234 - Sottocampo #234**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #235 - Sottocampo #235**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #236 - Sottocampo #236**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs



**PV Array Characteristics**

**Array #237 - Sottocampo #237**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #238 - Sottocampo #238**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #239 - Sottocampo #239**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #240 - Sottocampo #240**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #241 - Sottocampo #241**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #242 - Sottocampo #242**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs



**PV Array Characteristics**

**Array #243 - Sottocampo #243**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #244 - Sottocampo #244**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #245 - Sottocampo #245**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #246 - Sottocampo #246**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #247 - Sottocampo #247**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #248 - Sottocampo #248**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs



**PV Array Characteristics**

**Array #249 - Sottocampo #249**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #250 - Sottocampo #250**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #251 - Sottocampo #251**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #252 - Sottocampo #252**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #253 - Sottocampo #253**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #254 - Sottocampo #254**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs



**PV Array Characteristics**

**Array #255 - Sottocampo #255**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #256 - Sottocampo #256**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #257 - Sottocampo #257**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #258 - Sottocampo #258**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #259 - Sottocampo #259**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #260 - Sottocampo #260**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs



**PV Array Characteristics**

**Array #261 - Sottocampo #261**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #262 - Sottocampo #262**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #263 - Sottocampo #263**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #264 - Sottocampo #264**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #265 - Sottocampo #265**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #266 - Sottocampo #266**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs



PVsyst V7.4.0

VCO, Simulation date:  
22/07/23 10:07  
with v7.4.0

AENNE INGEGNERIA di AGOSTINO Ing. NICODEMO (Italy)

PV Array Characteristics

Array #267 - Sottocampo #267

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

Array #268 - Sottocampo #268

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

Array #269 - Sottocampo #269

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

Array #270 - Sottocampo #270

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

Array #271 - Sottocampo #271

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

Array #272 - Sottocampo #272

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs



**PV Array Characteristics**

**Array #273 - Sottocampo #273**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #274 - Sottocampo #274**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #275 - Sottocampo #275**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #276 - Sottocampo #276**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #277 - Sottocampo #277**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #278 - Sottocampo #278**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs



**PV Array Characteristics**

**Array #279 - Sottocampo #279**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #280 - Sottocampo #280**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #281 - Sottocampo #281**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #282 - Sottocampo #282**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #283 - Sottocampo #283**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #284 - Sottocampo #284**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs



**PV Array Characteristics**

**Array #285 - Sottocampo #285**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #286 - Sottocampo #286**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #287 - Sottocampo #287**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #288 - Sottocampo #288**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #289 - Sottocampo #289**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #290 - Sottocampo #290**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs



## PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:  
22/07/23 10:07  
with v7.4.0

AENNE INGEGNERIA di AGOSTINO Ing. NICODEMO (Italy)

## PV Array Characteristics

**Array #291 - Sottocampo #291**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #292 - Sottocampo #292**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #293 - Sottocampo #293**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #294 - Sottocampo #294**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #295 - Sottocampo #295**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #296 - Sottocampo #296**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs



PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:  
22/07/23 10:07  
with v7.4.0

AENNE INGEGNERIA di AGOSTINO Ing. NICODEMO (Italy)

PV Array Characteristics

Array #297 - Sottocampo #297

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

Array #298 - Sottocampo #298

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

Array #299 - Sottocampo #299

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

Array #300 - Sottocampo #300

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

Array #301 - Sottocampo #301

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

Array #302 - Sottocampo #302

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs



## PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:  
22/07/23 10:07  
with v7.4.0

AENNE INGEGNERIA di AGOSTINO Ing. NICODEMO (Italy)

## PV Array Characteristics

**Array #303 - Sottocampo #303**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #304 - Sottocampo #304**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #305 - Sottocampo #305**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #306 - Sottocampo #306**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #307 - Sottocampo #307**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #308 - Sottocampo #308**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs



PVsyst V7.4.0

VCO, Simulation date:  
22/07/23 10:07  
with v7.4.0

AENNE INGEGNERIA di AGOSTINO Ing. NICODEMO (Italy)

PV Array Characteristics

Array #309 - Sottocampo #309

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

Array #310 - Sottocampo #310

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

Array #311 - Sottocampo #311

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

Array #312 - Sottocampo #312

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

Array #313 - Sottocampo #313

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

Array #314 - Sottocampo #314

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs



PVsyst V7.4.0

VCO, Simulation date:  
22/07/23 10:07  
with v7.4.0

AENNE INGEGNERIA di AGOSTINO Ing. NICODEMO (Italy)

PV Array Characteristics

Array #315 - Sottocampo #315

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

Array #316 - Sottocampo #316

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

Array #317 - Sottocampo #317

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

Array #318 - Sottocampo #318

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

Array #319 - Sottocampo #319

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

Array #320 - Sottocampo #320

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs



**PV Array Characteristics**

**Array #321 - Sottocampo #321**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #322 - Sottocampo #322**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #323 - Sottocampo #323**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #324 - Sottocampo #324**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #325 - Sottocampo #325**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #326 - Sottocampo #326**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs



**PV Array Characteristics**

**Array #327 - Sottocampo #327**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #328 - Sottocampo #328**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #329 - Sottocampo #329**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #330 - Sottocampo #330**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #331 - Sottocampo #331**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #332 - Sottocampo #332**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs



**PV Array Characteristics**

**Array #333 - Sottocampo #333**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #334 - Sottocampo #334**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #335 - Sottocampo #335**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #336 - Sottocampo #336**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #337 - Sottocampo #337**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #338 - Sottocampo #338**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs



PV Array Characteristics

Array #339 - Sottocampo #339

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

Array #340 - Sottocampo #340

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

Array #341 - Sottocampo #341

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

Array #342 - Sottocampo #342

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

Array #343 - Sottocampo #343

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

Array #344 - Sottocampo #344

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs



**PV Array Characteristics**

**Array #345 - Sottocampo #345**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #346 - Sottocampo #346**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #347 - Sottocampo #347**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #348 - Sottocampo #348**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #349 - Sottocampo #349**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #350 - Sottocampo #350**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs



**PV Array Characteristics**

**Array #351 - Sottocampo #351**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #352 - Sottocampo #352**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #353 - Sottocampo #353**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #354 - Sottocampo #354**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #355 - Sottocampo #355**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #356 - Sottocampo #356**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs



**PV Array Characteristics**

**Array #357 - Sottocampo #357**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #358 - Sottocampo #358**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #359 - Sottocampo #359**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #360 - Sottocampo #360**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #361 - Sottocampo #361**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #362 - Sottocampo #362**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs



**PV Array Characteristics**

**Array #363 - Sottocampo #363**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #364 - Sottocampo #364**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #365 - Sottocampo #365**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #366 - Sottocampo #366**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #367 - Sottocampo #367**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #368 - Sottocampo #368**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs



**PV Array Characteristics**

**Array #369 - Sottocampo #369**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #370 - Sottocampo #370**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #371 - Sottocampo #371**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #372 - Sottocampo #372**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #373 - Sottocampo #373**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #374 - Sottocampo #374**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs



**PV Array Characteristics**

**Array #375 - Sottocampo #375**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #376 - Sottocampo #376**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #377 - Sottocampo #377**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #378 - Sottocampo #378**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #379 - Sottocampo #379**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #380 - Sottocampo #380**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs



## PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:  
22/07/23 10:07  
with v7.4.0

AENNE INGEGNERIA di AGOSTINO Ing. NICODEMO (Italy)

## PV Array Characteristics

**Array #381 - Sottocampo #381**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #382 - Sottocampo #382**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #383 - Sottocampo #383**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #384 - Sottocampo #384**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #385 - Sottocampo #385**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #386 - Sottocampo #386**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs



**PV Array Characteristics**

**Array #387 - Sottocampo #387**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #388 - Sottocampo #388**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #389 - Sottocampo #389**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #390 - Sottocampo #390**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #391 - Sottocampo #391**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #392 - Sottocampo #392**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs



**PV Array Characteristics**

**Array #393 - Sottocampo #393**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #394 - Sottocampo #394**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #395 - Sottocampo #395**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #396 - Sottocampo #396**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #397 - Sottocampo #397**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #398 - Sottocampo #398**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs



**PV Array Characteristics**

**Array #399 - Sottocampo #399**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #400 - Sottocampo #400**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #401 - Sottocampo #401**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #402 - Sottocampo #402**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #403 - Sottocampo #403**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #404 - Sottocampo #404**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs



PVsyst V7.4.0

VCO, Simulation date:  
22/07/23 10:07  
with v7.4.0

AENNE INGEGNERIA di AGOSTINO Ing. NICODEMO (Italy)

PV Array Characteristics

Array #405 - Sottocampo #405

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

Array #406 - Sottocampo #406

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

Array #407 - Sottocampo #407

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

Array #408 - Sottocampo #408

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

Array #409 - Sottocampo #409

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

Array #410 - Sottocampo #410

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs



**PV Array Characteristics**

**Array #411 - Sottocampo #411**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #412 - Sottocampo #412**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #413 - Sottocampo #413**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #414 - Sottocampo #414**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #415 - Sottocampo #415**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs

**Array #416 - Sottocampo #416**

Number of PV modules 352 units  
Nominal (STC) 211 kWp  
Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
No power sharing between MPPTs



**PVsyst V7.4.0**

VC0, Simulation date:  
 22/07/23 10:07  
 with v7.4.0

AENNE INGEGNERIA di AGOSTINO Ing. NICODEMO (Italy)

**PV Array Characteristics**

**Array #417 - Sottocampo #417**

Number of PV modules 352 units  
 Nominal (STC) 211 kWp  
 Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
 U mpp 1005 V  
 I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
 Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
 Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
 No power sharing between MPPTs

**Array #418 - Sottocampo #418**

Number of PV modules 352 units  
 Nominal (STC) 211 kWp  
 Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
 U mpp 1005 V  
 I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
 Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
 Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
 No power sharing between MPPTs

**Array #419 - Sottocampo #419**

Number of PV modules 352 units  
 Nominal (STC) 211 kWp  
 Modules 11 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 193 kWp  
 U mpp 1005 V  
 I mpp 192 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
 Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
 Pnom ratio (DC:AC) 1.06  
 No power sharing between MPPTs

**Array #420 - Sottocampo #420**

Number of PV modules 384 units  
 Nominal (STC) 230 kWp  
 Modules 12 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 211 kWp  
 U mpp 1005 V  
 I mpp 210 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
 Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
 Pnom ratio (DC:AC) 1.15  
 No power sharing between MPPTs

**Array #421 - Sottocampo #421**

Number of PV modules 416 units  
 Nominal (STC) 250 kWp  
 Modules 13 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 228 kWp  
 U mpp 1005 V  
 I mpp 227 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
 Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
 Pnom ratio (DC:AC) 1.25  
 No power sharing between MPPTs

**Array #422 - Sottocampo #422**

Number of PV modules 416 units  
 Nominal (STC) 250 kWp  
 Modules 13 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 228 kWp  
 U mpp 1005 V  
 I mpp 227 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
 Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
 Pnom ratio (DC:AC) 1.25  
 No power sharing between MPPTs



**PV Array Characteristics**

**Array #423 - Sottocampo #423**

Number of PV modules 416 units  
Nominal (STC) 250 kWp  
Modules 13 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 228 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 227 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.25  
No power sharing between MPPTs

**Array #424 - Sottocampo #424**

Number of PV modules 416 units  
Nominal (STC) 250 kWp  
Modules 13 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 228 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 227 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.25  
No power sharing between MPPTs

**Array #425 - Sottocampo #425**

Number of PV modules 416 units  
Nominal (STC) 250 kWp  
Modules 13 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 228 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 227 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.25  
No power sharing between MPPTs

**Array #426 - Sottocampo #426**

Number of PV modules 416 units  
Nominal (STC) 250 kWp  
Modules 13 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 228 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 227 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.25  
No power sharing between MPPTs

**Array #427 - Sottocampo #427**

Number of PV modules 416 units  
Nominal (STC) 250 kWp  
Modules 13 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 228 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 227 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.25  
No power sharing between MPPTs

**Array #428 - Sottocampo #428**

Number of PV modules 416 units  
Nominal (STC) 250 kWp  
Modules 13 Strings x 32 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 228 kWp  
U mpp 1005 V  
I mpp 227 A

Number of inverters 3 \* MPPT 33% 1 unit  
Total power 200 kWac

Operating voltage 500-1500 V  
Pnom ratio (DC:AC) 1.25  
No power sharing between MPPTs



## PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:  
22/07/23 10:07  
with v7.4.0

AENNE INGEGNERIA di AGOSTINO Ing. NICODEMO (Italy)

## PV Array Characteristics

## Total PV power

Nominal (STC) 90720 kWp  
Total 151200 modules  
Module area 427914 m<sup>2</sup>

## Total inverter power

Total power 85600 kWac  
Number of inverters 428 units  
Pnom ratio 1.06  
No power sharing

## Array losses

## Array Soiling Losses

Loss Fraction 3.0 %

## Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance  
Uc (const) 29.0 W/m<sup>2</sup>K  
Uv (wind) 0.0 W/m<sup>2</sup>K/m/s

## LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 1.5 %

## Module Quality Loss

Loss Fraction -0.8 %

## Module mismatch losses

Loss Fraction 1.0 % at MPP

## Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.2 %

## IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000

## DC wiring losses

Global wiring resistance 0.20 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

## Array #1 - Campo FV

Global array res. 86 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

## Array #3 - Sottocampo #3

Global array res. 86 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

## Array #5 - Sottocampo #5

Global array res. 86 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

## Array #7 - Sottocampo #7

Global array res. 86 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

## Array #9 - Sottocampo #9

Global array res. 86 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

## Array #11 - Sottocampo #11

Global array res. 86 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

## Array #13 - Sottocampo #13

Global array res. 86 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

## Array #15 - Sottocampo #15

Global array res. 86 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

## Array #17 - Sottocampo #17

Global array res. 86 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

## Array #2 - Sottocampo #2

Global array res. 86 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

## Array #4 - Sottocampo #4

Global array res. 86 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

## Array #6 - Sottocampo #6

Global array res. 86 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

## Array #8 - Sottocampo #8

Global array res. 86 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

## Array #10 - Sottocampo #10

Global array res. 86 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

## Array #12 - Sottocampo #12

Global array res. 86 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

## Array #14 - Sottocampo #14

Global array res. 86 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

## Array #16 - Sottocampo #16

Global array res. 86 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

## Array #18 - Sottocampo #18

Global array res. 86 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC



DC wiring losses

<b>Array #19 - Sottocampo #19</b>		<b>Array #20 - Sottocampo #20</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #21 - Sottocampo #21</b>		<b>Array #22 - Sottocampo #22</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #23 - Sottocampo #23</b>		<b>Array #24 - Sottocampo #24</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #25 - Sottocampo #25</b>		<b>Array #26 - Sottocampo #26</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #27 - Sottocampo #27</b>		<b>Array #28 - Sottocampo #28</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #29 - Sottocampo #29</b>		<b>Array #30 - Sottocampo #30</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #31 - Sottocampo #31</b>		<b>Array #32 - Sottocampo #32</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #33 - Sottocampo #33</b>		<b>Array #34 - Sottocampo #34</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #35 - Sottocampo #35</b>		<b>Array #36 - Sottocampo #36</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #37 - Sottocampo #37</b>		<b>Array #38 - Sottocampo #38</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #39 - Sottocampo #39</b>		<b>Array #40 - Sottocampo #40</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #41 - Sottocampo #41</b>		<b>Array #42 - Sottocampo #42</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #43 - Sottocampo #43</b>		<b>Array #44 - Sottocampo #44</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #45 - Sottocampo #45</b>		<b>Array #46 - Sottocampo #46</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #47 - Sottocampo #47</b>		<b>Array #48 - Sottocampo #48</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #49 - Sottocampo #49</b>		<b>Array #50 - Sottocampo #50</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #51 - Sottocampo #51</b>		<b>Array #52 - Sottocampo #52</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #53 - Sottocampo #53</b>		<b>Array #54 - Sottocampo #54</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC



DC wiring losses

<b>Array #55 - Sottocampo #55</b>		<b>Array #56 - Sottocampo #56</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #57 - Sottocampo #57</b>		<b>Array #58 - Sottocampo #58</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #59 - Sottocampo #59</b>		<b>Array #60 - Sottocampo #60</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #61 - Sottocampo #61</b>		<b>Array #62 - Sottocampo #62</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #63 - Sottocampo #63</b>		<b>Array #64 - Sottocampo #64</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #65 - Sottocampo #65</b>		<b>Array #66 - Sottocampo #66</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #67 - Sottocampo #67</b>		<b>Array #68 - Sottocampo #68</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #69 - Sottocampo #69</b>		<b>Array #70 - Sottocampo #70</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #71 - Sottocampo #71</b>		<b>Array #72 - Sottocampo #72</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #73 - Sottocampo #73</b>		<b>Array #74 - Sottocampo #74</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #75 - Sottocampo #75</b>		<b>Array #76 - Sottocampo #76</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #77 - Sottocampo #77</b>		<b>Array #78 - Sottocampo #78</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #79 - Sottocampo #79</b>		<b>Array #80 - Sottocampo #80</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #81 - Sottocampo #81</b>		<b>Array #82 - Sottocampo #82</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #83 - Sottocampo #83</b>		<b>Array #84 - Sottocampo #84</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #85 - Sottocampo #85</b>		<b>Array #86 - Sottocampo #86</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #87 - Sottocampo #87</b>		<b>Array #88 - Sottocampo #88</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #89 - Sottocampo #89</b>		<b>Array #90 - Sottocampo #90</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC



DC wiring losses

<b>Array #91 - Sottocampo #91</b>		<b>Array #92 - Sottocampo #92</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #93 - Sottocampo #93</b>		<b>Array #94 - Sottocampo #94</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #95 - Sottocampo #95</b>		<b>Array #96 - Sottocampo #96</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #97 - Sottocampo #97</b>		<b>Array #98 - Sottocampo #98</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #99 - Sottocampo #99</b>		<b>Array #100 - Sottocampo #100</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #101 - Sottocampo #101</b>		<b>Array #102 - Sottocampo #102</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #103 - Sottocampo #103</b>		<b>Array #104 - Sottocampo #104</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #105 - Sottocampo #105</b>		<b>Array #106 - Sottocampo #106</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #107 - Sottocampo #107</b>		<b>Array #108 - Sottocampo #108</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #109 - Sottocampo #109</b>		<b>Array #110 - Sottocampo #110</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #111 - Sottocampo #111</b>		<b>Array #112 - Sottocampo #112</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #113 - Sottocampo #113</b>		<b>Array #114 - Sottocampo #114</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #115 - Sottocampo #115</b>		<b>Array #116 - Sottocampo #116</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #117 - Sottocampo #117</b>		<b>Array #118 - Sottocampo #118</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #119 - Sottocampo #119</b>		<b>Array #120 - Sottocampo #120</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #121 - Sottocampo #121</b>		<b>Array #122 - Sottocampo #122</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #123 - Sottocampo #123</b>		<b>Array #124 - Sottocampo #124</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #125 - Sottocampo #125</b>		<b>Array #126 - Sottocampo #126</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC



DC wiring losses

<b>Array #127 - Sottocampo #127</b>		<b>Array #128 - Sottocampo #128</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #129 - Sottocampo #129</b>		<b>Array #130 - Sottocampo #130</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #131 - Sottocampo #131</b>		<b>Array #132 - Sottocampo #132</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #133 - Sottocampo #133</b>		<b>Array #134 - Sottocampo #134</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #135 - Sottocampo #135</b>		<b>Array #136 - Sottocampo #136</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #137 - Sottocampo #137</b>		<b>Array #138 - Sottocampo #138</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #139 - Sottocampo #139</b>		<b>Array #140 - Sottocampo #140</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #141 - Sottocampo #141</b>		<b>Array #142 - Sottocampo #142</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #143 - Sottocampo #143</b>		<b>Array #144 - Sottocampo #144</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #145 - Sottocampo #145</b>		<b>Array #146 - Sottocampo #146</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #147 - Sottocampo #147</b>		<b>Array #148 - Sottocampo #148</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #149 - Sottocampo #149</b>		<b>Array #150 - Sottocampo #150</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #151 - Sottocampo #151</b>		<b>Array #152 - Sottocampo #152</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #153 - Sottocampo #153</b>		<b>Array #154 - Sottocampo #154</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #155 - Sottocampo #155</b>		<b>Array #156 - Sottocampo #156</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #157 - Sottocampo #157</b>		<b>Array #158 - Sottocampo #158</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #159 - Sottocampo #159</b>		<b>Array #160 - Sottocampo #160</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #161 - Sottocampo #161</b>		<b>Array #162 - Sottocampo #162</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC



DC wiring losses

<b>Array #163 - Sottocampo #163</b>		<b>Array #164 - Sottocampo #164</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #165 - Sottocampo #165</b>		<b>Array #166 - Sottocampo #166</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #167 - Sottocampo #167</b>		<b>Array #168 - Sottocampo #168</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #169 - Sottocampo #169</b>		<b>Array #170 - Sottocampo #170</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #171 - Sottocampo #171</b>		<b>Array #172 - Sottocampo #172</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #173 - Sottocampo #173</b>		<b>Array #174 - Sottocampo #174</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #175 - Sottocampo #175</b>		<b>Array #176 - Sottocampo #176</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #177 - Sottocampo #177</b>		<b>Array #178 - Sottocampo #178</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #179 - Sottocampo #179</b>		<b>Array #180 - Sottocampo #180</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #181 - Sottocampo #181</b>		<b>Array #182 - Sottocampo #182</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #183 - Sottocampo #183</b>		<b>Array #184 - Sottocampo #184</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #185 - Sottocampo #185</b>		<b>Array #186 - Sottocampo #186</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #187 - Sottocampo #187</b>		<b>Array #188 - Sottocampo #188</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #189 - Sottocampo #189</b>		<b>Array #190 - Sottocampo #190</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #191 - Sottocampo #191</b>		<b>Array #192 - Sottocampo #192</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #193 - Sottocampo #193</b>		<b>Array #194 - Sottocampo #194</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #195 - Sottocampo #195</b>		<b>Array #196 - Sottocampo #196</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #197 - Sottocampo #197</b>		<b>Array #198 - Sottocampo #198</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC



DC wiring losses

<b>Array #199 - Sottocampo #199</b>		<b>Array #200 - Sottocampo #200</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #201 - Sottocampo #201</b>		<b>Array #202 - Sottocampo #202</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #203 - Sottocampo #203</b>		<b>Array #204 - Sottocampo #204</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #205 - Sottocampo #205</b>		<b>Array #206 - Sottocampo #206</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #207 - Sottocampo #207</b>		<b>Array #208 - Sottocampo #208</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #209 - Sottocampo #209</b>		<b>Array #210 - Sottocampo #210</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #211 - Sottocampo #211</b>		<b>Array #212 - Sottocampo #212</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #213 - Sottocampo #213</b>		<b>Array #214 - Sottocampo #214</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #215 - Sottocampo #215</b>		<b>Array #216 - Sottocampo #216</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #217 - Sottocampo #217</b>		<b>Array #218 - Sottocampo #218</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #219 - Sottocampo #219</b>		<b>Array #220 - Sottocampo #220</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #221 - Sottocampo #221</b>		<b>Array #222 - Sottocampo #222</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #223 - Sottocampo #223</b>		<b>Array #224 - Sottocampo #224</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #225 - Sottocampo #225</b>		<b>Array #226 - Sottocampo #226</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #227 - Sottocampo #227</b>		<b>Array #228 - Sottocampo #228</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #229 - Sottocampo #229</b>		<b>Array #230 - Sottocampo #230</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #231 - Sottocampo #231</b>		<b>Array #232 - Sottocampo #232</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #233 - Sottocampo #233</b>		<b>Array #234 - Sottocampo #234</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC



DC wiring losses

<b>Array #235 - Sottocampo #235</b>		<b>Array #236 - Sottocampo #236</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #237 - Sottocampo #237</b>		<b>Array #238 - Sottocampo #238</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #239 - Sottocampo #239</b>		<b>Array #240 - Sottocampo #240</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #241 - Sottocampo #241</b>		<b>Array #242 - Sottocampo #242</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #243 - Sottocampo #243</b>		<b>Array #244 - Sottocampo #244</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #245 - Sottocampo #245</b>		<b>Array #246 - Sottocampo #246</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #247 - Sottocampo #247</b>		<b>Array #248 - Sottocampo #248</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #249 - Sottocampo #249</b>		<b>Array #250 - Sottocampo #250</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #251 - Sottocampo #251</b>		<b>Array #252 - Sottocampo #252</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #253 - Sottocampo #253</b>		<b>Array #254 - Sottocampo #254</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #255 - Sottocampo #255</b>		<b>Array #256 - Sottocampo #256</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #257 - Sottocampo #257</b>		<b>Array #258 - Sottocampo #258</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #259 - Sottocampo #259</b>		<b>Array #260 - Sottocampo #260</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #261 - Sottocampo #261</b>		<b>Array #262 - Sottocampo #262</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #263 - Sottocampo #263</b>		<b>Array #264 - Sottocampo #264</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #265 - Sottocampo #265</b>		<b>Array #266 - Sottocampo #266</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #267 - Sottocampo #267</b>		<b>Array #268 - Sottocampo #268</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #269 - Sottocampo #269</b>		<b>Array #270 - Sottocampo #270</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC



DC wiring losses

<b>Array #271 - Sottocampo #271</b>		<b>Array #272 - Sottocampo #272</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #273 - Sottocampo #273</b>		<b>Array #274 - Sottocampo #274</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #275 - Sottocampo #275</b>		<b>Array #276 - Sottocampo #276</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #277 - Sottocampo #277</b>		<b>Array #278 - Sottocampo #278</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #279 - Sottocampo #279</b>		<b>Array #280 - Sottocampo #280</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #281 - Sottocampo #281</b>		<b>Array #282 - Sottocampo #282</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #283 - Sottocampo #283</b>		<b>Array #284 - Sottocampo #284</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #285 - Sottocampo #285</b>		<b>Array #286 - Sottocampo #286</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #287 - Sottocampo #287</b>		<b>Array #288 - Sottocampo #288</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #289 - Sottocampo #289</b>		<b>Array #290 - Sottocampo #290</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #291 - Sottocampo #291</b>		<b>Array #292 - Sottocampo #292</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #293 - Sottocampo #293</b>		<b>Array #294 - Sottocampo #294</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #295 - Sottocampo #295</b>		<b>Array #296 - Sottocampo #296</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #297 - Sottocampo #297</b>		<b>Array #298 - Sottocampo #298</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #299 - Sottocampo #299</b>		<b>Array #300 - Sottocampo #300</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #301 - Sottocampo #301</b>		<b>Array #302 - Sottocampo #302</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #303 - Sottocampo #303</b>		<b>Array #304 - Sottocampo #304</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #305 - Sottocampo #305</b>		<b>Array #306 - Sottocampo #306</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC



DC wiring losses

<b>Array #307 - Sottocampo #307</b>		<b>Array #308 - Sottocampo #308</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #309 - Sottocampo #309</b>		<b>Array #310 - Sottocampo #310</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #311 - Sottocampo #311</b>		<b>Array #312 - Sottocampo #312</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #313 - Sottocampo #313</b>		<b>Array #314 - Sottocampo #314</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #315 - Sottocampo #315</b>		<b>Array #316 - Sottocampo #316</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #317 - Sottocampo #317</b>		<b>Array #318 - Sottocampo #318</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #319 - Sottocampo #319</b>		<b>Array #320 - Sottocampo #320</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #321 - Sottocampo #321</b>		<b>Array #322 - Sottocampo #322</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #323 - Sottocampo #323</b>		<b>Array #324 - Sottocampo #324</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #325 - Sottocampo #325</b>		<b>Array #326 - Sottocampo #326</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #327 - Sottocampo #327</b>		<b>Array #328 - Sottocampo #328</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #329 - Sottocampo #329</b>		<b>Array #330 - Sottocampo #330</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #331 - Sottocampo #331</b>		<b>Array #332 - Sottocampo #332</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #333 - Sottocampo #333</b>		<b>Array #334 - Sottocampo #334</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #335 - Sottocampo #335</b>		<b>Array #336 - Sottocampo #336</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #337 - Sottocampo #337</b>		<b>Array #338 - Sottocampo #338</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #339 - Sottocampo #339</b>		<b>Array #340 - Sottocampo #340</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #341 - Sottocampo #341</b>		<b>Array #342 - Sottocampo #342</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC



DC wiring losses

<b>Array #343 - Sottocampo #343</b>		<b>Array #344 - Sottocampo #344</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #345 - Sottocampo #345</b>		<b>Array #346 - Sottocampo #346</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #347 - Sottocampo #347</b>		<b>Array #348 - Sottocampo #348</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #349 - Sottocampo #349</b>		<b>Array #350 - Sottocampo #350</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #351 - Sottocampo #351</b>		<b>Array #352 - Sottocampo #352</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #353 - Sottocampo #353</b>		<b>Array #354 - Sottocampo #354</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #355 - Sottocampo #355</b>		<b>Array #356 - Sottocampo #356</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #357 - Sottocampo #357</b>		<b>Array #358 - Sottocampo #358</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #359 - Sottocampo #359</b>		<b>Array #360 - Sottocampo #360</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #361 - Sottocampo #361</b>		<b>Array #362 - Sottocampo #362</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #363 - Sottocampo #363</b>		<b>Array #364 - Sottocampo #364</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #365 - Sottocampo #365</b>		<b>Array #366 - Sottocampo #366</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #367 - Sottocampo #367</b>		<b>Array #368 - Sottocampo #368</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #369 - Sottocampo #369</b>		<b>Array #370 - Sottocampo #370</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #371 - Sottocampo #371</b>		<b>Array #372 - Sottocampo #372</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #373 - Sottocampo #373</b>		<b>Array #374 - Sottocampo #374</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #375 - Sottocampo #375</b>		<b>Array #376 - Sottocampo #376</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #377 - Sottocampo #377</b>		<b>Array #378 - Sottocampo #378</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC



DC wiring losses

<b>Array #379 - Sottocampo #379</b>		<b>Array #380 - Sottocampo #380</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #381 - Sottocampo #381</b>		<b>Array #382 - Sottocampo #382</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #383 - Sottocampo #383</b>		<b>Array #384 - Sottocampo #384</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #385 - Sottocampo #385</b>		<b>Array #386 - Sottocampo #386</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #387 - Sottocampo #387</b>		<b>Array #388 - Sottocampo #388</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #389 - Sottocampo #389</b>		<b>Array #390 - Sottocampo #390</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #391 - Sottocampo #391</b>		<b>Array #392 - Sottocampo #392</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #393 - Sottocampo #393</b>		<b>Array #394 - Sottocampo #394</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #395 - Sottocampo #395</b>		<b>Array #396 - Sottocampo #396</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #397 - Sottocampo #397</b>		<b>Array #398 - Sottocampo #398</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #399 - Sottocampo #399</b>		<b>Array #400 - Sottocampo #400</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #401 - Sottocampo #401</b>		<b>Array #402 - Sottocampo #402</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #403 - Sottocampo #403</b>		<b>Array #404 - Sottocampo #404</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #405 - Sottocampo #405</b>		<b>Array #406 - Sottocampo #406</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #407 - Sottocampo #407</b>		<b>Array #408 - Sottocampo #408</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #409 - Sottocampo #409</b>		<b>Array #410 - Sottocampo #410</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #411 - Sottocampo #411</b>		<b>Array #412 - Sottocampo #412</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #413 - Sottocampo #413</b>		<b>Array #414 - Sottocampo #414</b>	
Global array res.	86 mΩ	Global array res.	86 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC



## PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:  
22/07/23 10:07  
with v7.4.0

AENNE INGEGNERIA di AGOSTINO Ing. NICODEMO (Italy)

## DC wiring losses

**Array #415 - Sottocampo #415**

Global array res. 86 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #417 - Sottocampo #417**

Global array res. 86 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #419 - Sottocampo #419**

Global array res. 86 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #421 - Sottocampo #421**

Global array res. 73 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #423 - Sottocampo #423**

Global array res. 73 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #425 - Sottocampo #425**

Global array res. 73 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #427 - Sottocampo #427**

Global array res. 73 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #416 - Sottocampo #416**

Global array res. 86 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #418 - Sottocampo #418**

Global array res. 86 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #420 - Sottocampo #420**

Global array res. 79 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #422 - Sottocampo #422**

Global array res. 73 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #424 - Sottocampo #424**

Global array res. 73 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #426 - Sottocampo #426**

Global array res. 73 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #428 - Sottocampo #428**

Global array res. 73 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

## System losses

**Auxiliaries loss**

Proportionnal to Power 4.0 W/kW  
0.0 kW from Power thresh.  
Night aux. cons. 5.00 kW

## AC wiring losses

**Inv. output line up to MV transfo**

Inverter voltage 800 Vac tri  
Loss Fraction 1.66 % at STC

**Inverter: SUN 2000-215KTL-H3**

Wire section (428 Inv.) Copper 428 x 3 x 70 mm<sup>2</sup>  
Average wires length 189 m

**MV line up to Injection**

MV Voltage 30 kV  
Wires Alu 3 x 2500 mm<sup>2</sup>  
Length 9850 m  
Loss Fraction 1.23 % at STC

## AC losses in transformers

**MV transfo**

Medium voltage 30 kV

**Transformer parameters**

Nominal power at STC 89.54 MVA  
Iron Loss (night disconnect) 134.31 kVA  
Iron loss fraction 0.15 % at STC  
Copper loss 1477.41 kVA  
Copper loss fraction 1.65 % at STC  
Coils equivalent resistance 3 x 0.12 mΩ



**PVsyst V7.4.0**

VCO, Simulation date:  
 22/07/23 10:07  
 with v7.4.0

AENNE INGEGNERIA di AGOSTINO Ing. NICODEMO (Italy)

**Horizon definition**

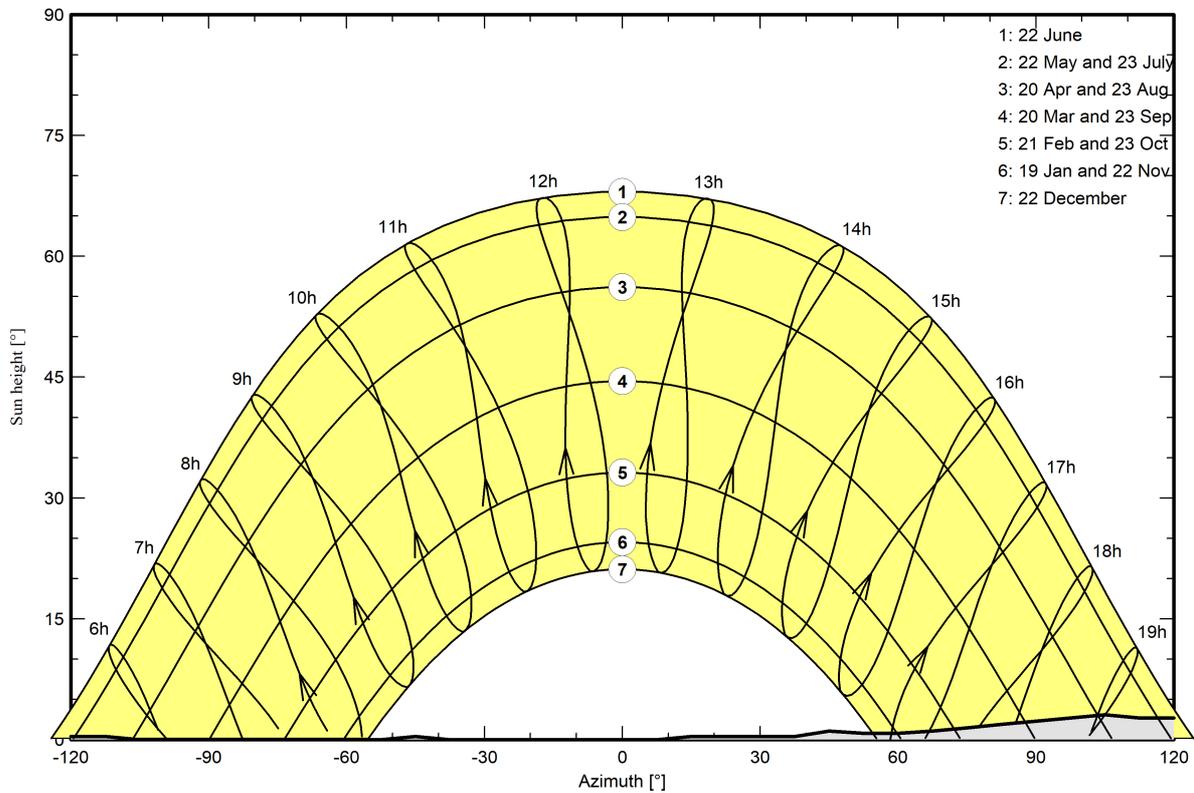
Horizon from PVGIS website API, Lat=45°24'34", Long=8°9'29", Alt=209m

Average Height 1.2 °      Albedo Factor 0.89  
 Diffuse Factor 0.98      Albedo Fraction 100 %

**Horizon profile**

Azimuth [°]	-180	-173	-165	-150	-143	-113	-105	-53	-45	-38	8
Height [°]	2.7	2.3	1.5	1.5	0.4	0.4	0.0	0.0	0.4	0.0	0.0
Azimuth [°]	15	38	45	53	60	68	75	83	90	98	105
Height [°]	0.4	0.4	1.1	0.8	0.8	1.1	1.5	1.9	2.3	2.7	3.1
Azimuth [°]	113	120	128	135	143	150	158	165	173	180	
Height [°]	2.7	2.7	3.1	3.8	4.2	3.4	3.4	3.1	2.3	2.7	

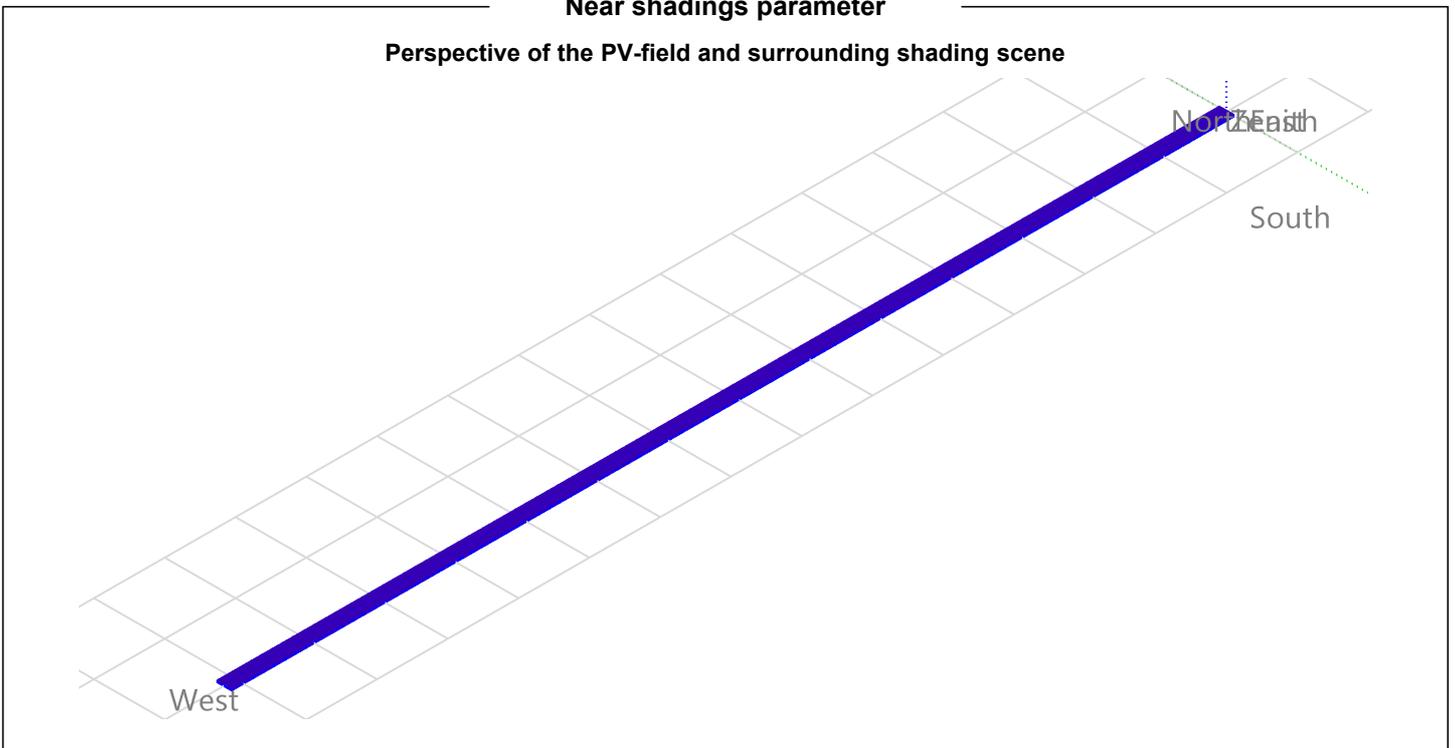
**Sun Paths (Height / Azimuth diagram)**





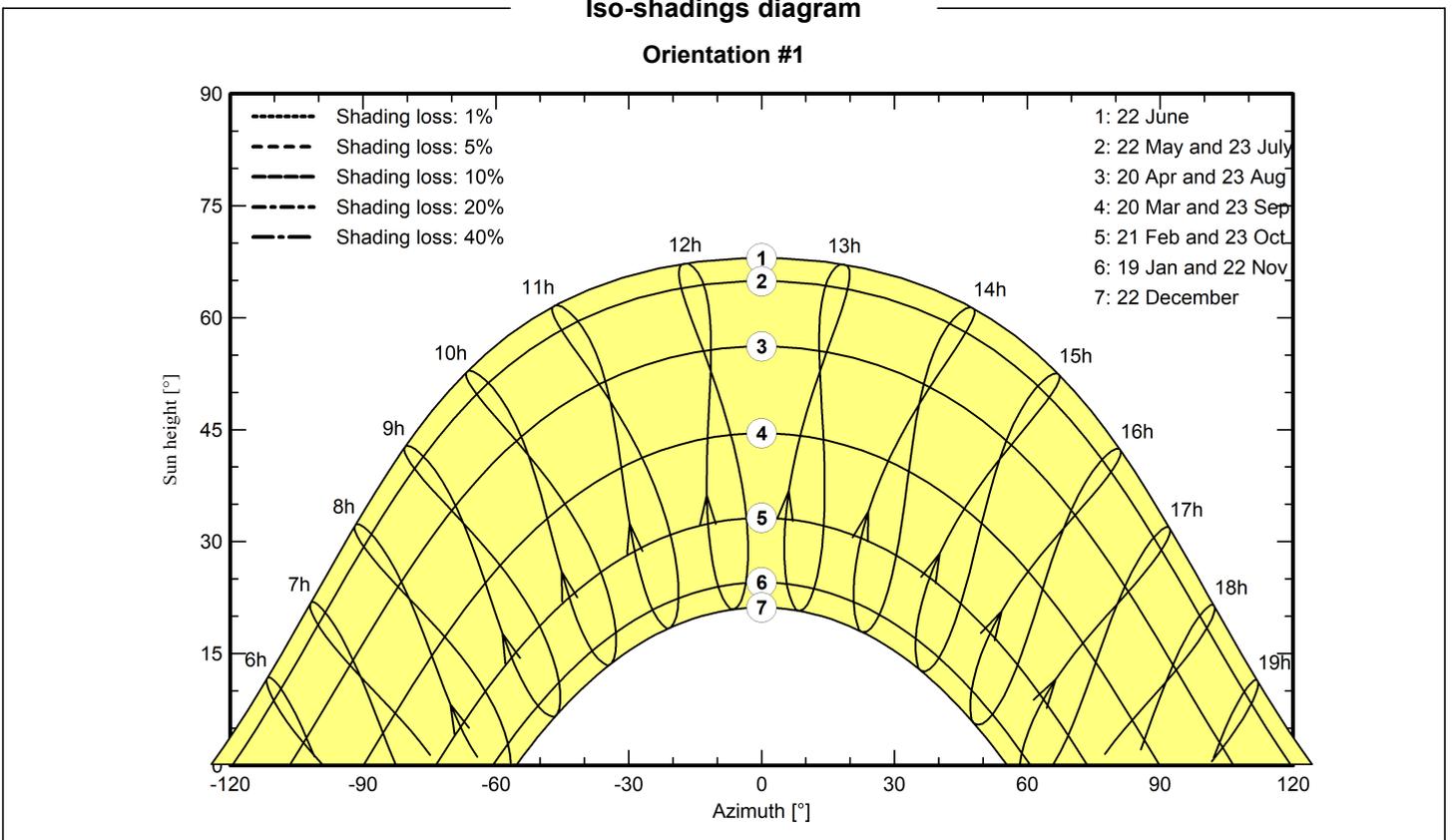
### Near shadings parameter

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



### Iso-shadings diagram

Orientation #1





Project: SANTHIA' NON AGRI  
 Variant: Nuova variante di simulazione

PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:  
 22/07/23 10:07  
 with v7.4.0

AENNE INGEGNERIA di AGOSTINO Ing. NICODEMO (Italy)

Main results

System Production

Produced Energy 139960053 kWh/year

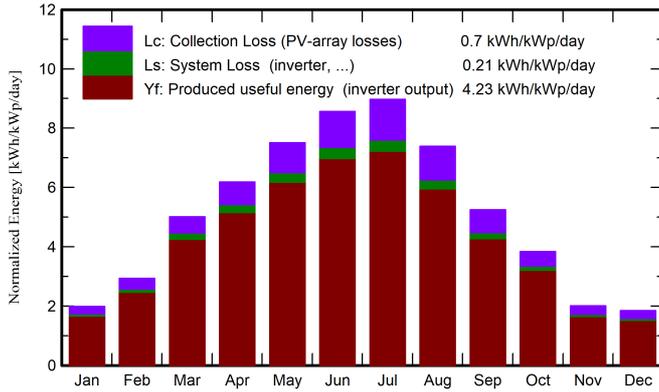
Specific production

1543 kWh/kWp/year

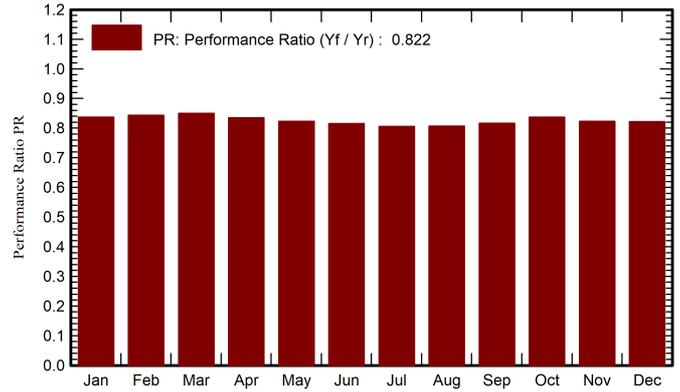
Perf. Ratio PR

82.24 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

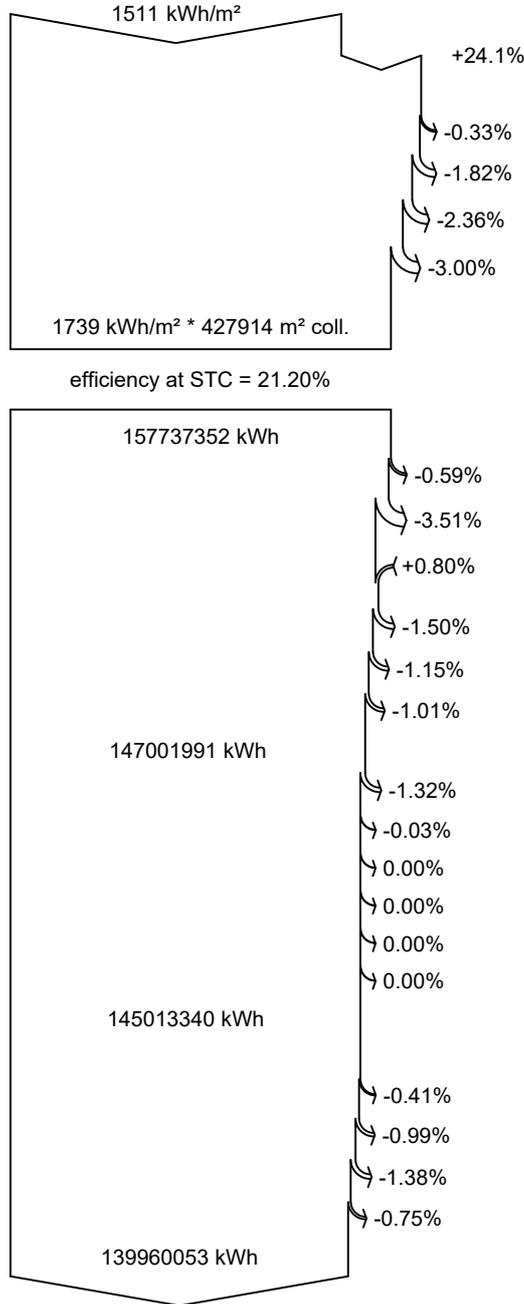
	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	49.1	20.79	2.69	61.7	54.2	4888118	4686833	0.837
February	66.3	30.23	6.09	82.0	73.8	6556498	6276292	0.844
March	124.0	42.81	7.81	155.4	143.8	12568564	11986089	0.850
April	150.3	55.02	11.87	185.6	173.0	14782611	14056690	0.835
May	189.6	67.55	15.97	232.9	218.4	18315808	17384952	0.823
June	209.7	73.22	19.52	257.0	241.3	20015279	19010935	0.815
July	224.1	70.24	23.61	278.2	261.9	21390512	20327630	0.805
August	182.0	55.80	23.67	229.1	215.1	17617929	16767764	0.807
September	127.6	50.28	19.91	157.5	146.0	12212582	11657247	0.816
October	94.7	36.02	12.34	118.9	108.9	9441574	9031590	0.837
November	48.5	22.77	6.57	60.3	52.9	4707016	4501814	0.823
December	44.9	18.72	1.50	57.3	49.2	4457598	4272217	0.822
Year	1511.1	543.45	12.66	1876.0	1738.7	146954087	139960053	0.822

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		



Loss diagram

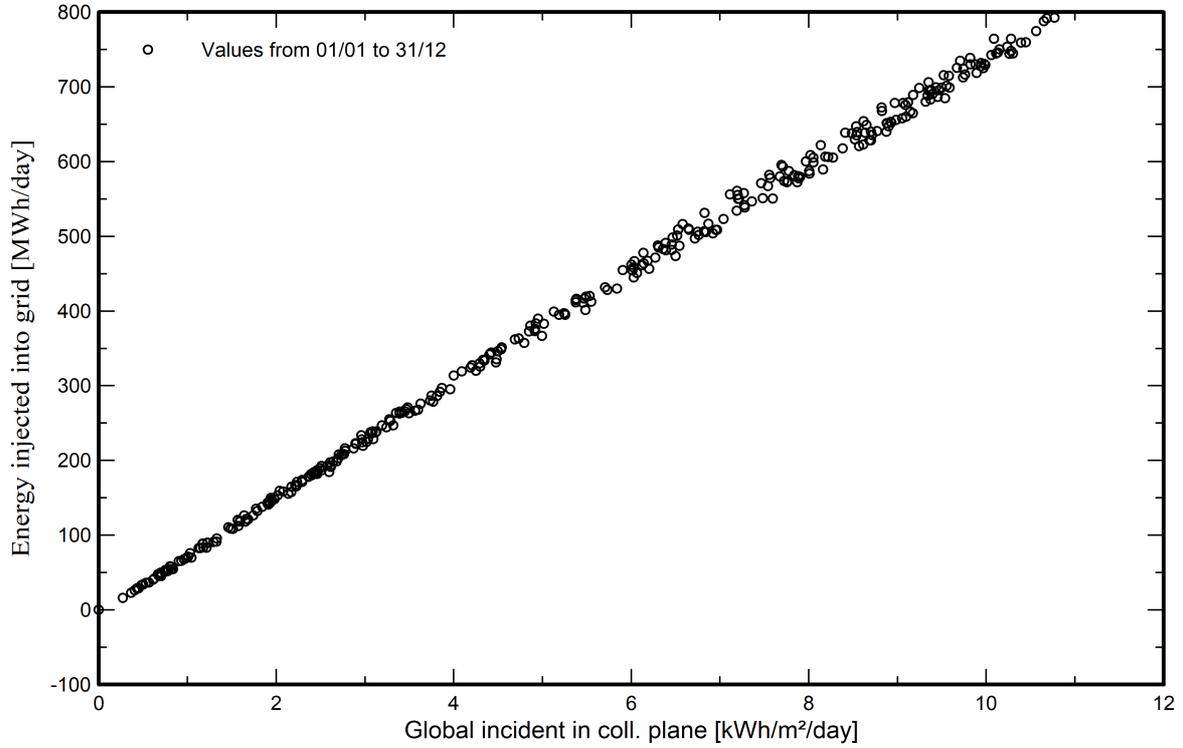


- Global horizontal irradiation**
- Global incident in coll. plane**
- Far Shadings / Horizon
- Near Shadings: irradiance loss
- IAM factor on global
- Soiling loss factor
- Effective irradiation on collectors**
- PV conversion
- Array nominal energy (at STC effic.)**
- PV loss due to irradiance level
- PV loss due to temperature
- Module quality loss
- LID - Light induced degradation
- Mismatch loss, modules and strings
- Ohmic wiring loss
- Array virtual energy at MPP**
- Inverter Loss during operation (efficiency)
- Inverter Loss over nominal inv. power
- Inverter Loss due to max. input current
- Inverter Loss over nominal inv. voltage
- Inverter Loss due to power threshold
- Inverter Loss due to voltage threshold
- Available Energy at Inverter Output**
- Auxiliaries (fans, other)
- AC ohmic loss
- Medium voltage transfo loss
- MV line ohmic loss
- Energy injected into grid**



Predef. graphs

Diagramma giornaliero entrata/uscita



Distribuzione potenza in uscita sistema

