

Committente

Inventiva1 S.R.L.

Via Angelo Signorelli n. 105 – 00123 Roma (RM)

P.IVA 15804621009

Progettista



Via Giorgio Baglivi, 3 - 000161 Roma - info@floreweb.com

PROGETTO AGRIVOLTAICO "ACCIARELLA"

Progetto per la realizzazione di un impianto agrivoltaico di potenza pari a 17,27 MWp integrato da un sistema di accumulo da 4,56 MW e relative opere di connessione alla RTN

Località

REGIONE LAZIO - COMUNE DI LATINA (LT)

Titolo

RELAZIONE DESCRITTIVA GENERALE

Data: ott-2023

Revisione

Codice elaborato

FL_ACC_R01

Timbro e firma Progettista



Timbro e firma Inventiva1 S.R.L.



Sommario

1.	Premessa	2
2.	Introduzione	2
3.	Localizzazione del progetto	4
4.	Descrizione sintetica dell'impianto	6
4.1	La componente energetica	6
4.2	La componente agricola	7
5.	Opere principali da eseguirsi	8
6.	Descrizione dei componenti e delle scelte progettuali	9
6.1	Criteri progettuali e condizionamenti indotti dalla natura dei luoghi	9
6.2	Caratteristiche generali dell'impianto agrivoltaico	10
6.3	Caratteristiche generali dell'impianto BESS	12
6.4	Descrizione delle opere di connessione	12
6.5	Caratteristiche dei moduli fotovoltaici e delle strutture di sostegno	13
6.6	Caratteristiche degli inverter	16
6.7	Caratteristiche delle cabine di trasformazione	18
6.8	Cavidotti MT	20
6.9	Sistema SCADA	21
6.10	Recinzioni perimetrali	22
6.11	Strade di accesso e viabilità di servizio	23
7.	Producibilità attesa	23
7.1	Quadro generale	23
7.2	Criterio di stima dell'energia prodotta	23
7.3	Ombreggiamento	24
7.4	Producibilità attesa	25
8.	Normativa vigente	26

1. Premessa

Il presente documento costituisce la Relazione descrittiva generale dell'impianto agrivoltaico denominato "Acciarella" della potenza di 17,27 MWp, integrato da un sistema di accumulo (B.E.S.S.) di 4,56 MW che ha lo scopo di compensare gli squilibri della linea fornendo potenza quando necessario o accumulandola in caso di calo della domanda.

Il progetto riguarda anche le opere di connessione alla RTN, inclusa la sottostazione utente di trasformazione MT/AT (di seguito SSE) e la linea di connessione di media tensione. La SSE è a sua volta inserita, come richiesto da Terna SpA, in una stazione condivisa con altri produttori (Ellomay Solar Italy Five Srl, Ellomay Solar Italy Twelve Srl, NET1 Power Srl e GEO SOLAR GROUP Srl) e collegata alla RTN AT 150 kV di Terna tramite cavidotto interrato su strade pubbliche. Il cavidotto interrato AT di collegamento è già stato autorizzato dalla Regione Lazio con autorizzazione PAUR n°G01992 del 24/02/2022 rilasciata dalla Regione Lazio alla società Ellomay Solar Italy Five Srl.

La connessione avverrà in antenna a 150 kV con la sezione 150 kV della stazione elettrica di trasformazione (SE) della RTN 380/150 kV di Latina Nucleare. La potenza totale richiesta ai fini della connessione è di 17 MW in immissione.

Il soggetto proponente dell'iniziativa è la Società Inventiva1 S.R.L. avente sede legale ed operativa in Roma, Via Angelo Signorelli 105, iscritta nella Sezione Ordinaria della Camera di Commercio Industria Agricoltura ed Artigianato di Roma, C.F. e P.IVA N. 15804621009.

2. Introduzione

Il progetto si inquadra in quelli che sono i programmi Nazionali e Internazionali per la transizione verso un'economia globale a impatto climatico zero entro il 2050. In occasione della Conferenza sul clima tenutasi nel 2015 a Parigi è stato stipulato un nuovo accordo sul clima per il periodo dopo il 2020 che, per la prima volta, impegna tutti i Paesi, compreso l'Italia a ridurre le proprie emissioni di gas serra. In tal modo è stata di fatto abrogata la distinzione di principio tra Paesi industrializzati e Paesi in via di sviluppo. Nell'ambito di tale accordo l'Italia ha elaborato un Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC) in cui l'Italia fissa degli obiettivi vincolanti al 2030 sull'efficienza energetica, sulle fonti rinnovabili e sulla riduzione delle emissioni di CO₂. Stabilisce inoltre il target da raggiungere in tema di sicurezza energetica, interconnessioni, mercato unico dell'energia e competitività, sviluppo e mobilità sostenibile, definendo precise misure che garantiscano il raggiungimento degli obiettivi definiti con l'accordo di Parigi e la transizione verso un'economia a impatto climatico zero entro il 2050. L'Italia intende accelerare la transizione dai

combustibili tradizionali alle fonti rinnovabili promuovendo il graduale abbandono del carbone per la generazione elettrica a favore di un mix elettrico basato su una quota crescente di rinnovabili e, per la parte residua, sul gas. L'Italia, punta a portare la quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia al 30%, alla riduzione del 43% dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007, alla riduzione del 33% dei gas serra. L'uscita dal carbone al 2025 e la promozione dell'ampio ricorso a fonti energetiche rinnovabili, a partire dal settore elettrico, dovrà fare sì che al 2030 si raggiungano i 16 Mtep da FER, pari a 187 TWh di energia elettrica.

Grazie in particolare alla significativa crescita di fotovoltaico, la cui produzione dovrebbe triplicare, e di eolico, la cui produzione dovrebbe più che raddoppiare, al 2030 il settore elettrico arriverà a coprire il 55,0% dei consumi finali elettrici lordi con energia rinnovabile, contro il 34,1% del 2017.

In tale scenario l'impianto agrisolare di progetto con la sua produzione netta attesa di 27.796 MWh/anno di energia elettrica da fonte rinnovabile e con un sostanziale abbattimento di emissioni in atmosfera di CO₂ ogni anno risponde pienamente agli obiettivi energetici e climatici del Paese.

In sintesi l'intervento proposto:

- è finalizzato alla realizzazione di un'opera infrastrutturale non incentivata
- è compatibile con esigenze architettoniche e di tutela ambientale
- consente la produzione di energia elettrica senza alcuna emissione di sostanze inquinanti
- utilizza fonti rinnovabili eco-compatibili
- consente il risparmio di combustibile fossile
- non produce nessun rifiuto o scarto di lavorazione
- non è fonte di inquinamento acustico
- non è fonte di inquinamento atmosferico
- utilizza viabilità di accesso già esistente
- comporta l'esecuzione di opere edili di dimensioni modeste che non determinano in alcun modo una significativa trasformazione del territorio

3. Localizzazione del progetto

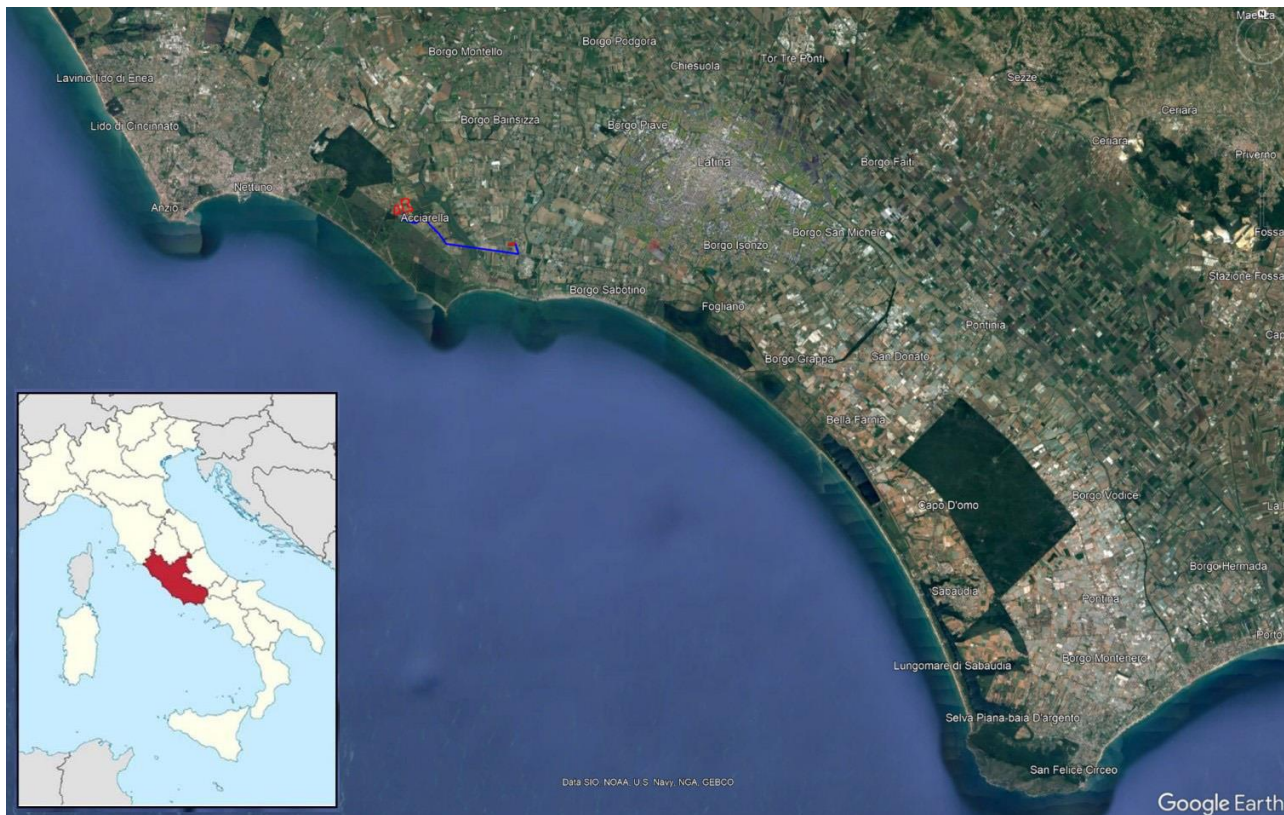


Figura 1 – Inquadramento generale su immagine satellitare

L’impianto agrivoltaico, denominato “Acciarella”, sarà realizzato nel Lazio, nel Comune di Latina (LT) a circa 12 km dal centro della città e sarà facilmente raggiungibile dalla Strada Provinciale SP039 (Lungomare Pontino – Via Acciarella).

L’area di impianto, attualmente a carattere agricolo come anche le aree circostanti, sarà suddivisa in 3 campi distinti nominati di seguito A, B, C; il campo A sarà a sua volta suddiviso in due sottocampi denominati A1 e A2.

Per i dati catastali dei terreni interessati dal progetto si rimanda all’elaborato particellare “FL_ACC_R02”.



Figura 2 - Inquadramento dell'area di progetto su immagine satellitare

I campi distano tra loro circa 150 metri e circa 4,5 km in linea d'aria dalla sottostazione utente (SSE). Il cavidotto di connessione MT dalla cabina di smistamento alla SSE è lungo circa 6,5 km ed interessa quasi totalmente strade pubbliche.

Il cavidotto di connessione AT dalla SSE alla stazione di Terna è lungo circa 1,35 km ed interessa quasi totalmente strade pubbliche.

L'impianto avrà un'estensione complessiva di circa 21 ettari (area interna alla recinzione), mentre la superficie pannellata sarà di circa 7,90 Ha (percentualmente circa il 38,55 %). L'area agricola disponibile sarà invece pari a circa 20,48 Ha quindi il 97,13% rispetto alla superficie totale di impianto. Per maggiori dettagli sulle superfici dei vari appezzamenti si rimanda al successivo capitolo.

4. Descrizione sintetica dell'impianto

Il progetto integra l'aspetto produttivo agricolo con la produzione energetica da fonte rinnovabile al fine di fonderli in una iniziativa unitaria ecosostenibile.

La definizione della soluzione impiantistica per la produzione di energia elettrica con tecnologia fotovoltaica è stata guidata dalla volontà della Società Proponente di perseguire la tutela, la salvaguardia e la valorizzazione del contesto agricolo di inserimento dell'impianto.

Nella progettazione dell'impianto è stato quindi incluso, come parte integrante e inderogabile, dell'iniziativa, la definizione di un piano di dettaglio di interventi agronomici.

Pertanto nel progetto coabitano due macro-componenti quali:

- la Componente energetica costituita dal generatore fotovoltaico (integrato con un sistema di accumulo) e dalle opere di connessione alla rete di trasmissione
- la Componente agricola con le relative attività previste dall'art.2135 del Codice Civile

4.1 La componente energetica

La Componente energetica consiste nella realizzazione di un impianto fotovoltaico a terra, su strutture ad inseguimento monoassiale (trackers), in tre diversi lotti di terreno ubicati nel Comune di Latina, Località Acciarella.

La Sottostazione elettrica di utenza (SSE) di elevazione della tensione da 30kV a 150kV, per l'immissione dell'energia prodotta nella rete ad Alta Tensione di Terna, sarà ubicata sempre nel Comune di Latina, in località Borgo Sabotino, in un sito posto a circa 1 km dalla Stazione Elettrica di Terna denominata Latina Nucleare. L'impianto agro-fotovoltaico sarà composto complessivamente da 4 sottocampi di potenza variabile, per una potenza complessiva di 17,27 MWp, collegati fra loro attraverso una rete di distribuzione interna in media tensione. In uno dei campi (Campo C) è prevista anche la realizzazione di un sistema di accumulo (B.E.S.S.) di potenza pari a 4,56 MW che ha lo scopo di compensare gli squilibri della linea fornendo potenza quando necessario o accumulandola in caso di calo della domanda.

Presso l'impianto verranno altresì realizzate le cabine di trasformazione (Smart Transformer Station) dalle quali si dipartono le linee di collegamento di media tensione interrate verso la cabina di smistamento e poi verso la sottostazione elettrica utente (SSE).

Sarà inoltre realizzata la cabina dei servizi ausiliari dotata anche di control room per la gestione e monitoraggio dell'impianto, dei servizi ausiliari e di videosorveglianza. Gli inverter saranno del tipo Outdoor quindi non sono previste cabine di conversione.

Di seguito si sintetizzano i principali dati di impianto.

SPV Proponente	Inventiva1 S.r.l.
P.IVA	15804621009
Potenza nominale impianto (MWp)	17,27
Nome Progetto	Acciarella
Tracker	A doppio modulo
Potenza Moduli	565 Wp
Area recintata impianto (Ettari)	21,09
Numero Moduli	30.576
Inverter	Inverter di stringa outdoor
Numero Inverter	54
Numero trasformatori	5
Numero Inseguitori da 28 moduli	100
Numero Inseguitori da 56 moduli	496

Tabella 1 – Principali dati di impianto

4.2 La componente agricola

Per quanto concerne la Componente agricola si rappresenta che la maggior parte dei terreni disponibili sarà destinata ad attività zootecnica in una logica di integrazione costante con la componente di produzione energetica da fonte rinnovabile. Negli ultimi tre anni i terreni sono stati coltivati prevalentemente a foraggero con alcuni impianti di pesco che devono essere eliminati perché vetusti ed in parte secchi.

Il progetto agronomico, che accompagna quello energetico, prevede il passaggio da un indirizzo prevalentemente foraggero ad un indirizzo zootecnico mantenendo la coltivazione del foraggio, esclusivamente tra le file dei tracker, per l'alimentazione dei bovini. Le colture foraggere da realizzare saranno consociate tra miglioratrici (es. leguminose) e sfruttanti (es. pisello proteico, trifoglio e/o erba medica per fornire un'alimentazione più completa agli ovini che pascolano). I citati miscugli potranno essere seminati o traseminati in autunno e poi pascolati dagli animali rispettando una turnazione. Il carico di bestiame determinato è pari a 381 capi; per approfondimenti si rimanda alla relazione pedo-agronomica "FL_ACC_R04".

Sulle fasce perimetrali, al fine di mitigare l'impatto visivo, sono previsti ulivi, agrumi e cipressi, questi ultimi nel solo tratto di strada limitrofa al Lotto C in cui la quota stradale è superiore rispetto all'area di impianto.

Di seguito si riporta il dettaglio delle superfici di uso del suolo degli appezzamenti di fotovoltaico (per approfondimenti si rimanda alla relazione pedo-agronomica "FL_ACC_R04" e all'elaborato grafico "FL_ACC_G.10 - Aree verdi interne all'impianto" riguardanti il progetto agrivoltaico.

Superfici (ha)	Sottocampo A1	Sottocampo A2	Campo B	Campo C	Totale impianto
Superficie opere stradali	0,190	0,158	0,095	0,0489	0,49
Area edifici a servizio dell'impianto	0,0048	0,0024	0,0024	0,0061	0,015
Area BESS	/	/	/	0,10	0,10
Superficie agricola	8,590	4,995	6,104	0,795	20,48
Superficie totale campo (area interna alla recinzione)	8,78	5,16	6,20	0,95	21,09

Tabella 2 - Superfici di uso del suolo

5. Opere principali da eseguirsi

Di seguito sono riportate le principali lavorazioni che si effettueranno nell'area di impianto:

- preparazione area impianto agrivoltaico
- realizzazione viabilità interna in strada brecciata:
 - scavi a sezione ampia per sbancamento
 - posa in opera di materiali aridi costituiti da detriti di cava o ghiaia mista, aventi pezzatura come da progetto esecutivo, esenti da materie terrose e vegetali, per la formazione del letto di posa della fondazione stradale, per la regolarizzazione del piano viabile
 - formazione di fondazione stradale in misto granulare stabilizzato con legante naturale
 - spargimento di graniglia e pietrisco di idonea granulometria
 - cilindatura meccanica
- realizzazione recinzione perimetrale impianto agrivoltaico
- posa degli inverter previa preparazione area
- posa delle cabine elettriche di trasformazione previa preparazione area
- posa dei container dell'impianto BESS e delle relative cabine di conversione e trasformazione
- posa della Cabina di Smistamento e della Cabina dei servizi ausiliari previa preparazione area
- realizzazione elettrodotto MT interno
- realizzazione elettrodotto di vettoriamento MT
- realizzazione impianto agrivoltaico:

- infissione pali metallici nel terreno senza modificare l'attuale natura del terreno;
- fissaggio delle strutture di supporto dei moduli fotovoltaici;
- fissaggio dei pannelli sulle strutture;
- realizzazione dei collegamenti elettrici fra i moduli stessi per formare la stringa;
- posa degli inverter outdoor
- posa delle cabine di trasformazione
- posa dei quadri di parallelo stringhe;
- realizzazione dei collegamenti tra le stringhe e i quadri di parallelo e tra questi ultimi all'inverter e al trasformatore, il tutto previo scavo nell'area di campo, posa in opera dei cavi elettrici, e realizzazione dei pozzetti elettrici per l'ispezione dei cavi;
- realizzazione impianto videosorveglianza e antintrusione
- realizzazione impianto B.E.S.S.
 - posa dei container metallici autoportanti
 - realizzazione dei collegamenti elettrici
 - posa della cabina di conversione e trasformazione

6. Descrizione dei componenti e delle scelte progettuali

6.1 Criteri progettuali e condizionamenti indotti dalla natura dei luoghi

L'area per la realizzazione dell'impianto è stata scelta a valle di considerazioni basate in primis sul rispetto dei vincoli intesi a contenere gli effetti modificativi del suolo ed a consentire l'esistenza dell'impianto nel rispetto dell'ambiente e delle attività umane e agricole in atto nell'area, ed in secondo luogo sui requisiti tecnici e di rendimento dell'impianto.

Il progetto è stato sviluppato studiando la disposizione dell'impianto sul territorio in relazione a numerosi fattori tra cui:

- radiazione incidente al suolo e fenomeni di ombreggiamento;
- orografia del sito;
- minimizzazione degli interventi sul territorio

Sulla base dei criteri sopra descritti, attraverso indagini e sopralluoghi in situ, è stata ipotizzata una configurazione dell'impianto che viene esaurientemente rappresentata negli elaborati allegati al presente progetto.

6.2 Caratteristiche generali dell'impianto agrivoltaico

La componente fotovoltaica dell'impianto è articolata in tre diverse aree di conversione fotovoltaica e generazione elettrica, identificate come "Campo A", "Campo B" e "Campo C", così composte:

1. Campo A: articolato in due sottocampi (Campo A1 e A2) e costituito dai seguenti componenti principali:

Campo A1 (Potenza pari a 7,51 MWp)

- 216 tracker costituiti da 56 moduli e 43 tracker costituiti da 28 moduli
- 24 inverter SUN2000-330KTL da 330 kW
- 1 trasformatore MT/BT da 6000 kVA
- 1 trasformatore MT/BT da 3400 kVA

Campo A2 (Potenza pari a 4,25 MWp)

- 114 tracker costituiti da 56 moduli e 41 tracker costituiti da 28 moduli
- 13 inverter SUN2000-330KTL da 330 kW
- 1 trasformatore MT/BT da 6000 kVA

2. Campo B (Potenza pari a 5,11 MWp) costituito dai seguenti componenti:

- 155 tracker costituiti da 56 moduli e 13 tracker costituiti da 28 moduli
- 16 inverter SUN2000-330KTL da 330 kW
- 1 trasformatore MT/BT da 6000 kVA

3. Campo C (Potenza pari a 0,395 MWp) costituito dai seguenti componenti:

- 11 tracker costituiti da 56 moduli e 3 tracker costituiti da 28 moduli
- 1 inverter SUN2000-330KTL da 330 kW
- 1 trasformatore MT/BT da 400 kVA
- Impianto B.E.S.S. da 4,56 MW descritto nel successivo paragrafo
- 1 Cabina di smistamento
- 1 Locale servizi ausiliari

All'interno di ogni lotto è presente una rete MT interna di collegamento tra le cabine di trasformazione e la cabina di smistamento ubicata nel Lotto C.

Nell'insieme l'impianto è quindi composto dai seguenti componenti:

- 30576 pannelli con potenza unitaria pari a 565 Wp, per una potenza totale di 17,26 MWp
- 54 inverter outdoor di potenza pari a 300 kW

- 4 STS (Smart Transformer Station) di cui n.3 con trasformatori di potenza pari a 6000 kVA, e n.1 con trasformatore di potenza pari a 3400 kVA
- 1 cabina di smistamento contenente al suo interno la cabina di trasformazione del Campo C con trasformatore da 400 kVA
- 1 locale servizi ausiliari dotata anche di control room per la gestione e monitoraggio dell'impianto, dei servizi ausiliari e di videosorveglianza
- rete elettrica a bassa tensione in corrente continua interna all'area di impianto per il collegamento delle stringhe con i quadri di parallelo e da questi ultimi agli inverter;
- elettrodotto interrato MT interno che collegherà le cabine di trasformazione con la cabina di smistamento posta all'interno del Lotto C che è il più prossimo alla Sottostazione Elettrica di utenza (SSE)
- elettrodotto utente MT per collegare la cabina di smistamento alla SSE
- trasformatore MT/AT da 20 MVA interno alla SSE
- cavidotto interrato AT a 150 kV di collegamento tra la SSE e la Stazione Elettrica di Terna Latina Nucleare

Dal punto di vista elettrico, più moduli fotovoltaici vengono collegati a formare una serie, chiamata stringa; più stringhe vengono poi collegate in parallelo in un piccolo quadro posto sotto la struttura e da questo all'inverter installato all'esterno alla fine delle file dei tracker. L'energia verrà convertita negli inverter che trasformano la corrente da continua in alternata e sarà trasportata per mezzo di cavi BT a 630 V direttamente ai trasformatori BT/MT che innalzano la tensione da 630V a 30kV. Le Smart Transformer Station (STS) verranno meglio descritte nel paragrafo 6.7. Le varie cabine di trasformazione BT/MT saranno raggruppate in una dorsale MT che confluirà nella cabina di smistamento posta nel Campo C; da questa cabina partirà un cavidotto MT da 30 kV che andrà a collegarsi alla sottostazione elettrica di utenza (SSE) condivisa.

La cabina di smistamento ed il locale dei servizi ausiliari saranno del tipo prefabbricato in cemento armato vibrato, comprensive di vasca di fondazione. Invece i trasformatori saranno allestiti e predisposti in Container metallici prefabbricati (Smart Transformer Station) descritti nei successivi paragrafi.

Sarà poi realizzato un impianto di terra per la protezione dai contatti indiretti e le fulminazioni al quale saranno collegate tutte le strutture metalliche di sostegno e le cabine oltre che tutte le masse dei componenti elettrici di classe I.

L'impianto sarà completamente recintato e dotato di: illuminazione con schermatura verso il basso che funzionerà a piena potenza solo in caso di intrusione, impianto antintrusione e di video sorveglianza controllato in loco e da remoto.

Si metterà inoltre in esecuzione un sistema di monitoraggio e controllo.

6.3 Caratteristiche generali dell'impianto BESS

L'impianto B.E.S.S. ha una potenza di 4,56 MW ed è costituito da un'unica isola composta da 8 container batterie del tipo Litio Ferro Fosfato (LFP) e da un gruppo inverter trasformatore BT/MT (Power Station) che trasforma la tensione da 630V a 30.000 V. Gli accumulatori sono composti da celle elettrochimiche collegate in serie ed in parallelo per formare moduli di batterie. I moduli, a loro volta, vengono elettricamente collegati tra loro ed assemblati in appositi armadi/container in modo tale da conseguire i valori richiesti di potenza, tensione e corrente.

La Power Station è costituita da elementi prefabbricati di tipo containerizzati, progettati per garantire la massima robustezza meccanica e durabilità nell'ambiente in cui verranno installati. Tutte le componenti sono idonee per l'installazione in esterno (inverter e trasformatore MT/BT), mentre i quadri MT e BT verranno installati all'interno di apposito shelter metallico IP54, con differenti compartimenti per le diverse sezioni di impianto. Le pareti e il tetto dello shelter sono isolati al fine di garantire una perfetta impermeabilità all'acqua e un corretto isolamento termico. La Power Station conterrà al suo interno 2 inverter collegati in parallelo ad un quadro in bassa tensione per la protezione dell'interconnessione tra gli inverter e il trasformatore. Tutte le componenti esterne saranno dotate di tutti quegli accorgimenti atti a garantire la massima protezione in condizioni climatiche quale che sia l'ambiente di installazione.

I container dei gruppi batterie e la Power station hanno un'altezza massima di 3 metri.

6.4 Descrizione delle opere di connessione

La connessione alla rete avverrà tramite elettrodotto interrato a 30 kV per il collegamento elettrico della Cabina di Smistamento/parallelo, prevista all'interno del lotto C dell'impianto, agli appositi apparati in M.T. previsti all'interno del Locale Quadri M.T. dell'Edificio Utente all'interno della sottostazione elettrica condivisa di trasformazione MT/AT (SSE). La SSE avrà poi la funzione di trasformare la tensione di esercizio dell'impianto fotovoltaico in M.T. a 30 kV alla tensione di consegna in AT a 150 kV lato RTN.

Il percorso dell'elettrodotto esterno in MT dalla Cabina di Smistamento/Parallelo alla SSE ha una lunghezza di circa 6 km ed è stato volutamente individuato privilegiando la posa interrata dei cavi sotto la sede stradale relativa a viabilità asfaltata già esistente e di una certa importanza, determinando così il minimo impatto su terreni di proprietà privata o pubblica. Per i dettagli sul tracciato del cavidotto si faccia riferimento al piano particellare FL_ACC_R02, alla relazione FL_ACC_R12 e all'elaborato grafico FL_ACC_G.12.A.

Lungo il percorso dell'elettrodotto sono state individuate 5 interferenze trasversali con canali irrigui/idrici in corrispondenza dei quali la sede stradale sovrasta i canali stessi grazie ad appositi ponti. L'interferenza dell'elettrodotto con ciascun canale irriguo/idrico potrà essere risolta

mediante il ricorso alla tecnica della perforazione teleguidata (directional drilling) ovvero TOC (Trivellazione Orizzontale Controllata) la cui finalità è quella di aggirare il canale "sottopassandolo" ad una profondità di interrimento dell'elettrodotto tale da garantire, in ciascun caso, un ampio margine di sicurezza (franco) rispetto all'intero bacino del canale stesso. Per maggiori dettagli si faccia riferimento alla specifica relazione FL_ACC_R12 e all'elaborato grafico FL_ACC_G.12.B.

L'area della stazione di trasformazione 150/30 kV è posta a servizio di ulteriori produttori con i quali verrà condiviso lo stallo assegnato da Terna S.p.A.

La SSE è collegata alla RTN AT Terna con cavidotto interrato AT a 150 kV della lunghezza di circa 1,2 km che attraverserà quasi totalmente strade pubbliche. Il cavidotto interrato AT di collegamento è già stato autorizzato dalla Regione Lazio con autorizzazione PAUR n°G01992 del 24/02/2022. La connessione avverrà in antenna a 150 kV con la sezione 150 kV della stazione elettrica di trasformazione (SE) della RTN 380/150 kV di Latina Nucleare. Per maggiori dettagli si faccia riferimento agli elaborati del PTO.

6.5 Caratteristiche dei moduli fotovoltaici e delle strutture di sostegno

I moduli previsti sono Astronergy, ASTRO N5 da 565 Wp, in silicio monocristallino.

Ogni modulo dispone di diodi di by-pass alloggiati in una cassetta IP65 e posti in antiparallelo alle celle così da salvaguardare il modulo in caso di contro-polarizzazione di una o più celle dovuta ad ombreggiamenti o danneggiamenti. Ogni stringa di moduli sarà munita di diodo di blocco per isolare ogni stringa dalle altre in caso di accidentali ombreggiamenti, guasti etc.

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

I pannelli saranno montati su strutture a inseguimento mono-assiale (tracker) in configurazione bifilare ed ogni tracker sarà composto da 28 o 56 moduli.

I pannelli fotovoltaici avranno dimensioni di 2278 mm X 1134 mm X 30 mm ciascuno. Il progetto prevede l'installazione di 596 tracker (ovvero 30.576 moduli), per una potenza complessiva installata di 17,27 MWp.

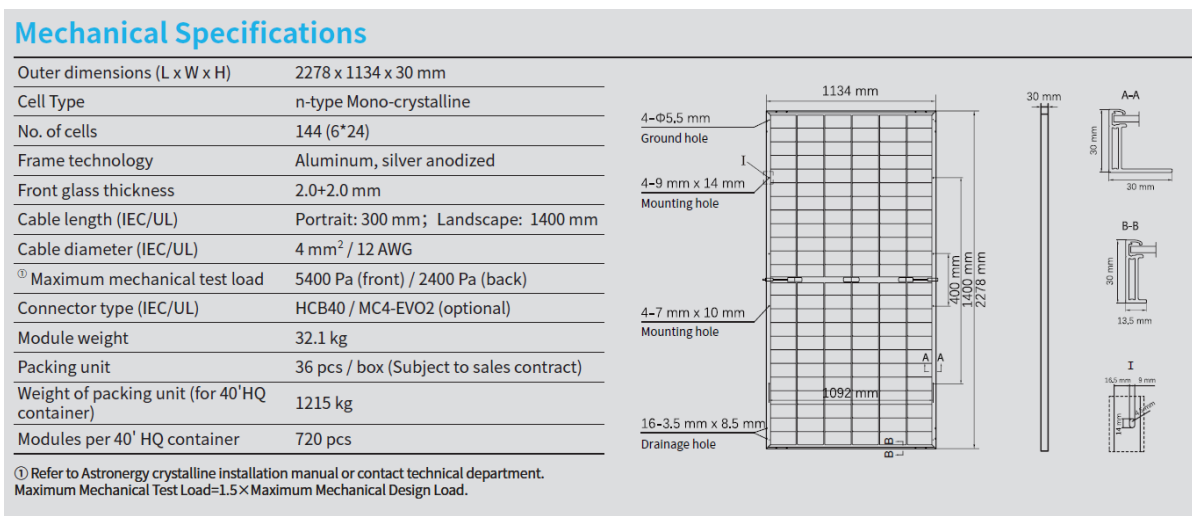


Figura 3 – Specifiche tecniche dei moduli fotovoltaici scelti

I pannelli saranno montati su strutture a inseguimento mono-assiale (tracker) formato da robusti pali infissi nel terreno su cui sono montati le travi con i "porta moduli" inclinabili. Il sistema è movimentato da un azionamento lineare controllato da un programma astronomico in grado di inseguire il sole durante tutto l'arco della giornata, soluzione che garantisce una maggiore efficienza del sistema, massimizzando l'energia prodotta. Sulla struttura meccanica degli inseguitori sono montati i pannelli fotovoltaici; il movimento automatico permette ai pannelli di essere sempre orientati in modo ottimale rispetto al sole, limitando così le perdite per effetto della riflettività. La stessa struttura è realizzata appositamente per accogliere i moduli fotovoltaici con le caratteristiche di tenuta al vento necessarie per la zona d'installazione.

L'inseguitore monoassiale è caratterizzato da una tipologia d'inseguimento azimutale su singolo asse con sistema di controllo autoconfigurante basato sul programma astronomico con backtracking per il controllo dell'ombreggiamento reciproco. Il range di rotazione va da + 55° a - 55° con un errore massimo d'inseguimento di 1,87°. Il sistema di azionamento è caratterizzato da un attuatore lineare da 230 V con grado di protezione IP55 controllato da un quadro centrale in grado di comunicare con un numero elevato di blocchi inseguitori.

L'algoritmo di inseguimento è basato sul cosiddetto orologio astronomico, ovvero, spiegato in maniera del tutto generale, un orologio che mostra, in aggiunta all'ora corrente, informazioni di carattere astronomico. Queste possono includere la posizione del Sole e della luna nel cielo, l'età e la fase della luna, la posizione del Sole sull'eclittica, il tempo siderale e altri dati come i nodi lunari, utili nella predizione delle eclissi ed una mappa celeste rotante. Nel nostro caso, ovviamente, sarà di interesse solamente la posizione del Sole nel cielo, con la quale, tramite un apposito algoritmo, si potrà comandare il movimento degli inseguitori al fine di ottimizzare la captazione.

Le strutture di sostegno (infisse al suolo) e di movimento dei tracker saranno in acciaio galvanizzato secondo normativa ISO 1461:2009.

Per la realizzazione delle strutture di supporto non si prevedono opere in calcestruzzo e verranno evitati livellamenti e riporti lasciando invariata la natura del terreno, il che faciliterà enormemente la dismissione dell'impianto a fine vita utile.



Figura 4 – Inseguitori monoassiali Est-Ovest



Figura 5 – Inseguitori monoassiali Est-Ovest

L'altezza totale delle strutture (H) dal suolo sarà di 5,30 mt mentre l'infissione sarà pari a 1,80 mt. L'altezza minima dei moduli fotovoltaici da terra (D) è pari a 1,30 mt in modo da poter consentire il passaggio con continuità dei capi di bestiame. La distanza tra i tracker (I) è pari a 8,35 mt ed è stata calcolata in modo tale che, al momento in cui i moduli si trovano in posizione orizzontale, vi sia lo spazio necessario al passaggio delle macchine agricole per tutte le operazioni necessarie alla semina delle foraggere che vengono coltivate tra le file dei tracker al solo fine di alimentare il bestiame.

Questo aspetto è meglio dettagliato nella relazione pedo-agronomica FL_ACC_R04 e nell'elaborato grafico FL_ACC_G.6.

Di seguito si elencano i vantaggi che hanno portato alla scelta del Tracker mono-assiale:

- basso errore di puntamento anche con tempo variabile;
- insensibile all'invecchiamento, polveri, deiezioni;
- uniforme posizionamento inseguitori;
- assenza ombreggiamento;
- massima efficienza con radiazione diretta;
- minor frequenza guasti;
- ridotto consumo energetico;
- ridotta usura motore

6.6 Caratteristiche degli inverter

In base alle caratteristiche elettriche determinate con il dimensionamento del sistema, sarà selezionato l'inverter trifase più adatto.

Da un punto di vista generale, per l'inverter si richiedono le seguenti caratteristiche:

- conformità alle normative europee di sicurezza;
- disponibilità di informazione di allarme e di misura sul display integrato;
- funzionamento automatico, quindi semplicità d'uso e di installazione;
- sfruttamento ottimale del campo fotovoltaico con la funzione MPPT integrata;
- elevato rendimento globale;
- massima sicurezza;
- forma d'onda di uscita perfettamente sinusoidale;
- possibilità di monitoraggio, di controllo a distanza e di collegamento a PC per la raccolta e l'analisi dei dati.

Gli inverter saranno certificati CE e muniti di opportuna certificazione sia sui rendimenti che sulla compatibilità elettromagnetica e non saranno dotati di trasformatore di isolamento ca/ca in uscita.

Di seguito si riportano i dati dell'inverter scelto.

SUN2000-330KTL-H1
Technical Specifications
 (Preliminary)

Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.0%
European Efficiency	≥98.8%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPP Trackers	6
Max. Current per MPPT	65 A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5/4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	300,000 W
Max. AC Apparent Power	330,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	330,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	216.6 A
Max. Output Current	238.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Total Harmonic Distortion	< 1%
Protection	
Smart String-Level Disconnect(SSLD)	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
AC Grounding Fault Protection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,048 x 732 x 395 mm
Weight (with mounting plate)	≤108 kg
Operating Temperature Range	-25 °C ~ 60 °C
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless

Figura 6 – Caratteristiche inverter scelto



Figura 7 – Installazione dell’inverter in un impianto fotovoltaico esistente

6.7 Caratteristiche delle cabine di trasformazione

Presso l’impianto saranno installati 4 Smart Transformer Station Huawei STS-3000K-H1 (n.2 nel sottocampo A1, n.1 nel sottocampo A2, n.1 nel sottocampo B). Si tratta di container metallici realizzati in acciaio resistenti agli agenti atmosferici che contengono un trasformatore BT/MT, un’unità principale RMU, un trasformatore ausiliario e un quadro di distribuzione ausiliario, un pannello di bassa tensione e cablaggi interni.

Di queste 4 Smart Transformer Station, n.3 contengono un trasformatore da 6000 kVA mentre n.1 (interna al sottocampo A1) contiene un trasformatore da 3400 kVA.

Le pareti e il tetto della cabina sono isolati al fine di garantire una perfetta impermeabilità all’acqua e un corretto isolamento termico.

I container saranno posati su un basamento in calcestruzzo di adeguate dimensioni, ove saranno stati predisposti gli opportuni cavedi e tubazioni per il passaggio dei cavi di potenza e segnale.

Per una completa accessibilità ai vari comparti, saranno adottati provvedimenti per rendere tutti i dispositivi installati facilmente accessibili per l’ispezione, la manutenzione e la riparazione.

Le STS sono totalmente prefabbricate e assemblate in fabbrica per un facile trasporto e posa.



Figura 8 – Smart Transformer Station-3000K-H1



Figura 9 – Smart Tasformer Station-3000K-H1 all'interno di un impianto FV esistente

Il locale trasformatore MT/BT del Campo C è invece situato all'interno della cabina di smistamento prevista all'interno del campo stesso. Questo trasformatore ha potenza pari a 400

kVA. Per le specifiche sui particolari costruttivi degli edifici si rimanda all'elaborato grafico FL_ACC_G.13.

6.8 Cavidotti MT

In generale, si prevede per tutte le linee elettriche in MT la posa interrata dei cavi, senza ulteriori protezioni meccaniche, ad una profondità massima di 1,20 m dal piano di calpestio per tutte le tratte esterne ed interne al parco fotovoltaico. In caso di risoluzione puntuale di interferenze, le modalità di posa saranno modificate in conformità a quanto previsto dalla norma CEI 11-17 e dagli eventuali regolamenti vigenti relativi alle opere interferite, mantenendo comunque un grado di protezione delle linee non inferiore a quanto garantito dalle normali condizioni di posa.

Esecuzione dello scavo:

- scavo a sezione obbligata con profondità dal p.c. e larghezza indicati nei disegni di progetto;
- posa dei conduttori, fibre ottiche e corda di terra;
- rinterro parziale con terreno di scavo;
- posa in opera di nastro segnalatore del tracciato;
- rinterro con terreno di scavo;
- dove necessaria posa di segnalazione.

I cavi posti sul fondo dello scavo opportunamente livellato, saranno ricoperti da uno strato di materiale di classe A1, per uno spessore di 50 cm e al fine di garantire la stabilità del pacchetto, il materiale posato all'interno dello scavo verrà rullato e compattato a strati non superiori a 25-30 cm, prima di procedere alla posa dello strato successivo. Un nastro segnalatore od una rete, posti alle profondità indicate nelle sezioni, segnalerà la presenza del cavidotto. Il rimanente volume dello scavo verrà riempito a seconda della tipologia del tratto attraversato come di seguito indicato.

1. Su strade asfaltate al di sopra del nastro monitore sarà posto un ulteriore strato di rinterro con materiale classe A1, per uno strato di 30 cm, con sopra il pacchetto stradale (fondazione rullata e compattata, posa di strato di binder, posa di tappetino di usura);

2. su strade sterrate al di sopra del nastro monitore verrà realizzato il pacchetto stradale (fondazione stradale con tout venant di cava, rullato e compattato, strato di finitura con misto granulometrico, rullato e compattato);

3. su terreno naturale al di sopra del nastro monitore verrà posato uno strato di terreno vegetale facendo uso del terreno vegetale precedentemente accantonato durante l'esecuzione degli scavi, laddove ritenuto idoneo dalla DL.

In tutti i casi di interferenza, un cippo di segnalazione verrà posato a livello del pc in corrispondenza di emergenze e derivazioni. Nel caso di attraversamenti o particolari condizioni, si prevede l'adozione di trivellazione con tecnologia di TOC.

Per i dettagli delle sezioni e delle tipologie dei cavi si faccia riferimento all'elaborato grafico FL_ACC_G.12.A

6.9 Sistema SCADA

Il sistema di controllo, monitoraggio e supervisione permette, per mezzo di sensori periferici, plc posti nei quadri di campo, cavo di collegamento in fibra ottica, concentratori dei cavi provenienti dal campo, router con connessione ADSL o GSM, la supervisione da remoto dell'impianto, per controllare tutti i parametri di produzione e lo stato di funzionamento dell'intero sistema elettrico. Dovrà essere utilizzato un sistema informatico distribuito per il monitoraggio elettronico di sistemi fisici denominato SCADA (dall'inglese "Supervisory Control And Data Acquisition").

Tipicamente, un sistema SCADA è composto da:

- uno o più sensori, che effettuano misurazioni di grandezze fisiche;
- uno o più microcontrollori, che possono essere PLC o microcomputer, che, continuamente o a intervalli di tempo, effettuano misurazioni tramite i sensori a cui sono collegati, e memorizzano in una memoria locale i valori misurati;
- un sistema di telecomunicazione tra i microcontrollori e il supervisore. Può essere una rete di computer, oppure un insieme di linee seriali; può essere via cavo o via radio. I casi più tipici sono costituiti da cavi seriali digitali per brevi distanze, doppi di tipo telefonico su cui sono collegati dei modem a bassa velocità per medie distanze, ponti radio o telefoni cellulari per grandi distanze;
- un computer supervisore, che periodicamente raccoglie i dati dai microcontrollori, li elabora per estrarne informazioni utili, memorizza su disco i dati o le informazioni riassuntive, eventualmente fa scattare un allarme, permette di selezionare e di visualizzare su schermo i dati correnti e passati, eventualmente in formato grafico, ed eventualmente invia informazioni selezionate al sistema informativo aziendale.

Un sistema di video sorveglianza permetterà di presidiare costantemente le aree insediate a garanzia e in conformità con le esigenze sicurezza e gestione previste. Tutte queste funzioni hanno finalità di aumentare la sicurezza, l'efficienza complessiva dell'impianto e la producibilità di energia pulita.

Presso l'impianto fotovoltaico verrà realizzato un sistema di telecontrollo che consentirà la piena e completa gestione dell'impianto fotovoltaico in progetto. Il sistema consentirà l'acquisizione di tutti i principali parametri elettrici provenienti dal campo, quali:

- tensioni e correnti di stringa
- tensioni e correnti parallelo string box
- stato scaricatori/interruttori string box
- tensioni e correnti in ingresso/uscita agli inverter
- tensioni e correnti in ingresso/uscita ai trasformatori MT/BT
- stato interruttori quadri BT e quadri MT
- principali grandezze elettriche (potenza attiva, reattiva, cos fi, etc.)
- principali grandezze fisiche (temperature di esercizio, etc.).

Il nucleo del sistema SCADA è costituito dalla coppia di PLC ridondanti installati nel quadro QPLC in MTR. Il PLC è una piattaforma aperta configurabile per mezzo del software di programmazione e copre le seguenti funzionalità:

- Collezione dati;
- Attuazione comandi organi MT inviati da utente tramite HMI dello SCADA;
- Regolazione dei valori di potenza attiva e reattiva, inseguendo, tramite controlli a retroazione (PID) logici, i setpoint impostati dall'utente dall'HMI dello SCADA o provenienti da sistemi terzi tramite appositi canali di comunicazione che saranno specificati nel seguito della realizzazione;
- Elaborazione condizioni di allarme.

6.10 Recinzioni perimetrali

La recinzione perimetrale prevista sarà realizzata, come da planimetria allegata, con la seguente tipologia:

- pannelli a rete metallica, fissati a montanti direttamente infissi nel terreno oppure ancorati a strutture puntuali (plintino 30x30 cm) in cls, di altezza totale fuori terra di circa 2,50 m.

Il cancello di ingresso, per ogni lotto, sarà realizzato in acciaio zincato, sorretto da pilastri in scatolare metallico. Le dimensioni saranno tali da permettere un agevole ingresso dei mezzi pesanti impiegati in fase di realizzazione e manutenzione.

Il cancello di ingresso sarà posizionato in maniera da agevolare l'ingresso dei mezzi all'area di impianto.

A ridosso della recinzione sarà piantumata una bordura perimetrale lungo tutto il perimetro di impianto come mitigazione dell'impatto visivo. Per i dettagli sulle opere di mitigazione si faccia riferimento alle specifiche relazioni ed elaborati.

6.11 Strade di accesso e viabilità di servizio

La viabilità interna all'area di impianto agrivoltaico sarà costituita in parte da viabilità esistente e in parte da tratti di strada di nuova realizzazione. Per l'esecuzione dei tratti di viabilità interna all'impianto si effettuerà uno scotico del terreno, ricoprendolo con un misto di cava.

La sezione tipo sarà costituita da una piattaforma stradale di 3,5 ml di larghezza massima, formata da materiale di rilevato e uno spessore di misto di cava. La viabilità di accesso sarà realizzata nel rispetto della normativa vigente. La particolare ubicazione dell'impianto agrivoltaico, raggiungibile dalla Strada Provinciale SP039-Via Acciarella, permetterà un facile trasporto in sito dei materiali da costruzione.

7. Producibilità attesa

7.1 Quadro generale

A livello territoriale, il Lazio presenta condizioni di irraggiamento piuttosto favorevoli rispetto alle regioni settentrionali del nostro paese. Questo vale a maggior ragione nei confronti degli altri paesi del Centro-Nord Europa, in alcuni dei quali peraltro le applicazioni di questa tecnologia sono notevolmente maggiori, nonostante le condizioni ambientali peggiori.

In generale, la radiazione solare si presenta mediamente sulla fascia esterna dell'atmosfera terrestre con una potenza media di 1367 W/m^2 (costante solare) e con una distribuzione spettrale che spazia dall'ultravioletto all'infrarosso termico. Sulla superficie terrestre invece, a causa della rotazione della terra sul proprio asse e poiché l'asse di rotazione terrestre è inclinato di $23,5^\circ$ rispetto al piano su cui giace l'orbita di rivoluzione della terra attorno al sole, l'inclinazione dei raggi solari incidenti su un piano posto sulla superficie e parallelo ad essa varia con l'ora del giorno oltre che dal giorno dell'anno. Di conseguenza per una valutazione dettagliata ed affidabile della potenza della radiazione solare complessiva raccolta da un modulo fotovoltaico occorrerà tener conto di molti fattori come: la latitudine, l'inclinazione e l'orientamento dei moduli, i tre componenti della radiazione solare, diretta, diffusa e di albedo (contributo solare dalla riflessione sul suolo o da ostacoli) oltre all'aleatorietà delle condizioni climatiche.

7.2 Criterio di stima dell'energia prodotta

Al fine di stimare la producibilità energetica annua dell'impianto FV è stato utilizzato il software PVSyst, software di riferimento per il settore fotovoltaico implementato dall'Università di

Ginevra, diffusamente utilizzato e riconosciuto a livello internazionale come valido strumento per questo genere di simulazioni, su base di dati di irraggiamento del sito resi disponibili da dati Meteonorm. Nel software PVSyst è stata quindi riprodotta la configurazione d’impianto adottata, inserendo informazioni geometriche relative alla disposizione dei moduli FV sui relativi tracker, nonché le caratteristiche tecniche dei principali componenti d’impianto (moduli FV, inverter, cavi e trasformatori).

7.3 Ombreggiamento

Gli effetti di schermatura da parte di volumi all’orizzonte, dovuti ad elementi naturali (rilievi, alberi) o artificiali (edifici), determinano la riduzione degli apporti solari e il tempo di ritorno dell’investimento. Il sito in esame non è soggetto a fenomeni di ombreggiamento significativo da parte di edifici, alberi, tralici o altri elementi di tipo puntuale quali antenne, fili ecc...

Dal momento che i moduli fotovoltaici sono posizionati a terra, la sporcizia sui pannelli, dovuta a polvere, terra ed agenti atmosferici, in condizioni ordinarie di manutenzione avrà un’incidenza inferiore al 5%. Per cui, si considera un fattore di riduzione per ombreggiamenti (K) pari a 0,95, che corrisponde ad una perdita di produttività del 5%.

Di seguito si riporta il diagramma solare, relativo alla località oggetto dell’intervento.

I diagrammi riportano le traiettorie del Sole (in termini di altezza e azimut solari) nell'arco di una giornata, per più giorni dell'anno. I giorni, uno per mese, sono scelti in modo che la declinazione solare del giorno coincida con quella media del mese. Nel riferimento cartesiano, gli angoli azimutale e dell'altezza solari sono riportati rispettivamente sugli assi delle ascisse e delle ordinate.

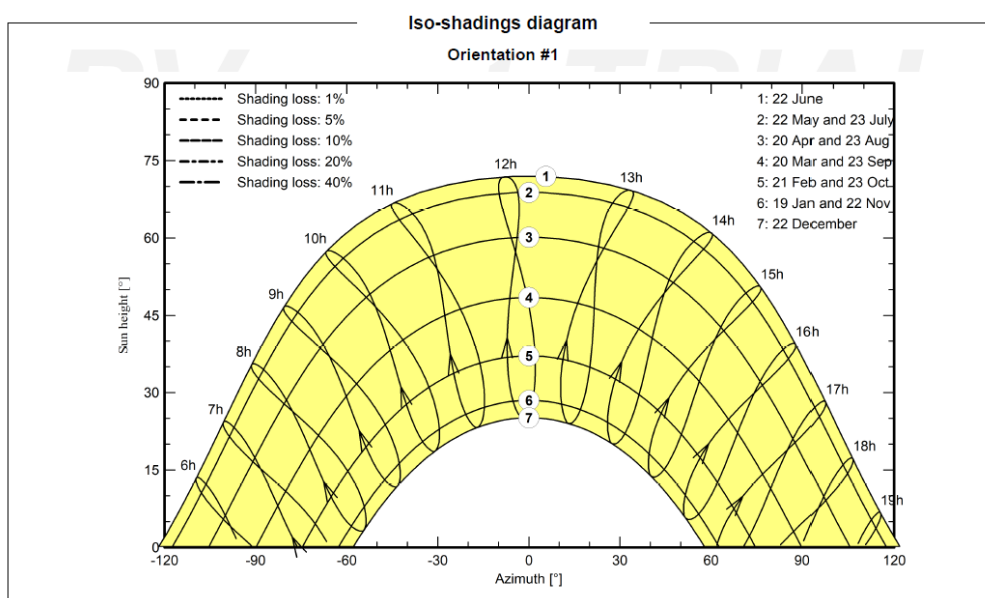


Figura 10 – Diagramma solare polare

7.4 Producibilità attesa

La producibilità attesa è modellizzata per mezzo del software PVSYST 7, implementato dall'Università di Ginevra, per mezzo del quale è possibile calcolare la producibilità attesa partendo dai dati meteo e dalle caratteristiche costruttive dell'impianto.

La valutazione di produzione per l'impianto in esame è la seguente: 27.796 MWh/anno.

Nel dettaglio la distribuzione della radiazione e produzione energetica sui diversi mesi sarà la seguente.

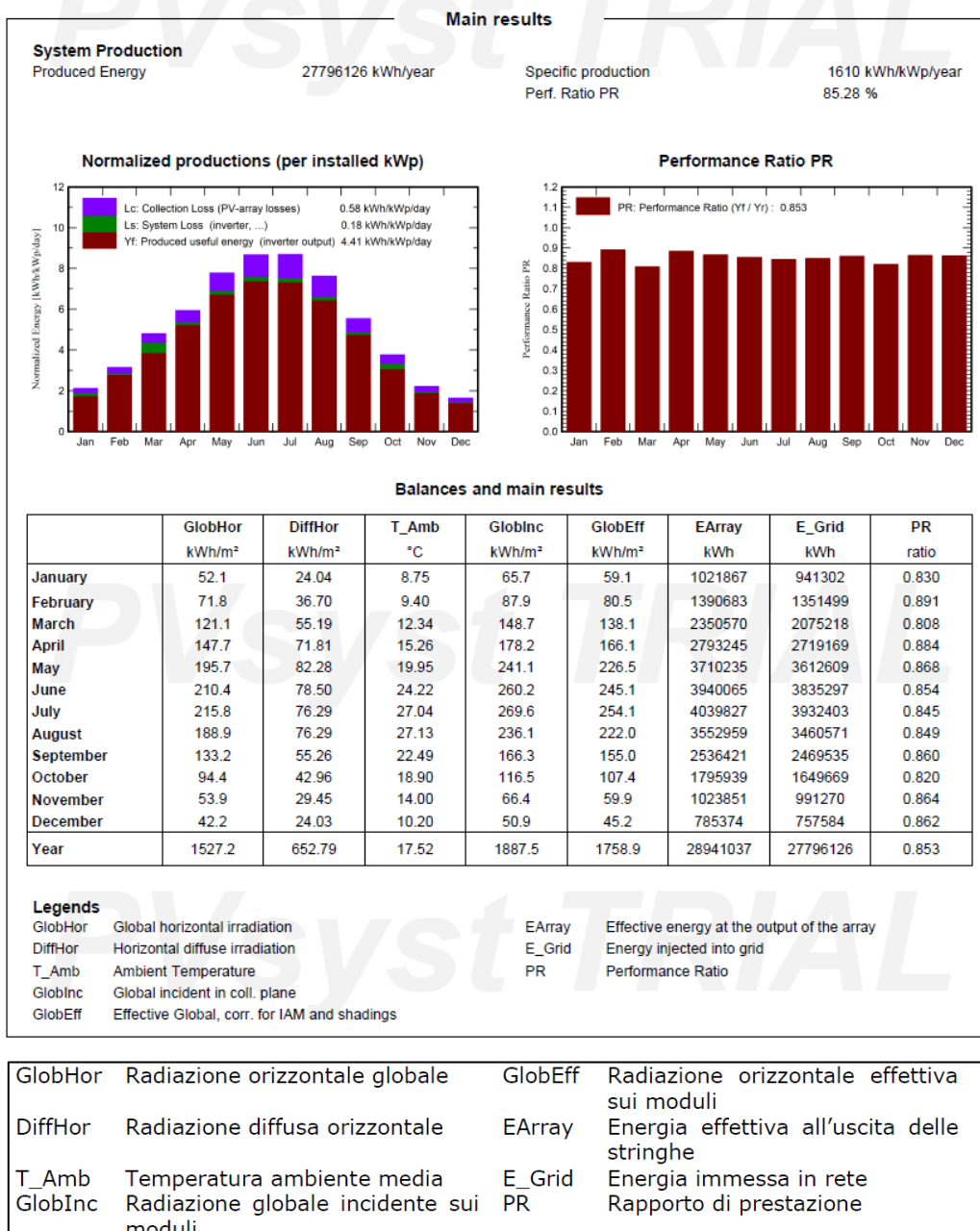


Figura 11 – Risultati di calcolo (Fonte: PVSyst)

8. Normativa vigente

Le principali normative e leggi di riferimento per la progettazione dell'impianto sono:

- Testo Coordinato del Decreto - Legge 31 maggio 2021 n. 77
- D.Lgs. 387/2003 in attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione della energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità;
- D.Lgs 28/2011 in attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE
- Legge n. 10/1991 "Norme per l'attuazione del Piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia";
- Legge Regionale Lazio n. 18 del 23 novembre 2006: "Delega alle province di funzioni e compiti amministrativi in materia di energia" che modifica la Legge Regionale 6 agosto 1999, n.14 "Organizzazione delle funzioni a livello regionale e locale per la realizzazione del decentramento amministrativo" e successive modifiche;
- Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico del 10 settembre 2010, "Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili";
- Deliberazione della Giunta Regionale Lazio 19 novembre 2010, n. 520: "Revoca delle deliberazioni di Giunta regionale nn. 517/2008 e 16/2010 inerenti all'approvazione e la modifica delle linee guida regionali per lo svolgimento del procedimento unico, relativo alla installazione di impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, di cui al decreto legislativo 29 settembre, n. 387";
- Decreto Legislativo 3 marzo 2011, n. 28 Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE
- L.R. 16 Dicembre 2011, n. 16 - Norme in materia ambientale e di fonti rinnovabili
- Legge Regionale 11 agosto 2021, n. 14
- DM 19.02.2007;
- DM 06.08.2010;
- DM 05.05.2011;
- norme CEI/IEC per la parte elettrica convenzionale;
- conformità al marchio CE per i componenti dell'impianto;
- norme CEI/IEC e/o JRC/ESTI per i moduli fotovoltaici;
- norme UNI/ISO per la parte meccanico/strutturale;
- D.lgs. n. 81/08 recante "Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro";

- D.M. 37/08 norma per la sicurezza e realizzazione impianti elettrici;
- CEI EN 61936-1 (Classificazione CEI 99-2): Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata;
- CEI EN 50522 (Classificazione CEI 99-3): Messa a terra degli impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata;
- norma CEI 11-20 per gli impianti di produzione;
- norma CEI 0-16 per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica;
- delibera dell’Autorità per l’energia elettrica ed il gas ARG/elt 99/08 recante “Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive - TICA)” come successivamente modificato e integrato;

L'elenco normativo è riportato soltanto a titolo di promemoria indicativo; esso non è esaustivo per cui eventuali leggi o norme applicabili, anche se non citate, vanno comunque applicate. Le opere e installazioni saranno eseguite a regola d’arte in conformità alle Norme applicabili CEI, IEC, UNI, ISO vigenti, anche se non espressamente richiamate.

Altra normativa specifica di settore è richiamata all’interno delle singole relazioni specialistiche.