

CAMERI



PROVINCIA DI NOVARA



IMPIANTO FOTOVOLTAICO DA 29,261 MWp

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

IMMOBILE	Comune di Cameri	Foglio 4, particella 2,18 Foglio 8, particella 43, 60, 61, 76, 80, 81
PROGETTO: VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE	OGGETTO DOC02 – RELAZIONE TECNICA	SCALA --
REVISIONE - DATA REV.00 - 12/03/2024	VERIFICATO	APPROVATO
IL RICHIEDENTE	FRV ITALIA S.R.L.	
	FIRMA _____	
I PROGETTISTI	Ing. Riccardo Valz Gris	
	 FIRMA _____	
	Arch. Andrea Zegna	
	 FIRMA _____	
TEAM DI PROGETTO	Land Live srl 20124 Milano - Citycenter Regus - Via Lepetit 8/10 Tel. +39 02 0069 6321 13900 Biella - Via Repubblica 41 Tel. +39 015 32838 - Fax +39 015 30878	



I N D I C E

I N D I C E	2
1. INTRODUZIONE	4
2. DATI QUANTITATIVI PRINCIPALI	5
3. LOCALIZZAZIONE E DESCRIZIONE DEL SITO	8
3.1 STATO DI FATTO.....	11
3.1.1 Documentazione fotografica.....	13
4. DESCRIZIONE DEL PROGETTO	16
4.1 STATO DI PROGETTO	17
4.2 DATI AMBIENTALI RELATIVI AL SITO DI INSTALLAZIONE	18
4.2.1 Dati di producibilità	21
4.3 IMPIANTO FOTOVOLTAICO SU STRUTTURE FISSE.....	24
4.3.1 Dati generali Impianto.....	24
4.3.2 Descrizione tecnica delle strutture di sostegno fisse.....	26
4.3.3 Descrizione Inverter.....	27
4.3.4 Collegamenti elettrici e cavidotti.....	29
4.3.5 Moduli fotovoltaici	30
4.3.6 Descrizione Cabinati.....	33
4.3.7 Collegamento tra impianto e Step-Up - CP di e-Distribuzione di Galliate.....	39
4.3.8 Tecnologia No -Dig.....	40
4.4 CONTROLLO E MONITORAGGIO DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	41
4.5 IMPIANTO DI ANTIFURTO.....	41
4.6 RELAZIONE DI CALCOLO DELL'IMPIANTO ELETTRICO	41
5. LE OPERE DI MITIGAZIONE	63
5.1 Fascia A – CORRIDOIO VERDE.....	64
5.2 Fascia B – MASCHERANTE E RINFORZANTE.....	65
6. MOVIMENTAZIONE TERRE E ROCCE DA SCAVO	66
6.1 DIMENSIONI E CARATTERISTICHE DELL'IMPIANTO.....	66
6.2 STIMA DI SUPERFICI E VOLUMI DI IMPIANTO	67
6.3 STIMA DI SUPERFICI E VOLUMI STEP UP	67
6.4 CAVIDOTTO MT – DA REALIZZARE ESTERNAMENTE ALL'IMPIANTO – COLLEGAMENTO ALLA STEP-UP	68
6.5 CAVIDOTTO MT – DA REALIZZARE INTERNAMENTE ALL'IMPIANTO	69
6.6 CAVIDOTTO BT – DA REALIZZARE INTERNAMENTE ALL'IMPIANTO	69
6.7 CAVIDOTTO AT – DA REALIZZARE ESTERNAMENTE ALL'IMPIANTO, DA STEP-UP A CP	72
6.8 VOLUMI COMPLESSIVI.....	72
6.8.1 MOVIMENTI INTERNI AL LAYOUT DI CANTIERE.....	72
6.8.2 MOVIMENTI ESTERNI AL LAYOUT DI CANTIERE.....	73
7. ORGANIZZAZIONE DEL CANTIERE E RICADUTE OCCUPAZIONALI	74
7.1 DESCRIZIONE DELLE FASI INDIVIDUATE NEL CRONOPROGRAMMA	74
8. PIANO DISMISSIONE E RIPRISTINO – GESTIONE DEI RIFIUTI	76
8.1 COMPUTO METRICO PER LA DISMISSIONE	76



**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
RELAZIONE TECNICA**

Pag 3 di 94

8.2	CRONOPROGRAMMA DISMISSIONE	79
9.	ILLUMINAZIONE CAMPI FOTOVOLTAICI – IMPATTO NOTTURNO	81
10.	ALLEGATO 1 - PVSYST	85



**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
RELAZIONE TECNICA**

Pag 4 di 94

1. INTRODUZIONE

Il presente documento tratta i dati tecnici relativi al progetto di un impianto fotovoltaico di taglia industriale del tipo grid-connected da realizzarsi nel territorio del comune di Cameri (NO), in località Cascina Bornago.

L'impianto in oggetto prevede l'installazione di pannelli fotovoltaici (moduli) in silicio monocristallino della potenza unitaria di 635 Wp, su un terreno prevalentemente pianeggiante di estensione di circa 83 ettari (ad una quota media di circa 178 m s.l.m.) avente destinazione agricola.

I pannelli saranno montati su strutture fisse a doppio pannello ed ogni struttura portante dei pannelli sarà composta da 24 e 48 moduli.

La potenza complessiva installata è di 29,261 MWp.

L'energia prodotta dall'impianto sarà veicolata tramite un cavidotto MT a 30 kV interrato della lunghezza di 11,463 km circa che collega la cabina di consegna interna all'impianto con la CP Enel Galliate 132 kV.

Il soggetto proponente dell'iniziativa è la società FRV Italia S.R.L.



**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
RELAZIONE TECNICA**

Pag 5 di 94

2. DATI QUANTITATIVI PRINCIPALI

Dati del sito

Ubicazione e denominazione	Comune di Cameri
Coordinate geografiche	45°32'31.55"N; 8°41'18.12"E
Superficie complessiva del terreno	824.859,00 m ²
Superficie occupata dall'impianto	272.479,00 m ²
Superficie complessiva moduli	128.807,88 m ²
Superficie complessiva mitigazione	7.122 m ²

Dati dell'impianto fotovoltaico

Potenza di picco dell'impianto: circa 29,261 MWp
Posizionamento del generatore FV: installazione al suolo
Orientamento asse generatore FV: nord-sud

L'impianto fotovoltaico sarà realizzato utilizzando 46.080 moduli in silicio monocristallino da 635 W_p ciascuno e 86 inverter da 300 kW nominali.

Il progetto prevede la suddivisione dell'impianto fotovoltaico in 4 distinti sottocampi ciascuno dei quali dotato di cabine di trasformazione ed inverter. I pannelli sono installati su strutture fisse da 24 e 48 pannelli schierati a doppia fila e posti a interasse di 8 m.

La ripartizione tra i sottocampi è la seguente:

	n. strutture fisse	n. moduli in serie	n. moduli totali	Potenza Singolo modulo (Wp)	Potenza Totale (kWp)
Sottocampo A	497	24	11928	635	7 574,28
Sottocampo B	467	24	11208	635	7 117,08
Sottocampo C	464	24	11136	635	7 071,36
Sottocampo D	492	24	11808	635	7 498,08
Totali per Campo fotovoltaico	1920		46080	635	29 260,80
Energia generata in un anno (MWh)					42 910,00
Energia generata in 30 anni (MWh)					1 165 280,00

Producibilità dell'impianto fotovoltaico e riduzione delle emissioni di CO₂

La producibilità elettrica dell'impianto nel primo anno di esercizio è valutata in: 42,91 GWh.

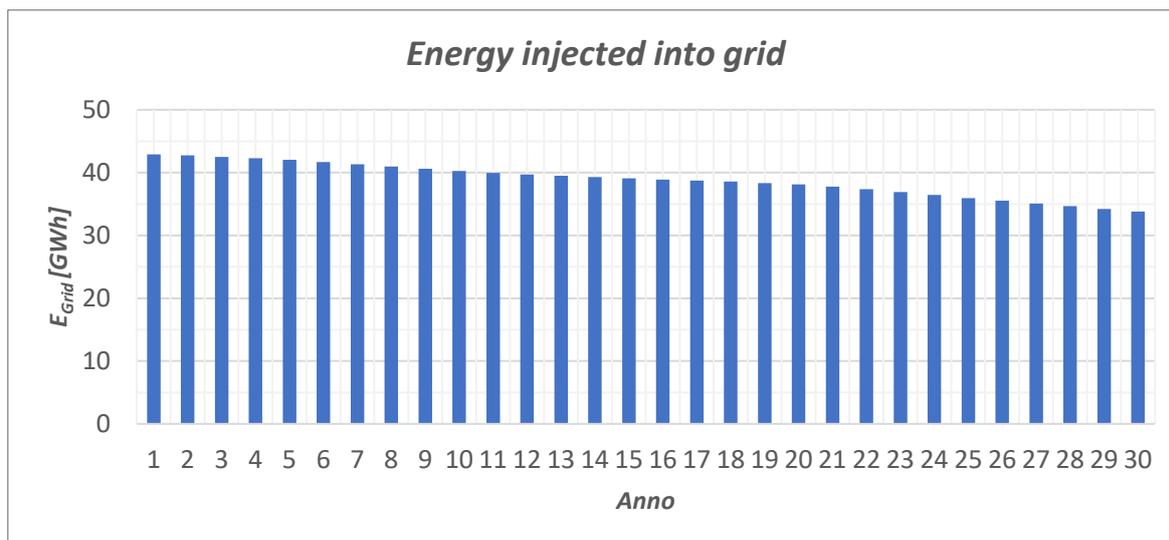
Assumendo un decadimento annuo delle prestazioni dei moduli pari al -1% dopo il primo anno e -0.4% annuo per i restanti 29, come indicato da scheda tecnica del costruttore, è stata calcolata una produzione di energia elettrica nei 30 anni di esercizio dell'impianto pari a: 1.165,28 GWh.

Producibilità al primo anno e il decadimento delle prestazioni dei moduli nei 30 anni sono stati valutati utilizzando il software di calcolo PVSyst. I risultati di calcolo sono riportati nella pagina seguente.



**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
RELAZIONE TECNICA**

Pag 6 di 94



Anno	E Grid [GWh]	Anno	E Grid [GWh]
1	42,91	16	38,9
2	42,73	17	38,73
3	42,52	18	38,56
4	42,28	19	38,35
5	42,02	20	38,12
6	41,7	21	37,79
7	41,34	22	37,37
8	40,98	23	36,92
9	40,61	24	36,45
10	40,26	25	35,96
11	39,96	26	35,51
12	39,71	27	35,07
13	39,49	28	34,65
14	39,27	29	34,23
15	39,08	30	33,81
		TOTALE	1165,28

Il risparmio di CO₂ è stimato in 273,3 g CO₂/kWh¹, pari a 18,44 t di CO₂/anno.

È possibile eseguire un confronto tra la produzione elettrica dell'impianto con la stima del fabbisogno di energia elettrica regionale misurata nel 2019 - *Distribuzione regionale di energia elettrica per settore di consumo nel 2019 (volumi in GWh e punti di prelievo in migliaia) anno 2019*:

¹ Rapporto ISPRA 2020 – Fattori di emissione atmosferica di gas effetto serra nel settore elettrico nazionale e nei principali Paesi Europei tab.2.4 pag.31



**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
RELAZIONE TECNICA**

Pag 7 di 94

REGIONE	DOMESTICO		NON DOMESTICO		TOTALE	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Piemonte	3.888	2.311	15.837	562	19.726	2.873
Valle d'Aosta	144	108	767	27	911	135
Lombardia	9.630	4.857	51.368	1.076	60.998	5.934
Trentino-Alto Adige	970	550	5.015	165	5.985	715
Veneto	5.113	2.316	22.595	585	27.708	2.902
Friuli-Venezia Giulia	1.248	650	7.674	149	8.922	799
Liguria	1.477	1.030	4.454	254	5.931	1.283
Emilia-Romagna	4.498	2.252	19.912	610	24.410	2.861
Toscana	3.752	1.891	13.743	530	17.496	2.420
Umbria	842	422	4.682	116	5.524	538
Marche	1.395	746	5.072	207	6.467	953
Lazio	5.598	2.780	14.691	649	20.289	3.429
Abruzzo	1.173	716	4.239	161	5.412	877
Molise	258	171	1.044	39	1.302	210
Campania	4.997	2.264	11.257	563	16.254	2.826
Puglia	3.768	1.904	8.586	504	12.354	2.408
Basilicata	462	280	1.809	74	2.271	354
Calabria	1.903	1.022	3.131	225	5.034	1.247
Sicilia	5.268	2.393	9.563	553	14.831	2.946
Sardegna	2.079	879	4.757	202	6.835	1.081
ITALIA	58.462	29.543	210.198	7.249	268.660	36.792

Fonte: ARERA, Indagine sui settori regolati

Il fabbisogno del Piemonte è pari a 19.726.000 MWh e, se confrontato ai 42910 MWh prodotti dall'impianto al primo anno, risulta che il contributo in termini di energia rinnovabile incidente sui consumi del Piemonte è pari allo **0,22 %**.

In termini di CO₂ evitata nei 30 anni di esercizio la previsione è pari a:

$$1165,28 \text{ MWh} \times 273,3 \text{ g CO}_2/\text{MWh} \times 10^{-6} = \mathbf{3.185 \text{ ton. CO}_2}$$



3. LOCALIZZAZIONE E DESCRIZIONE DEL SITO

L'ambito di intervento si colloca in località Tenuta Bornago e interessa amministrativamente il Comune di Cameri in Provincia di Novara. L'intervento consiste nella realizzazione di un nuovo impianto fotovoltaico su struttura fissa delle dimensioni di 29,26 MWp e si estende su un'area di circa 82,49 ettari all'interno della proprietà privata recintata; di questi ettari solo una porzione equivalente a 27,24 ha verrà occupata dall'impianto fotovoltaico. L'energia prodotta dal campo fotovoltaico verrà veicolata mediante cavidotto MT dall'area di progetto alla Step-Up nei pressi della CP di E-distribuzione Galliate 132 kV.

Il baricentro del lotto così identificato ha le seguenti coordinate:

LATITUDINE 45°32'31.55"N
LONGITUDINE 8°41'18.12"E

L'area risulta essere contornata da una recinzione poiché i terreni oggetto di intervento sono all'interno di una proprietà privata; a confinare con il lotto progettuale vi sono strade interpoderali sterrate, aree boscate verso ovest, campi coltivati verso sud e nord e confina ad est con un impianto a biogas. Si evidenzia a poche centinaia di metri a nord-ovest l'area militare "Caserma Valentino Babini" e a ovest l'importante area aeroportuale rappresentata dall'aeroporto Militare di Cameri.

Il sito in esame è distante 3,8 km da Turbigo, 4,9 km dal centro di Bellinzago Novarese e 5,2 km da Cameri.

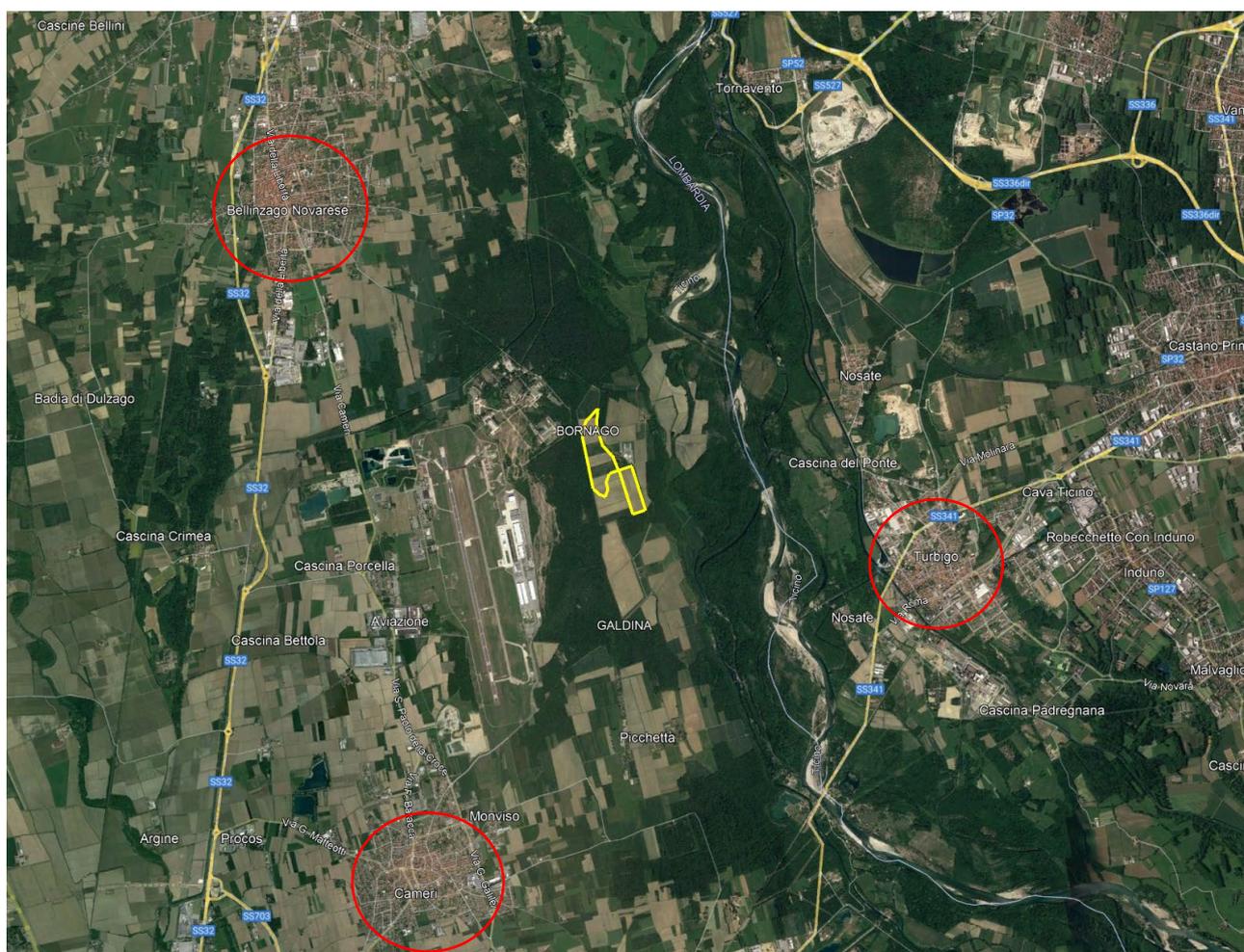


Figura 1 - immagine satellitare dell'area di installazione dell'impianto



**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
RELAZIONE TECNICA**

Pag 9 di 94



Figura 2 - Inquadramento progetto su ortofoto con collegamento alla Step-Up nei pressi della CP E-Distribuzione di Galliate



**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
RELAZIONE TECNICA**

Nell'immagine seguente si riporta l'ubicazione dell'impianto in progetto sulla carta tecnica regionale:

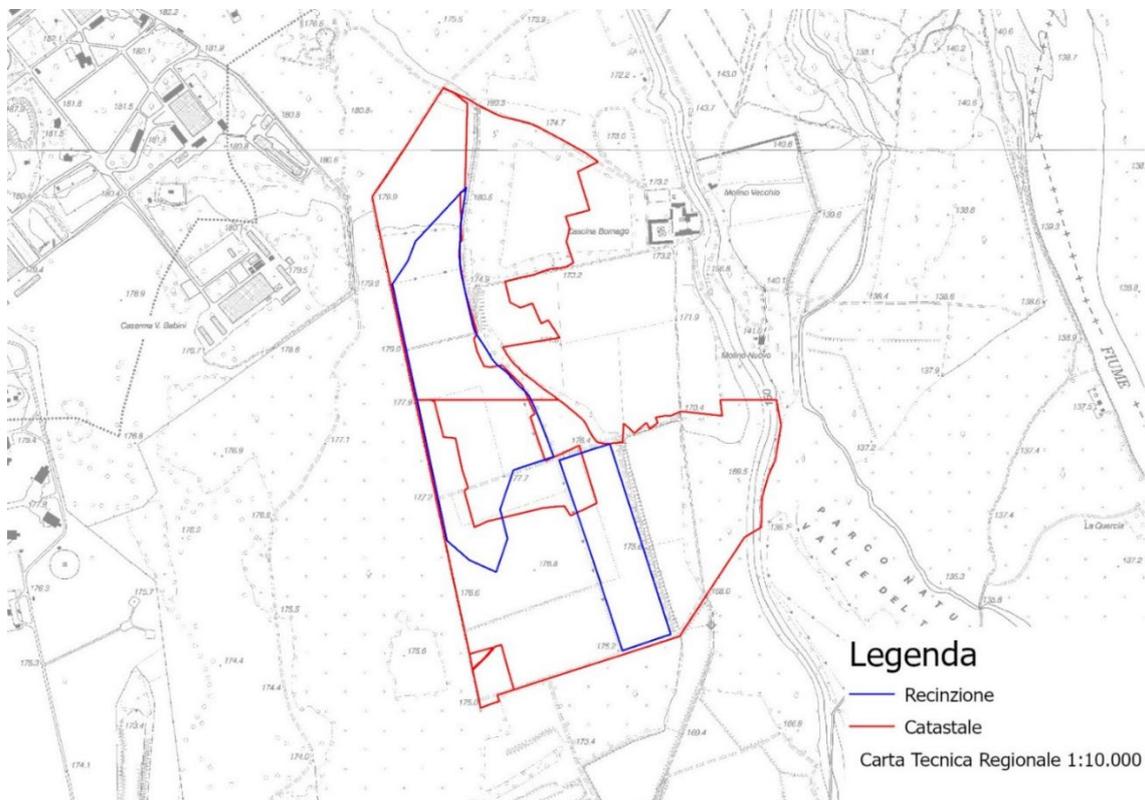


Figura 3 - CTR (Comune di Cameri)

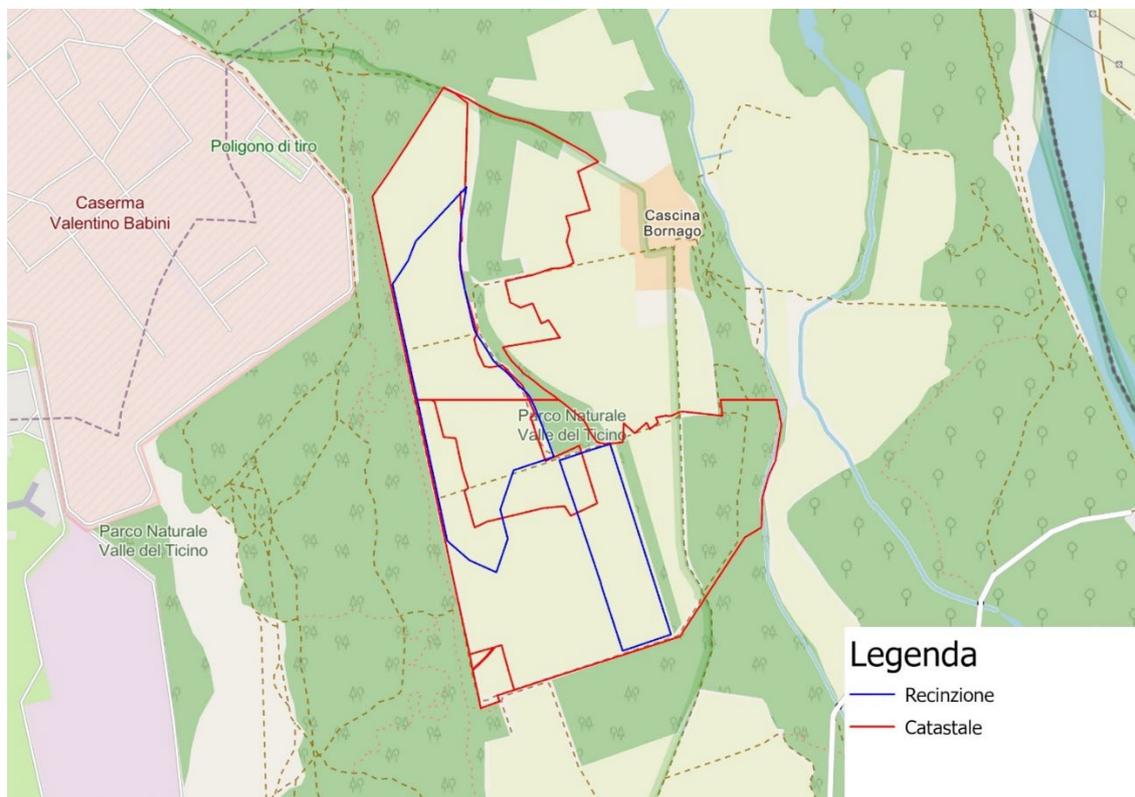


Figura 4 - Regione Piemonte (viabilità)



**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
RELAZIONE TECNICA**

Pag 11 di
94

La viabilità stradale nei pressi del lotto è rappresentata da Via Bornago, strada sterrata che giunge dall'area militare "Caserma Valentino Babini" a nord-ovest, e da Via Ticino che giunge da sud-ovest. Via Bornago si dirama in varie strade poderali di accesso ad aree boscate e campi servendo "Tenuta Bornago" posta ad est dell'area d'impianto. Via Ticino si sviluppa a sud servendo campi circostanti e cascine e prosegue verso il fiume Ticino a Est. Il lotto è circondato da strade poderali private che provengono dalle cascine limitrofe. Nel raggio di centinaia di metri non sono presenti arterie stradali di rilevanza. Il territorio ad est è rappresentato dalla vasta area fluviale, a Sud e a Nord da campi ed aree boscate, mentre a Ovest dall'area militare e dall'importante area industriale ed aeroportuale. È necessario spingersi fin ad un raggio di circa 4 km dall'impianto per incontrare viabilità maggiore a servizio degli abitati di Cameri e Bellinzago Novarese a ovest e Turbigo a est, quale via Cameri, l'SS32 a l'SS341.

3.1 STATO DI FATTO

Il lotto su cui si intende intervenire è composto da 8 particelle catastali appartenenti al Comune di Cameri. Di seguito l'elenco delle particelle coinvolte e l'inquadramento sulla planimetria catastale.

N.	Comune	FG	Part.	Sup. m ²	Sup. Occupata m ²
1	CAMERI	4	2	155.870	86.498
2	CAMERI	4	18	153.899	2.679
3	CAMERI	8	43	84.430	84.430
4	CAMERI	8	60	1.400	0
5	CAMERI	8	61	10.390	0
6	CAMERI	8	76	120.372	43.321
7	CAMERI	8	80	297.072	55.114
8	CAMERI	8	81	1.426	437
			TOT	824.859	272.479



**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
RELAZIONE TECNICA**

Pag 12 di
94

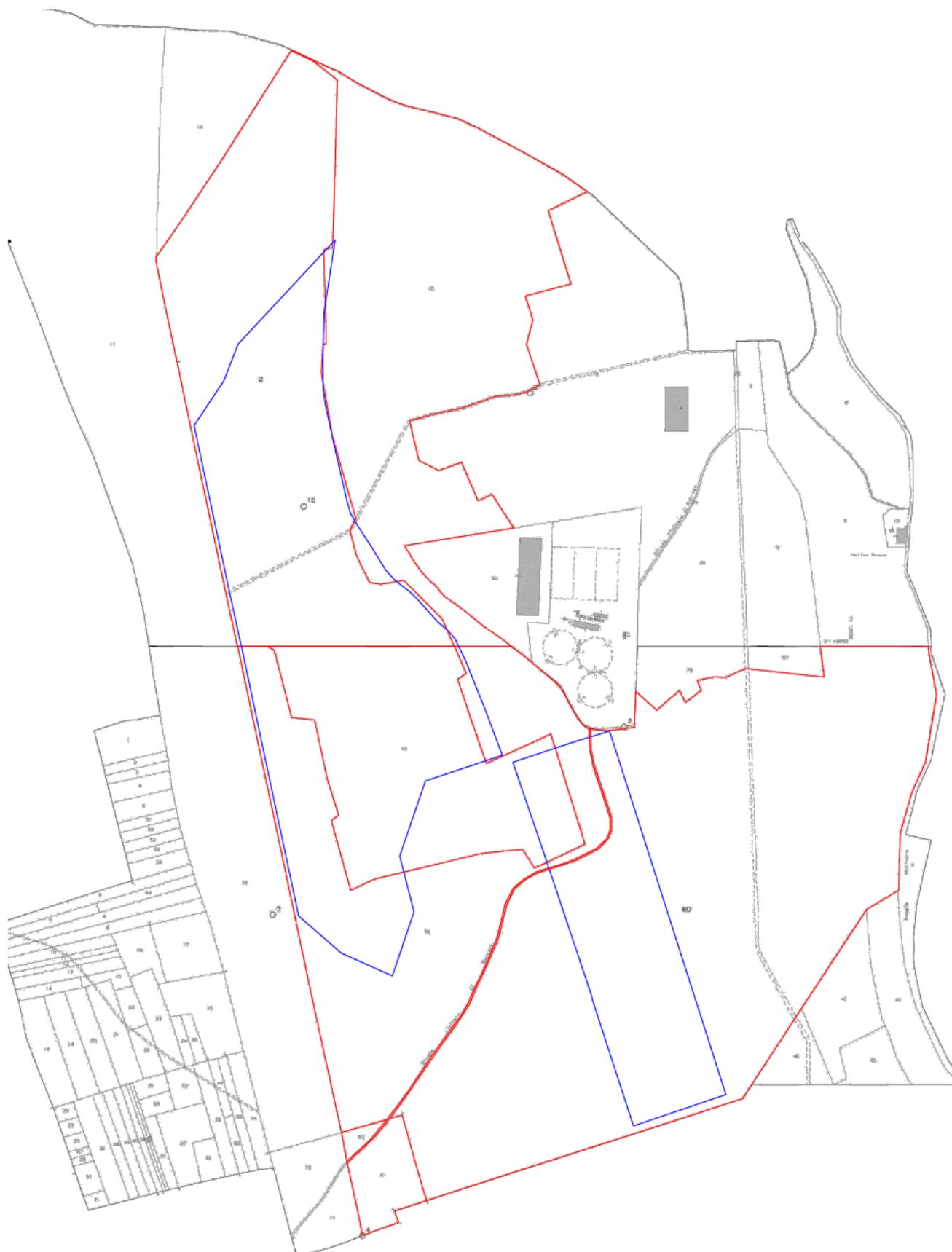


Figura 5 - Planimetria catastale del lotto di intervento



3.1.1 Documentazione fotografica

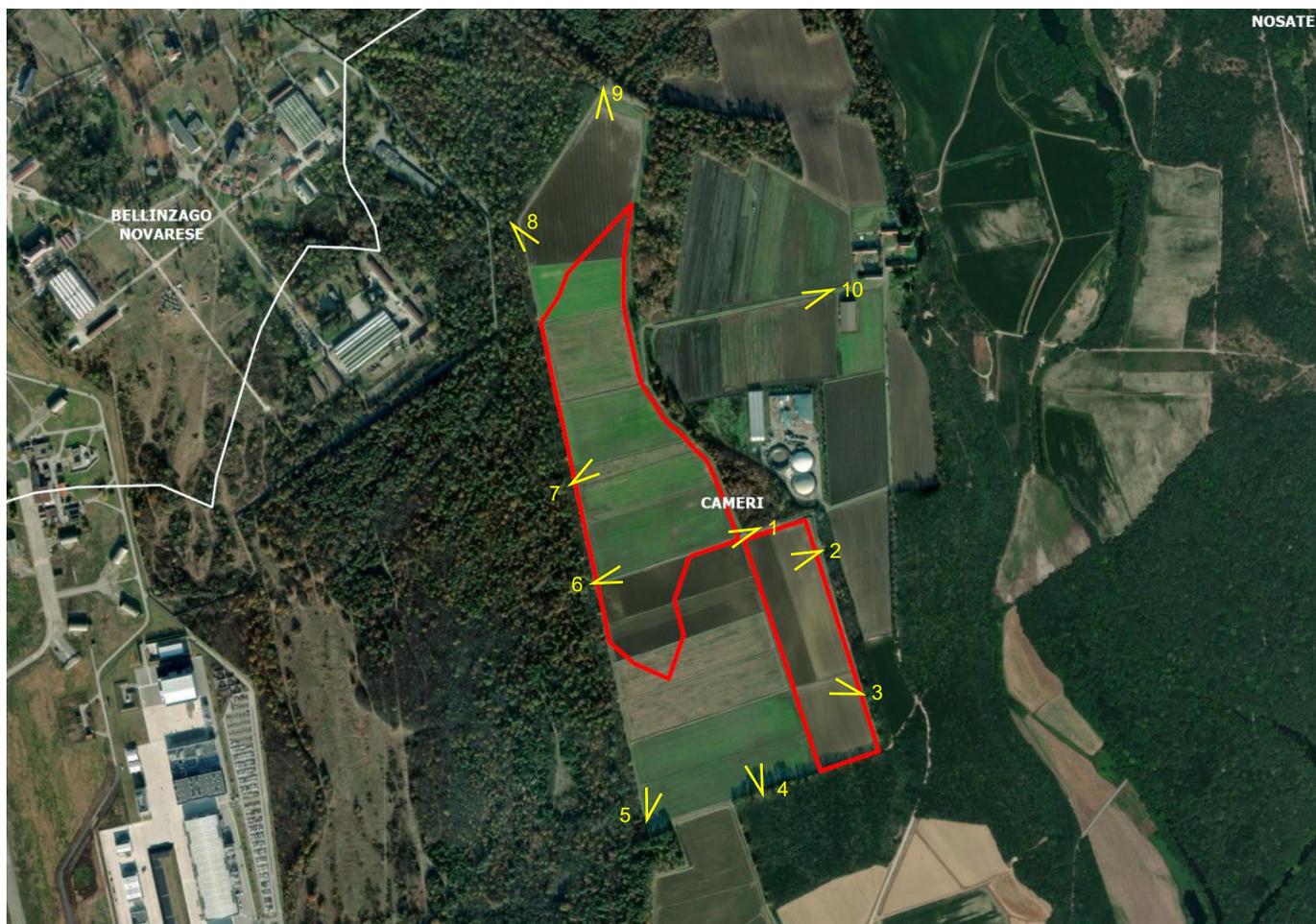


Figura 6 - Ortofoto e indicazione dei punti di vista delle foto generali



VISTA 1



VISTA 2



**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
RELAZIONE TECNICA**

Pag 14 di
94



VISTA 3



VISTA 4



VISTA 5



VISTA 6



VISTA 7



VISTA 8



**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
RELAZIONE TECNICA**

Pag 15 di
94



VISTA 9



VISTA 10



**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
RELAZIONE TECNICA**

Pag 16 di
94

4. DESCRIZIONE DEL PROGETTO

Il terreno è caratterizzato da un'estensione totale di circa 83 ha, il cui utilizzo attuale è agricolo. La particolare caratteristica pianeggiante del terreno e del territorio circostante aiuterà notevolmente l'inserimento paesaggistico dell'impianto, limitandone la visibilità, in quanto nel perimetro dei terreni sono presenti numerose fasce arboree che mascherano naturalmente il futuro impianto. Il sito è raggiungibile, da strada sterrata adatta al trasporto pesante. Si sono eseguite tutte le verifiche necessarie al fine di procedere con la progettazione di un impianto che non arrechi alcun danno a livello ambientale e naturalistico al territorio in cui si colloca.

La superficie occupata dai pannelli è pari a circa 13,1 ha racchiusa all'interno di un'area recintata di 26,2 ha pari a circa il 31,8 % della superficie disponibile.

Le tecniche di installazione del campo fotovoltaico rispettano quanto più possibile il terreno, di fatto essendo elevati su strutture fisse i pannelli non sono ubicati direttamente sul terreno, ma ne risultano sollevati, inoltre anche le tecniche di infilaggio delle strutture, infisse su pali e senza l'uso dei plinti in c.a., preservano quanto più possibile lo stato del terreno.

Anche gli interventi di sistemazione del terreno previsti, che hanno lo scopo di spianare e livellare il terreno perché sia idoneo all'accoglimento del campo fotovoltaico, non sconvolgono la natura del terreno.

A livello paesaggistico si è progettato l'impianto in modo da ridurre il più possibile l'impatto visivo, utilizzando strutture di sostegno a bassa visibilità. Il piano di recupero del lotto prevede la manutenzione di tutte le piantumazioni e garantisce l'attecchimento delle nuove essenze che saranno messe a dimora come opere di mitigazione come meglio descritte nel paragrafo dedicato.



4.1 STATO DI PROGETTO

Gli interventi riguardano la realizzazione di un impianto fotovoltaico della potenza di 29,261 MWp su strutture fisse a doppio pannello da 12 e 24, distanziati con interasse 8 m.



Figura 7 - Planimetria di progetto su ortofoto

Il progetto è diviso in due lotti distinti e definiti tra loro.

Il primo lotto ospiterà una potenza di impianto di 21,76 MW diviso in 3 sottocampi ciascuno servito da una cabina di trasformazione.

Il secondo lotto ospiterà 7,50 MW di impianto e sarà suddiviso in 1 sottocampo. Le strutture di sostegno sono poste ad un'altezza media dal suolo di circa 116 cm. Questo permette una più facile mitigazione del progetto grazie alla minore altezza d'installazione.



**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
RELAZIONE TECNICA**

Pag 18 di
94

4.2 DATI AMBIENTALI RELATIVI AL SITO DI INSTALLAZIONE

Il Comune di Cameri è situato nella porzione centro-orientale della provincia di Novara, a circa 6 km dal capoluogo; il suo territorio si estende nell'insieme per circa 40 Km².

I dati climatici del territorio secondo la norma UNI 10349 sono i seguenti:

Caratteristiche geografiche

Località	Cameri		
Provincia	Novara		
Altitudine s.l.m.			178 m
Latitudine nord	45° 32'	Longitudine est	8° 41'
Gradi giorno DPR 412/93			2666
Zona climatica			E

Località di riferimento

per dati invernali	Novara
per dati estivi	Novara

Stazioni di rilevazione

per la temperatura	Cameri
per l'irradiazione	Cameri
per il vento	Cameri

Caratteristiche del vento

Regione di vento:	A		
Direzione prevalente	Nord		
Distanza dal mare			> 40 km
Velocità media del vento			1,4 m/s
Velocità massima del vento			2,8 m/s

Dati invernali

Temperatura esterna di progetto			-5,1 °C
Stagione di riscaldamento convenzionale		dal 15 ottobre al 15 aprile	

Dati estivi

Temperatura esterna bulbo asciutto			30,7 °C
Temperatura esterna bulbo umido			21,3 °C
Umidità relativa			44,0 %
Escursione termica giornaliera			12 °C

Temperature esterne medie mensili

Descrizione	u.m.	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
Temperatura	°C	-0,2	3,3	6,9	10,2	16,1	20,2	20,9	20,8	16,9	11,3	5,8	1,2

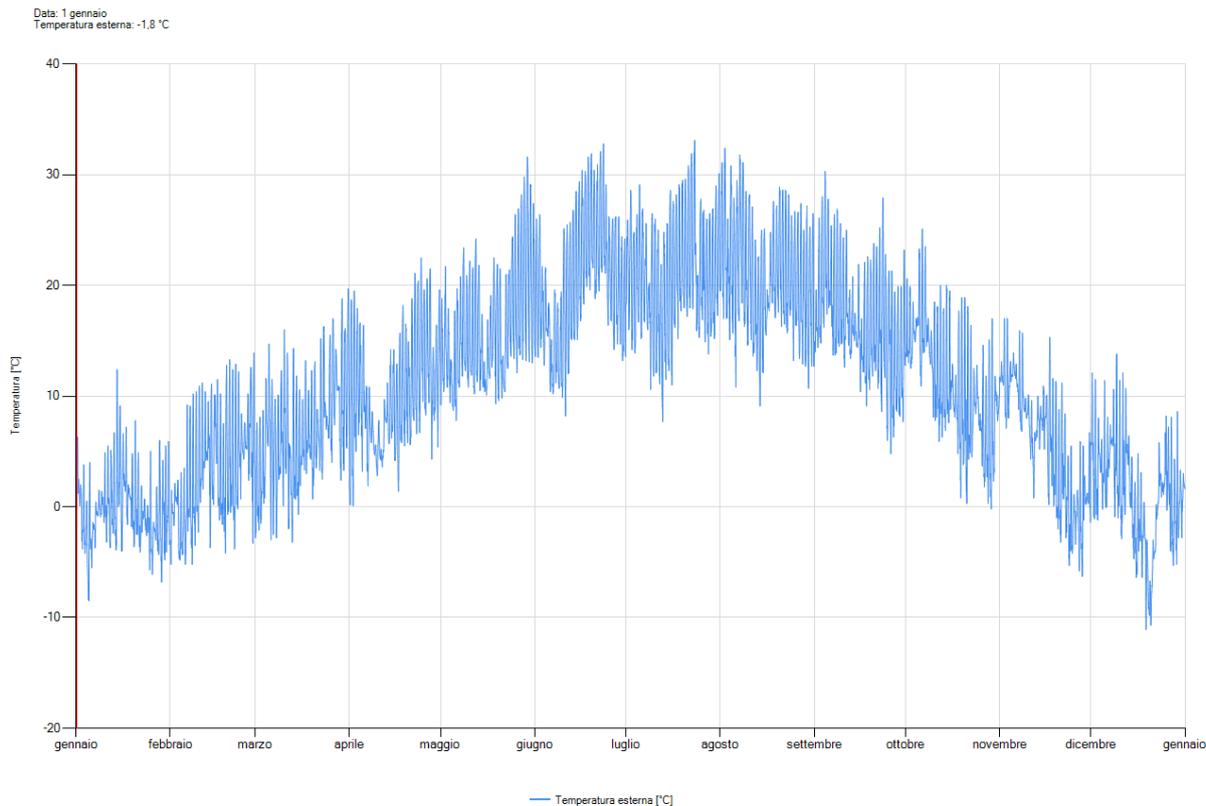


Figura 7 – Regimi medi mensili della temperatura dell'aria

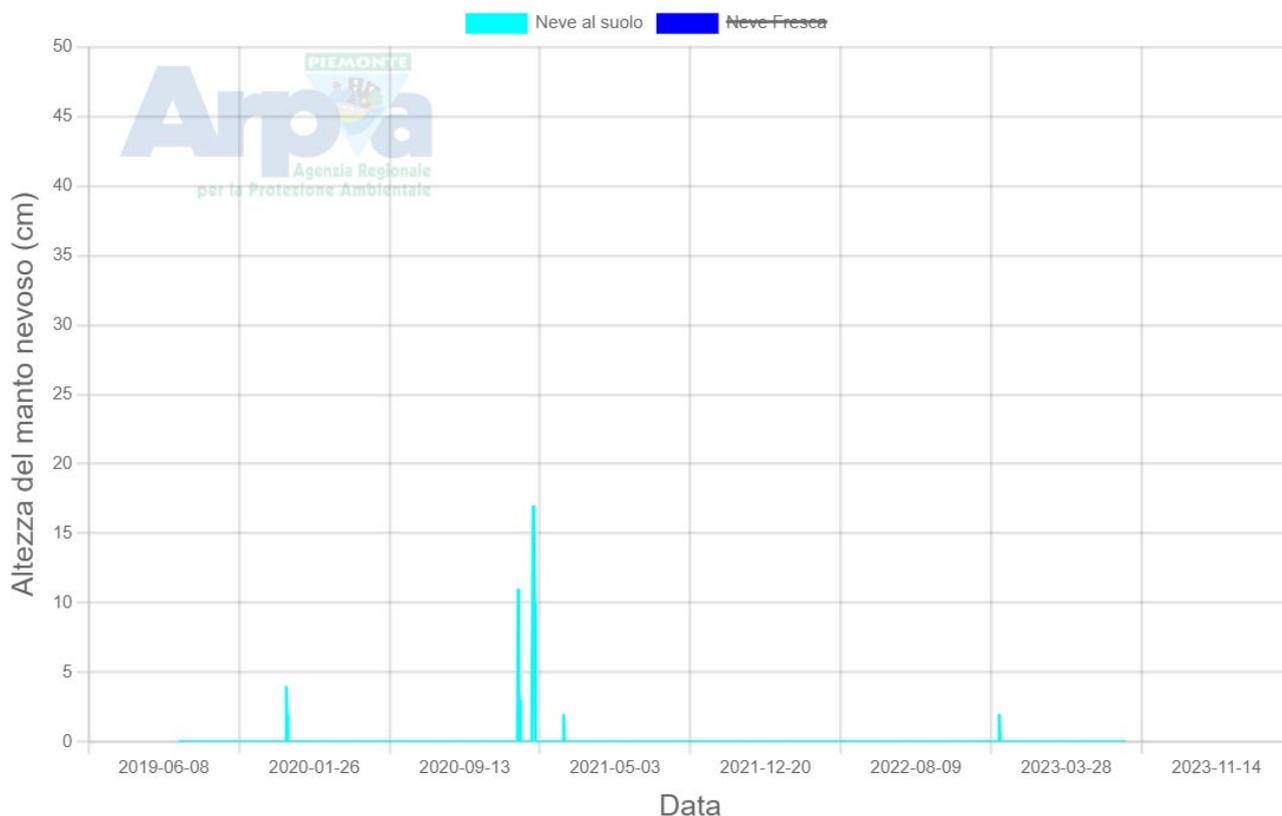
In merito al carico neve, i dati relativi alle precipitazioni nevose non sono stati registrati e pubblicati sugli Annali Idrologici con continuità dal Servizio Idrografico Italiano e l'attuale Servizio Nivometrico della Regione Piemonte è in funzione da pochi anni, insufficienti per ottenere risultati attendibili dalle elaborazioni statistiche dei dati stessi. Si riporta tuttavia l'andamento degli ultimi quattro anni registrato nella vicina stazione nivometrica di Albano Verellese:



**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
RELAZIONE TECNICA**

Pag 20 di
94

ALBANO VERCELLESE quota: 155 (m s.l.m.) (VC)



È possibile citare alcune manifestazioni di precipitazioni solida caratterizzate dall'accumulo della neve superiore a 30 ÷ 40 cm in pianura. Negli ultimi 20 anni si possono ricordare le nevicate della prima decade del gennaio 1971 e nello stesso mese di tre anni consecutivi: 1986, 1987 e 1988; più indietro nel tempo merita di essere ricordato l'evento del febbraio 1956. Per quanto riguarda la montagna vale la pena di ricordare l'inverno eccezionale 1963/64 caratterizzato da nevicate particolarmente copiose.

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

- nelle aree di pianura e collinari (sotto i 600 m s.l.m.) la neve si scioglie rapidamente ed il manto ghiacciato difficilmente si mantiene più a lungo di poche settimane anche in gennaio; la neve si conserva al suolo durante il solo mese di gennaio sopra i 600 m di altitudine e persiste, nei versanti esposti a Nord, per non più di tre mesi (dicembre ÷ febbraio), intorno a 1.700 m s.l.m.

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

Zona sismica 4

Zona con pericolosità sismica molto bassa, è la zona meno pericolosa dove le possibilità di danni sismici sono basse.

I criteri per l'aggiornamento della mappa di pericolosità sismica sono stati definiti nell'Ordinanza del PCM n. 3519/2006, che ha suddiviso l'intero territorio nazionale in quattro zone sismiche sulla base del valore



**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
RELAZIONE TECNICA**

Pag 21 di
94

dell'accelerazione orizzontale massima(a_g) su suolo rigido o pianeggiante, che ha una probabilità del 10% di essere superata in 50 anni.

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

4.2.1 Dati di producibilità

Irradiazione solare media mensile

Esposizione	u.m.	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
Nord	MJ/m ²	1,7	2,6	4,0	5,3	7,7	10,0	9,6	7,1	4,7	2,6	1,6	1,2
Nord-Est	MJ/m ²	1,8	3,2	5,8	7,6	10,3	12,5	12,7	10,4	7,0	3,3	1,8	1,3
Est	MJ/m ²	3,7	5,8	9,3	10,1	12,6	14,5	15,2	13,7	10,2	5,5	3,3	2,7
Sud-Est	MJ/m ²	6,4	8,5	11,6	10,7	11,8	12,8	13,7	13,7	11,8	7,3	5,2	4,8
Sud	MJ/m ²	8,2	10,2	12,3	9,7	9,8	10,4	11,0	11,7	11,5	8,2	6,5	6,2
Sud-Ovest	MJ/m ²	6,4	8,5	11,6	10,7	11,8	12,8	13,7	13,7	11,8	7,3	5,2	4,8
Ovest	MJ/m ²	3,7	5,8	9,3	10,1	12,6	14,5	15,2	13,7	10,2	5,5	3,3	2,7
Nord-Ovest	MJ/m ²	1,8	3,2	5,8	7,6	10,3	12,5	12,7	10,4	7,0	3,3	1,8	1,3
Orizz. Diffusa	MJ/m ²	2,4	3,7	5,4	7,0	8,4	10,0	9,3	8,0	6,4	3,8	2,4	1,8
Orizz. Diretta	MJ/m ²	2,2	3,9	7,3	7,9	10,8	12,6	14,1	12,3	8,1	3,6	1,9	1,5

Irradianza sul piano orizzontale nel mese di massima insolazione:

271 W/m²

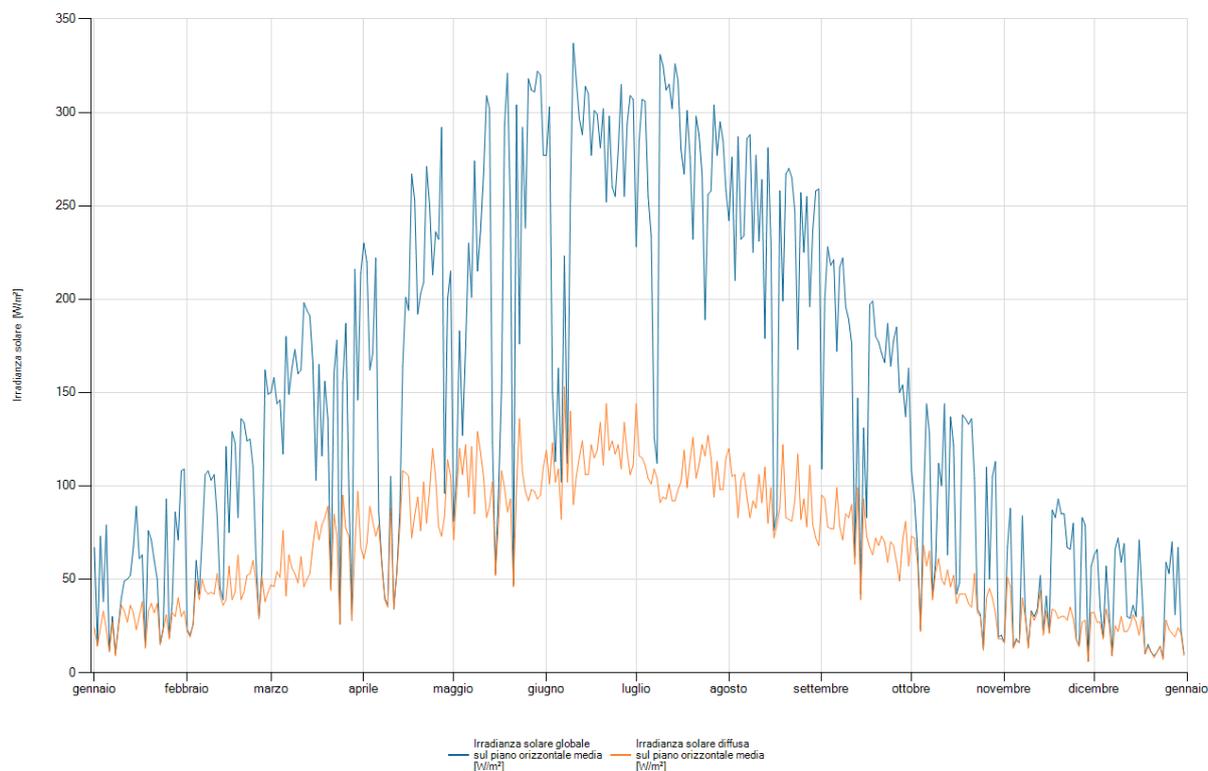


Figura 8- Tabelle e grafici dati Irraggiamento comune di Cameri

Di seguito si riportano i parametri di producibilità legati all'irraggiamento della zona di intervento estratti dal software PVSyst.



**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
RELAZIONE TECNICA**

Pag 23 di
94



PVsyst V7.4.4

Studio Ing. Valz Gris (Italy)

Meteo

Data range
Reference year

Geographical Site
Cameri
Italia

Situation
Latitude 45.50 °N
Longitude 8.66 °E
Altitude 176 m
Time zone UTC+1

Source file characteristics
Source file Cameri_PVGIS_API_TMY.SIT
Date type Reference year
Time step 1 Hour
Time shift of real data -23 Min.

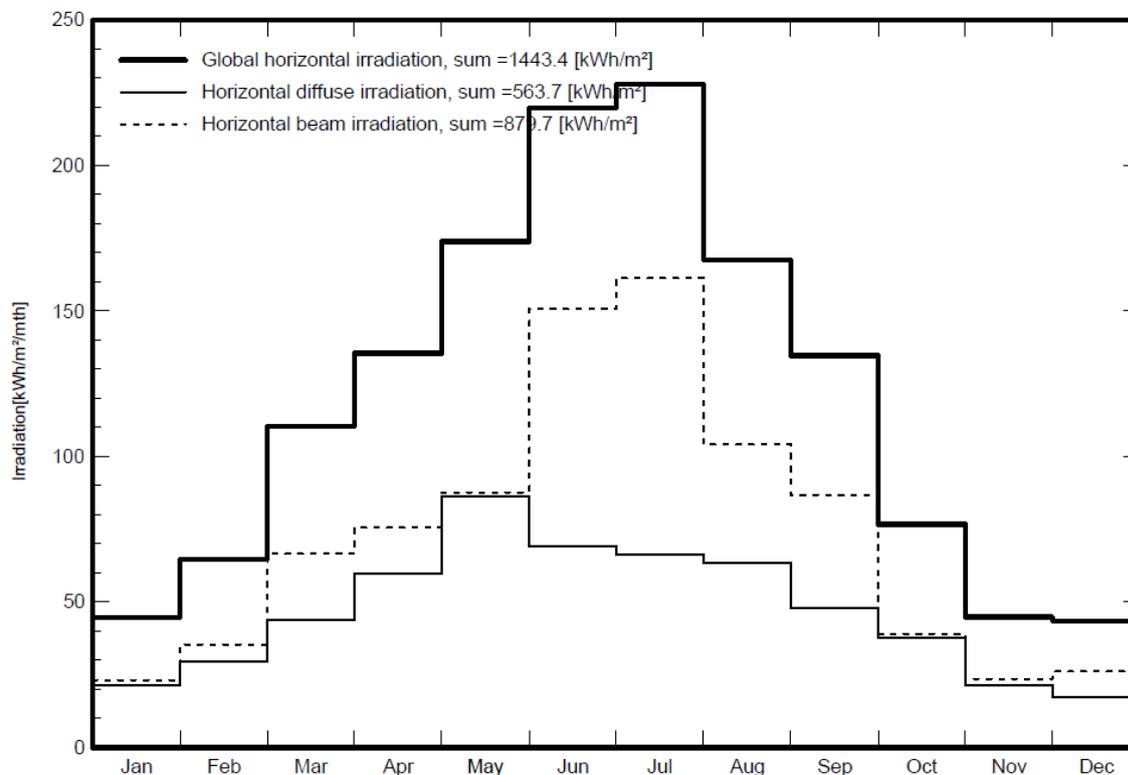
Used parameters in source
Horiz. Global Ambient Temper.
Horiz. Diffuse Wind Velocity
Relative humidity

Monthly accumulations

Interval beginning	GlobHor kWh/m ² /mth	DiffHor kWh/m ² /mth	T_Amb °C	WindVel m/s	RelHum ratio
January	44.7	21.5	3.0	1.2	0.836
February	64.8	29.4	6.4	1.4	0.813
March	110.3	43.7	8.4	1.5	0.764
April	135.4	59.9	11.6	1.9	0.684
May	173.8	86.2	16.9	1.5	0.695
June	219.7	69.0	21.7	1.5	0.725
July	227.8	66.5	24.1	1.6	0.522
August	167.5	63.4	21.5	1.4	0.711
September	134.6	47.9	20.7	1.2	0.745
October	76.7	37.7	12.7	1.2	0.852
November	44.8	21.2	6.7	1.2	0.856
December	43.4	17.2	1.8	1.4	0.813
Year	1443.4	563.7	13.0	1.4	0.751



Meteo for Cameri - Typical Meteorological Year (TMY)



4.3 IMPIANTO FOTOVOLTAICO SU STRUTTURE FISSE

Il presente progetto è relativo alla realizzazione di un impianto fotovoltaico che utilizza pannelli fotovoltaici bifacciali in silicio monocristallino caratterizzato su terreno privato a destinazione agricola tipo con le seguenti caratteristiche:

4.3.1 Dati generali Impianto

Tipo di terreno:	Terreno agricolo
Potenza di picco:	circa 29,261 MWp
Posizionamento del generatore FV:	installazione su strutture fisse
Orientamento asse generatore FV:	NORD-SUD
Fattore di albedo:	erba verde: 0.26
Fattore di riduzione delle ombre	Komb 98%

L'impianto fotovoltaico sarà realizzato utilizzando 46.080 moduli in silicio monocristallino da 635 Wp ciascuno e 86 inverter da 300 kW nominali come dettagliatamente descritto negli elaborati grafici e di seguito. Come si mostra nella planimetria di progetto riportata, il progetto prevede la suddivisione dell'impianto fotovoltaico in 4 distinti sottocampi ciascuno dei quali dotato di cabine di trasformazione ed inverter. I pannelli sono su strutture fisse a doppio pannello da 24 e 48 pannelli schierati a doppia fila e posti a interasse di 8 m. In particolare, si distinguono:



**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
RELAZIONE TECNICA**

Pag 25 di
94

Lotto	Sup. recinzione (ha)	Sottocampo	Struttura 2x12	Struttura 2x24	N. Pannelli 635 Wp	Potenza di picco (kWp)	stringa	serie	n. inverters	
1	18,82	A	17	240	11928	7574,28	497	24	22	
		B	13	227	11208	7117,08	467		21	
		C	16	224	11136	7071,36	464		21	
2	7,04	D	98	197	11808	7498,08	492	22		
TOTAL E	25,86		144	888	46080	29260,8	1920		86	
							29,2608			

Il calcolo delle superfici coperte dai moduli e dalle cabine è riassunto in un'unica tabella:

Calcolo Superfici coperte da moduli e cabine			
	Quantità	Superficie Singolo elemento [m2]	Superficie coperta [m2]
Struttura 2x12	144	67,09	9 660,59
Struttura 2x24	888	134,17	119 147,29
Cabina di Campo	4	14,70	58,81
Cabina di Smistamento	1	19,54	19,54
Cabina di Consegna	1	19,54	19,54
Control Room	2	18,00	36,00
Superficie totale coperta cabine [m2]			133,90
Superficie totale coperta [m2]			128 941,78

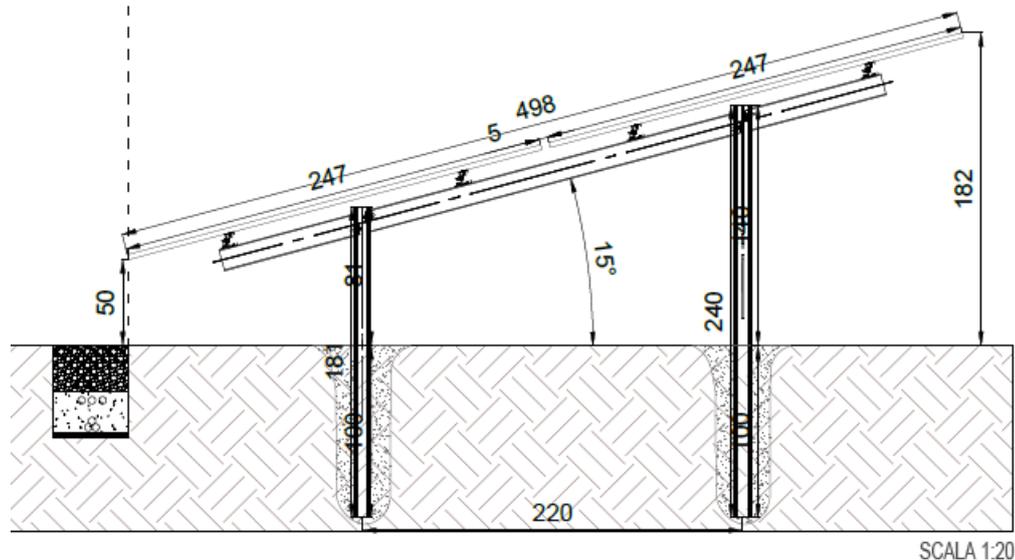
I moduli fotovoltaici saranno posati a terra tramite idonee strutture in acciaio zincato fisse, come meglio descritto in seguito, disposti in file parallele opportunamente distanziate onde evitare fenomeni di ombreggiamento reciproco. L'impianto sarà di tipo GRID-CONNECTED (connesso alla rete elettrica per l'immissione dell'energia).

La misura dell'energia prodotta si realizzerà nel locale di misura all'interno della cabina di consegna ubicata nel campo in progetto ed avverrà, come prescritto dalle norme vigenti, attraverso un contatore di energia di tipo elettromeccanico con visualizzazione della quantità di energia ceduta alla rete elettrica esterna.



4.3.2 Descrizione tecnica delle strutture di sostegno fisse

Il progetto prevede l'impiego di strutture fisse che permettono allo stesso tempo di aumentare significativamente la redditività degli impianti e di ridurre l'impatto visivo degli stessi, avendo altezze inferiori. L'inclinazione solare Nord-Sud ha l'obiettivo di massimizzare l'efficienza energetica e i costi di un impianto fotovoltaico a terra che impiega pannelli fotovoltaici in silicio cristallino. Si riporta la sezione e stralcio di prospetto/seziona delle strutture di progetto:



STRALCIO DI SEZIONE/PROSPETTO DELLE
STRUTTURE DI SUPPORTO DEI PANNELLI

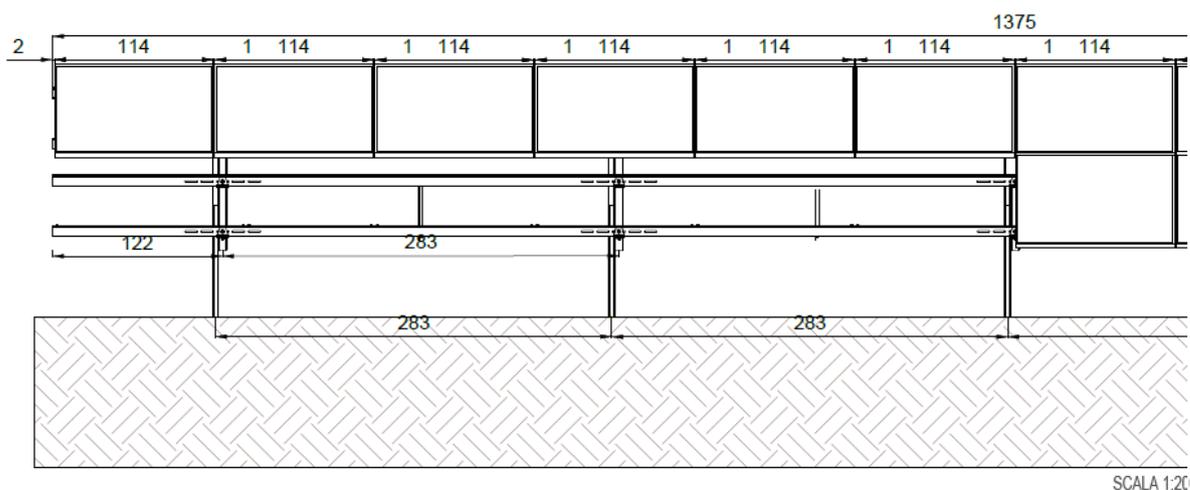


Figura 9 - Sezione e Prospetto strutture fisse



4.3.3 Descrizione Inverter

L'area di impianto è servita nel complesso da 86 inverter opportunamente installati sulle strutture di sostegno. Gli inverter in progetto sono di marchio HUAWEI e modello SUN2000-330KTL-H1.

Di seguito vengono riportate le schede tecniche di riferimento:

SUN2000-330KTL-H1

Smart String Inverter



Max. Efficiency
≥99.0%



Smart Self Clean Fan



Smart DC Connector
Temperature Detect



Smart String Level
Disconnection



28 High Accuracy String
Current Detect



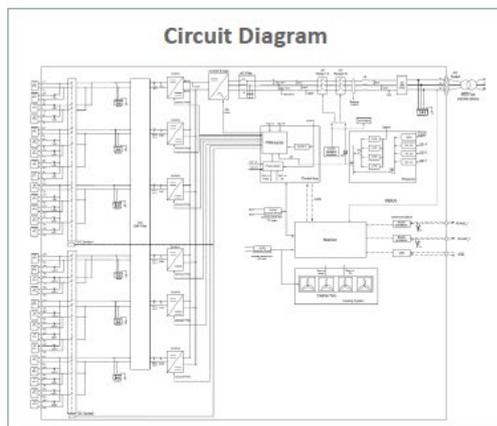
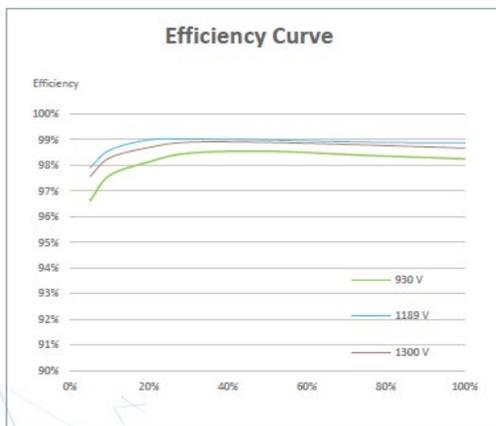
Support IV diagnosis



IP 66 protection



Surge Arresters for
DC & AC





**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
RELAZIONE TECNICA**

Pag 28 di
94

SUN2000-330KTL-H1

Technical Specifications

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. Short Circuit Current per MPPT	115 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)	≤112 kg
Operating Temperature Range	-30 °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	IP 66
Topology	Transformerless



4.3.4 Collegamenti elettrici e cavidotti

La connessione in serie dei moduli fotovoltaici dovrà essere effettuata utilizzando i connettori multicontact preinstallati dal produttore nelle scatole di giunzione poste sul retro di ogni modulo. I cavi dovranno essere stesi fino a dove possibile all'interno degli appositi canali previsti nei profili delle strutture di fissaggio. Per la distribuzione dei cavi all'esterno si devono praticare degli scavi di profondità non inferiore a 1,7 m per l'alta tensione, non inferiore a 1,10 m per la media tensione e non inferiore a 0,6 m per la bassa tensione, seguendo un percorso il più possibile parallelo a strade o passaggi. I cavi MT dovranno essere separati da quelli BT e i cavi BT separati da quelli di segnalazione e monitoraggio. Ad intervalli di circa 500 m per tratti rettilinei e ad ogni derivazione si interporranno dei pozzetti rompitratta (del tipo prefabbricato con chiusino in cemento) per agevolare la posa delle condutture e consentire l'ispezione ed il controllo dell'impianto. I cavi, anche se del tipo per posa direttamente interrata, devono essere protetti meccanicamente mediante tubi. Il percorso interrato deve essere segnalato, ad esempio colorando opportunamente i tubi (si deve evitare il colore giallo, arancio, rosso) oppure mediante nastri segnalatori posti a 20 cm sopra le tubazioni. Le tubazioni dei cavidotti in PVC devono essere di tipo pesante (resistenza allo schiacciamento non inferiore a 750 N). Ogni singolo elemento è provvisto ad una estremità di bicchiere per la giunzione. Il tubo è posato in modo che esso si appoggi sul fondo dello scavo per tutta la lunghezza; è completo di ogni minuteria ed accessorio per renderlo in opera conformemente alle norme CEI 23-29.

I collegamenti elettrici lato DC dai moduli agli inverter, verranno realizzati mediante l'utilizzo di cavi di adeguata sezione tale da garantire perdite complessive inferiori al 2% (come di seguito specificato). I collegamenti elettrici lato AC tra gli inverter e le cabine di trasformazione saranno realizzati mediante cavi in BT, invece tra le cabine di trasformazione, smistamento, consegna e la Step-Up saranno realizzati mediante cavi in MT opportunamente dimensionati per garantire una caduta di tensione inferiore al 4%. Il collegamento dalla Step-Up alla Stazione elettrica CP 132 di Galliate avverrà mediante cavi in AT.

La colorazione delle anime rispetta le norme UNEL ed il grado d'isolamento è scelto in funzione dell'effettiva tensione di esercizio. Per non compromettere la sicurezza di chi opera sull'impianto durante la verifica o l'adeguamento o la manutenzione, i conduttori avranno la seguente colorazione:

Conduttori di protezione: giallo-verde (obbligatorio)
Conduttore di neutro: blu chiaro (obbligatorio)
Conduttore di fase: grigio / marrone
Conduttore per circuiti in C.C.: chiaramente siglato con indicazione del positivo con "+" e del negativo con "-".

I cavi sono dimensionati come descritto nel paragrafo "4.4 – RELAZIONE DI CALCOLO IMPIANTI ELETTRICI". I tabulati di calcolo eseguiti dall'apposito software sono allegati nell'elaborato "DOC19-CALCOLO IMPIANTI ELETTRICI E VALUTAZIONE PRODUZIONE IMPIANTO".



**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
RELAZIONE TECNICA**

Pag 30 di
94

4.3.5 Moduli fotovoltaici

I moduli previsti sono **Jinko Solar Tiger Neo N-type 78HL4-BDV da 635 Wp**.

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

Ogni modulo dispone di diodi di by-pass alloggiati in una cassetta IP68 e posti in antiparallelo alle celle così da salvaguardare il modulo in caso di contro-polarizzazione di una o più celle dovuta ad ombreggiamenti o danneggiamenti.

I moduli scelti sono forniti di cornice e con garanzia di una potenza non inferiore al 94,60 % del valore iniziale dopo 12 anni di funzionamento ed all'87,40% dopo 30 anni.

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

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

Di seguito si riporta la scheda tecnica dei moduli considerati:



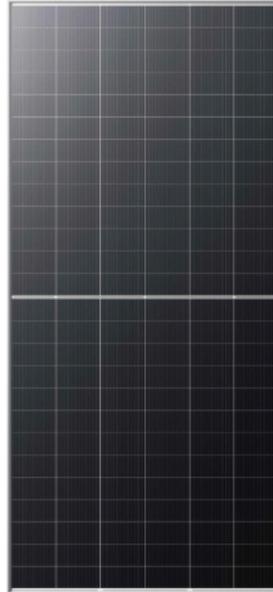
www.jinkosolar.com



Tiger Neo N-type 78HL4-BDV 615-635 Watt

BIFACIAL MODULE WITH DUAL
GLASS

N-Type



Positive power tolerance of 0~+3%

IEC61215(2016), IEC61730(2016)

ISO9001:2015: Quality Management System

ISO14001:2015: Environment Management System

ISO45001:2018
Occupational health and safety management systems

Key Features



SMBB Technology

Better light trapping and current collection to improve module power output and reliability.



Hot 2.0 Technology

The N-type module with Hot 2.0 technology has better reliability and lower LID/LETID.



PID Resistance

Excellent Anti-PID performance guarantee via optimized mass-production process and materials control.



Enhanced Mechanical Load

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).



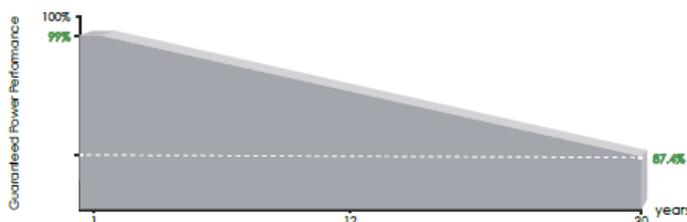
Higher Power Output

Module power increases 5-25% generally, bringing significantly lower LCOE and higher IRR.



POSITIVE QUALITY
Continues Quality Assessment

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY



12 Year Product Warranty

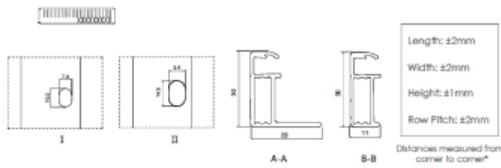
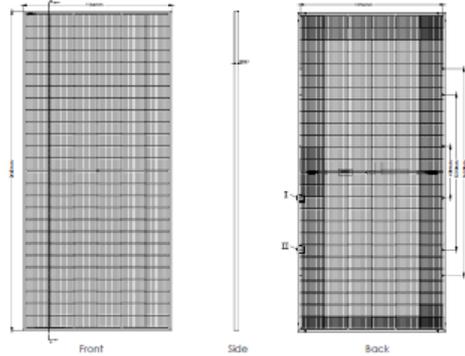
30 Year Linear Power Warranty

0.40% Annual Degradation Over 30 years



**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
RELAZIONE TECNICA**

Engineering Drawings



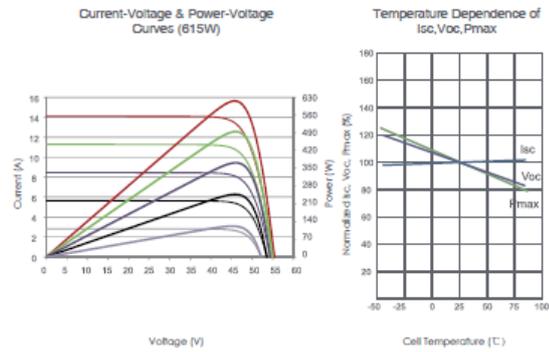
*For detailed size and tolerance specification, please consult detailed module drawing

Packaging Configuration

[Two pallets = One stack]

36pcs/pallets, 72pcs/stack, 576pcs/ 40HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	N type Mono-crystalline
No. of cells	156 (2x78)
Dimensions	2465x1134x30mm (97.05x44.65x1.18 inch)
Weight	34kg (74.9lbs)
Front Glass	2.0mm, Anti-Reflection Coating
Back Glass	2.0mm, Heat Strengthened Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1x4.0mm ² (+): 400mm, (-): 200mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM615N-78HL4-BDV		JKM620N-78HL4-BDV		JKM625N-78HL4-BDV		JKM630N-78HL4-BDV		JKM635N-78HL4-BDV	
	STC	NOCT								
Maximum Power (Pmax)	615Wp	463Wp	620Wp	467Wp	625Wp	471Wp	630Wp	475Wp	635Wp	479Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	47.20V	44.39V	47.37V	44.54V	47.54V	44.69V	47.70V	44.83V	47.86V	44.98V
Maximum Power Current (Imp)	13.03A	10.44A	13.09A	10.49A	13.15A	10.54A	13.21A	10.59A	13.27A	10.64A
Open-circuit Voltage (Voc)	56.69V	42.72V	56.82V	42.82V	56.95V	42.92V	57.08V	43.02V	57.21V	43.11V
Short-circuit Current (Isc)	13.68A	10.31A	13.74A	10.35A	13.80A	10.40A	13.86A	10.44A	13.92A	10.49A
Module Efficiency STC (%)	22.00%		22.18%		22.36%		22.54%		22.72%	
Operating Temperature (°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	30A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.29%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.25%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.045%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									
Refer. Bifacial Factor	80±5%									

*STC: Irradiance 1000W/m² Cell Temperature 25°C AM=1.5
 NOCT: Irradiance 800W/m² Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s



4.3.6 Descrizione Cabinati

All'interno dell'area di progetto dell'impianto saranno presenti:

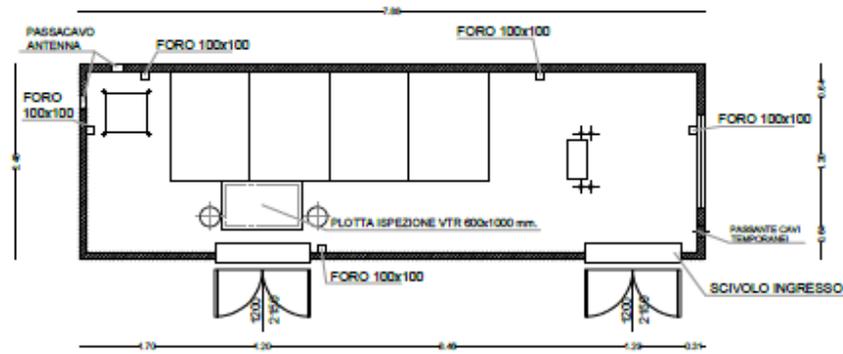
- Una cabina di smistamento all'interno del lotto 1, posizionata a sud in prossimità dell'ingresso;
- Una cabina di consegna all'interno del lotto 2, posizionata a nord in prossimità dell'ingresso;
- Due container-control room

Si tratta di cabine elettriche prefabbricate già omologate, la posa in opera prevede uno scavo i 0,6 m (esclusi i container).

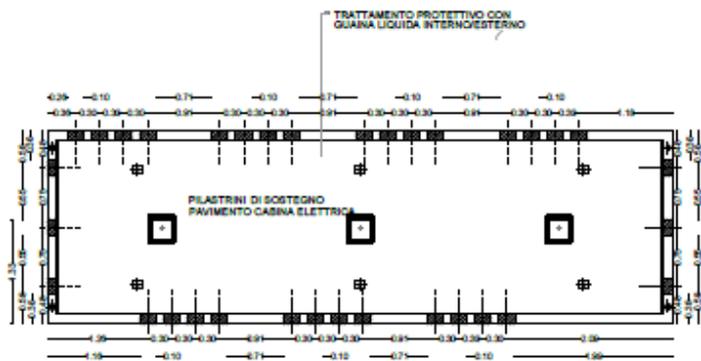
All'interno dell'area di progetto della Step-Up saranno presenti:

- Una cabina, posizionata a sud in prossimità dell'ingresso;
- Stalli e trasformatori

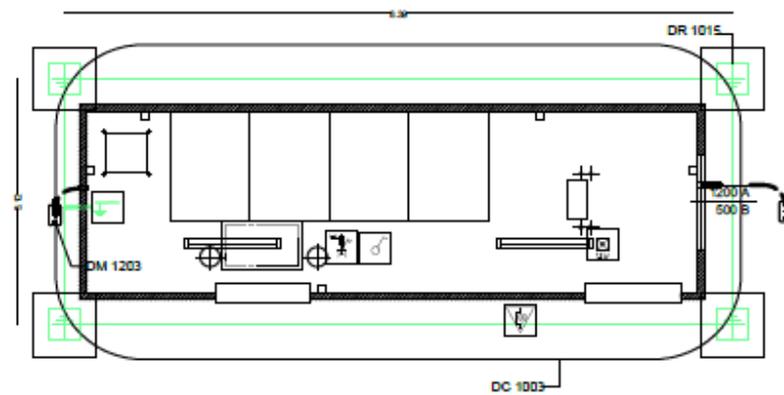
Di seguito vengono riportate le sezioni dei cabinati di progetto dell'impianto fotovoltaico e dell'area della Step-Up:



PIANTA COMPONENTI



BASAMENTO DI FONDAZIONE A VASCA



PIANTA IMPIANTO E MESSA A TERRA ESTERNA

Figura 10 - Piante cabina di smistamento



**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
RELAZIONE TECNICA**

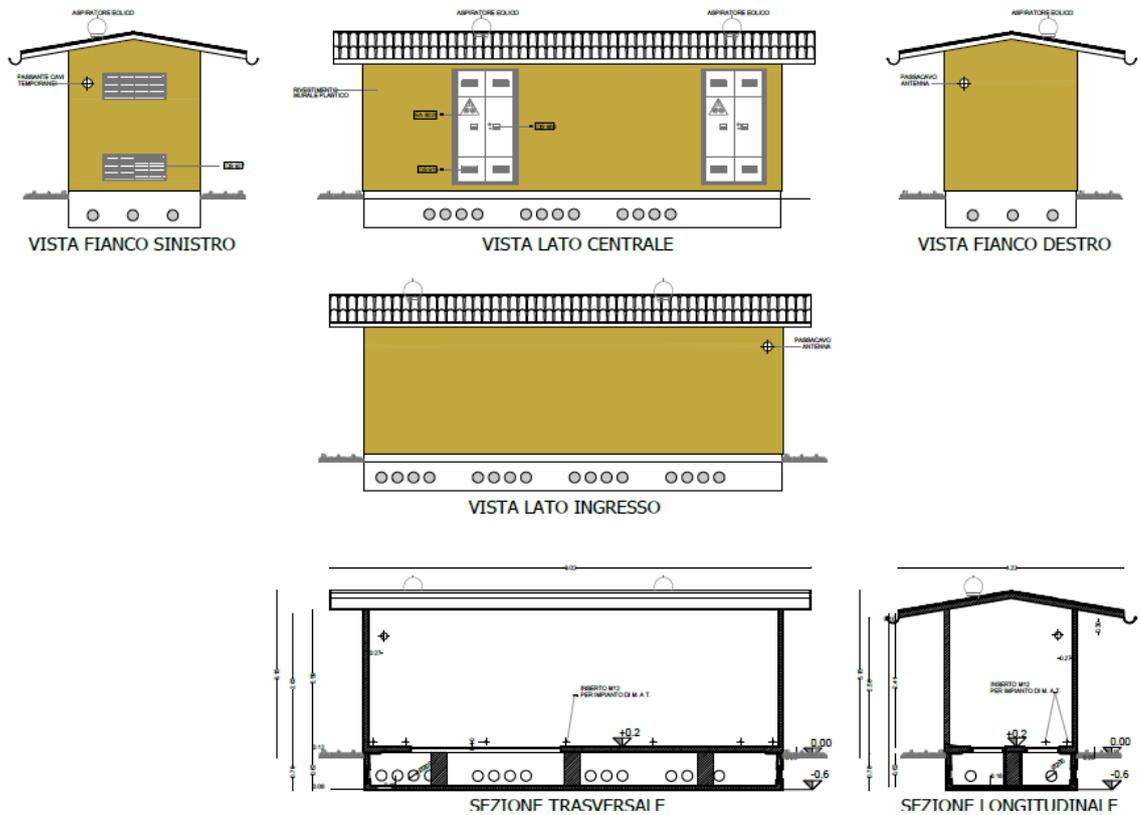
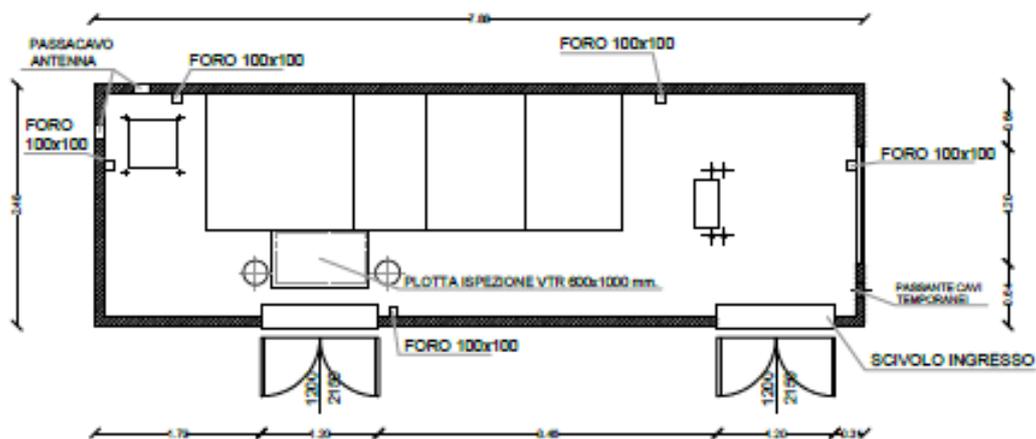


Figura 11 – Prospetti e sezioni Cabina di smistamento

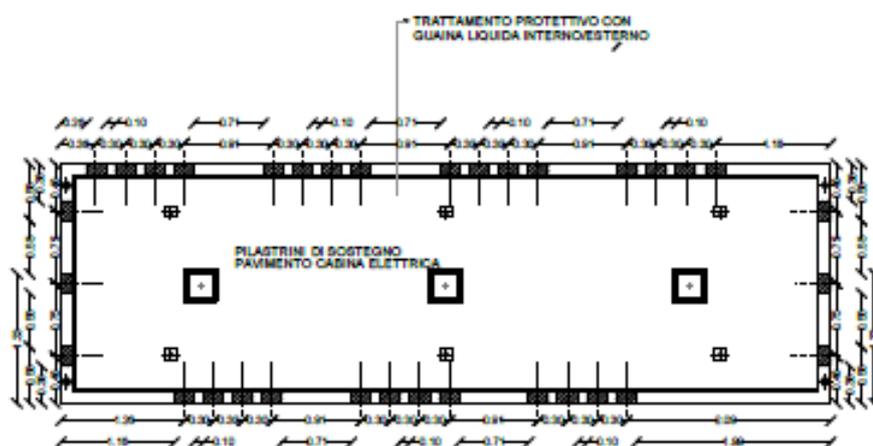


**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
RELAZIONE TECNICA**

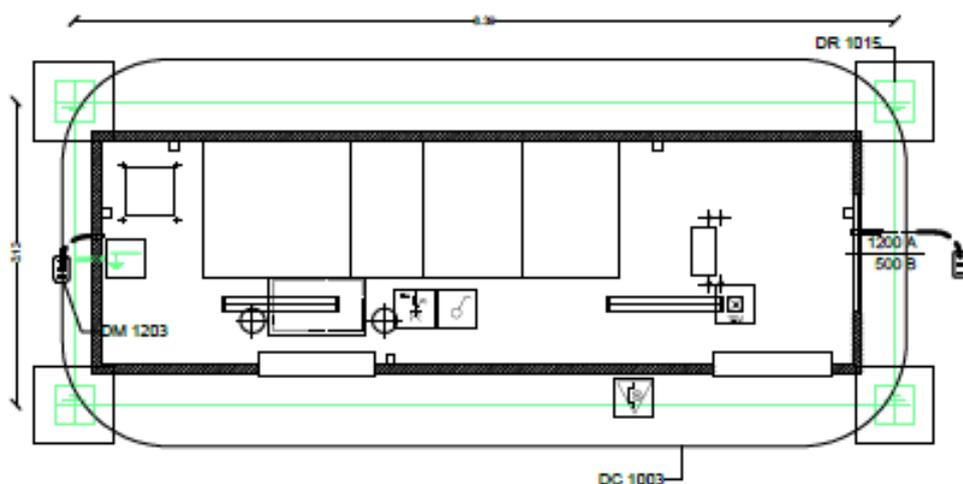
Pag 36 di
94



PIANTA COMPONENTI



BASAMENTO DI FONDAZIONE A VASCA



PIANTA IMPIANTO E MESSA A TERRA ESTERNA

Figura 12 - Piante cabina di consegna

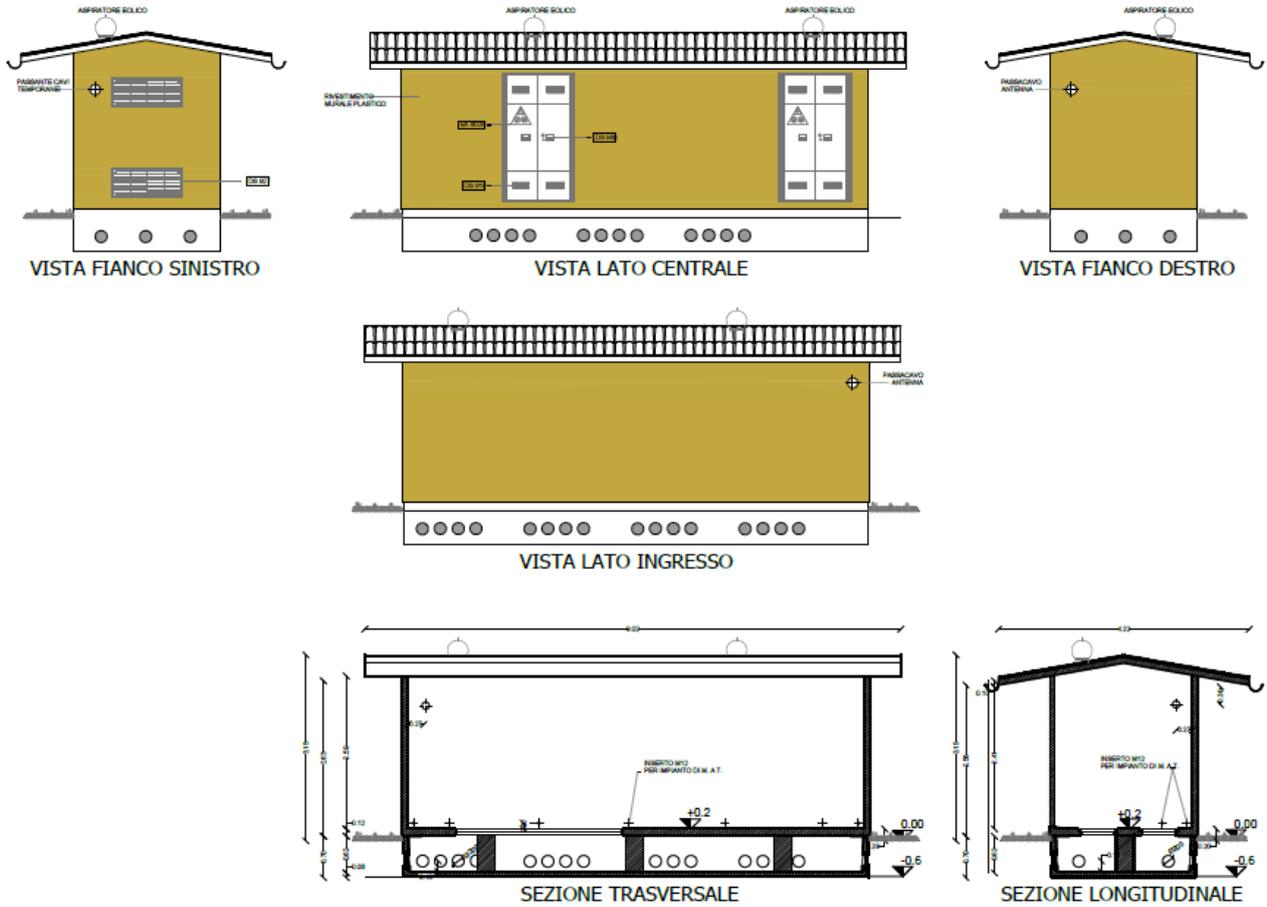
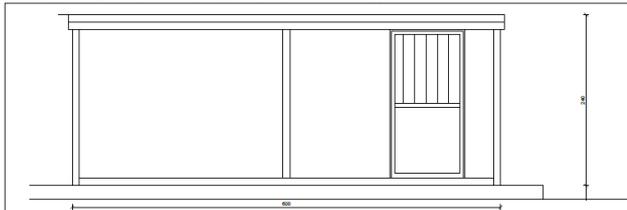


Figura 13 – Prospetti e sezioni Cabina di consegna

PROSPETTO NORD - scala 1:100



PROSPETTO SUD - scala 1:100

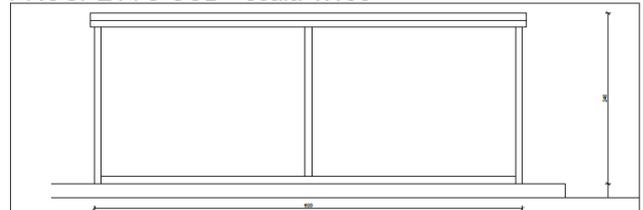
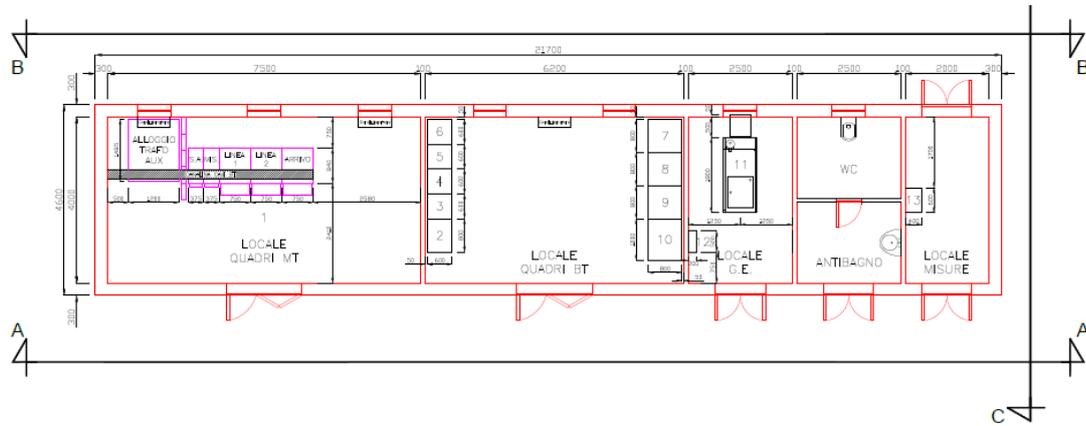
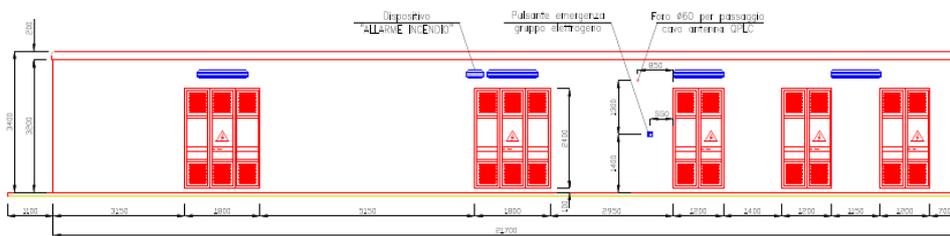


Figura 14 – Container-Control room



VISTA A-A



VISTA B-B

VISTA C-C

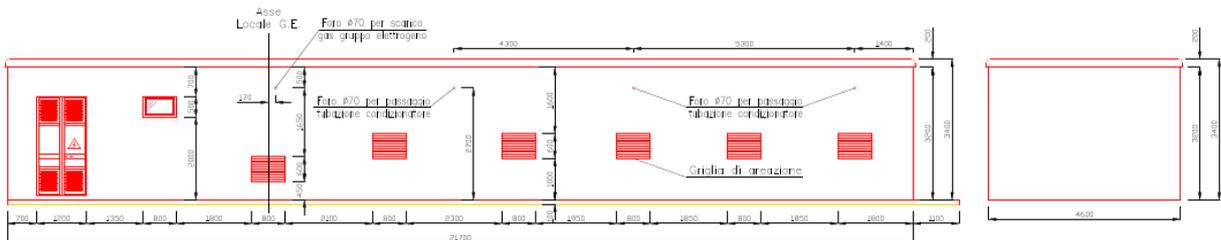


Figura 15 - Cabina Step-Up

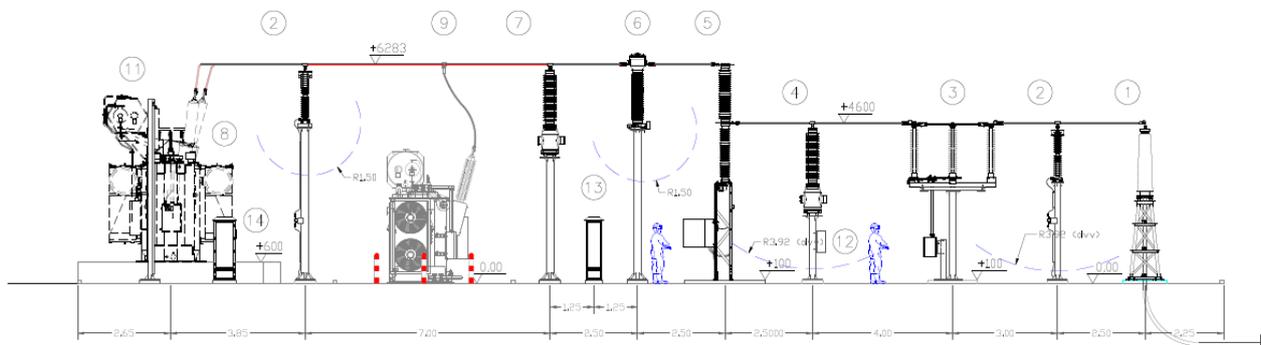


Figura 16 - Stallo e trasformatore



4.3.7 Collegamento tra impianto e Step-Up - CP di e-Distribuzione di Galliate

L'energia prodotta all'interno del Lotto 1 verrà veicolata mediante cavidotto interrato esterno al campo in media tensione (30 kV) lungo circa 20 m dalla cabina di smistamento alla cabina di consegna interna al Lotto 2. L'energia complessiva prodotta da entrambi i lotti percorrerà il tratto di collegamento di cavidotto fino alla Step-Up, così da innalzare la tensione da 30 kV a 132 kV (alta tensione). Dalla Step-Up verrà realizzato un cavidotto interrato a 132 kV per il collegamento con la CP di e-Distribuzione nel comune di Galliate, posizionata a 11,463 km dall'area d'impianto ed in prossimità della Step-Up.

Sulla base di una pre-analisi sui possibili impatti su traffico, viabilità e interferenze con i sottoservizi, si è preferito utilizzare un tracciato per il cavidotto di maggiore lunghezza, che però percorre strade meno urbanizzate e porzioni boscate/agricole, rispetto ad un percorso notevolmente più breve (quindi di minore impatto economico per la Proponente) che però sarebbe entrato in conflitto con il sistema delle abitazioni ed arrecato quindi maggiori disagi.

Lunghezza collegamento Cameri 6.060 m;
 Galliate 5.403 m
 Totale 11.463 m.



Figura 17 - Inquadramento progetto su ortofoto con collegamento alla Step-Up



4.3.8 Tecnologia No -Dig

Si effettuerà la posa dei cavi con tecnica HDD Horizontal Directional Drilling in prossimità delle interferenze prevedendo l'esecuzione dei pozzi di lancio ed arrivo.

Si procederà alla posa dei cavi con l'ausilio di tecnica non invasiva No Dig.



Nello specifico si prevede di adottare la tecnologia del Horizontal Directional Drilling (HDD) che prevede la esecuzione della perforazione eseguita mediante utensile direzionabile. La capacità di controllo della traiettoria piano altimetrica è data dall'impiego contemporaneo di un sistema di guida e di una testa perforante direzionabile. La posizione della testa di scavo è monitorata in continuo grazie alla presenza di una sonda: è così possibile controllare il tracciato della perforazione con il profilo di progetto, riscontrare e correggere in tempo reale eventuali deviazioni. Il controllo elettronico piano altimetrico della perforazione in uno all'utilizzo di tubazioni flessibili (tipo in PEAD) permettono la realizzazione di tracciati di notevole curvatura.

Operativamente la realizzazione dell'attraversamento prevede tre macro-fasi che sinteticamente si riportano nel seguito:

1. **Esecuzione della postazione** di partenza dove viene posizionato l'impianto di perforazione. Realizzazione di un foro pilota di piccolo diametro che, rispettando il profilo di progetto, avrà il suo punto di approdo sul lato opposto a quello di immissione ovvero oltre l'infrastruttura oggetto di interferenza. Il foro in questione è eseguito mediante lancia di perforazione e l'inserimento nel terreno della batteria di aste mentre, l'asportazione del terreno scavato avviene per mezzo di fanghi bentonitici a circolazione continua.
2. **Alesatura del foro** mediante allargamento del foro pilotato al fine di raggiungere il diametro richiesto per l'alloggiamento della condotta. L'operazione viene eseguita con l'ausilio di getti di fango che consentono l'asportazione del terreno e la stabilizzazione delle pareti del foro mentre gli alesatori-compattatori ruotano per effetto del moto trasmesso dalle aste ed esercitano un'azione fresante allargando il foro.
3. **Tiro della tubazione** – procedendo nella stessa direzione della alesatura il tubo in PEAD di attraversamento viene agganciato all'alesatore e viene trainato fino ad occupare l'intera lunghezza della perforazione. Un apposito giunto evita che il moto rotatorio dell'alesatore possa indurre nella tubazione una sollecitazione di tipo torsionale.

La tecnologia utilizzata (HDD) permette di limitare i punti di intervento al punto di lancio e di arrivo in cui si effettueranno gli scavi per posizionare la strumentazione. Prima di effettuare la perforazione verranno eseguite una serie di indagini, quali ad esempio l'introspezione mediante radar della natura del sottosuolo e



della presenza di altri impianti (indagine litologica) che consentano di ricostruire la situazione del sottosuolo nel tratto interessato dalla posa dei tubi.

La bentonite è un'argilla fine mescolata con l'acqua per formare i fanghi di trivellazione. Questi fanghi permettono il raffreddamento dello strumento di trivellazione e di alesaggio, il consolidamento delle pareti del tunnel ed agevolano anche la trivellazione grazie alla pressione. Essi contribuiscono anche all'evacuazione dei materiali di scavo prima del trascinarsi della condotta. È possibile modificare leggermente la densità di questo prodotto, talvolta in corso d'opera, per facilitare la trivellazione ed il trascinarsi. I fanghi di trivellazione saranno riciclati ed utilizzati in un circuito chiuso.

I punti interessati dalla tecnologia NO DIG sono i evidenziati sulle specifiche tavole di progetto TAV12 – COLLEGAMENTO” e nella tavola “TAV13 – INTERFERENZE COLLEGAMENTO.

4.4 CONTROLLO E MONITORAGGIO DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

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

4.5 IMPIANTO DI ANTIFURTO

L'impianto sarà dotato di sistema TVCC a circuito chiuso a controllo remoto, completo di collegamenti con palo e plinto e barriere anti-intrusione.

Sia durante le fasi di realizzazione dell'impianto sia durante la vita utile un Istituto di Vigilanza installerà un sistema a ponte radio attraverso il quale potrà monitorare nelle ore notturne il parco fotovoltaico.

Il sistema garantisce che in caso di manomissioni da parte di malintenzionati, l'allarme generato sia trasferito alla sala di controllo dell'Istituto di Vigilanza che provvederà a far intervenire una pattuglia di controllo.

4.6 RELAZIONE DI CALCOLO DELL'IMPIANTO ELETTRICO

Calcolo delle correnti di impiego

Il calcolo delle correnti d'impiego viene eseguito in base alla classica espressione:

$$I_b = \frac{P_d}{k_{ca} \cdot V_n \cdot \cos\varphi}$$

nella quale:

- $k_{ca} = 1$ sistema monofase o bifase, due conduttori attivi;
- $k_{ca} = 1.73$ sistema trifase, tre conduttori attivi.

Se la rete è in corrente continua il fattore di potenza $\cos\varphi$ è pari a 1.

Dal valore massimo (modulo) di I_b vengono calcolate le correnti di fase in notazione vettoriale (parte reale ed immaginaria) con le formule:



$$\begin{aligned} \dot{I}_1 &= I_b \cdot e^{-j\varphi} = I_b \cdot (\cos\varphi - j\sin\varphi) \\ \dot{I}_2 &= I_b \cdot e^{-j(\varphi-2\pi/3)} = I_b \cdot \left(\cos\left(\varphi - \frac{2\pi}{3}\right) - j\sin\left(\varphi - \frac{2\pi}{3}\right) \right) \\ \dot{I}_3 &= I_b \cdot e^{-j(\varphi-4\pi/3)} = I_b \cdot \left(\cos\left(\varphi - \frac{4\pi}{3}\right) - j\sin\left(\varphi - \frac{4\pi}{3}\right) \right) \end{aligned}$$

Il vettore della tensione V_n è supposto allineato con l'asse dei numeri reali:

$$\dot{V}_n = V_n + j0$$

La potenza di dimensionamento P_d è data dal prodotto:

$$P_d = P_n \cdot \text{coeff}$$

nella quale *coeff* è pari al fattore di utilizzo per utenze terminali oppure al fattore di contemporaneità per utenze di distribuzione.

Per le utenze terminali la potenza P_n è la potenza nominale del carico, mentre per le utenze di distribuzione P_n rappresenta la somma vettoriale delle P_d delle utenze a valle ($\square P_d$ a valle).

La potenza reattiva delle utenze viene calcolata invece secondo la:

$$Q_n = P_n \cdot \tan\varphi$$

per le utenze terminali, mentre per le utenze di distribuzione viene calcolata come somma vettoriale delle potenze reattive nominali a valle ($\square Q_d$ a valle).

Il fattore di potenza per le utenze di distribuzione viene valutato, di conseguenza, con la:

$$\cos\varphi = \cos\left(\arctan\left(\frac{Q_n}{P_n}\right)\right)$$

Dimensionamento dei cavi

Il criterio seguito per il dimensionamento dei cavi è tale da poter garantire la protezione dei conduttori alle correnti di sovraccarico.

In base alla norma CEI 64-8/4 (par. 433.2), infatti, il dispositivo di protezione deve essere coordinato con la conduttura in modo da verificare le condizioni:

- a) $I_b \leq I_n \leq I_z$
- b) $I_f \leq 1.45 \cdot I_z$

Per la condizione a) è necessario dimensionare il cavo in base alla corrente nominale della protezione a monte. Dalla corrente I_b , pertanto, viene determinata la corrente nominale della protezione (seguendo i valori normalizzati) e con questa si procede alla determinazione della sezione.

Il dimensionamento dei cavi rispetta anche i seguenti casi:

- condutture senza protezione derivate da una conduttura principale protetta contro i sovraccarichi con dispositivo idoneo ed in grado di garantire la protezione anche delle condutture derivate;
- conduttura che alimenta diverse derivazioni singolarmente protette contro i sovraccarichi, quando la somma delle correnti nominali dei dispositivi di protezione delle derivazioni non supera la portata I_z della conduttura principale.

L'individuazione della sezione si effettua utilizzando le tabelle di posa assegnate ai cavi. Elenchiamo alcune tabelle, indicate per il mercato italiano:

- IEC 60364-5-52 (PVC/EPR);
- IEC 60364-5-52 (Mineral);
- CEI-UNEL 35024/1;
- CEI-UNEL 35024/2;
- CEI-UNEL 35026;
- CEI 20-91 (HEPR).

In media tensione, la gestione del calcolo si divide a seconda delle tabelle scelte:

- CEI 11-17;



**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
RELAZIONE TECNICA**

Pag 43 di
94

- CEI UNEL 35027 (1-30kV).
- EC 60502-2 (6-30kV)
- IEC 61892-4 off-shore (fino a 30kV)

Il programma gestisce ulteriori tabelle, specifiche per alcuni paesi. L'elenco completo è disponibile nei Riferimenti normativi.

Esse oltre a riportare la corrente ammissibile I_z in funzione del tipo di isolamento del cavo, del tipo di posa e del numero di conduttori attivi, riportano anche la metodologia di valutazione dei coefficienti di declassamento. La portata minima del cavo viene calcolata come:

$$I_{z \min} = \frac{I_n}{k}$$

dove il coefficiente k ha lo scopo di declassare il cavo e tiene conto dei seguenti fattori:

- tipo di materiale conduttore;
- tipo di isolamento del cavo;
- numero di conduttori in prossimità compresi eventuali paralleli;
- eventuale declassamento deciso dall'utente.

La sezione viene scelta in modo che la sua portata (moltiplicata per il coefficiente k) sia superiore alla $I_{z \min}$. Gli eventuali paralleli vengono calcolati nell'ipotesi che abbiano tutti la stessa sezione, lunghezza e tipo di posa (vedi norma 64.8 par. 433.3), considerando la portata minima come risultante della somma delle singole portate (declassate per il numero di paralleli dal coefficiente di declassamento per prossimità).

La condizione b) non necessita di verifica in quanto gli interruttori che rispondono alla norma CEI 23.3 hanno un rapporto tra corrente convenzionale di funzionamento I_f e corrente nominale I_n minore di 1.45 ed è costante per tutte le tarature inferiori a 125 A. Per le apparecchiature industriali, invece, le norme CEI 17.5 e IEC 947 stabiliscono che tale rapporto può variare in base alla corrente nominale, ma deve comunque rimanere minore o uguale a 1.45.

Risulta pertanto che, in base a tali normative, la condizione b) sarà sempre verificata.

Le condutture dimensionate con questo criterio sono, pertanto, protette contro le sovracorrenti.

Integrale di Joule

Dalla sezione dei conduttori del cavo deriva il calcolo dell'integrale di Joule, ossia la massima energia specifica ammessa dagli stessi, tramite la:

$$I^2 \cdot t = K^2 \cdot S^2$$

La costante K viene data dalla norma CEI 64-8/4 (par. 434.3), per i conduttori di fase e neutro e, dal paragrafo 64-8/5 (par. 543.1), per i conduttori di protezione in funzione al materiale conduttore e al materiale isolante. Per i cavi ad isolamento minerale le norme attualmente sono allo studio, i paragrafi sopraccitati riportano però nella parte commento dei valori prudenziali.

I valori di K riportati dalla norma sono per i conduttori di fase (par. 434.3):

Cavo in rame e isolato in PVC:	K = 115
Cavo in rame e isolato in gomma G:	K = 135
Cavo in rame e isolato in gomma etilenpropilenica G5-G7:	K = 143
Cavo in rame serie L rivestito in materiale termoplastico:	K = 115
Cavo in rame serie L nudo:	K = 200
Cavo in rame serie H rivestito in materiale termoplastico:	K = 115
Cavo in rame serie H nudo:	K = 200
Cavo in alluminio e isolato in PVC:	K = 74
Cavo in alluminio e isolato in G, G5-G7:	K = 92

I valori di K per i conduttori di protezione unipolari (par. 543.1) tab. 54B:

Cavo in rame e isolato in PVC:	K = 143
Cavo in rame e isolato in gomma G:	K = 166
Cavo in rame e isolato in gomma G5-G7:	K = 176



**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
RELAZIONE TECNICA**

Pag 44 di
94

Cavo in rame serie L rivestito in materiale termoplastico:	K = 143
Cavo in rame serie L nudo:	K = 228
Cavo in rame serie H rivestito in materiale termoplastico:	K = 143
Cavo in rame serie H nudo:	K = 228
Cavo in alluminio e isolato in PVC:	K = 95
Cavo in alluminio e isolato in gomma G:	K = 110
Cavo in alluminio e isolato in gomma G5-G7:	K = 116

I valori di K per i conduttori di protezione in cavi multipolari (par. 543.1) tab. 54C:

Cavo in rame e isolato in PVC:	K = 115
Cavo in rame e isolato in gomma G:	K = 135
Cavo in rame e isolato in gomma G5-G7:	K = 143
Cavo in rame serie L rivestito in materiale termoplastico:	K = 115
Cavo in rame serie L nudo:	K = 228
Cavo in rame serie H rivestito in materiale termoplastico:	K = 115
Cavo in rame serie H nudo:	K = 228
Cavo in alluminio e isolato in PVC:	K = 76
Cavo in alluminio e isolato in gomma G:	K = 89
Cavo in alluminio e isolato in gomma G5-G7:	K = 94

Dimensionamento dei conduttori di neutro

La norma CEI 64-8 par. 524.2 e par. 524.3, prevede che la sezione del conduttore di neutro, nel caso di circuiti polifasi, possa avere una sezione inferiore a quella dei conduttori di fase se sono soddisfatte le seguenti condizioni:

- il conduttore di fase abbia una sezione maggiore di 16 mm²;
- la massima corrente che può percorrere il conduttore di neutro non sia superiore alla portata dello stesso
- la sezione del conduttore di neutro sia almeno uguale a 16 mm² se il conduttore è in rame e a 25 mm² se il conduttore è in alluminio.

Nel caso in cui si abbiano circuiti monofasi o polifasi e questi ultimi con sezione del conduttore di fase minore di 16 mm² se conduttore in rame e 25 mm² se conduttore in alluminio, il conduttore di neutro deve avere la stessa sezione del conduttore di fase. In base alle esigenze progettuali, sono gestiti fino a tre metodi di dimensionamento del conduttore di neutro, mediante:

- determinazione in relazione alla sezione di fase;
- determinazione tramite rapporto tra le portate dei conduttori;
- determinazione in relazione alla portata del neutro.

Il primo criterio consiste nel determinare la sezione del conduttore in questione secondo i seguenti vincoli dati dalla norma:

$$\begin{aligned} S_f < 16\text{mm}^2: & \quad S_n = S_f \\ 16 \leq S_f \leq 35\text{mm}^2: & \quad S_n = 16\text{mm}^2 \\ S_f > 35\text{mm}^2: & \quad S_n = S_f / 2 \end{aligned}$$

Il secondo criterio consiste nell'impostare il rapporto tra le portate del conduttore di fase e il conduttore di neutro, e il programma determinerà la sezione in base alla portata.

Il terzo criterio consiste nel dimensionare il conduttore tenendo conto della corrente di impiego circolante nel neutro come per un conduttore di fase.

Le sezioni dei neutri possono comunque assumere valori differenti rispetto ai metodi appena citati, comunque sempre calcolati a regola d'arte.

Dimensionamento dei conduttori di protezione

Le norme CEI 64.8 par. 543.1 prevedono due metodi di dimensionamento dei conduttori di protezione:



- determinazione in relazione alla sezione di fase;
- determinazione mediante calcolo.

Il primo criterio consiste nel determinare la sezione del conduttore di protezione seguendo vincoli analoghi a quelli introdotti per il conduttore di neutro:

$$\begin{aligned} S_f < 16\text{mm}^2: & \quad S_{PE} = S_f \\ 16 \leq S_f \leq 35\text{mm}^2: & \quad S_{PE} = 16\text{mm}^2 \\ S_f > 35\text{mm}^2: & \quad S_{PE} = S_f / 2 \end{aligned}$$

Il secondo criterio determina tale valore con l'integrale di Joule, ovvero la sezione del conduttore di protezione non deve essere inferiore al valore determinato con la seguente formula:

$$S_p = \frac{\sqrt{I^2 \cdot t}}{K}$$

dove:

- S_p è la sezione del conduttore di protezione (mm^2);
 - I è il valore efficace della corrente di guasto che può percorrere il conduttore di protezione per un guasto di impedenza trascurabile (A);
 - t è il tempo di intervento del dispositivo di protezione (s);
 - K è un fattore il cui valore dipende dal materiale del conduttore di protezione, dell'isolamento e di altre parti.
- Se il risultato della formula non è una sezione unificata, viene presa una unificata immediatamente superiore. In entrambi i casi si deve tener conto, per quanto riguarda la sezione minima, del paragrafo 543.1.3. Esso afferma che la sezione di ogni conduttore di protezione che non faccia parte della conduttura di alimentazione non deve essere, in ogni caso, inferiore a:

- 2,5 mm^2 rame o 16 mm^2 alluminio se è prevista una protezione meccanica;
- 4 mm^2 o 16 mm^2 alluminio se non è prevista una protezione meccanica;

E' possibile, altresì, determinare la sezione mediante il rapporto tra le portate del conduttore di fase e del conduttore di protezione.

Nei sistemi TT, la sezione dei conduttori di protezione può essere limitata a:

- 25 mm^2 , se in rame;
- 35 mm^2 , se in alluminio;

Calcolo della temperatura dei cavi

La valutazione della temperatura dei cavi si esegue in base alla corrente di impiego e alla corrente nominale tramite le seguenti espressioni:

$$\begin{aligned} T_{cavo}(I_b) &= T_{ambiente} + \left(\alpha_{cavo} \cdot \frac{I_b^2}{I_z^2} \right) \\ T_{cavo}(I_n) &= T_{ambiente} + \left(\alpha_{cavo} \cdot \frac{I_n^2}{I_z^2} \right) \end{aligned}$$

espresse in °C.

Esse derivano dalla considerazione che la sovratemperatura del cavo a regime è proporzionale alla potenza in esso dissipata.

Il coefficiente α_{cavo} è vincolato dal tipo di isolamento del cavo e dal tipo di tabella di posa che si sta usando.

Cadute di tensione



**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
RELAZIONE TECNICA**

Pag 46 di
94

Le cadute di tensione sono calcolate vettorialmente. Per ogni utenza si calcola la caduta di tensione vettoriale lungo ogni fase e lungo il conduttore di neutro (se distribuito). Tra le fasi si considera la caduta di tensione maggiore che viene riportata in percentuale rispetto alla tensione nominale:

$$c.d.t(ib) = \max \left(\sum_{i=1}^k \dot{Z}f_i \cdot \dot{I}f_i - \dot{Z}n_i \cdot \dot{I}n_i \right)_{f=R,S,T}$$

con f che rappresenta le tre fasi R, S, T;

con n che rappresenta il conduttore di neutro;

con i che rappresenta le k utenze coinvolte nel calcolo;

Il calcolo fornisce, quindi, il valore esatto della formula approssimata:

$$c.d.t(I_b) = k_{cdt} \cdot I_b \cdot \frac{L_c}{1000} \cdot (R_{cavo} \cdot \cos \varphi + X_{cavo} \cdot \sin \varphi) \cdot \frac{100}{V_n}$$

con:

- $K_{cdt} = 2$ per sistemi monofase;
- $K_{cdt} = 1.73$ per sistemi trifase.

I parametri R_{cavo} e X_{cavo} sono ricavati dalla tabella UNEL in funzione del tipo di cavo (unipolare/multipolare) ed alla sezione dei conduttori; di tali parametri il primo è riferito a 70° C per i cavi con isolamento PVC, a 90° C per i cavi con isolamento EPR; mentre il secondo è riferito a 50Hz, ferme restando le unità di misura in Ω/km .

Se la frequenza di esercizio è differente dai 50 Hz si imposta

$$X'_{cavo} = \frac{f}{50} \cdot X_{cavo}$$

La caduta di tensione da monte a valle (totale) di una utenza è determinata come somma delle cadute di tensione vettoriale, riferite ad un solo conduttore, dei rami a monte all'utenza in esame, da cui, viene successivamente determinata la caduta di tensione percentuale riferendola al sistema (trifase o monofase) e alla tensione nominale dell'utenza in esame.

Sono adeguatamente calcolate le cadute di tensione totali nel caso siano presenti trasformatori lungo la linea (per esempio trasformatori MT/BT o BT/BT). In tale circostanza, infatti, il calcolo della caduta di tensione totale tiene conto sia della caduta interna nei trasformatori, sia della presenza di spine di regolazione del rapporto spire dei trasformatori stessi.

Se al termine del calcolo delle cadute di tensione alcune utenze abbiano valori superiori a quelli definiti, si ricorre ad un procedimento di ottimizzazione per far rientrare la caduta di tensione entro limiti prestabiliti (limiti dati da CEI 64-8 par. 525). Le sezioni dei cavi vengono forzate a valori superiori cercando di seguire una crescita uniforme fino a portare tutte le cadute di tensione sotto i limiti.

Fornitura della rete

La conoscenza della fornitura della rete è necessaria per l'inizializzazione della stessa al fine di eseguire il calcolo dei guasti.

Le tipologie di fornitura possono essere:

- in bassa tensione
- in media tensione
- in alta tensione
- ad impedenza nota
- in corrente continua

I parametri trovati in questa fase servono per inizializzare il calcolo dei guasti, ossia andranno sommati ai corrispondenti parametri di guasto dell'utenza a valle. Noti i parametri alle sequenze nel punto di fornitura, è possibile inizializzare la rete e calcolare le correnti di cortocircuito secondo le norme CEI EN 60909-0.



**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
RELAZIONE TECNICA**

Pag 47 di
94

Tali correnti saranno utilizzate in fase di scelta delle protezioni per la verifica dei poteri di interruzione delle apparecchiature.

Media e Alta tensione

Nel caso in cui la fornitura sia in media o alta tensione si considerano i seguenti dati di partenza:

- Tensione di fornitura V_{mt} (in kV);
- Corrente di corto circuito trifase massima, I_{kmax} (in kA);
- Corrente di corto circuito monofase a terra massima, $I_{k1ftmax}$ (in kA);

Se si conoscono si possono aggiungere anche le correnti:

- Corrente di corto circuito trifase minima, I_{kmin} (in kA);
- Corrente di corto circuito monofase a terra minima, $I_{k1ftmin}$ (in kA);

Dai dati si ricavano le impedenze equivalenti della rete di fornitura per determinare il generatore equivalente di tensione.

$$Z_{ccmt} = \frac{1,1 \cdot V_{mt}}{\sqrt{3} \cdot I_{kmax}} \cdot 1000$$

da cui si ricavano le componenti dirette:

$$\cos \varphi_{ccmt} = \sqrt{1 - (0,995)^2}$$

$$X_{dl} = 0,995 \cdot Z_{ccmt}$$

$$R_{dl} = \cos \varphi_{ccmt} \cdot Z_{ccmt}$$

e le componenti omopolari:

$$R_0 = \frac{\sqrt{3} \cdot 1,1 \cdot V_{mt}}{I_{k1ftmax}} \cdot 1000 \cdot \cos \varphi_{ccmt} - (2 \cdot R_{dl})$$

$$X_0 = R_0 \cdot \sqrt{\frac{1}{(\cos \varphi_{ccmt})^2} - 1}$$

Trasformatori

Se nella rete sono presenti dei trasformatori a due avvolgimenti, i dati di targa richiesti sono:

- potenza nominale P_n (in kVA);
- perdite di cortocircuito P_{cc} (in W);
- tensione di cortocircuito V_{cc} (in %)
- rapporto tra la corrente di inserzione e la corrente nominale I_{lr}/I_{rt} ;
- rapporto tra la impedenza alla sequenza omopolare e quella di corto circuito;
- tipo di collegamento;
- tensione nominale del primario V_1 (in kV);
- tensione nominale del secondario V_{02} (in V).

Dai dati di targa si possono ricavare le caratteristiche elettriche dei trasformatori, ovvero:

Impedenza di cortocircuito del trasformatore espressa in $m\Omega$:

$$Z_{cct} = \frac{V_{cc}}{100} \cdot \frac{V_{02}^2}{P_n}$$

Resistenza di cortocircuito del trasformatore espressa in $m\Omega$:



$$R_{cct} = \frac{P_{cc}}{1000} \cdot \frac{V_{02}^2}{P_n^2}$$

Reattanza di cortocircuito del trasformatore espressa in mΩ:

$$X_{cct} = \sqrt{Z_{cct}^2 - R_{cct}^2}$$

L'impedenza a vuoto omopolare del trasformatore viene ricavata dal rapporto con l'impedenza di cortocircuito dello stesso:

$$Z_{vot} = Z_{cct} \cdot \left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}} \right)$$

dove il rapporto Z_{vot}/Z_{cct} vale usualmente 10-20.

In uscita al trasformatore si otterranno pertanto i parametri alla sequenza diretta, in mΩ:

$$Z_d = |\dot{Z}_{cct}| = \sqrt{R_d^2 + X_d^2}$$

nella quale:

$$R_d = R_{cct}$$

$$X_d = X_{cct}$$

I parametri alla sequenza omopolare dipendono invece dal tipo di collegamento del trasformatore in quanto, in base ad esso, abbiamo un diverso circuito equivalente.

Pertanto, se il trasformatore è collegato triangolo/stella (Dy), si ha:

$$R_{ot} = R_{cct} \cdot \frac{\left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}} \right)}{1 + \left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}} \right)}$$

$$X_{ot} = X_{cct} \cdot \frac{\left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}} \right)}{1 + \left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}} \right)}$$

$$Z_{ot} = Z_{cct} \cdot \frac{\left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}} \right)}{1 + \left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}} \right)}$$

Diversamente, se il trasformatore è collegato stella/stella (Yy) avremmo:

$$R_{ot} = R_{cct} \cdot \left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}} \right)$$

$$X_{ot} = X_{cct} \cdot \left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}} \right)$$

$$Z_{ot} = Z_{cct} \cdot \left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}} \right)$$

Fattori di correzione per generatori e trasformatori (EN 60909-0)

La norma EN 60909-0 fornisce una serie di fattori correttivi per il calcolo delle impedenze di alcune macchine presenti nella rete. Quelle utilizzate per il calcolo dei guasti riguardano i generatori e i trasformatori.



Fattore di correzione per trasformatori (EN 60909-0 par. 6.3.3)

Per i trasformatori a due avvolgimenti, con o senza regolazione delle spire, quando si stanno calcolando le correnti massime di cortocircuito, si deve introdurre un fattore di correzione di impedenza K_T tale che:

$$Z_{cctK} = K_T \cdot Z_{cct}$$
$$K_T = 0.95 \cdot \frac{C_{max}}{1 + 0.6 \cdot x_T}$$

dove

$$x_T = \frac{X_{cct}}{V_{02}^2 / P_n}$$

è la reattanza relativa del trasformatore e C_{max} è preso dalla tabella 1 ed è relativo alla tensione lato bassa del trasformatore.

Tale fattore deve essere applicato alla impedenza diretta, inversa ed omopolare.

Fattore di correzione per generatori sincroni (EN 60909-0 par. 6.6.1)

Nel calcolo delle correnti massime di cortocircuito iniziali nei sistemi alimentati direttamente da generatori senza trasformatori intermedi, si deve introdurre un fattore di correzione K_G tale che:

$$Z_{GK} = K_G \cdot Z_G$$

con

$$K_G = \frac{V_{02}}{U_{rG}} \cdot \frac{C_{max}}{1 + x'' \cdot \sqrt{1 - \cos \varphi_{rG}}}$$

dove

$$x'' = \frac{X''}{V_{02}^2 / P_n}$$

è la reattanza satura relativa subtransitoria del generatore.

Tale fattore deve essere applicato alla impedenza diretta, inversa ed omopolare.

Nella formula compaiono a numeratore e denominatore la tensione nominale di sistema e la tensione nominale del generatore (U_{rG}). In Ampère U_{rG} non è gestita, quindi si considera $V_{02}/U_{rG} = 1$.

Fattore di correzione per gruppi di produzione con regolazione automatica della tensione del trasformatore (EN 60909-0 par. 6.7.1)

Nel calcolo delle correnti massime di cortocircuito iniziali nei gruppi di produzione, si deve introdurre un fattore di correzione di impedenza K_S da applicare alla impedenza complessiva nel lato alta del trasformatore:

$$Z_{SK} = K_S \cdot (t_r^2 \cdot Z_G + Z_{THV})$$

con

$$K_S = \frac{C_{max}}{1 + |x'' - x_T| \cdot \sqrt{1 - \cos \varphi_{rG}}}$$

Tale fattore deve essere applicato alla impedenza diretta, inversa ed omopolare. La formula per K_S non considera eventuali differenze tra valori nominali delle macchine e tensione nominale del sistema elettrico.

Fattore di correzione per gruppi di produzione senza regolazione automatica della tensione del trasformatore (EN 60909-0 par. 6.7.2)

Nel calcolo delle correnti massime di cortocircuito iniziali nei gruppi di produzione, si deve introdurre un fattore di correzione di impedenza K_{SO} da applicare alla impedenza complessiva nel lato alta del trasformatore:

$$Z_{SOK} = K_{SO} \cdot (t_r^2 \cdot Z_G + Z_{THV})$$

con



$$K_{SO} = (1 \pm p_T) \cdot \frac{c_{max}}{1 + x'' \cdot \sqrt{1 - \cos \varphi_{TG}}}$$

Dove p_T è la variazione di tensione del trasformatore tramite la presa a spina scelta. Nel programma viene impostato il fattore $(1-p_T)$, con $p_T = (|V_{sec}-V_{02}|)/V_{02}$.

Tale fattore deve essere applicato alla impedenza diretta, inversa ed omopolare. La formula per K_{SO} non considera eventuali differenze tra valori nominali delle macchine e tensione nominale del sistema elettrico.

Generatori sincroni

In media tensione ed in bassa tensione è possibile inserire più generatori.

I dati di targa richiesti per i generatori sono:

- potenza nominale P_n (in kVA);
- reattanza sincrona percentuale x_s ;
- reattanza subtransitoria percentuale x'' ;
- reattanza subtransitoria in quadratura percentuale x''_q ;
- reattanza alla sequenza omopolare percentuale x_0 .

La reattanza subtransitoria si calcola con la formula:

$$X'' = \frac{x''}{100} \cdot \frac{V_{02}^2}{P_n}$$

dalla quale si ricavano le componenti alla sequenza diretta da usare nel calcolo dei guasti subtransitori:

$$R_d = 0$$

$$X_d = X''$$

La componente resistiva si trascura rispetto alla componente reattiva del generatore.

L'impedenza sincrona, da usare nei guasti simmetrici permanenti, si calcola con la formula:

$$X_s = \frac{x_s}{100} \cdot \frac{V_{02}^2}{P_n}$$

Per i guasti asimmetrici, sia subtransitorio che permanente, servono le sequenze inverse ed omopolari. Per il calcolo dell'impedenza alla sequenza inversa, con la reattanza subtransitoria in quadratura:

$$X''_q = \frac{x''_q}{100} \cdot \frac{V_{02}^2}{P_n}$$

si applica la formula:

$$X_i = \frac{X'' + X''_q}{2}$$

Infine, si ricava la reattanza omopolare come:

$$R_0 = 0$$
$$X_0 = \frac{x_0}{100} \cdot \frac{V_{02}^2}{P_n}$$

Attenuazione della corrente di guasto per guasti simmetrici e vicini

Vedere Motori sincroni.

Generatori asincroni

[Olivieri e Ravelli, Elettrotecnica II° vol., Edizioni CEDAM]



**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
RELAZIONE TECNICA**

Pag 51 di
94

Come ogni altra macchina elettrica, anche il motore asincrono è reversibile, quindi può diventare un generatore di energia elettrica. Quando la macchina funziona a vuoto, essa assorbe energia per la magnetizzazione del campo rotante e per le perdite. Se si applica al rotore una coppia motrice si passa ad uno scorrimento negativo ed una conseguente produzione di energia.

Il programma Ampère simula il funzionamento del generatore asincrono tramite lo studio del diagramma circolare. Impostata la potenza attiva, viene ricavata la potenza reattiva corrispondente assorbita dalla rete, da cui si calcolano le correnti erogate. La potenza attiva sarà quindi erogata dalla macchina, mentre quella reattiva assorbita dalla rete.

La generatrice asincrona può erogare solo correnti sfasate di un certo angolo in anticipo rispetto alla f.e.m. che genera: e questo sfasamento non può essere in alcun modo regolato, ma assume un valore suo proprio per ogni valore della corrente erogata.

I parametri caratteristici da richiedere sono:

- Potenza meccanica
- Rendimento N - nominale
- Rendimento 3/4 N
- Rendimento 2/4 N
- Fattore di potenza N - nominale
- Fattore di potenza 3/4 N
- Fattore di potenza 2/4 N
- P numero di coppie polari

Si individuano così tre punti appartenenti al diagramma circolare della macchina asincrona.

Altrimenti vengono richiesti i seguenti dati, sempre necessari per determinare il diagramma circolare:

- Potenza meccanica
- Rendimento N - nominale
- Fattore di potenza N - nominale
- Potenza assorbita a vuoto
- Fattore di potenza a vuoto
- P numero di coppie polari

I generatori asincroni trifasi contribuiscono al guasto transitorio per tutti i punti della rete dai quali sono "visti". Condizione necessaria per il calcolo del contributo al guasto è che il generatore sia alimentato da un'altra fonte, che gli fornisce la potenza reattiva necessaria al suo funzionamento.

I calcoli dei guasti seguono le stesse procedure utilizzate per i Motori asincroni.

Attenuazione della corrente di guasto per guasti simmetrici e vicini

Vedere Motori asincroni.

Calcolo dei guasti

Con il calcolo dei guasti vengono determinate le correnti di cortocircuito minime e massime immediatamente a valle della protezione dell'utenza (inizio linea) e a valle dell'utenza (fondo linea).

Le condizioni in cui vengono determinate sono:

- guasto trifase (simmetrico);
- guasto bifase (disimmetrico);
- guasto bifase-neutro (disimmetrico);
- guasto bifase-terra (disimmetrico);
- guasto fase terra (disimmetrico);
- guasto fase neutro (disimmetrico).

I parametri alle sequenze di ogni utenza vengono inizializzati da quelli corrispondenti dell'utenza a monte che, a loro volta, inizializzano i parametri della linea a valle.

Calcolo delle correnti massime di cortocircuito



**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
RELAZIONE TECNICA**

Pag 52 di
94

Il calcolo delle correnti di cortocircuito massime viene condotto come descritto nella norma CEI EN 60909-0. Sono previste le seguenti condizioni generali:

- guasti con contributo della fornitura e dei generatori in regime di guasto subtransitorio. Eventuale gestione della attenuazione della corrente per il guasto trifase 'vicino' alla sorgente.
- tensione di alimentazione nominale valutata con fattore di tensione C_{max} ;
- impedenza di guasto minima della rete, calcolata alla temperatura di 20°C.

La resistenza diretta, del conduttore di fase e di quello di protezione, viene riportata a 20 °C, partendo dalla resistenza data dalle tabelle UNEL 35023-2012 che può essere riferita a 70 o 90 °C a seconda dell'isolante, per cui esprimendola in mΩ risulta:

$$R_{dc} = \frac{R_c}{1000} \cdot \frac{L_c}{1000} \cdot \left(\frac{1}{1 + (\alpha \cdot \Delta T)} \right)$$

dove ΔT è 50 o 70 °C e $\alpha = 0.004$ a 20 °C.

Nota poi dalle stesse tabelle la reattanza a 50 Hz, se f è la frequenza d'esercizio, risulta:

$$X_{dc} = \frac{X_c}{1000} \cdot \frac{L_c}{1000} \cdot \frac{f}{50}$$

possiamo sommare queste ai parametri diretti della utenza a monte ottenendo così la impedenza di guasto minima a fine utenza.

Per le utenze in condotto in sbarre, le componenti della sequenza diretta sono:

$$R_{db} = \frac{R_b}{1000} \cdot \frac{L_b}{1000}$$

La reattanza è invece:

$$X_{db} = \frac{X_b}{1000} \cdot \frac{L_b}{1000} \cdot \frac{f}{50}$$

Per le utenze con impedenza nota, le componenti della sequenza diretta sono i valori stessi di resistenza e reattanza dell'impedenza.

Per quanto riguarda i parametri alla sequenza omopolare, occorre distinguere tra conduttore di neutro e conduttore di protezione.

Per il conduttore di neutro si ottengono da quelli diretti tramite le:

$$R_{0cN} = R_{dc} + 3 \cdot R_{dcN}$$
$$X_{0cN} = 3 \cdot X_{dc}$$

Per il conduttore di protezione, invece, si ottiene:

$$R_{0cPE} = R_{dc} + 3 \cdot R_{dcPE}$$
$$X_{0cPE} = 3 \cdot X_{dc}$$

dove le resistenze R_{dcN} e R_{dcPE} vengono calcolate come la R_{dc} .

Per le utenze in condotto in sbarre, le componenti della sequenza omopolare sono distinte tra conduttore di neutro e conduttore di protezione.

Per il conduttore di neutro si ha:

$$R_{0bN} = R_{db} + 3 \cdot R_{dbN}$$
$$X_{0bN} = 3 \cdot X_{db}$$

Per il conduttore di protezione viene utilizzato il parametro di reattanza dell'anello di guasto fornito dai costruttori:

$$R_{0bPE} = R_{db} + 3 \cdot R_{dbPE}$$
$$X_{0bPE} = X_{db} + 3 \cdot (X_{b-ring} - X_{db})$$

I parametri di ogni utenza vengono sommati con i parametri, alla stessa sequenza, della utenza a monte, espressi in mΩ:



$$\begin{aligned}R_d &= R_{dc} + R_{d-up} \\X_d &= X_{dc} + X_{d-up} \\R_{0N} &= R_{0cN} + R_{0N-up} \\X_{0N} &= X_{0cN} + X_{0N-up} \\R_{0PE} &= R_{0cPE} + R_{0PE-up} \\X_{0PE} &= X_{0cPE} + X_{0PE-up}\end{aligned}$$

Per le utenze in condotto in sbarre basta sostituire *sbarra a cavo*.
Ai valori totali vengono sommate anche le impedenze della fornitura.

Noti questi parametri vengono calcolate le impedenze (in m \square) di guasto trifase:

$$Z_{k \min} = \sqrt{R_d^2 + X_d^2}$$

Fase neutro (se il neutro è distribuito):

$$Z_{k1N \min} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot R_d + R_{0N})^2 + (2 \cdot X_d + X_{0N})^2}$$

Fase terra:

$$Z_{k1PE \min} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot R_d + R_{0PE})^2 + (2 \cdot X_d + X_{0PE})^2}$$

Da queste si ricavano le correnti di cortocircuito trifase $I_{k \max}$, fase neutro $I_{k1N \max}$, fase terra $I_{k1PE \max}$ e bifase $I_{k2 \max}$ espresse in kA:

$$\begin{aligned}I_{k \max} &= \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k \min}} \\I_{k1N \max} &= \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1N \min}} \\I_{k1PE \max} &= \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1PE \min}} \\I_{k2 \max} &= \frac{V_n}{2 \cdot Z_{k \min}}\end{aligned}$$

Infine dai valori delle correnti massime di guasto si ricavano i valori di cresta delle correnti:

$$\begin{aligned}I_p &= \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k \max} \\I_{p1N} &= \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k1N \max} \\I_{p1PE} &= \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k1PE \max} \\I_{p2} &= \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k2 \max}\end{aligned}$$

dove:

$$\kappa \approx 1.02 + 0.98 \cdot e^{-3 \frac{R_d}{X_d}}$$

Calcolo della corrente di cresta per guasto trifase secondo la norma IEC 61363-1: Electrical installations of ships. Se richiesto, I_p può essere calcolato applicando il metodo semplificato della norma riportato al paragrafo 6.2.5 Neglecting short-circuit current decay. Esso prevede l'utilizzo di un coefficiente $k = 1.8$ che tiene conto della massima asimmetria della corrente dopo il primo semiperiodo di guasto.

Calcolo delle correnti minime di cortocircuito

Il calcolo delle correnti di cortocircuito minime viene condotto come descritto nella norma CEI EN 60909-0 par 7.1.2 per quanto riguarda:



PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
 Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
RELAZIONE TECNICA

Pag 54 di
94

- guasti con contributo della fornitura e dei generatori. Il contributo dei generatori è in regime permanente per i guasti trifasi 'vicini', mentre per i guasti 'lontani' o asimmetrici si considera il contributo subtransitorio;
- la tensione nominale viene moltiplicata per il fattore di tensione Cmin, che può essere 0.95 se Cmax = 1.05, oppure 0.90 se Cmax = 1.10 (Tab. 1 della norma CEI EN 60909-0); in media e alta tensione il fattore Cmin è pari a 1;

Per la temperatura dei conduttori si può scegliere tra:

- il rapporto Cenelec R064-003, per cui vengono determinate le resistenze alla temperatura limite dell'isolante in servizio ordinario del cavo;
- la norma CEI EN 60909-0, che indica le temperature alla fine del guasto.

Le temperature sono riportate in relazione al tipo di isolamento del cavo, precisamente:

Isolante	Cenelec R064-003 [°C]	CEI EN 60909-0 [°C]
PVC	70	160
G	85	200
G5/G7/G10/EPR	90	250
HEPR	120	250
serie L rivestito	70	160
serie L nudo	105	160
serie H rivestito	70	160
serie H nudo	105	160

Da queste è possibile calcolare le resistenze alla sequenza diretta e omopolare alla temperatura relativa all'isolamento del cavo:

$$R_{d \max} = R_d \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T)$$

$$R_{0N \max} = R_{0N} \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T)$$

$$R_{0PE \max} = R_{0PE} \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T)$$

Queste, sommate alle resistenze a monte, danno le resistenze massime.

Valutate le impedenze mediante le stesse espressioni delle impedenze di guasto massime, si possono calcolare le correnti di cortocircuito trifase $I_{k1 \min}$ e fase terra, espresse in kA:

$$I_{k \min} = \frac{0.95 \cdot V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k \max}}$$

$$I_{k1N \min} = \frac{0.95 \cdot V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1N \max}}$$

$$I_{k1PE \min} = \frac{0.95 \cdot V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1PE \max}}$$

$$I_{k2 \min} = \frac{0.95 \cdot V_n}{2 \cdot Z_{k \max}}$$

Calcolo guasti bifase-neutro e bifase-terra

Riportiamo le formule utilizzate per il calcolo dei guasti. Chiamiamo con Z_d la impedenza diretta della rete, con Z_i l'impedenza inversa, e con Z_0 l'impedenza omopolare.

Nelle formule riportate in seguito, Z_0 corrisponde all'impedenza omopolare fase-neutro o fase-terra.

$$I_{k2} = \left| -j \cdot V_n \cdot \frac{\dot{Z}_0 - \alpha \cdot \dot{Z}_i}{\dot{Z}_d \cdot \dot{Z}_i + \dot{Z}_d \cdot \dot{Z}_0 + \dot{Z}_i \cdot \dot{Z}_0} \right|$$

e la corrente di picco:

$$I_{p2} = k \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k2 \max}$$

Guasti monofasi a terra linee AT

Calcolo correnti omopolari a seguito di guasto fase-terra in circuiti di media-alta tensione.



**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
RELAZIONE TECNICA**

Pag 55 di
94

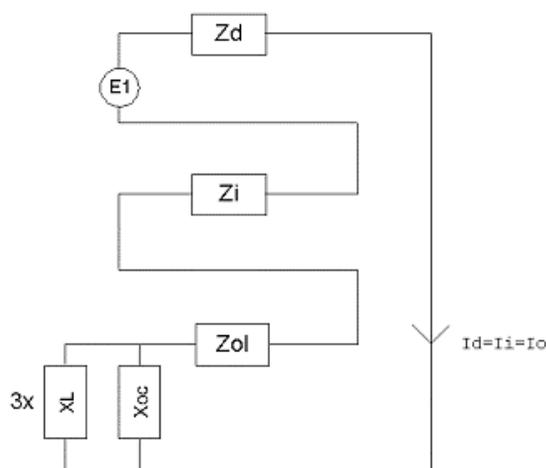
Il calcolo dei guasti a terra in reti di media e alta tensione coinvolge lo studio dell'effetto capacitivo della rete durante il regime di guasto.

Inoltre, le tecniche di determinazione delle linee guaste tramite relè varmetrici richiedono la conoscenza dei valori di corrente omopolare in funzione dei punti di guasto.

La nuova CEI 0-16 (e precedentemente la Enel DK5600), con l'introduzione del collegamento a terra del centro stella in media, richiede uno strumento per il dimensionamento della bobina di Petersen e il coordinamento delle protezioni degli utenti.

Per rispondere a tutte queste problematiche, Ampère Professional esegue il calcolo del regime di corrente omopolare a seguito di un guasto fase-terra.

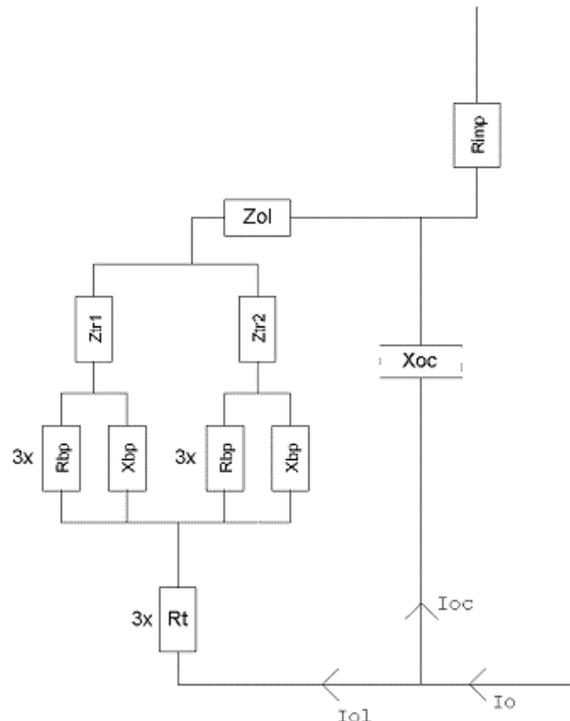
Il modello di calcolo delle correnti omopolari, seguendo la teoria delle sequenze dirette, inverse e omopolari, per un guasto fase-terra è il seguente:



Con Z_d e Z_i si intendono le impedenze alle sequenze diretta ed inversa.

Per il calcolo dell'impedenza omopolare occorre considerare più elementi (vedi figura in basso, esempio con due trasformatori in parallelo):

- Z_{ol} : impedenza omopolare del tratto di linea dal punto di guasto fino al trasformatore a monte;
- Z_{tr} : impedenza omopolare del trasformatore (vista a secondario);
- $Z_{bp\tau}$: $(R_{bp} + jX_{bp})$ impedenza bobina di Petersen, costituita da un resistore ed una induttanza in parallelo;
- R_t : resistenza di terra punto di collegamento a terra del centro stella del trasformatore;
- R_{imp} : resistenza per guasto a terra non franco;
- X_{oc} : reattanza capacitiva di tutta la rete appartenente alla stessa zona dell'utenza guasta e a valle dello stesso trasformatore.



Nota: il valore di X_{oc} è praticamente lo stesso per qualsiasi punto di guasto. Riferimenti: Lezioni di Impianti elettrici di Antonio Paolucci (Dipartimento Energia Elettrica Università di Padova) e CEI 11-37.

Per calcolare con buona approssimazione la X_{oc} , si utilizzano le due formule:

$$I_g = \frac{3 \cdot E}{X_{oc}}$$

$$I_g = (0.003 \cdot L1 + 0.2 \cdot L2) \cdot V_{kv}$$

dove I_g è la corrente di guasto a terra calcolata considerando la sola reattanza capacitiva nella prima formula, mentre nella seconda è riportato il suo valore se si è a conoscenza delle lunghezze (in km) di rete aerea L1 ed in cavo L2 della rete in media. V_{kv} è il valore di tensione nominale concatenata espressa in kV.

Uguagliando le due formule, ed esplicitando per X_{oc} si ottiene:

$$X_{oc} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^9}{(0.003 \cdot l1 + 0.2 \cdot l2)} \cdot \frac{f_0}{f}$$

con $l1$ e $l2$ espresse in metri, X_{oc} espressa in mohm, $f_0 = 50$ Hz e f la frequenza di lavoro.

Calcolata la corrente di guasto omopolare I_o , secondo lo schema riportato nella figura precedente, rispetto a tutti i punti di guasto (valle delle utenze), si deve calcolare come essa si ripartisce nella rete e quanta viene vista da ogni protezione omopolare 67N distribuita nella rete.

Per prima cosa la I_o va ripartita in due correnti: I_{oc} per la X_{oc} , l'altra (I_{ol}) per il centro stella del trasformatore attraverso la bobina di Petersen.

Poi, la I_{ol} viene suddivisa tra gli eventuali trasformatori in parallelo, proporzionalmente alla potenza.

La I_{oc} , essendo la corrente capacitiva che si richiude attraverso le capacità della rete, va suddivisa tra le utenze in cavo o aeree in media proporzionalmente alla capacità di ognuna (condensatori in parallelo).

Per ora non si tiene conto dei fattori di riduzione relativi a funi di guardia delle linee elettriche aeree e degli schermi metallici dei cavi sotterranei.

Tali fattori determinerebbero una riduzione della corrente I_{oc} e I_{ol} in quanto esisterebbe una terza componente nella I_o che si richiude attraverso questi elementi.

Scelta delle protezioni

La scelta delle protezioni viene effettuata verificando le caratteristiche elettriche nominali delle condutture ed i valori di guasto; in particolare le grandezze che vengono verificate sono:

- corrente nominale, secondo cui si è dimensionata la conduttura;



**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
RELAZIONE TECNICA**

Pag 57 di
94

- numero poli;
- tipo di protezione;
- tensione di impiego, pari alla tensione nominale della utenza;
- potere di interruzione, il cui valore dovrà essere superiore alla massima corrente di guasto a monte dell'utenza $I_{km max}$;
- taratura della corrente di intervento magnetico, il cui valore massimo per garantire la protezione contro i contatti indiretti (in assenza di differenziale) deve essere minore della minima corrente di guasto alla fine della linea ($I_{mag max}$).

Verifica della protezione a cortocircuito delle condutture

Secondo la norma 64-8 par.434.3 "Caratteristiche dei dispositivi di protezione contro i cortocircuiti.", le caratteristiche delle apparecchiature di protezione contro i cortocircuiti devono soddisfare a due condizioni:

- il potere di interruzione non deve essere inferiore alla corrente di cortocircuito presunta nel punto di installazione (a meno di protezioni adeguate a monte);
- la caratteristica di intervento deve essere tale da impedire che la temperatura del cavo non oltrepassi, in condizioni di guasto in un punto qualsiasi, la massima consentita.

La prima condizione viene considerata in fase di scelta delle protezioni. La seconda invece può essere tradotta nella relazione:

$$I^2 \cdot t \leq K^2 S^2$$

ossia in caso di guasto l'energia specifica sopportabile dal cavo deve essere maggiore o uguale a quella lasciata passare dalla protezione.

La norma CEI al par. 533.3 "Scelta dei dispositivi di protezioni contro i cortocircuiti" prevede pertanto un confronto tra le correnti di guasto minima (a fondo linea) e massima (inizio linea) con i punti di intersezione tra le curve. Le condizioni sono pertanto:

- a) Le intersezioni sono due:
 - $I_{ccmin}^3 I_{inters min}$ (quest'ultima riportata nella norma come I_a);
 - $I_{ccmax}^3 I_{inters max}$ (quest'ultima riportata nella norma come I_b).
- b) L'intersezione è unica o la protezione è costituita da un fusibile:
 - $I_{ccmin}^3 I_{inters min}$.
- c) L'intersezione è unica e la protezione comprende un magnetotermico:
 - $I_{cc max}^3 I_{inters max}$.

Sono pertanto verificate le relazioni in corrispondenza del guasto, calcolato, minimo e massimo. Nel caso in cui le correnti di guasto escano dai limiti di esistenza della curva della protezione il controllo non viene eseguito.

Note:

- La rappresentazione della curva del cavo è una iperbole con asintoti $K^2 S^2$ e la I_z dello stesso.
- La verifica della protezione a cortocircuito eseguita dal programma consiste in una verifica qualitativa, in quanto le curve vengono inserite riprendendo i dati dai grafici di catalogo e non direttamente da dati di prova; la precisione con cui vengono rappresentate è relativa.

Verifica di selettività

E' verificata la selettività tra protezioni mediante la sovrapposizione delle curve di intervento. I dati forniti dalla sovrapposizione, oltre al grafico sono:

- Corrente I_a di intervento in corrispondenza ai massimi tempi di interruzione previsti dalla CEI 64-8: pertanto viene sempre data la corrente ai 5s (valido per le utenze di distribuzione o terminali fisse) e la corrente ad un tempo determinato tramite la tabella 41A della CEI 64.8 par 413.1.3. Fornendo una fascia di intervento delimitata da una caratteristica limite superiore e una caratteristica limite inferiore, il tempo di intervento viene dato in corrispondenza alla caratteristica limite inferiore. Tali dati sono forniti per la protezione a monte e per quella a valle;



**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
RELAZIONE TECNICA**

Pag 58 di
94

- Tempo di intervento in corrispondenza della minima corrente di guasto alla fine dell'utenza a valle: minimo per la protezione a monte (determinato sulla caratteristica limite inferiore) e massimo per la protezione a valle (determinato sulla caratteristica limite superiore);
- Rapporto tra le correnti di intervento magnetico: delle protezioni;
- Corrente al limite di selettività: ossia il valore della corrente in corrispondenza all'intersezione tra la caratteristica limite superiore della protezione a valle e la caratteristica limite inferiore della protezione a monte (CEI 23.3 par 2.5.14).
- Selettività: viene indicato se la caratteristica della protezione a monte si colloca sopra alla caratteristica della protezione a valle (totale) o solo parzialmente (parziale a sovraccarico se l'intersezione tra le curve si ha nel tratto termico).
- Selettività cronometrica: con essa viene indicata la differenza tra i tempi di intervento delle protezioni in corrispondenza delle correnti di cortocircuito in cui è verificata.

Nelle valutazioni si deve tenere conto delle tolleranze sulle caratteristiche date dai costruttori.

Quando possibile, alla selettività grafica viene affiancata la selettività tabellare tramite i valori forniti dalle case costruttrici. I valori forniti corrispondono ai limiti di selettività in A relativi ad una coppia di protezioni poste una a monte dell'altra. La corrente di guasto minima a valle deve risultare inferiore a tale parametro per garantire la selettività.

Protezione contro i contatti indiretti

Secondo la norma 64-8 par. 413, un dispositivo di protezione deve interrompere automaticamente l'alimentazione per proteggere contro i contatti indiretti i circuiti e i componenti elettrici, in modo che, in caso di guasto, non possa persistere una tensione di contatto pericolosa per una persona.

E' definita la tensione di contatto limite convenzionale a 50 V in c.a. e 120 V in c.c. non ondulata, oltre la quale esiste pericolo. Tuttavia, in alcune circostanze, è possibile superare tale valore purché la protezione intervenga entro 5 secondi o tempi definiti dalla norma, a seconda del sistema elettrico adottato.

Sistemi TN

Tutte le masse dell'impianto devono essere collegate al punto di messa a terra del sistema di alimentazione con conduttori di protezione che devono essere messi a terra in corrispondenza o in prossimità di ogni trasformatore o generatore di alimentazione.

La norma richiede che deve essere soddisfatta la condizione:

$$Z_s \cdot I_a \leq U_0$$

dove:

U_0 è la tensione nominale verso terra;

Z_s è l'impedenza dell'anello di guasto che comprende la sorgente, ed in Ampère corrisponde alla variabile $Zk1(ft) \max$;

I_a è la corrente che provoca l'interruzione automatica del dispositivo di protezione, entro il tempo definito nella Tab. 41A della norma.

Il programma verifica che:

$$I_a \leq I_{a \text{ c.i.}} = \frac{U_0}{Z_s}$$

Dove $I_{a \text{ c.i.}}$ è una variabile di Ampère (Corrente contatti indiretti I_a) utilizzata per il confronto con i valori di sgancio delle protezioni.

$I_{a \text{ c.i.}}$ normalmente è pari alla corrente di guasto a terra $I_{k1(ft) \min}$ calcolata dal programma.

Esso calcola anche la corrente:

$$I_{50V} = \frac{50}{Z_E}$$

dove Z_E è l'impedenza che collega la massa del dispositivo al punto di messa a terra del sistema.



**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
RELAZIONE TECNICA**

Pag 59 di
94

$I_{a.c.i.}$ assume il valore di I_{50V} se quest'ultima è maggiore della $I_{k1(ft) min}$, in pratica si accettano correnti di sgancio superiori fino al valore che porta le masse alla tensione limite convenzionale, quindi:

$$I_{a.c.i.} = \max\left(\frac{50 U_0}{Z_E}, \frac{U_0}{Z_S}\right)$$

Se richiesto dal progetto, è possibile imporre a ciascuna utenza il valore di $I_{a.c.i.}$ a I_{50V} o I_{25V} e assicurare di non superare mai le tensioni di contatto limite.

Per i sistemi TN-C, il programma verifica la continuità del PEN e che non vi siano protezioni o sezionatori inseriti nel conduttore.

Sistemi TT

Tutte le masse protette contro i contatti indiretti dallo stesso dispositivo di protezione devono essere collegate allo stesso impianto di terra.

Il punto neutro di ogni trasformatore o di ogni generatore deve essere collegato a terra, in modo da permettere l'interruzione dell'alimentazione al primo guasto franco su una massa collegata al dispersore di resistenza di terra R_E .

I dispositivi di protezione devono essere a corrente differenziale e deve essere soddisfatta la condizione:

$$R_E \cdot I_{dn} \leq U_L$$

dove:

R_E è la resistenza del dispersore dell'impianto di terra, al quale il programma aggiunge anche l'impedenza dei cavi di protezione che collegano la massa protetta, calcolando la variabile Z_E ;

I_{dn} è la corrente nominale differenziale;

U_L è la tensione limite convenzionale (normalmente 50 V).

Il programma verifica che:

$$I_{dn} \leq I_{a.c.i.} = \frac{U_L}{Z_E}$$

Per completezza, quando il programma possiede tutti gli elementi per calcolare la corrente di circolazione di un guasto a terra, ossia la $I_{k1(ft) min}$, allora $I_{a.c.i.}$ è scelta tra la maggiore delle due correnti, similmente al sistema TN:

$$I_{a.c.i.} = \max\left(\frac{U_L}{Z_E}, \frac{U_0}{Z_S}\right)$$

Ovviamente, per la normativa italiana, il dispositivo di protezione deve essere solo a corrente differenziale.

Sistemi IT

Nei sistemi IT le parti attive devono essere isolate da terra oppure essere collegate a terra attraverso un'impedenza di valore sufficientemente elevato.

Le masse devono essere messe a terra, e nel caso di un singolo guasto a terra, deve essere soddisfatta la seguente condizione:

$$R_E \cdot I_d \leq U_L$$

dove:

R_E è la resistenza del dispersore, al quale il programma aggiunge anche l'impedenza dei cavi di protezione che collegano la massa protetta, calcolando la variabile Z_E ;

I_d è la corrente del primo guasto a terra, che per il programma sarà pari alla corrente di guasto a terra $I_{k1(ft) min}$ nelle condizioni complessive di rete definite nel progetto.



Il programma verifica che:

$$V_T = Z_E \cdot I_d \leq U_L$$

dove V_T è la tensione della massa a guasto, una variabile di Ampère che per i sistemi IT è associata al primo guasto a terra.

La norma richiede l'interruzione automatica dell'alimentazione per un secondo guasto su di un conduttore attivo differente, ovviamente appartenente alla stessa area elettrica a valle della fornitura o di un trasformatore. Viene indicata la formula che deve essere rispettata, che in generale è la seguente:

$$2 \cdot Z_s \cdot I_a \leq U_0$$

dove:

U_0 è la tensione nominale verso terra;

Z_s è l'impedenza dell'anello di guasto che comprende la sorgente;

I_a è la corrente che provoca l'interruzione automatica del dispositivo di protezione, entro il tempo definito nella Tab. 41A della norma.

Il coefficiente 2 indica che il secondo guasto può manifestarsi in un circuito differente, ed in più la norma suggerisce di considerare il caso più severo, comprendendo anche i guasti sul neutro.

Il programma Ampère assolve a queste indicazioni risolvendo il seguente algoritmo:

$$I_a \leq I_{a \text{ c.i.}} = \min_{s2} \frac{U_0}{(Z_{s1} + Z_{s2})}$$

dove:

Z_{s1} è l'impedenza dell'anello di guasto della utenza in considerazione;

Z_{s2} è l'impedenza dell'anello di guasto di una seconda utenza;

$I_{a \text{ c.i.}}$ è la minima corrente di guasto, calcolata permutando tutte le utenze $s2$ appartenenti alla stessa area elettrica di $s1$.

Il valore $Max(Z_{s1} + Z_{s2})$ è memorizzato nella variabile $ZIT \text{ max}$ di Ampère.

$I_{a \text{ c.i.}}$ normalmente è pari alla corrente di guasto a terra $I_k(IT) \text{ min}$ calcolata dal programma.

Esso calcola anche la corrente:

$$I_{50V} = \frac{50}{Z_E}$$

dove Z_E è l'impedenza che collega la massa del dispositivo al punto di messa a terra del sistema.

$I_{a \text{ c.i.}}$ assume il valore di I_{50V} se quest'ultima è maggiore della $I_k(IT) \text{ min}$, in pratica si accettano correnti di sgancio superiori fino al valore che portano le masse alla tensione limite convenzionale, quindi:

$$I_{a \text{ c.i.}} = \max\left(\frac{50}{Z_E}, \frac{U_0}{ZIT \text{ max}}\right)$$

Nota. Il programma permette di applicare il punto 413.1.1.1 della CEI 64-8, e quindi validare a contatti indiretti una utenza che presenta, in caso di guasto, un valore di tensione inferiore alla tensione limite convenzionale. In pratica, a differenza di quanto spiegato finora, le tarature delle protezioni possono essere superiori anche alla corrente I_{50V} .

Riferimenti normativi

Norme di riferimento per la Bassa tensione:

- CEI 0-21: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica.



**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
RELAZIONE TECNICA**

Pag 61 di
94

- CEI 11-20 IVa Ed. 2000-08: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti I e II categoria.
- CEI EN 60909-0 IIIa Ed. (IEC 60909-0:2016-12): Correnti di cortocircuito nei sistemi trifasi in corrente alternata. Parte 0: Calcolo delle correnti.
- IEC 60909-4 First ed. 2000-7: Correnti di cortocircuito nei sistemi trifasi in corrente alternata. Parte 4: Esempi per il calcolo delle correnti di cortocircuito.
- CEI 11-28 1993 Ia Ed. (IEC 781): Guida d'applicazione per il calcolo delle correnti di cortocircuito nelle reti radiali e bassa tensione.
- CEI EN 60947-2 (CEI 17-5) Ed. 2018-04: Apparecchiature a bassa tensione. Parte 2: Interruttori automatici.
- CEI 20-91 2010: Cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici.
- CEI EN 60898-1 (CEI 23-3/1 Ia Ed.) 2004: Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e similari.
- CEI EN 60898-2 (CEI 23-3/2) 2007: Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e similari Parte 2: Interruttori per funzionamento in corrente alternata e in corrente continua.
- CEI 64-8 VIIa Ed. 2012: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500V in corrente continua.
- IEC 364-5-523: Wiring system. Current-carrying capacities.
- IEC 60364-5-52 IIIa Ed. 2009: Electrical Installations of Buildings - Part 5-52: Selection and Erection of Electrical Equipment - Wiring Systems.
- CEI UNEL 35016 2016: Classe di Reazione al fuoco dei cavi in relazione al Regolamento EU "Prodotti da Costruzione" (305/2011).
- CEI UNEL 35023 2020: Cavi di energia per tensione nominale U uguale ad 1 kV - Cadute di tensione.
- CEI UNEL 35024/1 2020: Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa in aria.
- CEI UNEL 35024/2 1997: Cavi elettrici ad isolamento minerale per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa in aria.
- CEI UNEL 35026 2000: Cavi elettrici con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali di 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa interrata.
- CEI EN 61439 2012: Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT).
- CEI 17-43 IIa Ed. 2000: Metodo per la determinazione delle sovratemperature, mediante estrapolazione, per apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) non di serie (ANS).
- CEI 23-51 2016: Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare.
- NF C 15-100 Calcolo di impianti elettrici in bassa tensione e relative tabelle di portata e declassamento dei cavi secondo norme francesi.
- UNE 20460 Calcolo di impianti elettrici in bassa tensione e relative tabelle di portata e declassamento (UNE 20460-5-523) dei cavi secondo regolamento spagnolo.
- British Standard BS 7671:2008: Requirements for Electrical Installations;
- ABNT NBR 5410, Segunda edição 2004: Instalações elétricas de baixa tensão;

Norme di riferimento per la Media tensione

- CEI 0-16: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica.
- CEI 99-2 (CEI EN 61936-1) 2011: Impianti con tensione superiore a 1 kV in c.a.
- CEI 11-17 IIIa Ed. 2006: Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica. Linee in cavo.



**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
RELAZIONE TECNICA**

Pag 62 di
94

- CEI-UNEL 35027 IIa Ed. 2009: Cavi di energia per tensione nominale U da 1 kV a 30 kV.
- CEI 99-4 2014: Guida per l'esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/utente finale.
- CEI 17-1 VIIa Ed. (CEI EN 62271-100) 2013: Apparecchiatura ad alta tensione Parte 100: Interruttori a corrente alternata.
- CEI 17-130 (CEI EN 62271-103) 2012: Apparecchiatura ad alta tensione Parte 103: Interruttori di manovra e interruttori di manovra sezionatori per tensioni nominali superiori a 1 kV fino a 52 kV compreso.
- IEC 60502-2 2014: Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV up to 30 kV – Part 2.
- IEC 61892-4 IIa Ed. 2019-04: Mobile and fixed offshore units – Electrical installations. Part 4: Cables.



5. LE OPERE DI MITIGAZIONE

L'inserimento di un parco fotovoltaico in un territorio agricolo determina inevitabilmente una variazione della percezione del contesto paesaggistico e dello stato dei luoghi, ma questo passaggio da una volumetria del soprassuolo legata alla coltivazione seminativa (prevalentemente cerealicola), alla costante presenza di strutture che captano i raggi solari (pannelli solari) è equilibrato dalla compresenza di filari alberati e boschi preesistenti ai quali si uniscono i corridoi ecologici delle mitigazioni. Ad aiutare l'inserimento del progetto nel paesaggio sono state adottate quindi idonee opere di mitigazione e ad accorgimenti tecnici per una coerente ed efficace integrazione.

Le mitigazioni, oltre ad essere pensate in maniera accurata dal punto di vista tecnico, sono frutto di un'analisi approfondita del territorio e del paesaggio in cui si collocano, e rispondono alle esigenze dello stesso.

Infatti, le opere di mitigazione vegetali, che si sviluppano prevalentemente sul confine dei lotti, sono state pensate con più livelli di inserimento paesaggistico e agronomico. Trattati di perimetro di filare singolo di specie arbustive, tratti di doppio filare (uno di specie arbustive e uno di specie arboree) e tratti multifilari di specie arboree ed arbustive.

Oltre alla funzione di schermatura degli impatti visivi dell'impianto, le mitigazioni vegetali sul perimetro esterno del lotto creano dei veri e propri corridoi ecologici, con valore principalmente "ecosistemico".

Le mitigazioni in progetto, si sviluppano per gran parte del perimetro del campo di composizione e ampiezza variabile.

Pertanto valutando il contesto dei luoghi ed i coni visivi di maggiore significatività, considerando puntualmente le specifiche situazioni ambientali presenti, sono state predisposte e differenziate delle fasce di vegetazione arboreo arbustiva al fine di mascherare le strutture inserite e nel contempo ripristinare la biodiversità fortemente ridotta dalle colture esistenti nonché quei corridoi ecologici che possano consentire di elevare il livello di permanenza e permeabilità del territorio da parte della componente faunistica.

Si rimanda al DOC31 RELAZIONE MITIGAZIONI per maggiori approfondimenti e per la scelta delle diverse tipologie del verde; di seguito si riporta un estratto delle scelte agronomiche:



5.1 Fascia A – CORRIDOIO VERDE

Per la schermatura A, di ampiezza di 10m, è prevista la piantumazione delle seguenti specie: farnia (Qr), frassino orniello (Fo), ciliegio (Pa), rosa canina (Rc), nocciolo (Ca) e biancospino (Cm). La funzione assoluta da questa fascia di mitigazione è, oltre a mascherare l'impianto nel lato Sud, di connettere con un *corridoio verde* i boschi preesistenti.



Figura 18 - Sezione e planimetria



5.2 Fascia B – MASCHERANTE E RINFORZANTE

La schermatura B, di ampiezza 5m, sarà composta dalle seguenti specie: sorbo degli uccellatori (Sa), sorbo domestico (Sd), crespino (Bv), olivello spinoso (Hr) e prugnolo (Ps). La funzione assoluta da questa fascia arborea ed arbustiva è di collaborare con i filari esistenti per mitigare l'impianto nei lati Est e di rinforzare l'apparato ecosistemico dettato dalla maggioranza di filari di Robinie.

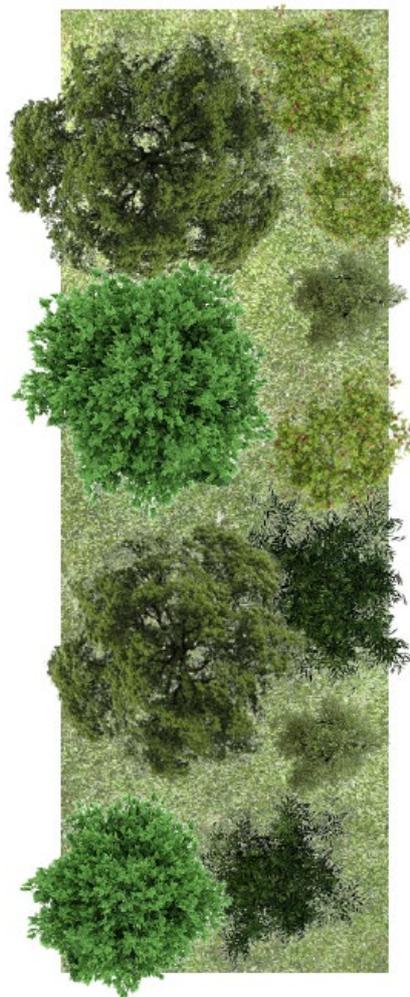


Figura 19 - Sezione e planimetria



**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
RELAZIONE TECNICA**

Pag 66 di
94

6. MOVIMENTAZIONE TERRE E ROCCE DA SCAVO

Lo scopo del presente capitolo è quello di illustrare la procedura da adottare per la gestione delle terre e rocce prodotte dalle attività di scavo che riguardano la realizzazione dell'impianto fotovoltaico, con Potenza nominale di 29,261 MWp, che si intende realizzare su terreno privato a destinazione seminativo. Il progetto prevede un'area di circa 83 ha suddivisa in due lotti e situata in provincia di Novara nel comune di Cameri di cui è soggetto proponente la società FRV Italia S.R.L.

In considerazione del fatto che la normativa inerente la gestione delle terre e rocce da scavo, sia a livello nazionale che locale, è in costante e dinamica evoluzione, l'approccio gestionale alle terre da scavo riportato potrà essere aggiornato e consolidato nelle successive fasi progettuali (Progetto esecutivo) e prima dell'inizio delle attività in sito ovvero in seguito alle prossime attività tecnico-amministrative previste dall'iter procedurale/autorizzativo (conferenze di servizio, tavoli tecnici con enti competenti).

6.1 DIMENSIONI E CARATTERISTICHE DELL'IMPIANTO

Potenza ed Energia prodotta				
	MWp o MWh			
Potenza dell'impianto (MWp)	29,26			
Energia Prodotta ogni anno (MWh)	42 910,00			
Energia Prodotta in 30 anni (MWh)	1 165 280,00			
Superfici e Volumi				
	mq/mc			
Superfici Totali Cabinati (mq)	133,90			
Superfici moduli/strutture massime (mq)	128 807,88			
Superficie totale occupata (mq)	272 479,00			
Superficie totale opzionata (mq)	824 859,00			
Indice di copertura	47%			
Cubatura totale cabinati (mc)	229,04			
Emissioni Evitate e Combustibile Risparmiato				
TEP risparmiate in un anno	8 024,17			
TEP risparmiate in 30 anni	217 907,36			
	CO2	SO2	NOX	Polveri
Emissioni evitate ogni anno	20 339 340,00	15 876,70	18 451,30	429,10
Emissioni evitate in 30 anni	552 342 720,00	431 153,60	501 070,40	11 652,80



**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
RELAZIONE TECNICA**

Pag 67 di
94

6.2 STIMA DI SUPERFICI E VOLUMI DI IMPIANTO

SCAVI (IMPRONTA FONDAZIONI)								
Calcolo Superfici e Volumi								
IMPIANTO								
Lunghezza (m)	Larghezza (m)	Superficie (mq)	Numero Elementi	Superficie Totale (mq)	Altezza fuori terra(m)	Volume fuori terra (mc)	Profondità scavo (m)	Volume scavi (mc)
Cabina di Consegna								
7,88	2,48	19,54	1	19,54	3,15	55,70	0,60	11,73
Cabina di smistamento								
7,88	2,48	19,54	1	19,54	3,15	55,70	0,60	11,73
Cabina di campo								
7,25	3,64	26,39	4	105,56	2,90	63,65	0,8	84,45
Vasca cabine di campo								
2,5	3	7,50	4	30,00	/	0	1,6	48,00
Control Room								
6	3	18,00	2	36,00	3	54		0,00
TOTALE VOLUMI/SUPERFICI IMPIANTO				210,64		229,04		107,90

6.3 STIMA DI SUPERFICI E VOLUMI STEP UP

STEP-UP								
Lunghezza (m)	Larghezza (m)	Superficie (mq)	Numero Elementi	Superficie Totale (mq)	Altezza fuori terra(m)	Volume fuori terra (mc)	Profondità scavo (m)	Volume scavi (mc)
Base asfaltata								
/	/	1921,87	1	1921,87	/	0	0,6	1153,12
Base stalli								
/	/	173,00	1	173,00	/	0	0,6	103,80
Base trasformatore								
/	/	42,61	1	42,61	0,6	25,57	1,7	72,44
Base cabina								
23,9	6,8	162,52	1	162,52	3,65	593,20	1	162,52
TOTALE VOLUMI/SUPERFICI STEP-UP				2 300,00		618,76		1 491,88



**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
RELAZIONE TECNICA**

Pag 68 di
94

6.4 CAVIDOTTO MT – DA REALIZZARE ESTERNAMENTE ALL'IMPIANTO – COLLEGAMENTO ALLA STEP-UP

COLLEGAMENTO										
Linee cavidotto MT esterne	Tipologia scavo	Lunghezza (m)	Larghezza (m)	altezza (m)	Volume Lordo (mc)	No-Dig (m)	Lunghezza tot. No-dig (m)	N.° Giunti	Volume giunto (mc)	Volume netto (mc)
Strada sterrata su terreno privato	TIPO B	20,51	0,65	1,1	14,66	0	0	0	0	14,66
Strada sterrata su terreno privato	TIPO B	1973,72	0,65	1,1	1 411,21	3	60	4	152,32	1 215,99
Via Ticino	TIPO C	538,13	0,65	1,1	384,76	0	0	1	38,08	346,68
Strada sterrata su terreno privato	TIPO B	1358,15	0,65	1,1	971,08	2	40	3	114,24	828,24
Via Picchetta	TIPO C	738,33	0,65	1,1	527,91	4	80	1	38,08	432,63
Via Cascina Michelona	TIPO C	765,15	0,65	1,1	547,08	5,0	100	1	38,08	437,50
Via Porto Vecchio	TIPO C	329,91	0,65	1,1	235,89	1,0	20	1	38,08	183,51
Terreno agricolo	TIPO A	582,59	0,65	1,1	416,55	0,0	0	1	38,08	378,47
Via Reseghina	TIPO B-C	1468,72	0,65	1,1	1 050,13	2,0	40	3	114,24	907,29
Via Porto Vecchio	TIPO C	33,24	0,65	1,1	23,77	0,0	0	0	0	23,77
Via Ugo Foscolo	TIPO C	698,47	0,65	1,1	499,41	3,0	60	1	38,08	418,43
Via Ticino	TIPO B	246,57	0,65	1,1	176,30	1,0	20	1	38,08	123,92
Strada sterrata su terreno privato (Attraversamento canale Cavour 50m)	TIPO B	486,28	0,65	1,1	347,69	3,0	90	1	38,08	245,26
Via XXV Aprile	TIPO C	45,98	0,65	1,1	32,88	0,0	0	0	0	32,88
Strada sterrata su terreno privato	TIPO B-C	752,23	0,65	1,1	537,84	6,0	120	1	38,08	413,96
Via Nazario Sauro	TIPO B	523,38	0,65	1,1	374,22	5,0	100	1	38,08	264,64
Strada vicinale del Corso	TIPO B	165,37	0,65	1,1	118,24	2,0	40	1	38,08	51,56
Terreno agricolo	TIPO A	736,38	0,65	1,1	526,51	1,0	20	1	38,08	474,13



**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
RELAZIONE TECNICA**

Pag 69 di
94

TOTALE TIPOLOGIA A		1318,97		943,06	1	20	2	76	852,60
TOTALE TIPOLOGIA B		6614,93		4729,67	24	510	15	571	4065,52
TOTALE TIPOLOGIA C		3529,21		2523,39	13	260	5	190	1875,39
TOTALE		11463,11		8196,12	38	790	22	838	6793,51

6.5 CAVIDOTTO MT – DA REALIZZARE INTERNAMENTE ALL'IMPIANTO

SCAVI LINEE MT INTERNE AL CAMPO				
Percorso	lunghezza (m)	larghezza (m)	altezza (m)	Volume (m3)
STSA-T1	368	0,65	1,1	263,12
STSB-T1	128	0,65	1,1	91,52
T1-C. SMISTAMENTO	127	0,75	1,1	104,775
STSC-C. SMISTAMENTO	198	0,65	1,1	141,57
C. SMISTAMENTO-C. CONSEGNA	50	0,75	1,1	41,25
STSD-C.CONSEGNA	358	0,65	1,1	255,97
TOTALE	1229			898,205

6.6 CAVIDOTTO BT – DA REALIZZARE INTERNAMENTE ALL'IMPIANTO

1. SCAVI LINEE CAVIDOTTO BT CA				
SOTTOCAMPO A	lunghezza (m)	larghezza (m)	altezza (m)	Volume (m3)
A1-A2	32	0,3	0,6	5,76
A2-A3	24	0,5	0,6	7,2
A3-A4	17	0,8	0,6	8,16
A4-A5	24	0,8	0,6	11,52
A5-A6	16	0,8	0,8	10,24
A6-A7	17	0,8	0,8	10,88
A7-A8	24	0,8	0,8	15,36
A8-A9	9	0,8	0,8	5,76
A9-STSA	197	0,8	1,0	157,6
A10-A11	25	0,3	0,6	4,5
A11-A12	16	0,5	0,6	4,8
A12-A13	16	0,8	0,6	7,68
A13-A14	8	0,8	0,6	3,84
A14-A15	17	0,8	0,8	10,88
A15-A16	16	0,8	0,8	10,24
A16-A17	31	0,8	0,8	19,84



**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
RELAZIONE TECNICA**

Pag 70 di
94

A17-STSA	60	0,8	0,8	38,4
A18-STSA	103	0,8	0,8	65,92
A18-A19	18	0,8	0,6	8,64
A19-A20	19	0,8	0,6	9,12
A20-A21	19	0,5	0,6	5,7
A21-A22	9	0,3	0,6	1,62
TOTALE A	717			423,66
SOTTOCAMPO B				
	lunghezza (m)	larghezza (m)	altezza (m)	Volume (m3)
B1-B2	12	0,3	0,6	2,16
B2-B3	22	0,5	0,6	6,6
B3-B4	12	0,8	0,6	5,76
B4-B5	10	0,8	0,6	4,8
B5-B6	10	0,8	0,8	6,4
B6-B7	12	0,8	0,8	7,68
B7-B8	22	0,8	0,8	14,08
B8-B9	8	0,8	0,8	5,12
B9-STSB	159	0,8	1,0	127,2
B10-B11	8	0,3	0,6	1,44
B11-B12	13	0,5	0,6	3,9
B12-B13	9	0,8	0,6	4,32
B13-STSB	121	0,8	0,6	58,08
STSB-B14	130	0,8	0,8	83,2
B15-STSB	9	0,8	0,8	5,76
B15-B16	9	0,8	0,8	5,76
B16-B17	9	0,8	0,8	5,76
B17-B18	9	0,8	0,6	4,32
B18-B19	8	0,8	0,6	3,84
B19-B20	9	0,5	0,6	2,7
B20-B21	8	0,3	0,6	1,44
TOTALE B	609			360,32
SOTTOCAMPO C				
	lunghezza (m)	larghezza (m)	altezza (m)	Volume (m3)
C1-C2	8	0,3	0,6	1,44
C2-C3	9	0,5	0,6	2,7
C3-C4	9	0,8	0,6	4,32
C4-C5	8	0,8	0,6	3,84
C5-C6	21	0,8	0,8	13,44
C6-C7	45	0,8	0,8	28,8
C7-C8	27	0,8	0,8	17,28
C8-C9	14	0,8	0,8	8,96
C9-STSC	97	0,8	1,0	77,6



PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
RELAZIONE TECNICA

Pag 71 di
94

C10-STSC	42	0,3	0,6	7,56
C11-STSC	83	0,5	0,6	24,9
C11-C12	24	0,3	0,6	4,32
C13-STSC	134	0,8	1,0	107,2
C13-C14	9	0,8	0,8	5,76
C14-C15	25	0,8	0,8	16
C15-C16	17	0,8	0,8	10,88
C16-C17	16	0,8	0,8	10,24
C17-C18	16	0,8	0,6	7,68
C18-C19	17	0,8	0,6	8,16
C19-C20	24	0,5	0,6	7,2
C20-C21	19	0,3	0,6	3,42
TOTALE C	664			371,7
SOTTOCAMPO D				
	lunghezza (m)	larghezza (m)	altezza (m)	Volume (m3)
D1-D2	25	0,3	0,6	4,5
D2-D3	25	0,5	0,6	7,5
D3-D4	25	0,8	0,6	12
D4-D5	26	0,8	0,6	12,48
D5-D6	17	0,8	0,8	10,88
D6-D7	25	0,8	0,8	16
D7-D8	25	0,8	0,8	16
D8-D9	26	0,8	0,8	16,64
D9-STSD	152	0,8	1	121,6
D10-D11	17	0,3	0,6	3,06
D11-D12	26	0,5	0,6	7,8
D12-D13	25	0,8	0,6	12
D13-D14	16	0,8	0,6	7,68
D14-STSD	43	0,8	0,8	27,52
D15-STSD	18	0,8	0,8	11,52
D15-D16	27	0,8	0,8	17,28
D16-D17	25	0,8	0,8	16
D17-D18	17	0,8	0,8	10,88
D18-D19	16	0,8	0,6	7,68
D19-D20	26	0,8	0,6	12,48
D20-D21	17	0,5	0,6	5,1
D21-D22	16	0,3	0,6	2,88
TOTALE D	635			359,48
TOTALE A+B+C+D	2625			1515,16

ILLUMINAZIONE	lunghezza (m)	larghezza (m)	altezza (m)	Volume (m3)
ILLUMINAZIONE PERIMETRALE SOTTOCAMPO D	1346	0,3	0,6	242,28



**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
RELAZIONE TECNICA**

Pag 72 di
94

ILLUMINAZIONE PERIMETRALE SOTTOCAMPI A,B,C	2674	0,3	0,6	481,32
TOTALE	4020			723,6

LINEE CC	lunghezza (m)	larghezza (m)	altezza (m)	Volume (m3)
LINEE CC	1811	0,6	0,6	651,96

6.7 CAVIDOTTO AT – DA REALIZZARE ESTERNAMENTE ALL’IMPIANTO, DA STEP-UP A CP

LINEA AT STEP-UP - CP	lunghezza (m)	larghezza (m)	altezza (m)	Volume (m3)
LINEA AT	110	0,7	1,7	130,9

6.8 VOLUMI COMPLESSIVI

RIEPILOGO	Volume (m3)	Lunghezza (m)
Linea MT esterna (compresi giunti)	6 793,51	11 463
Giunti MT	837,76	176
Linea AT esterna	130,90	110
Linea MT interna	898,21	1 229
Linea BT interna	2 891	8 456
TOTALE	11 551,10	21 434

6.8.1 MOVIMENTI INTERNI AL LAYOUT DI CANTIERE

BILANCIO MOVIMENTI TERRA INTERNI		lunghezza (m)	larghezza (m)	profondità/altezza (m)	numero elementi	area (mq)	Volume (mc)
Scavi	Viabilità	-	4	0,20	-	8809,81	1761,96
	Cabina di consegna	2,50	7,90	0,60	1	19,75	11,85
	Cabina di smistamento	2,50	7,90	0,60	1	19,75	11,85
	Cabina di campo	7,25	3,64	0,80	4	105,50	84,40
	Linee illuminazione-videosorveglianza	4020	0,30	0,6	-		723,60
	Linee BT CA+CC	4436	-	-	-	-	2167,56
	Linee MT	1229	-	-	-	-	898,21
Riporto	Linee illuminazione-videosorveglianza	4020	0,30	0,40	-	-	361,80
	Linee BT CA+CC	4436	-	0,30	-	-	893,40
	Linee MT	1229	-	0,70	-	-	326,62



**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
RELAZIONE TECNICA**

Pag 73 di
94

	Rialzi	1205,6	0,20	0,05	-	-	12,06
Totale	Totale scavi (mc)	5659,4					
	Volumi espansi 30% (mc)	7357,3					
	Volumi recuperati 10% (mc)	1753,3					
	Bilancio terre (mc)	5604,0					

6.8.2 MOVIMENTI ESTERNI AL LAYOUT DI CANTIERE

BILANCIO MOVIMENTI TERRA ESTERNI		lunghezza (m)	larghezza (m)	profondità/altezza (m)	numero elementi	area (mq)	Volume (mc)
Scavi	Linea MT	11463	0,75	1,1	1	8597,3	6793,5
	Supplemento giunti MT	8	2,05	1,7	22	360,8	613,4
	Linea AT Step-Up - CP	110,0	0,7	1,7	1,0	77,0	130,9
	Base asfaltata Step-Up	/	/	0,6	1,0	1921,9	1153,1
	Base stalli Step Up	/	/	0,6	1	173,00	103,8
	Base trasformatore Step Up	/	/	1,7	1	42,61	72,4
	Base cabina Step-Up	23,9	6,8	1,0	1	162,52	162,5
Riporto	Linea MT	11463			1		3632,6
	Supplemento giunti MT	8	2,05		22		252,4
	Linea AT Step-Up - CP	110,0	0,7	1,2	1,0	77,0	92,4
Totale	Totale scavi (mc)	9029,7					
	Volumi espansi 30% (mc)	11738,5					
	Volumi recuperati 10% (mc)	4375,2					
	bilancio terre (mc)	7363,4					



**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
RELAZIONE TECNICA**

Pag 74 di
94

7. ORGANIZZAZIONE DEL CANTIERE E RICADUTE OCCUPAZIONALI

Si riportano i dati principali, per un maggiore approfondimento si rimanda al DOC18-PIANO DI CANTIERIZZAZIONE E RICADUTE OCCUPAZIONALI

Con riferimento all'impianto in oggetto si prevede l'impiego di:

- n. 7.540 unità giorno per la fase di costruzione;
- n. 864 unità giorno per la fase di costruzione del cavidotto MT;
- n. 2.193 unità giorno ogni anno per la fase di gestione ripartite per l'esecuzione delle attività di gestione e manutenzione;
- n. 1442 unità giorno per la fase di dismissione.

7.1 DESCRIZIONE DELLE FASI INDIVIDUATE NEL CRONOPROGRAMMA

Fase di costruzione					
Attività	Durata	Inizio	Fine	Operai richiesti	uomini giorno
Consegna lavori	0	17/08/2026	17/08/2026	0	0
Allestimento, messa in sicurezza ed eventuale pulizia del cantiere	8g	17/08/2026	26/08/2026	30	240
Scotico e livellamento terreno	9g	27/08/2026	08/09/2026	15	180
Picchettamento terreno	5g	09/09/2026	15/09/2026	20	100
Realizzazione viabilità e piazzole	15g	16/09/2026	06/10/2026	15	225
Realizzazione recinzione	8g	07/10/2026	16/10/2026	45	360
Sbancamenti e sistemazione piano di posa per cabine	10g	07/10/2026	20/10/2026	10	100
Infissione pali e montaggio delle strutture di supporto	30g	07/10/2026	17/11/2026	50	1500
Realizzazione impianto di illuminazione	14g	21/10/2026	09/11/2026	50	700
Posizionamento cabine e realizzazione impianto di terra cabine	5g	21/10/2026	27/10/2026	15	75
Realizzazione impianto antifurto	14g	28/10/2026	16/11/2026	20	280
Realizzazione cavidotti, posa corrugati e pozzetti, reinterro	20g	17/11/2026	14/12/2026	15	300
Installazione inverter di stringa	10g	15/12/2026	28/12/2026	20	200
Stringatura e cablaggi cc	15g	29/12/2026	18/01/2027	40	600
Montaggio dei moduli fotovoltaici	18g	19/01/2027	11/02/2027	40	720
Connessione cabine trasformazione preallestite	16g	12/02/2027	05/03/2027	18	288
Allestimento cabina di smistamento e di consegna	5g	08/03/2027	12/03/2027	10	50
Opere agronomiche	30g	12/02/2027	25/03/2027	15	450
Comunicazione fine lavori al gestore di rete ed all'Agenzia delle Dogane	3g	15/03/2027	17/03/2027	0	0
Cablaggi	13g	15/03/2027	31/03/2027	30	390
Realizzazione opere di rete	90g	15/03/2027	16/07/2027	0	0
Smantellamento opere provvisorie di cantiere, rimozione rifiuti e pulizia aree	5g	19/07/2027	23/07/2027	7	35



**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
RELAZIONE TECNICA**

Pag 75 di
94

Ultimazione lavori	0g	23/07/2027	23/07/2027	0	0
Durata	245g			Totale uomini giorno	6793
Max operai in cantiere (contemporanei)					

Calcolo unità lavorative all'anno nella fase di gestione		
Attività di pulizia dei moduli	quantità	u.m.
metri quadri da pulire	128808	mq
numero pulizie/anno	4	n°
metri quadri puliti giornalmente per ogni operaio	800	mq/uomo
Uomini giorno pulizia	644	uomini giorno/anno
Attività di videosorveglianza e monitoraggio della produzione energetica		
ore/giorno dedicate al monitoraggio	24	h/giorno
numero di giorni/anno di videosorveglianza	365	g/anno
Uomini giorno videosorveglianza	1095	uomini giorno/anno
Altre attività di manutenzione ordinaria		
Uomini giorno	163	uomini giorno/anno
Attività di manutenzione straordinaria		
Uomini giorno	204	uomini giorno/anno
Attività di mantenimento del prato e mitigazioni		
metri quadri da mantenere	272479	mq
Ore annuali dedicate	698	h
Uomini giorno	87	uomini giorno/anno
Totale uomini giorno fase di gestione e manutenzione	2193	uomini giorno/anno



**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
RELAZIONE TECNICA**

Pag 76 di
94

8. PIANO DISMISSIONE E RIPRISTINO – GESTIONE DEI RIFIUTI

In merito al piano di dismissione e ripristino sono considerate tutte le norme relative all'operazione in oggetto, gli aspetti tecnici e le operazioni da svolgere, al fine di determinare il costo della dismissione e ripristino dello stato dei luoghi, di cui al Decreto Ministeriale dello Sviluppo economico del 10.09.2010 recante le "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili" punto 113, e quindi la relativa cauzione a garanzia dell'esecuzione dei relativi interventi, mediante fideiussione bancaria o assicurativa.

Come verrà dettagliato nel corso della presente relazione, il valore complessivo da garantire è pari a 77.127,27 € per ogni MW installato. Di conseguenza la cifra esatta da tenere in considerazione, e quindi da garantire con fideiussione bancaria o assicurativa, è di circa 2.256.821,09 €.

8.1 COMPUTO METRICO PER LA DISMISSIONE

A fine vita utile l'impianto fotovoltaico sarà dismesso. I costi di dismissione e smaltimento sono stati valutati come segue:

TARIFFA	DESIGNAZIONE DEI LAVORI	MISURAZIONI:				Quantità	IMPORTI	
		par.ug.	lung.	larg.	H/peso		unitario	TOTALE
92 / 86 NP.D.05	Allestimento di cantiere temporaneo per gli interventi di dismissione dell'impianto fotovoltaico e di tutti le opere connesse sia fuori che sotto terra, comprese le operazioni di rimozione di impianti, la macro attività comprende la fornitura ed il nolo per tutto il tempo necessario di barrecche, servizi igienici, locali di direzione completi di attrezzature informatiche e mobilia necessaria, mezzi speciali e quant'altro necessario. Si intende compresa nel costo la successiva dismissione dell'area e ripristino dello stato "ante operam", incluso i trasporti ed il conferimento in discarica di tutti i materiali di risulta.							
		1				1		
	SOMMANO a corpo					1	22 000,00 €	22 000,00 €
88 / 82 A25019.b	Demolizione totale di fabbricati civili, sia per la parte interrata che fuori terra, questa per qualsiasi altezza, compreso e ogn onere e magistero per assicurare l'opera eseguita ... rica controllata, con esclusione degli oneri di discarica: per fabbricati in cemento armato e muratura, vuoto per pieno							
	cabine di consegna e cabine di smistamento	2	7,9	2,5	3	118,5		
	deposito e control room	2			58,08	116,16		
	SOMMANO m3					234,66	24,66 €	5 786,72 €
89 / 83 A25010	Scavo a sezione aperta o di sbancamento in zona ampia all'esterno di edifici, compreso carico su mezzo di trasporto							
	Vedi voce n° 78 [mc 8 809.00]					8 809,00		



**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
RELAZIONE TECNICA**

Pag 77 di
94

	SOMMANO m3					8 809,00	2,60 €	22 903,40 €
90 / 84 NP.D.03	Rimozione di teli impermeabili/tessuti, posti sul terreno per opere di drenaggio o consolidamento, accatastamento nell'area di cantiere, carico sul cassone di raccolta, incluso trasporto e conferimento presso discarica autorizzata.							
	Vedi voce n° 83 [m3 8 809.00]					8 809,00		
	SOMMANO m2					8 809,00	1,00 €	8 809,00 €
91 / 85 NP.D.04	Rimozione di cavidotti, compresa la rimozione per il successivo smaltimento del nastro di segnalazione e della piastra di protezione. Il costo comprende lo scavo a sezione obbligat ... edisposta per il successivo conferimento presso centro autorizzato allo smaltimento e recupero dei materiali riciclabili							
	Vedi voce n° 50 [m 1 306.00]					1 306,00		
	SOMMANO m					1 306,00	1,50 €	1 959,00 €
92 / 86 NP.D.05	Sfilaggio cavi elettrici e trasporto presso ditta specializzata per il suo smaltimento e riuso. Sono compresi tutti gli oneri necessari per il carico ed il trasporto presso ditta autorizzata.							
	Vedi voce n° 37 [m 80.00]					80		
	Vedi voce n° 46 [m 14 970.00]					14 970,00		
	Vedi voce n° 56 [m 4 020.00]					4 020,00		
	SOMMANO m					19 070,00	1,00 €	19 070,00 €
93 / 87 NP.D.06	Rimozione cabina inverter-trafo prefabbricato e trasporto presso deposito per la rigenerazione degli stessi e la successiva rimessa in opera presso altro sito. Sono compresi tutti gli oneri necessari per il carico ed il trasporto presso ditta autorizzata.							
						4		
	SOMMANO a corpo					4	5 000,00 €	20 000,00 €
94 / 88 NP.D.07	Smontaggio apparecchiature elettriche quali quadri di parallelo in c.c., quadri elettrici in c.a., quadri di media tensione e trasporto a ditta specializzata per lo smaltimento. Sono compresi tutti gli oneri necessari per lo smontaggio e lo smaltimento presso ditta autorizzata.							
						1		
	SOMMANO a corpo					1	120 000,00 €	120 000,00 €



**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
RELAZIONE TECNICA**

Pag 78 di
94

95 / 89 NP.D.08	Smontaggio pannelli fotovoltaici con idonei mezzi meccanici quali gru semovente con ventose ed accatastamento in area dedicata del cantiere, rimozione delle parti elettriche di mov ... essari per lo smontaggio, il deposito presso il cantiere ed il trasporto a centri specializzati per la rigenerazione.							
						46 080,00		
	SOMMANO kW					46 080,00	5,00 €	230 400,00 €
96 / 90 NP.D.09	Rimozione di opere in ferro quali recinzioni e cancelli ecc.. compreso accatastamento all'interno dell'area di cantiere, carico del materiale sul cassone di raccolta ad esclusione del trasporto e conferimento presso discarica autorizzata per rifiuti speciali riciclabili.							
	Vedi voce n° 15 [m 3 666.70]					3 666,70		
	cancelli		138			138		
	SOMMANO m					3 804,70	5,00 €	19 023,50 €
97 / 91 NP.D.10	Smontaggio sistemi accessori (antifurto, illuminazione, LPS), dismissione e pulizia delle aree temporanee di stoccaggio							
						1		
	SOMMANO a corpo					1	40 000,00 €	40 000,00 €
98 / 92 NP.D.11	Smantellamento delle strutture di sostegno in acciaio dei pannelli FTV compresi i fissaggi a terra mediante l' ausilio di mezzo meccanico previo smontaggio manuale degli elementi, ... eccessari per lo smontaggio, il deposito presso il cantiere ed il trasporto a centri specializzati per la rigenerazione							
	Vedi voce n° 18 [m 25 939.68]					25 939,68		
	SOMMANO kW					25 939,68	8,00 €	207 517,44 €
99 / 93 NP.D.12	Ripristino del suolo originario mediante la fine pulizia di tutto il terreno da materiale di risulta vario derivato dalle operazioni di smantellamento da svolgere, il costo per lo ... con aratura o vangatura meccanica, semina a spaglio di essenze autoctone secondo indicazioni del piano di ripristino.							
						1		
	SOMMANO a corpo					1	36 000,00 €	36 000,00 €



**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
RELAZIONE TECNICA**

Pag 79 di
94

100 / 94 NP.D.14	Opere necessarie alla dismissione della Step-up: Rimozione e smaltimento di apparecchiature elettriche, tralicci, cavi, trasformatori, recinzione perimetrale e quanto altro present ... , impianti di illuminazione e videosorveglianza compreso il trasporto a discarica autorizzata e/o a centro di riutilizzo							
						1		
	SOMMANO a corpo					1	100 000,00 €	100 000,00 €
101 / 95 NP.D.15	Opere necessarie alla dismissione del caviodotto MT: sfilaggio dei cavi senza necessità di intervent sul manto stradale							
						1		
	SOMMANO a corpo					1		1 370 000,00 €
102 / 96	Oneri della sicurezza							
						1		
	SOMMANO a corpo					1	33 352,03 €	33 352,03 €
TOTALE DISMISSIONE IMPIANTO euro								2 256 821,09 €

8.2 CRONOPROGRAMMA DISMISSIONE

Si riporta di seguito il cronoprogramma, in forma tabellare, della dismissione

Evento	Inizio [giorno]	Fine [giorno]	Durata [gg]	operai richiesti	Uomini giorno
Consegna lavori	0	0	0	0	0
Allestimento, messa in sicurezza ed eventuale pulizia del cantiere	0	7	7	13	91
Comunicazione fine attività agli Enti	8	11	3	0	0
Smantellamento cablaggi AT e BT	8	11	3	20	60
Dismissione cabine di consegna	8	10	2	13	26
Disconnessione cabine inverter	9	13	4	27	108
Smontaggio dei moduli fotovoltaici	9	16	7	34	238
Rimozione stringatura e cablaggi cc	16	23	7	34	238
Rimozione quadri di campo e parallelo cc	24	26	2	23	46
Rimozione cavidotti, corrugati e pozzetti, reinterro	27	28	1	13	13
Rimozione impianto antifurto	29	30	1	40	40
Rimozione cabine e impianto di terra cabina	9	10	1	19	19
Demolizione/rimozione impianto di illuminazione	31	33	2	23	46
Rimozione pali/viti e smontaggio delle strutture di supporto	9	22	13	21	273



**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
RELAZIONE TECNICA**

Pag 80 di
94

Rimozione recinzione	34	36	2	20	40
Smantellamento viabilità e piazzole	37	42	5	12	60
Sistemazione e ripristino terreno allo stato ante operam	43	50	7	12	84
Smantellamento opere provvisorie di cantiere, rimozione rifiuti e pulizia aree	51	56	5	12	60
Ultimazione lavori	57	57	0	0	0
totale uomini giorno					1442
max operai in cantiere (contemporanei)					101



9. ILLUMINAZIONE CAMPI FOTOVOLTAICI – IMPATTO NOTTURNO

L'illuminazione del campo fotovoltaico prevede un sistema progettato in modo da consentire ove necessario l'attivazione di specifici settori.

I punti luce saranno distanziati tra loro di circa 50 m con valori di illuminamento medio 10-15 lx; l'illuminazione dei percorsi è necessaria per la pronta individuazione degli ostacoli nonché delle condizioni del fondo.

I pali previsti saranno posizionati lungo il perimetro dell'impianto e saranno dotati di telecamere a infrarossi che riducono al minimo l'utilizzo dell'illuminazione. L'illuminazione verrà attivata solo in caso di interventi di manutenzione straordinaria, per le attività agricolo-pastorali nel settore di interesse e in caso di eventuale intrusione.

Si riportano sotto in Figura i componenti tipo che saranno utilizzati.

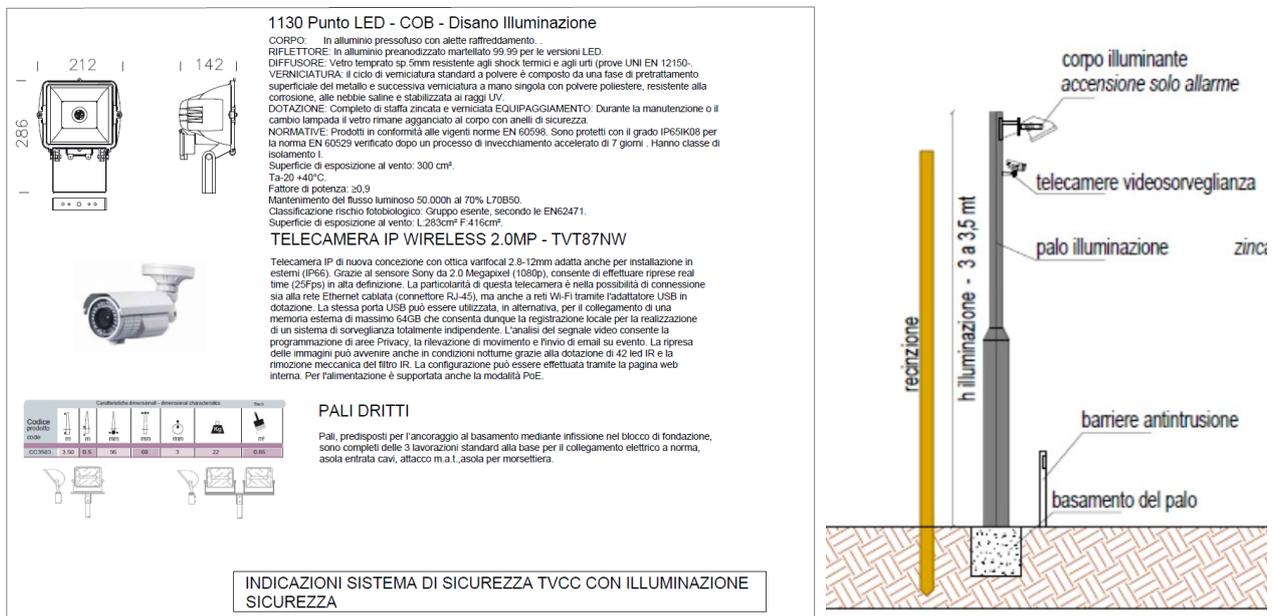


Figura 20 - Componenti sistema di illuminazione

Le primarie ragioni di sicurezza saranno tarate anche per salvaguardare la vita della fauna locale che potrebbe essere disturbata dall'eccesso di illuminazione.

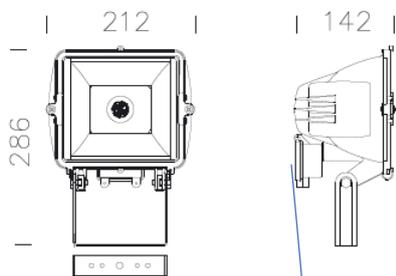
Pertanto, la quantità di illuminazione prevista è quella minima per consentire una visione efficace del perimetro attraverso le telecamere.

Viene in questa sede fornita una indicazione tipologica dell'impianto, prevedendo un distanziamento dei punti luce pari a circa 50 m.

Sulla base di questa indicazione viene sviluppato il calcolo mediante il software Dialux per una striscia di 4 pali.



**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
RELAZIONE TECNICA**



1130 Punto LED - COB - Disano Illuminazione spa

CORPO: In alluminio pressofuso con alette raffreddamento.
RIFLETTORE: In alluminio preanodizzato martellato 99.99 per le versioni LED.
DIFFUSORE: Vetro temprato sp.5mm resistente agli shock termici e agli urti (prove UNI EN 12150).
VERNICIATURA: Il ciclo di verniciatura standard a polvere è composto da una fase di pretrattamento superficiale del metallo e successiva verniciatura a mano singola con polvere poliestere, resistente alla corrosione, alle nebbie saline e stabilizzata ai raggi UV.
DOTAZIONE: Completo di staffa zincata e verniciata.
EQUIPAGGIAMENTO: Durante la manutenzione o il cambio lampada il vetro rimane agganciato al corpo con anelli di sicurezza.
NORMATIVE: Prodotti in conformità alle vigenti norme EN 60598. Sono protetti con il grado IP65IK08 per la norma EN 60529 verificato dopo un processo di invecchiamento accelerato di 7 giorni. Hanno classe di isolamento I.
Superficie di esposizione al vento: 300 cm².
Ta=20 +40°C.
Fattore di potenza: >0,9
Mantenimento del flusso luminoso 50.000h al 70% L70B50.
Classificazione rischio fotobiologico: Gruppo esente, secondo le EN62471.
Superficie di esposizione al vento: L:283cm² F:416cm².

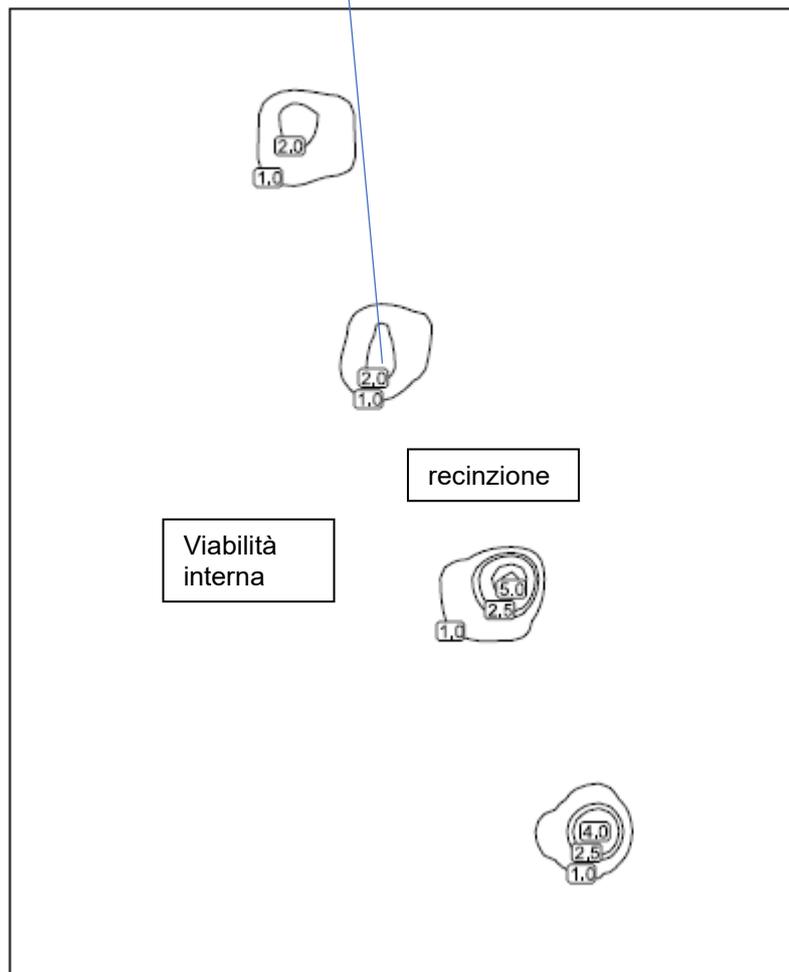
Illuminazione 0

24/03/2020

DIALux

Area 1 / Superficie di calcolo 4 / Illuminamento perpendicolare

Isolinee [lx]



Scala: 1 : 1000



PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
RELAZIONE TECNICA

Pag 83 di
94

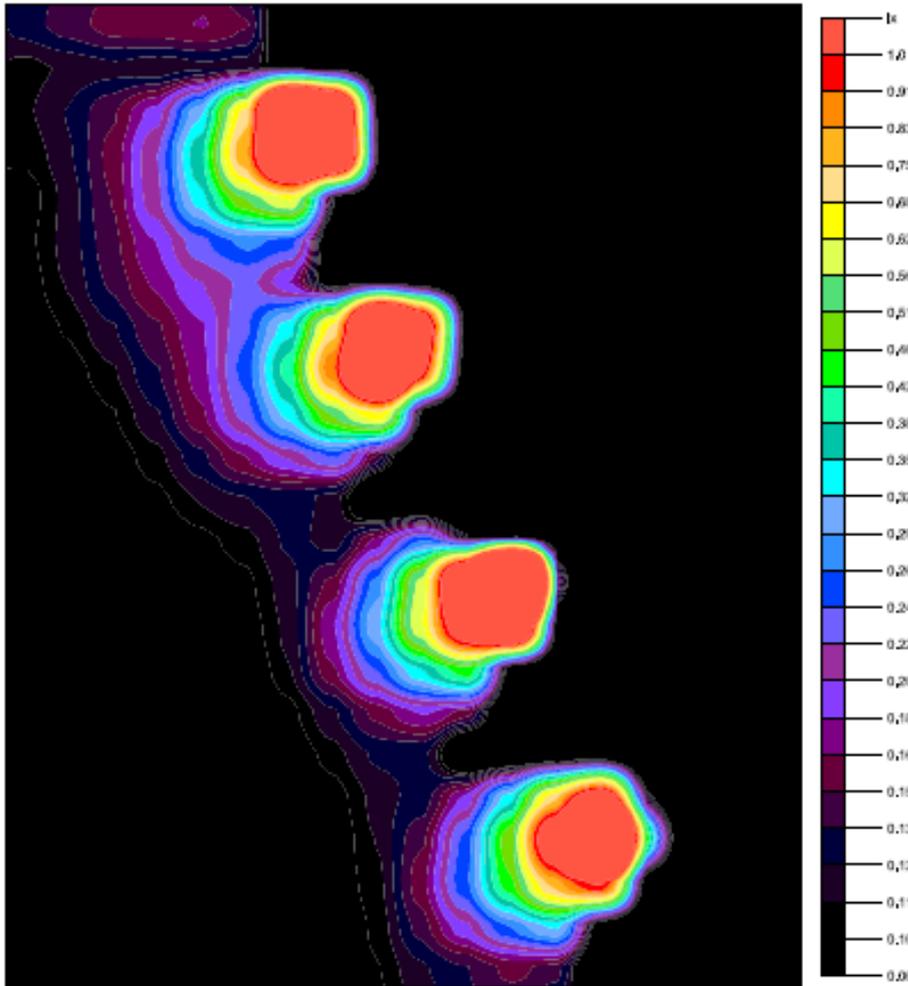
Illuminazione 0

24/03/2020

DIALux

Area 1 / Superficie di calcolo 4 / Illuminamento perpendicolare

Colori sfalsati [lx]



Scale: 1 : 1000



**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
RELAZIONE TECNICA**

Illuminazione 0

24/03/2020



Area 1 / Superficie di calcolo 4 / Illuminamento perpendicolare

Raster dei valori [lx]

+0,13	+0,15	+0,16	+0,04	+0,02	+0,01	+0,01	+0,01	+0,00
+0,11	+0,12	+0,12	+0,08	+0,04	+0,01	+0,01	+0,01	+0,01
+0,11	+0,14	+0,31	+2,4	+0,02	+0,01	+0,01	+0,01	+0,01
+0,10	+0,15	+0,38	+1,9	+0,03	+0,01	+0,01	+0,01	+0,01
+0,10	+0,15	+0,34	+0,64	+0,02	+0,01	+0,01	+0,01	+0,01
+0,10	+0,14	+0,23	+0,25	+0,02	+0,01	+0,01	+0,01	+0,01
+0,09	+0,14	+0,20	+0,17	+0,06	+0,01	+0,01	+0,01	+0,01
+0,09	+0,12	+0,18	+0,33	+2,1	+0,03	+0,01	+0,01	+0,01
+0,08	+0,11	+0,17	+0,41	+2,3	+0,01	+0,01	+0,01	+0,01
+0,08	+0,10	+0,16	+0,34	+0,70	+0,02	+0,01	+0,01	+0,01
+0,07	+0,09	+0,13	+0,20	+0,14	+0,01	+0,01	+0,01	+0,01
+0,07	+0,08	+0,11	+0,13	+0,03	+0,02	+0,01	+0,01	+0,01
+0,06	+0,07	+0,10	+0,12	+0,17	+0,11	+0,03	+0,01	+0,01
+0,06	+0,07	+0,08	+0,12	+0,28	+1,7	+0,16	+0,01	+0,01
+0,05	+0,06	+0,08	+0,11	+0,32	+1,3	+0,04	+0,01	+0,01
+0,05	+0,06	+0,07	+0,11	+0,25	+0,46	+0,02	+0,01	+0,01
+0,05	+0,06	+0,07	+0,10	+0,15	+0,16	+0,02	+0,01	+0,01
+0,05	+0,05	+0,06	+0,09	+0,12	+0,04	+0,04	+0,01	+0,01
+0,04	+0,05	+0,06	+0,08	+0,11	+0,18	+0,71	+0,12	+0,01
+0,04	+0,05	+0,05	+0,07	+0,11	+0,25	+1,3	+0,47	+0,01
+0,04	+0,04	+0,05	+0,07	+0,11	+0,26	+0,80	+0,06	+0,01
+0,04	+0,04	+0,05	+0,07	+0,10	+0,19	+0,33	+0,02	+0,01
+0,04	+0,04	+0,05	+0,07	+0,10	+0,13	+0,14	+0,03	+0,01

Scale: 1 : 1000

Fattore di diminuzione: 0.80

Superficie di calcolo 4: Illuminamento perpendicolare (Reticolo)

Scena luce: Scena luce 1

Medio: 0.17 lx, Min: 0.004 lx, Max: 5.50 lx, Min/Medio: 0.024, Min/Max: 0.001

Altezza: 0.000 m



Il punto massimo di illuminazione ha dunque un valore pari a 5,50 lux, valore minimo ai fini della sicurezza.



10. ALLEGATO 1 - PVSYSY

Nelle pagine seguenti è riportata la verifica PVsyst in merito alla produzione fotovoltaica dell'impianto di progetto:



Version 7.4.5

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Cameri

Variant: 2P tilt 15

No 3D scene defined, no shadings

System power: 29.26 MWp

Cameri - Italy



**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
RELAZIONE TECNICA**

Pag 86 di
94

Project summary

Geographical Site Cameri Italy	Situation Latitude 45.50 °N Longitude 8.66 °E Altitude 176 m Time zone UTC+1	Project settings Albedo 0.20
Meteo data Cameri PVGIS api TMY		

System summary

Grid-Connected System	No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation Fixed plane Tilt/Azimuth 15 / 0 °	Near Shadings No Shadings	User's needs Unlimited load (grid)
System information		
PV Array	Inverters	
Nb. of modules 46080 units	Nb. of units 86 units	
Pnom total 29.26 MWp	Pnom total 25.80 MWac	
	Pnom ratio 1.134	

Results summary

Produced Energy 42976056 kWh/year	Specific production 1469 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 90.35 %
-----------------------------------	---------------------------------------	------------------------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	5
Loss diagram	6
Predef. graphs	7
Aging Tool	8
Single-line diagram	10



**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
RELAZIONE TECNICA**

Pag 87 di
94

General parameters

Grid-Connected System	No 3D scene defined, no shadings		
PV Field Orientation		Sheds configuration	Models used
Orientation		No 3D scene defined	Transposition
Fixed plane			Perez
Tilt/Azimuth	15 / 0 °		Diffuse
			Imported
			Circumsolar
			separate
Horizon		Near Shadings	User's needs
Free Horizon		No Shadings	Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Jinkosolar	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	JKM635N-78HL4-BDV	Model	SUN2000-330KTL-H1
(Custom parameters definition)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	635 Wp	Unit Nom. Power	300 kWac
Number of PV modules	46080 units	Number of inverters	88 units
Nominal (STC)	29.26 MWp	Total power	25800 kWac
Array #1 - Lotto A			
Number of PV modules	11928 units	Number of inverters	22 units
Nominal (STC)	7574 kWp	Total power	6600 kWac
Modules	497 string x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	550-1500 V
Pmpp	7024 kWp	Max. power (=>30°C)	330 kWac
U mpp	1059 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.15
I mpp	6632 A	Power sharing within this inverter	
Array #2 - Lotto B			
Number of PV modules	11208 units	Number of inverters	21 units
Nominal (STC)	7117 kWp	Total power	6300 kWac
Modules	467 string x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	550-1500 V
Pmpp	6600 kWp	Max. power (=>30°C)	330 kWac
U mpp	1059 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.13
I mpp	6231 A	Power sharing within this inverter	
Array #3 - Lotto C			
Number of PV modules	11136 units	Number of inverters	21 units
Nominal (STC)	7071 kWp	Total power	6300 kWac
Modules	464 string x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	550-1500 V
Pmpp	6558 kWp	Max. power (=>30°C)	330 kWac
U mpp	1059 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.12
I mpp	6191 A	Power sharing within this inverter	
Array #4 - Lotto D			
Number of PV modules	11808 units	Number of inverters	22 units
Nominal (STC)	7498 kWp	Total power	6600 kWac
Modules	492 string x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	550-1500 V
Pmpp	6954 kWp	Max. power (=>30°C)	330 kWac
U mpp	1059 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.14
I mpp	6585 A	Power sharing within this inverter	



**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
RELAZIONE TECNICA**

Pag 88 di
94

PV Array Characteristics

Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	29261 kWp	Total power	25800 kWac
Total	46080 modules	Max. power	28380 kWac
Module area	128808 m ²	Number of inverters	86 units
		Pnom ratio	1.13

Array losses

Thermal Loss factor		Module Quality Loss		Module mismatch losses	
Module temperature according to irradiance		Loss Fraction	-0.8 %	Loss Fraction	2.0 % at MPP
Uc (const)	20.0 W/m ² K				
Uv (wind)	0.0 W/m ² K/m/s				

Strings Mismatch loss
Loss Fraction 0.2 %

IAM loss factor
Incidence effect (IAM): User defined profile

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	1.000	0.987	0.969	0.929	0.741	0.000

DC wiring losses

Global wiring resistance 0.68 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #1 - Lotto A

Global array res. 2.6 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #3 - Lotto C

Global array res. 2.8 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #2 - Lotto B

Global array res. 2.8 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #4 - Lotto D

Global array res. 2.6 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC



**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
RELAZIONE TECNICA**

Main results

System Production

Produced Energy 42976056 kWh/year

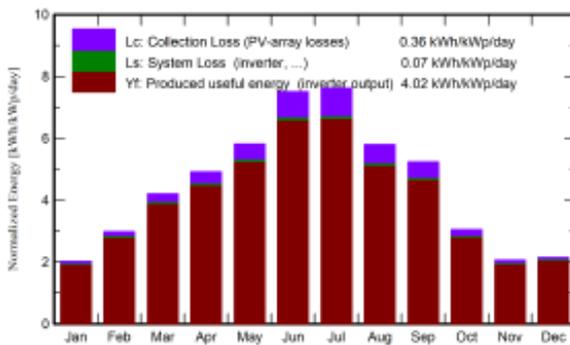
Specific production

1469 kWh/kWp/year

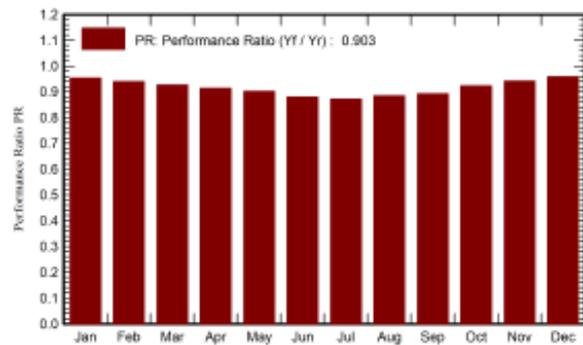
Perf. Ratio PR

90.35 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

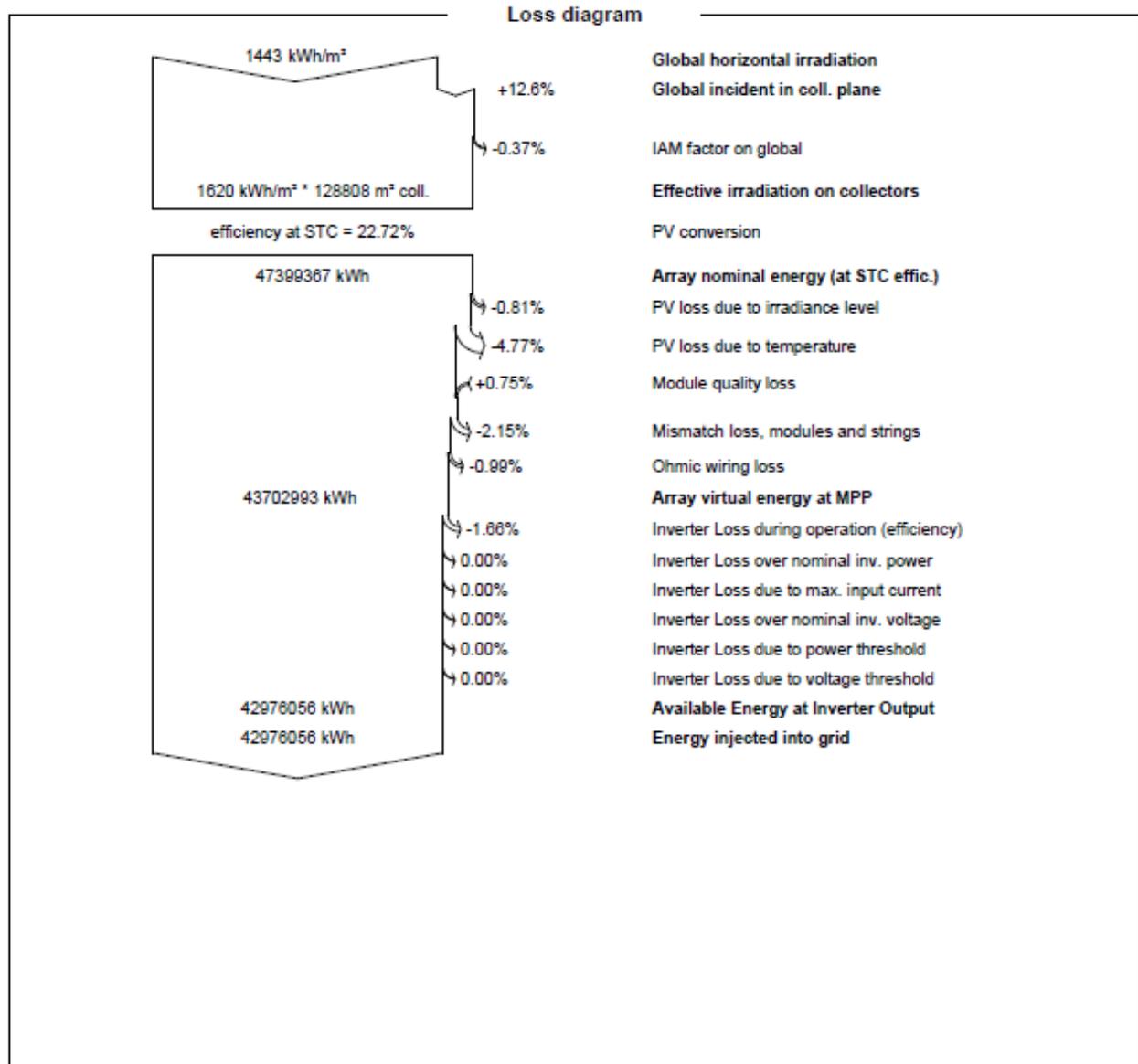
	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	44.7	21.54	2.95	62.7	62.4	1788671	1748605	0.954
February	64.8	29.43	6.37	83.6	83.3	2344941	2298672	0.940
March	110.3	43.72	8.36	130.4	130.0	3594907	3534200	0.926
April	135.4	59.87	11.58	147.5	146.8	4007075	3939719	0.913
May	173.8	86.17	16.89	180.5	179.8	4837646	4760815	0.902
June	219.7	69.02	21.66	225.1	224.3	5878160	5795415	0.880
July	227.8	66.48	24.11	236.1	235.2	6106019	6022607	0.872
August	167.5	63.42	21.52	179.8	179.2	4729237	4654645	0.885
September	134.6	47.93	20.73	157.1	156.6	4162206	4100977	0.892
October	76.7	37.74	12.72	94.4	94.1	2600894	2549370	0.923
November	44.8	21.20	6.75	61.9	61.6	1745368	1703564	0.941
December	43.4	17.18	1.76	66.6	66.3	1907871	1867466	0.959
Year	1443.4	563.72	12.98	1625.7	1619.6	43702993	42976056	0.903

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		



**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
RELAZIONE TECNICA**

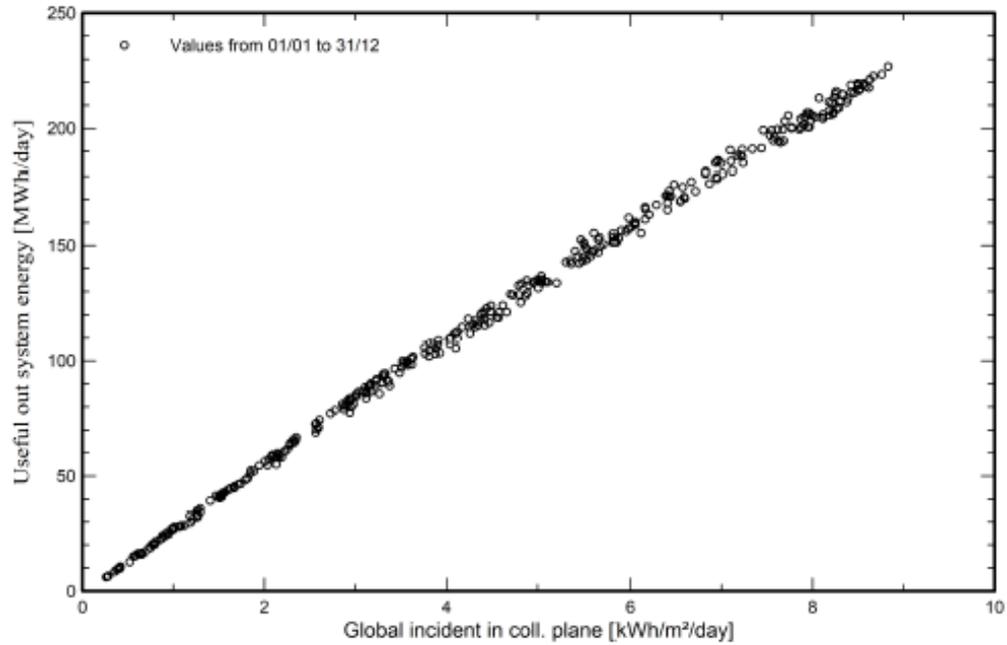




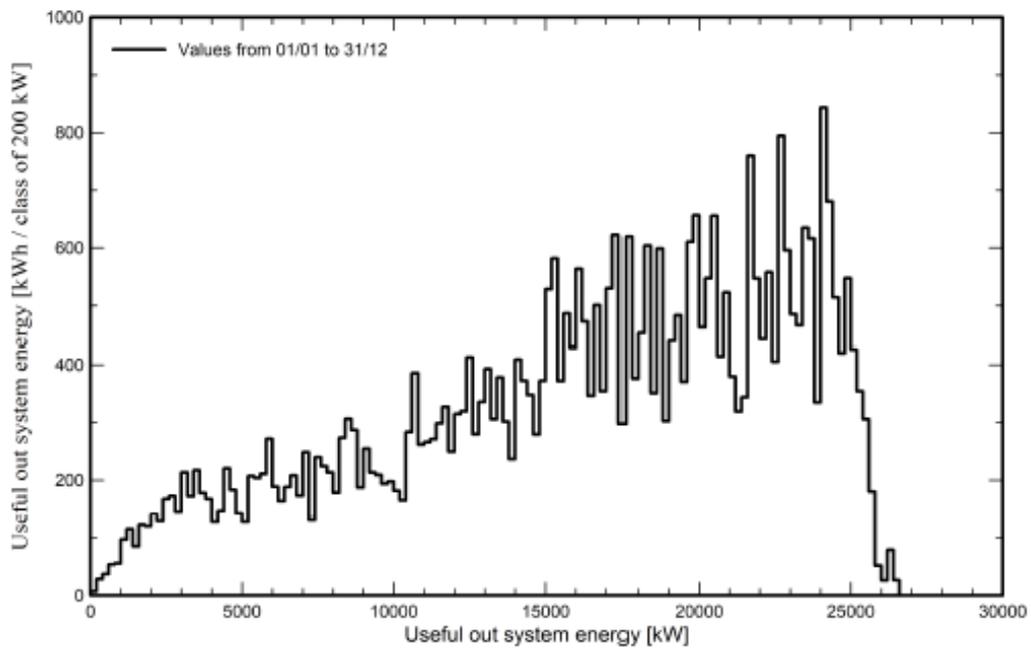
**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
RELAZIONE TECNICA**

Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution





**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
RELAZIONE TECNICA**

Aging Tool

Aging Parameters

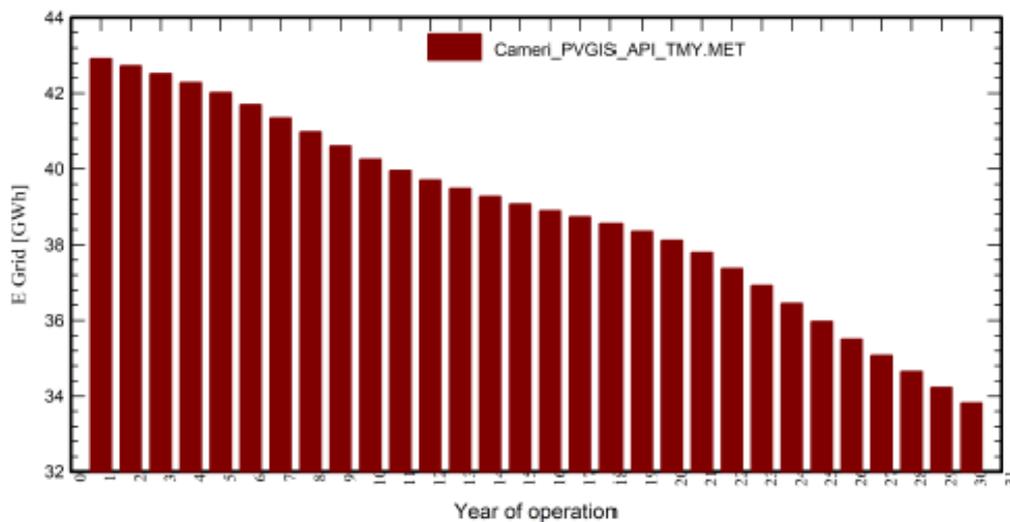
Time span of simulation	30 years	Mismatch due to degradation	
Module average degradation		Imp RMS dispersion	0.4 %/year
Loss factor	0.45 %/year	Vmp RMS dispersion	0.4 %/year

Meteo used in the simulation

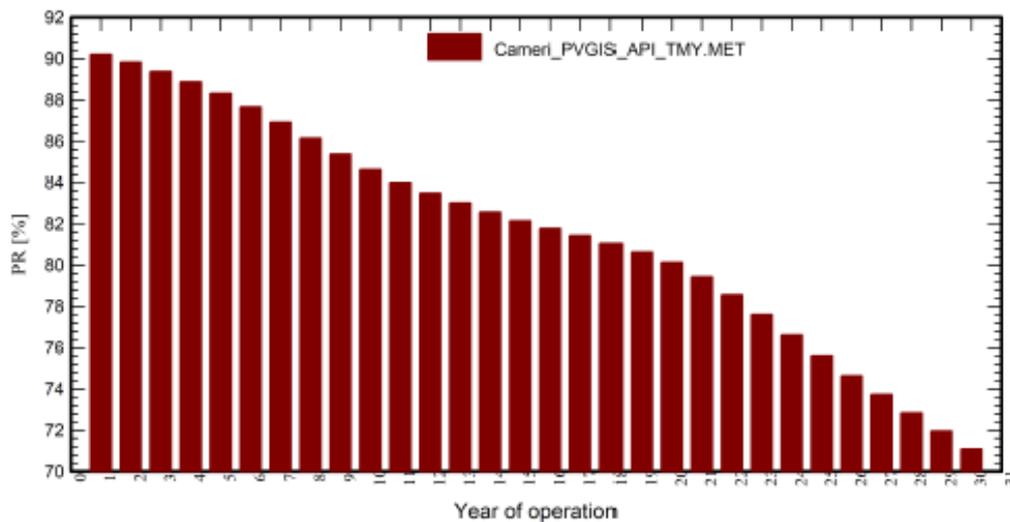
Cameri PVGIS API TMY

Years reference year

Energy injected into grid



Performance Ratio





**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
RELAZIONE TECNICA**

Pag 93 di
94

Aging Tool

Aging Parameters

Time span of simulation 30 years

Module average degradation

Loss factor 0.45 %/year

Mismatch due to degradation

Imp RMS dispersion 0.4 %/year

Vmp RMS dispersion 0.4 %/year

Meteo used in the simulation

Cameri PVGIS API TMY

Years reference year

Year	E Grid GWh	PR %	PR loss %
1	42.91	90.20	-0.21
2	42.73	89.82	-0.63
3	42.52	89.38	-1.12
4	42.28	88.88	-1.67
5	42.02	88.33	-2.29
6	41.70	87.67	-3.02
7	41.34	86.92	-3.85
8	40.98	86.14	-4.70
9	40.61	85.37	-5.55
10	40.26	84.63	-6.38
11	39.96	84.00	-7.08
12	39.71	83.48	-7.65
13	39.49	83.01	-8.17
14	39.27	82.57	-8.66
15	39.08	82.15	-9.12
16	38.90	81.77	-9.54
17	38.73	81.43	-9.92
18	38.56	81.05	-10.34
19	38.35	80.63	-10.81
20	38.12	80.13	-11.36
21	37.79	79.44	-12.12
22	37.37	78.56	-13.09
23	36.92	77.61	-14.14
24	36.45	76.62	-15.24
25	35.96	75.61	-16.36
26	35.51	74.64	-17.43
27	35.07	73.73	-18.43
28	34.65	72.84	-19.42
29	34.23	71.96	-20.40
30	33.81	71.08	-21.36

