

COMUNE DI LANUVIO



PROVINCIA DI ROMA CAPITALE



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp RNE 1 LANUVIO SOLAR

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'artt. 23, 24-24bis e 25 D.lgs. n.152/2006

IMMOBILE	Comune di Lanuvio Foglio 34 Mappali 7/parte, 92/parte, 93 e 27/parte	
PROGETTO VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE	OGGETTO DOC02 – RELAZIONE TECNICA	SCALA --
REVISIONE - DATA	VERIFICATO	APPROVATO
REV.00 - 28/02/2022		
IL RICHIEDENTE	RNE1 S.r.l. 20144 Milano – Viale San Michele del Carso, 22 FIRMA _____	
IL PROGETTISTA	Ing. Riccardo Valz Gris FIRMA  	
TEAM DI PROGETTO	Arch. Rosalba Teodoro - Ing. Francesca Imbrogno Per. Ag. Giovanni Cattaruzzi LAND LIVE 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	



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA**

Pag 1 di
91

INDICE

INDICE	1
1. INTRODUZIONE	3
2. DATI QUANTITATIVI PRINCIPALI	5
2.1 <i>Dati dell'impianto fotovoltaico e riduzione emissioni CO₂</i>	5
3. LOCALIZZAZIONE E DESCRIZIONE DEL SITO	9
3.2 Stato di fatto	9
4. DESCRIZIONE DEL PROGETTO	11
4.1 <i>Stato di progetto</i>	12
4.2 <i>Dati ambientali relativi al sito di installazione</i>	13
4.3 <i>impianto fotovoltaico su tracker monoassiali</i>	14
4.3.1 <i>Dati generali Impianto</i>	14
4.3.2 <i>Descrizione tecnica delle strutture di sostegno ad inseguimento monoassiale</i>	16
4.3.3 <i>Descrizione di Inverter di stringa e Cabine di trasformazione</i>	18
4.3.4 <i>Collegamenti elettrici e cavidotti</i>	19
4.3.5 <i>Moduli fotovoltaici</i>	20
4.3.6 <i>Cabina di consegna</i>	22
4.3.7 <i>Connessione alla CP di Aprilia di e-distribuzione</i>	22
4.3.8 <i>Tecnologia No Dig</i>	24
4.4 <i>Controllo e monitoraggio dell'impianto fotovoltaico</i>	26
4.5 <i>Impianto di antifurto</i>	26
4.6 <i>Cavi elettrici e cablaggio</i>	26
4.7 <i>Relazione di calcolo dell'impianto elettrico</i>	26
5. LE OPERE DI MITIGAZIONE E ATTIVITA' AGRONOMICHE	48
5.1 <i>L'attività agronomica</i>	49
6. MOVIMENTAZIONE TERRE E ROCCE DA SCAVO	50
6.1 <i>Dimensioni e Caratteristiche dell'Impianto</i>	50
6.2 <i>Stima dei volumi di scavo</i>	51
6.3 <i>Modalità Esecutive degli Scavi</i>	57
6.4 <i>Cave di prestito</i>	58
7. ORGANIZZAZIONE DEL CANTIERE E RICADUTE OCCUPAZIONALI	59
7.1 <i>Cronoprogramma</i>	59
7.2 <i>Allestimento cantiere</i>	60
7.3 <i>Livellamento del terreno</i>	60
7.4 <i>Picchettamento del terreno</i>	61
7.5 <i>Realizzazione viabilità e piazzole</i>	62
7.6 <i>Realizzazione recinzione</i>	62
7.7 <i>Sbancamenti e realizzazione piano di posa cabine</i>	63



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA**

Pag 2 di
91

7.8	Installazione cabine	63
7.9	Infissioni pali/viti montaggio strutture di supporto	63
7.10	Cavidotti interrati	65
7.11	Montaggio dei quadri di parallelo	65
7.12	Stringatura e cablaggi CC	66
7.13	Cablaggio cabine	66
7.14	Cablaggi MT	66
7.15	Montaggio moduli fotovoltaici	66
7.16	Smantellamento opere di cantiere e pulizia	66
7.17	La ricaduta occupazionale	67
7.18	Analisi quantitativa	68
8.	PIANO DI DISMISSIONE E RIPRISTINO – GESTIONE DEI RIFIUTI	72
8.1	Riferimenti normativi	72
8.2	Riciclo dei materiali	72
8.3	Dismissione e riciclo dei moduli fotovoltaici	73
8.4	Recupero delle materie prime	74
8.5	Specifiche tecniche imballaggio moduli su bancali	74
8.6	Dismissione e riciclo delle strutture di sostegno	75
8.7	Dismissione e riciclo delle forniture elettriche	76
8.7.1	<i>Dismissione e riciclo delle cabine elettriche</i>	<i>76</i>
8.7.2	<i>Dismissione e riciclo dei cablaggi</i>	<i>76</i>
8.8	Computo metrico della dismissione	76
9.	CRONOPROGRAMMA DISMISSIONE	78
10.	ILLUMINAZIONE CAMPI FOTOVOLTAICI – IMPATTO NOTTURNO	80
	ALLEGATO 1 – PVSYSY	84



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR**
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA

Pag 3 di
91

1. INTRODUZIONE

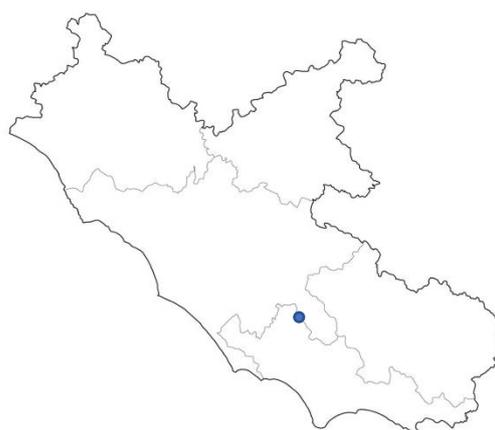
Il presente documento, unitamente alle altre relazioni specialistiche, intende consentire una valutazione tecnica in merito al progetto oggetto di Studio di Impatto Ambientale.

In particolare, vengono analizzati i seguenti elementi:

Professionisti	Aree tematiche coinvolte	Rif. DOC02 Rel. Tecnica	Rif. Altri documenti
Arch. Rosalba Teodoro Ing. Riccardo Valz Gris	Studio di impatto ambientale		DOC01 – Studio Preliminare Ambientale
RELAZIONI SPECIALISTICHE			
Arch. Rosalba Teodoro	Impatto urbanistico – analisi dei vincoli		DOC03 - Relazione urbanistica
Arch. Rosalba Teodoro	Impatto paesaggistico		DOC04 - Relazione paesaggistica
Per. Ag. Giovanni Cattaruzzi	Opere mitigazione vegetali		DOC05 - Relazione agronomica
Ing. Riccardo Valz Gris	Impatto abbagliamento solare		DOC07 - Relazione abbagliamento
Ing. Riccardo Valz Gris	Impatto idraulico		DOC08 - Relazione sull'invarianza idraulica
Ing. Francesca Imbrogno	Impatto campi elettromagnetici		DOC09 - Relazione campi elettromagnetici
Dott. Geol. David Simoncelli	Relazione geologica		DOC10- Relazione geologica
Arch. Rosalba Teodoro	Relazione fotografica	DOC12 – Relazione fotografica	
 Ing. Riccardo Valz Gris	Impatto sulla riduzione delle emissioni di CO ₂		
 Ing. Riccardo Valz Gris	Impatto sulla movimentazione delle terre e rocce da scavo: movimentazioni interne ed esterne ai cantieri		
 Ing. Riccardo Valz Gris	Impatto occupazionale		
 Ing. Riccardo Valz Gris	Impatto attività di dismissione e ripristino		



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA





**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA**

Pag 5 di
91

2. DATI QUANTITATIVI PRINCIPALI

L'area in esame per il presente progetto si trova nel Comune di Lanuvio in provincia di Roma al confine con il comune di Aprilia in provincia di Latina. Tale area trova una buona sincronia con il progetto del campo agrivoltaico, perché permettono di evitare la realizzazione di strutture che limitino la permeabilità del terreno¹, che ne alterino la flora esistente² e che impediscano la permanenza o il passaggio della fauna locale³.

Nelle tabelle di seguito la sintesi delle informazioni del progetto:

Dati generali

Ubicazione e denominazione	Comune di Lanuvio
Coordinate geografiche	41°36'13.37"N; 12°40'16.07"E
Superficie complessiva del terreno	609 988,00 m ²
Superficie complessiva moduli	279 083,75 m ²
Superficie complessiva mitigazione	32 200 m ²

L'ambito di intervento si colloca in località Macchia del Casale al confine tra la Provincia di Roma e quella di Latina e interessa amministrativamente il Comune di Lanuvio. L'energia prodotta dal campo fotovoltaico verrà veicolata mediante cavidotto MT dall'area di progetto all'area di Step-Up che si trova a distanza di circa 3,46 km nel Comune di Aprilia. All'interno della Step-Up avverrà la trasformazione da MT a AT per poi collegarsi alla CP di Aprilia di e-Distribuzione a 150 kV, inoltre, è prevista una piccola porzione di area, sempre all'interno della Step-Up, indicata come superficie per eventuale inserimento futuro di Battery Energy Storage System (BESS).

L'intervento consiste, nella realizzazione di un impianto agrivoltaico su tracker monoassiali, delle dimensioni di 60,90 MWp e si estende su un'area di circa 61 ettari, di proprietà privata. Gli elementi di contorno che contengono l'area risultano essere:

- Lato Nord è presente una strada privata
- Lato Est è presente strada comunale (Via Campomorto);
- Lato Sud è presente una zona urbanizzata;
- Lato Ovest è presente un tratto del Fosso della Ficocchia declassato.

2.1 DATI DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO E RIDUZIONE EMISSIONI CO₂

L'impianto dal punto di vista elettrico è diviso in venti sotto campi.

Descrizione	Potenza installata	Moduli installati	Superficie moduli
	MW	numero	m ²
Sottocampo 1	3,05	4992	13954
Sottocampo 2	3,05	4992	13954

¹ I pannelli sono sollevati su tracker, le strade di collegamento interno sono in terreno battuto e non è previsto l'uso di asfalto o di altro materiale impermeabile

² È prevista la conservazione delle parti boscate, dei filari e delle alberature esistenti sul lotto, potenziando ove necessario la presenza arborea e garantendo nel tempo la manutenzione del verde esistente e del verde messo a dimora come opere di mitigazione

³ La preservazione delle aree boscate e delle aree di acque lentiche, consente la conservazione delle specie negli habitat esistenti e la presenza di varchi all'interno della recinzione perimetrale consentono il passaggio degli animali



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR**
Comune di Lanuvio
**VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA**

Pag 6 di
91

Descrizione	Potenza installata	Moduli installati	Superficie moduli
	MW	numero	m2
Sottocampo 3	3,05	4992	13954
Sottocampo 4	3,05	4992	13954
Sottocampo 5	3,05	4992	13954
Sottocampo 6	3,05	4992	13954
Sottocampo 7	3,05	4992	13954
Sottocampo 8	3,05	4992	13954
Sottocampo 9	3,05	4992	13954
Sottocampo 10	3,05	4992	13954
Sottocampo 11	3,05	4992	13954
Sottocampo 12	3,05	4992	13954
Sottocampo 13	3,05	4992	13954
Sottocampo 14	3,05	4992	13954
Sottocampo 15	3,05	4992	13954
Sottocampo 16	3,05	4992	13954
Sottocampo 17	3,05	4992	13954
Sottocampo 18	3,05	4992	13954
Sottocampo 19	3,05	4992	13954
Sottocampo 20	3,05	4992	13954
Totale Area	60,90	99840,00	279083,75

La produzione di energia al primo anno è pari a 110 GWh.

Il risparmio di CO₂ è stimato in 273,3 g CO₂/kWh⁴ pari a 30.063 t di CO₂/anno.

Il software di calcolo tiene conto dei dati garantiti dal produttore e per tali condizioni viene calcolato il decadimento della produzione elettrica. Il revamping dell'impianto è suggerito ogni 12 anni, Tenuto conto di questo rinnovo periodico dei moduli fotovoltaici, la produzione complessiva è la seguente:

Nel corso dei 30 anni di vita utile dell'impianto, considerando il decadimento dei moduli fotovoltaici, la produzione complessiva è la seguente:

Anno	Produzione
	GWh
1	110
2	109
3	109
4	108
5	107
6	107
7	106
8	105

⁴ 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



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA

Pag 7 di
91

Anno	Produzione
	GWh
9	104
10	103
11	102
12	101
13	110
14	109
15	109
16	108
17	107
18	107
19	106
20	105
21	104
22	103
23	102
24	101
25	100
26	99
27	99
28	98
29	97
30	96
Totale	3 133

Possiamo dunque fare un confronto con la stima del fabbisogno di energia elettrica 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

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



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA

Pag 8 di
91

REGIONE	DOMESTICO		NON DOMESTICO		TOTALE	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
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 Lazio è pari a 20.289.000 MWh a confronto dei 110.000 MWh prodotti dall'impianto al primo anno.

Il contributo in termini di energia rinnovabile sui consumi del Lazio è pari al 0,54 %.

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

$3.133.000 \text{ MWh} \times 273.300 \text{ g CO}_2/\text{MWh} \times 10^{-6} = \underline{\underline{855.309,00 \text{ t CO}_2}}$

RE



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA**

Pag 9 di
91

3. LOCALIZZAZIONE E DESCRIZIONE DEL SITO

L'ambito di intervento si colloca in località Macchia del Casale al confine tra la Provincia di Roma e quella di Latina e interessa amministrativamente il Comune di Lanuvio. L'energia prodotta dal campo fotovoltaico verrà veicolata mediante cavo MT dall'area di progetto all'area di Step-Up che si trova a distanza di circa 3,46 km nel Comune di Aprilia. All'interno della Step-Up avverrà la trasformazione da MT a AT per poi collegarsi alla CP di Aprilia di e-Distribuzione a 150 kV.

L'intervento consiste, nella realizzazione di un impianto agrivoltaico su tracker monoassiali, delle dimensioni di 60,90 MWp e si estende su un'area di circa 61 ettari, di proprietà privata. Gli elementi di contorno che contengono l'area risultano essere:

- Lato Nord è presente una strada privata
- Lato Est è presente strada comunale (Via Campomorto);
- Lato Sud è presente una zona urbanizzata;
- Lato Ovest è presente un tratto del Fosso della Ficocchia declassato.



FIGURA 1 - IMMAGINI SATELLITARI DELL'AREA OGGETTO DI INTERVENTO CON INDIVIDUAZIONE DELL'AREA DI INSTALLAZIONE DELL'IMPIANTO

2.2 STATO DI FATTO

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



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA

Pag 10 di
91

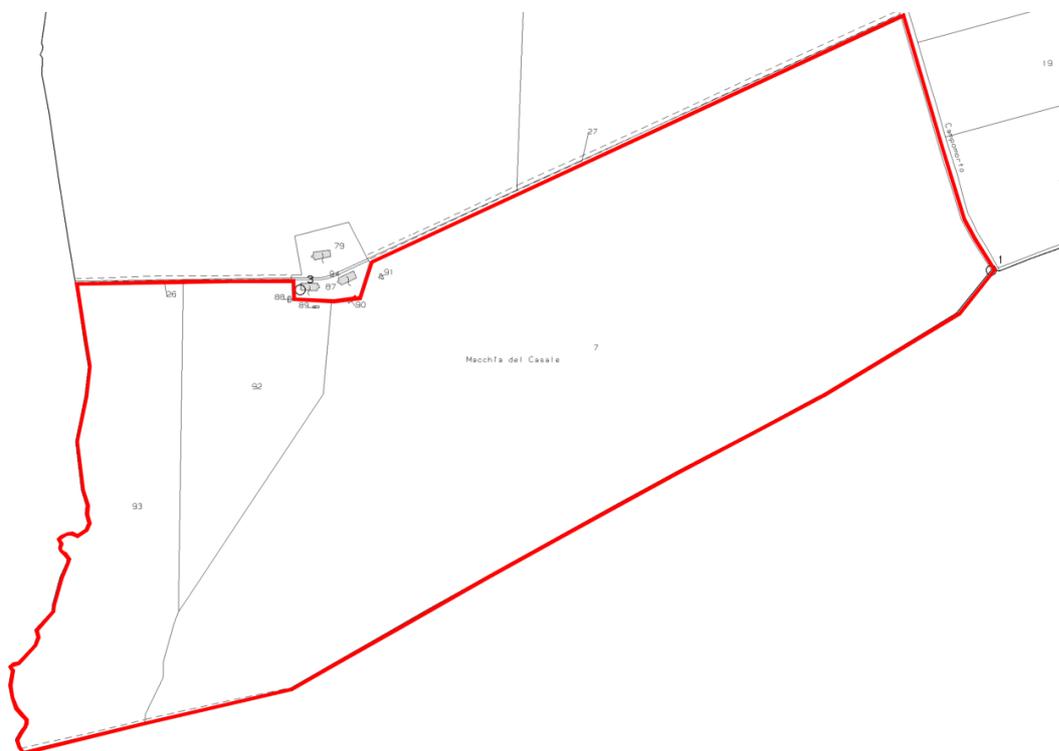


FIGURA 2 PLANIMETRIA CATASTALE DEL LOTTO DI INTERVENTO

N.	DATI IDENTIFICATIVI			SUPERFICIE			PROPRIETA'	
	Comune	Foglio	Particella	ha	are	ca	Nominativo	Codice fiscale
1	Lanuvio	34	7/parte	45	65	48	CAPPELLI Fabio nato a ROMA il 30/03/1962	CPPFBA62C30H501W
2	Lanuvio	34	92/Parte	5	38	13	CAPPELLI Fabio nato a ROMA il 30/03/1962	CPPFBA62C30H501W
3	Lanuvio	34	93	9	56	46	CAPPELLI Fabio nato a ROMA il 30/03/1962	CPPFBA62C30H501W
4	Lanuvio	34	27		28	73	CAPPELLI Fabio nato a ROMA il 30/03/1962	CPPFBA62C30H501W



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA

Pag 11 di
91

4. DESCRIZIONE DEL PROGETTO

La morfologia del terreno permette all'impianto, collocato alla giusta distanza dai confini, di essere schermato in buona parte naturalmente per le proprietà intrinseche dei lotti. Il suolo dei terreni agricoli risulta essere abbastanza pianeggiante con una leggera depressione sul lato Sud - Ovest; pertanto, i lotti non avrebbero bisogno di grandi modifiche relative a scavi e riporti.

Nelle tavole grafiche del progetto definitivo allegate, si è provveduto a verificare le quantità e zone di scavo e rinterro.

L'impianto dal punto di vista elettrico è diviso in venti sottocampi.

Il terreno è caratterizzato da un'estensione totale di circa 61 ha, mentre la superficie occupata dai pannelli è di 28 ha pari a circa il 45,9 % della superficie disponibile.

Le tecniche di installazione del campo fotovoltaico rispettano quanto più possibile il terreno, di fatto essendo elevati su tracker ad inseguimento i pannelli non sono ubicati direttamente sul terreno, ma ne risultano sollevati, inoltre anche le tecniche di infilaggio dei tracker, infissi 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, e non intervengono in alcun modo sulle presenze alberate.

Anzi il piano di recupero del lotto, prevede la manutenzione delle zone boscate, incluso l'impegno necessario a garantire l'attecchimento delle nuove piantine 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 60,90 MWp su tracker monoassiali a doppio pannello, distanziati con interasse 8,25 m.

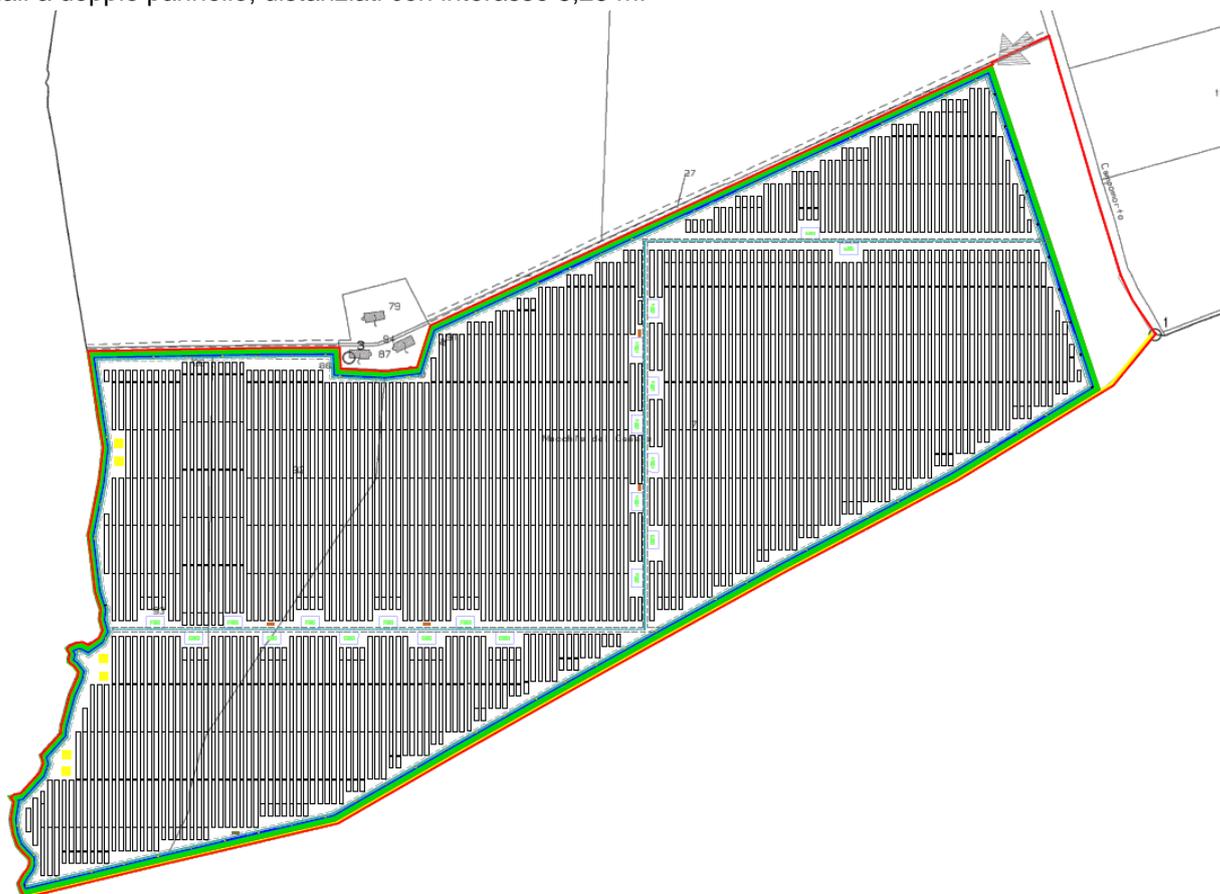


Figura 3 Planimetria di progetto su piano particellare



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA

Pag 13 di
91

4.2 DATI AMBIENTALI RELATIVI AL SITO DI INSTALLAZIONE

I dati ambientali riportati di seguito nel dettaglio si riferiscono specificatamente a Lanuvio. I risultati dei calcoli PVSyst sono riportati nelle pagine seguenti.



PVSyst V7.2.11

Studio Ing. Valz Gris (Italy)

Meteo

Data range Reference year

Situation

Latitude 41.61 °N
Longitude 12.66 °E
Altitude 74 m
Time zone UTC+1

Source file characteristics

Source file Aprilia_PVGIS_API_TMY.SIT
Date type Reference year
Time step 1 Hour
Time shift of real data -19 Min.

Used parameters in source

Horiz. Global Ambient Temper.
Horiz. Diffuse Wind Velocity
Relative humidity

Hourly meteo - monthly sums

Interval beginning	GlobHor kWh/m ² /mth	DiffHor kWh/m ² /mth	T_Amb °C	WindVel m/s	RelHum ratio
January	63.1	27.1	10.2	2.8	0.720
February	89.1	33.4	10.1	2.8	0.748
March	119.3	53.7	12.1	4.9	0.756
April	158.3	64.5	14.3	2.9	0.824
May	205.2	70.9	17.1	2.5	0.789
June	214.8	72.7	21.1	2.6	0.809
July	237.3	64.3	24.8	2.2	0.805
August	210.7	61.0	24.1	2.7	0.785
September	146.3	58.3	21.6	2.8	0.737
October	96.7	45.1	19.6	2.4	0.817
November	64.2	31.2	16.6	3.1	0.803
December	55.1	24.6	12.3	3.2	0.733
Year	1660.1	606.9	17.0	2.9	0.777



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA**

Pag 14 di
91

4.3 IMPIANTO FOTOVOLTAICO SU TRACKER MONOASSIALI

Il presente progetto è relativo alla realizzazione di un impianto agrivoltaico 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 60,90 MWp
Posizionamento del generatore FV: installazione al suolo
Orientamento asse generatore FV: NORD-SUD
Angolo di tilt del generatore FV: variabile con inseguimento est-ovest
Fattore di albedo: erba verde: 0.20
Fattore di riduzione delle ombre: Komb 18%

L'impianto fotovoltaico sarà realizzato utilizzando **99 840** moduli in silicio monocristallino da 610 Wp ciascuno e 20 inverter centralizzati da 2500 kW nominali come dettagliatamente descritto negli elaborati grafici e di seguito.

Come si mostra nella planimetria di progetto su riportata, il progetto prevede la suddivisione dell'impianto fotovoltaico in venti distinti sottocampi dotati di cabine di trasformazione ed inverter. I pannelli sono su tracker doppi da 96, 48 e 24 pannelli, posti a interasse di 8,25 m.

In particolare, si distinguono:

Stringhe		n. moduli in serie	n. moduli totali	Potenza Singolo modulo (Wp)	Potenza Totale (kWp)
Sottocampo 1	208	24	4 992,00	610	3 045,12
Sottocampo 2	208	24	4 992,00	610	3 045,12
Sottocampo 3	208	24	4 992,00	610	3 045,12
Sottocampo 4	208	24	4 992,00	610	3 045,12
Sottocampo 5	208	24	4 992,00	610	3 045,12
Sottocampo 6	208	24	4 992,00	610	3 045,12
Sottocampo 7	208	24	4 992,00	610	3 045,12
Sottocampo 8	208	24	4 992,00	610	3 045,12
Sottocampo 9	208	24	4 992,00	610	3 045,12
Sottocampo 10	208	24	4 992,00	610	3 045,12
Sottocampo 11	208	24	4 992,00	610	3 045,12
Sottocampo 12	208	24	4 992,00	610	3 045,12
Sottocampo 13	208	24	4 992,00	610	3 045,12
Sottocampo 14	208	24	4 992,00	610	3 045,12
Sottocampo 15	208	24	4 992,00	610	3 045,12
Sottocampo 16	208	24	4 992,00	610	3 045,12
Sottocampo 17	208	24	4 992,00	610	3 045,12
Sottocampo 18	208	24	4 992,00	610	3 045,12
Sottocampo 19	208	24	4 992,00	610	3 045,12
Sottocampo 20	208	24	4 992,00	610	3 045,12



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA

Pag 15 di
91

Stringhe	n. moduli in serie	n. moduli totali	Potenza Singolo modulo (Wp)	Potenza Totale (kWp)
Totali per Campo fotovoltaico		99 840,00		60 902,40

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

Calcolo Superfici coperte dai moduli e cabine			
	Quantità	Superficie Singolo elemento [m2]	Superficie coperta [m2]
Trackers 2x48	860	262,03	225 345,80
Trackers 2x24	254	132,29	33 601,66
Trackers 2x12	212	65,60	13 907,20
Cabina Consegna	1	22,04	22,04
Cabine Smistamento	4	22,04	88,16
Cabine di trasformazione	20	32,60	652,00
Container	2	18	36,00
		Superficie totale [m2]	273 653

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

La misura dell'energia prodotta si realizzerà nel Locale di misura all'interno del manufatto Step Up ubicato nei pressi della CP di e-distribuzione di Aprilia da 150 kV 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. Il contatore sarà installato a valle del trasformatore di Alta Tensione ubicato nella Step-Up.



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA

Pag 16 di
91

4.3.2 Descrizione tecnica delle strutture di sostegno ad inseguimento monoassiale



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



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA

Pag 17 di
91

SKYSMART 2 TRACKER SPECIFICATIONS

Tracking Type	Independent horizontal single-axis tracker
Tracking Range	$\pm 60^\circ$
Driving System	Slewing drive, parallel multi-point design, 24VDC Motor
Modules per Tracker	Up to 120 modules per tracker
System Voltage	1,000 V or 1,500 V
Ground Coverage Ratio	Typical $\geq 35\%$
Foundation Options	Ramming/Pre-drilling/Concrete Piles
Terrain Adaption	Up to 20% N-S Slope
Structure Material	Hot dipped galvanized/Pre-galvanized steel
Power Supply	Powered by PV strings, back-up Li-ion battery
Daily Energy Consumption	Typical 0.08kWh
Standard Wind Design	105mph (47m/s) per ASCE7-10, higher wind load available
Wind Protection*	18m/s
Module Supported	All commercially available modules
Operation Temperature	-30°C to 60°C

ELECTRONIC CONTROLLER SPECIFICATIONS

Control System	1 controller per tracker
Control Algorithm	Astronomical algorithms + Tilt sensor close loop
Tracking Accuracy	$\leq \pm 2^\circ$
Backtracking	Yes
Communication Options	LoRa wireless/ RS 485 cable
Night Position	Yes

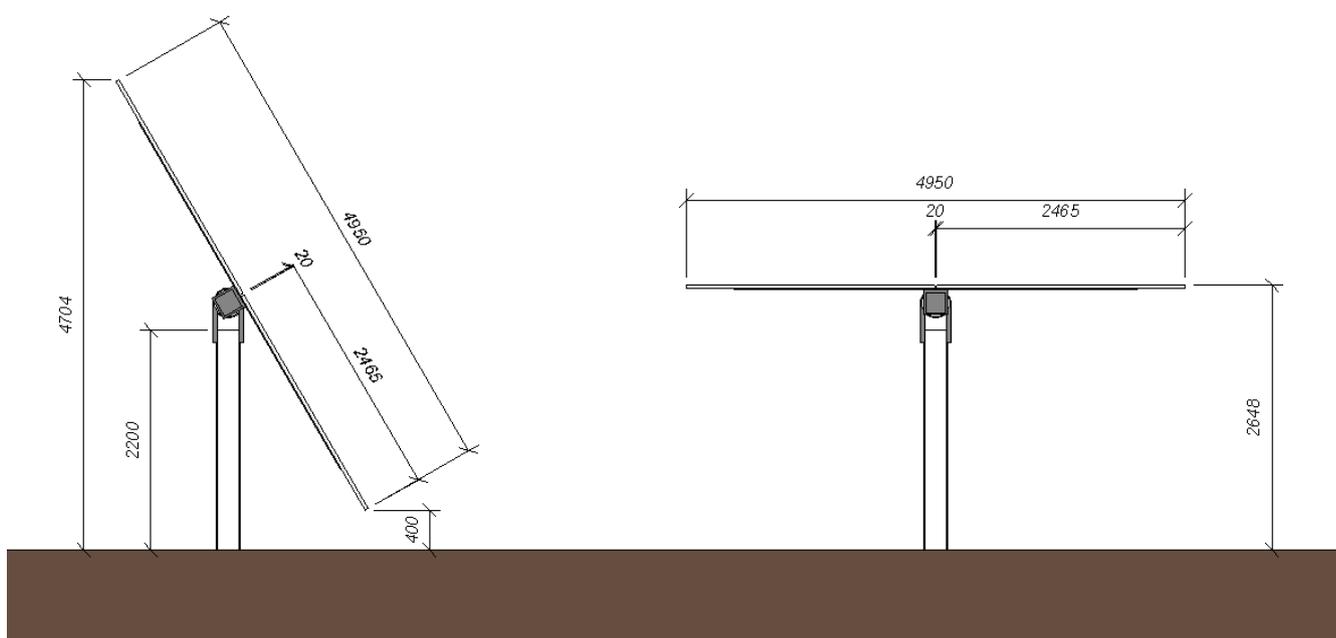


FIGURA 4 - DATI DEI TRACKER



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA

Pag 18 di
91

Il Backtracking massimizza il rapporto di copertura del suolo. Grazie a questa funzione, è possibile ridurre la distanza centrale tra le varie stringhe. Pertanto, l'intero impianto fotovoltaico occupa meno terreno di quelli che impiegano soluzioni di localizzazione simili. L'assenza di inclinazione del cambiamento stagionale, (cioè il tracciamento "stagionale") ha scarso effetto sulla produzione di energia e consente una struttura meccanica molto più semplice che rende un sistema intrinsecamente affidabile. Questo design semplificato si traduce in una maggiore acquisizione di energia a un costo simile a una struttura fissa. Con il potenziale miglioramento della produzione di energia dal 15% al 35%, l'introduzione di una tecnologia di inseguimento economica ha facilitato lo sviluppo di sistemi fotovoltaici su vasta scala. Si rimanda alla relazione tecnica specifica sugli impianti per maggiori dettagli tecnologici.

4.3.3 Descrizione di Inverter di stringa e Cabine di trasformazione

L'area di impianto è servita nel complesso da 20 inverter, trasformatori e cabine di trasformazione.

Container di trasformazione:

È prevista l'installazione di inverter centralizzati.

All'interno dell'area di progetto sono presenti 20 Cabine tipo SINACON PV - MARCA Siemens con inverter PV2500. L'insieme degli inverter ha una potenza complessiva di 50 MW.

Di seguito vengono riportate le schede tecniche di riferimento:





IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA

Pag 19 di
91

Inverter - Sinacon PV2500

Manufacturer	Siemens	Commercial data	
Model	Sinacon PV2500	Availability :	Prod. Since 2017
		Data source :	Manufacturer 2019
		Remarks	
		Tecnologia:	Without LV Transfo, 3Level NPC-IGBT
		Protezione:	IP65
		Controllo:	Touchscreen
		Sizes	
		Width	1860 mm
		Height	3734 mm
		Depth	1142 mm
		Weight	2200.00 kg
Input characteristics (PV array side)			
Operating mode	MPPT		
Minimum MPP Voltage (Vmin)	900 V	Nominal PV Power (Pnom DC)	2540 kW
Maximum MPP Voltage (Vmax)	1500 V	Maximum PV Power (Pmax DC)	5000 kW
Absolute max. PV Voltage (Vmax array)	1500 V	Power Threshold (Pthresh.)	1000 W
Behaviour at Vmin/Vmax	Limitation		
Behaviour at Pnom	Limitation		
Output characteristics (AC grid side)			
Grid voltage (Imax)	Triphased 690 V	Nominal AC Power (Pnom AC)	2500 kWac
Grid frequency	50/60 Hz	Maximum AC Power (Pmax AC)	2600 kWac
		Nominal AC current (Inom AC)	2100 A
		Maximum AC current (Imax AC)	2100 A

Efficiency defined for 3 voltages

	V	Maximum efficiency	European average efficiency
		%	%
Low voltage	1050	99.0	98.8
Medium voltage	1102	99.0	98.8
High voltage	1350	98.8	98.6

Remarks and Technical features

Array isolation monitoring
Internal DC switch
Internal AC switch
Output Voltage disconnect adjustment

Trasformatori ad olio:

I trasformatori marca Sirmet Elettrica srl modello UE2500-6/0.4-0

15 ±2x2,5% / 0.4kV

2500 kVA a 35°C

Vcc%= da 5 a 8,5% rif.

Dyn11

I prim. = 82°

I secon.= 3.080 A

Grado di protezione IP54

Contenimento olio:

- 2.300 kg totali 2,65 m³

- fossa in basamento ca al di sotto dei trasformatori dim. ca 2,5x3 m h=0,15 protetta da pioggia tramite tettoia copertura trasformatori

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



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA

Pag 20 di
91

fino a dove possibile all'interno degli appositi canali previsti nei profili delle strutture di fissaggio. Per la distribuzione dei cavi all'esterno si devono praticare degli scavi (profondità non inferiore a 0,8 m per i cavi di media tensione su proprietà privata e pari ad almeno 1,2 metri su terreno pubblico) seguendo un percorso il più possibile parallelo a strade o passaggi. I cavi MT dovranno essere separati da quelli BT e i cavi BT separati da quelli di segnalazione e monitoraggio. Ad intervalli di circa 15/20 m per tratti rettilinei e ad ogni derivazione si interporranno dei pozzetti rompitratta (del tipo prefabbricato con chiusino in cemento) per agevolare la posa delle condutture e consentire l'ispezione ed il controllo dell'impianto. I cavi, anche se del tipo per posa direttamente interrata, devono essere protetti meccanicamente mediante tubi. Il percorso interrato deve essere segnalato, ad esempio colorando opportunamente i tubi (si deve evitare il colore giallo, arancio, rosso) oppure mediante nastri segnalatori posti a 20 cm sopra le tubazioni. Le tubazioni dei cavidotti in PVC devono essere di tipo pesante (resistenza allo schiacciamento non inferiore a 750 N). Ogni singolo elemento è provvisto ad una estremità di bicchiere per la giunzione. Il tubo è posato in modo che esso si appoggi sul fondo dello scavo per tutta la lunghezza; è completo di ogni minuteria ed accessorio per renderlo in opera conformemente alle norme CEI 23-29.

4.3.5 Moduli fotovoltaici

I moduli previsti sono di tipo **Tiger Neo N-type 78HL4-BDV 590-610 Watt bifacciali**, nella progettazione sono stati scelti i pannelli **da 610 Wp**.

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

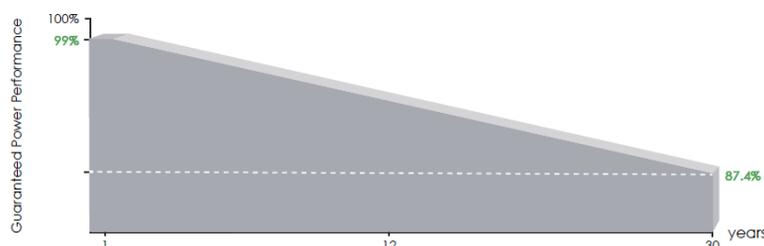
Ogni modulo dispone di diodi di by-pass alloggiati in una cassetta IP68 e posti in antiparallelo alle celle così da salvaguardare il modulo in caso di contro-polarizzazione di una o più celle dovuta ad ombreggiamenti o danneggiamenti.

I moduli scelti sono forniti di cornice e con garanzia di una potenza non inferiore al 90% del valore iniziale dopo 10 anni di funzionamento ed all'87,4 % 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.

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY



12 Year Product Warranty

30 Year Linear Power Warranty

0.40% Annual Degradation Over 30 years



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp

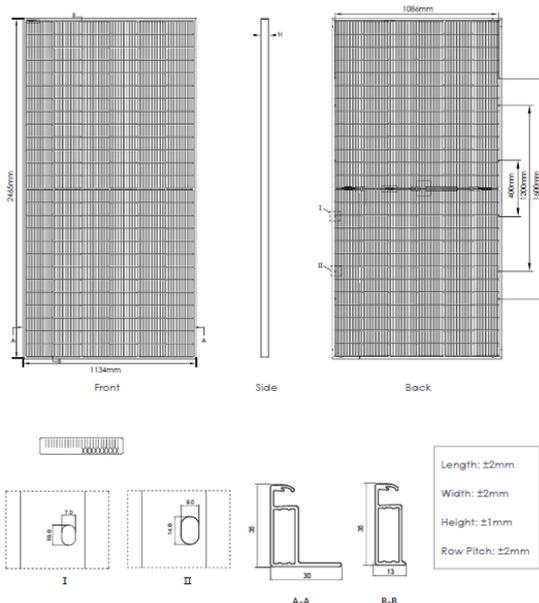
RNE 1 LANUVIO SOLAR

Comune di Lanuvio

VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE

RELAZIONE TECNICA

Engineering Drawings

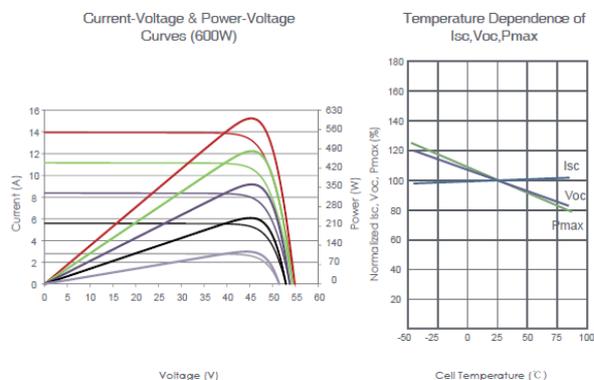


Packaging Configuration

[Two pallets = One stack]

31pcs/pallets, 62pcs/stack, 496pcs/ 40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	N type Mono-crystalline
No. of cells	156 (2×78)
Dimensions	2465×1134×35mm (97.05×44.65×1.38 inch)
Weight	34.6kg (76.38 lbs)
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 1×4.0mm' (+): 400mm, (-): 200mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM590N-78HL4-BDV		JKM595N-78HL4-BDV		JKM600N-78HL4-BDV		JKM605N-78HL4-BDV		JKM610N-78HL4-BDV	
	STC	NOCT								
Maximum Power (Pmax)	590Wp	444Wp	595Wp	447Wp	600Wp	451Wp	605Wp	455Wp	610Wp	459Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	44.91V	41.89V	45.08V	42.00V	45.25V	42.12V	45.42V	42.23V	45.60V	42.35V
Maximum Power Current (Imp)	13.14A	10.59A	13.20A	10.65A	13.26A	10.71A	13.32A	10.77A	13.38A	10.83A
Open-circuit Voltage (Voc)	54.76V	52.02V	54.90V	52.15V	55.03V	52.27V	55.17V	52.41V	55.31V	52.54V
Short-circuit Current (Isc)	13.71A	11.07A	13.79A	11.13A	13.87A	11.20A	13.95A	11.26A	14.03A	11.33A
Module Efficiency STC (%)	21.11%		21.29%		21.46%		21.64%		21.82%	
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	-0.30%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.25%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.046%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									
Refer. Bifacial Factor	80±5%									

BIFACIAL OUTPUT-REAR SIDE POWER GAIN

		JKM590N-78HL4-BDV	JKM595N-78HL4-BDV	JKM600N-78HL4-BDV	JKM605N-78HL4-BDV	JKM610N-78HL4-BDV
5%	Maximum Power (Pmax)	620Wp	625Wp	630Wp	635Wp	641Wp
	Module Efficiency STC (%)	22.16%	22.35%	22.54%	22.73%	22.91%
15%	Maximum Power (Pmax)	679Wp	684Wp	690Wp	696Wp	702Wp
	Module Efficiency STC (%)	24.27%	24.48%	24.68%	24.89%	25.10%
25%	Maximum Power (Pmax)	738Wp	744Wp	750Wp	756Wp	763Wp
	Module Efficiency STC (%)	26.38%	26.61%	26.83%	27.05%	27.28%



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA**

Pag 22 di
91

4.3.6 Cabina di consegna

All'interno dell'area di progetto saranno presente una cabina di consegna realizzata in prossimità della zona sud di impianto interna al lotto.

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



4.3.7 Connessione alla CP di Aprilia di e-distribuzione

L'energia prodotta dal campo fotovoltaico verrà veicolata mediante un cavidotto interrato in media tensione a 30 kV lungo circa 3,46 km fino alla Step-Up sita vicino alla CP di Aprilia di e-distribuzione, all'interno della cabina di Step-Up avverrà l'elevazione da 30 kV a 150 kV.



FIGURA 5 - INQUADRAMENTO SU ORTOFOTO DELL'AREA DI IMPIANTO (IN ROSSO) E DEL PERCORSO DEL CAVIDOTTO IN MT (IN ARANCIONE)



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA

Pag 23 di
91

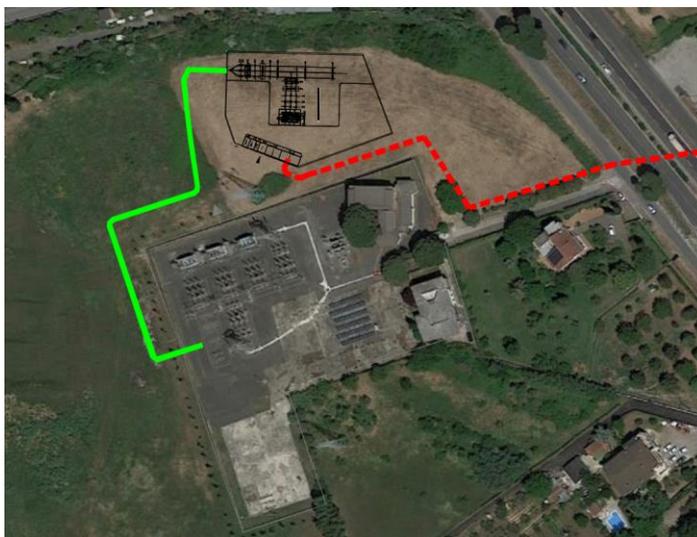


FIGURA 6 - INQUADRAMENTO DELL'AREA STEP-UP CON IL COLLEGAMENTO IN MT (IN ROSSO) E IL COLLEGAMENTO IN AT DALL'AREA DI STEP-UP ALLA CABINA DI E-DISTRIBUZIONE (IN VERDE)



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA

Pag 25 di
91



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



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA**

Pag 26 di
91

scavo prima del trascinamento della condotta. È possibile modificare leggermente la densità di questo prodotto, talvolta in corso d'opera, per facilitare la trivellazione ed il trascinamento. 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 (TAV11 - COLLEGAMENTO CP APRILIA 132KV A RTN).

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 CAVI ELETTRICI E CABLAGGIO

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

Conduttori di protezione: giallo-verde (obbligatorio)

Conduttore di neutro: blu chiaro (obbligatorio)

Conduttore di fase: grigio / marrone

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

I cavi sono dimensionati come descritto nel paragrafo dedicato e nei tabulati di calcolo allegati

4.7 RELAZIONE DI CALCOLO DELL'IMPIANTO ELETTRICO

Calcolo delle correnti di impiego

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



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA

Pag 27 di
91

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

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:



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA

Pag 28 di
91

- 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;
- 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:

$K = 143$



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA

Pag 29 di
91

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
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 e 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:

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



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA

Pag 30 di
91

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:

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

esprese in °C.



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA

Pag 31 di
91

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

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



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA

Pag 32 di
91

I parametri trovati in questa fase servono per inizializzare il calcolo dei guasti, ossia andranno sommati ai corrispondenti parametri di guasto della 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. 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:

$$\begin{aligned}\cos \varphi_{ccmt} &= \sqrt{1 - (0,995)^2} \\ X_{dl} &= 0,995 \cdot Z_{ccmt} \\ R_{dl} &= \cos \varphi_{ccmt} \cdot Z_{ccmt}\end{aligned}$$

e le componenti omopolari:

$$\begin{aligned}R_0 &= \frac{\sqrt{3} \cdot 1,1 \cdot V_{mt}}{I_{k1ftmax}} \cdot 1000 \cdot \cos \varphi_{ccmt} - (2 \cdot R_{dl}) \\ X_0 &= R_0 \cdot \sqrt{\frac{1}{(\cos \varphi_{ccmt})^2} - 1}\end{aligned}$$

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 $m\Omega$:



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA**

Pag 33 di
91

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

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

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

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 $m\Omega$:

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

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)



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA

Pag 34 di
91

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

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



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA**

Pag 35 di
91

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]

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



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA

Pag 36 di
91

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

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



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA

Pag 37 di
91

- 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 m \square 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 m \square :

$$R_d = R_{dc} + R_{d-up}$$

$$X_d = X_{dc} + X_{d-up}$$



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA

Pag 38 di
91

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

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:

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

dove:

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

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:

- 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 C_{min} , che può essere 0.95 se $C_{max} = 1.05$, oppure 0.90 se $C_{max} = 1.10$ (Tab. 1 della norma CEI EN 60909-0); in media e alta tensione il fattore C_{min} è pari a 1;



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA

Pag 39 di
91

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:

$$\begin{aligned}R_{d \max} &= R_d \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T) \\R_{0N \max} &= R_{0N} \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T) \\R_{0PE \max} &= R_{0PE} \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T)\end{aligned}$$

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_{k1min} e fase terra, espresse in kA:

$$\begin{aligned}I_{k \min} &= \frac{0.95 \cdot V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k \max}} \\I_{k1N \min} &= \frac{0.95 \cdot V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1N \max}} \\I_{k1PE \min} &= \frac{0.95 \cdot V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1PE \max}} \\I_{k2 \min} &= \frac{0.95 \cdot V_n}{2 \cdot Z_{k \max}}\end{aligned}$$

Calcolo guasti bifase-neutro e bifase-terra

Riportiamo le formule utilizzate per il calcolo dei guasti. Chiamiamo con Z_d l'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 MT

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

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.



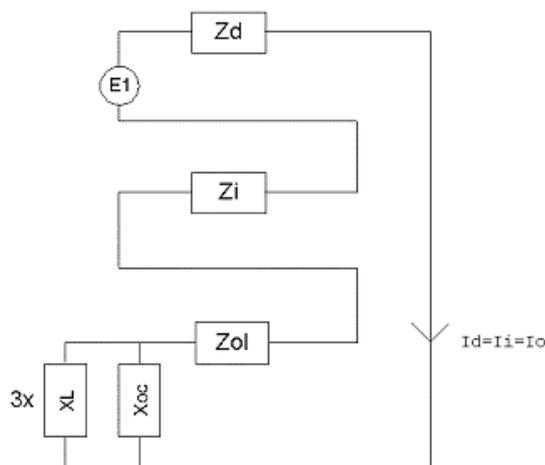
IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA

Pag 40 di
91

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.

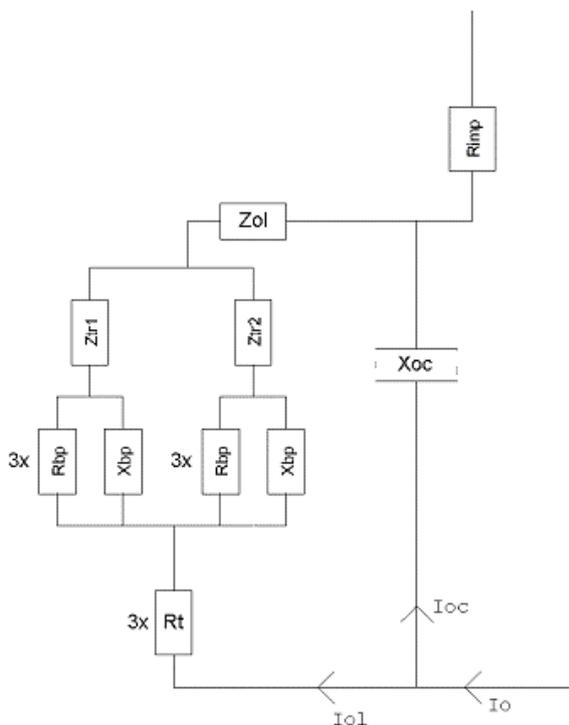
Per il calcolo dell'impedenza omopolare occorre considerare più elementi (vedi figura in basso, esempio con due trasformatori in parallelo):

- 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.



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA

Pag 41 di
91



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;



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA

Pag 42 di
91

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

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;



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA

Pag 43 di
91

- 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 $Ik1(ft)_{min}$ 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.



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA

Pag 44 di
91

la *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:

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

Se richiesto dal progetto, è possibile imporre a ciascuna utenza il valore di *la 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 *la 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.



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA

Pag 45 di
91

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.



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA

Pag 46 di
91

- 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.
- CEI-UNEL 35027 IIa Ed. 2009: Cavi di energia per tensione nominale U da 1 kV a 30 kV.



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA

Pag 47 di
91

- 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 E ATTIVITA' AGRONOMICHE

L'impianto fotovoltaico produce energia elettrica sfruttando l'energia solare, pertanto non ha impatti sull'ambiente durante la fase di esercizio, se non la componente prettamente visiva di potenziale alterazione del paesaggio. A tal proposito sono state proposte delle opere di mitigazione che migliorano la mimesi dell'impianto all'interno del contesto paesaggistico al fine di ridurne al massimo la vista.

Mentre per la fase di esercizio, le opere di mitigazione saranno legate alla produzione degli impatti del cantiere, che si intende comunque mitigare come di seguito decritto.

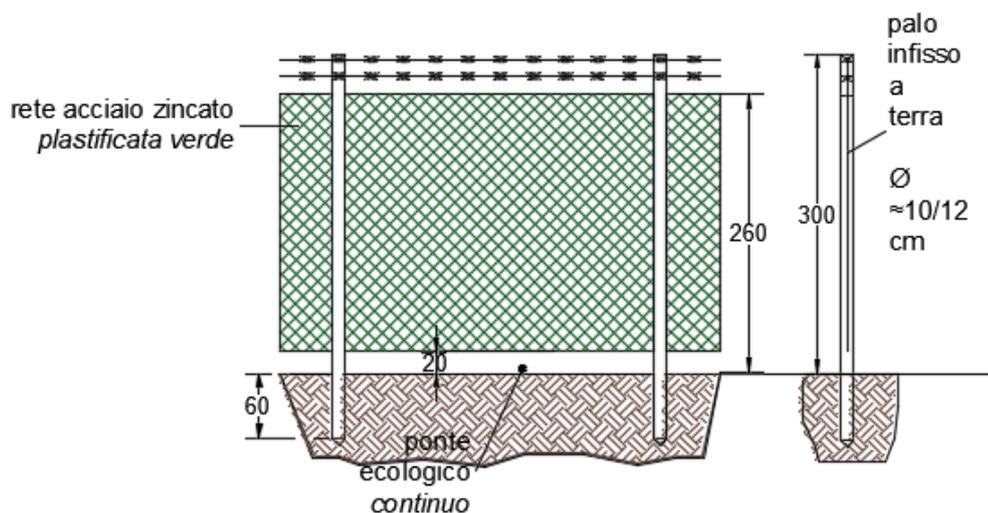
Nella fase di cantiere verranno prese tutte le misure idonee a contrastare gli impatti (rumore, produzione di polveri, ecc) attraverso l'imbibizione delle superfici sterrate quando necessario e l'uso di macchinari dotati di idonei silenziatori e carenature e comunque in buona condizione di manutenzione.

Inoltre, sia per ridurre le emissioni di rumore che quelle di gas inquinanti e polveri, si provvederà a limitare la velocità dei mezzi in prossimità del cantiere e a spegnere il motore degli stessi non appena non sia necessaria la loro operatività.

La qualità dell'acqua non verrà modificata in quanto l'intervento non prevede l'utilizzo, né in fase di costruzione, né in fase di esercizio, di materiale inquinante o pericoloso. L'utilizzo di pali di ridotto diametro, infissi a poca profondità nel terreno permetterà di non interferire con i serbatoi idrici sotterranei o con i livelli di falda acquifera. Tale soluzione risulta essere quella di minor impatto ai fini dell'invarianza del terreno lasciando inalterata la distribuzione delle acque di falda presenti, nella fattispecie, a più di 1,5 metri di profondità.

Nella **relazione agronomica** sono ampiamente illustrate le opere di mitigazione vegetali previste.

Infine, per evitare che la recinzione dell'impianto sia di impedimento agli spostamenti degli animali terrestri, si prevede la realizzazione della recinzione innalzata di 20 cm su tutto il perimetro per favorire il passaggio della piccola fauna locale.



RECINZIONE

Figura 8 - esempio di passaggio per la fauna - ponte ecologico



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA

Pag 49 di
91

5.1 L'ATTIVITÀ AGRONOMICA



Il progetto, come meglio descritto nella **relazione agronomica**, prevede l'insediamento di attività agronomica ed in particolare:

- Allevamento apistico. Sul layout dell'impianto sono indicate le posizioni delle installazioni. È prevista la semina di essenze floreali per una porzione significativa dei campi fotovoltaici.
- Attività sperimentale di coltivazioni officinali in alcune aree specifiche
- Rinaturalizzazione in generale delle superfici prative.



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA**

Pag 50 di
91

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 60,90 MWp, che si intende realizzare su terreno privato a destinazione seminativo. Il progetto prevede un'area di circa 61 ha situata in provincia di Roma nel comune di Lanuvio di cui è soggetto proponente la società RNE 1 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 nel presente documento 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

Il presente progetto è relativo alla realizzazione di un impianto fotovoltaico avente moduli in silicio monocristallino per una potenza di picco complessiva di circa 60,90 MWp

L'impianto fotovoltaico sarà realizzato utilizzando:

- n. 99 840 moduli in silicio monocristallino
- n 20 inverter centralizzati.

I pannelli posizionati sono su tracker doppi da 96, 48 e 24 pannelli, posti a interasse di 8,25 m.

I moduli fotovoltaici saranno posati a terra tramite idonee strutture in acciaio zincato con inseguimento mono-assiale, che permettono al contempo di aumentare significativamente la redditività degli impianti e di ridurre l'impatto visivo degli stessi, avendo altezze inferiori, 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).

I venti sottocampi in cui è diviso l'impianto sono serviti ciascuno da inverter, trasformatori e cabine di trasformazione.

L'energia prodotta dall'impianto sarà veicolata mediante un cavidotto in MT di circa 3,46 km all'interno della Step-Up di progetto posizionata nei pressi della CP di Aprilia dove avverrà la trasformazione in AT e veicolata in uscita dalla Step-Up fino alla CP di Aprilia di proprietà di e-distribuzione, mediante un cavidotto AT interrato.

I cavidotti delle linee BT e MT corrono all'interno dell'impianto fotovoltaico.

Essi prevedono delle sezioni di scavo, per l'alloggiamento di tubazioni e cavi, di dimensioni differenti in funzione del numero delle linee/cavo da collocare al loro interno.

Le linee BT hanno una lunghezza totale di 4 647,59 m.

Le linee MT interne all'area di progetto hanno una lunghezza totale di 1 761,02 m.

Le linee MT esterne all'area di progetto hanno una lunghezza totale di 3 459,00 m.

La linea AT tra l'area Step-Up e la CP di Aprilia ha una lunghezza totale di circa 185,00 m

L'impianto sarà dotato di viabilità interna e perimetrale, accesso carrabile, recinzione perimetrale, sistema di illuminazione e videosorveglianza.

L'accesso carrabile presente è segnalato all'interno della tavola planimetria di progetto.

Sarà costituito da cancello a due ante in rete in acciaio zincato plastificata verde, largo 6 m su pali in acciaio fissati al suolo con plinti di fondazione in cls armato collegati da cordolo.

La recinzione perimetrale sarà realizzata con rete in acciaio zincato plastificata verde alta da 2,6 m, collegata a pali metallici alti 3 m, infissi direttamente nel suolo per una profondità di 60 cm.

Per consentire il passaggio della fauna selvatica di piccola taglia la recinzione sarà innalzata di 20 cm su tutto il perimetro.

La viabilità sarà perimetrale e interna al lotto e sarà larga 5 m e sarà realizzata con uno spessore di 20 cm di "misto stradale" e 10 cm di ghiaia di pezzatura media e fine (materiale inerte di cava a diversa granulometria) da approvvigionare dalle cave di zona.



6.2 STIMA DEI VOLUMI DI SCAVO

In riferimento alle opere e alle attività previste dal progetto è possibile definire per ognuna di esse le caratteristiche geometriche e volumetriche volte alla definizione dei volumi totali di terreno che dovranno essere scavati.

I materiali di risulta delle rotture stradali verranno gestiti mediante la Norma UNI EN 13108-8 che descrive il tipo di classificazione, i modi per smaltirlo correttamente e i controlli da effettuare per accertare eventuali impurità del fresato. Per conferire l'asfalto al gestore autorizzato allo smaltimento sarà necessario fornirgli le analisi sul rifiuto condotte ai sensi del DM 5/02/98 verranno consegnati all'apposito stabilimento di recupero e trasformazioni di materiale riciclato. Nel caso il conferimento ad un centro autorizzato è necessario:

- individuare un centro autorizzato al recupero o smaltimento terre e rocce da scavo (CER 170504);
- individuare l'eventuale deposito temporaneo presso cantiere di produzione (non deve superare i 3 mesi o i 20 m³);
- il trasporto deve essere effettuato da ditte iscritte all'Albo Gestori Ambientali o dell'impresa previa richiesta all'Albo per il trasporto in conto proprio;
- emettere Formulario di Identificazione per il trasporto.

In sede progettuale o al più prima dell'inizio Lavori il centro autorizzato prescelto deve essere comunicato all'Ente per le necessarie verifiche. Il recupero delle terre e rocce da scavo CER 17 05 04 "terra e rocce", qualora debbano essere considerate rifiuti e quindi non ricomprese nell'ambito dell'art.186 D.Lgs 152/06 e s.m.i.

Cavidotto AT- Collegamento tra Step-Up e CP -distribuzione

Per quanto riguarda l'alloggiamento delle linee AT (Alta tensione) esterne all'impianto si prevedono scavi a sezione obbligata come rappresentati nella seguente figura:

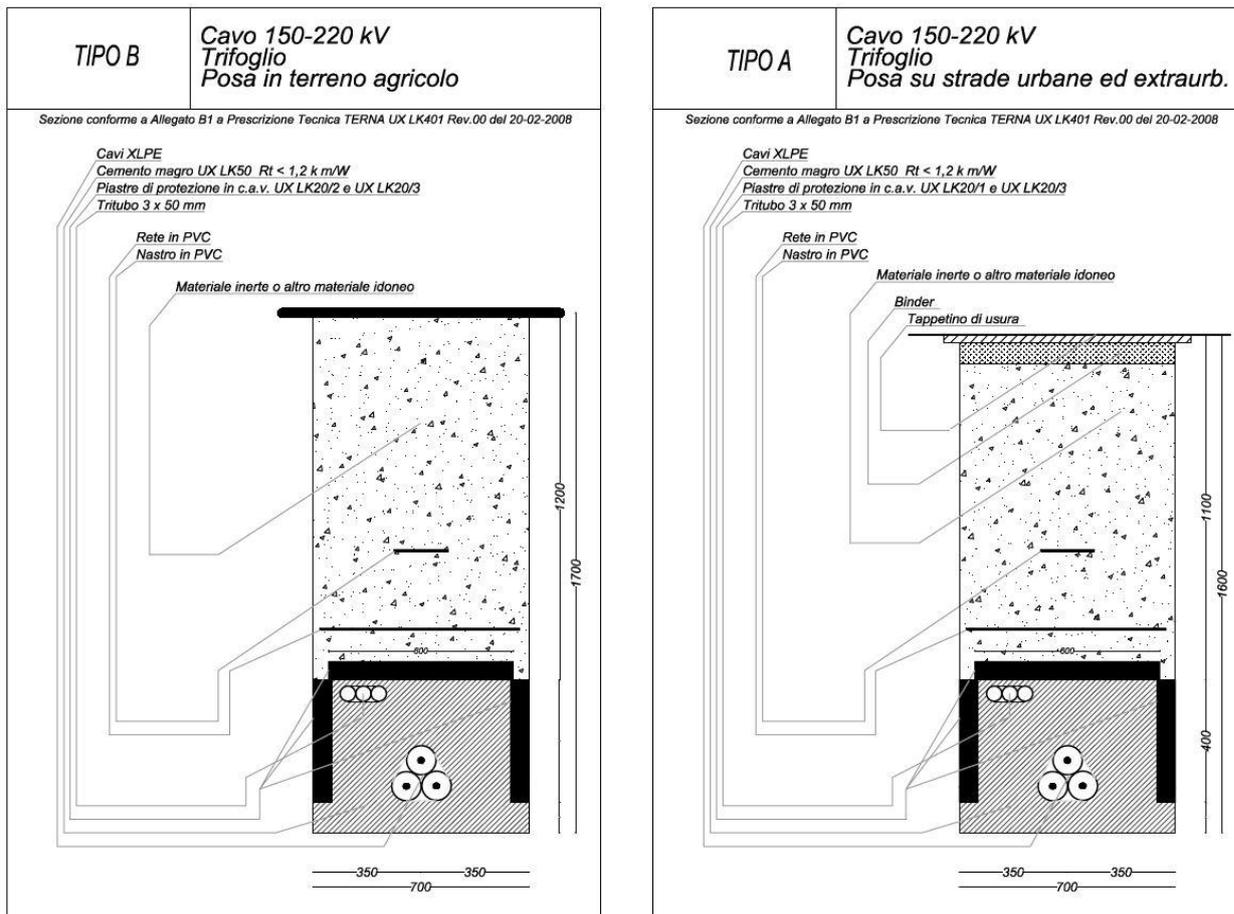


Figura 9 - TIPOLOGIE SEZIONI DI SCAVO LINEE AT ESTERNE ALL'IMPIANTO



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA

Pag 52 di
91

I movimenti terra esterni all'area di progetto per la realizzazione degli allacciamenti alla CP di Aprilia dalla Step-Up saranno trattati come rifiuti speciali, relativamente al materiale conferito, e verrà invece procurato in cave di prestito il materiale nuovo di riempimento.

Per tali cavidotti la lunghezza planimetrica, geometria della sezione di scavo e il volume complessivo di terreno da scavare è riportato nella seguente tabella:

Linee cavidotto MT	lunghezza (m)	larghezza (m)	altezza (m)	Volume (m3)
Collegamento AT tratto:	183,7	0,7	1,6	205,744
TOTALE	183,70			205,74

Il volume totale di terreno da scavare per la realizzazione degli alloggiamenti della linea AT che collega la Step-Up alla CP di Aprilia è pari a **205,74m3**.

Cavidotto MT – Esterno all'impianto

Per quanto riguarda l'alloggiamento delle linee MT (media tensione) scavi a sezione obbligata come rappresentati nella seguente Figura:



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
 Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA

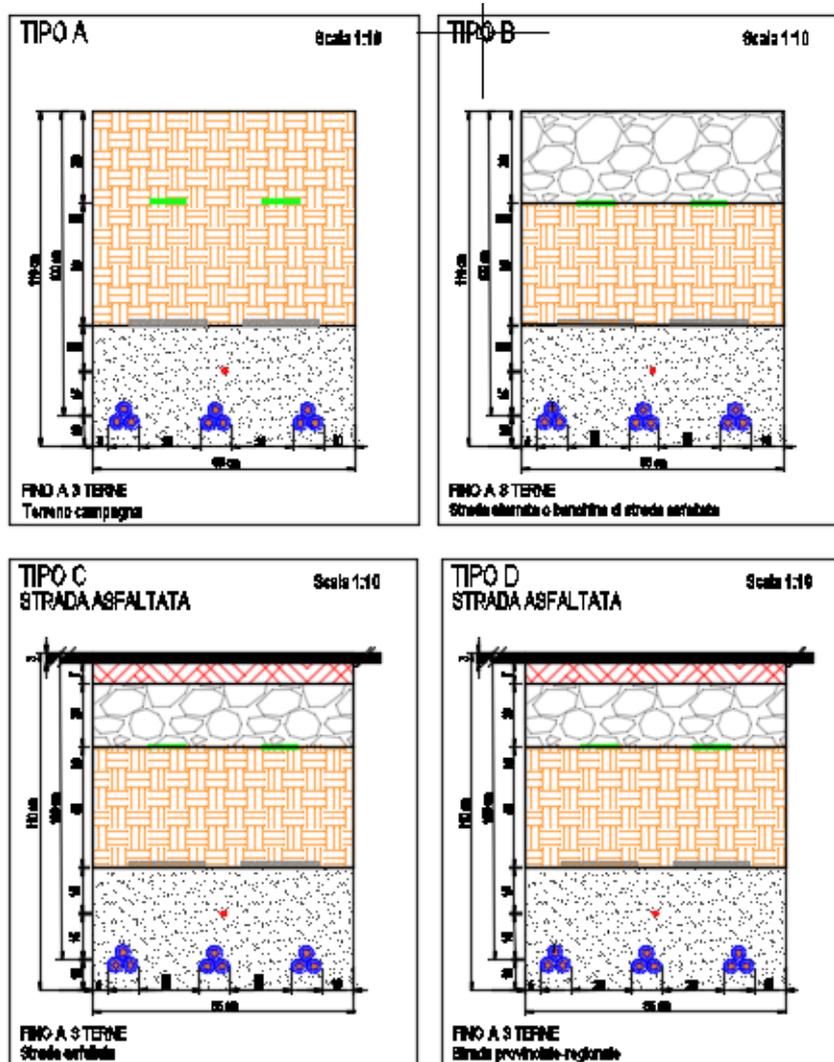


FIGURA 10 - TIPOLOGIA DI SCAVI

Per tali cavidotti la lunghezza planimetrica, geometria della sezione di scavo e il volume complessivo di terreno da scavare sono riportati nella seguente sono riportati i volumi degli scavi dei cavi in media tensione esterni all'area di impianto:

Volumi scavi cavi MT – esterni all'impianto

MT esterno	lunghezza (m)	larghezza (m)	altezza (m)	Volume (m3)
S0-T1	337,89	0,85	1,1	16,05
T1-T2	761,1	0,85	1,1	219,72
T2-T3	587,26	0,85	1,1	28,94
T3-T4	581,25	0,85	1,1	39,75
T4-T5	453,09	0,85	1,1	80,43
T5-T6	112,57	0,85	1,1	40,35
T6-T7	364,67	0,85	1,1	43,13
T7-T8	50,62	0,85	1,1	36,65
T8-T9	50,1	0,85	1,1	43,58
T9-T10	168,85	0,85	1,1	41,19



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA**

MT esterno	lunghezza (m)	larghezza (m)	altezza (m)	Volume (m3)
TOTALE	3467,40			3242,02

Il volume totale di terreno da scavare per la realizzazione degli alloggiamenti delle linee MT esterne all'impianto è pari a **3242,02 m3**.

Cavidotto MT – Interno all'impianto

Per quanto riguarda l'alloggiamento delle linee MT (media tensione) scavi a sezione obbligata come rappresentati nella seguente Figura 7:

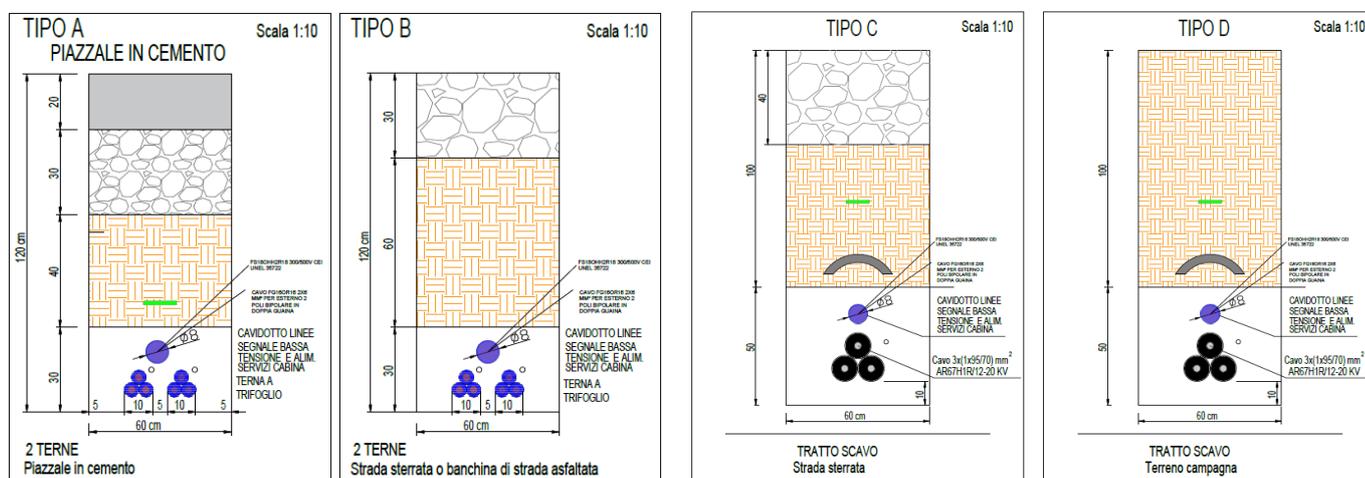


FIGURA 7 – TIPOLOGIE SEZIONI DI SCAVO LINEE MT

Per tali cavidotti la lunghezza planimetrica, geometria della sezione di scavo e il volume complessivo di terreno da scavare sono riportati nella seguente tabella sono riportati i volumi degli scavi dei cavi in media tensione

Volumi scavi cavi MT interni all'area di progetto

Linee cavidotto MT	lunghezza (m)	larghezza (m)	altezza (m)	Volume (m3)
percorso SC- S0	17,83	0,6	1,50	16,05
percorso S0- S1	244,13	0,6	1,50	219,72
percorso S1- S2	32,15	0,6	1,50	28,94
percorso S2- S3	44,17	0,6	1,50	39,75
percorso S3- S4	89,37	0,6	1,50	80,43
percorso S4- S5	44,83	0,6	1,50	40,35
percorso S5- S6	47,92	0,6	1,50	43,13
percorso S6- S7	40,72	0,6	1,50	36,65
percorso S7- S8	48,42	0,6	1,50	43,58
percorso S8- S9	45,77	0,6	1,50	41,19
percorso S9- S10	46,76	0,6	1,50	42,08
percorso S10- S11	39,33	0,6	1,50	35,40
percorso S11- S12	162,11	0,6	1,50	145,90
percorso S12- S13	66	0,6	1,50	59,40
percorso S13- S14	44,28	0,6	1,50	39,85



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA

Pag 55 di
91

Linee cavidotto MT	lunghezza (m)	larghezza (m)	altezza (m)	Volume (m3)
percorso S14- S15	46,9	0,6	1,50	42,21
percorso S15- S16	42,93	0,6	1,50	38,64
percorso S16- S17	44,42	0,6	1,50	39,98
percorso S17- S18	42,29	0,6	1,50	38,06
percorso S18- S19	47,48	0,6	1,50	42,73
percorso S19- S20	45,6	0,6	1,50	41,04
percorso S20- S21	75,43	0,6	1,50	67,89
percorso S21- S22	192,83	0,6	1,50	173,55
percorso S22- S23	46,37	0,6	1,50	41,73
percorso S3 -MT1	8,45	0,6	1,50	7,61
percorso S2 -MT2	8,45	0,6	1,50	7,61
percorso S4 -MT3	8,45	0,6	1,50	7,61
percorso S5 -MT4	8,45	0,6	1,50	7,61
percorso S5 -CS1	6,21	0,6	1,50	5,59
percorso S7-MT6	6,21	0,6	1,50	5,59
percorso S8-MT7	8,45	0,6	1,50	7,61
percorso S9-MT8	6,21	0,6	1,50	5,59
percorso S9-CS2	6,21	0,6	1,50	5,59
percorso S10-MT9	8,45	0,6	1,50	7,61
percorso S11-MT10	6,21	0,6	1,50	5,59
percorso S13-MT11	6,06	0,6	1,50	5,45
percorso S15-MT13	6,06	0,6	1,50	5,45
percorso S16-MT14	10,19	0,6	1,50	9,17
percorso S16-CS3	5,2	0,6	1,50	4,68
percorso S17-MT15	4,85	0,6	1,50	4,37
percorso S18-MT16	10,55	0,6	1,50	9,50
percorso S19-MT17	5,1	0,6	1,50	4,59
percorso S20-MT18	9,15	0,6	1,50	8,24
percorso S20-CS4	9,34	0,6	1,50	8,41
percorso S22-MT19	7,88	0,6	1,50	7,09
percorso S23-MT20	6,85	0,6	1,50	6,17
TOTALE	1761,02			1584,92

Il volume totale di terreno da scavare per la realizzazione degli alloggiamenti delle linee MT interne all'impianto è pari a **1 584,92 m3**.

Cavidotto BT

Per quanto riguarda l'alloggiamento delle linee BT (bassa tensione) si prevedono scavi a sezione obbligata 600x700 mm.

Per tali cavidotti la lunghezza planimetrica, geometria della sezione di scavo e il volume complessivo di terreno da scavare sono riportati nella seguente tabella

Volume scavi cavi BT



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA

Pag 56 di
91

Linee cavidotto BT	lunghezza (m)	larghezza (m)	altezza (m)	Volume (m3)
cavidotto BT #1	205,62	0,7	0,6	86,36
	151,72	0,7	0,6	63,72
cavidotto BT #2	173,75	0,7	0,6	72,98
	162,22	0,7	0,6	68,13
cavidotto BT #3	122,62	0,7	0,6	51,50
	165,38	0,7	0,6	69,46
cavidotto BT #4	80,52	0,7	0,6	33,82
	144,66	0,7	0,6	60,76
cavidotto BT #5	204,94	0,7	0,6	86,07
	134,79	0,7	0,6	56,61
cavidotto BT #6	113,35	0,7	0,6	47,61
	159,93	0,7	0,6	67,17
cavidotto BT #7	122,62	0,7	0,6	51,50
	164,88	0,7	0,6	69,25
cavidotto BT #8	60,82	0,7	0,6	25,54
	128,7	0,7	0,6	54,05
cavidotto BT #9	204,94	0,7	0,6	86,07
	134,78	0,7	0,6	56,61
cavidotto BT #10	28,84	0,7	0,6	12,11
	86,56	0,7	0,6	36,36
cavidotto BT #11	73,03	0,7	0,6	30,67
	90,75	0,7	0,6	38,12
cavidotto BT #12	117,55	0,7	0,6	49,37
cavidotto BT #13	129,36	0,7	0,6	54,33
cavidotto BT #14	251,3	0,7	0,6	105,55
cavidotto BT #15	132,45	0,7	0,6	55,63
cavidotto BT #16	312,34	0,7	0,6	131,18
cavidotto BT #17	127,5	0,7	0,6	53,55
cavidotto BT #18	135,76	0,7	0,6	57,02
cavidotto BT #19	50,56	0,7	0,6	21,24
	196,34	0,7	0,6	82,46
cavidotto BT #20	77,9	0,7	0,6	32,72
	201,11	0,7	0,6	84,47
TOTALE	4647,59			1951,99

Il volume totale di terreno da scavare per la realizzazione degli alloggiamenti delle linee BT è pari a **1951,99 m3**.

Nella seguente *Tabella* riassuntiva sono riportati i volumi parziali e il volume totale di terreno da scavare per la realizzazione dei cavidotti:



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA**

Pag 57 di
91

Linea AT	205,74 m3
Linea MT esterna	3242,02 m3
Linea MT interna	1584,92 m3
Linea BT	1951,99 m3
TOTALE	6984,67 m3

E' opportuno precisare che circa il 60% del terreno scavato per la realizzazione dei cavidotti sarà riutilizzato per il riempimento dello scavo stesso; la restante parte sarà utilizzata nell'impianto per rimodellamenti puntuali durante l'installazione dei tracker e delle cabine. La parte eccedente sarà sparsa uniformemente su tutta l'area del sito a disposizione, per uno spessore limitato a pochi centimetri, mantenendo la morfologia originale dei terreni.

Viabilità

La viabilità interna al campo fotovoltaico, considerata nel suo complesso, si sviluppa per una lunghezza totale di 5.745,79 m e copre una superficie di circa 25.856,06 m².

Per la loro realizzazione si prevede di effettuare, il recupero dell'eccedenza di terreno proveniente dagli scavi e dai riempimenti e la compattazione del fondo scavo e la successiva realizzazione di sottofondo con materiale di cava a diversa granulometria fino al raggiungimento delle quote originali di piano campagna.

Il volume totale di terreno escavato per la realizzazione della viabilità tutta ammonta a circa **7.756,82 m³**

Il terreno scavato verrà riutilizzato per la modellazione della viabilità interna e l'eventuale eccedenza di terreno prodotto dagli scavi di approntamento della viabilità sarà riutilizzato in sito per rimodellamenti puntuali.

MT

Nell'ambito complessivo del sito il volume di terra movimentato e mantenuto all'interno del sito è pari a **11.293,73 m³** che, considerando un incremento volumetrico del 30% per effetto dello scavo, diviene un volume di circa **15 000 m³**.

6.3 MODALITÀ ESECUTIVE DEGLI SCAVI

Per la realizzazione degli scavi e sbancamenti superficiali saranno impiegati mezzi meccanici e se necessario si procederà con scavo a mano; i mezzi impiegati saranno escavatore tipo terna, bobcat e pala meccanica.

È prevista la realizzazione di cumuli temporanei del terreno scavato; quello derivato dagli scavi per la realizzazione dei cavidotti sarà temporaneamente posizionato su un lato degli stessi mentre per quello derivante dagli altri scavi saranno individuate apposite aree di accumulo temporaneo dove verrà allocato anche il terreno eccedente derivato dagli altri scavi.



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA

Pag 58 di
91

6.4 CAVE DI PRESTITO

Il sottofondo di entrambi i tipi di viabilità, interna e perimetrale, sarà realizzato in battuto di inerti di cava misto ghiaia-sabbia approvvigionato presso le cave autorizzate ubicate nel territorio della provincia di Roma; il volume stimato del materiale inerte occorrente è pari a circa 5.817,62 m³.

Per l'identificazione delle cave di inerti si è fatto riferimento a quelle censite nell'ambito del Piano Regionale attività estrattive (PRAE) del Lazio.



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA**

Pag 60 di
91

7.2 ALLESTIMENTO CANTIERE

Il lavoro consiste nel montaggio delle segnalazioni, delimitazioni, degli accessi e della cartellonistica, la realizzazione di infrastrutture civili-impianistiche di cantiere quali la predisposizione delle aree di stoccaggio dei materiali, la realizzazione di impianto elettrico di cantiere anche mediante l'allestimento di gruppi elettrogeni se non sono disponibili forniture BT ed alimentazione, impianto di terra, eventuali dispositivi contro le scariche atmosferiche, la predisposizione di bagni e spogliatoi, box mensa, box uffici (se non messi a disposizione dalla committenza), il montaggio delle attrezzature di sollevamento e ponteggio se necessarie e di tutte le recinzioni, sbarramenti, protezioni, segnalazioni e avvisi necessari ai fini della sicurezza, nonché l'adozione di tutte le misure necessarie ad impedire la caduta accidentale di oggetti e materiali.

Ove bagni e spogliatoi non siano messi a disposizione dalla committenza, una volta predisposta l'area del cantiere verrà installato un container adibito ad ufficio di cantiere. Il container sarà trasportato nel sito mediante camion e posizionato sul cantiere mediante gru idraulica. Una volta sul cantiere il container viene ancorato e predisposto al collegamento degli impianti energetici.



FIGURA 11 - ALLESTIMENTO CANTIERE

7.3 LIVELLAMENTO DEL TERRENO

Il lavoro consiste nella pulizia e nel livellamento del terreno con mezzo meccanico cingolato.



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA**

Pag 61 di
91

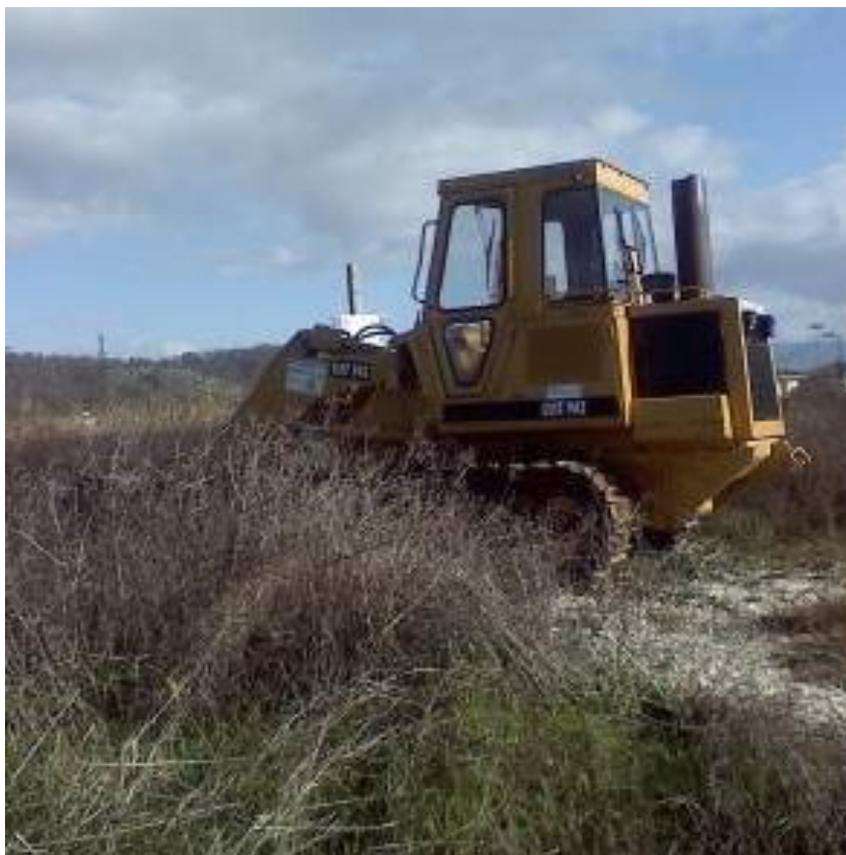


FIGURA 12 - LIVELLAMENTO TERRENO

7.4 PICCHETTAMENTO DEL TERRENO

Il lavoro consiste nel rilievo del terreno, la delimitazione esatta ed il picchettamento di tutte le aree interessate all'esecuzione delle opere ed in particolar modo la definizione di tutte le aree di viabilità, l'esatto posizionamento di eventuali recinzioni permanenti e cabine, la definizione di tutte le aree interessate all'installazione delle strutture di supporto per il successivo montaggio dei moduli fotovoltaici.



FIGURA 13 - PICCHETTAMENTO



7.5 REALIZZAZIONE VIABILITÀ E PIAZZOLE

Il lavoro consiste nella realizzazione delle vie di accesso al sito precedentemente individuate e tracciate, rendendole adeguate al passaggio dei mezzi di cantiere.



FIGURA 14 - VIABILITÀ INTERNA

7.6 REALIZZAZIONE RECINZIONE

Il lavoro consiste nella predisposizione della recinzione e dunque dalla messa in pristino dei supporti (piantane) fissati al terreno con tecnologia a battipalo o con piccola fondazione in cemento e il montaggio della rete metallica. La fase finale dell'installazione della recinzione consiste nella messa in opera della rete metallica e dei cancelli o aperture presenti.

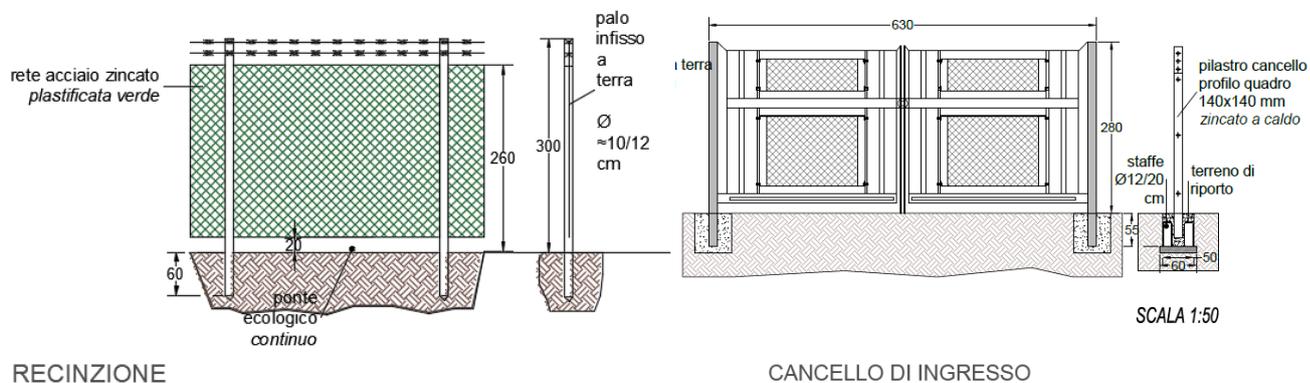


FIGURA 15 - STRALCIO DELL'ELABORATO GRAFICO CON DETTAGLI DI RECINZIONE E CANCELLO DI INGRESSO



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA**

Pag 63 di
91

7.7 SBANCAMENTI E REALIZZAZIONE PIANO DI POSA CABINE

Il lavoro consiste nella costruzione del piano di posa (sabbione livellato) su cui verranno alloggiare le cabine prefabbricate. La prima fase è quella di compiere le operazioni di scavo dopo gli opportuni tracciamenti. La fase successiva è quella di versare e livellare la sabbia che sarà trasportata appositamente in loco dai mezzi d'opera.



FIGURA 16 - SBANCAMENTO PIANO POSA CABINE

7.8 INSTALLAZIONE CABINE

Le operazioni da eseguire sono l'assemblaggio delle diverse parti che costituiscono la cabina avendo cura di predisporre tutti i passaggi per i cavi. Vengono anche completate tutte le operazioni di impermeabilizzazione della copertura del tetto della cabina e delle parti a contatto con il terreno.

Vengono inoltre eseguite le operazioni di stesura e formazione della rete di terra e dei relativi dispersori e la posa in opera dei pozzetti nelle immediate vicinanze delle cabine elettriche.



FIGURA 17 - INSTALLAZIONE CABINE

7.9 INFISSIONI PALI/VITI MONTAGGIO STRUTTURE DI SUPPORTO

Il lavoro consiste nell'infissione dei pali con macchina battipalo per l'ancoraggio a terra della struttura portante del generatore fotovoltaico (la struttura portante verrà successivamente montata su palo).



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA

Pag 64 di
91



FIGURA 18 - MACCHINA BATTIPALO PER INFISSIONE PALI.

I **pali FDP (Full Displacement Pile)** sono una tipologia di pali di medio diametro che viene normalmente impiegata come fondazione profonda. Durante la realizzazione dei pali FDP, grazie all'utilizzo dell'utensile dislocatore, il terreno scavato viene per la maggior parte compresso lateralmente sulla parete del foro e questo comporta sia un incremento della resistenza del terreno, sia una notevole diminuzione del terreno asportato (e quindi una riduzione dei costi di trasporto e conferimento a discarica).

Rispetto alle classiche tecniche di esecuzione di pali trivellati o ad elica continua (CFA) la capacità portante risulta essere superiore, a parità di diametro, valutabile tra il 50 ed il 100%. Ciò è dovuto alla "ridistribuzione" delle tensioni nel terreno nell'intorno dello scavo tale da creare un addensamento dello stesso.

Non sono inoltre presenti vibrazioni o urti all'atto dell'esecuzione del palo, evitando quindi disturbo alle zone attigue al cantiere.

L'esecuzione del palo FDP non prevede l'utilizzo di fanghi di lavorazione per il sostegno del foro e non produce residui di lavorazione, a differenza dei pali ad elica continua (CFA) e dei classici pali trivellati. Non sono quindi presenti problematiche legate allo smaltimento di terreni inquinati, siano essi terreni contaminati da fanghi di lavorazione che terreni già contaminati in sito.

In generale la soluzione FDP prevede i seguenti benefici:

1. **Maggior rapidità esecutiva** dei singoli pali con buone produzioni giornaliere contro i pali trivellati di diametro medio (1000÷1200mm);
2. **Assenza di asportazione di terreno** a differenza di pali trivellati e CFA;
3. **Totale eliminazione delle problematiche di smaltimento** dei residui di lavorazione (ovvero terreno di scavo "contaminato" da fanghi di lavorazione), in quanto non è prevista asportazione di terreno per l'esecuzione dei pali;
4. Una corretta ed intima **connessione della punta del palo** con il terreno sottostante, in virtù della tecnologia che prevede una puntazza a perdere che viene "estratta" contestualmente all'inizio del getto del palo prima della risalita del tubo forma dello stesso;
5. **Maggiore "rigidezza" complessiva** alle azioni assiali da parte del palo, in quanto si unisce il buon comportamento per attrito laterale dei pali trivellati al buon comportamento di punta tipico dei pali battuti (valori di N_q superiori a 30÷35 contro i valori di N_q compresi tra 10÷15 tipici di pali trivellati per la limitazione dei cedimenti), anche in virtù di una buona connessione del getto al terreno in punta (cfr. fondello a perdere);
6. **Ridotti interessi** dei pali stessi, inferiori a 3 diametri, non pregiudicano la capacità portante del sistema di fondazione, la cui efficienza risulta inferiore all'unità solo per pali trivellati in terreni coesivi (cfr. Vesic 1968).



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA

Pag 65 di
91

Ciò necessita comunque una sequenza planimetrica di esecuzione dei pali che faciliti la loro realizzazione a seguito dell'addensamento del terreno, senza interazione con i pali appena realizzati (compressioni laterali su calcestruzzo fresco appena realizzato da evitare). Il comportamento del palo in gruppo deve in ogni caso essere analizzato in tali condizioni;

7. Rispetto ai pali trivellati si evince un **reale miglioramento delle caratteristiche del terreno** in seguito all'esecuzione dei pali, che si trovano ad interagire in fase di esercizio all'interno di un volume di terreno con caratteristiche migliori (sia in termini di parametri meccanici di resistenza che di deformabilità). **Il palo trivellato decomprime il terreno, il palo FDP lo costipa e lo addensa.**

7.10 CAVIDOTTI INTERRATI

Il lavoro consiste nel compiere gli scavi per poter posizionare tutti i cavidotti attraverso i quali saranno stesi i diversi cavi necessari al funzionamento dell'impianto.

La prima fase è quella di compiere mediante pala meccanica le operazioni di scavo dopo gli opportuni tracciamenti. Successivamente vengono posizionati i cavidotti attraverso i quali saranno poi stesi i diversi cavi necessari. I cavidotti saranno poi ricoperti con terreno e nastro di indicazione come previsto in fase di progetto. Il reinterro è previsto con il materiale proveniente dagli scavi.



FIGURA 19 - SCAVI PR

7.11 MONTAGGIO DEI QUADRI DI PARALLELO

I quadri di campo in continua sono i quadri elettrici di campo necessari per poter compiere il parallelo delle stringhe. Ad essi sono convogliati i cavi provenienti dalle diverse porzioni di generatore fotovoltaico e da essi partono i cavi verso gli inverter.

Le operazioni da eseguire sono in questo caso la posa in opera delle staffe ed il fissaggio ad esse del quadro di campo in continua; vengono poi completate alcune iniziali operazioni di cablaggio.



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA

Pag 66 di
91



FIGURA 20 - QUADRI IN PARALLELO

7.12 STRINGATURA E CABLAGGI CC

Il lavoro consiste nello stendere i cavi DC all'interno dei cavidotti interrati e delle passerelle. Viene completato il collegamento di tutti i dispositivi lato DC. In questa fase vengono completati anche i collegamenti della rete dati e di gestione, controllo e supervisione dell'impianto fotovoltaico.

Tutti i cavi vengono intestati con apposite targhette identificative resistenti ai raggi UV al fine di una rapida individuazione, ad esempio, in caso di manutenzione.

7.13 CABLAGGIO CABINE

Il lavoro consiste nella connessione di tutti i quadri/trasformatori/inverters all'interno delle cabine. Viene completato il collegamento di tutti i dispositivi lato AC. In questa fase vengono completati anche i collegamenti della rete dati e di gestione, controllo e supervisione dell'impianto fotovoltaico e degli ausiliari. Viene eseguita la messa a terra delle diverse masse e l'interconnessione tra di esse al fine di garantire l'equipotenzialità.

7.14 CABLAGGI MT

Il lavoro consiste nello stendere i cavi MT all'interno dei cavidotti. Viene completato il collegamento di tutti i dispositivi in corrispondenza degli arrivi lato MT. Vengono posati gli eventuali nastri di segnalazione e pericolo.

7.15 MONTAGGIO MODULI FOTOVOLTAICI

Il lavoro consiste nella posa in opera dei moduli fotovoltaici sulle strutture di supporto già predisposte. Viene completato il collegamento in serie dei moduli fotovoltaici.

7.16 SMANTELLAMENTO OPERE DI CANTIERE E PULIZIA

Il lavoro consiste nello smontaggio delle segnalazioni temporanee, delle delimitazioni, degli accessi e della cartellonistica, la pulizia delle aree di stoccaggio dei materiali, lo smontaggio delle attrezzature di sollevamento e ponteggio se installate e di tutte le recinzioni provvisorie, sbarramenti, protezioni, segnalazioni e avvisi necessari ai



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA

Pag 67 di
91

fini della sicurezza, nonché la dismissione di tutte le misure necessarie ad impedire la caduta accidentale di oggetti e materiali, nonché lo smantellamento dell'eventuale container adibito ad ufficio di cantiere.

7.17 LA RICADUTA OCCUPAZIONALE

L'efficienza energetica è il nuovo eldorado dell'occupazione italiana visto che, da oggi al 2023, ogni 5 nuovi posti di lavoro creati dalle imprese attive in Italia 1 sarà generato da aziende ecosostenibili. Si tratta di un numero di nuovi posti di lavoro oltre il 50% in più di quelli generati dal digitale, che non riuscirà ad andare oltre 214mila nuovi occupati, e il 30% in più di quelli prodotti da tutte le imprese della filiera salute e benessere, che si attesterà a quota 324 mila assunzioni.

I dati, elaborati dal Sistema Informativo Exclesior, sono contenuti nel Focus Censis - Confcooperative "Smart &Green, l'economia che genera futuro" presentato a Roma nel 2019. La transizione verso un'economia pulita, argomenta lo studio, "sta determinando una modifica strutturale all'interno dell'occupazione nei paesi avanzati e in quelli emergenti". Il bisogno di competenze green e l'adozione di tecnologie nuove nel campo della sostenibilità "rappresentano alcune delle tante derive che stanno accompagnando la generale riconversione dei modi di produrre" e, di conseguenza, l'orientamento della crescita economica perseguita a livello globale.

Complessivamente nell'ultimo anno il numero delle imprese del settore energia è cresciuto di 700 unità ed in molte regioni, specialmente del centro-sud, le imprese energetiche sono più che raddoppiate.

Lo studio realizzato dall'Osservatorio Energia e Innovazione dell'IRES-CGIL "Lotta ai cambiamenti climatici, efficienza energetica e fonti rinnovabili: gli investimenti, le ricadute occupazionali e le nuove professionalità", commissionato dalla Filctem-Cgil, riprendendo alcuni contributi quantitativi sul tema, e proponendo alcune originali valutazioni statistiche ed econometriche dell'impatto della nuova politica energetica europea sulla crescita economica e sull'occupazione nel settore delle fonti di energia rinnovabile in Italia, fornisce un quadro sintetico di riferimento che possa essere d'aiuto nell'interpretazione e nella implementazione del "Pacchetto Clima Energia 20- 20-20". Lo studio IRES-CGIL mostra un contributo netto all'incremento occupazionale diretto dal 2019 al 2020 di 9.000 unità solo nel Sud, che a livello nazionale dovrebbe raggiungere 12.000 unità nette permanenti. Considerando anche l'occupazione indiretta e quella temporanea si raggiungerebbero al 2020 le 60.500 unità circa.

occupazione	Employ RES	NEMESIS	ASTRA	Cnel Issi	GSE IEFE	Oss. Energia
Eolico	32 000	-	-	24 200	77 500	-
Fotovoltaico	35 000	-	-	69 700	47 500	-
Biomasse	41 000	-	-	-	100 000	-
Complessiva lorda	120 000				250 000	60 500
Complessiva netta(*)		97 500	67 500	75 700	-	-

TABELLA 1. OCCUPAZIONE POTENZIALE (LORDA E NETTA) IN ITALIA AL 2020

(*) Per occupazione complessiva netta si intende il saldo della nuova occupazione al 2020 considerando non solo i guadagni ma anche le perdite stimate di posti di lavoro a seguito dell'applicazione del pacchetto 20-20-20. In termini di valore aggiunto si stima che l'industria italiana potrà realizzare un fatturato medio annuo compreso tra i 2,5 e i 5,5 miliardi di euro l'anno per i prossimi dieci anni. Tuttavia, per valori inferiori a 3,5/4 miliardi di euro l'anno, dall'analisi dei dati emerge che la dinamica della produttività non appare sufficiente a garantire l'autonomo e duraturo sviluppo del settore.

Il forte sviluppo delle energie rinnovabili comporterà una grande trasformazione delle reti elettriche di trasporto e distribuzione che dovranno offrire più elevati parametri di sicurezza, affidabilità ottimizzazione del servizio. La realizzazione di reti intelligenti - Smart-grid- comporterà in Italia investimenti stimati attorno a 1,5 mld di euro. Anche in questo caso le ricadute occupazionali attese potrebbero risultare molto consistenti.



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA

Pag 68 di
91

7.18 ANALISI QUANTITATIVA

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

- n. 11425 unità giorno per la fase di costruzione;
- n. 5040 unità giorno per la fase di dismissione;
- n. 5563 unità giorno ogni anno per la fase di gestione ripartite per l'esecuzione delle attività di gestione e manutenzione evidenziate nelle tabelle di seguito riportate:

Tabella 1 - calcolo unità lavorative nella fase di cantiere

Attività	Durata [gg]	Inizio	Fine	operai richiesti	Uomini giorno
Consegna aree all'EPC	0	01/03/23	01/03/23	0	0
Allattamento, messa in sicurezza ed eventuale pulizia del cantiere	15	01/03/23	21/03/23	30	450
Scotico terreno	14	22/03/23	10/04/23	20	280
Picchettamento terreno	11	11/04/23	25/04/23	20	220
Realizzazione viabilità e piazzole	30	26/04/23	06/06/23	15	450
Realizzazione recinzione	11	11/05/23	25/05/23	45	495
Sbancamenti e sistemazione piano di posa per cabine	13	11/05/23	29/05/23	10	130
Infissione pali/viti e montaggio delle strutture di supporto	50	18/05/23	26/07/23	50	2500
Realizzazione impianto di illuminazione	21	26/05/23	23/06/23	50	1050
Posizionamento cabine e realizzazione impianto di terra cabina	30	30/05/23	10/07/23	15	450
Realizzazione impianto antifurto	21	26/06/23	24/07/23	20	420
Realizzazione cavidotti, posa corrugati e pozzetti, reinterro	42	25/07/23	20/09/23	15	630
Installazione quadri di campo e parallelo cc	21	21/09/23	19/10/23	20	420
Montaggio dei moduli fotovoltaici i ⁵	28	20/10/23	28/11/23	40	1120
Stringatura e cablaggi cc	35	29/11/23	16/01/24	40	1400
Connessione cabine inverter e trasformazione preallestite	30	17/01/24	27/02/24	18	540
Allattamento cabina di consegna	5	28/02/24	05/03/24	10	50
Comunicazione fine lavori al gestore di rete ed all'Agenzia delle Dogane	3	06/03/24	08/03/24	0	0
Cablaggi MT	25	06/03/24	09/04/24	30	750
Realizzazione opere di rete	90	06/03/24	09/07/24	0	0
Smantellamento opere provvisorie di cantiere, rimozione rifiuti e pulizia aree	10	10/07/24	23/07/24	7	70
Ultimazione lavori	0	23/07/24	23/07/24	0	0
totale uomini giorno fase di cantiere					11.425

IO

⁵ L'attività di montaggio dei moduli e l'attività di stringatura potrebbero essere svolte contemporaneamente in punti diversi di impianto.



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR**
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA

Pag 69 di
91

Tabella 2 - Calcolo unità lavorative nella fase di gestione

Calcolo unità lavorative all'anno nella fase di gestione		
Attività di pulizia dei moduli	quantità	u.m.
metri quadri da pulire	265.948,86	mq
numero pulizie/anno	4	
metri quadri puliti giornalmente per ogni operaio	800	
uomini giorno pulizia	1330	
Attività di taglio dell'erba e manutenzione delle aree verdi		
metri quadri da pulire	611.692,80	mq
numero pulizie/anno	4	n./anno
metri quadri manutenzionati giornalmente per ogni operaio	3000	mq/uomo
uomini giorno pulizia	816	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	332	uomini giorno/anno
Attività di manutenzione straordinaria		
Uomini giorno	415	uomini giorno/anno
totale uomini giorno fase di gestione e manutenzione	3987	uomini giorno/anno

In considerazione della vita utile stimata per l'impianto in 30 anni si ottengono complessivamente i valori riportati alla tabella seguente:

Tabella 3 - Calcolo Unità Lavorative Complessive

Unità impiegate in fase di costruzione	3.606
Unità impiegate in fase di gestione	119.602
Unità impegnate in fase di dismissione	2.591
totale	125.799
anni/uomo complessivamente impiegati dall'impianto fotovoltaico	4.193



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA**

Pag 70 di
91

I valori di occupazione generati risultano particolarmente interessanti e per una corretta interpretazione possono essere confrontati rispetto a quanto si otterrebbe in caso perdurasse una coltivazione agricola del fondo o all'occupazione generata da altre tecnologie di produzione di energia.

Nel primo scenario si è fatto riferimento alla produzione cerealicola che risulta quella per cui l'area oggetto di intervento risulta maggiormente vocata; nel secondo alla produzione di energia con centrali termoelettriche alimentate da carbone o da gas naturale. Il raffronto tra gli scenari delineati è riportato alle tabelle seguenti:

Raffronto con attività agricola		
Superficie coltivabile occupata dall'impianto	61	Ha
Uomini giorno impiegati annualmente per ettaro di produzione cerealicola	8	
Uomini/giorno generati complessivamente nei 30 anni di vita utile dell'impianto	14640	
uomini/anno complessivamente impiegati dalla conduzione agricola	488	
uomini/anno complessivamente impiegati dall'impianto fotovoltaico	2762	
Incremento occupazione fotovoltaico/agricoltura	466%	

Raffronto con produzione di energia da fonti non rinnovabili		
Impianto fotovoltaico		
Uomini/anno impiegati nella vita utile dell'impianto	2762	
Produzione energetica attesa della vita utile dell'impianto	3.133	GWh
Uomini/anno impiegati per GWh dall'impianto fotovoltaico	0,88	
Centrale Enel a Carbone Torre Valdaliga Nord (alimentazione a carbone) (1)		
Uomini/anno impiegati nella vita utile dell'impianto	32857,71	
Produzione energetica attesa della vita utile dell'impianto	300000	GWh
Uomini/anno impiegati per GWh	0,11	
Incremento occupazione fotovoltaico/termoelettrico a carbone	705%	
Centrale Turbogas di Scandale (alimentazione a gas naturale) (2)		
Uomini/anno impiegati nella vita utile dell'impianto	19714,29	
Produzione energetica attesa della vita utile dell'impianto	150000	GWh
Uomini/anno impiegati per GWh	0,13	
Incremento occupazione fotovoltaico/termoelettrico a gas naturale	571%	

TABELLA 4. CONFRONTO OCCUPAZIONALE CON ALTRE ATTIVITÀ

(1) per la centrale Enel di Torre Valdaliga Nord in Civitavecchia (RM) da 1980 MW si è fatto riferimento ai dati ufficiali Enel pubblicati sul sito internet della Presidenza del Consiglio dei Ministri http://www.governo.it/GovernoInforma/Dossier/centrale_enel/scheda.pdf di cui si riporta uno stralcio:

- investimento per la conversione della centrale pari a quasi 2 miliardi di euro;
- impiego medio in cantiere di personale durante la costruzione di 1.600 persone per complessive 15 milioni di ore



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA**

Pag 71 di
91

lavorate;

- fase di esercizio a pieno regime con l'impiego di circa 380 unità, per tutta la vita utile dell'impianto, e di altre 350 per la manutenzione da parte di imprese locali.

È stata inoltre assunta una vita utile della centrale pari a 30 anni e una quantità di personale impiegato per le operazioni di dismissione pari al 50% del personale impiegato per la costruzione.

- (2) Per la centrale Turbogas a ciclo combinato di Scandale (KR) da 814 MW si è fatto riferimento ai dati ufficiali pubblicati da E.On Italia proprietaria in compartecipazione con il gruppo A2A della società Ergosud – titolare dell'impianto. I dati sono pubblicati sul sito <http://www.eon-italia.com/cms/it/newsDetail.do?quid=2F0CC2FD-14B5-4E7C-AA89-4AE7CA11AA22> e prevedono:

- investimento per la costruzione della centrale pari a 450 milioni di euro;
- fase di esercizio a pieno regime con l'impiego di circa 600 unità inclusi gli addetti per la manutenzione da parte di imprese locali.

È stata inoltre assunta una vita utile della centrale pari a 30 anni e una quantità di personale impiegato per le operazioni di costruzione pari a 1500 uomini/anno e dismissione pari a 500 uomini/anno sulla base della letteratura scientifica.

In conclusione, si è dimostrato come la tipologia di impianto di progetto interesserà positivamente, dal punto di vista economico ed occupazionale, alcune imprese locali per la realizzazione delle opere e la futura dismissione.

Si utilizzeranno operatori locali anche in fase di gestione per il monitoraggio e la manutenzione dell'impianto, nonché per la sorveglianza nel corso della sua vita utile.

Da un punto di vista socioeconomico l'intervento consente un incremento molto rilevante dell'occupazione rispetto al caso in cui il fondo agricolo rimanesse tale, non si è ritenuto indicativo il confronto con la destinazione a servizi comunali di altro tipo.

Inoltre, rispetto alle fonti convenzionali, le fonti rinnovabili hanno la caratteristica di impiegare molta più manodopera (in questo caso tra 2 e 3 volte in più) a parità di energia prodotta: questo aspetto rappresenta uno dei pilastri della "green economy", insieme alla tutela delle risorse naturali di energia ed alla mancata emissione in atmosfera di sostanze tossiche o climalteranti o radioattive.



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA

Pag 72 di
91

8. PIANO DI 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 25.000 € 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 1.530.000 €.

Un impianto fotovoltaico oltre ad essere tra le più efficienti e pulite tecnologie per la generazione di energie permette anche, alla fine del suo ciclo di vita, di essere rimosso con estrema facilità, rapidità ed economicità. Rendendo, per la natura poco invasiva della tecnologia di supporto prevista, estremamente veloce il ripristino del sito così come era precedentemente all'installazione dell'impianto stesso. Nei paragrafi successivi verranno approfondite le caratteristiche e le metodologie di riciclo dei materiali e delle forniture impiegate.

8.1 RIFERIMENTI NORMATIVI

Le principali normative cui riferirsi nel pianificare i lavori di dismissione e ripristino dei luoghi, sono essenzialmente le seguenti:

- Dlgs 152/2006: "Norme in materia ambientale";
- Dlgs 49/2014: "Attuazione della direttiva 2012/19/UE sui rifiuti di apparecchiature elettriche ed elettroniche (RAEE)";
- Dlgs 221/2015: "Disposizioni in materia ambientale per promuovere misure di green economy e per il contenimento dell'uso eccessivo di risorse naturali";
- GSE: "Istruzioni operative per la gestione e lo smaltimento dei pannelli fotovoltaici incentivati".

In particolare, il Dlgs n. 49 del 14 marzo 2014 definisce i RAEE: "le apparecchiature elettriche o elettroniche che sono rifiuti ai sensi dell'articolo 183, comma 1, lettera a), del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, inclusi tutti i componenti, sottoinsiemi e materiali di consumo che sono parte integrante del prodotto al momento in cui il detentore si disfi, abbia l'intenzione o l'obbligo di disfarsene". Per quanto riguarda moduli fotovoltaici dismessi, elettricamente o meccanicamente danneggiati, è chiaro che nel caso in cui il loro detentore desideri disfarsene, essi diventano ipso facto RAEE. Secondo il Dlgs 152/2006 i produttori e gli importatori dei moduli fotovoltaici sono i "produttori del rifiuto". Sono essi quindi a doversi occupare della corretta gestione del fine vita dei prodotti che immettono sul mercato. Per ottemperare a tali obblighi, inoltre, secondo il Dlgs 221/2015 "collegato ambientale", i produttori del RAEE devono aderire ad un consorzio dotato di un'adeguata struttura operativa e TRUST autorizzato, in cui versare una quota finanziaria (eco contributo) come garanzia per il finanziamento dello smaltimento dei moduli a fine vita.

8.2 RICICLO DEI MATERIALI

Per un impianto fotovoltaico le materie prime recuperate durante lo smaltimento dei moduli fotovoltaici diventeranno una risorsa. Il sistema di riciclo dei principali operatori del settore (tra cui ad esempio ECO-PV) consente di recuperare la gran parte delle materie prime originariamente utilizzate per produrre un modulo fotovoltaico, le strutture di sostegno di tali moduli, i cavi e le apparecchiature elettriche e le cabine.



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA**

Pag 73 di
91

In particolare, per i moduli fotovoltaici realizzati con celle in silicio cristallino si ha:

- 74% di vetro (rivestimento, copertura del modulo, vetro di altissima qualità);
- 10% di plastica (supporto del modulo, viene riciclata in vasi o altro);
- 10% di alluminio (della cornice);
- 6% di altri componenti (polvere di silicio derivante dalle celle fotovoltaiche, rame per le connessioni elettriche, argento, metalli rari, EVA, Tedlar, adesivo in silicone).

Il processo del riciclo di un modulo fotovoltaico a fine vita si articola su tre fasi essenziali:

1. rimozione di cornice e cavi di collegamento elettrico;
2. triturazione;
3. processi di separazione delle materie prime.

8.3 DISMISSIONE E RICICLO DEI MODULI FOTOVOLTAICI

I moduli fotovoltaici utilizzati, in silicio cristallino, a fine ciclo vita verranno ritirati e riciclati quasi integralmente. In particolare, in Germania è nato un consorzio nel 2007, il PV CYCLE, che raggruppa impianti per lo smaltimento dei pannelli, capaci di recuperare l'85% dei materiali. Questo permette alla tecnologia fotovoltaica di essere doppiamente ecologica.

Per lo smaltimento dei moduli fotovoltaici, una volta disinstallati sul campo dalle strutture di sostegno, che nel progetto in oggetto sono di tipologia standard, si deve provvedere al corretto trasporto ad apposito centro di smaltimento.

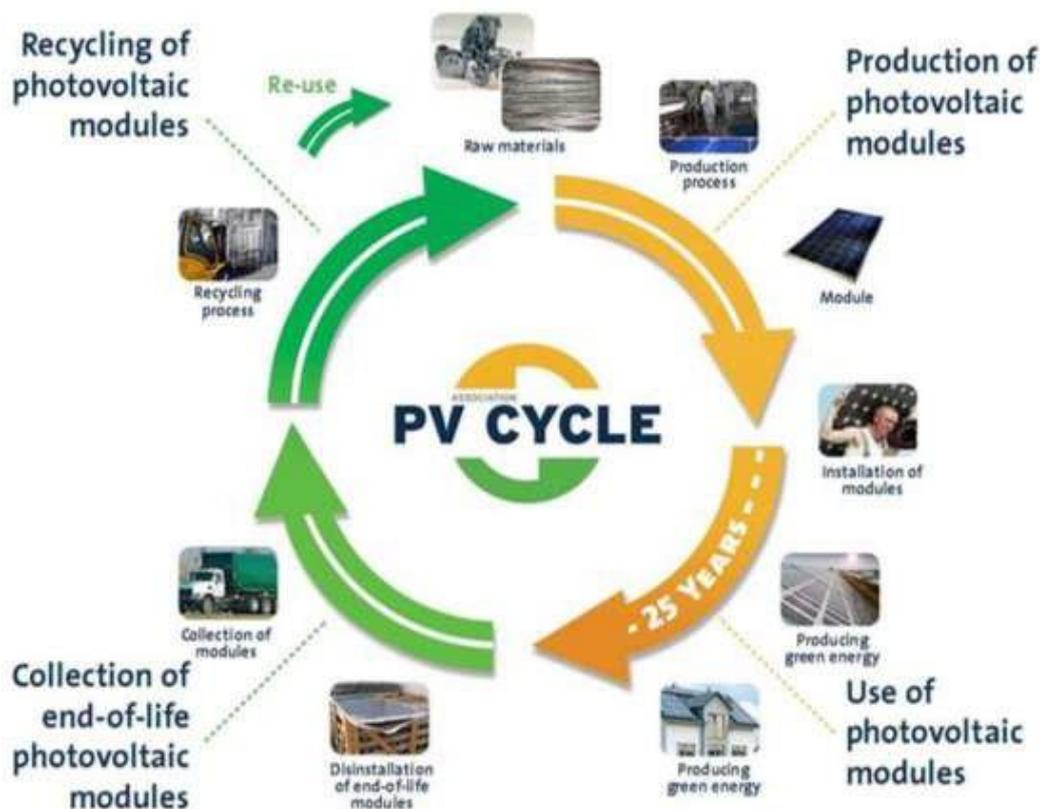


FIGURA 21 - CICLO DI VITA DEI MODULI FOTOVOLTAICI IN SILICIO CRISTALLINO SECONDO IL PROGRAMMA "DOUBLE GREEN" DELL'ASSOCIAZIONE PV CYCLE



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA

Pag 74 di
91

In particolare, ai sensi dell'art. 193 del Dlgs n. 152 del 3 aprile 2006, un trasportatore autorizzato carica i moduli FV per il trasporto secondo la procedura di cui all'art 193 medesimo. I moduli devono essere accompagnati da un formulario di identificazione dal quale devono risultare almeno i seguenti dati:

- a) nome ed indirizzo del produttore dei rifiuti e del detentore;
- b) origine, tipologia e quantità del rifiuto;
- c) impianto di destinazione;
- d) data e percorso dell'istradamento;
- e) nome ed indirizzo del destinatario.

Le copie del formulario devono essere conservate per cinque anni.

8.4 RECUPERO DELLE MATERIE PRIME

In questa fase del processo avviene il recupero delle materie prime che costituivano i moduli FV e saranno utili per la realizzazione di nuovi moduli fotovoltaici, come promosso dal Dlgs n. 49 del 14 marzo 2014. l'impianto di trattamento consegna al detentore dei moduli un certificato di avvenuto trattamento riportante la lista dei medesimi ordinata per numero di serie, marca e modello trattati e con l'indicazione precisa del FIR di riferimento.

8.5 SPECIFICHE TECNICHE IMBALLAGGIO MODULI SU BANCALI

I moduli dovranno essere disposti sul bancale con il vetro anteriore rivolto verso l'alto, inoltre dovranno essere adagiati con precisione, con spigoli adiacenti, in modo da poter scaricare il loro peso in modo uniforme sul bancale. Le dimensioni ottimali della base di appoggio di un bancale sono (lux la) 1100 – 1700 x 1000 mm ovvero in grado di far poggiare i moduli nella loro interezza al lato corto sulla base del bancale stesso. Il bancale deve essere di tipo robusto, strutturato per sopportare un peso fino a 900 kg. I moduli dovranno essere adeguatamente immobilizzati sui bancali tramite opportuna e salda reggiatura, come illustrato nella foto esempio.



FIGURA 22 - IMBALLAGGIO DEI PANNELLI



8.6 DISMISSIONE E RICICLO DELLE STRUTTURE DI SOSTEGNO

Le strutture previste, essendo installate senza utilizzare calcestruzzo, possono essere smontate e riciclate completamente; viene utilizzato solo acciaio zincato a caldo per i pali di fondazione ed alluminio per tutto il resto. L'alluminio ha anche un valore di rottura abbastanza alto, quindi, può essere venduto quando verrà smontato l'impianto.



FIGURA 23 - STRUTTURE DI SOSTEGNO (TRACKER)

L'acciaio non ha un valore di rottura alto ma comunque un costo ridotto di smaltimento. I pali possono essere tirati fuori dal terreno con delle macchine apposite (vedi come esempio fig.2) ed il terreno viene con rapidità e facilità ripristinato come prima dell'intervento. Non ci sono plinti di cemento che hanno un costo molto elevato per lo smaltimento.

I pali di fondazione vengono infissi nel terreno e saranno estratti con estrema facilità e rapidità grazie all'utilizzo di mezzi appositamente progettati.



FIGURA 24 - IMMAGINI DI ESTRAZIONE DEI PALI



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA**

Pag 76 di
91

8.7 DISMISSIONE E RICICLO DELLE FORNITURE ELETTRICHE

Le apparecchiature elettriche, quadri di campo, inverter, trasformatori ecc., verranno prelevate e riciclate quasi completamente in apposito centro di recupero.

8.7.1 *Dismissione e riciclo delle cabine elettriche*

I locali che alloggiavano inverter e trasformatori, nonché quello per la consegna all'ENEL, sono cabine elettriche prefabbricate monoblocco omologate che a fine ciclo possono essere prelevate e ricollocate in altro sito e sono comunque recuperabili integralmente sia per quanto riguarda le cabine che per tutte le apparecchiature interne, inclusi i collegamenti MT e BT.

8.7.2 *Dismissione e riciclo dei cablaggi*

L'intero cablaggio viene ritirato e riciclato completamente, rappresentando anche un rientro economico non trascurabile in fase di dismissione.

DR

8.8 COMPUTO METRICO DELLA DISMISSIONE

Per la dismissione di 1 MW di impianto fotovoltaico con le caratteristiche tecniche dell'impianto in oggetto, si calcola che la manodopera incida per circa il 60%. Si prevede una squadra di 5 elementi con un costo orario di 20€. Si riporta quindi nelle due tabelle successive la stima dei giorni uomo per ogni attività prevista e la stima dei costi totali per la dismissione ed il ripristino dei luoghi.

Tabella 4- Dettagli Attività Manodopera E Stima Dei Giorni Di Cantiere Necessari Per Ogni Mwp Di Impianto

Attività	Descrizione	Giorni Uomo	Giorni Cantiere
A	Distacco connessioni elettriche e messa in sicurezza del cantiere.	5	1
B	Smontaggio moduli PV.	40	8
C	Smontaggio strutture di supporto.	25	5
D	Smontaggio forniture elettriche (inverter, trasformatori, quadri elettrici ecc) e asporto cabine prefabbricate.	5	1
E	Smontaggio cavi.	5	1



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA

Pag 77 di
91

F	Ripristino del sito allo stato ante operam.	10	2
	TOTALE	90	18

Tabella 5- ATTRIBUZIONE COSTI PER OGNI MWp DI IMPIANTO.

Attribuzione dei costi / MW	Costi (€)	Incidenza percentuale
Manodopera (per tutte le attività di cantiere)	14.400,00	60 % Circa
Spese tecniche	2.000,00	40% circa
Attrezzature e mezzi	3.000,00	
Smaltimenti	6.000,00	
TOTALE	25.000,00	100%

Considerando quindi la potenza totale installata MWp di potenza (60,9 MWp), il costo totale per lo smantellamento ed il ripristino dei luoghi per l'impianto in oggetto, è di circa: 1.530.000 € con un impegno di 5.040 giorni uomo.



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR**
Comune di Lanuvio
**VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA**

Pag 78 di
91

9. CRONOPROGRAMMA DISMISSIONE

Un impianto fotovoltaico oltre ad essere tra le più efficienti e pulite tecnologie per la generazione di energie permette anche, alla fine del suo ciclo di vita, di essere rimosso con estrema facilità, rapidità ed economicità. Rendendo, per la natura poco invasiva della tecnologia di supporto prevista, estremamente veloce il ripristino del sito così come era precedentemente all'installazione dell'impianto stesso.

Per l'intervento di dismissione dell'impianto in progetto si presume l'impiego di massimo 95 operai contemporaneamente in cantiere per un totale di 5040 uomini giorno.

È possibile prevedere una durata del cantiere pari a circa 116 giorni lavorativi. Per durata di cantiere si intende l'esecuzione di tutte le attività di cantiere fino allo smantellamento delle attrezzature di cantiere e pulizia delle aree temporanee.

Il Cronoprogramma è riportato sia in tabella sia in istogramma.

Evento	Inizio [giorno]	Fine [giorno]	Durata [gg]	operai richiesti	operai richiesti	Uomini giorno
Consegna lavori	0	0	0	0	0	0
Allestimento, messa in sicurezza ed eventuale pulizia del cantiere	0	15	15	30	450	0
Comunicazione fine attività agli Enti	16	18	3	0	0	16
Smantellamento opere di rete	16	28	13	20	260	16
Smantellamento cablaggi MT	16	19	4	30	120	16
Dismissione cabina di consegna	29	29	1	20	20	29
Disconnessione cabine inverter	30	33	3	40	120	30
Smontaggio dei moduli fotovoltaici	30	42	13	60	780	30
Rimozione stringatura e cablaggi cc	42	54	13	60	780	42
Rimozione quadri di campo e parallelo cc	51	53	3	35	105	51
Rimozione cavidotti, corrugati e pozzetti, reinterro	52	54	3	20	60	52
Rimozione impianto antifurto	53	54	2	60	120	53
Rimozione cabine e impianto di terra cabina	31	31	1	29	29	31
Demolizione impianto di illuminazione	54	57	4	60	240	54
Rimozione pali/viti e smontaggio delle strutture di supporto	41	63	23	32	736	41
Rimozione recinzione	78	81	4	50	200	78
Smantellamento viabilità e piazzole	82	91	10	30	300	82



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR**
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA

Evento	Inizio [giorno]	Fine [giorno]	Durata [gg]	operai richiesti	operai richiesti	Uomini giorno
Sistemazione e ripristino terreno allo stato ante operam	92	105	14	30	420	92
Smantellamento opere provvisionali di cantiere, rimozione rifiuti e pulizia aree	106	115	10	30	300	106
Ultimazione lavori	116	116	0	0	0	116
totale uomini giorno						5.040
max operai in cantiere (contemporanei)						95

Il tecnico assevera il presente cronoprogramma in merito alla correttezza e professionalità delle previsioni contenute.

Nome	Consegna lavori	Comunicazione fine attività agli Enti	Ultimazione lavori
Consegna lavori	[0 Giorno(0)]		
Allestimento, messa in sicurezza ed ev...	[14 Giorno(0)]		
Comunicazione fine attività agli Enti	[3 Giorno(0)]		
Smantellamento opere di rete	[13 Giorno(0)]		
Smantellamento Cablaggi MT	[4 Giorno(0)]		
Dismissione cabina di consegna	[1 Giorno(0)]		
Disconnessione cabine inverter	[3 Giorno(0)]		
Smontaggio dei moduli fotovoltaici	[13 Giorno(0)]		
Rimozione Stringatura e cablaggi cc	[13 Giorno(0)]		
Rimozione quadri di campo e paralle...	[3 Giorno(0)]		
Rimozione cavidotti, posa corrugati e ...	[3 Giorno(0)]		
Rimozione impianto antifurto	[2 Giorno(0)]		
Rimozione cabine e impianto di terra ...	[1 Giorno(0)]		
Demolizione impianto di illuminazione	[4 Giorno(0)]		
Rimozione pali/viti e smontaggio dell...	[23 Giorno(0)]		
Smantellamento viabilità e piazzole	[10 Giorno(0)]		
Rimozione recinzione	[4 Giorno(0)]		
Sistemazione e ripristino terreno allo s...	[14 Giorno(0)]		
Smantellamento opere provvisionali d...	[10 Giorno(0)]		
Ultimazione lavori	[0 Giorno(0)]		

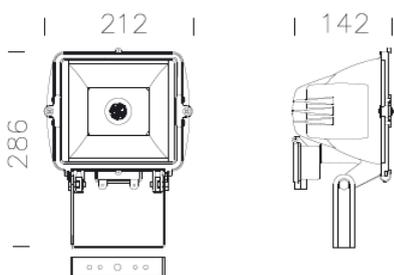
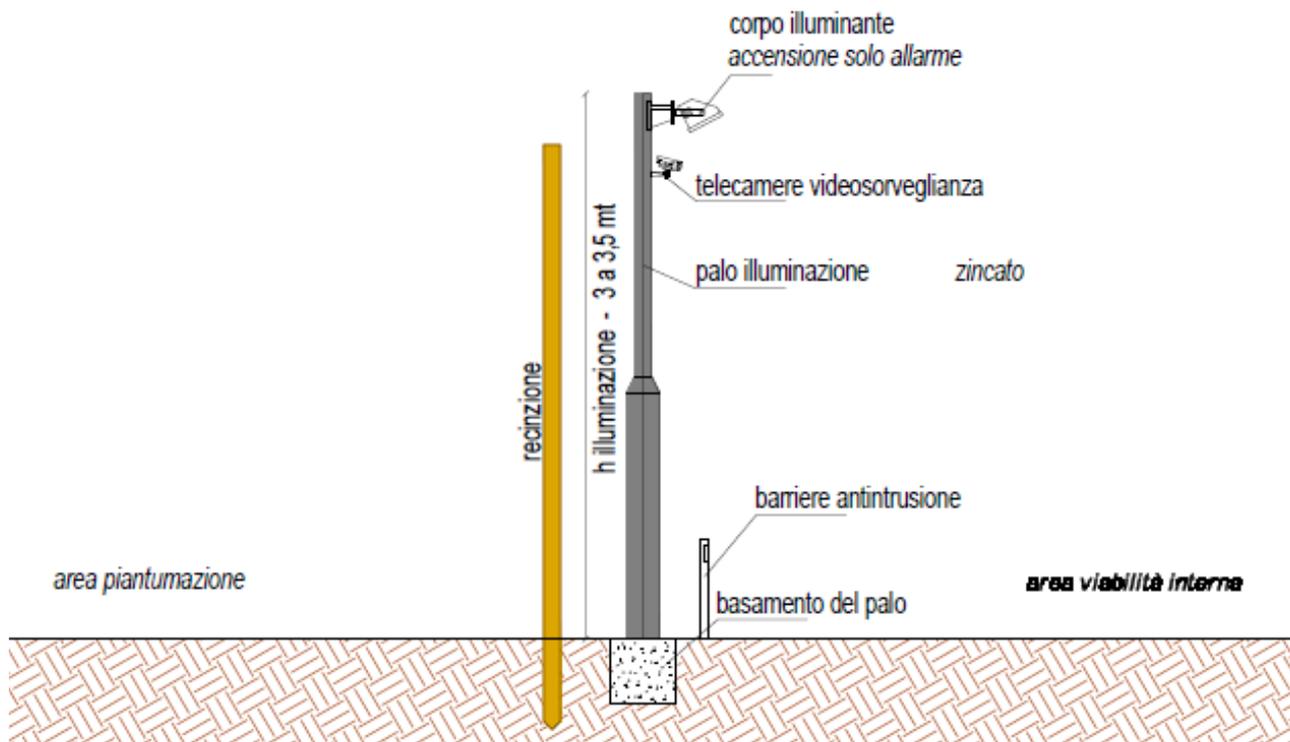


**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA**

Pag 80 di
91

10. ILLUMINAZIONE CAMPI FOTOVOLTAICI – IMPATTO NOTTURNO

I campi fotovoltaici saranno completi di un sistema di illuminazione perimetrale a LED dotato di telecamere di videosorveglianza.



1130 Punto LED - COB - Disano Illuminazione spa

CORPO: In alluminio pressofuso con alette raffreddamento.
RIFLETTORE: In alluminio preanodizzato martellato 90 90 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: L283cm*F:416cm².

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 14 m.

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



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA

Pag 81 di
91

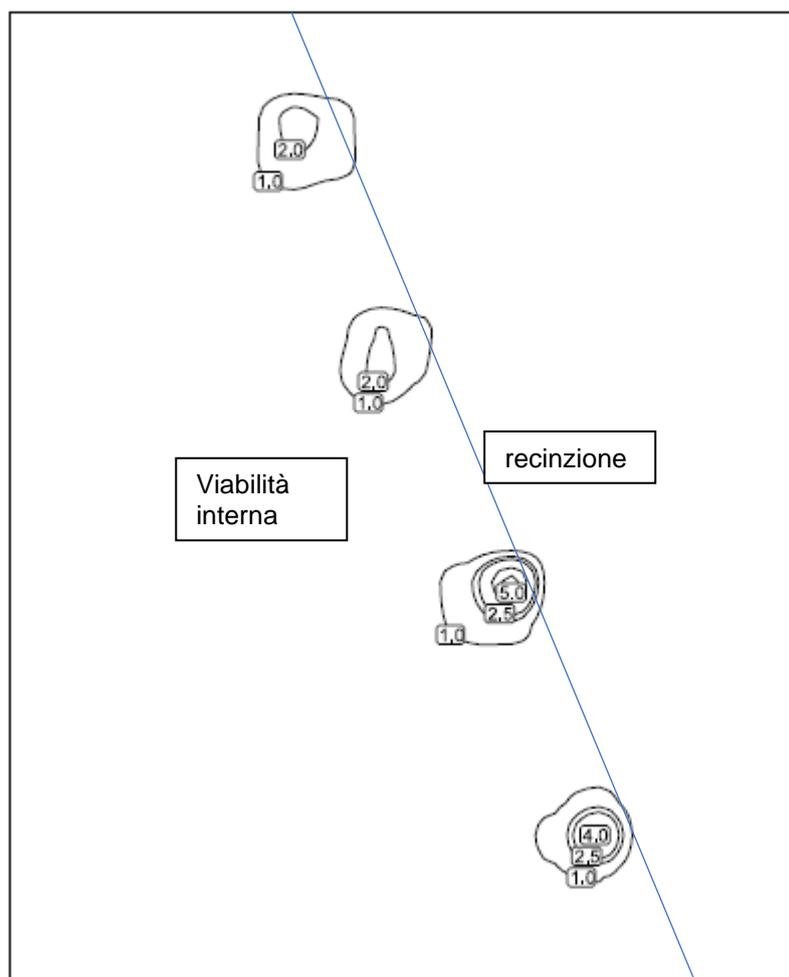
Illuminazione 0

24/03/2020

DIALux

Area 1 / Superficie di calcolo 4 / Illuminamento perpendicolare

Isolinee [lx]



Scala: 1 : 1000



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA

Pag 82 di
91

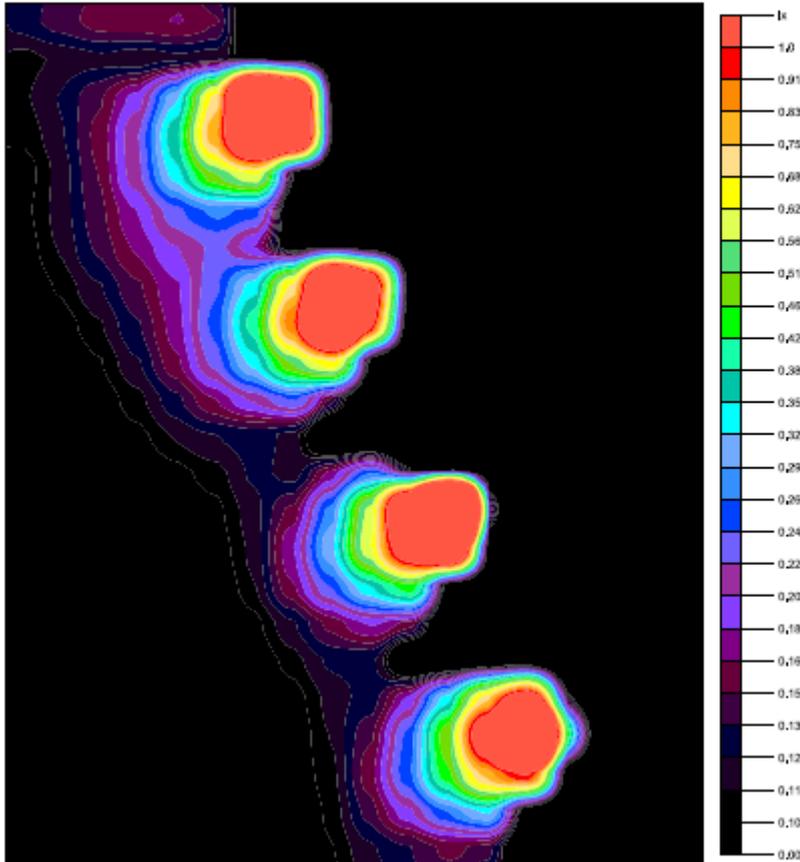
Illuminazione 0

24/03/2020

DIALux

Area 1 / Superficie di calcolo 4 / Illuminamento perpendicolare

Colori sfalsati [lx]



Scale: 1 : 1000



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR**
Comune di Lanuvio
**VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA**

Illuminazione 0

24/03/2020

DIALux

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

Scala: 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.



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA

Pag 84 di
91

ALLEGATO 1 – PVSYST

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



PVSyst V7.2.11

VC0, Simulato su
09/02/22 12:51
con v7.2.11

Progetto: Lanuvio

Variante: Lanuvio

Studio Ing. Valz Gris (Italy)

Sommario del progetto

Luogo geografico Aprilia Italia	Ubicazione Latitudine 41.61 °N Longitudine 12.66 °E Altitudine 74 m Fuso orario UTC+1	Parametri progetto Albedo 0.20
Dati meteo Aprilia PVGIS-SARAH - 2016		

Sommario del sistema

Sistema connesso in rete Simulazione per l'anno no 1	Nessuna scena 3D, nessuna ombreggiatura		
Orientamento campo FV Piano d'inseguimento, asse orizzon. N-S Asse dell'azimut 0 °	Ombre vicine Senza ombre	Bisogni dell'utente Carico illimitato (rete)	
Informazione sistema Campo FV Numero di moduli 99840 unità Pnom totale 60.90 MWc	Inverter Numero di unità 20 unità Pnom totale 50.00 MWac Rapporto Pnom 1.218		

Sommario dei risultati

Energia prodotta 110 GWh/anno	Prod. Specif. 1805 kWh/kWc/anno	Indice rendimento PR 82.39 %
-------------------------------	---------------------------------	------------------------------

Indice dei contenuti

Sommario del progetto e dei risultati	2
Parametri principali, Caratteristiche campo FV, Perdite sistema	3
Risultati principali	4
Diagramma perdite	5
Grafici speciali	6
Strumenti decadimento	7



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA

Pag 85 di
91



PVsyst V7.2.11

VC0, Simulato su
09/02/22 12:51
con V7.2.11

Progetto: Lanuvio

Variante: Lanuvio

Studio Ing. Valz Gris (Italy)

Parametri principali

Sistema connesso in rete	Nessuna scena 3D, nessuna ombreggiatura	
Orientamento campo FV	Configurazione inseguitori	Modelli utilizzati
Orientamento Piano d'inseguimento, asse orizzon. N-S Asse dell'azimut 0 °	Nessuna scena 3D	Trasposizione Perez Diffuso DHI importata Circumsolare separare
Orizzonte Orizzonte libero	Ombre vicine Senza ombre	Bisogni dell'utente Carico illimitato (rete)

Caratteristiche campo FV

Modulo FV	Inverter
Costruttore JINKSOLAR	Costruttore Siemens
Modello JIKM610N-78HL4-BDV (definizione customizzata dei parametri)	Modello Sinacon PV2500 (PVsyst database originale)
Potenza nom. unit. 610 Wp	Potenza nom. unit. 2500 kWac
Numero di moduli FV 99840 unità	Numero di inverter 20 unità
Nominale (STC) 60.90 MWc	Potenza totale 50000 kWac
Moduli 4160 Stringhe x 24 In serie	Voltaggio di funzionamento 1006-1500 V
In cond. di funz. (50°C)	Rapporto Pnom (DC:AC) 1.22
Pmpp 56.61 MWc	
U mpp 1026 V	
I mpp 55190 A	
Potenza PV totale	Potenza totale inverter
Nominale (STC) 60902 kWp	Potenza totale 50000 kWac
Totale 99840 moduli	Numero di inverter 20 unità
Superficie modulo 279084 m²	Rapporto Pnom 1.22

Perdite campo

Perdite per sporco campo	Fatt. di perdita termica	Perdite DC nel cablaggio
Fraz. perdite 3.0 %	Temperatura modulo secondo irraggiamento	Res. globale campo 0.30 mΩ
	Uc (cost) 29.0 W/m²K	Fraz. perdite 1.5 % a STC
	Uv (vento) 0.0 W/m²K/m/s	
LID - Light Induced Degradation	Perdita di qualità moduli	Perdite per mismatch del modulo
Fraz. perdite 2.0 %	Fraz. perdite 3.0 %	Fraz. perdite 2.0 % a MPP
Perdita disadattamento Stringhe	Degrado medio dei moduli	Fattore di perdita IAM
Fraz. perdite 0.1 %	Anno n° 1	Param. ASHRAE: IAM = 1 - bo(1/cos i -1)
	Fattore di perdita annuale 0.4 %/anno	Param. bo 0.05
	Mismatch dovuto a degrado	
	Dispersione Imp RMS 0.4 %/anno	
	Dispersione Vmp RMS 0.4 %/anno	



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA**

Pag 86 di 91



PVsyst V7.2.11
VC0, Simulato su
09/02/22 12:51
con v7.2.11

Progetto: Lanuvio

Variante: Lanuvio

Studio Ing. Valz Gris (Italy)

Risultati principali

Produzione sistema

Energia prodotta

110 GWh/anno

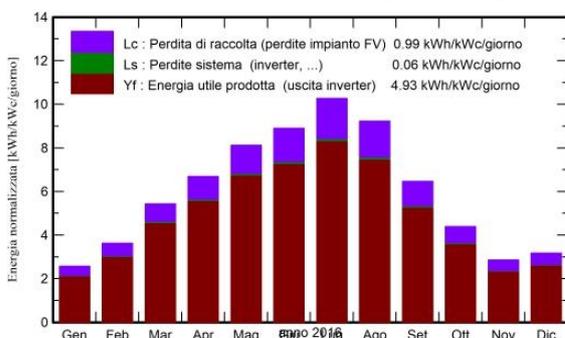
Prod. Specif.

1805 kWh/kWc/anno

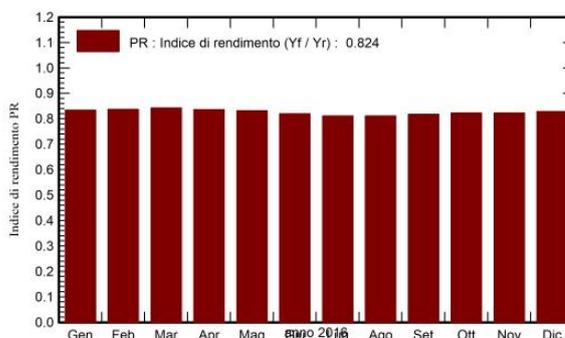
Indice di rendimento PR

82.39 %

Produzione normalizzata (per kWp installato)



Indice di rendimento PR



Bilanci e risultati principali

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	GWh	GWh	ratio
Gen. 16	52.7	23.35	10.96	79.5	74.5	4.09	4.04	0.834
Feb. 16	73.6	34.69	12.25	105.1	99.3	5.42	5.36	0.837
Mar. 16	123.0	53.81	12.25	168.5	160.7	8.75	8.65	0.843
Apr. 16	151.7	65.46	15.02	200.5	192.0	10.34	10.21	0.836
Mag. 16	190.1	78.47	17.13	251.8	241.8	12.91	12.76	0.832
Giu 16	199.9	75.58	21.31	267.0	256.7	13.49	13.33	0.820
Lug. 16	231.6	62.80	24.41	318.4	306.9	15.92	15.72	0.811
Ago 16	201.9	60.40	24.63	286.1	275.2	14.31	14.14	0.812
Sett. 16	140.6	51.91	22.46	194.0	185.5	9.78	9.66	0.818
Ott. 16	96.2	40.18	18.77	136.0	128.9	6.90	6.82	0.823
Nov. 16	60.2	29.64	15.20	85.7	80.3	4.34	4.29	0.823
Dic. 16	61.4	22.83	12.15	98.4	91.7	5.02	4.97	0.829
Anno	1582.8	599.10	17.23	2191.0	2093.4	111.28	109.94	0.824

Legenda

GlobHor Irraggiamento orizzontale globale
 DiffHor Irraggiamento diffuso orizz.
 T_Amb Temperatura ambiente
 GlobInc Globale incidente piano coll.
 GlobEff Globale "effettivo", corr. per IAM e ombre

EArray Energia effettiva in uscita campo
 E_Grid Energia immessa in rete
 PR Indice di rendimento



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA

Pag 87 di
91



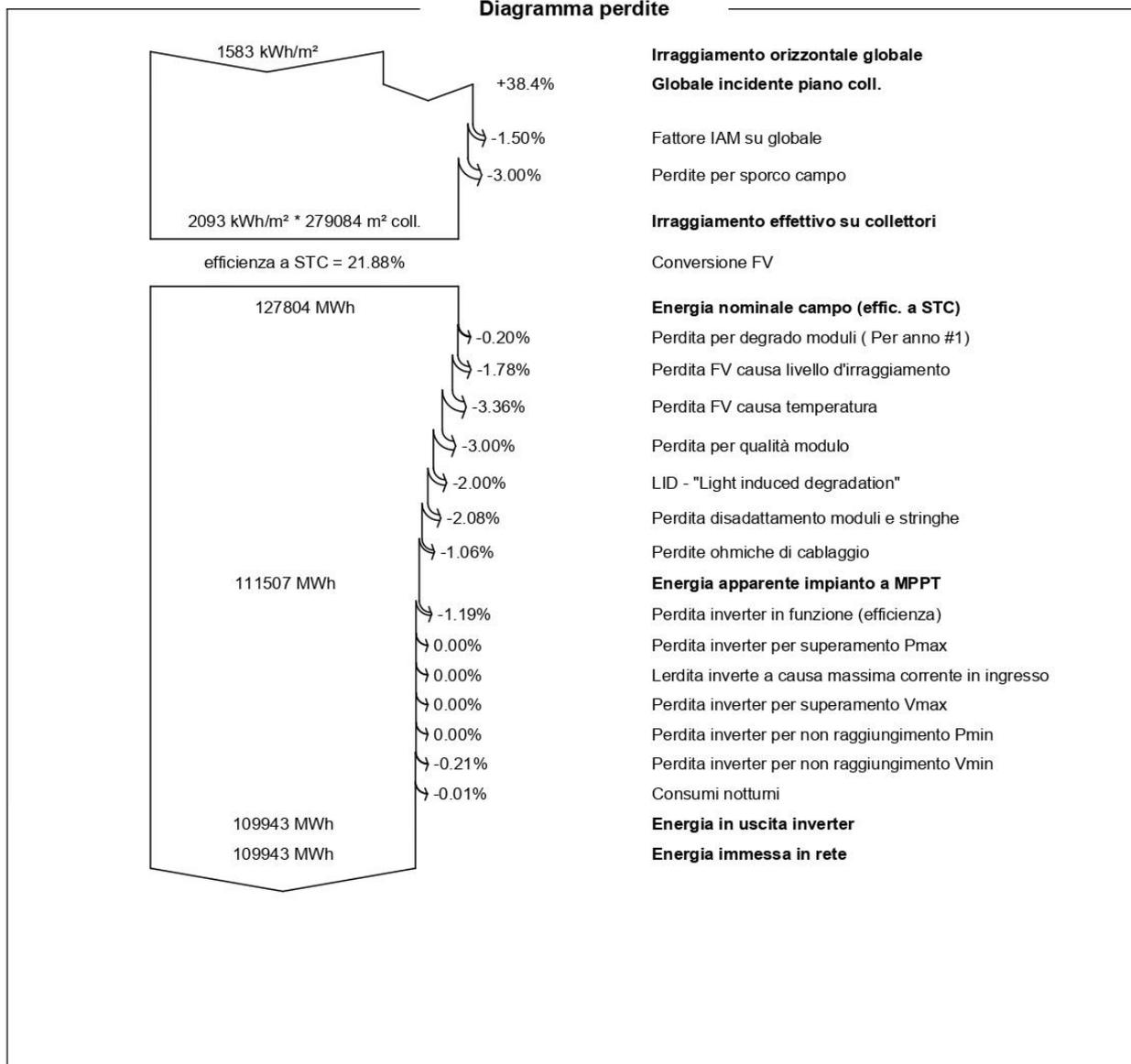
PVsyst V7.2.11
VC0, Simulato su
09/02/22 12:51
con v7.2.11

Progetto: Lanuvio

Variante: Lanuvio

Studio Ing. Valz Gris (Italy)

Diagramma perdite





IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA

Pag 88 di
91



PVsyst V7.2.11
VC0, Simulato su
09/02/22 12:51
con v7.2.11

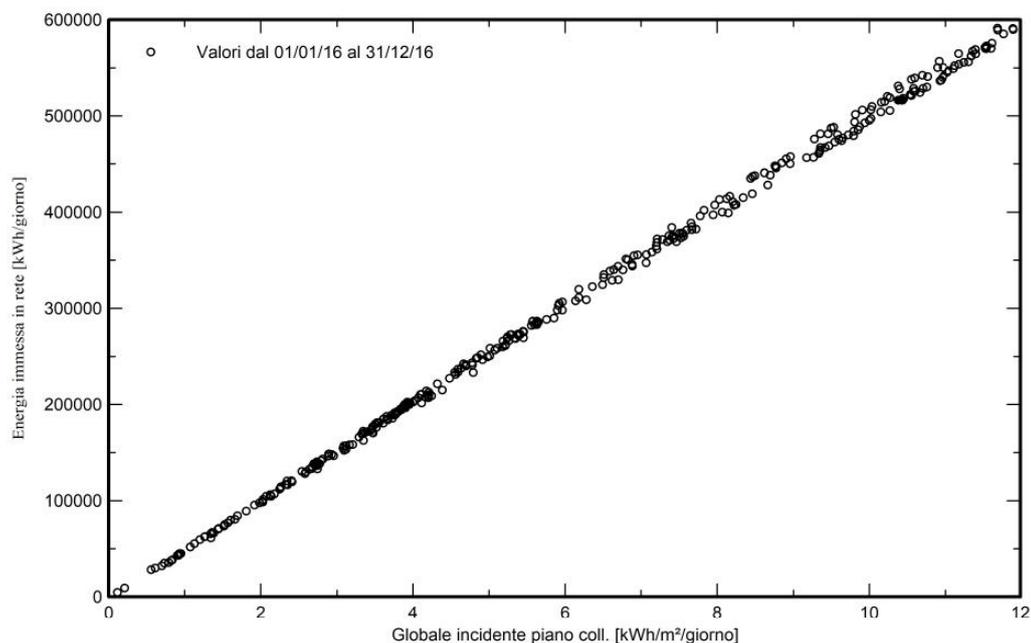
Progetto: Lanuvio

Variante: Lanuvio

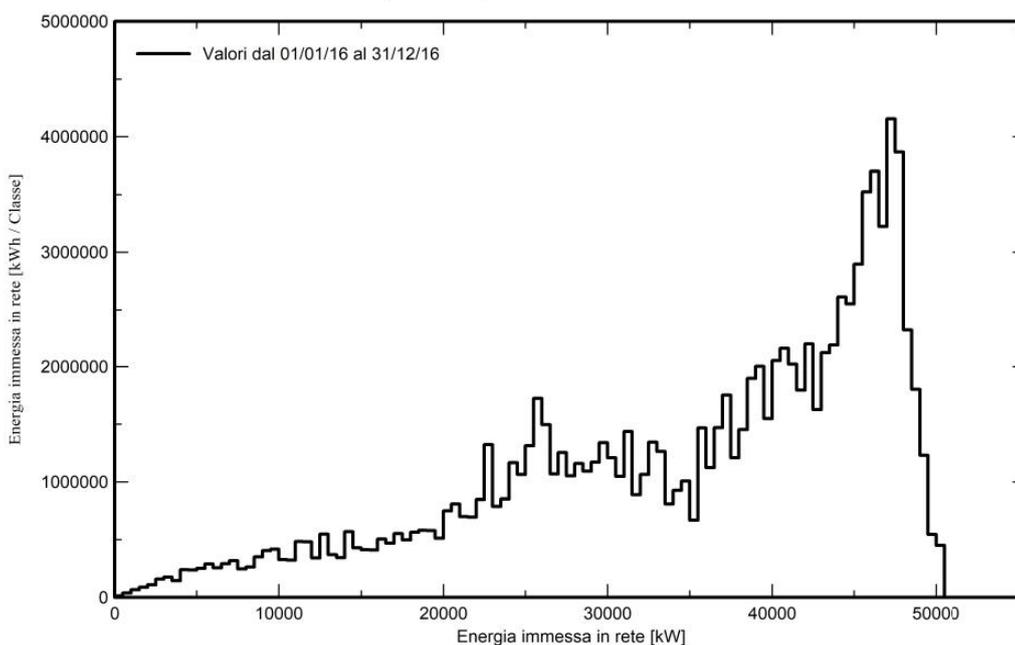
Studio Ing. Valz Gris (Italy)

Grafici speciali

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution





IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp RNE 1 LANUVIO SOLAR Comune di Lanuvio VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE RELAZIONE TECNICA



PVsyst V7.2.11

VC0, Simulato su
09/02/22 12:51
con v7.2.11

Progetto: Lanuvio

Variante: Lanuvio

Studio Ing. Valz Gris (Italy)

Strumenti decadimento

Parametri di decadimento

Durata totale della simulazione 30 anni

Degrado medio dei moduli

Fattore di perdita annuale 0.4 %/anno

Mismatch dovuto a degrado

Dispersione Imp RMS 0.4 %/anno

Dispersione Vmp RMS 0.4 %/anno

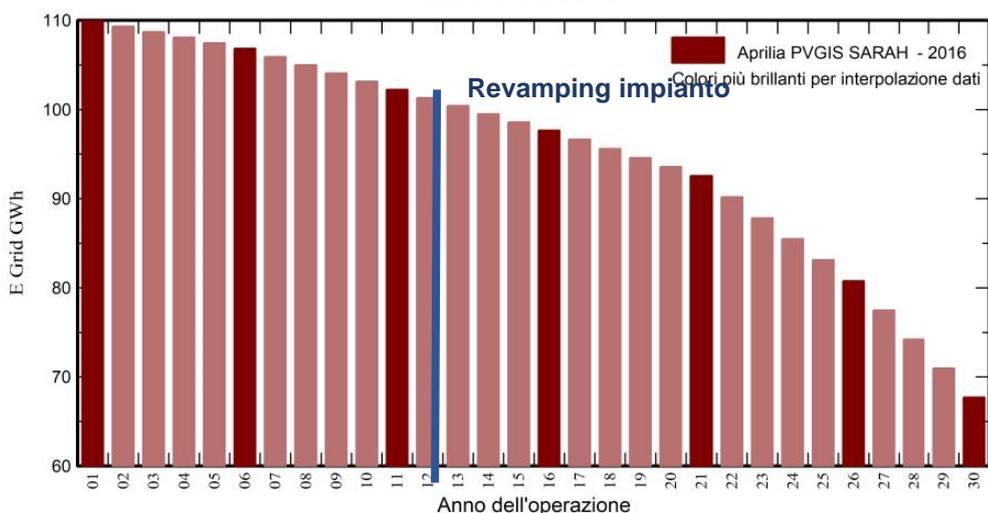
Dati meteo usati per la simulazione

#1 Aprilia PVGIS SARAH

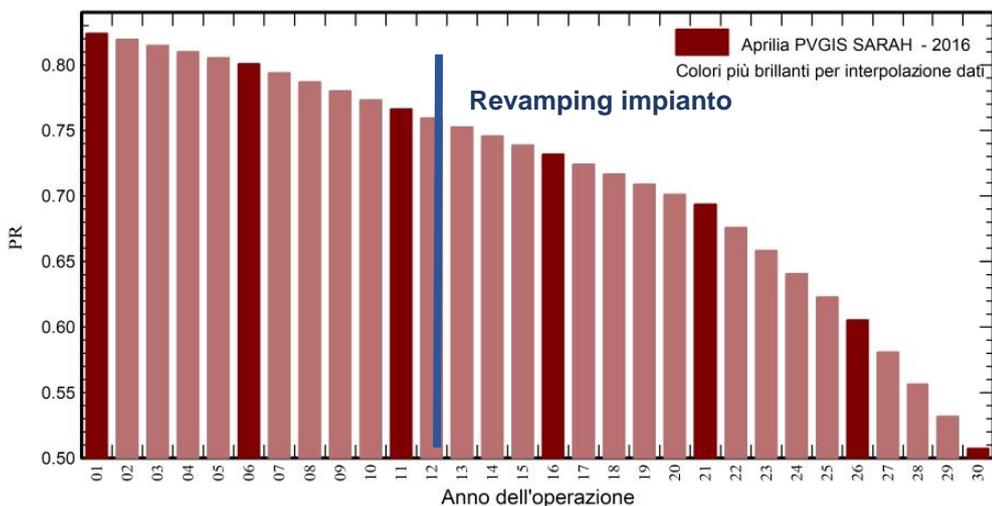
Anni 2016

Anni simulati 1,6,11,16,21,26,30

Energia immessa in rete



Indice di rendimento





IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 60,90 MWp
RNE 1 LANUVIO SOLAR
Comune di Lanuvio
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE TECNICA

Pag 90 di
91



PVsyst V7.2.11

VC0, Simulato su
09/02/22 12:51
con v7.2.11

Progetto: Lanuvio

Variante: Lanuvio

Studio Ing. Valz Gris (Italy)

Strumenti decadimento

Parametri di decadimento

Durata totale della simulazione 30 anni

Degrado medio dei moduli

Fattore di perdita annuale 0.4 %/anno

Mismatch dovuto a degrado

Dispersione Imp RMS 0.4 %/anno

Dispersione Vmp RMS 0.4 %/anno

Dati meteo usati per la simulazione

#1 Aprilia PVGIS SARAH

Anni 2016

Anni simulati 1,6,11,16,21,26,30

Aprilia PVGIS SARAH

Anno	E Grid GWh	PR	Perdite degrad. PR %
1	109.9	0.824	0%
2	109.3	0.819	-0.6%
3	108.7	0.815	-1.1%
4	108.1	0.81	-1.7%
5	107.5	0.805	-2.2%
6	106.9	0.801	-2.8%
7	105.9	0.794	-3.6%
8	105.0	0.787	-4.5%
9	104.1	0.78	-5.3%
10	103.2	0.773	-6.2%
11	102.2	0.766	-7%
12	101.3	0.759	-7.8%
13	100.4	0.752	-8.7%
14	99.48	0.746	-9.5%
15	98.56	0.739	-10.4%
16	97.64	0.732	-11.2%
17	96.62	0.724	-12.1%
18	95.60	0.716	-13%
19	94.58	0.709	-14%
20	93.56	0.701	-14.9%
21	92.53	0.693	-15.8%
22	90.18	0.676	-18%
23	87.83	0.658	-20.1%
24	85.47	0.641	-22.3%
25	83.12	0.623	-24.4%
26	80.77	0.605	-26.5%
27	77.50	0.581	-29.5%
28	74.23	0.556	-32.5%
29	70.96	0.532	-35.5%
30	67.69	0.507	-38.4%

Revamping impianto