

# RELAZIONE VERIFICA TECNICA E VALUTAZIONE ECONOMICA

## IMPIANTO FOTOVOLTAICO DA 195,5 kWp



SITO IN S.P. ANDRIA-TRANI KM 2+500  
COMUNE DI ANDRA (BT)



**SOMMARIO**

<b>Capitolo 1</b>	<b>- PREMESSA .....</b>	<b>3</b>
<b>Capitolo 2</b>	<b>- VERIFICHE TECNICHE FUNZIONALI .....</b>	<b>4</b>
2.1	- INTRODUZIONE.....	4
2.2	- VERIFICHE PRELIMINARI.....	6
2.3	- DATI GENERALI IMPIANTO .....	7
2.4	- PLANIMETRIE E SCHEMA ELETTRICO .....	8
2.5	- DESCRIZIONE COMPONENTI IMPIANTO FOTOVOLTAICO .....	12
2.6	- VERIFICHE IN CAMPO .....	14
2.7	- STRUMENTAZIONE UTILIZZATA PER LE MISURE .....	14
2.8	- IMPOSTAZIONI TEST DI MISURA VOC, ISC, RI, RPE.....	15
2.9	- STATO DI FATTO E VERIFICA DELLA CORRISPONDENZA DELL'IMPIANTO REALIZZATO ALLA DOCUMENTAZIONE FINALE DI IMPIANTO. ....	16
2.10	- VERIFICA DELLA TENSIONE A VUOTO DELLE STRINGHE .....	39
2.11	- VERIFICA DELLE CORRENTI DI CORTO CIRCUITO ISC DELLE STRINGHE .....	42
2.12	- VERIFICA DELLA MESSA A TERRA DI MASSE E SCARICATORI .....	45
2.13	- VERIFICA DELL'ISOLAMENTO DEI CIRCUITI ELETTRICI DALLE MASSE.....	48
2.14	- CONCLUSIONI .....	51
<b>Capitolo 3</b>	<b>- VALUTAZIONE ECONOMICA.....</b>	<b>52</b>
3.1	- PREMESSA.....	52
3.2	- PROCEDURA DI VALORIZZAZIONE.....	53
3.3	- STIMA DEI RICAVI ATTESI.....	54
3.3.1	STIMA PRODUCIBILITÀ IMPIANTO	54
3.3.2	RICAVI PER INCENTIVO	55
3.4	- STIMA DEI COSTI ATTESI .....	56
3.4.1	COSTI PER MANUTENZIONE	56
3.4.2	COSTI PER ASSICURAZIONE	57
3.4.3	COSTI PER GESTIONE AMMINISTRATIVA	57
3.5	- QUADRO ECONOMICO E VALORIZZAZIONE ECONOMICA.....	57

## Capitolo 1 - PREMESSA



La presente relazione viene redatta dal sottoscritto Per. Ind. Tommaso Rana in qualità di consulente tecnico nominato dal Giudice Delegato Dott. Giuseppe Rana presso il Tribunale Ordinario di Trani ai sensi del D.L. 179/2012 con incarico ricevuto in data 2 ottobre 2024 a mezzo posta elettronica (pec)



L'oggetto della relazione riguarda la valutazione tecnico-economica e la verifica di funzionalità di un impianto fotovoltaico da 195,5 kWp installato su lastrico solare dell'immobile sito sulla S.P Andria-Trani km 2+500 in località Andria (BT) e di proprietà della società " [REDACTED]".



Le attività di verifica tecnica e di stima economica sono state condotte esaminando la documentazione disponibile dell'impianto fotovoltaico e attraverso sopralluoghi necessari per acquisire lo stato di fatto, effettuare le verifiche tecniche e verificare la rispondenza normativa.

L'incarico ricevuto non contempla la verifica degli adempimenti amministrativi verso gli enti coinvolti quali GSE, Dogane, Terna e Gestore di Rete relativi all'esercizio dell'impianto fotovoltaico.

## Capitolo 2 – VERIFICHE TECNICHE FUNZIONALI

### 2.1 – INTRODUZIONE

Per poter effettuare le verifiche tecnico funzionali si è fatto riferimento alla norma CEI 82-25.

La suddetta norma fornisce i criteri da seguire nel corso delle verifiche degli impianti fotovoltaici già realizzati. Le verifiche consistono in un controllo di rispondenza dell'opera realizzata ai dati di progetto ed alla regola dell'arte mediante l'esame a vista e l'esecuzione di prove sugli impianti.

L'esame a vista ha il fine di controllare che l'impianto sia stato realizzato secondo le Norme CEI.

In particolare si deve accertare che i componenti siano conformi alle prescrizioni delle relative norme, scelti e messi in opera correttamente e non danneggiati visibilmente.

Inoltre l'esame a vista è teso ad identificare, senza l'uso di attrezzi o di mezzi di accesso eventuali difetti dei componenti elettrici che sono evidenti allo sguardo quali ad esempio: la mancanza di ancoraggi, connessioni interrotte, involucri rotti, dati di targa, ecc.

Per le prove sugli impianti già realizzati invece si intende l'effettuazione di misure o di altre operazioni mediante le quali si accerta la rispondenza dell'impianto alle Norme CEI e alla documentazione di progetto.

In particolare le prove consistono nel controllare, almeno i seguenti punti:

- 1) la continuità elettrica e le connessioni tra moduli. Questa prova consiste nell'accertare la continuità elettrica tra i vari punti dei circuiti di stringa e fra l'eventuale parallelo delle stringhe sull'inverter e controllo della potenza;
- 2) la messa a terra di masse e scaricatori che consiste nell'accertare la continuità elettrica dell'impianto di terra, a partire dal dispersore fino alle masse e masse estranee collegate;
- 3) l'isolamento dei circuiti elettrici dalle masse; lo scopo è quello di accertare che la resistenza di isolamento dell'impianto sia adeguata ai valori prescritti dalla Norma CEI 64-8/6. La misura deve essere eseguita tra ogni conduttore attivo, oppure ciascun gruppo completo di conduttori attivi, e l'impianto di terra; le misure devono essere eseguite in c.c. mediante strumenti di prova in grado di fornire le tensioni previste (es. 500 V c.c.) con un carico di 1mA;

- 4) il corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di condizionamento e controllo (inverter) della potenza come accensione, spegnimento, protezione in caso di mancanza della rete del distributore, intervento della protezione di interfaccia per mancanza rete e riavvio automatico dell'impianto al ritorno della tensione di rete;
- 5) Il soddisfacimento delle due seguenti condizioni, in presenza di irraggiamento sul piano dei moduli **superiore a 600 W/m<sup>2</sup>** :

- $P_{cc} > 0,85 * P_{nom} * G_p / GSTC$
- $P_{ca} > 0,9 * P_{cc}$

dove:

- $P_{cc}$  è la potenza (in kW) misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, con incertezza non superiore al 2%; –
- $P_{ca}$  è la potenza attiva (in kW) misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata con incertezza non superiore al 2%;
- $P_{nom}$  è la potenza nominale (in kWp) del generatore fotovoltaico, determinata come somma delle singole potenze dei moduli desunte dai fogli di dati rilasciati dal costruttore;
- $G_p$  è l'irraggiamento (in W/m<sup>2</sup>) misurato sul piano dei moduli con incertezza di misura del sensore solare non superiore al 3% e con incertezza di misura della tensione in uscita dal sensore solare non superiore all'1%;
- GSTC è l'irraggiamento in STC (pari a 1 000 W/m<sup>2</sup>).

Per il punto 5 la norma impone che la misura della potenza  $P_{cc}$  e della potenza  $P_{ca}$  deve essere effettuata in condizioni di irraggiamento sul piano dei moduli ( $G_p$ ) superiore a 600 W/m<sup>2</sup>.

Viste le caratteristiche dell'impianto da verificare correlata ai valori di irraggiamento nei mesi in corso (inclinazione 0° e irraggiamento inferiore a 600 W/m<sup>2</sup>) quest'ultima verifica non è stata eseguita.

## 2.2 – VERIFICHE PRELIMINARI

Le verifiche preliminari sono state condotte tramite l'analisi della documentazione tecnica in parte scaricata dal sito del GSE.

A seguire per completezza elenchiamo quanto esaminato:

**1. Relazione tecnica generale di progetto.**

**Allegato 1: FTV\_1001357\_REL\_TEC\_29\_07\_2013\_12\_15\_38.pdf.**

**2. Planimetria impianto fotovoltaico.**

**Allegato 2: FTV\_1001357\_DIS\_PLAN\_29\_07\_2013\_12\_39\_02.pdf**

**3. Elaborato grafico di dettaglio.**

**Allegato 3: FTV\_1001357\_ELA\_GRAF\_29\_07\_2013\_11\_31\_01.pdf**

**4. Schema elettrico.**

**Allegato 4: FTV\_1001357\_SCHEMI\_ELET\_24\_09\_2013\_12\_34\_01.pdf**

**5. Scheda tecnica finale d'impianto GSE.**

**Allegato 5: FTV\_1001357\_SCHEMI\_ELET\_24\_09\_2013\_12\_34\_01.pdf**

**6. Preventivo di connessione alla rete BT di E-Distribuzione.**

**Allegato 6: FTV\_1001357\_COM\_COD\_POD\_29\_07\_2013\_12\_41\_37.pdf**

**7. Attestazione Terna.**

**Allegato 7: FTV\_1001357\_ATTES\_GAUDI\_29\_07\_2013\_12\_40\_28.pdf**

**8. Elenco moduli fotovoltaici installati e sostituiti.**

**Allegato 8: ID\_4456175\_Export\_Pannelli\_1001357\_06112024\_180407.csv**

**9. Elenco convertitori installati e sostituiti.**

**Allegato 9: ID\_4471671\_Export\_Convertitori\_1001357\_21112024\_111618.csv**

**10. Verbali di connessione impianto rilasciato dal Gestore di Rete.**

**Allegato 10: FTV\_1001357\_RICH\_CONC\_TAR\_29\_07\_2013\_11\_47\_44.pdf**

**11. Richiesta di riconoscimento della tariffa incentivante.**

**Allegato 11: FTV\_1001357\_RICH\_CONC\_TAR\_29\_07\_2013\_11\_47\_44.pdf**

**12. Convenzione per il riconoscimento delle tariffe incentivanti.**

**Allegato 12: Conv. Firmata Tariffa Incentivante.pdf**

L'analisi della documentazione sopra elencata ci ha permesso di definire una descrizione dettagliata dell'impianto fotovoltaico nelle sue caratteristiche più importanti quali il sito di installazione, la modalità di installazione, l'orientamento, la potenza e le caratteristiche dei moduli ed inverter che riporto nei paragrafi successivi.

### 2.3 – DATI GENERALI IMPIANTO

<p><b>UBICAZIONE DELL'IMPIANTO</b></p> <p>Nome impianto: <b>IMPIANTO 200KW</b></p> <p>Regione: <b>PUGLIA</b></p> <p>Provincia: <b>BARLETTA-ANDRIA-TRANI</b></p> <p>Comune: <b>ANDRIA – CAP: 76123</b></p> <p>Indirizzo: <b>SP ANDRIA-TRANI KM 2+500</b></p> <p>Dati catastali: <b>Foglio 8 – Particella 476 – Sub. 2</b></p>
<p><b>CARATTERISTICHE GENERALI</b></p> <p>L'impianto è entrato in esercizio come: <b>Nuova costruzione</b></p> <p>Impianto entrato in esercizio il: <b>25/07/2013</b></p> <p>Potenza nominale Installata: <b>199,50 kW</b></p>
<p><b>CARATTERISTICHE DELLA STRUTTURA DI SUPPORTO DEI MODULI FOTOVOLTAICI</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Fissa.</li> <li>- Orientamento: <b>0°</b></li> <li>- Inclinazione: <b>0°</b></li> </ul>
<p><b>CARATTERISTICHE DI CONNESSIONE ALLA RETE DI DISTRIBUZIONE</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Bassa Tensione (<b>BT</b>)</li> <li>• Tensione nominale: <b>400 kV</b></li> <li>• Protezioni di interfaccia: Esterna al convertitore CC/CA</li> <li>• Modello della protezione d'interfaccia esterna: <b>SFP-021</b></li> </ul>
<p><b>CARATTERISTICHE DEI MODULI FOTOVOLTAICI</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Tipologia: <b>Silicio Policristallino</b></li> <li>• Marca : <b>BENQ SOLAR</b></li> <li>• Modello : <b>PM245P00_250</b></li> <li>• Potenza modulo (W): <b>250</b></li> <li>• Numero Moduli: <b>798</b></li> </ul>
<p><b>CARATTERISTICHE DEI CONVERTITORI</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Marca: <b>POWER ONE</b></li> <li>• Modello: <b>PVI 10.0 OUTD-FS-IT</b></li> <li>• Numero di convertitori: <b>1</b></li> <li>• Marca: <b>POWER ONE</b></li> <li>• Modello: <b>TRIO 27.6-TL-OUTD-S2X</b></li> <li>• Numero di convertitori: <b>6</b></li> </ul>
<p><b>MODALITA' DICONNESSIONE ALLA RETE</b></p> <p>- Si avvale del servizio di cessione parziale</p> <p><b>Denominazione del Gestore di rete elettrica locale: E- Distribuzione S.p.A.</b></p>

Tabella 2-1 – Dati dell'impianto

**2.4 – PLANIMETRIE E SCHEMA ELETTRICO**

GSE/FTVA20132119783 - 29/07/2013

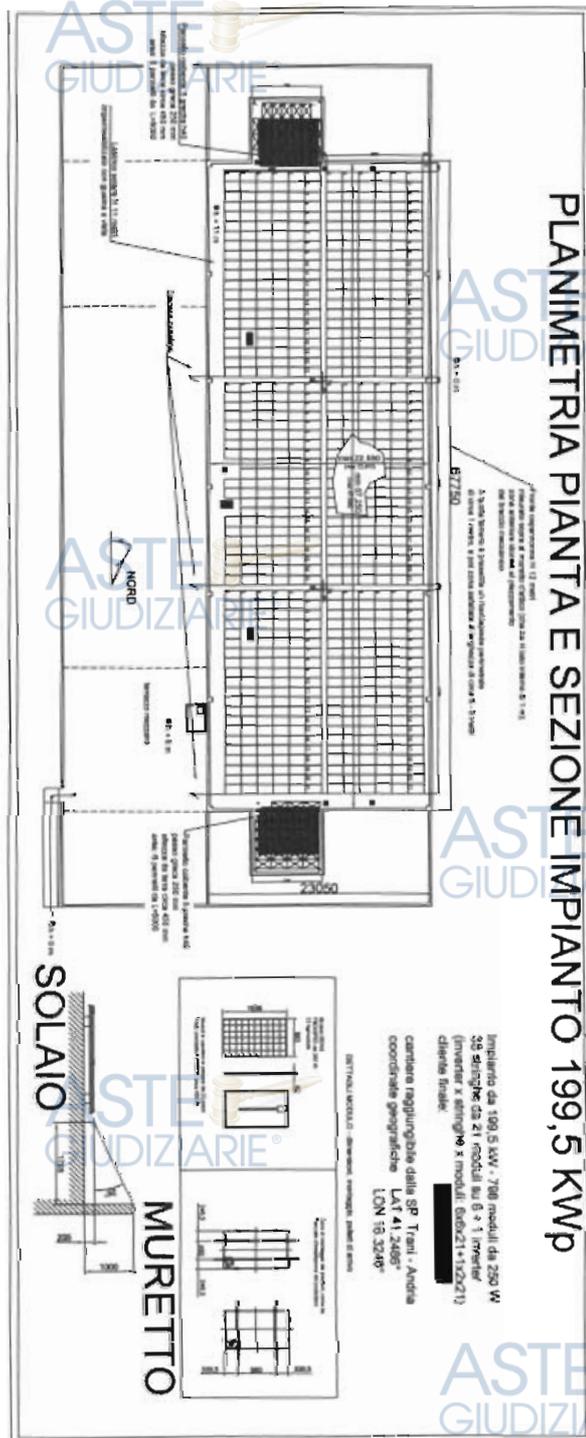


Figura 2-1 – Planimetria

GSE/FTVA20132119307 - 29/07/2013

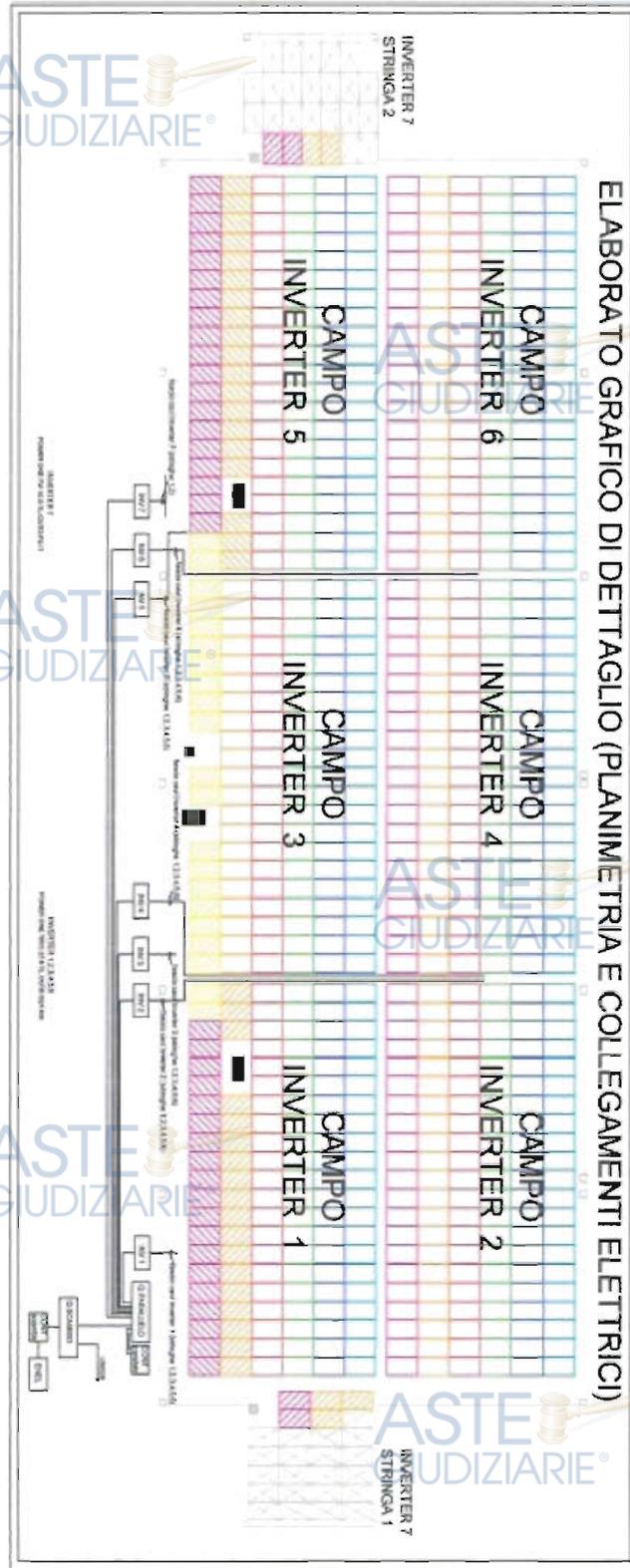


Figura 2-2 – Elaborato grafico di dettaglio



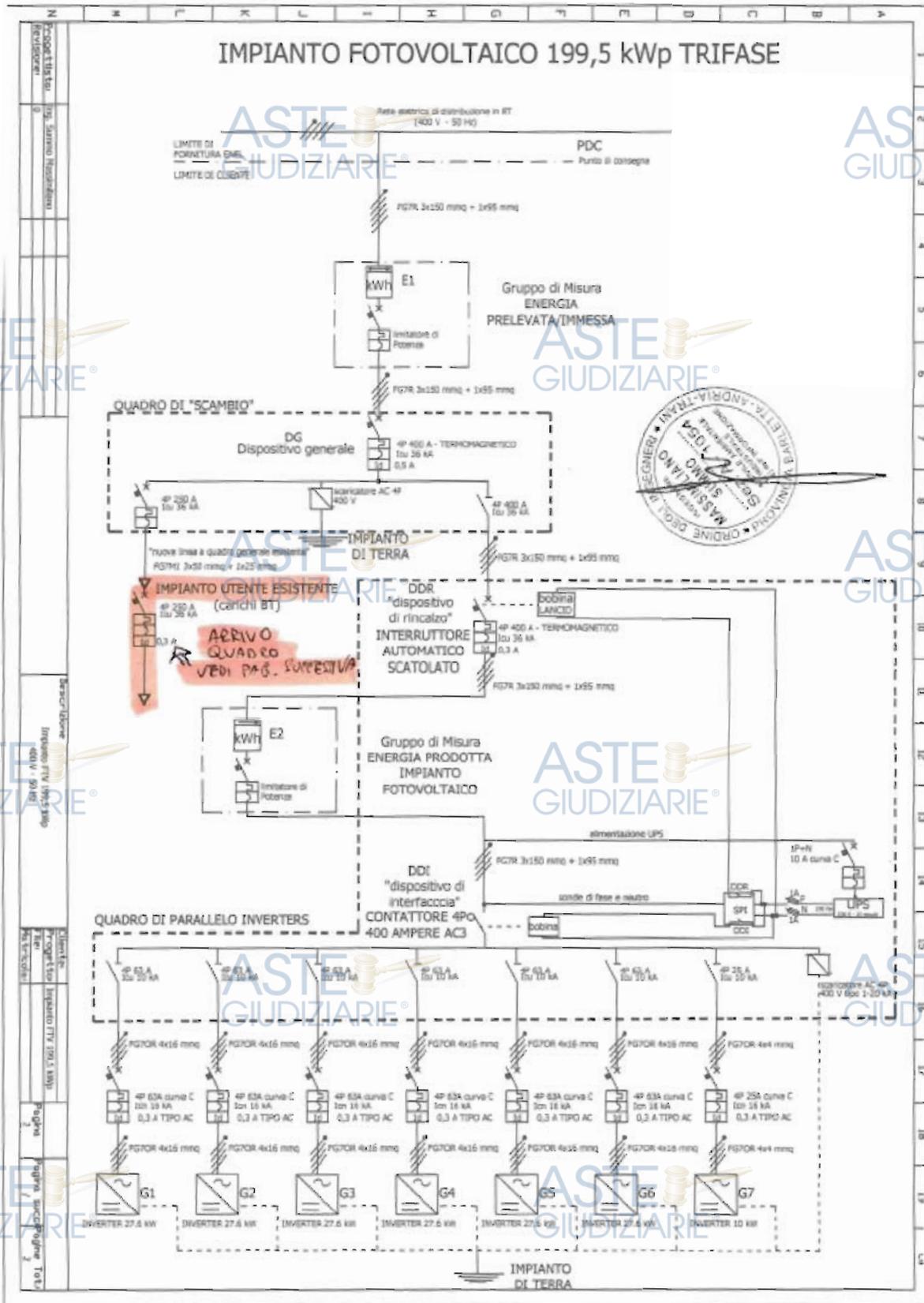


Figura 2-3 – Schema elettrico unifilare d'impianto

C.T.U. VALUTAZIONE TECNICO - ECONOMICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO  
- ANDRIA (BT) - 11/59

Publicazione ufficiale ad uso esclusivo personale - è vietata ogni  
ripubblicazione o riproduzione a scopo commerciale - Aut. Min. Giustizia PDG 21/07/2009

## 2.5 – DESCRIZIONE COMPONENTI IMPIANTO FOTOVOLTAICO

L'impianto fotovoltaico oggetto della presente relazione, è costituito dai seguenti principali componenti:

- Moduli fotovoltaici;
- Strutture di sostegno;
- Inverter DC/AC;
- Quadri elettrici di sezionamento inverter;
- Quadro elettrico di parallelo/interfaccia;
- Quadro elettrico di scambio;
- Contatori di energia elettrica prodotta e immessa;
- Cavi e cavidotti.

Il generatore fotovoltaico da 195,5 kWp è costituito da 798 moduli fotovoltaici in silicio policristallino da 250W cadauno tipo PM245P00\_250 commercializzati dalla ditta Benq Solar. Gli stessi sono stati posizionati in modo complanare al lastrico solare piano (0°) dell'edificio mediante delle strutture in calcestruzzo ed ancorate alle stesse con bulloneria in acciaio. L'intero campo fotovoltaico è stato suddiviso in n. 7 sottocampi da n. 38 stringhe formate dalla serie di 21 moduli cadauna e collegate ai rispettivi inverter DC/AC.

Nel dettaglio, le stringhe di ogni sottocampo sono state così suddivise:

Sottocampo	N. Stringhe	N. Moduli	Potenza modulo (W)	Potenza totale (kW)
1	6	126	250	31,50
2	6	126	250	31,50
3	6	126	250	31,50
4	6	126	250	31,50
5	6	126	250	31,50
6	6	126	250	31,50
7	2	42	250	10,50
<b>TOTALI</b>	<b>38</b>	<b>798</b>	<b>250</b>	<b>199,50</b>

Tabella 2-2 – Composizione stringhe

Ogni sottocampo è collegato al rispettivo inverter DC/AC come descritto nella tabella seguente:

N. Inverter/N.Sottocampo	Marca	Modello	Potenza AC (kW)
1/1	AURORA POWER ONE	TRIO - 27.6 TL OUTD-S2X-400	10
2/2	AURORA POWER ONE	TRIO - 27.6 TL OUTD-S2X-400	27,6
3/3	AURORA POWER ONE	TRIO - 27.6 TL OUTD-S2X-400	27,6
4/4	AURORA POWER ONE	TRIO - 27.6 TL OUTD-S2X-400	27,6
5/5	AURORA POWER ONE	TRIO - 27.6 TL OUTD-S2X-400	27,6
6/6	AURORA POWER ONE	TRIO - 27.6 TL OUTD-S2X-400	27,6
7/7	AURORA POWER ONE	PVI 10.0-TL OUTD-FS	27,6

Tabella 2-3 – Tipologia inverter

Ogni inverter è collegato al quadro di parallelo attraverso dei singoli quadretti di sezionamento e protezione. Il quadro di parallelo a sua volta è collegato al quadro generale di scambio su cui sono derivate tutte le utenze elettriche presenti.

## 2.6 – VERIFICHE IN CAMPO

Successivamente all'analisi documentale sono stati effettuati dei sopralluoghi per valutare lo stato di fatto dell'impianto fotovoltaico ed eseguire le opportune verifiche.

Le verifiche svolte, in accordo con la norma CEI EN 62446-1, sono state le seguenti:

- Verifica della corrispondenza dell'impianto realizzato alla documentazione finale;
- Verifica del numero di moduli installati;
- Verifica della tensione a vuoto Voc delle stringhe fotovoltaiche;
- Verifica della corrente di corto circuito Isc delle stringhe fotovoltaiche;
- Verifica della messa a terra di masse e scaricatori (misura della resistenza del conduttore di protezione Rpe);
- Verifica dell'isolamento dei circuiti elettrici e delle masse (misura della resistenza di isolamento Ri);
- Verifica del corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico.

Per la corrispondenza dell'impianto realizzato alla documentazione finale e la verifica dei moduli installati si è proceduti mediante esame a vista di tutti i componenti dell'impianto.

Per le misure di tensione Voc, Isc e di resistenze Rpe e Ri, si è scelto di verificare la totalità delle di stringhe per poter confermare la conformità dell'impianto ai requisiti di sicurezza imposti dalla normativa vigente.

## 2.7 – STRUMENTAZIONE UTILIZZATA PER LE MISURE/VERIFICHE

Le verifiche sono state effettuate con strumenti HT-Instruments, elencati nella seguente tabella.

STRUMENTO	Serial Number	Tipo strumento
PV CHECKs	18071359	Strumento multifunzione per la verifica della sicurezza elettrica
HT-4004	18E00190	Pinza amperometrica
Solar-02	10101280	Unità remota per misura di irraggiamento solare e temperatura
HT-304N	18075757	Cella di riferimento per misura di irraggiamento

Tabella 2-3 – Strumentazione utilizzata

In accordo con le modalità riportate nel manuale dello strumento PV CHECKs, le misure sono state effettuate attraverso i test riportati di seguito: Test di misura Vos, Isc, Ri, Rpe su stringhe FV.

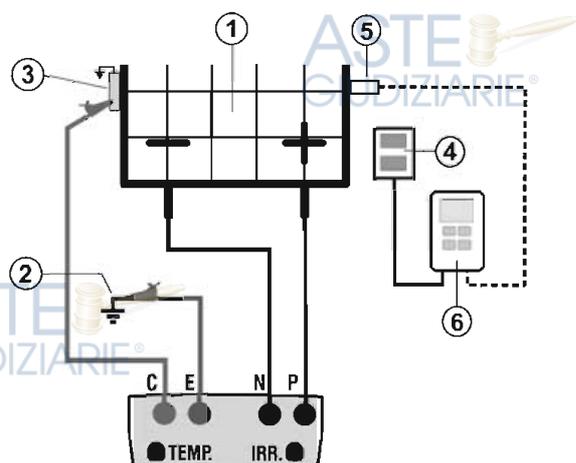
## 2.8 – IMPOSTAZIONI TEST DI MISURA VOC, ISC, RI, RPE

Questa funzione esegue una serie di test su una stringa FV misurando in sequenza:

- La tensione a vuoto Voc e la corrente di corto circuito Isc in accordo alle prescrizioni della norma IEC/EN62446 con misura anche dei valori di irraggiamento e temperatura dei moduli.
- Misura della resistenza di isolamento Ri, eseguendo automaticamente un cortocircuito interno tra i terminali di ingresso P e N e realizzando la misura tra questo punto di cortocircuito e il terminale di ingresso E
- Test continuità dei conduttori di protezione con iniezione di corrente di prova tra i terminali di ingresso E e C dello strumento (misura Rpe).

La misura di irraggiamento è stata effettuata utilizzando la cella di riferimento collegata al dispositivo SOLAR-02, a sua volta connesso tramite radiofrequenza con il PVCHECKs. Lo schema di collegamento dello strumento è riportato in Figura 3-2.

Prima di eseguire il test di misura è stato aperto il sezionatore del quadro parallelo stringhe e quindi distaccato la stringa in esame dal quadro di parallelo.



- 1) Stringa FV
- 2) Riferimento principale di terra dell'impianto
- 3) Struttura metallica messa a terra dell'impianto
- 4) Cella di riferimento per misura irraggiamento
- 5) Sensore temperatura
- 6) Unità remota SOLAR-02

Figura 2-4 – Schema di collegamento per test Voc, Isc, Ri, Rpe

## 2.9 – STATO DI FATTO E VERIFICA DELLA CORRISPONDENZA DELL'IMPIANTO REALIZZATO ALLA DOCUMENTAZIONE FINALE DI IMPIANTO.

Da rilievi effettuati in campo risulta che i moduli fotovoltaici sono stati posizionati su delle strutture di sostegno costituite da travetti (zavorre) in cls precompresso inclinati di 0° e posati direttamente sul lastrico solare.

I moduli fotovoltaici risultano ancorati mediante bulloneria a dei longheroni in alluminio fissati alle strutture in cls. L'intero campo attraverso i longheroni, è stato ancorato alla veletta perimetrale del lastrico solare.

Il numero di moduli fotovoltaici installati corrispondono a quanto riportato nella documentazione tecnica. Nel dettaglio:

INVERTER	SOTTOCAMPO	N. MOD X STR	N. STR X SOTTOCAMPO	N. MOD. X SOTTOC.
INVERTER 1	Sottocampo 1	21	6	126
INVERTER 2	Sottocampo 2	21	6	126
INVERTER 3	Sottocampo 3	21	6	126
INVERTER 4	Sottocampo 4	21	6	126
INVERTER 5	Sottocampo 5	21	6	126
INVERTER 6	Sottocampo 6	21	6	126
INVERTER 7	Sottocampo 7	21	2	42
<b>TOTALE MODULI</b>				<b>798</b>

Tabella 2-4 – Moduli installati

I collegamenti elettrici DC di ogni singolo modulo che forma la singola stringa e i collegamenti elettrici di tutte le stringhe del campo fotovoltaico fino al rispettivo inverter sono stati posati in parte direttamente dietro i moduli, in parte entro canale metallico e in parte entro tubo in PVC

Per completezza si allegano alcune foto:

## 2.10 – VERIFICA DELLA TENSIONE A VUOTO DELLE STRINGHE

In accordo con la Norma CEI EN 62446, la seguente procedura viene utilizzata per la verifica della tensione a vuoto delle stringhe fotovoltaiche, al fine di controllare la corretta installazione delle stringhe.

L'impianto fotovoltaico esaminato è costituito da stringhe identiche (21 moduli in serie cadauna) pertanto i campioni verificati sono stati confrontati tenendo conto dei valori d'irraggiamento, che devono risultare paragonabili entro l'intervallo di tempo nel quale è stata eseguita la prova (irraggiamento stabile). Nel dettaglio:

INVERTER	MARCA	MODELLO
1	AURORA POWER ONE	TRIO - 27.6 TL-OUTD-S2X-400

MPPT	N.STRINGA	N. MODULI	TENSIONI A VUOTO		
			Irr.	Temp. cella	Voc_opc
			[W/m <sup>2</sup> ]	[°C]	[V]
1	1	21	343	18,4	755,9
	2	21	344	19,1	756,1
	3	21	352	18,5	756,7
2	4	21	345	18,8	756,5
	5	21	338	18,2	755,3
	6	21	337	18,5	755,7

Scostamento dalla media	
Media Voc	Scostamento ±%
[V]	%
756,03	-0,02%
	0,01%
	0,09%
	0,06%
	-0,10%
	-0,04%

INVERTER	MARCA	MODELLO
2	AURORA POWER ONE	TRIO - 27.6 TL-OUTD-S2X-400

MPPT	N.STRINGA	N. MODULI	TENSIONI A VUOTO		
			Irr	Temp. cella	Voc_opc
			[W/m <sup>2</sup> ]	[°C]	[V]
1	1	21	348	18,7	756,7
	2	21	344	19,2	754,6
	3	21	352	18,7	756,7
2	4	21	341	18,3	756,6
	5	21	339	18,2	756,5
	6	21	328	18,5	754,3

Scostamento dalla media	
Media Voc	Scostamento ±%
[V]	%
755,90	0,11%
	-0,17%
	0,11%
	0,09%
	0,08%
	-0,21%

INVERTER	MARCA	MODELLO
3	AURORA POWER ONE	TRIO - 27.6 TL-OUTD-S2X-400

MPPT	N.STRINGA	N. MODULI	TENSIONI A VUOTO		
			Irr [W/m2]	Temp. cella [°C]	Voc_opc [V]
1	1	21	379	20,8	754,6
	2	21	373	18,1	760,7
	3	21	370	17,9	760,9
2	4	21	364	18,6	758,3
	5	21	366	18,8	758,2
	6	21	361	21,1	752

Scostamento dalla media	
Media Voc [V]	Scostamento ±%
757,45	-0,38%
	0,43%
	0,45%
	0,11%
	0,10%
	-0,72%

INVERTER	MARCA	MODELLO
4	AURORA POWER ONE	TRIO - 27.6 TL-OUTD-S2X-400

MPPT	N.STRINGA	N. MODULI	TENSIONI A VUOTO		
			Irr [W/m2]	Temp. cella [°C]	Voc_opc [V]
1	1	21	397	19,4	760
	2	21	393	22,8	751,1
	3	21	391	21	755,3
2	4	21	389	23,1	749,9
	5	21	385	19,2	759,2
	6	21	383	19,3	758,8

Scostamento dalla media	
Media Voc [V]	Scostamento ±%
755,72	0,56%
	-0,61%
	-0,06%
	-0,78%
	0,46%
	0,41%

INVERTER	MARCA	MODELLO
5	AURORA POWER ONE	TRIO - 27.6 TL-OUTD-S2X-400

MPPT	N.STRINGA	N. MODULI	TENSIONI A VUOTO		
			Irr [W/m2]	Temp. cella [°C]	Voc_opc [V]
1	1	21	430	20,5	760,4
	2	21	434	19,5	763,4
	3	21	434	20,2	761,5
2	4	21	435	19,8	762,7
	5	21	433	21	759,6
	6	21	434	22,6	755,6

Scostamento dalla media	
Media Voc [V]	Scostamento ±%
760,53	-0,02%
	0,38%
	0,13%
	0,28%
	-0,12%
	-0,65%

INVERTER	MARCA	MODELLO
6	AURORA POWER ONE	TRIO - 27.6 TL-OUTD-S2X-400

MPPT	N.STRINGA	N. MODULI	TENSIONI A VUOTO			Scostamento dalla media	
			Irr [W/m <sup>2</sup> ]	Temp. cella [°C]	Voc_opc [V]	Media Voc [V]	Scostamento ±%
1	1	21	454	18,3	768,2	762,70	0,72%
	2	21	456	20	764,1		0,18%
	3	21	456	20,9	761,9		-0,11%
2	4	21	453	21,9	759,1		-0,47%
	5	21	454	21,5	760,2		-0,33%
	6	21	452	18,5	762,7		0,00%

INVERTER	MARCA	MODELLO
7	AURORA POWER ONE	PVI 10.0-TL-OUTD-FS

MPPT	N.STRINGA	N. MODULI	TENSIONI A VUOTO			Scostamento dalla media	
			Irr [W/m <sup>2</sup> ]	Temp. cella [°C]	Voc_opc [V]	Media Voc [V]	Scostamento ±%
1	1	21	424	25,2	748,5	753,3	-0,64%
2	2	21	423	21,2	758,1		0,63%

Tabella 2-5 – Risultati misura tensione a vuoto Voc

Dal confronto dei campioni si evince che i valori di Voc ottenuti in condizioni di irraggiamento stabili, sono prossimi ai valori medi di tensione a vuoto Voc con una tolleranza del ±5 %.

## 2.11 – VERIFICA DELLE CORRENTI DI CORTO CIRCUITO ISC DELLE STRINGHE

Lo scopo di questa misura è verificare il corretto cablaggio delle stringhe. Le misure di Isc sono state effettuate dopo aver isolato tutte le stringhe tra di loro e aperto tutti i dispositivi di sezionamento. Mediante il dispositivo PVCHECKS è stato possibile effettuare un breve cortocircuito ai capi della stringa in prova.

Anche in questa verifica, come per quella della tensione a vuoto, i campioni verificati sono stati confrontati tenendo conto dei valori d'irraggiamento, che devono risultare paragonabili entro l'intervallo di tempo nel quale è stata eseguita la prova (irraggiamento stabile). Nel dettaglio:

INVERTER	MARCA	MODELLO
1	AURORA POWER ONE	TRIO - 27.6 TL-OUTD-S2X-400

MPPT	N.STRINGA	N. MODULI	CORRENTI DI CORTOCIRCUITO		
			Irr.	Temp. cella	Isc_opc
			[W/m2]	[°C]	[A]
1	1	21	343	18,4	2,71
	2	21	344	19,1	2,68
	3	21	352	18,5	2,77
	4	21	345	18,8	2,66
2	5	21	338	18,2	2,55
	6	21	337	18,5	2,62

Scostamento dalla media	
Media Isc	Scost. Isc
[A]	%
2,67	1,66%
	0,56%
	3,79%
	-0,19%
	-4,51%
	-1,72%

INVERTER	MARCA	MODELLO
2	AURORA POWER ONE	TRIO - 27.6 TL-OUTD-S2X-400

MPPT	N.STRINGA	N. MODULI	CORRENTI DI CORTOCIRCUITO		
			Irr	Temp. cella	Isc_opc
			[W/m2]	[°C]	[A]
1	1	21	348	18,7	2,84
	2	21	344	19,2	2,73
	3	21	352	18,7	2,75
2	4	21	341	18,3	2,67
	5	21	339	18,2	2,64
	6	21	328	18,5	2,52

Scostamento dalla media	
Media Isc	Scost. Isc
[A]	%
2,69	5,22%
	1,40%
	2,12%
	-0,81%
	-1,96%
	-6,81%

INVERTER	MARCA					MODELLO	
3	AURORA POWER ONE					TRIO - 27.6 TL-OUTD-S2X-400	
MPPT	N.STRINGA	N. MODULI	CORRENTI DI CORTOCIRCUITO			Scostamento dalla media	
			Irr [W/m2]	Temp. cella [°C]	Isc_opc [A]	Media Isc [A]	Scost. Isc %
1	1	21	379	20,8	2,96	2,86	3,32%
	2	21	373	18,1	2,87		0,29%
	3	21	370	17,9	2,83		-1,12%
2	4	21	364	18,6	2,83		-1,12%
	5	21	366	18,8	2,83		-1,12%
	6	21	361	21,1	2,85		-0,41%

INVERTER	MARCA					MODELLO	
4	AURORA POWER ONE					TRIO - 27.6 TL-OUTD-S2X-400	
MPPT	N.STRINGA	N. MODULI	CORRENTI DI CORTOCIRCUITO			Scostamento dalla media	
			Irr [W/m2]	Temp. cella [°C]	Isc_opc [A]	Media Isc [A]	Scost. Isc %
1	1	21	397	19,4	3,33	3,17	4,90%
	2	21	393	22,8	3,19		0,73%
	3	21	391	21	3,05		-3,83%
	4	21	389	23,1	3,08		-2,81%
2	5	21	385	19,2	3,18		0,42%
	6	21	383	19,3	3,17		0,11%

INVERTER	MARCA					MODELLO	
5	AURORA POWER ONE					TRIO - 27.6 TL-OUTD-S2X-400	
MPPT	N.STRINGA	N. MODULI	CORRENTI DI CORTOCIRCUITO			Scostamento dalla media	
			Irr [W/m2]	Temp. cella [°C]	Isc_opc [A]	Media Isc [A]	Scost. Isc %
1	1	21	430	20,5	3,4	3,5	-2,79%
	2	21	434	19,5	3,38		-3,40%
2	3	21	434	20,2	3,54		1,27%
	4	21	435	19,8	3,44		-1,60%
	5	21	433	21	3,58		2,37%
	6	21	434	22,6	3,63		3,72%

INVERTER	MARCA					MODELLO	
6	AURORA POWER ONE					TRIO - 27.6 TL-OUTD-S2X-400	
MPPT	N.STRINGA	N. MODULI	CORRENTI DI CORTOCIRCUITO			Scostamento dalla media	
			Irr	Temp. cella	Isc_opc	Media Isc	Scost. Isc
			[W/m2]	[°C]	[A]	[A]	%
1	1	21	454	18,3	3,84	3,7	3,56%
	2	21	456	20	3,66		-1,18%
	3	21	456	20,9	3,64		-1,74%
2	4	21	453	21,9	3,71		0,18%
	5	21	454	21,5	3,64		-1,74%
	6	21	452	18,5	3,73		0,71%

INVERTER	MARCA					MODELLO	
7	AURORA POWER ONE					PVI 10.0-TL-OUTD-FS	
MPPT	N.STRINGA	N. MODULI	CORRENTI DI CORTOCIRCUITO			Scostamento dalla media	
			Irr	Temp. cella	Isc_opc	Media Isc	Scost. Isc
			[W/m2]	[°C]	[A]	[A]	%
1	1	21	424	25,2	3,28	3,48	-5,95%
2	2	21	423	21,2	3,67		5,31%

Tabella 2-6 - Risultati misura correnti di cortocircuito

Dal confronto dei campioni si evince che i valori di Isc, ottenuti in condizioni di irraggiamento stabili, sono prossimi ai valori medi di corrente di corto circuito Isc entro i limiti percentuali del 5% ad eccezione di qualche stringa dell'inverter 2 e dell'inverter 7.

## 2.12 – VERIFICA DELLA MESSA A TERRA DI MASSE E SCARICATORI

Lo scopo di questa misura è l'esecuzione dei test di continuità dei conduttori di protezione ed equipotenziali e dei conduttori di messa a terra degli SPD. Nel dettaglio:

INVERTER	MARCA	MODELLO
1	AURORA POWER ONE	TRIO - 27.6 TL-OUTD-S2X-400

MPPT	N.STRINGA	N. MODULI	PROVA DI CONTINUITA'
			Rpe [Ω]
1	1	21	1,93
	2	21	1,92
	3	21	1,95
2	4	21	1,95
	5	21	1,94
	6	21	1,93

INVERTER	MARCA	MODELLO
2	AURORA POWER ONE	TRIO - 27.6 TL-OUTD-S2X-400

MPPT	N.STRINGA	N. MODULI	PROVA DI CONTINUITA'
			Rpe [Ω]
1	1	21	1,9
	2	21	1,91
	3	21	1,95
2	4	21	1,95
	5	21	2
	6	21	1,93

INVERTER	MARCA	MODELLO
3	AURORA POWER ONE	TRIO - 27.6 TL-OUTD-S2X-400

MPPT	N.STRINGA	N. MODULI	PROVA DI CONTINUITA'
			Rpe [Ω]
1	1	21	2
	2	21	1,94
	3	21	1,94
2	4	21	1,94
	5	21	1,95
	6	21	1,94

INVERTER	MARCA	MODELLO
4	AURORA POWER ONE	TRIO - 27.6 TL-OUTD-S2X-400

MPPT	N.STRINGA	N. MODULI	PROVA DI CONTINUITA'
			Rpe [Ω]
1	1	21	1,88
	2	21	1,89
	3	21	1,91
2	4	21	1,91
	5	21	1,94
	6	21	1,94

INVERTER	MARCA	MODELLO
5	AURORA POWER ONE	TRIO - 27.6 TL-OUTD-S2X-400

MPPT	N.STRINGA	N. MODULI	PROVA DI CONTINUITA'
			Rpe [Ω]
1	1	21	1,58
	2	21	1,53
	3	21	1,46

2	4	21	1,53
	5	21	1,53
	6	21	1,47
<b>INVERTER</b>	<b>MARCA</b>	<b>MODELLO</b>	
6	AURORA POWER ONE	TRIO - 27.6 TL-OUTD-S2X-400	

MPPT	N.STRINGA	N. MODULI	PROVA DI CONTINUITA'
			Rpe
			[Ω]
1	1	21	1,51
	2	21	1,64
	3	21	1,6
2	4	21	1,51
	5	21	1,41
	6	21	1,6

<b>INVERTER</b>	<b>MARCA</b>	<b>MODELLO</b>
7	AURORA POWER ONE	PVI 10.0-TL-OUTD-FS

MPPT	N.STRINGA	N. MODULI	PROVA DI CONTINUITA'
			Rpe
			[Ω]
1	1	21	1,62
2	2	21	1,58

Tabella 2-7 - Risultati misura resistenza Rpe

Dai risultati delle misure si può stabilire che le condizioni di continuità elettrica verso terra sono rispettate per tutti i campioni analizzati.

## 2.13 – VERIFICA DELL'ISOLAMENTO DEI CIRCUITI ELETTRICI DALLE MASSE

Lo scopo di questa verifica è quello di accertare che la resistenza di isolamento dell'impianto sia adeguata ai valori prescritti dalle norme, in particolare dalla Norma CEI 64-8/6 e dalla Norma CEI EN 62446. La Norma CEI EN 62446 indica che è possibile effettuare questa verifica utilizzando uno dei seguenti due metodi e verificando il valore minimo di resistenza di isolamento indicato in Tabella :

Metodo di prova	Tensione del sistema ( $V_{OC,STC} \times 1,25$ ) V	Tensione di prova [V]	Resistenza di isolamento minima [MΩ]
<b>Metodo di prova 1</b> Misura della resistenza di isolamento verso terra della polarità positiva e di quella negativa, separatamente	< 120	250	0,5
	120 - 500	500	1
	> 500	1 000	1
<b>Metodo di prova 2</b> Misura della resistenza di isolamento verso terra della polarità positiva e negativa cortocircuitate	< 120	250	0,5
	120 - 500	500	1
	> 500	1 000	1

Tabella 2-8 - Valori minimi della resistenza di isolamento

La misura è stata eseguita utilizzando il metodo di prova 2, con i seguenti parametri:

- Tensione del sistema > 500 V
- Tensione di prova = 1000 V
- Resistenza di isolamento minima= 1MΩ.

I risultati della prova sono riportati in dettaglio nella tabella 4-6:

INVERTER	MARCA		MODELLO
1	AURORA POWER ONE		TRIO - 27.6 TL-OUTD-S2X-400
MPPT	N.STRINGA	N. MODULI	PROVA DI ISOLAMENTO
			Ri
			[MΩ]
	1	1	21
	2	21	1,89
	3	21	1,86

2	4	21	1,87
	5	21	1,89
	6	21	1,9
<b>INVERTER</b>	<b>MARCA</b>		<b>MODELLO</b>

<b>INVERTER</b>	<b>MARCA</b>		<b>MODELLO</b>
2	AURORA POWER ONE		TRIO - 27.6 TL-OUTD-S2X-400
MPPT	<b>N.STRINGA</b>	<b>N. MODULI</b>	PROVA DI ISOLAMENTO - CONTINITA' - CORRENTI E TENSIONI DI CORTOCIRCUITO
			Ri
			[MΩ]
1	1	21	1,87
	2	21	1,89
	3	21	1,86
2	4	21	1,87
	5	21	1,89
	6	21	1,9

<b>INVERTER</b>	<b>MARCA</b>		<b>MODELLO</b>
3	AURORA POWER ONE		TRIO - 27.6 TL-OUTD-S2X-400
MPPT	<b>N.STRINGA</b>	<b>N. MODULI</b>	PROVA DI ISOLAMENTO - CONTINITA' - CORRENTI E TENSIONI DI CORTOCIRCUITO
			Ri
			[MΩ]
1	1	21	2
	2	21	2
	3	21	1,87
2	4	21	1,94
	5	21	1,87
	6	21	2

INVERTER	MARCA	MODELLO	
4	AURORA POWER ONE	TRIO - 27.6 TL-OUTD-S2X-400	
MPPT	N.STRINGA	N. MODULI	PROVA DI ISOLAMENTO - CONTINITA' - CORRENTI E TENSIONI DI CORTOCIRCUITO
			Ri [MΩ]
1	1	21	1,86
	2	21	1,88
	3	21	1,91
2	4	21	1,914
	5	21	1,9
	6	21	1,89

INVERTER	MARCA	MODELLO	
5	AURORA POWER ONE	TRIO - 27.6 TL-OUTD-S2X-400	
MPPT	N.STRINGA	N. MODULI	PROVA DI ISOLAMENTO - CONTINITA' - CORRENTI E TENSIONI DI CORTOCIRCUITO
			Ri [MΩ]
1	1	21	2
	2	21	1,9
	3	21	2
2	4	21	2
	5	21	2
	6	21	2

INVERTER	MARCA	MODELLO	
6	AURORA POWER ONE	TRIO - 27.6 TL-OUTD-S2X-400	
MPPT	N.STRINGA	N. MODULI	PROVA DI ISOLAMENTO - CONTINITA' - CORRENTI E TENSIONI DI CORTOCIRCUITO
			Ri [MΩ]
1	1	21	14
	2	21	14,1
	3	21	15,7
2	4	21	17,6
	5	21	14,9
	6	21	15,6

INVERTER	MARCA	MODELLO	
7	AURORA POWER ONE	PVI 10.0-TL-OUTD-FS	
MPPT	N.STRINGA	N. MODULI	PROVA DI ISOLAMENTO - CONTINITA' - CORRENTI E TENSIONI DI CORTOCIRCUITO
			Ri
			[MΩ]
1	1	21	33
2	2	21	35

Tabella 2-9 - Risultati misura resistenza di isolamento Ri

Dai risultati ottenuti si evidenzia che per tutti i campioni la resistenza Ri è maggiore di 1 MΩ.

## 2.14 – CONCLUSIONI

Dalla verifica documentale, dall'esame a vista e dall'esecuzione delle prove in campo è emerso che **l'impianto fotovoltaico è privo di manutenzione.**

**Questa mancanza di manutenzione fa emergere che l'impianto non è conforme alle Norme CEI.**

Brevemente si elencano alcuni punti critici rilevati:

- 1) Superficie dei moduli fotovoltaici molto sporchi;
- 2) I morsetti che ancorano i moduli fotovoltaici alla struttura risultano in parte lenti e in parte mancanti;
- 3) Morsetti di collegamenti stringhe- inverter lenti;
- 4) Alcune matricole inverter non sono rilevabili in quanto le etichette non sono leggibili;
- 5) Sistema di protezione di interfaccia (SPI) mancante;
- 6) Riferimenti di segnali sul quadro di parallelo e di scambio scollegati;

***Quasi la totalità dei punti critici rilevati in campo sono facilmente risolvibili mediante l'effettuazione di una manutenzione ordinaria.***

**Il punto 5) invece rappresenta una non conformità alla Norma CEI 0-21.**

La stessa norma impone che ogni impianto di produzione sia dotato di un sistema di protezione di interfaccia (SPI) che agendo sul DDI, realizza le finalità di cui in 8.2.2.1, prevedendo le seguenti funzioni:

- protezione di massima/minima frequenza;

- protezione di massima/minima tensione;
- capacità di ricevere segnali su protocollo serie CEI EN 61850(54) finalizzati a presenza rete dati (per abilitazione soglie di frequenza) e comando di telescatto nel caso di installazione di dispositivo dedicato (relè di protezione).

**Per quanto sopra, l'impianto fotovoltaico dovrà essere scollegato dalla rete di E-Distribuzione fino a che non venga risolta la non conformità per mezzo di installazione del sistema di protezione di interfaccia. Successivamente all'installazione dell'SPI e all'invio della comunicazione prevista della delibera 786/2016/R/eel sarà possibile ricollegare l'impianto fotovoltaico alla rete pubblica di E-Distribuzione.**

Si segnala inoltre che dalla documentazione GSE risulta che l'impianto è stato oggetto di sostituzione di due inverter e dei contatori di misura dell'energia prodotta, prelevata e immessa.

## Capitolo 3 - VALUTAZIONE ECONOMICA

### 3.1 - PREMESSA

L'impianto fotovoltaico oggetto di valutazione è di proprietà della società "[REDACTED] S.r.l."

Tra la società "[REDACTED]" ed il Gestore dei Servizi Elettrici (di seguito GSE) vi è una convenzione (**N. Convenzione MI377968307**) per il riconoscimento delle tariffe incentivanti all'energia elettrica prodotta da conversione fotovoltaica della fonte solare ai sensi dell'articolo 25 del D.Lgs. 28/11 e del D.M. 5 luglio 2012 (cosiddetto "Quinto Conto Energia").

La domanda di ammissione alla tariffa incentivante, identificata dal numero 1001357, è pervenuta al GSE in data 29/07/2013.

L'impianto fotovoltaico denominato "IMPIANTO 200 KW" identificato dal codice CENSIMP IM\_0576130, di potenza nominale pari a 199,5 kW, è entrato in esercizio il 25/07/2013 ed è ubicato in S.P. ANDRIA - TRANI KM 2+500 n. SNC, Comune di Andria (BT).

La convenzione in essere ha per oggetto la regolazione delle condizioni tecnico-economiche del ritiro, da parte del GSE, della produzione netta immessa in rete dall'impianto fotovoltaico ammesso al ritiro a **tariffa fissa onnicomprensiva**, nonché, nei casi di cessione parziale, il

riconoscimento della **tariffa premio** alla quota di produzione netta del medesimo impianto fotovoltaico consumata in sito, ai sensi dell'articolo 5, comma 1 del D.M. 5 luglio 2012.

Ai fini del ritiro dell'energia elettrica immessa in rete da parte del GSE la Convenzione decorre, ai sensi dell'articolo 4 dell'Allegato A alla deliberazione 343/2012/R/efr, dal 25/07/2013, e scade al termine del periodo di incentivazione. La durata del periodo di incentivazione è definita ai sensi di quanto previsto all'articolo 5, comma 4 e dell'articolo 6, comma 1 del D.M. 5 luglio 2012, con decorrenza dal **25/07/2013**, e scadenza al **24/07/2033**.

La Convenzione prevede la possibilità di cessione dell'impianto a terzi ma contempla la risoluzione nel caso in cui l'impianto stesso venga spostato in un sito diverso da quello di prima installazione. Per tutti gli adempimenti in caso di cessione e al fine di mantenere l'incentivo si faccia riferimento alle guide pubblicate dal GSE e scaricabili dal sito istituzionale <https://www.gse.it/>.

### 3.2 – PROCEDURA DI VALORIZZAZIONE

La valorizzazione economica dell'impianto terrà conto dei flussi economici attesi (ricavi e costi) durante l'intero periodo di vita residua del cespite, a partire dalla data di riferimento della valorizzazione stessa, concordata al **1° Gennaio 2025** fino alla data di scadenza del periodo di incentivazione prevista il **24/07/2033**. La valorizzazione sarà quindi pari alla somma complessiva dei ricavi attualizzati, detratta la somma complessiva dei costi attualizzati, elaborati per l'intera durata di funzionamento dell'impianto e senza considerare oneri di tipo finanziario.

Tenuto conto dei tassi di interesse per impiego di capitali in investimenti a rischio quasi nullo e l'eventuale maggiorazione per il rischio d'impresa ovvero il rischio di subire perdite e non utili dall'investimento di capitale effettuato, si ritiene opportuno applicare un tasso di attualizzazione pari al 10%.

La tariffa incentivante, costante in moneta corrente, riconosciuta all'impianto fotovoltaico oggetto della Convenzione in essere è pari a:

- **0,1680 Euro/kWh** relativamente alla tariffa onnicomprensiva riconosciuta all'energia prodotta netta immessa in rete dall'impianto fotovoltaico;

- **0,09 Euro/kWh** relativamente alla tariffa premio riconosciuta alla quota di produzione netta del medesimo impianto fotovoltaico consumata in sito;

Non si analizza in alcun modo lo stato dei debiti maturato dall'impianto, dall'eventuale società veicolo o da altre aziende collegate, con riferimento a pagamenti dovuti precedentemente alla data di riferimento della valorizzazione contenuta nella presente perizia (es . pagamento diritti di superficie, convenzioni, servitù, affitti, prestazioni d'opera, saldo forniture di componenti di impianti, contratti di manutenzione, ecc.).

### **3.3 – STIMA DEI RICAVI ATTESI**

Per la stima dei ricavi risulta essenziale stimare i dati di producibilità dell'impianto fotovoltaico durante il periodo restante di incentivazione. **Non avendo ricevuto nessun documento/dato circa la producibilità effettiva dell'impianto fotovoltaico dall'entrata in esercizio ad oggi, si procederà con la stima della produzione di energia elettrica a partire dal primo anno di esercizio fino all'ultimo anno di incentivazione.**

L'impianto fotovoltaico risulta in esercizio già da 11 anni pertanto la stima della producibilità (kWh/kWp) futura sarà calcolata considerando anche il decadimento lineare delle prestazioni dei moduli fotovoltaici dichiarato dal costruttore.

La scheda tecnica del modulo fotovoltaico e il certificato di garanzia delle prestazioni della BenQ Solar (AU Optronics Corporation, No.1, JhongKe Rd., Central Taiwan Science Park, Taichung 40763, Taiwan, R.O.C.("AUO")) indica che la garanzia sulle prestazioni del modulo è garantita per una degradazione lineare del 80 % in 25 anni.

#### **3.3.1 STIMA PRODUCIBILITÀ IMPIANTO**

Considerati i parametri tecnici caratteristici dell'impianto (latitudine, longitudine, inclinazione e potenza nominale impianto), correlati alla radiazione diretta, indiretta, riflessa e diffusa al variare del tempo è stato ricavato il valore medio mensile della radiazione (kWh/m<sup>2</sup>) e quindi il valore medio mensile dei kWh prodotti tenendo conto delle perdite dell'intero sistema.

Il risultato del calcolo della producibilità fornisce quanto segue:

MESE	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	kWh
Gennaio	62,00	26,30	8,63	62,00	55,50	9292,00
Febbraio	65,50	34,01	8,00	65,50	59,80	9983,00
Marzo	116,10	49,42	10,07	116,10	107,60	17487,00
Aprile	179,40	59,70	16,35	179,40	168,40	26139,00
Maggio	198,80	73,97	19,42	198,80	187,30	28513,00
Giugno	217,40	71,45	22,71	217,40	205,20	30817,00
Luglio	233,30	67,71	25,67	233,20	220,40	32493,00
Agosto	219,30	54,57	25,74	219,30	206,50	30519,00
Settembre	145,70	53,94	20,91	145,60	135,70	20937,00
Ottobre	104,10	43,02	18,36	104,10	95,40	15188,00
Novembre	69,10	30,20	12,36	69,10	62,10	10271,00
Dicembre	55,80	26,22	9,96	55,80	49,50	8307,00
Anno	1666,50	590,51	16,52	1666,30	1553,40	239946,00

In tabella sono stati riassunti i parametri seguenti:

- GlobHor : Irraggiamento orizzontale globale
- DiffHor: Irraggiamento diffuso orizzontale
- T\_Amb: Temperatura ambiente
- GlobInc: Globale incidente piano coll.
- GlobEff: Globale "effettivo", corr. per IAM e ombre
- Earray: Energia effettiva in uscita campo

Calcolata la producibilità dell'impianto e applicando il coefficiente di decadimento delle prestazioni, dichiarato dal costruttore del modulo fotovoltaico, si ottiene la stima della produzione dell'impianto a partire dall'anno 2025 e fino a luglio del 2033 (scadenza del periodo di incentivazione prevista il **24/07/2033**):

STIMA DELLA PRODUCIBILITA' DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO									
Anno	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Producibilità [kWh]	219655,41	217898,17	216154,98	214425,74	212710,34	211008,65	209320,59	207646,02	128253,57

### 3.3.2 RICAVI PER INCENTIVO

Non potendo valutare la quota di produzione netta dal medesimo impianto fotovoltaico e contestualmente consumata in sito dal futuro conduttore/proprietario, per il calcolo dei ricavi futuri si è considerata solo la componente relativa alla tariffa onnicomprensiva riconosciuta all'energia prodotta netta immessa in rete dall'impianto fotovoltaico (**0,1680 Euro/kWh**).

La produzione netta dell'impianto è stata calcolata dalla produzione lorda diminuita dell'energia elettrica assorbita dai servizi ausiliari di centrale (forfetariamente posti pari all'1% della produzione lorda) e delle perdite di linea fino al punto di consegna dell'energia alla rete elettrica. Nell'ipotesi che la quota di autoconsumo è nullo si ha che l'energia prodotta netta dall'impianto corrisponde all'energia prodotta netta ed immessa in rete dall'impianto.

Da quest'ultimo valore ottenuto, moltiplicato per la tariffa incentivante si sono ottenuti i flussi di cassa dei ricavi su base annuale.

### 3.3.3 – STIMA DEI COSTI ATTESI

La stima dei costi attesi dall'impianto fotovoltaico sono stati calcolati considerando costi annuali e costi una-tantum dovute alle manutenzioni ordinarie, straordinarie e alla gestione tecnica/amministrativa dell'impianto fotovoltaico.

### 3.3.4 COSTI PER MANUTENZIONE

Per poter garantire il mantenimento delle performance di producibilità e di sicurezza elettrica dell'impianto fotovoltaico si devono prevedere degli oneri di manutenzione che includano:

- La manutenzione ordinaria: analizzando i valori attuali di mercato di circa 10 € / kWp, si prevede un onere annuo pari a € 2.000.
- La manutenzione straordinaria: visto lo stato di fatto dell'impianto, si prevede un onere di circa 15 €/kWp legato a riparazioni, sostituzioni e installazione di componenti. Il costo sarà contabilizzato due volte nel corso degli anni di incentivazione restanti.
- Taratura dei contatori di produzione e immissione: analizzando i valori attuali di mercato si considera un onere di taratura contatori pari a € 1.000 (attività svolta da una azienda certificata ad intervalli triennali);
- Taratura del sistema di protezione di interfaccia: analizzando i valori attuali di mercato si considera un onere di taratura pari a € 800 compresa la pratica da inoltrare al Gestore di Rete (l'attività deve essere svolta da una azienda certificata ad intervalli quinquennali).

### 3.3.5 COSTI PER ASSICURAZIONE

Si considera un onere per l'assicurazione dell'impianto contro eventi atmosferici con canone annuo pari a € 2.000.

### 3.3.6 COSTI PER GESTIONE AMMINISTRATIVA

Per la gestione amministrativa dell'impianto sono stati considerati i costi annuali e i costi una tantum. I costi annuali sono dovuti al pagamento dei diritti di licenza dell'officina elettrica e della redazione e trasmissione della dichiarazione sui consumi per un importo pari a € 700 e degli oneri del GSE pari a € 357,70. I costi una tantum invece sono relativi alle pratiche di trasferimento di titolarità dell'impianto fotovoltaico pari a € 3.000.

## 3.4 – QUADRO ECONOMICO E VALORIZZAZIONE ECONOMICA

Nella tabella seguente vengono riportati i flussi di cassa per anno dei ricavi attesi e dei costi attesi, elaborate sulla base delle ipotesi riportate nei capitoli precedenti (al lordo di imposte e oneri finanziari).

Ne deriva che il valore attualizzato dei flussi di cassa con tasso medio atteso pari al 10 % (ricavi - costi) è pari a € 159.754,00.

Si precisa che il valore calcolato si ottiene nell'ipotesi che il futuro proprietario non autoconsuma l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico.

Solo per completezza di trattazione, se nella valutazione economica si ipotizza un autoconsumo del 50% dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico e che il costo medio dell'energia prelevata dalla rete per soddisfare i propri bisogni sia acquistata ad un prezzo medio di 0,16 c€ (spesa materia energia comprensiva di oneri generali di sistema, trasporto, gestione contatore e imposte), i flussi di cassa relativi ai ricavi subirebbero un incremento di circa il 30% dovuto alla tariffa premio riconosciuta alla quota di produzione netta del medesimo impianto fotovoltaico e consumata in sito unitamente al mancato esborso per il mancato prelievo dell'energia elettrica per effetto della precedente.

PRODUCIBILITA' E CONSUMI PROPRI NULLI									
Anno	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Producibilità lorda [kWh]	219655,41	217898,17	216154,98	214425,74	212710,34	211008,65	209320,59	207646,02	128253,57
Immissione netta [kWh]	217458,86	215719,19	213993,43	212281,49	210583,23	208898,57	207227,38	205569,56	126971,03
Autoconsumo [kWh]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Anno di esercizio	12	13	14	15	16	17	18	19	20
INCENTIVI FEED-IN TARIFF									
Ricavi Tariffa incentivante onnicomprensiva (Immissione)	36.533,09 €	36.240,82 €	35.950,90 €	35.663,29 €	35.377,98 €	35.094,96 €	34.814,20 €	34.535,69 €	21.331,13 €
Ricavi Tariffa premio su Autoconsumo	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
<b>TOTALE RICAVI</b>	<b>36.533,09 €</b>	<b>36.240,82 €</b>	<b>35.950,90 €</b>	<b>35.663,29 €</b>	<b>35.377,98 €</b>	<b>35.094,96 €</b>	<b>34.814,20 €</b>	<b>34.535,69 €</b>	<b>21.331,13 €</b>
COSTI DI GESTIONE									
Assicurazione	2.000,00 €	2.000,00 €	2.000,00 €	2.000,00 €	2.000,00 €	2.000,00 €	2.000,00 €	2.000,00 €	2.000,00 €
Manutenzione ordinaria	2.000,00 €	2.000,00 €	2.000,00 €	2.000,00 €	2.000,00 €	2.000,00 €	2.000,00 €	2.000,00 €	2.000,00 €
Manutenzione straordinaria	3.000,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	3.000,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Diritti di licenza e dichiarazione sui consumi	700,00 €	700,00 €	700,00 €	700,00 €	700,00 €	700,00 €	700,00 €	700,00 €	700,00 €
Verifica SPI e Pratica Gestore di Rete	800,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	800,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Taratura contatori	1.000,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	1.000,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	1.000,00 €
Oneri gestione Conto Energia	357,70 €	357,70 €	357,70 €	357,70 €	357,70 €	357,70 €	357,70 €	357,70 €	357,70 €
Trasferimento di titolarità impianto	3.000,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
<b>TOTALE COSTI OPERATIVI</b>	<b>12.857,70 €</b>	<b>5.057,70 €</b>	<b>5.057,70 €</b>	<b>5.057,70 €</b>	<b>9.057,70 €</b>	<b>5.857,70 €</b>	<b>5.057,70 €</b>	<b>5.057,70 €</b>	<b>6.057,70 €</b>
VALUTAZIONE ECONOMICA									
<b>RISULTATO ANTE IMPOSTE</b>	<b>23.675,39 €</b>	<b>31.183,12 €</b>	<b>30.893,20 €</b>	<b>30.605,59 €</b>	<b>26.320,28 €</b>	<b>29.237,26 €</b>	<b>29.756,50 €</b>	<b>29.477,99 €</b>	<b>15.273,43 €</b>
Anno di esercizio	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>RISULTATO ANTE IMPOSTE</b>	<b>23.675,39 €</b>	<b>31.183,12 €</b>	<b>30.893,20 €</b>	<b>30.605,59 €</b>	<b>26.320,28 €</b>	<b>29.237,26 €</b>	<b>29.756,50 €</b>	<b>29.477,99 €</b>	<b>15.273,43 €</b>
<b>TASSO DI ATTUALIZZAZIONE</b>	<b>10,00%</b>								
<b>ANNI</b>	<b>1,00</b>	<b>2,00</b>	<b>3,00</b>	<b>4,00</b>	<b>5,00</b>	<b>6,00</b>	<b>7,00</b>	<b>8,00</b>	<b>9,00</b>
<b>RISULTATO ANTE IMPOSTE ATTUALIZZATO</b>	<b>21.523,08 €</b>	<b>25.771,18 €</b>	<b>23.210,52 €</b>	<b>20.904,03 €</b>	<b>16.342,83 €</b>	<b>16.503,67 €</b>	<b>15.269,79 €</b>	<b>13.751,70 €</b>	<b>6.477,43 €</b>
<b>VALORE TOTALE ANTE IMPOSTE ATTUALIZZATO</b>	<b>159.754 €</b>								

## Capitolo 4 – ALLEGATI

1. **Relazione tecnica generale di progetto.**  
Allegato 1: FTV\_1001357\_REL\_TEC\_29\_07\_2013\_12\_15\_38.pdf.
2. **Planimetria impianto fotovoltaico.**  
Allegato 2: FTV\_1001357\_DIS\_PLAN\_29\_07\_2013\_12\_39\_02.pdf
3. **Elaborato grafico di dettaglio.**  
Allegato 3: FTV\_1001357\_ELA\_GRAF\_29\_07\_2013\_11\_31\_01.pdf
4. **Schema elettrico.**  
Allegato 4: FTV\_1001357\_SCHEMI\_ELET\_24\_09\_2013\_12\_34\_01.pdf
5. **Scheda tecnica finale d'impianto GSE.**  
Allegato 5: FTV\_1001357\_SCHEMI\_ELET\_24\_09\_2013\_12\_34\_01.pdf
6. **Preventivo di connessione alla rete BT di E-Distribuzione.**  
Allegato 6: FTV\_1001357\_COM\_COD\_POD\_29\_07\_2013\_12\_41\_37.pdf
7. **Attestazione Terna.**  
Allegato 7: FTV\_1001357\_ATTES\_GAUDI\_29\_07\_2013\_12\_40\_28.pdf
8. **Elenco moduli fotovoltaici installati e sostituiti.**  
Allegato 8: ID\_4456175\_Export\_Pannelli\_1001357\_06112024\_180407.csv
9. **Elenco convertitori installati e sostituiti.**  
Allegato 9: ID\_4471671\_Export\_Convertitori\_1001357\_21112024\_111618.csv
10. **Verbali di connessione impianto rilasciato dal Gestore di Rete.**  
Allegato 10: FTV\_1001357\_RICH\_CONC\_TAR\_29\_07\_2013\_11\_47\_44.pdf
11. **Richiesta di riconoscimento della tariffa incentivante.**  
Allegato 11: FTV\_1001357\_RICH\_CONC\_TAR\_29\_07\_2013\_11\_47\_44.pdf
12. **Convenzione per il riconoscimento delle tariffe incentivanti.**  
Allegato 12: Conv. Firmata Tariffa Incentivante.pdf

Molfetta, 18/12/2024

Il C.T.U.

Per. Ind. Tommaso Rana  
(documento firmato digitalmente)