

LIAISON LYON - TURIN / COLLEGAMENTO TORINO - LIONE

Partie commune franco-italienne
Section transfrontalière

Parte comune italo-francese
Sezione transfrontaliera

NOUVELLE LIGNE LYON TURIN – NUOVA LINEA TORINO LIONE PARTIE COMMUNE FRANCO-ITALIENNE – PARTE COMUNE ITALO-FRANCESE

REVISION DE L'AVANT-PROJET DE REFERENCE – REVISIONE DEL PROGETTO DEFINITIVO CUP C11J05000030001

GARE DE SUSE – STAZIONE DI SUSÀ

NOTICE TECHNIQUE TOITURE PHOTOVOLTAÏQUE – RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Indice	Date/ Data	Modifications / Modifiche	Etabli par / Concepito da	Vérifié par / Controllato da	Autorisé par / Autorizzato da
0	07/11/2012	Première diffusion/ prima diffusione	L.BASTERIS	F.DALMASSO	A.PAVONE
A	07/01/2013	Diffusion finale/Diffusione finale	L.BASTERIS	F.DALMASSO	A.PAVONE
B	31/01/2013	Prise en compte des commentaires LTF et CCF - Diffusion finale / presa in conto dei commenti LTF e CCF - Diffusione finale	L.BASTERIS	F.DALMASSO	A.PAVONE

AIA ingénierie

23 rue de Cronstadt
75015 Paris

sas au capital de 639 500 euros
siret 886 800 352 00027
tva fr 42 866 800 352
ape 7112b

Alessandro Pavone Consulting Engineer Ltd
Registered in England and Wales
Company Number 8162330



KENGO KUMA
Ordre des Architectes d'Ile-de-France
n° national 075820
KUMA & ASSOCIATES EUROPE
Ordre des Architectes d'Ile-de-France
n° national S12379

CODE DOC	P	D	2	C	3	A	A	I	A	8	0	0	3	B
	Phase / Fase		Sigle étude / Sigla			Émetteur / Emittente			Numero			Indice		

A	P	N	O	T
Statut / Stato		Type / Tipo		

ADRESSE GED INDIRIZZO GED	C3A	//	//	55	83	00	20	03
------------------------------	-----	----	----	----	----	----	----	----

ECHELLE / SCALA



LTF sas – 1091 Avenue de la Boisse – BP 80631 – F-73006 CHAMBERY CEI
Tél. : +33 (0)4.79.68.56.50 – Fax : +33 (0)4.79.68.56.75
RCS Chambéry 439 556 952 – TVA FR 03439556952
© LTF Tous droits réservés – Propriété LTF Tutti i diritti riservati

Ce projet
est cofinancé par
l'Union européenne
(DG-TREN)



Questo progetto
è cofinanziato
dall'Unione europea
(TEN-T)

SOMMAIRE / INDICE

1. GENERALITÀ IMPIANTO FOTOVOLTAICO	3
2. LEGGI E NORMATIVE SPECIFICHE PER GLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI.....	5
3. DESCRIZIONE DELL’IMPIANTO FOTOVOLTAICO	12
4. PRODUCIBILITÀ DELL’IMPIANTO	13
4.1 Calcolo di previsione di produzione con METODO ENEA	13
4.2 Calcolo di previsione di produzione con METODO UNI.....	14
4.3 Calcolo di previsione di produzione con METODO PVSYST	15
5. COMPONENTI DELL’IMPIANTO E DIMENSIONAMENTO.....	18
5.1 Lato DC - Moduli fotovoltaici.....	18
5.2 Lato DC - Dimensionamento stringhe – Inverter	21
5.3 Lato AC- Dimensionamento linea.....	28

1. Generalità impianto fotovoltaico

L'impianto fotovoltaico in oggetto verrà realizzato su una porzione di copertura della nuova stazione ferroviaria per l'Alta Velocità realizzata nel Comune di Susa, in Provincia di Torino. Tale impianto verrà installato in soluzione integrata mediante pannelli innovativi per l'integrazione architettonica.



Render fotografico con evidenziato il posizionamento dell'impianto fotovoltaico

La forma dei singoli moduli fotovoltaici dovrà essere in grado di riprendere il rivestimento esterno dell'edificio. Il registro linguistico utilizzato per il rivestimento esterno attinge dalla lettura interpretativa delle coperture delle costruzioni tradizionali e caratteristiche in loco del luogo. La pelle dell'edificio consiste in una reinterpretazione in chiave contemporanea della trama romboidale, la quale viene mantenuta ma ne viene cambiata la scala ed il materiale. Anziché pietra viene usato l'alluminio. Il rivestimento sarà costituito da pannelli metallici composti in alluminio costituiti da due lamine esterne e da un nucleo in alluminio a nido d'ape dello spessore di circa 20mm. I vari elementi romboidali sono di dimensione 1x1m. I moduli fotovoltaici dovranno il più possibile dare continuità alla copertura per colore e forma. Da relazione tecnica generale tali elementi sono classificati come elemento TIPO F.

Secondo la normativa vigente (articolo 11 del D.lgs. 3 marzo 2011, n.28), vi è inoltre l'obbligo dell'installazione di un impianto fotovoltaico su un edificio di nuova costruzione ove il permesso di costruire è successivo al 30 maggio 2012, come indicato nelle regole applicative per il riconoscimento delle tariffe incentivanti previste dal DM 5 luglio 2012, più precisamente nel paragrafo 1.5 "Obbligo d'integrazione delle fonti rinnovabili negli edifici".

Nel caso di realizzazione di nuovi edifici o edifici sottoposti a ristrutturazioni rilevanti¹, per i quali la richiesta del pertinente titolo autorizzativo è presentata successivamente al 30 maggio 2012, devono essere obbligatoriamente installati, ai sensi del comma 4 dell'art. 11 del D.lgs. 3 marzo 2011, sopra o all'interno dell'edificio o nelle relative pertinenze, impianti alimentati da fonte rinnovabile la cui potenza d'obbligo P_0 è determinata secondo quanto nel seguito riportato:

$$P_0 = \frac{1}{K} * S$$

Dove S è la superficie in pianta dell'edificio al livello del terreno, misurata in m^2 , e K è un coefficiente (m^2/kW) che assume i seguenti valori:

a) $K = 80$, quando la richiesta del pertinente titolo edilizio è presentata dal 31 maggio 2012 al 31 dicembre 2013;

b) $K = 65$, quando la richiesta del pertinente titolo edilizio è presentata dal 1° gennaio 2014 al 31 dicembre 2016;

c) $K = 50$, quando la richiesta del pertinente titolo edilizio è presentata dal 1° gennaio 2017.

Per gli edifici pubblici la quota d'obbligo precedentemente definita è incrementata del 10%, mentre per le zone A^2 del Decreto del Ministero dei lavori pubblici 2 aprile 1968 n.1444, la quota d'obbligo è ridotta del 50%.

Le leggi regionali possono stabilire incrementi dei valori percentuali come sopra definiti.

Per calcolare la potenza da installare sulla stazione si utilizza la formula sopra riportata considerando un $K=65$ e una superficie dell'edificio di circa 3900 metri quadrati. Inoltre, essendo un edificio pubblico, la potenza ottenuta dovrà essere incrementata di un 10%. Si riporta di seguito il calcolo della potenza obbligatoria da installare:

$$P_0 = \left(\frac{1}{65} \cdot 3900 \right) \cdot 1,1 = 66,00 kWp$$

Essendo obbligatorio almeno l'installazione di 66,00 kWp si prevede la realizzazione di un impianto di Potenza **72,03 kWp** configurato con i moduli fotovoltaici e gli inverter sotto riportati.

¹ Si definisce edificio sottoposto a ristrutturazione rilevante: a) edificio esistente avente superficie utile superiore a 1000 metri quadrati, soggetto a ristrutturazione integrale degli elementi edilizi costituenti l'involucro; b) edificio esistente soggetto a demolizione e ricostruzione anche in manutenzione straordinaria.

² Zona A: centri storici abitati e nuclei di interesse storico, artistico ed ambientale (le parti del territorio interessate da agglomerati urbani che rivestono carattere storico, artistico o di particolare pregio ambientale o da porzioni di essi, comprese le aree circostanti, che possono considerarsi parte integrante, per tali caratteristiche, degli agglomerati stessi;)

2. Leggi e normative specifiche per gli impianti fotovoltaici

Gli impianti devono essere realizzati a regola d'arte, come prescritto dalla Legge n. 186 del 1 marzo 1968 e ribadito dalla Legge n. 46 del 5 marzo 1990. Rimane tuttora valido, sotto il profilo generale, quanto prescritto dal D.P.R. 21 aprile 1955 n. 547 “ Norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro”.

Le caratteristiche degli impianti stessi, nonché dei loro componenti, devono essere in accordo con le norme di legge e di regolamento vigenti ed in particolare essere conformi:

- alle prescrizioni di autorità locali, comprese quelle dei VVFF;
- alle prescrizioni e indicazioni della Società Distributrice di energia elettrica;
- alle prescrizioni e indicazioni della compagnia telefonica che gestisce la rete;
- alle norme CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano).

Qualora le sopra elencate norme tecniche siano modificate o aggiornate, si applicano le norme più recenti.

Si riporta a seguire l'elenco completo delle norme alla base della progettazione:

2.1 Leggi e decreti

Normativa generale:

Legge 1 marzo 1968, n. 186: disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazione e impianti elettrici ed elettronici.

Legge 9 gennaio 1991, n. 10: norma per l'attuazione del piano energetico nazionale in materia di uso nazionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia.

Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79: attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica.

Decreto Ministero dell'Ambiente 22 dicembre 2000: finanziamento ai comuni per la realizzazione di edifici solari fotovoltaici ad alta valenza architettonica.

Direttiva CE 27 settembre 2001, n. 77: sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato dell'elettricità (2001/77/CE).

Decreto Legislativo n. 387 del 29-12-2003: attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.

Decreto Ministero delle Attività Produttive, 20 luglio 2004: nuova individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia, ai sensi dell'art. 9, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.

Decreto Ministero delle Attività Produttive, 20 luglio 2004: nuova individuazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili, di cui all'art. 16, comma 4, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164.

Legge 23 agosto 2004, n. 239: riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia.

Decreto Legislativo n. 192 del 19-08-2005: attuazione della direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia.

Legge 27 dicembre 2006, n. 296: disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello stato (Legge finanziaria 2007).

Decreto Legislativo n. 311 del 29-12-2006: disposizioni correttive ed integrative al decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, recante attuazione della direttiva 2002/91/CE, relativa al rendimento energetico nell'edilizia.

Linee guida per il procedimento di cui all'Art. 12 del D.L. 29/12/2003, n°387 per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di impianti di produzione di elettricità da fonti rinnovabili, nonché linee guida per gli impianti stessi.

Decreto Legislativo n°28 del 3/3/2011, attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE.

Sicurezza:

D.Lgs. 81/2008 (testo unico della sicurezza): misure di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro;

DM 37/2008: sicurezza degli impianti elettrici all'interno degli edifici.

Nuovo Conto Energia:

DECRETO 19-02-2007: criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare, in attuazione dell'articolo 7 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.

Legge 24 dicembre 2007, n. 244 (Legge finanziaria 2008): disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (legge finanziaria 2008).

D.M. 6/08/2010 (Terzo Conto energia): incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari e fotovoltaici.

DECRETO 5/5/2011: incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari e fotovoltaici.

D.M. 5/07/2012 (Quinto Conto Energia): incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari e fotovoltaici.

2.2 Norme Tecniche

CEI 64-8 (7° edizione) 2012: parti 1÷7 impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua.

CEI 11-20: impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria.

CEI EN 60904-1(CEI 82-1): dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente.

CEI EN 60904-2 (CEI 82-2): dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento.

CEI EN 60904-3 (CEI 82-3): dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento.

CEI EN 61727 (CEI 82-9): sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete.

CEI EN 61215 (CEI 82-8): moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo.

CEI EN 61646 (82-12): moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri - Qualifica del progetto e approvazione di tipo.

CEI EN 50380 (CEI 82-22): fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici.

CEI 82-25 (e relativa variante V1, V2): guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione.

CEI EN 62093 (CEI 82-24): componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali.

CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31): compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti - Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso $I_n = 16$ A per fase).

CEI EN 60555-1 (CEI 77-2): disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni.

CEI EN 60439 (CEI 17-13): apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT).

Serie composta da:

CEI EN 60439-1 (CEI 17-13/1): apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS).

CEI EN 60439-2 (CEI 17-13/2): prescrizioni particolari per i condotti sbarre.

CEI EN 60439-3 (CEI 17-13/3): prescrizioni particolari per apparecchiature assiemate di protezione e di manovra destinate ad essere installate in luoghi dove personale non addestrato ha accesso al loro uso - Quadri di distribuzione (ASD).

CEI EN 60445 (CEI 16-2): principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione - Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico.

CEI EN 60529 (CEI 70-1): gradi di protezione degli involucri (codice IP).

CEI EN 60099-1 (CEI 37-1): scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata.

CEI 20-19: cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V.

CEI 20-20: cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V.

CEI EN 62305 (CEI 81-10): protezione contro i fulmini.

Serie composta da:

CEI EN 62305-1 (CEI 81-10/1): principi generali.

CEI EN 62305-2 (CEI 81-10/2): valutazione del rischio.

CEI EN 62305-3 (CEI 81-10/3): danno materiale alle strutture e pericolo per le persone.

CEI EN 62305-4 (CEI 81-10/4): impianti elettrici ed elettronici interni alle strutture.

CEI 81-3: valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato.

CEI 0-2: guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici.

CEI 0-3: guida per la compilazione della dichiarazione di conformità e relativi allegati per la legge n. 46/1990.

UNI 10349: riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici.

CEI EN 61724 (CEI 82-15): rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici - Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati.

CEI 13-4: sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica.

CEI EN 62053-21 (CEI 13-43): apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2).

EN 50470-1 ed EN 50470-3 in corso di recepimento nazionale presso CEI.

CEI EN 62053-23 (CEI 13-45): apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari - Parte 23: Contatori statici di energia reattiva (classe 2 e 3).

CEI 64-8, parte 7, sezione 712: sistemi fotovoltaici solari (PV) di alimentazione.

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

2.3 Delibere AEEG

Delibera AEEG 14 settembre 2005, n. 188/05 (testo originale): definizione del soggetto attuatore e delle modalità per l'erogazione delle tariffe incentivanti degli impianti fotovoltaici, in attuazione dell'art. 9 del Decreto del Ministero delle Attività produttive, di concerto con il ministero dell'ambiente e della tutela del territorio, 28 luglio 2005.

Delibera AEEG 10 febbraio 2006, n. 28/06: condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale non superiore a 20 kV, ai sensi dell'articolo 6 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.

Delibera AEEG 24 febbraio 2006, n. 40/06: modificazione e integrazione alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 14 settembre 2005, n. 188/05, in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici.

Testo coordinato delle integrazioni e modifiche apportate con deliberazione 24 febbraio 2006, n. 40/06: definizione del soggetto attuatore e delle modalità per l'erogazione delle tariffe incentivanti degli impianti fotovoltaici, in attuazione dell'articolo 9 del decreto del Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio, 28 luglio 2005 (deliberazione n. 188/05).

Delibera AEEG 28 novembre 2006, n. 260/06: modificazione ed integrazione alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 14 settembre 2005, n. 188/05, in materia di modalità per l'erogazione delle tariffe incentivanti degli impianti fotovoltaici.

Delibera AEEG 11 aprile 2007, n. 88/07: disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione.

Delibera AEEG 11 aprile 2007, n. 89/07: condizioni tecnico economiche per la connessione di impianti di produzione di energia elettrica alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi a tensione nominale minore o uguale ad 1 kV.

Delibera AEEG 11 aprile 2007, n. 90/07: attuazione del decreto del ministro dello sviluppo economico, di concerto con il ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 19 febbraio 2007, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante impianti fotovoltaici.

Delibera AEEG 6 novembre 2007, n. 280/07: modalità e condizioni tecnico-economiche per il ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'art. 1, commi 3 e 4 del Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 e del comma 41 della legge 23 agosto 2004 n. 239.

Documento di consultazione - atto n. 31/07: testo integrato dello scambio sul posto (31 luglio 2007).

Delibera AEEG 8 marzo 2012, n. 84/12 R/EEL, interventi urgenti relativi agli impianti di produzione di energia elettrica, con particolare riferimento alla generazione distribuita, per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale.

2.4 Agenzia delle Entrate

CIRCOLARE N. 46/E del 19/07/2007: articolo 7, comma 2, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 – Disciplina fiscale degli incentivi per gli impianti fotovoltaici.

CIRCOLARE N. 66 del 06/12/2007: tariffa incentivante art. 7, c. 2, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387. Circolare n. 46/E del 19 luglio 2007 - Precisazione.

CIRCOLARE N.38/E del 11/04/2008: articolo 1, commi 271-279, della legge 27 dicembre 2006 , n. 296- Credito d'imposta per acquisizioni di beni strumentali nuovi in aree svantaggiate.

Risoluzione n.21/E del 28/01/2008: istanza di Interpello – Aliquota Iva applicabile alle prestazioni di servizio energia – nn. 103) e 122) della Tabella A, Parte terza, d.P.R. 26/10/1972, n. 633 – Alfa S.p.A.

Risoluzione n. 22/E del 28/01/2008: istanza di Interpello – Art. 7, comma2, d.lgs. vo n. 387 del 29 dicembre 2003.

Risoluzione n. 61/E del 22/02/2008: trattamento fiscale ai fini dell'imposta sul valore aggiunto e dell'applicazione della ritenuta di acconto della tariffa incentivante per la produzione di energia fotovoltaica da cui all'art. 7, comma 2, del d.lgs n. 387 del 29 dicembre 2003.

Risoluzione n. 13/E del 20/01/2009: istanza di interpello – Art. 11 Legge 27 luglio 2000, n. 212 – Gestore dei Servizi Elettrici, SPA –Dpr 26 ottobre 1972, n. 633 e Dpr 22 dicembre 1986, n. 917.

Risoluzione n. 20/E del 27/01/2009: interpello – Art.11 Legge 27 Luglio 2000, n. 212 – ALFA – art.9, DM 2 febbraio 2007

2.5 Normative Sicurezza Antincendio VVFF

Come specificato nel documento progettuale PD2_C3A_GAE_2400_55-2200RelazioneStrategiaAntincendio, l'impianto fotovoltaico dovrà avere caratteristiche conformi a quanto previsto, nel merito e per gli aspetti della sicurezza antincendio, alla Circ.del Ministero dell'Interno 26.05.2010 prot.5158 e alla Circ. 07.02.2012 prot. 1324.

In particolare l'impianto fotovoltaico :

- non costituirà causa primaria di incendio o di esplosione;
- non fornirà alimento o via privilegiata di propagazione degli incendi
- sarà previsto un dispositivo di sezionamento sotto carico, azionabile da comando remoto, ubicato in posizione segnalata ed accessibile, in modo da mettere in sicurezza ogni parte dell'impianto elettrico all'interno del compartimento antincendio, anche nei confronti del generatore fotovoltaico. In alternativa al sezionamento del generatore fotovoltaico si dovrà collocare lo stesso in apposita area recintata. La parte del generatore FV a monte di tale dispositivo di sezionamento deve essere esterna ai compartimenti antincendio, oppure interna ma ubicata in apposito vano tecnico con idonee caratteristiche di resistenza al fuoco;
- in caso di presenza di gas, vapori, nebbie infiammabili o polveri combustibili, o in caso di fabbricazione, manipolazione o deposito di materiali esplosivi, al fine di evitare i pericoli determinati dall'innescio elettrico di atmosfere potenzialmente esplosive, è necessario installare la parte di impianto in c.c, compreso l'inverter, all'esterno delle zone classificate ai sensi del D. Lgs. 81/2008 - allegato XLIX [punto non pertinente al caso di specie];
- i componenti degli impianti FV dovranno essere installati in luoghi sicuri, e non potranno essere di intralcio alle vie di esodo;
- l'area in cui è ubicato l'impianto generatore ed i suoi accessori, qualora accessibile, sarà segnalata con apposita cartellonistica conforme al D. Lgs. 81/2008.

La predetta cartellonistica riporterà la seguente dicitura:

ATTENZIONE: Impianto Fotovoltaico in tensione durante le ore diurne (.... Volt).

La predetta segnaletica dovrà essere installata ogni 5 metri per i tratti di conduttura.

- l'ubicazione dei pannelli e delle condutture elettriche sarà tale da consentire il corretto funzionamento e la manutenzione di eventuali evacuatori di fumo e di calore (EFC) presenti nonché deve tener conto dell'esistenza di possibili vie di veicolazione di incendi (lucernari, camini, ecc). In ogni caso i pannelli, le condutture ed ogni altro dispositivo non dovranno distare meno di 1 metro dai predetti dispositivi. Tale previsione, riferibile ai sistemi di

evacuazione fumi su coperture di edifici piani non è riconducibile al caso di specie in relazione alla tipologia del sistema della copertura.

All'interno del documento PD2_C3A_GAE_2400_55-2200 RelazioneStrategiaAntincendio nella prima diffusione si affermava a pag. 9:

"Il sistema della copertura vetrata, integrata con l'impianto fotovoltaico, risulti composta con l'accoppiamento stratificato/temperato e che detta configurazione risulti poi testata presso l'istituto italiano del vetro di Venezia. Inoltre le caratteristiche dell'impianto fotovoltaico, ai fini della sicurezza in caso d'incendio risultino in linea con quelle che sono le indicazioni contenute nella linea guida del M.I. DCPREV Prot. nr. 0001324 del 07.02.2012³. In particolare la soluzione da perseguire deve essere valutata anche in relazione all'impatto architettonico che tale installazione ha sulla struttura principale della copertura.

3. Descrizione dell'impianto fotovoltaico

Il campo fotovoltaico sarà esposto con un orientamento azimutale della falda a 0° Sud e con una inclinazione pari a 6° (tilt).

Per maggiori dettagli sulla disposizione dei moduli si rimanda agli elaborati grafici.

L'impianto fotovoltaico verrà realizzato con tegole fotovoltaiche dalla forma romboidale rendendo l'impianto omogeneo con la copertura prevista per l'intero edificio.

L'impianto fotovoltaico in oggetto sarà connesso alla rete di alimentazione trifase lato Bassa Tensione 400 V 50 Hz.

Tale impianto nei suoi componenti principali sarà così composto:

- Campo o Generatore fotovoltaico;
- Strutture di fissaggio;
- N°3 Inverter;
- Trasformatore;
- Quadro di Parallelo;
- Quadro generale;

³ Trattasi di una soluzione progettuale identica, dal punto di vista delle valutazioni di carattere ingegneristico ai fini antincendio, a quella perseguita nell'ambito della stazione AV di Torino Porta Susa per la quale, ai sensi della richiamata circolare, è stata sviluppata la valutazione del rischio incendio dimostrando che l'applicazione dell'impianto fotovoltaico non costituisce aggravio del livello di rischio valutato in fase di progetto. Analogo approccio sarà condotto per l'applicazione della stessa tipologia costruttiva prevista per la stazione Internazionale di Susa

4. Producibilità dell'impianto

A tali latitudini l'angolo che massimizzerebbe l'impianto fotovoltaico è di circa la latitudine - 10° (circa 30/35° di tilt). Negli impianti in cui è richiesta l'integrazione architettonica, si rinuncia a massimizzare l'energia prodotta per motivi estetici.

4.1 Calcolo di previsione di produzione con METODO ENEA

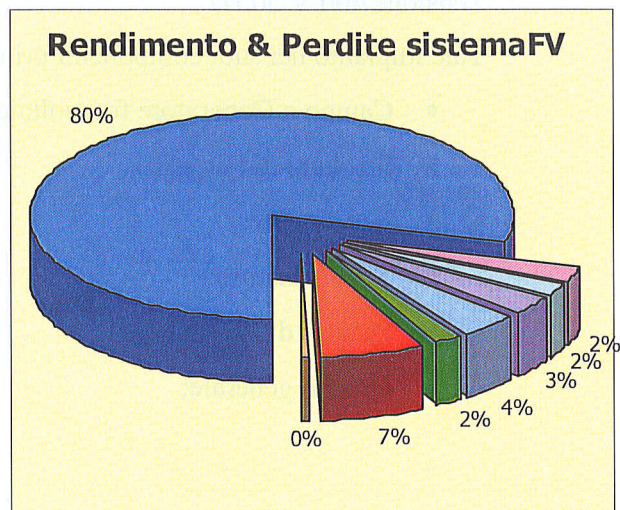
A titolo di esempio si riportano i calcoli con software ENEA per la determinazione dei valori previsti di produzione per l'impianto per il comune di Susa.

Calcolo energia producibile da impianto fotovoltaico zona di Susa												
Radiazione giornaliera media mensile su superficie orizzontale (kWh/m²/giorno)												
gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	annuale
1,08	1,86	3,44	4,53	5,47	6,08	6,03	5,11	3,86	2,69	1,58	1,08	1306

caratteristiche del sito		
Latitudine (°)	45,14	
Riflettanza suolo	0,22	Calcestruzzo

esposizione del generatore PV	
Angolo di tilt (°)	6°
Angolo di azimut (°)	0°

caratteristiche del generatore PV e dell'inverter	
Potenza nominale generatore PV (kW)	72,03
Stima perdite Sistema PV (%)	
Riflessione (%)	2,50
Ombreggiamento(%)	2,50
Mismatching (%)	3,00
Effetto temperatura (%)	4,00
Quadri in continua (%)	2,00
Pollution/Filtri (%)	0,5
Efficienza inverter (%)	93,00
Totale perdite B.O.S. (%)	19,59

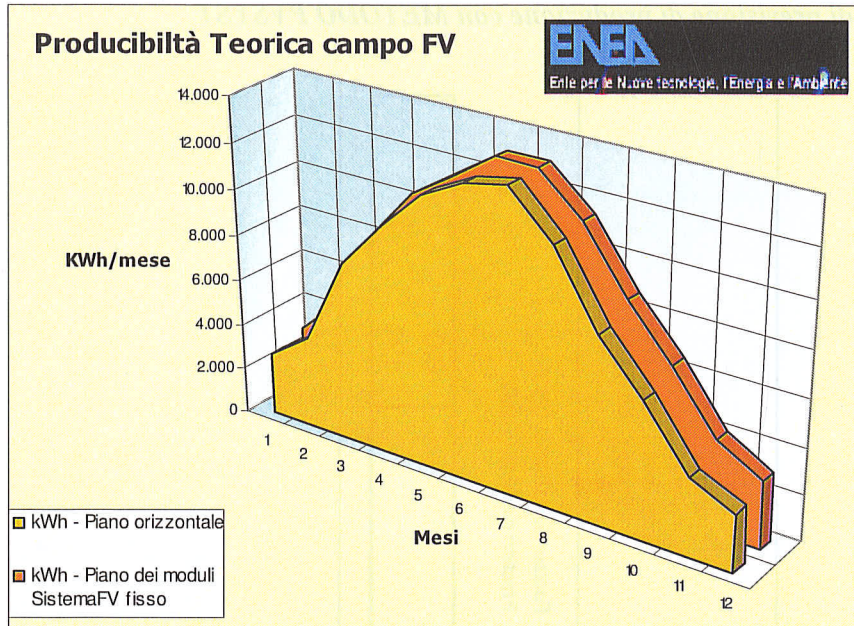


Energia producibile dall'impianto PV (kWh/anno) metodo ENEA

81.466

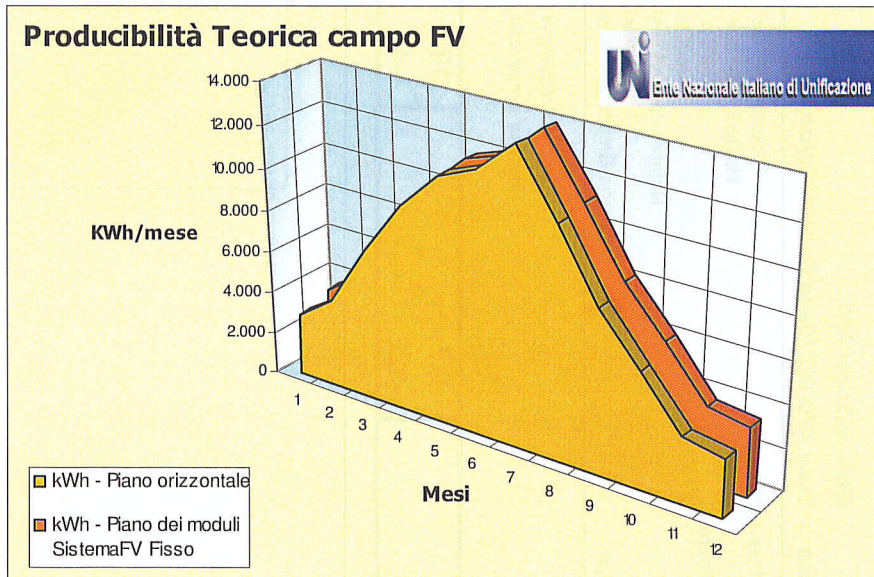
Energia producibile dall'impianto PV (kWh/anno per kWpicco) metodo ENEA

1.131



4.2 Calcolo di previsione di produzione con METODO UNI

La valutazione della risorsa solare disponibile è stata effettuata prendendo come riferimento la località che dispone dei dati storici in base alla Norma UNI 10349. La località che meglio identifica quanto sopra esposto è Cuneo.



Energia producibile dall'impianto PV (kWh/anno) metodo UNI

80.746

Energia producibile dall'impianto PV (kWh/anno per kWpicco) metodo UNI

1.121

Système couplé au réseau: Résultats principaux

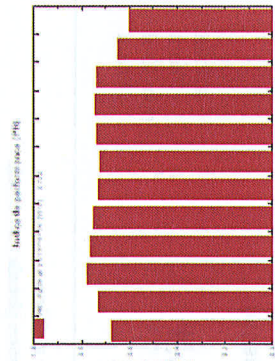
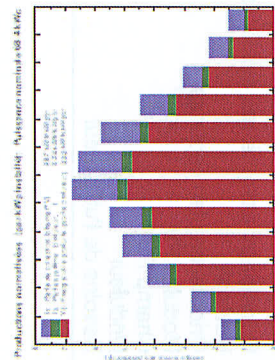
Projet : Gare de Suse/ APD

Variante de simulation : Suse APD 003 (Saint Gobain/ Sunstyle)

Principaux paramètres système		Couplé au réseau	
Horizon	Type de système	13,1°	
Orientation plan capteurs	Hauteur moyenne	6°	
Modules PV	inclinaison		93Wc
Champ PV	Modèle	735	
Onduleur	Nombre de modules		93Wc
Besoins de l'utilisateur	Modèle		
	Charge illimitée (réseau)		
	azimut	0°	
	Pnom	93 Wc	
	Pnom total	68,4 kWc	
	Pnom	60.0 kW ac	

Principaux résultats de la simulation

Production du système	Energie produite	75344 kWh/an	Productible	1102 kWh/kWc/an
	Indice de performance (PR)	73.2 %		



Mois	Jan	Fév	Mars	Avr	Mai	Jun	Juillet	Août	Sept	Oct	Nov	Déc
Production (kWh)	5000	6000	7500	9000	10000	10500	10000	9000	7500	6000	5000	4000
Consommation (kWh)	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
PR	0.50	0.60	0.75	0.90	1.00	1.05	1.00	0.90	0.75	0.60	0.50	0.40

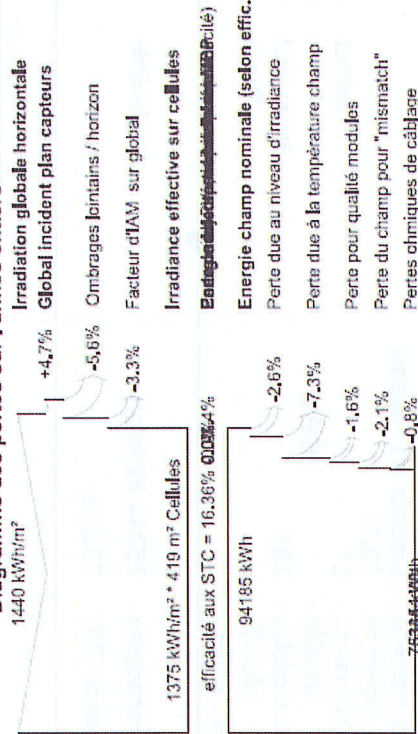
Système couplé au réseau: Diagramme des pertes

Projet : Gare de Suse/ APD

Variante de simulation : Suse APD 003 (Saint Gobain/ Sunstyle)

Principaux paramètres système		Couplé au réseau	
Horizon	Type de système	13,1°	azimut 0°
Orientation plan capteurs	Hauteur moyenne	6°	P _{nom} 93 Wc
Modules PV	inclinaison		P _{nom} total 68,4 kWc
Champ PV	Modèle	93Wc	P _{nom} 60,0 kW ac
Onduleur	Nombre de modules	735	
Besoins de l'utilisateur	Modèle		
	Charge illimitée (réseau)		

Diagramme des pertes sur l'année entière



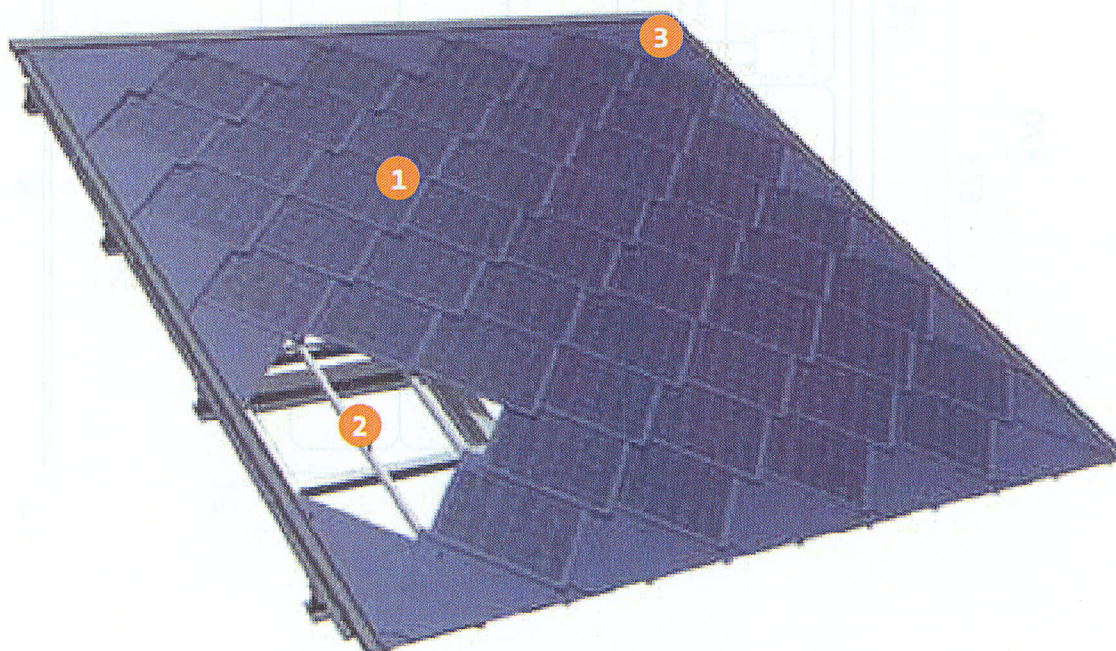
Riportando i dati di produzione alla reale potenza installata:

Energia producibile totale dall'impianto PV (kWh/anno)	79.377
Energia producibile dall'impianto PV (kWh/anno per kWpicco)	1.102

Per quanto riguarda le modalità di installazione saranno utilizzate delle guide in acciaio preforate per il fissaggio delle singole tegole (moduli) e dei relativi elementi di raccordo-finitura.

Componenti del sistema

- **Tegole fotovoltaiche 1**
 - Disponibili in silicio monocristallino
 - Peso: circa 14 kg/m²
 - Guarnizione di tenuta in EPDM pre-fissata alla tegola
 - Connettori MC4
- **Struttura di montaggio 2**
 - Guide in acciaio preforate per il fissaggio delle tegole
 - Viti con guarnizioni per il fissaggio delle tegole
- **Elemento di finitura non fotovoltaico 3**



Caratteristiche meccaniche

Dimensioni modulo	870x870x7,5 mm
Vetro	SGG vetro di sicurezza; 6 mm
Celle	24; Si-mono
Scatola di giunzione	IP 65 con 1 diodo di by-pass e connettori MC4
Peso	14 kg
Pendenza della falda per tenuta all'acqua	da 5° a 90°

Caratteristiche elettriche

Dati rilevati in condizioni di prova standard (STC: irraggiamento 1000 W/m², temperatura della cella 25°C, AM 1,5)

Potenza nominale – Pmax (+/-3 %)	W	98
Efficienza del modulo - η	%	13,5
Tensione alla massima potenza - Vmp	V	11,65
Corrente alla massima potenza - Imp	A	8,41
Tensione di circuito aperto - Voc	V	15,02
Corrente di corto circuito - Isc	A	8,93

Dati rilevati alla temperatura operativa nominale della cella (NOCT: irraggiamento 800 W/m², temperatura ambiente 20°C, vento 1 m/s) e AM 1,5

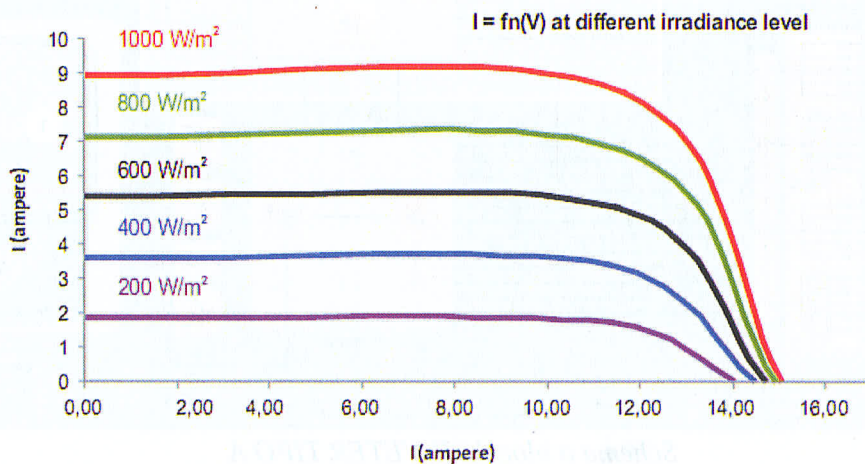
Potenza nominale	W	78
Tensione alla potenza nominale	V	11,60
Corrente alla potenza nominale	A	6,73
Tensione di circuito aperto	V	14,89
Corrente di corto circuito	A	7,14

Caratteristiche per la progettazione

Resistenza ai carichi di neve	Pa	fino a 2400
Resistenza ai carichi di vento	Pa	2400
Classe di appartenenza		Classe A
Corrente inversa ammissibile	A	17
Tensione massima	V	1000

Caratteristiche termiche

Temperature operative	°C	da -40 a +85
NOCT	°C	43
Coefficiente di Temperatura della corrente di corto circuito	%/°C	0,05
Coefficiente di Temperatura della tensione di circuito aperto	%/°C	-0,35
Coefficiente di Temperatura di massima potenza	%/°C	-0,45



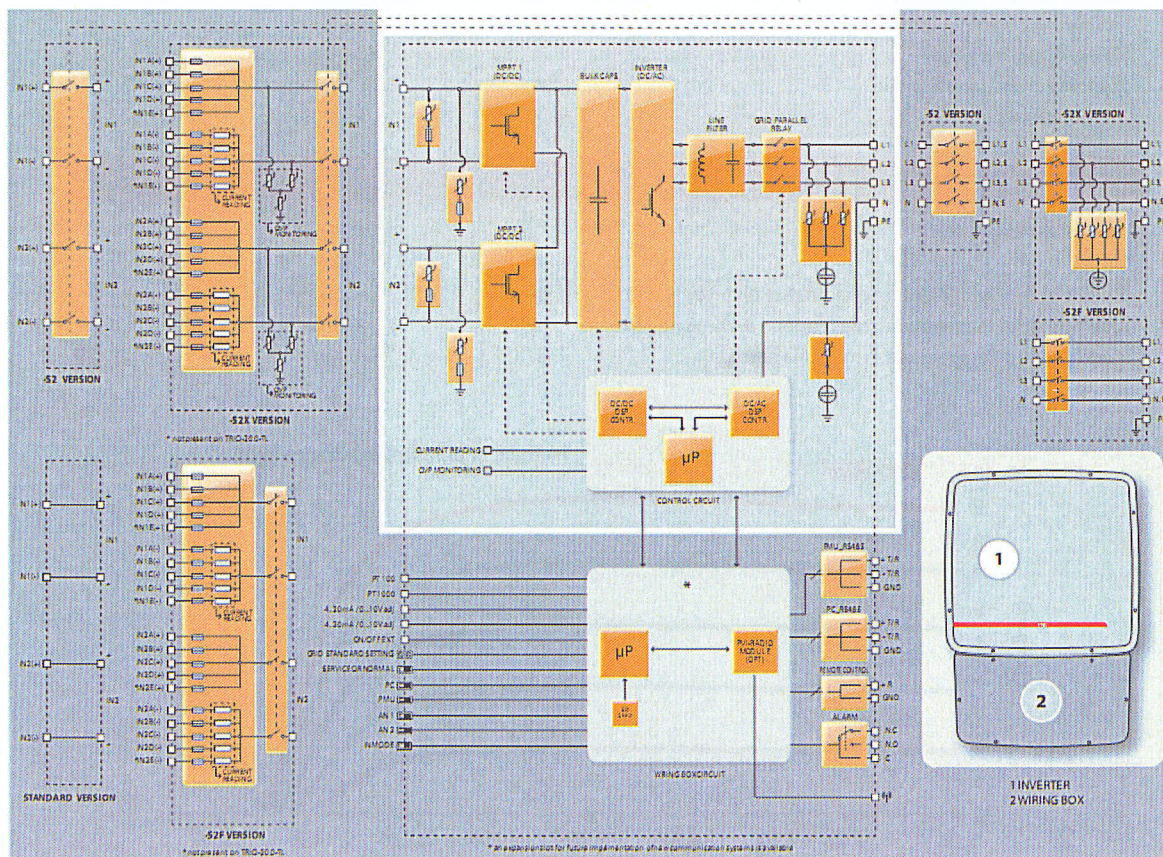
5.2 Lato DC - Dimensionamento stringhe – Inverter

La produzione energetica del campo fotovoltaico è gestita in fase di conversione DC/AC da 3 Inverter.

- n° 2 INVERTER TIPO A: collegati ciascuno n° 312 moduli fotovoltaici, suddivisi in n° 6 stringhe da 52 moduli, collegate a gruppi di 3 stringhe a 2 MPPT differenti per un totale di potenza 30,576 kWpico per ciascuno inverter.
- N°1 INVERTER TIPO B: collegato a n°111 moduli fotovoltaici, suddivisi in n°3 stringhe. Due stringhe sotto MPPT1 da 32 moduli ciascuna, mentre l'altra sotto MPPT2 da 47 moduli per un totale di 10,878 kWpico sotto tale inverter.

Gli inverter dovranno essere muniti all'interno di opportuna strumentazione di interfaccia, in conformità alle prescrizioni previste dalla norma CEI 11-20 e dalle specifiche del Distributore locale (Specificazione ENEL DK 5940 Ed. 2.1). Si è scelto di utilizzare tale tipologia di inverter, in quanto dispongo di più MPPT e di conseguenza gestiscono in modo ottimale il campo fotovoltaico suddividendolo in sottocampi e migliorando il rendimento del complesso fotovoltaico.

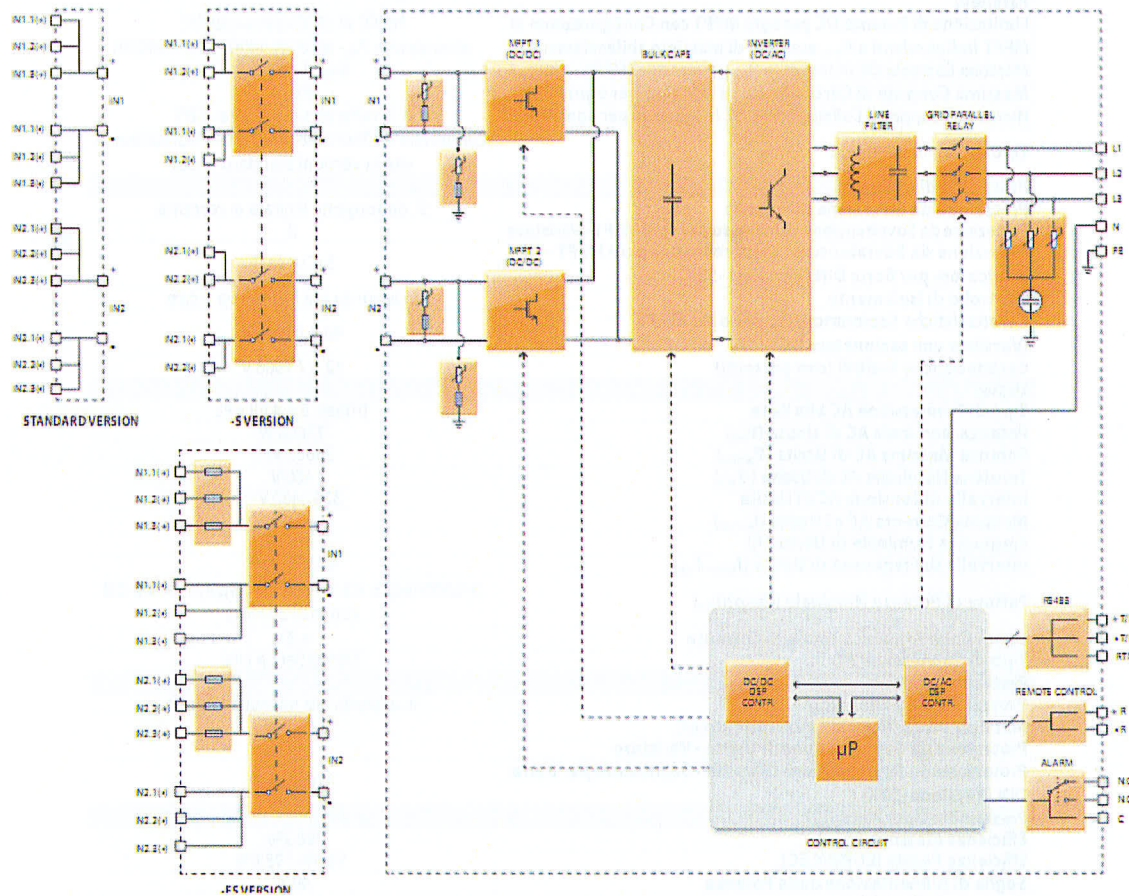
Di seguito vengono riportate le principali caratteristiche degli inverter:



Schema a blocchi INVERTER TIPO A

Ingresso	
Massima Tensione Assoluta DC in Ingresso ($V_{max,abs}$)	1000 V
Tensione di Attivazione DC di Ingresso (V_{start})	360 V (adj. 250...500 V)
Intervallo Operativo di Tensione DC in Ingresso ($V_{dcmin}...V_{dcmax}$)	$0,7 \times V_{start}...950$ V
Potenza Nominale DC di Ingresso (P_{dc})	28600 W
Numero di MPPT Indipendenti	2
Potenza Massima DC di Ingresso per ogni MPPT ($P_{MPPTmax}$)	16000 W
Intervallo di Tensione DC con Configurazione di MPPT in Parallelo a P_{dc}	500...800 V
Limitazione di Potenza DC con Configurazione di MPPT in Parallelo	Derating da MAX a Zero ($800V \leq V_{MPPT} \leq 950V$)
Limitazione di Potenza DC per ogni MPPT con Configurazione di MPPT Indipendenti a P_{dc} , esempio di massimo sbilanciamento	16000 W ($500V \leq V_{MPPT} \leq 800V$) altro canale: $P_{dc} 16000W$ ($400V \leq V_{MPPT} \leq 800V$)
Massima Corrente DC in Ingresso ($I_{dc,max}$) / per ogni MPPT ($I_{MPPTmax}$)	64,0 A / 32,0 A
Massima Corrente di Cortocircuito di Ingresso per ogni MPPT	40,0 A
Numero di Coppie di Collegamento DC in Ingresso per ogni MPPT	1 (5 nelle versioni -S2X e -S2F)
Tipo di Connessione DC	Connettore PV Tool Free WM / MC4 (Morsettiera a vite in versioni Standard e -S2)
Protezioni di Ingresso	
Protezione da Inversione di Polarità	Si, da sorgente limitata in corrente
Protezione da Sovratensione di Ingresso per ogni MPPT - Varistore	2
Protezione da Sovratensione di Ingresso per ogni MPPT - Scaricatore per Barra DIN (Versione -S2X)	3 (Classe II)
Controllo di Isolamento	In accordo alla normativa locale
Caratteristiche Sezionatore DC per ogni MPPT (Versione con sezionatore DC)	40 A / 1000 V
Caratteristiche Fusibili (ove presenti)	12 A / 1000 V
Uscita	
Tipo di Connessione AC alla Rete	Trifase, 3 o 4 fili +PE
Potenza Nominale AC di Uscita (P_{ac})	27600 W
Potenza Massima AC di Uscita ($P_{ac,max}$)	30000 W ⁽⁴⁾
Tensione Nominale AC di Uscita ($V_{ac,r}$)	400 V
Intervallo di Tensione AC di Uscita	320...480 V ⁽¹⁾
Massima Corrente AC di Uscita ($I_{ac,max}$)	45,0 A
Frequenza Nominale di Uscita (f_r)	50 Hz
Intervallo di Frequenza di Uscita ($f_{min}...f_{max}$)	47...53 Hz ⁽²⁾
Fattore di Potenza Nominale ($\cos\phi_{ac,r}$)	> 0,995 (adj. $\pm 0,9$, o fisso via display fino a $\pm 0,8$ con max 30 kVA)
Distorsione Armonica Totale di Corrente	< 3%
Tipo di Connessioni AC	Morsettiera a vite
Protezioni di Uscita	
Protezione Anti-Islanding	In accordo alla normativa locale
Massima Protezione da Sovracorrente AC	46,0 A
Protezione da Sovratensione di Uscita - Varistore	4
Protezione da Sovratensione di Uscita - Scaricatore per Barra DIN (Versione -S2X)	4 (Classe II)
Prestazioni Operative	
Efficienza Massima (η_{max})	98,2%
Efficienza Pesata (EURO/CEC)	98,0% / 98,0%
Soglia di Alimentazione della Potenza	40 W
Consumo in Stand-by	< 8W
Comunicazione	
Monitoraggio Locale Cablato	PVI-USB-RS232_485 (opz.), PVI-DESKTOP (opz.)
Monitoraggio Remoto	PVI-AEC-EVO (opz.), AURORA-UNIVERSAL (opz.)
Monitoraggio Locale Wireless	PVI-DESKTOP (opz.) con PVI-RADIOMODULE (opz.)
Interfaccia Utente	Display grafico
Ambientali	
Temperatura Ambiente	-25...+60°C / -13...140°F con derating sopra 45°C/113°F
Umidità Relativa	0...100% condensing
Emissioni Acustiche	< 50 dB(A) @ 1 m
Massima Altitudine Operativa senza Derating	2000 m / 6560 ft
Fisici	
Grado di Protezione Ambientale	IP 65
Sistema di Raffreddamento	Naturale
Dimensioni (H x L x P)	1061 mm x 702 mm x 292 mm/ 41.7" x 27.6" x 11.5"
Peso	< 75,0 kg / 165,4 lb
Sistema di Montaggio	Staffe da parete
Sicurezza	
Livello di Isolamento	Senza trasformatore
Certificazioni	CE
Norme EMC e di Sicurezza	EN 50178, AS/NZS3100, AS/NZS 60950, EN61000-6-1, EN61000-6-3, EN61000-3-11, EN61000-3-12
Norme di Connessione alla Rete	Enel Guideline (CEI 0-21 + Allegato A70 Terna, CEI 0-16) ⁽⁵⁾ , VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, G59/2, EN 50438, RD1663, AS 4777, BDEW

Dati tecnici INVETER TIPO A



Schema a blocchi INVETER TIPO B

Ingresso	
Massima Tensione Assoluta DC in Ingresso ($V_{max,abs}$)	900 V
Tensione di Attivazione DC di Ingresso (V_{start})	360 V (adj, 250...500 V)
Intervallo Operativo di Tensione DC in Ingresso ($V_{dcmin}...V_{dcmax}$)	$0.7 \times V_{start}...850$ V
Potenza Nominale DC di Ingresso (P_{dc})	10300 W
Numero di MPPT Indipendenti	2
Potenza Massima DC di Ingresso per ogni MPPT ($P_{MPPTmax}$)	6500 W
Intervallo di Tensione DC con Configurazione di MPPT in Parallelo a P_{dc}	300...750 V
Limitazione di Potenza DC con Configurazione di MPPT in Parallelo	Derating da MAX a Zero [$750V \leq V_{MPPT} \leq 850V$]
Limitazione di Potenza DC per ogni MPPT con Configurazione di MPPT Indipendenti a P_{dc} , esempio di massimo sbilanciamento	6500 W [$380V \leq V_{MPPT} \leq 750V$] altro canale: $P_{dc} - 6500W$ [$195V \leq V_{MPPT} \leq 750V$]
Massima Corrente DC in Ingresso ($I_{dc,max}$) / per ogni MPPT ($I_{MPPT,max}$)	36.0 A / 17.0 A
Massima Corrente di Cortocircuito di Ingresso per ogni MPPT	22.0 A
Numero di Coppie di Collegamento DC in Ingresso per ogni MPPT	2 (Versione -S) 3 (Versione Standard e -FS)
Tipo di Connessione DC	Connettore PV Tool Free WM / MC4
Protezioni di Ingresso	
Protezione da Inversione di Polarità	Sì, da sorgente limitata in corrente
Protezione da Sovratensione di Ingresso per ogni MPPT - Varistore	2
Controllo di Isolamento	In accordo alla normativa locale
Caratteristiche Sezionatore DC per ogni MPPT (Versione con sezionatore DC)	25 A / 1000 V
Caratteristiche Fusibili (ove presenti)	12 A / 1000 V
Uscita	
Tipo di Connessione AC alla Rete	Trifase, 3 o 4 fili +PE
Potenza Nominale AC di Uscita (P_{ac})	10000 W
Potenza Massima AC di Uscita ($P_{ac,max}$)	11000 W ⁽²⁾
Tensione Nominale AC di Uscita (V_{ac})	400 V
Intervallo di Tensione AC di Uscita	320...480 V ⁽¹⁾
Massima Corrente AC di Uscita ($I_{ac,max}$)	16.6 A
Frequenza Nominale di Uscita (f)	50 Hz
Intervallo di Frequenza di Uscita ($f_{min}...f_{max}$)	47...53 Hz ⁽²⁾
Fattore di Potenza Nominale ($\cos\phi_{ac,r}$)	> 0.995 (adj, ± 0.9 , o fisso via display fino a ± 0.8 con max 11 kVA)
Distorsione Armonica Totale di Corrente	< 2%
Tipo di Connessioni AC	Morsettiera a vite
Protezioni di Uscita	
Protezione Anti-Islanding	In accordo alla normativa locale
Massima Protezione da Sovracorrente AC	19.0 A
Protezione da Sovratensione di Uscita - Varistore	3, più gas arrester
Prestazioni Operative	
Efficienza Massima (η_{max})	97.8%
Efficienza Pesata (EURO/CEC)	97.1% / -
Soglia di Alimentazione della Potenza	30.0 W
Consumo in Stand-by	< 10.0 W
Comunicazione	
Monitoraggio Locale Cablato	PVI-USB-RS232_485 (opz.), PVI-DESKTOP (opz.)
Monitoraggio Remoto	PVI-AEC-EVO (opz.), AURORA-UNIVERSAL (opz.)
Monitoraggio Locale Wireless	PVI-DESKTOP (opz.) con PVI-RADIOMODULE (opz.)
Interfaccia Utente	Display LCD con 16 caratteri x 2 linee
Ambientali	
Temperatura Ambiente	-25...+60°C (-13...+140°F) con derating sopra 55°C (131°F)
Umidità Relativa	0...100% condensing
Emissioni Acustiche	< 50 dB(A) @ 1 m
Massima Altitudine Operativa senza Derating	2000 m / 6560 ft
Fisici	
Grado di Protezione Ambientale	IP 65
Sistema di Raffreddamento	Naturale
Dimensioni (H x L x P)	716mm x 645mm x 222mm / 28.2" x 25.4" x 8.7"
Peso	< 41.0 kg / 90.4 lb
Sistema di Montaggio	Staffe da parete
Sicurezza	
Livello di Isolamento	Senza trasformatore
Certificazioni	CE
Norme EMC e di Sicurezza	EN 50178, AS/NZS3100, AS/NZS 60950, EN61000-6-2, EN61000-6-3, EN61000-3-11, EN61000-3-12
Norme di Connessione alla Rete	Enel Guideline (CEI 0-21 + Allegato A70 Terna, CEI 0-16) ⁽³⁾ , VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, G59/2, EN 50438, RD1663, AS 4777, BDEW

Dati tecnici INVETER TIPO B

Mediante software è stato effettuato il dimensionamento dell'impianto con i moduli previsti, ottenendo la configurazione:

INVERTER TIPO A: collegati ciascuno n° 312 moduli fotovoltaici, suddivisi in n° 6 stringhe da 52 moduli, collegate a gruppi di 3 stringhe a 2 MPPT differenti per un totale di potenza 30,576 kWpicco per ciascuno inverter.

RIEPILOGO IMPIANTO FOTOVOLTAICO						
Luogo		Temperature (°C) Amb Cell		Montaggio		
CONTINENTE Europa		Minima -15°C -15°C		Montaggio a Tetto		
NAZIONE Italia		Media 25°C 60°C				
CITTÀ Milano		Massima 35°C 70°C				
Modello di inverter						
Potenza AC nominale [kW]/ Tensione AC [V] 10000 / 400						
Configurazione dei canali Canali indipendenti (Num. MPPT Ind.: 2)						
Numero moduli per inverter 111						
Potenza DC installata per inverter (STC) [kW] 10323						
Note						
Modulo fotovoltaico (marca / modello)						
Tecnologia						
Potenza nominale [W] 93						
Tensione a vuoto Voc [V] 15.08						
Corrente di corto circuito Isc [A] 8.5						
Tensione MP Vmp [V] 11.7						
Corrente MP Imp [A] 7.95						
Coefficiente temperatura Voc [V/°C] -0.053						
Coefficiente temperatura Isc [mA/°C] 4.21						
	MPPT1	MPPT2	MPPT3	MPPT4	MPPT5	MPPT6
Numero moduli per stringa	32	47	n/a	n/a	n/a	n/a
Numero stringhe in parallelo	2	1	n/a	n/a	n/a	n/a
Numero moduli totale	64	47	n/a	n/a	n/a	n/a
Note			n/a	n/a	n/a	n/a
Potenza STC installata MPPT [kW]	5.952	4.371	n/a	n/a	n/a	n/a
Limite di potenza MPPT [kW]	6.5	6.5	n/a	n/a	n/a	n/a
Rapporto di utilizzo MPPT [%]	91.57%	67.25%	n/a	n/a	n/a	n/a
Tensione Massima sistema moduli [Vdc]	1000	1000	n/a	n/a	n/a	n/a
Tensione massima ingresso inverter [Vdc]	900	900	n/a	n/a	n/a	n/a
Voc_Max: Tensione a vuoto stringa @-15°C [Vdc]	550.4	808.4	n/a	n/a	n/a	n/a
Voc_Min: Tensione a vuoto stringa @70°C [Vdc]	406.2	596.7	n/a	n/a	n/a	n/a
Tensione di attivazione inverter (default) [Vdc]	360	360	n/a	n/a	n/a	n/a
Tensione di attivazione consigliata [Vdc]	Default (360)	Default (360)	n/a	n/a	n/a	n/a
Vmp_Max: Tensione mp stringa @-15°C [Vdc]	-15395.2	-22611.7	n/a	n/a	n/a	n/a
Vmp_Typ: Tensione mp stringa @60°C [Vdc]	14172.8	20816.3	n/a	n/a	n/a	n/a
Vmp_Min: Tensione mp stringa @70°C [Vdc]	18115.2	26606.7	n/a	n/a	n/a	n/a
Range per operazione MPPT* [Vdc]	252 - 750	252 - 750	n/a	n/a	n/a	n/a
Corrente CC generatore FV @70°C [A dc]	17.4	8.7	n/a	n/a	n/a	n/a
Corrente CC max Inverter [A dc]	22	22	n/a	n/a	n/a	n/a
Corrente MPP generatore FV @70°C [A dc]	16.3	8.1	n/a	n/a	n/a	n/a
Corrente MPP max inverter [A dc]	18	18	n/a	n/a	n/a	n/a
Legenda note *) range per operazione MPPT considerando il valore di tensione di attivazione di default						

INVERTER TIPO B: collegato a n°111 moduli fotovoltaici, suddivisi in n°3 stringhe. Due stringhe sotto MPPT1 da 32 moduli ciascuna, mentre l'altra sotto MPPT2 da 47 moduli per un totale di 10,878 kWpicco sotto tale inverter.

- Report di configurazione

Luogo	Temperature (°C)	Amb	Cell	Montaggio
CONTINENTE Europa	Minima	-10°C	-10°C	Montaggio a Tetto
NAZIONE Italia	Media	25°C	60°C	
CITTÀ Milano	Massima	35°C	70°C	

Modello di inverter	
Potenza AC nominale [kW]/ Tensione AC [V]	10000 / 400
Configurazione dei canali	Canali indipendenti (Num. MPPT ind.: 2)
Numero moduli per inverter	111
Potenza DC installata per inverter (STC) [kW]	10878
Note	

Modulo fotovoltaico (marca / modello)	
Tecnologia	
Potenza nominale [W]	98
Tensione a vuoto Voc [V]	15.02
Corrente di corto circuito Isc [A]	8.93
Tensione MP Vmp [V]	11.65
Corrente MP Imp [A]	8.41
Coefficiente temperatura Voc [V/°C]	-0.053
Coefficiente temperatura Isc [mA/°C]	4.465

	MPPT1	MPPT2	MPPT3	MPPT4	MPPT5	MPPT6
Numero moduli per stringa	32	47	n/a	n/a	n/a	n/a
Numero stringhe in parallelo	2	1	n/a	n/a	n/a	n/a
Numero moduli totale	64	47	n/a	n/a	n/a	n/a
Note						
Potenza STC installata MPPT [kW]	6.272	4.606	n/a	n/a	n/a	n/a
Limite di potenza MPPT [kW]	6.5	6.5	n/a	n/a	n/a	n/a
Rapporto di utilizzo MPPT [%]	96.49%	70.86%	n/a	n/a	n/a	n/a
Tensione Massima sistema moduli [Vdc]	1000	1000	n/a	n/a	n/a	n/a
Tensione massima ingresso inverter [Vdc]	900	900	n/a	n/a	n/a	n/a
Voc_Max: Tensione a vuoto stringa @-10°C [Vdc]	540	793.1	n/a	n/a	n/a	n/a
Voc_Min: Tensione a vuoto stringa @70°C [Vdc]	404.3	593.8	n/a	n/a	n/a	n/a
Tensione di attivazione inverter (default) [Vdc]	360	360	n/a	n/a	n/a	n/a
Tensione di attivazione consigliata [Vdc]	Default (360)	Default (360)	n/a	n/a	n/a	n/a
Vmp_Max: Tensione mp stringa @-10°C [Vdc]	-13425.6	-19718.9	n/a	n/a	n/a	n/a
Vmp_Typ: Tensione mp stringa @60°C [Vdc]	14171.2	20814	n/a	n/a	n/a	n/a
Vmp_Min: Tensione mp stringa @70°C [Vdc]	18113.6	26604.4	n/a	n/a	n/a	n/a
Range per operazione MPPT* [Vdc]	252 - 750	252 - 750	n/a	n/a	n/a	n/a
Corrente CC generatore FV @70°C [A dc]	18.3	9.1	n/a	n/a	n/a	n/a
Corrente CC max inverter [A dc]	22	22	n/a	n/a	n/a	n/a
Corrente MPP generatore FV @70°C [A dc]	17.2	8.6	n/a	n/a	n/a	n/a
Corrente MPP max inverter [A dc]	18	18	n/a	n/a	n/a	n/a

Legenda note *) range per operazione MPPT considerando il valore di tensione di attivazione di default


Per il collegamento dei moduli fotovoltaici agli inverter si è previsto di utilizzare cavi solari anti invecchiamento come indicato nella scheda tecnica allegata. Per quanto riguarda le sezioni si rimanda alla tavola di progetto C3A-55-8300200880080-PAPLA – Schema unifilare impianto fotovoltaico.

SOLAR CABLE

CAVO PER COLLEGAMENTO PANNELLI FOTOVOLTAICI

FG7M2* n. CA01 00474
(cavo nero e fino a 120 mm²)

n. R 60023601



CARATTERISTICHE TECNICHE

Conduttori:	rame stagnato elettrolitico	normativa CEI EN 60228 Cl.5 (Tabella 9)
Isolante:	Elastomero reticolato atossico	
Guaina esterna:	Elastomero reticolato atossico	
Colore della guaina:	Nero RAL 9005 - Rossa RAL 3013	
Prova N.P. verticale:	su singolo conduttore o cavo isolato	
Emissione di acidi alogenidrici:		normativa CEI EN 60332-1-2
Prova gas corrosivi emessi:	durante la combustione	normativa IEC 60754-1 CEI EN 50267-2-1
Densità del fumo:	emesso dai cavi sottoposti a combustione	normativa IEC 60754-2 CEI EN 50267-2-2/3
Durata del cavo:	> 20 anni	normativa CEI EN 61034-2
Resistenza elettrica:	relativamente alla sezione	normativa IEC 60216
Costante di isolamento:	> 5000 MΩ x km a 20 °C	normativa CEI EN 60228 (Tabella 9)
Tens. nominale U _{0/U} :	0,6/1 kVAc 0,9/1,5 kVdc	
Tensione max concatenata:	1,2 kVAc 1,8 kVdc	
Tensione di prova:	4 kVAc 9,6 kVdc	
Temperatura d'esercizio:	(- 40 °C ÷ + 120 °C)	
Temperatura di corto circuito:	250 °C	
Marcatura:	VII SOLAR CABLE FG7M2* PV1-F 1500 Vdc IEC n. 60332-1-2 CEI/EMED - Anno/Lotto - 1 x Sezione - Matricia Progressiva	
Raggio di curvatura:	minimo 6 volte diametro esterno	

TIPO	Ø ESTERNO MEDIO	PESO MEDIO	CODICE PRODOTTO
n° x mm ²	mm	kg x km	
1x2,5 NERO *	5,5	50,7	88801250N
1x2,5 ROSSO *	5,5	50,7	88801250R
1x4 NERO *	6,2	69,4	88801400N
1x4 ROSSO *	6,2	69,4	88801400R
1x6 NERO *	7,2	96,8	88801600N
1x6 ROSSO *	7,2	96,8	88801600R
1x10 NERO *	8,3	146,5	888011000N
1x10 ROSSO *	8,3	146,5	888011000R
1x16 NERO	9,8	215,9	888011600N
1x16 ROSSO	9,8	215,9	888011600R
1x25 NERO	11,0	302,6	888012500N
1x25 ROSSO	11,0	302,6	888012500R
1x35 NERO	12,4	397,0	888013500N
1x35 ROSSO	12,4	397,0	888013500R
1x50 NERO	14,3	563,5	888015000N
1x50 ROSSO	14,3	563,5	888015000R
1x70 NERO	16,3	727,2	888017000N
1x70 ROSSO	16,3	727,2	888017000R
1x95 NERO	18,9	966,9	888019500N
1x95 ROSSO	18,9	966,9	888019500R
1x120 NERO	21,8	1258,6	888012000N
1x120 ROSSO	21,8	1258,6	888012000R

5.3 Lato AC- Dimensionamento linea

Il locale tecnico dell'impianto fotovoltaico è stato previsto all'interno del fabbricato, più precisamente al secondo piano, in modo da ridurre la distanza tra gli inverter e i moduli fotovoltaici. L'impianto fotovoltaico verrà collegato sotto il contatore Linea Storica. Si è optato di allacciare l'impianto sotto tale linea in quanto la potenza prevista per tale contatore è di 70 kW Trifase BT. Presupponendo che i consumi siano intorno alla produzione dell'impianto fotovoltaico, si è deciso di proseguire con questa soluzione, in modo tale da ridurre i consumi e i costi in bolletta e sfruttando la presenza dell'impianto fotovoltaico.

Nel locale contatori verrà inserito un avvanquadro per il parallelo tra le utenze della Linea Storica e l'impianto Fotovoltaico. Nel dimensionamento del cavo tra il quadro generale del fotovoltaico e l'avvanquadro si è tenuto conto di una distanza di circa 156m.

Come riportato nella tabella all'interno della tavola di *progetto C3A55830020028002B-PA-PLA Unifilare Elettrico* e in base a quanto specificato nella relazione di *progetto C3A55830050018001B-PA-NOT Relazione Tecnica di calcolo e verifica delle linee e dei quadri elettrici* la sezione del cavo della linea dedicata al fotovoltaico è stata determinata tenendo conto di una caduta di tensione inferiore al 2%. La sezione prevista è di 150 mm².

Per ulteriori informazioni si rimanda alla tavola di *progetto C3A-55-8300200880080-PAPLA - Schema unifilare impianto fotovoltaico*.

