

**POLITECNICO DI TORINO**

I Facoltà di ingegneria

Corso di laurea in Ingegneria Energetica e Nucleare

Tesi di Laurea Magistrale

**Interventi su edifici della pubblica  
amministrazione: efficienza energetica e  
integrazione con fonti rinnovabili**



Relatore:

Poggio Alberto

Correlatore:

Cerino Giulio Abdin

Candidato:

D'Agata Giuseppe Antonio

## Sommario

1.	Introduzione .....	4
2.	Politiche Energetiche Internazionali .....	6
2.1.	Quadro Energetico Europeo.....	9
2.2.	Quadro Energetico Italiano .....	11
2.3.	Il Sistema Elettrico Nazionale.....	12
2.4.	Fonti Energetiche Rinnovabili .....	16
2.5.	Efficienza energetica.....	19
3.	Profili di carico .....	21
3.1.	Firma Energetica.....	23
4.	Analisi dei consumi.....	25
4.1.	Firma energetica del DIATI.....	36
5.	Progettazione elettrica di impianti fotovoltaici connessi alla rete .....	41
5.1.	Distribuzione spettrale della radiazione solare.....	42
5.2.	La cella fotovoltaica .....	46
5.3.	Il problema dell'ombreggiamento.....	49
5.4.	Installazione dei moduli fotovoltaici.....	50
5.5.	Tipologie di impianti fotovoltaici.....	51
6.	Modello fotovoltaico .....	52
6.1.	Previsioni di ombreggiamento .....	61
6.2.	Carico dovuto all'illuminazione .....	64
7.	Impianto fotovoltaico in realizzazione .....	72
7.1.	Differenze con il modello teorico .....	73
7.2.	Report Scenario Attuale <i>PVSOL Premium</i> .....	76
7.3.	Report Scenario 100% LED <i>PVSOL Premium</i> .....	89
8.	Conclusioni.....	102
9.	Bibliografia.....	105
10.	Appendice.....	108
10.1.	Modulo Fotovoltaico SunForte PM096B00 .....	109
10.2.	Inverter di stringa ABB PV10/12.5-TL-OUTD.....	111
10.3.	SMA Sunny Tripower 15000/20000/25000 TL .....	115
10.4.	Modulo fotovoltaico SunPower X22-360-COM .....	118



# 1. Introduzione

A seguito della crisi energetica degli anni Settanta, i Paesi occidentali si sono interrogati per la prima volta riguardo la criticità del rapporto tra la civiltà industriale e le risorse limitate disponibili sul pianeta. Una simulazione delle interazioni tra le popolazioni, nella quale venivano considerate industrializzazione, inquinamento, produzione alimentare e consumo di risorse, ha previsto il consumo totale delle risorse energetiche ed ambientali in uno scenario di crescita produttiva illimitata. Tuttavia, nello stesso rapporto contenente tale simulazione si sottolineava come sarebbe anche stato possibile raggiungere un tipo di sviluppo non catastrofico, preservando le risorse del pianeta.

Compatibilmente con il tema della salvaguardia dell'ambiente è cresciuto anche quello del risparmio energetico, argomento che riguarda tutti i settori ma che trova ampia potenzialità nel settore edile.

La necessità di costruire edifici energeticamente efficienti è stata già percepita verso la fine del secolo scorso, periodo durante il quale è stato definito il concetto di sviluppo sostenibile (Brundtland, 1987), inteso come

*“uno sviluppo in grado di assicurare il soddisfacimento dei bisogni della generazione presente senza compromettere la possibilità delle generazioni future di realizzare i propri”*

Gli edifici sono ad oggi responsabili di una quota compresa tra il 30 ed il 40% degli usi finali di energia a livello mondiale, nonché del 39% delle emissioni di CO<sub>2</sub> legate all'energia. Se da un lato tali percentuali sono ancora molto alte, dall'altro la possibilità di applicare misure di riqualificazione e di efficientamento si traduce in un enorme potenziale risparmio energetico.

In Italia, in particolare, gran parte degli edifici esistenti è ormai datata e necessita di costose ristrutturazioni se non addirittura di abbattimenti, ancora più costosi e dannosi per l'ambiente. Tuttavia, il *retrofit energetico* è una soluzione in grado di garantire una qualità prestazionale superiore dal punto di vista dell'efficienza energetica, mediante la razionalizzazione dei flussi energetici che intercorrono tra il sistema edificio e l'ambiente esterno.

Tale concetto è promosso a livello internazionale, essendo stata associata la necessità di un cambiamento nel modo di costruire, gestire e mantenere gli edifici esistenti. Per gli edifici non ancora esistenti invece, l'obiettivo per il futuro imminente è quello di costruire edifici ad elevata prestazione, per i quali il consumo energetico dovrebbe essere nullo o quasi nullo: tali edifici prendono il nome di *Nearly Zero Energy Building* (NZEB).

Il punto di partenza per valutare un retrofit vantaggioso è la diagnosi energetica: il presente lavoro fa riferimento al complesso TOCEN\_04, facente parte della Sede Centrale del Politecnico di Torino. L'analisi delle curve di carico e quindi dei consumi è uno studio fondamentale non solo in campo di efficientamento energetico, ma costituisce anche lo strumento migliore per la diagnosi di sprechi o funzionamenti errati di sistemi o apparecchiature.

Grazie alla dettagliata base di dati interna resa disponibile da EDILOG, è stato possibile costruire le curve di carico relative al complesso in esame su base annuale, mensile e giornaliera. I consumi evidenziati sono stati quindi analizzati e commentati in rapporto agli andamenti tipo ed alla destinazione d'uso dei locali. Successivamente, integrando i dati a disposizione con le temperature medie rilevate da ARPA Piemonte, è stata realizzata la firma energetica modello per il complesso di edifici in esame.

Inoltre, a partire dalle curve di carico esistenti è stata ricavata una previsione del carico elettrico che seguirà l'abbandono dei tubi a fluorescenza in favore dei più efficienti tubi a led.

In ultimo ci si è interessati allo studio di fattibilità di un impianto fotovoltaico posto sulle coperture del medesimo complesso. Le caratteristiche tecniche di tale impianto, commissionato dal Politecnico di Torino ed a breve in via di realizzazione, sono state identificate sulla base di precedenti studi riguardanti impianti attualmente in funzione presso la Sede Centrale del Politecnico stesso. Successivamente, il modello fotovoltaico realizzato è stato adattato coerentemente con quanto indicato nella relazione tecnica dell'impianto proposto dall'appaltatore.

## 2. Politiche Energetiche Internazionali

Nell'età contemporanea, il primo importante passo nella lotta ai cambiamenti climatici coincide senza dubbio con il Protocollo di Kyoto. Con questo trattato climatico, sottoscritto nel 1997 ma entrato in vigore solo ad inizio 2005, i Paesi aderenti si sono impegnati nella riduzione dei consumi energetici, nell'aumento di produzione di energia da fonti rinnovabili e nella riduzione quantitativa delle proprie emissioni di gas climalteranti (GHG) rispetto ai propri livelli di emissione misurati nel 1990. Ciascuno di questi gas è caratterizzato da un suo GWP (Global Warming Potential), ovvero il contributo apportato da quel gas all'effetto serra in relazione al medesimo effetto della CO<sub>2</sub>, il cui potenziale è convenzionalmente posto pari a 1.

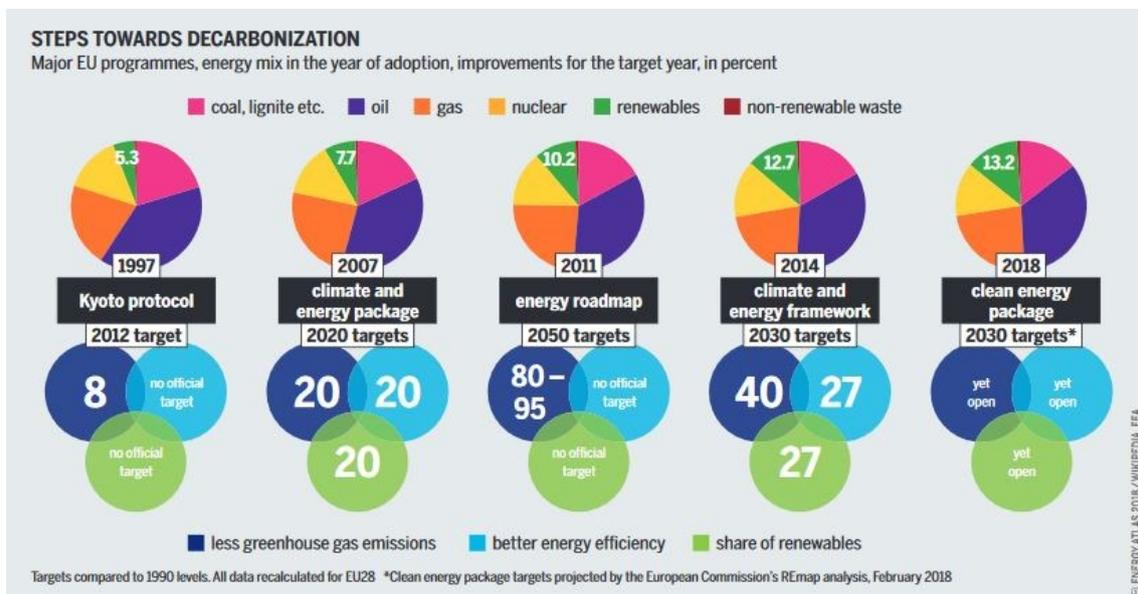


Figura 1. Programmi europei principali, mix energetici e obiettivi, Energy Atlas (2018)

Con la Direttiva 2009/29/CE, successiva al Protocollo di Kyoto, l'Unione Europea si è espressa tramite il suo Parlamento stabilendo gli obiettivi da promuovere in vista di un accordo internazionale, atteso in occasione della successiva COP15 di Copenhagen. Gli obiettivi principali previsti da tale direttiva erano, come noto:

- Ridurre le emissioni di gas serra del 20 %;
- Innalzare al 20 % la quota di energia prodotta da fonti rinnovabili;
- Portare al 20 % il risparmio energetico: il tutto entro il 2020.



Figura 2. Obiettivi previsti dalla Direttiva 2009/29/CE

Con la Convenzione Quadro sui Cambiamenti Climatici di Copenhagen del 2009 (COP15), nonostante il mancato raggiungimento degli accordi proposti, l'Unione Europea ha voluto ulteriormente promuovere il proprio impegno, rilanciandolo oltre l'obiettivo del -20% di emissioni entro il 2020 e portandolo a -30% per il 2030 fino a -50% entro il 2050. Gli esiti formali della COP15 sono stati fortemente criticati e caratterizzati dalle divergenze tra USA e Cina, le quali non hanno fatto altro che mettere in luce la frattura della Comunità Internazionale, lontana da posizioni comuni a causa di interessi differenti.

Con la COP21 di Parigi del dicembre 2015, 195 Paesi hanno finalmente raggiunto il primo accordo vincolante sul clima mondiale, compiendo un altro fondamentale passo verso politiche energetiche condivise ed a lungo termine.



Figura 3. Impegno dell'UE riguardo all'accordo di Parigi, Consiglio dell'Unione Europea, Segretariato Generale, 2016

Principali elementi del nuovo accordo sono stati:

- Mantenere l'aumento della temperatura media globale ben al di sotto di 2°C in più rispetto ai livelli preindustriali e di limitarlo a 1,5°C.
- Comunicare ogni cinque anni i propri contributi per fissare obiettivi sempre più ambiziosi, in linea con i progressi tecnologici conseguiti.
- Comunicare tra di loro ed al pubblico i risultati raggiunti nell'attuazione dei rispettivi obiettivi, al fine di assicurare trasparenza e controllo.
- L'Unione Europea e gli altri paesi continueranno a fornire finanziamenti per il clima ai paesi in via di sviluppo, al fine di aiutarli a ridurre le emissioni.

Da allora sono stati compiuti pochi passi in avanti, con i Paesi partecipanti costantemente in disaccordo sugli obiettivi da imporre. Molto attesa è la futura COP26, prevista per il 2020, durante la quale i Paesi partecipanti dovranno necessariamente scendere a compromessi e dichiarare il reale innalzamento degli obiettivi al di là delle proprie politiche di interesse.

## 2.1. Quadro Energetico Europeo

Secondo quanto pubblicato dall'Agenzia Europea dell'Ambiente, organismo dell'Unione Europea i cui obiettivi sono il monitoraggio delle condizioni ambientali europee e la fornitura di informazioni indipendenti e qualificate sull'ambiente, nel periodo di tempo compreso tra il 2005 e il 2015 il consumo energetico complessivo europeo è sceso di più del 10% e nel 2015 è stato pari a quasi 1630 Mtep. Questa importante riduzione considerevole è frutto dei progressi conseguiti in ambito di efficienza energetica, dall'aumento della quota di energia proveniente dalle fonti idroelettriche, eoliche e solari fotovoltaiche, nonché dei cambiamenti strutturali dell'economia e della recessione economica del 2008.

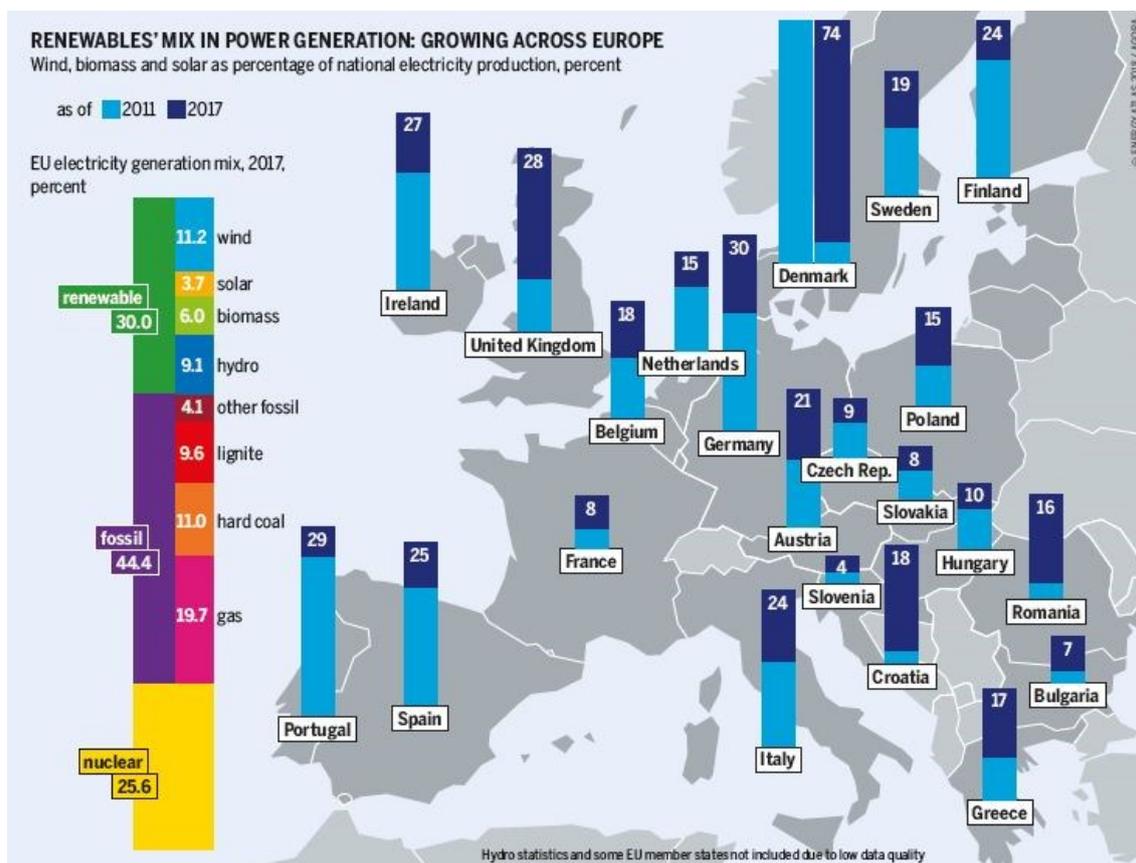


Figura 4. Produzione di energia elettrica in Europa nel 2017 per fonte, Energy Atlas (2018)

Per quanto riguarda le fonti rinnovabili invece, esse costituiscono una frazione sempre più importante dell'energia utilizzata in Europa. Bisogna sottolineare come la maggior

parte dell'energia consumata nell'Unione Europea provenga ancora dai combustibili fossili (72,6% in termini di consumo interno lordo nel 2015), ma la loro quota nel mix energetico si stia costantemente riducendo.

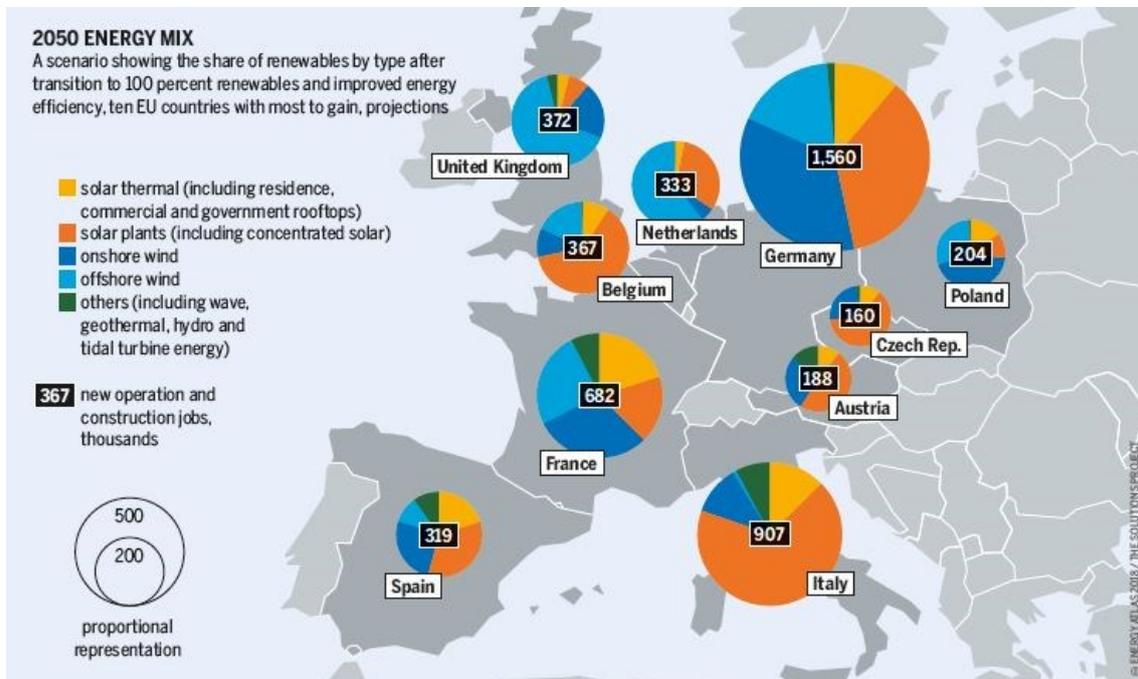


Figura 5. Scenario per il 2050 del mix energetico europeo, dopo la transizione della produzione energetica al 100% rinnovabile, Energy Atlas (2018)

## 2.2. Quadro Energetico Italiano

Secondo quanto pubblicato dal Ministero dello Sviluppo Economico ne “*La situazione energetica nazionale nel 2017*” (giugno 2018) il consumo interno lordo italiano, nel 2017, è stato di 170 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (Mtep): rispetto al dato 2016 ha registrato un aumento dell’1,5% a fronte di una analoga crescita reale del PIL. La composizione percentuale delle fonti energetiche impiegate per la copertura della domanda nel 2017 è stata caratterizzata, rispetto al 2016, dalla lieve flessione del petrolio dal 34,4% al 33,6%, dei combustibili solidi dal 7% al 6,1%, dall’ invarianza dell’energia elettrica importata pari a 4,9%, dall’aumento di quella del gas dal 34,6% al 36,2 % e da un lievissimo aumento del consumo delle fonti rinnovabili che passa dal 19,1% al 19,2%.

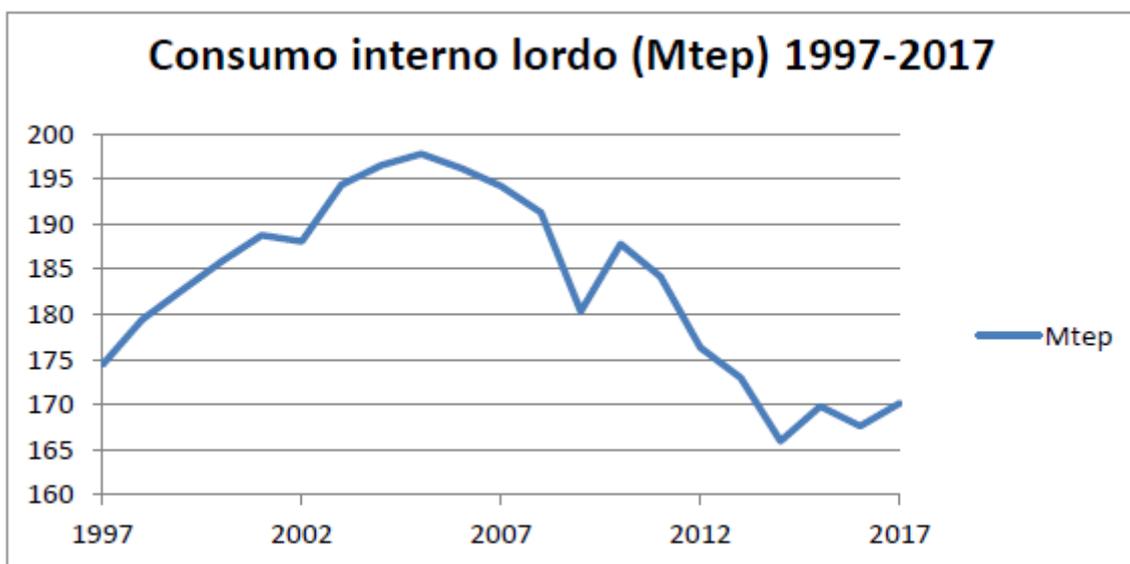


Figura 6. Bilancio Energetico Nazionale, serie storica (2017 dato provvisorio). (Ministero dello Sviluppo Economico, 2018 (giugno))

Nel 2017 la produzione nazionale di fonti energetiche è aumentata complessivamente del 3,5% rispetto allo scorso anno, passando da 39,148 a 40,528 Mtep. Disaggregando per fonte i dati relativi alla produzione si evidenzia un aumento del 10,5% della fonte petrolifera, del 4,1% delle rinnovabili a fronte di una diminuzione del 19,2% dei combustibili solidi e del 4,3% del gas naturale. Sono anche aumentate le importazioni nette di energia, arrivando a 130 Mtep rispetto ai 127 del 2016. Si registra un aumento nelle importazioni nette di gas naturale (+6,6%), di petrolio (+2,3%) e di energia elettrica (+1,9%) mentre diminuiscono quelle relative ai combustibili solidi e alle fonti rinnovabili,

quest'ultime rappresentate prevalentemente da biodiesel e pellet, (rispettivamente del 9,8% e del 35,8%).

	2016	2017(1)						Totale	Var % (2017/16)
	Totale	Solidi	Gas	Petrolio	Rinnovabili	Energia elettrica			
Produzione	39,148	0,252	4,536	4,138	31,603		40,528	3,5%	
Importazione	157,926	10,285	57,044	85,963	1,332	9,436	164,060	3,9%	
Esportazione	30,990	0,244	0,224	32,118	0,220	1,129	33,935	9,5%	
Variazioni scorte	-1,549	-0,130	-0,192	0,789	-0,003		0,464		
Consumo interno lordo	167,633	10,423	61,549	57,194	32,717	8,307	170,189	1,5%	

Figura 7. Dettaglio del Bilancio dell'Energia in Italia (Mtep) (Ministero dello Sviluppo Economico, 2018 (giugno))

## 2.3. Il Sistema Elettrico Nazionale

Nel 2017 in Italia la domanda di energia elettrica ha raggiunto i 320,5 TWh, registrando un incremento del 2,0% rispetto all'anno precedente. Questa è stata soddisfatta per l'88,2% da produzione nazionale, coperta ancora principalmente dalla componente termoelettrica tradizionale che continua rappresentare oltre il 50% del fabbisogno, e per la restante quota dalle importazioni nette dall'estero.

<p>320,5 TWh +2,0%</p> <p>FABBISOGNO DI ENERGIA ELETTRICA</p>	<p>285,3 TWh +2,0%</p> <p>PRODUZIONE NETTA</p>	<p>117,1 GW</p> <p>POTENZA INSTALLATA</p>
<p>42,9 TWh (-0,7%) IMPORT</p> <p>5,1 TWh (-16,6%) EXPORT</p>	<p>301,9 TWh +2,2%</p> <p>CONSUMI ELETTRICI</p>	<p>28,2 TWh</p> <p>ENERGIA AUTOCONSUMATA NEGLI IMPIANTI DI PRODUZIONE</p>

Figura 8. Bilancio elettrico 2017, (Terna)

## Domanda di energia elettrica in Italia (TWh)

Seleziona il periodo

Annuale

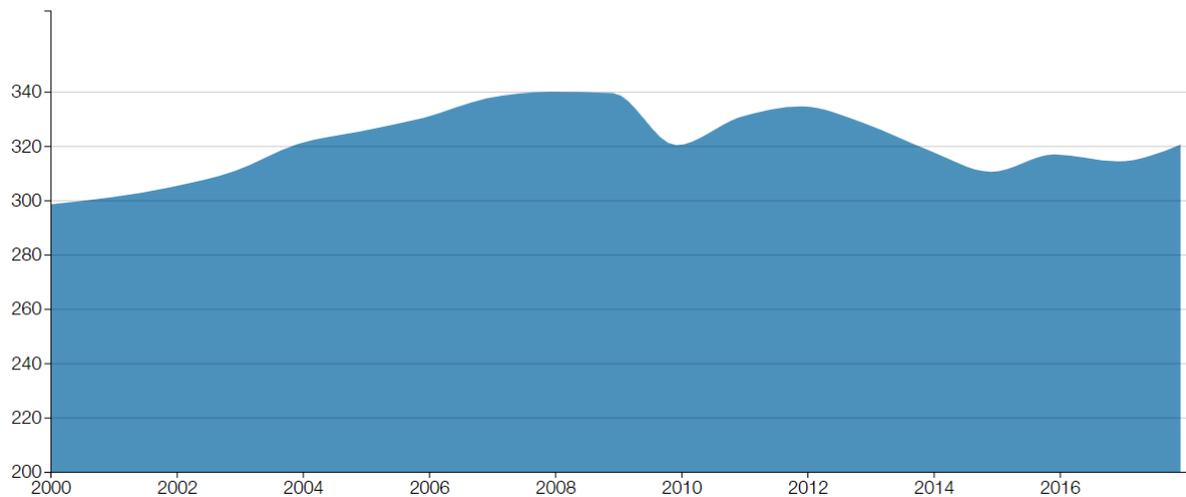


Figura 9. Domanda di energia elettrica in Italia (2000-2017) (Terna)

Secondo quanto attestato nel Bilancio Elettrico Italia 2017 redatto dall'Ufficio Statistico di Terna, nel 2017 *“la produzione lorda nazionale pari a 295,8 TWh è stata coperta per il 70,8% da produzione termoelettrica (+5,0% rispetto al 2016), per il 12,8% da produzione idroelettrica (che con -14,1% rispetto al 2016 scende per il terzo anno consecutivo) e il restante 16,3% dalle fonti geotermica, eolica e fotovoltaica. Quest'ultima, dopo il calo registrato per la prima volta nel 2016 (-3,7%) dovuto principalmente ad un minor irraggiamento solare rispetto al 2015, torna a crescere con una variazione pari a +10,3%; riguardo le altre fonti rinnovabili, fatta eccezione per l'eolico che rimane sostanzialmente stabile, si registra una contrazione che naturalmente interessa principalmente la componente idroelettrica, ma in minima parte anche la fonte geotermoelettrica (-1,4%) e le bioenergie (-0,7%).”*

### Produzione lorda di energia elettrica per fonte (TWh)

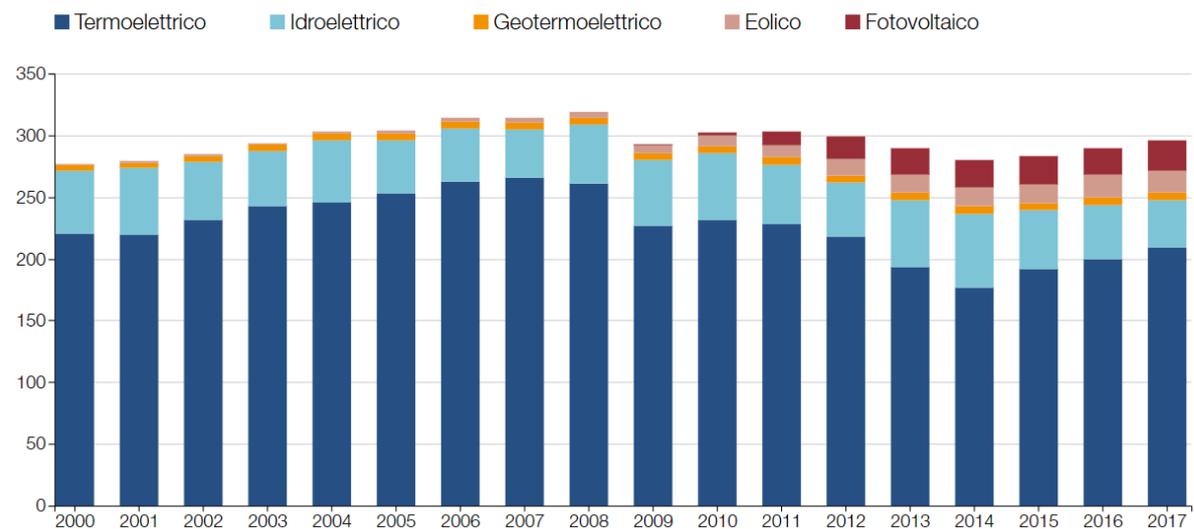


Figura 10. Produzione lorda di energia elettrica per fonte (2000-2017) (Terna)

Per quanto riguarda specificatamente le Fonti Energetiche Rinnovabili, è possibile osservare l'evoluzione della produzione in Figura 11.

### Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (TWh)

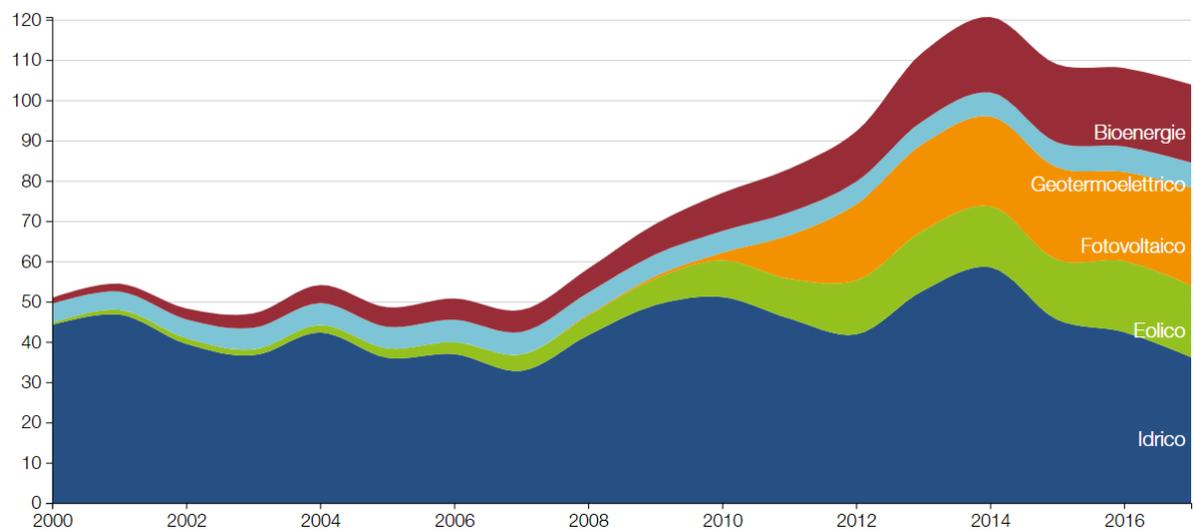


Figura 11. Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (2000-2017) (Terna)

Infine, si riporta l'andamento del consumo di energia elettrica per settore a livello nazionale. È possibile osservare come il trend sia crescente fino al 2008 per poi ridursi a causa della pesante crisi economica. Nel 2015 si registra un primo incremento positivo del 2,1% rispetto all'anno precedente e successivamente, nel 2017, un ulteriore recupero del 2,2% rispetto al 2016.

### Consumi di energia elettrica per settore (TWh)

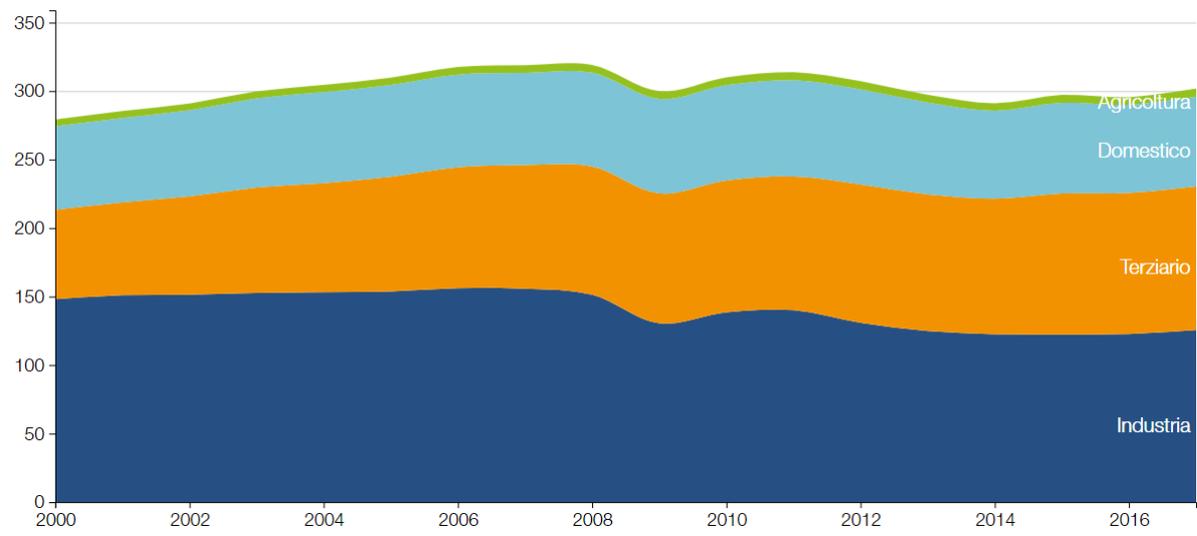


Figura 12. Consumi di energia elettrica per settore (2000-2017) (Terna)

## **2.4. Fonti Energetiche Rinnovabili**

Le fonti energetiche rinnovabili (FER) rivestono un ruolo di primo piano nel sistema energetico italiano; nel 2017 si sono confermate una componente determinante del percorso di sviluppo sostenibile del Paese, anche alla luce dei rilevanti impatti generati a livello economico e occupazionale. In termini tendenziali, i numerosi e differenziati meccanismi pubblici di sostegno e incentivazione hanno favorito, a partire dalla seconda metà degli anni duemila, una crescita delle FER particolarmente veloce; negli ultimi 3-4 anni tale dinamica è evoluta in una fase di sviluppo più matura e graduale, caratterizzata dalla progressiva diffusione di tecnologie e impianti più efficienti e con costi di produzione decrescenti che hanno conseguentemente richiesto incentivi anch'essi decrescenti.

In Italia le FER sono impiegate diffusamente nel settore elettrico, in quello termico e nel settore trasporti.

Per quanto riguarda il settore elettrico, le stime preliminari Terna-GSE (Terna) indicano per il 2017 una contrazione della produzione elettrica effettiva da rinnovabili di circa 4 TWh rispetto al 2016 (da 108 TWh a circa 104 TWh) dovuta essenzialmente a fattori climatici. La contrazione ha difatti interessato principalmente la fonte idraulica, che pur confermandosi quella maggiormente utilizzata (35% della generazione da FER), mostrerebbe una riduzione significativa della produzione rispetto all'anno precedente (-15%) a causa della bassa piovosità che avrebbe portato i valori dei coefficienti di invaso vicino ai minimi storici. La produzione da fonte eolica si manterrebbe sostanzialmente invariata rispetto al 2016, mentre la fonte solare, con oltre 2 TWh di produzione incrementale (+10%), dopo la lieve flessione registrata nel 2016, causata da un minor irraggiamento, aumenterebbe il proprio peso tra le FER dal 20% al 24% circa.

Fonte	2013	2014	2015	2016	2017(a)
Idraulica	52,8	58,5	45,5	42,4	36,1
Eolica	14,9	15,2	14,8	17,7	17,7
Solare	21,6	22,3	22,9	22,1	24,4
Geotermica	5,7	5,9	6,2	6,3	6,2
Bioenergie (b)	17,1	18,7	19,4	19,5	19,3
<b>Totale FER-E</b>	<b>112,0</b>	<b>120,7</b>	<b>108,9</b>	<b>108,0</b>	<b>103,7</b>
CIL - Consumo Interno Lordo	330,0	321,8	327,9	325,0	330,3
<b>FER/CIL</b>	<b>33,9%</b>	<b>37,5%</b>	<b>33,2%</b>	<b>33,2%</b>	<b>31,4%</b>

(a) Stime preliminari basate su dati TERNA e GSE  
(b) Biomasse solide, biogas, bioliquidi  
Fonte: GSE, Terna

Figura 13. Produzione lorda di energia elettrica da FER in Italia (TWh)

Quanto al settore termico, le stime preliminari relative al 2017 indicano un consumo di energia termica da fonti rinnovabili pari a 11 Mtep; l'incremento rispetto all'anno precedente (+6% circa) è attribuibile principalmente alle temperature più rigide e al conseguente maggior fabbisogno di calore. La fonte rinnovabile di gran lunga più importante per la produzione di energia termica è costituita, anche nel 2017, dalle bioenergie (8,0 Mtep secondo le stime preliminari) e in particolare dalle biomasse solide consumate per il riscaldamento nel settore residenziale (legna da ardere, pellet). Risultano in linea con l'anno precedente, invece, i contributi delle pompe di calore (2,6 Mtep) e quelli, più contenuti, della fonte geotermica (0,2 Mtep) e di quella solare (0,1 Mtep).

Fonte	2013	2014	2015	2016	2017(a)
Solare	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Geotermica	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Bioenergie (b)	7,8	7,0	7,8	7,6	8,0
Pompe di calore (c)	2,5	2,6	2,6	2,6	2,6
<b>Totale FER-H</b>	<b>10,6</b>	<b>9,9</b>	<b>10,7</b>	<b>10,5</b>	<b>11,0</b>

(a) Stime preliminari  
(b) Biomasse solide, biogas, bioliquidi  
(c) Alimentate da fonte aerotermica, geotermica o idrotermica. Si precisa che nel Bilancio Energetico Nazionale le PdC non sono considerate.  
Fonte: GSE

Figura 14. Energia termica da fonti rinnovabili in Italia (Mtep)

Infine, per il settore trasporti le stime preliminari sviluppate dal GSE per il 2017 indicano un lieve incremento dell'immissione in consumo di biocarburanti, in massima parte costituiti da biodiesel; il contenuto energetico complessivo dovrebbe attestarsi intorno a 1,06 Mtep.

I dati sinora illustrati si riferiscono alle produzioni effettive di energia da FER nei diversi settori. Applicando a tali produzioni i criteri di contabilizzazione previsti dalla direttiva 2009/28/CE ai fini del monitoraggio degli obiettivi al 2020 - normalizzazione delle produzioni idroelettrica ed eolica, contabilizzazione dei soli bioliquidi e biocarburanti sostenibili e dell'energia fornita dalle pompe di calore - si ottengono i Consumi Finali Lordi (CFL) di energia da FER; nel 2017, tale grandezza è stimata in 21,8 Mtep, in aumento di circa 700 ktep rispetto al 2016.

Fonte	2013	2014	2015	2016	2017(a)
CFL FER – Settore Elettrico	8,9	9,2	9,4	9,5	9,7
CFL FER – Settore Termico	10,6	9,9	10,7	10,5	11,0
CFL FER – Settore Trasporti	1,3	1,1	1,2	1,0	1,1
<b>Consumi finali lordi di energia da FER</b>	<b>20,7</b>	<b>20,2</b>	<b>21,3</b>	<b>21,1</b>	<b>21,8</b>
Consumi finali lordi di energia (CFL)	123,9	118,5	121,5	121,1	123,0
<b>Quota dei CFL coperta da FER</b>	<b>16,7%</b>	<b>17,1%</b>	<b>17,5%</b>	<b>17,4%</b>	<b>17,7%</b>

(a) Stime preliminari

(b) Fonte: GSE

Figura 15. Consumi finali lordi di energia in Italia (Mtep)

## 2.5. Efficienza energetica

Lo studio dei mezzi di produzione dell'energia e dei suoi usi finali è non solo utile ma nondimeno indispensabile al fine di rendere efficiente l'utilizzo della fonte energetica. La capacità di utilizzare l'energia nel modo migliore possibile, in linea con i progressi della tecnologia, è senza dubbio la meta da fissare in questo campo.

In generale, l'obiettivo degli studi di efficienza è il risparmio: esso va spesso confuso come risparmio in termini economici, ma è l'incremento del rendimento dei processi di produzione ad essere il vero fulcro degli studi di efficientamento, risultando nel miglioramento dell'utilizzo dell'energia primaria.

La Strategia Energetica Nazionale prevede per l'efficienza energetica un obiettivo di risparmio di 10 Mtep al 2013, con una conseguente riduzione dei consumi finali a 108 Mtep (dai 118 tendenziali). Coerentemente con questo ambizioso obiettivo di riduzione media dei consumi di circa 1 Mtep/anno, il Piano d'Azione per l'Efficienza Energetica 2017 rafforza le misure già attive e volte al raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica al 2020: tali misure coinvolgono tutti i settori, in particolare gli edifici pubblici e privati, le PMI, i trasporti e il Fondo Nazionale per l'Efficienza Energetica. Si stima che le misure per l'efficienza energetica implementate nel periodo 2005-2017 abbiano generato al 2017 risparmi per 13,4 Mtep/anno in termini di energia primaria e di oltre 3,5 miliardi di euro l'anno per importazioni di fonti fossili evitate. risparmi conseguiti, nel periodo 2005-2017, hanno evitato l'emissione di 34,9 MtCO<sub>2</sub>, circa il 10% delle emissioni di CO<sub>2</sub> riportate per l'Italia nel 2016.

Nel periodo 2000-2016, i settori che maggiormente hanno contribuito al miglioramento dell'efficienza energetica sono l'industria e il residenziale. Il primo ha realizzato l'incremento maggiore pari a 20,7%: a partire dal 2005 tutti i comparti industriali hanno realizzato miglioramenti in efficienza energetica anche se non sono stati costanti a causa della crisi e della conseguente capacità produttiva inutilizzata. Il settore residenziale ha realizzato un guadagno dell'efficienza energetica di 10,7%, inferiore a quello registrato nel decennio precedente a causa dei cambiamenti associati al comfort abitativo. Il settore trasporti presenta le maggiori difficoltà nel realizzare incrementi di efficienza energetica perché il trasporto merci è quasi esclusivamente su gomma: ferrovie, navigazione marittima e navigazione aerea hanno registrato negli ultimi importanti guadagni di efficienza energetica ma rappresentano solo il 15% circa del trasporto totale. Per il settore

servizi, l'andamento negativo mostrato dall'indicatore è in parte influenzato dalla scarsità di informazioni dei singoli sottosettori.

Per quanto riguarda il periodo 2019-2030, il principale obiettivo inserito nel Piano Nazionale Integrato per l'Energia ed il Clima (PNIEC) recentemente proposto dall'Italia alla Commissione Europea di Bruxelles prevede che il 30% dei consumi finali lordi siano coperti da fonti energetiche rinnovabili entro il 2030. In particolare, il contributo delle FER risulta così differenziato:

- 55,4% nel settore elettrico
- 33% nel settore termico
- 21,6% per quanto riguarda i trasporti

Sul piano dell'efficienza energetica, la proposta di Piano Nazionale Integrato per l'Energia ed il Clima prevede una riduzione dei consumi di energia primaria del 43% e di energia finale del 39,7% (rispetto allo scenario PRIMES 2007). Per quanto riguarda, invece, il livello assoluto di consumo di energia al 2030, l'Italia persegue un obiettivo di 132,0 Mtep di energia primaria e 103,8 Mtep di energia finale. Sul fronte emissioni, infine, il testo riporta una riduzione dei gas serra del 33% per tutti i settori che non rientrano nell'ETS (Emission Trade System) il Sistema dell'Unione Europea per lo scambio delle quote di emissioni climalteranti.

### 3. Profili di carico

I *profili di carico*, o *curve di carico*, sono grafici che rappresentano l'andamento nel tempo dei consumi di energia elettrica di un'utenza. È possibile derivare curve differenti, anche con andamenti molto diversi tra loro, al fine di ottenere un ventaglio di informazioni utili riguardo un carico o una utenza.

In Figura 16 è riportato un esempio di diagramma di carico in funzione dell'ora. L'andamento di curve di questo tipo è generalmente a campana, con due picchi di assorbimento tipici di un ufficio o utenza simile. È presente un carico di base, dovuto ad illuminazione notturna e apparecchi elettrici che rimangono in uso costantemente. A partire dalle ore 7 del mattino, il profilo cresce rapidamente per raggiungere il primo picco intorno alle 12; nelle due ore successive è visibile un decremento, che si inverte fino a raggiungere un secondo picco verso le 16 per poi decrescere definitivamente dalle ore 18 alle ore 20.

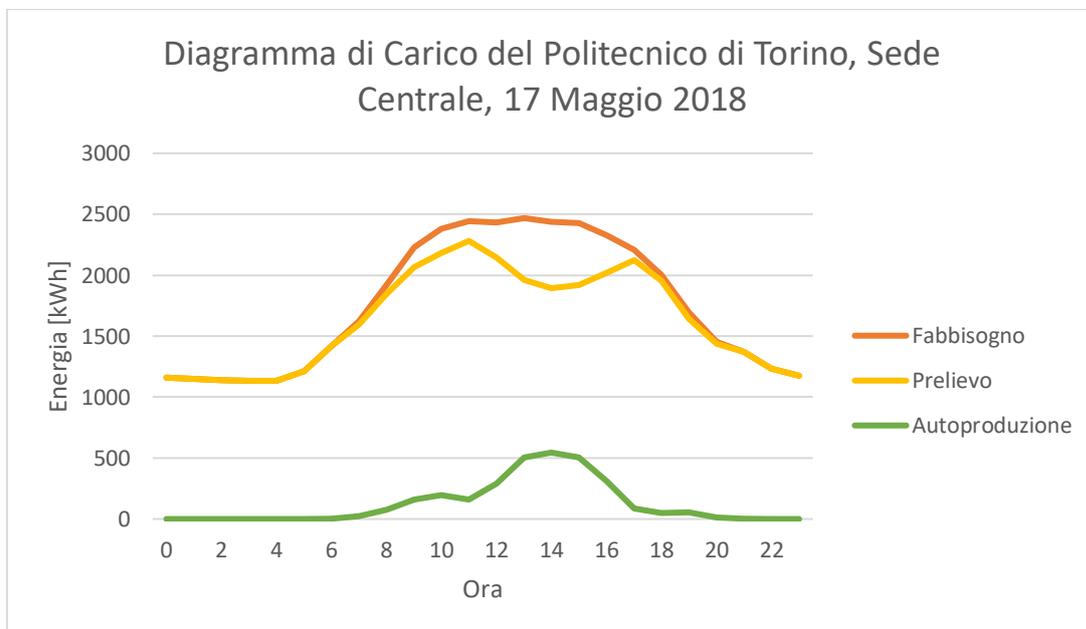


Figura 16. Esempio di diagramma di carico su base giornaliera (Politecnico di Torino, Sede Centrale, 2018)

Essendo la Sede Centrale del Politecnico di Torino dotata di impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica, sullo stesso grafico è anche possibile osservare come l'autoproduzione sia utile nel limitare il prelievo dalla rete elettrica.

In Figura 17 è invece mostrato un esempio di diagramma di carico su base settimanale (Politecnico di Torino, Sede Centrale, 14-20 maggio 2018): tale grafico ci permette di osservare come, durante la settimana, l'andamento generale dei consumi elettrici sia il medesimo con picchi più o meno alti dovuti principalmente alle condizioni meteo del giorno specifico. La scarsa illuminazione naturale dovuta a giorni di cielo nuvoloso o pioggia incide infatti sui picchi di assorbimento dal momento in cui nei locali è maggiore la richiesta di illuminazione artificiale.

Risulta anche evidente come nelle giornate di sabato e domenica la richiesta di energia sia decisamente inferiore, seppure non nulla. Questo è dovuto alla presenza di apparecchiature elettriche (luci, server) o macchinari che rimangono in funzione anche nei giorni festivi.

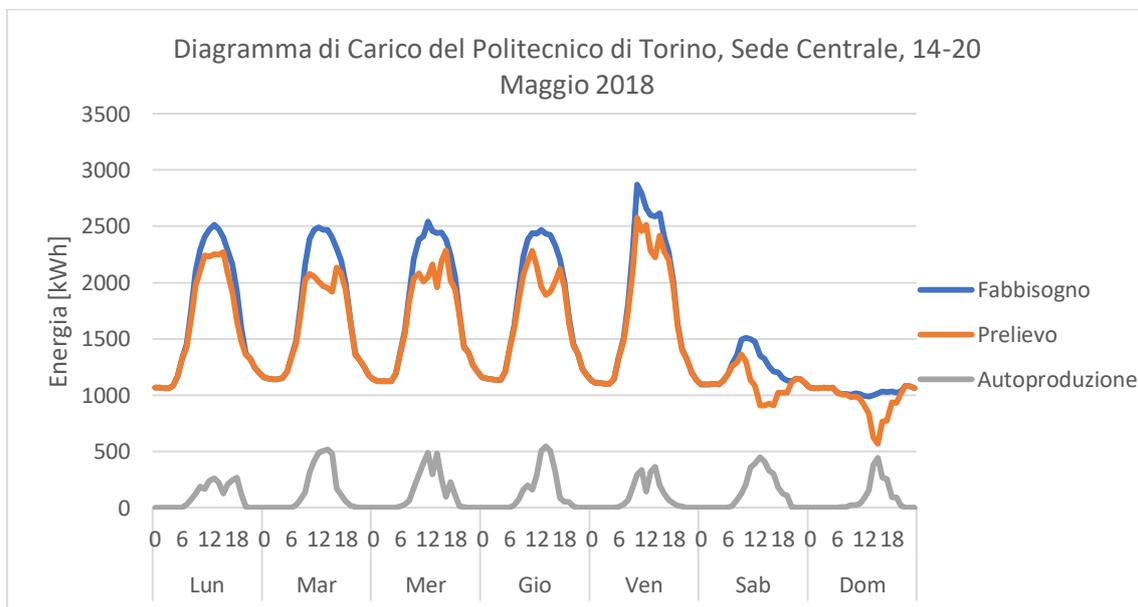


Figura 17. Esempio di diagramma di carico su base settimanale

### 3.1. Firma Energetica

Altro strumento utile ai fini dell'analisi dei consumi è la *firma energetica*: essa consiste nella rappresentazione dell'andamento di un consumo energetico (calore, elettricità, volume di gas) in funzione di un parametro esterno, tipicamente la temperatura esterna media. Tale studio è utile sia in fase di dimensionamento progettuale, sia per verificare che il consumo reale sia coerente con quanto calcolato, sia per evidenziare il risparmio ottenuto in seguito a misure di incremento dell'efficienza energetica.

Per svolgere questo tipo di analisi è necessario raccogliere un campione di dati riguardanti i consumi energetici su un periodo di tempo sufficientemente lungo. Solo in questo modo, infatti, la firma energetica può rappresentare un valido strumento qualitativo per la valutazione del comportamento energetico di un edificio.

Una volta selezionati i dati di consumo e temperatura media esterna è possibile osservare (Figura 18) come le coppie di valori tendano a raggrupparsi attorno ad una retta: un ottimo indice della qualità ed affidabilità dell'analisi consiste nella limitata dispersione dei punti rispetto alla retta interpolatrice, che prende il nome di firma energetica.

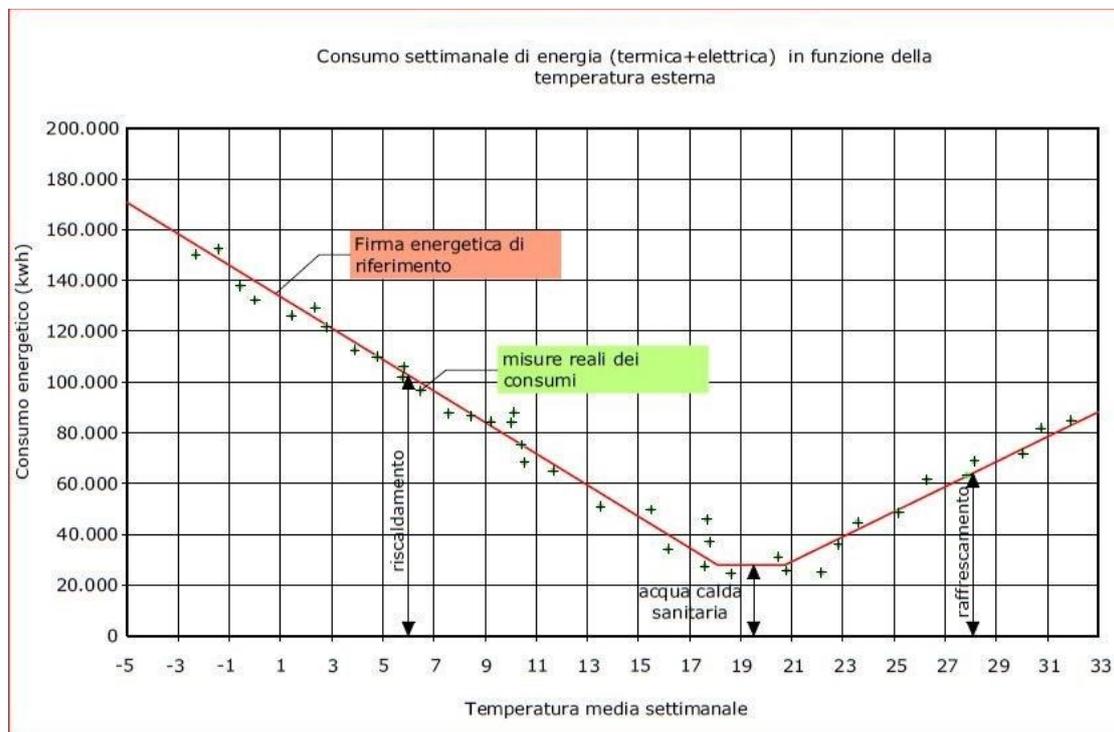


Figura 18. Consumo settimanale di energia [kWh] in funzione della temperatura esterna [°C]

In Figura 18 è mostrato un esempio di firma energetica: i consumi effettivi sono rappresentati dai punti riportati, mentre le linee di tendenza ne approssimano l'andamento.

Risulta evidente la distinzione in tre aree:

- Nella prima si notano grandi consumi in corrispondenza delle temperature esterne più basse; ciò è evidentemente dovuto alla necessità di riscaldamento degli ambienti. Andamenti di questo tipo sono tipici del periodo invernale.
- Nella seconda, i consumi si mantengono costanti.
- Nell'ultima area i consumi tendono nuovamente a crescere in funzione della temperatura, a causa della richiesta di raffrescamento. Firme energetiche analoghe sono associate al periodo estivo.

Dal tratto caratteristico della stagione di riscaldamento è possibile ricavare utili informazioni: la pendenza della retta, ad esempio, rappresenta il coefficiente di scambio termico totale dell'edificio, indicato come  $H_{tot}$  [W/K]. La potenza per la quale la firma ha andamento costante invece può essere indice delle dispersioni fisse dell'impianto di riscaldamento.

Per quanto riguarda il tratto ad andamento costante, è possibile osservare come la firma energetica cambi comportamento per valori di temperatura compresi tra i 16 ed i 18 °C. Questo è dovuto al contributo degli apporti di calore gratuiti (personale, apparecchiature elettroniche) i quali consentono alla potenza richiesta per il riscaldamento di annullarsi prima che la temperatura esterna raggiunga i 20°C.

In fase di acquisizione dati è possibile riscontrare come alcune coppie consumo-temperatura si trovino ben lontane dalla firma energetica. In generale, questo può essere dovuto sia a condizioni climatiche particolari che ad errori di lettura o acquisizione dei dati. Inoltre, bisogna tenere in considerazione come i consumi possano ridursi a causa di festività o periodi feriali.

## 4. Analisi dei consumi

L'indagine si concentra su una parte della sede centrale del Politecnico di Torino, distinta dal codice identificativo TO\_CEN04. I locali che ne fanno parte ospitano differenti dipartimenti: il Dipartimento di Ingegneria dell'Ambiente e del Territorio (DIATI), il Dipartimento di Scienza Applicata e Tecnologia (DISAT), il Dipartimento di Elettronica e Telecomunicazioni (DET) e il Dipartimento Energia (DENERG), locali amministrativi (AMM) e servizi (SERV).

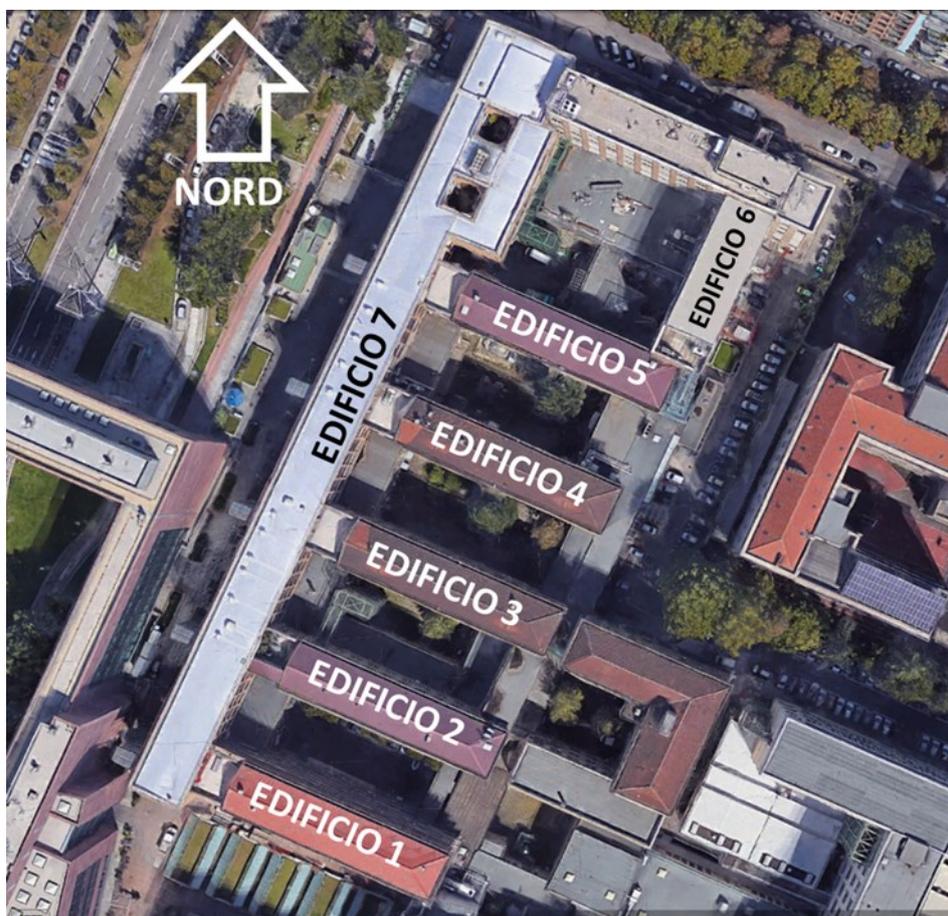


Figura 19. Vista dall'alto del complesso TO\_CEN04

I consumi relativi a questi dipartimenti sono costantemente misurati da una rete di contatori che misura il fabbisogno di energia elettrica ogni quarto d'ora; risulta quindi

possibile effettuare un dettagliato studio dell'andamento giornaliero, settimanale, mensile e annuale.

Al fine di restringere l'enorme mole di dati, pur mantenendone una solida e significativa base, sono stati analizzati i dati relativi agli anni successivi al 2015. I consumi relativi al 2015 stesso ed agli anni precedenti sono invece stati esclusi dall'analisi (sebbene siano stati consultati per confronti preliminari): questo perché, nel corso degli anni, il Politecnico di Torino ha eseguito sui propri locali numerosi lavori volti al miglioramento delle prestazioni energetiche degli edifici. Di conseguenza, i consumi energetici relativi a tali anni non risultano più significativi per il presente studio.

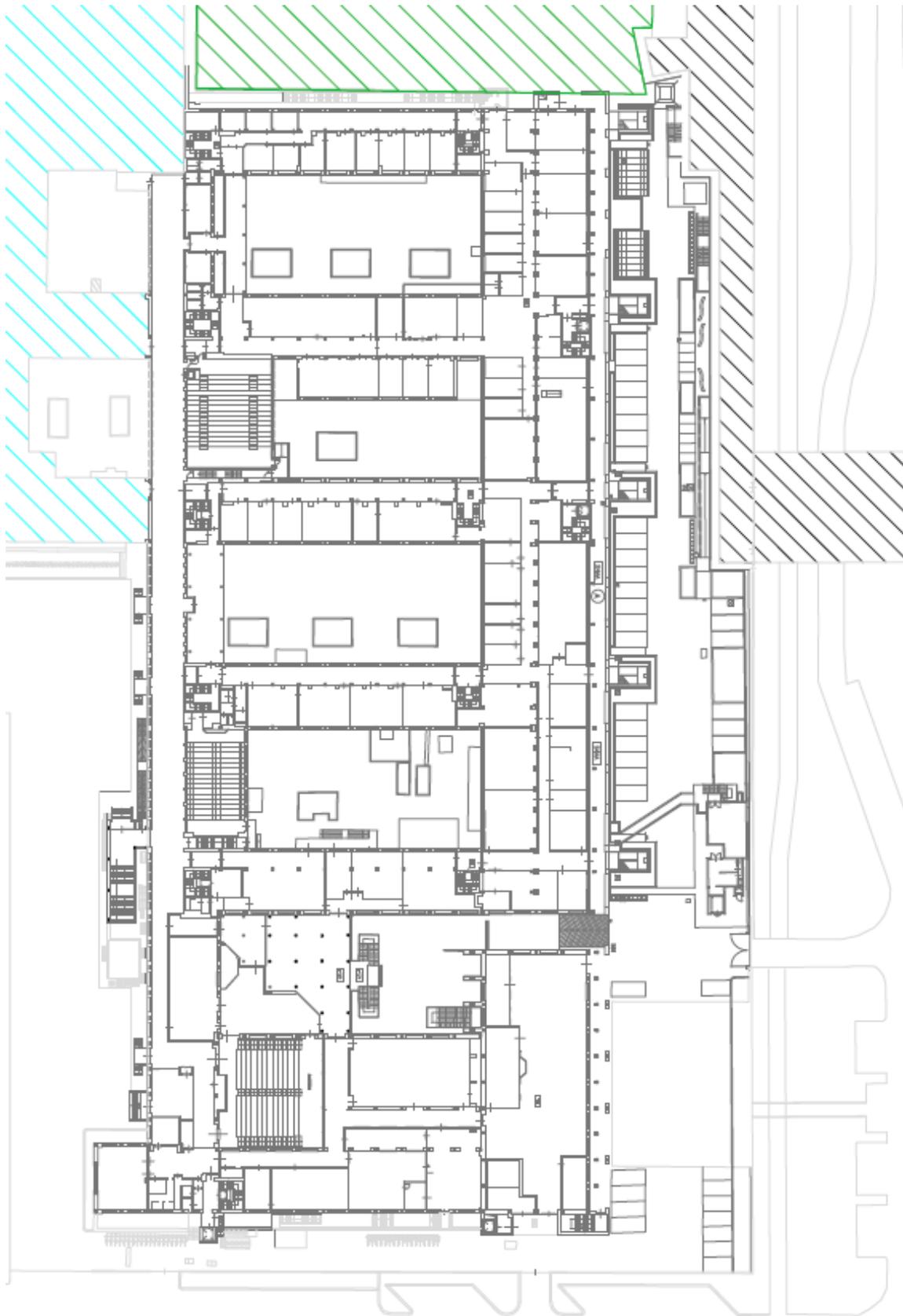


Figura 20. Pianta del complesso TO\_CEN04, piano terra [1:0.0005]

Per lo stesso motivo si è scelto di limitare l'analisi delle curve di carico agli edifici che ospitano i locali del DIATI e parte dei locali del DISAT. Dal momento in cui la destinazione d'uso è la medesima per ciascun Edificio (aule, uffici, servizi), sebbene in misura differente, si è ritenuto quindi di poter estendere i risultati dell'analisi all'intero complesso. Ci si riferirà a tali edifici con i nomi *Edificio 1* ed *Edificio 2* (vedi Figura 19).



Figura 21. Suddivisione del complesso TO\_CEN04, piano terra

Tabella 1. Legenda dei locali in Figura 21

	AMM
	Ateneo
	DENERG
	DISAT
	DAUIN
	DET
	DIATI

I contatori utili ai fini dell'analisi sono identificati dai codici mostrati in Tabella 2 , insieme all'uso dei locali risultante dalle planimetrie e dai sopralluoghi effettuati, ove possibile.

<b>ID</b>	<b>Edificio</b>	<b>Piano</b>	<b>Tipo di locali</b>
844	1	Intero Edificio	Laboratori, Uffici, Aule
849	2	Interrato	Laboratori, Uffici, Aule
850	2	Piano Terra	Laboratori, Uffici, Aule
851	2	Primo	Laboratori
852	2	Secondo	Uffici
853	2	Terzo	Uffici, Biblioteca, Laboratori

*Tabella 2. Contatori associati agli edifici 1 e 2*

I dati relativi ai consumi energetici sono stati riportati su Excel ed opportunamente mediati sulle ore di riferimento. Inoltre, dai valori riportati in energia sono stati ricavate le potenze assorbite dalle utenze. In questo modo è stato possibile generare delle curve di carico utili per valutare sia la richiesta di energia, sia i picchi di assorbimento che i consumi generali.

In prima analisi, si è voluto studiare le variazioni sulle potenze medie assorbite su base annuale. Tali variazioni possono essere dovute all'installazione di nuove apparecchiature o impianti energivori, se in aumento, oppure di interventi sulle strutture finalizzati al risparmio energetico, se in diminuzione. Per l'Edificio 1, i profili piuttosto discontinui sono dovuti ad alcuni periodi in cui i record sono stati evidenziati nulli. Ciò può essere dovuto sia a malfunzionamenti dei contatori che alla messa in atto di lavori di manutenzione sui locali, con conseguente delocalizzazione del personale.

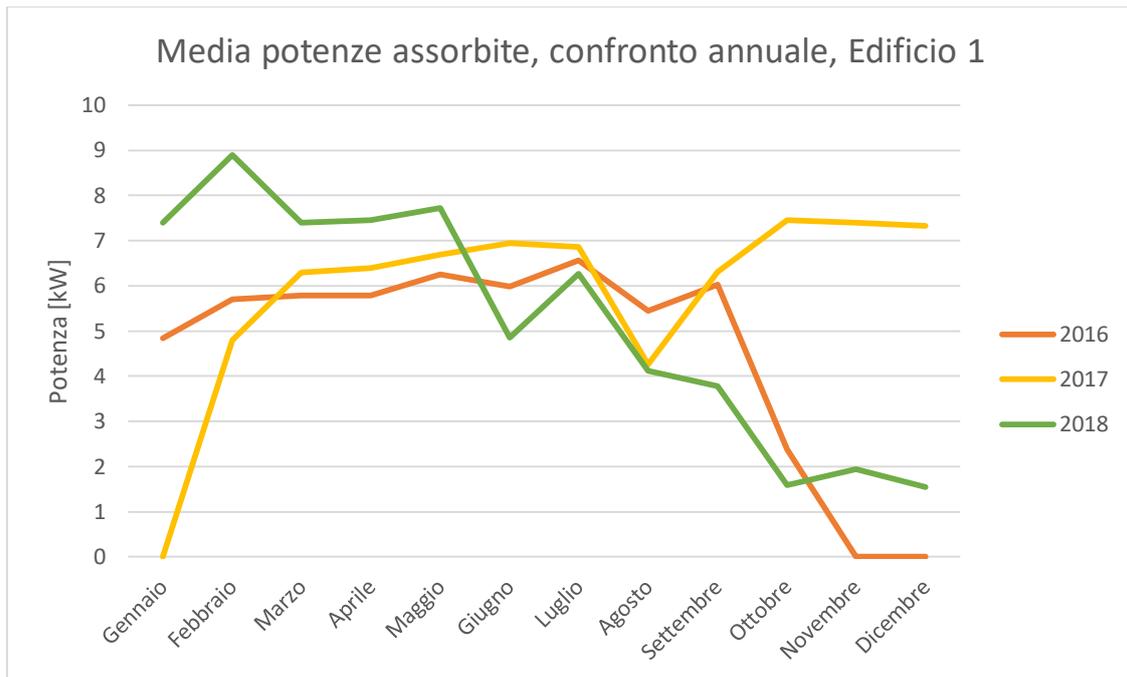


Figura 22. Media potenze assorbite, confronto annuale Edificio 1

Quanto all'Edificio 2, i profili di carico su base annuale sono decisamente più continui, con una evidente eccezione in corrispondenza del mese di agosto. In questo mese infatti, dal momento in cui i locali del Politecnico non sono in uso, la richiesta di energia elettrica si abbassa decisamente pur non annullandosi.

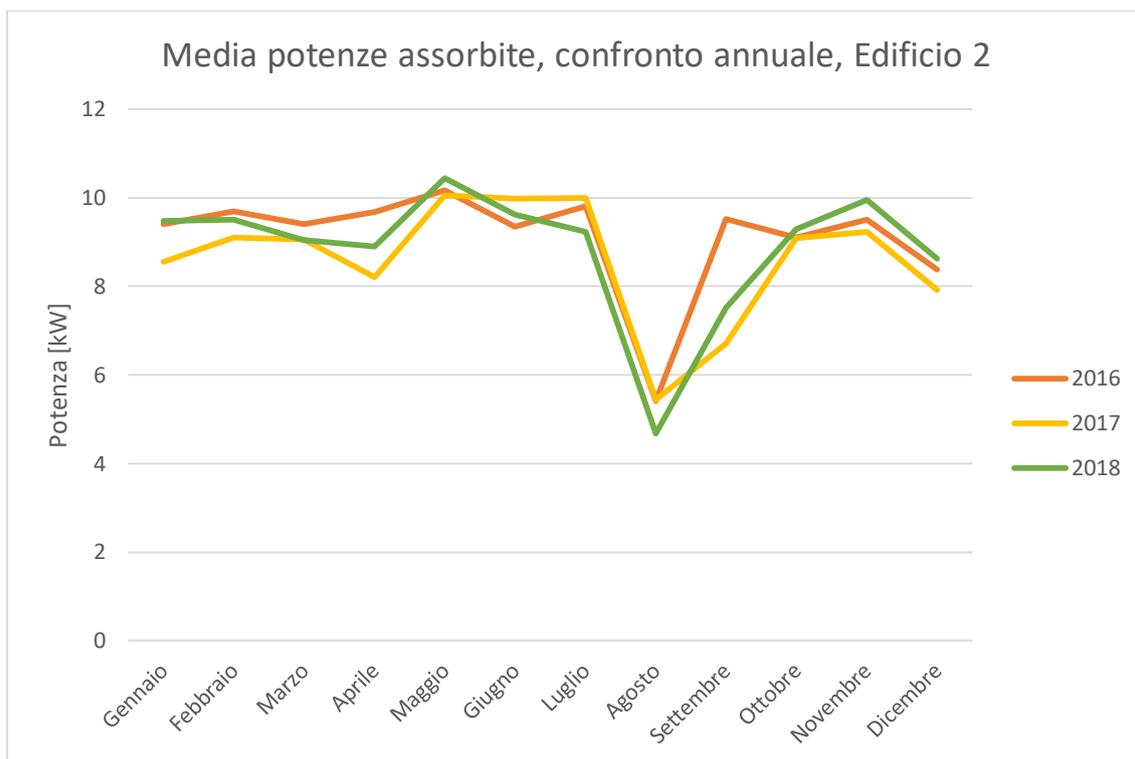


Figura 23. Media potenze assorbite, confronto annuale Edificio 2

È possibile anche osservare come la curva relativa al 2018 si mantenga per diversi mesi, e per entrambi gli edifici, al di sopra dei profili relativi agli anni 2016 e 2017. Più in dettaglio (Figura 24 e Figura 25), esaminando la richiesta media su base settimanale, si osserva come per l'Edificio 1 i consumi relativi al 2018 siano sempre superiori rispetto agli anni precedenti. Per l'Edificio 2 si osserva una tendenza del tutto analoga.

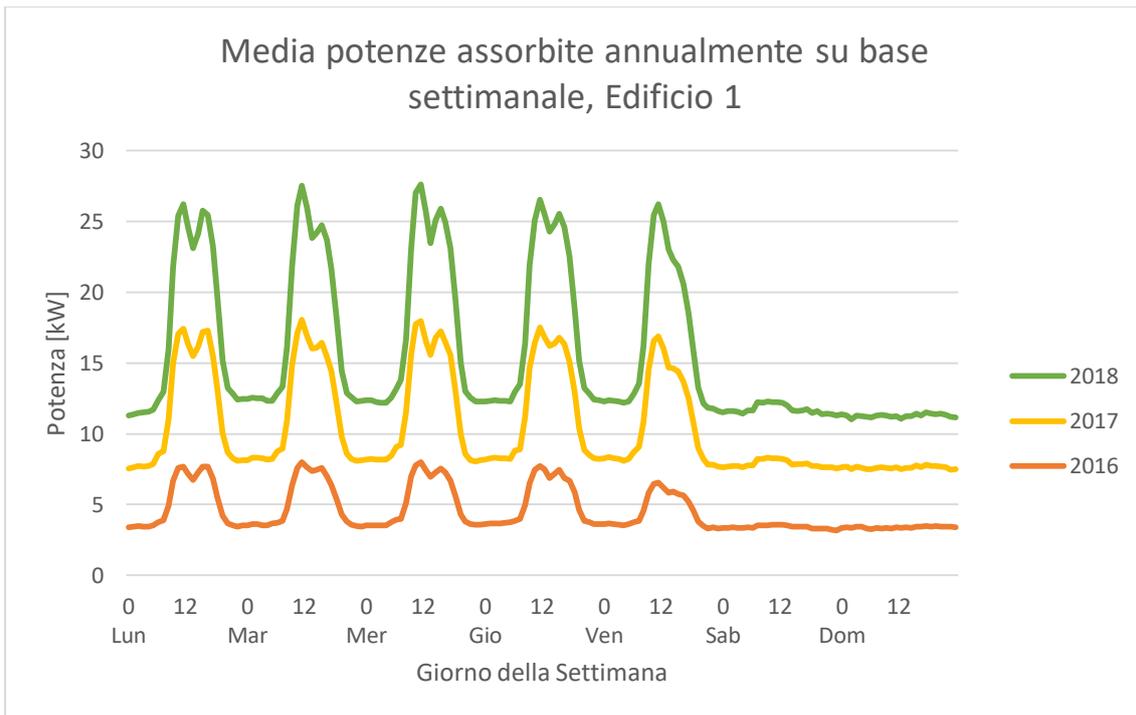


Figura 24. Media potenze assorbite annualmente su base settimanale, Edificio 1

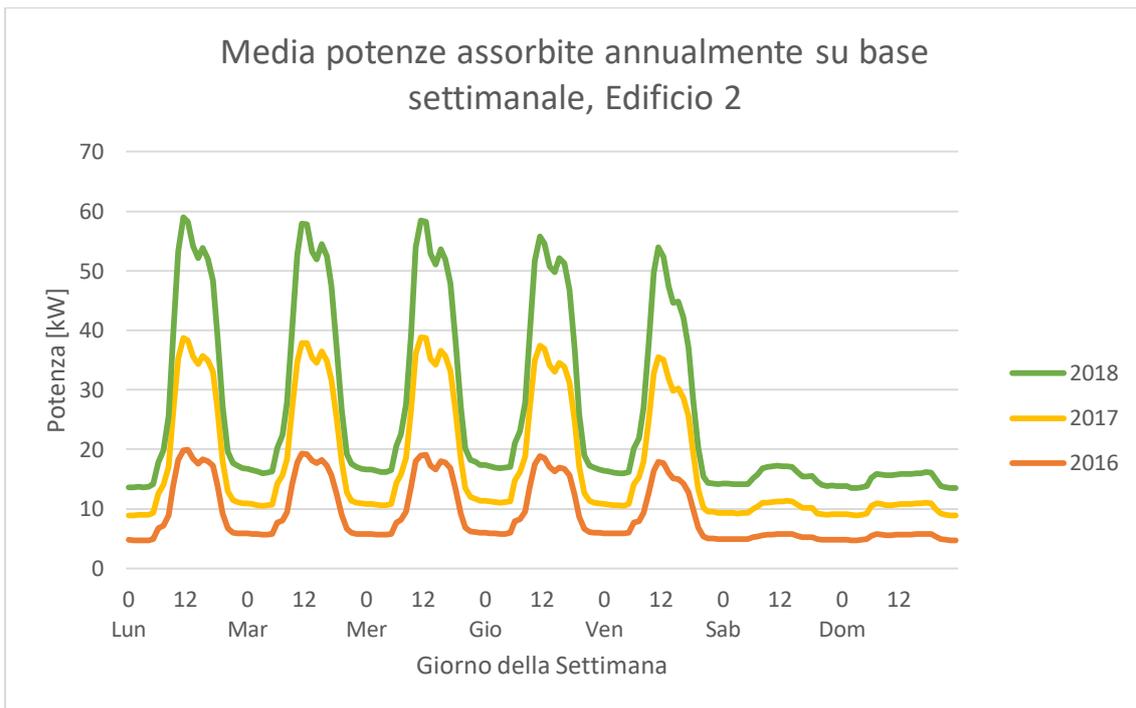


Figura 25. Media potenze assorbite annualmente su base settimanale, Edificio 2

Al fine di esaminare ancora più in dettaglio i profili di carico, si è scelto di confrontare le medie di potenza assorbita su base giornaliera. Come mostrato in Figura 26, per l'Edificio 1 i consumi medi giornalieri relativi all'anno 2018 si attestano al di sotto di quelli del 2017.

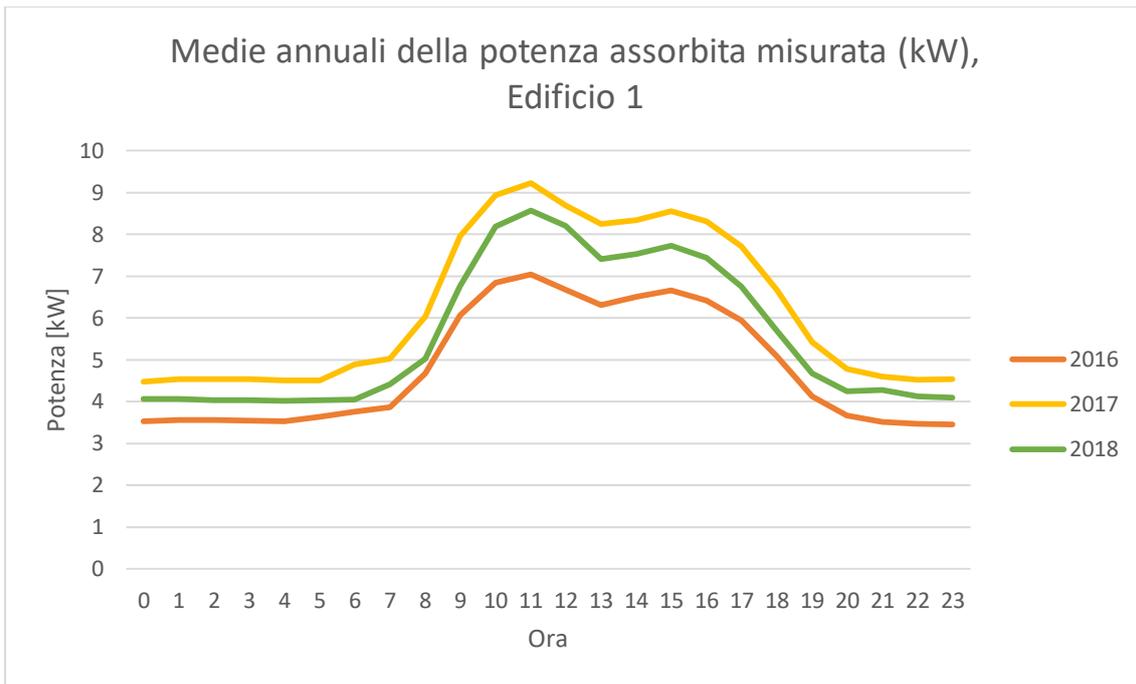


Figura 26. Medie annuali della potenza assorbita misurata (kW), giorni festivi esclusi, Edificio 1

In Figura 27 sono invece state riproposte le stesse curve di carico al netto dei fine settimana (sabato e domenica). Poiché in tali giorni i consumi sono notevolmente più bassi, vista la destinazione d'uso dei locali in esame, la presenza di questi giorni su curve di carico ha l'effetto di spostare verso il basso i carichi medi. Escludendoli, si ottengono dei carichi medi più alti ma al tempo stesso più rappresentativi. Per l'Edificio 1, la differenza tra i picchi di assorbimento per l'anno 2018 con e senza weekend è di circa 1 kW.

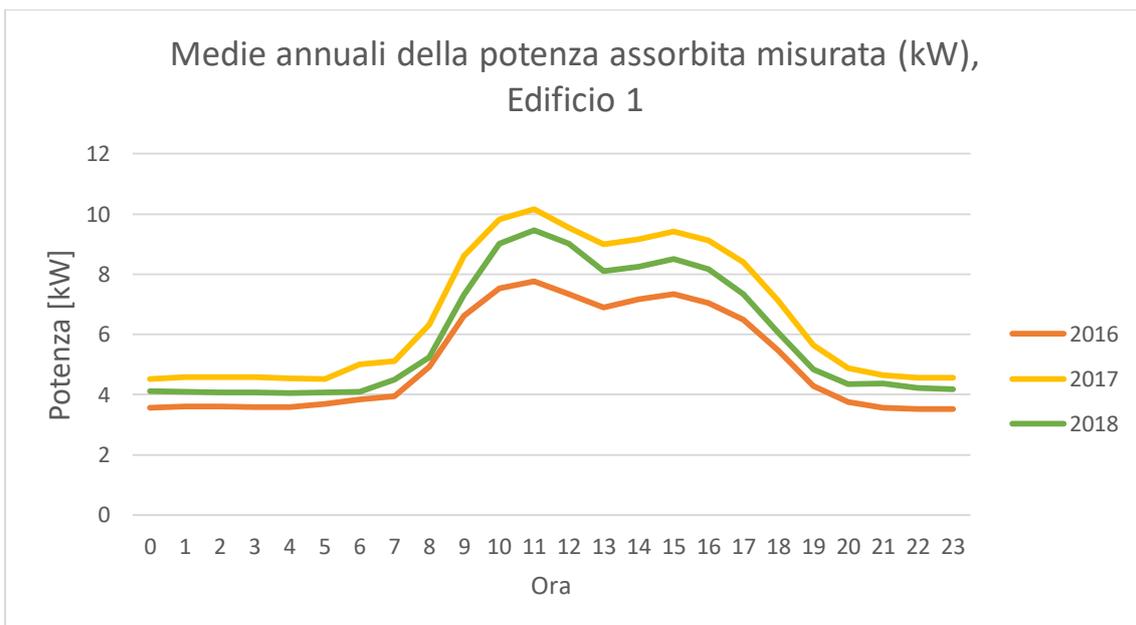


Figura 27. Medie annuali della potenza assorbita misurata (kW), giorni festivi e weekend esclusi, Edificio 1

Per l'Edificio 2 sono stati tracciati gli stessi grafici (Figura 28 e Figura 29), ma non si osserva una differenza apprezzabile con il variare degli anni. Nuovamente, escludendo i weekend dai profili, si ottiene un picco di potenza media più elevato rispetto al caso generale, che si attesta poco al di sotto dei 20 kW.

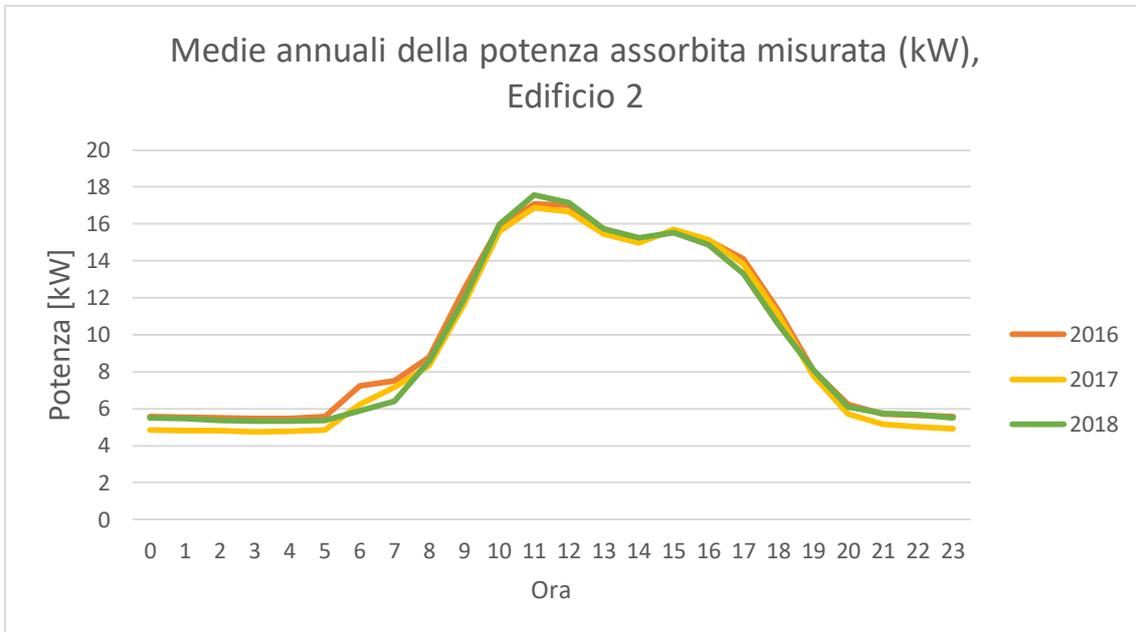


Figura 28. Medie annuali della potenza assorbita misurata (kW), giorni festivi, Edificio 2

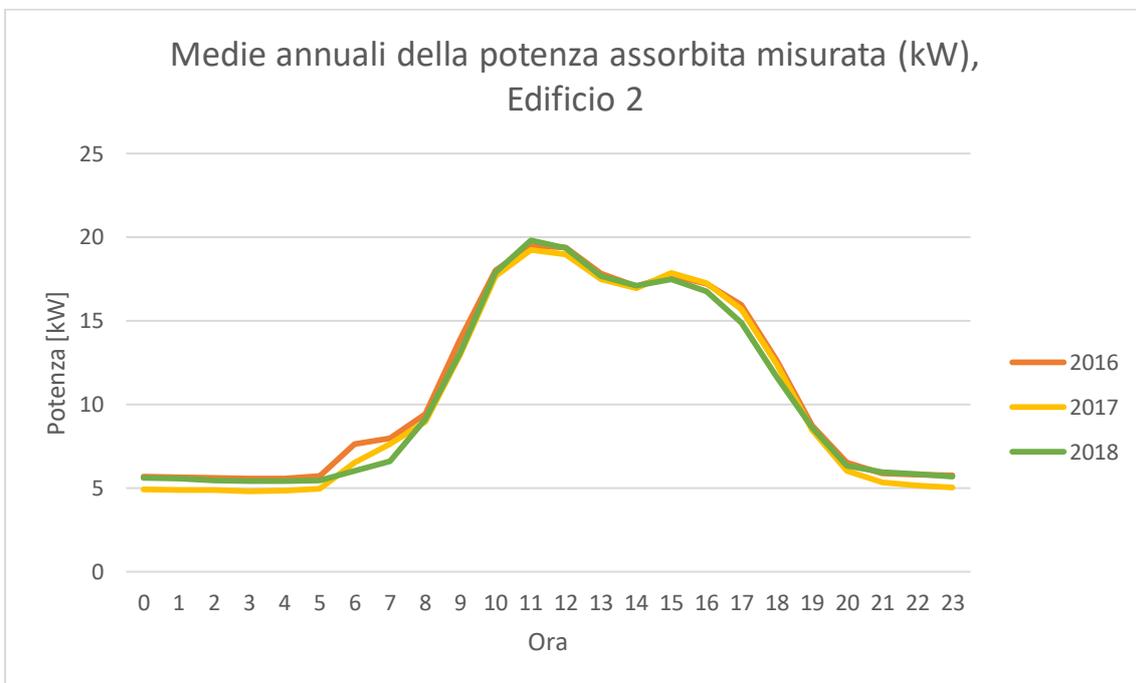


Figura 29. Medie annuali della potenza assorbita misurata (kW), giorni festivi e weekend esclusi, Edificio 2

Ancora per l'Edificio 2, si riporta in Figura 30 il confronto tra la media della potenza assorbita annualmente (2018) suddivisa per piano. Al fine di ottenere dei profili più significativi, sono stati ulteriormente esclusi i dati relativi ai giorni festivi ed i fine settimana (sabato, domenica).

Risulta evidente come i profili siano differenti tra loro a causa della destinazione d'uso dei locali in esame. La curva gialla, ad esempio, fa riferimento ad un piano che ospita laboratori, i quali evidentemente sono utilizzati maggiormente in fascia pomeridiana. Al contrario, i piani dell'Edificio 2 che ospitano aule ed uffici sono caratterizzati sia da richieste più elevate che da andamenti a doppio picco tipici dei profili di carico.

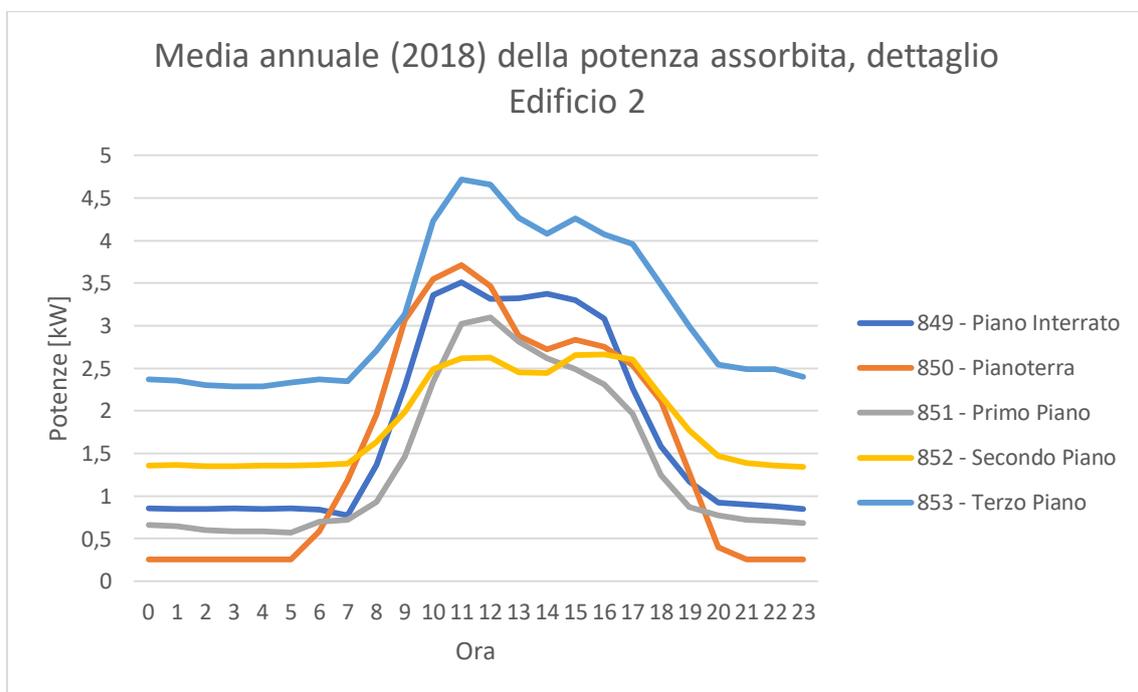


Figura 30. Media annuale (2018) della potenza assorbita, dettaglio Edificio 2

## 4.1. Firma energetica del DIATI

Con riferimento a quanto enunciato nel paragrafo 3.1, si è scelto di realizzare la firma energetica degli edifici in esame. Per fare ciò, oltre ai dati misurati da EDILOG, si è fatto ricorso ai dati meteorologici resi disponibili dall’Agenzia Regionale per la Protezione Ambientale (ARPA Piemonte). La stazione meteorologica scelta è ubicata in Via della Consolata 10, a circa 2 km dal Politecnico di Torino.

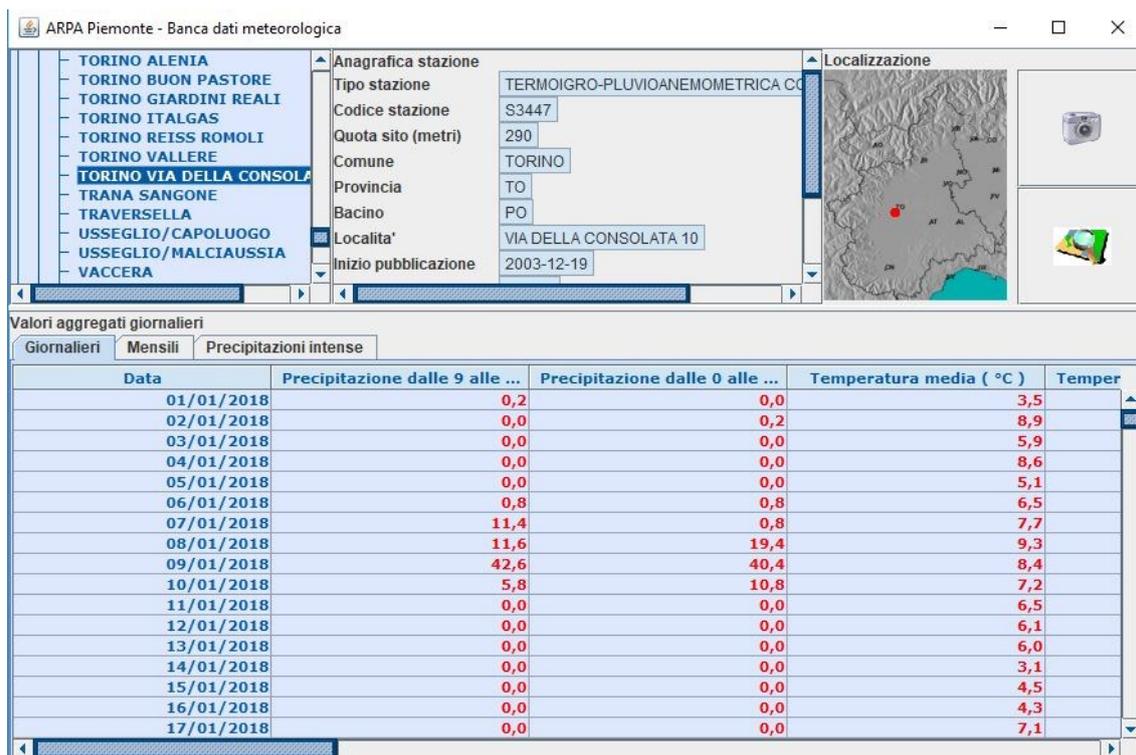


Figura 31. Banca Dati Meteorologica, ARPA Piemonte

A causa degli usi differenti dei locali interessati dallo studio, una prima analisi degli edifici non ha manifestato risultati incoraggianti. In Figura 32 è mostrata l’energia assorbita dall’Edificio 1 in funzione della temperatura esterna media nel periodo compreso tra il 1° Gennaio 2015 ed il 31 Dicembre 2018. Nonostante l’enorme quantità di dati riportati, risultano evidenti delle anomalie dovute a mancati record di temperatura in diversi giorni, presumibilmente dovuti a malfunzionamento della stazione meteorologica. Analogamente, sono presenti mancati record di energia dovuti allo spegnimento dei contatori.

Ad ogni modo, si comincia ad intuire il trend atteso per la realizzazione della firma energetica.

Per l'Edificio 2 la situazione si è presentata in modo del tutto analogo (Figura 33): sono ancora presenti delle anomalie, ma l'andamento previsto non è ancora del tutto evidente.

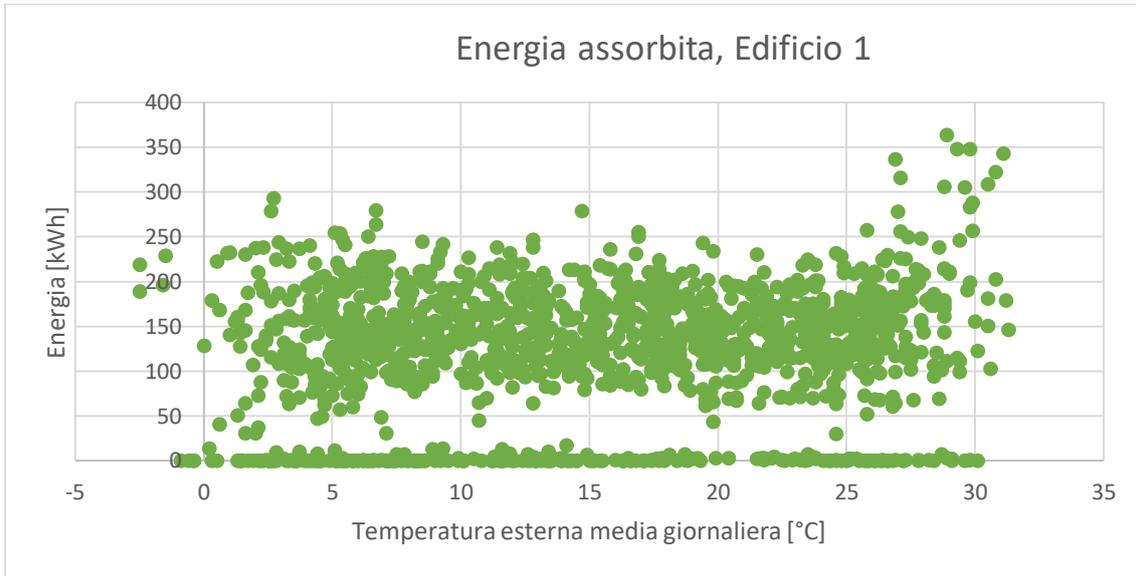


Figura 32. Energia assorbita [kWh] in funzione della temperatura esterna media, Edificio 1

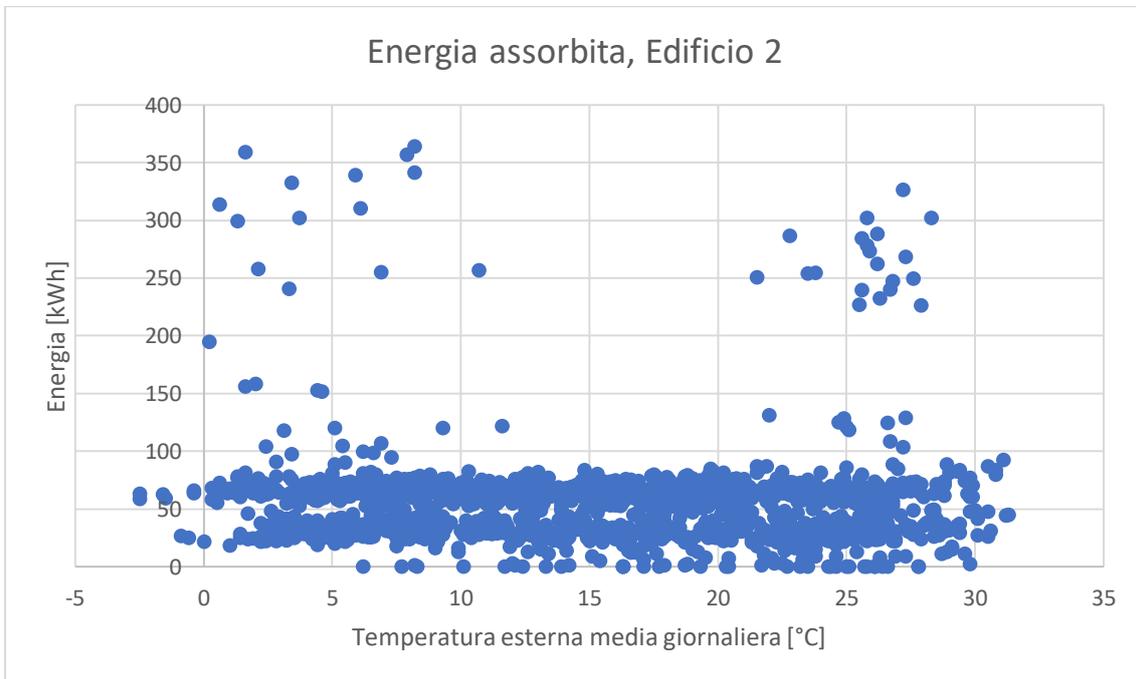


Figura 33. Energia assorbita [kWh] in funzione della temperatura esterna media, Edificio 2

Si è quindi proceduto nel mediare tramite *Excel* le informazioni a disposizione al fine di ottenere dei risultati più chiari e soprattutto più significativi. In tal modo sono stati

ottenuti degli andamenti privi di record nulli (Figura 34) e graficamente più comprensibili. Tuttavia, solo grazie al dettaglio per piano (Figura 35) è stato possibile ricavare le informazioni che si stava cercando.

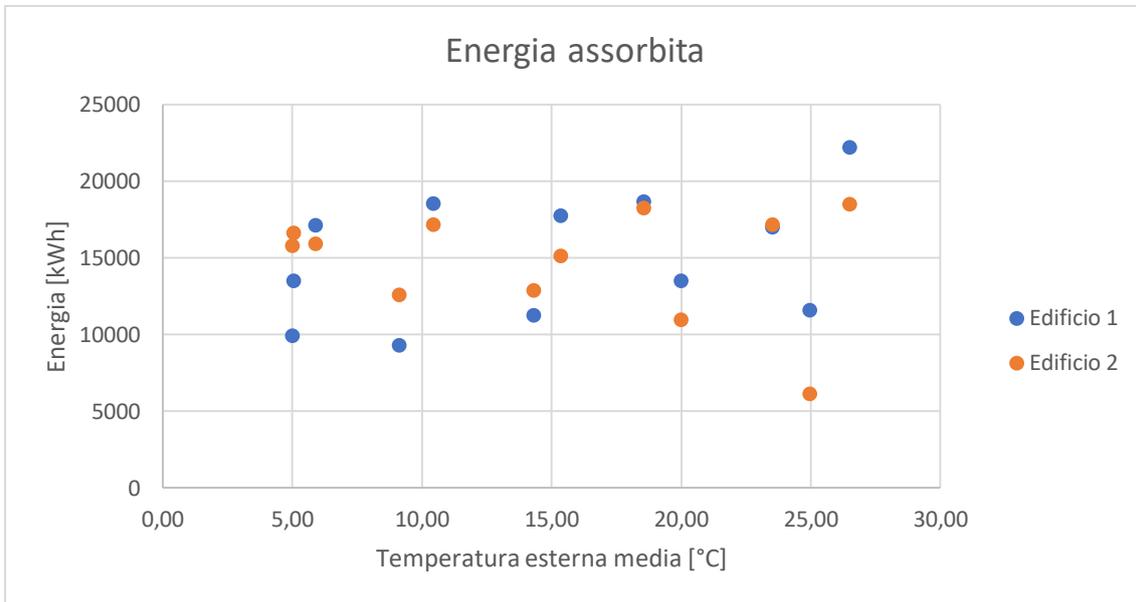


Figura 34. Energia assorbita in funzione della temperatura esterna media, confronto Edificio 1 e Edificio 2

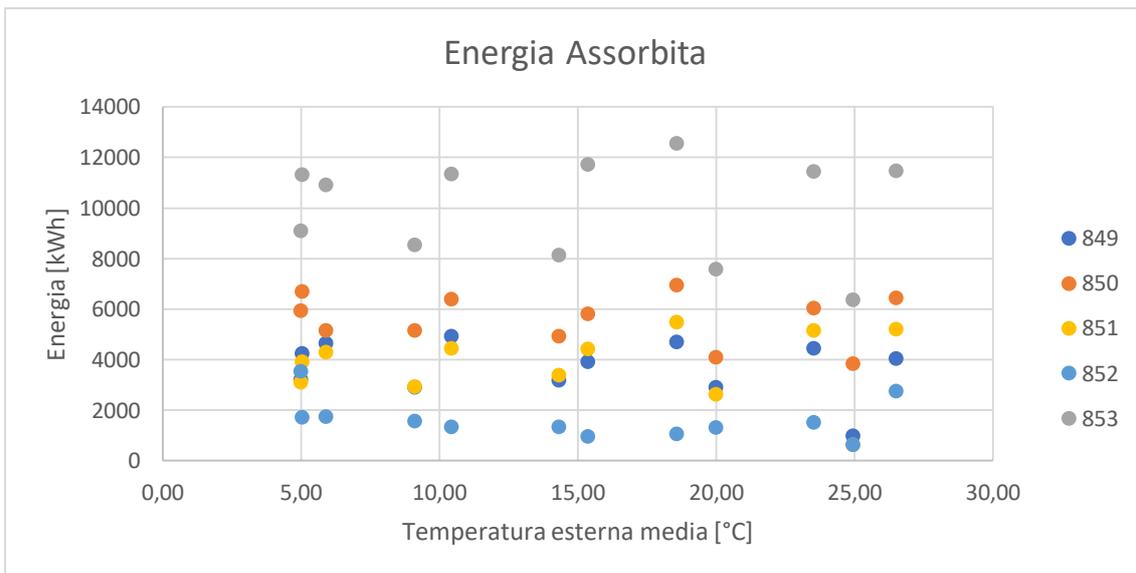


Figura 35. Energia assorbita in funzione della temperatura esterna media, dettaglio per piano Edificio 2

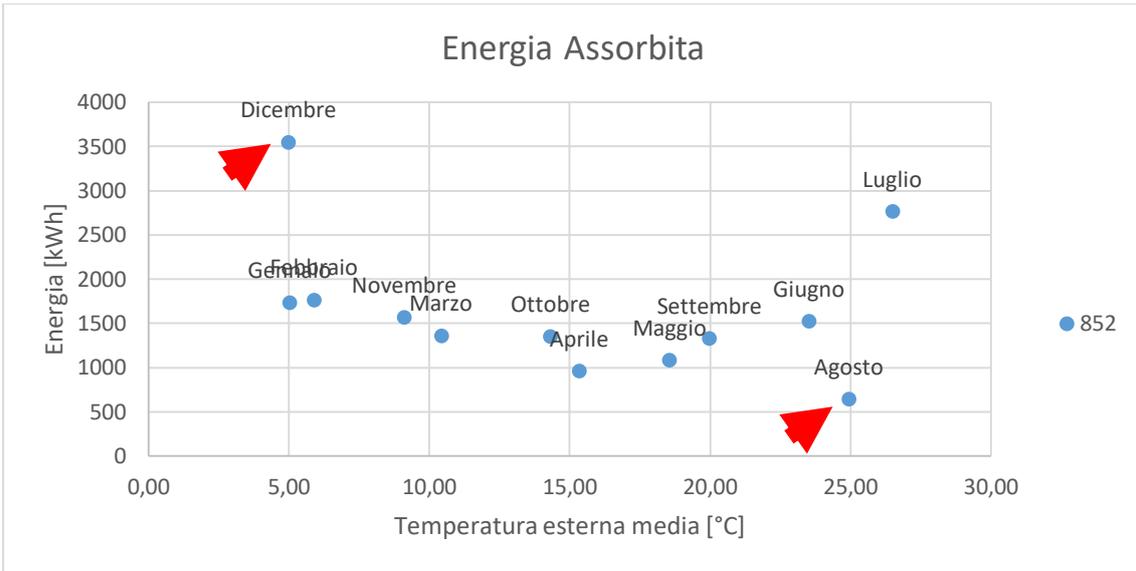


Figura 36. Energia assorbita in funzione della temperatura esterna media, Edificio 2 piano 2

In Figura 36 è mostrata la firma energetica relativa al secondo piano dell'Edificio 2. Pur presentando l'andamento atteso, appaiono due punti isolati: si tratta dei record relativi ai mesi di dicembre e agosto: in tali mesi la richiesta di energia risulta non in linea con i mesi successivi e precedenti. Volendo quindi produrre delle linee di tendenza su *Excel* per evidenziare la firma energetica, tali mesi sono stati esclusi per non influire negativamente sul risultato.

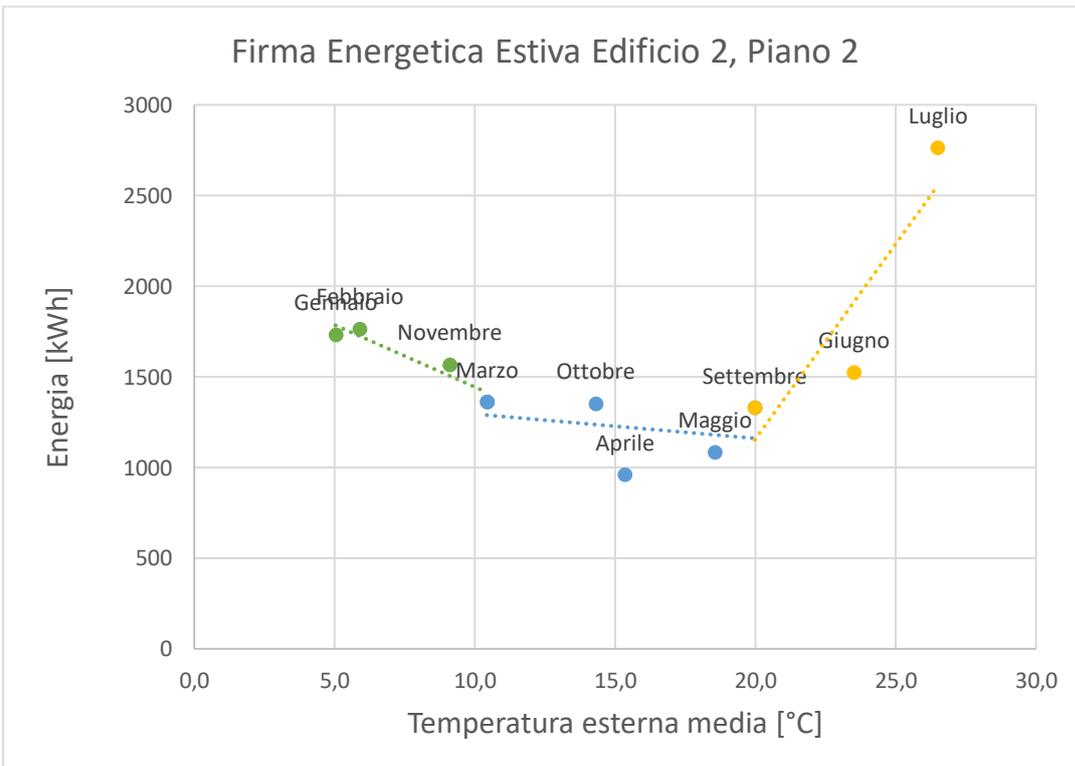


Figura 37. Energia assorbita in funzione della temperatura esterna media, Edificio 2 piano 2

In Figura 37 è mostrata la medesima firma energetica, filtrata dai mesi di dicembre e Agosto, in cui sono evidenziate le tre linee di tendenza relative agli andamenti attesi. La prima mostra infatti un incremento dell'energia assorbita al diminuire della temperatura media esterna, con picchi di richiesta in corrispondenza di Gennaio e Febbraio e temperature nell'ordine dei 5°C. Nel secondo tratto, la richiesta si mantiene pressoché costante tra i 10°C ed i 20°C, mentre nel terzo tratto l'andamento è nuovamente crescente con l'aumentare della temperatura esterna con il culmine di energia assorbita in corrispondenza del mese di Luglio e temperatura media esterna pari a 26°C.

Nel corso del presente studio si è scelto di analizzare i consumi associati all'illuminazione ed al condizionamento estivo, per cui non è stata effettuata una valutazione della firma energetica dei mesi invernali. La firma energetica mostrata in Figura 38, è stata quindi assunta come media di riferimento per gli Edifici presi in esame.

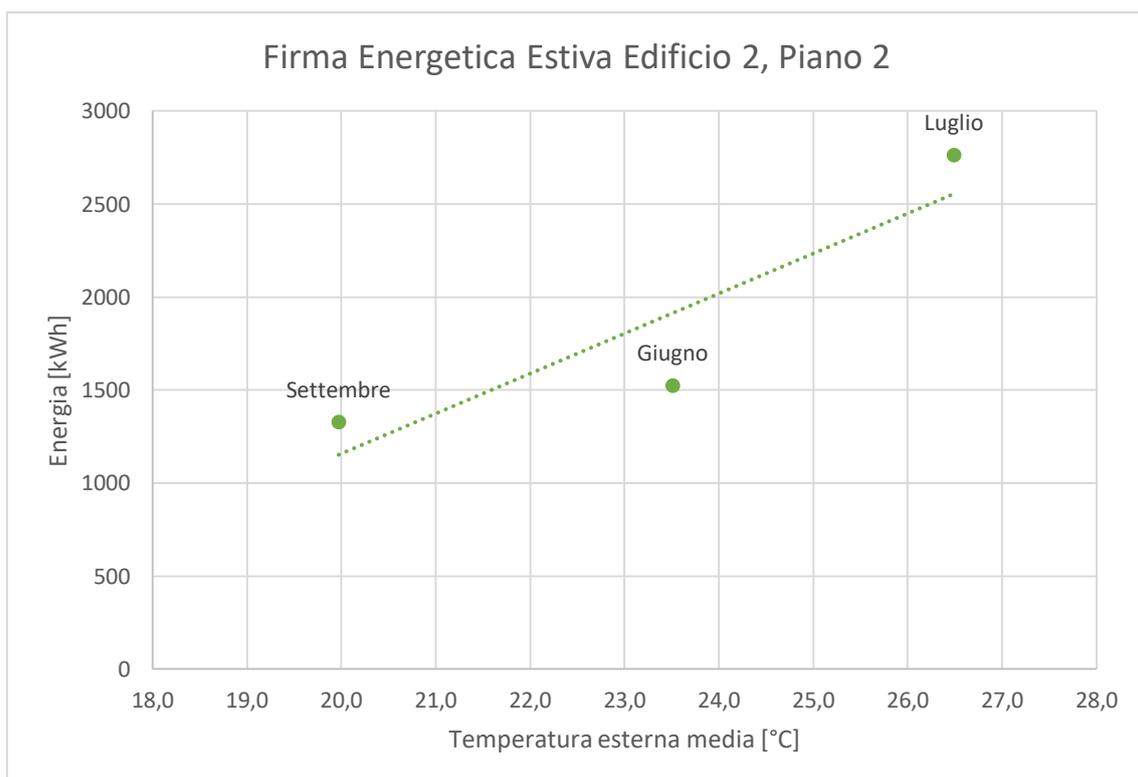


Figura 38. Firma Energetica di riferimento, mesi estivi

# 5. Progettazione elettrica di impianti fotovoltaici connessi alla rete

La linea guida suggerisce dei criteri base che possono essere considerati come riferimento per il corretto svolgimento della progettazione. Dal momento in cui lo scopo finale della progettazione è quello di massimizzare la captazione della radiazione solare dell'impianto, i punti chiave da affrontare sono i seguenti:

- ottimizzazione del posizionamento dei moduli fotovoltaici
- scelta dei componenti da utilizzare
- configurazione dell'impianto
- analisi degli ombreggiamenti
- analisi delle prestazioni

Al termine del lavoro di progettazione, indici di un corretto svolgimento saranno:

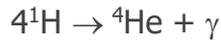
- efficienza operativa media del generatore fotovoltaico superiore al 85%
- efficienza operativa media dell'impianto fotovoltaico superiore al 75%
- decadimento delle prestazioni dei moduli non superiore al 20%, considerando la vita dell'impianto pari a 20 o 25 anni.

Al fine di facilitare lo studio dell'impianto da realizzare si è fatto ausilio di due software: *Google Earth Pro* di Google LLC e *PVSOL premium 2018* di Valentin Software. In particolare, il primo strumento è stato utilizzato per rilevare la posizione e le misure degli edifici in esame mentre il secondo è stato fondamentale in primo luogo per costruire il modello 3D degli edifici e successivamente per modellare e studiare l'impianto fotovoltaico.

Prima di esaminare in dettaglio gli step che sono stati affrontati nel corso di questo studio, si ritiene utile richiamare i concetti alla base del funzionamento della tecnologia fotovoltaica.

## 5.1. Distribuzione spettrale della radiazione solare

Il Sole può essere considerato come un reattore in funzionamento continuo: tra le diverse reazioni che vi hanno luogo, quella considerata la più importante è il processo di trasformazione dell'idrogeno in elio.



dove  $\gamma$  indica 1 fotone di radiazione gamma, gli apici la massa approssimata ed i coefficienti numerici le proporzioni di reazione. La massa dei prodotti (elio) è inferiore rispetto a quella dei reagenti (idrogeno): tale massa non viene perduta durante la reazione, ma si converte in energia.

Questa energia arriva sulla Terra sotto forma di radiazione elettromagnetica che ha una distribuzione spettrale dall'ultravioletto all'infrarosso con lunghezze d'onda  $\lambda$  da 250 a 2500 nm. La potenza per unità di superficie che questa trasporta è chiamata *irradianza*, e misura  $1367 \text{ W/m}^2$  all'esterno dell'atmosfera terrestre (costante solare) mentre al suolo ed in condizioni di cielo sereno vale circa  $1000 \text{ W/m}^2$ .

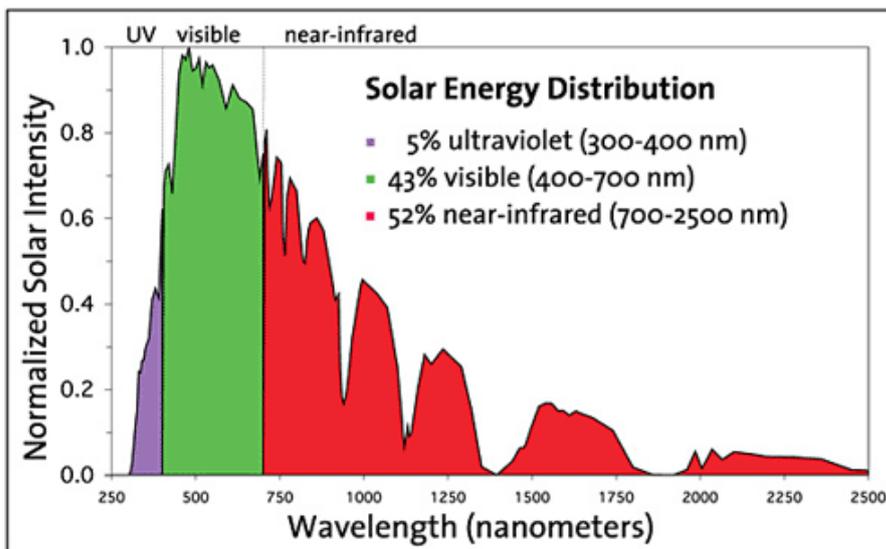


Figura 39. Irradiazione solare normalizzata in funzione della lunghezza d'onda

Nell'attraversare l'atmosfera terrestre, la radiazione solare viene in parte riflessa, in parte assorbita dalle molecole presenti in atmosfera ed in parte diffusa. La parte rimanente, sommata alla quota di energia riflessa dal terreno, rappresenta la radiazione che raggiunge la Terra.

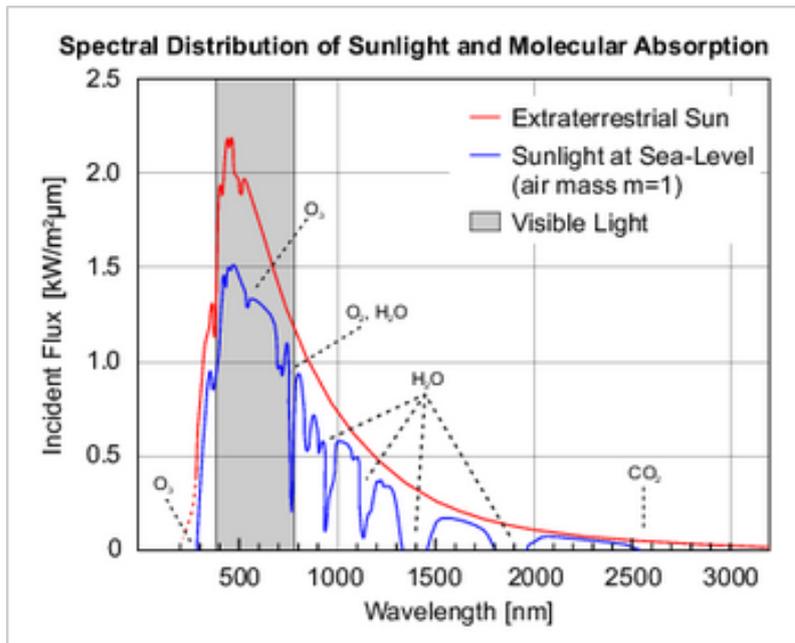


Figura 40. Distribuzione spettrale della luce solare e assorbimento molecolare

Per stimare la radiazione incidente al suolo, ovvero la *radiazione globale*, è necessario considerare alcuni fattori:

- la posizione del Sole nel cielo, variabile in funzione di latitudine e longitudine del punto considerato sulla superficie terrestre (per il Politecnico di Torino  $45^{\circ}03'46.5''\text{N}$   $7^{\circ}39'44.9''\text{E}$ );

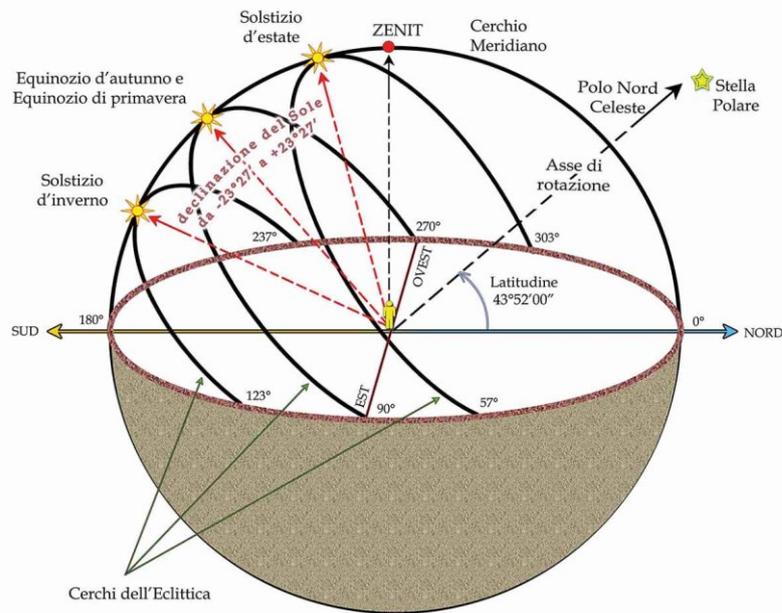


Figura 41. Percorso del Sole nelle diverse stagioni

- la declinazione solare  $\delta$ , ovvero l'angolo che la direzione dei raggi solari forma a mezzogiorno col piano equatoriale, calcolabile per mezzo della formula approssimata di Cooper;

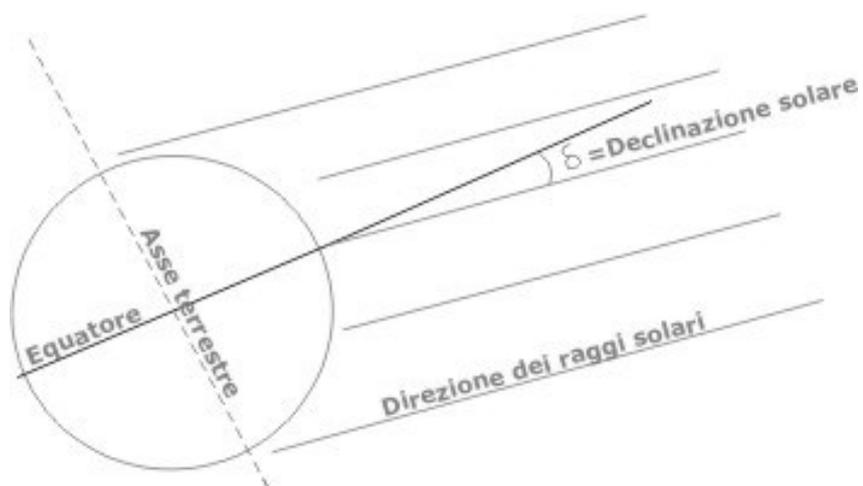


Figura 42. Declinazione solare

- l'orientamento della superficie considerata rispetto alla posizione del Sole;

## SOLAR ANGLES

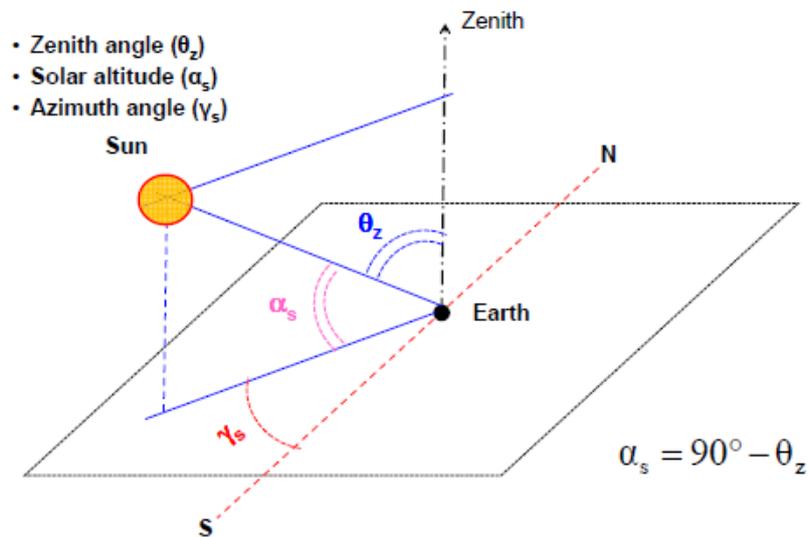


Figura 43. Zenith, Azimuth e Angolo di elevazione solare

- stato degli strati atmosferici, ovvero le condizioni atmosferiche di nuvolosità e torbidità atmosferica locali;

## 5.2. La cella fotovoltaica

La cella fotovoltaica è l'elemento base dei sistemi fotovoltaici, poiché in essa avviene la conversione diretta della radiazione solare in energia elettrica. Per comprendere il processo di conversione, è opportuno richiamare i principi di banda di energia, di valenza, di conduzione e proibita. La prima è definita come l'insieme dei livelli energetici posseduti dagli elettroni e comprende le altre tre. Si chiama banda di valenza l'insieme degli elettroni che hanno un livello energetico basso e sono coinvolti nel legame chimico. Nella banda di conduzione invece si trovano quegli elettroni dotati di un livello energetico abbastanza alto da allontanarsi dall'atomo di appartenenza e circolare nel reticolo cristallino. Tra queste due bande vi può essere una banda proibita, ovvero un insieme di livelli energetici non consentiti: essa rappresenta il salto energetico necessario all'elettrone per passare dalla banda di valenza alla banda di conduzione.

Nei materiali semiconduttori la differenza energetica tra banda di valenza e banda di conduzione è piccola, a differenza dei materiali isolanti, per cui gli elettroni sono in grado di "saltare" nella banda di conduzione quando l'energia ricevuta dall'esterno è sufficiente.

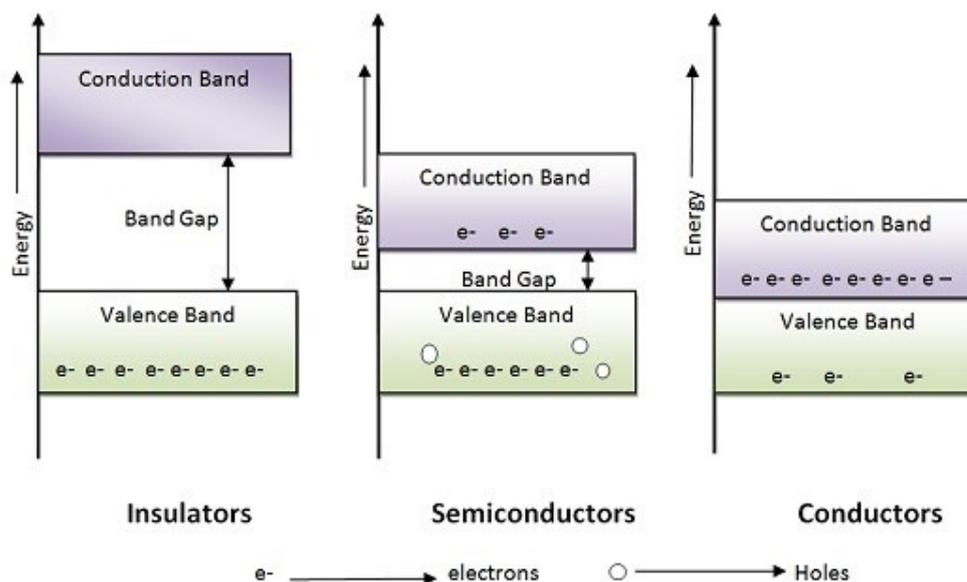


Figura 44. Bande energetiche in isolanti, semiconduttori e conduttori

Quando la cella è esposta alla radiazione solare si manifesta l'effetto fotovoltaico, ovvero a causa dell'assorbimento di un quanto di radiazione elettromagnetica, purché dotato di

energia sufficiente, un elettrone presente nella banda di valenza di un materiale semiconduttore passa dalla banda di valenza alla banda di conduzione. Poiché si forma una lacuna nella banda di valenza, il processo di assorbimento del fotone genera coppie elettrone-lacuna. Ciascun semiconduttore è perciò vincolato a convertire in energia elettrica solo una parte dello spettro solare. La rimanente frazione di energia viene perduta sotto forma di calore e non può essere convertita in potenza utile.

Al fine di generare un campo elettrico è però necessario “drogare” il semiconduttore, comunemente il silicio, dotato di una struttura tetraivalente, mediante l’inserimento di atomi trivalenti (tipo P) e pentavalenti (tipo N) su facce opposte. In tal modo, gli elettroni della regione di tipo N vicino all’interfaccia si diffondono in quella di tipo P, formando uno strato carico positivamente. In modo simile, le lacune dal tipo P si diffondono nella direzione opposta formando uno strato carico negativamente. La regione tipo P ha un eccesso di lacune mentre la regione tipo N ha un eccesso di elettroni: nella zona di contatto, la giunzione P-N, si viene quindi a creare un campo elettrico interno che si oppone all’ulteriore diffusione di cariche elettriche. Una volta oltrepassata la giunzione P-N, gli elettroni non possono dunque tornare indietro, e si è in questo modo ottenuto un flusso ordinato di elettroni, ovvero una corrente elettrica, in una struttura analoga a quella di un diodo a semiconduttore.

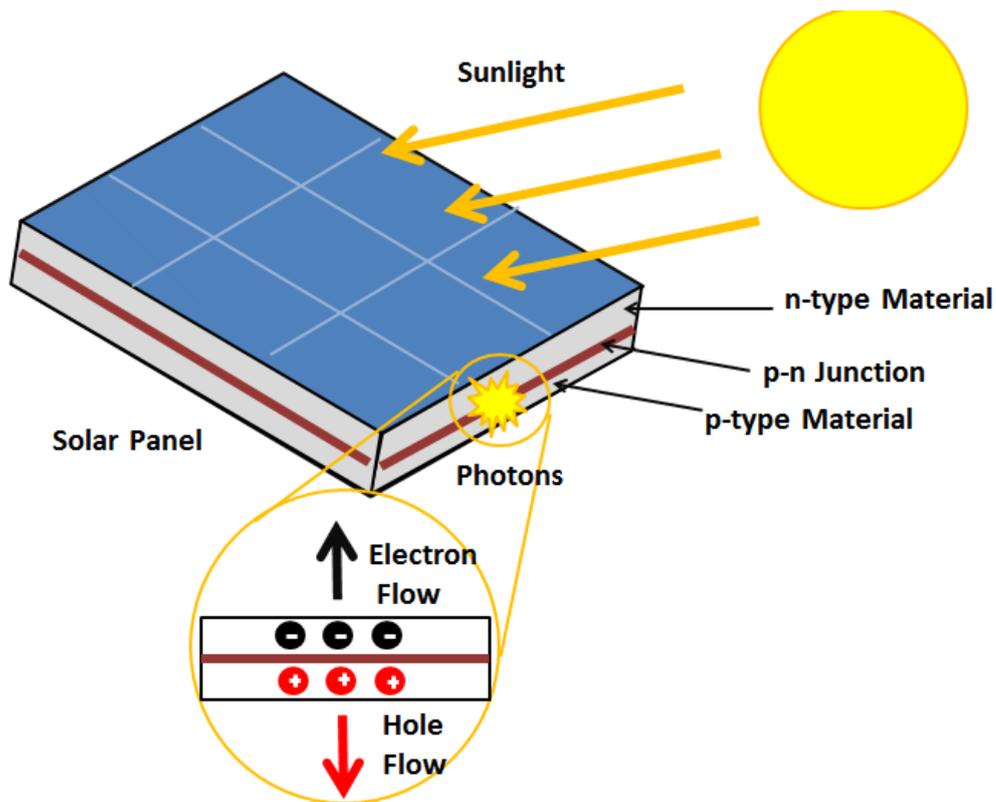


Figura 45. Generazione di un flusso di elettroni in un pannello fotovoltaico

Esistono diversi tipi di celle fotovoltaiche che si distinguono per materiale utilizzato, rendimenti e applicazioni. Le celle sono quindi raggruppate per formare un modulo e più moduli compongono un pannello. Più pannelli possono quindi essere collegati in serie o in parallelo al fine di raggiungere livelli di potenza generata utili per applicazioni pratiche. Il parametro che caratterizza i moduli è la *potenza di picco*  $W_p$ , che è la potenza massima erogata in condizioni di prova normalizzate STC (irradianza pari a  $1000 \text{ W/m}^2$ , massa d'aria 1,5 e temperatura di cella pari a  $25^\circ\text{C}$ ); poiché le STC sono condizioni di collaudo in laboratorio, si fornisce anche la *temperatura normale di funzionamento* NOCT come parametro caratteristico del modulo. Da questa temperatura è possibile, con le dovute assunzioni, ricavare la temperatura di cella  $T_c$  nelle condizioni operative del modulo.

### 5.3. Il problema dell'ombreggiamento

Per un utilizzo ottimale di un impianto fotovoltaico è necessario evitare l'ombreggiamento parziale o totale dei moduli. Un'ombra parziale sul modulo è sufficiente per ridurre notevolmente il suo rendimento e trasformare il modulo stesso in carico passivo. Tale modulo si comporta come un diodo che blocca la corrente prodotta dalle altre celle collegate in serie, con la conseguente compromissione della produzione dell'intero campo; inoltre, il diodo è soggetto alla tensione delle altre celle che può provocare la perforazione della giunzione con surriscaldamento localizzato (hot-spot) e danni al modulo.

Diventa quindi necessario, in fase di progettazione, tenere in considerazione la presenza di altri edifici, alberi, camini ed in generale qualsiasi ostacolo che potrebbe provocare un ombreggiamento anche parziale e di conseguenza una considerevole mancata produzione o una perdita di rendimento.



*Figura 46. Esempio di ombreggiamento sui moduli*

## 5.4. Installazione dei moduli fotovoltaici

Nell'installazione dei moduli su superfici piane o inclinate è bene tenere presente che non è sempre possibile sfruttare l'intera area a disposizione. Ad esempio, nel caso di installazione su tetti si raccomanda una distanza dai margini di 0,5-1 m. Inoltre, non bisogna trascurare un certo intervallo necessario alle strutture di sostegno ed alle guide (Figura 47).

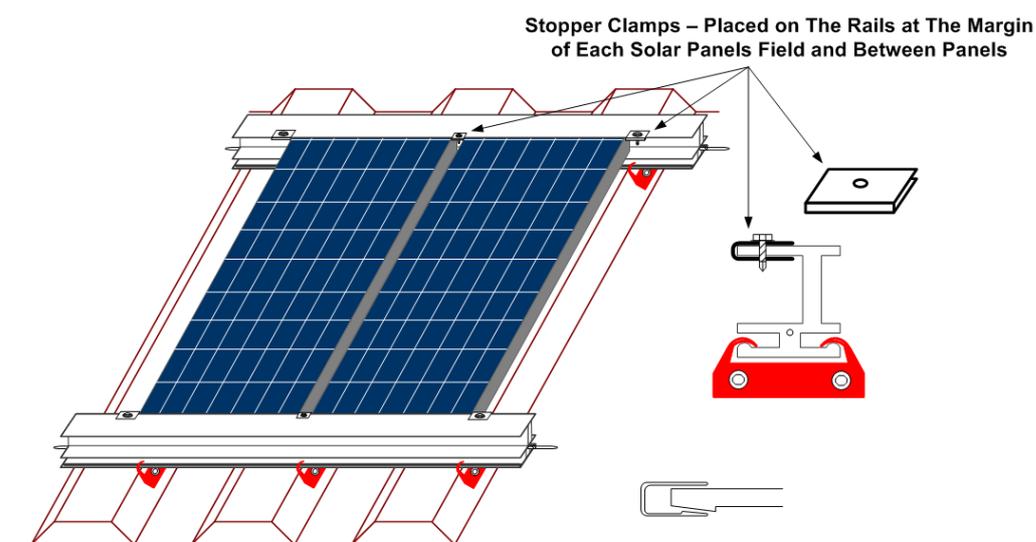


Figura 47. Struttura di sostegno dei pannelli fotovoltaici

Infine, dal momento in cui durante la vita dell'impianto sono necessarie operazioni di manutenzione, occorre raggruppare i moduli in campi distanziati tra loro di almeno 30 cm, in modo da garantire un passaggio sicuro agli operatori (Figura 48).



Figura 48. Esempio di installazione su tetto piano

## 5.5. Tipologie di impianti fotovoltaici

Esistono due tipologie di impianti: quelli isolati e quelli collegati alla rete. Gli impianti appartenenti al primo tipo o *stand-alone* sono impianti non collegati alla rete elettrica e costituiti dai soli moduli e da un sistema di accumulo, il quale garantisce l'erogazione di energia elettrica anche nei momenti di scarsa illuminazione o nelle ore di buio. Tali impianti risultano tecnicamente ed economicamente vantaggiosi qualora la rete elettrica sia assente o difficilmente raggiungibile.

Gli impianti collegati alla rete, o *grid-connected*, assorbono energia da essa nelle ore in cui il generatore fotovoltaico non è in grado di produrre l'energia richiesta dall'utilizzatore ma, quando il sistema produce energia elettrica in eccesso, il surplus viene immesso in rete. Questo tipo di impianto offre l'enorme vantaggio della generazione distribuita e localizzata nei pressi dell'utilizzatore. In conseguenza di ciò, le perdite di trasmissione sono limitate così come gli oneri economici per il trasporto ed il dispacciamento dell'energia elettrica. In più, la produzione di energia nelle ore di sole consente di ridurre la domanda alla rete durante il giorno, proprio quando si verifica la maggiore richiesta.

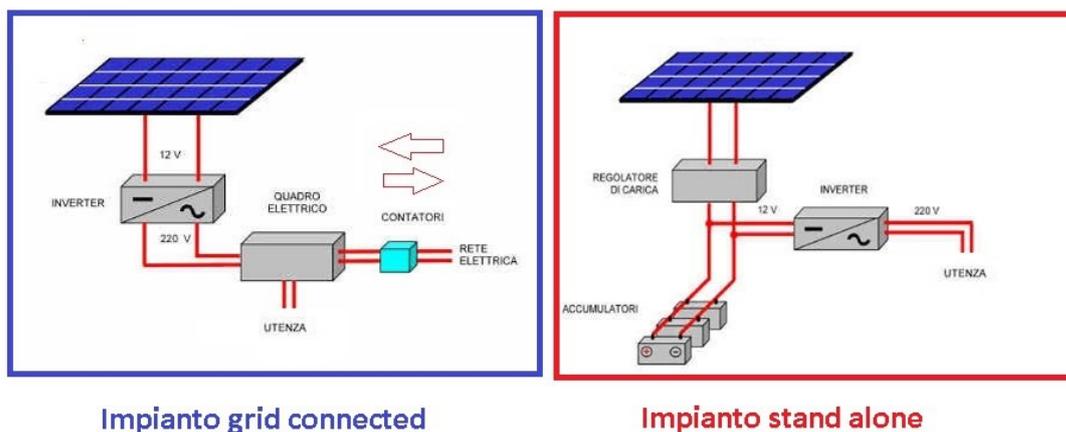


Figura 49. Schemi di impianto grid-connected e stand alone

## 6. Modello fotovoltaico

Gli edifici presi in considerazione per la localizzazione dell'impianto fotovoltaico sono stati definiti nel Capitolo 4 : si tratta di un complesso di strutture situate nella sede centrale dell'ateneo, le cui coperture sono differenti tra loro ed hanno diverse esposizioni. Due edifici del complesso hanno copertura piana, mentre le altre cinque strutture sono dotate di copertura a falda con esposizione a Sud-Ovest e Nord-Est. Ai fini del posizionamento dell'impianto fotovoltaico, solamente le superfici esposte a Sud-Ovest sono state prese in considerazione per quanto riguarda le coperture a falda. Si richiama la pianta del complesso di Figura 19.

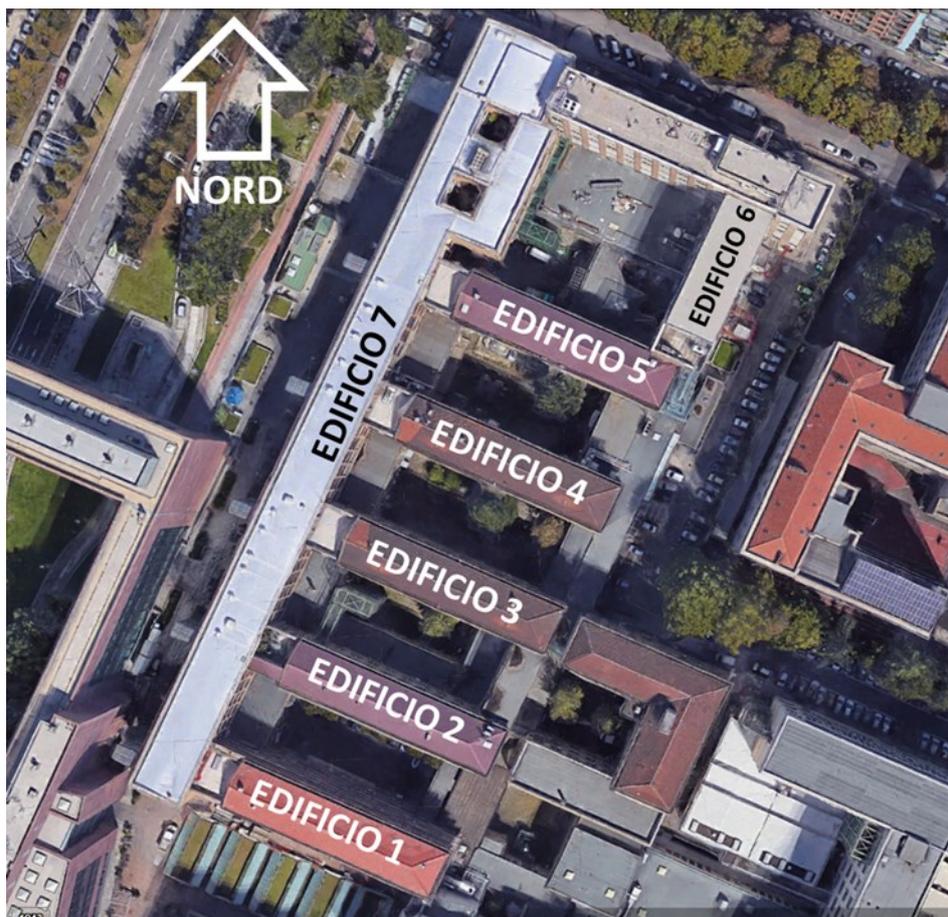


Figura 50. Pianta del complesso TO\_CEN04

Per quanto riguarda le coperture piane, per le quali va prevista una installazione su struttura opportunamente inclinata, solo la superficie dell'Edificio 6 è stata presa in considerazione in fase iniziale. Questo perché essa è l'unica che si presenta sgombra da camini, lucernari, apparecchiature esterne di ventilazione o condizionamento e in generale ostacoli che potrebbero causare ombreggiamento o rendere complicata l'installazione.

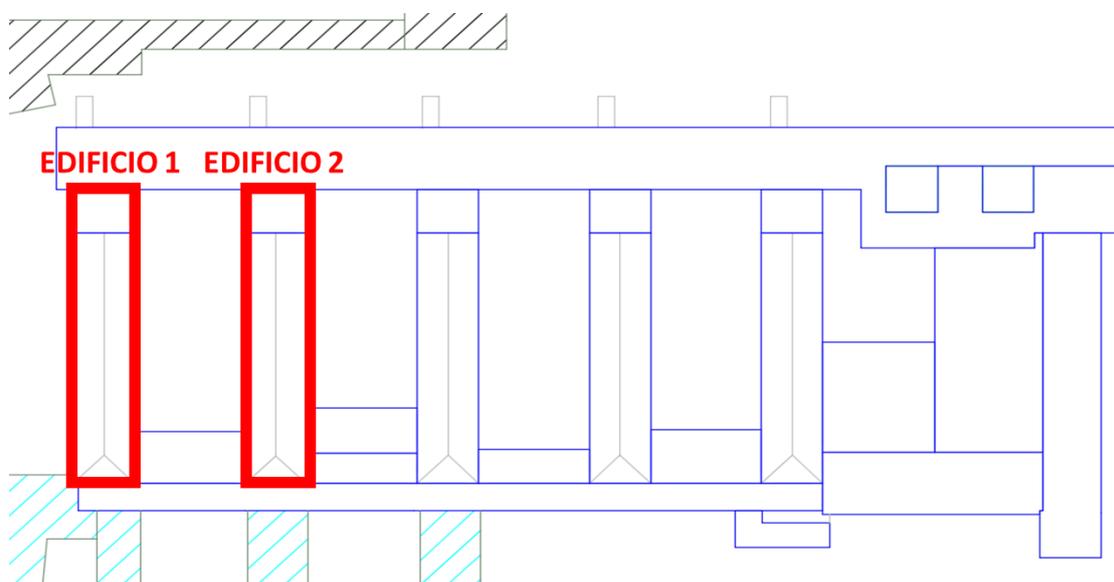


Figura 51. Coperture del complesso, pianta

Una volta individuati gli edifici, è stato utilizzato il software *PVSOL Premium* per creare un modello tridimensionale adatto alla simulazione dell'impianto (Figura 52). Le dimensioni fisiche delle strutture sono state ricavate a partire da *Google Earth Pro* tramite lo strumento *3D Path* e confrontate con le planimetrie del Politecnico disponibili sul software *AutoCAD* di Autodesk.

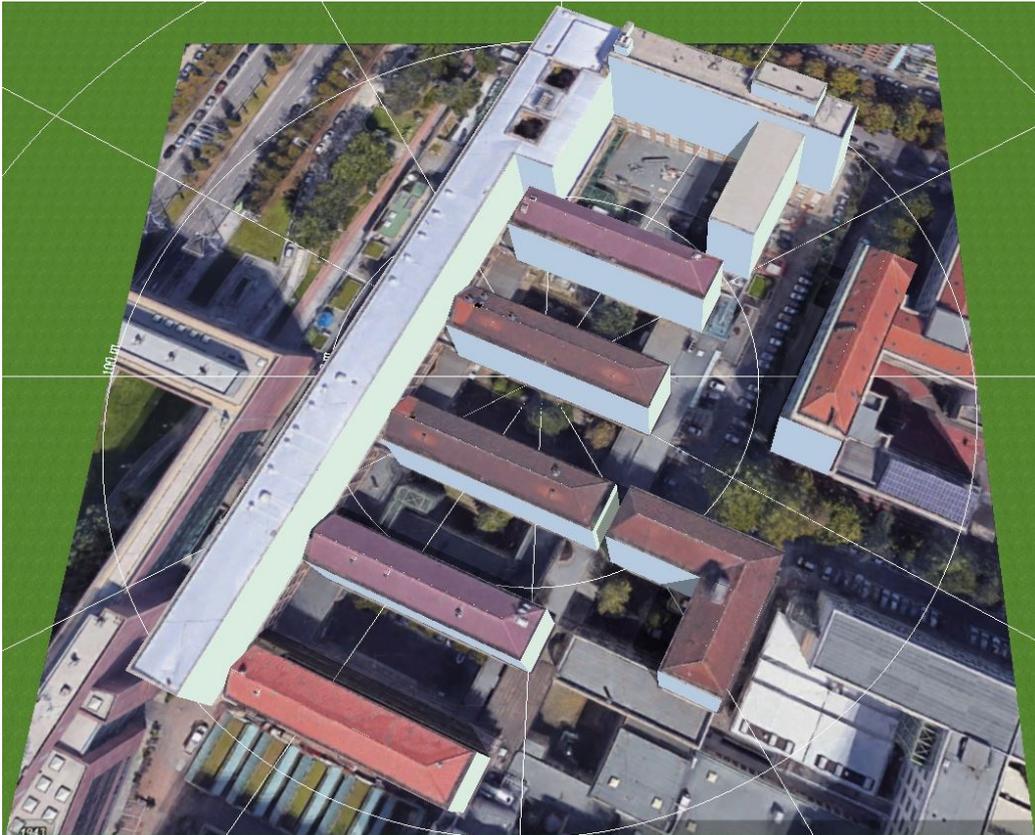


Figura 52. Modello 3D su software PVSOL Premium

#### Tipo di impianto, meteo e rete

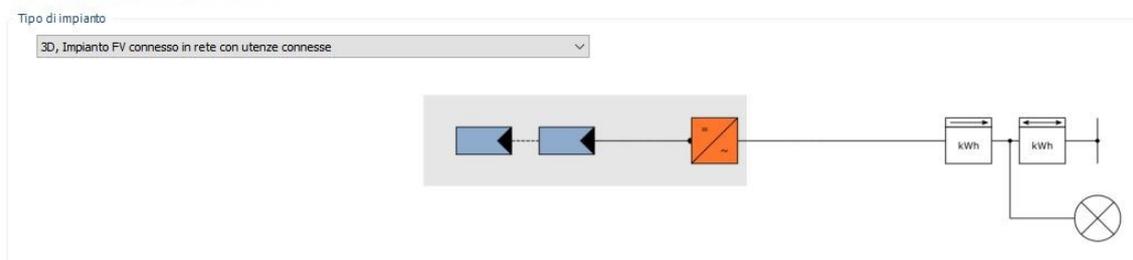


Figura 53. Schema di impianto FV connesso in rete con carico

Seguono i passi fondamentali per l'impostazione del modello, che vengono commentati di seguito:

- Caricamento dei dati meteo;
- Scelta del modulo fotovoltaico;
- Scelta del modello di inverter;
- Disposizione dei pannelli sulle coperture;
- Simulazione dell'ombreggiamento;

I dati meteo relativi alla posizione geografica dell'impianto sono essenziali al fine della previsione della producibilità dell'impianto fotovoltaico stesso. Il software è dotato di un proprio database, per cui è sufficiente selezionare la località di interesse per caricare i dati ad essa relativi ed in particolare la norma UNI 10349 di riferimento (Figura 54).

**Dati meteo**

Paese	Località		
Italia	Torino (UNI 10349)		
Latitudine	45° 6' 58"	Somma annua di radiazione globale	1338 kWh/m <sup>2</sup>
Longitudine	7° 42' 49"	Media annua della temperatura	12.4 °C
Fuso orario	UTC+1		
Periodo	1986 - 2005		
Risoluzione	Orario	<a href="#">Parametri della simulazione</a>	

Figura 54. Dati meteorologici di riferimento

Per quanto riguarda il modulo fotovoltaico, la scelta è ricaduta sul modello *BenQ SunForte PM096B00* in silicio monocristallino da 327 W, del quale viene riportata di seguito una tabella riassuntiva dei dati elettrici e la scheda tecnica completa in appendice. Tale scelta è stata giustificata da due ragioni: l'elevata efficienza del pannello, pari a 20.1%, e la precedente adozione del medesimo modulo in analisi relative ai locali del Politecnico. Per il secondo motivo è quindi possibile effettuare opportuni confronti rispetto a previsioni e studi precedenti, approfondire tali analisi ed eventualmente risolvere criticità.

## Dati elettrici

Potenza nominale $P_N$	320 W	325 W	327 W	330 W	333 W
Efficienza modulo	19.6%	19.9%	20.1%	20.3%	20.4%
Tensione nominale $V_{mp}$ (V)	54.7	54.7	54.7	54.7	54.7
Corrente nominale $I_{mp}$ (A)	5.86	5.94	5.98	6.04	6.09
Tensione a circuito aperto $V_{oc}$ (V)	64.8	64.9	64.9	64.9	64.9
Corrente di corto circuito $I_{sc}$ (A)	6.27	6.39	6.46	6.52	6.58
Tolleranza massima di $P_N$			0 / +3%		

- I dati riportati rappresentano i valori misurati a STC (Standard Test Conditions)
- STC: irradiazione 1000W/m<sup>2</sup>, distribuzione spettro AM 1.5, temperatura 25 ± 2° C, in conformità con EN 60904-3
- I dati elettrici forniti sono valori nominali in base a misurazioni di base e tolleranze di produzione del ±10%, a eccezione della  $P_N$ . Le classificazioni sono eseguite in base alla  $P_N$ .

Figura 55. Caratteristiche elettriche del modulo BenQ SunForte PM096B00

Per quanto riguarda invece il modello di inverter, sono stati selezionati due modelli della casa ABB, dei quali viene riportata la scheda tecnica in appendice:

- PVI-10.0/12.5-TL-OUTD 10 to 12.5 kW, con efficienza del 97,8%
- TRIO-20.0/27.6-TL-OUTD 20 to 27.6 kW, con efficienza del 98,2 %

ABB fornisce inoltre uno strumento gratuito per assistere l'accoppiamento degli inverter con un corretto numero di moduli. Questo strumento permette in modo rapido di individuare il numero di pannelli che è possibile collegare tramite un singolo inverter, una volta selezionati i modelli di modulo fotovoltaico e di inverter stessi. Viene inoltre fatta distinzione tra la configurazione a singolo MPPT e quella a MPPT doppio. Nel caso in esame si è sempre fatto riferimento a quest'ultimo caso, ritenuto più conveniente dal punto di vista dell'ottimizzazione dell'impianto. Come mostrato in Figura 56, *Stringsizer* di ABB permette rapidamente di valutare il numero massimo di moduli in serie ed in parallelo che è possibile collegare all'inverter. In aggiunta, anche *PVSOL Premium* permette di valutare il corretto collegamento dei campi di moduli con gli inverter una volta definiti i parametri del modello tridimensionale.

**5 - RISULTATI - Tutte le configurazioni proposte sono compatibili, selezionare la configurazione desiderata cliccando sulla corrispondente casella** Help ?

Canali parallelati										
Numero di MPPT indipendenti: 1										
MPPT Singolo	Stringhe in parallelo	Pannelli in serie								
		5	6	7	8	9	10	11	12	
		2			4578 (14)	5232 (16)	5886 (18)	6540 (20)	7194 (22)	7848 (24)
		3	4905 (15)	5886 (18)	6867 (21)	7848 (24)	8829 (27)	9810 (30)	10791 (33)	11772 (36)
		4	6540 (20)	7848 (24)	9156 (28)	10464 (32)	11772 (36)			
		5	8175 (25)	9810 (30)	11445 (35)					
6	9810 (30)	11772 (36)								
Note										
Totale pannelli:					Potenza installata DC:					
Rapporto di utilizzo inverter:										

Canali indipendenti										
Numero di MPPT indipendenti: 2										
MPPT1	Stringhe in parallelo	Pannelli in serie								
		5	6	7	8	9	10	11	12	
		1	1635 (5)	1962 (6)	2289 (7)	2616 (8)	2943 (9)	3270 (10)	3597 (11)	3924 (12)
		2	3270 (10)	3924 (12)	4578 (14)	5232 (16)	5886 (18)	6540 (20)	7194 (22)	
		3	4905 (15)	5886 (18)	6867 (21)					
		Note								
MPPT2	Stringhe in parallelo	Pannelli in serie								
		5	6	7	8	9	10	11	12	
		1	1635 (5)	1962 (6)	2289 (7)	2616 (8)	2943 (9)	3270 (10)	3597 (11)	3924 (12)
		2	3270 (10)	3924 (12)	4578 (14)	5232 (16)	5886 (18)	6540 (20)	7194 (22)	
		3	4905 (15)	5886 (18)	6867 (21)					
		Note								

Figura 56. Configurazioni possibili relative ai campi di moduli (Stringsizer)

Superficie moduli

Tetto 1-Superficie tetto sud-ovest 112 x PM096B00 327W = 36,62 kWp

Numero di inverter	Qualità della configurazione	Carico asimmetrico		
Modello di inverter	Configurazione	Numero di moduli	Fattore dimensionamento	
2		0 kVA		
TRIO-20.0-TL-OUTD	<input checked="" type="checkbox"/> MPP 1+2: 4 x 14	56	91,55%	2x
2		0 kVA		
TRIO-20.0-TL-OUTD	<input checked="" type="checkbox"/> MPP 1: 2 x 14 <input checked="" type="checkbox"/> MPP 2: 2 x 14	56	91,55%	2x
3		0 kVA		
PVI-12.5-TL-OUTD	<input checked="" type="checkbox"/> MPP 1: 2 x 10 <input checked="" type="checkbox"/> MPP 2: 2 x 10	40	104,64%	2x
PVI-10.0-TL-OUTD	<input checked="" type="checkbox"/> MPP 1: 2 x 8 <input checked="" type="checkbox"/> MPP 2: 2 x 8	32	104,60%	1x
3		0 kVA		
PVI-12.5-TL-OUTD	<input checked="" type="checkbox"/> MPP 1: 2 x 10 <input checked="" type="checkbox"/> MPP 2: 2 x 10	40	104,64%	2x
PVI-10.0-TL-OUTD	<input checked="" type="checkbox"/> MPP 1+2: 4 x 8	32	104,60%	1x

Figura 57. Configurazioni suggerite da PVSOL Premium per una delle falde

La disposizione dei pannelli sulle coperture è stata in prima analisi effettuata secondo due configurazioni, una verticale (A) ed una orizzontale (B). Con riferimento a lavori precedentemente svolti, la configurazione A (Figura 58) è stata corretta e resa più realistica dal punto di vista tecnico, prevedendo una disposizione dei moduli in gruppi distanziati in modo da garantire la possibilità di eseguire una corretta e agibile installazione e manutenzione. La configurazione B (Figura 60), pur mantenendo le adeguate distanze tra i pannelli, è invece confrontabile con installazioni attualmente in funzione sulle coperture di altri edifici analoghi all'interno del Politecnico stesso.

Inoltre, con l'obiettivo di rendere la simulazione di ombreggiamento più attinente alla realtà, sono stati inseriti nel modello anche alcuni edifici vicini a quelli di interesse, che potrebbero causare ombreggiamento sulle coperture e quindi sui moduli, riducendo il rendimento degli stessi.

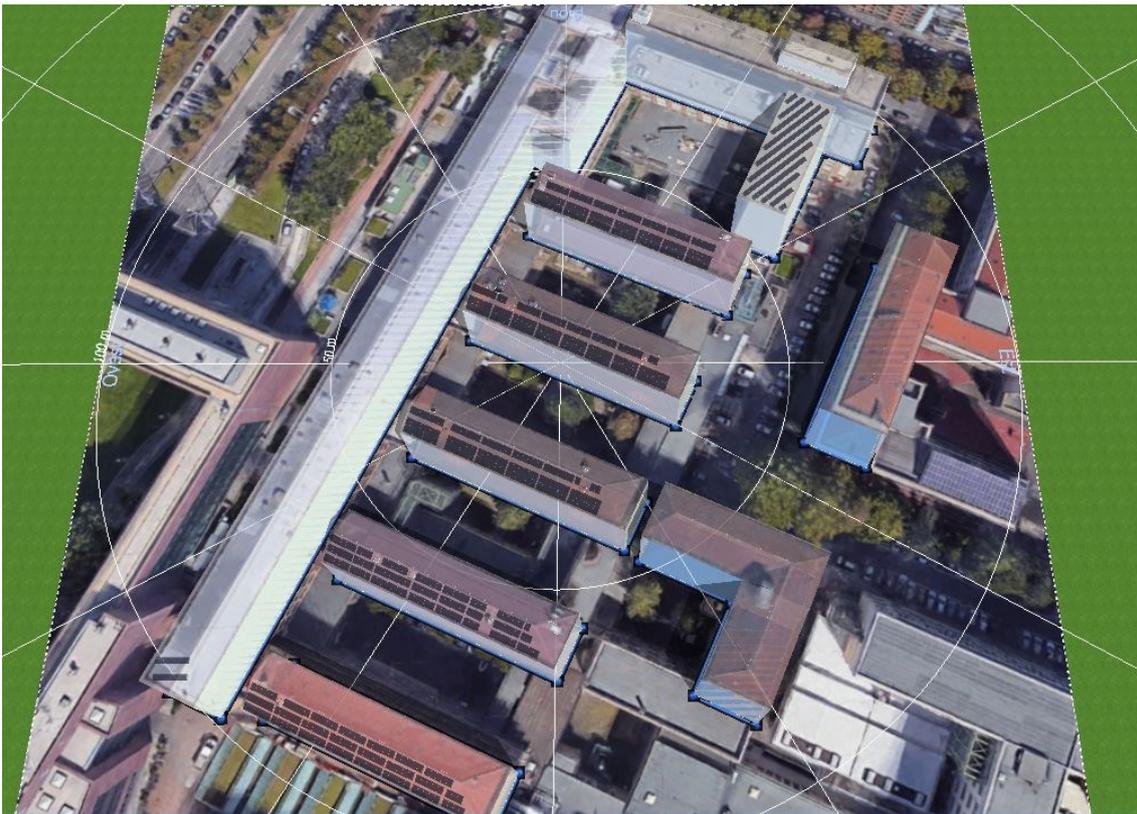


Figura 58. Configurazione A del modello PVSOL

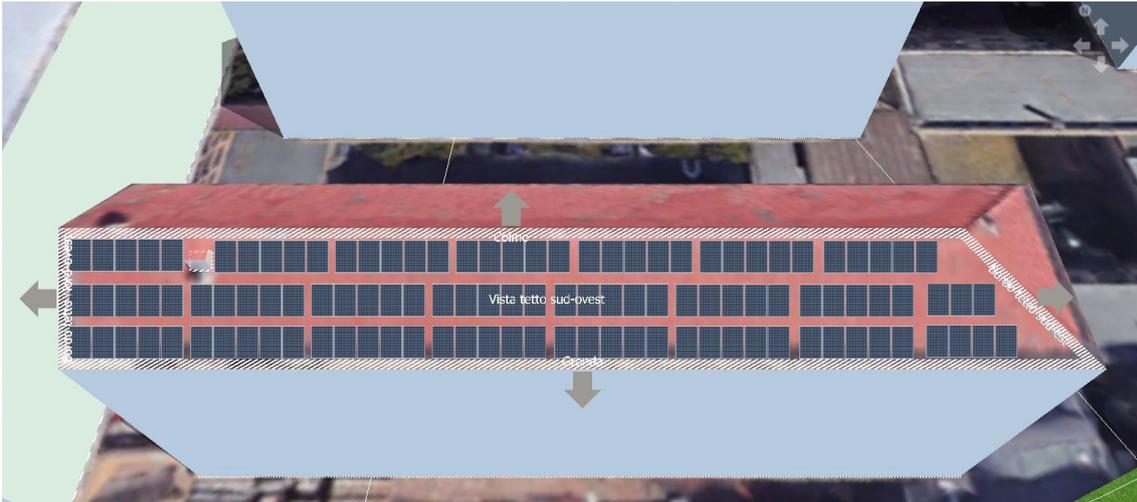


Figura 59. Falda dell'Edificio 1, configurazione A

In ultimo, coerentemente con l'analisi dei consumi precedentemente discussa, si è deciso di focalizzare lo studio su due degli edifici presi in considerazione, ovvero quelli ospitanti il Dipartimento di Ingegneria dell'Ambiente e del Territorio (DIATI). Dal momento in cui le altre strutture sono caratterizzate dalla stessa geometria e dal medesimo utilizzo, i risultati dello studio verranno poi estesi anche ad essi.



Figura 60. Configurazione B del modello PVSOL

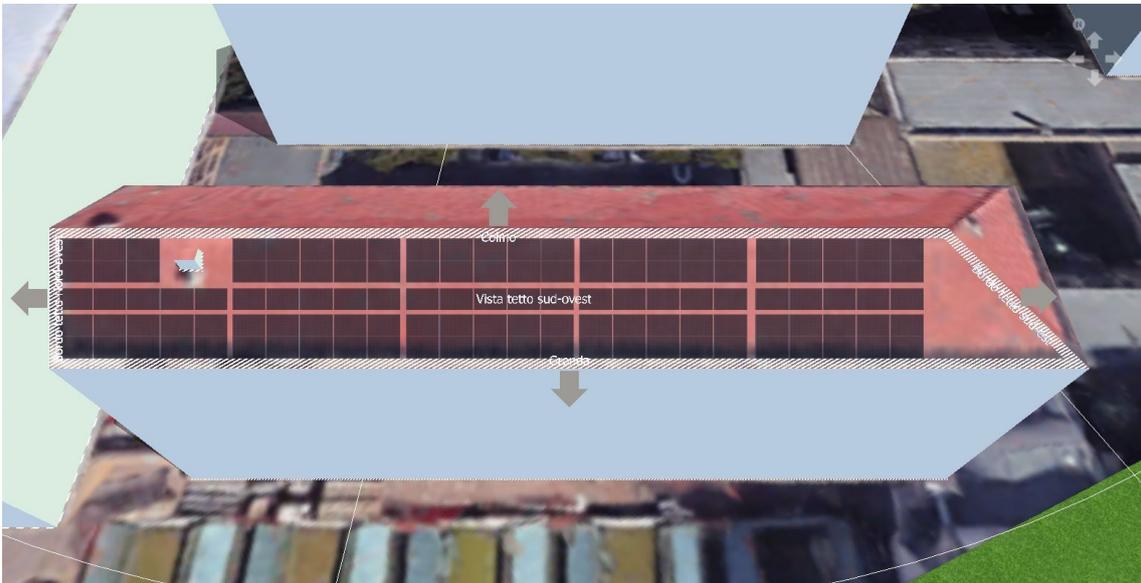


Figura 61. Falda dell'Edificio 1, configurazione B



In Figura 62 viene mostrato come due dei moduli previsti sulla falda dell'Edificio 1 soffrono particolarmente la presenza del camino. Per tali moduli infatti le perdite di ombreggiamento risultano rispettivamente del 5,3% e del 7%. Dal momento in cui tali perdite risulterebbero eccessive occorre quindi rimuovere tali moduli dal modello.

Inoltre, per l'area evidenziata sulla stessa copertura si è fatto riferimento a precedenti studi (Sellitto) secondo cui le perdite per ombreggiamento sarebbero di poco inferiori al 3% a causa della presenza di un edificio vicino che in questo modello non è presente.

La situazione dell'Edificio 2 è invece diversa (Figura 63). Sono presenti 3 camini, con perdite rilevanti per un totale di 8 moduli, riportati in Tabella 4. Per la metà di questi le perdite si attestano attorno al 1% e possono quindi essere considerate accettabili. Per i moduli indicati come 3 e 4 le perdite sono superiori al 2%, mentre per i pannelli 6 e 7 le perdite risultano decisamente superiori al 3%. Occorre sicuramente evitare l'installazione degli ultimi due elementi. Occorre osservare come esista una fila di moduli che risente dell'ombreggiamento dovuto all'Edificio 1, ma le perdite previste risultano trascurabili.

	Modulo 1	Modulo 2	Modulo 3	Modulo 4	Modulo 5	Modulo 6	Modulo 7	Modulo 8
Camino 1	1,6	1,0						
Camino 2			2,6	2,5				
Camino 3					1,0	4,2	6,5	1,5

Tabella 4. Perdite per ombreggiamento per la falda dell'Edificio 2, Configurazione A



Figura 63. Simulazione di ombreggiamento per la falda dell'Edificio 2, Configurazione A

La medesima analisi è stata eseguita per la configurazione B (montaggio orizzontale dei moduli).



Figura 64. Simulazione di ombreggiamento per la falda dell'Edificio 1, Configurazione B

A partire dai risultati ottenuti e commentati nel caso A (configurazione verticale), si è previsto di installare pannelli nell'area circostante il camino. Per lo stesso motivo si è scelto di mantenere libera l'aerea in basso a destra (Figura 64). Così facendo, la *Distribuzione della frequenza di ombre* non ha messo in evidenza moduli critici dal punto di vista dell'ombreggiamento.

Per quanto riguarda invece l'Edificio 2 (Figura 65), la simulazione mostra come un solo modulo abbia perdite per ombreggiamento del 2,9%, valore appena sotto la soglia imposta. Ancora una volta è presente una fila di moduli che risente dell'ombreggiamento dell'Edificio 1, ma le perdite previste sono da considerare trascurabili.



Figura 65. Simulazione di ombreggiamento per la falda dell'Edificio 2, Configurazione B

## 6.2. Carico dovuto all'illuminazione

Se da una parte lo scopo dell'installazione di un nuovo impianto fotovoltaico è quello di ridurre i picchi di assorbimento di energia, dall'altra è possibile intervenire sul carico base che, come precedentemente constatato, si concretizza in valori notevoli.

Una frazione dei consumi è attribuibile all'impianto di illuminazione, del quale fanno parte anche le lampade perimetrali adibite all'illuminazione esterna. Queste ultime in particolare, assieme a tutte le apparecchiature che rimangono in funzione anche durante il ciclo notturno, danno origine ad un carico di base facilmente individuabile nei grafici giornalieri di consumo.

Una delle strategie più immediate per ridurre la richiesta di energia elettrica da parte dell'impianto di illuminazione è il *retrofit* delle comuni lampade al neon con le più moderne a LED. Queste infatti presentano numerosi vantaggi, tra cui:

- Consumo di energia ridotto;
- Vita media di 50000 ore contro le 6000 di una lampada fluorescente;
- Alta efficienza luminosa;
- Le lampade a LED non contengono gas nocivi alla salute o sostanze tossiche;
- I LED generano calore, ma lo trattengono al loro interno;
- Costi di manutenzione ridotti, nell'ordine di un centesimo rispetto agli impianti al sodio comunemente in uso;
- Compatibilità con le plafoniere comunemente installate;

In particolare, si stima che sostituendo una comune lampada al neon da 40 W di tipo T8 con un tubo a LED, il consumo non andrebbe a superare i 17 W. Naturalmente il mancato consumo si traduce in un risparmio economico in bolletta. Nel caso sopracitato, ipotizzando un costo dell'energia elettrica di 0,17 €/kWh (valore valido per il Politecnico di Torino) ed un uso medio di 6 ore al giorno per 365 giorni, il consumo annuo con le due lampade sarebbe rispettivamente di 87,6 kWh e 37,2 kWh. Il risparmio conseguente alla sostituzione di una sola lampada sarebbe quindi di 50,4 kWh e di 8,5€ in termini economici.

Avendo a disposizione i dati relativi ai consumi generali, si è deciso di valutare il contributo dell'illuminazione sulle curve di carico e come la riduzione di tale contributo, in seguito all'adozione di lampade a LED, si possa riflettere sui consumi futuri.

Per fare ciò si è ipotizzato che il consumo elettrico relativo agli Edifici 1 e 2 fosse dovuto per un terzo all'utilizzo di PC ed altri apparecchi da ufficio e per i restanti due terzi all'illuminazione. Questa ipotesi è stata ritenuta valida solo nella fascia oraria compresa tra le 8 e le 20, poiché nelle restanti ore si è supposto che non vi fosse personale al lavoro e di conseguenza nessun PC in funzione.

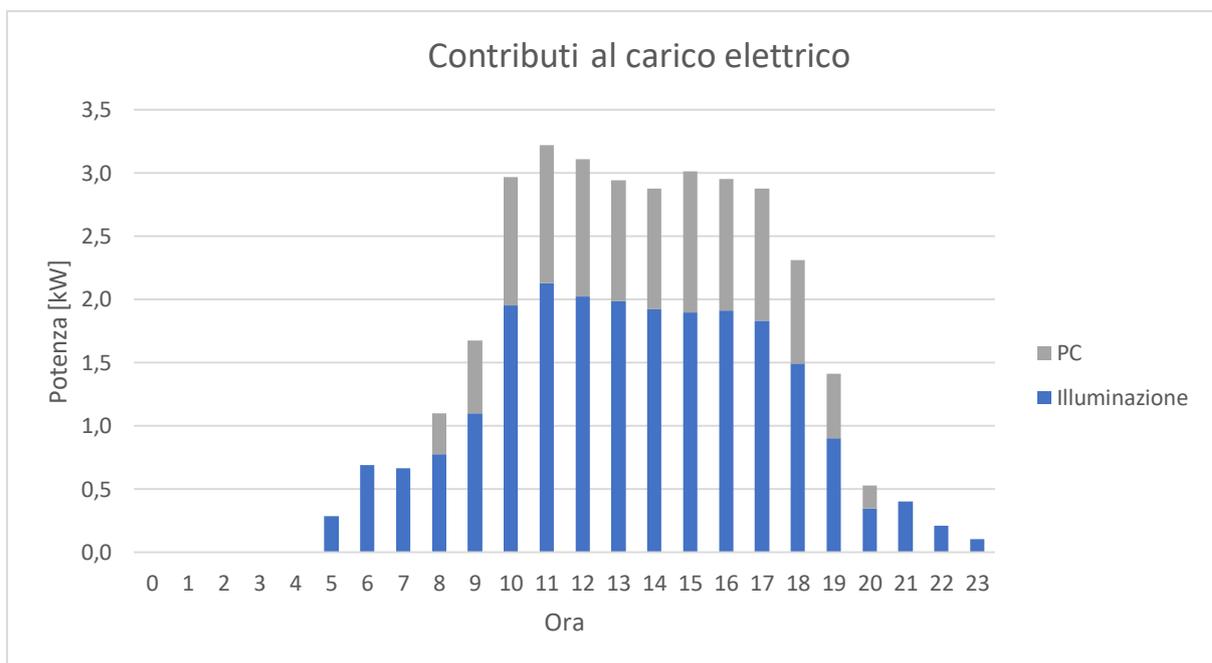


Figura 66. Contributi al carico elettrico, Edificio 2, Piano 3, Gennaio 2018

Definite le ipotesi, al fine di ricavare la quota di illuminazione a partire dal carico elettrico sono stati seguiti differenti passi:

- Individuazione delle misure maggiormente rilevanti;
- Valutazione del periodo temporale utile;
- Distinzione della quota illuminazione da quella dovuta a PC e apparecchiature;
- Definizione della potenza elettrica assorbita per illuminazione nello scenario 100% LED;
- Determinazione del nuovo carico elettrico complessivo;

Come precedentemente enunciato, i consumi elettrici relativi agli Edifici 1 e 2 sono misurati ogni quarto d'ora da una rete di contatori. In particolare, al primo dei due Edifici è associato un contatore, mentre al secondo ne sono associati cinque, uno per piano. Il livello di dettaglio disponibile per i consumi dell'Edificio 2 ha permesso di effettuare valutazioni più coerenti con la destinazione d'uso dei singoli piani. Ad esempio, ci si aspettava che i consumi associati al piano interrato ed all'ultimo piano fossero maggiori, dal momento in cui per questi piani l'illuminazione naturale è scarsa o assente.

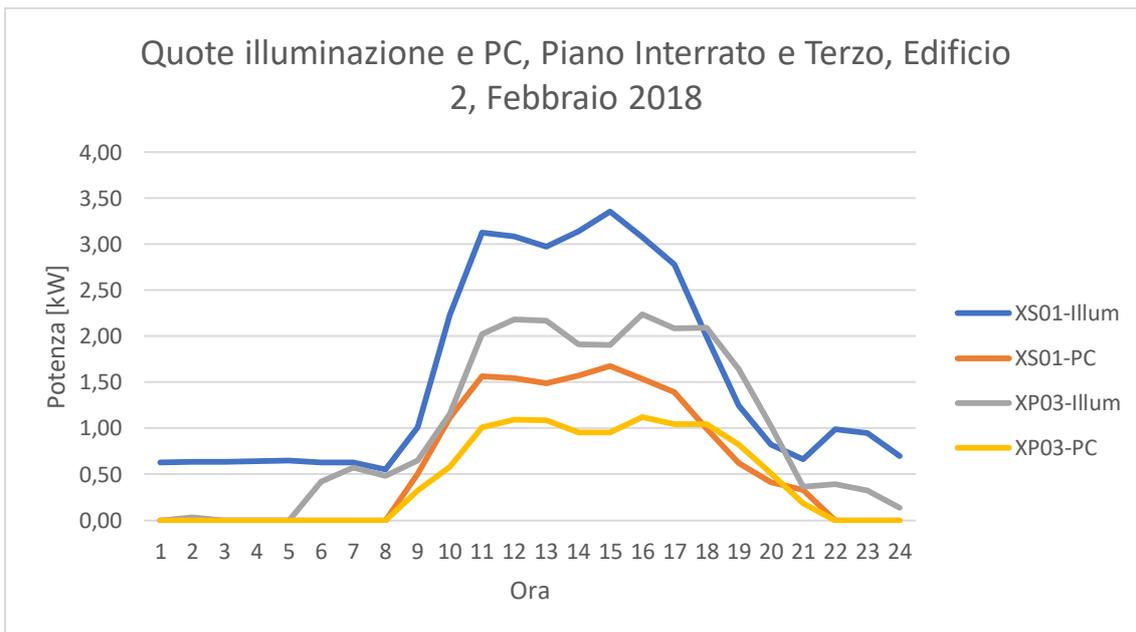


Figura 67. Quote illuminazione e PC, Piano Interrato e Terzo, Edificio 2, Febbraio 2018

Per quanto riguarda il periodo, è stato scelto di fare riferimento al 2018. Questa scelta è giustificata sia dall'assenza di periodi di dati mancanti nel corso dell'anno, situazione invece presente fino al 2017, sia per la contemporaneità dei dati.

La definizione dei due contributi al carico elettrico è stata quindi effettuata utilizzando in principio i dati relativi all'Edificio 2 ed a partire dai consumi del mese di febbraio relativi al singolo piano. La quota PC così ricavata è stata quindi sottratta al carico medio, mese per mese, ottenendo la quota di illuminazione.

La potenza di illuminazione ricavata è stata quindi rapportata a quella installata, disponibile da censimento: una volta ottenuto il rapporto potenza utilizzata su potenza installata, è stato ipotizzato che gli stessi profili si potessero riflettere anche sull'Edificio 1, in funzione della corrispettiva potenza installata. In tal modo si è ottenuto un profilo di

potenza richiesta dall'illuminazione coerente con la potenza elettrica effettivamente disponibile.

Per ottenere la potenza elettrica assorbita nello scenario 100% LED si è ipotizzato che il consumo di tali lampade corrisponda al 50% di quelle a tubi fluorescenti attualmente in uso.

Il carico complessivo corrispondente allo scenario futuro è stato quindi ottenuto per somma tra la quota PC, ritenuta fissa per il singolo piano, e la nuova quota di illuminazione.

	XS01			XPTE			XP01			XP02			XP03		
	PC	P_illum	P_illum/P_installata												
0		0.630	0.183		0.125	0.030			0.605	0.295		0.025	0.007	0.000	0.000
1		0.635	0.185		0.150	0.036			0.505	0.246		0.025	0.007	0.030	0.010
2		0.635	0.185		0.140	0.033			0.545	0.266		0.021	0.006	0.000	0.000
3		0.645	0.188		0.125	0.030			0.510	0.249		0.025	0.007	0.000	0.000
4		0.650	0.189		0.165	0.039			0.560	0.273		0.025	0.007	0.000	0.000
5		0.630	0.183		0.165	0.039			0.575	0.280		0.025	0.007	0.420	0.136
6		0.630	0.183		0.555	0.132			1.235	0.602		0.021	0.006	0.575	0.187
7		0.555	0.161		1.225	0.292			1.350	0.658		0.025	0.007	0.480	0.156
8	0.507	1.013	0.295	0.608	1.217	0.290	0.587	1.173	1.627	0.572	0.013	0.025	0.007	0.325	0.650
9	1.115	2.230	0.648	1.010	2.020	0.481	0.813	1.627	2.177	0.793	0.174	0.347	0.103	0.577	1.153
10	1.563	3.127	0.909	1.187	2.373	0.566	1.088	2.177	2.747	1.061	0.319	0.639	0.190	1.013	2.027
11	1.543	3.087	0.897	1.188	2.377	0.566	1.373	2.747	3.080	1.339	0.318	0.636	0.190	1.092	2.183
12	1.488	2.977	0.865	1.100	2.200	0.524	1.540	3.080	2.793	1.501	0.371	0.742	0.221	1.085	2.170
13	1.570	3.140	0.913	0.912	1.823	0.435	1.397	2.793	2.613	1.361	0.304	0.608	0.181	0.955	1.910
14	1.678	3.357	0.976	0.890	1.780	0.424	1.307	2.613	2.307	1.274	0.282	0.564	0.168	0.953	1.907
15	1.538	3.077	0.894	0.970	1.940	0.462	1.153	2.307	2.043	1.124	0.339	0.678	0.202	1.118	2.237
16	1.390	2.780	0.808	0.942	1.883	0.449	1.022	2.043	1.403	0.996	0.404	0.808	0.241	1.042	2.083
17	0.998	1.997	0.580	0.838	1.677	0.400	0.702	1.403	0.963	0.684	0.499	0.997	0.297	1.045	2.090
18	0.622	1.243	0.361	0.682	1.363	0.325	0.477	0.963	0.813	0.465	0.392	0.783	0.233	0.820	1.640
19	0.410	0.820	0.238	0.238	0.477	0.114	0.407	0.813	0.587	0.396	0.132	0.264	0.079	1.023	0.332
20	0.332	0.663	0.193	0.083	0.167	0.040	0.293	0.587	0.740	0.286	0.111	0.222	0.066	0.182	0.363
21		0.990	0.288		0.165	0.039		0.740	0.650	0.361		0.063	0.019	0.395	0.128
22		0.945	0.275		0.205	0.049		0.650	0.595	0.317		0.008	0.002	0.320	0.104
23		0.700	0.203		0.190	0.045		0.595		0.290		0.000	0.000	0.135	0.044

Tabella 5. Quota PC, illuminazione e rapporto con la potenza installata piano per piano su base oraria, febbraio 2018

I profili di carico così ottenuti, uno per lo scenario attuale ed uno per lo scenario 100% LED, sono stati quindi riaggregati per costituire un anno completo ed utilizzati come carico di input per il software *PVSOL Premium*, in modo da verificare la copertura della richiesta elettrica da parte dell'impianto fotovoltaico. Come riportato in Figura 68, si prevede che il generatore fotovoltaico copra circa 60 MWh/anno del fabbisogno previsto mentre la rimanente aliquota, pari a circa 74 MWh/anno, andrebbe assorbita dalla rete elettrica. Occorre precisare che, nonostante si preveda l'immissione in rete di circa 37 MWh/anno generati dall'impianto fotovoltaico, tale energia verrebbe in realtà assorbita dalle utenze limitrofe appartenenti ancora al Politecnico di Torino.

## Risultati della simulazione

### Risultati Impianto completo

#### Impianto FV

Potenza generatore FV	71,6 kWp
Rendita annuale spec	1.365,11 kWh/kWp
Grado di efficienza dell'impianto (PR)	90,3 %
Riduzione del rendimento causa ombreggiamento	1,0 %/anno

Energia generatore FV (rete CA)	97.797 kWh/anno
Autoconsumo	60.804 kWh/anno
Alimentazione rete	36.992 kWh/anno
Derating nel punto di immissione	0 kWh/anno

Quota di consumo proprio	62,2 %
Emissioni di CO <sub>2</sub> evitate	58.678 kg / anno

#### Utenze

Utenze	134.118 kWh/anno
Consumo in standby (Inverter)	45 kWh/anno
Consumo totale	134.163 kWh/anno
coperto da FV	60.804 kWh/anno
coperto da rete	73.358 kWh/anno

Quota di copertura solare	45,3 %
---------------------------	--------

Figura 68. Rendita impianto fotovoltaico nello scenario attuale

Come anticipato, a partire dal profilo attuale è stato ricavato il profilo di carico relativo ad un futuro in cui l'intero impianto di illuminazione verrà rimodernato tramite sostituzione dei vecchi tubi fluorescenti con più moderni tubi a LED. Per la valutazione di questo scenario si è ipotizzato che il risparmio garantito dai LED sia pari al 50% dell'attuale richiesta elettrica per illuminazione. Il carico dovuto a PC e altre apparecchiature elettroniche è rimasto invariato in questo scenario ipotetico.

## Risultati della simulazione

### Risultati Impianto completo

#### Impianto FV

Potenza generatore FV	71,6 kWp
Rendita annuale spec	1.365,11 kWh/kWp
Grado di efficienza dell'impianto (PR)	90,3 %
Riduzione del rendimento causa ombreggiamento	1,0 %/anno
Energia generatore FV (rete CA)	97.797 kWh/anno
Autoconsumo	39.983 kWh/anno
Alimentazione rete	57.814 kWh/anno
Derating nel punto di immissione	0 kWh/anno
Quota di consumo proprio	40,9 %
Emissioni di CO <sub>2</sub> evitate	58.678 kg / anno

#### UtENZE

UtENZE	72.735 kWh/anno
Consumo in standby (Inverter)	45 kWh/anno
Consumo totale	72.780 kWh/anno
coperto da FV	39.983 kWh/anno
coperto da rete	32.797 kWh/anno
Quota di copertura solare	54,9 %

Figura 69. Rendita impianto fotovoltaico nello scenario 100% LED

Nuovamente, il profilo di carico è stato utilizzato come input sul software *PVSOL Premium*, ottenendo i risultati in Figura 69. Rispetto allo scenario precedente, ovvero quello attuale, sono presenti delle differenze:

- Grazie all'utilizzo dei LED, il carico utente è decisamente più basso, attestandosi poco sopra i 72 MWh/anno contro i 134 MWh/anno attuali;
- Per lo stesso motivo, la quota di autoconsumo è notevolmente più bassa pur rimanendo la produzione costante.

- In compenso, essendoci meno richiesta elettrica a causa dei risparmi dovuti all'impianto di illuminazione, risulta una maggiore aliquota disponibile all'immissione in rete.

Infine, la quota di energia elettrica che occorrerebbe prelevare dalla rete sarebbe circa pari a 33 MWh/anno contro i 74 MWh/anno relativi allo scenario attuale. Questa simulazione evidenzia quindi un potenziale risparmio, limitatamente all'energia proveniente dalla rete, del 55,4%. I risultati completi ottenuti tramite software sono stati riportati nel Capitolo 7.

## 7. Impianto fotovoltaico in realizzazione

Parallelamente alla stesura del presente lavoro, l'impianto fotovoltaico teorizzato nel Capitolo 6 è stato progettato da Voltalia Italia S.r.l., compagnia internazionale che si occupa di energie rinnovabili da diverse fonti energetiche. A seguito dei lavori di installazione, sulle coperture dei fabbricati del TO\_CEN04 del Politecnico di Torino sarà presente un impianto fotovoltaico con potenza di picco pari a 143,64 kW<sub>p</sub>. L'impianto sarà di tipo *grid connected* e si prevede che l'energia prodotta sarà in parte utilizzata in autoconsumo ed in parte verrà ceduta alla Rete di Trasmissione Nazionale.

L'impianto è stato dimensionato in modo da costituire un generatore fotovoltaico costituito da 399 moduli, per una superficie captante complessiva di 650,6 m<sup>2</sup>. La disposizione scelta dal progettista ha il fine di ottimizzare la produzione dell'impianto, sfruttando tutte le superfici disponibili non soggette ad ombreggiamento, in modo da limitare il più possibile la caduta di tensione nei tratti in corrente continua rendendo minime le perdite del sistema. L'energia prodotta sarà quindi convertita tramite un opportuno numero di inverter in corrente alternata.

Tetto	Inverter	Potenza in AC [kW]	Moduli	Stringhe	Moduli per stringa	Potenza di picco [kWp]	DC/AC ratio	Note
4B	2 da 20	40	120	10	12	43,20	108,0%	
4D	1 da 25	25	78	6	13	28,08	112,3%	
4F	2 da 20	40	123	5	12	44,28	110,7%	
				2	12			
				3	13			
4G	2 da 20	40	120	10	12	43,20		Da realizzarsi in fase successiva
4I	1 da 25	25	78	6	13	28,08	112,3%	
<b>Totale</b>	8 (6 da 20, 2 da 25)	<b>130</b>	<b>399</b>	<b>42</b>		<b>143,64</b>	<b>110,5%</b>	<b>Escluso tetto 4G</b>

Figura 70. Architettura impianto in via di realizzazione

Per una maggiore comprensione, poiché nel progetto costruttivo (Voltalia Italia S.r.l, Gazzillo, Palmiero, 2018-2019) sono state utilizzate etichette diverse per gli edifici di cui si è parlato nel presente studio, si riportano in Tabella 6 le etichette corrispondenti.

Tetto	Edificio
4B	1
4D	2
4F	3
4G	4
4I	5

Tabella 6. Corrispondenza etichette delle coperture

## 7.1. Differenze con il modello teorico

Nel progetto redatto da Voltalia Italia S.r.l. si opta per l'utilizzo di moduli fotovoltaici in silicio monocristallino *Sunpower Serie X* della potenza di  $360 W_p$ , al posto dei pannelli *BenQ SunForte PM096B00* da 327 W. La proposta di cambiamento del modello deriva sia dalle caratteristiche migliori, dal punto di vista elettrico, sia dall'assenza sul mercato del modello di pannello richiesto originariamente.

Il pannello modello X22-360 W presenta una delle migliori efficienze di conversione, e quindi il maggior rapporto potenza/superficie occupata. In particolare, il pannello ha un'efficienza del 22,1%, superiore rispetto a quella del modello PM096B00 pari a 20,1%.

Come sottolineato nella relazione tecnica, il nuovo modulo proposto presenta una garanzia pari ad almeno il 98% della Potenza Minima di Picco per il primo anno e un decremento massimo annuale dello 0,25% nei successivi ventiquattro anni. Al termine del suo ciclo vitale, il costruttore garantisce almeno il 92% della Potenza Minima di Picco. Diversamente, il pannello BenQ presentava una garanzia del 95% della Potenza Minima di Picco per i primi 5 anni e dell'87% al termine dei venticinque anni. Viene riportato in Tabella 7 il confronto effettuato considerando la produzione stimata negli anni nelle due diverse condizioni di garanzia dei moduli. La proposta di adozione di un pannello alternativo risulta quindi evidentemente vantaggiosa dal punto di vista della producibilità già dal primo anno di vita dell'impianto.

Come conseguenza naturale del cambiamento di pannello adottato, la disposizione dei moduli fotovoltaici è stata riconfigurata aumentandone la densità di potenza per

superficie occupata. A parità di potenza DC del campo fotovoltaico, la superficie occupata diminuisce e di conseguenza si è ridotto il numero di pannelli da installare. Tenendo presente che la configurazione di progetto prevede l'installazione dei moduli in orizzontale, in linea con gli impianti attualmente presenti sulle coperture di altri edifici del Politecnico di Torino, Voltalia Italia S.r.l. si è occupata di riconfigurare la disposizione dei pannelli su ogni copertura in funzione delle nuove dimensioni, della potenza elettrica e dell'ombreggiamento. Le simulazioni sono state effettuate tramite software *PVsystem*.

Anno	Produzione stimata secondo garanzia Sunpower [kWh]	Produzione stimata secondo garanzia BenQ [kWh]	Differenza [kWh]
1	178.443	172.981	5.463
2	178.443	172.981	5.463
3	178.443	172.981	5.463
4	178.443	172.981	5.463
5	178.443	172.981	5.463
6	177.997	172.289	5.708
7	177.552	171.599	5.953
8	177.108	170.913	6.195
9	176.665	170.229	6.436
10	176.224	169.549	6.675
11	175.783	168.870	6.913
12	175.344	168.195	7.149
13	174.905	167.522	7.383
14	174.468	166.852	7.616
15	174.032	166.185	7.847
16	173.597	165.520	8.077
17	173.163	164.858	8.305
18	172.730	164.198	8.532
19	172.298	163.542	8.757
20	171.867	162.887	8.980
21	171.438	162.236	9.202
22	171.009	161.587	9.422
23	170.582	160.941	9.641
24	170.155	160.297	9.858
25	169.730	159.656	10.074
<b>Totale</b>	<b>4.368.862</b>	<b>4.182.826</b>	<b>186.036</b>

Tabella 7. Produzione stimata per i due modelli a confronto (Voltalia Italia S.r.l., Gazzillo, Palmiero, 2018-2019)

Tetto	Inverter	Moduli	Potenza di Picco [kWp]	
Edificio 1	2	121	39,57	Configurazione B (teorica)
Edificio 2	2	110	35,97	
Edificio 1	2	114	38,19	Configurazione base di gara
Edificio 2	2	95	31,825	
Edificio 1	2	120	43,2	Configurazione Voltalia
Edificio 2	1	78	28,08	

Tabella 8. Confronto tra configurazione teorica, base di gara ed effettiva

In Tabella 8 è mostrato il confronto tra la configurazione teorica discussa nel Capitolo 6, la configurazione inizialmente richiesta in sede di bando pubblico e la configurazione proposta da Voltalia Italia S.r.l.. Risulta evidente come la potenza di picco che si prevede di installare sul tetto dell'*Edificio 1* sia maggiore rispetto alle previsioni: ciò è dovuto al cambiamento di modulo di cui si è già discusso.

In aggiunta, sul tetto dell'*Edificio 2* si prevede di installare un numero di moduli decisamente più basso rispetto alle previsioni. La disposizione dei moduli su questo tetto è stata infatti migliorata e ottimizzata in funzione dell'ombreggiamento e degli ostacoli di realizzazione. Il numero di pannelli è stato quindi ridotto e di conseguenza si prevede l'installazione di un singolo inverter per quella stringa.

Infine, è stata proposta anche una modifica del modello di inverter. Il progetto prevede l'utilizzo di inverter di stringa del tipo *SMA Sunny Tripower*, di cui si riporta la scheda tecnica in allegato. Essi sono caratterizzati da un rendimento del 98,4% e da una elevata flessibilità di utilizzo, che li rende ideali per impianti di tipo commerciale e per grandi impianti fotovoltaici.

## **7.2. Report Scenario Attuale *PVSOL Premium***

Si riportano i risultati ottenuti tramite simulazione effettuata sul software PVSOL Premium. Nello scenario analizzato l'impianto fotovoltaico è già in funzione, ma l'impianto di illuminazione è ancora costituito esclusivamente da tubi fluorescenti.

## Panoramica del progetto



Figura: Immagine panoramica, Progettazione in 3D

## Impianto FV

3D, Impianto FV connesso in rete con utenze connesse

Dati meteo	Torino (UNI 10349), ITA (1986 - 2005)
Potenza generatore FV	71,64 kWp
Superficie generatore FV	324,5 m <sup>2</sup>
Numero di moduli FV	199
Numero di inverter	3

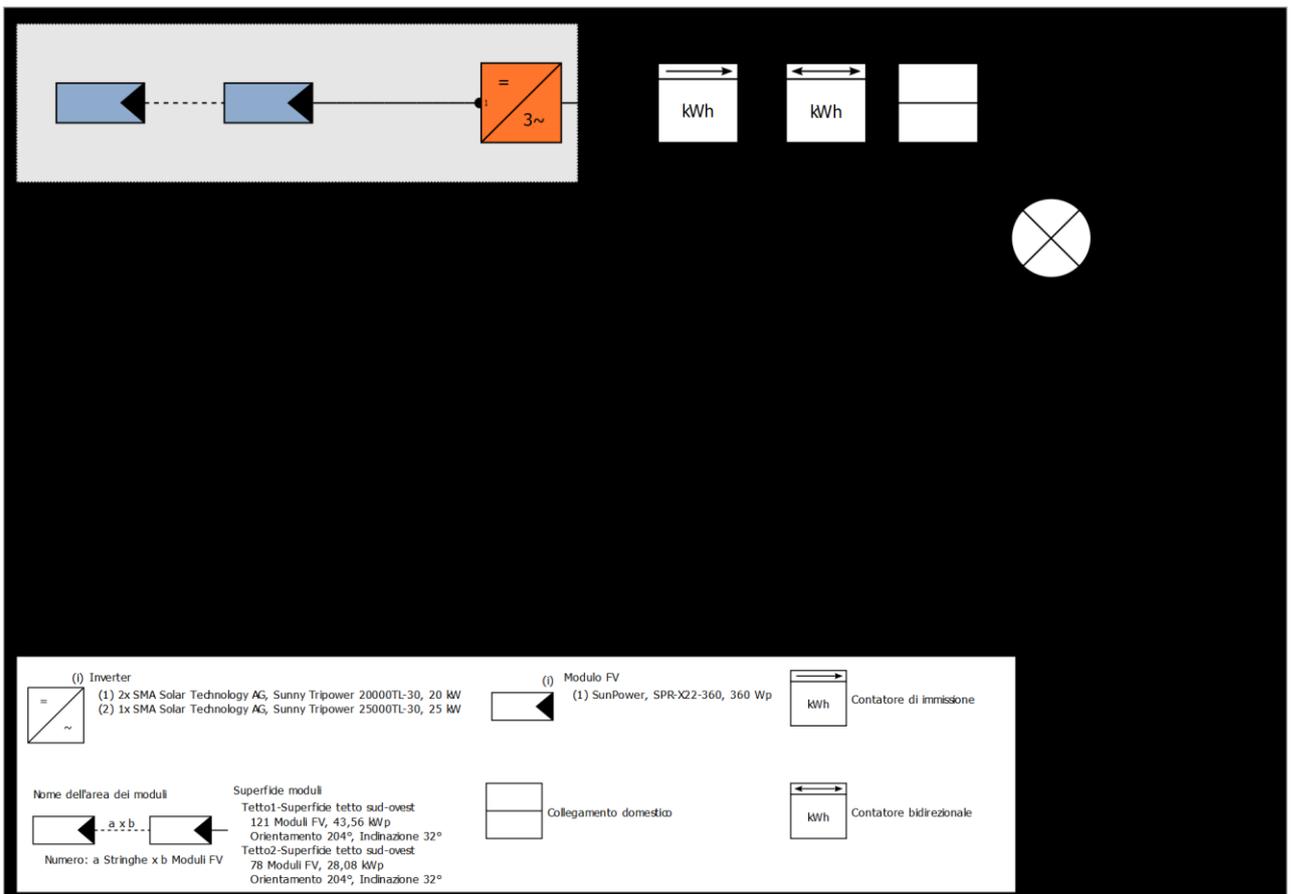


Figura: Diagramma schematico

## La rendita

### La rendita

Energia generatore FV (rete CA)	97.797 kWh
Autoconsumo diretto	60.804 kWh
Alimentazione rete	36.992 kWh
Derating nel punto di immissione	0 kWh
Quota di consumo proprio	62,2 %
Quota di copertura solare	45,3 %
Rendita annuale spec	1.365,11 kWh/kWp
Grado di efficienza dell'impianto (PR)	90,3 %
Riduzione del rendimento causa ombreggiamento	1,0 %/anno
Emissioni di CO <sub>2</sub> evitate	58.678 kg / anno

## Redditività

### Il vostro vantaggio

Costi complessivi di investimento	143.280,00 €
Rendimento delle attività	7,11 %
Periodo ammortamento	13,1 Anni
Costi di produzione corrente	0,08 €/kWh
Bilanciamento / concetto di alimentazione	Immissione in rete del surplus

I risultati sono comunicati da un calcolo di modello matematico della ditta Valentin Software GmbH (algoritmi PV\*SOL). Le effettive rendite dell'impianto a corrente solare possono essere diverse in base ai cambiamenti del tempo, dei gradi di rendimento dei moduli e degli inverter e per altri fattori.

## Struttura dell'impianto Panoramica

### Dati impianto

Tipo di impianto	3D, Impianto FV connesso in rete con utenze connesse
Messa in esercizio	04/07/2018

### Dati meteo

Località	Torino (UNI 10349), ITA (1986 - 2005)
Risoluzione dei dati	1 h
Modelli di simulazione utilizzati:	
- Irraggiamento diffuso sul piano orizzontale	Hofmann
- Irraggiamento su una superficie inclinata	Hay & Davies

### Consumo

Consumo totale	134118 kWh
Carico Ante Operam	134118 kWh
Picco di carico	48,4 kW

## Superfici di moduli

### 1. Superficie moduli - Tetto1-Superficie tetto sud-ovest

#### Generatore FV, 1. Superficie moduli - Tetto1-Superficie tetto sud-ovest

Nome	Tetto1-Superficie tetto sud-ovest
Moduli FV	121 x SPR-X22-360
Produttore	SunPower
Inclinazione	32 °
Orientamento	Sud Ovest 204 °
Tipo installazione	Parallelo al tetto
Superficie generatore FV	197,3 m <sup>2</sup>

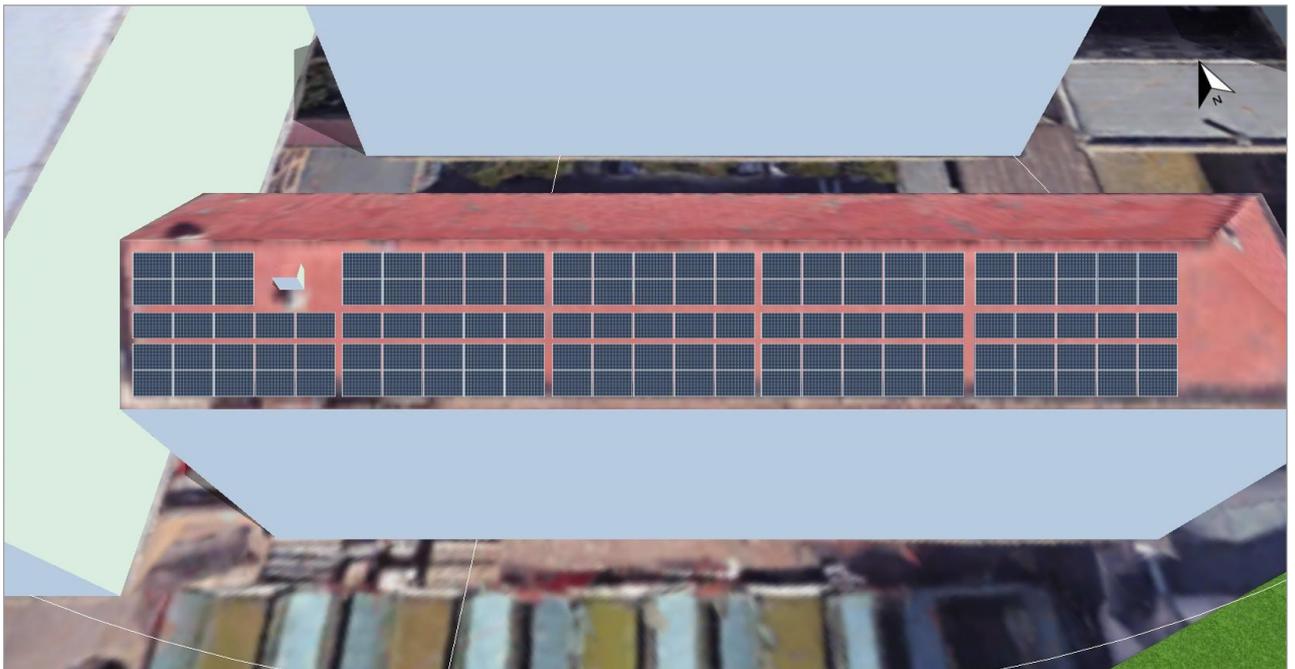


Figura: 1. Superficie moduli - Tetto1-Superficie tetto sud-ovest

## 2. Superficie moduli - Tetto2-Superficie tetto sud-ovest

Generatore FV, 2. Superficie moduli - Tetto2-Superficie tetto sud-ovest

Nome	Tetto2-Superficie tetto sud-ovest
Moduli FV	78 x SPR-X22-360
Produttore	SunPower
Inclinazione	32 °
Orientamento	Sud Ovest 204 °
Tipo installazione	Parallelo al tetto
Superficie generatore FV	127,2 m <sup>2</sup>

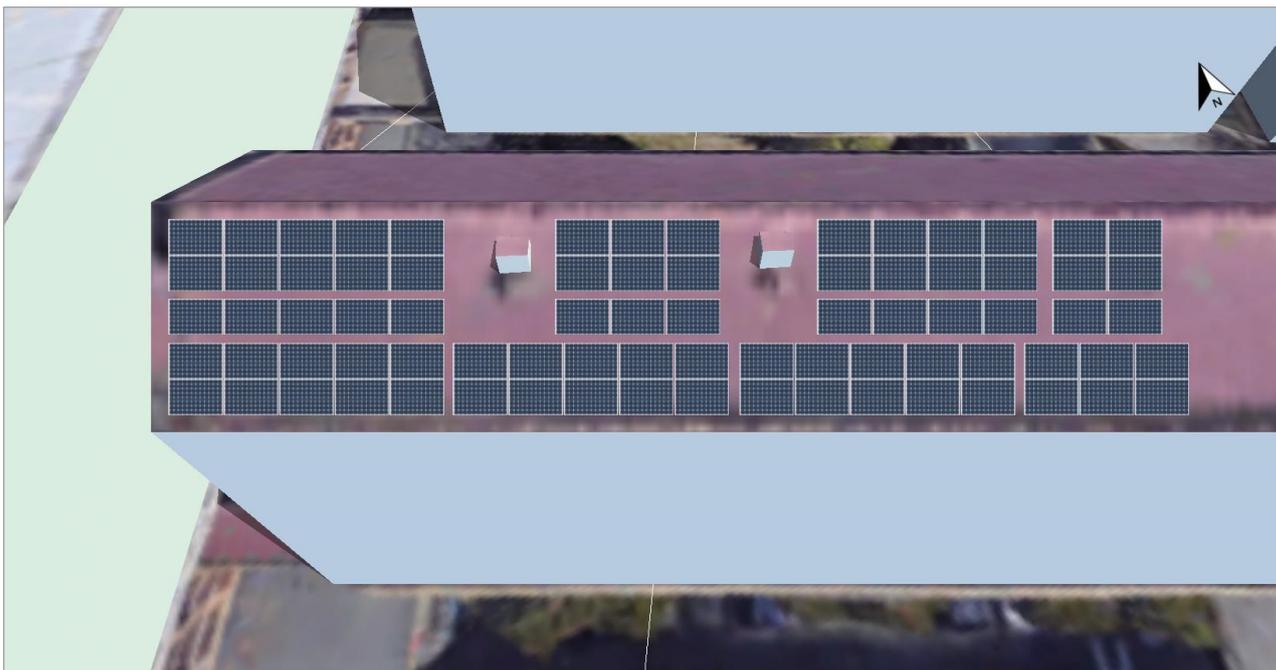


Figura: 2. Superficie moduli - Tetto2-Superficie tetto sud-ovest

## Linea d'orizzonte, Progettazione in 3D

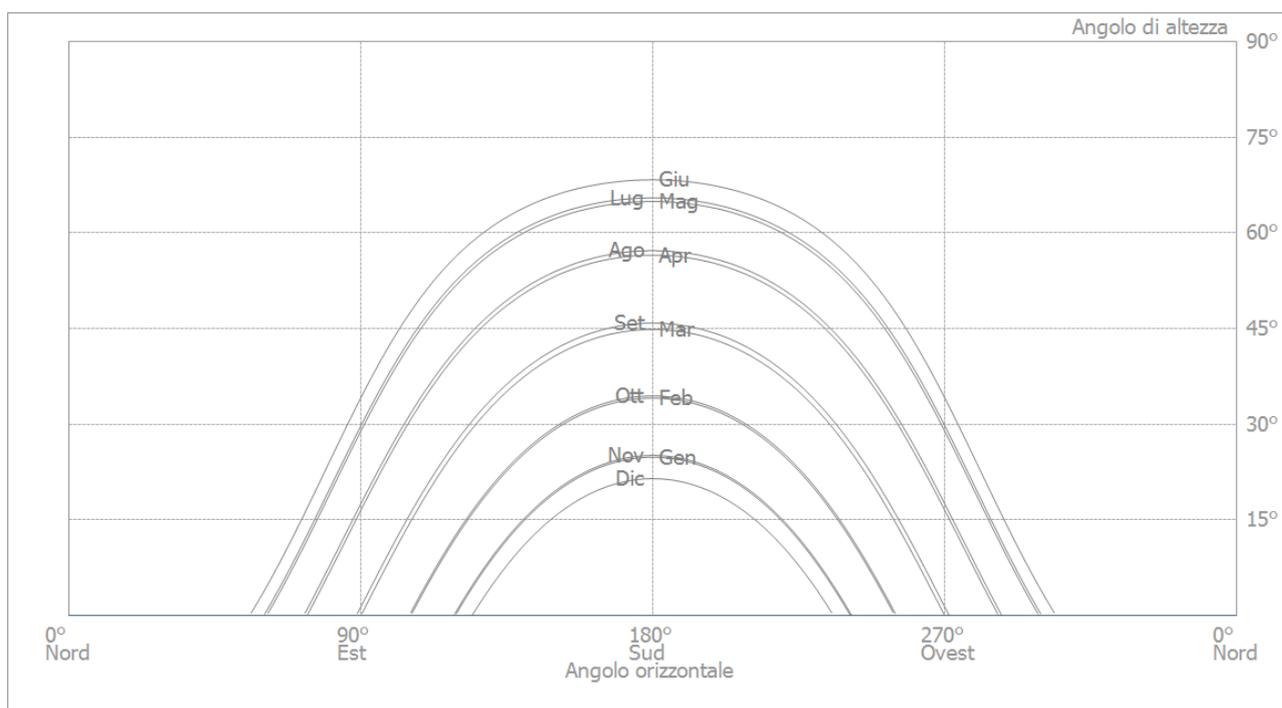


Figura: Orizzonte (Progettazione in 3D)

## Configurazione del inverter

### Configurazione 1

Superficie moduli	Tetto1-Superficie tetto sud-ovest
<b>Inverter 1</b>	
Produttore	SMA Solar Technology AG
Modello	Sunny Tripower 20000TL-30
Numero	1
Fattore dimensionamento	109,8 %
Configurazione	MPP 1: 3 x 11 MPP 2: 4 x 7
<b>Inverter 2</b>	
Produttore	SMA Solar Technology AG
Modello	Sunny Tripower 20000TL-30
Numero	1
Fattore dimensionamento	108 %
Configurazione	MPP 1: 3 x 10 MPP 2: 3 x 10

### Configurazione 2

Superficie moduli	Tetto2-Superficie tetto sud-ovest
<b>Inverter 1</b>	
Produttore	SMA Solar Technology AG
Modello	Sunny Tripower 25000TL-30
Numero	1
Fattore dimensionamento	112,3 %
Configurazione	MPP 1: 5 x 9 MPP 2: 3 x 11

## Rete CA

### Rete CA

Numero fasi	3
Tensione di rete (a 1 fase)	230 V
Fattore di sfasamento (cos phi)	+/- 1

## Risultati della simulazione

### Risultati Impianto completo

#### Impianto FV

Potenza generatore FV	71,6 kWp
Rendita annuale spec	1.365,11 kWh/kWp
Grado di efficienza dell'impianto (PR)	90,3 %
Riduzione del rendimento causa ombreggiamento	1,0 %/anno
Energia generatore FV (rete CA)	97.797 kWh/anno
Autoconsumo	60.804 kWh/anno
Alimentazione rete	36.992 kWh/anno
Derating nel punto di immissione	0 kWh/anno
Quota di consumo proprio	62,2 %
Emissioni di CO <sub>2</sub> evitate	58.678 kg / anno

#### UtENZE

UtENZE	134.118 kWh/anno
Consumo in standby (Inverter)	45 kWh/anno
Consumo totale	134.163 kWh/anno
coperto da FV	60.804 kWh/anno
coperto da rete	73.358 kWh/anno
Quota di copertura solare	45,3 %

## Grafico del flusso energetico

Progetto: Configurazione B - Orizzontale

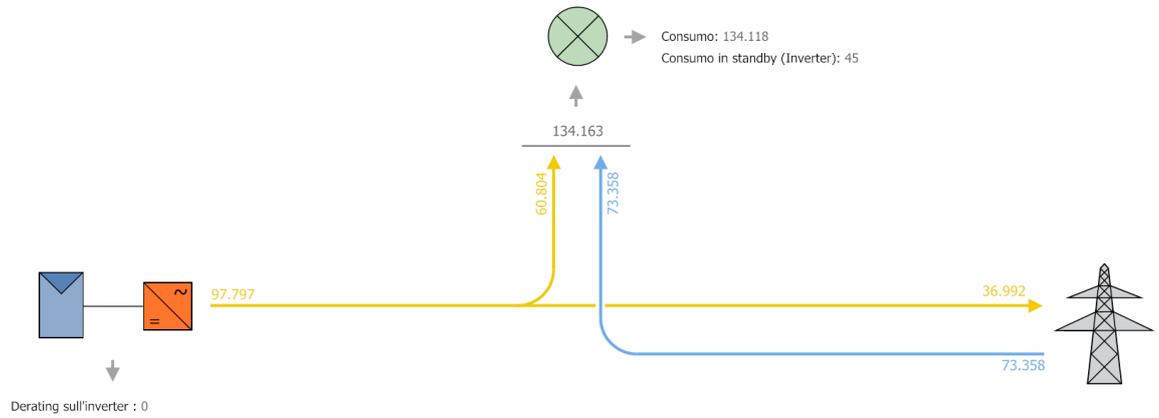


Figura: Grafico del flusso energetico

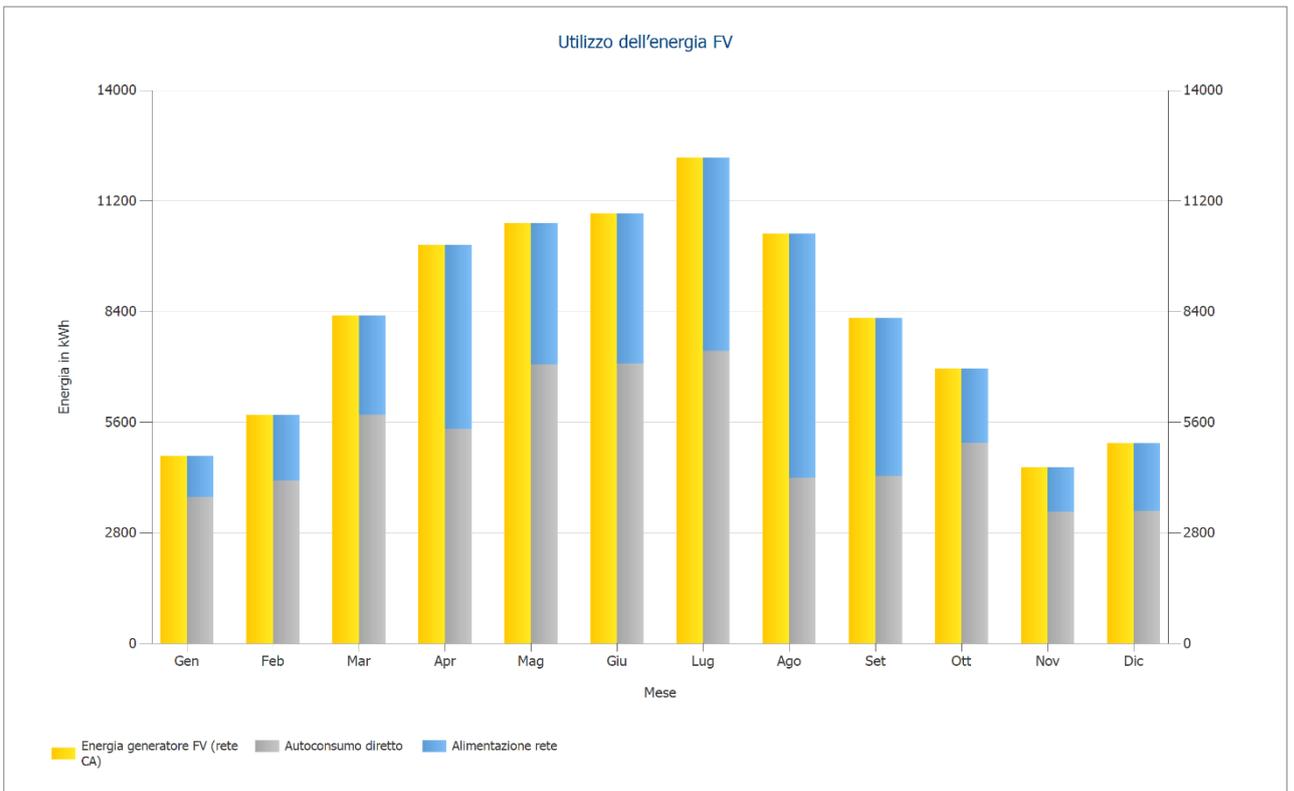


Figura: Utilizzo dell'energia FV

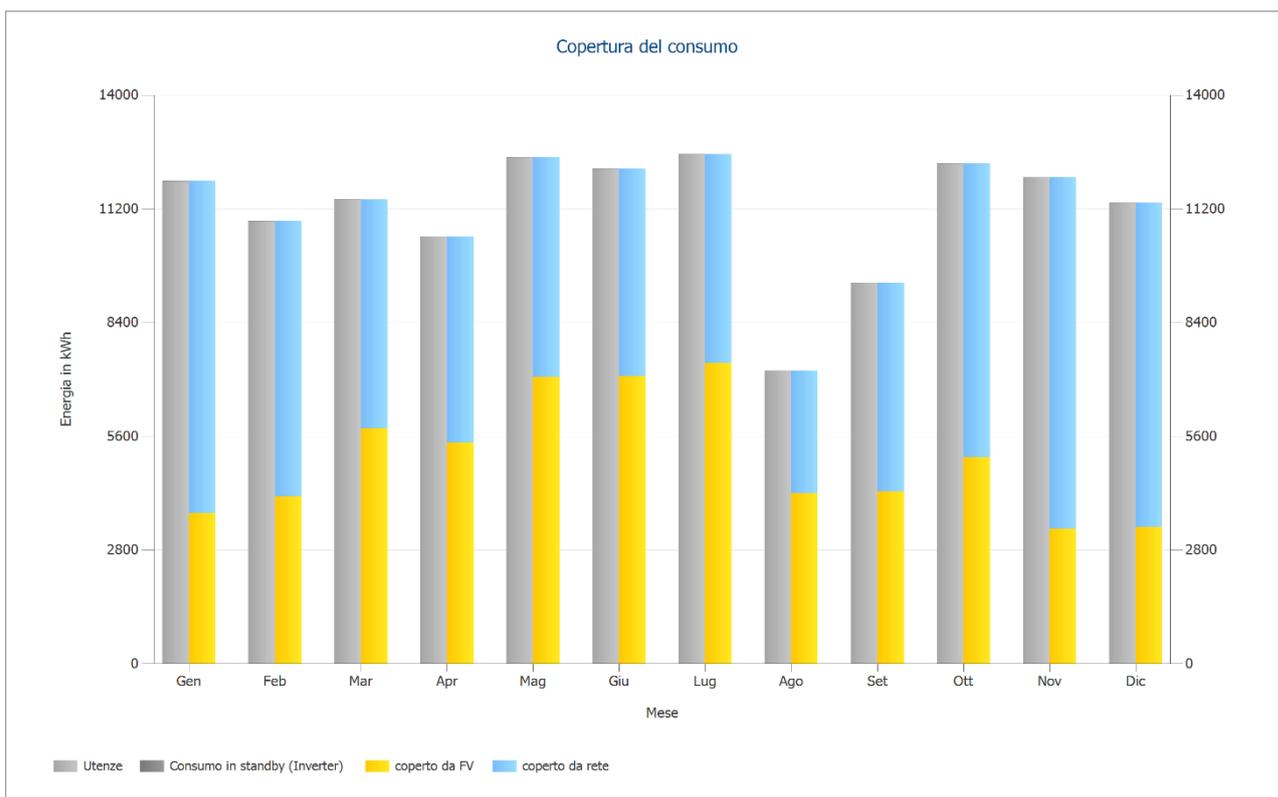


Figura: Copertura del consumo

## Analisi della redditività

### Panoramica

#### Dati impianto

Immissione in rete nel primo anno (incl. degrado del modulo)	36.932 kWh/anno
Potenza generatore FV	71,6 kWp
Messa in funzione dell'impianto	04/07/2018
periodo di osservazione	25 Anni
Interessi sul capitale	1 %

#### Parametri della redditività

Rendimento delle attività	7,11 %
Cashflow accumulato (saldo di cassa)	152.926,95 €
Periodo ammortamento	13,1 Anni
Costi di produzione corrente	0,08 €/kWh

#### Panoramica dei pagamenti

Costi degli investimenti specifici	2.000,00 €/kWp
Costi di investimento	143.280,00 €
Pagamenti una tantum	0,00 €
Incentivi	0,00 €
Costi annui	1.432,80 €/anno
Altri ricavi o risparmi	0,00 €/anno

## Remunerazione e risparmi

Pagamento totale dall'azienda elettrica nel primo anno	1.846,60 €/anno
Risparmi primo anno	10.311,93 €/anno
Nuova tariffa (BASE)	
Prezzo di lavoro	0,17 €/kWh
Fattore di modifica prezzo - Prezzo del kWh	2 %/anno
Pagamento dell'energia venduta direttamente	
Prezzo dell'energia venduta direttamente	0,05 €/kWh
Pagamento dell'energia venduta direttamente	1.846,60 €/anno

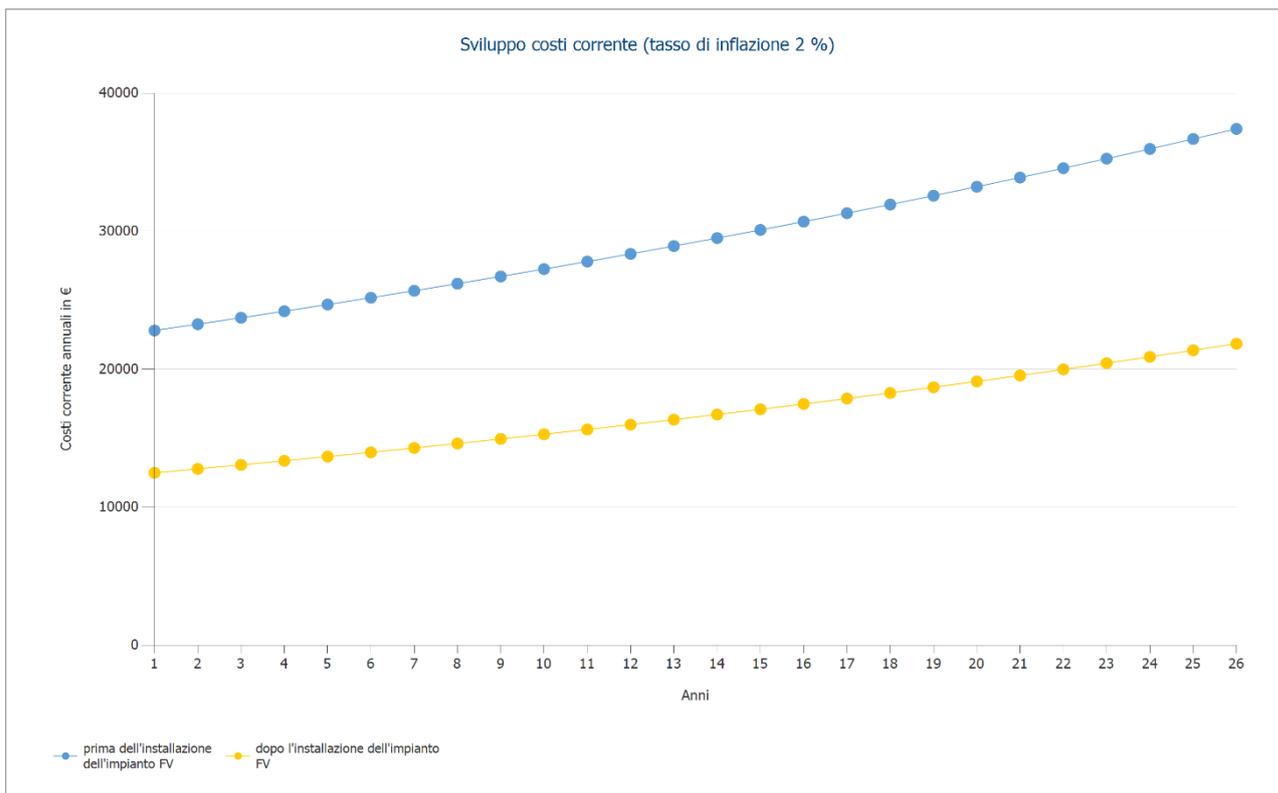


Figura: Sviluppo costi corrente (tasso di inflazione 2 %)

## Flusso di cassa - Tabella Cashflow

	anno 1	anno 2	anno 3	anno 4	anno 5
Investimenti	-143.280,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Costi di esercizio	-1.418,61 €	-1.404,57 €	-1.390,66 €	-1.376,89 €	-1.363,26 €
Pagamento per l'immissione	1.804,90 €	1.804,41 €	1.780,80 €	1.757,48 €	1.734,45 €
Risparmio di energia dalla rete	10.149,56 €	10.277,87 €	10.346,25 €	10.414,98 €	10.484,06 €
<b>Flusso di cassa annuale</b>	<b>-132.744,16 €</b>	<b>10.677,71 €</b>	<b>10.736,39 €</b>	<b>10.795,57 €</b>	<b>10.855,25 €</b>
Cashflow accumulato (saldo di cassa)	-132.744,16 €	-122.066,45 €	-111.330,06 €	-100.534,49 €	-89.679,24 €

	anno 6	anno 7	anno 8	anno 9	anno 10
Investimenti	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Costi di esercizio	-1.349,76 €	-1.336,40 €	-1.323,17 €	-1.310,07 €	-1.297,10 €
Pagamento per l'immissione	1.711,70 €	1.689,23 €	1.667,04 €	1.645,12 €	1.623,47 €
Risparmio di energia dalla rete	10.553,49 €	10.623,25 €	10.693,38 €	10.763,84 €	10.834,66 €
<b>Flusso di cassa annuale</b>	<b>10.915,42 €</b>	<b>10.976,08 €</b>	<b>11.037,25 €</b>	<b>11.098,89 €</b>	<b>11.161,04 €</b>
Cashflow accumulato (saldo di cassa)	-78.763,82 €	-67.787,73 €	-56.750,49 €	-45.651,59 €	-34.490,56 €

	anno 11	anno 12	anno 13	anno 14	anno 15
Investimenti	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Costi di esercizio	-1.284,25 €	-1.271,54 €	-1.258,95 €	-1.246,48 €	-1.234,14 €
Pagamento per l'immissione	1.602,10 €	1.580,98 €	1.560,13 €	1.539,53 €	1.519,19 €
Risparmio di energia dalla rete	10.905,81 €	10.977,31 €	11.049,17 €	11.121,37 €	11.193,92 €
<b>Flusso di cassa annuale</b>	<b>11.223,65 €</b>	<b>11.286,76 €</b>	<b>11.350,35 €</b>	<b>11.414,42 €</b>	<b>11.478,97 €</b>
Cashflow accumulato (saldo di cassa)	-23.266,91 €	-11.980,15 €	-629,80 €	10.784,62 €	22.263,59 €

	anno 16	anno 17	anno 18	anno 19	anno 20
Investimenti	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Costi di esercizio	-1.221,92 €	-1.209,82 €	-1.197,85 €	-1.185,99 €	-1.174,24 €
Pagamento per l'immissione	1.499,10 €	1.479,26 €	1.459,67 €	1.440,31 €	1.421,20 €
Risparmio di energia dalla rete	11.266,81 €	11.340,05 €	11.413,63 €	11.487,56 €	11.561,84 €
<b>Flusso di cassa annuale</b>	<b>11.543,99 €</b>	<b>11.609,49 €</b>	<b>11.675,45 €</b>	<b>11.741,89 €</b>	<b>11.808,80 €</b>
Cashflow accumulato (saldo di cassa)	33.807,58 €	45.417,07 €	57.092,52 €	68.834,41 €	80.643,20 €

	anno 21	anno 22	anno 23	anno 24	anno 25
Investimenti	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Costi di esercizio	-1.162,62 €	-1.151,11 €	-1.139,71 €	-1.128,42 €	-1.117,25 €
Pagamento per l'immissione	1.402,33 €	1.383,69 €	1.365,28 €	1.347,10 €	1.329,15 €
Risparmio di energia dalla rete	11.636,46 €	11.711,42 €	11.786,73 €	11.862,38 €	11.938,37 €
<b>Flusso di cassa annuale</b>	<b>11.876,17 €</b>	<b>11.944,00 €</b>	<b>12.012,31 €</b>	<b>12.081,06 €</b>	<b>12.150,27 €</b>
Cashflow accumulato (saldo di cassa)	92.519,37 €	104.463,38 €	116.475,68 €	128.556,74 €	140.707,01 €

	anno 26
Investimenti	0,00 €

Costi di esercizio	-1.106,19 €
Pagamento per l'immissione	1.311,42 €
Risparmio di energia dalla rete	12.014,71 €
<b>Flusso di cassa annuale</b>	<b>12.219,94 €</b>
Cashflow accumulato (saldo di cassa)	152.926,95 €

Tassi di aumento dei prezzi e degrado vengono applicati mensilmente per l'intero periodo di riferimento. Ciò avviene già nel primo anno.

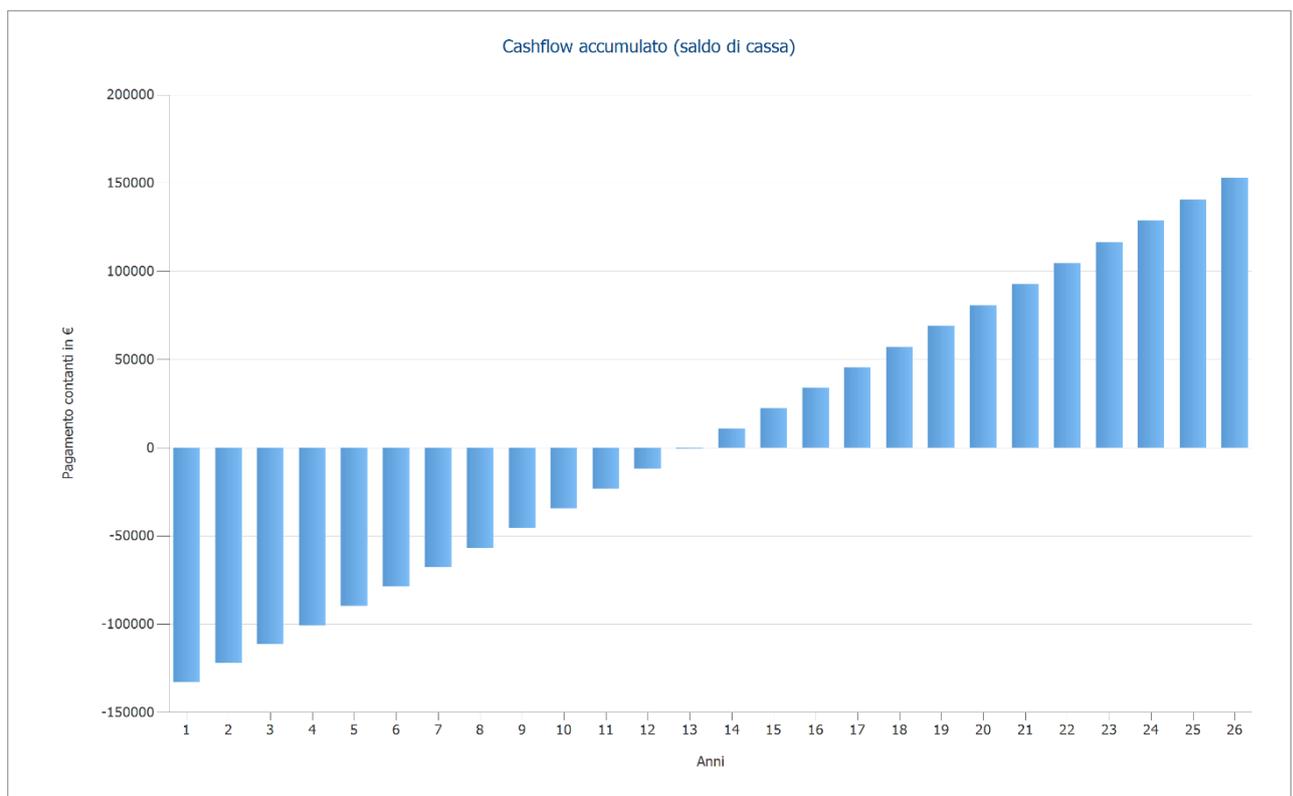


Figura: Cashflow accumulato (saldo di cassa)

## Piani

## Schema elettrico

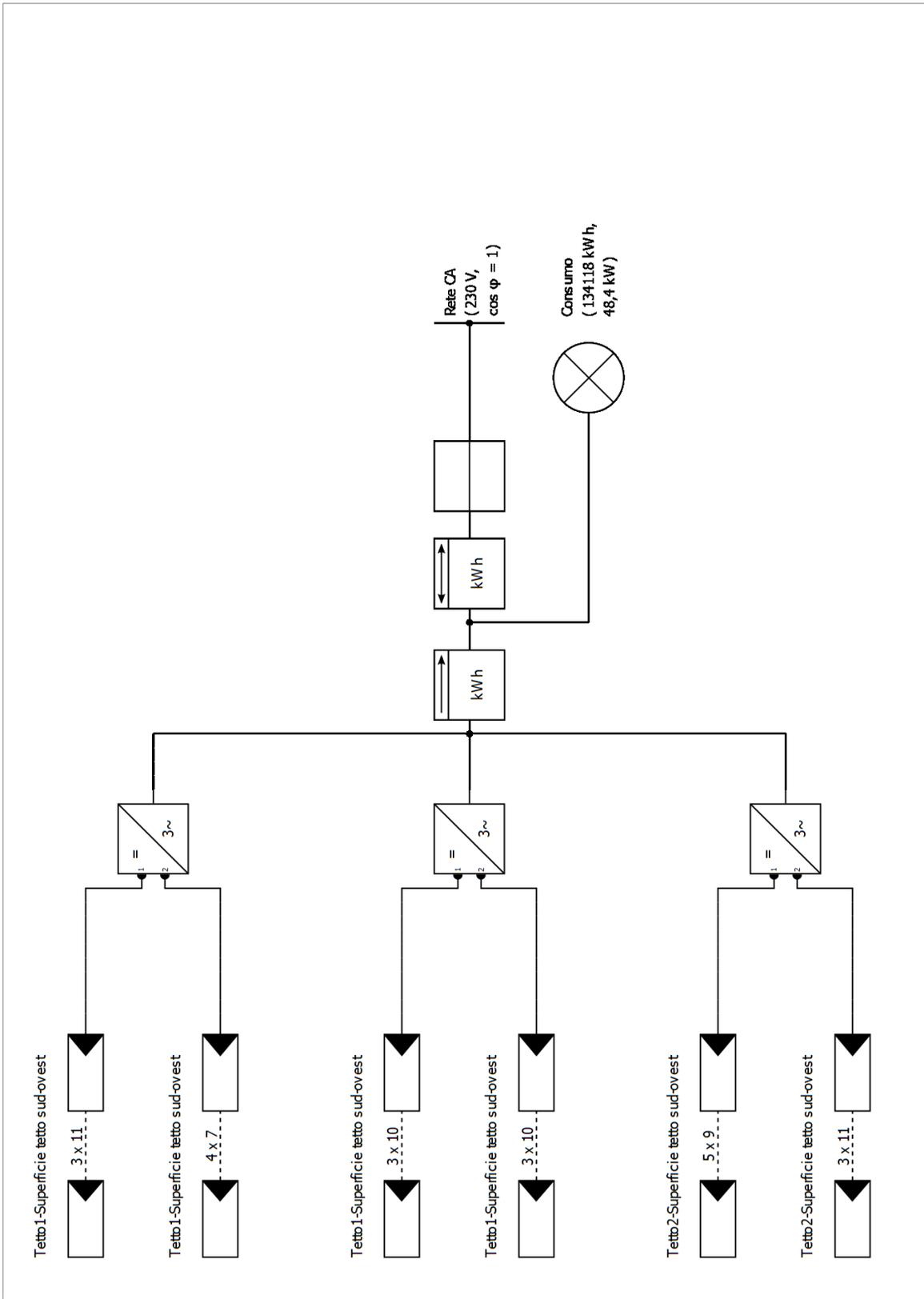


Figura: Schema elettrico

### **7.3. Report Scenario 100% LED *PVSOL Premium***

Si riportano i risultati ottenuti tramite simulazione effettuata sul software *PVSOL Premium*. Nello scenario analizzato l'impianto fotovoltaico è già in funzione ed il sistema di illuminazione è stato completamente aggiornato con dispositivi a LED.

## Panoramica del progetto



Figura: Immagine panoramica, Progettazione in 3D

## Impianto FV

3D, Impianto FV connesso in rete con utenze connesse

Dati meteo	Torino (UNI 10349), ITA (1986 - 2005)
Potenza generatore FV	71,64 kWp
Superficie generatore FV	324,5 m <sup>2</sup>
Numero di moduli FV	199
Numero di inverter	3

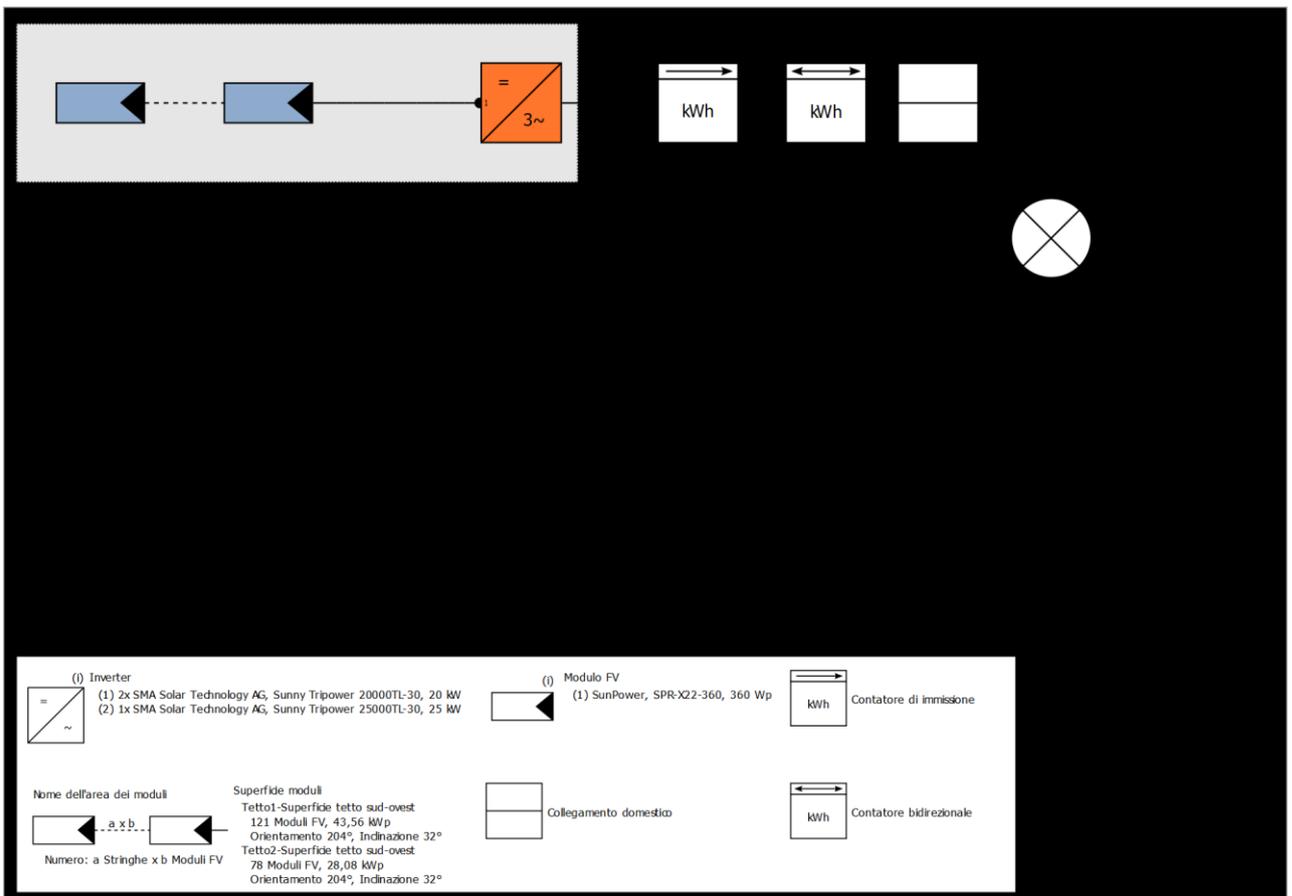


Figura: Diagramma schematico

## La rendita

### La rendita

Energia generatore FV (rete CA)	97.797 kWh
Autoconsumo diretto	39.983 kWh
Alimentazione rete	57.814 kWh
Derating nel punto di immissione	0 kWh
Quota di consumo proprio	40,9 %
Quota di copertura solare	54,9 %
Rendita annuale spec	1.365,11 kWh/kWp
Grado di efficienza dell'impianto (PR)	90,3 %
Riduzione del rendimento causa ombreggiamento	1,0 %/anno
Emissioni di CO <sub>2</sub> evitate	58.678 kg / anno

## Redditività

### Il vostro vantaggio

Costi complessivi di investimento	143.280,00 €
Rendimento delle attività	4,36 %
Periodo ammortamento	17,2 Anni
Costi di produzione corrente	0,08 €/kWh
Bilanciamento / concetto di alimentazione	Immissione in rete del surplus

I risultati sono comunicati da un calcolo di modello matematico della ditta Valentin Software GmbH (algoritmi PV\*SOL). Le effettive rendite dell'impianto a corrente solare possono essere diverse in base ai cambiamenti del tempo, dei gradi di rendimento dei moduli e degli inverter e per altri fattori.

# Struttura dell'impianto

## Panoramica

### Dati impianto

Tipo di impianto	3D, Impianto FV connesso in rete con utenze connesse
Messa in esercizio	04/07/2018

### Dati meteo

Località	Torino (UNI 10349), ITA (1986 - 2005)
Risoluzione dei dati	1 h
Modelli di simulazione utilizzati:	
- Irraggiamento diffuso sul piano orizzontale	Hofmann
- Irraggiamento su una superficie inclinata	Hay & Davies

### Consumo

Consumo totale	72735 kWh
NuovoCarico	72735 kWh
Picco di carico	24,9 kW

## Superfici di moduli

### 1. Superficie moduli - Tetto1-Superficie tetto sud-ovest

#### Generatore FV, 1. Superficie moduli - Tetto1-Superficie tetto sud-ovest

Nome	Tetto1-Superficie tetto sud-ovest
Moduli FV	121 x SPR-X22-360
Produttore	SunPower
Inclinazione	32 °
Orientamento	Sud Ovest 204 °
Tipo installazione	Parallelo al tetto
Superficie generatore FV	197,3 m <sup>2</sup>



Figura: 1. Superficie moduli - Tetto1-Superficie tetto sud-ovest

## 2. Superficie moduli - Tetto2-Superficie tetto sud-ovest

Generatore FV, 2. Superficie moduli - Tetto2-Superficie tetto sud-ovest

Nome	Tetto2-Superficie tetto sud-ovest
Moduli FV	78 x SPR-X22-360
Produttore	SunPower
Inclinazione	32 °
Orientamento	Sud Ovest 204 °
Tipo installazione	Parallelo al tetto
Superficie generatore FV	127,2 m <sup>2</sup>

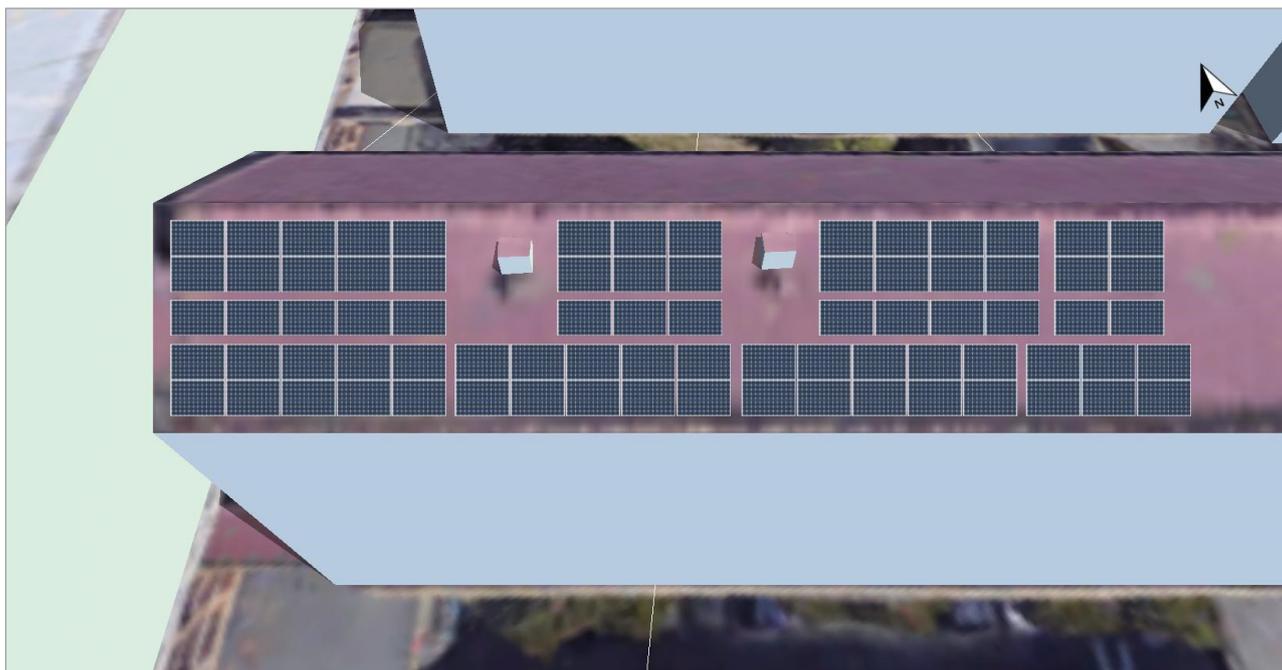


Figura: 2. Superficie moduli - Tetto2-Superficie tetto sud-ovest

## Linea d'orizzonte, Progettazione in 3D

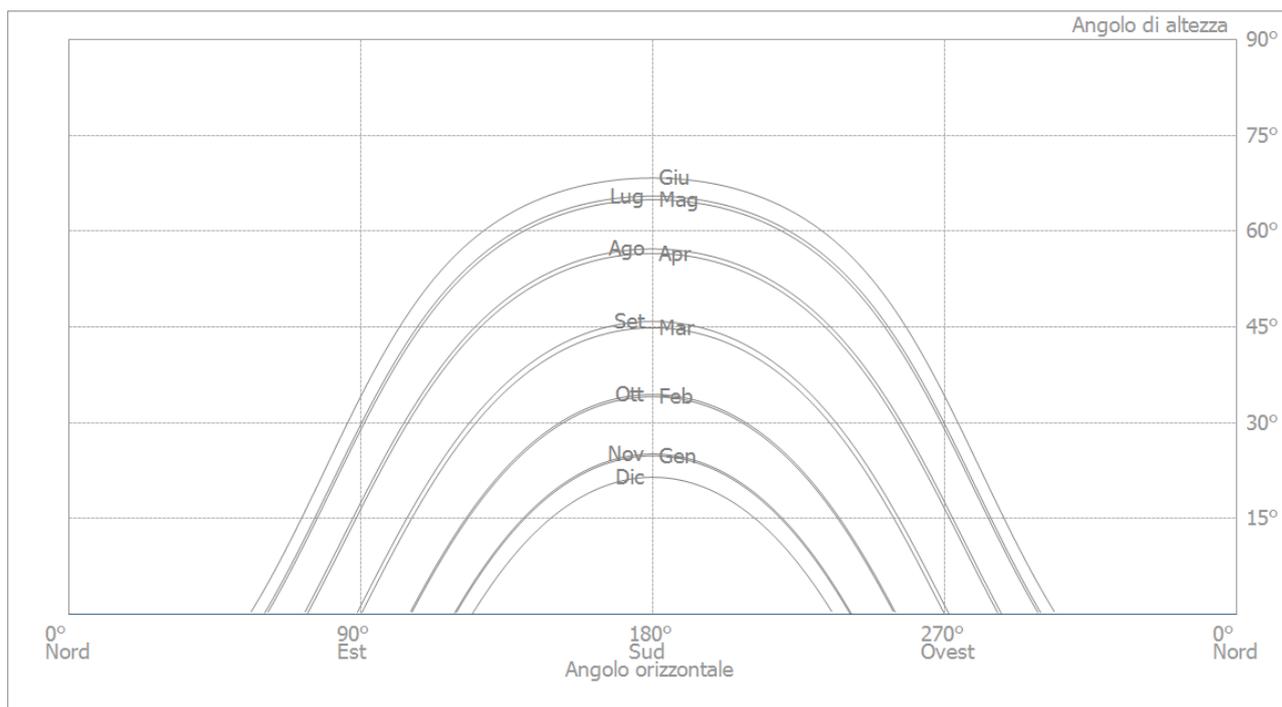


Figura: Orizzonte (Progettazione in 3D)

## Configurazione del inverter

### Configurazione 1

Superficie moduli	Tetto1-Superficie tetto sud-ovest
Inverter 1	
Produttore	SMA Solar Technology AG
Modello	Sunny Tripower 20000TL-30
Numero	1
Fattore dimensionamento	109,8 %
Configurazione	MPP 1: 3 x 11 MPP 2: 4 x 7
Inverter 2	
Produttore	SMA Solar Technology AG
Modello	Sunny Tripower 20000TL-30
Numero	1
Fattore dimensionamento	108 %
Configurazione	MPP 1: 3 x 10 MPP 2: 3 x 10

### Configurazione 2

Superficie moduli	Tetto2-Superficie tetto sud-ovest
Inverter 1	
Produttore	SMA Solar Technology AG
Modello	Sunny Tripower 25000TL-30
Numero	1
Fattore dimensionamento	112,3 %
Configurazione	MPP 1: 5 x 9 MPP 2: 3 x 11

## Rete CA

### Rete CA

Numero fasi	3
Tensione di rete (a 1 fase)	230 V
Fattore di sfasamento (cos phi)	+/- 1

## Risultati della simulazione

## Risultati Impianto completo

### Impianto FV

Potenza generatore FV	71,6 kWp
Rendita annuale spec	1.365,11 kWh/kWp
Grado di efficienza dell'impianto (PR)	90,3 %
Riduzione del rendimento causa ombreggiamento	1,0 %/anno
Energia generatore FV (rete CA)	97.797 kWh/anno
Autoconsumo	39.983 kWh/anno
Alimentazione rete	57.814 kWh/anno
Derating nel punto di immissione	0 kWh/anno
Quota di consumo proprio	40,9 %
Emissioni di CO <sub>2</sub> evitate	58.678 kg / anno

### UtENZE

UtENZE	72.735 kWh/anno
Consumo in standby (Inverter)	45 kWh/anno
Consumo totale	72.780 kWh/anno
coperto da FV	39.983 kWh/anno
coperto da rete	32.797 kWh/anno
Quota di copertura solare	54,9 %

## Grafico del flusso energetico

Progetto: Configurazione B - Orizzontale

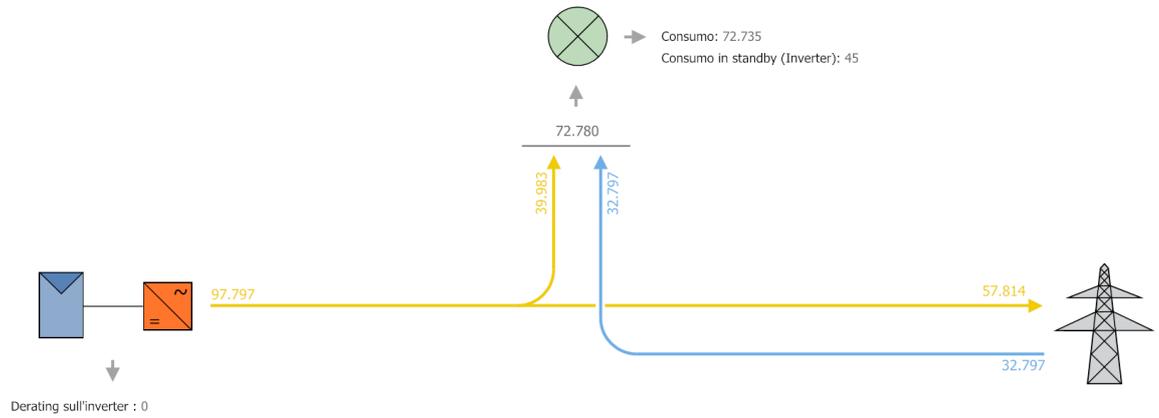


Figura: Grafico del flusso energetico

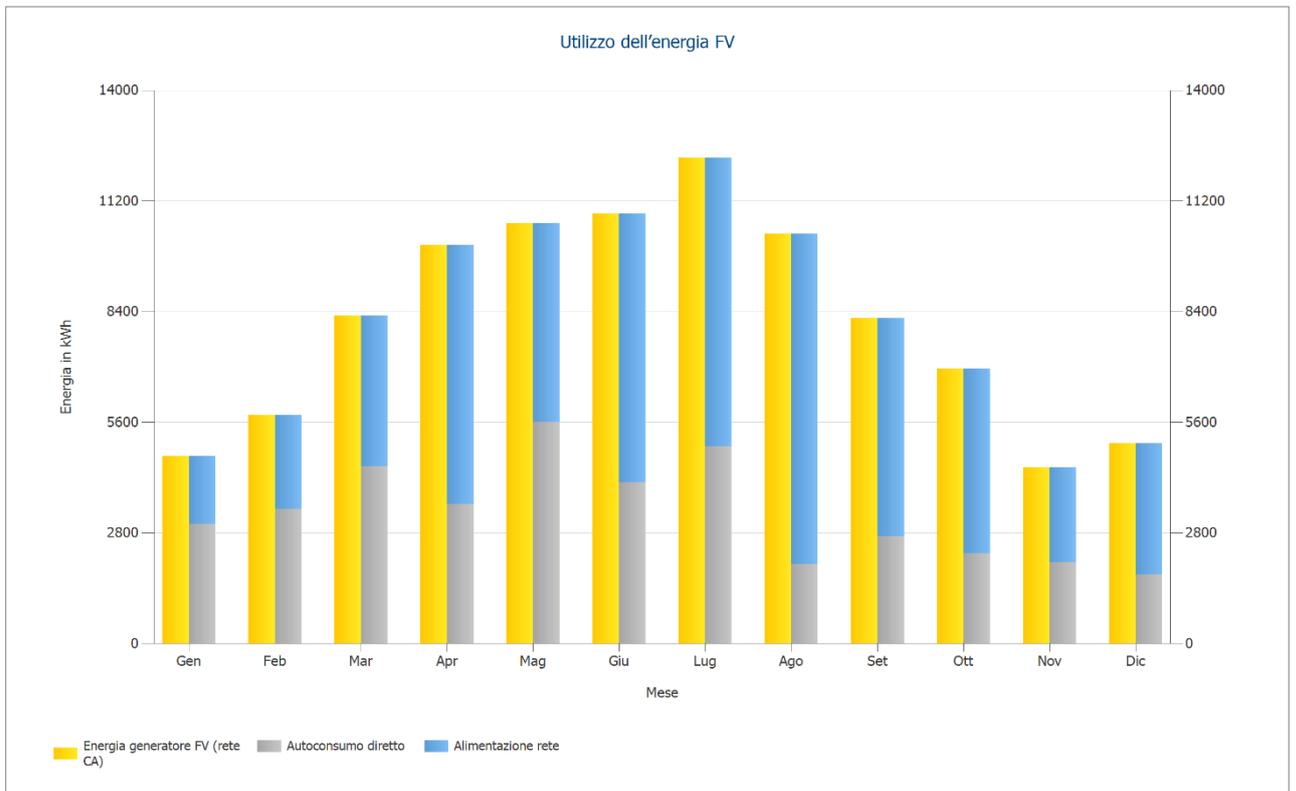


Figura: Utilizzo dell'energia FV

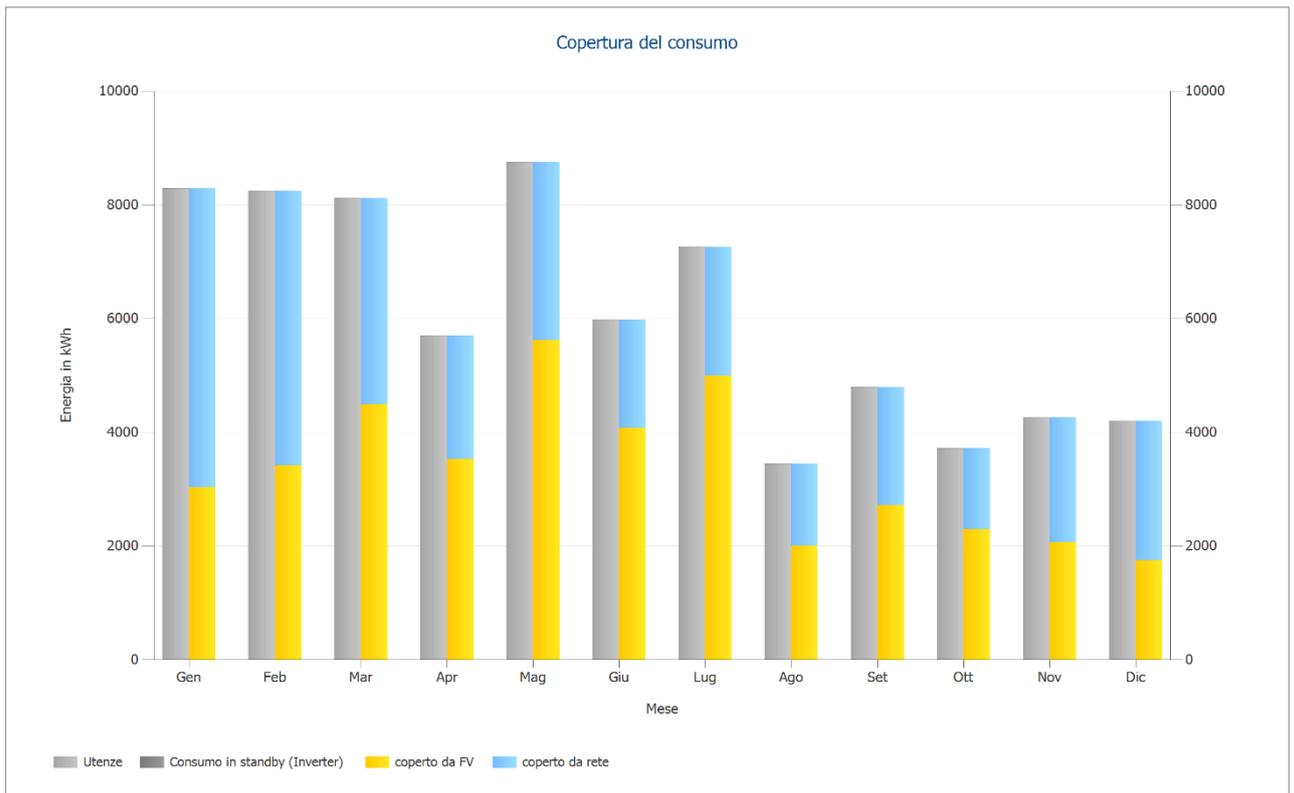


Figura: Copertura del consumo

## Analisi della redditività

### Panoramica

#### Dati impianto

Immissione in rete nel primo anno (incl. degrado del modulo)	57.718 kWh/ann o
Potenza generatore FV	71,6 kWp
Messa in funzione dell'impianto	04/07/2018
periodo di osservazione	25 Anni
Interessi sul capitale	1 %

#### Parametri della redditività

Rendimento delle attività	4,36 %
Cashflow accumulato (saldo di cassa)	76.881,11 €
Periodo ammortamento	17,2 Anni
Costi di produzione corrente	0,08 €/kWh

#### Panoramica dei pagamenti

Costi degli investimenti specifici	2.000,00 €/kWp
Costi di investimento	143.280,00 €
Pagamenti una tantum	0,00 €
Incentivi	0,00 €
Costi annui	1.432,80 €/anno
Altri ricavi o risparmi	0,00 €/anno

## Remunerazione e risparmi

Pagamento totale dall'azienda elettrica nel primo anno	2.885,91 €/anno
Risparmi primo anno	6.779,02 €/anno
Nuova tariffa (BASE)	
Prezzo di lavoro	0,17 €/kWh
Fattore di modifica prezzo - Prezzo del kWh	2 %/anno
Pagamento dell'energia venduta direttamente	
Prezzo dell'energia venduta direttamente	0,05 €/kWh
Pagamento dell'energia venduta direttamente	2.885,91 €/anno

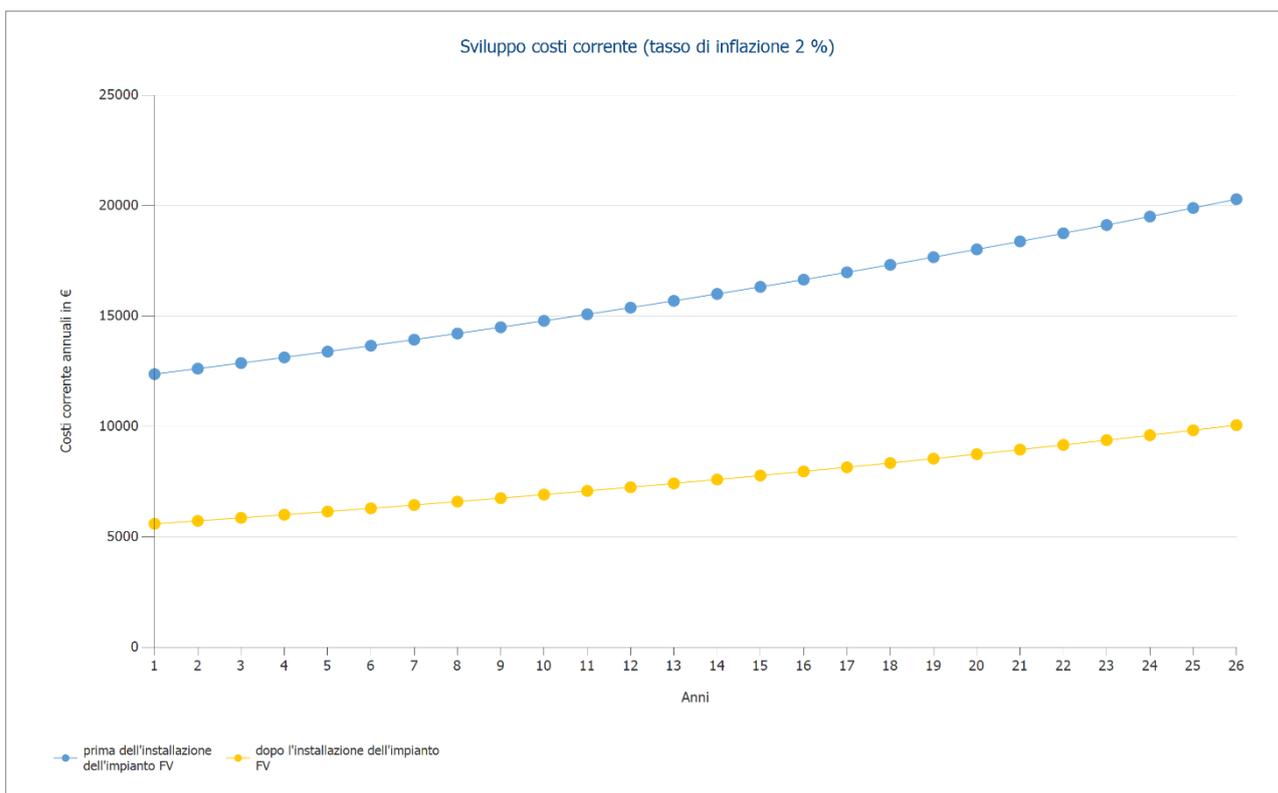


Figura: Sviluppo costi corrente (tasso di inflazione 2 %)

## Flusso di cassa - Tabella Cashflow

	anno 1	anno 2	anno 3	anno 4	anno 5
Investimenti	-143.280,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Costi di esercizio	-1.418,61 €	-1.404,57 €	-1.390,66 €	-1.376,89 €	-1.363,26 €
Pagamento per l'immissione	2.822,39 €	2.819,97 €	2.783,07 €	2.746,63 €	2.710,63 €
Risparmio di energia dalla rete	6.662,61 €	6.756,63 €	6.801,59 €	6.846,77 €	6.892,19 €
<b>Flusso di cassa annuale</b>	<b>-135.213,62 €</b>	<b>8.172,04 €</b>	<b>8.194,00 €</b>	<b>8.216,51 €</b>	<b>8.239,56 €</b>
Cashflow accumulato (saldo di cassa)	-135.213,62 €	-127.041,58 €	-118.847,58 €	-110.631,07 €	-102.391,51 €

	anno 6	anno 7	anno 8	anno 9	anno 10
Investimenti	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Costi di esercizio	-1.349,76 €	-1.336,40 €	-1.323,17 €	-1.310,07 €	-1.297,10 €
Pagamento per l'immissione	2.675,08 €	2.639,97 €	2.605,29 €	2.571,04 €	2.537,21 €
Risparmio di energia dalla rete	6.937,83 €	6.983,70 €	7.029,80 €	7.076,12 €	7.122,68 €
<b>Flusso di cassa annuale</b>	<b>8.263,15 €</b>	<b>8.287,27 €</b>	<b>8.311,92 €</b>	<b>8.337,09 €</b>	<b>8.362,79 €</b>
Cashflow accumulato (saldo di cassa)	-94.128,36 €	-85.841,09 €	-77.529,17 €	-69.192,07 €	-60.829,28 €

	anno 11	anno 12	anno 13	anno 14	anno 15
Investimenti	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Costi di esercizio	-1.284,25 €	-1.271,54 €	-1.258,95 €	-1.246,48 €	-1.234,14 €
Pagamento per l'immissione	2.503,79 €	2.470,79 €	2.438,20 €	2.406,02 €	2.374,23 €
Risparmio di energia dalla rete	7.169,46 €	7.216,47 €	7.263,71 €	7.311,18 €	7.358,88 €
<b>Flusso di cassa annuale</b>	<b>8.389,00 €</b>	<b>8.415,73 €</b>	<b>8.442,97 €</b>	<b>8.470,71 €</b>	<b>8.498,96 €</b>
Cashflow accumulato (saldo di cassa)	-52.440,28 €	-44.024,55 €	-35.581,58 €	-27.110,87 €	-18.611,91 €

	anno 16	anno 17	anno 18	anno 19	anno 20
Investimenti	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Costi di esercizio	-1.221,92 €	-1.209,82 €	-1.197,85 €	-1.185,99 €	-1.174,24 €
Pagamento per l'immissione	2.342,83 €	2.311,82 €	2.281,20 €	2.250,96 €	2.221,09 €
Risparmio di energia dalla rete	7.406,80 €	7.454,95 €	7.503,32 €	7.551,93 €	7.600,76 €
<b>Flusso di cassa annuale</b>	<b>8.527,70 €</b>	<b>8.556,95 €</b>	<b>8.586,68 €</b>	<b>8.616,90 €</b>	<b>8.647,61 €</b>
Cashflow accumulato (saldo di cassa)	-10.084,21 €	-1.527,26 €	7.059,42 €	15.676,32 €	24.323,93 €

	anno 21	anno 22	anno 23	anno 24	anno 25
Investimenti	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Costi di esercizio	-1.162,62 €	-1.151,11 €	-1.139,71 €	-1.128,42 €	-1.117,25 €
Pagamento per l'immissione	2.191,59 €	2.162,46 €	2.133,69 €	2.105,28 €	2.077,23 €
Risparmio di energia dalla rete	7.649,82 €	7.699,10 €	7.748,62 €	7.798,35 €	7.848,31 €
<b>Flusso di cassa annuale</b>	<b>8.678,79 €</b>	<b>8.710,46 €</b>	<b>8.742,60 €</b>	<b>8.775,21 €</b>	<b>8.808,29 €</b>
Cashflow accumulato (saldo di cassa)	33.002,72 €	41.713,18 €	50.455,79 €	59.231,00 €	68.039,29 €

	anno 26
Investimenti	0,00 €

Costi di esercizio	-1.106,19 €
Pagamento per l'immissione	2.049,52 €
Risparmio di energia dalla rete	7.898,50 €
<b>Flusso di cassa annuale</b>	<b>8.841,83 €</b>
Cashflow accumulato (saldo di cassa)	76.881,11 €

Tassi di aumento dei prezzi e degrado vengono applicati mensilmente per l'intero periodo di riferimento. Ciò avviene già nel primo anno.

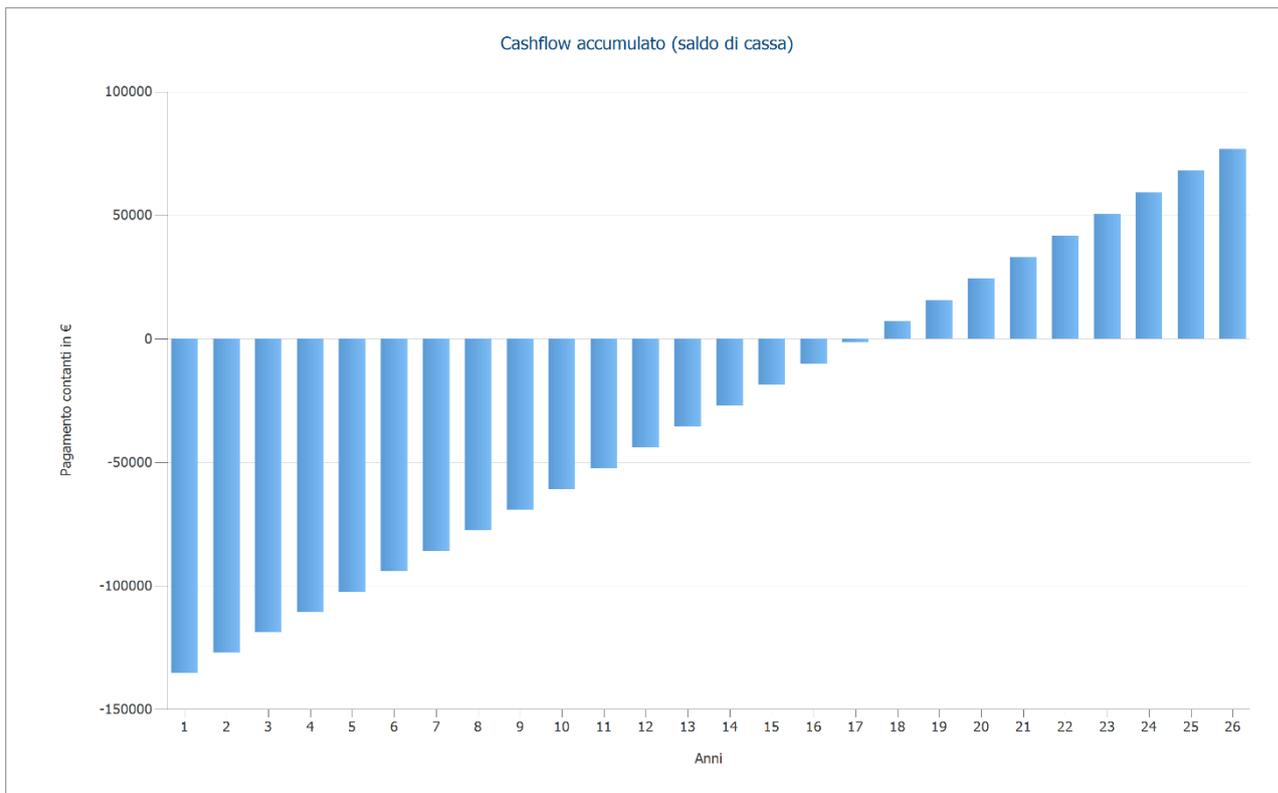


Figura: Cashflow accumulato (saldo di cassa)

## Piani

### Schema elettrico

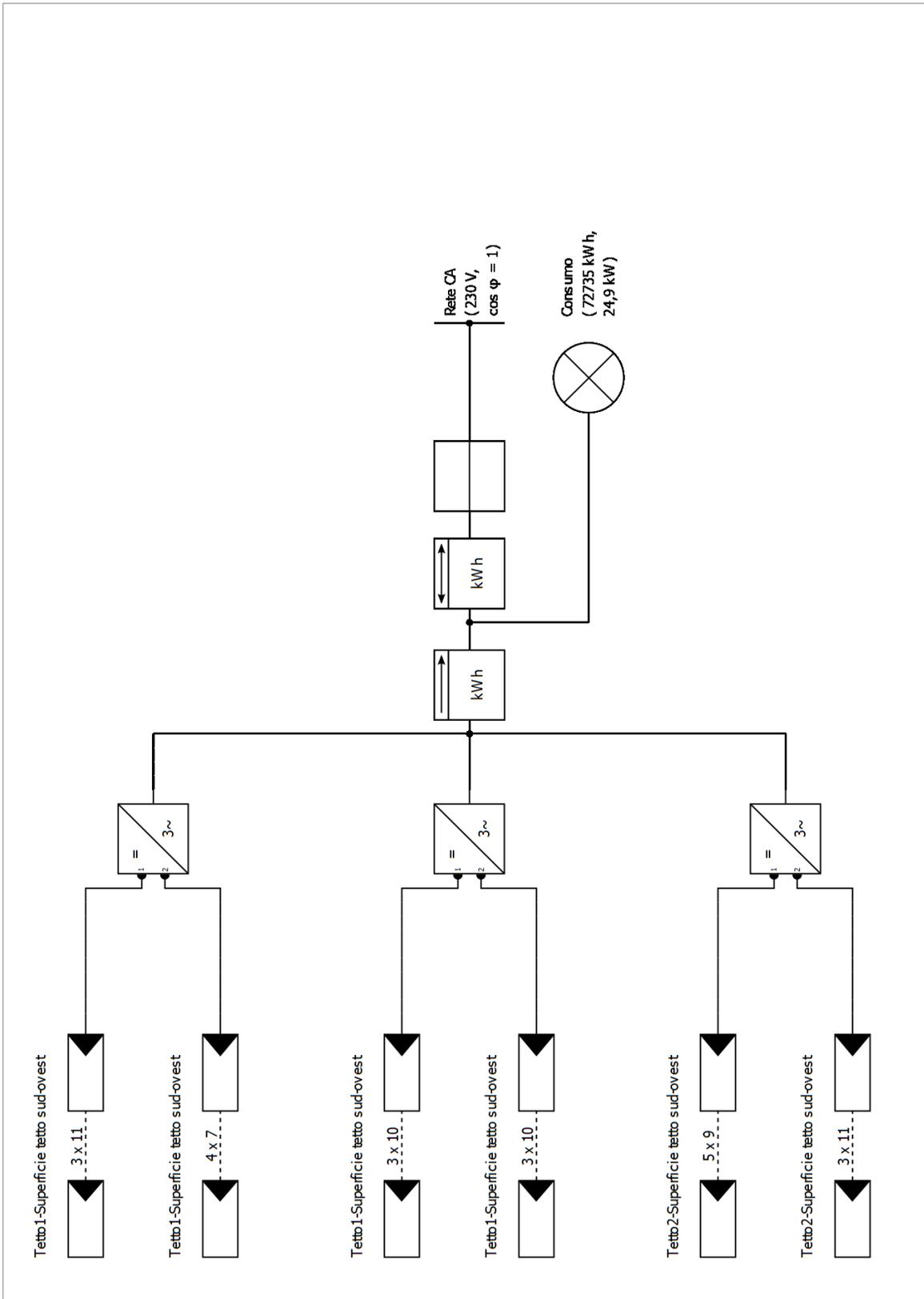


Figura: Schema elettrico

## 8. Conclusioni

Il primo obiettivo che ci si è preposti di raggiungere nel corso di questo lavoro è stato quello dell'analisi delle curve di carico, e quindi dei consumi energetici, di uno dei complessi di edifici facente parte della Sede Centrale del Politecnico di Torino.

La disponibilità di dati ha costituito una solida base per affrontare un'analisi di questo genere: è stato riscontrato come i profili individuati presentino andamenti molto differenti tra loro ed in alcuni casi sono state evidenziate tendenze apparentemente anomale. Al fine di ottenere un'analisi delle informazioni più completa e corretta nel campo della pubblica amministrazione, risulta decisamente più vantaggioso avere a disposizione dei dati suddivisi per piano in quanto si è in grado di risolvere criticità di vario tipo. Inoltre, sarebbe opportuno censire anche le apparecchiature elettroniche oltre ai dispositivi di illuminazione, in modo da garantire un'analisi ancora più dettagliata e più aderente alla realtà.

In aggiunta, integrando i dati resi disponibili da ARPA Piemonte, è stato possibile delineare la firma energetica modello per gli Edifici analizzati, la quale potrà rappresentare il punto di partenza per eventuali studi futuri più specifici. La possibilità di correlare i profili di carico ai dati meteo, ove presenti, consente di estendere gli orizzonti dell'analisi e di correlare le informazioni riguardanti i consumi a cause comunemente non considerate, come la disponibilità di luce naturale o la temperatura media esterna.

La progettazione di un impianto fotovoltaico ha delineato il secondo obiettivo del presente studio: sulla base delle specifiche disponibili per gli impianti già in funzione sulle coperture di altri edifici della Sede Centrale del Politecnico di Torino, è stato possibile creare un modello software tridimensionale realistico sotto il punto di vista del dimensionamento, dei dispositivi utilizzati e dello studio dell'ombreggiamento. L'utilizzo di un software specifico per la progettazione ha consentito di focalizzarsi in particolare sulla problematica dell'ombreggiamento, che molto spesso sembra essere trascurata in studi di dimensionamento più accademici. La possibilità di analizzare la disposizione dei pannelli in funzione degli edifici circostanti, in modo da non limitare il rendimento complessivo dell'impianto, costituisce un punto fondamentale e non trascurabile in fase di progettazione.

Il modello fotovoltaico è stato successivamente confrontato con quanto redatto da Voltalia Italia S.r.l. in merito all'impianto in via di costruzione. Le modifiche proposte rispetto alla proposta "base di gara" sono state commentate e giustificate dalla mancanza in catalogo dei modelli di pannello fotovoltaico e di inverter. Cionondimeno, la proposta di riconfigurazione prevede un miglioramento complessivo della richiesta di base, grazie all'utilizzo di pannelli a rendimento superiore ed inverter più performanti.

Il modello iniziale è stato quindi rivisto, aggiornato e corretto, in modo da renderlo coerente con le scelte progettuali dell'impianto in costruzione ed utilizzabile per futuri studi. La valutazione di nuovi scenari, definendo carichi differenti sulla base dell'incremento dell'efficienza energetica degli edifici e dell'avanzamento tecnologico, potrebbe ad esempio essere oggetto di approfondimento.

L'integrazione dei risultati ottenuti in fase di analisi con la possibilità di costruire scenari e verificarli in relazione all'utilizzo di fonti rinnovabili costituisce un interessante legame: in questo caso il profilo di carico attuale ottenuto tramite analisi dei consumi è stato utilizzato come input in uno scenario in cui l'impianto fotovoltaico è già in funzione. In tal modo si è potuta stimare la previsione di copertura offerta da tale impianto e di conseguenza quantificare la validità dell'opera.

Inoltre, dal momento in cui il Politecnico di Torino è molto attento alle politiche di risparmio energetico, di efficientamento e di retrofit anche sui propri locali, si è deciso di valutare l'incidenza causata dalla futura sostituzione di tutti gli apparecchi di illuminazione a tubo fluorescente sul carico elettrico. Noto il carico attuale, relativo all'intero anno 2018, si è ipotizzato che l'impianto di illuminazione incida per due terzi del totale, con il rimanente terzo dovuto all'utilizzo di PC e altri apparecchi elettronici. Una volta definita la potenza di illuminazione totale installata negli Edifici, si è ricavato il carico elettrico relativo ad uno scenario futuro in cui si farà uso esclusivo di tubi a LED. Nuovamente, sono state stimate la previsione di assorbimento di energia elettrica dall'impianto fotovoltaico, la previsione di prelievo dalla rete ed il risparmio globale di energia elettrica rispetto al carico attuale, dipendente dall'illuminazione a tubi fluorescenti.

I risultati mostrano come, se ad oggi fossero installati solo apparecchi a LED, l'impianto fotovoltaico commissionato si ripagherebbe solamente dopo 17 anni su un periodo di osservazione di 25. Se da un lato quindi l'obsolescenza dell'impianto di illuminazione si riflette su una maggiore convenienza dell'investimento, con un tempo di rientro economico di poco inferiore ai 14 anni, dall'altro sarebbe bene iniziare a considerare le misure di efficientamento degli edifici in relazione agli investimenti sulle rinnovabili e non più come intervento indipendente.

Ad oggi, risulta sicuramente ragionevole puntare sulle fonti rinnovabili ed investire su nuovi impianti, in grado di garantire un rientro economico ragionevole ed un risparmio energetico apprezzabile. Tuttavia, dal momento in cui il parco edilizio italiano deve necessariamente affrontare un rinnovo, specialmente in ottica di impegno europeo in campo di efficienza e risparmio, non è ragionevole considerare interventi di retrofit e nuove installazioni separatamente.

Anche dal punto di vista economico, la valutazione di un punto di ottimo da ricercare tra investire interamente sulle energie rinnovabili ed investire sul retrofit degli edifici potrebbe condurre non solo a risultati più utili dal punto di vista pratico, ma senza dubbio a scenari più remunerativi.

## 9. Bibliografia

[Online] <http://www.bipv.ch/index.php/it/tecnologia/requisiti-di-progettazione/ombreggiamento>.

[Online] <https://www.scuolaelettrica.it/elettrotecnica/elettro4.php?imposto=SI>.

[Online] [http://www.marconi-galletti.it/solare/index.php?option=com\\_content&view=article&id=18&Itemid=21](http://www.marconi-galletti.it/solare/index.php?option=com_content&view=article&id=18&Itemid=21).

[Online] <https://www.enerpoint.it/solare/fotovoltaico/conto-energia-normativa.php>.

[Online] <http://www.stringsizer.abb.com/>.

[Online] <https://www.homepower.com/articles/solar-electricity/design-installation/pv-array-sizing-kwh>.

[Online] <http://holidaysigns.com/6-reasons-to-retrofit-neon-signs-to-led/>.

[Online] <https://www.architetturaecosostenibile.it/architettura/criteri-progettuali/differenze-tubi-led-neon-708/>.

[Online] <http://www.progemaenergia.it/luci-a-led-cosa-sono-e-come-funzionano/>.

[Online] <https://www.spiritenergy.co.uk/kb-flat-roof-solar-mounting>.

[Online] <http://biblus.acca.it/focus/impianto-fotovoltaico-cose/>.

[Online] <https://www.ledhut.co.uk/blog/led-equivalent-wattages-against-traditional-lighting/>.

[Online] <https://blog.constellation.com/2016/03/25/led-vs-cfl-bulbs/>.

[Online] <http://www.virdemlux.com/News/tabid/78/ctl/ArticleView/mid/388/articleId/16/Lampade-a-LED-in-sostituzione-delle-vecchie-fluorescenti-compatte.aspx>.

[Online] <https://ledpro.it/tabella-comparazione-led/>.

[Online] <https://metrospherelight.com/blog/led-vs-fluorescent-tubes-comparison-in-energy-consumption-lighting-performance-efficiency/>.

[Online] <http://www.efficienzaenergetica.enea.it/Cittadino/illuminazione/i-diversi-tipi-di-lampade>.

[Online] <https://www.ingegneri.cc/prestazioni-energetiche-degli-edifici-il-retrofit-energetico.html>.

[Online] [https://www.repubblica.it/native/ambiente/2018/06/25/news/il\\_risparmio\\_energetico\\_e\\_nella\\_sua\\_efficienza\\_a\\_cominciare\\_dal\\_settore\\_home\\_e\\_building-199485374/](https://www.repubblica.it/native/ambiente/2018/06/25/news/il_risparmio_energetico_e_nella_sua_efficienza_a_cominciare_dal_settore_home_e_building-199485374/).

[Online] <https://www.infobuildenergia.it/approfondimenti/nZEB-case-futuro-edifici-a-energia-quasi-zero-302.html#>.

[Online] <http://www.rinnovabili.it/greenbuilding/consumi-edilizia/>.

[Online] <http://www.rinnovabili.it/energia/piano-nazionale-energia-clima/>.

[Online] <http://www.contabilizzazionebologna.it/audit-energetico/>.

[Online] <http://www.rinnovabili.it/storico/ma-cosa-significa-audit-energetico/>.

[Online] <http://www.genitronsviluppo.com/2009/10/05/efficienza-energetica-analisi-consumi/>.

[Online] <https://eu.boell.org/en/energy-atlas-2018-facts-and-figures-about-renewables-europe>.

[Online] <https://www.eea.europa.eu/signals/signals-2017/articles/12019energia-in-europa-situazione-attuale>.

[Online] <https://www.reteclima.it/piano-20-20-20-il-pacchetto-clima-energia-20-20-20/>.

[Online] [https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris\\_it](https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_it).

[Online] <https://grenstudioservice.com/la-conferenza-di-copenhagen-cop15/>.

[Online] <https://www.reteclima.it/protocollo-di-kyoto/>.

**Adelmi. 2018.** *Ottimizzazione energetica e manutentiva di un impianto di illuminazione in ambito ospedaliero.* Ingegneria Energetica e Nucleare, Politecnico di Torino. 2018. Tesi di Laurea II livello.

**Bluenergycontrol di Marco Fiorese. 2006.** *Linee guida all'installazione di impianti fotovoltaici.* 2006.

**Brundtland. 1987.** *Rapporto Brundtland.* World Commission on Environment and Development. 1987.

**Crosasso. 2016.** *Analisi dei consumi energetici reali attraverso lo strumento della firma energetica: il caso della sede del Castello del Valentino.* Architettura per il progetto sostenibile, Politecnico di Torino. 2016.

**Duffie e Beckman.** *Solar Engineering of Thermal Processes.* s.l. : John Wiley & Sons Inc.

**Enea, Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile. 2018.** *Analisi trimestrale del sistema energetico italiano, III trimestre 2018.* 2018.

**Heinrich Böll Foundation, Friends of the Earth Europe, European Renewable Energies Federation, Green European Foundation. 2018.** *Energy Atlas .* 2018.

**Ministero dello Sviluppo Economico. 2018 (giugno).** *La situazione energetica nazionale nel 2017.* 2018 (giugno).

**Mocci. 2017.** *Dimensionamento di un impianto fotovoltaico connesso in rete.* Ingegneria Energetica, Politecnico di Torino. 2017. Tesi di Laurea I livello.

**Montanari. 2017.** *Analisi dei consumi di energia elettrica di edifici del Politecnico di Torino.* Ingegneria Energetica e Nucleare, Politecnico di Torino. 2017. Tesi di laurea I livello.

**Perrella, Ministero dello Sviluppo Economico. 2018.** *Il monitoraggio statistico-energetico: dati del primo semestre 2018.* 2018.

**Sellitto. 2017.** *Dimensionamento di un impianto fotovoltaico.* Ingegneria Energetica e Nucleare, Politecnico di Torino. 2017. Tesi di laurea I livello.

**Spertino.** *Conversione Fotovoltaica dell'Energia.*

**Spertino, Di Leo e Corona.** *Linee guida alla progettazione, installazione e all'esercizio di impianti fotovoltaici.* Programma ALCOTRA.

**Terna, Ufficio Statistico di.** <http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/statisticheeprevisioni/datistatistici.aspx>. *www.terna.it.* [Online]

**Voltalia Italia S.r.l, Gazzillo, Palmiero. 2018-2019.** *Realizzazione di impianto fotovoltaico su fabbricati TO\_CEN04.* 2018-2019.

## **10. Appendice**

## 10.1. Modulo Fotovoltaico SunForte PM096B00

# SunForte PM096B00

Modulo  
Fotovoltaico Monocristallino



320W  
333W

**Gamma di potenza**  
320 – 333Wp



**Design altamente rinforzato**  
Il modulo è conforme ai test di sforzo per soddisfare i requisiti di carico 5400 Pa



**Resistenza alla corrosione del sale e all'umidità**  
Il modulo è conforme con lo standard IEC 61701: Test sulla corrosione da contatto salino



**Celle Back Contact**  
L'assenza di stringa sul lato anteriore aumenta lo spazio di conversione della luce



**Scatola di giunzione IP67**  
Livello avanzato di impermeabilità e resistenza alla polvere



**Senza messa a terra**  
Compatibile con inverter senza trasformatore per sistemi ad alta tensione



**Resistenza al PID**



**Prestazioni superiori a temperature elevate**  
Meno perdita di potenza in estate grazie a un basso coefficiente di temperatura



**BenQ** BenQ Solar

# SunForte PM096B00 (320 ~ 333 Wp)

## Dati elettrici

	320 W	325 W	327 W	330 W	333 W
Potenza nominale $P_N$	320 W	325 W	327 W	330 W	333 W
Efficienza modulo	19.6%	19.9%	20.1%	20.3%	20.4%
Tensione nominale $V_{mp}$ (V)	54.7	54.7	54.7	54.7	54.7
Corrente nominale $I_{mp}$ (A)	5.86	5.94	5.98	6.04	6.09
Tensione a circuito aperto $V_{oc}$ (V)	64.8	64.9	64.9	64.9	64.9
Corrente di corto circuito $I_{sc}$ (A)	6.27	6.39	6.46	6.52	6.58
Tolleranza massima di $P_N$	0 / +3%				

\* I dati riportati rappresentano i valori misurati a STC (Standard Test Conditions)  
 \* STC: irradiazione 1000W/m<sup>2</sup>, distribuzione spettro AM 1.5, temperatura 25 ± 2 °C, in conformità con EN 60904-3  
 \* I dati elettrici forniti sono valori nominali in base a misurazioni di base e tolleranze di produzione del ±10%, a eccezione della  $P_N$ .  
 Le classificazioni sono eseguite in base alla  $P_N$ .

## Coefficiente di temperatura

NOCT	45 ± 2 °C
Coefficiente di temperatura di $P_N$	-0.33 % / K
Coefficiente di temperatura di $V_{oc}$	-0.26 % / K
Coefficiente di temperatura di $I_{sc}$	0.05 % / K

\* NOCT: Normal Operation Cell Temperature, temperatura operativa normale cella, condizioni di misurazione: irradiazione 800W/m<sup>2</sup>, AM1.5, temperatura dell'aria 20 °C, velocità del vento 1m/s

## Caratteristiche meccaniche

Dimensioni (lunghezza x larghezza x altezza)	1559 x 1046 x 46 mm (61.38 x 41.18 x 1.81 pollici)
Peso	18.6 kg (41.0 lbs)
Vetro anteriore	Vetro temperato ad alta trasmissione con AR-Tech, 3.2 mm (0.13 pollici)
Cella	96 celle back-contact ad alta efficienza
Foglio posteriore	Pellicola composta
Telaio	Telaio in alluminio anodizzato
Scatola di derivazione	Classificazione IP-67 con 3 diodi di bypass
Tipo di connettore & Cavi	TE Connectivity PV4: 1x4mm <sup>2</sup> (0.04x0.16 pollici <sup>2</sup> ), Lunghezza: ognuno 1.0 m (39.37 pollici)

## Condizioni operative

Temperatura di funzionamento	-40 ~ +80 °C
Intervallo temperatura ambiente	-40 ~ +45 °C
Max. Tensione sistema IEC/UL	1000 V / 1000 V
Val. nominale fusibili in serie	20A
Capacità massima di carico superficie	Testato fino a 5400 Pa secondo la norma IEC 61215 (test avanzato)

## Garanzie e certificazioni

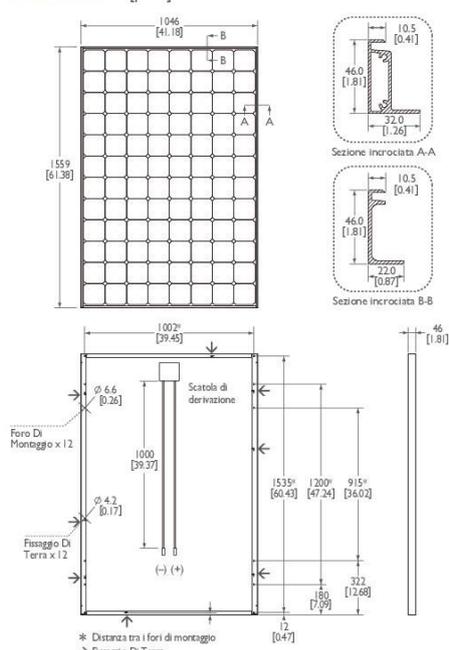
Prodotto	10 anni per materiale e lavorazione
Garanzia delle prestazioni	Rendimento garantito del 95% per 5 anni e dell' 87% per 25 anni con un degrado lineare
Certificazioni	In conformità con le linee guida IEC/EN 61215, IEC/EN 61730, UL 1703 *

\* Esaminare le altre certificazioni presso i rivenditori ufficiali

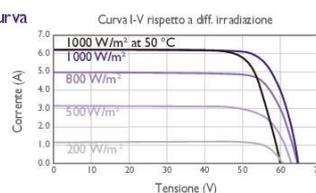
## Configurazione dell'imballo

Container	20' GP	40' GP	40' HQ
Pezzi per pallet	22	22	22
Pallet per container	6	14	28
Pezzi per container	132	308	616

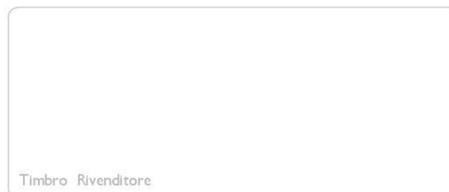
## Dimensione mm [pollici]



## I-V Curva



Caratteristiche di corrente/tensione con dipendenza su irradiazione e temperatura del modulo



## AU Optronics Corporation

No. 1, U-Hsin Rd. 2, Hsinchu Science Park, Hsinchu 30078, Taiwan  
 Tel: +886-3-500-8899 www.BenQSolar.com



BenQ Solar è una divisione di AU Optronics. Questa brochure è stata stampata con inchiostro di seta.  
 © Copyright Giugno 2015 AU Optronics Corp. Tutti i diritti riservati. Le informazioni possono essere modificate senza preavviso.



BenQ  
Solar

## 10.2. Inverter di stringa ABB PV10/12.5-TL-OUTD



INVERTER SOLARI

### Inverter di stringa ABB

PVI-10.0/12.5-TL-OUTD

da 10 a 12.5 kW



01

—  
01  
PVI-10.0/12.5-TL-OUTD  
inverter di stringa  
da esterno

L'algoritmo di MPPT veloce e preciso consente un inseguimento della potenza in tempo reale e una migliore raccolta di energia.

#### Due MPPT indipendenti e un'efficienza che raggiunge il 97.8%

Questo dispositivo senza trasformatore è dotato di due MPPT indipendenti e ha una classe d'efficienza che raggiunge il 97.8%.

Curve di efficienza piatte garantiscono un elevato rendimento a tutti i livelli di erogazione assicurando una prestazione costante e stabile nell'intero intervallo di tensione in ingresso e di potenza in uscita.

L'ampio intervallo di tensione in ingresso rende l'inverter adatto per impianti a bassa potenza con formato di stringhe ridotto.

Progettato per uso commerciale, questo inverter trifase si distingue per la sua capacità di controllare le prestazioni dei pannelli fotovoltaici, specialmente durante periodi di condizioni ambientali variabili.

#### Caratteristiche principali

- Unità di conversione DC/AC con topologia di ponte trifase
- Topologia senza trasformatore
- Ciascun inverter è programmato con specifici standard di rete che possono essere installati direttamente sul campo
- Ampio intervallo di tensione in ingresso
- Doppia sezione di ingresso con inseguimento MPPT indipendente, consente una ottimale raccolta di energia anche nel caso di stringhe orientate in direzioni diverse
- Sezionatore DC integrato in conformità con gli standard internazionali (versioni -S e -FS)
- Raffreddamento a convezione naturale per garantire la massima affidabilità
- Involucro da esterno per uso in qualsiasi condizione ambientale
- Interfaccia di comunicazione RS-485 (per connessione con computer portatili o data logger)

## Inverter di stringa ABB

### PVI-10.0/12.5-TL-OUTD

da 10 a 12.5 kW

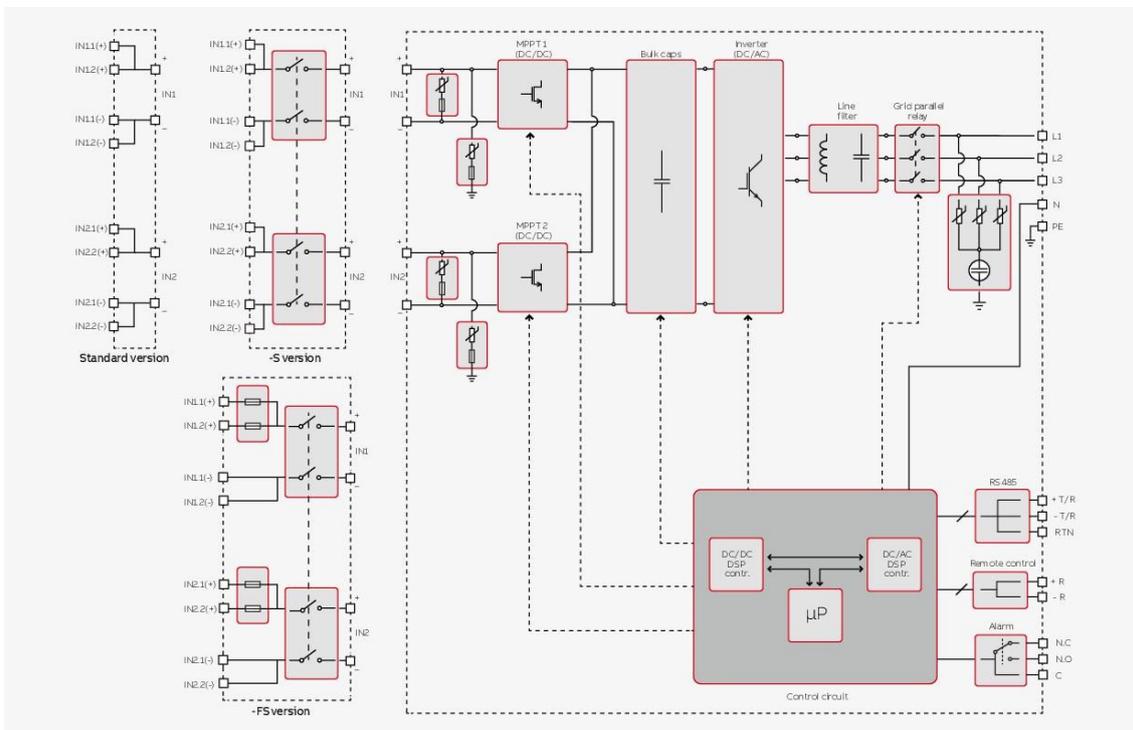


#### Dati tecnici e modelli

Modello	PVI-10.0-TL-OUTD	PVI-12.5-TL-OUTD
<b>Ingresso</b>		
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 x $V_{start}...850$ V (min 200 V)	
Tensione nominale DC in ingresso ( $V_{dc}$ )	580 V	
Potenza nominale DC di ingresso ( $P_{dc}$ )	10300 W	12800 W
Numero di MPPT indipendenti	2	
Potenza massima DC di ingresso per ogni MPPT ( $P_{MPPTmax}$ )	6500 W	8000 W
Intervallo di tensione DC con configurazione di MPPT in parallelo a $P_{dc}$	300...750 V	360...750 V
Limitazione di potenza DC con configurazione di MPPT in parallelo	Derating da max a zero [750 V <sub>dc</sub> -V <sub>MPPTc</sub> ≤850 V]	
Limitazione di potenza DC per ogni MPPT con configurazione di MPPT indipendenti a $P_{dc}$ , esempio di massimo sbilanciamento	6500 W [380 V <sub>dc</sub> -V <sub>MPPTc</sub> ≤750 V] altro canale: $P_{dc}$ ≤6500 W [225 V <sub>dc</sub> -V <sub>MPPTc</sub> ≤750 V]	8000 W [445 V <sub>dc</sub> -V <sub>MPPTc</sub> ≤750 V] altro canale: $P_{dc}$ ≤8000 W [270 V <sub>dc</sub> -V <sub>MPPTc</sub> ≤750 V]
Massima corrente DC in ingresso ( $I_{dc,max}$ ) / per ogni MPPT ( $I_{MPPTmax}$ )	34.0 A / 17.0 A	36.0 A / 18.0 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	
Tipo di connessione DC	Connettore PV ad innesto rapido <sup>3)</sup>	
<b>Protezioni di ingresso</b>		
Protezione da inversione di polarità	Protezione per il solo inverter, da sorgente limitata in corrente	
Protezione da sovratensione di ingresso per ogni MPPT-varistore	SI	
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)	15 A / 1000 V	
<b>Uscita</b>		
Tipo di connessione AC alla rete	Trifase 3 fili + PE o 4 fili + PE	
Potenza nominale AC di uscita ( $P_{ac}$ @ $\cos\phi=1$ )	10000 W	12500 W
Potenza massima AC di uscita ( $P_{ac,max}$ @ $\cos\phi=1$ )	11000 W <sup>4)</sup>	13800 W <sup>5)</sup>
Potenza apparente massima ( $S_{max}$ )	11500 VA	13800 VA
Tensione nominale AC di uscita ( $V_{ac}$ )	400 V	
Intervallo di tensione AC di uscita	320...480 V <sup>3)</sup>	
Massima corrente AC di uscita ( $I_{ac,max}$ )	16.6 A	20.0 A
Contributo alla corrente di corto circuito	19.0 A	22.0 A
Frequenza nominale di uscita (f)	50 Hz / 60 Hz	
Intervallo di frequenza di uscita ( $f_{min}...f_{max}$ )	47...53 Hz / 57...63 Hz <sup>4)</sup>	
Fattore di potenza nominale e intervallo di aggiustabilità	> 0.995, adj. ± 0.9 con $P_{dc}$ ≤10.0 kW, ± 0.8 con max 11.5 kVA	> 0.995, adj. ± 0.9 con $P_{dc}$ ≤12.5 kW, ± 0.8 con max 13.8 kVA
Distorsione armonica totale di corrente	< 2%	
Tipo di connessioni AC	Morsettiera a vite, pressa cavo M40	
<b>Protezioni di uscita</b>		
Protezione anti-islanding	In accordo alla normativa locale	
Massima protezione esterna da sovracorrente AC	25.0 A	
Protezione da sovratensione di uscita - varistore	3, più gas arrester	
<b>Prestazioni operative</b>		
Efficienza massima ( $\eta_{max}$ )	97.8%	
Efficienza pesata (EURO/CEC)	97.1% / -	97.2% / -
Soglia di alimentazione della potenza	30.0 W	
Consumo notturno	< 1.0 W	
<b>Comunicazione</b>		
Monitoraggio locale cablato	PVI-USB-RS232_485 (opz.)	
Monitoraggio remoto	VSN300 Wifi Logger Card (opz.), VSN700 Data Logger (opz.)	
Monitoraggio locale wireless	VSN300 Wifi Logger Card (opz.)	
Interfaccia utente	Display LCD con 16 caratteri x 2 linee	

**SCHEDA TECNICA PER PVI-10.0/12.5-TL-OUTD INVERTER SOLARI ABB**

**ABB PVI-10.0/12.5-TL-OUTD - Diagramma a blocchi**



**Dati tecnici e modelli**

Modello	PVI-10.0-TL-OUTD	PVI-12.5-TL-OUTD
<b>Ambientali</b>		
Temperatura ambiente	-25...+60°C (-13...+140°F) con derating sopra 55°C (131°F)	-25...+60°C (-13...+140°F) con derating sopra 50°C (122°F)
Umidità relativa	0...100% con condensa	
Pressione di emissione acustica, tipica	50 dBA @ 1 m	
Massima altitudine operativa senza derating	2000 m / 6560 ft	
<b>Fisici</b>		
Grado di protezione ambientale	IP65	
Sistema di raffreddamento	Naturale	
Dimensioni (H x W x D)	716 mm x 645 mm x 224 mm / 28.2" x 25.4" x 8.8"	
Peso	< 41.0 kg / 90.4 lbs	
Sistema di montaggio	Staffe da parete	
<b>Sicurezza</b>		
Livello di isolamento	Senza trasformatore	
Certificazioni	CE (solo 50 Hz), RCM	
Norme EMC e di sicurezza	EN 50178, IEC/EN 62109-1, IEC/EN 62109-2, AS/NZS 3100, AS/NZS 60950.1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12	
Norme di connessione alla rete (verificare la disponibilità tramite il canale di vendita)	CEI 0-21, CEI 0-16, DIN V VDE V 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, G59/3, C10/11, EN 50438 (non per tutte le varianti nazionali), RD 1699, RD 413, RD 661, P.O. 12.3, AS/NZS 4777, IEC 61727, IEC 62116, BDEW, MEA, NRS 097-2-1, VFR 2014	
<b>Modelli disponibili</b>		
Standard	PVI-10.0-TL-OUTD	PVI-12.5-TL-OUTD
Con sezionatore DC	PVI-10.0-TL-OUTD-S	PVI-12.5-TL-OUTD-S
Con sezionatore DC e fusibile	PVI-10.0-TL-OUTD-FS	PVI-12.5-TL-OUTD-FS

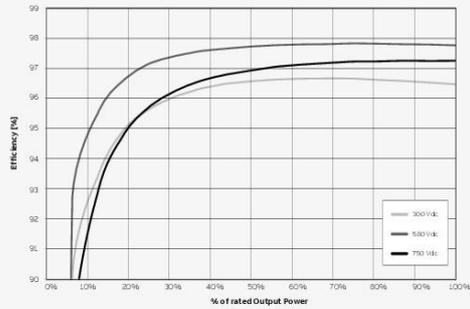
<sup>1</sup> L'intervallo di tensione di uscita può variare in funzione della norma di connessione alla rete, valida nel Paese di installazione  
<sup>2</sup> L'intervallo di frequenza di uscita può variare in funzione della norma di connessione alla rete, valida nel Paese di installazione  
<sup>3</sup> Fare riferimento al documento "String Inverters - Product manual appendix" disponibile sul sito [www.abb.com/solarinverters](http://www.abb.com/solarinverters) per conoscere la marca ed il modello di

connettore ad innesto rapido utilizzato sull'inverter  
<sup>4</sup> Limitata a 10000 W per il Belgio e la Germania  
<sup>5</sup> Limitata a 12500 W per la Germania

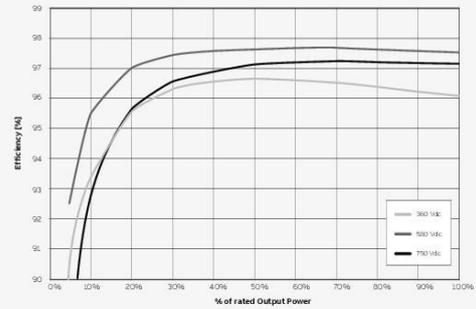
**Nota. Le caratteristiche non specificatamente menzionate nel presente data sheet non sono incluse nel prodotto**



Curve di efficienza PVI-10.0-TL-OUTD



Curve di efficienza PVI-12.5-TL-OUTD



Per maggiori informazioni si prega di contattare un rappresentante ABB o di visitare:

[www.abb.it/solarinverters](http://www.abb.it/solarinverters)  
[www.abb.it](http://www.abb.it)

L'azienda si riserva il diritto di apportare modifiche tecniche o modificare i contenuti del presente documento senza preavviso. Per quanto riguarda gli ordini di acquisto, valgono i dettagli concordati. ABB declina qualsiasi responsabilità per possibili errori o mancanza di informazioni nel presente documento.

L'azienda si riserva tutti i diritti sul presente documento, sugli argomenti e sulle illustrazioni in esso contenuti. Qualsiasi riproduzione, rivelazione a terzi o utilizzo dei contenuti, in toto o in parte, è vietata senza previa autorizzazione scritta da parte di ABB. Copyright © 2017 ABB. Tutti i diritti riservati.



## 10.3. SMA Sunny Tripower 15000/20000/25000 TL

SUNNY TRIPOWER  
15000TL / 20000TL / 25000TL



STP 15000TL-30 / STP 20000TL-30 / STP 25000TL-30

### Efficiente

- Massimo grado di rendimento pari al 98,4%

### Sicuro

- Scaricatore di sovratensioni CC (SPD tipo II) integrabile

### Adattabile

- Tensione d'ingresso CC fino a 1000 V
- Dimensionamento dell'impianto su misura grazie al concetto multistringa
- Display opzionale

### Innovativo

- Funzioni di comunicazione con la rete elettrica grazie al controllore di impianto
- Potenza reattiva sempre disponibile, grazie alla funzione QonDemand

### SUNNY TRIPOWER 15000TL / 20000TL / 25000TL

L'inverter trifase ideale per impianti di tipo commerciale e per grandi impianti FV

Sunny Tripower è l'inverter ideale per impianti di tipo commerciale e industriale. Con un rendimento del 98,4% non solo permette di avere un'efficienza ad altissimi livelli, ma, grazie al concetto multistringa e all'ampio range di tensione d'ingresso, garantisce anche un'elevata flessibilità di utilizzo e la compatibilità con numerosi moduli FV.

Sono state inoltre integrate nuove funzioni di comunicazione con la rete elettrica grazie al controllore di impianto, che consente la regolazione della potenza reattiva insieme all'inverter direttamente al punto di connessione. In questo modo non sono più necessarie unità di regolazione separate con conseguente riduzione dei costi di sistema. Un'altra novità è rappresentata dalla potenza reattiva sempre disponibile, grazie alla funzione QonDemand.

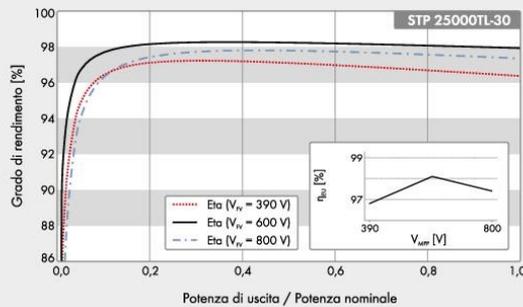
# SUNNY TRIPOWER

## 15000TL / 20000TL / 25000TL

Dati tecnici	Sunny Tripower 15000TL
<b>Ingresso (CC)</b>	
Potenza del generatore fotovoltaico max.	27000 Wp
Potenza nominale CC	15330 W
Tensione d'ingresso max	1000 V
Range di tensione MPP / tensione nominale d'ingresso	240 V a 800 V / 600 V
Tensione d'ingresso min. / tensione d'ingresso d'avviamento	150 V / 188 V
Corrente d'ingresso max. ingresso A / ingresso B	33 A / 33 A
Numero di ingressi MPP indipendenti / stringhe per ingresso MPP	2 / A:3; B:3
<b>Uscita (CA)</b>	
Potenza massima (a 230 V, 50 Hz)	15000 W
Potenza apparente CA max.	15000 VA
Tensione nominale CA	3 / N / PE; 220 V / 380 V 3 / N / PE; 230 V / 400 V 3 / N / PE; 240 V / 415 V
Range di tensione CA	180 V bis 280 V
Frequenza di rete CA / range	50 Hz / 44 Hz a 55 Hz 60 Hz / 54 Hz a 65 Hz
Frequenza di rete nominale / tensione di rete nominale	50 Hz / 230 V
Corrente d'uscita max. / corrente d'uscita nominale	29 A / 21,7 A
Fattore di potenza alla potenza massima / Fattore di sfasamento regolabile	1 / 0 sovraeccitato a 0 sottoeccitato
THD	≤ 3 %
Fasi di immissione / fasi di collegamento	3 / 3
<b>Grado di rendimento</b>	
Grado di rendimento max. / grado di rendimento europ.	98,4 % / 98,0 %
<b>Dispositivi di protezione</b>	
Dispositivo di disinserzione lato ingresso	●
Monitoraggio della dispersione verso terra / monitoraggio della rete	● / ●
Scaricatore di sovratensioni CC: SPD tipo II	○
Protezione contro l'inversione della polarità CC/resistenza ai cortocircuiti CA/separazione galvanica	● / ● / -
Unità di monitoraggio correnti di guasto	●
Classe di isolamento (secondo IEC 62109-1) / categoria di sovratensione (secondo IEC 62109-1)	I / AC; III; DC; II
<b>Dati generali</b>	
Dimensioni (L x A x P)	661 / 682 / 264 mm (26,0 / 26,9 / 10,4 inch)
Peso	61 kg (134,48 lb)
Range di temperature di funzionamento	-25 °C a +60 °C (-13 °F a +140 °F)
Rumorosità, valore tipico	51 dB(A)
Autoconsumo (notte)	1 W
Topologia / principio di raffreddamento	Senza trasformatore / OptiCool
Grado di protezione (secondo IEC 60529)	IP65
Classe climatica (secondo IEC 60721-3-4)	4K4H
Valore massimo ammissibile per l'umidità relativa (non condensante)	100 %
<b>Dotazione / Funzione / Accessori</b>	
Collegamento CC / Collegamento CA	SUNCLIX / morsetto a molla
Display	○
Interfaccia: RS485, Speedwire/Webconnect	○ / ●
Interfaccia dati: SMA Modbus / SunSpec Modbus	● / ●
Relè multifunzione / Power Control Module	○ / ○
OptiTrac: Global Peak / Integrated Plant Control / Q on Demand 24/7	● / ● / ●
Idoneo per Off-Grid / compatibile con SMA Fuel Save Controller	● / ●
Garanzia: 5 / 10 / 15 / 20 anni	● / ○ / ○ / ○
Certificati e omologazioni previsti	ANRE 30, AS 4777, BDEW 2008, C10/11:2012, CE, CEI 0-16, CEI 021, DEWA 2.0, EN 50438:2013*, G59/3, IEC 60682-x, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, MEA 2013, NBR 16149, NEN EN 50438, NRS 0972-1, PFA 2013, PFC, RD 1699/413, RD 661/2007, Res. n° 7.2013, SI4777, TOR D4, TR 3.2.2, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDEARN 4105, VFR 2014
Denominazione del tipo	STP 15000TL-30

\* Non vale per tutti gli allegati nazionali della norma EN 50438

### Curva del grado di rendimento



### Accessori



● Dotazione di serie ○ Opzionale — Non disponibile  
 Dati per le condizioni nominali  
 Aggiornamento: ottobre 2017

Dati tecnici	Sunny Tripower 20000TL	Sunny Tripower 25000TL
<b>Ingresso (CC)</b>		
Potenza del generatore fotovoltaico max.	36000 Wp	45000 Wp
Potenza nominale CC	20440 W	25550 W
Tensione d'ingresso max.	1000 V	1000 V
Range di tensione MPP / tensione nominale d'ingresso	320 V a 800 V / 600 V	390 V a 800 V / 600 V
Tensione d'ingresso min. / tensione d'ingresso d'avviamento	150 V / 188 V	150 V / 188 V
Corrente d'ingresso max. ingresso A / ingresso B	33 A / 33 A	33 A / 33 A
Numero di ingressi MPP indipendenti / stringhe per ingresso MPP	2 / A;3; B:3	2 / A;3; B:3
<b>Uscita (CA)</b>		
Potenza massima (a 230 V, 50 Hz)	20000 W	25000 W
Potenza apparente CA max.	20000 VA	25000 VA
Tensione nominale CA	3 / N / PE; 220 V / 380 V 3 / N / PE; 230 V / 400 V 3 / N / PE; 240 V / 415 V	
Range di tensione CA	180 V a 280 V	
Frequenza di rete CA / range	50 Hz / 44 Hz a 55 Hz 60 Hz / 54 Hz a 65 Hz	
Frequenza di rete nominale / tensione di rete nominale	50 Hz / 230 V	
Corrente d'uscita max / corrente d'uscita nominale	29 A / 29 A	36,2 A / 36,2 A
Fattore di potenza alla potenza massima / Fattore di sfasamento regolabile	1 / 0 sovraccaricato a 0 sottoeccitato	
THD	≤ 3%	
Fasi di immissione / fasi di collegamento	3 / 3	
<b>Grado di rendimento</b>		
Grado di rendimento max. / grado di rendimento europ.	98,4% / 98,0%	98,3% / 98,1%
<b>Dispositivi di protezione</b>		
Dispositivo di disinserzione lato ingresso	●	
Monitoraggio della dispersione verso terra / monitoraggio della rete	● / ●	
Scaricatore di sovratensioni CC: SPD tipo II	○	
Protezione contro l'inversione della polarità CC/resistenza ai cortocircuiti CA/separazione galvanica	● / ● / -	
Unità di monitoraggio correnti di guasto	●	
Classe di isolamento (secondo IEC 62109-1) / categoria di sovratensione (secondo IEC 62109-1)	I / AC: III; DC: II	
<b>Dati generali</b>		
Dimensioni (L x A x P)	661 / 682 / 264 mm (26,0 / 26,9 / 10,4 pollici)	
Peso	61 kg (134,48 lb)	
Range di temperature di funzionamento	-25 °C a +60 °C (-13 °F a +140 °F)	
Rumorosità, valore tipico	51 dB(A)	
Autoconsumo (notte)	1 W	
Topologia / principio di raffreddamento	Senza trasformatore / OptiCool	
Grado di protezione (secondo IEC 60529)	IP65	
Classe climatica (secondo IEC 60721-3-4)	4K4H	
Valore massimo ammissibile per l'umidità relativa (non condensante)	100%	
<b>Dotazione / Funzione / Accessori</b>		
Collegamento CC / Collegamento CA	SUNCLIX / morsetto a molla	
Display	○	
Interfaccia: RS485, Speedwire/Webconnect	○ / ●	
Interfaccia dati: SMA Modbus / SunSpec Modbus	● / ●	
Relè multifunzione / Power Control Module	○ / ○	
OptiTrac: Global Peak / Integrated Plant Control / Q on Demand 24/7	● / ● / ●	
Idoneo per Off-Grid / compatibile con SMA Fuel Save Controller	● / ●	
Garanzia: 5 / 10 / 15 / 20 anni	● / ○ / ○ / ○	
Certificati e omologazioni (altri su richiesta)	ANRE 30, AS 4777, BDEW 2008, C10/11:2012, CE, CEI 0-16, CEI 0-21, DEWA 2.0, EN 50438:2013*, G59/3, IEC 60068-2x, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, MEA 2013, NBR 16149, NEN EN 50438, NRS 0972-1, PEA 2013, PFC, RD 1699/413, RD 661/2007, Res. n° 7:2013, SI4777, TOR D4, TR 3.2.2, UTE C15712-1, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, VFR 2014	
Denominazione del tipo	STP 20000TL-30	STP 25000TL-30

## 10.4. Modulo fotovoltaico SunPower X22-360-COM



SUNPOWER®



### SunPower Serie X: X22-360-COM

## SunPower® Modulo commerciale

I moduli SunPower Serie X combinano la migliore efficienza, durata e garanzia disponibili oggi sul mercato, risultando in maggiore energia e risparmio nel lungo periodo.<sup>1,2</sup>



#### Massima Potenza, Minor Spazio

Genera più energia nello spazio disponibile, aiutando la tua azienda a raggiungere gli obiettivi in materia di sostenibilità e risparmio.



#### Energia e risparmi di lunghissima durata

Progettati per produrre il 60% di energia in più a parità di spazio per oltre 25 anni in condizioni reali, come in presenza di ombre parziali ed elevate temperature.<sup>2</sup>

### Fondamentalmente differente. E migliore.



La cella solare Maxeon® SunPower

- Consente la più alta efficienza disponibile a livello di modulo<sup>2</sup>
- Affidabilità incomparabile<sup>3</sup>
- La solida base metallica brevettata previene rotture e corrosione



Sostenibile come la sua energia

- Classificato al primo posto nella Silicon Valley Toxics Coalition 2017 Solar Scorecard<sup>4</sup>
- Primo modulo fotovoltaico a ottenere il riconoscimento Cradle to Cradle Certified™ Silver<sup>5</sup>
- Contribuisce a più categorie LEED rispetto ai moduli convenzionali<sup>6</sup>



#### Migliore Affidabilità, Migliore Garanzia

Con oltre 25 milioni di moduli installati in tutto il mondo, la tecnologia SunPower ha dimostrato di durare nel tempo. Ecco perché supportiamo i nostri moduli con la migliore garanzia del settore, 25 anni sia sulla potenza che sul prodotto, compresa la più alta garanzia sulla potenza nel settore fotovoltaico.

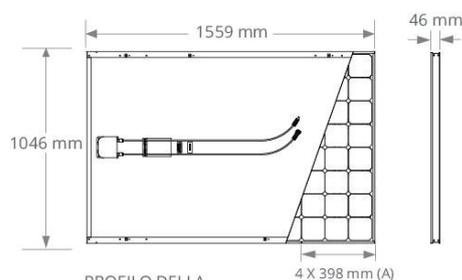


## Serie X: X22-360-COM SunPower® Modulo commerciale

Dati Elettrici		
	SPR-X22-360-COM	SPR-X21-345-COM
Potenza nominale (P <sub>nom</sub> ) <sup>7</sup>	360 W	345 W
Tolleranza di potenza	+5/0%	+5/0%
Efficienza del modulo	22,1%	21,2%
Tensione al punto di massima potenza (V <sub>mpp</sub> )	59,1 V	57,3 V
Corrente al punto di massima potenza (I <sub>mpp</sub> )	6,09 A	6,02 A
Tensione a circuito aperto (V <sub>oc</sub> )	69,5 V	68,2 V
Corrente di cortocircuito (I <sub>sc</sub> )	6,48 A	6,39 A
Tensione massima del sistema	1000 V IEC & 1000 V UL	
Corrente massima del fusibile	15 A	
Coeff. temp. potenza	-0,29% / °C	
Coeff. temp. tensione	-167,4 mV / °C	
Coeff. temp. corrente	2,9 mA / °C	

Condizioni Operative e Dati Meccanici	
Temperatura	-40° C a +85° C
Resistenza all'Impatto	Grandine del diametro di 25 mm a una velocità di 23 m/s
Aspetto	Classe A
Celle solari	96 celle monocristalline Maxeon di III generazione
Vetro	Antiriflesso, temperato ad alta trasmissione
Scatola di giunzione	IP-65, PV45
Peso	18,6 kg
Carico massimo	Vento: 2400 Pa, 244 kg/m <sup>2</sup> fronte e retro Neve: 5400 Pa, 550 kg/m <sup>2</sup> fronte
Cornice	Argento anodizzato classe 2; perno di allineamento per stoccaggio

Test e Certificazioni	
Test standard <sup>a</sup>	IEC 61215, IEC 61730, UL1703, Resistenza al fuoco: Classe 1 (UNI9177)
Certificazione di gestione della qualità	ISO 9001:2015, ISO 14001:2015
Conformità EHS	RoHS, OHSAS 18001:2007, senza piombo, Schema di riciclaggio, REACH SVHC-163
Compatibilità Ambientale	Certificati di Cradle to Cradle™ Silver. "Declare." listed.
Test dell'ammoniaca	IEC 62716
Test di resistenza alle tempeste di sabbia	10.1109/PVSC.2013.6744437
Test di resistenza all'acqua salata	IEC 61701 (livello massimo superato)
Test PID	1000 V: IEC 62804, PVEL Durata 600 ore
Catalogazioni Disponibili	TUV, UL, MCS, FSEC, CEC



PROFILO DELLA CORNICE



- (A) Perno di allineamento per stoccaggio  
(B) Lato Lungo: 32 mm  
Lato Corto: 22 mm

Leggere attentamente le istruzioni relative all'installazione e alla sicurezza.

- 1 SunPower 360W confrontato con un Pannello Convenzionale in stringhe di stesse dimensioni (260W, 16% di efficienza, circa 1,6 m<sup>2</sup>), 4% di energia in più per watt (basato su files pan PVsyst), degradazione annua più lenta dello 0,75%/anno (Campeau, Z. et al. "SunPower Module Degradation Rate," SunPower white paper, 2013).
- 2 Basato su ricerca dei valori nelle schede tecniche pubblicate sui siti web dei 10 maggiori produttori per IHS, aggiornato a Gennaio 2017.
- 3 Posizione #1 nel rapporto "Fraunhofer PV Durability Initiative for Solar Modules: Part 3", PVTech Power Magazine, 2015. Campeau, Z. et al. "SunPower Module Degradation Rate," SunPower white paper, 2013.
- 4 SunPower classificata al #1 posto nella Silicon Valley Toxics Coalition's Solar Scorecard.
- 5 Cradle to Cradle Certified è un programma di certificazione multi-attributi che valuta prodotti e materiali riguardo la sicurezza umana e la salvaguardia dell'ambiente, progettati per riutilizzo in cicli futuri e l'industria sostenibile.
- 6 La Serie-X e la Serie-E di pannelli contribuiscono alle categorie di credito LEED Materials and Resources.
- 7 Condizioni di prova standard (Irradianza 1000 W/m<sup>2</sup>, AM 1,5, 25 °C) Modulo di riferimento validato da NREL. Metodi utilizzati: SOMS per la misura della corrente, LACCS per la misura del Fill Factor e tensione
- 8 Tipo2 classe di resistenza al fuoco secondo UL 1703:2013 equivalente alla classe C di resistenza al fuoco secondo UL 1703:2002.

Consultare il sito <http://www.sunpowercorp.it> per ulteriori informazioni. I dati contenuti nella presente scheda tecnica possono essere soggetti a modifiche senza preavviso.

©2018 SunPower Corporation. Tutti i diritti riservati. SUNPOWER, il logo SUNPOWER e MAXEON sono marchi o marchi registrati di SunPower Corporation. Cradle to Cradle Certified™ è un marchio di certificazione concesso da Cradle to Cradle Products Innovation Institute.

800 795 730

527504 REV A / A4\_IT

[sunpowercorp.it](http://sunpowercorp.it)

SUNPOWER®

