



Università di Pisa
Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica
Anno accademico 2021/2022

Tecnica ed economia dell'energia e Gestione dei sistemi elettrici

*Confronto economico tra un sistema
integrato e un sistema tradizionale*

Candidati:

*Tommaso Bigazzi
Andrea Recchia*

Docente:

Romano Giglioli

Contents

1	Introduzione	2
1.1	Obiettivi e Contesto	2
1.2	Analisi di contesto	3
1.2.1	Analisi climatica	3
1.2.2	Analisi dei carichi	5
1.3	Impianto integrato	7
2	Descrizione dei componenti	9
2.1	Pannelli solari ibridi	9
2.2	Inverter	11
2.3	Caldaia	12
2.4	Accumulo	14
3	Analisi funzionamento del sistema integrato	14
4	Analisi economica	17
4.1	Costi capitali	17
4.2	Costi operativi	17
4.3	Contributo Scambio sul Posto e incentivi statali	17
4.3.1	Energia elettrica acquistata dalla rete	19
4.3.2	Gas naturale	23
5	Conclusioni	24
6	Bibliografia	27

1 Introduzione

1.1 Obiettivi e Contesto

Nel seguente progetto si andrà a mettere a confronto due diversi impianti per il soddisfacimento delle richieste energetiche di un edificio situato in provincia di Grosseto e adibito a centro sportivo. L'obiettivo del confronto è scegliere, in base a vari parametri di merito che verranno definiti nel seguito, quale tra i due impianti garantisce le migliori prestazioni in termini energetici ed economici. Lo studio si incentrerà sul soddisfacimento sia di una richiesta elettrica, per tutte le varie utenze presenti e l'illuminazione, sia di una richiesta termica, in particolare di acqua calda sanitaria.

Per il caso in esame, come primo impianto per il confronto viene scelto un sistema tradizionale, con caldaia a condensazione che gestisce le richieste termiche, mentre la richiesta elettrica è gestita unicamente attraverso la rete pubblica comprando da essa. Di seguito in figura 1 è riportato uno schema basilare dei flussi energetici.

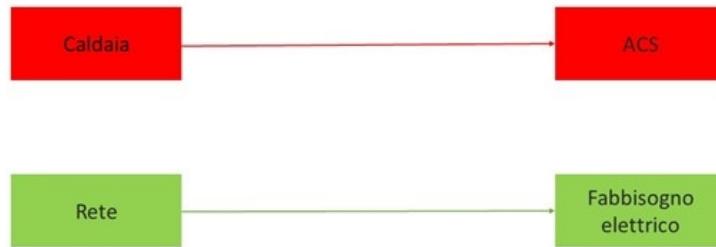


Figure 1: Schema impianto tradizionale

Per quanto riguarda invece il secondo impianto per il confronto, si opta per un sistema integrato con utilizzo di energie rinnovabili e sistemi di generazione tradizionali, tale impianto verrà modulato in base alle potenzialità del luogo attraverso la analisi di climatica nel seguito.

1.2 Analisi di contesto

1.2.1 Analisi climatica

Per la scelta dell'impianto integrato più adatto al caso in esame si è prima analizzato il clima della zona interessata. Viene riportato in figura 2 l'andamento della temperatura durante un anno tipo.

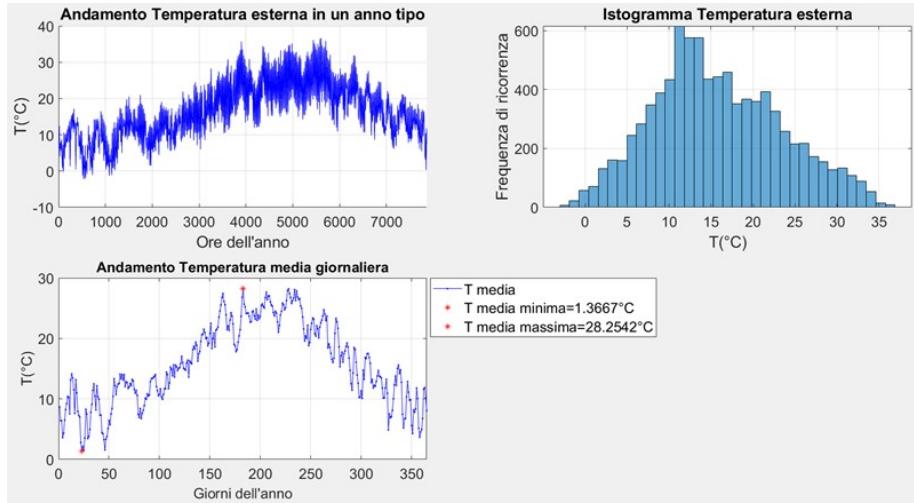


Figure 2: Temperatura esterna

Sono stati analizzati poi in figura 3 e 4 i dati relativi alla distribuzione della radiazione solare durante l'anno tipo e anche del vento.

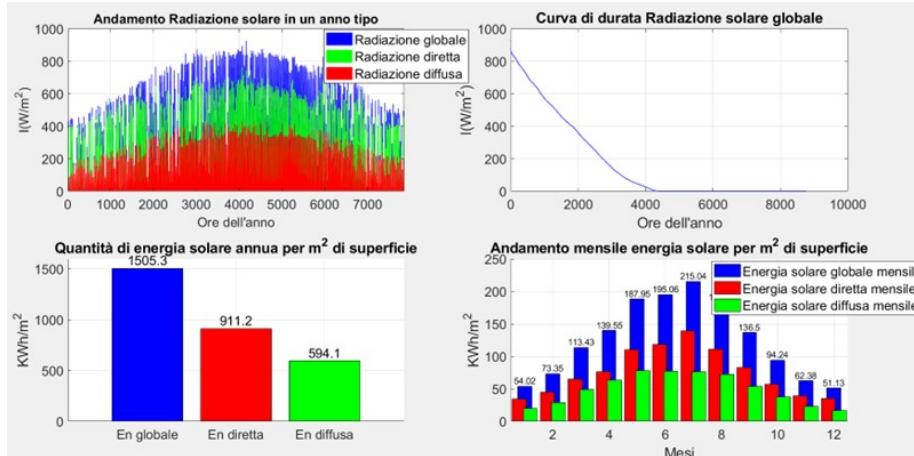


Figure 3: Radiazione annua

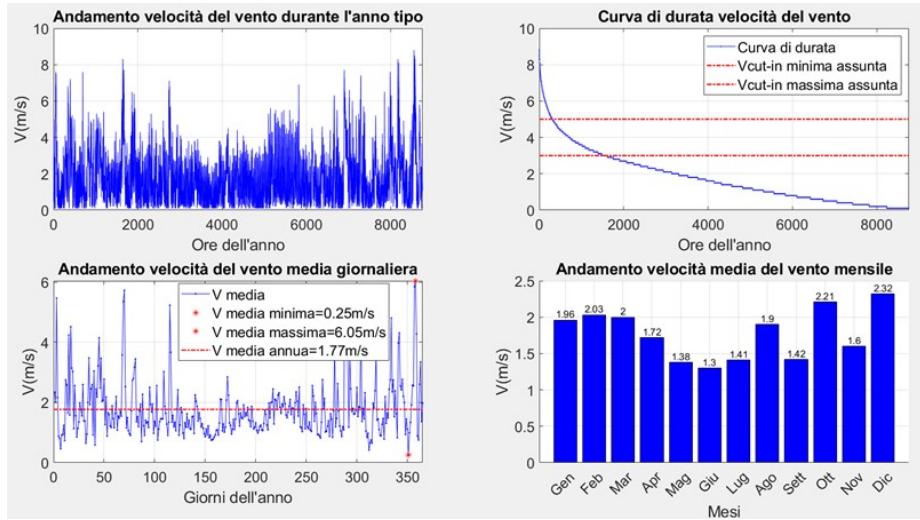


Figure 4: Ventosità annua

Si fa notare come comunque i valori dell'irraggiamento solare e della intensità del vento siano in linea con i valori medi tipici di queste grandezze per quella località riportati in letteratura. Si riportano in figura 5 e 6 i riferimenti.

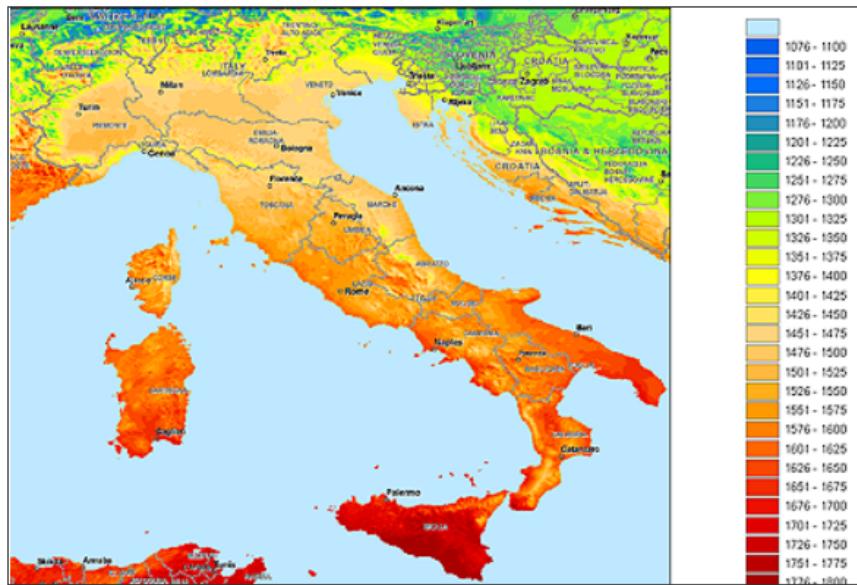
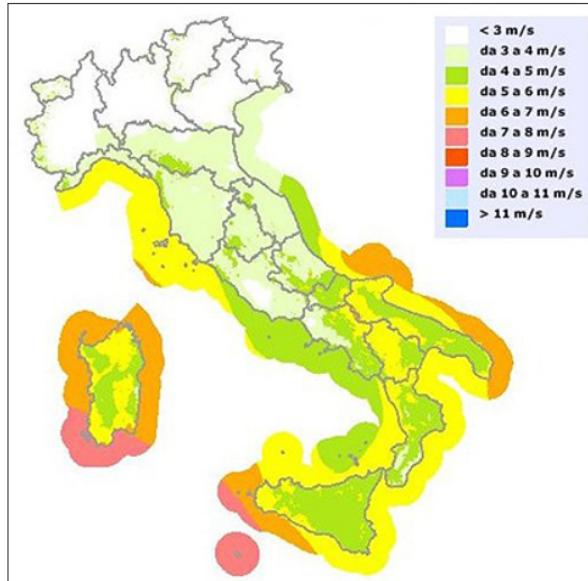


Figure 5:



Una prima mappa della velocità media del vento a 25 metri s.l.t e fino a 40 km dalla costa. (fonte: ERSE/Univ. Genova)

Figure 6:

1.2.2 Analisi dei carichi

Di seguito sono stati analizzati i carichi richiesti dall'edificio. In figura 7 è riportato l'andamento del carico elettrico.

Il carico elettrico è attribuibile all'energia necessaria per l'illuminazione e per la ventilazione meccanica della struttura, nonché per l'alimentazione di dispositivi ausiliari utilizzati nelle attività sportive di vario genere e nelle attività di pulizia programmate. Si nota la curva sia costante tutto l'anno a parità di ora del giorno, ma con i picchi che sono corrispondenti a specifiche fasce della giornata, che corrispondono a quelle in cui le attività lavorative/scolastiche sono ferme. Tale comportamento è più evidente se si osserva il picco serale, in cui si ha la maggior affluenza dovuta alla fine degli orari lavorativi.

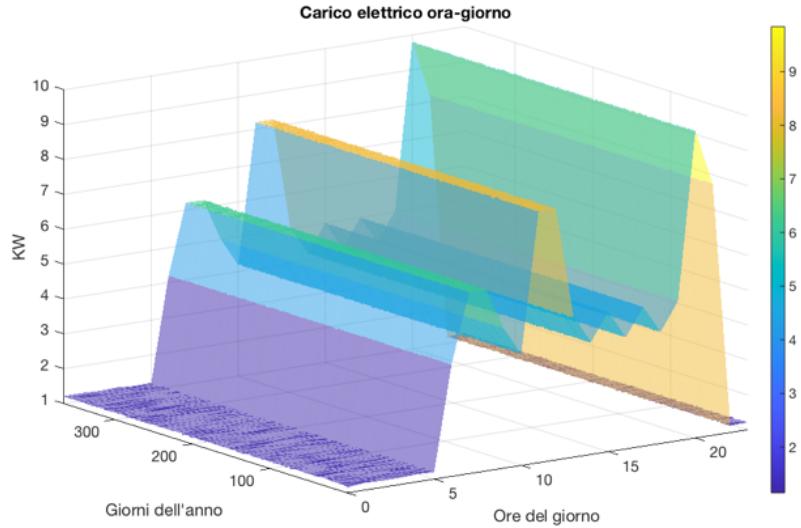


Figure 7: Andamento ora-giorno carico elettrico

Di seguito, invece, in figura 8 è riportato l'andamento del carico termico richiesto dall'edificio durante l'anno.

Il carico termico dovuto alla richiesta di ACS è attribuibile alla necessità delle docce al termine delle attività sportive, ciò giustifica l'andamento quasi impulsivo delle richieste, queste ultime concentrate alla fine dei turni secondo cui le attività sono organizzate. Il carico termico è anche attribuibile ad attività secondarie quali il lavaggio degli ambienti in varie fasi della giornata.

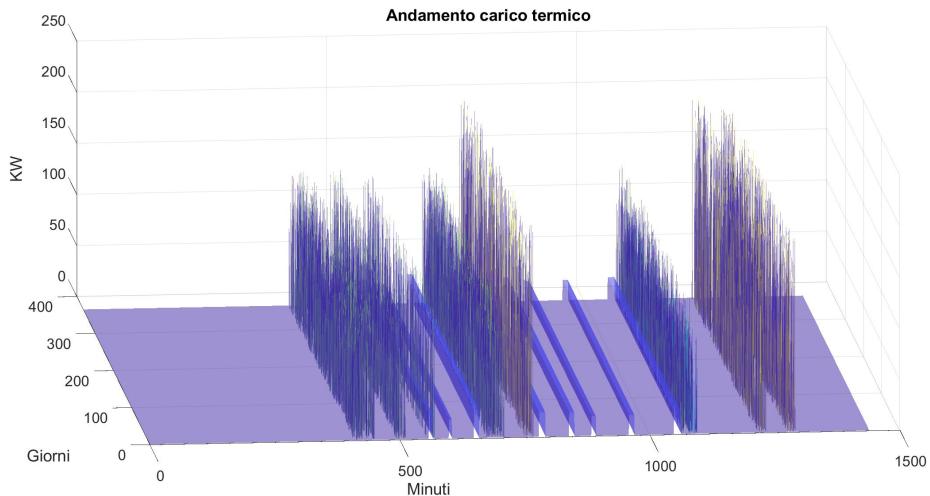


Figure 8: Andamento ora-giorno carico termico

Si è poi eseguita una analisi dei due carichi più nello specifico, andando a studiare le curve di durata e i valori cumulati della richiesta termica e elettrica. I risultati sono riportati in figura 9.

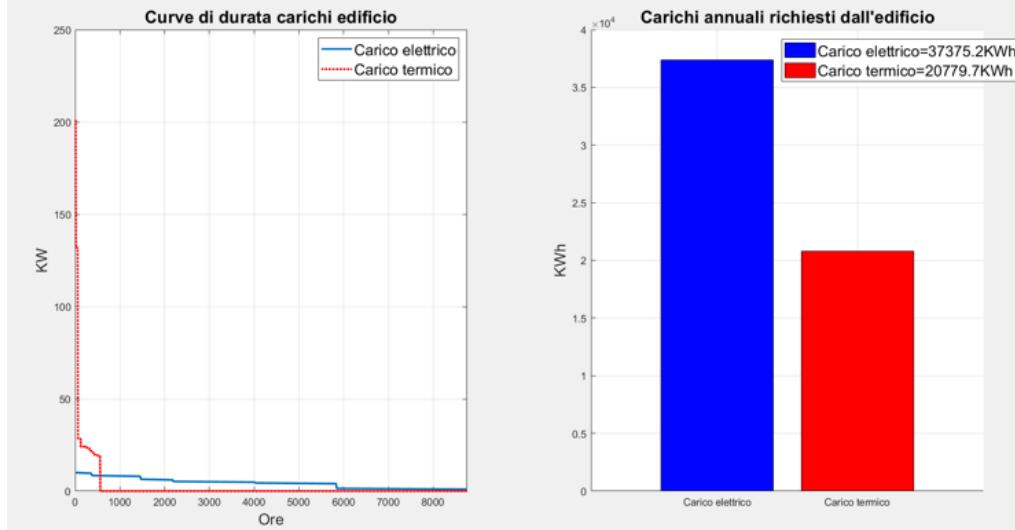


Figure 9: Confronto carichi

Si evidenzia nel grafico 9 come nonostante i due carichi siano molto diversi in termini di durata e picchi di richiesta, le energie complessivamente richieste durante l'anno siano tutto sommato abbastanza comparabili.

1.3 Impianto integrato

A seguito dell'analisi del contesto si è giunti quindi ad una soluzione impiantistica che preveda un impianto formato da:

- Caldaia di taglia 13 KW.
- 48 Pannelli solari ibridi, potenza impianto 13.4 KWp elettrici e circa 27 KW termici, dati da catalogo.
- Accumulo termico gestionale di taglia 2m³.

Si prevede inoltre un allaccio alla rete elettrica, nel caso in cui l'elettricità fornita dal solare non sia sufficiente a soddisfare la richiesta elettrica dell'utenza.

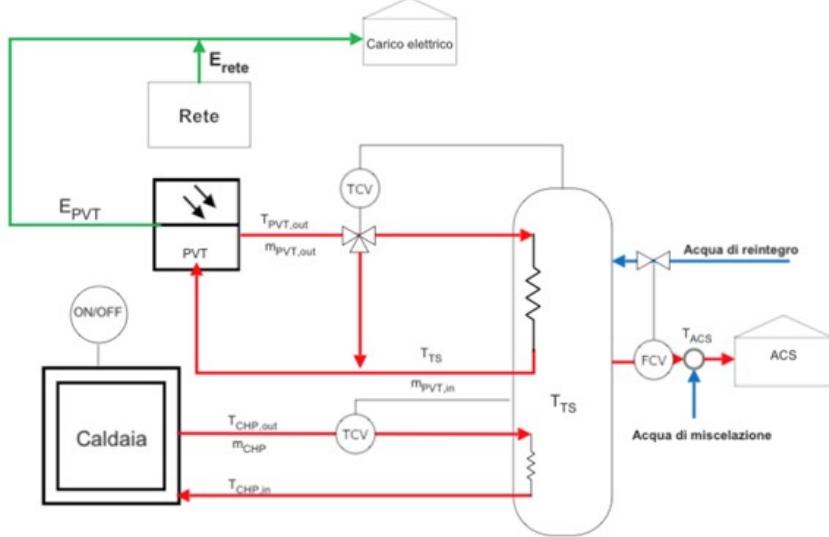


Figure 10: Impianto integrato

La presenza del serbatoio di accumulo garantisce una migliore distribuzione dei carichi termici, in modo tale da permettere un *downsizing* delle altre tecnologie, in modo da soddisfare più efficientemente le richieste dell'impianto. Lo spazio a disposizione per l'installazione di pannelli solari è solamente il tetto dell'edificio, che risulta avere una estensione di 110 m^2 . Per tale ragione, è stato scelto un sistema solare ibrido, che ha il vantaggio di concentrare in un unico modulo la produzione combinata di energia termica ed energia elettrica. A supporto di questi si prevede una caldaia, in quanto in alcune fasi della giornata potrebbe non bastare l'energia termica fornita dai pannelli.

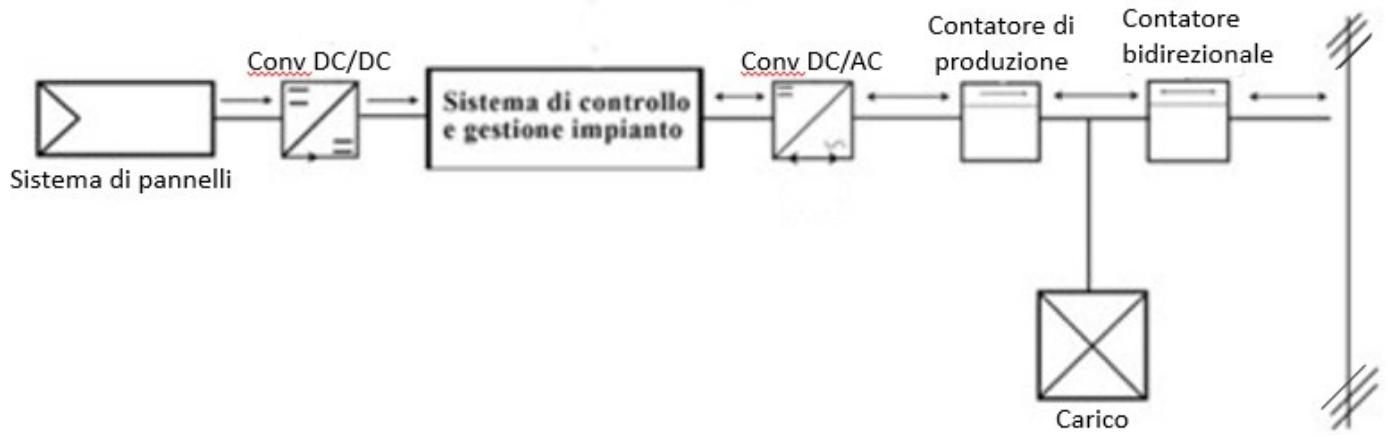


Figure 11: Schema linea elettrica

2 Descrizione dei componenti

2.1 Pannelli solari ibridi

Il numero di pannelli solari utilizzati è 48, ciascuno da 1.6 m^2 per un totale di 77 m^2 . La potenza di picco di questi pannelli è 13.4 KWp di potenza elettrica 27 KW di potenza termica.

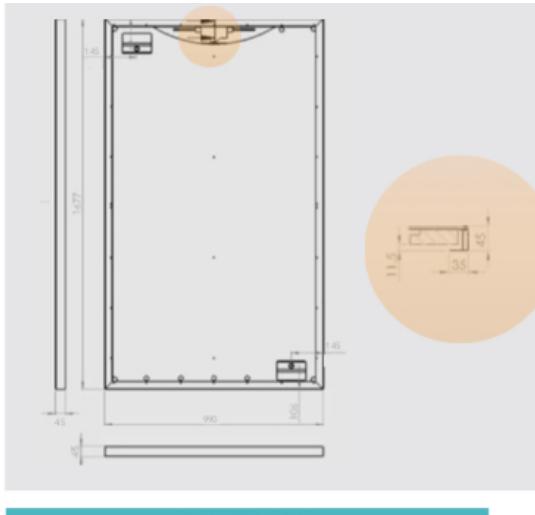
I pannelli sono disposti orizzontalmente in modo da non avere problemi strutturali causati dal vento. Sono interamente posizionati sul tetto dell'impianto sportivo, in quanto risulta essere l'unico spazio a disposizione. E si ha inoltre l'assenza di ombreggiamenti.

TECHNICAL DATA

GENERAL DATA	
Length	1677 mm
Width	990 mm
Frame width	45 mm
Weight empty / filled	28 kg / 33 kg
Frame color / backsheets	Black / Black

ELECTRICAL DATA	
Number of cells per module	60
Cell type (dimensions)	Monocrystalline (156 mm * 156 mm, 6 inches)
Nominal power (P_{mpp})	280 Wp
Module efficiency	17.20 %
Power tolerance	0/+3 %
Rated voltage (V_{mpp})	319.5 V
Rated current (I_{mpp})	877 A
Open circuit voltage (V_{oc})	38.88 V
Short circuit current (I_{sc})	9.30 A
Maximum system voltage	1000 V DC
Reverse current load	15 A
NOCT	46.9 °C
Connectors	Genuine MC4
Application class	Class A
Voltage (μ Voc)	-0.345 %/°C
Current (μ Isc)	0.047 %/°C
Efficiency loss	0.467 %/°C

THERMAL DATA	
Gross area	165.4 m ²
Volume of heat transfer liquid	5 L
Maximum temperature	80 °C
Maximum operating pressure	12 bar
Pressure loss per panel	4000 Pa at 200 liters/hour
Hydraulic input/output	15mm fitting
Optical efficiency α_0	47.2 % *
Heat loss coefficient α_1	91 W/K/m ² *
Heat loss coefficient α_2	0 W/(m ² .K ²) *



* The α_0 , α_1 et α_2 coefficients are the measured values from testing during EN 12975 certification at the TÜV Rheinland for unglazed collectors : $n_0 = 0.475$; $c1 = 7.41$; $c2 = 0$; $c3 = 1.7$; $c4 = 0.437$; $c6 = 0.003$; $Kd = 1$ with a wind speed of 1m/s.
--

Figure 12: Datasheet PVT

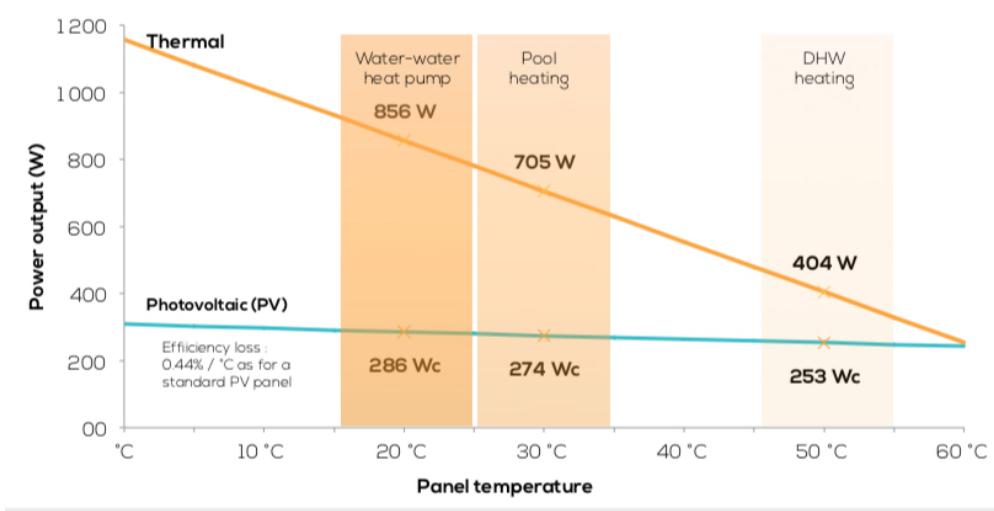


Figure 13: Variazione di potenza di picco in funzione della temperatura del pannello

2.2 Inverter

Per il corretto funzionamento dell'impianto è necessaria l'aggiunta di un inverter. Tale componente risulta necessario per la conversione dell'elettricità prodotta dai pannelli fotovoltaici in modo da avere una frequenza di 50 Hz. La taglia dell'inverter in questione risulta essere di 15 KW, taglia scelta in base alla taglia dell'impianto fotovoltaico.

Technical Data		Sunny Tripower 15000TL
Input (DC)		
Max. DC power (at $\cos \phi = 1$) / DC rated power	15330 W / 15330 W	
Max. input voltage	1000 V	
MPP voltage range / rated input voltage	240 V to 800 V / 600 V	
Min. input voltage / start input voltage	150 V / 188 V	
Max. input current input A / input B	33 A / 33 A	
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	2 / A.3; B.3	
Output (AC)		
Rated power [at 230 V, 50 Hz]	15000 W	
Max. AC apparent power	15000 VA	
AC nominal voltage	3 / N / PE; 220 V / 380 V 3 / N / PE; 230 V / 400 V 3 / N / PE; 240 V / 415 V	
AC voltage range	180 V to 280 V	
AC grid frequency / range	50 Hz / 44 Hz to 55 Hz 60 Hz / 54 Hz to 65 Hz	
Rated power frequency / rated grid voltage	50 Hz / 230 V	
Max. output current / Rated output current	29 A / 21.7 A	
Power factor at rated power / Adjustable displacement power factor	1 / 0 overexcited to 0 underexcited ≤ 3%	
THD	3 / 3	
Feed-in phases / connection phases		
Efficiency		
Max. efficiency / European Efficiency	98.4% / 98.0%	
Protective devices		
DC-side disconnection device	●	
Ground fault monitoring / grid monitoring	● / ●	
DC surge arrester (Type II) can be integrated	○	
DC reverse polarity protection / AC short-circuit current capability / galvanically isolated	● / ● / -	
All-pole sensitive residual-current monitoring unit	●	
Protection class (according to IEC 62109-1) / overvoltage category (according to IEC 62109-1)	I / AC: III; DC: II	
General data		
Dimensions (W / H / D)	661 / 682 / 264 mm [26.0 / 26.9 / 10.4 inch]	
Weight	61 kg (134.48 lb)	
Operating temperature range	-25 °C to +60 °C (-13 °F to +140 °F)	
Noise emission [typical]	51 dB(A)	
Self-consumption (at night)	1 W	
Topology / cooling concept	Transformerless / Opticool	
Degree of protection (as per IEC 60529)	IP65	
Climatic category (according to IEC 60721-3-4)	4K4H	
Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)	100%	
Features / function / Accessories		
DC connection / AC connection	SUNCLIX / spring-cage terminal	
Display	○	
Interface: RS485, Speedwire/Webconnect	○ / ●	
Data interface: SMA Modbus / SunSpec Modbus	● / ●	
Multifunction relay / Power Control Module	○ / ○	
OptiTrack Global Peak / Integrated Plant Control / Q on Demand 24/7	● / ● / ●	
Off-Grid capable / SMA Fuel Save Controller compatible	● / ●	
Guarantee: 5 / 10 / 15 / 20 years	● / ○ / ○ / ○	
Planned certificates and permits		
* Does not apply to all national appendices of EN 50438	ANRE 30, AS 4777, BDEW 2008, C10/11/2012, CE, CEI 0-16, CEI 0-21, EN 50438:2013*, G59/3, IEC 60068-2-x, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, NBR 16149, NEN EN 50438, NRS 097/2-1, PRC, 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, VDE-AR-N 4105, VFR 2014	

Figure 14: datasheet inverter

2.3 Caldaia

La caldaia scelta ha una taglia nominale di 13 KW. Di seguito in figura 15 si riporta il datasheet del dispositivo.

HEVA 25 IS ★★★★

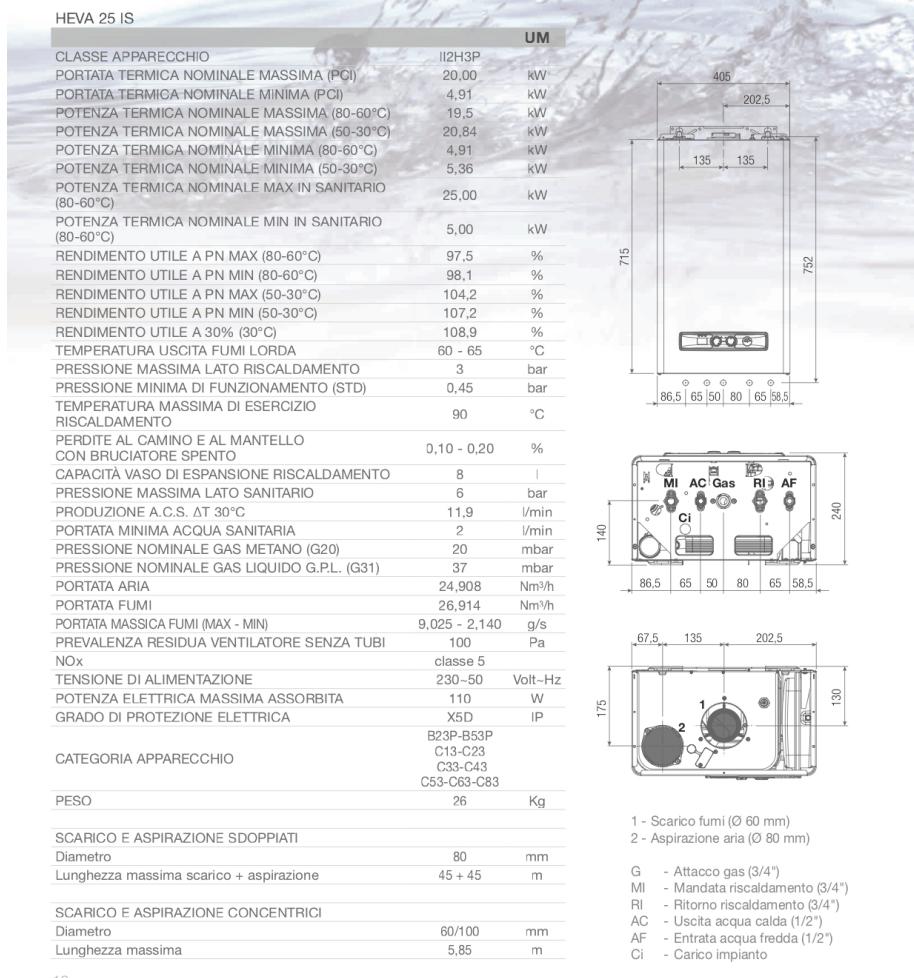


Figure 15: Datasheet caldaia a condensazione

2.4 Accumulo

La taglia del serbatoio di accumulo è di $2m^3$ in quanto si opta per un accumulo giornaliero. Il serbatoio è posizionato in un ambiente interno non climatizzato, in modo da evitare problemi legati alla esposizione alle intemperie atmosferiche. A valle del serbatoio è previsto un miscelamento per garantire il servizio di acqua calda sanitaria alla temperatura richiesta.

3 Analisi funzionamento del sistema integrato

La logica secondo cui l'impianto integrato è operante è a inseguimento termico. Si è scelto di far funzionare l'inseguimento mantenendo il serbatoio di accumulo al di sopra di una temperatura minima pari a 30°C . Nei momenti in cui la temperatura di richiesta dell'acqua calda sanitaria supera quella del serbatoio si prevede l'accensione della caldaia, fino alla temperatura di 55°C , in modo da adeguare la temperatura dell'accumulo, al fine di evitare disservizi. Nei momenti in cui è presente la radiazione solare il serbatoio è scaldato dai pannelli solari, a patto che la temperatura dell'acqua nella serpentina dei pannelli sia effettivamente più alta di quella dell'accumulo. In caso contrario si prevede un bypass del serbatoio e un ricircolo nel pannello.

Si riporta in figura 16 per la prima settimana dell'anno, rispettivamente:

- In blu, andamento della temperatura dell'accumulo
- in rosso, andamento della temperatura richiesta dalla utenza
- in nero, andamento della temperatura in uscita dai pannelli solari
- in verde, andamento della temperatura in entrata dai pannelli solari

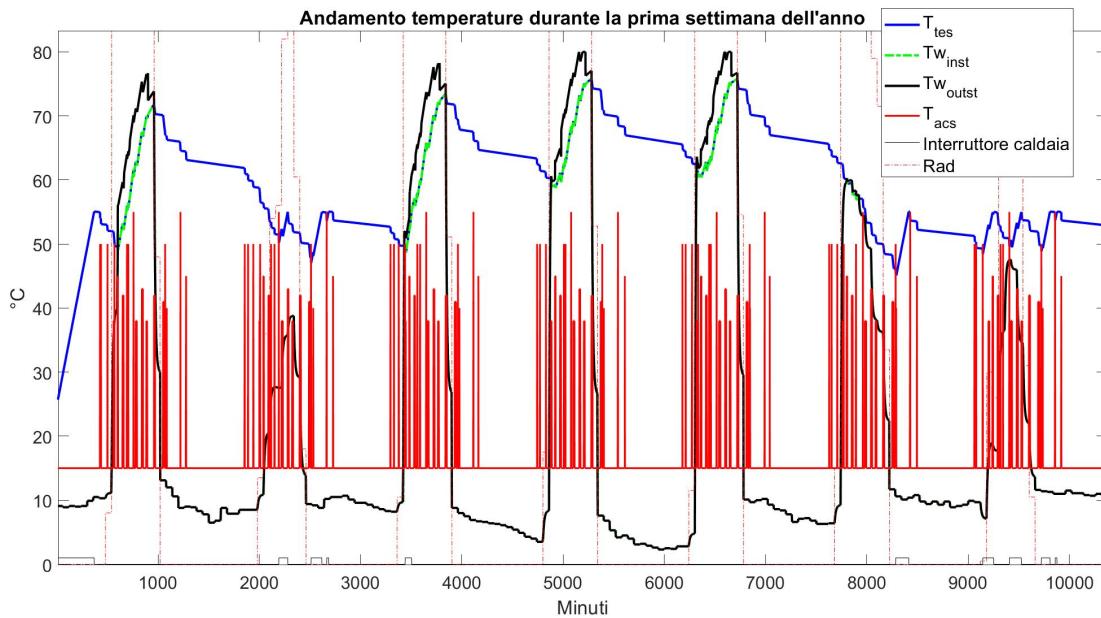


Figure 16: Andamento temperatura accumulo in relazione al solare e al carico ACS

Si riportano di seguito, invece, i grafici a torta dei bilanci termici e elettrici in figura 17 e 18.

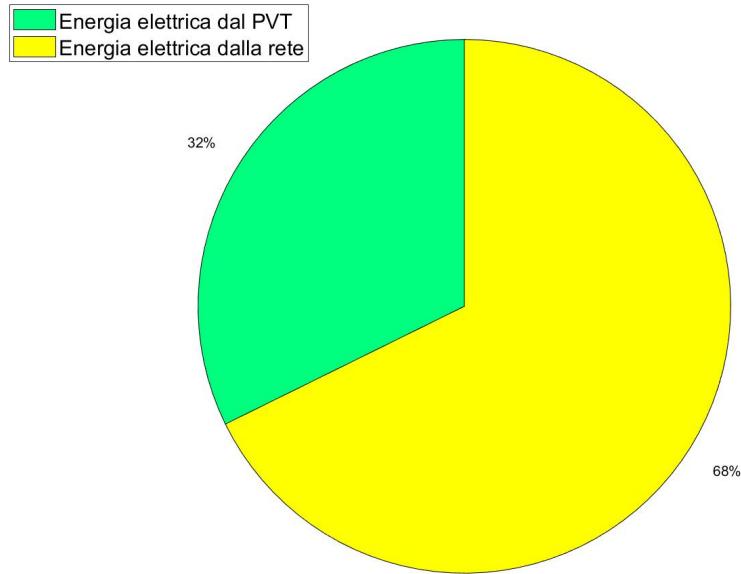


Figure 17: Bilancio elettrico

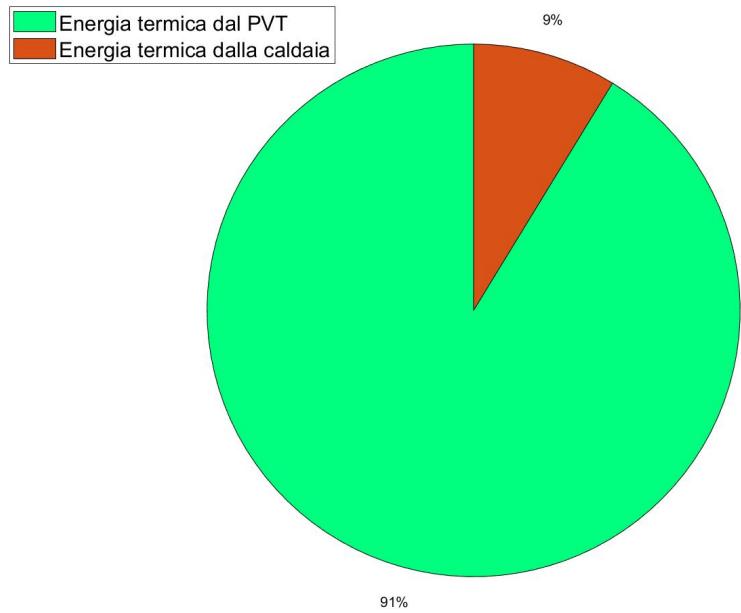


Figure 18: Bilancio termico

4 Analisi economica

4.1 Costi capitali

I costi capitali risultano essere i seguenti.

Caldaia 200KW	Caldaia 13KW	PVT	Inverter	TS
13400€	2950€	48000€	3000€	2250€

Table 1: Costi di Investimento

Dove si è considerato un costo unitario per pannello di 1000€.

4.2 Costi operativi

I costi operativi sono stati stimati considerando una parte dovuta alla presenza di costi di mantenimento degli impianti e una parte per i costi di acquisto delle risorse energetiche.

I costi di mantenimento dell'impianto tradizionale sono stati considerati come il 2% dei costi capitali.

I costi di mantenimento e manutenzione dell'impianto integrato sono stati considerati come il 6% del costo capitale dell'impianto solare, il 2% dell'accumulo e 2% della caldaia.

In tabella 2 è mostrata la ripartizione dei costi annuali per le varie voci di spesa.

	Caldaia	Integrato
costi elettricità(€)	8601	5918
costi gas(€)	4954	208
costi OM(€)	268	2984

Table 2: Costi Operativi

4.3 Contributo Scambio sul Posto e incentivi statali

Per tenere conto dell'effetto dato dalla immissione di energia elettrica in rete nel solo caso di impianto integrato, si fa riferimento alla espressione suggerita dal GSE riportata di seguito, che permette di calcolare il termine di scambio sul posto.

$$CS = \min[OE; CEI] + CU_{sf} * Es \quad (1)$$

dove si ha:

- OE : onere energia, prodotto tra i KWh prelevati dalla rete e il PUN.
- CEI : controvalore dell'energia immessa, prodotto tra i KWh immessi in rete e il prezzo zonale(corrispondente alla area centro-nord per la Toscana) dell'energia sul MGP(dati forniti da report mensili di TERNA).

- CU_{sf} : corrispettivo unitario di scambio forfettario, valore espresso in centesimi di euro calcolato forfettariamente dal GSE in base a vari parametri. Nel dettaglio questo valore contiene le tariffe di: trasmissione, distribuzione, dispacciamento ed alcuni oneri normalmente addebitati in bolletta (componenti A, UC, UC3 e UC6).
- Es : energia scambiata, tecnicamente è pari al minimo tra KWh immessi e KWh prelevati in totale durante l'anno.

Di seguito sono riportati i calcoli eseguiti.

$$OE = KWh_{prelevati} * PUN = 24488 \text{ KWh} * 0.1556 \text{ euro/KWh} \quad (2)$$

$$CEI = KWh_{immessi} * PZ = 946 \text{ KWh} * 0.1628 \text{ euro/KWh} \quad (3)$$

$$CU_{sf} = 0.022 \text{ euro/KWh} \quad (4)$$

$$Es = \min[KWh_{prelevati}; KWh_{immessi}] = 1049 \text{ KWh} \quad (5)$$

Di conseguenza:

$$CS = 175 \text{ euro} \quad (6)$$

Per quanto riguarda invece gli incentivi di cui è possibile usufruire nel caso dell'impianto integrato, l'inserimento di pannelli solari ibridi permette di accedere ad una detrazione dello 0.65 sul costo di investimento totale dei pannelli(installazione+costo di acquisto) il quale sarà diviso in 10 anni. Quindi sul singolo anno consideriamo di avere una entrata pari a 4056 €.

Viene di seguito riportato, in figura 19 un grafico a barre riassuntivo di questi costi totali, dove viene anche riportato l'effetto degli incentivi sul solare, e in più l'effetto della vendita alla rete della energia elettrica in surplus, considerati tutti in un solo anno.

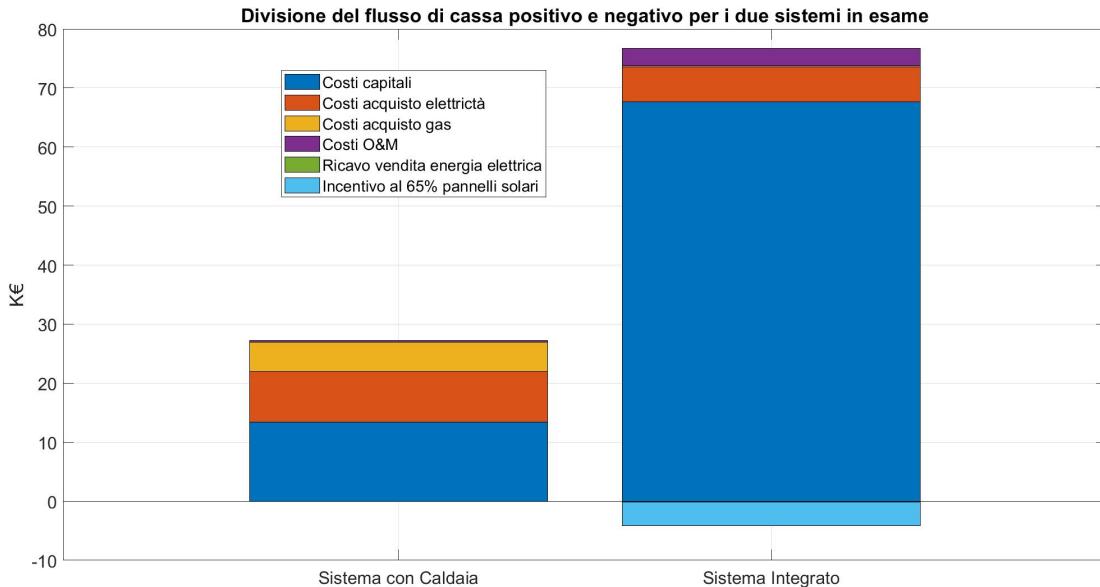


Figure 19: Divisione costi dei due impianti

4.3.1 Energia elettrica acquistata dalla rete

I costi dovuti al bene energia elettrica sono stati stimati andando ad analizzare una ad una tutte le voci della bolletta, sulla base dei costi fissi e variabili dettati dal mercato elettrico. In particolare sono stati presi a riferimento i valori riguardanti le attività commerciali. Questi costi si dividono in quote fisse e quote energia. Sono stati presi a riferimento i valori nell'anno 2019.

- Quota fissa = Parte del prezzo che si paga per avere un punto di consegna attivo anche in assenza di consumo e qualunque sia la potenza impegnata.
- Quota energia = Comprende tutti gli importi da pagare in relazione al consumo. Il prezzo è differenziato per fasce orarie F1 F2 F3.

PD €/KWh	PE(F1) €/KWh	PE(F2) €/KWh	PE(F3) €/KWh	PCV €/mese	DISPbt €/cliente/anno	PPE €/KWh
0,0134	0,067	0,065	0,055	9,42	-4,4958	-0,00051

Table 3: Spesa per la materia energia

Dove si ha:

- PD = Prezzo dispacciamento. **QUOTA ENERGIA**. Copre il costo del servizio che garantisce, in ogni momento della giornata, l'equilibrio tra

l'energia complessivamente immessa nelle reti elettriche e l'energia complessivamente prelevata dai clienti finali.

- PE = Prezzo Energia. **QUOTA ENERGIA**. Corrisponde al costo previsto per l'acquisto dell'energia elettrica che viene poi rivenduta ai clienti finali.
- PCV= Prezzo commercializzazione vendita. **QUOTA FISSA**. Corrisponde ai costi fissi sostenuti per svolgere le attività di gestione commerciale dei clienti.
- DISPbt= Componente di dispacciamento. **QUOTA FISSA**. Serve a compensare la differenza tra gli importi complessivamente versati tramite la componente PCV e i costi di gestione commerciale riconosciuti alle imprese di vendita in regime di tutela.

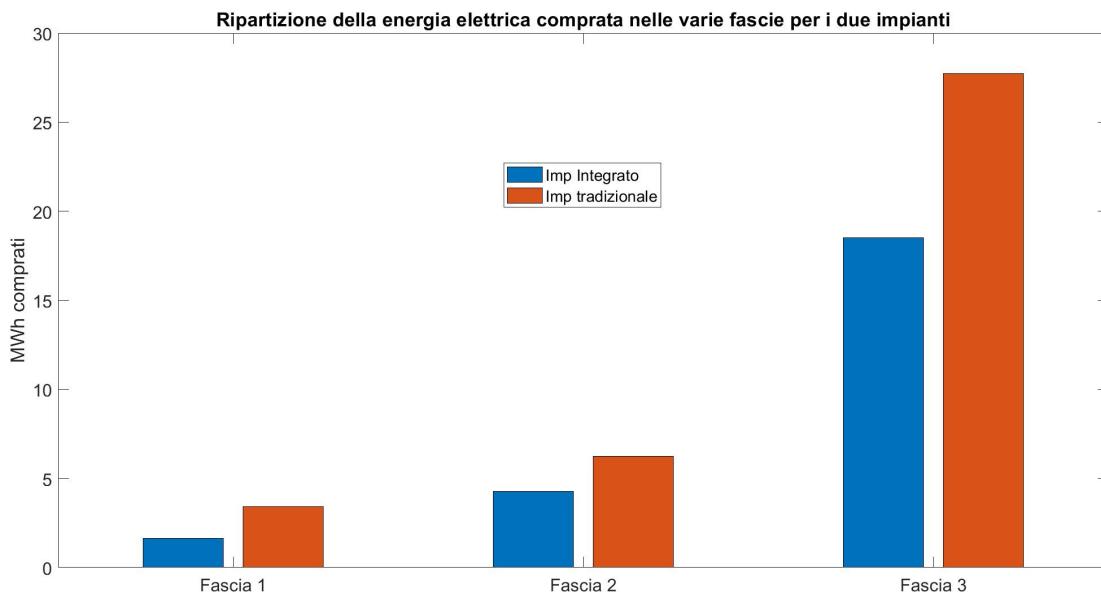


Figure 20: Energia elettrica comprata nelle diverse fasce annualmente

Ci sono poi i costi dovuti al trasporto e gestione del contatore. Questi sono composti da una quota fissa, una quota energia e una quota potenza. La quota potenza in particolare corrisponde all'importo da pagare in proporzione alla potenza impegnata, anche in assenza di consumo di energia.

	DIS	TRAS	MIS	UC3	UC6
Quota energia [€/KWh]	0,00063	0,00724	/	0,00072	0,00002
Quota fissa [€/anno]	5,1951	/	19,9215	/	0,452
Quota potenza [€/KW/anno]	31,7576	/	/	/	/

Table 4: Spesa per il trasporto e la gestione del contatore

- DIS = Tariffa di distribuzione, copre i costi sostenuti per distribuire sulle reti di distribuzione locale. Si divide in una componente fissa, una componente energia e una quota potenza.
- TRAS = Tariffa di trasporto, copre i costi sostenuti per trasportare sulla rete di trasmissione nazionale. Quota energia.
- MIS = Tariffa di misura, copre i costi dovuti alla misurazione e lettura dei contatori. Composto solo da una quota fissa.
- UC3 = Componente della spesa per il trasporto e la gestione del contatore destinata a coprire gli squilibri dei sistemi di perequazione dei costi di trasporto dell'energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione, nonché dei meccanismi di integrazione. Composto da una sola quota energia.
- UC6 = Serve per coprire una parte dei costi del sistema di incentivi alle imprese che gestiscono le reti di trasporto e di distribuzione per interventi che comportano un miglioramento della qualità del servizio. Composta da una quota energia e una quota potenza.

Oneri di sistema

	ASOS	ARIM
Quota fissa [€/anno]	344,2164	276,6048
Quota energia [€/KWh]	0,048976	0,004744

Table 5: Oneri di sistema

- ASOS=componente della spesa per oneri di sistema destinata a coprire gli oneri generali relativi al sostegno delle energie da fonti rinnovabili e alla cogenerazione CIP.
- ARIM=componente della spesa per oneri di sistema destinata a: incentivazione della produzione ascrivibile a rifiuti non biodegradabili; messa in sicurezza del nucleare e misure di compensazione territoriale; agevolazioni tariffarie riconosciute per il settore ferroviario; sostegno alla ricerca di sistema; bonus elettrico (quota che ai clienti cui è stato riconosciuto il bonus viene compensata tramite il bonus medesimo); integrazioni delle imprese elettriche minori e promozione dell'efficienza energetica.

Infine sono state considerate le spese dovute alle accise e IVA.

Accise [€/KWh]	IVA
0,0125	0,22

Table 6: Imposte e IVA applicata

Quindi, il totale dei costi fissi dovuti all'acquisto dell'energia elettrica, prendendo a riferimento 20 anni di funzionamento dell'impianto, risulta essere:

$$QuotaFissa = (PCV + DISPbt + DIS_QF + MIS + UC6 + ASOS + ARIM) * 20 \quad (7)$$

$$\begin{aligned} QuotaEnergiaCaldaia &= (PD + DIS_{QE} + TRAS_{QE} + UC3 + UC6) * KWh + \\ &+ (PE(F1) * KWh_{F1}) + (PE(F2) * KWh_{F2}) + (PE(F3) * KWh_{F3}) \end{aligned} \quad (8)$$

$$\begin{aligned} QuotaEnergiaInt &= (PD + DIS_{QE} + TRAS_{QE} + UC3 + UC6) * KWh + \\ &+ (PE(F1) * KWh_{F1}) + (PE(F2) * KWh_{F2}) + (PE(F3) * KWh_{F3}) \end{aligned} \quad (9)$$

$$QuotaPotenzaCaldaia = DIS_{QP} * KWh_{cald} * 20 \quad (10)$$

$$QuotaPotenzaInt = DIS_{QP} * KWh_{int} * 20 \quad (11)$$

$$Spesatotale = (QuotaFissa + QuotaEnergia + QuotaPotenza) * IVA \quad (12)$$

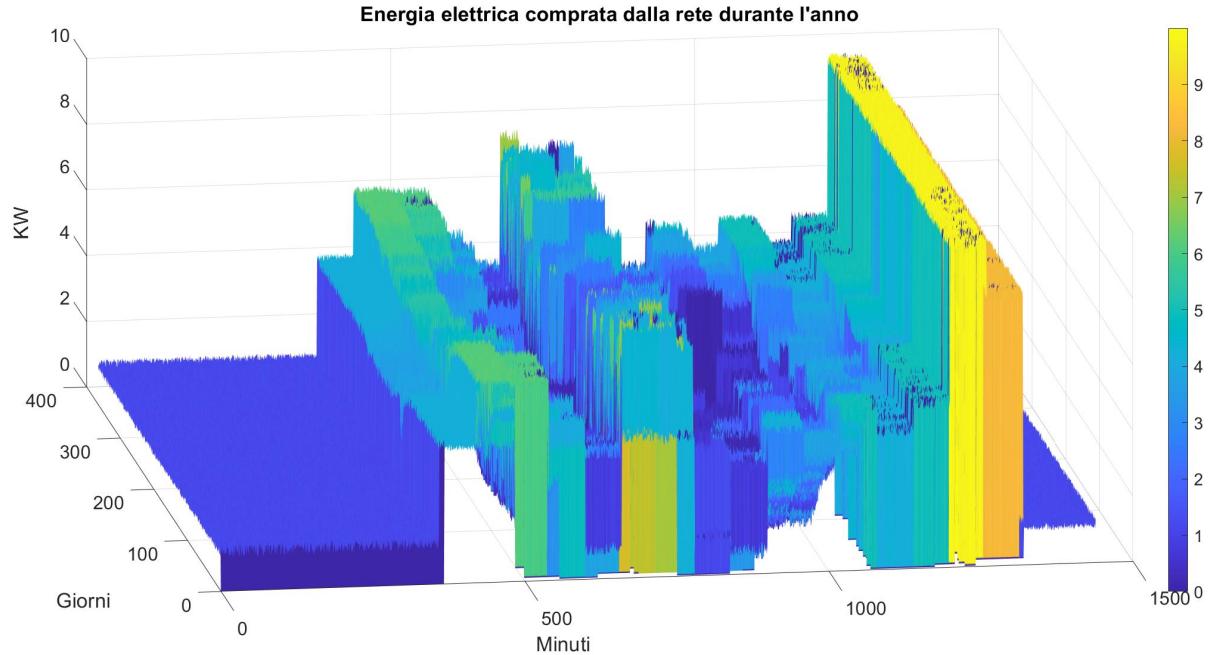


Figure 21: Energia elettrica comprata dalla rete, sistema integrato

4.3.2 Gas naturale

Per quanto riguarda i costi dovuti all'acquisto di gas naturale si ha che il costo complessivo che questo comporta è dovuto a una parte di costi fissi e una parte di costi energia, che sono così suddivisi:

	Quota fissa [€/anno]	Quota energia [€/smc]
Materia gas naturale	79,11	0,23208
Gestione contatore e trasporto(Imp.in)	59,34	0,147
Gestione contatore e trasporto(Imp.cal)	436	0,139
Oneri di sistema(Imp.in)	-27,01	0,069
Oneri di sistema(Imp.cal)	-27,01	0,045

Table 7: Costi gas

A questi costi si aggiungono quelli dovuti alle Accise , IVA e imposta addizionale. Le imposte dovute alle accise e l'iva sono divise in scaglioni in funzione della quantità di gas naturale consumato(valori in smc):

Accisa 1 [€/smc]	0,044	$0 < smc < 120$
Accisa 2 [€/smc]	0,175	$121 < smc < 480$
Accisa 3 [€/smc]	0,170	$481 < smc < 1560$
Accisa 4 [€/smc]	0,186	$smc > 1561$

Table 8: ACCISA

Iva 1	0,1	$smc < 480$
Iva 2	0,22	$smc > 481$

Table 9: IVA

Infine va considerata l'imposta addizionale regionale, non scaglionata, che per la regione Toscana è pari a:

$$IMP.ADDIZIONALE=0,031 \text{ €/smc}$$

Quindi, il complessivo dei costi operativi dovuti all'acquisto di gas naturale risulta essere:

$$\begin{aligned} CostiFissiGas &= (MateriaGasNaturale + \\ &+ GestioneContatoreTrasporto + OneriSistema) * 20 \end{aligned} \quad (13)$$

$$\begin{aligned} CostiEnergiaGasCaldaia &= (MateriaGasNaturale + \\ &+ GestioneContatoreTrasporto + OneriSistema) * smc_{caldaia} \end{aligned} \quad (14)$$

$$\begin{aligned} CostiEnergiaGasInt &= (MateriaGasNaturale + \\ &+ GestioneContatoreTrasporti + OneriSistema) * smc_{int} \end{aligned} \quad (15)$$

$$\begin{aligned} AccisaCaldaia &= Accisa1 * 120 + Accisa2 * 360 + \\ &+ Accisa3 * 1080 * Accisa4 * (smc - 1560) \end{aligned} \quad (16)$$

$$AccisaInt = Accisa1 * 120 + Accisa2 * (smc - 120) \quad (17)$$

$$CostiTotali = (CostiFissi + CostiEnergia + Accisa) * IVA \quad (18)$$

5 Conclusioni

Dopo aver elencato e spiegato i vari termini che vanno a comporre il flusso di cassa, andiamo a definire il modo con cui abbiamo calcolato il VAN.

$$VAN = CAPEX_{cald} - CAPEX_{int} + \sum_{i=1}^{20} (INC + OPEX_{cald} - OPEX_{int}) * \left(\frac{1}{t+1}\right)^i \quad (19)$$

Si riporta in seguito nel grafico in figura 22 l'andamento del VAN sui 20 anni di funzionamento del nostro impianto, con tasso di interesse assunto pari a 0.05.

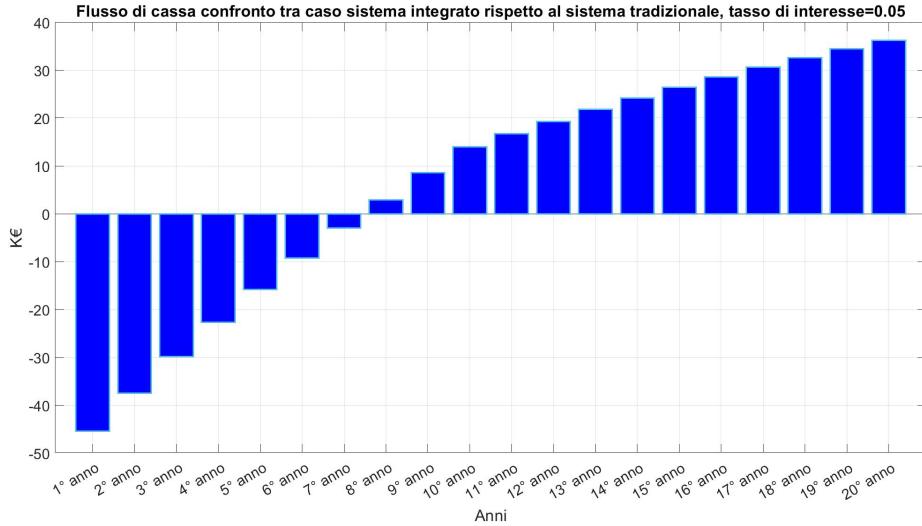


Figure 22: Flusso di cassa attualizzato sui 20 anni

Inoltre, essendo incerti sul valore del tasso di interesse da considerare, abbiamo fatto una analisi di sensitività, calcolando nuovamente il VAN per vari valori del tasso di interesse, come è riportato in figura 23.

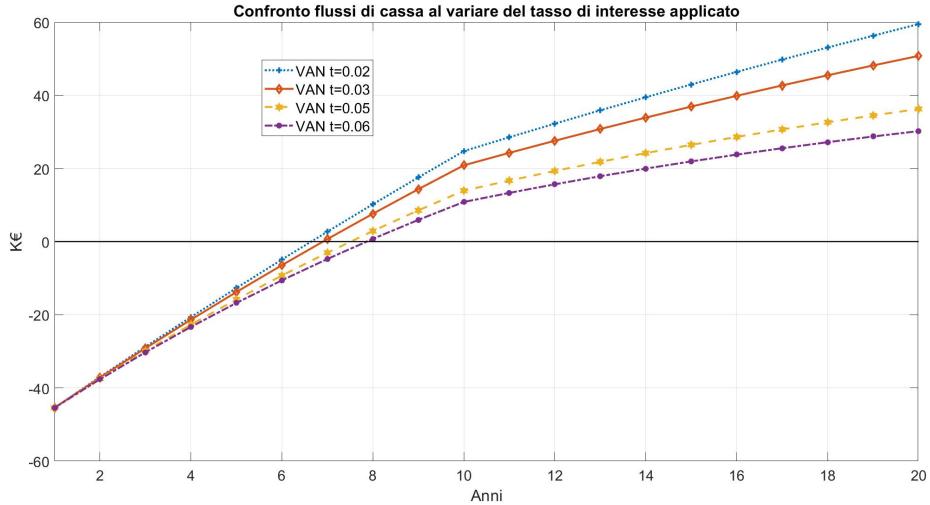


Figure 23: VAN con t variabili

Si nota, come nonostante la variazione del tasso di interesse causi una vari-

azione sensibile del guadagno netto in 20 anni e del tempo di rientro, il primo risulta comunque positivo ampiamente sui 20 anni, e il secondo invece rimane sempre intorno ai 7 anni dall'inizio del funzionamento dell'impianto. Il tempo di rientro rappresenta una incognita nel nostro investimento, che ci fornisce un indice del rischio attribuito all'investimento. Nel nostro caso studio questo non è elevato, e inoltre il valore del VAN sui 20 anni ci permette di concludere che il sistema integrato, oltre a garantire una riduzione delle emissioni di CO_2 ci permette anche di andare a risparmiare una cospicua somma di denaro, nonostante il grande investimento iniziale che ci farebbe preferire l'impianto tradizionale.

6 Bibliografia

- www.terna.it
- www.gse.it
- www.arera.it
- www.rmbenergie.com
- www.kloben.it
- www.nakedenergy.co.uk
- Paolo Conti, Eva Schito and Daniele Testi; Cost-Benefit Analysis of Hybrid Photovoltaic/Thermal Collectors in a Nearly Zero-Energy Building; 25 April 2019
- Daniele Testi, Paolo Conti, Eva Schito, Luca Urbanucci and Francesco D'Etorre; Synthesis and Optimal Operation of Smart Microgrids Serving a Cluster of Buildings on a Campus with Centralized and Distributed Hybrid Renewable Energy Units; 23 February 2019