

POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica

Tesi di Laurea

Dimensionamento dell'impianto elettrico utilizzatore di moduli abitativi ad energia zero con capacità di connessione



Relatore: Prof. Paolo Di Leo

Laureando: Marco Fortunato

Anno accademico 2017-2018

Marzo 2018

SOMMARIO

INTRODUZIONE	4
1 INFORMAZIONI GENERALI	5
1.1 REGOLAMENTAZIONE	7
1.1.1 Microgrids	8
1.1.2 Nanogrids	8
2 DETERMINAZIONE DEI CARICHI ELETTRICI.....	9
2.1 SALA STUDIO	9
2.1.1 Calcolo Illuminotecnico	9
2.1.2 Postazioni di lavoro	13
2.1.3 Pompa di calore.....	14
2.2 SALA RIUNIONI	16
2.2.1 Calcolo Illuminotecnico	16
2.2.2 Tavolo ed Accessori per riunioni	17
2.2.3 Pompa di calore.....	17
3 FOTOVOLTAICO.....	20
3.1 CENNI TEORICI.....	20
3.2 PROFILI DI PRODUZIONE	21
3.2.1 Orientamento dei Moduli	24
3.3 COSTO DELL'ENERGIA	26
3.4 CONSIDERAZIONI.....	29
4 SISTEMI DI ACCUMULO.....	33
4.1 CENNI TEORICI.....	33
4.1.1 Tipologia di batteria utilizzata	35
4.2 SALA STUDIO	36
4.2.1 Bilancio di Energia media mensile.....	36
4.2.2 Bilancio di Energia settimanale	37
4.3 SALA RIUNIONI	41
4.3.1 Bilancio di Energia media mensile.....	41
4.3.2 Bilancio di Energia settimanale	42
4.4 DIMENSIONAMENTO DELLE BATTERIE.....	43
4.4.1 Caso A.....	43
4.4.2 Caso B	49

4.4.3	Caso C	52
4.5	COSTO DELL'ENERGIA PRELEVATA	53
5	MICROGRID DEI DUE MODULI ABITATIVI	55
5.1	MERCATO ELETTRICO	55
5.1.1	Cenni teorici	55
5.1.2	Indici economici.....	58
5.1.3	Mercato elettrico italiano	59
5.2	APPLICAZIONI DELLE LEGGI DI MERCATO	61
5.2.1	Mercato all'interno delle nanogrid	61
5.2.2	Connessioni e Scambi di energia.....	62
5.3	CONFIGURAZIONI POSSIBILI.....	64
5.3.1	Configurazione 1	64
5.3.2	Configurazione 2A	67
5.3.3	Configurazione 2B	70
5.3.4	Configurazione 3	72
5.3.5	Configurazione 4	73
5.4	RACCOLTA DEI RISULTATI.....	76
6	CONCLUSIONI.....	79
	BIBLIOGRAFIA.....	81
	INDICE DELLE FIGURE.....	82
	INDICE DELLE TABELLE	84
	APPENDICE A: CALCOLO ILLUMINOTECNICO – DIALUX	86
	APPENDICE B: TABELLE DELLE TARIFFE DELL'ENERGIA ELETTRICA	93

INTRODUZIONE

Il recente sviluppo tecnologico nei sistemi di generazione, insieme all'evoluzione del mercato e della sua regolamentazione, hanno reso possibile una crescita sempre maggiore della presenza di generazione locale connessa alla rete elettrica di distribuzione. Questo ha modificato profondamente il ruolo degli utenti che, da una condizione di carichi puramente passivi, hanno acquisito la capacità di immettere a loro volta energia in rete. Da semplici *consumer*, ossia consumatori, si presentano ora con il duplice ruolo di generatori e carichi, ottenendo l'appellativo di *prosumer*. Questa nuova condizione rende la struttura elettrica dell'utente più complessa, con caratteristiche che la rendono assimilabile ad una vera e propria rete interna, fatta di connessioni utili non solo al transito di energia, ma anche ad uno scambio di informazioni tra le diverse parti che compongono il sistema. Quando all'interno di questa rete utente esiste la possibilità di avere un controllo per la gestione dei generatori, dei carichi e di eventuali altri sistemi come quello di accumulo, si è in presenza di una *nanogrid*. La caratteristica fondamentale è rappresentata dalla capacità di scambiare in modo continuo i dati relativi alle condizioni del sistema. È possibile sfruttare questa caratteristica non solo per mettere in comunicazione tra loro parti della stessa rete interna, ma per permettere ai prosumer di interconnettersi tra loro per scambiarsi potenza ed informazioni. Ognuno di essi agirà con lo scopo di massimizzare l'efficienza dei propri impianti di generazione e ricavarne un vantaggio economico. Questo porta alla formazione di piccole reti di nanogrid che prendono il nome di *microgrid*, a loro volta in grado di interagire con altre microgrid vicine. Le modalità con cui vengono decisi gli scambi di potenza tra le nanogrid seguono una logica basata sulle stesse regole di gestione del mercato elettrico in cui, in uno scenario ideale di competizione perfetta, i generatori offrono la propria produzione ad un prezzo pari a quello che in economia viene definito *costo marginale*. La realtà dei fatti è diversa. Esistono fattori che rendono il mercato non perfettamente competitivo, mettendo alcuni produttori nella condizione di avere potere di mercato, rendendo possibile un aumento dei prezzi di vendita. Questa condizione genera un guadagno per coloro che partecipano al mercato.

Con queste premesse, anche in una microgrid sarà possibile, nella realtà, implementare delle strategie di offerta, con prezzi che saranno diversi dai costi marginali. Ci sono le condizioni per creare una vera e propria economia all'interno della microgrid e con questa logica si può ipotizzare la nascita di una rete, creata dagli utenti stessi, la cui evoluzione avverrà sulla base di criteri di convenienza economica. Questi concetti potrebbero trovare una reale applicazione ad esempio in zone in cui la mancanza di una rete di distribuzione rende necessaria la presenza di generazione locale. Con la possibilità di ottenere un vantaggio economico, saranno gli utenti stessi a creare le condizioni per la nascita e la crescita di una rete elettrica.

Questo lavoro di tesi analizza un caso reale di microgrid, nata dall'interconnessione di due moduli abitativi, autosufficienti dal punto di vista energetico per mezzo di un impianto fotovoltaico, installato sul tetto, e di batterie. Nei due locali verranno realizzate una sala studio dedicata agli studenti ed una sala per le riunioni. I primi capitoli sono dedicati al censimento dei carichi elettrici e al dimensionamento del sistema di accumulo. Nella seconda parte vengono messe a confronto, dal punto di vista economico, alcune possibili modalità di alimentazione delle due nanogrid, aventi la possibilità di interconnessione.

1 INFORMAZIONI GENERALI

I due moduli abitativi alla base di questo studio verranno realizzati all'interno di una struttura che sarà posizionata in una delle aree verdi del Politecnico di Torino. La costruzione è preesistente, già utilizzata in altre manifestazioni, ed ora cambierà destinazione d'uso al fine di renderla utilizzabile per le attività dell'ateneo.



Figura 1.1 Area in cui sarà posizionata la struttura



Figura 1.2 Struttura in cui saranno realizzate le due sale.

Nasce inizialmente con un locale unico al suo interno. Per questo sono state ricavate le planimetrie dalle quali è stata ipotizzata una possibile suddivisione interna. La superficie utile risulta essere di circa 66 m², e sui quattro lati si ha la presenza di due porte e due vetrate. La decisione su dove predisporre il muro di separazione ha da un lato tenuto conto del fatto che ognuna delle due sale dovesse avere sia una porta che una finestra; dall'altro si è preferito dedicare una superficie maggiore alla sala studio rispetto alla sala riunioni. Il risultato della suddivisione è presentato nella planimetria di figura 1.3. Il risultato del posizionamento del muro di separazione delle due zone ha portato ad avere un locale di circa 40 m² di superficie, ed un secondo, più piccolo, con poco più di 25m².

Nella sala studio si vuole prevedere un servizio per gli studenti che metta a disposizione un certo numero di postazioni, ognuna delle quali ha a disposizione una presa elettrica e all'esigenza una lampada da tavolo. Nella sala riunioni si predispone un ampio tavolo e apparecchi di supporto audiovisivo, oltre alla possibilità data agli utenti di una propria presa per il collegamento del pc. Per entrambe le sale bisognerà scegliere il numero di persone da poter ospitare e secondo quale orario. Queste sono decisioni legate alle scelte sull'impianto di produzione e sul sistema di accumulo.

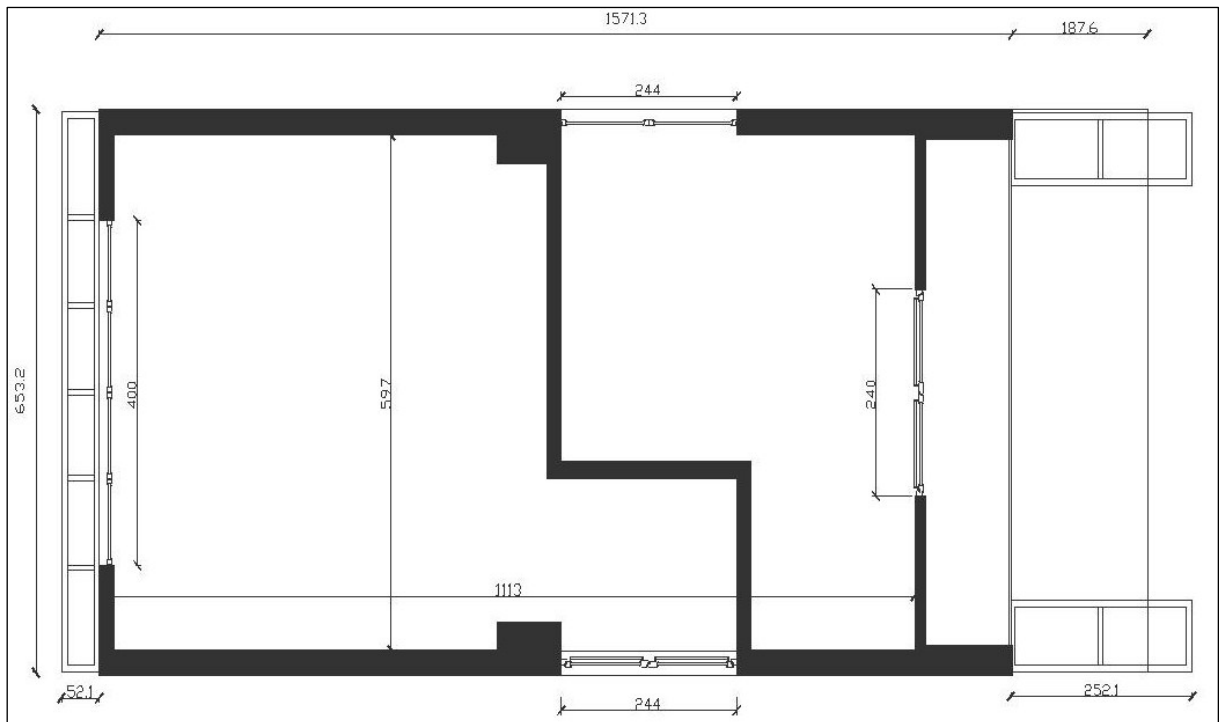


Figura 1.3 Planimetria riportante le quote principali (in cm), il muro di separazione e la posizione degli infissi.

Uno degli obiettivi a cui si aspira in questo ambito è il raggiungimento dello zero-energy. Significa avere a disposizione delle strutture che nell'arco dell'anno presentano un livello di generazione che supera l'energia richiesta dal carico. Ottenere una condizione del genere implica sicuramente avere a disposizione una o più tipologie di generazione locale [1]. Questa presenza di generazione distribuita comporta una maggiore disponibilità di energia elettrica che rende conveniente avere tutti i consumi di tipo elettrico. Il progetto dei due moduli rientra pienamente in questa prospettiva: tutti i consumi sono di tipo elettrico, compresa la parte dedicata al riscaldamento e al condizionamento, affidati ad una pompa di calore.

Nel capitolo successivo verrà effettuato uno studio sui carichi elettrici che si prevede saranno presenti all'interno della struttura. Questo servirà a capire se l'impianto fotovoltaico installato sul tetto, ed affiancato da batterie, sarà di taglia adeguata oppure no. Tutte le diverse parti del sistema saranno dotate di una tecnologia che renderà possibile un continuo scambio di dati, permettendo così di fare previsioni, anche utilizzando informazioni provenienti dal mondo esterno come ad esempio le previsioni meteo. A questo scopo l'idea futura è quella di avere un'applicazione che renda possibile agli studenti e al personale interessato ad usufruire dei servizi della struttura, di prenotare in anticipo la propria presenza in relazione al numero di postazioni che il sistema in quel dato periodo riesce a garantire, in relazione alla disponibilità di energia.

Prima di iniziare ad esaminare nel dettaglio il sistema nelle sue varie parti, si citano le principali norme che impianti come questo devono rispettare.

1.1 REGOLAMENTAZIONE

L'erogazione di potenza e le connessioni degli impianti di generazione distribuita, connessi alla rete di distribuzione, vengono regolamentati dall'allegato A70 del Codice di Rete, dalla norma CEI 0-16 e dalla norma CEI 0-21.

L'allegato A70 indica il campo di funzionamento degli impianti di produzione connessi alla rete di distribuzione MT e BT, dicendo: *“Tutti gli impianti di produzione ed i relativi macchinari ed apparecchiature devono essere progettati, costruiti ed eserciti per restare in parallelo anche in condizioni di emergenza e di ripristino di rete”*. Vengono indicati i valori di tensione e frequenza entro i quali la generazione distribuita non deve scollegarsi dalla rete. È inoltre riportato che: *“L'Utente Attivo deve garantire che tali intervalli di funzionamento siano rispettati sia dalle protezioni di interfaccia che dalle protezioni e regolazioni dell'impianto di produzione. L'Impresa di Distribuzione vigila sul rispetto di tali requisiti”* [2].

La norma CEI 0-16 riguarda invece utenti connessi ad un livello di tensione maggiore, in particolare media e alta tensione, di cui vengono riportati i vari valori per permettere la classificazione tra MT, AT e AAT. Gli utenti attivi vengono distinti tra:

- Impianti di generazione non comprendenti unità di produzione rilevante. Rientrano in questa categoria gli impianti con potenza complessiva inferiore a 10 MW
- Impianti aventi unità di produzione rilevanti. Ne fanno parte tutti i generatori con potenza superiore a 10 MW [3].

La norma CEI 0-21 riguarda la connessione degli utenti alla rete di bassa tensione. Per gli utenti attivi, questa norma ha il compito di:

- Regolamentare l'inserimento, l'esercizio e la disconnessione dell'impianto di generazione;
- Vietare l'uso della rete del distributore, da parte di un utente attivo, per creare una condizione di funzionamento in isola;
- Indicare le prescrizioni relative al funzionamento in isola dell'impianto dell'utente, condizione sempre permessa perché non fa parte del sistema del distributore [4].

Il *funzionamento in isola* avviene quando una porzione di rete è alimentata esclusivamente dal generatore locale. Esistono due diverse tipologie:

- Isola intenzionale, con funzionamento indipendente in condizioni normali o per interruzioni programmate della rete principale;
- Isola non intenzionale, formata dopo una condizione di guasto

In generale il funzionamento in isola è proibito in quanto è difficile garantire i requisiti di tensione e frequenza indicati dalle norme. Le isole non intenzionali devono essere eliminate rapidamente.

Per avere delle isole intenzionali invece, ci deve essere almeno un generatore in grado di controllare tensione e frequenza e tutte le unità locali devono riuscire a sostenere variazioni di carico. Per quanto riguarda la power quality nel sistema isolato ci sono indicazioni da non superare; inoltre sono richieste caratteristiche di affidabilità e attento coordinamento delle protezioni [1].

1.1.1 Microgrids

Le *micro-reti* sono piccoli sistemi di distribuzione contenenti generatori e carichi, il cui funzionamento può avvenire separatamente dalla rete oppure in connessione con essa. Ci sono delle differenze concettuali rispetto al funzionamento in isola intenzionale:

- Le isole intenzionali sono normalmente connesse, ma possono funzionare in assenza di rete
- Le microgrids operano normalmente in assenza di rete e possono essere connesse in caso di emergenza oppure in base a criteri di convenienza economica dovuti ai prezzi dell'elettricità

Il funzionamento delle micro-reti in modo autonomo dalla rete risulta critico a causa di problemi legati al controllo della tensione e della frequenza.

Domanda e richiesta di energia all'interno di una microgrid sono monitorate da un *centro di controllo* con lo scopo di ottimizzare lo sfruttamento delle risorse distribuite. I principali vantaggi di una micro rete sono:

- Possibilità di una gestione combinata del mix energetico a disposizione
- Possibilità di pianificazione del funzionamento grazie alla modularità
- Ottimizzare le risorse interne alla microgrid
- Aumento dell'efficienza dal punto di vista economico

I benefici derivanti dalla disponibilità di micro-reti sono evidenti in alcune situazioni come:

- Comunità rurali lontane dalle installazioni esistenti
- Grandi industrie con molti locali e siti sparsi
- Comunità che vivono su isole
- Produttori di energia che operano in paesi in via di sviluppo dove mancano ancora le infrastrutture necessarie [1].

1.1.2 Nanogrids

Le microgrids nascono dall'unione di due o più nanogrids. Una nanogrid si può definire come l'unità base della rete elettrica. È di proprietà di un singolo utente ed è in grado di scambiare potenza ed informazioni, in seguito alla connessione con la rete o con altre nanogrids.

Sono composte da generazione distribuita, carichi ed eventualmente sistemi di accumulo e di misura.

La gestione dell'intera rete viene svolta da un dispositivo di controllo (controller) a microprocessore il quale agisce su un bus che distribuisce l'energia elettrica compiendo allo stesso tempo le misure necessarie dei parametri elettrici. Questo controllo continuo svolge vari compiti:

- Controllo della potenza assorbita dal carico;
- Gestisce gli scambi con le altre nanogrids;
- Definisce il prezzo locale;
- Gestisce l'accumulo.

Le informazioni che vengono scambiate riguardano in particolare il prezzo locale, la disponibilità di energia e le previsioni di carichi e generazione [1].

2 DETERMINAZIONE DEI CARICHI ELETTRICI

In questo capitolo vengono riportati i passaggi che hanno permesso di definire il carico elettrico giornaliero all'interno dei due moduli abitativi. La conoscenza dei consumi elettrici, ed il loro andamento nei diversi momenti della giornata, è necessaria per determinare la taglia dei generatori destinati a fornire il sufficiente fabbisogno energetico e, di conseguenza, la capacità dell'intero sistema di operare in autonomia anche senza il collegamento alla rete di distribuzione.

Le operazioni di censimento dei carichi elettrici presenti all'interno delle due sale hanno portato ad individuare come principali assorbimenti quelli legati all'illuminazione interna dei locali e al loro riscaldamento e condizionamento nei diversi periodi dell'anno. Per quanto riguarda gli arredi elettrici, ogni postazione della sala studio e della sala riunioni è predisposta per avere la possibilità di collegare un pc o uno smartphone, ed in aggiunta una luce da tavolo, per ogni superficie di lavoro. Nella sala riunioni risulta utile avere a disposizione delle apparecchiature audio-visive come un proiettore. Per il momento non se ne tiene conto, ma non si esclude la possibilità di prevedere distributori di bevande o una macchinetta per il caffè. Il fattore decisionale per la quantità e la taglia degli arredi elettrici rimane la disponibilità di energia messa a disposizione dai generatori, da gestire al meglio in modo da soddisfare le esigenze del carico anche nei periodi di minore produzione.

2.1 SALA STUDIO

2.1.1 Calcolo Illuminotecnico

In questa fase è stato svolto un calcolo illuminotecnico seguendo in primo luogo il *metodo del flusso globale*, in modo da avere una prima stima del numero delle lampade da installare, tenendo presente il rispetto di vincoli su:

- Illuminamento, adeguato alle attività svolte
- uniformità dell'illuminamento
- equilibrio delle luminanze, per evitare abbagliamento
- resa dei colori, per una visione confortevole

Le grandezze sulle quali è possibile intervenire sono essenzialmente:

- tipo e numero di sorgenti luminose
- disposizione delle sorgenti luminose
- riflessione delle superfici

Bisogna sottolineare che questo metodo è applicabile ad ambienti che presentano una forma di parallelepipedo. La sala studio, come anche la sala riunioni, hanno in realtà una forma diversa. Per questa ragione i risultati che si otterranno possono solo essere presi come idea di base da cui partire per i dovuti approfondimenti e miglioramenti. Le altre ipotesi assunte per l'applicazione di questo metodo prevedono:

- disposizione planimetrica delle plafoniere regolare ed uniforme
- installazione delle plafoniere alla stessa altezza
- plafoniere tutte dello stesso tipo [5].

Nel caso specifico, la norma UNI EN 12464-1: "Luce e illuminazione - Illuminazione dei posti di lavoro - Parte 1: Posti di lavoro in interni"[6], stabilisce il valore di illuminamento minimo mantenuto, definito come il valore al di sotto del quale l'illuminamento medio su una superficie, sede di uno specifico compito visivo, non può mai scendere. Al fine di rispettare la norma, è richiesto un illuminamento medio:

$$E_m = 300 \text{ lux}$$

ricavato dalle tabelle sotto la voce "Locali scolastici" adibiti ad "Aule".

All'interno di uno stesso locale si è soliti utilizzare un'unica tipologia di lampade. In questo modo è possibile ricavare il numero di sorgenti luminose necessarie a soddisfare le specifiche come:

$$n = \frac{E_m \cdot S}{K_u \cdot K_m \cdot \varphi} \quad (2.1)$$

Troviamo diverse grandezze:

S	superficie del locale
K_u	coefficiente di utilizzazione
K_m	fattore di manutenzione
φ	flusso della lampada

Tenendo presente la tipologia di locale in questione, si può supporre un buon livello di pulizia e manutenzione, così da poter assumere un coefficiente:

$$K_m = 0.8$$

La superficie dell'aula, andando a tralasciare per il momento la zona di ingresso e focalizzando l'attenzione sulla parte in cui verranno posizionati i banchi, è all'incirca

$$S \cong 36 \text{ m}^2$$

Allo scopo di contenere la potenza elettrica, la scelta delle lampade è ricaduta sulla tipologia a LED. L'ipotesi fatta è quella di installare lampade della linea 3Filippi "3F Canada LED 2x12W [7], aventi ognuna un flusso pari a

$$\varphi = 3181 \text{ lm}$$

Il coefficiente di utilizzazione K_u si ricava dalle tabelle riportanti le caratteristiche della lampada e dipende dall'indice di locale, ricavabile come:

$$i = \frac{a \cdot b}{(a + b) \cdot h} \quad (2.2)$$

Le lettere sono relative alle grandezze geometriche del locale. Dovendo avere un locale a forma di parallelepipedo, si considera solo il volume della sala in cui si svolgeranno le attività, tralasciando per il momento l'atrio di ingresso. Nel caso in questione le misure che interessano sono:

a= 5.97m, b= 6.01m relative all'ampiezza longitudinale e trasversale del locale;
h= 2.2 m indicante la distanza tra il soffitto e il piano di lavoro.

Ne risulta che l'indice di locale vale

$$i = 1.36 \text{ m}$$

		P.Lav.																					
K	8873	8773	8871	8771	7773	7771	7753	7553	7751	7551	7731	7331	7711	7111	5551	5531	5331	5511	5111	3331	3311	1111	0000
0.60	742	730	692	685	723	680	630	623	606	602	557	553	521	519	598	553	552	519	518	550	518	518	505
0.80	843	830	776	769	820	763	729	719	695	689	647	641	610	607	684	641	639	608	606	637	606	605	592
1.00	921	908	839	832	894	825	809	797	765	759	720	714	685	681	753	713	711	681	679	708	679	676	664
1.25	989	976	891	885	959	877	881	868	825	819	784	778	752	746	811	775	773	747	744	769	743	739	728
1.50	1000	1000	926	921	1000	912	932	919	866	860	829	822	799	793	851	819	816	793	789	811	787	783	772
2.00	1000	1000	975	970	1000	961	1000	996	925	920	896	889	871	864	909	884	881	862	858	874	855	849	839
2.50	1000	1000	1000	998	1000	989	1000	1000	960	955	935	929	914	907	942	922	919	903	899	910	894	887	877
3.00	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	983	979	962	956	944	936	965	947	945	932	928	935	921	912	903
4.00	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	989	984	974	967	987	973	971	960	956	959	948	937	928
5.00	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	992	985	999	987	985	976	973	972	963	950
10.00	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	998	992	976
20.00	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	991	982

LM53 SHR C0-C180: 1.274 SHR C90-C270: 1.120 SHR Superficiale: 1.211

Tabella 2.1 Estratto delle tabelle del coefficiente di utilizzazione della lampada "3F Canada LED 2x12W 2MG"

Con questo valore è ora possibile, dalla *Tabella 1.1*, ricavare per interpolazione il valore del coefficiente K_u . Per fare questo, con l'indice di locale calcolato si trova tra quali due righe della tabella cercare. Entrano in gioco poi le caratteristiche del locale, in particolare quelle delle pareti, del soffitto e del pavimento, ognuna delle quali riflette in modo diverso la luce. Questo è legato al colore e al materiale delle superfici. Il locale si presenta in gran parte in legno, e ipotizzando un soffitto abbastanza chiaro, si sono assunti come fattori di riflessione 70% per il soffitto, 50% per le pareti e 30% il pavimento. Questo si riassume andando a leggere i valori sulla colonna '7553' della tabella sopra. Per interpolazione si arriva così al coefficiente di utilizzazione delle lampade, che risulta essere

$$K_u = 0.89$$

con cui è possibile calcolare il numero di lampade necessarie:

$$n = \frac{300 \cdot 36}{0.89 \cdot 0.8 \cdot 3181} = 4.77 \quad (2.3)$$

Dovendo dare una disposizione il più possibile simmetrica, si può ipotizzare di installare 6 lampade divise su due file trasversali (*Figura 2.1*).

Una volta trovato un numero plausibile di lampade e la loro disposizione, serve verificare le condizioni di uniformità, per la quali è buona norma distribuire le sorgenti luminose in modo regolare nell'ambiente. I costruttori suggeriscono le interdistanze opportune, ossia i passi d'installazione massimi, sotto forma di due rapporti che mettono in relazione le distanze tra le lampade e l'altezza dal piano di lavoro:

$$\frac{D_t}{h} = 1.1 \quad e \quad \frac{D_l}{h} = 1.3 \quad (2.4)$$

Questo comporta, nel caso specifico, che non vengano superati i valori dichiarati dal costruttore pari a:

$$D_{t_{max}} = 1.1 \cdot 2.2 = 2.42 \text{ m} \quad e \quad D_{l_{max}} = 1.3 \cdot 2.2 = 2.86 \text{ m} \quad (2.5)$$

Nella sala in questione la disposizione ipotizzata porta ad avere le seguenti misure:

$$D_t = \frac{5.97}{3} = 1.99 \text{ m} \quad e \quad D_l = \frac{6.01}{2} = 3.005 \text{ m} \quad (2.6)$$

Una delle due dimensioni limite non è rispettata. È necessario aggiungere un'altra fila di lampade, così da ottenere:

$$D_l = \frac{6.01}{3} = 2.003 \text{ m} \quad (2.7)$$

In questo modo i vincoli sono rispettati. La soluzione trovata, in accordo alle richieste normative, richiede la presenza di 9 lampade sovrastanti la zona di lavoro, a cui se ne aggiunge un'altra da installare in prossimità dell'atrio di ingresso, per un totale di 10 lampade.



Figura 2.1 Rendering 3D creato da Dialux per la sala studio, con il contributo di illuminazione di luce naturale e artificiale

La soluzione trovata è stata poi oggetto di verifica mediante il software Dialux. Il programma, una volta inserita la planimetria del locale, il numero e la disposizione delle lampade, ha provveduto ad effettuare calcoli più accurati, fornendo indicazioni riguardo ai diversi valori di illuminamento. Questi sono importanti in quanto permettono di compiere la verifica sulle condizioni di disuniformità [5]. In particolare, occorre che siano verificate le seguenti disequivalenze:

$$2 < \frac{E_{max}}{E_{min}} < 3 \quad e \quad \frac{E_{max}}{E_{medio}} < 2 \quad (2.8)$$

in cui E_{max} , E_{med} e E_{min} sono rispettivamente i valori di illuminamento massimo, medio e minimo registrati all'interno della sala. La verifica che questi rapporti di illuminamento fossero rispettati per ogni ora della giornata è stata la conferma che la disposizione precedentemente ipotizzata è adeguata.

Avendo a disposizione il software di calcolo illuminotecnico, si è pensato di sfruttare la luce naturale, andando ad inserire nella planimetria le superfici vetrate delle porte di ingresso e delle finestre. In questo modo, tenendo conto dell'orientamento dell'edificio, sono stati studiati gli scenari di luce per ogni ora, durante il periodo di apertura della sala studio (9:00 ÷ 17:00). I valori di illuminamento sono stati ricavati per ogni mese dell'anno, sia considerando una giornata di cielo sereno che di cielo coperto. In questo modo, con l'impiego dei dati statistici [8][9], è stato possibile creare degli andamenti di assorbimento di energia il più possibile vicini alla realtà.

Per fare questo si sono utilizzati i dati raccolti dalla stazione di Torino "Bric della Croce", prendendo i valori delle condizioni del cielo dell'ultimo decennio, andando a individuare per ogni mese una statistica di giorni a cielo sereno e a cielo coperto. In realtà le informazioni meteorologiche suddividono le condizioni del cielo in più di due categorie: cielo sereno, prevalentemente sereno,

parzialmente nuvoloso, prevalentemente nuvoloso, coperto. L'ipotesi fatta è stata quella di considerare come cielo sereno anche le condizioni di prevalentemente sereno e parzialmente nuvoloso, facendo rientrare le altre giornate rimanenti nel conteggio dei giorni considerati a cielo coperto.

Quello che si nota guardando *Figura 2.1*, è che in alcune zone della stanza la presenza della luce naturale rende possibile spegnere le lampade competenti quell'area, così da ridurre al minimo i consumi. Per questo scopo sono stati stilati gruppi di controllo delle lampade che, in relazione alla tipologia di giornata e all'ora in cui ci si trova, gestiscono la messa in funzione di alcune lampade anziché altre. Il tutto per continuare ad avere il rispetto dei vincoli di illuminamento, e allo stesso tempo la minima energia assorbita.

Ulteriore accorgimento è stato quello di prendere come superficie di interesse per il calcolo dei valori di illuminamento non l'intera aula, ma di tenere in esame solo la parte interessata dalla presenza dei banchi. Sono stati ipotizzati perciò due gruppi da 4 banchi, posizionati laddove si riuscisse ad evitare il più possibile la diretta incidenza dei raggi solari sul piano di lavoro. A questo proposito si è tenuto conto, in quelle ore in cui non era possibile evitare l'abbagliamento, della presenza di tapparelle o parasole, prevedendo l'accensione di tutti i corpi illuminanti. Quindi l'aver considerato la luce naturale ha da un lato ridotto la necessità di utilizzare lampade, creando però situazioni di abbagliamento, di cui si è cercato di tenerne conto nel ricavare i profili di potenza.

Nella sala studio verranno installate 10 lampade che, assorbendo ognuna 30W, comporta una potenza massima di 300W durante gli orari di apertura della struttura.

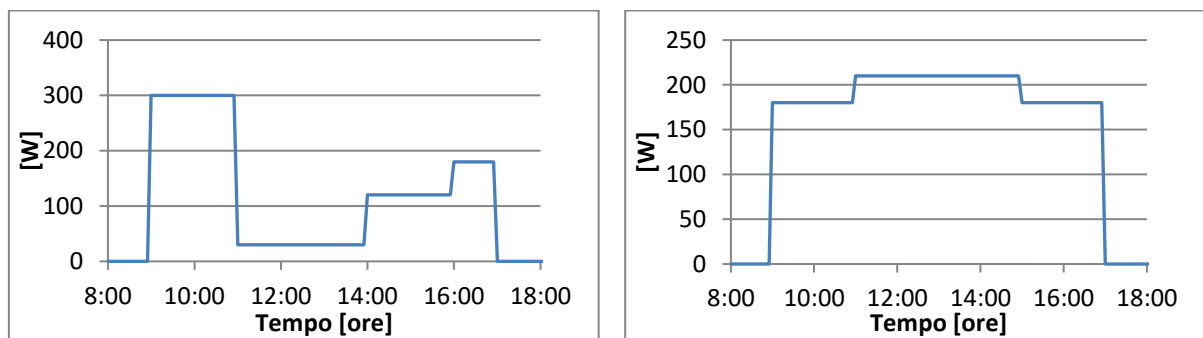


Figura 2.2 Potenza assorbita dall'illuminazione in un giorno di gennaio in condizioni di cielo sereno (sinistra) e coperto.

2.1.2 Postazioni di lavoro

All'interno dell'ambiente sono stati posizionati 8 banchi, suddivisi in due gruppi (*Figura 2.1*).

Per ognuno di essi si prevede la possibilità di collegare un pc o il caricabatterie del cellulare. Sulla base degli assorbimenti standard degli alimentatori, si è ipotizzata una potenza di 100W per ognuna delle postazioni. Si è però tenuto conto del fatto che, anche con la sala al completo, non tutti gli utenti staranno contemporaneamente assorbendo energia. Per questo la potenza, legata al numero di persone occupanti l'aula, è stata moltiplicata per un coefficiente di contemporaneità

$$K_c = 0.85$$

Il numero delle postazioni che giorno per giorno saranno messe a disposizione sarà una delle variabili decisionali per chi avrà il compito di gestire la struttura. Questo perché nei periodi di minore disponibilità di energia, bisognerà capire come poter garantire al meglio il servizio, anche pensando alla riduzione del numero delle postazioni di lavoro.

2.1.3 Pompa di calore

Bisogna affiancare a quello visivo anche un confort dal punto di vista delle temperature.

Questo è garantito dalla presenza di una pompa di calore, i cui consumi sono stati ricavati mediante l'utilizzo di un software apposito, oggetto di un altro lavoro di tesi. Partendo con l'inserimento delle planimetrie e delle stratigrafie dei muri, si è tenuto conto di diversi fattori come il numero di persone all'interno della stanza o la presenza di corpi illuminanti o altri apparecchi in grado di dare un aggiuntivo apporto di calore. Non è questo il caso, ma basta pensare al contributo non trascurabile di calore che avrebbero potuto dare le vecchie lampade ad incandescenza. Altro fattore importante di cui è stato tenuto conto è l'orientamento dell'edificio, e quindi la sua esposizione al sole. Sicuramente la parte di struttura esposta a sud richiederà meno potenza alla pompa di calore rispetto alla zona rivolta a nord. Per gli stessi motivi si è fatto uno studio su ciò che si trova all'esterno come costruzioni o alberi, per via delle eventuali ombreggiature che potrebbero dare. Le ipotesi più significative riguardano:

- Periodi di riscaldamento compreso tra il 1° ottobre e il 30 aprile, avente come temperatura di set point nell'orario di apertura 21°C, e nei periodi in cui la sala è chiusa 15°C.
- Periodo di raffrescamento tra il 1° maggio e il 30 settembre, in cui i set point di 26°C riguarda solo le ore in cui la struttura è occupata.

Con questi, ed una lunga serie di altri dati, sono stati ricavati gli andamenti dell'assorbimento della pompa di calore per tutto un anno.

Questa lunga serie di informazioni è stata usata per creare tre diversi profili di potenza.

Il primo si presenta come il giorno medio del mese, dove non è stata presa in considerazione la differenza tra un giorno in settimana e uno nel weekend, in cui la pompa di calore è operante solamente per mantenere la temperatura minima impostata (*Figura 2.3*).

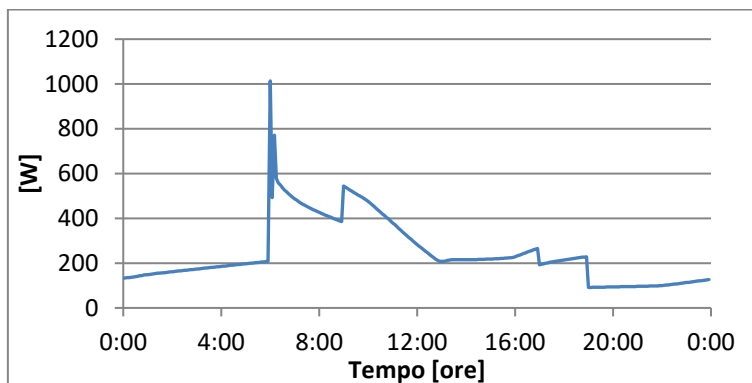


Figura 2.3 Assorbimento della pompa di calore in una giornata media del mese di gennaio

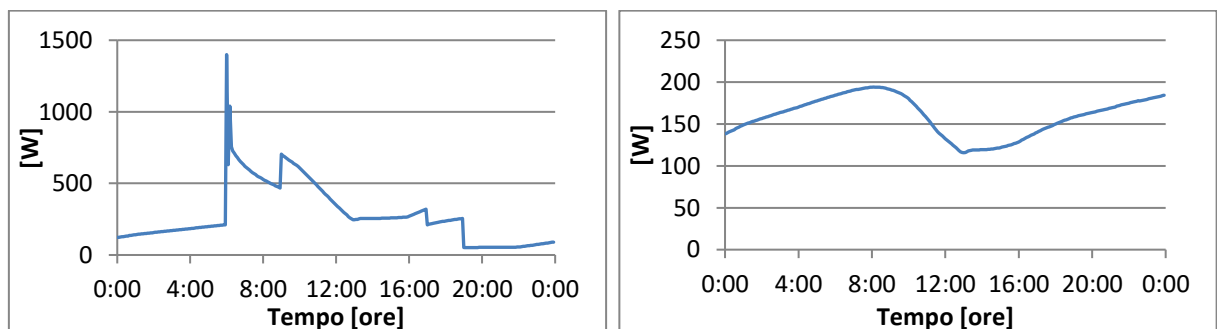


Figura 2.4 Andamenti medi di potenza della pompa di calore nei giorni di apertura (sinistra) e in quelli di chiusura (destra) del mese di gennaio

Gli andamenti di *Figura 2.4* sono relativi uno alla media dei giorni in cui la sala studio è in servizio; l'altro nasce dalla media dei soli giorni dei fine settimana. Questa differenziazione servirà in seguito, quando si userà un profilo di potenza anziché un altro in relazione al grado di accuratezza con cui si cercherà di operare.

La pompa di calore svolge un ruolo importante anche nel periodo estivo, quando viene usata per rinfrescare l'ambiente. Come esempio per gli assorbimenti si riportano le potenze del mese di luglio.

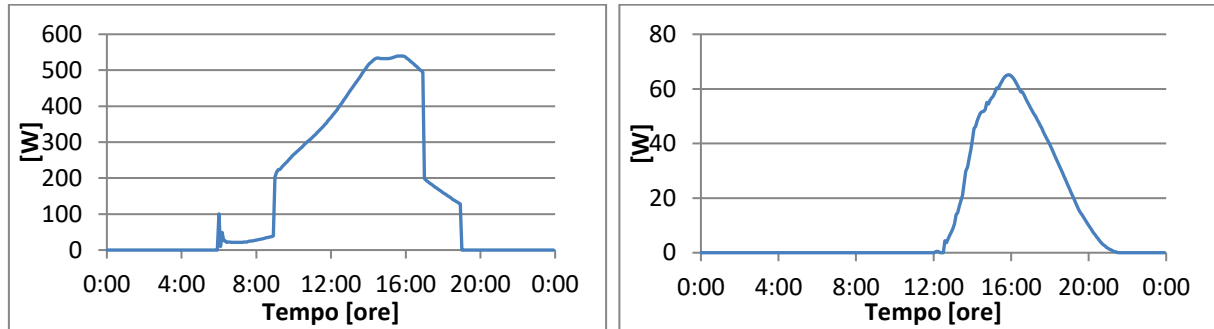


Figura 2.5 Assorbimento della pompa di calore a luglio. A sinistra un giorno in settimana; sulla destra un giorno festivo.

Considerando tutti i vari contributi citati e sommandoli tra di loro, si costruiscono i profili di potenza assorbita dai carichi elettrici, ad intervalli di 5 minuti. La Figura 2.6 riporta un esempio di profilo mensile completo per il mese di gennaio, riportante due andamenti distinti in base alla tipologia di giornata considerata. Con la stessa modalità sono stati costruiti i profili di potenza per tutti gli altri mesi dell'anno.

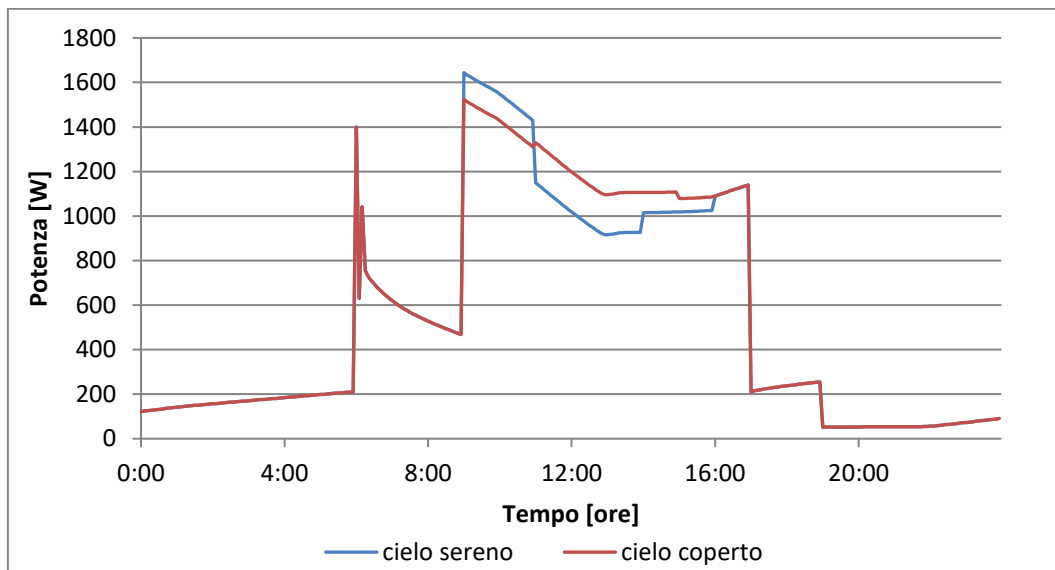


Figura 2.6 Profili della potenza totale assorbita dai carichi elettrici della sala studio. Esempio del mese di gennaio

2.2 SALA RIUNIONI

2.2.1 Calcolo Illuminotecnico

Lo stesso procedimento, che si omette di riportare nuovamente, è stato seguito anche per il secondo modulo adibito a sala riunioni. In questo caso la superficie utile risulta essere:

$$S \cong 25m^2$$

L'illuminamento medio minimo stabilito dalle norme anche per questa stanza è stato assunto [6]:

$$E_m = 300 \text{ lux}$$

Con l'ipotesi di utilizzare la stessa tipologia di lampade, i calcoli effettuati hanno portato a prevedere di installare 7 lampade, le quali da sole riescono a garantire le condizioni di illuminamento e confort visivo richieste.

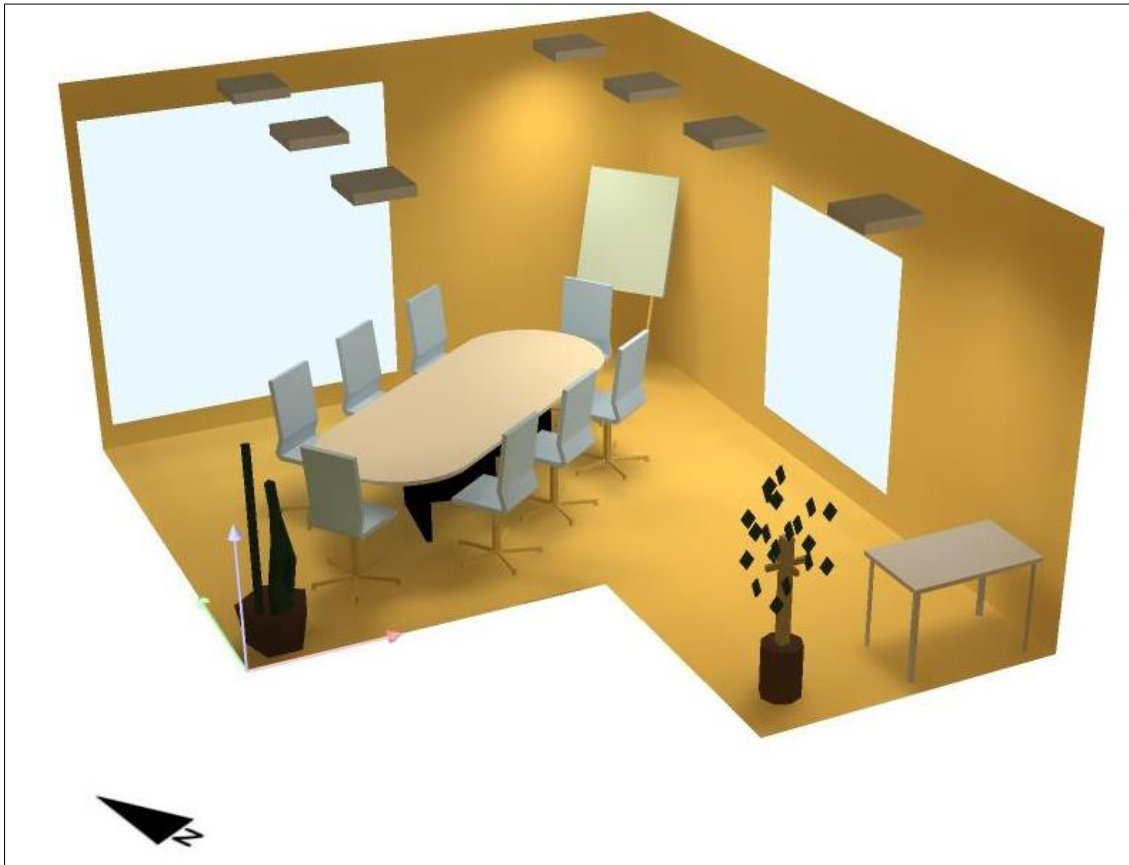


Figura 2.7 Rendering 3D della sala riunioni, con lampade accese e luce naturale (DiaLux)

Come nel caso precedente, il considerare la luce proveniente dalla vetrata e dalla porta di ingresso, e il limitare la superficie di calcolo alla sola zona in cui si è previsto il posizionamento del tavolo, permette di gestire al meglio le accensioni delle singole lampade, così da avere il massimo assorbimento di 210W solamente nei periodi strettamente necessari.

Rispetto alla sala studio, la posizione delle superfici vetrate in questo caso ha portato ad avere spesso abbagliamento sul piano di lavoro, vincolando molto la possibilità di spegnere le lampade, e questo si ripercuote sugli andamenti della potenza.

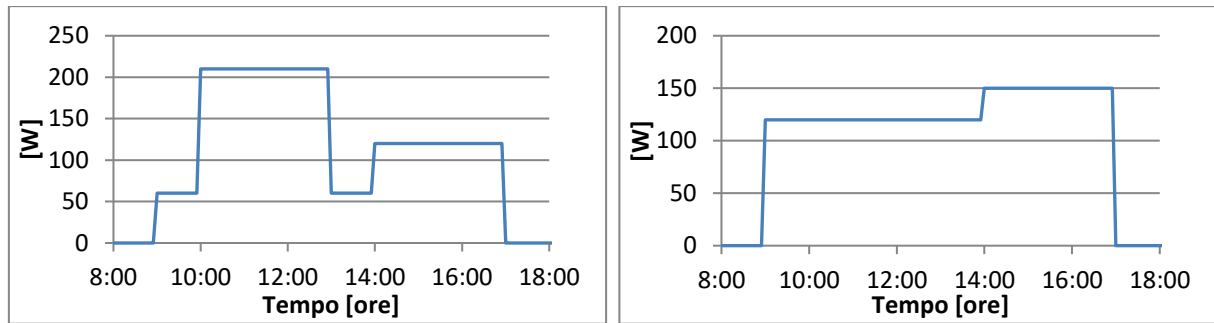


Figura 2.8 Potenza assorbita dall'illuminazione in un giorno di cielo sereno (sinistra) e in uno a cielo coperto (destra)

2.2.2 Tavolo ed Accessori per riunioni

La forma della stanza ha permesso di posizionare un tavolo di forma ovale che può ospitare fino ad otto persone, ognuna delle quali ha la possibilità di collegare il proprio pc. Si prevede per ognuna delle postazioni 100W di potenza, da ridursi secondo il coefficiente di contemporaneità assunto di pari a $K_c=0.8$.

Si è previsto di avere un proiettore per il supporto delle attività della sala, al quale è stata assegnata una potenza di 180W. Tenendo conto del fatto che non verrà usato in modo continuativo, l'ipotesi di un coefficiente di utilizzazione $K_u=0.5$ ne riduce il contributo di potenza da considerare in ogni periodo. Nella parte sinistra della stanza, si potrà in seguito sfruttare lo spazio a disposizione, prevedendo un punto di ristoro con una macchina del caffè. Questa comporterebbe un aggiuntivo assorbimento che per il momento non si è considerato.

2.2.3 Pompa di calore

Le ipotesi elencate per la sala studio sono valide anche per l'ambiente in questione, mantenendo anche le considerazioni fatte sugli orari di apertura e i relativi valori di set point dei termostati nella sala.

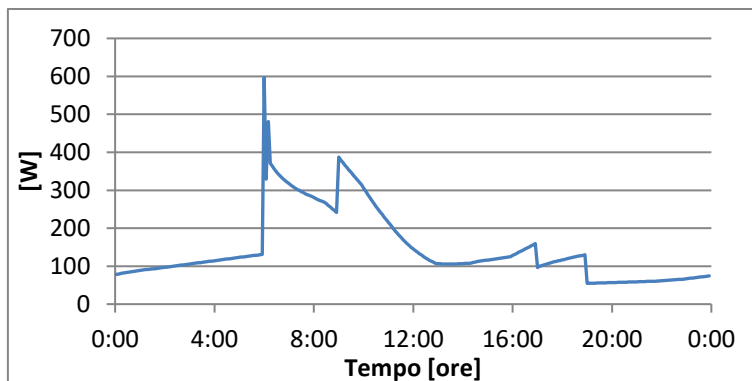


Figura 2.9 Assorbimento giornaliero medio della pompa di calore della sala riunioni

Si nota la presenza di un picco di assorbimento alle ore 6:00 del mattino: è l'orario in cui la pompa di calore si mette in funzione in modo da far trovare la temperatura desiderata nel momento in cui la struttura verrà aperta al pubblico.

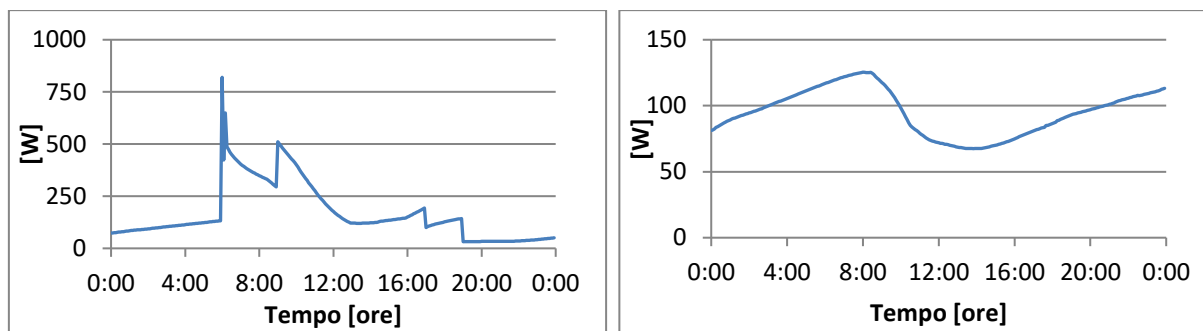


Figura 2.10 Potenza media della pompa di calore in un giorno di gennaio durante la settimana (sinistra) e uno del week end.

Per i week end e i giorni festivi, quando il solo scopo è quello di non far scendere la temperatura sotto i 15°C impostati, si può notare come i consumi siano più costanti nell'arco della giornata, ma di valore ridotto.

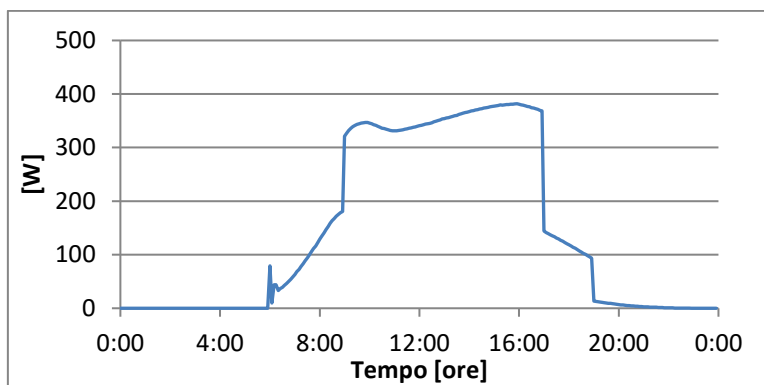


Figura 2.11 Potenza della pompa di calore di un giorno medio di luglio

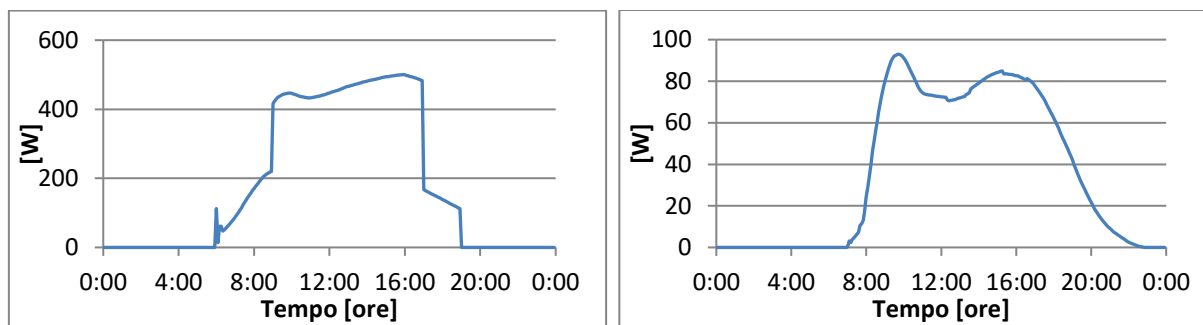


Figura 2.12 Potenza di un giorno infrasettimanale (sinistra) e uno del weekend per il mese di luglio

Anche per la sala riunioni tutti i contributi di potenza trovati in questa fase di censimento dei carichi elettrici sono serviti per costruire i profili di potenza totale.

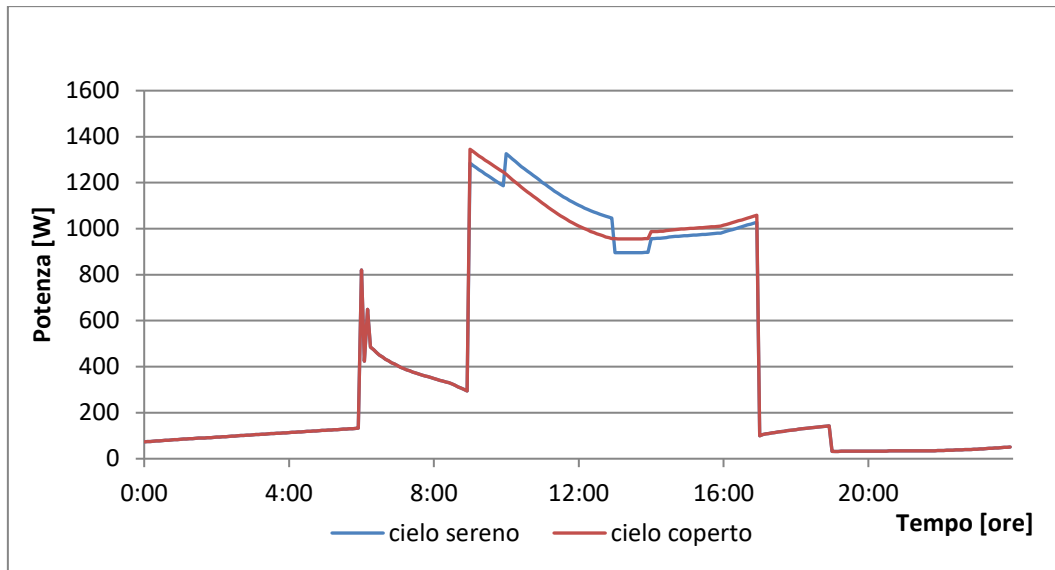


Figura 2.13 Potenza totale assorbita dalla sala riunioni, esempio per il mese di gennaio

È stato detto che nei periodi più favorevoli, lo sfruttamento della luce naturale gioca a beneficio dei consumi elettrici dell'illuminazione. Per la gestione delle lampade è possibile pensare all'installazione di plafoniere che integrino al loro interno sensori in grado di leggere le condizioni di illuminamento, in modo tale che gli spegnimenti possano avvenire in modo automatico in relazione alle condizioni dell'ambiente. In questo modo, il continuo scambio di informazioni renderà possibile non solo operazioni in tempo reale, ma permettere di fare previsioni sui consumi.

Altro aspetto di interesse potrebbe essere quello di dare la possibilità agli studenti di poter prenotare in anticipo la propria postazione all'interno dei moduli. Questo giocherebbe a vantaggio non solo del buon livello di servizio, ma anche della gestione: in relazione alla richiesta di energia, si deciderà il numero di postazioni da mettere a disposizione e la relativa fascia oraria.

Tutto questo viene reso possibile soltanto dal fatto che questi moduli sono a tutti gli effetti delle nanogrid, con la capacità comunicare e scambiare informazioni tra le varie parti che la compongono.

3 FOTVOLTAICO

Sul tetto dell'edificio verranno installati moduli fotovoltaici, che saranno in un primo momento considerati la sola fonte energetica da cui attingere per il soddisfacimento delle richieste dei carichi elettrici. In questo capitolo vengono presentate le ipotesi fatte, le scelte effettuate e il procedimento seguito per giungere ad ottenere i profili di potenza prodotta da questo impianto di generazione.

3.1 CENNI TEORICI

Gli impianti fotovoltaici convertono, con un'efficienza che si aggira intorno al 5-20%, la luce in energia elettrica. Questo avviene con una trasformazione di tipo diretto in cui non si sfrutta calore per arrivare all'energia elettrica, evitando così di dare un contributo al "global warming". Sempre dal punto di vista ambientale, altri vantaggi si possono trovare nel fatto che i pannelli durante gli anni di funzionamento presentano assenza di rumore ed inquinamento atmosferico; e a fine vita il loro smaltimento è privo di scorie.

L'utilizzo dei moduli presenta altri pregi, riscontrabili nella loro elevata affidabilità e lunga vita, superiore a 25 anni; nel loro ridotto costo di manutenzione, e per avere la produzione di energia vicino al consumo.

Allo stesso tempo si presentano anche dei difetti, come la fluttuazione della produzione di energia durante la giornata, la necessità di affiancare componenti aggiuntivi e un costo di installazione di 1200-2500€/kWp.

L'elemento base della generazione è la cella fotovoltaica. Qui avviene la conversione diretta della radiazione solare in energia elettrica sfruttando la proprietà dei semiconduttori. L'elemento utilizzato per la produzione delle celle è il silicio, drogato opportunamente per realizzare le giunzioni P-N, le quali, stimulate dalla radiazione solare, creano un moto di cariche e conseguente origine di corrente fotovoltaica.

La radiazione solare è l'energia elettromagnetica emessa dal sole in seguito ai processi di fusione dell'idrogeno contenuto al suo interno. La densità di potenza della radiazione solare rispetto all'unità di superficie prende il nome di irradianza solare, misurata in W/m². Vicino al sole l'irradianza supera i 60000W/m². Questo valore decresce con l'aumentare della distanza dal sole, fino ad arrivare alla terra dove, a causa dei fenomeni di riflessione ed assorbimento dell'atmosfera, il valore massimo di riferimento assunto al suolo è 1000 W/m².

La radiazione solare totale G_T si compone di tre diversi contributi:

$$G_T = G_b + G_d + G_a \quad (3.1)$$

G_b : radiazione diretta, la quale incide sulla superficie con un angolo definito

G_d : radiazione diffusa, che incide sulla superficie con vari angoli

G_a : radiazione riflessa o albedo, data dal fatto che la superficie considerata può ricevere radiazione riflessa da altre superfici presenti nelle vicinanze.

Le condizioni meteo, l'inclinazione e l'orientamento delle superfici, e la presenza di elementi riflettenti sono i fattori che determinano la percentuale di radiazione diretta, diffusa o riflessa ricevute dalla superficie [10].

Fare un'analisi della radiazione solare è una delle prime fasi nella progettazione dei sistemi fotovoltaici. Serve sia per determinare le condizioni ottimali di orientamento dei moduli, in quanto ad esempio orientare a sud i moduli massimizza la radiazione solare ricevuta nella giornata; sia per effettuare un'accurata analisi della producibilità dell'impianto.

La stima della radiazione solare può avvenire secondo diverse modalità, come ad esempio le mappe di radiazione solare al suolo, le quali però tipicamente non distinguono tra radiazione diretta e diffusa. Il Servizio Meteorologico Nazionale fornisce invece per ciascuna località i valori tabellati.

A fianco a questi metodi, esiste un software in grado di dare una prima stima dei valori di radiazione e della producibilità di un impianto che si trovi sul territorio europeo o africano. Questo strumento è PVGIS [11], le cui stime si basano sui dati raccolti nell'arco degli anni.

3.2 PROFILI DI PRODUZIONE

Per ricavare la curva di produzione dell'impianto fotovoltaico sono stati utilizzati i dati di irradiazione solare, assunti mediante il software gratuito PVGIS.

<i>Latitudine: 45°3'44" Nord, Longitudine: 7°39'43" Est Potenza nominale del sistema FV: 1kWp Inclinazione dei moduli: 38gradi Orientamento (azimuth) dei moduli: 0gradi</i>				
<i>Mese</i>	<i>Ed</i>	<i>Em</i>	<i>Hd</i>	<i>Hm</i>
1	2.11	65.5	2.67	82.7
2	3.13	87.6	4.01	112
3	3.88	120	5.22	162
4	3.79	114	5.26	158
5	4.07	126	5.75	178
6	4.23	127	6.06	182
7	4.46	138	6.54	203
8	4.18	130	6.14	190
9	3.78	113	5.37	161
10	2.80	86.9	3.81	118
11	2.08	62.4	2.71	81.4
12	1.98	61.4	2.50	77.6
Anno	3.38	103	4.67	142

*Ed: Produzione elettrica media giornaliera dal sistema (kWh)
 Em: Produzione elettrica media mensile dal sistema (kWh)
 Hd: Media dell'irraggiamento giornaliero al metro quadro ricevuto dai pannelli del sistema (kWh/m2)
 Hm: Media dell'irraggiamento al metro quadro ricevuto dai pannelli del sistema (kWh/m2)*

Figura 3.1 Stime della producibilità mensile di un impianto FV da 1 kWp sito a Torino, orientato a sud.

Per la ricerca dei valori desiderati, mostrati in figura 3.1, bisogna fornire come input:

- Luogo di installazione dell'impianto, con il quale si individuano i valori di latitudine e longitudine. In questo caso i moduli saranno posizionati nella zona del Politecnico di Torino, trovando i valori di latitudine 45°4'13" Nord, e longitudine 7°41'12" Est;
- La potenza di picco installata;

- Il metodo di montaggio dei moduli, se a terra o integrati su un edificio come in questo caso;
- L'inclinazione dei pannelli.

Con queste informazioni, il software è in grado di fornire una prima stima della produzione dell'impianto. L'output del programma si presenta come *Figura3.1* dove, a titolo di esempio, si riportano i risultati per un impianto di potenza di 1 kWp, rivolto a sud e con un'inclinazione ottimale dei moduli. Questi dati sono utili nelle prime fasi di progettazioni quando serve avere una prima stima della potenza da installare, ma nulla dicono riguardo all'andamento dell'energia prodotta nell'arco della giornata.

La determinazione della curva di produzione di un impianto fotovoltaico passa attraverso i dati di radiazione solare. Il software PVGIS, dando come input il luogo di installazione, l'inclinazione e l'orientamento, fornisce i valori di irradianza ad intervalli di 15 minuti (*Figura3.2*).

La curva dell'irradianza non sarà solo funzione della località e della disposizione dei moduli, ma anche del periodo dell'anno. La produzione infatti varia in base al mese in cui ci si trova. Per questo motivo sono state ricavate le curve di produzione per ogni mese dell'anno, facendo l'ipotesi che l'irradianza restasse la stessa per l'intero mese considerato.

La potenza prodotta dall'impianto fotovoltaico sarà direttamente proporzionale alla curva dell'irraggiamento:

$$p(t) = P_{installata} \cdot G(t) \quad (3.2)$$

In questo modo dopo aver assunto tutte le caratteristiche di irradianza per ogni mese e per le differenti condizioni di orientamento utili in questo caso, sono stati ricavati i corrispondenti profili della potenza generata dall'impianto di generazione locale.

Latitudine: 45°3'44" Nord, Longitudine: 7°39'43" Est			
Risultati per: Gennaio			
Inclinazione del piano: 35 gradi			
Orientamento (azimuth) del piano: 0 gradi			
Ora	G	Gd	Gc
07:52	28	28	24
08:07	111	51	171
08:22	151	67	239
08:37	188	78	301
08:52	223	88	360
09:07	256	97	417
09:22	287	105	471
09:37	315	112	521
09:52	341	118	566
10:07	365	124	607
10:22	385	128	644
10:37	403	132	675
10:52	418	135	702
11:07	430	138	724
11:22	439	140	740
11:37	445	141	751
11:52	448	142	756
12:07	448	142	756
12:22	445	141	751
12:37	439	140	740
12:52	430	138	724
13:07	418	135	702
13:22	403	132	675
13:37	385	128	644
13:52	365	124	607
14:07	341	118	566
14:22	315	112	521
14:37	287	105	471
14:52	256	97	417
15:07	223	88	360
15:22	188	78	301
15:37	151	67	239
15:52	111	51	171
16:07	28	28	24
16:22	18	18	15
G: Irradianza globale su un piano fisso (W/m2)			
Gd: Irradianza diffusa su un piano fisso (W/m2)			
Gc: Irradianza globale a cielo sereno su un piano fisso (W/m2)			

Figura 3.2 Dati di irradianza prodotti da PVGIS per il mese di gennaio. Moduli rivolti a sud.

3.2.1 Orientamento dei Moduli

Le due sale presentano ognuna il proprio impianto fotovoltaico, entrambi con una potenza installata di 3.6kW ma con diverse caratteristiche:

- Sala studio: 3.6 kW interamente rivolti a Sud
- Sala riunioni: 1.8 kW rivolti a Est e 1.8 kW a Ovest

Queste differenze di orientamento dei moduli si rispecchiano in un diverso andamento della potenza prodotta nell'arco della stessa giornata.

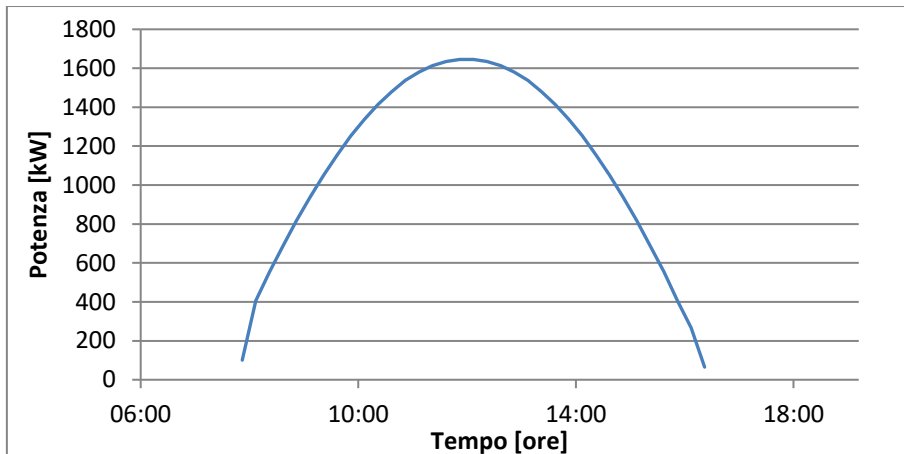


Figura 3.3 Potenza prodotta dall'impianto della sala studio in un giorno di gennaio, basandosi sull'irradianza globale.

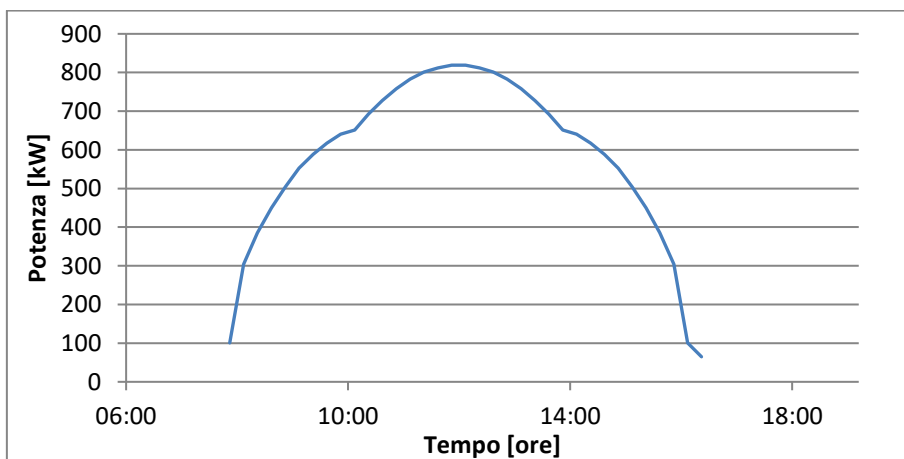


Figura 3.4 Potenza giornaliera prodotta dall'impianto della sala riunioni, utilizzando l'irradianza globale, nel mese di gennaio.

Il profilo di *figura3.4* è dato dalla somma di due diversi apporti: uno derivante dagli 1.8 kW orientati a est, e un altro contributo dato dalla stessa potenza, ma con i moduli diretti a ovest. Per questo con PVGIS si sono assunti i dati relativi a due impianti: entrambi da 1.8 kW ma con i due orientamenti differenti. Ne è risultata la serie di valori riportati di seguito.

Ora	G_Est	Gd_Est	Gc_Est	G_Ovest	Gd_Ovest	Gc_Ovest	G_tot	Gd_tot	Gc_tot	Pfv	Pfv_Est	Pfv_Ovest
07:52	28	28	24	28	28	24	56	56	48	100,8	100,8	86,4
08:07	131	56	210	38	37	32	169	93	242	304,2	167,4	435,6
08:22	168	70	270	46	45	39	214	115	309	385,2	207,0	556,2
08:37	196	79	316	54	53	46	250	132	362	450,0	237,6	651,6
08:52	219	87	354	61	60	52	280	147	406	504,0	264,6	730,8
09:07	239	94	384	68	66	57	307	160	441	552,6	288,0	793,8
09:22	254	99	408	73	72	62	327	171	470	588,6	307,8	846,0
09:37	265	103	425	78	77	66	343	180	491	617,4	324,0	883,8
09:52	273	106	435	83	81	70	356	187	505	640,8	336,6	909,0
10:07	278	109	440	84	75	65	362	184	505	651,6	331,2	909,0
10:22	280	110	440	105	80	103	385	190	543	693,0	342,0	977,4
10:37	278	111	435	126	85	141	404	196	576	727,2	352,8	1036,8
10:52	274	111	424	147	90	178	421	201	602	757,8	361,8	1083,6
11:07	268	111	410	167	94	215	435	205	625	783,0	369,0	1125,0
11:22	259	110	391	186	98	250	445	208	641	801,0	374,4	1153,8
11:37	248	108	369	203	101	284	451	209	653	811,8	376,2	1175,4
11:52	235	106	344	220	104	315	455	210	659	819,0	378,0	1186,2
12:07	220	104	315	235	106	344	455	210	659	819,0	378,0	1186,2
12:22	203	101	284	248	108	369	451	209	653	811,8	376,2	1175,4
12:37	186	98	250	259	110	391	445	208	641	801,0	374,4	1153,8
12:52	167	94	215	268	111	410	435	205	625	783,0	369,0	1125,0
13:07	147	90	178	274	111	424	421	201	602	757,8	361,8	1083,6
13:22	126	85	141	278	111	435	404	196	576	727,2	352,8	1036,8
13:37	105	80	103	280	110	440	385	190	543	693,0	342,0	977,4
13:52	84	75	65	278	109	440	362	184	505	651,6	331,2	909,0
14:07	83	81	70	273	106	435	356	187	505	640,8	336,6	909,0
14:22	78	77	66	265	103	425	343	180	491	617,4	324,0	883,8
14:37	73	72	62	254	99	408	327	171	470	588,6	307,8	846,0
14:52	68	66	57	239	94	384	307	160	441	552,6	288,0	793,8
15:07	61	60	52	219	87	354	280	147	406	504,0	264,6	730,8
15:22	54	53	46	196	79	316	250	132	362	450,0	237,6	651,6
15:37	46	45	39	168	70	270	214	115	309	385,2	207,0	556,2
15:52	38	37	32	131	56	210	169	93	242	304,2	167,4	435,6
16:07	28	28	24	28	28	24	56	56	48	100,8	100,8	86,4
16:22	18	18	15	18	18	15	36	36	30	64,8	64,8	54,0

Tabella 3.1 Valori di irradianza e relativa energia prodotta dai moduli dell'impianto della sala riunioni. Mese di gennaio.

G_Est	Irradianza globale su un piano fisso (W/m2), orientamento a Est
Gd_Est	Irradianza diffusa su un piano fisso (W/m2), orientamento a Est
Gc_Est	Irradianza globale a cielo sereno su un piano fisso(W/m2), orientamento a Est
G_Ovest	Irradianza globale su un piano fisso (W/m2), orientamento a Ovest
Gd_Ovest	Irradianza diffusa su un piano fisso (W/m2), orientamento a Ovest
Gc_Ovest	Irradianza globale a cielo sereno su un piano fisso(W/m2), orientamento a Ovest
G_tot	Irradianza globale su un piano fisso (W/m2), orientamento Est+Ovest
Gd_tot	Irradianza diffusa su un piano fisso (W/m2), orientamento Est+Ovest
Gc_tot	Irradianza globale a cielo sereno su un piano fisso(W/m2), orientamento Est+Ovest
Pfv	Potenza totale prodotta (Wh) dai moduli fotovoltaici in una giornata media

Pfv_cs	Potenza totale prodotta (Wh) dai moduli fotovoltaici in una giornata a cielo sereno
Pfv_cc	Potenza totale prodotta (Wh) dai moduli fotovoltaici in una giornata a cielo coperto

La potenza installata è per entrambi gli impianti di 3.6kWp. La differenza risiede solamente nel diverso orientamento dei moduli. Il differente risultato che questo comporta è ben visibile nei mesi estivi. Avere i pannelli rivolti a sud comporta raggiungere un picco più elevato di produzione nelle ore centrali della giornata. L'orientamento Est-Ovest della sala riunioni, invece, porta a raggiungere un massimo di potenza inferiore, ma ne guadagna all'inizio e alla fine della giornata, dove si vede che il livello di potenza prodotta è superiore rispetto alla sala studio.

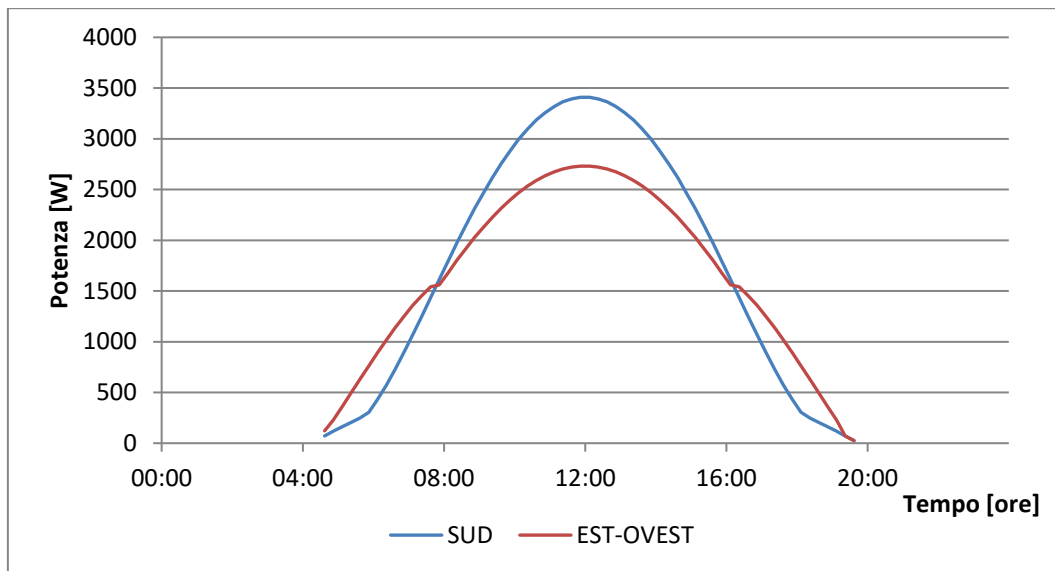


Figura 3.5 Potenza prodotta a giugno da un impianto fotovoltaico da 3.6kWp al variare dell'orientamento dei moduli

Nella figura 3.2 vengono riportate tre diverse colonne. La prima (G), utilizzata per gli andamenti di figura 3.3 e figura 3.4, è quella dell'irradianza globale, nata da una media dei dati storici sull'intero mese. Il lavoro presentato di seguito si baserà invece sulle altre due colonne, riportanti una la Gd (irradianza diffusa) utilizzata per trovare la produzione nei giorni a cielo coperto. L'altra, indicata con Gc relativa alla giornata a cielo sereno, viene impiegata per la restante parte dei giorni.

Per questo motivo anche nella fase di determinazione dei profili di produzione sono stati ripresi i dati statistici [8][9], già utilizzati in fase di studio dei consumi illuminotecnici, per ricreare degli andamenti il più possibile vicini alla realtà.

3.3 COSTO DELL'ENERGIA

Per attribuire un prezzo all'energia prodotta dai moduli, è stato utilizzato il metodo del costo medio, con il quale si divide il costo d'investimento per l'energia totale prodotta dallo stesso nell'arco della sua vita prevista.

$$v = \frac{C_{tot}}{E_{tot}} \quad (3.3)$$

Assumendo come costo di acquisto e montaggio dei moduli un valore di 2000 €/kW, installare 3.6 kW significa fare un investimento iniziale di 7200€. Ipotizzando come durata di vita dell'impianto, indicata con la lettera "D", un periodo di almeno 25 anni, questo si traduce nell'avere:

$$C_a = \frac{C_{\text{installazione}}}{D} \quad (3.4)$$

ossia un costo annuo C_a di 288 €. La produzione annuale di energia si ricava dalla somma delle energie prodotte ogni mese [11]:

$$E_{\text{annuale}} = \sum E_m \quad (3.5)$$

Mese	Em [kWh]
Gennaio	236
Febbraio	315
Marzo	433
Aprile	409
Maggio	455
Giugno	457
Luglio	498
Agosto	467
Settembre	408
Ottobre	313
Novembre	225
Dicembre	221
E_annuale [kWh]	4437

Tabella 3.2 Produzione media annua di un impianto da 3.6 kW rivolto a sud presso il Politecnico di Torino (fonte PVGIS)

Con il risultato visibile in *Tabella2.2*, è possibile trovare la quantità di energia prodotta nell'arco dell'intera vita dell'impianto moltiplicando l'energia annuale per i 25 anni di vita stimati.

Con le indicazioni del costo dell'investimento e con l'energia totale prodotta, è possibile ricavare il prezzo attribuibile al singolo kWh di energia, che risulta essere di

$$0.065 \text{ €/kWh}$$

come riassunto dalla *tabella2.3*:

P_installata	3,6	kW
Costo/kW	2000	€/kW
Investimento	7200	€
Durata	25	anni
Costo	288	€/anno
E_annuale	4437	kWh
Costo/kWh	0,065	€/kWh

Tabella 3.3 Costo medio dell'energia prodotta dal fotovoltaico (sala studio)

La potenza installata, anche se variano le condizioni di installazione ed orientamento, è la stessa sia per la sala studio che per la sala riunioni. Bisogna verificare il livello di energia annuale prodotta.

Mese	Ed_Est [kWh]	Em_Est [kWh]	Ed_Ovest [kWh]	Em_Ovest [kWh]		
Gen	2.02	62.6	2.02	62.6		
Feb	3.46	96.9	3.46	96.9		
Mar	5.38	167	5.38	167		
Apr	6.27	188	6.27	188		
Mag	7.51	233	7.51	233		
Giu	8.14	244	8.14	244		
Lug	8.44	262	8.44	262		
Ago	7.21	223	7.21	223		
Set	5.59	168	5.59	168		
Ott	3.58	111	3.58	111		
Nov	2.15	64.5	2.15	64.5		
Dic	1.73	53.8	1.73	53.8		
Media_Anno	5.13	156	5.13	156		
Anno		1870		1870	E_annuale TOT [kWh]	3740

Tabella 3.4 Produzione annua di un impianto composto da 1.8kW orientati a est e 1.8kW a ovest, installati a Torino

Ed_Est	Produzione elettrica media giornaliera dal sistema indicata (kWh)
Em_Est	Produzione elettrica media mensile dal sistema indicata (kWh)
Ed_Ovest	Produzione elettrica media giornaliera dal sistema indicata (kWh)
Em_Ovest	Produzione elettrica media mensile dal sistema indicata (kWh)

Dal confronto con la sala studio ne risulta che a parità di potenza di picco installata, quest'impianto produce mediamente in un anno una quantità inferiore di energia. Questo si traduce, avendo lo stesso costo di investimento, in un prezzo maggiore per quanto riguarda il singolo kWh di energia prodotta.

P_installata	3,6	kW
Costo/kW	2000	€/kW
Investimento	7200	€
Durata	25	anni
Costo	288	€/anno
E_annuale	3740	kWh
Costo/kWh	0,077	€/kWh

Tabella 3.5 Costo medio dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico della sala riunioni

3.4 CONSIDERAZIONI

Giunti a questo punto, si hanno a disposizione da un lato gli andamenti della potenza richiesta dai carichi della sala studio e della sala riunioni nel corso della giornata; dall'altro i profili di energia fornita dall'impianto di produzione fotovoltaico installato sul tetto dell'edificio.

Come detto al Capitolo 2, i valori della potenza assorbita sono forniti ad intervalli di 5 minuti. Il software PVGIS permette invece di ottenere i valori di potenza prodotta con valori aggiornati ogni 15 minuti. Per poter fare il confronto istante per istante tra consumo e produzione, anche i profili di potenza prodotta sono stati riportati ad intervalli di 5 minuti ipotizzando di mantenere costanti per tre intervalli consecutivi i valori a disposizione.

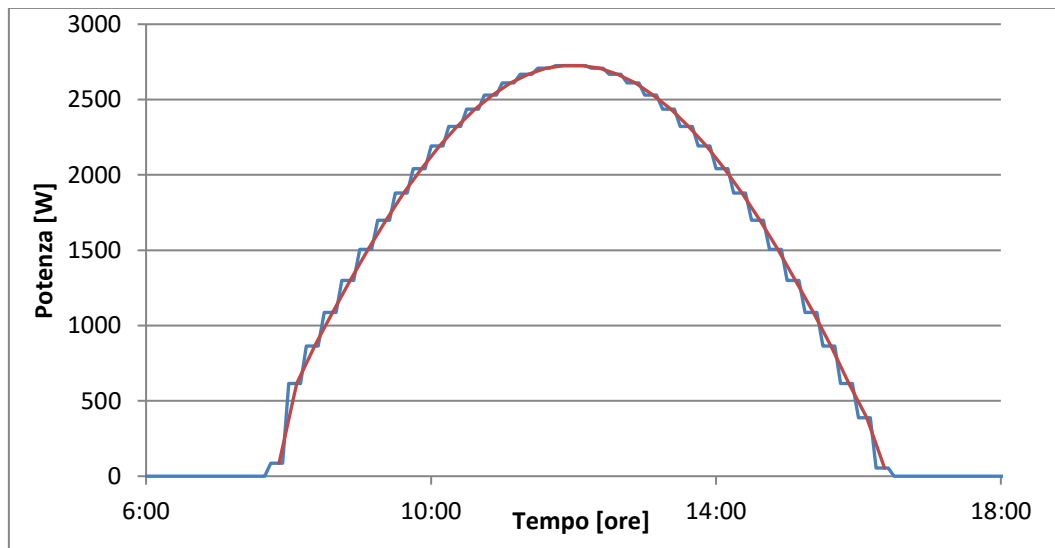


Figura 3.6 Andamento della potenza prodotta riportata ad intervalli di 15min (rosso) e 5min (blu). Mese di gennaio

Per ogni intervallo è stato così possibile effettuare il confronto tra i livelli di potenza prodotta e quella consumata, con lo scopo di verificare l'adeguatezza del sistema.

Continuando a mostrare come esempio il mese di gennaio, si riportano sullo stesso grafico gli andamenti di consumo e produzione di due giornate, rispettivamente a cielo sereno e a cielo coperto, per la sala studio.

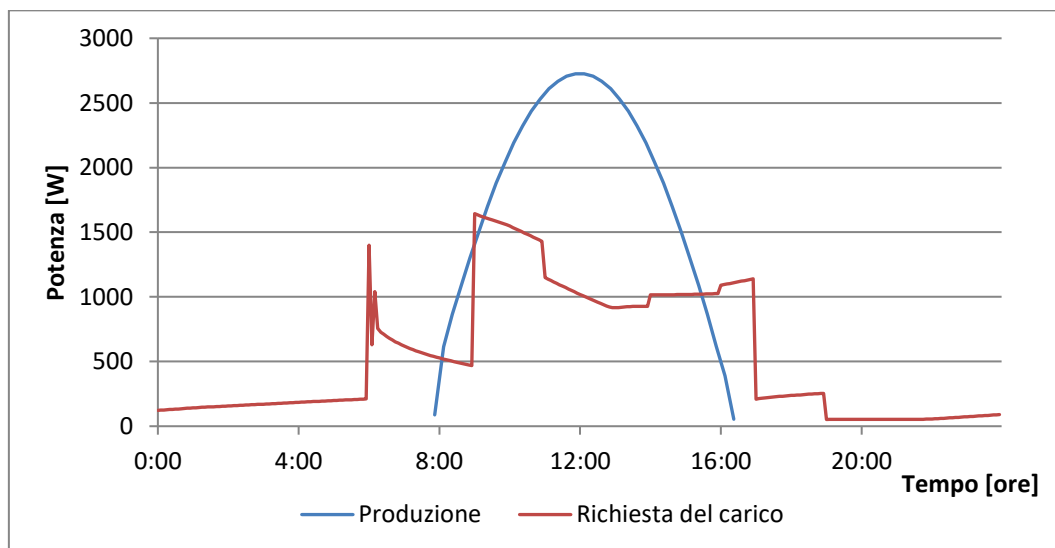


Figura 3.7 Profili di potenza della sala studio in un giorno di gennaio a cielo sereno

Come visibile da *figura3.7*, c'è una netta differenza tra le ore centrali della giornata, dove la produzione supera la richiesta del carico, e il resto del tempo in cui l'energia prodotta è insufficiente o addirittura assente. Questo è il grande svantaggio di avere una produzione di energia basata solo sul fotovoltaico. Le condizioni peggiorano ulteriormente, rendendo il sistema totalmente inadeguato, nei giorni con cielo coperto quando la produzione è legata solamente alla componente diffusa della radiazione solare.

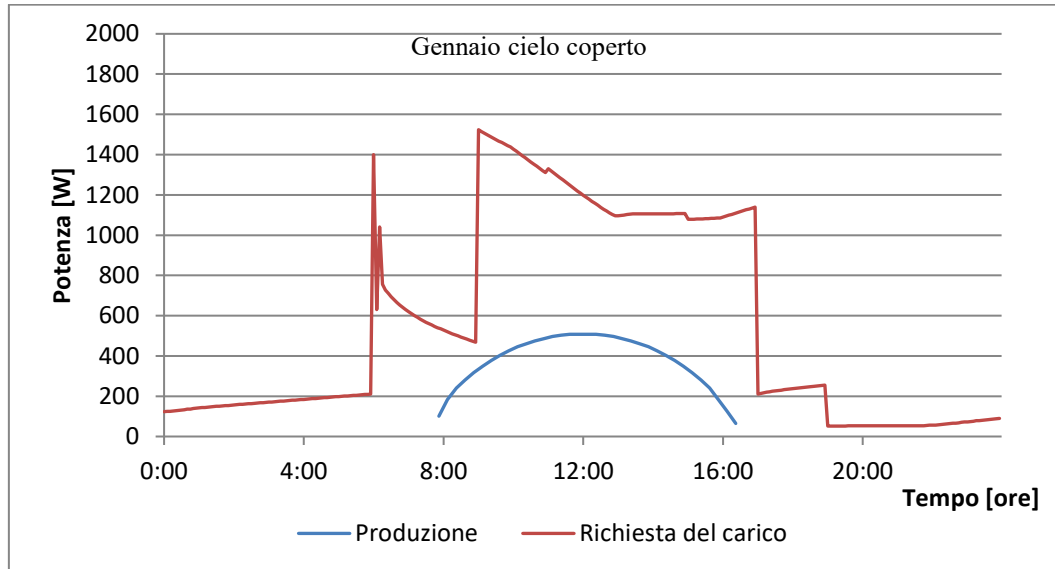


Figura 3.8 Profili di potenza della sala studio in un giorno di gennaio con cielo coperto

Si deduce che per poter accoppiare il carico della sala studio con l'impianto di produzione a disposizione, in modo da garantire le attività delle strutture, serve poter mettere da parte l'energia in eccesso prodotta in alcuni momenti della giornata, che altrimenti resterebbe inutilizzata, per poterne usufruire in quelle ore in cui vi è richiesta da parte del carico e il solo fotovoltaico sarebbe insufficiente. Questo compito viene svolto dalle batterie, il cui studio e dimensionamento è trattato al *capitolo successivo*. Come si può vedere da *figura3.8*, l'accumulo dovrà essere pensato anche per coprire la totale insufficienza di potenza messa a disposizione dal fotovoltaico nei giorni coperti. Non tutti i mesi però si comportano allo stesso modo. Durante il periodo invernale, come si vede dal mese di gennaio sopra, si ha consistente assorbimento da parte della pompa di calore per scaldare gli ambienti, e allo stesso tempo una produzione scarsa da parte dell'impianto fotovoltaico.

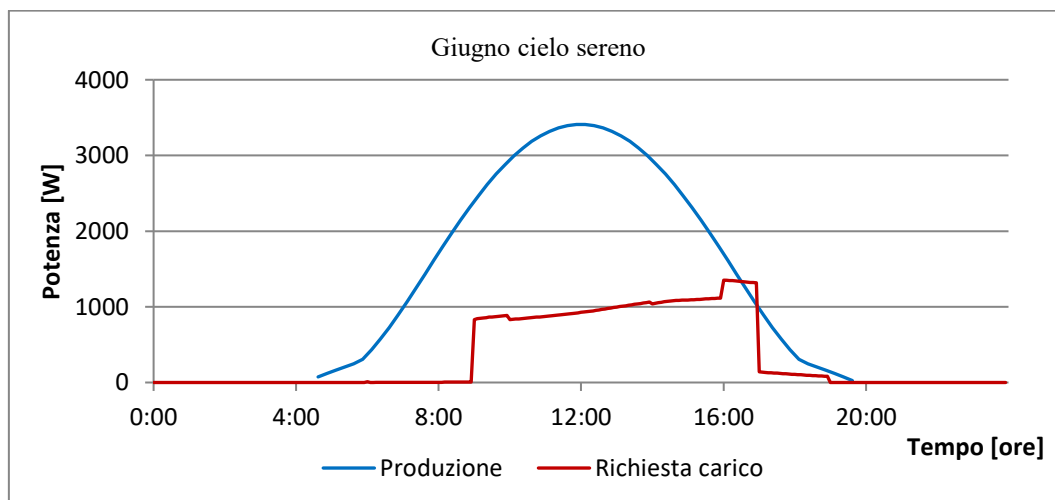


Figura 3.9 Profili di potenza della sala studio in un giorno di giugno con cielo sereno

Con la stagione estiva, come mostrato anche dai dati riportati in *figura 3.9*, la produzione aumenta e nel frattempo il fabbisogno della pompa di calore diminuisce per via del naturale aumento delle temperature. In piena estate infine la produzione arriva ai livelli massimi, ma nel bilancio pesa la necessità di provvedere al condizionamento delle sale per mantenere una temperatura confortevole. Come esempio si riportano i profili di potenza del mese di giugno.

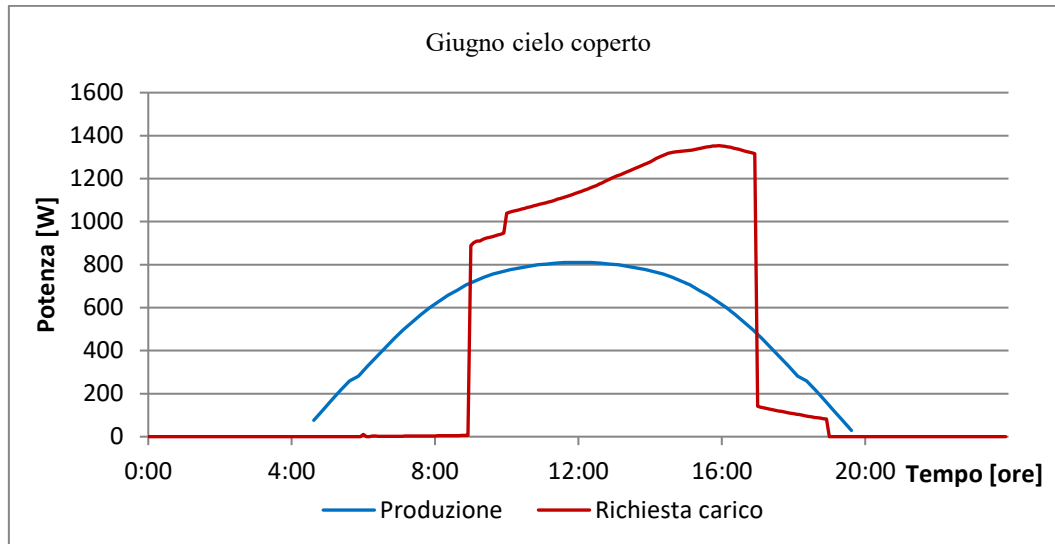


Figura 3.10 Profili di potenza del mese di giugno a cielo coperto (sala studio)

Discorsi simili si possono fare anche per l'altra parte dell'edificio, la sala riunioni, dove in inverno si hanno condizioni peggiori anche per i giorni a cielo sereno, come visibile a *figura 3.11*. Per i mesi estivi invece le caratteristiche di potenza sono pressoché le stesse.

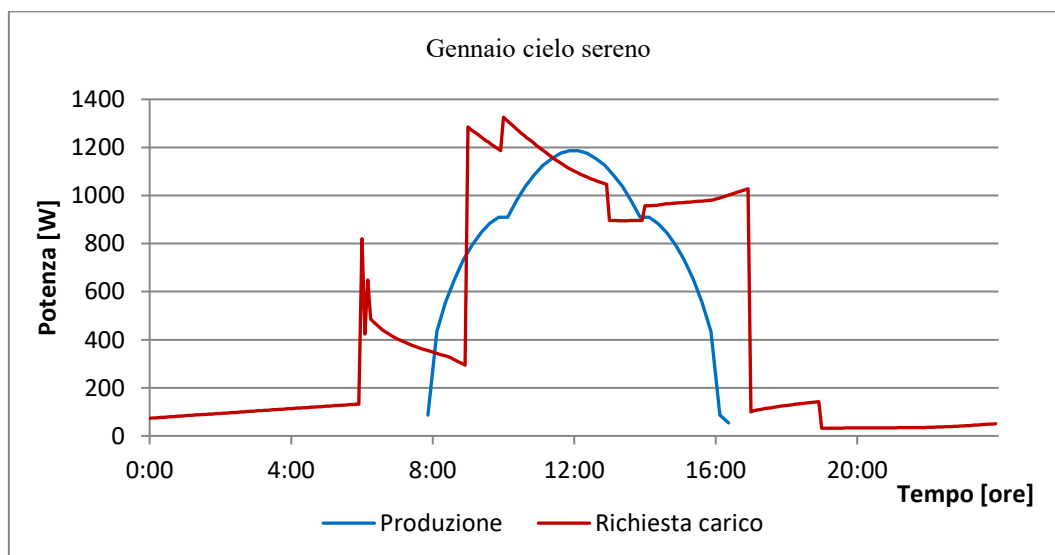


Figura 3.11 Potenza prodotta e assorbita nella sala riunioni a gennaio in un giorno a cielo sereno

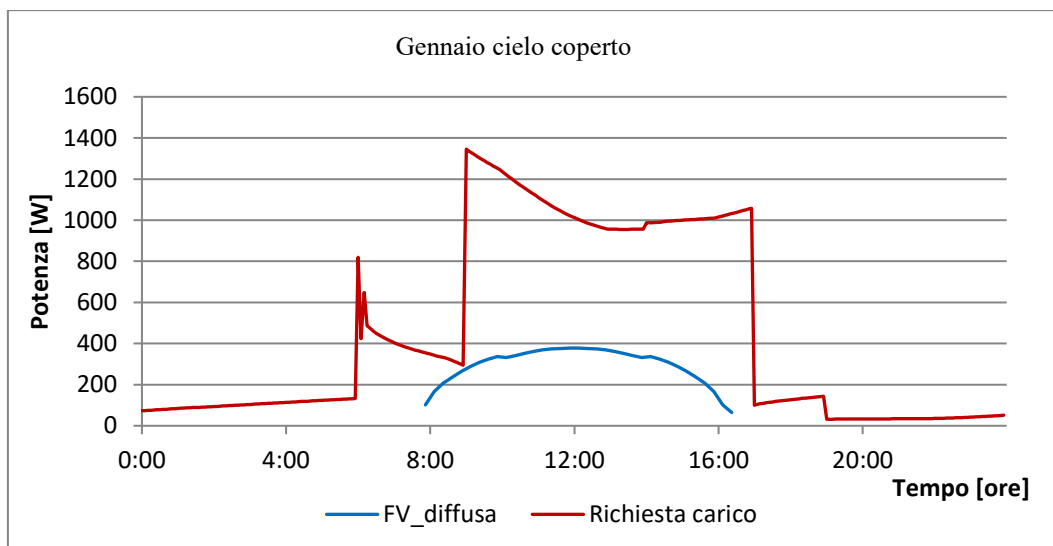


Figura 3.12 Potenza prodotta e assorbita in un giorno a cielo coperto di gennaio nella sala riunioni

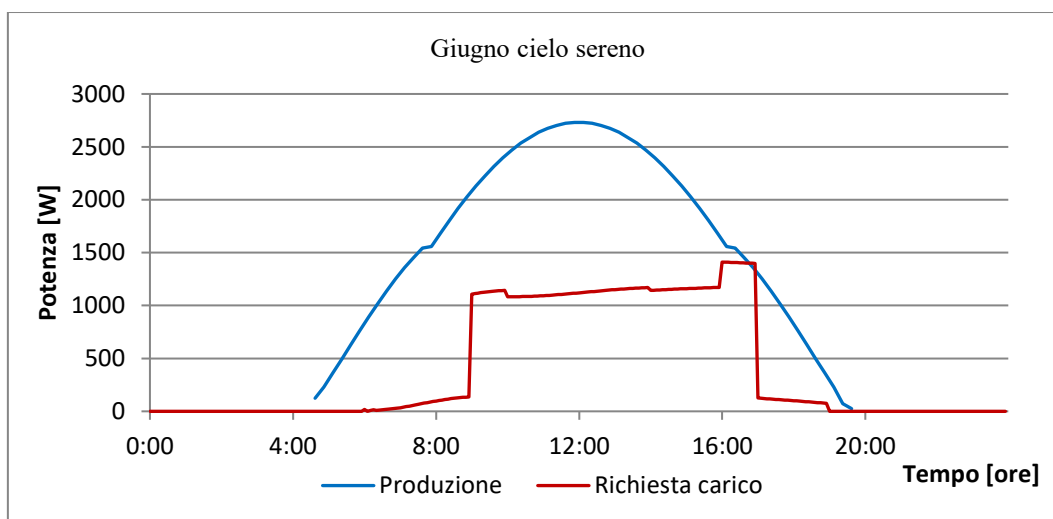


Figura 3.13 Potenze della sala riunioni nel mese di giugno, cielo sereno

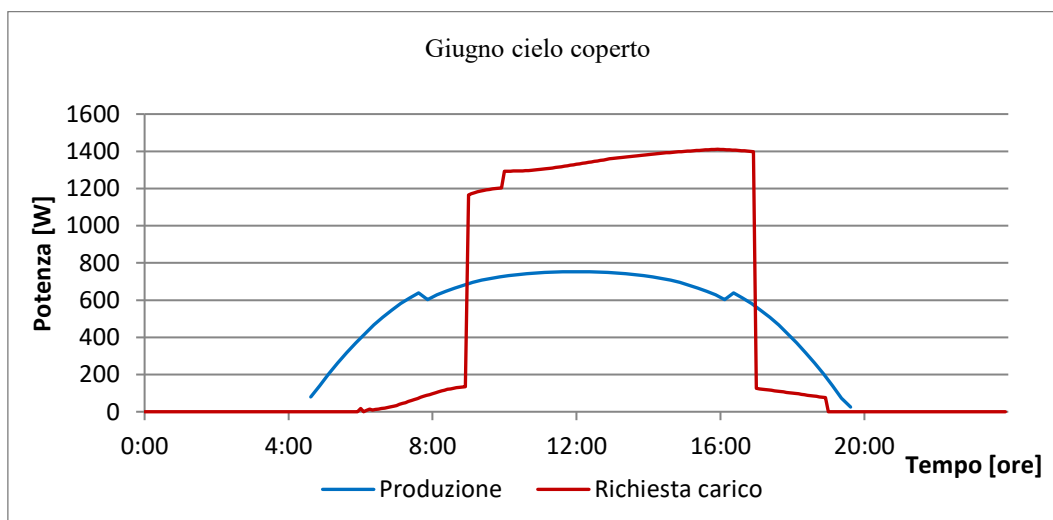


Figura 3.14 Profili di potenza della sala riunioni nel mese di giugno, cielo coperto

4 SISTEMI DI ACCUMULO

In questo capitolo viene presentato il percorso seguito per giungere al dimensionamento delle batterie installate nelle due sale, con le diverse ipotesi fatte e la scelta della tipologia di accumulatori utilizzati. Dopo una prima parte introduttiva sui concetti base, l'analisi è partita con un approccio generale ed approssimato, per scendere via via più nel dettaglio per arrivare alla determinazione della taglia delle batterie.

4.1 CENNI TEORICI

I sistemi di accumulo in generale possono essere considerati come un insieme di dispositivi, apparecchiature e logiche di gestione e controllo con lo scopo di assorbire e rilasciare energia elettrica. Non tutti i sistemi di accumulo sono soggetti alle norme CEI 0-16 e 0-21[3][4]. Lo sono solo i sistemi inseriti in impianti classificati come “utenti attivi”. I sistemi “passivi”, che possono essere assimilati ai gruppi statici di continuità UPS (Norma EN 62040), non sono invece soggetti essendo considerati autonomi dalla rete.

Il Gestore dei Servizi Energetici indica tre diverse configurazioni per i sistemi di accumulo:

- Sistema di accumulo lato produzione monodirezionale: presenta rete di distribuzione, punto di misura M1 della potenza scambiata (utente attivo), il sistema di accumulo caricabile soltanto dal generatore locale, e il carico alimentato sia da rete che dalla generazione locale. La seconda misura, di M2, computa solo la potenza prodotta.

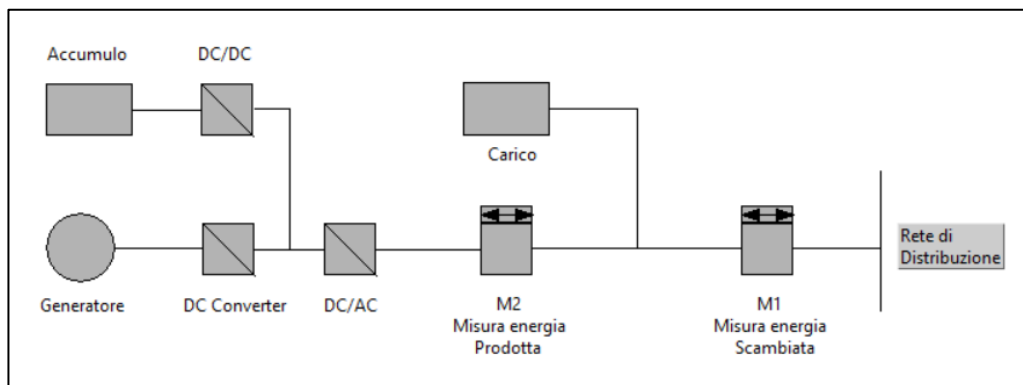


Figura 4.1 Configurazione del sistema di accumulo lato produzione monodirezionale

- Sistema di accumulo lato produzione bidirezionale: spostando il punto di connessione, ora è possibile ricaricare l'accumulo da rete. La misura di M2 è sempre solo sulla potenza prodotta.

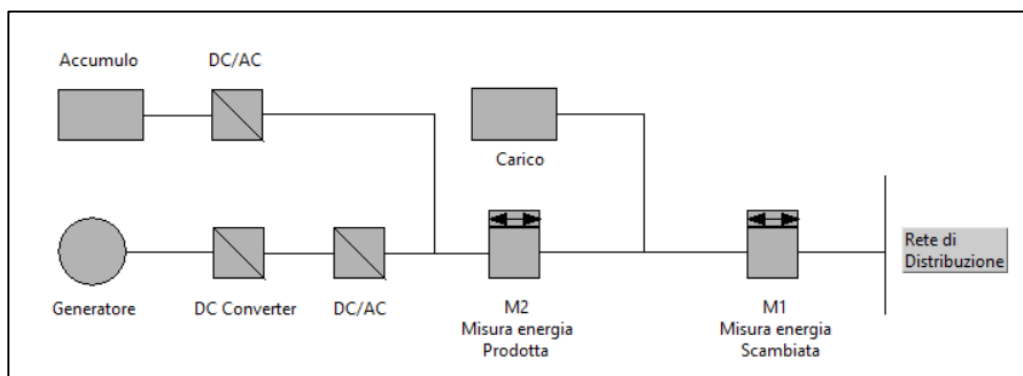


Figura 4.2 Configurazione del sistema di accumulo lato produzione bidirezionale

- Sistema di accumulo postproduzione bidirezionale: la misura di M2 ora riguarda solo il generatore, e sarà di sicuro solo prodotta. L'accumulo è ora associato al carico con il quale non c'è distinzione, formando in questo modo un carico equivalente.

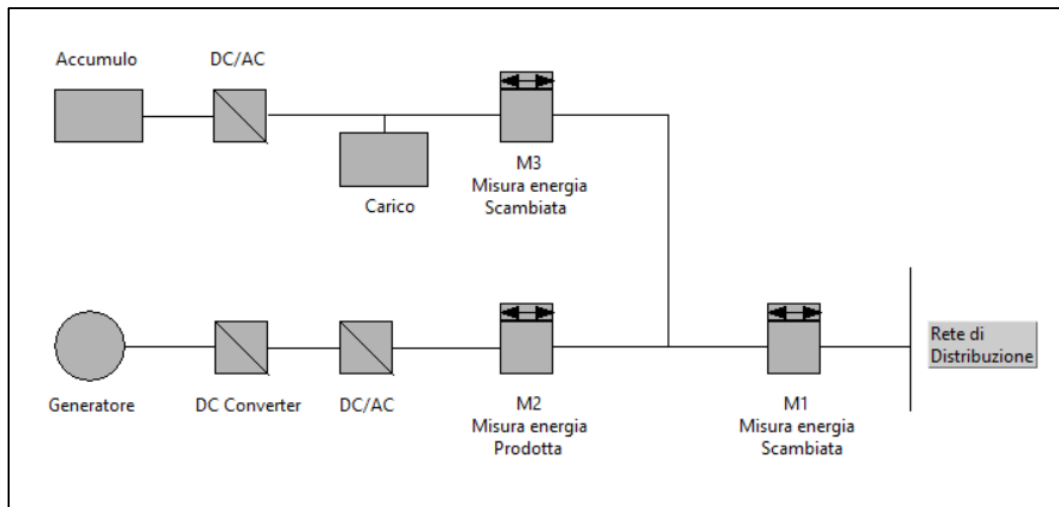


Figura 4.3 Configurazione del sistema di accumulo post-produzione bidirezionale

In questo modo è possibile caricare la batteria con il fotovoltaico quando non c'è carico, e quando si tornerà ad assorbire si assorbirà energia dall'accumulo e non dalla rete. I tre contatori misurano le diverse quote di energia in transito [1].

Esistono alcune definizioni per i sistemi di accumulo:

- CUS (Capacità Utile del Sistema di accumulo): energia disponibile ai terminali del sistema di accumulo
- P_{CN} (Potenza di Carica Nominale): massima potenza che il sistema può caricare per tutta la CUS
- P_{SN} (Potenza di Scarica Nominale): massima potenza che il sistema può scaricare per tutta la CUS
- P_{Cmax} (Potenza di Carica Massima): potenza di carica che il sistema deve garantire tra il 10% e il 90% della CUS; $P_{Cmax} \geq P_{CN}$
- P_{Smax} (Potenza di Scarica Massima): potenza in scarica che il sistema deve garantire tra il 10% e il 90% della CUS: $P_{Smax} \geq P_{SN}$

Tra le varie tipologie di accumulo esistenti, le più utilizzate sono: impianti idroelettrici di pompaggio, accumulatori elettrochimici, volani meccanici, superconduttori, veicoli elettrici connessi in rete [1].

Le tecnologie di accumulo presentano dei limiti legati essenzialmente a:

- Autonomia
- Modalità di erogazione della potenza
- Costo specifico
- Occupazione di spazio
- Emissioni

Installare delle batterie risulta una scelta obbligata se si ricerca una soluzione in cui le due sale possano erogare il servizio e allo stesso tempo auto sostenersi dal punto di vista energetico con il solo fotovoltaico.

Per questo sono state studiate diverse possibili soluzioni variando le taglie delle batterie, in modo da scegliere una configurazione che da un lato permettesse di tenere in piedi il sistema, ma che allo stesso tempo non comportasse un investimento troppo elevato.

Sono state esaminate in un primo momento i due moduli abitativi separatamente, con l'ipotesi che ogni ambiente avesse il proprio accumulo e che questo provvedesse solamente alle necessità energetiche della propria zona.

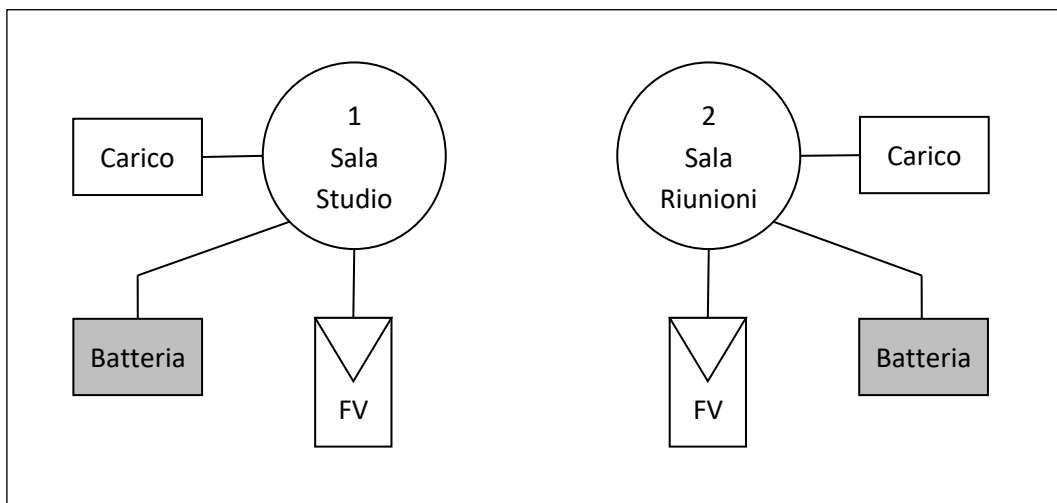


Figura 4.4 Struttura semplificata delle nanogrid, con l'aggiunta dell'accumulo

4.1.1 Tipologia di batteria utilizzata

Le batterie si differenziano tra loro in base al materiale di cui sono fatte, che si ripercuote sul loro costo e sull'efficienza. La tipologia di accumulo che ha visto una forte affermazione dovuta al suo grande sviluppo tecnologico negli ultimi anni è quella agli ioni di litio.

Nel progetto realizzato si prevede di utilizzare per l'accumulo le batterie “Tesla Powerwall 2”, di taglia unica pari a 13.5 kWh, aventi le seguenti caratteristiche:

- Tipo di batteria ioni di litio
- Profondità di scarica: 100%
- Potenza 7 kW di picco / 5 kW continui
- Efficienza 90%
- Temp. Esercizio -20°C/50°C
- Garanzia 10 anni

Queste sono le caratteristiche principali dichiarate dal costruttore. La garanzia viene riportata in anni, senza specificare il numero di cicli. Questa è un'informazione che sarà utile per la determinazione del prezzo dell'energia della batteria. Si è considerato che, utilizzando una tecnologia agli ioni di litio, questa garantisca le prestazioni almeno per 10000 cicli di carica e scarica, come si osserva nelle

batterie dello stesso tipo ma di altri costruttori. Per questo motivo si è ipotizzato di assumere anche per queste batterie una durata di funzionamento di 10000 cicli.

Altro fattore che ha portato alla scelta della batteria Tesla è stata la sua temperatura di esercizio. Siccome i locali in questione hanno delle superfici ridotte, potrebbe risultare utile installare esternamente il sistema di accumulo. Gran parte delle case costruttrici dichiarano una temperatura di esercizio che parte da 0°C. Dovendo installare le batterie a Torino, in inverno le temperature scenderebbero sotto quel valore, uscendo così dal range specificato, cosa più rara se la temperatura parte da -20°C.

4.2 SALA STUDIO

Come primo approccio per la scelta della taglia delle batterie, è stata effettuata una valutazione tra l'energia prodotta dai moduli fotovoltaici e la richiesta del carico, prendendo in esempio sempre il mese di gennaio.

4.2.1 Bilancio di Energia media mensile

Dai profili di potenza del carico, visti al Capitolo 2, si sono ricavati i rispettivi andamenti dell'energia. In un primo momento, senza fare distinzione tra i giorni infrasettimanali e quelli del weekend, si è ricavato un andamento medio per una giornata a cielo sereno e una a cielo coperto.

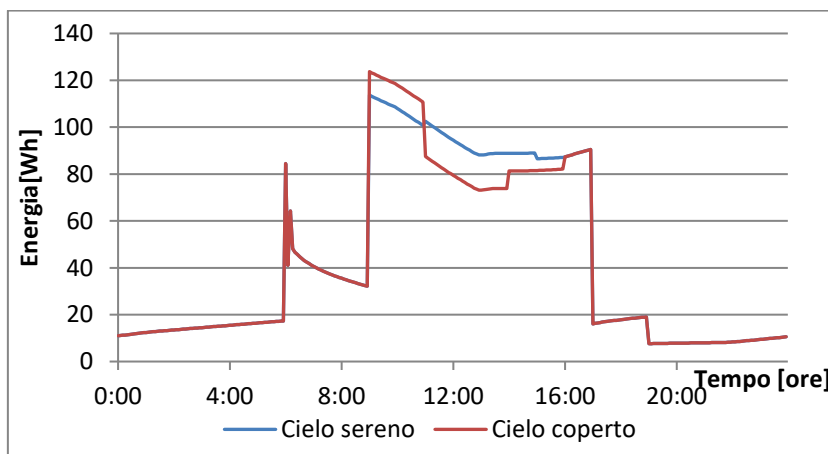


Figura 4.5 Energia assorbita in media nell'arco della giornata in sala studio (gennaio)

Mediante un'operazione di somma è stato possibile ricavare la quantità di energia richiesta nell'intera giornata, confermando la prevedibile differenza tra una giornata serena e una a cielo coperto.

È necessario trovare il livello di potenza assorbita nell'intero mese. Per fare questo entrano in gioco i dati statistici, in particolare la percentuale di giorni sereni e di giorni coperti. Sono stati ripresi per questo i dati statistici, già usati in precedenza, per poter ricavare la quantità di energia assorbita per ogni mese dell'anno.

Per l'energia prodotta si sono utilizzati i valori forniti dal software PVGIS, riportati in *Tabella 2.2*. È presente un unico valore per ogni mese, senza la distinzione tra giorni coperti e non, come fatto per i carichi, in quanto è il software stesso, nel fornire il valore medio, a tenerne conto mediante i dati storici in possesso.

In questo modo sono stati ricavati i valori della *tabella 3.1* la quale riporta, secondo quest'ordine, nelle diverse colonne: l'energia richiesta dal carico a cielo sereno, l'energia a cielo coperto, l'indicazione del numero di giorni a cielo sereno e a cielo coperto, la richiesta totale da parte del carico nell'intero mese, la produzione media mensile dei moduli fotovoltaici e infine la differenza tra l'energia prodotta e quella assorbita.

Eload_cs	Eload_cc	Cielo_sereno	Cielo_coperto	Eload_mese	Efv_mense	ΔE_{mese}
[kWh]	[kWh]	giorni	giorni	[kWh]	[kWh]	[kWh]
12,07	12,52	22	9	378,28	236	-142,28

Tabella 4.1 Bilancio energetico approssimativo del mese di gennaio per la sala studio

Dai risultati ottenuti è possibile osservare che:

- La richiesta del carico nei giorni a cielo coperto è superiore a quello dei giorni a cielo sereno. Questo lo si deve al fatto che nei giorni coperti la luce naturale all'interno della sala diminuisce, comportando una maggior presenza di luce artificiale e quindi di consumo elettrico.
- Il bilancio di potenza è negativo. Questo lo si registra nei mesi invernali dove la produzione decresce sensibilmente.

Si ricorda che in questa fase si sta considerando la sala al completo, con tutte le otto postazioni occupate per l'intera giornata.

4.2.2 Bilancio di Energia settimanale

Siccome il servizio messo a disposizione per l'utilizzo della struttura interessa tutti i giorni dal lunedì al venerdì, ma non il fine settimana, risulta più realistico fare una distinzione tra queste due situazioni. Durante i giorni di chiusura della sala, il solo carico elettrico previsto è la pompa di calore, impostata per non far scendere la temperatura sotto una determinata soglia prestabilita. Perciò sono stati ricavati due diversi andamenti di energia giornaliera:

- Giornata infrasettimanale, facendo la media dei giorni compresi dal lunedì al venerdì, durante i quali la sala è aperta al pubblico;
- Giornata del week end, mediando i consumi elettrici delle giornate del sabato e della domenica.

In questo modo sono stati ottenuti tre differenti valori: l'energia media giornaliera di un giorno lavorativo a cielo sereno, quella a cielo coperto sempre per un giorno in settimana, e infine l'energia di un giorno festivo di chiusura della sala. Per i giorni del week end non si è fatta distinzione tra le condizioni di cielo sereno e coperto in quanto dall'analisi degli assorbimenti della pompa di calore non sono risultate variazioni apprezzabili nei livelli di consumo.

Eload_cs	Eload_cc	Eload_week	Efv_giornaliera	$\Delta E_{\text{gg_sett.}}$	$\Delta E_{\text{gg_week}}$	ΔE_{sett}
[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]
12,85	13,30	3,83	7,60	-5,70	3,77	-20,95

Tabella 4.2 Bilancio energetico settimanale, con cielo coperto, per il mese di gennaio

Nella tabella si trova:

Eload_cs	energia assorbita dal carico in un giorno in settimana a cielo sereno
Eload_cc	energia assorbita dal carico in un giorno in settimana a cielo coperto
Eload_week	energia assorbita dal carico in una giornata del fine settimana
Efv_giornaliera	energia mediamente prodotta in una giornata dall'impianto fotovoltaico (fonte PVGIS)
$\Delta E_{gg_sett.}$	bilancio energetico di un giorno a cielo coperto (condizione peggiore)
ΔE_{gg_week}	bilancio energetico di una giornata del fine settimana
ΔE_{sett}	bilancio sull'intera settimana

Dalla *Tabella 3.2*, rispetto al caso precedente, si osserva una maggiore differenza in settimana tra gli assorbimenti di una giornata a cielo sereno e una a cielo coperto. Inoltre, si sottolinea il basso consumo del fine settimana, che permette di avere un bilancio positivo nella giornata. Il bilancio alla fine della settimana rimane in ogni caso negativo.

Un miglioramento in questo lavoro di stima dei flussi di energia all'interno del sistema lo si può avere andando a riportare, anche per la parte di produzione, la differenziazione tra le due tipologie di giornata. Le caratteristiche di interesse sono perciò quelle riportanti l'irradianza a cielo sereno e quella diffusa, con le quali è stato possibile ricavare quanto segue.

Ora	Gd	Gc	Pfv_cc [W]	Pfv_cs [W]	Efv_cc [Wh]	Efv_cs [Wh]
7.52	28	24	100,8	86,4	25,2	21,6
8.07	51	171	183,6	615,6	45,9	153,9
8.22	67	239	241,2	860,4	60,3	215,1
8.37	78	301	280,8	1083,6	70,2	270,9
8.52	88	360	316,8	1296,0	79,2	324,0
9.07	97	417	349,2	1501,2	87,3	375,3
9.22	105	471	378,0	1695,6	94,5	423,9
9.37	112	521	403,2	1875,6	100,8	468,9
9.52	118	566	424,8	2037,6	106,2	509,4
10.07	124	607	446,4	2185,2	111,6	546,3
10.22	128	644	460,8	2318,4	115,2	579,6
10.37	132	675	475,2	2430,0	118,8	607,5
10.52	135	702	486,0	2527,2	121,5	631,8
11.07	138	724	496,8	2606,4	124,2	651,6
11.22	140	740	504,0	2664,0	126,0	666,0
11.37	141	751	507,6	2703,6	126,9	675,9
11.52	142	756	511,2	2721,6	127,8	680,4
12.07	142	756	511,2	2721,6	127,8	680,4
12.22	141	751	507,6	2703,6	126,9	675,9
12.37	140	740	504,0	2664,0	126,0	666,0
12.52	138	724	496,8	2606,4	124,2	651,6
13.07	135	702	486,0	2527,2	121,5	631,8
13.22	132	675	475,2	2430,0	118,8	607,5
13.37	128	644	460,8	2318,4	115,2	579,6
13.52	124	607	446,4	2185,2	111,6	546,3

14.07	118	566	424,8	2037,6	106,2	509,4
14.22	112	521	403,2	1875,6	100,8	468,9
14.37	105	471	378,0	1695,6	94,5	423,9
14.52	97	417	349,2	1501,2	87,3	375,3
15.07	88	360	316,8	1296,0	79,2	324,0
15.22	78	301	280,8	1083,6	70,2	270,9
15.37	67	239	241,2	860,4	60,3	215,1
15.52	51	171	183,6	615,6	45,9	153,9
16.07	28	24	100,8	86,4	25,2	21,6
16.22	18	15	64,8	54,0	16,2	13,5
TOTALE				Efv_cc [kWh]		Efv_cs [kWh]
				3,30		15,72

Tabella 4.3 Valori, ad intervalli di 15 minuti, di potenza ed energia dell'impianto fotovoltaico da 3.6kW (sud) a gennaio

La distinzione tra giorni a cielo sereno e giorni a cielo coperto è ora conosciuta sia per quanto riguarda gli assorbimenti, sia la produzione. Questo permette di migliorare ulteriormente l'analisi settimanale, con un bilancio diverso giorno per giorno a seconda delle condizioni del cielo.

Inizialmente si è considerata una successione di sette giorni consecutivi di brutto tempo, riportando i risultati nella seguente tabella.

Eload_cs	Eload_cc	Eload_week	Efv_cs	Efv_cc	Eload_5gg	ΔE_5gg	Eload_week	ΔE_week	ΔE_settimana
[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]
12,85	13,30	3,83	15,72	3,30	66,49	-49,97	7,66	-1,05	-51,02

Tabella 4.4 Bilancio di energia con l'ipotesi di tutta la settimana, compreso il week end, a cielo coperto (gennaio)

Le prime cinque colonne riportano, nell'ordine: la richiesta del carico nella condizione di cielo sereno, poi di cielo coperto, e l'assorbimento in un giorno del fine settimana; seguiti dai livelli di produzione dei moduli fotovoltaici nelle due diverse tipologie di giornata. Le colonne rimanenti contengono:

Eload_5gg energia assorbita dal carico durante i cinque giorni infrasettimanali
ΔE_5gg bilancio di energia nei giorni in settimana
Eload_week energia richiesta dal carico durante i due giorni del week end
ΔE_week bilancio energetico del fine settimana
ΔE_settimana bilancio tra energia prodotta e consumata durante l'intera settimana

Una successione di sette giorni consecutivi di cielo coperto è la condizione peggiore che si possa verificare. Si vede dalla *Tabella 3.4* che il bilancio è negativo sia nel corso della settimana, sia nel week end quando, nonostante il livello di carico sia molto ridotto, è presente una bassa produzione legata alle condizioni meteo sfavorevoli.

Si esamina anche la casistica più favorevole, ossia la presenza di sette giorni di bel tempo.

Eload_cs	Eload_cc	Eload_week	Efv_cs	Efv_cc	Eload_5gg	ΔE_5gg	Eload_week	ΔE_week	ΔE_settimana
[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]
12,85	13,30	3,83	15,72	3,30	64,24	14,38	7,66	23,79	38,17

Tabella 4.5 Bilancio di energia con l'ipotesi di sette giorni consecutivi a cielo sereno per il mese di gennaio

Quello che risulta in questo caso è un bilancio positivo di energia durante l'intera settimana. Questo porta a pensare fin da subito che servirà avere degli accumulatori in grado non solo di gestire l'energia nell'arco di una sola giornata, ma di riuscire ad immagazzinare nei giorni più produttivi per fare in modo che, anche in quei periodi in cui la produzione è troppo bassa, il sistema possa continuare ad erogare il servizio.

Ipotizzando una situazione in cui dal lunedì al venerdì le condizioni meteo siano di cielo coperto, seguite dai due giorni festivi con cielo sereno, si otterrebbero i risultati seguenti.

Eload_cs	Eload_cc	Eload_week	Efv_cs	Efv_cc	Eload_5gg	ΔE_{5gg}	Eload_week	ΔE_{week}	$\Delta E_{settimana}$
[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]
12,85	13,30	3,83	15,72	3,30	66,49	-49,97	7,66	23,79	-26,18

Tabella 4.6 Bilancio energetico di una settimana di gennaio con cinque giorni di cielo coperto seguiti da weekend a cielo sereno

I casi studiati e mostrati per il mese di gennaio sono stati replicati per tutti i mesi dall'anno. I risultati ottenuti sono stati raccolti e riassunti nella Tabella 3.7

Mese	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$\Delta E_{sett\ 5gg}$ [kWh]	-49,97	-7,44	17,89	-6,01	-0,66	-6,17	25,53	-12,31	-9,22	-15,41	-37,59	-48,84
ΔE_{week} [kWh]	23,79	32,87	45,6	52,86	54,15	54,06	54,54	46,89	49,62	41,69	29,55	21,59
$\Delta E_{settimana}$ [kWh]	-26,18	25,43	63,49	46,86	53,5	47,89	80,07	34,58	40,4	26,28	-8,04	-27,25

Tabella 4.7 Bilanci di energia in [kWh] della sala studio per i dodici mesi dell'anno, con la settimana di 5 giorni a cielo coperto seguiti dal weekend a cielo sereno

Dai risultati ottenuti è possibile osservare che:

- sui cinque giorni infrasettimanali si ha che soltanto i mesi di marzo e luglio presentano un bilancio di energia positivo. Gli altri mesi estivi, anche se di poco, la produzione rimane inferiore alla richiesta del carico, dovuto alla presenza del condizionatore.
- I weekend, ipotizzati per entrambi i giorni con bel tempo, hanno per tutto l'anno una produzione di energia in eccesso rispetto al fabbisogno. Questo porta a pensare di poter sfruttare questi periodi per far fronte alla settimana successiva in cui il solo fotovoltaico sarebbe insufficiente.
- Dal bilancio dell'intera settimana si ritrova che i mesi critici sono quelli di gennaio, novembre e dicembre. Per gli altri con una attenta gestione dell'energia a disposizione sembra possibile, almeno in questa prima fase, riuscire a garantire il buon andamento del sistema.

4.3 SALA RIUNIONI

Lo stesso modo di operare è stato seguito per l'altra nanogrid interna alla struttura, partendo sempre da un'analisi molto approssimata su base mensile, per passare poi ad una valutazione sulle energie in gioco nell'arco di tempo di una settimana.

4.3.1 Bilancio di Energia media mensile

Si richiama prima di tutto il profilo dell'energia assorbita dai carichi elettrici.

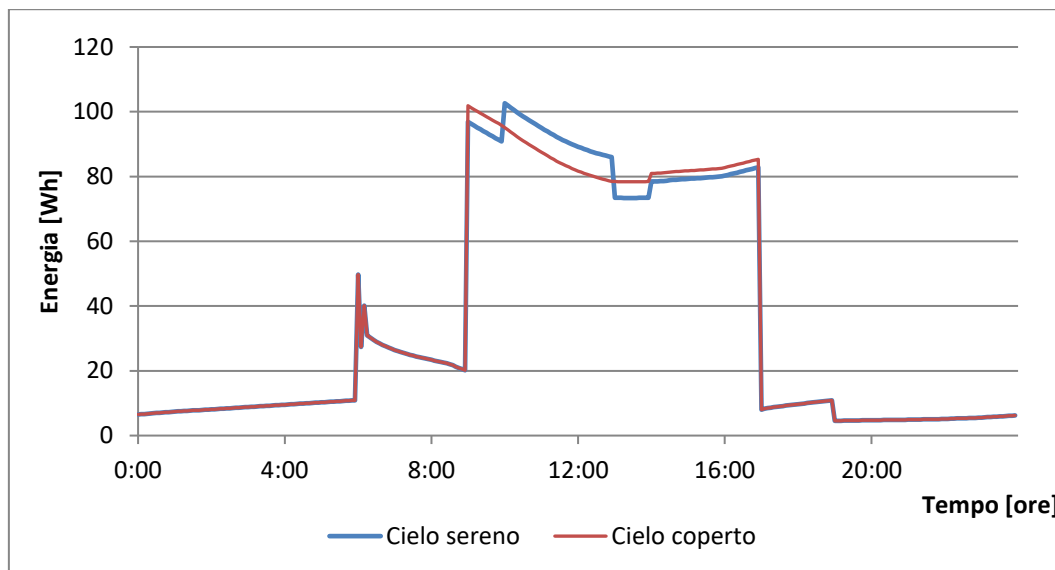


Figura 4.6 Profilo di energia assorbita dalla sala riunioni a gennaio

Il primo approccio al problema avviene nuovamente con l'utilizzo di una giornata media ricavata, in questo esempio, sui 31 giorni del mese di gennaio, senza curarsi della differenza tra giorni lavorativi e quelli non.

Eload_cs	Eload_cc	Cielo_sereno	Cielo_coperto	Eload_mese	Efv_mense	ΔE_{mese}
[kWh]	[kWh]	giorni	giorni	[kWh]	[kWh]	[kWh]
10,34	10,28	22	9	319,88	125,20	-194,68

Tabella 4.8 Bilancio energetico del mese di gennaio per la sala riunioni utilizzando un giorno medio.

Dal confronto con la sala studio, i cui risultati sono riportati da *Tabella 3.1*, si osserva che i consumi del carico sono inferiori in questo caso. Questo è legato al fatto che la sala riunioni ha una superficie inferiore, che ha comportato nella fase di progettazione ad un minor numero di lampade da installare per l'illuminazione, e allo stesso tempo, a parità di persone al suo interno, un minore assorbimento anche della pompa di calore.

Altra differenza, questa volta più importante, riguarda la quantità di energia prodotta dai moduli. Benché la potenza installata sia la stessa, il diverso orientamento dei moduli, in questo caso disposti per metà verso est e l'altra metà a ovest, comporta una riduzione considerevole della generazione. Da questi fattori ne risulta che il bilancio mensile è negativo, con circa il 36% in più di energia mancante rispetto alla sala studio. Questo perché, a fronte di una diminuzione del carico del 16% circa per i motivi citati, il cambio di direzione dei moduli crea una diminuzione del 47% dell'energia in grado di essere prodotta dall'impianto fotovoltaico.

4.3.2 Bilancio di Energia settimanale

Per le prime valutazioni sui consumi energetici sono stati ricavati i valori medi relativi ai giorni lavorativi, suddivisi tra sereni e a cielo coperto, e a quelli del fine settimana. Per la quantità di energia giornaliera fornita dal fotovoltaico sono stati assunti i valori forniti sul sito del PVGIS.

Volendo considerare una condizione sfavorevole, per l'energia dei cinque giorni infra settimanali è stata utilizzata quella di una giornata a cielo coperto.

Eload_cs	Eload_cc	Eload_week	Efv_giornaliera	$\Delta E_{gg_sett.}$	ΔE_{gg_week}	ΔE_{sett}
[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]
10,81	10,75	2,28	4,04	-6,71	1,76	-30,04

Tabella 4.9 Bilancio energetico di una settimana del mese di gennaio (sala riunioni)

Le prime tre colonne riguardano i consumi stimati per tre diverse tipologie di giornata, seguite dall'indicazione dell'energia prodotta. Osservando i bilanci, quello di un giorno infrasettimanale (ΔE_{gg_sett}) risulta negativo, mentre non lo è per una giornata festiva (ΔE_{gg_week}). Nell'insieme, il bilancio dell'intera settimana è negativo.

Scendendo più nel dettaglio, si differenziano per prima cosa i livelli di produzione per le due tipologie di giornata. Si studiano così due casistiche: una settimana di cielo coperto e una di cielo sereno.

Eload_cs	Eload_cc	Eload_week	Efv_cs	Efv_cc	Eload_5gg	ΔE_{5gg}	Eload_week	ΔE_{week}	$\Delta E_{settimana}$
[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]
10,81	10,75	2,28	7,28	2,58	53,75	-40,87	4,56	0,59	-40,28

Tabella 4.10 Bilancio energetico della sala riunioni per una settimana del mese di gennaio con cielo coperto

Eload_cs	Eload_cc	Eload_week	Efv_cs	Efv_cc	Eload_5gg	ΔE_{5gg}	Eload_week	ΔE_{week}	$\Delta E_{settimana}$
[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]
10,81	10,75	2,28	7,28	2,58	54,05	-17,63	4,56	10,00	-7,63

Tabella 4.11 Bilancio di una settimana a cielo sereno per la sala riunioni (gennaio)

Si osserva dalle due tabelle che i bilanci effettuati sui cinque giorni infrasettimanali sono in entrambi i casi negativi. Caso contrario per i due giorni del fine settimana. Nel complesso però, che si abbia una successione di giorni sereni o di giorni coperti, il bilancio è comunque sempre negativo.

Riprendendo in esame una condizione intermedia in cui una successione di cinque giorni a cielo coperto è seguita da un fine settimana con cielo sereno, quello che ne risulta è riassunto in *Tabella 3.12*

Eload_cs	Eload_cc	Eload_week	Efv_cs	Efv_cc	Eload_5gg	ΔE_{5gg}	Eload_week	ΔE_{week}	$\Delta E_{settimana}$
[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]
10,81	10,75	2,28	7,28	2,58	53,75	-40,87	4,56	10,00	-30,87

Tabella 4.12 Bilancio dell'energia di una settimana di cielo coperto con il weekend sereno, nel mese di gennaio (sala riunioni)

Questa diversa situazione al variare delle condizioni meteo è stata simulata per tutti i mesi, creando poi una tabella con la raccolta dei risultati.

Mese	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$\Delta E/\text{sett } 5\text{gg}$	-40,87	-18,77	3,85	-7,42	-7,09	-12,62	15,22	-19,48	-19,88	-18,13	-34,69	-43,99
$\Delta E/\text{week}$	10,00	18,46	30,92	41,67	47,47	49,81	49,00	36,70	35,23	25,05	14,51	7,97
$\Delta E/\text{sett } 7\text{gg}$	-30,87	-0,31	34,77	34,25	40,38	37,18	64,22	17,22	15,34	6,92	-20,19	-36,02

Tabella 4.13 Bilanci in kWh per il mese di gennaio nella sala riunioni in condizioni di cinque giorni di cielo coperto e due sereno

Viene messo in evidenza il fatto che, a parte due mesi, i bilanci di energia durante la settimana sono sempre negativi. In alcuni casi l'eccesso di produzione del weekend porta il computo totale ad un valore positivo. Rimangono comunque problematici, come prevedibile e come già verificatosi per la sala studio, i mesi invernali di gennaio, febbraio, novembre e dicembre.

4.4 DIMENSIONAMENTO DELLE BATTERIE

Sono stati visti fino ad ora i bilanci di energia, fatti sull'intera giornata. Questo è servito per capire l'adeguatezza o meno della taglia del sistema di produzione da installare per il soddisfacimento delle richieste del carico. Dai capitoli precedenti, occorre evidenziare il fatto che non si ha per l'intera giornata una generazione che si equilibra, istante per istante, con il consumo elettrico. Si trova invece un'alternanza tra periodi in cui c'è richiesta di energia con bassa o addirittura assente produzione, seguiti da momenti in cui la generazione può essere in eccesso.

Serve per questi motivi riuscire a recuperare in determinate ore l'energia eccedente il carico e renderla disponibile per affiancare o sostituire la generazione fotovoltaica nei periodi più sfavorevoli. A svolgere questo essenziale compito sono le batterie, la cui taglia è proprio legata alla quantità di energia che serve immagazzinare e dilazionare nel tempo.

L'obiettivo è quello di scegliere quante batterie prevedere di installare per ognuna delle due nanogrid, trovando il compromesso tra la garanzia di autosufficienza del sistema e il costo per l'acquisto degli accumulatori. La taglia della singola batteria si ricorda che è di 13.5 kWh.

Essendo a conoscenza dei profili della produzione e del consumo di energia, è possibile, utilizzando un foglio di calcolo Excel, simulare lo stato di carica della batteria nelle diverse giornate. In questo modo è possibile analizzare se a fine giornata la batteria è scarica o ha ancora a disposizione della carica residua, e soprattutto se nell'arco della giornata è stata raggiunta la scarica completa, creando situazioni in cui gli utilizzatori non sono stati serviti.

4.4.1 Caso A

Sala Studio 40.5 kWh - Sala Riunioni 40.5 kWh

La prima configurazione esaminata prevede tre batterie, equivalenti a 40.5 kWh come disponibilità di accumulo, per ognuno dei due moduli.

L'ipotesi fatta è stata quella di partire dal mese di gennaio con la batteria completamente carica. Questa scelta è giustificata dal fatto che l'inizio dell'anno segue un periodo in cui le attività svolte all'interno della struttura sono sospese per via delle festività natalizie.

Il livello di carica è stato simulato per l'intero mese. Sono stati utilizzati, oltre ai profili di potenza anche le informazioni relative alla quantità di giorni a cielo coperto rispetto a quelli di cielo sereno. Per prima cosa si è dovuto scegliere come suddividere queste giornate piovose nell'arco del mese. L'ipotesi è stata quella di effettuare un'analisi su una condizione il più sfavorevole possibile, non andando a ripartire equamente i giorni coperti su tutte le settimane, ma concentrandoli tutti all'inizio del mese. In questo modo la fase più critica da superare, in cui si vede se le batterie sono sufficientemente dimensionate, la si trova all'inizio di ogni mensilità.

		Settimana	1	2	3	4	5
GENNAIO		Giorni di Sole	1	2	5	5	3
		Giorni Coperti	4	3	0	0	0
Giorni di Sole	22	Giorni_weekend_cs	1	1	2	2	0
Giorni Coperti	9	Giorni_weekend_cc	1	1	0	0	0

Tabella 4.14 Ripartizione dei giorni a cielo coperto nel mese di gennaio, valida per entrambe le sale.

Osservando la *Tabella3.14*, i nove giorni di cielo coperto di gennaio si trovano tutti nelle prime due settimane. In questo modo si conosce la successione delle giornate per l'intero mese.

Il foglio di calcolo creato per la simulazione, di cui se ne riporta un estratto in *Tabella3.15*, presenta nella prima colonna i giorni del mese, suddivisi in intervalli di 5 minuti. Nella seconda colonna si trova il bilancio ΔE , per ognuno degli intervalli, tra l'energia prodotta e quella richiesta dal carico. Nelle prime ore della giornata, quando la generazione è assente, il bilancio è negativo. Questo significa che il carico in quell'istante sarà sostenuto dall'energia prelevata dalle batterie.

Il valore della carica è l'oggetto della terza colonna. Partendo dal valore iniziale, che per gennaio equivale alla taglia del pacco batterie, si decrementa ogni qualvolta la colonna del bilancio tra produzione e carico sia negativo. Questa sottrazione prosegue fino a quando i moduli fotovoltaici non riescono a produrre la quota sufficiente per coprire il carico o, nel caso peggiore, fino a quando non si raggiunge la scarica della batteria. Per lo stesso ragionamento, quando il bilancio di potenza è positivo, significa che in quell'intervallo analizzato la produzione eccede la richiesta del carico. Quell'energia verrebbe buttata. Se il livello di carica non è massimo, la si può utilizzare per ricaricare, ed è proprio quello che si è previsto di fare. Questa energia recuperata sarà quella che permetterà di coprire i consumi elettrici da fine giornata fino al mattino dopo, quando riprenderà la produzione dei moduli fotovoltaici. In questo modo si è ricreata per tutto l'intervallo di tempo considerato la condizione di carica, arrivando alla fine ad avere:

- il valore di carica residua a fine mese, che verrà utilizzato come valore di partenza della carica della batteria nel mese successivo;
- l'indicazione del livello minimo toccato durante il mese, in modo da poter facilmente osservare se si è raggiunta la piena scarica delle batterie, significando che la taglia scelta non è sufficiente.

Seguono per il momento altre tre colonne. La prima per registrare in ogni intervallo la quantità di energia prelevata dall'accumulo; una seconda in cui invece si riporta la quantità di energia prodotta in eccesso. La terza colonna infine presenta la quantità di sovra-produzione effettivamente sfruttata per la ricarica. Questa la si ricava andando a prendere i valori della colonna dell'energia in eccesso solamente nei periodi in cui la carica della batteria si trova al di sotto del valore massimo. Ci sono mesi in cui la produzione è sempre scarsa e si recupera poco o a volte nulla, ma anche mesi dove la

produzione è abbondante e allo stesso tempo la carica della batteria sempre elevata. Anche in questi casi il recupero è molto limitato.

Data e Ora	ΔE	CARICA BATTERIA [kWh]	Prelievo da Batteria	Produzione in Eccesso	Recupero per la Ricarica
	Wh	40,50	Wh	Wh	Wh
1/1/17 0.00	-10,26	40,49	-10,26	0,00	0,00
1/1/17 0.05	-10,34	40,48	-10,34	0,00	0,00
1/1/17 0.10	-10,45	40,47	-10,45	0,00	0,00
1/1/17 0.15	-10,56	40,46	-10,56	0,00	0,00
1/1/17 0.20	-10,72	40,45	-10,72	0,00	0,00
1/1/17 0.25	-10,83	40,44	-10,83	0,00	0,00
...	...	...	...	...	...
...	...	...	...	...	...
6/1/17 7:40	-16,06	3,92	-16,06	0,00	0,00
6/1/17 7:45	-16,08	3,90	-16,08	0,00	0,00
6/1/17 7:50	-8,91	3,90	-8,91	0,00	0,00
6/1/17 7:55	-8,93	3,89	-8,93	0,00	0,00
6/1/17 8:00	-8,95	3,88	-8,95	0,00	0,00
6/1/17 8:05	35,13	3,91	0,00	35,13	35,13
6/1/17 8:10	35,13	3,95	0,00	35,13	35,13
6/1/17 8:15	35,14	3,98	0,00	35,14	35,14
...	...	...	...	...	...
...	...	...	...	...	...
31/1/17 23:35	-6,89	38,61	-6,89	0,00	0,00
31/1/17 23:40	-6,98	38,61	-6,98	0,00	0,00
31/1/17 23:45	-7,11	38,60	-7,11	0,00	0,00
31/1/17 23:50	-7,28	38,59	-7,28	0,00	0,00
31/1/17 23:55	-7,39	38,59	-7,39	0,00	0,00

Tabella 4.15 Estratto del foglio di calcolo Excel per l'andamento della carica della batteria nel mese di gennaio per la sala studio.

Carica Finale [kWh]	38,59	141,63	218,02	138,39	79,63
Valore minimo raggiunto	0,00	kWh Prelevati da Batteria	kWh in Eccesso	kWh Usati per la Ricarica	kWh NON Sfruttati

Tabella 4.16 Riepilogo risultati del foglio di calcolo Excel per la carica del mese di gennaio (sala studio)

Dall'analisi dei risultati si può osservare che con la taglia scelta, anche se a fine mese la carica residua ha un valore prossimo alla capacità nominale degli accumulatori, nel periodo di tempo esaminato la batteria si scarica completamente. Lo si vede dal fatto che l'indicazione del valore minimo raggiunto riportato in *tabella 3.16* presenta valore zero. Questo implica che in alcuni periodi di tempo il carico non è stato servito. In linea di massima esistono due possibili soluzioni per risolvere questa situazione:

- prevedere di installare delle batterie in più così da avere carica sufficiente anche nei periodi al momento scoperti;
- apportare una riduzione adeguata del carico in modo da rendere sufficiente l'apporto del fotovoltaico e delle batterie scelte.

Aumentare la disponibilità di energia incrementando la taglia delle batterie è una soluzione efficace ma richiede una spesa ulteriore per l'acquisto dell'accumulatore aggiuntivo. In questo caso si è deciso di effettuare delle riduzioni di carico. Si ricorda che in condizioni di normale servizio della struttura le sale garantiscono:

- n° 8 postazioni di lavoro
- orario di apertura dalle ore 9:00 alle ore 17:00

La limitazione di assorbimento da parte del carico può avvenire in diversi modi:

- riduzione del numero delle postazioni in alcune fasce orarie;
- riduzione dell'orario di apertura della sala;
- garantire il servizio non per l'intera settimana, ma prevedendo la chiusura totale della sala in alcuni giorni.

La scelta del provvedimento da attuare dipende dalla strategia di gestione del servizio ritenuta più adeguata. Per portare il caso in esame ad una condizione accettabile, si è deciso di ridurre l'orario di apertura della sala studio. In particolare, si prevede di erogare il servizio per 8 persone ogni ora, tra le 10:00 e le 15:00.

POSTAZIONI			
Fascia_oraria	n°	Fascia_oraria	n°
9:00 – 10:00	0	13:00 – 14:00	8
10:00 – 11:00	8	14:00 – 15:00	8
11:00 – 12:00	8	15:00 – 16:00	0
12:00 – 13:00	8	16:00 – 17:00	0

Tabella 4.17 Gestione del numero di posti e dell'orario di apertura della sala studio per il mese di gennaio (SCENARIO A)

Carica Finale [kWh]	39,52	126,69	243,03	124,22	118,81
Valore minimo raggiunto	2,19	kWh Prelevati da Batteria	kWh in Eccesso	kWh Usati per la Ricarica	kWh NON Sfruttati

Tabella 4.18 Valori aggiornati, per il mese di gennaio, dopo la riduzione dell'orario di apertura della sala studio.

Dall'analisi dei risultati riportati in *Tabella 3.18* si osserva quanto segue:

- nell'arco del mese la carica delle batterie non scende mai sotto il valore di 2.19 kWh. Questo significa che il carico viene sempre servito.
- A fine mese la carica residua è prossima ai 40 kWh, rendendo possibile partire a febbraio con un buon valore di energia accumulata.
- In totale dalla batteria vengono prelevati circa 126.7 kWh per sopperire alla mancanza di produzione di alcuni periodi del mese.
- Esiste una quota elevata di energia prodotta in eccesso rispetto alla richiesta del carico. Di questi 243kWh circa la metà viene recuperata per ricaricare la batteria. La restante parte non viene sfruttata.

Questa analisi è stata effettuata per tutti i mesi, sia per la sala studio che per la sala riunioni. I risultati sono stati raccolti all'interno di un unico foglio di lavoro. Da *Tabella 3.19* riferita alla sala studio, si osserva che con l'installazione di 40.5kWh di energia accumulabile il sistema è in grado di funzionare senza altre forme di alimentazione per gran parte dell'anno. I soli mesi critici, in cui è necessario modificare le condizioni del servizio offerto, sono:

- Gennaio: orario ridotto 10:00 – 15:00
- Novembre: orario ridotto 10:00 – 17:00
- Dicembre: orario ridotto 10:00 – 15:00

							POSTAZIONI			
GEN	Carica Finale [kWh]	39,52	126,69	243,03	124,22	118,80	Orario	n°	Orario	n°
	Valore minimo	2,19	kWh prelevati da Batteria	kWh in Eccesso	kWh USATI per RICARICA	kWh NON Sfruttati	9_10	0	13_14	8
	ACCETTABILE?	SI					10_11	8	14_15	8
	SETT.COMPLETA?	SI					11_12	8	15_16	0
							12_13	8	16_17	0
FEB	Carica Finale [kWh]	39,69	92,96	274,19	92,15	182,03	9_10	8	13_14	8
	Valore minimo	14,58	kWh prelevati da Batteria	kWh in Eccesso	kWh USATI per RICARICA	kWh NON Sfruttati	10_11	8	14_15	8
	ACCETTABILE?	SI					11_12	8	15_16	8
	SETT.COMPLETA?	SI					12_13	8	16_17	8
MAR	Carica Finale [kWh]	40,27	45,66	424,70	45,48	379,22	9_10	8	13_14	8
	Valore minimo	26,99	kWh prelevati da Batteria	kWh in Eccesso	kWh USATI per RICARICA	kWh NON Sfruttati	10_11	8	14_15	8
	ACCETTABILE?	SI					11_12	8	15_16	8
	SETT.COMPLETA?	SI					12_13	8	16_17	8
APR	Carica Finale [kWh]	40,50	24,82	401,37	24,42	376,95	9_10	8	13_14	8
	Valore minimo	33,61	kWh prelevati da Batteria	kWh in Eccesso	kWh USATI per RICARICA	kWh NON Sfruttati	10_11	8	14_15	8
	ACCETTABILE?	SI					11_12	8	15_16	8
	SETT.COMPLETA?	SI					12_13	8	16_17	8
MAG	Carica Finale [kWh]	40,50	22,60	451,47	22,11	429,35	9_10	8	13_14	8
	Valore minimo	38,24	kWh prelevati da Batteria	kWh in Eccesso	kWh USATI per RICARICA	kWh NON Sfruttati	10_11	8	14_15	8
	ACCETTABILE?	SI					11_12	8	15_16	8
	SETT.COMPLETA?	SI					12_13	8	16_17	8
GIU	Carica Finale [kWh]	40,50	26,22	458,66	25,69	432,96	9_10	8	13_14	8
	Valore minimo	33,22	kWh prelevati da Batteria	kWh in Eccesso	kWh USATI per RICARICA	kWh NON Sfruttati	10_11	8	14_15	8
	ACCETTABILE?	SI					11_12	8	15_16	8
	SETT.COMPLETA?	SI					12_13	8	16_17	8
LUG	Carica Finale [kWh]	40,50	27,38	513,79	26,57	487,22	9_10	8	13_14	8
	Valore minimo	28,22	kWh prelevati da Batteria	kWh in Eccesso	kWh USATI per RICARICA	kWh NON Sfruttati	10_11	8	14_15	8
	ACCETTABILE?	SI					11_12	8	15_16	8
	SETT.COMPLETA?	SI					12_13	8	16_17	8
AGO	Carica Finale [kWh]	40,48	29,58	445,14	29,11	416,02	9_10	8	13_14	8
	Valore minimo	29,05	kWh prelevati da Batteria	kWh in Eccesso	kWh USATI per RICARICA	kWh NON Sfruttati	10_11	8	14_15	8
	ACCETTABILE?	SI					11_12	8	15_16	8
	SETT.COMPLETA?	SI					12_13	8	16_17	8
SET	Carica Finale [kWh]	40,50	22,48	426,26	21,88	404,38	9_10	8	13_14	8
	Valore minimo	31,83	kWh prelevati da Batteria	kWh in Eccesso	kWh USATI per RICARICA	kWh NON Sfruttati	10_11	8	14_15	8
	ACCETTABILE?	SI					11_12	8	15_16	8
	SETT.COMPLETA?	SI					12_13	8	16_17	8
OTT	Carica Finale [kWh]	40,35	42,22	335,48	41,16	294,32	9_10	8	13_14	8
	Valore minimo	25,05	kWh prelevati da Batteria	kWh in Eccesso	kWh USATI per RICARICA	kWh NON Sfruttati	10_11	8	14_15	8
	ACCETTABILE?	SI					11_12	8	15_16	8
	SETT.COMPLETA?	SI					12_13	8	16_17	8
NOV	Carica Finale [kWh]	39,39	109,46	235,30	107,48	127,82	9_10	0	13_14	8
	Valore minimo	1,63	kWh prelevati da Batteria	kWh in Eccesso	kWh USATI per RICARICA	kWh NON Sfruttati	10_11	8	14_15	8
	ACCETTABILE?	SI					11_12	8	15_16	8
	SETT.COMPLETA?	SI					12_13	8	16_17	8
DIC	Carica Finale [kWh]	39,55	123,12	227,55	121,53	106,02	9_10	0	13_14	8
	Valore minimo	1,46	kWh prelevati da Batteria	kWh in Eccesso	kWh USATI per RICARICA	kWh NON Sfruttati	10_11	8	14_15	8
	ACCETTABILE?	SI					11_12	8	15_16	0
	SETT.COMPLETA?	SI					12_13	8	16_17	0

Tabella 4.19 Risultati della sala studio per lo SCENARIO A, riportanti quantità di energia in gioco e un'ipotetica gestione delle postazioni garantite.

							POSTAZIONI			
GEN	Carica Finale [kWh]	15,23	98,29	73,03	73,03	0,00	Orario	n°	Orario	n°
	Valore minimo	0,61	kWh prelevati da Batteria	kWh in Eccesso	kWh USATI per RICARICA	kWh NON Sfruttati	9_10	8	13_14	8
ACCETTABILE?	SETT.COMPLETA?	SI					10_11	8	14_15	0
	SI						11_12	8	15_16	0
	SI						12_13	8	16_17	0
FEB	Carica Finale [kWh]	40,10	57,73	142,43	82,47	59,96	9_10	8	13_14	8
	Valore minimo	0,97	kWh prelevati da Batteria	kWh in Eccesso	kWh USATI per RICARICA	kWh NON Sfruttati	10_11	8	14_15	0
	ACCETTABILE?	SI					11_12	8	15_16	0
	SETT.COMPLETA?	SI					12_13	8	16_17	0
MAR	Carica Finale [kWh]	40,41	35,76	247,06	35,52	211,54	9_10	8	13_14	8
	Valore minimo	27,85	kWh prelevati da Batteria	kWh in Eccesso	kWh USATI per RICARICA	kWh NON Sfruttati	10_11	8	14_15	8
	ACCETTABILE?	SI					11_12	8	15_16	8
	SETT.COMPLETA?	SI					12_13	8	16_17	8
APR	Carica Finale [kWh]	40,50	31,11	308,73	30,96	277,77	9_10	8	13_14	8
	Valore minimo	31,52	kWh prelevati da Batteria	kWh in Eccesso	kWh USATI per RICARICA	kWh NON Sfruttati	10_11	8	14_15	8
	ACCETTABILE?	SI					11_12	8	15_16	8
	SETT.COMPLETA?	SI					12_13	8	16_17	8
MAG	Carica Finale [kWh]	40,50	37,23	383,16	36,89	346,27	9_10	8	13_14	8
	Valore minimo	31,78	kWh prelevati da Batteria	kWh in Eccesso	kWh USATI per RICARICA	kWh NON Sfruttati	10_11	8	14_15	8
	ACCETTABILE?	SI					11_12	8	15_16	8
	SETT.COMPLETA?	SI					12_13	8	16_17	8
GIU	Carica Finale [kWh]	40,50	35,49	400,01	35,16	364,86	9_10	8	13_14	8
	Valore minimo	27,88	kWh prelevati da Batteria	kWh in Eccesso	kWh USATI per RICARICA	kWh NON Sfruttati	10_11	8	14_15	8
	ACCETTABILE?	SI					11_12	8	15_16	8
	SETT.COMPLETA?	SI					12_13	8	16_17	8
LUG	Carica Finale [kWh]	40,50	33,58	435,83	33,54	402,30	9_10	8	13_14	8
	Valore minimo	24,62	kWh prelevati da Batteria	kWh in Eccesso	kWh USATI per RICARICA	kWh NON Sfruttati	10_11	8	14_15	8
	ACCETTABILE?	SI					11_12	8	15_16	8
	SETT.COMPLETA?	SI					12_13	8	16_17	8
AGO	Carica Finale [kWh]	40,46	40,04	327,80	39,54	288,26	9_10	8	13_14	8
	Valore minimo	23,24	kWh prelevati da Batteria	kWh in Eccesso	kWh USATI per RICARICA	kWh NON Sfruttati	10_11	8	14_15	8
	ACCETTABILE?	SI					11_12	8	15_16	8
	SETT.COMPLETA?	SI					12_13	8	16_17	8
SET	Carica Finale [kWh]	40,48	-37,76	260,84	36,94	223,90	9_10	8	13_14	8
	Valore minimo	23,31	kWh prelevati da Batteria	kWh in Eccesso	kWh USATI per RICARICA	kWh NON Sfruttati	10_11	8	14_15	8
	ACCETTABILE?	SI					11_12	8	15_16	8
	SETT.COMPLETA?	SI					12_13	8	16_17	8
OTT	Carica Finale [kWh]	40,34	45,56	168,43	44,76	123,67	9_10	8	13_14	8
	Valore minimo	22,15	kWh prelevati da Batteria	kWh in Eccesso	kWh USATI per RICARICA	kWh NON Sfruttati	10_11	8	14_15	8
	ACCETTABILE?	SI					11_12	8	15_16	8
	SETT.COMPLETA?	SI					12_13	8	16_17	8
NOV	Carica Finale [kWh]	40,09	75,40	83,71	75,09	8,62	9_10	0	13_14	8
	Valore minimo	6,64	kWh prelevati da Batteria	kWh in Eccesso	kWh USATI per RICARICA	kWh NON Sfruttati	10_11	8	14_15	8
	ACCETTABILE?	SI					11_12	8	15_16	8
	SETT.COMPLETA?	SI					12_13	8	16_17	0
DIC	Carica Finale [kWh]	9,23	91,89	61,03	61,03	0,00	9_10	0	13_14	8
	Valore minimo	0,71	kWh prelevati da Batteria	kWh in Eccesso	kWh USATI per RICARICA	kWh NON Sfruttati	10_11	8	14_15	0
	ACCETTABILE?	SI					11_12	8	15_16	0
	SETT.COMPLETA?	SI					12_13	8	16_17	0

Tabella 4.20 Risultati della sala riunioni per il SCENARIO A, indicanti le quote di energia nei diversi mesi e riportanti le ipotesi di gestione delle postazioni garantite.

Per la sala riunioni si può constatare che, nonostante la stessa taglia installata sia per quanto riguarda i moduli fotovoltaici che per le batterie, sono necessarie riduzioni più consistenti del servizio della sala nei mesi invernali. È stato necessario, al fine di permettere una durata di apertura più lunga, dimezzare il numero di postazioni messe a disposizione, come nel caso del mese di dicembre. Si evidenzia il fatto che limitare il numero di postazioni significa ridurre la possibilità di avere la connessione all'alimentazione per i dispositivi elettrici. Questo vuol dire che se in una fascia oraria sono messe a disposizione quattro postazioni, queste avranno a disposizione la propria presa elettrica. Gli altri quattro posti rimanenti possono comunque essere occupati, ma non sarà data loro la possibilità di connettersi all'alimentazione elettrica.

La maggior parte dei mesi, come si può vedere, riescono ad avere il pieno servizio senza scaricare in modo considerevole la batteria. Per questa ragione si può pensare di ridurre la taglia degli accumulatori, per non avere un eccessivo sotto-sfruttamento nei mesi primaverili ed estivi, andando a verificare come questa diminuzione si ripercuote sugli orari di apertura e sulla disponibilità di postazioni. Questo è quanto trattato nello scenario B presentato di seguito.

4.4.2 Caso B

Sala Studio 27 kWh – Sala Riunioni 27 kWh

Si studia una situazione in cui, rispetto allo scenario A, si riduce di un'unità entrambi i pacchi batteria delle due sale. Significa che in questa fase ognuna delle due sale avrà come accumulo due batterie per un totale di 27kWh. L'analisi è stata effettuata con il medesimo foglio di calcolo in Excel dove, variando alcuni parametri di interesse, si eseguono automaticamente i calcoli.

Il procedimento seguito è lo stesso:

1. Variazione della taglia dell'accumulo;
2. Verifica del valore minimo di carica delle batterie raggiunto nell'arco del mese;
3. Se la carica raggiunge il valore nullo, si sceglie una possibile soluzione per ridurre il carico e rendere così la situazione sostenibile per il sistema a disposizione;
4. Si ripetono i punti 2 e 3 per ogni mese dell'anno.

Dai risultati riportati nelle tabelle seguenti si vede come la riduzione di capacità di accumulo abbia influito sugli orari di apertura e le relative postazioni disponibili. Come era prevedibile, i mesi estivi non hanno risentito del cambiamento. La variazione del servizio offerto la si ritrova soltanto nei mesi di gennaio, febbraio, novembre e dicembre, dove si assiste ad una riduzione delle fasce orarie disponibili e/o il dimezzamento delle postazioni servite dall'alimentazione elettrica. Per il momento si è riusciti a gestire l'energia a disposizione senza dover prevedere la totale chiusura delle sale in alcuni giorni della settimana.

Osservando l'intero anno si è ritenuto che il risparmio nell'acquisto iniziale delle batterie, confrontato con le modifiche alle condizioni del servizio offerto che questa riduzione ha comportato, si possa ritenere un compromesso accettabile.

							POSTAZIONI			
							Orario	n°	Orario	n°
GEN	Carica Finale [kWh]	26,02	117,22	268,33	114,64	153,69	9_10	0	13_14	0
	Valore minimo	1,32	kWh prelevati da Batteria	kWh in Eccesso	kWh USATI per RICARICA	kWh NON Sfruttati	10_11	8	14_15	0
	ACCETTABILE?	SI					11_12	8	15_16	0
	SETT.COMPLETA?	SI					12_13	8	16_17	0
FEB	Carica Finale [kWh]	26,19	92,96	274,19	92,15	182,03	9_10	8	13_14	8
	Valore minimo	1,08	kWh prelevati da Batteria	kWh in Eccesso	kWh USATI per RICARICA	kWh NON Sfruttati	10_11	8	14_15	8
	ACCETTABILE?	SI					11_12	8	15_16	8
	SETT.COMPLETA?	SI					12_13	8	16_17	8
MAR	Carica Finale [kWh]	26,77	45,66	424,70	45,48	379,22	9_10	8	13_14	8
	Valore minimo	13,49	kWh prelevati da Batteria	kWh in Eccesso	kWh USATI per RICARICA	kWh NON Sfruttati	10_11	8	14_15	8
	ACCETTABILE?	SI					11_12	8	15_16	8
	SETT.COMPLETA?	SI					12_13	8	16_17	8
APR	Carica Finale [kWh]	27,00	24,82	401,37	24,42	376,95	9_10	8	13_14	8
	Valore minimo	20,11	kWh prelevati da Batteria	kWh in Eccesso	kWh USATI per RICARICA	kWh NON Sfruttati	10_11	8	14_15	8
	ACCETTABILE?	SI					11_12	8	15_16	8
	SETT.COMPLETA?	SI					12_13	8	16_17	8
MAG	Carica Finale [kWh]	27,00	22,60	451,47	22,11	429,35	9_10	8	13_14	8
	Valore minimo	24,74	kWh prelevati da Batteria	kWh in Eccesso	kWh USATI per RICARICA	kWh NON Sfruttati	10_11	8	14_15	8
	ACCETTABILE?	SI					11_12	8	15_16	8
	SETT.COMPLETA?	SI					12_13	8	16_17	8
GIU	Carica Finale [kWh]	27,00	26,22	458,66	25,69	432,96	9_10	8	13_14	8
	Valore minimo	19,72	kWh prelevati da Batteria	kWh in Eccesso	kWh USATI per RICARICA	kWh NON Sfruttati	10_11	8	14_15	8
	ACCETTABILE?	SI					11_12	8	15_16	8
	SETT.COMPLETA?	SI					12_13	8	16_17	8
LUG	Carica Finale [kWh]	27,00	27,38	513,79	26,57	487,22	9_10	8	13_14	8
	Valore minimo	14,72	kWh prelevati da Batteria	kWh in Eccesso	kWh USATI per RICARICA	kWh NON Sfruttati	10_11	8	14_15	8
	ACCETTABILE?	SI					11_12	8	15_16	8
	SETT.COMPLETA?	SI					12_13	8	16_17	8
AGO	Carica Finale [kWh]	26,98	29,58	445,14	29,11	416,02	9_10	8	13_14	8
	Valore minimo	15,55	kWh prelevati da Batteria	kWh in Eccesso	kWh USATI per RICARICA	kWh NON Sfruttati	10_11	8	14_15	8
	ACCETTABILE?	SI					11_12	8	15_16	8
	SETT.COMPLETA?	SI					12_13	8	16_17	8
SET	Carica Finale [kWh]	27,00	22,48	426,26	21,88	404,38	9_10	8	13_14	8
	Valore minimo	18,33	kWh prelevati da Batteria	kWh in Eccesso	kWh USATI per RICARICA	kWh NON Sfruttati	10_11	8	14_15	8
	ACCETTABILE?	SI					11_12	8	15_16	8
	SETT.COMPLETA?	SI					12_13	8	16_17	8
OTT	Carica Finale [kWh]	26,85	42,22	335,48	41,16	294,32	9_10	8	13_14	8
	Valore minimo	11,55	kWh prelevati da Batteria	kWh in Eccesso	kWh USATI per RICARICA	kWh NON Sfruttati	10_11	8	14_15	8
	ACCETTABILE?	SI					11_12	8	15_16	8
	SETT.COMPLETA?	SI					12_13	8	16_17	8
NOV	Carica Finale [kWh]	26,61	85,24	247,03	83,45	163,58	9_10	0	13_14	8
	Valore minimo	1,22	kWh prelevati da Batteria	kWh in Eccesso	kWh USATI per RICARICA	kWh NON Sfruttati	10_11	8	14_15	8
	ACCETTABILE?	SI					11_12	8	15_16	0
	SETT.COMPLETA?	SI					12_13	8	16_17	0
DIC	Carica Finale [kWh]	26,05	111,92	253,15	109,67	143,47	9_10	0	13_14	4
	Valore minimo	1,48	kWh prelevati da Batteria	kWh in Eccesso	kWh USATI per RICARICA	kWh NON Sfruttati	10_11	4	14_15	4
	ACCETTABILE?	SI					11_12	4	15_16	0
	SETT.COMPLETA?	SI					12_13	4	16_17	0

Tabella 4.21 Raccolta risultati per la sala studio nello SCENARIO B, indicanti le quote di energia nei diversi mesi e riportanti le ipotesi di gestione delle postazioni garantite.

							POSTAZIONI			
GEN	Carica Finale [kWh]	26,36	82,69	90,46	81,91	8,55	Orario	n°	Orario	n°
	Valore minimo	0,99	kWh prelevati da Batteria	kWh in Eccesso	kWh USATI per RICARICA	kWh NON Sfruttati	9_10	0	13_14	0
	ACCETTABILE?	SI					10_11	8	14_15	0
	SETT.COMPLETA?	SI					11_12	8	15_16	0
							12_13	8	16_17	0
FEB	Carica Finale [kWh]	26,60	65,70	120,66	65,69	54,96	9_10	8	13_14	8
	Valore minimo	3,30	kWh prelevati da Batteria	kWh in Eccesso	kWh USATI per RICARICA	kWh NON Sfruttati	10_11	8	14_15	8
	ACCETTABILE?	SI					11_12	8	15_16	8
	SETT.COMPLETA?	SI					12_13	8	16_17	0
MAR	Carica Finale [kWh]	26,91	35,76	247,06	35,52	211,54	9_10	8	13_14	8
	Valore minimo	14,35	kWh prelevati da Batteria	kWh in Eccesso	kWh USATI per RICARICA	kWh NON Sfruttati	10_11	8	14_15	8
	ACCETTABILE?	SI					11_12	8	15_16	8
	SETT.COMPLETA?	SI					12_13	8	16_17	8
APR	Carica Finale [kWh]	27,00	31,11	308,73	30,96	277,77	9_10	8	13_14	8
	Valore minimo	18,02	kWh prelevati da Batteria	kWh in Eccesso	kWh USATI per RICARICA	kWh NON Sfruttati	10_11	8	14_15	8
	ACCETTABILE?	SI					11_12	8	15_16	8
	SETT.COMPLETA?	SI					12_13	8	16_17	8
MAG	Carica Finale [kWh]	27,00	37,23	383,16	36,89	346,27	9_10	8	13_14	8
	Valore minimo	18,28	kWh prelevati da Batteria	kWh in Eccesso	kWh USATI per RICARICA	kWh NON Sfruttati	10_11	8	14_15	8
	ACCETTABILE?	SI					11_12	8	15_16	8
	SETT.COMPLETA?	SI					12_13	8	16_17	8
GIU	Carica Finale [kWh]	27,00	35,49	400,01	35,16	364,86	9_10	8	13_14	8
	Valore minimo	14,38	kWh prelevati da Batteria	kWh in Eccesso	kWh USATI per RICARICA	kWh NON Sfruttati	10_11	8	14_15	8
	ACCETTABILE?	SI					11_12	8	15_16	8
	SETT.COMPLETA?	SI					12_13	8	16_17	8
LUG	Carica Finale [kWh]	27,00	33,58	435,83	33,54	402,30	9_10	8	13_14	8
	Valore minimo	11,12	kWh prelevati da Batteria	kWh in Eccesso	kWh USATI per RICARICA	kWh NON Sfruttati	10_11	8	14_15	8
	ACCETTABILE?	SI					11_12	8	15_16	8
	SETT.COMPLETA?	SI					12_13	8	16_17	8
AGO	Carica Finale [kWh]	26,96	40,04	327,80	39,54	288,26	9_10	8	13_14	8
	Valore minimo	9,74	kWh prelevati da Batteria	kWh in Eccesso	kWh USATI per RICARICA	kWh NON Sfruttati	10_11	8	14_15	8
	ACCETTABILE?	SI					11_12	8	15_16	8
	SETT.COMPLETA?	SI					12_13	8	16_17	8
SET	Carica Finale [kWh]	26,98	37,76	260,84	36,94	223,90	9_10	8	13_14	8
	Valore minimo	9,81	kWh prelevati da Batteria	kWh in Eccesso	kWh USATI per RICARICA	kWh NON Sfruttati	10_11	8	14_15	8
	ACCETTABILE?	SI					11_12	8	15_16	8
	SETT.COMPLETA?	SI					12_13	8	16_17	8
OTT	Carica Finale [kWh]	26,84	45,56	168,43	44,76	123,67	9_10	8	13_14	8
	Valore minimo	8,65	kWh prelevati da Batteria	kWh in Eccesso	kWh USATI per RICARICA	kWh NON Sfruttati	10_11	8	14_15	8
	ACCETTABILE?	SI					11_12	8	15_16	8
	SETT.COMPLETA?	SI					12_13	8	16_17	8
NOV	Carica Finale [kWh]	26,76	61,82	94,79	61,62	33,17	9_10	0	13_14	8
	Valore minimo	2,50	kWh prelevati da Batteria	kWh in Eccesso	kWh USATI per RICARICA	kWh NON Sfruttati	10_11	8	14_15	4
	ACCETTABILE?	SI					11_12	8	15_16	0
	SETT.COMPLETA?	SI					12_13	8	16_17	0
DIC	Carica Finale [kWh]	25,34	76,82	75,40	75,40	0,00	9_10	0	13_14	4
	Valore minimo	0,72	kWh prelevati da Batteria	kWh in Eccesso	kWh USATI per RICARICA	kWh NON Sfruttati	10_11	4	14_15	0
	ACCETTABILE?	SI					11_12	4	15_16	0
	SETT.COMPLETA?	SI					12_13	4	16_17	0

Tabella 4.22 Risultati per la sala riunioni nello SCENARIO B, indicanti le quote di energia nei diversi mesi e riportanti le ipotesi di gestione delle postazioni garantite.

4.4.3 Caso C

Sala Studio 27 kWh – Sala Riunioni 13.5 kWh

							POSTAZIONI			
GEN	Carica Finale [kWh]	12,78	68,24	131,85	66,65	65,20	Orario	n°	Orario	n°
	Valore minimo	0,66	kWh prelevati da Batteria	kWh in Eccesso	kWh USATI per RICARICA	kWh NON Sfruttati	9_10	4	13_14	0
	ACCETTABILE?	SI					10_11	4	14_15	0
	SETT.COMPLETA?	NO					11_12	4	15_16	0
							12_13	4	16_17	0
FEB	Carica Finale [kWh]	13,10	51,74	172,46	51,71	120,75	9_10	8	13_14	0
	Valore minimo	1,06	kWh prelevati da Batteria	kWh in Eccesso	kWh USATI per RICARICA	kWh NON Sfruttati	10_11	8	14_15	0
	ACCETTABILE?	SI					11_12	8	15_16	0
	SETT.COMPLETA?	NO					12_13	8	16_17	0
MAR	Carica Finale [kWh]	13,41	35,76	247,06	35,52	211,54	9_10	8	13_14	8
	Valore minimo	0,85	kWh prelevati da Batteria	kWh in Eccesso	kWh USATI per RICARICA	kWh NON Sfruttati	10_11	8	14_15	8
	ACCETTABILE?	SI					11_12	8	15_16	8
	SETT.COMPLETA?	SI					12_13	8	16_17	8
APR	Carica Finale [kWh]	13,50	31,11	308,73	30,96	277,77	9_10	8	13_14	8
	Valore minimo	4,52	kWh prelevati da Batteria	kWh in Eccesso	kWh USATI per RICARICA	kWh NON Sfruttati	10_11	8	14_15	8
	ACCETTABILE?	SI					11_12	8	15_16	8
	SETT.COMPLETA?	SI					12_13	8	16_17	8
MAG	Carica Finale [kWh]	13,50	37,23	383,16	36,89	346,27	9_10	8	13_14	8
	Valore minimo	4,78	kWh prelevati da Batteria	kWh in Eccesso	kWh USATI per RICARICA	kWh NON Sfruttati	10_11	8	14_15	8
	ACCETTABILE?	SI					11_12	8	15_16	8
	SETT.COMPLETA?	SI					12_13	8	16_17	8
GIU	Carica Finale [kWh]	13,50	35,49	400,01	35,16	364,86	9_10	8	13_14	8
	Valore minimo	0,88	kWh prelevati da Batteria	kWh in Eccesso	kWh USATI per RICARICA	kWh NON Sfruttati	10_11	8	14_15	8
	ACCETTABILE?	SI					11_12	8	15_16	8
	SETT.COMPLETA?	SI					12_13	8	16_17	8
LUG	Carica Finale [kWh]	13,50	29,95	449,88	29,91	419,97	9_10	0	13_14	8
	Valore minimo	0,05	kWh prelevati da Batteria	kWh in Eccesso	kWh USATI per RICARICA	kWh NON Sfruttati	10_11	8	14_15	8
	ACCETTABILE?	SI					11_12	8	15_16	8
	SETT.COMPLETA?	SI					12_13	8	16_17	8
AGO	Carica Finale [kWh]	13,46	30,20	355,09	29,73	325,36	9_10	0	13_14	8
	Valore minimo	3,01	kWh prelevati da Batteria	kWh in Eccesso	kWh USATI per RICARICA	kWh NON Sfruttati	10_11	8	14_15	8
	ACCETTABILE?	SI					11_12	8	15_16	8
	SETT.COMPLETA?	SI					12_13	8	16_17	0
SET	Carica Finale [kWh]	13,48	28,00	283,63	27,70	255,93	9_10	0	13_14	8
	Valore minimo	2,99	kWh prelevati da Batteria	kWh in Eccesso	kWh USATI per RICARICA	kWh NON Sfruttati	10_11	8	14_15	8
	ACCETTABILE?	SI					11_12	8	15_16	8
	SETT.COMPLETA?	SI					12_13	8	16_17	0
OTT	Carica Finale [kWh]	13,49	31,93	193,12	31,25	161,87	9_10	0	13_14	8
	Valore minimo	3,09	kWh prelevati da Batteria	kWh in Eccesso	kWh USATI per RICARICA	kWh NON Sfruttati	10_11	8	14_15	8
	ACCETTABILE?	SI					11_12	8	15_16	8
	SETT.COMPLETA?	SI					12_13	8	16_17	0
NOV	Carica Finale [kWh]	13,26	50,94	105,70	38,10	67,60	9_10	0	13_14	4
	Valore minimo	0,19	kWh prelevati da Batteria	kWh in Eccesso	kWh USATI per RICARICA	kWh NON Sfruttati	10_11	8	14_15	0
	ACCETTABILE?	SI					11_12	8	15_16	0
	SETT.COMPLETA?	NO					12_13	8	16_17	0
DIC	Carica Finale [kWh]	12,75	69,06	112,23	67,83	44,40	9_10	0	13_14	0
	Valore minimo	0,89	kWh prelevati da Batteria	kWh in Eccesso	kWh USATI per RICARICA	kWh NON Sfruttati	10_11	4	14_15	0
	ACCETTABILE?	SI					11_12	4	15_16	0
	SETT.COMPLETA?	NO					12_13	4	16_17	0

Tabella 4.23 Risultati per la sala riunioni nello SCENARIO C, con le quote di energia nei diversi mesi e le ipotesi di gestione delle postazioni garantite.

La sala studio ha mantenuto le due batterie dello scenario precedente equivalenti a 27 kWh, rendendo validi i risultati di *Tabella 3.21* anche per questo caso studio. Per la sala riunioni invece si è cercato di ridurre ulteriormente le batterie da installare prevedendone una soltanto, per un accumulo di 13.5 kWh. Ciò che ne risulta questa volta è l'impossibilità di poter tenere aperta la sala tutti e cinque i giorni della settimana, dando allo stesso tempo un servizio minimo accettabile. Per questo motivo nei soliti quattro mesi più critici si è previsto, oltre a limitare l'orario e il numero di utenti all'interno, di ridurre a tre giorni a settimana l'apertura della sala per i mesi di gennaio e dicembre, e a quattro giorni a settimana per febbraio e novembre.

Con una sola unità di accumulo si vede che la riduzione di orario ha interessato anche i mesi estivi, sottraendo una o due ore dall'orario normale. Questo è legato al fatto che in questi mesi l'assorbimento è elevato a causa della pompa di calore che è attiva per il condizionamento dell'ambiente. Avendo una limitata possibilità di accumulare l'energia in eccesso delle ore centrali della giornata, questo porta a non riuscire a far fronte ai periodi più sfavorevoli.

Questa è la configurazione scelta, ritenuta un buon compromesso tra la possibilità di spesa di investimento per l'acquisto delle batterie ed un livello di erogazione del servizio accettabile. Da qui in avanti le considerazioni che verranno fatte saranno tutte riferite ad una condizione di carico relativa allo scenario C.

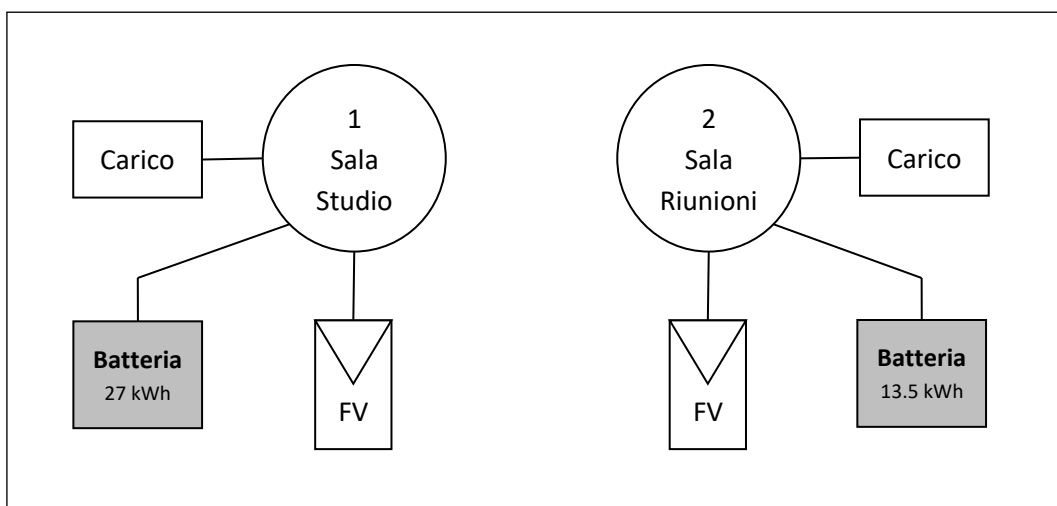


Figura 4.7 Schema riportante la scelta della taglia delle batterie (SCENARIO C).

4.5 COSTO DELL'ENERGIA PRELEVATA

Come fatto per i generatori fotovoltaici, anche per gli accumulatori risulterà utile avere un'indicazione sul prezzo da attribuire all'energia da essi prelevata.

Fino a una decina anni fa, il costo dell'energia proveniente da batterie, a seconda della tipologia di accumulatore, oscillava tra i 35 e gli 80 centesimi di euro al kWh. Erano per la maggior parte batterie al piombo-gel, con efficienze e numero di cicli garantiti inferiori rispetto a quelle odierne, ed un costo che, a pari taglia, risultava all'incirca doppio. Erano gli anni della comparsa dei primi prototipi delle batterie agli ioni di litio, che fin da subito vennero presentate come in grado di dare maggiori garanzie in termini di anni e di cicli.

La batteria utilizzata all'interno dei due moduli è la "Tesla Powerwall2", di taglia unica pari a 13.5 kWh. A variare, come già visto, sarà solo il numero di accumulatori installati in ogni sala. Per questo l'analisi del costo del singolo kWh viene fatta utilizzando i dati della singola batteria. Da una ricerca effettuata in rete, viene dichiarato dal costruttore che il costo per la batteria si aggira intorno ai 7200€, IVA inclusa. A questo c'è però da aggiungere i costi di trasporto e di installazione, che nel complesso portano ad affermare che l'effettivo costo per ogni singola unità di accumulo si aggira intorno ai 10000€.

Viene indicato che al termine della garanzia la batteria abbia una capacità di accumulo pari al 70% di quella di partenza. Volendo considerare una condizione il più possibile cautelativa, si è ricavata una carica data dalla media tra il valore iniziale e quello a fine garanzia:

Batteria nuova: 13.5 kWh

Fine garanzia 9.45 kWh

Ne risulta che la capacità media di accumulo si aggira intorno agli 11.5 kWh.

La batteria presenta inoltre un certo rendimento di carica e scarica, che in questo caso è del 90%.

Considerando i 10000 cicli che la batteria è in grado di gestire durante la sua vita, è possibile ricavare il costo dell'energia prelevata dall'accumulo come:

$$v = \frac{\text{Investimento}}{\text{cicli} \cdot \text{Energia} \cdot \eta} = \frac{10000}{10000 \cdot 11.5 \cdot 0.9} \cong 0.10 \text{ €/kWh} \quad (4.1)$$

A questo valore bisogna aggiungere, per ognuna delle due nanogrid, in costo dell'energia prodotta dal fotovoltaico, che si ricorda essere 0.065 €/kWh e 0.077 €/kWh rispettivamente per la sala studio e per la sala riunioni. Il costo totale della singola unità di energia prelevata da batteria sarà:

$$v_1 = 0.165 \text{ €/kWh}$$

$$v_2 = 0.177 \text{ €/kWh}$$

v_1 per la sala studio e v_2 per la sala riunioni.

Stabilita la taglia delle batterie e il costo dell'energia da esse fornita, si ritorna a fare delle considerazioni per quanto riguarda le fonti di alimentazione, considerando la possibilità di connettere insieme le reti delle due nanogrid per fare delle valutazioni, anche di carattere economico, sulla convenienza delle possibili configurazioni del sistema.

5 MICROGRID DEI DUE MODULI ABITATIVI

L'esame dei bilanci energetici all'interno dei singoli moduli abitativi ha reso possibile separare i vari contributi di energia, mettendo in luce il livello di sfruttamento sia della produzione sia dell'accumulo a disposizione. Tra le colonne dei risultati riportati nella *Tabelle3.21 e Tabella3.23*, relative allo scenario C scelto, vi è l'indicazione dell'energia non sfruttata. Si tratta della somma delle quote di produzione che, in ogni intervallo, non viene utilizzata per alimentare il carico e nemmeno per ricaricare la batteria all'interno della nanogrid. Si può pensare di connettere tra loro i sistemi delle due sale, finora considerati separatamente, con l'intento di rendere possibile lo scambio e recuperare, almeno in parte, ciò che altrimenti rimarrebbe inutilizzato.

Prima di questo è bene capire quali strumenti saranno utilizzati per gestire gli scambi di energia all'interno della microgrid. Il modello seguito si riconduce ai meccanismi che regolano gli scambi all'interno del mercato elettrico italiano, in particolar modo per quanto riguarda il cosiddetto "mercato del giorno prima": un meccanismo di raccolta delle offerte di vendita ed acquisto di energia, rispettivamente di produttori e consumatori, con i quali si dovrà ottenere il giorno dopo un equilibrio di mercato.

5.1 MERCATO ELETTRICO

5.1.1 Cenni teorici

Il mercato elettrico, nel nostro Paese, ha subito molte variazioni nel corso dei decenni. Gli anni dell'elettrificazione italiana hanno visto un mercato monopolista, con la presenza di un'unica grande compagnia addetta alla gestione dell'intero sistema, in tutte le sue parti, dalla produzione alla distribuzione. La scelta di un monopolio fu fondamentale per lo sviluppo capillare del sistema elettrico: non avere concorrenza da parte di altri produttori garantiva prima di tutto il rientro dell'investimento in nuove centrali e linee. Dall'altro lato, la concessione dello Stato di avere il monopolio obbligava a garantire a tutti gli utenti che la richiedessero la fornitura elettrica. Questo sistema metteva la compagnia, anche se controllata e soggetta a direttive statali, in una condizione di "price maker", senza dare opportunità di scelta ai consumatori e senza avere nessun incentivo nel rendere gli impianti più efficienti.

Per queste ragioni, è stata necessaria una successiva fase di liberalizzazioni, andando prima di tutto a separare i vari segmenti che compongono il sistema: produzione, trasmissione, distribuzione e servizi ancillari. La trasmissione continua ad essere interamente gestita da un'unica compagnia che deve svolgere il suo ruolo in modo imparziale. Abbandonata l'economia di scala tipica del monopolio, la competizione tra coloro che entrano a far parte del mercato è gestita dalle scelte dei consumatori. Gli obiettivi da raggiungere con la liberalizzazione del sistema sono:

- Ridurre il prezzo dell'energia
- Sviluppo di tecnologie per l'aumento di efficienza
- Massimizzare il social surplus

La differenza fondamentale in questo cambio di scenario si trova nel fatto che l'energia, vista prima come un servizio, è diventata a tutti gli effetti un bene, una commodity, vendibile liberamente sul mercato. Presenta però delle caratteristiche che la contraddistinguono:

- è necessario avere in ogni istante il bilanciamento tra l'energia generata e quella assorbita;
- non ha la possibilità di essere immagazzinata in grandi quantità;
- subisce delle perdite durante la trasmissione;
- può incontrare limiti legati alle caratteristiche del sistema.

Come ogni altro mercato, anche quello elettrico è basato sull'incontro tra domanda e offerta. I generatori offrono una certa quantità ad un dato prezzo, mentre i carichi necessitano di una quantità di energia dando indicazione di quanto sono disposti a pagarla. Con l'abbandono del mercato monopolista, si aspira ad ottenere una condizione di *competizione perfetta*. È una situazione dove il prezzo viene fissato unicamente dal mercato, in cui nessun produttore ha la capacità di influenzare il prezzo. La competizione perfetta si ottiene in presenza di numerosi piccoli produttori, ognuno produttore lo stesso prodotto e tutti troppo piccoli da riuscire ad influire sul mercato. In una condizione simile, per massimizzare il proprio producer surplus, la quantità ottimale che ogni produttore deve offrire è pari alla quantità che corrisponde al costo marginale che uguaglia il MCP. Questa sarebbe la condizione in cui il prezzo è il minore possibile ed il S^S il massimo possibile.

La realtà dei fatti è che la competizione perfetta non si riesce ad avere in quanto vengono spesso a mancare alcune delle condizioni indispensabili come la perfetta informazione di tutti i produttori, costi di transazione nulli, possibilità di vendere qualsiasi quantità senza riscontrare vincoli.

A determinare per ogni ora del giorno quali saranno i generatori che producono e quanto inietteranno nel sistema è lo "*Unit Commitment*", un processo che viene svolto tenendo conto dei costi di produzione (come il costo del combustibile o quello per funzionare senza carico) e tenendo presenti i vincoli tecnici del sistema, legati alla tipologia di impianto. Questo incontro tra la domanda e l'offerta può avvenire in due modi:

- *Modello Pool*: le transazioni avvengono in modo istituzionalizzato, con il gestore che ordina le offerte a vendere in modo crescente, e quelle a comprare in modo decrescente.
- *Modello Bilaterale*: generatori e carichi effettuano transazioni bilaterali concordandosi sul prezzo.

Quello che viene fatto per trovare l'equilibrio del mercato è di mettere insieme tutte le offerte, di acquisto e di vendita, per determinare un prezzo unico definito *market clearing price* (MCP) e un'unica quantità detta *market clearing quantity* (MCQ). Per ricavare questa coppia prezzo-quantità è possibile utilizzare un metodo geometrico, creando le curve aggregate di domanda e offerta e cercandone l'intersezione. Oppure mediante un problema di ottimizzazione che, tenendo conto dei vari vincoli (di generazione, delle linee, ...) porta ad ottenere il massimo social surplus possibile [12].

La condizione di equilibrio si ricava quindi utilizzando le curve aggregate, costruite a partire dai profili di domanda e di offerta. La *domanda* riguarda gli utenti ed è definita come quella quantità che i consumatori sono disposti a pagare ad un dato prezzo pur di ottenere il livello di potenza di cui necessitano. La *curva della domanda* perciò è quella funzione che indica il prezzo al quale i carichi sono disposti a comprare una certa quantità. La curva aggregata nasce unendo le varie richieste del carico, andando a sommarle come mostrato nell'esempio di *figura 5.3*. L'aggregata si ricava ordinando, in ogni intervallo di tempo considerato, le varie quote di potenza che i carichi richiedono, partendo con quelle che presentano il prezzo di acquisto dell'energia maggiore. Il risultato è una caratteristica decrescente, in cui sono stati ordinati i vari scaglioni di potenza partendo dal prezzo più elevato. Lo stesso viene fatto con le curve di offerta a vendere, con la differenza che l'andamento finale risulta essere crescente in quanto queste quantità vengono ordinate partendo dal prezzo inferiore.

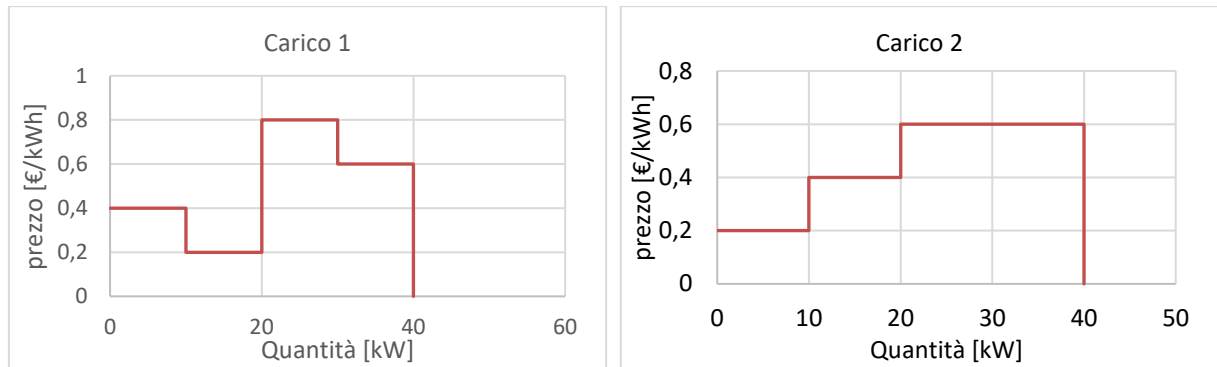


Figura 5.1 Esempi di curve di offerta a comprare di due utilizzatori

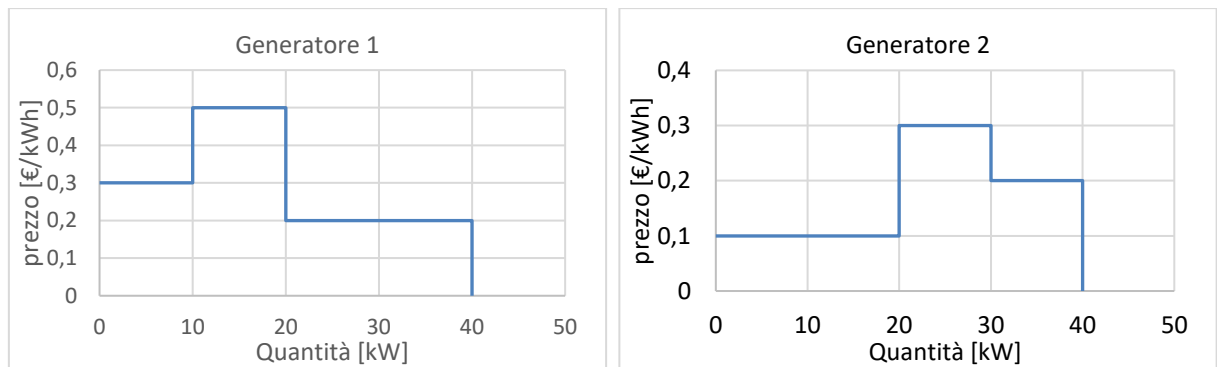


Figura 5.2 Esempio di curve di offerta a vendere di due generatori

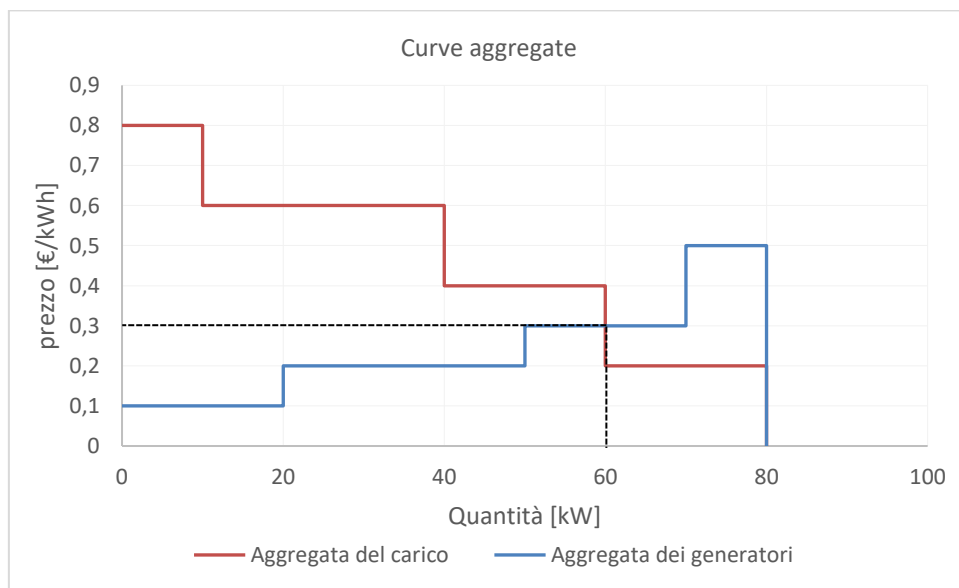


Figura 5.3 Esempio di aggregazione delle curve di offerta a vendere e a comprare relative agli esempi di figura 5.1 e 5.2

È dall'intersezione delle due curve aggregate che si trova il punto di equilibrio del mercato, individuato dalle due coordinate MCQ e MCP. Osservando l'esempio sopra esposto, dalla figura 5.3 riportante le curve aggregate, si osserva che la MCQ risulta pari a 60 kW, con un MCP di 0.30 €/kWh. Una volta trovata la condizione di equilibrio, il prezzo applicato a tutti gli operatori rimasti a far parte del mercato sarà il MCP. Questo perché terminata la fase di clearing, coloro che si ritrovano a destra del punto di intersezione delle curve aggregate rimarranno fuori dal mercato. Si ritrovano esclusi i generatori che hanno un prezzo troppo elevato di vendita (che può significare impianti di produzione poco efficienti) e i carichi con un'offerta troppo bassa (il prezzo che ogni utilizzatore è disposto a pagare è proporzionale all'utilità che ha per lui l'energia: più ne ha bisogno più è disposto a pagarla).

5.1.2 Indici economici

Per valutare dal punto di vista economico il mercato, rappresentato con le tipologie di curve sopra descritte, è possibile farlo utilizzando degli indici [12]:

- 1) *Producer surplus* (S^G): è la differenza tra il prezzo a cui il produttore vende la quantità che mette a disposizione e il prezzo a cui sarebbe stato disposto a venderla.
È possibile scrivere un'equazione del S^G per un generico generatore che partecipa allo scambio sul mercato:

$$S^G = MCP \cdot MCQ - \int_0^{MCQ} v_G(p) dp \quad (5.1)$$

Indicando con N_g il numero di produttori che prenderanno parte agli scambi, il producer surplus totale sarà dato dalla sommatoria

$$S_{tot}^G = \sum_{i=1}^{N_g} S_i^G \quad (5.2)$$

- 2) *Consumer surplus* (S^D): è la differenza tra il prezzo che il consumatore sarebbe stato disposto a pagare per ottenere una determinata quantità ed il prezzo che effettivamente paga per comprarla.

$$S^D = \int_0^{MCQ} v_D(p) dp - MCP \cdot MCQ \quad (5.3)$$

Allo stesso modo si troverà

$$S_{tot}^D = \sum_{i=1}^{N_c} S_i^D \quad (5.4)$$

Considerando N_c come numero di carichi che entrano a far parte del mercato.

- 3) *Social surplus*: indica la differenza tra i benefici dei carichi e i costi dei generatori per produrre la quantità di potenza scambiata. Si ricava come somma tra il producer e il consumer surplus, e serve a valutare l'efficienza del mercato.

$$S^S = \int_0^{MCQ} (v_D(p) - v_G(p)) dp \quad (5.5)$$

Per finire, il social surplus totale sarà espresso come

$$S_{tot}^S = \sum_{i=1}^{N_c} S_i^D + \sum_{i=1}^{N_g} S_i^G \quad (5.6)$$

Nei casi come questo dove le offerte sono costanti in ogni intervallo, le espressioni degli indici economici risultano di facile svolgimento anche graficamente, trattandosi di una differenza di aree.

Questi indici si possono visualizzare graficamente in un grafico riportante l'equilibrio di mercato come in *figura 5.4*. Sono evidenziati il consumer e il producer surplus. Il social surplus è determinato dalla somma delle due aree.

L'esempio riportato, anche se semplice, riassume proprio quello che si verifica in ognuno degli intervalli di tempo in cui è stato suddiviso lo studio della microgrid. Infatti, sia la produzione sia il carico si presentano come valori costanti in ogni periodo. Si avranno perciò dei gradini di carico e dei gradini di generazione, sui quali si seguirà lo stesso meccanismo di clearing per la scelta dei produttori chiamati a soddisfare le richieste degli utilizzatori.

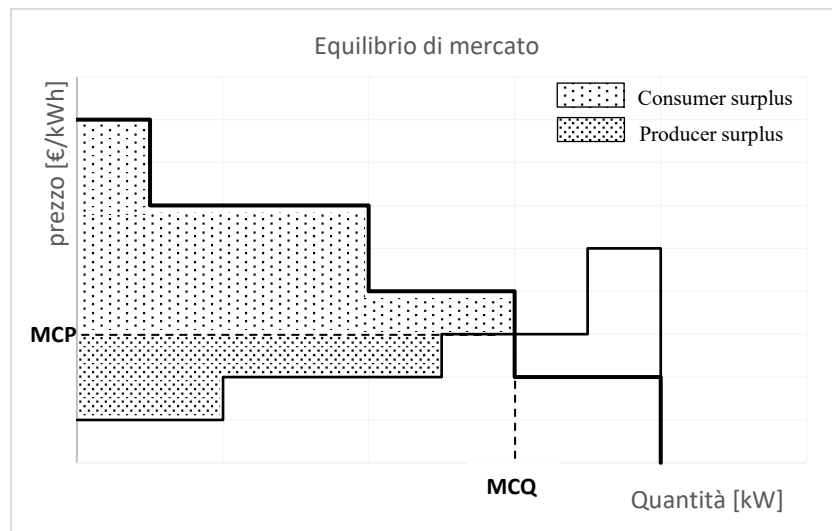


Figura 5.4 Esempio grafico riportante gli indici economici ricavati come aree del grafico

5.1.3 Mercato elettrico italiano

Il mercato elettrico in Italia ha come operatore il GME (*Gestore del Mercato Elettrico*), fondato nell'anno 2000 ed entrato in attività nel marzo 2004, con lo scopo di gestire le transazioni sul mercato elettrico seguendo criteri di neutralità, trasparenza e competitività tra i produttori. Il GME, assieme all'*Acquirente unico* (AU), fanno capo al *Gestore dei Servizi Energetici* (GSE), il quale ha il compito di promuovere lo sviluppo sostenibile. Ha tra le principali attività quella di raccogliere la produzione da fonti rinnovabili e portarla in borsa; ma anche quella di emissione e verifica dei certificati verdi.

L'Acquirente Unico AU, società del gruppo GSE, è garante della fornitura di energia elettrica dei clienti a maggior tutela, come consumatori domestici e piccole imprese. Il suo compito è quello di acquistare energia alle condizioni più favorevoli per fornirla a quei piccoli consumatori che non operano sul libero mercato. Il mercato di cui si occupa il GME si può dividere in due tipologie:

- Mercato a pronti (MPE)
- Mercato a termine, riguardante i contratti bilaterali.

La gestione del mercato a pronti avviene seguendo delle fasi:

- Mercato del giorno prima (MGP)
- Mercato infra giornaliero (MI)
- Mercato dei servizi di dispacciamento (MSD)

Per il MGP si ha la possibilità di acquistare il giorno prima la quantità che si prevede sarà poi necessaria il giorno successivo. Seguirà il MI, il quale si compone di diverse fasi: una fatta il giorno stesso e altre due effettuate all'istante. Questo perché vengono fatte le offerte in seguito alle quali il GME effettua il clearing del mercato. Ma i reali assorbimenti potranno essere differenti da quelli previsti il giorno prima. Per questo, al fine di migliorare l'efficienza, viene permesso di effettuare delle variazioni alle offerte. Infine, il MSD fornisce all'operatore della rete di trasmissione, in questo caso Terna, le risorse per riuscire a mantenere operativo il proprio sistema. In particolare, necessita della possibilità di gestire le congestioni, di acquisire una riserva di energia pari alla taglia della centrale maggiore e di ottenere il bilanciamento in ogni istante tra la produzione e il consumo [1].

5.2 APPLICAZIONI DELLE LEGGI DI MERCATO

La struttura iniziale del sistema, pensato autonomo dalla rete elettrica per mezzo di impianto fotovoltaico sul tetto dell'edificio affiancato dall'accumulo per mezzo di batterie, non è l'unica soluzione possibile. Per questo motivo, nel presente capitolo, si andranno a confrontare alcune possibili configurazioni, svolgendo per ognuna un'analisi dal punto di vista economico al fine di definire quale tra quelle esaminate si dimostra la più vantaggiosa.

Sul modello del mercato italiano, è stato studiato il sistema elettrico composto dai due moduli abitativi. Le fasi del mercato che vengono prese come modello sono quelle relative al Mercato del Giorno Prima. A rendere possibile una gestione di questo tipo è la possibilità di queste strutture di avere uno scambio di dati continuo, che permette di risolvere e fare previsioni quasi in tempo reale. È inoltre possibile paragonare la presenza delle batterie al mercato di aggiustamento, infra giornaliero, che interviene laddove non si riesce ad ottenere il bilancio tra produzione e consumo. Il prezzo stabilito in ogni istante dipenderà quindi dalla disponibilità di energia in quel dato periodo di tempo.

Il procedimento seguito è composto da due fasi:

1. Risoluzione di un primo mercato, interno alla nanogrid, attuato con lo scopo di sfruttare il più possibile le risorse energetiche disponibili all'interno della singola sala.
2. Si prevede la presenza di una connessione tra le due aree, con l'intento di utilizzare nell'intera microgrid la produzione locale eccedente delle due zone.

La scelta del generatore che deve avere la priorità per rifornire il carico viene effettuata secondo le stesse regole che gestiscono la fase di clearing del mercato italiano. Perciò per soddisfare in ogni momento l'utilizzatore, sarà chiamato a produrre il generatore che ha il prezzo di vendita più conveniente. Si ricorda che i prezzi di vendita dei generatori fotovoltaici sono stati definiti in modo tale da generare durante la vita dell'impianto un rientro economico pari al costo di investimento. La stessa cosa riguarda anche il prezzo dell'energia degli accumulatori. I carichi invece sono stati assunti come rigidi, ossia disposti a pagare qualsiasi prezzo per essere serviti.

Un primo approccio all'esame del sistema, cercando di applicare le leggi di mercato, è avvenuto utilizzando fogli di calcolo Excel in cui, conoscendo a priori i vari prezzi dell'energia fornita, si sono ricavate le quote prelevate dai vari generatori e accumuli, i cui prezzi di vendita sono stati descritti nei capitoli precedenti.

5.2.1 Mercato all'interno delle nanogrid

Il modo di operare è simile a quello seguito per monitorare l'evoluzione della carica delle batterie.

Punto di partenza è stata la creazione del foglio di calcolo con gli andamenti, per l'intero mese, ad intervalli di cinque minuti, della potenza generata e di quella richiesta dal carico. In questo modo, è possibile individuare per ogni intervallo la quota di generazione rispetto all'assorbimento degli utilizzatori così da poterne effettuare il bilancio.

Considerando la presenza di dispositivi di accumulo, negli intervalli in cui la generazione è uguale o maggiore del carico, tutta l'energia richiesta verrà soddisfatta dal fotovoltaico. Se nel medesimo intervallo la batteria non si trovasse a piena carica, l'eventuale eccesso di generazione è previsto venga utilizzato per incrementare l'energia accumulata, rendendo le batterie assimilabili a dei carichi. Durante i periodi in cui è il carico ad essere predominante, se vi è dell'energia proveniente dal fotovoltaico viene sfruttata per intero. La quota mancante viene prelevata, se possibile, dalle batterie che si comportano come generatori. Alla fine di questa fase, si aggiornano i dati relativi alla

generazione e al carico, trovando così quanta energia proveniente dai moduli sarebbe ancora possibile avere a disposizione, oppure quanta ne serve per equiparare la richiesta del carico.

La scelta di predisporre l'accumulo non è l'unica soluzione possibile. Si può pensare ad esempio di prevedere l'allacciamento alla rete di distribuzione. In questo caso la necessità di prevedere delle batterie viene meno, indipendentemente dalla presenza di una generazione locale come il fotovoltaico, le cui carenze verrebbero colmate dal prelievo dalla rete. Ulteriore possibilità può essere rappresentata dall'installazione di un gruppo elettrogeno, con gli stessi compiti del distributore.

Questa prima fase serve per individuare l'apporto, in termini di kWh, di ogni generatore alle richieste del carico, determinando a quale prezzo viene scambiata l'energia.

La simulazione del mercato, andando a mettere in evidenza gli aspetti economici, viene effettuata utilizzando un programma implementato in Matlab, già sviluppato in precedenza, modificato e adattato per essere applicato al sistema elettrico in esame. Per prima cosa sono stati predisposti i dati di generazione e carico alla tipologia di input richiesta dal programma. In particolare, per quanto riguarda la generazione, questa deve essere descritta con cinque colonne: nella prima si riporta l'intervallo di tempo, seguito dall'indicazione della potenza che può essere messa a disposizione, il prezzo a cui il produttore è disposto a venderla, la nanogrid di appartenenza del generatore e, nell'ultima colonna, un flag per indicare se il generatore in questione è di proprietà dell'ente distributore (1) oppure no (0).

Per l'immissione dei profili di assorbimento sono richieste nuovamente cinque colonne riportanti: intervallo di tempo, potenza richiesta, prezzo a cui si è disposti ad acquistare, nanogrid di appartenenza e un flag ad indicare se il carico è frazionabile (1) oppure no (0).

Si aggiungono a questo le informazioni sulla presenza di linee di collegamento tra le nanogrid. In questo caso si ha il collegamento per mezzo di un'unica linea essendo in presenza di due soli nodi. Infine, si inseriscono le informazioni riguardanti l'accumulo indicando la taglia, il livello di carica residua iniziale, la potenza di carica a scarica, il prezzo di vendita dell'energia e quello a cui si è disposti a pagarla per ricaricare, e infine la nanogrid su cui è installato l'accumulo.

Con queste informazioni il programma gestisce gli scambi tra generazione e utilizzatori facenti parte della stessa nanogrid. Questa prima fase termina con l'aggiornamento dei valori di generazione e del carico, che saranno utilizzati come input per la seconda fase della simulazione riguardante la connessione e il mutuo scambio, dove possibile, dell'energia in eccesso.

5.2.2 Connessioni e Scambi di energia

Il passo successivo riguarda la creazione di una connessione tra le due zone per permettere un mutuo scambio, utile a recuperare l'energia a basso costo dei moduli fotovoltaici. Recupero che può avvenire o come alimentazione diretta del carico evitando di assorbire, dove presente, da rete o dagli accumulatori; oppure per incrementare il livello di carica delle batterie.

Questa è la seconda parte dell'analisi economica, svolta a livello di microgrid, in cui si confronta il carico aggiornato di ogni modulo, risultante in seguito al primo mercato interno, ormai concluso. In base alla disponibilità di energia messa a disposizione da altre fonti di alimentazione, ordinate secondo il rispettivo prezzo di vendita, il carico verrà completamente soddisfatto. Nella parte di inserimento dei dati di ingresso, vengono richieste le informazioni delle linee presenti all'interno del sistema. Vengono inserite indicando per prima cosa i due nodi tra cui la linea si sviluppa. In questo caso la linea è singola data la presenza di due sole nanogrid. Seguono le richieste di informazioni riguardo le potenze massime che la linea è in grado di trasmettere; questo serve al programma in fase di elaborazione per

tenere conto del fatto che gli scambi tra una zona e l'altra devono poi essere di possibile attuazione nel caso reale, senza creare condizioni di sovraccarico. Questo viene tenuto conto nel codice mediante un controllo sulla potenza in transito, limitandola al massimo valore ammesso. In questa condizione, dove le due sale presentano livelli di potenza facilmente gestibili e dove la lunghezza della linea di collegamento tra i due nodi di scambio è ridotta, il problema del sovraccarico della linea non è stato preso in considerazione. In un sistema più complesso e con potenze scambiate rilevanti, il superamento dei limiti di potenza di una linea porta ad una condizione di congestione, che si ripercuote sull'equilibrio di mercato, portando alla divisione del sistema in zone di mercato differenti dal punto di vista del prezzo dell'energia.

In tutte e due le fasi di questa analisi economica, vengono registrate le quote di energia cedute al carico, con il relativo generatore ed il prezzo di acquisto che, insieme all'indicazione del prezzo dichiarato in fase di offerta, permette al programma al termine dell'analisi di mercato di restituire in uscita i tre valori degli indici economici, utilizzati per esprimere le considerazioni riguardo la scelta della configurazione migliore dal punto di vista dei costi e dei benefici.

5.3 CONFIGURAZIONI POSSIBILI

Di seguito vengono riportati i risultati dell'analisi della microgrid composta dalle due sale. Per poter fare gli adeguati confronti, il profilo di carico è stato tenuto costante. Significa che il numero di persone e le fasce orarie sono considerate le stesse per ogni situazione analizzata.

A variare saranno essenzialmente tre fattori:

- la tipologia di alimentazione
- la presenza di accumulo
- l'esistenza di connessione

La differenza si riscontra nel costo dell'energia, che si ripercuote sulla spesa dell'utilizzatore ed in particolare andrà a modificare il valore del social surplus.

5.3.1 Configurazione 1

È la condizione più comune, in cui ogni singolo utente presenta il proprio allacciamento alla rete di distribuzione. Non viene prevista nessuna forma di generazione distribuita e non si ha la presenza di interconnessione. Si osserva nello schema la presenza del controller e di due tipologie di frecce. Questo per mettere in luce il fatto che si tratta di nanogrid, con possibilità di scambio di energia ed informazioni e, sulla base di queste ultime, di effettuare delle elaborazioni.

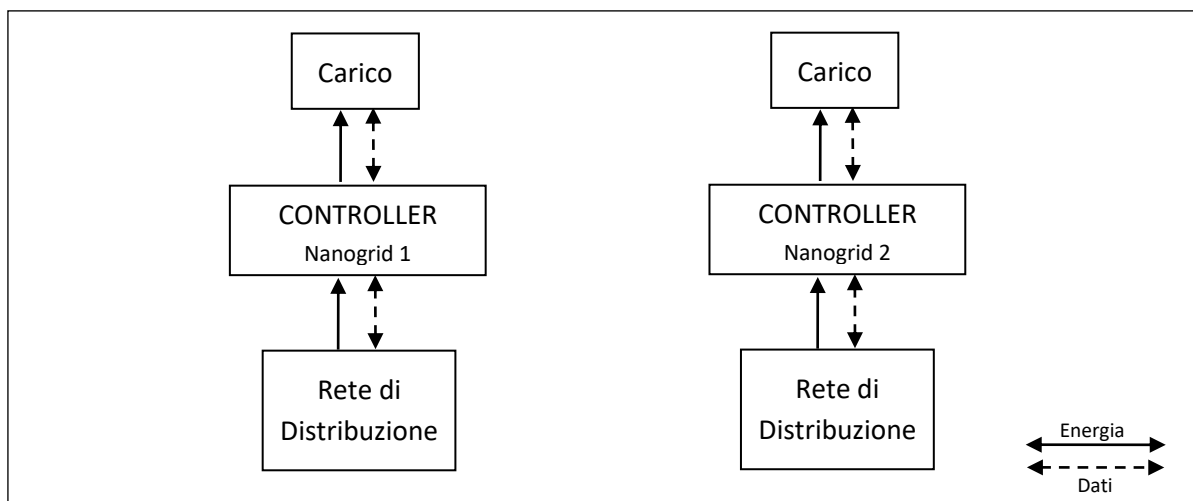


Figura 5.5 Schema della configurazione 1: due allacciamenti a rete, nanogrid separate

Svolgere i bilanci in questa condizione risulta immediato. Prelevando per intero l'energia dalla rete, la quantità assorbita risulterà in ogni istante pari al carico. Per questo motivo la sola informazione di cui si ha bisogno è il profilo di assorbimento dell'utilizzatore. Si riporta un estratto del foglio di calcolo in modo da mostrarne la struttura.

GENNAIO	Carico	Prelievo da Rete
Da e Ora	Wh	Wh
1/1/17 0:00	10,26	10,26
1/1/17 0:05	10,34	10,34
1/1/17 0:10	10,45	10,45
1/1/17 0:15	10,56	10,56
1/1/17 0:20	10,72	10,72
1/1/17 0:25	10,83	10,83
...	...	...

31/1/17 23:35	6,98	6,98
31/1/17 23:40	7,11	7,11
31/1/17 23:45	7,28	7,28
31/1/17 23:50	7,39	7,39
31/1/17 23:55	7,53	7,53
TOTALE [kWh]	236,97	236,97

Tabella 5.1 Estratto del foglio Excel per la Configurazione 1, nel mese di gennaio

La soluzione del mercato è stata per praticità affidata al programma Matlab. Come dati dei carichi, si utilizzano i profili di assorbimento già ricavati. Il prezzo di acquisto è stato ipotizzato pari a 1 €/kWh, mantenuto poi invariato in tutte le configurazioni studiate. Per quanto riguarda la generazione, ossia la rete, serve capire quale prezzo associare all'energia.

CONTRATTO DI RETE

L'acquisizione di energia elettrica, che presuppone una connessione alla rete di distribuzione, prevede il pagamento di tre beni/servizi:

- Energia elettrica: si ha un contratto di somministrazione, ossia acquisto un certo volume in base al consumo;
- Servizio di trasporto: impegno fisico della rete di trasmissione e distribuzione;
- Servizio di dispacciamento: regolazione per mantenere la rete in condizioni di funzionamento ammissibile

Questi tre servizi sono forniti da soggetti differenti:

- Fornitore (energia), con un contratto di fornitura per l'acquisto del bene
- Distributore (trasporto), con un contratto per la consegna fisica nel rispetto di caratteristiche tecniche precise come tensione, frequenza, ecc...
- Terna (dispacciamento), il cui contratto regola il bilancio di immissioni e prelievi

Il fornitore di energia è colui che è titolare anche dei contratti relativi ai servizi di trasporto e dispacciamento per conto del proprio cliente. Perciò il cliente finale paga al fornitore un importo che include tutti e tre i servizi e le imposte dovute.

Gli utenti hanno la possibilità di scegliere il proprio fornitore sul mercato elettrico, oppure di avvalersi di un fornitore di "default" nel caso in cui non vogliano operare sul mercato. Questi ultimi vengono definiti "*Acquirenti protetti*" e rientrano nel regime di maggior tutela, che raggruppa tutti coloro che sono titolari di forniture in bassa tensione che non hanno optato per il libero mercato e rientrano in una delle seguenti categorie:

- Utenti domestici
- Illuminazione pubblica
- Altri usi, piccole imprese sotto i 50 dipendenti o fatturato inferiore a 50milioni di euro

A garantire a questi utenti la fornitura di energia elettrica è l'*Acquirente Unico*. A regolare questi contratti a maggior tutela è l'*Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas ed il Sistema Idrico*, operante al fine di garantire la tutela del consumatore finale [12].

Per conoscere e capire nel dettaglio le varie componenti che si sommano per formare una bolletta, si rimanda all'Appendice B, in cui sono spiegati tutti i vari contributi, suddivisi nelle rispettive tabelle.

Per giungere al prezzo dell'energia, è stato preso come riferimento il contratto da 3 kW per "Utenti non domestici", assumendo di essere sempre nella fascia F1 per quanto riguarda la componente energia. Questa scelta è data dal fatto che questa fascia oraria riguarda i giorni dal lunedì al venerdì, escluse le festività, dalle 8 alle 19 e il normale orario delle due sale ricade proprio in questo intervallo di tempo. Non si va a differenziare quella parte di energia che in alcuni periodi dell'anno viene assorbita dalla pompa di calore quando la struttura è chiusa. Questa scelta si dimostra cautelativa in quanto la fascia F1 è quella con un prezzo maggiore.

Mettendo insieme tutte le varie componenti, si ricava il prezzo finale, dato da tre contributi: uno legato all'energia assorbita, uno dipendente dalla potenza impegnata e una terza componente fissa. Si è ricavato un prezzo di:

$$0.16 \text{ €/kWh}$$

ed una componente fissa pari a

$$332 \text{ €/anno}$$

A queste componenti servirà ancora aggiungere l'IVA, che per questi utilizzi risulta del 22% [14].

Per ottenere dei risultati accettabili derivanti dalla ricerca dell'equilibrio di mercato, è necessario considerare la componente fissa già in fase di risoluzione, e non sommarla alla fine di tutto il procedimento. Questo perché all'apparenza il costo dell'energia prelevata da rete risulta abbastanza conveniente. Il costo fisso però ha un'incidenza non trascurabile sul costo finale, soprattutto se la quota di energia assorbita nell'arco dell'anno non è elevata. Per questo motivo si è deciso di considerare la componente fissa andando a suddividerla sull'energia totale assorbita da rete, a cui è poi stato sommato il costo della componente energia definito dal contratto. Siccome le due nanogrid hanno un differente assorbimento, i prezzi finali risulteranno diversi. In particolare, si ha:

- Per la sala studio: 0.353 €/kWh
- Per la sala riunioni: 0.379 €/kWh

Per quanto riguarda i carichi, anch'essi hanno un prezzo, relativo all'offerta di acquisto. Con la previsione di dover fare alla fine un resoconto sui risultati, è stato assunto il costo di 1 €/kWh, mantenuto tale anche nelle successive configurazione studiate. È un valore relativamente alto, scelto in modo tale da non avere carichi che nelle fasi di clearing del mercato restassero fuori per via di un prezzo di acquisto troppo basso.

Con queste informazioni è stato possibile svolgere il mercato delle due nanogrid, ottenendo i risultati di seguito riportati.

Risultati dell'anno				
Nanogrid	Egen [kWh]	Eload [kWh]	Ricavi [€]	Costi [€]
1	0,00	2574,63	0,00	908,85
2	0,00	2204,30	0,00	835,43

Bilancio totale anno						
	Egen [kWh]	Eload [kWh]	Ricavi [€]	Costi [€]	Bilancio Energia[kWh]	Bilancio Economico[€]
Utenti	0,00	4778,93	0,00	1744,27	-4778,93	-1744,27
Distributore	4778,93	0,00	1744,27	0,00	4778,93	1744,27

Indici economici		
S ^D [€]	S ^G [€]	S ^S [€]
3034,66	0,00	3034,66

Tabella 5.2 Risultati del mercato delle due nanogrid nella Configurazione 1

Si osserva dalla tabella la presenza di tre differenti gruppi di risultati. Una prima parte indica per ogni nanogrid quanta energia è stata generata all'interno della sala, quanta è stata assorbita dal carico, e quanto queste quantità si sono tradotte in termini di ricavo e di costi. La seconda parte di tabella riporta le quantità totali di generazione e assorbimento, seguite dal ricavo e dalla spesa sull'intero anno. Infine, il terzo gruppo di risultati mostra gli indici economici, tra quali maggior attenzione verrà posta sul social surplus.

All'interno dei due moduli abitativi non c'è generazione locale e il prelievo avviene tutto da rete. Per questo ci sarà solamente una spesa da parte degli utilizzatori per acquistare il bene, e sarà il distributore il solo ad avere un ricavo. Lo si comprende bene osservando le colonne dei bilanci. Gli utenti hanno una mancanza di energia. Non avendo la possibilità di produzione all'interno del modulo, questo si traduce nell'esigenza di acquistarla al di fuori della nanogrid, comportando un esborso di denaro. Con il prezzo dell'energia utilizzato, all'interno della voce "costi" sarà già conteggiato, oltre alla componente direttamente legata all'energia, anche la quota fissa e le imposte dovute. Questa configurazione verrà presa come riferimento per permettere alla fine di questa analisi di poter fare dei confronti tra le differenti possibilità di configurazione.

5.3.2 Configurazione 2A

Il secondo scenario preso in considerazione rispecchia la naturale evoluzione di molti utenti connessi alla rete. È stato previsto di mantenere il contratto con il distributore, ma prevedendo per entrambi gli utenti un proprio impianto fotovoltaico. La presenza di generazione locale andrà in alcuni periodi ad alimentare il carico, limitando non solo il prelievo dalla rete, ma riducendo anche il costo dell'energia sfruttata. In altri momenti sarà la rete a dover intervenire, del tutto o in parte, per garantire l'equilibrio all'interno della nanogrid, laddove risultasse insufficiente la produzione fotovoltaica.

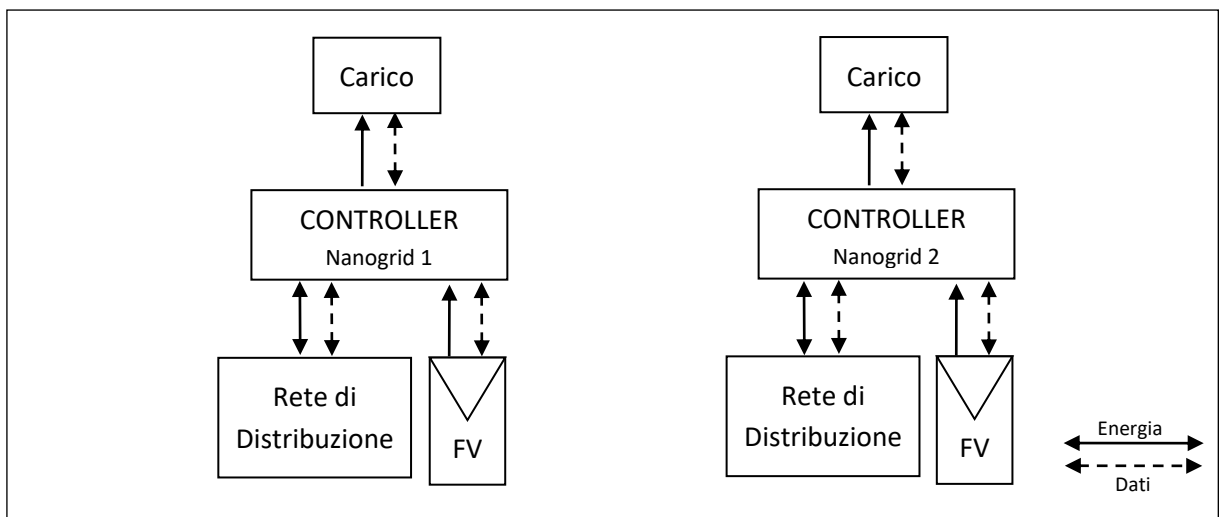


Figura 5.6 Schema per la Configurazione 2A: generazione locale e allacciamento a rete, senza interconnessione.

In questa condizione, la presenza dell'impianto fotovoltaico come generazione interna alla nanogrid comporta che l'analisi di mercato svolga in un primo momento un'analisi interna, in modo da sfruttare a pieno la potenza autoprodotta. Verrà quindi implementato il mercato al termine del quale risulteranno due importanti informazioni:

- il profilo aggiornato del carico, ossia il livello di potenza mancante a soddisfare l'utenza in ogni intervallo analizzato;
- l'aggiornamento dei dati relativi alla generazione, che indica la quota di produzione non sfruttata internamente alla nanogrid.

Queste saranno utilizzate come input per la seconda parte dell'analisi. Per quanto riguarda il carico rimanente, la potenza necessaria sarà fornita dal distributore. In questo modo tutto il carico risulta essere soddisfatto. Rimane la quota di fotovoltaico che apparentemente sembra inutilizzabile. In realtà il GSE per i contratti con gli utilizzatori che posseggono dei propri impianti di generazione, dà la possibilità di immettere in rete del tutto o in parte la quota prodotta. Questo avviene secondo un servizio definito di “scambio sul posto”.

SERVIZIO DI SCAMBIO SUL POSTO

Nei casi come questo in cui il contratto di fornitura di energia elettrica è affiancato da un impianto di generazione locale, è prevista la possibilità di usufruire dell'energia in eccesso ed immetterla sulla rete di distribuzione, sfruttando il servizio offerto dal Gestore dei Servizi Energetici GSE.

“Il servizio di Scambio sul Posto è una particolare forma di autoconsumo in sito che consente di compensare l'energia elettrica prodotta e immessa in rete in un certo momento con quella prelevata e consumata in un momento differente da quello in cui avviene la produzione. Nello Scambio sul Posto si utilizza quindi il sistema elettrico quale strumento per l'immagazzinamento virtuale dell'energia elettrica prodotta ma non contestualmente autoconsumata. Condizione necessaria per l'erogazione del servizio è la presenza di impianti per il consumo e per la produzione di energia elettrica sottesi a un unico punto di connessione con la rete pubblica” [13].

Per poter ottenere la possibilità di effettuare lo scambio sul posto, serve che siano verificate alcune condizioni:

- 1) l'utente dello scambio sul posto deve essere controparte del contratto di acquisto riferito all'energia elettrica prelevata sul punto di scambio;
- 2) la potenza complessivamente installata nell'ASSPC (Altro Sistema Semplice di Produzione e Consumo) da impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2007 è non superiore a 20 kW;
- 3) la potenza complessivamente installata nell'ASSPC da impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2014 è non superiore a 200 kW;
- 4) la potenza complessivamente installata nell'ASSPC da impianti di cogenerazione ad alto rendimento è non superiore a 200 kW;
- 5) la potenza degli impianti di produzione complessivamente installata nell'ASSPC è non superiore a 500 kW.

Nel rispetto della delibera 570/2012/R/efr e s.m.i., il GSE calcola il contributo in conto scambio C_s espresso in Euro, pari alla somma del:

- minor valore tra il termine C_{ei} e il termine O_e (quota energia);
- prodotto tra il termine CU_{sf} e l'energia elettrica scambiata E_s (quota servizi).

Il contributo in conto scambio C_s annuale è pari a:

$$C_s = \min[O_e; C_{ei}] + CU_{sf} \cdot E_s \quad (5.7)$$

Dove compaiono diversi termini:

- O_e : onere energia, calcolato come prodotto tra la quantità di energia elettrica prelevata e il Prezzo Unico Nazionale;
- C_{ei} : è il controvalore dell'energia elettrica immessa in rete;

- CU_{sf} : rappresenta il corrispettivo unitario di scambio forfettario per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili;
- E_s : energia elettrica scambiata, data dal valore minimo tra la quota di energia immessa e quella prelevata da rete in un anno.[13]

L'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) stabilisce dei corrispettivi minimi garantiti per impianti di produzione di energia elettrica fino a 1 MW alimentati da fonti rinnovabili. In base alla tipologia di impianto questo prezzo varia. Nell'appendice si trova la tabella riportante questi valori. Per un impianto fotovoltaico viene garantito, per l'anno 2017, che il prezzo minimo riconosciuto equivale a 0.039 €/kWh. [14]

Il programma in Matlab tiene conto della possibilità di immettere energia in rete, quando tra i generatori vi è la presenza del distributore. Per farlo, una volta giunto all'aggiornamento finale dei generatori locali, è prevista la vendita al distributore della produzione in eccesso, attribuendole un prezzo che è stato imposto pari al minimo garantito. Questo contributo entrerà a far parte dei ricavi degli utenti in possesso di generatori locali e sarà una voce di spesa per il distributore.

Serve inoltre definire quale prezzo associare all'energia assorbita da rete in questa condizione. Rispetto al caso precedente il prelievo sarà inferiore e, siccome il costo fisso verrà suddiviso sull'energia totale assorbita da rete, questo comporterà come risultato un prezzo superiore. In particolare, risulta essere di 0.825 €/kWh.

Risultati dell'anno				
Nanogrid	Egen [kWh]	Eload [kWh]	Ricavi [€]	Costi [€]
1	6398,46	2574,63	620,97	1042,34
2	4773,01	2204,30	536,34	875,01
Distributore	1287,81	7680,34	1062,44	302,40

Bilancio totale anno						
	Egen [kWh]	Eload [kWh]	Ricavi [€]	Costi [€]	Bilancio Energia[kWh]	Bilancio Economico[€]
Utenti	11171,47	4778,93	1157,31	1917,35	6392,54	-760,04
Distributore	1287,81	7680,34	1062,44	302,40	-6392,54	760,04

Indici economici		
S^D [€]	S^G [€]	S^S [€]
2861,58	608,24	3469,83

Tabella 5.3 Risultati del mercato nei due moduli abitativi per la Configurazione 2A

È possibile osservare il livello di produzione nell'arco dell'anno e la quota rilevante non direttamente utilizzata ma venduta in rete. Per gli utilizzatori, all'interno dei costi sono compresi due differenti contributi: uno dovuto alla potenza richiesta al distributore, e un secondo che rappresenta quanto pagato per il prelievo dall'impianto fotovoltaico. In realtà quella per l'energia fotovoltaica non è una vera e propria spesa che l'utente effettua: nasce dal fatto che è servito attribuire un prezzo anche alla generazione locale, per la quale è stato già pagato inizialmente per intero il costo di investimento per la sua realizzazione. Il vero indicatore dell'effettivo costo sostenuto dai partecipanti del mercato è rappresentato dall'indicazione del "bilancio economico" di Tabella 5.3.

5.3.3 Configurazione 2B

Si prevede a questo punto la creazione vera e propria della microgrid dei due moduli abitativi, andando a connettere insieme le due nanogrid, ognuna con il proprio contributo di generazione locale rappresentato dai moduli fotovoltaici e il proprio allacciamento alla rete. Questa modifica serve a capire se la presenza della linea comporta dei vantaggi.

Come si può osservare, la microgrid presenta non solo linee in grado di permettere passaggio di energia, ma anche la possibilità di avere un continuo scambio di informazioni tra tutte le varie componenti del sistema. È per questo motivo che come elemento centrale di ogni nanogrid è stato messo un controller: è la parte fondamentale. Serve a gestire e registrare tutto ciò che avviene nella propria zona, e inviare informazioni alle altre nanogrid vicine. Sulla base di questi dati saranno gestite tutte le interazioni che avvengono tra i due moduli abitativi.

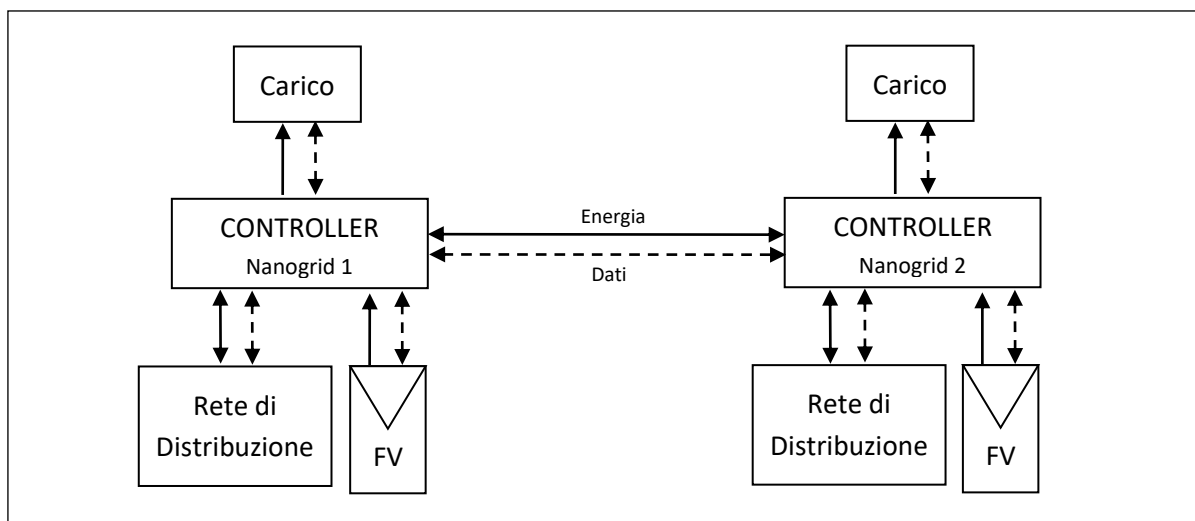


Figura 5.7 Struttura del sistema delle due nanogrid nella configurazione 2B, con interconnessione.

Si osservano due differenze rispetto alla Configurazione 1 di partenza:

- Presenza di generazione locale;
- Esistenza della linea di connessione.

Nei vari intervalli di tempo, il primo contributo che si cerca di sfruttare rimarrà sempre quello della generazione fotovoltaica per via del suo prezzo più basso rispetto alle altre offerte di vendita presenti. Nei periodi in cui questo apporto manca o risulta insufficiente, i livelli di carico aggiornati in seguito all'autoconsumo durante il mercato interno, saranno utilizzati per la seconda fase di mercato, fatto a livello dell'intera microgrid. Saranno possibili due azioni: la prima prevede di capire se nella sala adiacente si ha produzione in eccesso così da poterla recuperare; nel caso contrario l'unica alternativa rimasta è il prelievo dalla rete.

Risultati dell'anno				
Nanogrid	Egen [kWh]	Eload [kWh]	Ricavi [€]	Costi [€]
1	6398,46	2574,63	610,19	1026,81
2	4773,01	2204,30	508,59	825,72
Distributore	1250,71	7643,24	1031,83	298,09

Bilancio totale anno						
	Egen [kWh]	Eload [kWh]	Ricavi [€]	Costi [€]	Bilancio Energia[kWh]	Bilancio Economico[€]
Utenti	11171,47	4778,93	1118,78	1852,53	6392,54	-733,75
Distributore	1250,71	7643,24	1031,83	298,09	-6392,54	733,75

Indici economici		
S ^D [€]	S ^G [€]	S ^S [€]
2926,40	571,84	3498,24

Tabella 5.4 Risultati del mercato in Matlab della configurazione 2B: fotovoltaico, rete e interconnessione tra le nanogrid.

Come detto in precedenza, il costo fisso dei contratti per la fornitura elettrica incide molto sul costo finale, e lo si nota maggiormente se lo si incorpora nel prezzo dell'energia, trovando valori che si discostano molto dai 16 centesimi di euro indicati in bolletta sotto la voce "costo dell'energia".

Interessante è osservare in un caso come questo, dove i due moduli abitativi sono a distanza ridotta tra loro, quale sarebbe il beneficio apportato dall'avere un unico allacciamento alla rete elettrica. Il costo della componente energia risulterebbe invariato, ma il costo fisso sarebbe pagato una sola volta e verrebbe suddiviso tra le due nanogrid, portando sicuramente un vantaggio economico per gli utenti.

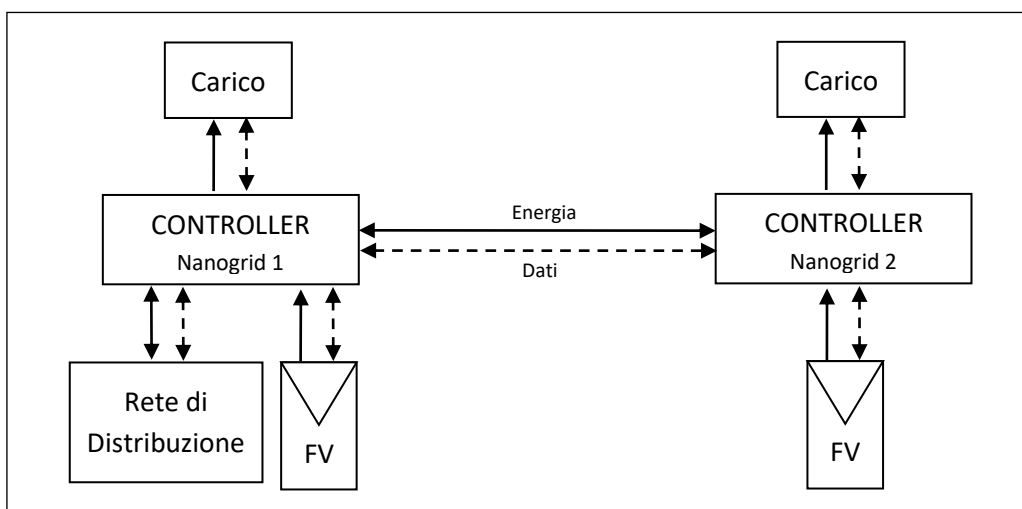


Figura 5.8 Schema relativo alla variante della configurazione 2B: un solo allacciamento alla rete

Risultati dell'anno				
Nanogrid	Egen [kWh]	Eload [kWh]	Ricavi [€]	Costi [€]
1	6398,46	2574,63	485,22	680,86
2	4773,01	2204,30	401,97	557,36
Distributore	1250,71	7643,24	649,12	298,09

Bilancio totale anno						
	Egen [kWh]	Eload [kWh]	Ricavi [€]	Costi [€]	Bilancio Energia[kWh]	Bilancio Economico[€]
Utenti	11171,47	4778,93	887,19	1238,22	6392,54	-351,03
Distributore	1250,71	7643,24	649,12	298,09	-6392,54	351,03

Indici economici		
S ^D [€]	S ^G [€]	S ^S [€]
3540,71	340,25	3880,96

Tabella 5.5 Risultati per lo scenario 2B, con UN SOLO allacciamento alla rete

L'aver dimezzato la quota fissa passando da 664€ del caso precedente a 332€, avendo sempre lo stesso livello di prelievo da rete, comporta una riduzione del prezzo dell'energia che in questa condizione risulta essere di 0.519 €/kWh. Questo si traduce in una generale diminuzione dei costi.

5.3.4 Configurazione 3

La rete elettrica di distribuzione non è la sola fonte di alimentazione possibile per affiancare i moduli fotovoltaici. Le alternative sono molteplici. In questo esempio viene presentato un caso in cui l'alimentazione ausiliaria proviene da un gruppo elettrogeno.

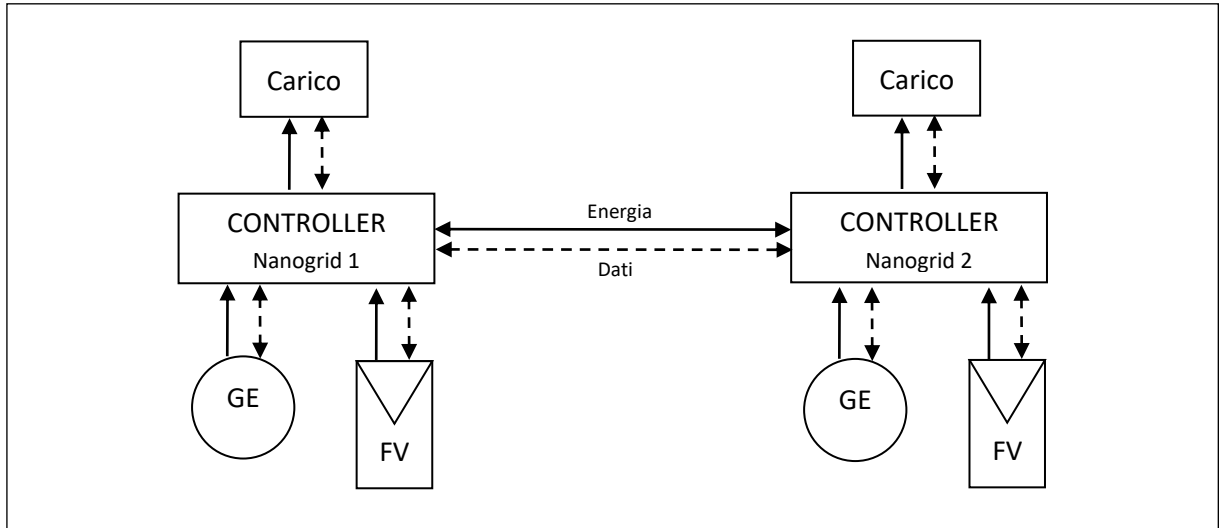


Figura 5.9 Schema per la Configurazione 3 in presenza di gruppi elettrogeni.

Il gruppo elettrogeno è molto usato, nei casi in cui non si ha la presenza di rete, per via del suo intervento tempestivo in mancanza di altre fonti come il fotovoltaico o l'accumulo. È costituito da un motore primo seguito da un generatore, e per funzionare effettua una conversione di energia, passando da termica in meccanica e successivamente da meccanica in elettrica. Le diverse tipologie cambiano a seconda del tipo di carburante che si utilizza, tipicamente diesel, gas e gpl.

Il prezzo dell'energia dipenderà dalla tipologia e dal tipo di combustibile utilizzato. Per questa analisi si è scelto come prezzo 0.45 €/kWh senza specificarne nel dettaglio le caratteristiche.

Risultati dell'anno				
Nanogrid	Egen [kWh]	Eload [kWh]	Ricavi [€]	Costi [€]
1	2574,63	2574,63	610,60	610,60
2	2204,30	2204,30	521,43	521,43

Bilancio totale anno						
	Egen [kWh]	Eload [kWh]	Ricavi [€]	Costi [€]	Bilancio Energia[kWh]	Bilancio Economico[€]
Utenti	4778,93	4778,93	1132,03	1132,03	0,00	0,00
Distributore	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Indici economici		
S ^D [€]	S ^G [€]	S ^S [€]
3646,90	305,85	3952,75

Tabella 5.6 Esito del mercato della Configurazione 3, con gruppi elettrogeni.

Mancando il collegamento alla rete, la riga della tabella relativa al distributore risulta vuota. Si osserva inoltre che i bilanci sono entrambi nulli: dipende dal fatto che tutto ciò che viene scambiato rimane all'interno della microgrid.

5.3.5 Configurazione 4

Si giunge ad analizzare lo schema dei due moduli abitativi analizzata nei primi capitoli, in cui la sola fonte di alimentazione è rappresentata dai moduli fotovoltaici, supportati dalla presenza di batterie per garantire l'accumulo. Le due zone rimangono connesse per consentire il mutuo scambio.

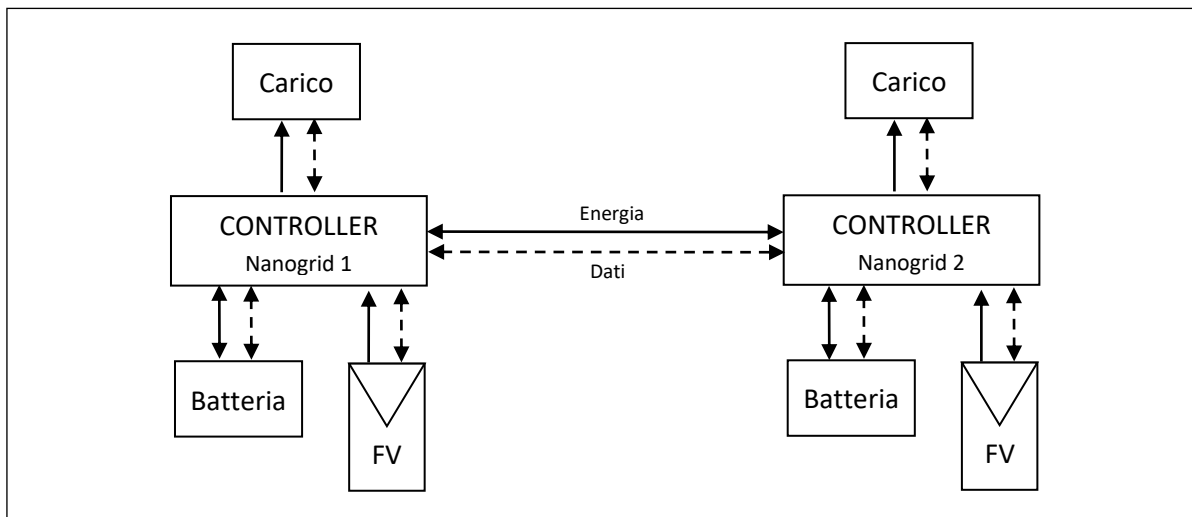


Figura 5.10 Schema relativo alla Configurazione 4: sistema autonomo dalla rete, con generazione locale e accumulo.

Come primo passo per cercare la soluzione all'interno di questa configurazione, erano già stati predisposti in fase di analisi della taglia delle batterie gli andamenti di potenza prodotta dai due impianti fotovoltaici e richiesta dai carichi. Questi, insieme alle informazioni riguardanti le batterie, sono stati utilizzati per l'iniziale soddisfacimento della domanda da parte delle fonti di energia all'interno della nanogrid. Terminata questa fase, in seguito all'aggiornamento dei generatori e dei carichi rimasti, sono state prese in considerazione le possibilità di scambio tra le sale.

GENNAIO	Gen_FV	Carico	Prelievo da FV	Aggiornam. FV	Aggiornam. Carico	Prelievo da Batt.	Carica Batteria	Ricarica Batt.	Aggiornam. FV	Aggiornam. Carico
Sala Studio							27,00			
Data e Ora	[W]	[W]	[Wh]	[Wh]	[Wh]	[Wh]	[kWh]	[Wh]	[Wh]	[Wh]
1/1/17 0:00	0,00	123,1	0,00	0,00	10,26	10,26	26,99	0,00	0,00	0,00
1/1/17 0:05	0,00	124,1	0,00	0,00	10,34	10,34	26,98	0,00	0,00	0,00
1/1/17 0:10	0,00	125,5	0,00	0,00	10,45	10,45	26,97	0,00	0,00	0,00
1/1/17 0:15	0,00	126,7	0,00	0,00	10,56	10,56	26,96	0,00	0,00	0,00
1/1/17 0:20	0,00	128,7	0,00	0,00	10,72	10,72	26,95	0,00	0,00	0,00
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
14/1/17 14:30	378	119,97	10,00	21,50	0,00	0,00	26,24	21,50	0,00	0,00
14/1/17 14:35	378	120,23	10,02	21,48	0,00	0,00	26,26	21,48	0,00	0,00
14/1/17 14:40	378	120,51	10,04	21,46	0,00	0,00	26,29	21,46	0,00	0,00
14/1/17 14:45	349,2	120,80	10,07	19,03	0,00	0,00	26,31	19,03	0,00	0,00
14/1/17 14:50	349,2	121,12	10,09	19,01	0,00	0,00	26,32	19,01	0,00	0,00
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
31/1/17 23:35	0,00	83,79	0,00	0,00	6,98	6,98	26,04	0,00	0,00	0,00
31/1/17 23:40	0,00	85,26	0,00	0,00	7,11	7,11	26,03	0,00	0,00	0,00

31/1/17 23:45	0,00	87,36	0,00	0,00	7,28	7,28	26,03	0,00	0,00	0,00
31/1/17 23:50	0,00	88,65	0,00	0,00	7,39	7,39	26,02	0,00	0,00	0,00
31/1/17 23:55	0,00	90,37	0,00	0,00	7,53	7,53	26,01	0,00	0,00	0,00
TOTALE	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]
	325,98	236,97	109,21	216,77	127,76	127,76	26,01	124,71	92,07	0,00

Tabella 5.7 Estratto del foglio Excel per il mese di gennaio nella sala studio

Tralasciando la prima colonna riportante i vari intervalli nell'arco del mese, le due colonne 'Gen_FV' e 'Carico' riportano gli scaglioni di potenza prodotta e di quella richiesta. Dal confronto tra le due si ricava 'Prelievo_FV', ossia si verifica se in quel dato intervallo la produzione fotovoltaica è sufficiente. In base all'esito del confronto, si ricavano la quinta e la sesta colonna aggiornando i valori. Rilevante è la colonna del carico aggiornato: è la quantità di energia che manca a soddisfare l'utilizzatore e che verrà, se possibile, assorbita dalla batteria. Per questo motivo, tra le colonne indicanti da una parte il prelievo da batteria e dall'altra la sua ricarica con l'eccesso di fotovoltaico, è riportata nell'ottava colonna la carica residua dell'accumulo. Questa non potrà superare il valore di piena carica e nemmeno scendere al di sotto del valore nullo. Terminata la fase di prelievo da batteria, si aggiorna nuovamente generazione e carico, costruendo le ultime due colonne.

Terminata l'analisi per ogni intervallo, è possibile ricavare la sommatoria al fondo di *Tabella 5.7*. Si presta particolare attenzione all'ultimo valore, relativo al carico residuo. Per il mese di gennaio, il carico risulta interamente servito, con un eccesso di produzione che è possibile destinare al resto della microgrid. Questo verifica il fatto che i moduli fotovoltaici, affiancati dalle batterie e con una adeguata gestione degli orari e delle disponibilità della sala, permettono il buon funzionamento del sistema. Gli stessi calcoli sono stati effettuati per ogni mese, e per entrambe le nanogrid.

Queste informazioni già a disposizione avrebbero permesso di replicare il meccanismo di mercato in quanto la struttura della rete è relativamente semplice, con soli due nodi, con i prezzi e le quantità note e costanti. Nonostante questo, per ottenere dei risultati accurati e per riuscire a calcolare gli indici economici in modo semplice ed automatico, si è utilizzato il programma sviluppato in Matlab.

I dati di ingresso per questa configurazione sono stati:

- 1) Nanogrid 1
 - Generazione fotovoltaica: prezzo di vendita 0.065 €/kWh
 - Batteria: capacità di 27 kWh, con costo dell'energia pari a 0.165 €/kWh
 - Carico: disposto a pagare un prezzo di 1 €/kWh
- 2) Nanogrid 2
 - Generazione fotovoltaica: prezzo di vendita 0.077 €/kWh
 - Batteria: capacità di 13.5 kWh, con costo dell'energia pari a 0.177 €/kWh
 - Carico: disposto a pagare un prezzo di 1 €/kWh
- 3) Linea di connessione: si ipotizza che non ci siano problemi di sovraccarico, non considerando perciò la presenza di possibili congestioni.

Questi valori, con le informazioni sulla potenza disponibile in ogni intervallo di tempo, danno la descrizione di come si presenta il sistema e consentono di giungere ai risultati desiderati riportati in *Tabella 5.8*. Si ricorda che all'interno della dicitura Egen, oltre alla diretta produzione del fotovoltaico, rientra anche l'energia prelevata da batteria in quanto nei periodi di prelievo l'accumulo viene visto proprio come un generatore. Discorso simile anche per il carico: oltre alla parte di consumo degli utilizzatori rientrano anche i kWh assorbiti dalla batteria nelle fasi di ricarica.

Risultati dell'anno				
Nanogrid	Egen [kWh]	Eload [kWh]	Ricavi [€]	Costi [€]
1	2916,18	2870,42	304,84	301,67
2	2281,23	2326,99	263,35	266,52

Bilancio totale anno						
	Egen [kWh]	Eload [kWh]	Ricavi [€]	Costi [€]	Bilancio Energia[kWh]	Bilancio Economico[€]
Utenti	5197,41	5197,41	568,19	568,19	0,00	0,00
Distributore	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Indici economici		
S^D [€]	S^G [€]	S^S [€]
4178,23	75,27	4253,50

Tabella 5.8 Risultati del mercato per la Configurazione 4: generazione distribuita, con accumulo e senza rete.

È possibile osservare che nella nanogrid n°1 la produzione eccede il valore indicato come carico di quella zona. Questo è spiegato dal fatto che la linea permette di sfruttare una quota di energia della sala studio per la sala riunioni. Nella seconda nanogrid il carico è superiore alla generazione, e la differenza è proprio l'eccesso di energia della sala studio. Le indicazioni del valore del ricavo e della spesa sono legate al fatto che ci saranno periodi in cui il prezzo è dato dal valore dell'energia fotovoltaica; in altri momenti dalle le batterie.

5.4 RACCOLTA DEI RISULTATI

Per poter definire quale tra le possibilità analizzate risulta essere la più vantaggiosa dal punto di vista economico, per quanto riguarda la gestione della microgrid di questi due moduli abitativi, è bene raccogliere tutte le informazioni ricavate dall'applicazione delle regole di mercato. Come prima cosa si vuole mettere a confronto i valori relativi ai ricavi e ai costi per ognuna delle sei configurazioni:

- Configurazione 1: Moduli indipendenti, connessi entrambi alla rete;
- Configurazione 2A: Nanogrid indipendenti, con generazione locale e connessi entrambi a rete;
- Configurazione 2B: Utenze interconnesse, con fotovoltaico e doppio allacciamento alla rete;
- Configurazione 2B.1: Variante della configurazione 2B, con unico allacciamento a rete;
- Configurazione 3: Moduli con impianto fotovoltaico e gruppo elettrogeno;
- Configurazione 4: Nanogrids con moduli fotovoltaici e accumulo con batterie.

Sono stati raccolti in due differenti grafici i bilanci economici prima per gli utenti della microgrid (*figura 5.11*) e dopo per il distributore del servizio elettrico (*figura 5.12*).

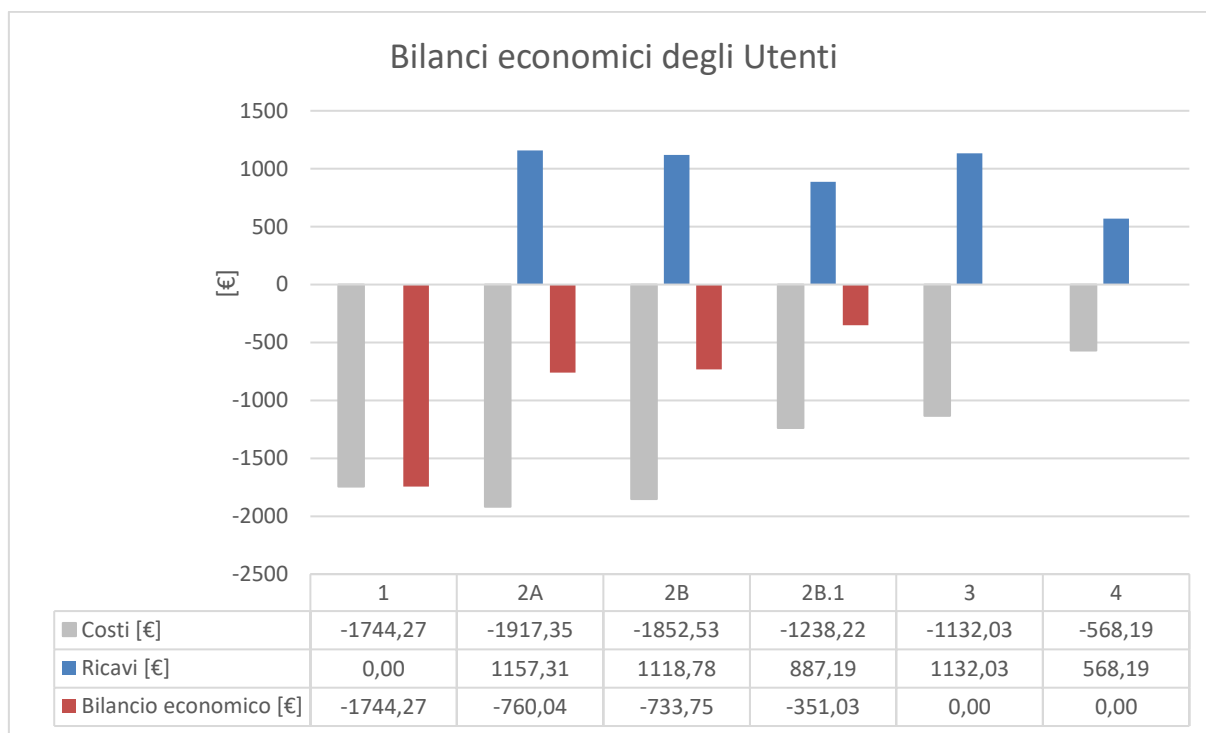


Figura 5.11 Riepilogo delle principali voci per il bilancio economico dei consumatori

Le prime due indicazioni riguardano i livelli di costo e di ricavo. Il ricavo è inteso come la somma che i produttori ottengono dalla vendita di energia, mentre vengono riportati nella voce “Costi” gli esborsi degli utenti dovuti all’acquisto di una certa quantità di energia. Si assume per questa ragione il segno positivo per i ricavi e negativo per i costi, in modo da rendere facilmente intuibile anche graficamente le somme entranti e uscenti.

L’attenzione va posta sull’indicazione del bilancio economico, vero indicatore della condizione economica in una data configurazione. Questo perché per poter gestire gli scambi con le leggi di mercato, sono stati attribuiti i prezzi di offerta a ogni forma di generazione. Prendendo come esempio la nanogrid n°1, per quanto riguarda la produzione fotovoltaica, il mercato interno cerca di massimizzarne l’autoconsumo. Quando la generazione locale alimenta il carico, la potenza verrà conteggiata come “generazione” per la nanogrid n°1 e il compenso rientrerà nella voce “ricavi”

considerando come prezzo 0.065 €/kWh (prezzo dell'energia per la sala studio). Allo stesso tempo però risulta che i carichi stanno comprando una medesima quantità e con lo stesso prezzo, ma il valore economico di questo scambio rientrerà questa volta sotto la voce "costi". Questo succede perché il generatore e il carico fanno capo allo stesso utente, un prosumer. Il bilancio economico di questo scambio è nullo. Infatti, nella realtà, un utente che assorbe dal proprio impianto di generazione non paga quell'energia, non ha costi, in quanto ha già compiuto l'intera spesa come investimento iniziale per la costruzione dell'impianto. In questo modo facendo il bilancio economico alla fine del mercato, il valore che ne risulterà, a seconda del segno positivo o negativo, sarà pari alla reale quantità di denaro che l'utente dovrà ricevere o pagare. Questa condizione la si può osservare nei casi 5 e 6 sopra riportati in cui l'energia necessaria alla microgrid arriva interamente dalla generazione locale interna alla micro-rete stessa.

Analizzando il diagramma di *figura5.11* si osserva che nella configurazione 1, l'utente ha solamente voci di costo. Questo perché assorbe interamente dalla rete e pagherà il distributore. I casi 2, 3 e 4 presentano invece un contributo di generazione locale, con la possibilità di vendere al distributore. Questo genera ricavi per gli utenti, che mantengono un bilancio totale negativo, ma si riduce di valore. Nei casi trattati, quando i due moduli non erano in grado di bilanciare il carico con la generazione fotovoltaica, la quota mancante era fornita dalla rete. Per questo motivo, un bilancio negativo per l'utente si traduce in un valore positivo per il distributore. Lo si osserva mettendo a confronto i valori di *figura5.11* con i risultati dei bilanci economici per il distributore di *figura5.12*.

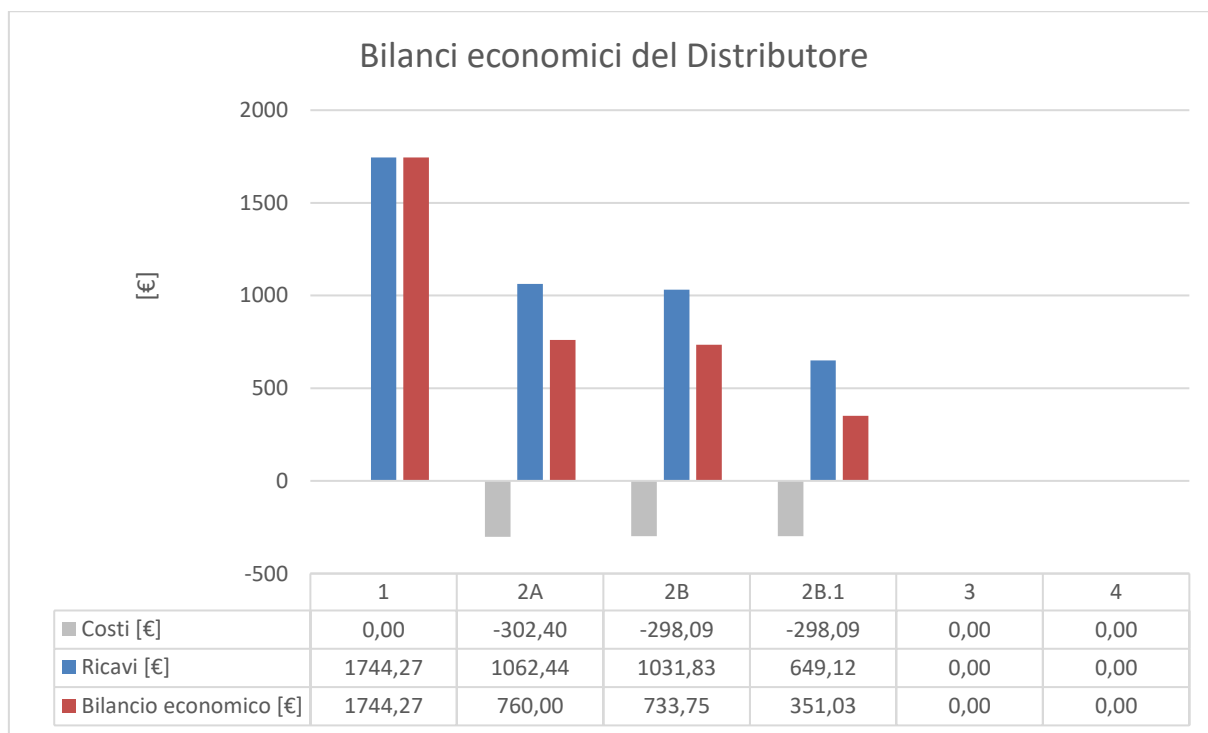


Figura 5.12 Bilanci economici del Distributore

Le ultime due configurazioni sono relative ad una condizione di funzionamento in isola. Per questo motivo tutti i valori per il distributore risultano essere nulli.

Un secondo aspetto da analizzare è la variazione di questo bilancio economico al variare della configurazione. Partendo dalla condizione tipica di un utente connesso a rete con il proprio contratto, si osserva un miglioramento delle condizioni con l'aggiunta del fotovoltaico, il quale riduce il prelievo dalla rete e allo stesso tempo cede la produzione in eccesso.

Il secondo passo è stato connettere insieme i due moduli abitativi per consentire scambio di energia. Il miglioramento in questo caso è stato più contenuto. Il motivo è dato dal fatto che le due nanogrid presentano condizioni di carico e di generazione molto simili; significa che quando la produzione locale è ridotta, lo sarà per entrambe. Questo ha limitato la possibilità di mettere bene in evidenza il miglioramento che una connessione, in grado di consentire un maggior sfruttamento dell'energia interna prodotta, può comportare in termini di risparmio economico.

Come ricordato nei capitoli precedenti, la valutazione dei risultati raggiunti in seguito alla ricerca di una condizione di equilibrio del mercato viene effettuata sulla base degli indici economici. Sono tre ed indicano i benefici ottenuti dai consumatori, dai produttori e dalla società, in relazione all'esito del clearing del mercato. Lo scopo del mercato è quello di ottenere il massimo social surplus possibile.

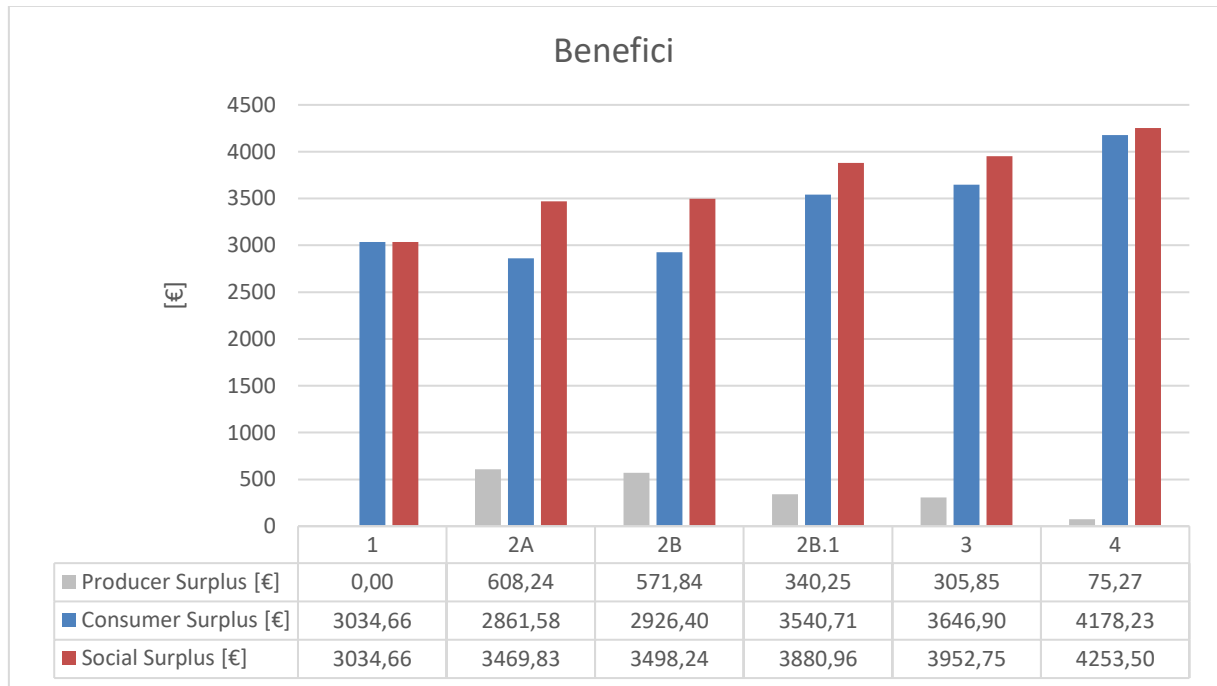


Figura 5.13 Indici economici a confronto per le sei configurazioni

Osservando l'ultima riga della tabella riassuntiva di *figura 5.13*, si denota che i vari cambiamenti apportati alle configurazioni hanno reso possibile l'incremento del social surplus ad ogni variazione dell'alimentazione. È interessante notare che la condizione dei due moduli abitativi funzionanti in isola con gruppi elettrogeni si presenti come una condizione migliore sia per quanto riguarda i costi sia per il social surplus prodotto rispetto ad una condizione di collegamento a rete. Questo lo si deve al fatto che avere una connessione alla rete di distribuzione implica un costo fisso elevato, molto sfavorevole soprattutto in casi come questi dove l'assorbimento risulta nel complesso limitato.

Quello che si può sostenere è che la creazione della microgrid con i due moduli abitativi come immaginata all'inizio del presente lavoro, con la generazione locale ad opera dell'impianto fotovoltaico e l'utilizzo delle batterie per l'accumulo dell'energia, è la condizione più favorevole anche dal punto di vista economico.

6 CONCLUSIONI

La parte fondamentale di questo studio ha riguardato la valutazione dal punto di vista della convenienza economica di differenti possibilità di alimentazione di una micro-rete, composta da due moduli abitativi interconnessi che saranno installati in una delle aree verdi del Politecnico.

Per poter arrivare a compiere le dovute valutazioni, è stato necessario partire da un lavoro preliminare di censimento dei carichi elettrici previsti all'interno dei due locali, in cui si realizzeranno una sala studio ed una sala riunioni. Calcoli illuminotecnici e ipotesi sui possibili assorbimenti presenti, hanno permesso di ricavare i profili di potenza richiesta. Per la parte di generazione locale, si installeranno moduli fotovoltaici sul tetto dell'edificio, suddivisi in due gruppi, ognuno per la propria nanogrid di appartenenza. La proposta iniziale prevedeva generazione fotovoltaica affiancata da batterie. Il loro dimensionamento è stato oggetto di uno dei capitoli di questo lavoro di tesi. La scelta della taglia dell'accumulo è stato un compromesso tra l'investimento per l'acquisto delle batterie e la necessità di ridurre il servizio delle due sale durante i mesi invernali. A questo punto sono risultate note tutte le componenti in gioco nel sistema dei due moduli abitativi. È possibile definire queste due strutture interconnesse come una microgrid, per via del continuo scambio di informazioni tra i controller delle due sale. Sarà proprio questa rete di dati a permettere la gestione dell'intera struttura, mettendo insieme non solo informazioni in tempo reale sulle condizioni di generazione e consumo, ma potendo fare previsioni sulla base, ad esempio, delle condizioni meteorologiche.

È stato necessario definire delle modalità di scambio energetico all'interno della micro-rete. A questo scopo sono state adottate le stesse regole del mercato elettrico italiano, in modo da rendere i controller delle nanogrid capaci di gestire la microgrid in modo automatico. Sono stati utilizzati i meccanismi tipici dal mercato di tipo pool, con cui tutti gli operatori della rete trasmettono i propri dati al fine di creare un unico sistema di scambi. Il meccanismo sarà legato alle curve di offerta dei carichi e dei generatori. Un primo mercato si svolge a livello delle nanogrid per permettere l'autoconsumo. La seconda fase invece prevede di mettere a disposizione l'energia in eccesso agli altri utenti o in alternativa immetterla sulla rete. L'attribuzione dei prezzi di acquisto e vendita dell'energia elettrica è stata necessaria per permettere lo svolgimento del mercato. I prezzi di vendita sono stati ricavati in modo tale che i profitti generati nell'arco di vita utile fossero pari all'investimento iniziale. Questo è stato fatto sia per il sistema fotovoltaico che per le batterie. Per i carichi invece sono stati considerati come rigidi, ossia sempre alimentati, con un prezzo sufficientemente alto per non rischiare di farli rimanere fuori dal mercato.

Definite tutte le informazioni necessarie, sono state analizzate sei possibili configurazioni per alimentare i due moduli abitativi, partendo da una condizione classica di allacciamento alla rete di distribuzione, aggiungendo per primo l'impianto di generazione locale e prevedendo poi l'interconnessione tra le due nanogrid, fino ad arrivare ad esaminare una condizione di funzionamento in isola, mantenuto con impianto fotovoltaico e batterie. Quest'ultima si è rivelata la scelta migliore non solo dal punto di vista dell'innovazione, ma soprattutto sotto il lato economico, riducendo a meno di un terzo il costo per gli utenti rispetto al caso di normale allacciamento a rete. Fino a una decina di anni fa i prezzi elevati per le batterie rendevano i sistemi come questo poco convenienti. Il dimezzamento dei costi per gli accumulatori ha reso il costo dell'energia immagazzinata molto competitivo.

In una condizione reale, se il mercato lo permette, la tendenza è quella di ricercare non solo il rientro del capitale investito, ma di avere il maggiore vantaggio economico possibile dal proprio impianto di generazione. Per questo è possibile che alcuni utenti, che si trovano in una condizione favorevole dal punto di vista del mercato e dei suoi scambi, possano apportare modifiche alla rete ad esempio con creazione di nuove linee o di incremento della generazione e dell'accumulo. Questo creerebbe un'economia all'interno della micro-rete, portando ad una naturale evoluzione ed espansione del sistema sotto criteri di convenienza economica per gli utenti. Parlando di funzionamento in isola, è stato fatto cenno al fatto che possono essere utili laddove manchino ancora le adeguate infrastrutture. Questo potrebbe essere un modo di le basi per la nascita di una rete in quelle zone dove ancora una vera e propria rete elettrica non esiste.

Merita un commento anche il risultato del confronto tra una condizione di allacciamento alla rete e, a pari carico, una microgrid operante in isola con gruppi elettrogeni. In entrambi i casi la fonte principale sono i moduli fotovoltaici. Ciò che si osserva è la convenienza economica registrata nel secondo caso. Questo fa riflettere sulla grande incidenza che hanno i costi fissi legati al contratto con la rete di distribuzione, dove in una condizione come questa, possono indirizzare la scelta dell'utente verso una soluzione sì più conveniente dal punto di vista economico, ma maggiormente gravosa per ad esempio per l'ambientale.

BIBLIOGRAFIA

- [1] G. Chicco, “Lezioni di Distribuzione e Utilizzazione dell’energia elettrica”, *Dipartimento di Energia, Politecnico di Torino*, 2012
- [2] Terna.it, “Allegato A70 del Codice di Rete”
- [3] CEI, “Norma CEI 0-16”
- [4] CEI, “Norma CEI 0-21”
- [5] P. Di Leo, R. Napoli, “Lezioni di Principi di Illuminotecnica”, *Dipartimento di Energia, Politecnico di Torino*, 2014
- [6] Norma “UNI EN 12464-1”
- [7] www.3Filippi.it
- [8] www.istat.it
- [9] www.meteomin.it/Statistiche
- [10] P. Di Leo, F. Spertino, “Lezioni di Criteri per la Progettazione di Impianti Fotovoltaici”, *Dipartimento di Energia, Politecnico di Torino*, 2014
- [11] www.pvgis.it
- [12] E. Bompard, “Lezioni di Economia e Gestione competitiva dei Sistemi Elettrici”, *Dipartimento di Energia, Politecnico di Torino*, 2014
- [13] www.gse.it/fotovoltaico/scambio-sul-posto
- [14] www.arera.it (Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente)

INDICE DELLE FIGURE

<i>Figura 1.1 Area in cui sarà posizionata la struttura</i>	<i>5</i>
<i>Figura 1.2 Struttura in cui saranno realizzate le due sale.</i>	<i>5</i>
<i>Figura 1.3 Planimetria riportante le quote principali (in cm), il muro di separazione e la posizione degli infissi.</i>	<i>6</i>
<i>Figura 2.1 Rendering 3D creato da DiaLux per la sala studio, con il contributo di illuminazione di luce naturale e artificiale</i>	<i>12</i>
<i>Figura 2.2 Potenza assorbita dall'illuminazione in un giorno di gennaio in condizioni di cielo sereno (sinistra) e coperto.</i>	<i>13</i>
<i>Figura 2.3 Assorbimento della pompa di calore in una giornata media del mese di gennaio</i>	<i>14</i>
<i>Figura 2.4 Andamenti medi di potenza della pompa di calore nei giorni di apertura (sinistra) e in quelli di chiusura (destra) del mese di gennaio</i>	<i>14</i>
<i>Figura 2.5 Assorbimento della pompa di calore a luglio. A sinistra un giorno in settimana; sulla destra un giorno festivo.</i>	<i>15</i>
<i>Figura 2.6 Profili della potenza totale assorbita dai carichi elettrici della sala studio. Esempio del mese di gennaio</i>	<i>15</i>
<i>Figura 2.7 Rendering 3D della sala riunioni, con lampade accese e luce naturale (DiaLux)</i>	<i>16</i>
<i>Figura 2.8 Potenza assorbita dall'illuminazione in un giorno di cielo sereno (sinistra) e in uno a cielo coperto (destra)</i>	<i>17</i>
<i>Figura 2.9 Assorbimento giornaliero medio della pompa di calore della sala riunioni</i>	<i>17</i>
<i>Figura 2.10 Potenza media della pompa di calore in un giorno di gennaio durante la settimana (sinistra) e uno del week end.</i>	<i>18</i>
<i>Figura 2.11 Potenza della pompa di calore di un giorno medio di luglio</i>	<i>18</i>
<i>Figura 2.12 Potenza di un giorno infrasettimanale (sinistra) e uno del weekend per il mese di luglio</i>	<i>18</i>
<i>Figura 2.13 Potenza totale assorbita dalla sala riunioni, esempio per il mese di gennaio</i>	<i>19</i>
<i>Figura 3.1 Stime della producibilità mensile di un impianto FV da 1 kWp sito a Torino, orientato a sud.</i>	<i>21</i>
<i>Figura 3.2 Dati di irradianza prodotti da PVGIS per il mese di gennaio. Moduli rivolti a sud.</i>	<i>23</i>
<i>Figura 3.3 Potenza prodotta dall'impianto della sala studio in un giorno di gennaio, basandosi sull'irradianza globale.</i>	<i>24</i>
<i>Figura 3.4 Potenza giornaliera prodotta dall'impianto della sala riunioni, utilizzando l'irradianza globale, nel mese di gennaio.</i>	<i>24</i>
<i>Figura 3.5 Potenza prodotta a giugno da un impianto fotovoltaico da 3.6kWp al variare dell'orientamento dei moduli</i>	<i>26</i>
<i>Figura 3.6 Andamento della potenza prodotta riportata ad intervalli di 15min (rosso) e 5min (blu). Mese di gennaio</i>	<i>29</i>
<i>Figura 3.7 Profili di potenza della sala studio in un giorno di gennaio a cielo sereno</i>	<i>29</i>
<i>Figura 3.8 Profili di potenza della sala studio in un giorno di gennaio con cielo coperto</i>	<i>30</i>
<i>Figura 3.9 Profili di potenza della sala studio in un giorno di giugno con cielo sereno</i>	<i>30</i>
<i>Figura 3.10 Profili di potenza del mese di giugno a cielo coperto (sala studio)</i>	<i>31</i>
<i>Figura 3.11 Potenza prodotta e assorbita nella sala riunioni a gennaio in un giorno a cielo sereno .</i>	<i>31</i>
<i>Figura 3.12 Potenza prodotta e assorbita in un giorno a cielo coperto di gennaio nella sala riunioni</i>	<i>32</i>
<i>Figura 3.13 Potenze della sala riunioni nel mese di giugno, cielo sereno</i>	<i>32</i>

<i>Figura 3.14 Profili di potenza della sala riunioni nel mese di giugno, cielo coperto</i>	<i>32</i>
<i>Figura 4.1 Configurazione del sistema di accumulo lato produzione monodirezionale</i>	<i>33</i>
<i>Figura 4.2 Configurazione del sistema di accumulo lato produzione bidirezionale</i>	<i>33</i>
<i>Figura 4.3 Configurazione del sistema di accumulo post-produzione bidirezionale</i>	<i>34</i>
<i>Figura 4.4 Struttura semplificata delle nanogrid, con l'aggiunta dell'accumulo</i>	<i>35</i>
<i>Figura 4.5 Energia assorbita in media nell'arco della giornata in sala studio (gennaio)</i>	<i>36</i>
<i>Figura 4.6 Profilo di energia assorbita dalla sala riunioni a gennaio</i>	<i>41</i>
<i>Figura 4.7 Schema riportante la scelta della taglia delle batterie (SCENARIO C).....</i>	<i>53</i>
<i>Figura 5.1 Esempi di curve di offerta a comprare di due utilizzatori.....</i>	<i>57</i>
<i>Figura 5.2 Esempio di curve di offerta a vendere di due generatori</i>	<i>57</i>
<i>Figura 5.3 Esempio di aggregazione delle curve di offerta a vendere e a comprare relative agli esempi di figura 5.1 e 5.2</i>	<i>57</i>
<i>Figura 5.4 Esempio grafico riportante gli indici economici ricavati come aree del grafico.....</i>	<i>59</i>
<i>Figura 5.5 Schema della configurazione 1: due allacciamenti a rete, nanogrid separate</i>	<i>64</i>
<i>Figura 5.6 Schema per la Configurazione 2A: generazione locale e allacciamento a rete, senza interconnessione.</i>	<i>67</i>
<i>Figura 5.7 Struttura del sistema delle due nanogrid nella configurazione 2B, con interconnessione.</i>	<i>70</i>
<i>Figura 5.8 Schema relativo alla variante della configurazione 2B: un solo allacciamento alla rete...</i>	<i>71</i>
<i>Figura 5.9 Schema per la Configurazione 3 in presenza di gruppi elettrogeni.</i>	<i>72</i>
<i>Figura 5.10 Schema relativo alla Configurazione 4: sistema autonomo dalla rete, con generazione locale e accumulo.</i>	<i>73</i>
<i>Figura 5.11 Riepilogo delle principali voci per il bilancio economico dei consumatori</i>	<i>76</i>
<i>Figura 5.12 Bilanci economici del Distributore</i>	<i>77</i>
<i>Figura 5.13 Indici economici a confronto per le sei configurazioni</i>	<i>78</i>

INDICE DELLE TABELLE

<i>Tabella 2.2 Estratto delle tabelle del coefficiente di utilizzazione della lampada "3F Canada LED 2x12W 2MG"</i>	<i>11</i>
<i>Tabella 3.1 Valori di irradianza e relativa energia prodotta dai moduli dell'impianto della sala riunioni. Mese di gennaio.</i>	<i>25</i>
<i>Tabella 3.2 Produzione media annua di un impianto da 3.6 kW rivolto a sud presso il Politecnico di Torino (fonte PVGIS)</i>	<i>27</i>
<i>Tabella 3.3 Costo medio dell'energia prodotta dal fotovoltaico (sala studio)</i>	<i>27</i>
<i>Tabella 3.4 Produzione annua di un impianto composto da 1.8kW orientati a est e 1.8kW a ovest, installati a Torino</i>	<i>28</i>
<i>Tabella 3.5 Costo medio dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico della sala riunioni</i>	<i>28</i>
<i>Tabella 4.1 Bilancio energetico approssimativo del mese di gennaio per la sala studio</i>	<i>37</i>
<i>Tabella 4.2 Bilancio energetico settimanale, con cielo coperto, per il mese di gennaio</i>	<i>37</i>
<i>Tabella 4.3 Valori, ad intervalli di 15 minuti, di potenza ed energia dell'impianto fotovoltaico da 3.6kW (sud) a gennaio</i>	<i>39</i>
<i>Tabella 4.4 Bilancio di energia con l'ipotesi di tutta la settimana, compreso il week end, a cielo coperto (gennaio)</i>	<i>39</i>
<i>Tabella 4.5 Bilancio di energia con l'ipotesi di sette giorni consecutivi a cielo sereno per il mese di gennaio</i>	<i>39</i>
<i>Tabella 4.6 Bilancio energetico di una settimana di gennaio con cinque giorni di cielo coperto seguiti da weekend a cielo sereno</i>	<i>40</i>
<i>Tabella 4.7 Bilanci di energia in [kWh] della sala studio per i dodici mesi dell'anno, con la settimana di 5 giorni a cielo coperto seguiti dal weekend a ciel sereno</i>	<i>40</i>
<i>Tabella 4.8 Bilancio energetico del mese di gennaio per la sala riunioni utilizzando un giorno medio.</i>	<i>41</i>
<i>Tabella 4.9 Bilancio energetico di una settimana del mese di gennaio (sala riunioni)</i>	<i>42</i>
<i>Tabella 4.10 Bilancio energetico della sala riunioni per una settimana del mese di gennaio con cielo coperto</i>	<i>42</i>
<i>Tabella 4.11 Bilancio di una settimana a cielo sereno per la sala riunioni (gennaio)</i>	<i>42</i>
<i>Tabella 4.12 Bilancio dell'energia di una settimana di cielo coperto con il weekend sereno, nel mese di gennaio (sala riunioni)</i>	<i>42</i>
<i>Tabella 4.13 Bilanci in kWh per il mese di gennaio nella sala riunioni in condizioni di cinque giorni di cielo coperto e due sereno</i>	<i>43</i>
<i>Tabella 4.14 Ripartizione dei giorni a cielo coperto nel mese di gennaio, valida per entrambe le sale.</i>	<i>44</i>
<i>Tabella 4.15 Estratto del foglio di calcolo Excel per l'andamento della carica della batteria nel mese di gennaio per la sala studio.</i>	<i>45</i>
<i>Tabella 4.16 Riepilogo risultati del foglio di calcolo Excel per la carica del mese di gennaio (sala studio)</i>	<i>45</i>
<i>Tabella 4.17 Gestione del numero di posti e dell'orario di apertura della sala studio per il mese di gennaio (SCENARIO A)</i>	<i>46</i>
<i>Tabella 4.18 Valori aggiornati, per il mese di gennaio, dopo la riduzione dell'orario di apertura della sala studio.</i>	<i>46</i>

<i>Tabella 4.19 Risultati della sala studio per lo SCENARIO A, riportanti quantità di energia in gioco e un'ipotetica gestione delle postazioni garantite.</i>	47
<i>Tabella 4.20 Risultati della sala riunioni per il SCENARIO A, indicanti le quote di energia nei diversi mesi e riportanti le ipotesi di gestione delle postazioni garantite.</i>	48
<i>Tabella 4.21 Raccolta risultati per la sala studio nello SCENARIO B, indicanti le quote di energia nei diversi mesi e riportanti le ipotesi di gestione delle postazioni garantite.</i>	50
<i>Tabella 4.22 Risultati per la sala riunioni nello SCENARIO B, indicanti le quote di energia nei diversi mesi e riportanti le ipotesi di gestione delle postazioni garantite.</i>	51
<i>Tabella 4.23 Risultati per la sala riunioni nello SCENARIO C, con le quote di energia nei diversi mesi e le ipotesi di gestione delle postazioni garantite.</i>	52
<i>Tabella 5.1 Estratto del foglio Excel per la Configurazione 1, nel mese di gennaio</i>	65
<i>Tabella 5.2 Risultati del mercato delle due nanogrid nella Configurazione 1</i>	66
<i>Tabella 5.3 Risultati del mercato nei due moduli abitativi per la Configurazione 2A</i>	69
<i>Tabella 5.4 Risultati del mercato in Matlab della configurazione 2B: fotovoltaico, rete e interconnessione tra le nanogrid.</i>	71
<i>Tabella 5.5 Risultati per lo scenario 2B, con UN SOLO allacciamento alla rete</i>	71
<i>Tabella 5.6 Esito del mercato della Configurazione 3, con gruppi elettrogeni.</i>	72
<i>Tabella 5.7 Estratto del foglio Excel per il mese di gennaio nella sala studio</i>	74
<i>Tabella 5.8 Risultati del mercato per la Configurazione 4: generazione distribuita, con accumulo e senza rete.</i>	75

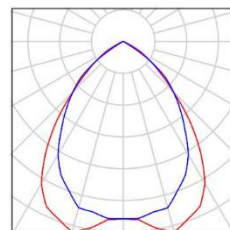
APPENDICE A: CALCOLO ILLUMINOTECNICO – DIALUX

Viene riportato un esempio di risultato fornito dal programma Dialux

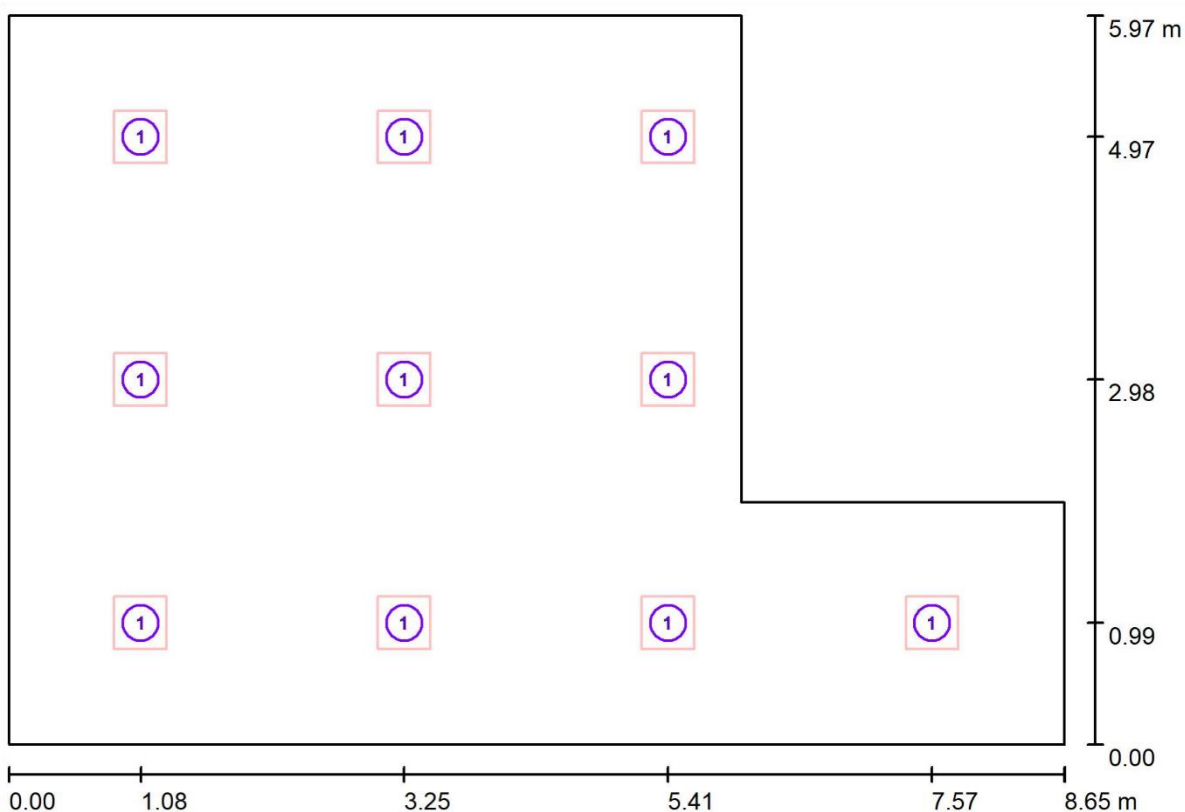
Progetto Sala Studio

Lampade utilizzate

10 Pezzo 3F Filippi 164732 3F Canda LED 2x12W 2MG
430x430
Articolo No.: 164732
Flusso luminoso (Lampada): 3173 lm
Flusso luminoso (Lampadine): 3181 lm
Potenza lampade: 30.0 W
Classificazione lampade secondo CIE: 100
CIE Flux Code: 74 98 100 100 100 Dotazione: 1 x 12W LED/840 (Fattore di correzione 1.000).



Lampade (planimetria)



Scala 1 : 62

Distinta lampade

No.	Pezzo	Denominazione
1	10	3F Filippi 164732 3F Canda LED 2x12W 2MG 430x430

Messa in funzione gruppi di controllo

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
I	/	/ 100 %	/		/	/ 100 %	100 %	/	/ 0 %		
II	/	/ 100 %	/		/	/ 100 %	100 %	/	/ 0 %		
III	/	/ 100 %	/		/	/ 100 %	100 %	/	/ 0 %		
IV	/	/ 100 %	/		/	/ 100 %	100 %	/	/ 0 %		
V	/	/ 100 %	/		/	/ 100 %	100 %	/	/ 0 %		
VI	/	/ 100 %	/ 100 %	/ 100 %	100 %	100 %	/	/ 0 %			
VII	/	/	/		/	/	/ 100 %	100 %	/	/ 0 %	
VIII	/	/	/		/	/	/ 100 %	100 %	/	/ 0 %	
IX	/ 100 %	100 %	/ 100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	/ 0 %		
X	/ 100 %	100 %	/ 100 %	/ 100 %	100 %	100 %	100 %	/ 0 %			
XI	/	/ 100 %	/		/	/ 100 %	100 %	/	/ 0 %		
XII	/	/ 100 %	/		/	/ 100 %	100 %	100 %	/ 0 %		
XIII	/	/ 100 %	/ 100 %	/ 100 %	100 %	100 %	100 %	/ 0 %			
XIV	/	/ 100 %	/ 100 %	/ 100 %	100 %	100 %	100 %	/ 0 %			
XV	/	/ 100 %	/ 100 %	/ 100 %	100 %	100 %	100 %	/ 0 %			

Scena luce 10.30 cielo sereno / Risultati illuminotecnici

Flusso luminoso sferico: 9520 lm

Potenza totale: 90.0 W

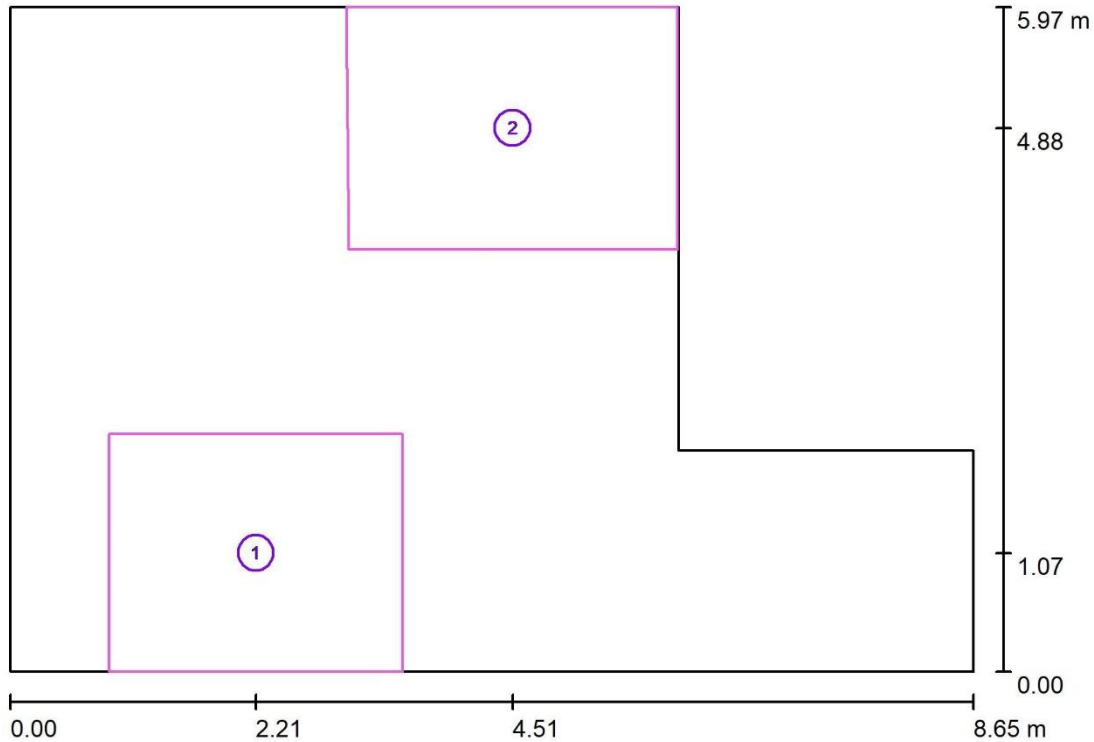
Fattore di manutenzione: 0.80

Zona margine: 0.000 m

Superficie	Illuminamenti medi [lx]			Coefficiente di riflessione [%]	Luminanza medio [cd/m²]
	diretto	indiretto	totale		
Superficie utile	559	197	756	/	/
Superficie di calcolo 3	621	207	828	/	/
Superficie di calcolo 4	291	196	486	/	/
Pavimento	498	186	685	52	113
Soffitto	0.00	279	279	70	62
Parete 1	169	303	472	52	78
Parete 2	282	289	571	52	94
Parete 3	431	288	718	52	119
Parete 4	243	207	450	52	74

Parete 5	184	188	372	52	61
Parete 6	56	227	284	52	47
Regolarità sulla superficie utile					
E_{min} / E_m : 0.211 (1:5)					
E_{min} / E_{max} : 0.014 (1:73)					
Potenza allacciata specifica: $2.19 \text{ W/m}^2 = 0.29 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 41.13 m^2)					

Scena luce 10.30 cielo sereno / Superfici di calcolo (panoramica risultati)



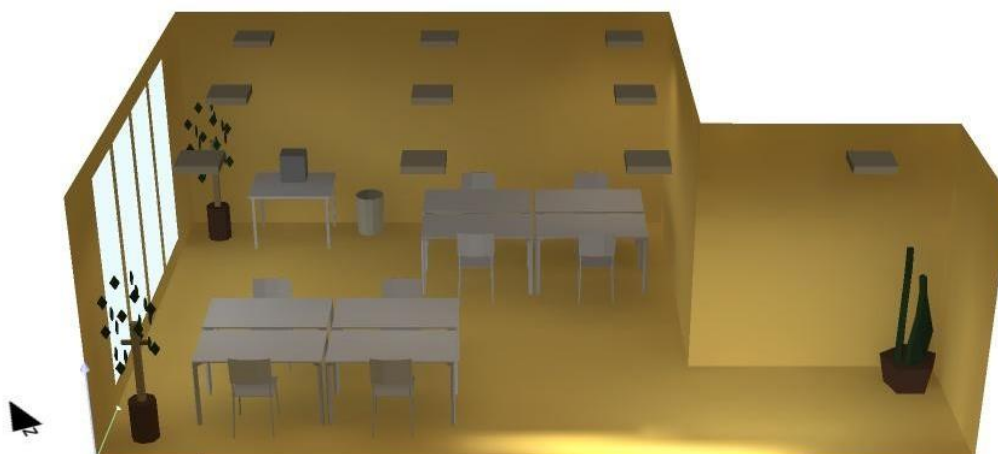
Scala 1 : 68

Elenco superfici di calcolo		Tipo	Reticolo	E_m [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_m	E_{min} / E_{max}
No.	Denominazione							
1	Superficie di calcolo 3	perpendicolare	128 x 128	828	531	1195	0.641	0.444
		perpendicolare	128 x 128	486	260	699	0.534	0.372
2	Superficie di calcolo 4							

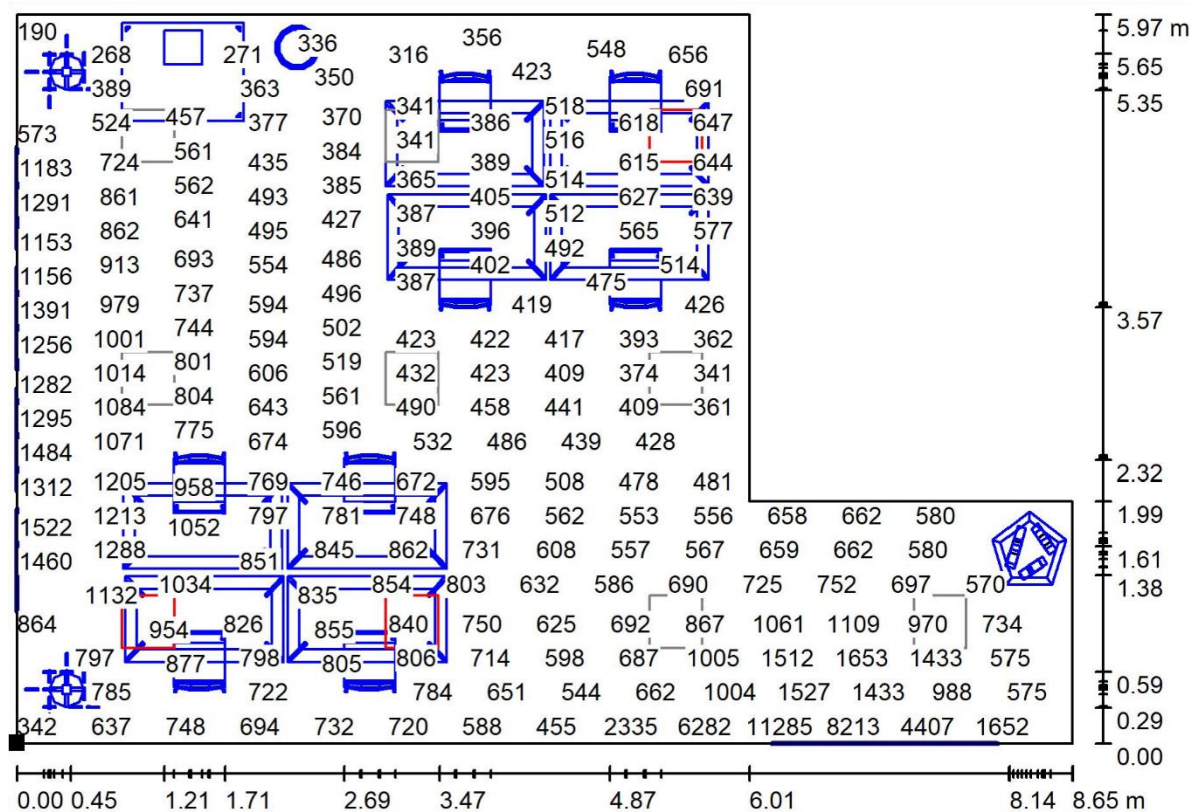
Riepilogo dei risultati

Tipo	Numero	MedioMin [lx]	Max [lx]	E_{min} / E_m	E_{min} / E_{max}
perpendicolare	2	260	1195	0.40	0

Rendering 3D



Scena luce 10.30 cielo sereno / Superficie utile / Grafica dei valori (E)



Posizione della superficie nel locale:

Punto contrassegnato:

E_m [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_m	E_{min} / E_{max}
756	160	11581	0.211	0.014

Scena luce 11.30 c.serenio / Risultati illuminotecnici

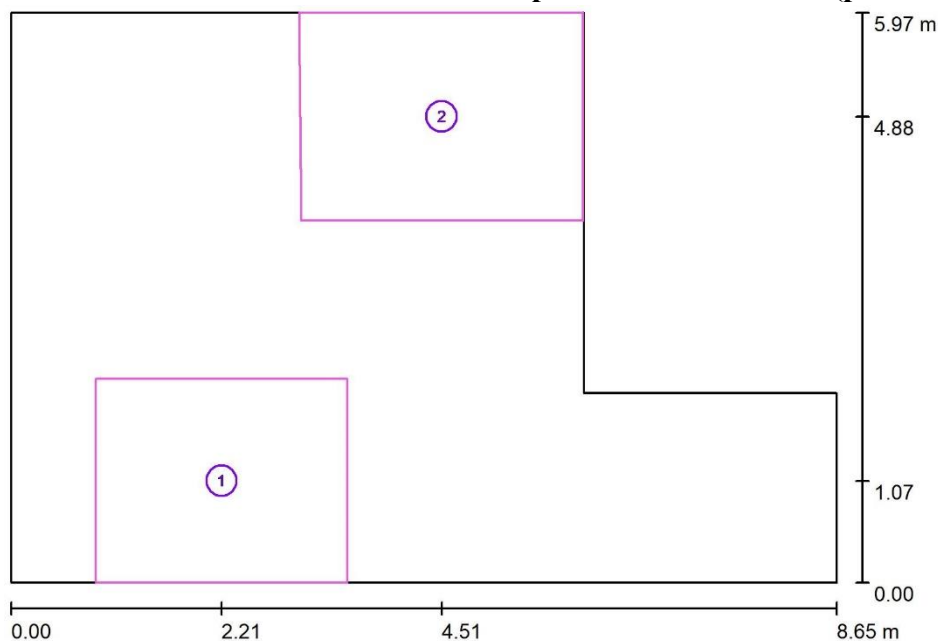
Flusso luminoso sferico: 9520 lm

Potenza totale: 90.0 W

Fattore di manutenzione: 0.80

Zona margine: 0.000 m

Superficie	Illuminamenti medi [lx]			Coefficiente di riflessione [%]	Luminanza medio [cd/m²]
	diretto	indiretto	totale		
Superficie utile	996	315	1311	/	/
Superficie di calcolo 3	632	306	937	/	/
Superficie di calcolo 4	295	266	562	/	/
Pavimento	1142	292	1434	52	237
Soffitto	0.00	489	489	70	109
Parete 1	179	610	790	52	131
Parete 2	292	620	912	52	151
Parete 3	556	695	1251	52	207
Parete 4	243	307	550	52	91
Parete 5	198	260	458	52	76
Parete 6	58	298	356	52	59
Regolarità sulla superficie utile					
E_{min} / E_m : 0.162 (1:6)					
E_{min} / E_{max} : 0.009 (1:115)					

Scena luce 11.30 cielo sereno / Superfici di calcolo (panoramica risultati)

Scala 1 : 68

Elenco superfici di calcolo

No.	Denominazione	Tipo	Reticolo	E_m	E_{min}	E_{max}	E_{min} / E_{max}	E_{min} / E_m
				[lx]	[lx]	[lx]		

Superficie di

1	perpendicolare	128 x 128	937	599	1313	0.639	0.456
---	----------------	-----------	-----	-----	------	-------	-------

calcolo 3

Superficie di

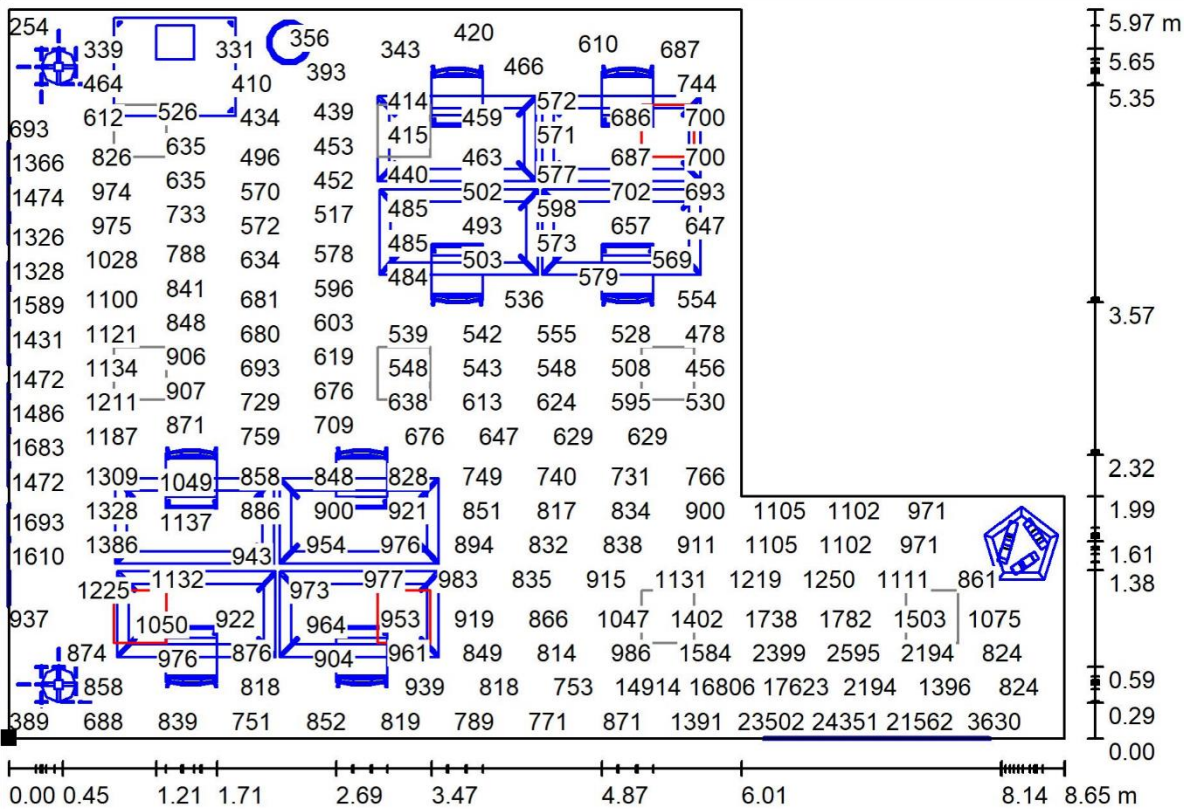
2	perpendicolare	128 x 128	562	321	785	0.572	0.409
---	----------------	-----------	-----	-----	-----	-------	-------

calcolo 4

Riepilogo dei risultati

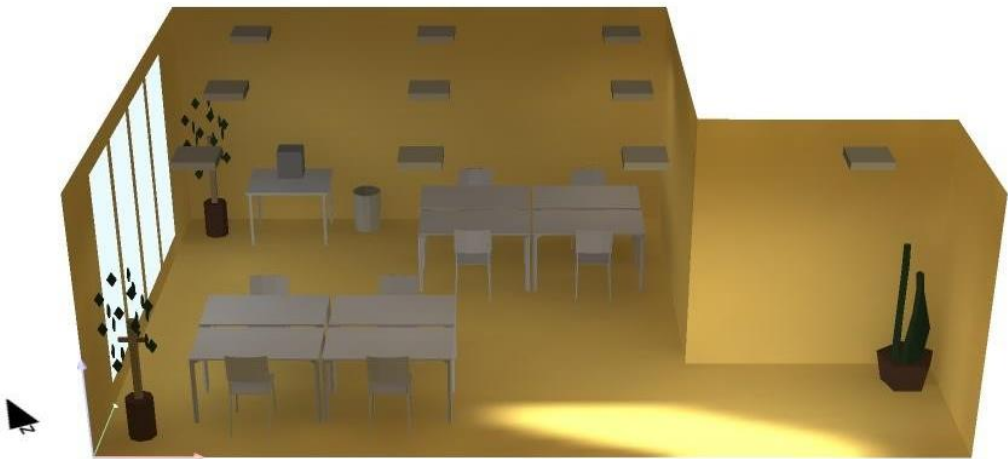
Tipo	Numero	Medio [lx]	Min [lx]	Max [lx]	E_{min} / E_m	E_{min} / E_{max}
perpendicolare	2	736	321	1313	0.44	0.24

Scena luce 11.30 cielo sereno / Superficie utile / Grafica dei valori (E)



E_m [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_m	E_{min} / E_{max}
1311	213	24410	0.162	0.009

Rendering 3D



APPENDICE B: TABELLE DELLE TARIFFE DELL'ENERGIA ELETTRICA

1 gennaio - 31 marzo 2018	Materia energia			Trasporto gestione contatore	e del	Oneri sistema *	di
Quota energia (euro/kWh)	fascia F1	fascia F2	fascia F3				
gennaio 2018	0,09620	0,0925 1	0,0741 1	0,00848		0,052140	
febbraio 2018	0,09098	0,0868 8	0,0713 0				
marzo 2018	0,08616	0,0839 1	0,0692 3				
Quota fissa (euro/anno)	116,5022			24,1709		23,7108	
Quota potenza (euro/kW/anno)	-			29,8832		29,3148	
Sconto bolletta elettronica		Ai clienti che ricevono la bolletta in formato elettronico e la pagano con addebito automatico è applicato uno sconto di 6,60 euro/anno.					

- per potenze impegnate superiori a 1,5 kW e inferiori o uguali a 3 kW

1 gennaio - 31 marzo 2018	Materia energia			Trasporto gestione contatore	e del	Oneri sistema *	di
Quota energia (euro/kWh)	fascia F1	fascia F2	fascia F3				
gennaio 2018	0,09620	0,0925 1	0,0741 1	0,00848		0,052140	
febbraio 2018	0,09098	0,0868 8	0,0713 0				
marzo 2018	0,08616	0,0839 1	0,0692 3				
Quota fissa (euro/anno)	116,5022			24,1709		23,7108	
Quota potenza (euro/kW/anno)	-			28,3021		27,7620	
Sconto bolletta elettronica		Ai clienti che ricevono la bolletta in formato elettronico e la pagano con addebito automatico è applicato uno sconto di 6,60 euro/anno.					

- per potenze impegnate superiori a 3 kW e inferiori o uguali a 6 kW

1 gennaio - 31 marzo 2018	Materia energia			Trasporto gestione contatore	e del	Oneri sistema *	di
Quota energia (euro/kWh)	fascia F1	fascia F2	fascia F3				
gennaio 2018	0,09620	0,0925 1	0,0741 1	0,00848		0,052140	
febbraio 2018	0,09098	0,0868 8	0,0713 0				
marzo 2018	0,08616	0,0839 1	0,0692 3				
Quota fissa (euro/anno)	116,5022			24,1709		23,7108	
Quota potenza (euro/kW/anno)	-			31,4644		30,8652	
Sconto bolletta elettronica		Ai clienti che ricevono la bolletta in formato elettronico e la pagano con addebito automatico è applicato uno sconto di 6,60 euro/anno.					

- per potenze impegnate superiori a 6 kW e inferiori o uguali a 10 kW

1 gennaio - 31 marzo 2018	Materia energia			Trasporto gestione contatore	e del	Oneri sistema *	di
Quota energia (euro/kWh)	fascia F1	fascia F2	fascia F3				
gennaio 2018	0,09620	0,0925 1	0,0741 1	0,00848		0,052140	
febbraio 2018	0,09098	0,0868 8	0,0713 0				
marzo 2018	0,08616	0,0839 1	0,0692 3				
Quota fissa (euro/anno)	116,5022			24,6421		24,1740	
Quota potenza (euro/kW/anno)	-			31,4644		30,8652	
Sconto bolletta elettronica		Ai clienti che ricevono la bolletta in formato elettronico e la pagano con addebito automatico è applicato uno sconto di 6,60 euro/anno.					

- per potenze impegnate superiori a 10 kW

1 gennaio - 31 marzo 2018	Materia energia			Trasporto gestione contatore	e del	Oneri sistema *	di
Quota energia (euro/kWh)	fascia F1	fascia F2	fascia F3				
gennaio 2018	0,09620	0,0925 1	0,0741 1	0,00848		0,052140	
febbraio 2018	0,09098	0,0868 8	0,0713 0				
marzo 2018	0,08616	0,0839 1	0,0692 3				
Quota fissa (euro/anno)	116,5022			24,6421		24,1740	
Quota potenza (euro/kW/anno)	-			31,4644		30,8652	
Sconto bolletta elettronica		Ai clienti che ricevono la bolletta in formato elettronico e la pagano con addebito automatico è applicato uno sconto di 6,60 euro/anno.					

B) UtENZE in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW

1 gennaio - 31 marzo 2018	Materia energia			Trasporto gestione contatore	e del	Oneri sistema *	di
Quota energia (euro/kWh)	fascia F1	fascia F2	fascia F3				
gennaio 2018	0,09620	0,0925 1	0,0741 1	0,00846		0,048677	
febbraio 2018	0,09098	0,0868 8	0,0713 0				
marzo 2018	0,08616	0,0839 1	0,0692 3				
Quota fissa (euro/anno)	116,5022			24,1709		22,5192	
Quota potenza (euro/kW/anno)	-			29,8832		27,8412	
Sconto bolletta elettronica		Ai clienti che ricevono la bolletta in formato elettronico e la pagano con addebito automatico è applicato uno sconto di 6,60 euro/anno.					

Di seguito vengono riportate le varie tariffe che entrano a far parte del costo finale dell'energia

Tariffa per il servizio di trasmissione

La tariffa TRAS, copre i costi per il trasporto dell'energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale. È applicata a tutti i clienti finali, ad eccezione delle utenze domestiche in bassa tensione. La tariffa TRAS è composta da una componente espressa in centesimi di euro/kWh (TRAS_E) e da una componente espressa in centesimi di euro/kW di potenza impegnata (TRAS_P), quest'ultima applicata alle sole utenze in alta o altissima tensione. La tariffa TRAS è aggiornata annualmente dall'Autorità entro il 30 novembre dell'anno precedente a quello di efficacia.

Tipologie contrattuali	TRAS _P			TRAS _E		
	2016	2017	2018	2016	2017	2018
	centesimi di euro/kW per anno			centesimi di euro/kWh		
Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	0,680	0,719	0,712
Utenze in bassa tensione per alimentazione infrastrutture di ricarica pubblica di veicoli elettrici	-	-	-	0,680	0,719	0,712
Altre utenze in bassa tensione	-	-	-	0,680	0,719	0,712
Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	0,635	0,670	0,664
Altre utenze in media tensione	-	-	-	0,635	0,670	0,664
Utenze in alta tensione	1.835,130	1.924,150	2.019,750	0,062	0,066	0,065
Utenze in altissima tensione, con tensione inferiore a 380 kV	1.835,130	1.924,150	2.019,750	0,062	0,065	0,065
Utenze in altissima tensione, con tensione uguale o superiore a 380 kV	1.835,130	1.924,150	2.019,750	0,062	0,065	0,064

Tabella 9 Componenti del servizio di trasmissione

Tariffe di distribuzione - elettricità

La tariffa obbligatoria per il servizio di distribuzione copre i costi per il trasporto dell'energia elettrica sulle reti di distribuzione. È applicata a tutti i clienti finali, ad eccezione delle utenze domestiche in bassa tensione.

La tariffa ha una struttura trinomica, ed è espressa in centesimi di euro per punto di prelievo all'anno (quota fissa), centesimi di euro per KW per anno (quota potenza) e centesimi di euro per kWh consumato (quota energia).

La tariffa obbligatoria per il servizio di distribuzione è aggiornata annualmente dall'Autorità.

Tipologie di contratto di cui al comma 2.2		Quota fissa			Quota potenza			Quota energia			CO DIC E TAR IFF A
		centesimi di euro/punto di prelievo/anno			centesimi di euro/kW per anno			centesimi di euro/kWh			
		Anno 2016	Anno 2017	Anno 2018	Anno 2016	Anno 2017	Anno 2018	Anno 2016	Anno 2017	Anno 2018	
lettere b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	-	-	-	1,283	1,279	1,271	BTI P

lettera c)	Utenze in bassa tensione per alimentazione delle infrastrutture di ricarica pubblica per veicoli elettrici	-	-	-	-	-	-	5,643	5,626	5,591	BTV E
lettera d)	Altre utenze in bassa tensione con potenza disponibile fino a 16,5 kW										
	- per potenze impegnate inferiori o uguali a 1.5 kW	473,20	473,53	471,20	3.017,11	3.007,35	2.988,32	0,062	0,062	0,062	BTA 1
	- per potenze impegnate superiori a 1.5 kW e inferiori o uguali a 3 kW	473,20	473,53	471,20	2.857,48	2.848,23	2.830,21	0,062	0,062	0,062	BTA 2
	- per potenze impegnate superiori a 3 kW e inferiori o uguali a 6 kW	473,20	473,53	471,20	3.176,75	3.166,47	3.146,44	0,062	0,062	0,062	BTA 3
	- per potenze impegnate superiori a 6 kW e inferiori o uguali a 10 kW	520,52	520,88	518,32	3.176,75	3.166,47	3.146,44	0,062	0,062	0,062	BTA 4
	- per potenze impegnate superiori a 10 kW	520,52	520,88	518,32	3.176,75	3.166,47	3.146,44	0,062	0,062	0,062	BTA 5
	Altre utenze in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW	473,20	473,53	471,20	3.017,11	3.007,35	2.988,32	0,060	0,060	0,060	BTA 6
lettera e)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	-	-	-	0,676	0,671	0,664	MTI P
lettera f)	Altre utenze in media tensione con potenza disponibile fino a 100 kW	44.886,62	44.917,99	44.696,59	3.411,88	3.387,61	3.353,28	0,059	0,059	0,058	MT A1
	Altre utenze in media tensione con potenza disponibile superiore a 100 kW e inferiore o uguale a 500 kW	40.397,95	40.426,18	40.226,92	3.063,73	3.041,93	3.011,11	0,053	0,053	0,052	MT A2
	Altre utenze in media tensione con potenza disponibile superiore a 500 kW	39.031,84	39.059,12	38.866,60	2.687,73	2.668,61	2.641,57	0,046	0,046	0,046	MT A3
lettera g)	Utenze in alta tensione	##### ##### #	##### ##### #	##### ##### #	-	-	-	0,020	0,020	0,020	ALT A
lettera h)	Utenze in altissima tensione, con tensione inferiore a 380 kV	##### ##### #	##### ##### #	##### ##### #	-	-	-	-	-	-	AA T1
lettera i)	Utenze in altissima tensione, con tensione uguale o superiore a 380 kV	##### ##### #	##### ##### #	##### ##### #	-	-	-	-	-	-	AA T2

Tabella 10 Componenti delle tariffe obbligatorie per il servizio di distribuzione, di cui all'articolo 9

Tariffa per il servizio di misura

La tariffa MIS è destinata a coprire i costi di installazione e manutenzione del misuratore (contatore), nonché i costi di rilevazione e registrazione delle misure. È applicata a tutti i clienti finali, ad eccezione delle utenze domestiche in bassa tensione. La tariffa è espressa in centesimi di euro per kWh consumato per gli usi di illuminazione pubblica e per le utenze in bassa tensione per alimentazione di infrastrutture di ricarica pubblica dei veicoli elettrici, ed in centesimi di euro per punto di prelievo per anno per tutti gli altri usi. La tariffa MIS è aggiornata annualmente dall'Autorità entro il 30 novembre dell'anno precedente a quello di efficacia.

Tipologie di contratto	MIS ₁			MIS ₃		
	centesimi di euro/punto prelievo/anno			centesimi di euro/kWh		
	2016	2017	2018	2016	2017	2018
Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	0,052	0,051	0,053
Utenze in bassa tensione per ricarica veicoli elettrici	-	-	-	0,168	0,162	0,162
Altre utenze in bassa tensione	1.924,59	1.885,46	1.900,69	-	-	-
Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	0,053	0,045	0,051
Altre utenze in media tensione	23.328,73	20.345,48	22.788,57	-	-	-
Utenze in alta tensione	125.620,28	95.637,66	97.420,58	-	-	-
Utenze in altissima tensione, con tensione inferiore a 380 kV	125.620,28	95.637,66	97.420,58	-	-	-
Utenze in altissima tensione, con tensione uguale o superiore a 380 kV	125.620,28	95.637,66	97.420,58	-	-	-

Tabella 11 Indici per il servizio di misura