

Indice

Sommario	3
Introduzione	5
Capitolo 1- Fotovoltaico, l'Italia e il contesto europeo e mondiale	10
1.1 Produzione e consumi di energia elettrica	10
1.2 Il fotovoltaico in Italia	11
1.3 Il futuro del fotovoltaico in Italia	16
1.4 Il fotovoltaico in Europa e nel Mondo	17
Capitolo 2 - La normativa del fotovoltaico	19
2.1 Sistema di incentivazione Italiano	19
2.2 Analisi Quinto Conto Energia	22
Capitolo 3 -La Rete elettrica Italiana	23
3.1 Sistema elettrico tradizionale	23
3.2 Il sistema elettrico e l'accumulo	24
Capitolo 4 - Accumulo	26
4.1 Servizi del sistema di accumulo	26
4.1.1 Servizi di energia	27
4.1.2 Servizi di potenza	29
4.2 Le tipologie di sistema di accumulo	31
4.2.1 I sistemi di accumulo elettrochimico	31
4.2.1.1 Batterie con elettrolita acquoso	34
4.2.1.1.1 Accumulatori al Piombo/Acido	34
4.2.1.1.2 Accumulatori al Nichel/Cadmio	37
4.2.1.1.3 Accumulatori al Nichel/Idruri metallici	39
4.2.1.2 Batterie ad alta temperatura	41
4.2.1.2.1 Batteria al Sodio/Zolfo	41
4.2.1.2.2 Batteria al Sodio/Cloruro di Nichel (ZEBRA)	43
4.2.1.3 Batterie a circolazione elettrolitica	45

4.2.1.3.1 Batteria Redox (VRB)	45
4.2.1.3.2 Batteria Redox al Bromuro di Zinco	47
4.2.1.4 Batterie al Litio	47
4.2.2 I sistemi di accumulo meccanico	50
4.2.2.1 Pompaggio Idroelettrico	50
4.2.2.2 CAES(Compressed Air Energy Storage)	51
4.2.2.3 Volano	53
4.2.3 I sistemi di accumulo elettrico	54
4.2.3.1 Supercondensatore	54
4.2.3.2 SMES(Superconducting Magnetic Energy Storage System)	56
4.3 Classificazione dei sistemi di accumulo in base alle prestazioni	58
4.3.1 I soggetti interessati all'adozione dei sistemi di storage	60
Capitolo 5 -La normativa dello storage	62
5.1 Linee guida	62
5.2 Meccanismi incentivanti	63
5.3 Altri provvedimenti	64
Capitolo 6- Sistemi fotovoltaici in isola con accumulo	
6.1 Impianti stand alone:usi e vantaggi	65
6.2 Il condominio fotovoltaico	66
6.2.1 Esempio pratico di dimensionamento	70
6.2.1.1 Valutazioni preliminari	70
6.2.1.2 Dimensionamento di massima	72
6.2.1.2.1 Analisi annuale e mensile impianti 1 e 3	74
6.2.1.2.2 Analisi giornaliera impianti 1 e 3	80
6.2.1.2.3 Dimensionamento sistema di accumulo, scelta dell'inverter e del gruppo elettrogeno	94
6.2.1.2.3 Valutazioni economiche e considerazioni finali	97
Conclusioni	99
Ringraziamenti	100
Bibliografia	101

Sommario

La transizione verso un modello di rete elettrica intelligente, l'integrazione efficiente della crescente produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili non programmabili, la progressiva trasformazione del cliente finale da semplice consumatore di energia a produttore consumatore (o, come si usa anche dire, *prosumer*) rendono il tema dell'accumulo estremamente attuale e di grande rilievo strategico per il nostro Paese e non solo.

Nonostante ciò, resta tuttavia una grande incertezza sulla maturità delle tecnologie in gioco, sulla loro sostenibilità economica e sulle funzionalità che esse saranno in grado di abilitare nel prossimo futuro.

Questa tesi intende fornire una risposta a queste domande, presentando un quadro aggiornato sulle principali soluzioni disponibili commercialmente e in fase di studio per realizzare sistemi di *storage* di energia elettrica e nello specifico valutare la possibile applicazione di tali sistemi di accumulo in ambito residenziale nello specifico in un condominio di 30 appartamenti.

Introduzione

L'oggetto di questo lavoro di tesi si basa su uno studio di fattibilità di un impianto fotovoltaico stand alone con accumulo, su un tetto di un condominio pubblico, quindi indipendente dalla rete elettrica, in grado di soddisfare i consumi degli utilizzatori comuni del palazzo come ad esempio ascensore, illuminazione delle giardino, illuminazione delle scale, autoclave ecc..

Nel primo capitolo viene analizzata la situazione generale dei consumi di energia elettrica in Italia e il trend che ha avuto il fotovoltaico in questi ultimi anni in particolare nel nostro Paese e nel resto del Mondo.

Nel secondo capitolo viene analizzato il sistema incentivante Italiano che ha promosso in questi anni il fotovoltaico, anche con uno sguardo al futuro, ossia senza incentivi pubblici.

Nel terzo capitolo viene messo in evidenza la necessità di adeguare la rete elettrica attuale, in ottica smartgrids, valutando il possibile ruolo degli accumulatori.

Nel quarto capitolo si valutano le possibili funzioni che possono svolgere gli accumulatori all'interno della rete elettrica, inoltre viene effettuata una panoramica di tutti i tipi di accumulatori oggi esistenti, quindi, non solo verranno trattati accumulatori di tipo elettrochimico, ma anche quelli di tipo meccanico ed elettrico.

Nel quinto capitolo vengono affrontate le principali norme che stanno prendendo piede per la regolazione dei sistemi di storage.

Nel sesto capitolo inizia la parte sperimentale di questa tesi, dove vengono descritti i vari passaggi che portano alla realizzazione di un impianto fotovoltaico stand alone, partendo dalle valutazioni preliminari fino ad arrivare alla scelta del tipo di accumulatore.

Indice figure

- Figura 1: Andamento domanda elettrica in Italia (fonte [1])
- Figura 2: Mix relativo alla produzione nazionale (fonte [1])
- Figura 3: Andamento della numerosità degli impianti installati annualmente (fonte [2])
- Figura 4: Potenza annua e cumulata installata in Italia (fonte [2])
- Figura 5: Potenza annua entrata in esercizio in Italia per Conto Energia (fonte [3])
- Figura 6: Taglia media degli impianti entrati in esercizio in Italia tra il 2008 e il 2012 (fonte [4])
- Figura 7: Segmentazione della potenza annua installata in Italia (fonte [2])
- Figura 8: Potenza entrata in esercizio nelle diverse Regioni italiane (fonte [3])
- Figura 9: Distribuzione regionale del numero degli impianti a fine 2012(fonte[5])
- Figura 10: Distribuzione provinciale del numero degli impianti a fine 2012(fonte[5])
- Figura 11: Distribuzione regionale della potenza a fine 2012(fonte[5])
- Figura 12: Distribuzione provinciale della potenza a fine 2012(fonte[5])
- Figura 13: Previsione di installato in Italia nel 2014 in assenza di sistemi di incentivazione(fonte [3])
- Figura14: Ripartizione dell'installato a livello globale (in alto) ed europeo (in basso) (fonte[2])
- Figura 15: Valori delle tariffe previste dal Quinto Conto Energia per il primo semestre 2012 (fonte [15])
- Figura 16: Ripartizione della potenza entrata in esercizio con il Quinto Conto Energia(fonte [3])
- Figura 17: Ripartizione della potenza entrata in esercizio con il Quinto Conto Energia a Marzo 2013 per tipologia di impianto(fonte [3])
- Figura 18: Ripartizione del numero di impianti entrati in esercizio con il Quinto Conto Energia a Marzo 2013per tipologia di impianto(fonte [3])
- Figura 19: Sistema elettrico tradizionale (fonte[7])
- Figura 20: Sistema elettrico a sei dimensioni (fonte[7])
- Figura 21: Strategia di peakshaving utilizzando stoccaggio a livello familiare (W) (fonte [12])
- Figura 22: Confronto tra le diverse coppie elettrochimiche (fonte [10])
- Figura 23: Accumulatore al piombo (fonte[f])
- Figura 24: Esempio per un processo di carica e scarica a corrente costante(fonte[16])
- Figura 25: Dipendenza della capacità (Fonte [16])

- Figura 26: Vita utile batteria al piombo (fonte [16])
- Figura 27: Vita utile batteria Ni/Cd (fonte [16])
- Figura28: Batteria Nichel/Idruri metallici (fonte[13])
- Figura 29: Batteria Sodio/Zolfo (fonte [13])
- Figura 30: Batteria Sodio/Zolfo (fonte [13])
- Figura 31: Batteria VBR (fonte [13])
- Figura32: Batteria bromuro di zinco (fonte [10])
- Figura33: Batteria al litio (fonte [13])
- Figura34: Principali celle che utilizzano tecnologia agli ioni di litio (fonte [10])
- Figura35: Principali varianti di un impianto di pompaggio idroelettrico (fonte[22])
- Figura36: Principio di funzionamento di un impianto CAES (fonte [h])
- Figura37: Volani (fonte [h])
- Figura38: Supercondensatore (fonte[13])
- Figura 39: Classificazione di possibili taglie efunzioni dei sistemi di accumulo(fonte [b])
- Figura 40: Confronto in termini di potenza/tempo di scarica tra le diverse tecnologie diaccumulo (fonte[i])
- Figura 41: diagramma di Ragone(fonte[i])
- Figura 42: Comparazione dei sistemi di accumulo per le applicazioni standard (fonte[i])
- Figura43: Impianto stand alone (fonte [m])
- Figura 44: Batteria S12/230 Sonneschein
- Figura 45: Inverter Sunny Island
- Figura 46: Gruppo Elettrogeno Lombardini

Indice tabelle

- Tabella 1: Potenza entrata in esercizio nelle diverse Regioni italiane nel 2011 e nel 2012(fonte [3])
- Tabella 2: Potenza annua e cumulata entrata in esercizio a fine 2012 nei principali Paesi del mondo(fonte[9])
- Tabella 3: Requisiti degli impianti ammessi ad incentivazione diretta con il Quinto Conto Energia (fonte [15])

Tabella 4:	Contingenti di spesa previsti per i Registri del Quinto Conto Energia (fonte[15])
Tabella 5:	Classificazione delle funzionalità assicurate dai sistemi di storage (fonte[3])
Tabella 6:	Caratteristiche tecniche delle batterie al piombo
Tabella 7:	Caratteristiche tecniche delle batterie al nichel/cadmio
Tabella 8:	Caratteristiche tecniche delle batterie al nichel/idruri metallici
Tabella 9:	Caratteristiche tecniche delle batterie al sodio/zolfo
Tabella 10:	Caratteristiche tecniche delle batterie al sodio/cloruro di nichel
Tabella 11:	Caratteristiche tecniche delle batterie ai sali di vanadio
Tabella 12:	Caratteristiche tecniche delle batterie al Bromuro di Zinco
Tabella 13:	Caratteristiche tecniche delle batterie al litio
Tabella 14:	Caratteristiche tecniche di un impianto di pompaggio
Tabella 15:	Caratteristiche tecniche di un impianto CAES
Tabella 16:	Principali caratteristiche tecniche di un volano
Tabella 17:	Principali caratteristiche tecniche di un supercondensatore
Tabella 18:	Principali caratteristiche tecniche di uno SMES
Tabella 19:	Il matching tra soggetti interessati all'adozione di un sistema di storage e le funzionalità
Tabella 20:	Radiazione solare annua (fonte [o])
Tabella 21:	Possibili soluzioni di impianto fotovoltaico

1. Fotovoltaico, l'Italia e il contesto europeo e mondiale

1.1 Produzione e consumi di energia elettrica

Nel 2012, i consumi di elettricità in Italia tornano a scendere, la richiesta di energia elettrica è stata di 325,3 miliardi di [kWh] in regresso rispetto al 2011, quando la richiesta era pari a 334,6 miliardi di [kWh].

I dati fanno segnare una flessione del 2,8%, si tratta del calo più consistente da inizio secolo dopo quello del 2009, quando il decremento sull'anno precedente fu pari al 5,7%.

La domanda di energia elettrica del 2012 si attesta sullo stesso livello di domanda del 2004, a parità di calendario, la diminuzione è stata del 3,1% in considerazione del fatto che il 2012 ha avuto un giorno lavorativo in più perché bisestile. (fonte elaborazione: [1])

I primi cinque mesi del 2013 segnalano un ulteriore calo del 3,4% rispetto al 2012.

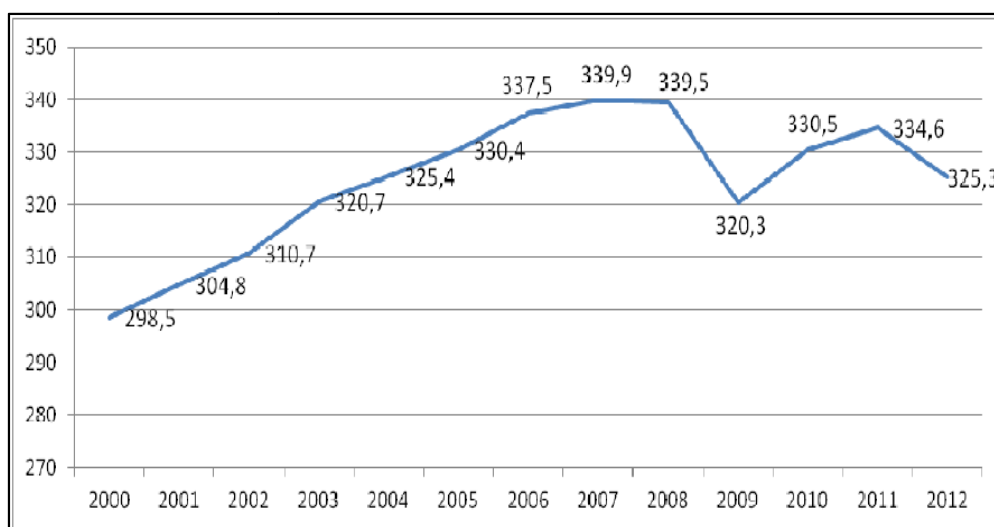


Fig1 Andamento domanda elettrica in Italia (fonte [1])

Nel 2012 la domanda di energia elettrica è stata soddisfatta per l'86,8% con la produzione nazionale (dicui 62,2% termoelettrica, 13,3% idroelettrica, 1,6% geotermica, 4,0% eolica e 5,6% fotovoltaica) e per la quota restante (13,2%) dal saldo dell'energia scambiata con l'estero.

Nell'ambito della produzione nazionale in forte aumento sono le fonti di produzione eolica (+34,2%) e fotovoltaica (+71,8%), mentre è calata quella idroelettrica (-8,2%) a causa delle scarse precipitazioni.

Il mix di generazione nazionale 2012 è mostrato nel grafico che segue, confrontato con l'anno precedente. Continua il calo percentuale della generazione fossile (in particolare gas), mentre fotovoltaico, eolico e biomasse insieme superano l'idroelettrico.

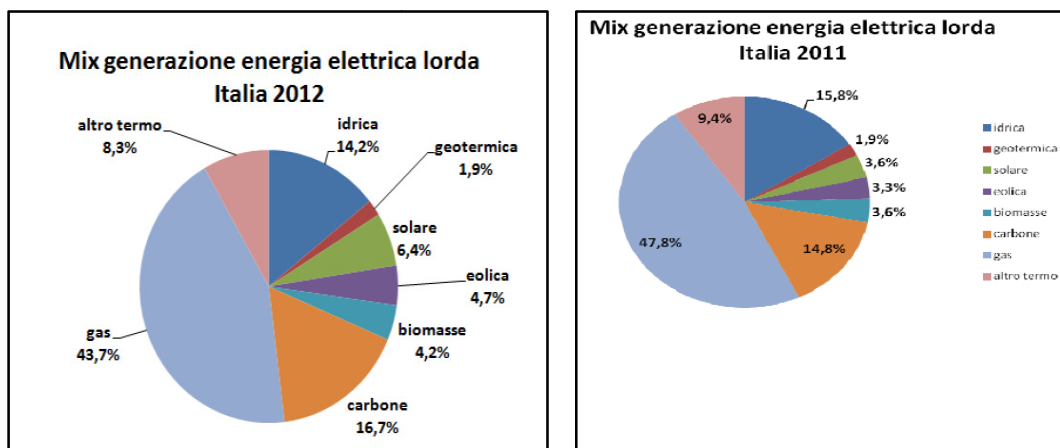


Fig2 Mix relativo alla produzione nazionale (fonte [1])

1.2 Il fotovoltaico in Italia

Sebbene il nostro Paese continui a rappresentare il terzo mercato al mondo per le nuove installazioni, il fotovoltaico ha mostrato nel 2012 un'importante flessione.

Questo andamento, attribuibile soprattutto alla riduzione delle tariffe e alle modifiche relative alle modalità di accesso all'incentivazione seguite all'introduzione del Quarto e del Quinto Conto Energia, ha portato la potenzia accumulata in esercizio in Italia a fine dicembre 2012 a circa 16,28 [GW] distribuiti su più di 471.000 impianti. (fonte elaborazione: [4][5])

Questo risultato è dovuto all'installazione di 3,4 [GW] di nuova potenza su 140.000 nuovi impianti. Considerando dunque il valore della potenza entrata in esercizio, contando cioè gli impianti connessi in rete che comprendono anche una parte di impianti realizzati nel 2010, per effetto del Decreto Salva Alcoa, la contrazione del mercato italiano nel corso del 2012 è stata del 73% rispetto al 2011.

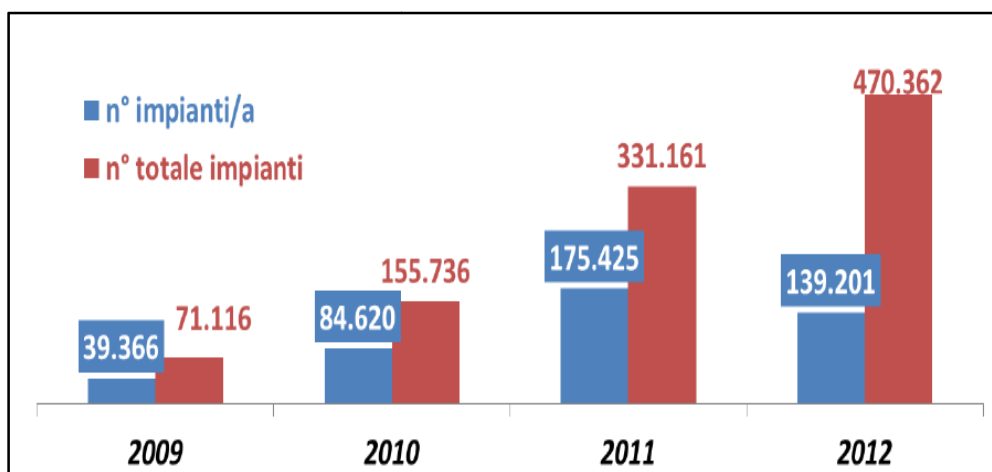


Fig3 Andamento della numerosità degli impianti installati annualmente (fonte [2])

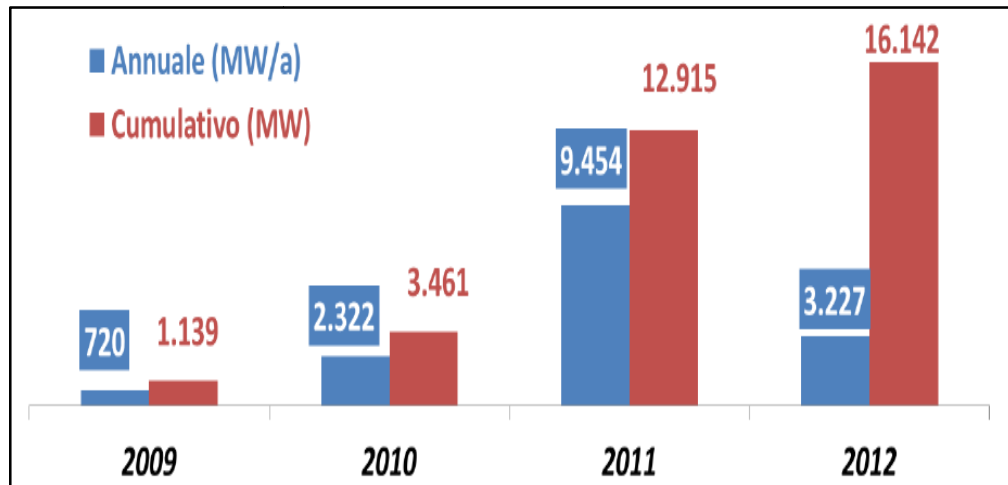


Fig4 Potenza annua e cumulata installata in Italia (fonte [2])

A fine 2012, il totale della potenza cumulata entrata in esercizio con il Quarto Conto Energia era pari a 7,13 GW, circa 2,9 dei quali entrati in esercizio nel corso dell'ultimo anno.

La potenza ascrivibile al Quinto Conto Energia è invece pari a 455 MW complessivi a fine 2012.

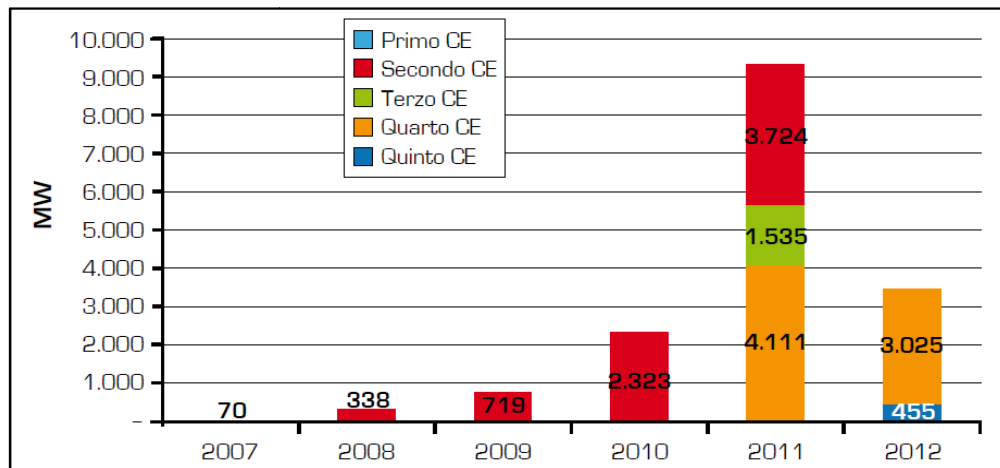


Fig5 Potenza annua entrata in esercizio in Italia per Conto Energia (fonte [3])

Una delle cause principali, determinate dalle modifiche del sistema incentivante, è stata la riduzione della taglia media degli impianti realizzati in Italia.

Andando ad analizzare i dati del GSE si nota, che la dimensione media degli impianti, entrati in esercizio sia passata da 54 a 24 [kW] tra il 2011 e il 2012, con una flessione della taglia media di tutti i segmenti, a eccezione di quello superiore a 1 [MW], per il quale si nota una sostanziale stabilità.

L'effetto più consistente, è stato lo spostamento delle installazioni verso impianti di taglia più piccola, con un crollo quasi verticale del numero di impianti di potenza superiore a 1 [MW].

anno		2008	2009	2010	2011	2012
totale impianti		24072	39362	84619	175473	147239
p<20 kW	taglia media kW	5,2	5,4	5,8	6,4	6,1
	numerosità	22.163	36.522	77.647	146.631	132.391
20 kW<p<200 kw	taglia media kW	56,1	67,2	77	81,8	79,5
	numerosità	1.687	2.415	5.524	21.742	12.431
200 kW<p<1000 kW	taglia media kW	532,2	666,7	662,3	675,4	613,15
	numerosità	216	385	1.271	6.345	2.340
p>1000 kW	taglia media kW	2.299,10	2.595,30	3.435,50	3.330,30	3.498,20
	numerosità	6	40	177	755	77
media pesata		14	18,2	27,4	54,2	24,6

Fig6 Taglia media degli impianti entrati in esercizio in Italia tra il 2008 e il 2012 (fonte [4])

Fondamentalmente nel 2012, sembra cominciato il ritorno del fotovoltaico italiano verso la generazione diffusa, in pochi anni si è passati, da un sistema che faceva affidamento su un numero limitato di impianti di dimensioni medio grandi, ad un sistema di generazione distribuita costituito soprattutto da piccoli medi impianti rinnovabili.

Osservando la figura 7, si intuisce che tra il 2011 e il 2012 c'è stata una crescita di oltre il 50% degli impianti residenziali, i quali costituiscono sempre di più lo zoccolo duro del mercato italiano, per quanto riguarda il segmento industriale si è verificato un aumento di 10 punti percentuali.

Sostanzialmente stabile invece, il peso percentuale degli impianti relativi al segmento industriale di potenza compresa tra 200 e 1.000 [kW].

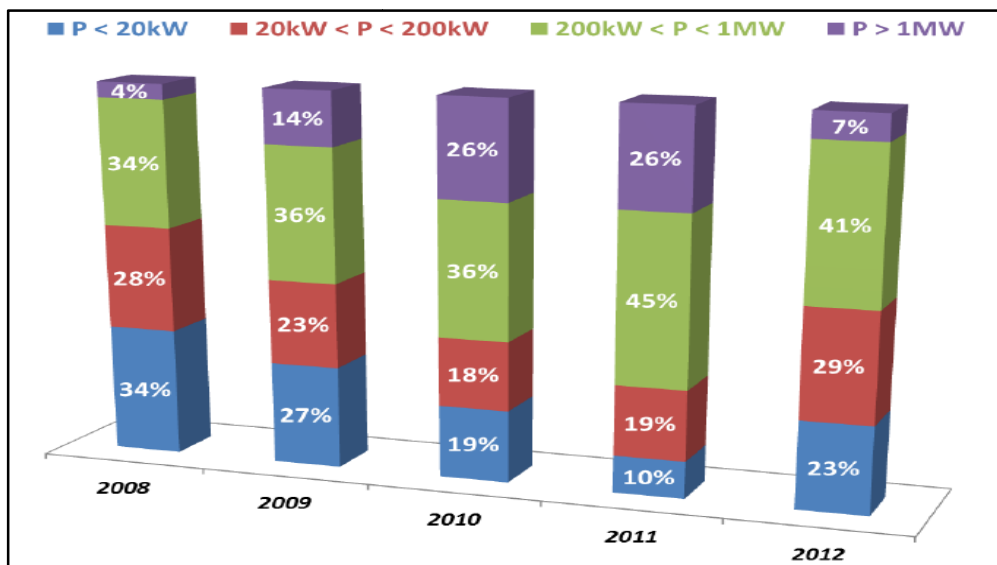


Fig7 Segmentazione della potenza annua installata in Italia (fonte [2])

Scendendo più nel dettaglio, andando a valutare l'installato per Regione, si può notare come, nel 2012, la distribuzione della potenza e della numerosità di impianti fotovoltaici tra le Regioni italiane non sia omogenea.

Il numero più elevato di impianti si riscontra al Nord, in particolare in Lombardia e Veneto (relativamente con 68.434 e 64.941 impianti), il primato per la potenza entrata in esercizio nel 2012 spetta alla Lombardia, da sempre mercato importante per impianti di taglia piccola e medio piccola.

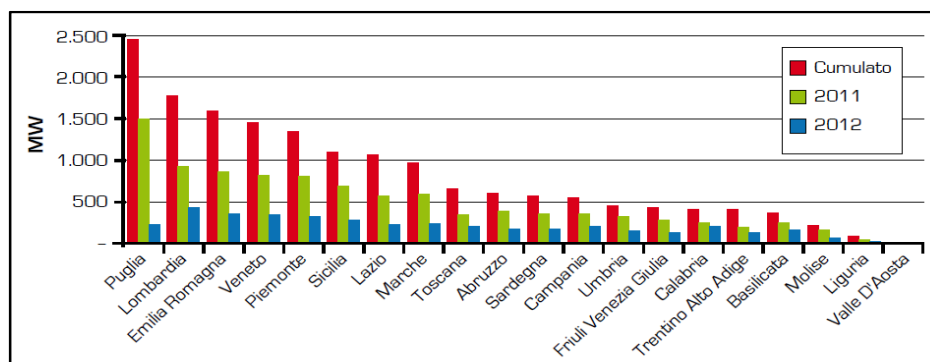


Fig 8 Potenza entrata in esercizio nelle diverse Regioni italiane (fonte [3])

Se invece andiamo ad analizzare la potenza cumulata, la Puglia rimane in testa alla classifica nazionale grazie all'imponente quota di impianti di grande taglia installati negli anni passati.

Di fronte a una flessione generalizzata della nuova potenza installata in tutte le Regioni italiane tra il 2011 e il 2012, la Calabria è la Regione che mostra una maggiore tenuta del mercato, con una contrazione limitata, viceversa, ne risentono molto di più bruscamente la Puglia, la Sicilia e le Marche caratterizzate da un parco impianti storicamente più sbilanciato verso le grandi taglie, come si può vedere dalla seguente tabella.

Regione	2011 (MW)	2012 (MW)	Cumulato a fine 2012 [MW]
Puglia	1.527	243	2.442
Lombardia	962	482	1.761
Emilia Romagna	914	336	1.604
Veneto	838	314	1.477
Piemonte	810	243	1.366
Sicilia	730	240	1.113
Lazio	625	202	1.057
Marche	614	182	977
Toscana	338	169	638
Abruzzo	408	134	605
Sardegna	312	147	555
Campania	299	166	538
Umbria	247	94	412
Friuli Venezia Giulia	209	102	402
Calabria	176	147	380
Trentino Alto Adige	131	67	368
Basilicata	174	106	327
Molise	108	33	157
Liguria	38	19	73
Valle d'Aosta	8	4	17
Totale complessivo	9.370	3.480	16.281

Tab 1 Potenza entrata in esercizio nelle diverse Regioni italiane nel 2011 e nel 2012 (fonte [3])

Fig9 Distribuzione regionale del numero degli impianti a fine 2012(fonte[5])

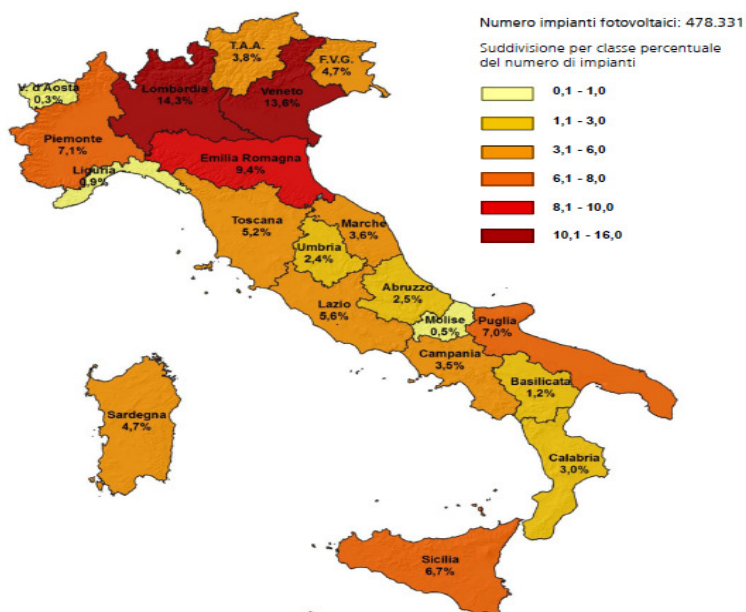
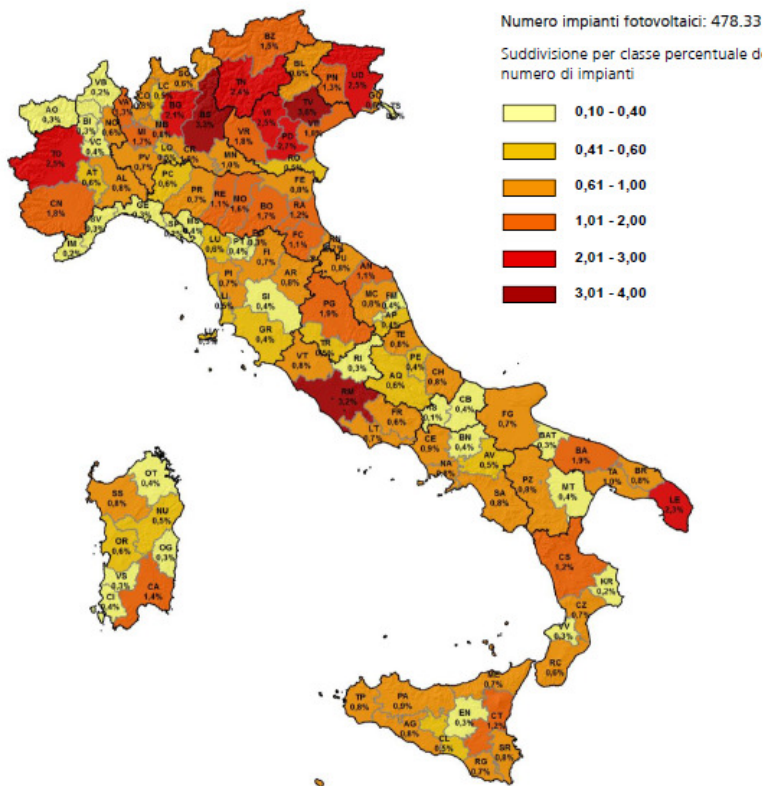


Fig10 Distribuzione provinciale del numero degli impianti a fine 2012(fonte[5])

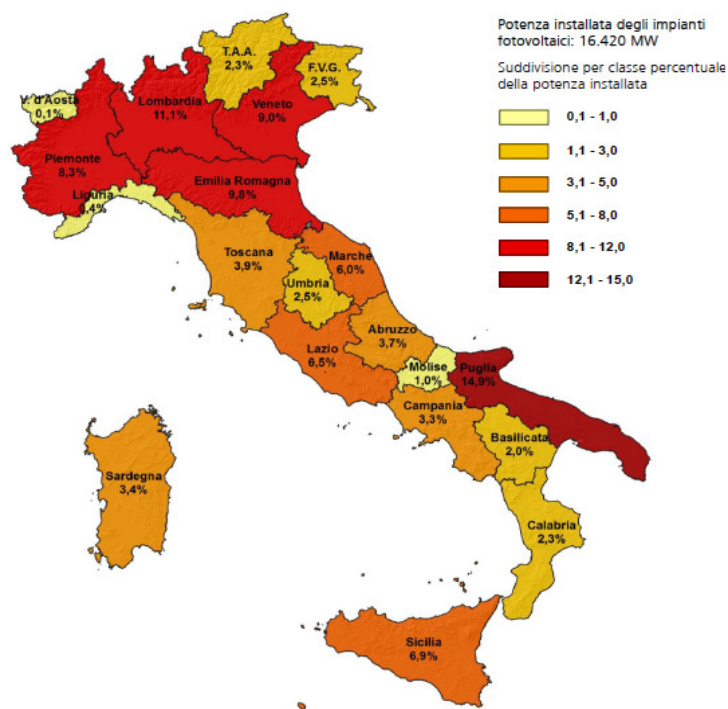


La distribuzione percentuale nelle Province conferma che il maggior numero di installazioni fotovoltaiche si trova al nord, da notare le Province di Treviso con il 3,6% e Brescia con il 3,3%.

Nel centro Italia la Provincia di Roma si attesta al terzo posto con il 3,2%.

La provincia di Lecce nel Sud Italia, con il 2,3%, è quella con il maggior numero di installazioni a fine 2012.

Fig11 Distribuzione regionale della potenza a fine 2012(fonte[5])



La capacità installata si concentra per il 44% al Nord, il 37% al Sud e il 19% al Centro.

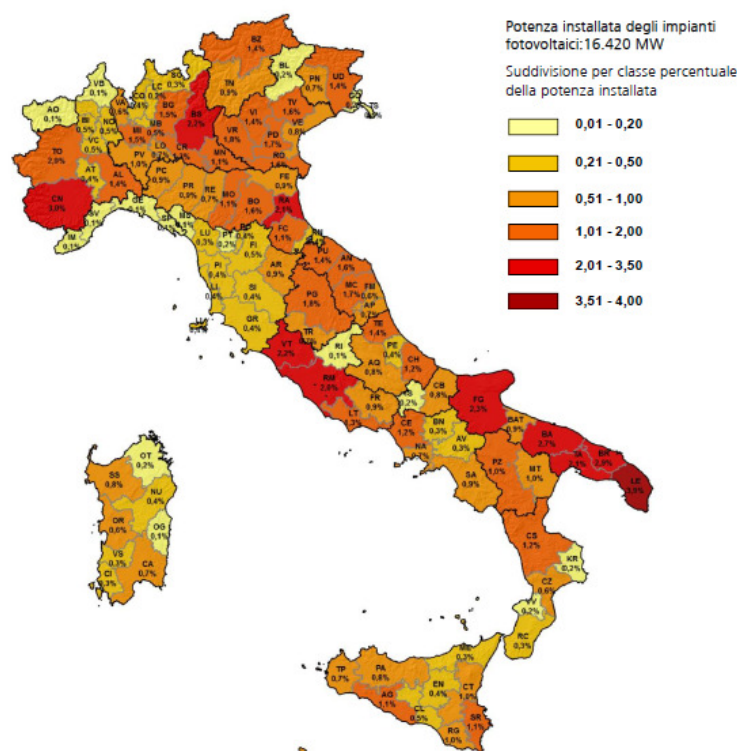
La Puglia, con il 14,9%, presenta il contributo maggiore, sebbene in diminuzione rispetto allo scorso anno in cui

si attestava al 17,1%.

Segue la Lombardia al Nord Italia con l'11,1%. Al Centro il Lazio primeggia con il 6,5%

della potenza installata.

Fig12 Distribuzione provinciale della potenza a fine 2012(fonte[5])



La distribuzione percentuale della potenza a livello provinciale mostra il primato di Lecce con 3,9%

e delle altre Province pugliesi.

Tra le Province del Nord risaltano Cuneo (3,0%), Brescia (2,2%) e Ravenna (2,1%).

Al Centro Viterbo (2,2%) e Roma (2,0%) presentano la maggior potenza installata a fine 2012.

1.3 Il futuro del fotovoltaico in Italia

Prendendo in considerazione il fatto, che il 2013 sarà l'anno in cui termineranno gli incentivi statali per il fotovoltaico nel nostro Paese, sembra chiaro come la necessità di confrontarsi direttamente con la grid parity sia ormai un'via obbligata per il fotovoltaico italiano a partire dal 2014.

Se, da una parte, la mancanza di incentivi renderà il 2014 un anno molto impegnativo per il fotovoltaico nel nostro Paese, dall'altra, le misure di sostegno ancora previste per il 2013 potrebbero essere sufficienti per rendere il mercato italiano in grado di raccogliere la sfida dell'auto-sostenibilità economica a partire dal 2014, soprattutto al Sud e al Centro del Paese.

Per la stima del mercato dopo il 2013, si immagina quindi, la cessazione di tutte le misure di supporto all'installazione del fotovoltaico in Italia, anche delle detrazioni fiscali.

Si ipotizza, che il mercato residenziale potrebbe pesare per circa 200 [MW] annui, facendo affidamento ad una progressiva integrazione dei sistemi di accumulo e sulla possibilità di accedere allo scambio sul posto, inoltre su un'ulteriore riduzione dei costi, favorita dalla diffusione di meccanismi di aggregazione quali i gruppi d'acquisto fotovoltaico.

Il segmento industriale (20 - 200 [kW]) potrebbe rappresentare un mercato interessante, con un livello di nuove installazioni nell'ordine dei 350 [MW] annui, tramite l'utilizzo di modelli SEU (sistemi efficienti di utenza) per piccole applicazioni come i condomini fotovoltaici.

Il SEU altro non è che una rete d'utenza interna riguardante al massimo due soggetti: un produttore e un cliente finale presso il quale siano installati impianti a fonti rinnovabili o cogenerativi, in questi sistemi, appunto, l'energia prodotta è consumata della rete interna ed è esente dai corrispettivi tariffari di trasmissione e di distribuzione, nonché da quelli di dispacciamento e di copertura degli oneri generali di sistema, che restano invece applicati all'energia elettrica prelevata sul punto di connessione, ossia all'elettricità che il cliente preleva dalla rete esterna.

In questo modo è possibile realizzare in maniera intelligente la generazione diffusa, sfruttando le fonti disponibili in luogo, in particolare il solare. (fonte elaborazione: [5] [6])

L'aspetto negativo dei sistemi efficienti di utenza è che, esonerando dal pagamento degli oneri di dispacciamento e di sistema tutta l'energia autoconsumata, si vanno a trasferire questi costi su tutti gli altri utenti della rete.

Questi punti di connessione prelevano meno energia, ma influiscono nello stesso modo sulla rete, perché il sistema elettrico deve assicurare l'elasticità per soddisfare i loro fabbisogni quando l'autoconsumo non basta, dato che pagano per la parte prelevata, in realtà scaricano i costi sugli altri utenti.

Per quanto riguarda il segmento dei grandi impianti potrebbero essere aggiunti altri 300 [MW] annui tramite l'applicazione di sistemi SEU a contesti multi-cliente, quali centri servizi, porti, stazioni e installazioni di singoli impianti da parte di grandi imprese energivore.

Per gli impianti superiori ai 1000 [kW] è possibile prevedere un mercato da circa 50 [MW] annui, questo perché sembra arduo l'utilizzo delle grandi centrali solari in ambito Power Generation.

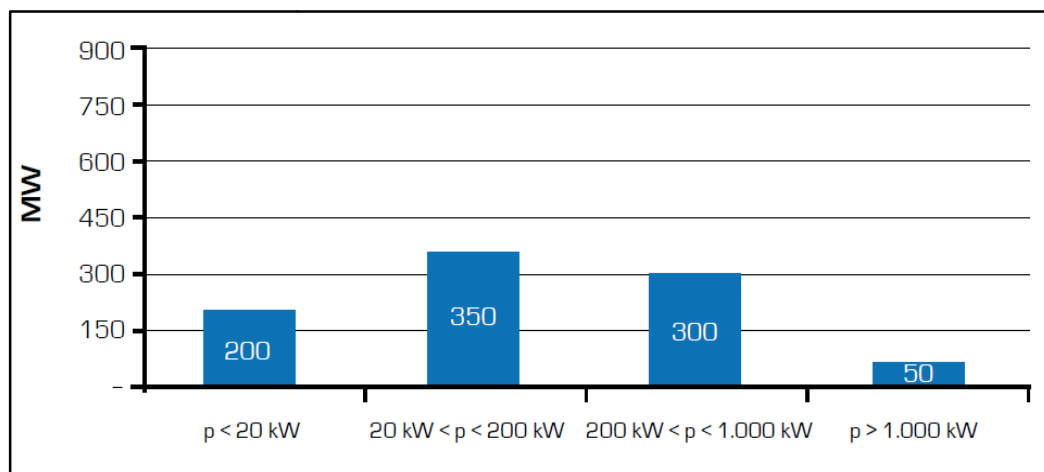


Fig13 Previsione di installato in Italia nel 2014 in assenza di sistemi di incentivazione (fonte [3])

1.4 Il fotovoltaico in Europa e nel Mondo

Il mercato fotovoltaico sta subendo una mutazione per quanto riguarda la ripartizione a livello globale delle quote di installato nelle diverse aree.

Se fino al 2011 i Paesi europei hanno avuto un ruolo di primo piano nel mercato mondiale del fotovoltaico con circa l'80% dell'installato mondiale, dal 2012 in poi si assiste ad un'inversione di tendenza.

Lo sviluppo del mercato mondiale nel 2012 è da imputare principalmente ai Paesi Extra UE, i quali, nei prossimi anni, traineranno la crescita compensando il trend di contrazione in atto nel Vecchio Continente.

Come si può osservare in Tabella 2, la crescita mondiale dell'installato è pari a circa il 20%, contro una contrazione di pari entità della potenza entrata in esercizio in Europa, da questi numeri si può arrivare a dedurre come il mercato Extra UE sia cresciuto all'incirca di due volte e mezzo rispetto all'anno precedente.

In testa alla classifica dei Paesi UE rimane la Germania con un installato nel 2012 superiore ai 7 GW di potenza.

Scalzata dalla seconda posizione l'Italia che, dopo il boom di installazioni nel 2011 (nel corso del quale ha detenuto il primato mondiale di installazioni), cede il posto, seppur di poco, alla Cina, il cui mercato si stima possa arrivare a crescere fino ai 40 [GW] nel 2015, stando al programma di espansione annunciato dal Governo Cinese. (fonte elaborazione :[4][9])

In evidenza anche la crescita dei mercati statunitense (+88% rispetto al 2011) e giapponese (+127%), quest'ultimo sostenuto da un programma di progressivo abbandono dell'energia nucleare e dalla recente definizione di un sistema incentivante di tipo feed-intariff.

La Francia, grazie ad un nuovo sistema di incentivazione definito nel 2012, ha visto più che quintuplicare la propria produzione rispetto all'anno precedente, nel quale il brusco taglio di incentivi aveva frenato drasticamente il mercato.

Supera, per la prima volta, la quota di 1 [GW] di installato annuale il Regno Unito, con una crescita di circa il 57% rispetto al precedente esercizio.

Rimanendo in ambito europeo, non si può non citare l'interessante prospettiva di sviluppo dei Paesi dell'Est, quali Ucraina, Bulgaria, e Romania, i quali hanno registrato nel corso del 2012 tassi di crescita importanti, come si può vedere in Tabella 2.

Tab2 Potenza annua e cumulata entrata in esercizio a fine 2012 nei principali Paesi del mondo (fonte [9])

Paese	Potenza entrata in esercizio nel 2012 [MW]	Potenza entrata in esercizio nel 2011 [MW]	Cumulato a fine 2012
Germania	7600	7400	32278
Cina	3500	2000	7000
Italia	3480	9370 ¹	16280
USA	3200	1700	7583
Giappone	2500	1100	7414
Francia	1200	1510	4200
Regno Unito	1100	700	1975
India	1000	150	1461
Grecia	912	350	1536
Australia	800	700	1975
Bulgaria	670	145	815
Belgio	655	850	2672
Canada	200	300	763
Thailandia	210	150	360
Corea	209	n.d.	963
Israele	60	n.d.	250
Totale Europa	16803	21000 ³	69400
Totale Mondo	33700	27700	101000

¹ Dei quali solo 5646 MW realizzati nel 2011.

² Dei quali solo 220 MW realizzati nel 2011.

³ La potenza complessivamente installata differisce dalla potenza entrata in esercizio a causa dei fenomeni Salva Alcoa in Italia e delle deroghe normative in Francia, come dettagliato nel Solar Energy Report 2012 pp.50-51. Il

La Bulgaria compare con una crescita di installato di quattro volte superiore all'anno precedente.

Tuttavia, già a partire dalla fine dell'anno scorso, sono stati introdotti, da parte di questi Paesi, provvedimenti volti al contenimento della spesa pubblica per incentivazione conseguente ad eventuali boom di installazioni.

Considerati dunque, fino a pochissimi fa, un mercato dalle enormi potenzialità, soprattutto da investitori esteri, le recenti disposizioni normative hanno frenato l'entusiasmo a causa di un calo delle tariffe feed-in tariff pari al 27% in Ucraina e al 39% in Bulgaria, e circolano voci di un eventuale riduzione anche in Romania, ritenuto il mercato più promettente con progetti già autorizzati per oltre 1,5 GW.

Per quanto riguarda la Repubblica Ceca, che nel 2010 aveva raggiunto un installato annuo di circa 1,5 [GW] di potenza (prevalentemente costituito da grandi parchi solari a terra), una riduzione del 45% della tariffa incentivante tra 2010 e 2011 aveva bloccato completamente il mercato, attestatosi nel corso del 2011 a soli 6 [MW] di nuova potenza installata.

Nel gennaio 2012, grazie ad una nuova regolamentazione che ha permesso alle società di distribuzione di connettere in rete sistemi fotovoltaici di potenza minore o uguale a 30 [kWp], il mercato ha lentamente ripreso a crescere, con una potenza installata nello scorso anno di 196 [MW].

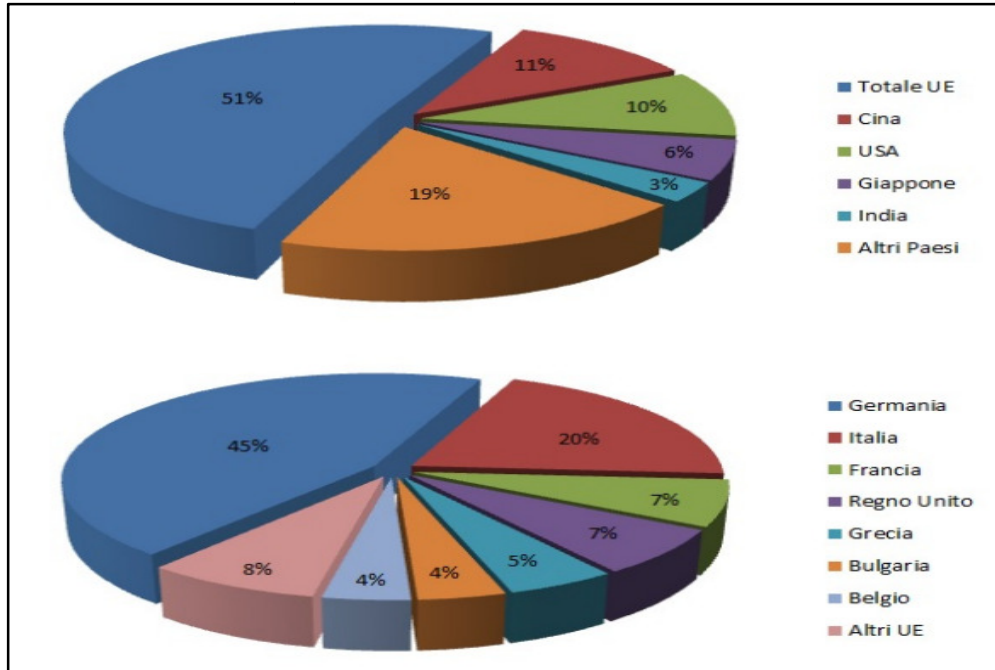


Fig14Ripartizione dell'installato a livello globale (in alto) ed europeo (in basso) (fonte[2]).

2.La normativa del fotovoltaico

2.1 Sistema di incentivazione Italiano

Ad inizio giugno di quest'anno è stato raggiunto il limite massimo di incentivi erogati per l'installazione di impianti fotovoltaici in tutto il territorio italiano, dunque l'evoluzione della normativa sul fotovoltaico in Italia sembra ormai essere arrivata alla sua ultima tappa.

In futuro il fotovoltaico italiano dovrà confrontarsi, ormai quasi esclusivamente (sgravi fiscali a parte) con la sempre più citata grid-parity, prescindendo dunque dalla logica incentivante feed in tariff che ne è stata, invece, fino ad ora uno dei pilastri dello sviluppo. (fonte elaborazione: [a])

Facendo un salto nel passato andiamo a vedere come si è modificato il Conto Energia durante questi anni, innanzitutto questo meccanismo, che premia, con tariffe incentivanti l'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici per un periodo di 20 anni, è diventato operativo con l'entrata in vigore dei Decreti attuativi del 28 luglio 2005 e del 6 febbraio 2006 (Primo Conto Energia) che hanno introdotto il sistema di finanziamento in conto esercizio della produzione elettrica, sostituendo i precedenti contributi statali a fondo perduto destinati alla messa in servizio dell'impianto.

Con il D.M. del 19 febbraio del 2007, si passa al cosiddetto Secondo Conto Energia, il quale introduce l'applicazione della tariffa incentivante su tutta l'energia prodotta e non solamente su quella prodotta e consumata in loco ed altre importanti novità, come lo snellimento delle pratiche burocratiche per l'ottenimento delle tariffe incentivanti e la differenziazione delle tariffe sulla base del tipo di integrazione architettonica, oltre che della taglia dell'impianto.

Veniva, inoltre, introdotto un premio per impianti fotovoltaici abbinati all'uso efficiente dell'energia.

Nel 2010 è entrato in vigore il Terzo Conto Energia (D.M. 6 agosto 2010), applicabile agli impianti entrati in esercizio a partire dal primo gennaio 2011 e fino al 31 maggio 2011, che ha definito le seguenti categorie di impianti:

- impianti fotovoltaici (suddivisi in “impianti su edifici” o “altri impianti fotovoltaici”);
- impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative;
- impianti fotovoltaici a concentrazione;
- impianti fotovoltaici con innovazione tecnologica.

Il 12 maggio 2011 è stato pubblicato il D.M. 05/05/2011, che ha definito il meccanismo di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici riguardante gli impianti che entrano in esercizio dopo il 31 maggio 2011 (Quarto Conto Energia) tale conto è stato caratterizzato da una “tariffa unica” che veniva applicata su tutta la produzione di energia elettrica dell'impianto fotovoltaico.

Il sistema incentivante del fotovoltaico ha visto, anche nel corso del 2012, una nuova revisione, attraverso l'approvazione del D.M. 5 Luglio 2012 e l'entrata in vigore definitiva del Quinto Conto Energia.

Rispetto al precedente, il Quinto Conto Energia ha introdotto ulteriori modifiche al sistema di incentivazione italiano per il fotovoltaico:

- una ulteriore riduzione delle tariffe incentivanti, che è andata a colpire in misura maggiore soprattutto le grandi taglie;

Intervallo di potenza [kW]	Impianti su edifici		Altri Impianti	
	Onnicomprensiva [€/MWh]	Premio Autoconsumo [€/MWh]	Onnicomprensiva [€/MWh]	Premio Autoconsumo [€/MWh]
1 a 3	208	126	201	119
3 a 20	195	114	189	107
20 a 200	175	93	168	86
200 a 1000	142	60	135	53
1000 a 5000	126	44	120	38
> 5000	119	37	113	31

Fig15 Valori delle tariffe previste dal Quinto Conto Energia per il primo semestre 2012 (fonte [15])

- La definizione della taglia soglia per l'iscrizione al Registro Impianti fissata a 12 kW, a differenza del precedente schema di incentivazione per il quale il meccanismo veniva applicato alle taglie superiori a 1 MW, nel caso di impianti su edificio e a 200 kW per gli impianti a terra;
- La definizione di un tetto massimo di spesa pari a 6,7 mld € di costo indicativo cumulato annuo per l'incentivazione complessiva al fotovoltaico, raggiunto il quale rimarranno a disposizione per gli investitori solo ulteriori 30 giorni di tempo per richiedere l'accesso alle tariffe incentivanti.
- La suddivisione della tariffa incentivante in due parti, costituite da un premio sull'energia prodotta e auto-consumata in sito e una tariffa onnicomprensiva per la quota parte di energia che invece viene immessa in rete;
- l'introduzione dell'incompatibilità tra gli incentivi e i regimi di valorizzazione dedicati dello Scambio sul Posto e del Ritiro Dedicato;
- la definizione di tre contingenti dedicati con un corrispettivo pari a 50 mln € ciascuno alle tecnologie innovative (impianti integrati architettonicamente), agli impianti che sfruttano la tecnologia a concentrazione e agli impianti realizzati dagli enti della Pubblica Amministrazione.

Taglia Impianto	requisiti per l'incentivazione diretta
0-12 kW	Tutti gli impianti, sia nuove installazioni, che rifacimento potenziamenti
12-20 kW	Tariffa incentivante ridotta del 20% rispetto a quella spettante per la taglia specifica
≤50 kW	Moduli in sostituzione di eternit o amianto
Tutte	Impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative
Tutte	Impianti fotovoltaici a concentrazione
Tutte	Impianti realizzati da Enti della Pubblica Amministrazione tramite procedura di pubblica evidenza

Tab3 Requisiti degli impianti ammessi ad incentivazione diretta con il Quinto Conto Energia (fonte [15])

Per quanto riguarda gli impianti che non accedono direttamente alle tariffe, necessitano della preventiva iscrizione ai registri in posizione tale da rientrare nei seguenti limiti di spesa annua:

registro	Limite costo indicativo comulato annuo per gli incentivi	Adattamenti progressivi
Primo registro	140 mln €	-
Secondo Registro	120 mln €	(+) risorse non assegnate nel registro precedente, (-) costo indicativo cumulato annuo per impianti con accesso all'incentivazione diretta
Registri successivi	80 mln €	(+) risorse non assegnate nel registro precedente, (-) costo indicativo cumulato annuo per impianti con accesso all'incentivazione diretta

Tab4 Contingenti di spesa previsti per i Registri del Quinto Conto Energia (fonte [15])

va sottolineato come l'ammontare di risorse messo a disposizione sia fissato in maniera decrescente nei diversi semestri e preveda una serie di adattamenti progressivi volti a salvaguardare il complesso della spesa in incentivi.

2.2 Analisi Quinto Conto Energia

Il 6 luglio del 2013 il contatore fotovoltaico, presente sul portale web del Gestore dei Servizi Energetici, ha raggiunto il fatidico valore di costo indicativo cumulato annuo degli incentivi di 6 miliardi e 700 milioni di euro, stabilendo così il termine del Quinto Conto Energia.

A questo punto, è utile fare un bilancio dell' impatto che tale sistema di incentivazione, ha avuto sull' andamento delle installazioni.

Come già citato nel paragrafo precedente, l'effetto connesso del taglio delle tariffe incentivanti e l'introduzione del Registro, hanno ulteriormente orientato il mercato del fotovoltaico italiano verso le taglie medio piccole.

In particolare, dei 455[MW] di nuova potenza entrata in esercizio con il Quinto Conto Energia tra Settembre 2012 e Marzo 2013, come si può vedere dalla seguente figura, i progetti multi megawatt contano solo per il 14%, quelli tra i 20 e i 200 [kW] sono anch'essi responsabili per un ulteriore 14%, mentre la parte più rilevante è ascrivibile al segmento residenziale (<20 [kW]) con 217 [MW] e circa 45.000 impianti e industriale (tra 200 e 1.000 [kW]) con 199[MW] e 1.400 impianti.

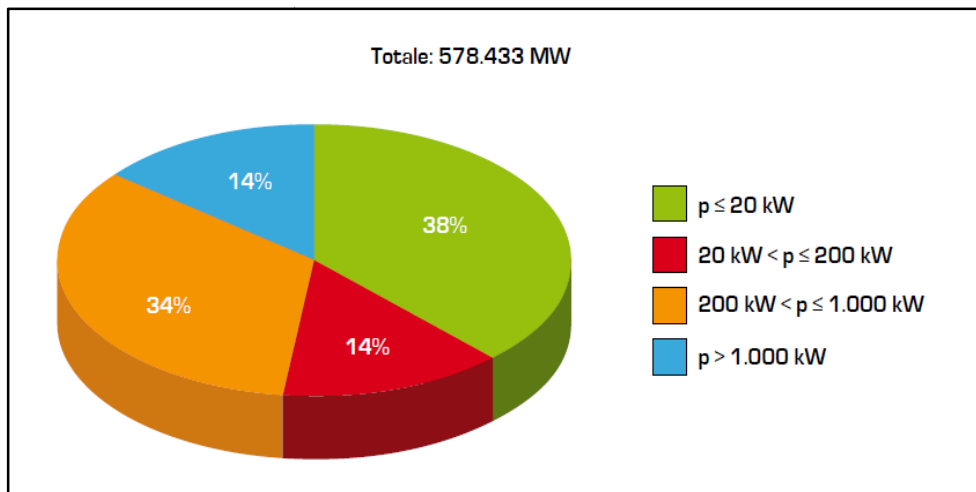


Fig16Ripartizione della potenza entrata in esercizio con il Quinto Conto Energia(fonte [3])

Gli impianti con accesso diretto all'incentivazione contano per il 28% della potenza entrata in esercizio con il nuovo schema incentivante, mentre gli impianti a Registro, quindi con potenza superiore ai 12[kW], contano per il 61% del totale.

La quota di installazioni che sfruttano le tecnologie integrate negli edifici contano invece per solo il 5% della potenza installata con 2.900 impianti e 30,3 [MW].

Se si analizza la numerosità degli impianti, la quota parte riferita al Registro conta solo per il 3%, mentre l'86% è costituita da impianti al di sotto dei [12] kW.

Interessante, invece, notare come il totale degli impianti con contingente riservato conti per poco più del 7%, in gran parte ascrivibile al BIPV (fotovoltaico integrato negli edifici) e con solo 9 impianti (3,5 [MW]) riconducibili alle categorie Pubblica Amministrazione e Impianti a concentrazione.

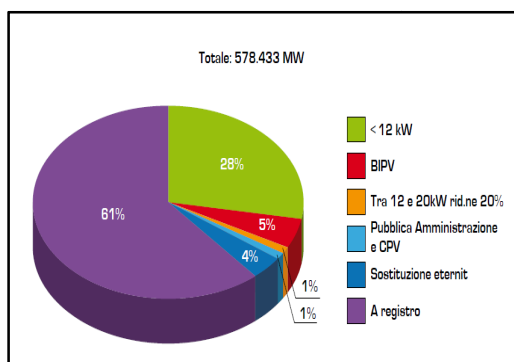


Fig17Ripartizione della potenza entrata in esercizio con il Quinto Conto Energia a Marzo 2013 per tipologia di impianto(fonte [3])

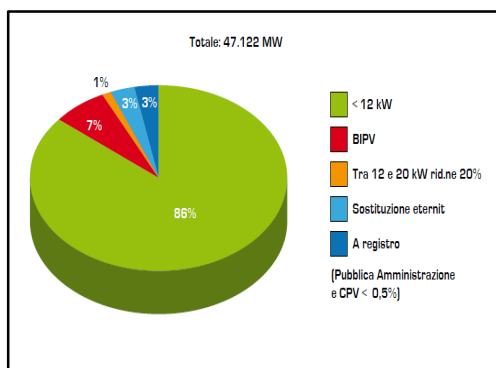


Fig18Ripartizione del numero di impianti entrati in esercizio con il Quinto Conto Energia a Marzo 2013 per tipologia di impianto(fonte [3])

3. La Rete elettrica Italiana

3.1 Sistema elettrico tradizionale

Oggi giorno l'erogazione di energia elettrica proviene essenzialmente da centrali di grandi dimensioni alimentate principalmente da combustibile fossile ed energia idroelettrica che operano tramite sistemi di trasmissione e distribuzione ormai consolidati, sebbene questi sistemi offrano un servizio efficiente in tutto il Paese da oltre un secolo, i tempi stanno cambiando.

La domanda di energia è in rapida crescita a causa dei rapidi sviluppi sociali in numerose parti del mondo, ma anche in ragione del fatto che le economie digitali moderne dipendono in misura sempre maggiore dalla disponibilità di energia elettrica. (fonte elaborazione [b][e][8][10])

Possiamo pensare al modello tradizionale del sistema elettrico, come una rete passiva con un flusso unidirezionale di energia regolato in maniera integrata.



Fig19 sistema elettrico tradizionale (fonte[7])

Le cinque componenti tradizionali di un sistema elettrico sono: 1) la fonte di energia, in grado di essere trasformata in energia elettrica e comprende quindi sia fonti convenzionali che rinnovabili; 2) la generazione dell'energia, che, almeno nei Paesi industrializzati, viene generalmente effettuata in grandi impianti concentrati, con grandi vantaggi di efficienza, ma con significative perdite nelle trasmissioni a lunga distanza, con impatti sull'ambiente e sulla qualità della fornitura.

In alternativa, c'è la generazione distribuita che si avvicina sempre più al punto d'uso finale con una più favorevole efficienza di trasmissione e maggiore utilizzazione di fonti rinnovabili; 3) la trasmissione, il sistema della rete che consente il trasporto massiccio dell'energia elettrica fino alle sottostazioni, dove viene abbassata la tensione a livelli più adatti alla successiva distribuzione agli utenti finali.

La trasmissione attuale segue principi di economicità, nella scelta del percorso e del sistema di generazione di partenza, con una molteplicità, ridondante, di linee elettriche in grado di garantire il servizio e la sicurezza fino ai punti di scambio con la rete di distribuzione; 4) la distribuzione, è il sistema che unisce le sottostazioni primarie con le utenze finali; 5) utenza finale, carico, interazione tra fornitore locale dell'energia elettrica e utente finale, basata sulla tariffazione dei costi della rete e dei costi del servizio e dell'energia elettrica fornita all'utente finale per alimentare il carico.

3.2 L'evoluzione del sistema elettrico e l'accumulo

La vecchia struttura della rete elettrica a causa dei mutamenti da anni in atto, sarà sempre meno idonea alle necessità del futuro, dovrà pertanto modificarsi divenendo più intelligente, affidabile, sostenibile ed economica.

L'incremento sempre maggiore delle sorgenti riconducibili a fonti rinnovabili, fortemente voluta dall'Unione Europea attraverso l'approvazione del Pacchetto Clima-Energia, noto anche come "Pacchetto 20-20-20" e diriflesso, generosamente promossa ed incentivata in Italia, sta avendo delle importanti conseguenze e sta comportando problemi di non semplice risoluzione per il sistema elettrico del nostro paese.

La non programmabilità degli impianti da fonti rinnovabili, quali fotovoltaico ed eolico, causa, come è facile intuire, squilibri e complessità gestionali per un sistema elettrico che è stato progettato e realizzato coerentemente con le caratteristiche ed i requisiti di un modello di generazione centralizzata, inoltre la loro capillare diffusione anche sulle reti di distribuzione in media e bassa tensione stanno inducendo ad un forte ripensamento sui criteri di pianificazione ed esercizio dei sistemi elettrici di potenza e ad un coinvolgimento sempre più spinto dell'utenza diffusa passiva, attiva o mista nell'attività di conduzione delle reti elettriche.

Per risolvere queste complessità, diventa fondamentale che si realizzi un'evoluzione del sistema elettrico in grado di consentire l'integrazione delle azioni di tutti gli utenti connessi alla rete, al fine di permettere l'utilizzo dell'energia elettrica in modo efficiente, sostenibile e sicuro.

Questo percorso verso il raggiungimento del modello Smart Grid richiede che le diverse fasi del sistema elettrico si dotino di funzionalità intelligenti:

- Per quanto riguarda la fase di generazione, è necessario ottimizzare l'esercizio delle diverse fonti di generazione, in base alle condizioni della rete ed alle caratteristiche dei consumi;
- Per quanto riguarda le fasi di trasmissione e distribuzione, occorre garantire l'affidabilità, la qualità e la sicurezza delle reti, mediante l'implementazione di meccanismi di azione-reazione che coinvolgano sia la generazione che il consumo;
- Per quanto riguarda invece la fase di consumo ed utilizzo dell'energia elettrica, è necessario che il consumatore finale assuma un ruolo attivo nel sistema, attraverso forme di monitoraggio e interazione con gli altri attori del sistema elettrico.

L'insieme di queste funzionalità, abilitate dall'adozione di opportune soluzioni tecnologiche smart, rende intelligente il sistema elettrico e può quindi assicurare la diffusione della produzione da fonti rinnovabili su ampia scala, senza tuttavia compromettere la corretta funzionalità e la stabilità del sistema elettrico stesso.

Nello sviluppo delle reti elettriche, i sistemi di accumulo di energia sono uno strumento di crescente interesse, per migliorare l'efficienza energetica, favorire l'introduzione delle fonti rinnovabili, rinviare la realizzazione di nuovi impianti di generazione e consentire un uso più differenziato dell'energia elettrica, allargandolo in un prossimo futuro magari, alla mobilità elettrica.

Queste qualità dell'accumulo di energia sono particolarmente utili e favorevoli per dare flessibilità alle reti elettriche, garantendo una molteplicità di funzioni al modello evolutivo del sistema elettrico.

Potremmo pensare l'accumulo, componente essenziale delle future reti elettriche, come la "sesta dimensione".

Con tale miglioramento tecnico, il sistema elettrico diverrebbe più flessibile e intelligente con un flusso bidirezionale di energia e importante scambio d'informazioni necessario, oltre agli sviluppi che un sistema di accumulo porta in quanto tale.



Fig20 sistema elettrico a sei dimensioni (fonte[7])

Le possibili applicazioni dei sistemi di accumulo sono molteplici, e spesso non sono facilmente e univocamente identificabili, in quanto una stessa funzione svolta da un sistema di accumulo può essere vista e catalogata sotto differenti aspetti, relativi ai servizi, vantaggi, benefici apportati dal sistema di accumulo in esame.

In sostanza, l'accumulo di energia consente di separare nel tempo, nello spazio e anche nella forma la generazione dell'energia dal suo uso, senza peraltro doverne sacrificare eccessivamente la qualità (collegata alla forma e all'efficienza di accumulo).

Riferendoci al singolo operatore di produzione e/o consumo, da un punto di vista prettamente economico i sistemi di accumulo possono permettere di immagazzinare energia prodotta a basso costo (o acquistabile a basso prezzo) al momento non necessaria, per recuperarla in seguito evitando forme più onerose di acquisto o di produzione.

Per esempio, a livello domestico, una famiglia potrebbe, tramite un impianto fotovoltaico e accumulo energeticamente dimensionati, per fare fronte ai consumi domestici annui, accumulare in alcune ore l'energia momentaneamente prodotta in esubero, anziché doverla poi comprare in seguito al momento del bisogno.

4. Accumulo

4.1 Servizi del sistema di accumulo

I sistemi di accumulo di energia elettrica possono essere impiegati per la fornitura di molteplici servizi, utili per il corretto funzionamento del sistema elettrico e degli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, siano essi grandi impianti di produzione, o piccoli impianti domestici di produzione e consumo.

Le funzioni che possono essere fornite dai sistemi di accumulo si dividono concettualmente in:

- **prestazioni in energia:** caratterizzate da uno scambio di potenza relativamente costante con autonomia di alcune ore.
- **prestazioni in potenza:** caratterizzate dallo scambio di elevate potenze per tempi brevi (qualche minuto, decine di minuti) e tempi di risposta moltorapidi (da frazioni di secondo a qualche decinadi secondi);

Frequentemente in molte funzionalità ,di energia o di potenza, i sistemi di accumulo devono inoltre essere in grado di portarsi al valore corretto di potenza di carica/scarica, o di commutare tra le fasi di carica e quelle di scarica, in tempi molto rapidi.

Le diverse applicazioni dei sistemi di accumulo, in funzione delle richieste di energia,potenza e tempi di risposta sono elencate nella seguente tabella.

Classe	Tipologia	Funzionalità
«in energia»	Time-shift	Arbitraggio prezzo energia (storage)
		Arbitraggio prezzo energia (storage+ FRNP)
		Aumento quota autoconsumo energia prodotta da FRNP
		Riduzione potenza impegnata
		Flessibilizzazione curva di carico («load following» o «peak shaving»)
	Integrazione impianti FRNP	Risoluzione congestioni di rete (riduzione MP-FRNP)
		Regolarità/prevedibilità profilo di immissione (sbilanciamento)
		Regolazione profilo di scambio interfaccia AT/MT
	-	Differimento (riduzione) investimenti di rete
	Sicurezza sistema elettrico	Partecipazione alla rialimentazione del sistema elettrico
«in potenza»	Servizi di rete	Integrazione con i sistemi di difesa
		Risorse per la risoluzione delle congestioni in fase di programmazione
		Inerzia sintetica
		Regolazione Primaria (frequenza)
		Regolazione Secondaria e Terziaria (frequenza-potenza)
		Bilanciamento in tempo reale
	Regolazione tensione	
	«Power quality»	Qualità della tensione (Backup in CS o in CP)
	Continuità del servizio (Backup in CS o in CP)	

Tab5 Classificazione delle funzionalità assicurate dai sistemi di storage (fonte[3])

C'è dunque, la necessità di individuare la tipologia e dimensionare i sistemi di accumulo in funzione dei servizi a cui si intende destinarli.

4.1.1 Servizi di energia

Time shift di energia: per time shift, si intende l'impiego dei sistemi di accumulo per traslare temporalmente l'utilizzo dell'energia elettrica.(fonte elaborazione [10][13][14][27])

Un primo esempio di time-shift, da applicarsi con più facilità in abbinamento ad un impianto fonte rinnovabile, è l'arbitraggio del prezzo dell'energia elettrica, il concetto è molto semplice, si acquista energia per immagazzinarla in ore in cui il prezzo è più basso, per poi rivenderla o direttamente utilizzarla nelle ore in cui il prezzo è più elevato.

Questa applicazione può essere svolta solamente dal sistema di accumulo o da un sistema di accumulo abbinato ad un impianto fonte rinnovabile, operando un time-shift di energia, chiaramente la condizione necessaria perché l'operazione risulti profittevole, è che il rapporto tra i prezzi dell'energia nelle ore in cui si accumula e i prezzi nelle ore in cui si genera sia inferiore al rendimento del sistema di accumulo.

In questo ultimo periodo, inizia ad avere sempre più importanza, l'uso dei sistemi di accumulo anche da parte del prosumer, nello specifico, il sistema di accumulo può essere visto come un'efficace strumento da integrare con l'impianto di generazione fotovoltaico per migliorare la gestione dell'energia prodotta e di quella assorbita dal carico.

Per questo tipo di utilizzo, un'ipotetica soluzione di connessione dei sistemi di accumulo all'impianto del prosumer, consiste nel collegare direttamente gli accumulatori al lato corrente continua del convertitore statico, indispensabile per garantire l'accoppiamento del generatore alla rete.

Questa modalità di inserzione permette di conseguire un'elevata efficienza di immagazzinamento della produzione da fonte rinnovabile, senza dover transitare sul lato a.c. dell'inverter, oltre a sfruttare per l'accumulo lo stesso convertitore c.c./c.a. e potenzialmente di integrare l'accumulo all'interno del convertitore statico.

In questo modo, sarà possibile, coordinando generatore e accumulo, aumentare l'energia autoconsumata dall'impianto, accumulando l'energia prodotta in eccesso e utilizzandola nelle ore in cui il carico è elevato, il beneficio diventa maggiore nel caso di meccanismo di tipo feed-in tariff (ad esempio, per gli impianti fotovoltaici, il Quinto Conto Energia), che prevede un premio all'energia autoconsumata. L'impiego di accumulatori da parte del prosumer (più in generale micro-grid), comporta un ulteriore beneficio, ossia quello di ridurre la potenza impegnata contrattuale, gestendo i carichi in modo ottimizzato rispetto alla produzione da fotovoltaico e alla disponibilità del sistema di accumulo con l'obiettivo di minimizzare l'immissione e l'assorbimento di energia dalla rete.

Un altro esempio di time shift riguarda la flessibilizzazione della curva di carico. Infatti, utilizzando in modo adeguato i sistemi di accumulo, è possibile incrementare la bassa domanda di energia elettrica nelle ore notturne (caratterizzate da bassi prezzi),

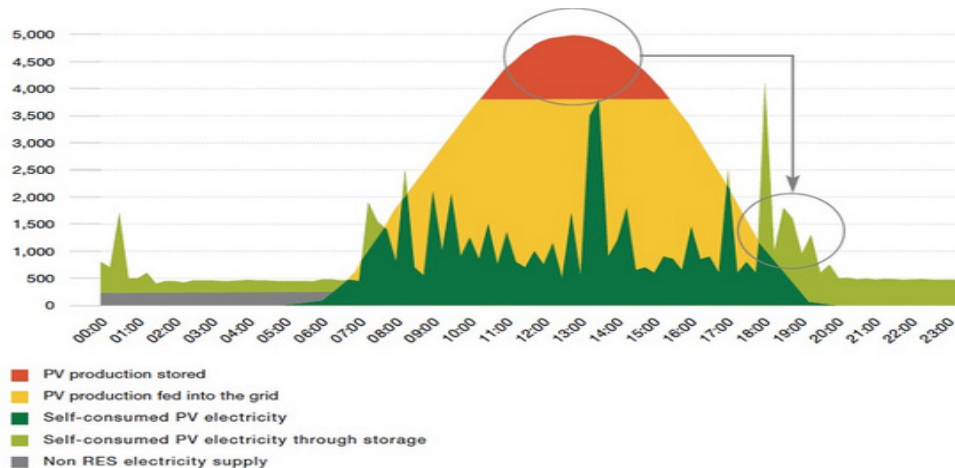


Fig21 strategia di peakshaving utilizzando stoccaggio a livello familiare (W) fonte [12]

e quindi limitando la necessità di ridurre il carico degli impianti di generazione termoelettrici con le conseguenti riduzioni di efficienza o addirittura la necessità di spegnerli, per poi riaccenderli poche ore dopo aumentando così lo stress dei componenti, con conseguente riduzione della vita tecnica attesa, e determinando un significativo rischio di mancato riavviamento.

Allo stessomodo, nelle ore di alto carico, è possibile tramite sistemi di accumulo livellare i consumi e i relativi picchi (peakshaving) immagazzinando energia nei periodi di basso fabbisogno quando gli impianti di generazione sono costretti a operare in assetti meno efficienti e rilasciandola nei periodi di fabbisogno più alto evitando il ricorso (da parte di Terna) a impianti di punta di minore affidabilità e con elevati costi variabili.

Tale tipo di servizio può essere d'aiuto per gestire più agevolmente le rampe di carico violente determinate dalla tipica curva di produzione del fotovoltaico, comportando anche una minore necessità di disporre di capacità di generazione di punta, consentendo quindi di ridurre o differire nel tempo i relativi investimenti.

Il peakshaving può essere effettuato da sistemi di accumulo non solo a livello di intero sistema elettrico, ma anche ad esempio nell'ambito di una microgrid, consentendo un miglior dimensionamento e una migliore gestione dei generatori e dei carichi collegati.

Integrazione impianti fonte rinnovabile: I sistemi di accumulo possono contribuire ad aumentare la capacità di accoglimento della rete per la produzione da fonte rinnovabile.

In questo contesto, i sistemi di accumulo limitano l'insorgenza di congestioni lungo le linee della rete di distribuzione e di trasmissione dovute alle immissioni delle fonti rinnovabili non programmabili, un

esempio significativo è quello dell'eolico, spesso installato in aree remote, lontane dai centri di carico e caratterizzate da una struttura di rete di trasmissione relativamente debole, che può dare origine all'impossibilità di evacuare la potenza generata nei momenti di picco della produzione per carenza di capacità di trasporto della rete.

In questo modo, i sistemi di accumulo contribuirebbero a ridurre gli interventi strutturali necessari ad accettare la totalità delle richieste di connessione per impianti da fonte rinnovabile, con benefici sulle tempistiche richieste per l'accesso alla rete.

In quest'ottica, l'utilizzo dei sistemi di accumulo è temporaneo e limitato nel tempo dagli interventi di sviluppo rete, una volta che le congestioni sono state eliminate, l'accumulo può essere spostato in un'altra porzione di rete critica, proprio per questo, la mobilità dell'accumulo è quindi essenziale.

L'efficacia di un sistema di accumulo risulta tanto maggiore quanto più questo riesce a minimizzare l'energia producibile da fonti rinnovabili non programmabili, che viene ridotta per vincoli di rete al fine di mantenere il sistema in condizioni di sicurezza.

In questo senso, i sistemi di accumulo diffuso a batterie si prestano a ricoprire un ruolo primario per l'integrazione delle fonti rinnovabili, soprattutto se si considera la relativa facilità di localizzazione e rapidità di installazione.

La possibilità di installare impianti, in corrispondenza di stazioni cabine primarie e secondarie esistenti o lungo la linea sulle porzioni più critiche della rete, li rende essenziali per ridurre i fenomeni di congestione attuali o che si prevede possano presentarsi già nel breve termine, in attesa dei rinforzi strutturali diretti che hanno un maggiore impatto ambientale e statisticamente richiedono tempi di autorizzazione e realizzazione complessivamente molto maggiori.

Un'ulteriore possibile uso dei sistemi di accumulo che potrebbe significativamente favorire l'integrazione delle fonti rinnovabili, la cui potenza prodotta può cambiare rapidamente, come nel caso di passaggio di nuvole su un campo fotovoltaico o di un vento a raffiche in un impianto eolico, consiste nel rendere prevedibile il profilo di immissione, compensando le fluttuazioni della potenza generata, causate dall'intermittenza della fonte, in modo da ottenere un profilo di immissione complessivo più regolare e prevedibile.

Un andamento più regolare consente di ridurre la modulazione degli impianti dispatchabili, in assenza degli accumuli, dovrebbero compensare le variazioni della produzione rinnovabile, ad esempio: è possibile ridurre le elevate rampe di carico, che gli impianti termoelettrici dovrebbero fronteggiare, durante il tramonto, ossia quando al calo della produzione fotovoltaica si sommerebbe l'incremento della domanda per l'illuminazione.

Un profilo più prevedibile consentirebbe invece al gestore della rete di ridurre la quantità di riserva da approvvigionare, riducendo così i relativi costi che il sistema dovrebbe sopportare.

Ciò consentirebbe, inoltre, al proprietario dell'impianto a fonte rinnovabile, integrato dal sistema di accumulo, di ridurre gli oneri di sbilanciamento, essendo in grado di rispettare con maggiore precisione i programmi di produzione presentati al mercato.

Sicurezza del sistema elettrico : La procedura di riaccensione del sistema elettrico, in caso di black-out generalizzato, richiede la disponibilità di centrali capaci di avviarsi autonomamente in assenza di alimentazione dalla rete elettrica (capacità di black-start).

Le centrali di ripartenza autonoma vengono utilizzate per mettere in tensione le direttrici di riaccensione, ossia collegamenti elettrici che consentono a tali centrali di rialimentare un primo insieme di carichi e determinate centrali di ripartenza non autonoma, consentendo loro di ripartire a propria volta, e regolando frequenza e tensione durante la rampa di presa di carico di queste ultime.

I sistemi di accumulo di grossa taglia possono essere utilizzati dal gestore di rete di trasmissione, al pari delle centrali di ripartenza, per effettuare la riaccensione del sistema elettrico a seguito di un blackout in quanto, oltre alla possibilità di avviarsi autonomamente in assenza di alimentazione dalla rete elettrica, presentano anche tempi di risposta immediati e la possibilità di effettuare la regolazione della frequenza e della tensione.

Allo stesso modo, i sistemi di accumulo possono essere integrati nei piani di difesa del gestore di rete da attivarsi in caso di criticità sul sistema elettrico.

4.1.2 Servizi di potenza

Servizi di rete : i dispositivi di accumulo possono essere utilizzati per rispondere anche ad ulteriori nuove esigenze derivanti dalla penetrazione massiva delle fonti rinnovabili, in particolare sia sulla rete di trasmissione, sia su quella di distribuzione, possono essere infatti utilizzati per fornire capacità di regolazione primaria per garantire la stabilità della frequenza con livelli prestazionali anche superiori agli impianti tradizionali, se opportunamente integrati nei sistemi di sicurezza e regolazione.

Gli accumulatori possono contribuire alla regolazione primaria di frequenza, migliorando le prestazioni del sistema elettrico nel garantire il bilanciamento in tempo reale tra produzione e carico, aumentando così la sicurezza di esercizio delle reti.

Nei prossimi anni, l'accumulo potrebbe fornire il servizio di regolazione primaria con prestazioni diversificate in accordo alle effettive esigenze della rete, ad esempio in condizioni di esercizio ordinarie, ai sistemi di accumulo potrebbe essere richiesto di regolare la frequenza su una banda limitata, invece in emergenza, per fornire il massimo supporto al sistema, l'accumulo potrebbe controllare la frequenza sull'intero range operativo.

I sistemi di accumulo sono in grado di fornire prestazioni utili alla stabilità del sistema, come ad esempio l'inerzia sintetica, punto particolarmente importante in sistemi elettrici, quale quello italiano, che vedono una massiccia e crescente penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili.

Un rilevante sviluppo degli impianti rinnovabili porta, infatti, a parità di domanda, ad una riduzione del numero di impianti convenzionali in servizio, e quindi anche ad una riduzione del margine di riserva di regolazione primaria disponibile, che invece si renderebbe necessario in maggior quantità, a causa dell'intermittenza di tali fonti.

L'introduzione di sistemi di accumulo per aumentare il margine di riserva di regolazione primaria potrebbe in tal caso costituire un ulteriore elemento in grado di favorire l'integrazione delle fonti rinnovabili non programmabili nel sistema elettrico.

Per ristabilire sia il valore nominale della frequenza (e quindi i margini di riserva di regolazione primaria) sia i valori programmati degli scambi con sistemi interconnessi, si ricorre alla regolazione secondaria; i sistemi di accumulo potrebbero essere impiegati anche per la fornitura dei servizi di regolazione secondaria, a questo riguardo valgono sostanzialmente le stesse considerazioni già effettuate relativamente alla regolazione primaria.

I sistemi di accumulo sono in grado di contribuire in modo particolarmente efficiente al soddisfacimento del fabbisogno di riserva del sistema elettrico a fronte di contingenze che ne impongano l'utilizzo.

Potendo immettere o prelevare energia dalla rete, gli accumulatori rappresentano, infatti, la risorsa più efficiente per il servizio di riserva sia a salire che a scendere, ogni MW installato fornisce potenzialmente il doppio in termini di riserva.

I tempi di risposta estremamente ridotti dei sistemi di accumulo li rendono, inoltre, potenzialmente integrabili nel sistema di difesa, permettendo di migliorare la gestione delle risorse di rete esistenti.

Infine, i sistemi di accumulo possono mitigare l'impatto delle fonti rinnovabili sui profili di tensione lungo le linee, sfruttando la capacità dei convertitori statici di accoppiamento alla rete di produrre e assorbire energia reattiva.

Per questa applicazione, l'accumulo (inteso come insieme di batteria e inverter) deve gestire opportunamente gli scambi reattivi con la rete, così da regolare i profili di tensione (ad esempio, evitando che le immissioni della generazione diffusa causino l'eccessivo innalzamento della tensione).

Il controllo delle iniezioni reattive sulle reti MT può essere inoltre impiegato per migliorare il fattore di potenza all'interfaccia con la rete di trasmissione.

Un punto di forza della presente funzionalità è che può essere erogata in contemporanea agli altri servizi ausiliari richiesti all'accumulo, senza incidere su di essi.

Powerquality : I problemi relativi alla qualità del servizio hanno assunto crescente importanza a seguito dell'impatto che alcuni fenomeni quali, ad esempio, buchi di tensione, sovratensioni, squilibri di tensione, flicker, hanno sui processi produttivi sensibili.

L'individuazione degli interventi per migliorare la qualità del servizio mediante la compensazione dei disturbi diviene uno strumento per garantire una qualità della fornitura elettrica superiore rispetto a quella normalmente offerta dalle reti di distribuzione.

La compensazione può essere rivolta ai disturbi originati sia all'interno della rete di distribuzione, sia all'interno dell'utenza.

Oltre agli strumenti tradizionali a disposizione dei distributori, quali ad esempio gli investimenti volti al miglioramento della rete come il passaggio da linee aeree a linee in cavo, la modifica dello stato del neutro o l'impiego di limitatori delle correnti di cortocircuito, un'ulteriore possibilità è offerta dai cosiddetti Custom Power, dispositivi innovativi basati sull'utilizzo dell'elettronica di potenza, installati in opportuni punti della rete e in grado di garantire agli utenti un'alimentazione di qualità superiore rispetto a quella del resto del sistema di distribuzione.

Tale qualità superiore è ottenibile grazie alla capacità dei dispositivi Custom Power di compensare i disturbi di rete e/o mitigare l'impatto in rete di eventuali carichi disturbanti.

L'impiego di tali dispositivi può essere previsto sia a livello di rete, protezione di un insieme di utenti sensibili ai disturbi di rete, sia per un'applicazione all'interno degli impianti sensibili, a protezione di un carico specifico.

I dispositivi Custom Power sono basati su elettronica di potenza e su accumuli di energia, quali batterie, supercondensatori, volani e condensatori.

Per le applicazioni di powerquality sono richieste durate di scarica tipiche tra alcuni secondi e il minuto.

4.2 Le tipologie di sistema di accumulo

4.2.1 I sistemi di accumulo elettrochimico

Gli accumulatori elettrochimici sono sistemi in grado di accumulare energia elettrica convertendola in energia chimica.

Si differenziano dalle comuni pile primarie perché in questi sistemi la reazione di conversione dell'energia è reversibile, sono infatti denominati pile secondarie.

Tali accumulatori sono costituiti da una struttura composta da due semi celle separate da un setto poroso, ciascuna delle quali contiene al proprio interno un elettrodo (anodo e catodo) metallico immerso in soluzione elettrolitica (che tipicamente contiene ioni dello stesso metallo).

Quella che comunemente viene definita una "batteria" non è altro che una combinazione, in parallelo e/o in serie, di un numero variabile di accumulatori elettrochimici.

Il principio di funzionamento attraverso il quale un accumulatore elettrochimico permette di rilasciare ed immagazzinare energia elettrica fa riferimento rispettivamente alle reazioni di ossidoriduzione ed elettrolisi.

La prima si concretizza quando, durante la fase di scarica l'elettrodo negativo (anodo) si ossida, producendo e cedendo elettroni, mentre l'altro elettrodo (catodo) accetta gli elettroni dal circuito esterno si riduce, attraverso un conduttore, questo flusso di elettroni viene intercettato, ottenendo così una corrente elettrica. Solitamente l'anodo è un metallo o una lega, mentre il catodo è un ossido di metallo o un solfato, ma viene usato anche l'ossigeno.

La seconda reazione, l'elettrolisi, consente di riportare il sistema allo status iniziale, mediante l'applicazione di un campo elettrico dall'esterno, si trasforma l'energia elettrica in energia chimica.

Le diverse tipologie di accumulatori elettrochimici esistenti, le quali si trovano ad un diverso stadio di sviluppo tecnologico, si caratterizzano per il materiale di cui sono composti gli elettrodi e la soluzione elettrolitica, oltre che in base alle caratteristiche costruttive.

In particolare, si possono identificare quattro principali sottocategorie, a ciascuna delle quali appartengono diverse varianti:

- accumulatori con elettrolita acquoso;
- batterie ad alta temperatura;
- batterie al litio ;
- batterie a circolazione di elettrolita.

Categoria	Coppia elettrochimica	Costruttori Sviluppatori	Stadio di sviluppo	Energia specifica		Efficienza conversione	Apparato di gestione	Rischi sicurezza	Costo materie prime
				Wh/kg	Wh/l				
Temperatura Ambiente Elettrolita acquoso	Piombo acido Pb	a livello mondiale	industriale consolidato	30	80	75%	normalmente non usato	accettati	medio basso
	Nichel-Cadmio Ni-Cd	a livello mondiale	industriale consolidato	50	60	60%	normalmente non usato	accettati	medio
	Nichel-Idr. Met Ni-MH	a livello mondiale	industriale consolidato	60	65	70%	controllo della carica	accettati	alto
	Nichel-Zinco Ni-Zn	a livello pre-indust.	limitato	70	70	60%	controllo della carica	accettati	medio
Litio	Li-Ioni	a livello mondiale	industriale su taglie piccole	150	200	90%	complesso	(instabilità termica)	molto alto
	Li-Ion Polimeri	a livello mondiale	industriale su taglie piccole	130	180	90%	complesso	limitati	molto alto
	Li-Metal	a livello preindustr.	sviluppo	180	150	90%	molto complesso	presenti	molto alto
	Li-Metal	Canada	avviata ma interrotta	120	120	88%	molto complesso	presenti	molto alto
Celle alta temperatura	Sodio-Zolfo Na-S	Giappone	industriale limitato	120	140	85%	complesso	presenti	medio
	Sodio-Clor. Met Na-NiCl ₂	Svizzera	industriale limitato	120	120	85%	complesso	limitati	medio

Fig22 Confronto tra le diverse coppie elettrochimiche (fonte [10])

Prima di approfondire le diverse tipologie di batterie elettrochimiche, andiamo ad elencare le principali caratteristiche di un sistema di accumulo che è necessario conoscere, per effettuare una scelta ed un dimensionamento elettrico ,temporale ,economico ,ambientale per l'alimentazione di un qualsiasi carico, sono le seguenti:

- **Capacità:** quantità di carica elettrica che può essere estratta dal sistema durante la scarica, si misura in [Ah], (es. una batteria con capacità di 2 Ah è in grado di fornire continuamente una corrente di 2 A per 1 ora, oppure una corrente di 1 A per 2 ore, o ancora una corrente di 0,5 A per 4 ore, ecc.);
- **Potenza nominale:** Potenza erogabile da un sistema di accumulo corrispondente al regime di scarica rappresentativo del regime di funzionamento definito per il sistema di accumulo stesso, si misura in [W];
- **Energia nominale:** Energia che il sistema è in grado di fornire durante la scarica, a partire da una condizione di piena carica, si misura in [Wh];
- **Densità di energia :** Rapporto tra l'energia che il sistema fornisce durante la scarica (partendo da una condizione di piena carica fino alla scarica completa) ed il peso/volume dell'accumulato, è chiaramente un fattore estremamente importante nei casi in cui si voglia ottenere un alto livello energetico in poco spazio e contenendo il peso (si pensi solamente alle batterie per dispositivi da trasportare come i computer portatili, i cellulari, le auto elettriche ecc.) La densità di energia si può esprimere in termini di volume come il rapporto tra l'energia accumulata in un sistema ed il suo volume:

$$\rho = \frac{\text{energia}}{\text{volume}} [\text{kWh/m}^3]$$

La densità di energia in termini di massa (nota anche con il nome di energia specifica) è invece il rapporto tra l'energia accumulata in un sistema e la sua massa:

$$\rho = \frac{\text{energia}}{\text{volume}} [\text{kWh/kg}]$$

Quando si vogliono confrontare due sistemi, per esempio una batteria al piombo con una batteria agli ioni di litio, i due concetti sopra esposti tornano utili: per esempio, la densità di energia in termini di massa di una batteria agli ioni di litio è di circa 0.12 kWh/kg mentre quella di una batteria al piombo è circa 0.03 kWh/kg, circa un quarto.

Ciò significa che a parità di peso, le batterie agli ioni di litio immagazzinano quattro volte l'energia accumulata da una batteria al piombo (cifre di riferimento tanto per dare l'idea);

- *Densità di potenza*: Rapporto tra la potenza corrispondente al regime di scarica sufficientemente rappresentativo del regime di lavoro cui la batteria è destinata ed il peso/volume dell'accumulatore, si definiscono la densità di potenza in termini di volume:

$$\rho = \frac{\text{potenza}}{\text{volume}} [\text{kW/m}^3]$$

e la densità di potenza in termini di massa (o potenza specifica):

$$\rho = \frac{\text{potenza}}{\text{volume}} [\text{kW/kg}]$$

- *Efficienza energetica di carica/scarica*: è il rapporto tra l'energia scaricata e l'energia necessaria per riportare la batteria al suo stato iniziale di carica;
- *Rendimento amperometrico*: Rapporto tra la quantità di carica, erogata durante la scarica, e la quantità necessaria per ripristinare lo stato di carica iniziale;
- *Stato di carica (State of Charge SOC)* : In ogni istante è pari al rapporto tra la capacità residua accumulata nella batteria e la capacità nominale del medesimo accumulatore.

$$\text{SOC} = \frac{\text{Ah rimanenti nella batteria}}{\text{Ah nominali}}$$

- *La profondità di scarica (Depth of Discharge DOD)* : In ogni istante è pari al rapporto tra la capacità già scaricata dall'accumulatore e la capacità nominale del medesimo accumulatore.

$$\text{DOD} = \frac{\text{Ah assorbiti dalla batteria}}{\text{Ah nominali}} = \frac{\text{Ah nominali} - \text{Ah rimanenti}}{\text{Ah nominali}} = 1 - \text{SOC}$$

Per esempio, una batteria da 100 Ah a cui sono stati prelevati 30 Ah ha una profondità di scarica del 30 %. La profondità di scarica è lo stato inverso dello stato di carica (*State Of Charge - SOC*), nell'esempio precedente la batteria ha uno stato di carica del 70%.

- *Durata*: Tempo di esercizio dell'accumulatore, che ha fine quando le prestazioni del sistema degradano al di sotto dei limiti operativi (tipicamente riferito ad una profondità di scarica – DOD – dell'80%, si misura in numero di cicli) ;
- *Temperatura*: Range di temperatura dell'ambiente esterno entro cui l'accumulatore è in grado di lavorare, si misura in [C°];

4.2.1.1 Batterie con elettrolita acquoso

Di questa tipologia di batterie, che hanno come caratteristica principale la presenza di un elettrolita in forma acquosa, fanno parte gli accumulatori piombo/acido, nickel/cadmio e nickel/idruri metallici, che adesso vedremo più nel dettaglio.

4.2.1.1.1 Accumulatori al Piombo/Acido

Un accumulatore al Piombo/Acido è composto da un elettrodo negativo di piombo metallico e da un elettrodo positivo di biossido di piombo, immersi in un elettrolita costituito da una soluzione acquosa di acido solforico.

Durante la scarica, al polo negativo il piombo si ossida cedendo elettroni e forma solfato di piombo cristallino insolubile ($PbSO_4$) per reazione con gli anioni solfato (SO_4) dell'elettrolita.

Al polo positivo il biossido di piombo cristallino si riduce acquistando elettroni e forma solfato di piombo, anche in questo caso per reazione con l'elettrolita.

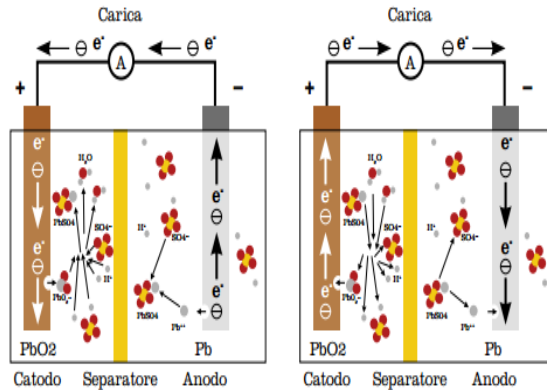
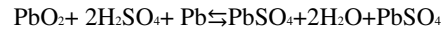
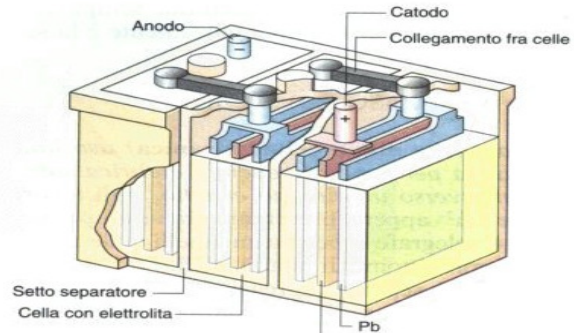
Si verificano quindi trasformazioni progressive di entrambi i materiali elettrodi, con modifiche profonde della loro struttura cristallina, e formazione di solfato di piombo e acqua, che riduce la densità dell'elettrolita. In questo tipo di accumulatori la misura della densità dell'elettrolita può essere utilizzata come indice dello stato di carica.

Durante la carica, le reazioni descritte procedono in senso opposto, i materiali attivi Pb e PbO_2 vengono ripristinati a spese del solfato ed è ristabilita la concentrazione iniziale di acido solforico.

Esistono due principali tipologie di accumulatori al piombo: VLA (*Vented Lead Acid*) o accumulatori aperti, e VRLA (*Valve Regulated Lead Acid*) o accumulatori ermetici. (fonte elaborazione [10][13])

La caratteristica principale degli accumulatori VLA è quella di essere dotati di un'apertura che permette la fuoriuscita dei gas prodotti durante le reazioni parassite (come ad esempio la gassificazione, che ha luogo nella fase finale della ricarica, determinando la riduzione del rendimento di ricarica, il consumo dell'acqua nell'elettrolita e infine la produzione di gas che possono dare luogo ad esplosioni) che avvengono durante la fase di carica.

Fig 23 accumulatore al piombo (fonte [f])



Questo tipo di batterie, anche se sono le più diffuse, risultano molto più ingombranti rispetto alle batterie VRLA, inoltre necessitano di strutture di sostegno particolari, adatte anche a garantirne un'opportuna ventilazione.

Per questo tipo di accumulatori è necessaria una frequente manutenzione, volta al reintegro dell'acqua contenuta nell'elettrolita che via via si consuma.

La seconda tipologia, ossia gli accumulatori VRLA (detti anche ermetici), prevede all'interno della cella, mediante opportune regolazioni, la ricombinazione dell'idrogeno e dell'ossigeno, con la conseguente rigenerazione di acqua, inoltre sono meno ingombranti e necessitano di una manutenzione minore.

Per contro, la forte disomogeneità costruttiva di questi dispositivi determina criticità nella fase di gestione per applicazioni multiple, oltre a ciò, dopo un certo valore di corrente di carica, la ricombinazione dei gas è solamente parziale ed i gas inerti vengono scaricati nell'ambiente mediante una valvola, determinando un degrado più rapido della batteria.

Caratteristica	Valore
Capacità (Ah)	1 ÷ 10.000
Energia specifica (Wh/kg)	15 ÷ 25 (VLA) 20 ÷ 40 (VRLA)
Potenza specifica (W/kg)	20 ÷ 40 (VLA) 70 ÷ 80 (VRLA)
Efficienza energetica di carica/scarica (%)	70 ÷ 85
Rendimento Amperometrico (%)	80
Durata (n° di cicli)	800
Temperatura di funzionamento (°C range)	-20 ÷ 60

Tab6 Caratteristiche tecniche delle batterie al piombo

Le prestazioni che offrono le batterie al piombo acido sono inferiori rispetto a quelle offerte dalle altre tecnologie di accumulo elettrochimico che saranno descritte successivamente, osservando in particolare i valori dell'energia specifica, della potenza specifica e della durata attesa.

Esaminando la tabella, possiamo dire che questa tipologia di accumulatori si adatta bene ad applicazioni di energia, ma anche a funzionalità di potenza, in quanto il rapporto tra potenza specifica ed energia specifica risulta sbilanciato a favore della prima, caratterizzandosi quindi come una tecnologia trasversale.

Guardando alle installazioni per applicazioni energy storage attualmente presenti a livello mondiale, queste batterie presentano un installato globale pari 69[MW], rappresentando una delle tecnologie più diffuse in questo ambito. Un primo esempio di impianto con batterie piombo/acido è stato costruito nel 1997 nella comunità rurale del Metlakatla da General Electric e Exide Technologies, di taglia pari a 1 MW (1,4 MWh) addetto al controllo di tensione mediante accumuli di tipo VRLA.

Ha funzionato senza interruzioni fino al 2008, anno in cui le celle sono state sostituite.

Un sistema più recente da 15 MW (10 MWh) fornito dall'impresa statunitense XtremePower, è stato costruito nel 2011 ad Oahu, nelle Isole Hawaii, a supporto di un parco eolico da 30 MW realizzato da First Wind, permettendo di mediare le fluttuazioni di potenza.

Guardando invece ai progetti attualmente in via di sviluppo a livello mondiale, se ne elencano cinque, tre dei quali hanno una potenza complessiva di circa 3,5 MW (2 MWh), in corso di realizzazione negli Stati Uniti ed in Cina.

Ritornando alle caratteristiche tecniche della cella al piombo/acido, essa presenta una forza elettromotrice (FEM) pari a 2[V], anche se, il suo valore effettivo dipende da diversi effetti esterni quali la densità dell'elettrolito, la temperatura, lo stato di carica, la corrente circolante, lo stato di invecchiamento.

In pratica, si ottengono curve di tensione in carica e scarica di questo genere:

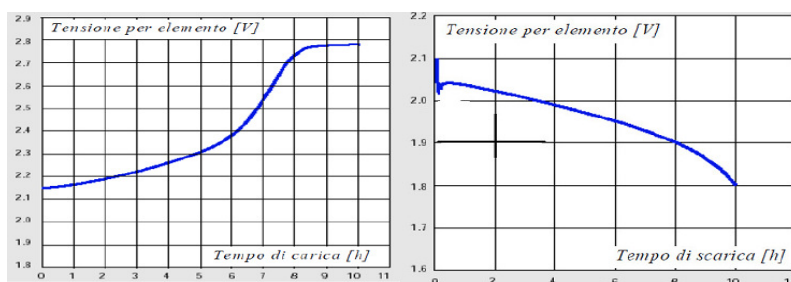


Fig24 esempio per un processo di carica e scarica a corrente costante (fonte [16])

Un altro fenomeno di cui tenere conto è l'autoscarica.

Nelle batterie al piombo l'autoscarica è dovuta a varie reazioni parassite che consumano lentamente le cariche presenti e portano nel tempo alla scarica completa della batteria. In condizioni normali l'autoscarica determina una riduzione della carica della batteria pari a circa il 2-3% al mese.

Oltre che dalla temperatura, dalla tensione e dallo stato di invecchiamento, la capacità di un accumulatore al piombo dipende anche dalla corrente di scarica.

In particolare la capacità diminuisce all'aumentare del valore della corrente di scarica.

Ciò determina, come già detto, notevoli complicazioni nella misura dello stato di carica della batteria.

Poiché la capacità è il prodotto della corrente di scarica per la durata della scarica stessa, si deduce che la capacità dipende anche dalla durata della scarica, con legge crescente.

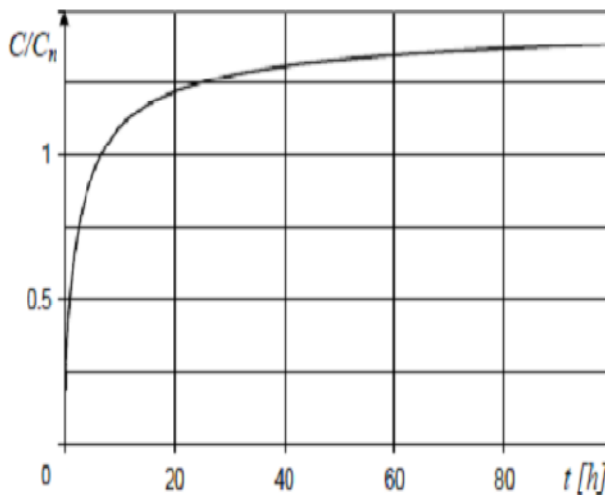


Fig25 Dipendenza della capacità (fonte [16])

Sievidenza che la capacità ha un asintoto orizzontale per una durata della scarica tendente ad infinito. Tale limite asintotico è impiegato nelle applicazioni più avanzate come riferimento per la definizione dello stato di carica. La capacità nominale dunque è la capacità corrispondente ad un particolare regime di scarica sufficientemente rappresentativo del regime di lavoro cui la batteria è destinata. Generalmente per applicazioni stazionarie si assume come capacità nominale la capacità al regime delle 10h. Le capacità di una cella al piombo disponibili industrialmente possono variare da poche decine fino a migliaia di amperora (Ah).

La vita attesa di un accumulatore al piombo può variare in base alla tipologia e alla gestione.

Una batteria tipo SLI (per l'avviamento di motori a combustione interna) ha una vita attesa di circa 5 anni, mentre un accumulatore aperto stazionario, gestito in tampone e correttamente mantenuto può arrivare ad una vita di oltre 20 anni. Il numero di cicli di carica/scarica di una cella al piombo, con una profondità di scarica dell'80%, è tra 500

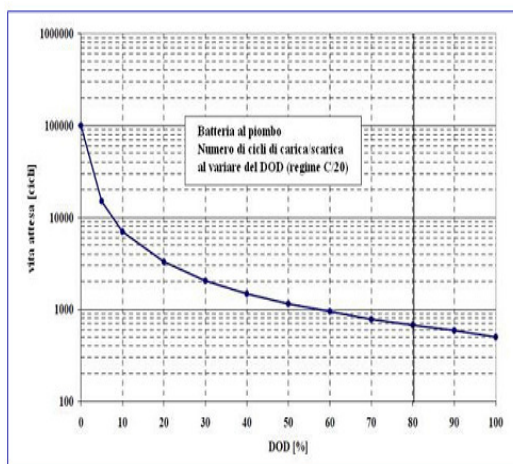


Fig 26 vita utile batteria al piombo (fonte [16])

Le ragioni che spiegano la diffusione di queste batterie sono da ricercare nel loro prezzo ridotto rispetto ad altre tecnologie (prezzo che è nell'ordine dei 1.500 [€/kWh] utile per batterie di qualche kWh, a fronte ad esempio dei circa 2.200 [€/kWh] per una batteria analoga agli ioni di litio) e nella reperibilità delle materie prime necessarie per fabbricarle.

Inoltre un'importante caratteristica risiede nella stabilità del sistema di accumulo in caso di connessione di svariate celle in configurazione serie/parallelo, senza bisogno di particolari sistemi di monitoraggio e gestione.

Tuttavia, la tecnologia sconta alcune criticità, riferibili in primo modo ad una densità energetica piuttosto bassa e ad una durata di vita assai limitata, che di fatto stanno determinando un crescente interesse da parte del mercato per altre tecnologie, come ad esempio le batterie al sodio per applicazioni energy intensive e le batterie al litio per applicazioni power intensive.

4.2.1.1.2 Accumulatori al Nichel/Cadmio

L'elemento costitutivo di un accumulatore al nichel/cadmio è composto da un elettrodo negativo di cadmio e da un elettrodo positivo di ossido idrato di nickel, a fronte di un elettrolita di tipo alcalino.

Durante la scarica, all'anodo il cadmio metallico viene ossidato dalla reazione con gli ioni OH dell'elettrolita originando idrossido di cadmio e liberando elettroni. Al catodo, invece, l'ossido idrato di nickel viene ridotto in idrossido di nickel dalla reazione con la molecola di acqua.

Durante la carica le due reazioni avvengono nel verso opposto.

Sia durante la scarica sia durante la ricarica, la concentrazione dell'elettrolita resta praticamente costante (non viene consumato) e quindi, a differenza della batteria al piombo, tale grandezza non può essere usata quale indice dello stato di carica. (fonte elaborazione[13][14][17])

Come per la batteria al piombo, anche nella batteria nichel/cadmio sono presenti delle reazioni parassite, che portano allo sviluppo di gas durante la ricarica.

In particolare, all'approssimarsi della piena carica, si manifesta lo sviluppo di ossigeno all'elettrodo positivo e la produzione di idrogeno all'elettrodo negativo.

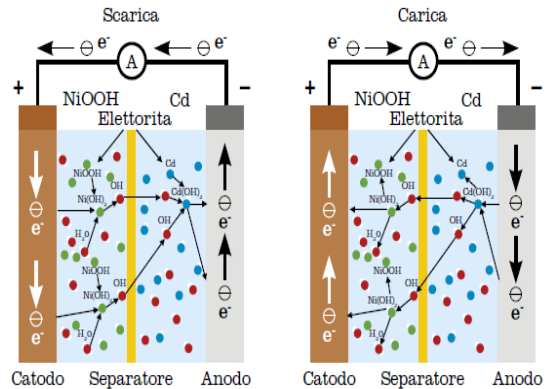
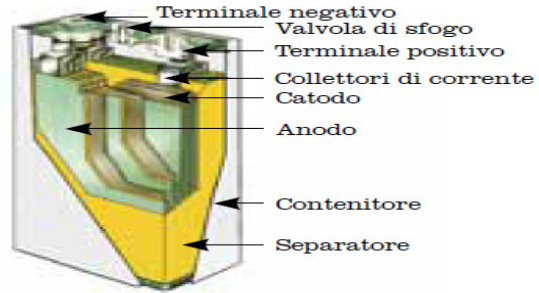
Queste reazioni parassite comportano una perdita di carica e di energia e la necessità di periodici rabbocchi con acqua negli accumulatori non ermetici.

Le batterie al nichel/cadmio sono realizzate secondo due principali tecnologie costruttive:

- con elettrodi a tasca, in cui le materie attive di entrambi gli elettrodi sono contenute all'interno di una tasca in lamina di acciaio traforata, al fine di permettere la penetrazione dell'elettrolita;
- con elettrodi sinterizzati, in cui le materie prime vengono spalmate in una matrice porosa, grazie alla quale si conseguono prestazioni superiori (maggiore energia specifica, potenze molto più elevate, riduzione della resistenza interna).

Analogamente all'accumulatore al piombo, le batterie nichel/cadmio possono essere di tipo aperto e di tipo ermetico, con forma cilindrica o prismatica.

Fig26 batteria Nichel/Cadmio[13]



Nella seguente tabelle vengono riportate le principali caratteristiche di questi accumulatori.

Caratteristica	Valore
Capacità (Ah)	8 ÷ 1.500
Energia specifica (Wh/kg)	50÷60
Potenza specifica (W/kg)	500 ÷ 800
Efficienza energetica di carica/scarica (%)	60 ÷ 70
Rendimento Amperometrico (%)	70÷ 80
Durata (n° di cicli)	1.000÷1200
Temperatura di funzionamento (°C range)	-50 ÷ 70

Tab7Caratteristiche tecniche delle batterie al nichel/cadmio

Si può notare che la potenza specifica può variare da 500[W/kg] a 800 [W/kg],aseconda della tecnologia costruttiva,inoltre l'auto scarica di questa batteria è inferiore al 5% al mese, mentre le batterie di tipo ermetico possono raggiungere il 25% al mese.

Un grande vantaggio rispetto ad altre tipologie di accumulatori risiede nella modesta dipendenza dell'energia erogabile sia dal regime di scarica che dalla temperatura di lavoro (-50÷70 °C).

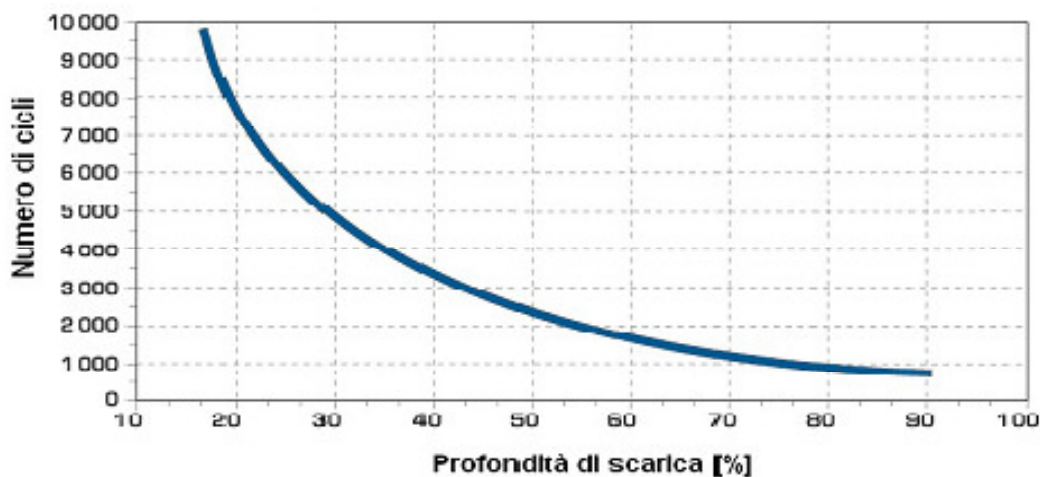


Fig27vita utile batteria Ni/Cd(fonte [16])

Questo accumulatore è molto robusto e può arrivare a 1500-2000 cicli di lavoro con profondità di scarica dell'80%.

Uno dei vantaggi rispetto ad altri accumulatori è che può essere scaricato a fondo senza problemi.

Le caratteristiche che contraddistinguono la tecnologia al nickel/cadmio la rendono trasversale per applicazioni in energia ed in potenza, infatti, analogamente a quanto discusso per la tecnologia al piombo/acido, questa tecnologia presenta un regime tipico di scarica ridotto (che la caratterizza per tanto come sistema adatto ad applicazioni in energia), ma l'elevato rapporto tra potenza specifica ed energia specifica rende questa tecnologia adatta anche per fornire servizi in potenza.

Per quanto riguarda le applicazioni energystorage, sebbene nei numeri l'accumulatore al nichel/cadmio risulta ad oggi una tra le tecnologie maggiormente diffuse per questo tipo di applicazione, l'installato a livello mondiale, stimato pari a 27MW (6,75 MWh), fa riferimento ad un unico impianto, realizzato nel 2003 negli Stati Uniti presso Fairbanks (Alaska).

Tale impianto, realizzato con tecnologia Saft e ABB, è composto da oltre 13.760 celle nichel/cadmio, ha una tensione totale di 5.000 VDC, una capacità di 18 MWh ed è oggi una tra le batterie più potenti al mondo, in grado di erogare 27 MW per 15 minuti o 46 MW per 5 minuti.

E' interessante notare che, ad oggi, non risulta in programma a livello mondiale la realizzazione di nuove applicazioni di questa tecnologia in ambito energystorage, questo fondamentalmente, è legato alle problematiche ambientali dovute alla presenza del cadmio (materiale altamente tossico) e dunque hanno frenato l'evoluzione di questa tecnologia, che è stata progressivamente sostituita dall'accumulatore nichel/idruri metallici e da altre tecnologie emergenti quali il litio.

4.2.1.1.3 Accumulatori al Nichel/Idruri metallici

Un accumulatore al Nichel/Idruri metallici è composto da un elettrodo negativo costituito da composti intermetallici e da un elettrodo positivo di ossido idratodi nickel, a fronte di un elettrolita di tipo alcalino. Come si nota, l'unica variante sostanziale rispetto alla batteria al nickel/cadmio risiede nell'elettrodo negativo.

Fig28 batteria Nichel/Idruri metallici [13]

Durante la scarica, al catodo l'ossido idrato di nichel (NiOOH) viene ridotto in idrossido di nichel (Ni(OH)_2) acquisendo lo ione idrogeno dalla molecola di acqua e un elettrone dal circuito esterno.

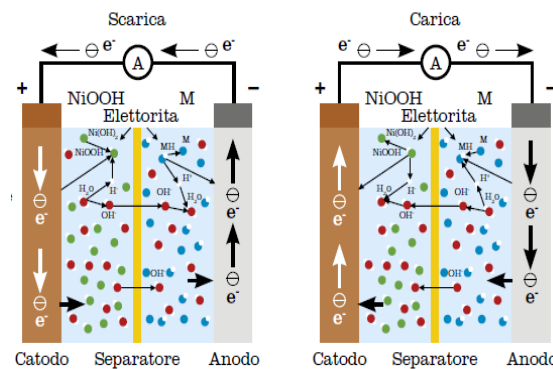
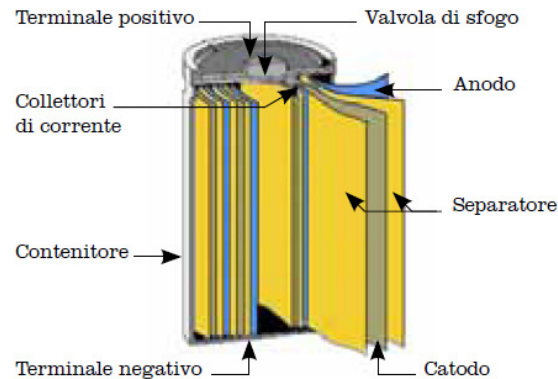
All'anodo, invece, l'idruro metallico (MH) libera elettroni e rilascia ioni idrogeno che si ricombinano con gli ioni idrossido formando acqua. (fonte elaborazione [13][14][17])

Durante la carica le due reazioni avvengono nel verso opposto. Sia durante la scarica sia durante la ricarica, la concentrazione dell'elettrolita resta praticamente costante e quindi tale grandezza non può essere usata quale indice dello stato di carica.

Questa tipologia di accumulatore comporta l'uso di materie prime costose, tuttavia il fatto che sia priva di cadmio la rende preferibile dal punto di vista ambientale.

Da un punto di vista tecnico invece, l'energia specifica è leggermente maggiore rispetto alle batterie al Ni/Cd e sono inoltre adatte a ricaricarsi in tempi brevi.

Tuttavia uno svantaggio è la loro tendenza all'auto-scarica, dovuta alla diffusione dell'idrogeno attraverso l'elettrolita.



Inoltre, l'alta corrente necessaria durante la carica rende indispensabile ed essenziale una gestione termica e di raffreddamento. Analogamente a quanto discusso per le batterie nickel/cadmio, questa tecnologia soffre del cosiddetto effetto memoria, a causa di ciò, tali batterie sono state, e sono tuttora, oggetto di grandi sforzi di ricerca e sviluppo.

Le principali caratteristiche di queste batterie vengono qui di seguito riportate:

Caratteristica	Valore
Capacità (Ah)	0,1 ÷ 200
Energia specifica (Wh/kg)	40÷100
Potenza specifica (W/kg)	200 ÷ 1.200
Efficienza energetica di carica/scarica (%)	65
Rendimento Amperometrico (%)	70÷ 80
Durata (n° di cicli)	500÷1.000
Temperatura di funzionamento (°C range)	-20 ÷ 70

Tab8 Caratteristiche tecniche delle batterie al nichel/idruri metallici

Anche questa tipologia di batterie si adatte bene ad applicazioni sia di energia che di potenza, a basse temperature si osserva un deterioramento delle prestazioni comunque inferiore a quello sofferto dagli accumulatori al piombo.

La loro autoscarica ha un valore piuttosto elevato, a temperatura ambiente essa ammonta 20%/mese, ma sono possibili valori di 2-3% al giorno, essa cresce inoltre rapidamente con la temperatura.

Le celle Ni/MeH per usi portatili possono presentare perdite di capacità temporanee, per effetto memoria, quando vengono solo parzialmente scaricate per parecchi cicli, anche se in misura inferiore alle celle al nichel/cadmio.

Per evitare questo inconveniente, è richiesta ogni mese una scarica completa perché, se questa viene omessa per molti mesi, la riduzione di capacità diventa irreversibile.

Le celle Ni/MeH maggiormente diffuse e disponibili in commercio sono destinate principalmente all'alimentazione di apparecchiature portatili.

Riguardo alle applicazioni di energystorage, attualmente non risultano in essere né previsti progetti che prevedano l'utilizzo di questa tecnologia, ed anche l'evoluzione dei relativi costi non è nota.

4.2.1.2 Batterie ad alta temperatura

Le batterie ad alta temperatura, comprendono quelle sodio/zolfo e quelle sodio/cloruro di nichel, esse lavorano ad una temperatura interna di 300°C, questo calore è necessario per portare gli elettrodi allo stato fuso e per aumentare la conducibilità dell'elettrolita, tali accumulatori, dunque risultano insensibili alle condizioni ambientali esterne.

La crescita di questa tipologia di celle, è stata spinta dalla necessità di individuare coppie elettrochimiche in grado di fornire energie specifiche molto elevate, senza ricorrere all'utilizzo di materiali pregiati e rari.

Infatti, queste batterie si differenziano rispetto agli accumulatori con elettrolita acquoso, per una energia specifica molto più elevata, elevati rendimenti energetici, prestazioni indipendenti dalla temperatura ambiente e una buona vita attesa.

Per motivi gestionali e di sicurezza non sono disponibili sul mercato come celle singole, ma come sistemi completi di BMS (Battery Management System), ossia un sistema di controllo delle grandezze che caratterizzano il funzionamento della batteria.

4.2.1.2.1 Batteria al Sodio/Zolfo

Una cella di un accumulatore sodio/zolfo, presenta da un punto di vista costruttivo caratteristiche molto diverse rispetto a quelle dei tradizionali accumulatori (batterie al piombo/acido), infatti è composta da due elettrodi allo stato fuso, rispettivamente di sodio e di zolfo divisi dal separatore ceramico chiamato beta allumina, che permette il passaggio ionico e svolge le funzioni da elettrolita.

Nelle batterie sodio/zolfo durante le reazioni di ossidoriduzione associate ai processi di carica e scarica, gli ioni sodio migrano reversibilmente da un elettrodo all'altro. (fonte elaborazione [13][18][19])

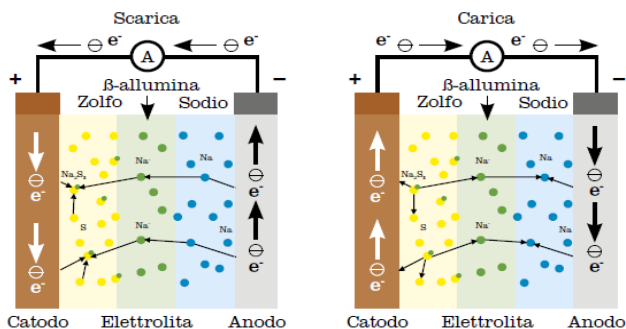
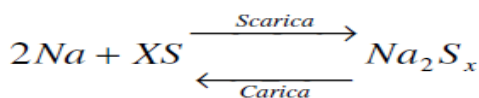
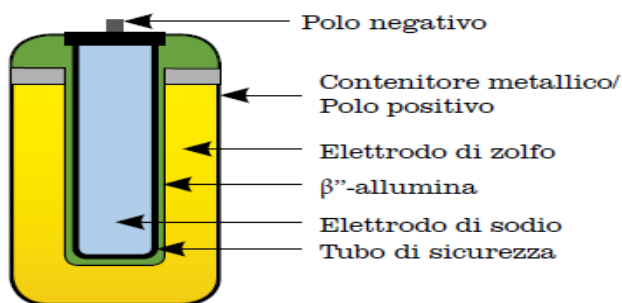
Durante la scarica, in corrispondenza della superficie di contatto sodio-elettrolita, il sodio viene ossidato liberando elettroni. Gli ioni sodio, attraverso l'elettrolita, migrano verso l'elettrodo positivo dove si combinano con lo zolfo formando pentasolfato di sodio (Na_2S_5).

Procedendo nella scarica, al Na_2S_5 subentra il tetrasolfato Na_2S_4 e successivamente il trisolfato Na_2S_3 .

Se si proseguisse ulteriormente nella scarica si avrebbe la formazione di bisolfato Na_2S_2 che è un solido e che si separerebbe irreversibilmente dal liquido restando poi inattivo.

Per tale motivo, la reazione di scarica deve essere assolutamente interrotta prima di giungere a questa situazione. Durante la carica le reazioni descritte procedono in senso inverso.

Fig29 batteria Sodio/Zolfo (fonte [13])



Trattandosi di una batteria ad alta temperatura, essa ha bisogno di un coibentamento termico particolarmente efficace per diminuire la dispersione termica.

La struttura della cella generalmente utilizzata è a forma di bicchiere e i materiali impiegati sono molto pregiati a causa della capacità corrosiva dello zolfo liquido.

Essa è inoltre dotata di un sistema di riscaldamento interno che si attiva quando la temperatura scende sotto un certo limite, con la batteria a riposo, l'autonomia termica può essere di qualche giorno. Questo costringe il sistema di riscaldamento ad essere attivo ed a collegare la batteria alla rete elettrica per alimentarlo.

Qui di seguito vengono riportate le principali caratteristiche di questa tipologia di accumulatori.

Caratteristica	Valore
Capacità (Ah)	628
Energia specifica (Wh/kg)	240
Potenza specifica (W/kg)	210
Efficienza energetica di carica/scarica (%)	90
Rendimento Amperometrico (%)	100
Durata (n° di cicli)	4500
Temperatura di funzionamento (°C range)	insensibilità alla temperatura

Tab9 Caratteristiche tecniche delle batterie al sodio/zolfo

Appare evidente che l'energia specifica è molto elevata ed inoltre presenta valori maggiori rispetto alla potenza specifica, dunque le batterie sodio/zolfo si adattano bene ad applicazioni di energia.

Altri punti di vantaggio della cella sodio/zolfo sono l'assenza di auto scarica, grazie al fatto che l'elettrolita solido è un perfetto isolante elettronico, e il fatto che la capacità della cella è indipendente dal regime di scarica e dalla temperatura. In generale le prestazioni della batteria non sono influenzate dalla temperatura ambiente, come conseguenza dell'elevata coibentazione termica.

Questa tecnologia sembra essere quella più utilizzata nelle applicazioni di Energy storage, in particolare si contano circa 54,2[MW] di potenza installata a livello mondiale.

Uno dei principali progetti ha preso le mosse nel 2008 nel nord del Giappone da parte della Japan Wind Development Company, che prevede l'installazione di un sistema di accumulo al sodio/zolfo fornito da NGK per una capacità di 34 MW (238 MWh), associato ad un parco eolico da 51 MW.

Si prevedono molte nuove installazioni che utilizzano questa tecnologia, come mostra il caso del gestore della rete di trasmissione italiano, Terna, che ha recentemente definito un accordo con la stessa NGK per la fornitura di sistemi di accumulo per un massimo di 70 MW (490 MWh) per applicazioni energy intensive.

A livello mondiale sono stati censiti diversi progetti in fase di sviluppo, tra i quali vale la pena segnalare un progetto "faraonico", ad oggi ancora sulla carta, portato avanti da Rubenius (società con sede negli Emirati Arabi Uniti che sviluppa progetti in ambito smartgrid), che prevede la realizzazione di una energy warehouse composta da 1 GW (4-6 GWh) di batterie sodio/zolfo fornite da NGK presso Baja California (Messico), per un investimento complessivo stimato in 4 mld \$, da mettere a disposizione di utility messicane e statunitensi.

Il costo attuale di questa tecnologia, per applicazioni analoghe a quelle citate (ossia energy intensive, con tagli nell'ordine di Megawattora) e stimabile in circa 1.000 €/kWh.

4.2.1.2.2 Batteria al Sodio/Cloruro di Nichel (ZEBRA)

La batteria al sodio/cloruro di nichel, nota anche con l'acronimo ZEBRA (Zero Emission Battery Research Activity) è, dal punto di vista della struttura e delle prestazioni, sostanzialmente simile alla batteria sodio/zolfo. Dal punto di vista della struttura, rispetto alla batteria sodio/zolfo cambia soltanto il materiale di un elettrodo, costituito da cloruro di nichel invece che da zolfo.

Nelle batterie sodio/cloruri metallici durante le reazioni di ossidoriduzione associate ai processi di carica e scarica, gli ioni sodio migrano reversibilmente da un elettrodo all'altro.

Durante la scarica, in corrispondenza della superficie di contatto sodio-elettrolita, il sodio viene ossidato liberando elettroni. Gli ioni sodio, attraverso l'elettrolita, migrano verso il comparto catodico, dove gli elettroni provenienti dal circuito esterno riducono il cloruro di nichel, e si forma cloruro di sodio e nichel. (fonte elaborazione [13][18][19])

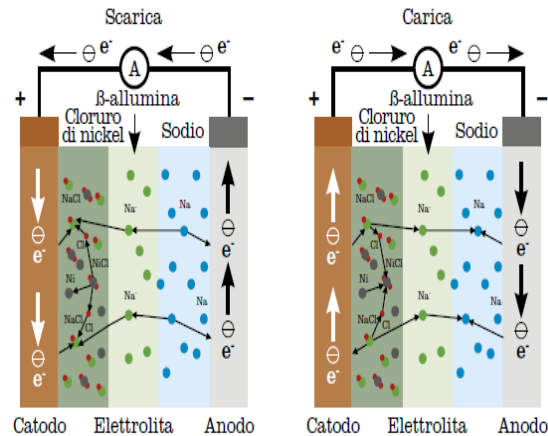
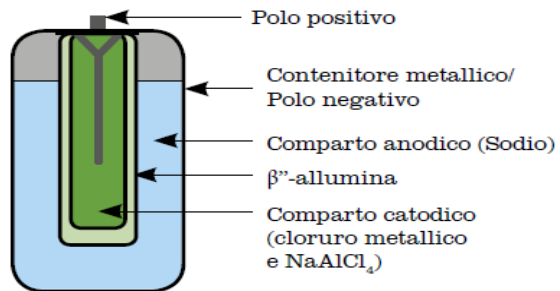
Durante la carica le reazioni descritte procedono in senso inverso.

Per ottenere una struttura omogenea ed affidabile la cella elementare è in genere di dimensioni ridotte avendo, di conseguenza, una piccola capacità. Pertanto, per realizzare una batteria avente una certa capacità complessiva ed una certa tensione ai morsetti, si ricorre al collegamento in serie e parallelo di un numero molto elevato di celle elementari. L'involucro della batteria è caratterizzato da un'adeguata coibentazione termica, per consentire di minimizzare l'energia necessaria per riscaldare e tenere caldi gli elementi e ridurre lo scambio termico con l'ambiente circostante.

Le reazioni che avvengono al suo interno non determinano la produzione di gas, riducendo il problema di ventilazione delle batterie per diluire eventuali emissioni pericolose.

Le principali caratteristiche tecniche che contraddistinguono questa tecnologia, che vedono una differenza limitata tra energia specifica e potenza specifica, rendono questa tecnologia trasversale, ossia adatta sia ad applicazioni in potenza che in energia. In particolare, l'energia specifica elevata che caratterizza questa tecnologia, comparativamente alle altre tipologie di accumulo elettrochimico (ad esclusione della tecnologia al sodio/zolfo), rende questa tecnologia particolarmente adatta ad applicazioni in energia.

Fig30 batteria Sodio/Zolfo (fonte [13])



Caratteristica	Valore
Capacità (Ah)	32
Energia specifica (Wh/kg)	160
Potenza specifica (W/kg)	170
Efficienza energetica di carica/scarica (%)	90
Rendimento Amperometrico (%)	100
Durata (n° di cicli)	2.500 ÷ 3.000
Temperatura di funzionamento (°C range)	insensibilità alla temperatura

Tab10 Caratteristiche tecniche delle batterie al sodio/cloruro di nichel

Per quanto riguarda le applicazioni di questa tipologia di accumulatori attualmente esistenti a livello mondiale, è stato realizzato un unico impianto in Italia da FIAMM, Elettronica Santerno, Terni Energia e Galilea ad Almisano (Vicenza) costituito da 10 moduli da 23 kWh ciascuno, accoppiato ad un impianto fotovoltaico al fine di accumulare l'energia in eccesso prodotta dal sistema e riutilizzarlo nei periodi di maggiore richiesta.

Inoltre, risultano in fase di sviluppo tre progetti di dimensioni ridotte, per un totale di circa 500 kW (432 kWh) la cui realizzazione è prevista negli Stati Uniti e prevede l'utilizzo di tecnologia FIAMM. Il costo di questa tecnologia è stimabile tra i 1.200 ed i 2.100 €/kWh, in funzione della taglia del sistema, che spazia da poche decine di kilowattora per applicazioni residenziali fino a qualche Megawattora per applicazioni utility scale.

4.2.1.3 Batterie a circolazione elettrolitica

Le batterie a circolazione di elettrolita consentono l'accumulo di energia elettrica mediante soluzioni elettrolitiche contenenti differenti coppie redox, utilizzando reazioni accoppiate di ossidoriduzione in cui sia i reagenti che i prodotti di reazione sono disciolti in soluzione acquosa.

Le soluzioni dell'elettrolita positivo e negativo sono immagazzinate in serbatoi, messe in circolazione da pompe, e si interfacciano attraverso una membrana (separatoro) che permette lo scambio ionico, impedendo tuttavia il mescolamento delle soluzioni.

La loro caratteristica più importante è il disaccoppiamento tra le caratteristiche di potenza e di energia, infatti, la potenza che la batteria è in grado di erogare/assorbire è in funzione della quantità di elettrolita che prende parte alla reazione istante per istante (compatibilmente con la velocità della reazione) e quindi dalla superficie della membrana e dalla portata delle pompe, mentre la capacità di accumulo è legata alla quantità di liquido totale e quindi alla capienza dei serbatoi.

Si possono individuare diverse tipologie di batterie a circolazione di elettrolita, tra cui quelle al Vanadio, al Vanadio/Bromo, al Polisolfuro di Bromuro, al Ferro/Cromo, allo Zinco/Bromo ed allo Zinco/Cerium.

4.2.1.3.1 Batteria Redox a circolazione di elettrolita al Vanadio (VRB)

I componenti fondamentali di una batteria ai sali di vanadio detta anche VRB (Vanadium Redox Battery), sono lo stack, costituito da un determinato numero di celle elementari elettricamente collegate in serie, i due serbatoi contenenti il catolita e l'anolita, le pompe e il circuito idraulico necessari per la circolazione dell'elettrolita. Generalmente la batteria è integrata in un sistema che comprende anche un convertitore elettronico DC/AC, u **Fig31** batteria VBR (fonte [13][16]) raffreddamento.

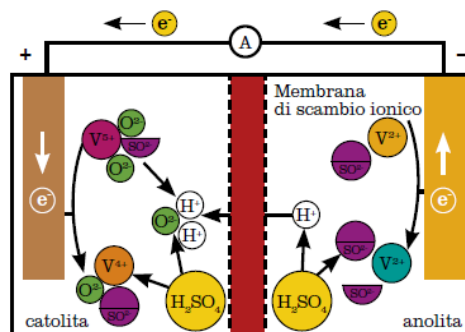
La cella elementare di una batteria VRB è costituita da una membrana di scambio ionico, dagli elettrodi e dalle piastre bipolari.

La caratteristica fondamentale di tale membrana è quella di essere permeabile agli ioni H^+ , ma impermeabile agli elettroni. La membrana separa l'anolita dal catolita, entrambi costituiti da ioni vanadio indifferenti stati di ossidazione, disciolti in una soluzione di acido solforico.

Un'altra peculiarità di questa tecnologia di accumulo è il totale disaccoppiamento tra la potenza e l'energia.

La potenza che la batteria può erogare o assorbire dipende dalla quantità di elettrolita che prende parte alla reazione istante per istante (chiaramente, compatibilmente con la velocità della reazione) e quindi dalla superficie della membrana e dalla velocità delle pompe.

La capacità di accumulo è invece legata alla quantità di elettrolita totale e quindi alla capienza dei serbatoi.



Date le caratteristiche che contraddistinguono questa tecnologia, in termini di capacità di accumulo di energia in funzione della dimensione dei serbatoi utilizzati essa trova principale applicazione per l'immagazzinamento di energia elettrica su larga scala, ossia per applicazioni in energia.

Variando la dimensione dei serbatoi, la superficie della membrana, e la portata delle pompe è possibile realizzare delle batterie VBR anche per applicazioni in potenza, c'è però da tenere presente un fattore limitante per questa tipologia di accumulatori, ossia il range di temperatura in cui può lavorare la batteria, come si può vedere dalla seguente tabella si aggira intorno $0-40\text{ }^{\circ}\text{C}$, tutto questo perché a basse temperature la circolazione del fluido diviene problematica in virtù dell'aumento di densità dello stesso, dall'altro lato, ad alte temperature si può verificare l'ostruzione del circuito idraulico a causa della precipitazione dei sali di vanadio dell'elettrolita.

Caratteristica	Valore
Capacità (Ah)	-
Energia specifica (Wh/kg)	25
Potenza specifica (W/kg)	100
Efficienza energetica di carica/scarica (%)	60÷85
Rendimento Amperometrico (%)	80÷90
Durata (n° di cicli)	10.000
Temperatura di funzionamento (°C range)	0÷40

Tab11 Caratteristiche tecniche delle batterie ai sali di vanadio

Guardando alle applicazioni energystorage, attualmente sono stati realizzati a livello mondiale due impianti che sfruttano questa tecnologia uno negli Stati Uniti ed uno in Cina, per un totale di 2,6[MW], mentre altri progetti sono stati realizzati negli anni passati, di cui uno dei più importanti fa riferimento ad un sistema da 4 [MW] (6 [MWh]) installato in Giappone (funzionante dal 2005 al 2008) in accoppiamento ad un impianto eolico della potenza di 30,6 [MW] per migliorare l'integrazione nella rete elettrica.

I costi attuali sono stimabili tra i 1.200 ed i 1.700[€/kWh], con riferimento a taglie (tipiche per questa tecnologia) nell'ordine dei Megawattora. Infine, attualmente risulta in fase di realizzazione un ulteriore progetto nella città di Painesville (Stati Uniti) da parte di una utility locale, di dimensioni pari a 1,1 [MW] (8,8 [MWh]), da accoppiare ad un impianto a carbone per ottimizzarne il funzionamento, per un investimento complessivo nell'ordine dei 10 mln \$.

4.2.1.3.2 Batteria Redox a circolazione di elettrolita al Bromuro di Zinco

La cella elementare di questa batteria prevede un elettrodo negativo costituito da zinco in forma solida quando la batteria è carica e un elettrodo positivo costituito da bromo liquido a temperatura ambiente, infine l'elettrolita costituito da una soluzione acquosa di bromuro di zinco.

In particolare, il flusso dei due elettroliti è separato da una membrana in poliolefina microporosa.

La batteria è composta da un certo numero di celle, dai serbatoi che contengono l'elettrolita e da un sistema idraulico per la circolazione dell'elettrolita.

È una batteria utilizzata in applicazioni di grossa taglia come il load-leveling e lavora, tipicamente, ai regimi di scarica compresi fra 2 e 10 ore.

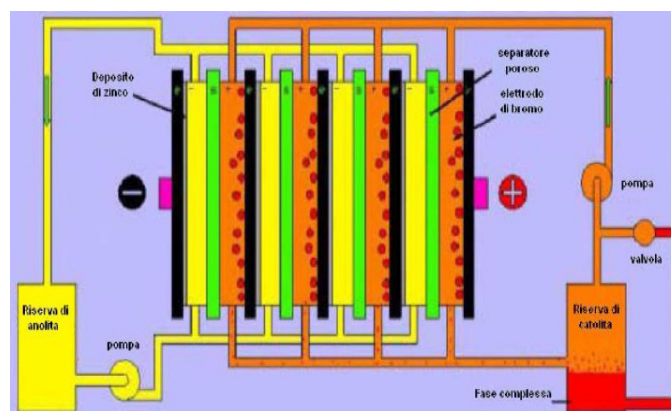
Le caratteristiche peculiari di tale sistema di accumulo sono:

- l'elevata densità di energia;

- il costo relativamente contenuto (tipico delle tecnologie a base di zinco).

Lo sviluppo di tale tecnologia è ancora alle prime fasi di commercializzazione con prototipi di taglia da alcune decine ad alcune centinaia di chilowattora.

Fig32 batteria bromuro di zinco (fonte [10])



Caratteristica	Valore
Capacità (Ah)	-
Energia specifica (Wh/kg)	60 ÷ 85
Potenza specifica (W/kg)	50 ÷ 150
Efficienza energetica di carica/scarica (%)	70 ÷ 80
Rendimento Amperometrico (%)	>90
Durata (n° di cicli)	2.000
Temperatura di funzionamento (°C range)	-

Tab12 Caratteristiche tecniche delle batterie al Bromuro di Zinco

Attualmente a livello mondiale esistono tre impianti di piccola taglia che sfruttano questa tecnologia, tutti realizzati in Australia, per un totale di 0,4 [MW] (0,8 [MWh]), mentre risultano in fase di sviluppo tre progetti, negli Stati Uniti, per una potenza complessiva di 1,5 [MW] (7,5 [MWh]).

4.2.1.4 Batterie al Litio

La batteria al litio usa il metallo più leggero che esista (il litio appunto) come mezzo di stoccaggio dell'energia. Questo metallo ha la proprietà di poter immagazzinare enormi quantità di energia.

Il problema principale che va considerato in modo più accurato rispetto agli altri tipi di batteria è la sicurezza. (fonte elaborazione[10][13][20][24])

Il litio è un materiale molto reattivo, e condizioni di abuso, di incidente, di incendio o diaumento della temperatura possono causare un rilascio incontrollato di energia che può crearesituazioni pericolose.

Le batterie agli ioni di litio presentano diverse varianti,le quali, a fronte di una struttura di base comune,impiegano materiali diversi sia per gli elettrodi che per l'elettrolita.

Riguardo agli elettrodi,tipicamente l'anodo è composto da grafite allostatolitiato(affiancato negli ultimi anni dal titanatodi litio), mentre il catodo è tipicamente costituitoda un ossido litiato di un metallo di transizione(quale ad esempio cobalto, nichel e manganese).

L'elettrolitainvece, costituito da sali di litio discioltiin miscela di solventi organici, può essere liquido o polimerico, da cui deriva una possibile distinzionetra batterie agli ioni di litio tradizionali e batterielitio/polimeriche.

Le celle litio/ioni presentano una struttura costituita da strati sovrapposti tra loro, che permette la semplificazione del processo produttivo.

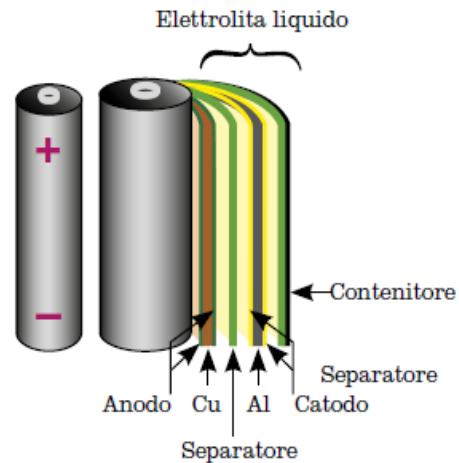
I materiali elettrodi vengono diffusi su un sottile substrato metallico che costituisce anche il collettore per la corrente. Le celle con elettrolita liquido possono essere realizzate con struttura cilindrica, prismatica, a bottone, mentre le celle polimeriche sono piatte.

Le celle con elettrolita polimerico presentano una struttura costituita da fogli flessibili molto sottili spesso pieghevoli (laminato polimerico), che permettono un processo di manifattura semplice e in prospettiva meno costoso.

Le batterie litio/ioni sono una famiglia di accumulatori elettrochimici che si differenziano tra loro oltre che per la tecnologia dell'elettrolita, liquido o polimerico, anche per quella dei materiali catodici ed anodici.

Le diverse combinazioni di elettrodi ed elettrolita danno luogo ad una moltitudine di varianti possibili, ciascuna delle quali si presta meglio per determinate applicazioni,nella seguente figura vengono elencate le principali.

Fig33 batteria al litio (fonte [13])



	NCA	NMC	LMO	LFP	LTO
Tensione nominale [V]	3,7	3,7	3,7	3,3	2,2
Tipo di catodo	LiNiCoAlO ₂	LiNiCoMnO ₂	LiMn ₂ O ₄	LiFePO ₄	LiMn ₂ O ₄
Tipo di anodo	C	C	C	C	Li ₄ Ti ₅ O ₁₂
Potenza [W/kg]	Alta	Buona	Media	Media	Media/Bassa
Energia [Wh/kg]	Alta	Alta	Buona	Media	Bassa
Vita cicli	Buona	Buona	Media	Media	Alta
Vita calendario	Buona	Buona	Bassa	Bassa per T>30 °C	Buona
Livello di sviluppo	Matura	Crescita/Matura	Matura	Crescita	Crescita
Sicurezza catodo	Bassa	Bassa	Media	Buona	Media
Sicurezza cella	Scadente	Bassa	Bassa	Media	Buona

Fig34Principali celle che utilizzano tecnologia agli ioni di litio (fonte [10])

La principale caratteristica che contraddistingue questa tecnologia fa riferimento all'elevata potenza specifica, notevolmente superiore rispetto alle altre tecnologie di accumulo elettrochimico, da cui deriva che questa tecnologia si presta particolarmente ad applicazioni in potenza.

Si nota infine che le celle litio/ioni possono dare origine a situazioni di pericolose sottoposte a condizioni di sovraccarico elettrico e/o termico, da cui deriva la necessità dell'utilizzo di un sistema di bilanciamento delle tensioni di cella e di un BMS (Battery Management System) che monitori le grandezze di cella e di batteria e intervenga in caso di condizioni anomale.

Caratteristica	Valore
Capacità (Ah)	0,1 ÷ 10.000
Energia specifica (Wh/kg)	40 ÷ 180
Potenza specifica (W/kg)	200 ÷ 3.000
Efficienza energetica di carica/scarica (%)	80 ÷ 95
Rendimento Amperometrico (%)	100
Durata (n° di cicli)	1.500 ÷ 5.000
Temperatura di funzionamento (°C range)	-30 ÷ 60

Tab13 Caratteristiche tecniche delle batterie al litio

Attualmente a livello mondiale sono stati realizzati impianti per complessivi 120 [MW] circa, adibiti per applicazioni di Energy storage.

Lo scenario evolutivo di questa tipologia di accumulatori è in continua crescita, con decine di Megawatt di nuovi impianti in fase di sviluppo, principalmente negli Stati Uniti.

Uno degli esempi più rilevanti fa riferimento ad un impianto di 20 [MW] (5 [MWh]) realizzato dall'utility cilena AES Gener utilizzando la tecnologia agli ioni di litio fornita da A123 (elettronica di potenza di ABB) con l'obiettivo di erogare servizi di rete, in particolare regolazione di frequenza, per garantire la stabilità della rete elettrica nel nord del Cile. Un altro esempio rilevante, a livello italiano,

fa riferimento ad uno dei principali gestori delle reti di distribuzione nazionale ACEA Distribuzione, che ha in corso un progetto che prevede l'installazione di tre sistemi di storage in cabina secondaria, per i quali ha scelto la tecnologia agli ioni di litio (rivolgendosi ad *evendord* diversi, ossia NEC e Toshiba). Il costo di una batteria agli ioni di litio è stimato nell'ordine di 1.500 – 2.200 €/kWh in funzione della taglia del sistema, rispettivamente nell'ordine del Megawattora e del kilowattora.

4.2.2 I sistemi di accumulo meccanico

I sistemi di accumulo meccanico includono tre differenti tipologie con cui è possibile accumulare energia elettrica, le quali prevedono rispettivamente l'accumulo sotto forma di energia potenziale gravitazionale di una massa d'acqua (pompaggio idroelettrico), di aria compressa (CAES) e di energia cinetica (volano).

4.2.2.1 Pompaggio Idroelettrico

Un impianto di pompaggio idroelettrico permette l'accumulo di energia elettrica sotto forma di energia potenziale gravitazionale contenuta in una massa d'acqua posta ad una certa quota altimetrica. In particolare, un impianto di questo tipo è costituito essenzialmente da due bacini posti a differenti altezze, quando è necessario estrarre energia elettrica dalla rete, l'acqua dal bacino inferiore viene pompata verso quello superiore, utilizzando una macchina elettrica come motore.

Viceversa, quando si vuole restituire l'energia immagazzinata, si sfrutta il moto generato dalla caduta dell'acqua dal bacino superiore per mettere in funzione una turbina che permette, mediante un alternatore, la produzione di energia elettrica. (fonte elaborazione [21][22][23])

L'acqua viene così raccolta nel bacino di valle, per poter essere nuovamente pompata verso il bacino di monte (tipicamente nelle ore in cui essa ha minor valore e/o quando la domanda di energia elettrica è inferiore alla produzione contestuale), al fine di chiudere il ciclo.

Esistono due principali varianti di impianti di pompaggio idroelettrico: impianti tradizionali e impianti binari caratterizzati da macchine reversibili.

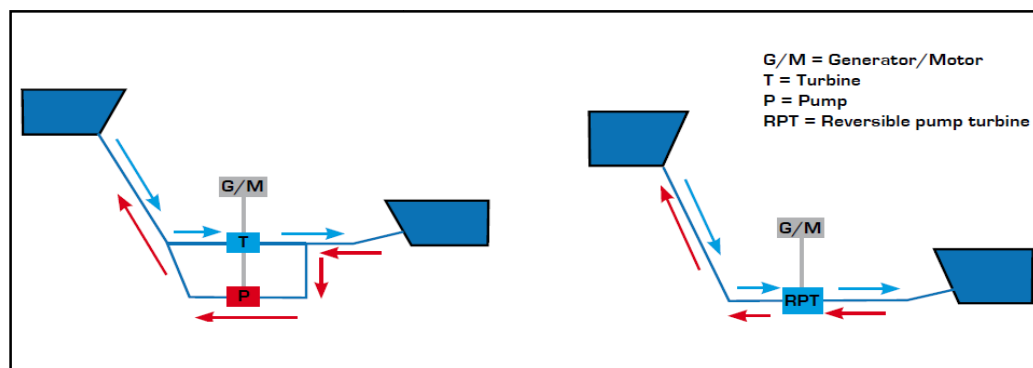


Fig35 Principali varianti di un impianto di pompaggio idroelettrico (fonte[22])

Nella prima tipologia, pompe e turbine sono disposte in parallelo, pertanto vi sono due condotte distinte, una per pompare il liquido verso il serbatoio di monte ed una per estrarre lavoro dalla caduta del fluido e raccogliere quest'ultimo a valle.

La seconda tipologia prende il nome dalla turbina reversibile che impiega in sostituzione della struttura precedentemente descritta, da cui deriva il fatto che è presente un'unica condotta, percorsa dal fluido in entrambi i sensi.

Indipendentemente dalla configurazione, in un impianto di questo tipo è presente un generatore sincrono per convertire il moto rotatorio della turbina indotto dall'acqua in caduta in energia elettrica.

Gli impianti di pompaggio idroelettrico hannoun ciclo di vita molto lungo, superiore ai 50 anni, l'efficienza del ciclo elevata fino all'85%, tempi dirisposta piuttosto rapidi nell'ordine dei secondi/minuti,inoltre il tempo di scarica, che dipendedalle dimensioni del bacino di monte, si attestanell'ordine delle ore, fino a qualche giorno per ibacini di dimensione maggiore.

Gli impianti dipompaggio idroelettrico sono caratterizzati daimportanti costi d'investimento iniziale (stimabilinell'ordine dei 350-1.500 €/kW), legati principalmentealla realizzazione delle infrastrutture e delleopere di ingegneria civile.

Tali caratteristiche rendono gli impianti dipompaggio idroelettrico principalmente adatti afornire prestazioni in energia, che comportinoerogazione di potenze elevate per lunghi lassi temporali(cosiddette funzionalità di time shift), sebbenela rapidità di risposta renda questi impiantiadatti anche ad applicazioni in potenza (comead esempio l'erogazione di servizi di rete quali la regolazionedi frequenza).

Qui di seguito vengono riassunte le principali caratteristiche tecniche degli impianti di di pompaggio.

Prestazione	Valore
Capacità d'immagazzinamento (MW)	50÷500
Tempo di scarica (s-min-h-gg)	h-gg
Tempo di risposta (s-min-h-gg)	s÷min
Efficienza del ciclo (%)	70÷85
Vita utile (anni)	50÷100

Tab14 Caratteristiche tecniche di un impianto di pompaggio

Gli impianti di pompaggio idroelettrico sono il sistema più antico e diffuso commercialmente tratutte le tecnologie d'immagazzinamento di energiaelettrica, che ha visto le prime installazioni a livelloglobale in Italia intorno alla fine del diciannovesimosecolo, anche se solo a partire dagli anni '30,con lo sviluppo delle prime macchine reversibili,si è registrata un'ampia diffusione a livello globale.

Attualmente si contano oltre 140 GW di potenzainstallata, di cui circa 36 GW in Europa (soprattuttoin Italia, con circa 7,5 GW, Spagna, Germaniaie Francia), 22 GW in USA e poco più di 24 GWin Giappone.

Queste installazioni sono realizzateprincipalmente al fine di bilanciare la domanda di elettricità fra le ore notturne e le ore diurne o (inalcuni Paesi come ad esempio la Norvegia) per far fronte alle variazioni stagionali della domanda dienergia elettrica.

4.2.2.2 CAES(Compressed Air Energy Storage)

I sistemi CAES rappresentano una modalità per immagazzinare energia elettrica sfruttando le proprietà fluidodinamiche dell'aria.

Il principio di funzionamento di un CAES prevede che nel momento in cui si verifica un surplus di produzione di energia elettrica rispetto alla domanda, si sfrutta tale energia per comprimere l'aria ed accumularla in un serbatoio naturale o artificiale. (fonte elaborazione [10][13])

Quando invece è richiesta energia dalla rete, il fluido compresso viene espanso in una turbina a gas per produrre energia elettrica.

Un sistema di accumulo meccanico CAES è composto da:

- compressore, che effettua la compressione dell'aria, che viene convogliata all'interno di un serbatoio;
- serbatoio(o container): in cui viene immagazzinata l'aria compressa.
- scambiatori di calore, impiegati per la refrigerazione dell'aria nella fase di compressione ed il riscaldamento dell'aria prima della fase di espansione;
- turbina, che permette l'espansione del fluido funzionale alla produzione di energia elettrica;
- generatore (o alternatore), che produce energia elettrica;
- strumenti di controllo ed ausiliari, che consentono lo svolgimento corretto del ciclo;

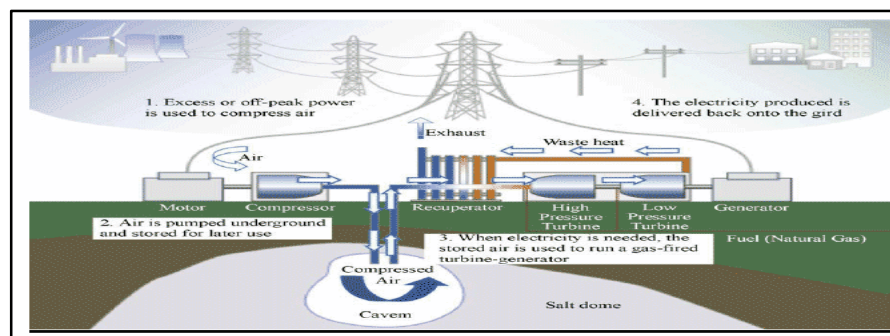


Fig36Principio di funzionamento di un impianto CAES (fonte [h])

Osservando le caratteristiche tecniche di tale tecnologia, possiamo dire che essa rappresenta una delle soluzioni più interessanti per accumulare quantità elevate di energia elettrica con un costo specifico dell'investimento importantissimo intorno a 400 – 1.150 [€/kW].

Al pari degli impianti idroelettrici di pompaggio, i CAES permettono di rilasciare energia per alcune ore in quantità analoghe a quelle tipiche delle grandi centrali di produzione di energia elettrica (superiori ai 100 [MW]), prestandosi quindi principalmente alle applicazioni cosiddette in energia.

A questo proposito, è interessante sottolineare che il transitorio di avviamento è piuttosto rapido, in 20 minuti dall'accensione è possibile raggiungere il pieno carico mentre, se l'impianto è in standby, il pieno carico può anche essere raggiunto in meno di 1 minuto. Questa tecnologia si presta a frequenti accensioni e spegnimenti, non presentando limiti nel numero di cicli.

Inoltre, la tecnologia CAES scontau'efficienza del ciclo non elevata, intorno al 50%,dovuta alle perdite delle varie fasi di compressione,stoccaggio ed espansione, a fronte di una vita utilepiuttosto elevata, stimata nell'ordine dei 25-30 anni.

Prestazione	Valore
Capacità d'immagazzinamento (MW)	>100
Tempo di scarica (s-min-h-gg)	h-gg
Tempo di risposta (s-min-h-gg)	s÷min
Efficienza del ciclo (%)	40÷55
Vita utile (anni)	25÷30

Tab15 Caratteristiche tecniche di un impianto CAES

Il costo dell'investimento risente fortemente dellecaratteristiche morfologiche e geologiche del sito e della taglia d'impianto, dal momento che gli impianti di piccola taglia (aventi capacità nell'ordine delle decine di MW, il costo d'investimento arriva fino a 750-2600 [€/kW], a seconda della capacità di immagazzinamento e della tipologia di serbatoio).

Nonostante la tecnologia alla base degli impianti CAES, risulti piuttosto matura, attualmente a livello mondiale sono presenti soltanto due realizzazioni una in Germania e una negli Stati Uniti, mentre esistono unadecina di progetti in fase avanzata di sviluppo.

Il primo, in ordine cronologico di realizzazione, fa riferimento all'impianto di Huntorf in Germania, costruito da Alstom Power nel 1978. Esso possiede un serbatoio che per caricarsi richiede 60 [MW] per 8 ore e una volta carico è in grado di immettere in rete 320 [MW] di potenza per 2 ore.

È costituito da una coppia di caverne saline realizzate a profondità comprese fra i 650 e gli 800 [m], mentre il volume dell'accumulo si attesta intorno ai 300.000 [m³].

La costruzione dell'impianto ha richiesto 30 mesi ed il costo dell'investimento al 2002 è stato di circa 400 \$/kW.

Il tempo di risposta dell'impianto, in condizioni normali, è di 11 minuti, inoltre, a valle della turbina è collocato un secondo combustore e un secondo stadio di espansione che permettono di incrementare la potenza erogata dall'impianto.

Le funzionalità per cui è stato realizzato fanno riferimento al *peakshaving*, alla regolazione della frequenza, ai servizi di regolazione e di riaccensione del sistema elettrico.

Il secondo impianto CAES attualmente realizzato si trova in Alabama (USA) ed è di proprietà di Alabama Electric Co-op. Costruito da Dresser-Rand nel 1991, il serbatoio di accumulo dell'aria compressa richiede 60 MW per 45 ore, essendo in grado di erogare 110 MW per ben 26 ore.

Il serbatoio è stato ricavato in una caverna salina e ha un volume di 560.000 [m³].

L'impianto prevede che l'aria in uscita dalla caverna venga preriscaldata utilizzando i gas combusti uscenti dalla turbina, in questo modo si riesce a ridurre del 22% il consumo di combustibile.

Le funzionalità per cui è stato realizzato fanno riferimento al *peakshaving*, alla regolazione della frequenza ed ai servizi di regolazione.

4.2.2.3 Volano

I volani, sono dei sistemi che permettono di immagazzinare energia elettrica sotto forma di energia cinetica, mediante la rotazione di un corpo, detto rotore, il quale in fase di carica viene accelerato e poi essere rallentato, quando si rende invece necessario cedere energia.

Gli elementi costitutivi di un sistema di questo tipo sono:

- il volano vero e proprio (rotore);
- la macchina elettrica, in grado di funzionare sia da alternatore che da motore (in funzione della necessità rispettivamente di rilasciare o assorbire energia);
- il convertitore di potenza a due stadi (inverter), che trasforma la corrente da alternata in continua e viceversa;
- il sistema di controllo elettronico;

L'energia immagazzinata è data dalla seguente relazione:

$$W = \frac{1}{2} J \omega^2$$

dove:

W indica energia accumulata, espressa in [J];

J è il momento d'inerzia della massa rotante, espressa in [kg*m²];

ω è la velocità angolare, espressa in [rad*s⁻¹].

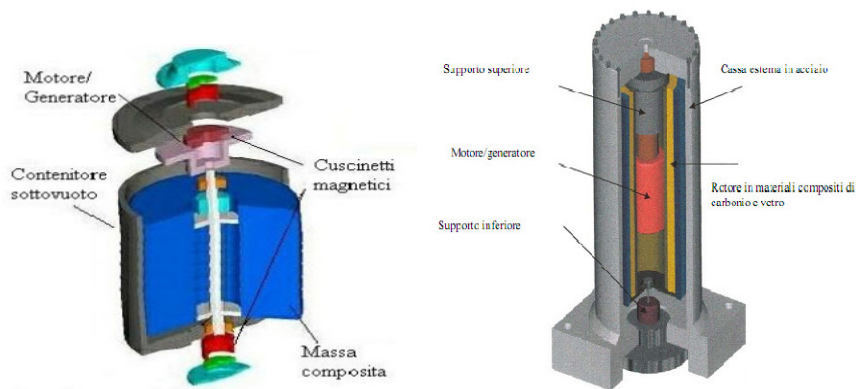


Fig 37 volani (fonte [h])

La principale caratteristica che li contraddistingue è l'elevata densità di potenza e di energia, grazie alle loro dimensioni ridotte (inferiori al metro quadro), è possibile posizionarli ovunque, prestandosi anche ad applicazioni on-board (ad esempio per l'eolico possono essere posizionati direttamente sulla navicella). (fonte elaborazione [h][i])

I punti di forza dei volani sono, oltre alla grande densità energetica, la vita utile elevata (fino a 1.000.000 di cicli), l'efficienza di ciclo elevata (fino a circa il 90%) ed i tempi di ricarica molto brevi (inferiori ai 15 minuti).

Per contro, la tecnologia presenta ad oggi costi molto elevati, il costo varia molto in funzione della taglia, dai 1.000 ai 5.000 [€/kW], rispettivamente per impianti di potenza inferiore al MW e nell'ordine delle decine di MW.

Al pari dei supercondensatori e degli SMES questa tecnologia si presta per erogare funzionalità in potenza, mentre non risulta adatta per erogare prestazioni in energia.

Sebbene infatti questi dispositivi presentino un'energia specifica elevata, il tempo di scarica estremamente ridotto non li rende applicabili per applicazioni in energia.

Nella seguente tabella vengono riportate le principali caratteristiche di un volano.

Prestazione	Valore
Potenza specifica (W/kg)	500 ÷ 5.000
Energia specifica (Wh/kg)	70 ÷ 200
Capacità d'immagazzinamento (MW)	< 20
Tempo di scarica (s-min-h-gg)	s ÷ min
Tempo di risposta (ms-s-min-h-gg)	ms ÷ s
Efficienza del ciclo (%)	80 ÷ 90
Vita utile (numero cicli)	100.000 ÷ 1.000.000
Temperatura di funzionamento (°C range)	-35 ÷ 40

Tab16 Principali caratteristiche tecniche di un volano

La diffusione attuale dei volani per applicazioni energy storage è limitata a tre installazioni presenti negli Stati Uniti, per una potenza complessivamente di circa 23 [MW] (6 [MWh]), il cui obiettivo principale è la regolazione della frequenza di rete e l'integrazione degli impianti a fonte rinnovabile non programmabili.

4.2.3 I sistemi di accumulo elettrico

Fanno parte della categoria dei sistemi di accumulo elettrico due tecnologie diverse, ossia i supercondensatori ed i cosiddetti SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage), i quali accumulano energia elettrica rispettivamente sotto forma di carica elettrostatica (supercondensatore) e di campo magnetico (SMES).

4.2.3.1 Supercondensatore

I supercondensatori, o condensatori elettrici a doppio strato immagazzinano l'energia elettrica in maniera simile ai condensatori tradizionali, con la differenza che le cariche elettriche non si accumulano sui materiali conduttori ma nell'interfaccia tra la superficie di un conduttore ed una soluzione elettrolitica. (fonte elaborazione [18][19][24])

Da un punto di vista costruttivo i supercondensatori sono più simili ad una batteria che ad un condensatore, poiché sono formati da due elettrodi immersi in un elettrolita e sono separati da una membrana permeabile agli ioni.

Gli ioni positivi e quelli negativi vengono attratti rispettivamente dall'elettrodo negativo e da quello positivo formando due strati sottili, all'interno dei quali si creano intensi campi elettrostatici e si accumula la carica.

Per questo motivo i supercondensatori vengono anche chiamati condensatori a doppio strato. La membrana separatrice ha lo scopo di evitare il contatto tra gli elettrodi che causerebbe cortocircuiti. I materiali di cui è composto lo strato esterno degli elettrodi sono tipicamente porosi e questo aumenta di molto la loro superficie.

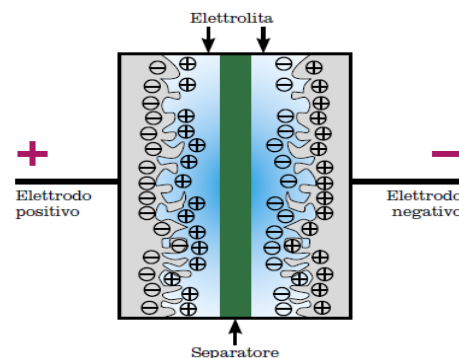
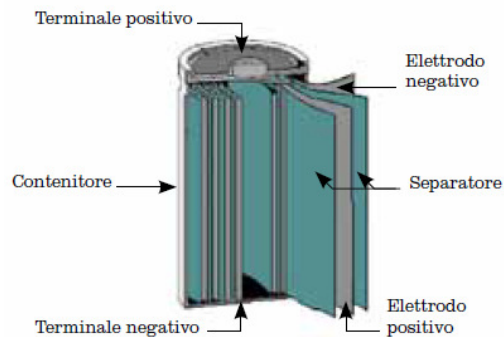
Alle estremità della cella sono posti dei fogli di materiale conduttore, tipicamente alluminio.

I componenti fondamentali della cella di un supercondensatore sono essenzialmente tre:

- Gli elettrodi;
- L'elettrolita;
- Il separatore.

I materiali con i quali sono costituiti questi elementi influiscono fortemente sulle proprietà dei supercondensatori.

Fig38 supercondensatore [13]



Per quanto riguarda gli elettrodi (i quali costituiscono l'elemento che più influenza le prestazioni della cella) i quattro materiali principalmente utilizzati sono carbonio, ossidi metallici, polimeri conduttivi e materiali ibridi.

Riguardo invece all'elettrolita, la cui scelta impatta sulla tensione massima raggiungibile dalla cella (e quindi sulla quantità di energia immagazzinabile), esistono tre tipologie di elettrolita: organico, acquoso, o solido.

Riguardo infine al separatore, ossia quel componente che permette il trasferimento degli ioni carichi, ma impedisce agli elettrodi il contatto, il materiale di cui è costituito è funzione del tipo di elettrolita impiegato, nel caso di elettroliti organici si utilizzano separatori cartacei o polimeri (ad esempio il polipropilene), mentre nel caso di elettroliti acquosi si utilizzano fibre di vetro o materiali ceramici.

Le caratteristiche tecniche principali vengono riassunte nella seguente tabella.

Prestazione	Valore
Potenza specifica (W/kg)	300 ÷ 10.000
Energia specifica (Wh/kg)	1 ÷ 10
Capacità delle celle (F)	1 ÷ 5000
Tempo di scarica (s-min-h-gg)	S
Tempo di risposta (ms-s-min-h-gg)	ms ÷ s
Efficienza energetica (%)	85 ÷ 98
Vita utile (numero cicli)	500.000 ÷ 1.000.000
Temperatura di funzionamento (°C range)	-40 ÷ 65

Tab17 Principali caratteristiche tecniche di un supercondensatore

Per quanto riguarda le prestazioni, possiamo definire i supercondensatori come una tipologia di accumulo che si trova a metà strada tra i condensatori classici e le batterie, sicuramente idonei a fornire servizi in cui sono richieste prestazioni di potenza più che prestazioni di energia.

La capacità raggiunta dai supercondensatori è superiore a quella dei condensatori tradizionali di diversi ordini di grandezza, l'efficienza varia tra l'85% e il 98%, mentre il range di temperatura all'interno del quale possono lavorare è tra -40°C e +65°C.

L'assenza di reazioni chimiche fa sì che, la loro durata può arrivare anche al milione di cicli, contro le poche migliaia delle più moderne batterie, un altro vantaggio di questa tecnologia di accumulatori è che non necessitano di manutenzione, il prezzo inoltre, nonostante la forte riduzione degli ultimi anni, non è ancora competitivo per applicazioni energy storage, essendo stimabile nell'ordine dei 300 – 500 [€/kW].

Attualmente non risultano a livello mondiale impianti già realizzati che utilizzano questa tecnologia per applicazioni energy storage, mentre risultano in fase di realizzazione un impianto negli Stati Uniti della potenza di 2 [MW] (33 [kWh]) realizzato dalle aziende Maxwell e Ioxus per fornire supporto di tensione alla rete su cui insiste il sistema.

4.2.3.2 SMES(Superconducting Magnetic Energy Storage System)

A partire dalla seconda metà degli anni '80 molte aziende, soprattutto americane, hanno concentrato la loro attenzione sullo sviluppo di sistemi di accumulo di energia elettrica basati sull'utilizzo di materiali superconduttori, denominati SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage).

Tali sistemi di accumulo sono stati introdotti per applicazioni di Power Quality, per proteggere impianti o sezioni di essi alimentanti carichi sensibili. (fonte elaborazione [25])

I Superconducting Magnetic Energy Storage systems, immagazzinano l'energia elettrica sotto forma di campo magnetico, mediante l'utilizzo di una bobina superconduttiva avvolta su un nucleo magnetico, mantenuti a temperatura criogenica.

Per mantenere lo stato superconduttivo, infatti, la bobina deve trovarsi ad una temperatura più bassa rispetto alla sua temperatura critica che dipende dal materiale da cui è costituita, ossia tipicamente della lega metallica Niobio/Titanio.

Come contenitore viene tipicamente utilizzato un sofisticato criostato d'acciaio inossidabile, isolato termicamente e tenuto sotto vuoto, il quale contiene un fluido ad una temperatura minore della temperatura critica del materiale di cui è costituita la spira.

Il sistema è costituito anche da un alimentatore a corrente continua che si occupa sia di caricare la bobina sia di mantenerne la carica circolante in essa, compensando le normali perdite resistive, peraltro molto piccole e localizzate per lo più nella parte del circuito che si trova a temperatura maggiore, permettendo quindi di mantenere valori massimi di carica.

La corrente alternata, proveniente dalla rete, viene trasformata in corrente continua ed indirizzata verso la bobina, tenuta in uno stato superconduttivo al fine di non opporre resistenza ohmica al passaggio della corrente ed evitando così perdite sotto forma di calore.

Al raggiungimento della carica ottimale, la bobina viene cortocircuitata da un semiconduttore (mantenuto anch'esso a temperatura criogenica) e la corrente vi circola continuamente.

Grazie alla temperatura criogenica il nucleo permette l'accumulo di grandi quantità di energia, immediatamente disponibile e scaricabile, in uno spazio contenuto, in quanto non avviene nessuna trasformazione dell'energia elettrica (essa viene infatti stoccata sotto forma di corrente continua). Nel momento in cui tale energia deve essere ceduta, si trasforma la corrente da continua in alternata, mediante appositi inverter e dispositivi di controllo a commutazione.

Qui di seguito vengono riportate le caratteristiche tecniche.

Prestazione	Valore
Potenza specifica (W/kg)	100.000
Energia specifica (Wh/kg)	3
Capacità delle celle (MW)	<10
Tempo di scarica (s-min-h-gg)	s
Tempo di risposta (ms-s-min-h-gg)	ms÷s
Efficienza energetica(%)	90÷95
Vita utile (anni)	20
Temperatura di funzionamento (°C range)	insensibile alla temperatura esterna

Tab18Principali caratteristiche tecniche di uno SMES

Gli SMES sono caratterizzati da un livello di energia specifica basso, limitato al valore di circa 3 [Wh/kg].

Tuttavia, rilasciando energia in tempi moltorapidi e per brevi istanti temporali, questi sistemisono caratterizzati da un'elevatissima potenzaspecifica, che può raggiungere valori di 100 [MW/kg].

Gli SMES sono anche caratterizzati da una vita utile molto lunga, superiore ai 20 anni, leparti che compongono questi sistemi, infatti, nonsono costituite da materiali che nel tempo perdonole loro proprietà chimiche (come le batterie) neda parti soggette a rotazione o che sono in movimentotra loro. Questi sistemi sono pure caratterizzatida ridotti costi di manutenzione, dal momento che a richiedere interventi è più che altro il sistema diraffreddamento, mentre la parte centrale del sistema, non avendo parti in movimento o sottoposte a calore,non e soggetto ad usura o rotture.

I SuperconductiveMagnetic Energy Storage system, avendo alti livelli di efficienza e tempi di rispostabassissimi, uniti alla capacità di controllare la potenzaattiva e reattiva, sono particolarmente adattiad applicazioni in potenza. Le aree potenzialmenteinteressate all'adozione di questi sono quelle maggiormenteindustrializzate e particolarmente sensibili alle esigenze di powerquality.

In campo industrialee privato si prestano particolarmente per lastatic VAR compensatione il supporto di tensioneper i carichi maggiormente critici.

La capacità attualmenteinstallata nel mondo supera i 100 [MW].

Sul mercato sono perlopiù presenti i micro-SMES,caratterizzati da potenze variabili da 1 a 10 [MW].

Italia Ansaldo Ricerche e CESI, nel 2004,hanno installato nel laboratorio Elettra dell'aziendaSincrotrone Trieste il primo SMES Italiano con unapotenza di 1,2 MW.

4.3 Classificazione dei sistemi di accumulo in base alle prestazioni

L'interesse diffuso e crescente a livello mondiale nell'impiego dei sistemi d'accumulo ha spinto ricercatori e industrie a svolgere attività sempre maggiori nello sviluppo di metodi e tecnologie sempre più diverse, per rispondere alle richieste diversificate in termini di prestazioni e costi.

Alle attività prevalenti di ricerca e sviluppo, si sono aggiunte nel tempo attività di caratterizzazione e ottimizzazione, lo studio delle possibilità di utilizzo e localizzazione dei vari sistemi di accumulo.

Le nuove funzioni e applicazioni dei sistemi di accumulo devono sempre più differenziarsi in termini di caratteristiche tecniche ed economiche, in particolare, un sistema di accumulo è chiamato a fornire in un dato istante di tempo un livello di potenza che dipende sia dal punto d'installazione nella rete elettrica, sia dalla tipologia di applicazione.

I tempi di intervento e le durate saranno differenti in funzione dell'applicazione da svolgere, le diverse applicazioni possono richiedere, infatti, autonomie molto differenti tra loro che variano da qualche secondo a diverse ore.

CLASSIFICAZIONE DI POSSIBILI TAGLIE E FUNZIONI DEI SISTEMI DI ACCUMULO		
Settore	Taglia	Applicazione
Domestico	0,5-10 kW	Ottimizzazione dell'auto-produzione, alimentazione anche in caso di distacco da rete
Commercio e piccola industria	5-500 kW	Integrazione dell'auto-produzione, peak-shaving, possibile semplice commercio dell'energia
Commercio e industria	0,5-5MW	Pianificazione delle tariffe, UPS, co-generazione o auto-produzione in loco
Utility	0,5-5MW	Differimento dell'ampliamento degli asset di distribuzione
Grande taglia	5-50 MW	Commercio dell'energia, commercio dei servizi ausiliari

Fig39 classificazione di possibili taglie e funzioni dei sistemi di accumulo (fonte [b])

Per svolgere, ad esempio, le funzioni di spostamento temporale (time-shift), ai sistemi di accumulo sono richieste autonomie dell'ordine delle ore, mentre per svolgere le applicazioni di power quality i tempi tipici si riducono all'ordine dei secondi o dei minuti. (fonte elaborazione [7][13][b])

Individuata l'applicazione d'interesse, il dimensionamento dell'accumulatore di energia risulta dunque funzione della potenza ad esso richiesta e dell'autonomia che deve garantire.

Un altro modo di rappresentare le caratteristiche dei sistemi di accumulo è costituito dal cosiddetto diagramma di Ragone, che permette di confrontare diverse tecnologie sulla base dell'energia e della potenza offerte a parità di peso.

Attraverso l'utilizzo di tale diagramma, definita l'applicazione, è possibile individuare il sistema di accumulo che si presta meglio a svolgere la funzione richiesta.

La parte alta del diagramma è occupata dalle tecnologie adatte ad applicazioni in energia mentre quelle in potenza ne occupano la parte più a destra, dove sono presenti i volani e i supercondensatori che offrono un'alta densità di potenza. Nel diagramma si possono anche leggere i tempi tipici di utilizzo dei differenti accumuli, ad esempio, i volani sono collocati tra i segmenti di retta 36 secondi e 6 minuti, mentre le batterie litio/ioni si trovano nella fascia individuata da segmenti 6 minuti e 10 ore.

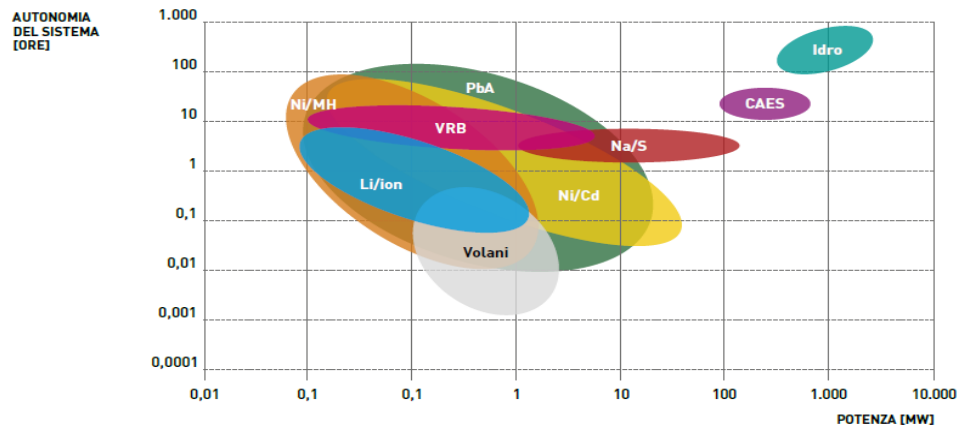


Fig40 Confronto in termini di potenza/tempo di scarica tra le diverse tecnologie di accumulo (fonte[i])

L'analisi della tecnologia di accumulo più idonea per le diverse applicazioni accanto all'autonomia deve includere anche:

il tempo di risposta, ovvero l'attitudine dell'accumulatore a variare la potenza erogata o assorbita in tempi rapidi, poiché come si è detto in alcune applicazioni i sistemi di accumulo, oltre a dover garantire una certa potenza e una data autonomia, devono essere in grado di transitare con estrema rapidità da un livello di potenza a un altro;

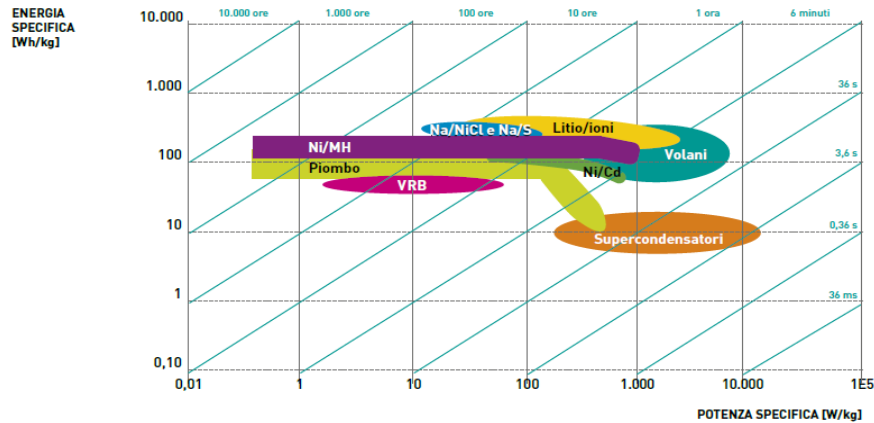


Fig41 diagramma di Ragone (fonte[i])

il rapporto tra potenza erogabile ed energia immagazzinabile, che permette di quantificare l'attitudine dei diversi sistemi di accumulo a lavorare in potenza piuttosto che in energia.

Quest'ultimo parametro ha un valore elevato per le tecnologie che sono caratterizzate da prestazioni in potenza e sono in grado di erogare potenze elevate per brevi periodi di tempo, che variano da qualche secondo a pochi minuti.

I dispositivi più adatti per l'applicazione sono i supercondensatori e i volani, che possono svolgere diverse funzioni a supporto della rete come la regolazione di tensione, la regolazione primaria della frequenza, i servizi di powerquality.

Una seconda ampia classe di sistemi di accumulo è rappresentata dai sistemi con prestazioni in energia, che sono in grado di erogare determinate potenze con autonomie dell'ordine delle ore, e sono quindi caratterizzati da un basso valore del rapporto potenza/energia.

Le tecnologie più adatte all'applicazione sono gli impianti di pompaggio idraulico e gli impianti CAES, oltre ad alcuni sistemi di accumulo elettrochimico che possono svolgere molteplici funzioni a servizio della rete, come il peakshaving, il time-shifting, l'accoppiamento con grossi campi fotovoltaici e parchi eolici.

Se, da un lato, CAES e pompaggio idraulico essendo sistemi di accumulo di grossa taglia, con potenze di scarica dell'ordine delle centinaia di MW e autonomie della decina di ore si prestano a svolgere queste applicazioni a livello della rete di trasmissione, i sistemi di accumulo elettrochimico per la loro modularità possono garantire queste funzioni anche nelle reti di distribuzione (smart grids) e in prossimità dell'utenza.

Gli accumulatori elettrochimici presentano generalmente buone prestazioni sia in termini di autonomia che di tempo di risposta e offrono prestazioni intermedie in termini di rapporto fra potenza offerta ed energia immagazzinabile.

In generale i sistemi di accumulo elettrochimico possono garantire autonomie paragonabili a quelle del pompaggio idraulico e del CAES, le batterie litio/ioni nichel/cadmio sono in grado di offrire anche prestazioni in potenza, con autonomie superiori a quelle dei supercondensatori e dei volani.

Inoltre, le batterie litio/ioni e le batterie nichel/cadmio sono caratterizzate da un'elevata potenza specifica e da tempi di risposta molto rapidi e sono adatte a lavorare anche in potenza.

Tuttavia tali applicazioni sono energeticamente sovradimensionate rispetto ai volani e ai supercondensatori, che presentano tempi di carica e scarica molto brevi.

APPLICAZIONE	Idro	CAES	Na/S	Na/NiCl	Li/ion	Ni/Cd	Ni/MH	Pb/acido	Redox	Volani	SC
Time-shift	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Integrazione rinnovabili (Profilo prevedibile)	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Differimento investimenti rete	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Regolazione primaria	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Regolazione secondaria	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Regolazione terziaria (Riserva pronta)	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Riaccensione sistema elettrico	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Supporto di tensione	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Qualità del servizio (power quality)	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●

● Sistema adatto all'applicazione
● Sistema meno adatto degli altri all'applicazione
● Sistema non adatto all'applicazione

Fig42 Comparazione dei sistemi di accumulo per le applicazioni standard(font

4.3.1 I soggetti interessati all'adozione dei sistemi di storage

I soggetti in grado di mostrare interesse rispetto all'adozione di un sistema di storage possono essere i seguenti:

- Gli impianti fonte rinnovabile non programmabile, per quanto riguarda la parte di generazione. Sono inclusi in questa categoria impianti fotovoltaici ed eolici di taglia commerciale industriale, ossia aventi una potenza nominale maggiore di 20[kW], e per gli impianti utility scale (fonte elaborazione [j]) caratterizzati da una potenza nominale superiore di un 1[MW].
- Il gestore della rete di trasmissione, che in Italia è rappresentato da Terna e i gestori delle reti di distribuzione per le rispettive fasi di trasmissione e distribuzione, ossia quei soggetti che ad oggi hanno in concessione il servizio di distribuzione dell'energia elettrica in Italia, le principali sono Enel, Eni, Acea, Edison ecc..
- Per quanto riguarda la fase di utenza troviamo le microgrid e i prosumer. Le prime vengono viste come utenze caratterizzate da un fabbisogno rilevante di energia elettrica, si fa riferimento ad ospedali, realtà industriali e commerciali, in cui la rete d'utente serve i rispettivi carichi alimentati da fonti rinnovabili non programmabili.

I secondi, ossia i produttori consumatori di energia dotati di impianti fonte rinnovabile non programmabile di taglia residenziale, cioè con una potenza nominale inferiore o uguale a 20 [kW], il cui scopo finale è l'autoconsumo dell'energia prodotta.

Ciascuno di questi soggetti potenzialmente interessati all'adozione di tecnologie di storage richiede diverse funzionalità tra quelle identificate ed analizzate in precedenza, che vengono riportate nella seguente tabella.

soggetto/funzione	Impianto FRNP	Gestore rete di trasmissione	Gestore rete di distribuzione	Microgrid	Prosumer
Arbitraggio prezzoenergia (solo storage)				Y	Y
Arbitraggio prezzoenergia (storage+ FRNP)	Y			Y	Y
Aumento quota Autoconsumo energia prodotta da FRNP				Y	Y
Riduzione potenza impegnata				Y	Y
Flessibilizzazione		Y	Y		

curva di carico					
Risoluzione congestioni di rete		✓	✓		
Regolarità/prevedibilità profilo di immissione	✓			✓	✓
Regolazione profilo di scambio interfaccia AT/MT			✓		
Differimento investimenti di rete		✓	✓		
Partecipazione alla ri-alimentazione del sistema elettrico	✓	✓			
Integrazione con i sistemi di difesa	✓	✓			
Risorse per la risoluzione delle congestioni in fase di programmazione		✓			
Inerzia sintetica	✓	✓	✓	✓	✓
Regolazione Primaria (frequenza)	✓	✓	✓	✓	✓
Regolazione Secondaria e Terziaria (frequenza-potenza)	✓	✓	✓	✓	
Bilanciamento in tempo reale		✓	✓		
Regolazione tensione	✓	✓	✓	✓	✓
Qualità della tensione			✓	✓	
Continuità del servizio			✓	✓	✓

Tab19 Il matching tra soggetti interessati all'adozione di un sistema di storage e le funzionalità

Osservando la tabella in senso orizzontale, notiamo come un numero ridotto di funzionalità interessi più soggetti del sistema elettrico, come ad esempio, la regolazione primaria e la regolazione di

tensione. Esistono poi funzionalità più specifiche, di interesse per un numero ridotto di soggetti, o per uno solo, come ad esempio nel caso della Regolazione del profilo di scambio all'interfaccia AT/MT interessante solo per il gestore della rete di distribuzione e di quella delle Risorse per la risoluzione delle congestioni in fase di programmazione interessante solo per il gestore della rete di trasmissione.

Effettuando una lettura verticale della tabella, si nota una certa analogia tra le coppie di soggetti, in particolare tra le microgrid e i prosumer per i quali le funzionalità interessanti sono sostanzialmente le medesime, a meno di due eccezioni, legate alla maggior dimensione (Regolazione Secondaria e Terziaria) ed alla maggiore criticità dei carichi (Qualità della tensione) nel caso della microgrid rispetto al prosumer.

Discorso equivalente si può fare per i gestori della rete di trasmissione e distribuzione, i quali presentano svariate analogie, e differiscono rispetto alle funzionalità necessarie solo in virtù del differente ruolo ad essi attribuito nell'ambito dell'esercizio del sistema elettrico.

5. La normativa dello storage

L'esigenza di programmare gli investimenti nel settore degli impianti di accumulo e di giungere ad un quadro normativo regolatorio stabile e definito è importante sia per i soggetti regolati che per l'industria elettromeccanica coinvolta.

A questo proposito sia i gestori di rete che l'AEEG hanno presentato programmi e avanzato proposte interessanti che meritano di essere qui riassunte per ricostruire una rappresentazione, la più puntuale possibile, della situazione attuale. (fonte elaborazione [8][27][i][j][k][l])

Il tema normativo, soprattutto in questo ambito, è particolarmente complesso anche perché, a differenza ad esempio di quanto accade normalmente nell'ambito delle rinnovabili e dell'efficienza energetica è fortemente connesso alla componente tecnica che governa il funzionamento della rete elettrica nel nostro Paese e non solo.

La mappatura dell'attuale quadro normativo regolatorio italiano sui sistemi di storage è suddiviso in questo modo:

- Linee guida: dove troviamo i provvedimenti rivolti esclusivamente ai gestori delle reti di trasmissione e distribuzione, i quali circoscrivono il ruolo dello storage nel sistema elettrico, definendo i principi fondamentali del suo impiego;
- Meccanismi incentivanti: sono i provvedimenti diretti a sostenere l'adozione dei sistemi di accumulo;
- Provvedimenti correlati: sono le decisioni prese dal Legislatore, anche se non direttamente collegate ai sistemi di storage, possono comunque avere un'influenza sull'adozione degli stessi.

5.1 Linee guida

Le linee guida della normativa italiana sui sistemi di storage sono: D.lgs. 3 marzo 2011, n. 28; D.lgs. 1 giugno 2011, n. 93; Delib. AEEG ARG/elt 199/11 tutti concentrati nell'anno 2011, altro fattore che li accumuna, è il fatto che si riferiscono sui soli soggetti regolanti, in primo modo sul gestore della rete di trasmissione, mentre finora nessun provvedimento ha ancora interessato i soggetti che riguardano la generazione e l'utenza.

Per quanto riguarda D.lgs. 3 marzo 2011, noto come, Decreto Rinnovabili esso descrive uno scenario completo in merito agli obiettivi derivanti dal piano 20-20-20, attinenti in prima battuta al raggiungimento di una quota di energia prodotta da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia, di una quota di energia da fonti rinnovabili nei trasporti, e le misure da attuare per il loro raggiungimento.

Tale decreto, emanato per contenere il boom delle installazioni fotovoltaiche affronta dunque una tematica molto più ampia rispetto allo storage, successivamente, dopo circa tre mesi il Legislatore ha emesso un ulteriore provvedimento, il D.lgs. 1 giugno 2011 n. 93.

Il Decreto di giugno pone ulteriore attenzione sul ruolo ricoperto dal gestore della rete di trasmissione

nazionale e dai gestori delle reti di distribuzione dell'energia elettrica ed evidenzia gli obblighi e i compiti che gli stessi hanno nell'erogazione dei relativi servizi.

In merito al tema dello storage, il Decreto 93/2011 rappresenta la prima attuazione concreta di quanto previsto dal precedente Decreto 28/2011 e stabilisce che il gestore del sistema di trasmissione nazionale può realizzare e gestire sistemi di accumulo diffusi di energia elettrica mediante batterie.

La medesima possibilità riguarda i sistemi di storage ed è estesa anche ai gestori delle reti di distribuzione.

Il terzo provvedimento, è la Delibera dell'AEEG ARG/elt 199/11 del 29 dicembre 2011, che approva i testi integrati per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione, misura e connessione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015.

L'approvazione di tali documenti è avvenuta tenendo conto dell'evoluzione che sta subendo il sistema elettrico, stressato dal crescente sviluppo delle fonti rinnovabili. All'interno della Delibera, in particolare, viene richiamata la necessità di una riformulazione del sistema di incentivazione per gli investimenti nella rete di distribuzione, al fine di dare maggior peso a quelli finalizzati all'integrazione delle fonti rinnovabili non programmabili nella rete di media e bassa tensione.

Con riferimento particolare ai sistemi di storage, la Delibera propone un riconoscimento ai fini tariffari ai sistemi di accumulo di tipo elettrochimico ed afferma la necessità di promuovere ed incentivare lo sviluppo di progetti dimostrativi nel campo dell'energy storage, con l'obiettivo di sperimentare le potenzialità e le prestazioni dei sistemi di accumulo tramite batterie.

5.2 Meccanismi incentivanti

Lo strumento attraverso il quale il Legislatore intende promuovere la diffusione dei sistemi di storage, e più in generale delle smartgrid, fa riferimento ai cosiddetti progetti pilota.

I progetti pilota perseguono l'obiettivo di testare, su piccola scala, il funzionamento di tecnologie innovative ritenute promettenti per garantire il corretto funzionamento del sistema elettrico.

Il sistema di incentivazione ad essi dedicato è riportato nella Delibera AEEG ARG/elt 199/11 del 29 dicembre 2011 ed è valido per il periodo di regolazione 2012-2015.

Sono previsti due tipi di interventi:

- gli interventi effettuati successivamente al 31 dicembre 2011 e relativi agli investimenti per il servizio di trasmissione, cui viene riconosciuto un tasso di remunerazione del capitale investito netto pari all'8,4% valido per un periodo pari alla durata convenzionale dell'investimento stesso.
E' inoltre prevista una maggiorazione del 2% per 12 anni per investimenti in progetti pilota relativi a sistemi di accumulo, le cui procedure e criteri di selezione sono determinati con specifico provvedimento dell'AEEG.

- gli interventi effettuati successivamente al 31 dicembre 2011 e relativi agli investimenti per il servizio di distribuzione. In questo caso il tasso di remunerazione riconosciuto è pari all'8,6%.
Anche in questo caso è prevista una maggiorazione del 2% per 12 anni nel caso di investimenti in progetti pilota relativi a sistemi di accumulo che rispettino particolari criteri di selezione da

determinarsi con uno specifico provvedimento dell'AEEG, che tuttavia ad oggi non è ancora stato emanato.

La Delibera AEEG 288/2012/R/eel del 12 luglio 2012 rappresenta un ulteriore passo avanti, nella definizione degli incentivi per progetti pilota specificamente pensati per l'applicazione di sistemi di accumulo di energia elettrica di tipo elettrochimico per la rete di trasmissione volti a consentire nella massima misura possibile l'immissione in reti di energia elettrica prodotta da impianti a fonte rinnovabile.

Il meccanismo di incentivazione di tali progetti, prevede tuttavia che l'incentivazione sia riconosciuta solo nel caso in cui il titolare del progetto dimostri il raggiungimento, nel primo biennio di funzionamento, del 50% dell'obiettivo di riduzione della mancata produzione da fonte rinnovabile dichiarato al momento dell'ammissione.

Nei primi mesi del 2013 il Legislatore è intervenuto nuovamente per estendere quanto fatto per i progetti energy intensive ai progetti power intensive. La Delibera AEEG 43/2013/R/eel del 7 Febbraio 2013, infatti, permette ai progetti pilotati di sistemi di accumulo con caratteristiche power intensive la possibilità di accedere allo stesso regime incentivante cui sono ammessi i progetti pilota energy intensive.

In particolare, vengono ammessi al trattamento incentivante due ulteriori progetti pilota rientranti nel Programma di adeguamento dei sistemi di sicurezza e difesa 2012-2015 predisposto da Terna. Attraverso tali progetti, denominati progetto Ottana e progetto Caltanissetta, Terna si focalizza sulle aree particolarmente critiche di Sicilia e Sardegna.

I progetti dimostrativi devono rispettare un limite di potenza complessiva di circa 16 [MW], garantire prestazioni in tempi ultrarapidi di assorbimento e rilascio di energia e sperimentare almeno due tecnologie differenti per ciascun sito.

Secondo le previsioni di Terna, i sistemi di accumulo riferiti a questi progetti, di cui sono stati già emessi i bandi di gara, dovrebbero essere installati nel primo trimestre del 2014.

Quasi contemporaneamente con la Delibera AEEG 66/2013/R/eel del 21 Febbraio 2013 è stato portato a sei (invece dei tre originari) il numero dei progetti pilota di tipo energy intensive ammessi ad incentivazione.

I sei progetti, che si pongono come principale obiettivo la riduzione della mancata produzione da fonte rinnovabile, consistono nello sviluppo di tecnologie di accumulo elettrochimico con caratteristiche energy intensive e capaci di supportare cicli di carica e scarica completa in un tempo di 7-8 ore.

La potenza nominale complessiva di tali progetti è pari a 35 [MW] (5 da 6 [MW] e 1 da 5 [MW]) mentre la capacità nominale di ciascuno è pari a 40 [MWh] (tranne uno, di capacità inferiore, pari a 32 [MWh]).

I progetti verranno realizzati su alcune tratte della rete di trasmissione nazionale particolarmente critiche, come ad esempio la direttrice Campobasso - Benevento 2 - Volturara - Celle San V.

5.3 Altri provvedimenti

Come già accennato all'inizio del capitolo, i provvedimenti correlati non sono altro che le principali iniziative intraprese dal Legislatore che, pur non essendo direttamente rivolte ai sistemi di storage, possono avere comunque un'influenza sulla adozione degli stessi.

Fanno parte di questa categoria le regole tecniche di connessione AT, MT e BT le quali contengono alcune funzioni innovative per le fonti di energia rinnovabili come : limitazione della potenza attiva per transitori di sovra-frequenza; limitazione della generazione distribuita su comando del gestore della rete di distribuzione (Terna) oppure del gestore della rete di distribuzione (Enel, ad esempio); sostegno della tensione durante un cortocircuito; aumento della potenza attiva per transitori di sottofrequenza, dunque alcune di queste funzioni possono essere realizzate anche mediante l'adozione di un sistema di accumulo, opportunamente dimensionato per massimizzare la produzione totale dell'impianto.

Successivamente la Delibera ARG/elt 160/2011 prevede una generale revisione dell'attuale disciplina del dispacciamento tenendo conto del nuovo contesto strutturale e di mercato, in corso di rapido mutamento, e delle conseguenti maggiori esigenze di flessibilità del sistema.

Tale revisione potrà abilitare nuove possibilità per gli impianti fonte rinnovabile non programmabile (servizi di rete), da implementare anche attraverso l'utilizzo di sistemi di storage.

Va citato anche il D.min. 5 luglio del 2012 ossia il "5 conto energia" che con ogni probabilità chiuderà la storia del "Conto Energia" in Italia.

In particolare, il Decreto sancisce che l'AEEG provvede a definire le modalità con le quali i soggetti responsabili di impianti fotovoltaici possono utilizzare dispositivi di accumulo, anche integrati con gli inverter, per migliorare la gestione dell'energia prodotta, nonché per immagazzinare la produzione degli impianti nei casi in cui siano inviati segnali di distacco o modulazione della potenza, inoltre provvede a definire le modalità con le quali i gestori di rete possono mettere a disposizione dei singoli soggetti responsabili, eventualmente in alternativa alla soluzione precedente, capacità di accumulo presso cabine primarie.

Ancora più recente, è destinata invece a perdurare nei suoi effetti ben oltre il Quinto Conto Energia, è la Delibera AEEG 281/2012/R/efr39 del 5 luglio 2012, la quale definisce il quadro relativo all'attribuzione dei corrispettivi di sbilanciamento all'energia prodotta da FRNP.

Per le tipologie di impianti fonte rinnovabile su cui gravano gli oneri di sbilanciamento, i sistemi di storage rappresentano una possibile modalità per ridurre tale onere, o al più azzerarlo, in virtù della maggiore prevedibilità del profilo di immissione in rete dell'energia conseguibile grazie all'accoppiamento di un impianto fonte rinnovabile e di un sistema di storage.

6.Sistemi fotovoltaici in isola con accumulo

6.1 Impianti stand alone:usi e vantaggi

Un impianto fotovoltaico stand alone è un tipo di installazione fotovoltaica che non è connessa alla rete elettrica nazionale,(questi impianti anche se realizzati prima del termine del quinto conto energia ,non potevano comunque beneficiare degli incentivi),ma è connessa ad un sistema autonomo di accumulo di energia, in genere batterie elettriche, in grado di raccogliere l'elettricità prodotta dall'impianto e restituirla all'utenza nel momento del bisogno.

Il fotovoltaico stand alone costituisce quindi un sistema indipendente ed autonomo di approvvigionamento energetico utilizzabile nei più svariati contesti.

Questo sistema "ad isola" , scalabile esattamente come le classiche installazioni fotovoltaiche, può essere realizzato su piccola scala, ad esempio per i lampioncini elettrici ad energia solare, come su grande scala, fino a costituire vere e proprie reti elettriche locali autonome in grado di rifornire di elettricità intere aree disconnesse dalla rete.

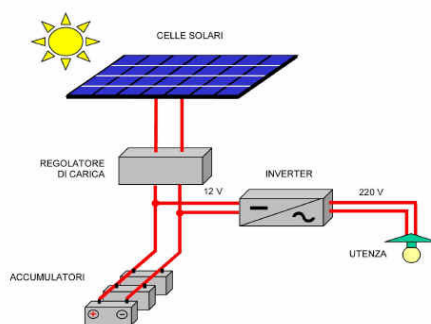
Gli impianti off-grid sono quindi si

stemi isolati, autonomi, in grado di fornire approvvigionamento elettrico ad utenze isolate: i pannelli solari trasformano la luce solare in corrente continua che, attraverso un regolatore di carica, viene stoccata nelle batterie di accumulo o viene portata all' inverter **Fig43** Impianto stand alone per l'autoconsumo immediato da parte dell'utenza.

Se si parla di impianti stand alone al servizio di edifici o piccole reti elettriche, i sistemi possono provvedere direttamente sia alla produzione con utilizzo immediato di corrente elettrica alternata (attraverso gli opportuni trasformatori ed inverter) che all'erogazione dell'energia elettrica per il suo stoccaggio in batterie di accumulo.

Il classico impianto fotovoltaico domestico o industriale grid-connected, installato in conto energia sull'abitazione o sull'azienda, funziona esattamente come il fotovoltaico stand alone, però, anziché essere collegato ad un sistema di accumulo dell'energia prodotta, è collegato direttamente alla rete elettrica nazionale che viene di fatto utilizzata come un immenso serbatoio di accumulo in cui immettere energia pulita quando l'impianto produce (e l'utenza non consuma), e da cui prelevare elettricità al momento del bisogno, quando l'impianto non produce.

Una installazione fotovoltaica stand alone è una delle varianti più utilizzate in situazioni in cui è difficile o impossibile allacciarsi alla rete elettrica in prelievo: o perchè la rete non esiste, o perchè è anti-economico creare un allacciamento alla rete nazionale, si pensi, per esempio, a piccole località isolate in cui portare la rete elettrica diventa più costoso che crearne una nuova, piccola, autonoma ed indipendente.



I sistemi stand alone possono venire utilizzati quindi per creare piccole reti locali autosufficienti isolate dalla rete nazionale e magari collegate a diverse fonti di produzione energetica: solare, eolico o idro-elettrico.

Oltre che per piccole reti isolate, il fotovoltaico stand alone può venire utilizzato anche per singole abitazioni che possono essere singole abitazioni isolate, tipo baite e rifugi, o edifici situati in contesti urbani.

Con la fine degli incentivi, infatti, si inizia a pensare ad un'eventuale convenienza nell'utilizzare sistemi fotovoltaici autonomi, staccati dalla rete elettrica nazionale, in grado di produrre e stoccare sul posto l'energia senza passare dalla rete elettrica di Enel.

La determinante principale per questo tipo di soluzione è però il costo ancora relativamente elevato delle batterie. Il mercato dei sistemi di accumulo per le fonti rinnovabili è infatti un mercato ancora relativamente giovane, ma che, esattamente come per le fonti rinnovabili, è in rapida evoluzione e presto vedrà il ribassamento dei prezzi.

Senza pensare a dei veri e propri impianti di approvvigionamento elettrico, infine, micro sistemi stand alone (direttamente in corrente continua) vengono utilizzati, ad esempio, su camper, barche, impianti di illuminazione pubblica, lampioni solari, e svariate altre apparecchiature elettriche a batterie.

Installazioni stand alone possono venire utilizzate anche per sistemi autonomi di ricarica di mezzi elettrici: bici, scooter o altri veicoli elettrici.

Il vantaggio principale del fotovoltaico stand alone, infine, è l'estrema flessibilità: come per i classici impianti grid-connected l'installazione è completamente scalabile come è scalabile l'entità del sistema di stoccaggio elettrico.

6.2 Il condominio fotovoltaico

Produrre energia pulita in casa e risparmiare sulla bolletta elettrica sta diventando, per molte famiglie italiane, una scelta condizionata dalla necessità di alleggerire il carico di una pressione fiscale sempre più in crescita, in tempi di crisi economica. Installare un impianto fotovoltaico nel condominio è una buona opportunità per autoprodurre almeno una parte dell'energia elettrica che si consuma e di conseguenza, ridurre la bolletta dell'elettricità. (fonte elaborazione[n][28])

Purtroppo, con la fine del Quinto Conto Energia, non è più possibile accedere agli incentivi statali per il fotovoltaico, quindi, guadagnare con il solare.

Resta, invece, la possibilità di utilizzare le detrazioni Irpef al 50% per ammortizzare metà della spesa sostenuta per l'impianto, altro fattore che contribuirà alla diffusione del fotovoltaico sui palazzi in condivisione è l'evoluzione delle tecnologie che in un prossimo futuro permetteranno lo stoccaggio dell'energia, ovvero l'accumulo dell'elettricità prodotta dai pannelli fotovoltaici in apposite batterie che la conservano nelle ore notturne e in assenza di sole, consentendo agli inquilini di uno stabile di utilizzare energia pulita anche quando l'impianto non è in funzione.

Per avere il fotovoltaico sul proprio condominio, bisogna innanzitutto capire il tipo di installazione che si intende effettuare.

Si può infatti richiedere l'autorizzazione da parte dell'assemblea condominiale in due casi:

1. Nel caso dell'impianto condominiale vero e proprio, ossia installare un impianto fotovoltaico a disposizione dell'intero condominio ,per abbattere completamente o parzialmente le spese di energia elettrica consumata dal condominio stesso, come i consumi derivanti dall'illuminazione di parti interne o esterne del complesso residenziale ,dall'ascensore ,da sistemi di automazione per cancelli pedonali o carrai,etc..

In questa casistica è possibile sfruttare, per l'installazione dei moduli fotovoltaici, qualsiasi superficie di proprietà comune dei condomini: dai muri maestri, ai tetti, i terrazzi, i portici, i cortili, le aree verdi (meglio se esposte al sole e in assenza di ombreggiamento).

Per avere l'autorizzazione ad installare l'impianto fotovoltaico ad uso condominiale, (ai sensi dei regolamenti del Codice Civile), basterà ricevere parere positivo dalla maggioranza dei partecipanti all'assemblea condominiale oppure con la maggioranza composta dai due terzi del valore dell'edificio.

Una volta ricevuta l'approvazione, (con diritto di esonero da parte dei condomini non favorevoli alla spesa), si potranno avviare i lavori di installazione, calcolando la superficie e la potenza dell'impianto, necessaria a soddisfare i consumi energetici condominiali.

Il nuovo impianto fotovoltaico, verrà quindi collegato al contatore generale del complesso residenziale e, da quel momento, si potrà man mano rientrare dell'investimento comune dei partecipanti, risparmiando sulle spese di condominio.

Ovviamente, tutto questo sarà possibile anche grazie alla possibilità di poter usufruire sia delle detrazioni Irpef al 50% per le ristrutturazioni edilizie (valide fino al prossimo 30 giugno), sia dello Scambio sul Posto (per impianti fotovoltaici inferiori a 20 kWp).

Se l'impianto fotovoltaico dovrà essere al servizio dei consumi dell'intero condominio le norme da seguire sono quelle della recentissima legge 220 dell'11-12-2012, entrata in vigore il 18-06-2013.

Tale legge, la cosiddetta "Riforma del condominio", prevede nuovi articoli specifici per l'installazione di fonti rinnovabili negli edifici. Importante l'articolo 5 della legge:

Art.5

“ I condomini, con la maggioranza indicata dal secondo comma dell'articolo 1136, possono disporre le innovazioni che ,nel rispetto della normativa di settore ,hanno ad oggetto: 1) le opere e gli interventi volti a migliorare la sicurezza e la salubrità degli edifici e degli impianti; 2) le opere e gli interventi previsti per eliminare le barriere architettoniche ,per il contenimento del consumo energetico degli edifici e per realizzare parcheggi destinati a servizio dell'unità immobiliari o dell'edificio ,nonché per la produzione di energia mediante l'utilizzo di impianti di cogenerazione fonti eoliche ,solari o comunque rinnovabili da parte del condominio o di terzi che conseguano a titolo oneroso un diritto reale o personale di godimento del lastrico solare o di altra idonea superficie comune; 3) l'installazione di impianti centralizzati per la ricezione radiotelevisiva e per l'accesso a qualunque altro genere di flusso informativo, anche da satellite o via cavo, e i relativi collegamenti fino alla diramazione per le singole utenze, ad esclusione degli impianti che non comportano

modifiche in grado di alterare la destinazione della cosa comune e di impedire agli altri condomini di farne uso secondo il loro diritto.

L'amministratore è tenuto a convocare l'assemblea entro trenta giorni dalla richiesta anche di un solo condomino interessato all'adozione delle deliberazioni di cui al precedente comma. La richiesta deve contenere l'indicazione del contenuto specifico e delle modalità di esecuzione degli interventi proposti.

In mancanza, l'amministratore deve invitare senza indugio il condomino proponente a fornire le necessarie integrazioni “.

Secondo la riforma, se i condomini vogliono installare un impianto fotovoltaico al servizio dell'intero condominio la decisione deve essere presa con una maggioranza dei condomini presenti all'assemblea purchè essi rappresentino almeno la metà del valore del condominio.

2. Nel caso di un impianto privato al servizio di un appartamento di un condominio, per abbattere completamente o parzialmente le spese di energia elettrica consumata dall'apparato stesso.

Anche in questa situazione, si potrà utilizzare lo scambio sul posto per dividere temporalmente produzione e consumo di elettricità.

Il fotovoltaico da installare per un singolo appartamento condominiale, richiede procedure più complicate, infatti, lo spazio a disposizione del condomino per collocare i moduli fotovoltaici su elementi di sua proprietà è quasi sempre limitato, di conseguenza dovrà effettuare una richiesta formale al condominio, per poter installare, sulle parti comuni del complesso residenziale, un impianto solare ad uso privato.

L'impianto fotovoltaico a disposizione di un singolo appartamento condominiale, richiede inoltre, una serie di valutazioni preliminari.

La prima cosa da fare, infatti, è quella di chiedersi se l'impianto di cui si ha bisogno, dovrà soddisfare interamente tutti i consumi energetici dell'appartamento oppure soltanto una parte. Non è una domanda da poco, visto che, per ogni kW di potenza nominale installata, l'impianto occuperà circa 8 mq di spazio.

Basteranno dei semplici calcoli per fare delle valutazioni più opportune, ad esempio per una famiglia del centro Italia che intende installare nella propria abitazione un impianto fotovoltaico da 1 [kW] dovrebbe produrre circa 1400 [kWh] ogni anno, a fronte di un suo consumo annuo pari a circa 3000 [kWh].

Possiamo quindi affermare che, per installare dei moduli fotovoltaici che soddisfino completamente i consumi energetici di un appartamento condominiale, sarebbe necessario un impianto dotato di oltre 2 [kW] di potenza, grande circa 18-20 [mq], (grande come una stanza più o meno).

L'impianto fotovoltaico ad uso privato, prima di essere installato, dovrà quindi tenere conto di questi aspetti, soprattutto in relazione alle quantità di spazio pubblico disponibile ed utilizzabile in ogni condominio.

La riforma del condominio prevede anche nuove norme specifiche relative al caso in cui un singolo condomino voglia farsi l'impianto fotovoltaico a beneficio personale. Ovviamente tale condomino dovrà utilizzare parte dello spazio comune del condominio per montare i pannelli solari, ma mentre prima doveva mettersi d'accordo con amministratore e vicini di casa, ora la norma prevede una procedura semplificata specificata nell'articolo 7:

“Art. 1122-bis. - (Impianti non centralizzati di ricezione radiotelevisiva e di produzione di energia da fonti rinnovabili). – Le installazioni di impianti non centralizzati per la ricezione radiotelevisiva e per l'accesso a qualunque altro genere di flusso informativo, anche da satellite o via cavo, e i relativi collegamenti fino al punto di diramazione per le singole utenze sono realizzati in modo da recare il minor pregiudizio alle parti comuni e alle unità immobiliari di proprietà individuale, preservando in ogni caso il decoro architettonico dell'edificio, salvo quanto previsto in materia di reti pubbliche.

E' consentita l'installazione di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili destinati al servizio di singole unità del condominio sul lastrico solare, su ogni altra idonea superficie comune e sulle parti di proprietà individuale dell'interessato.

Qualora si rendano necessarie modificazioni delle parti comuni, l'interessato ne dà comunicazione all'amministratore indicando il contenuto specifico e le modalità di esecuzione degli interventi. L'assemblea può prescrivere, con la maggioranza di cui al quinto comma dell'articolo 1136, adeguate modalità alternative di esecuzione o imporre cautele a salvaguardia della stabilità, della sicurezza o del decoro architettonico dell'edificio e, ai fini dell'installazione degli impianti di cui al secondo comma, provvede, a richiesta degli interessati, a ripartire l'uso del lastrico solare e delle altre superfici comuni, salvaguardando le diverse forme di utilizzo previste dal regolamento di condominio o comunque in atto. L'assemblea, con la medesima maggioranza, può altresì subordinare l'esecuzione alla prestazione, da parte dell'interessato, di idonea garanzia per i danni eventuali. L'accesso alle unità immobiliari di proprietà individuale deve essere consentito ove necessario per la progettazione e per l'esecuzione delle opere. Non sono soggetti ad autorizzazione gli impianti destinati alle singole unità abitative”.

Dunque per installare un impianto fotovoltaico personale sulla superficie condominiale non bisogna più avere l'ok dei condomini, ma basta una comunicazione, in ogni caso la costruzione dell'impianto fotovoltaico non può ledere la solidità strutturale del condominio né arrecare danni architettonici e paesaggistici.

L'introduzione di questa nuova normativa è sicuramente uno stimolo considerevole per dare nuovo vigore all'edilizia sostenibile e incoraggiare l'adozione di tecnologie che, oltre a garantire risparmio energetico e bollette più leggere, consente di ottenere una certificazione energetica migliore, con conseguente accrescimento del valore economico del palazzo.

6.2.1 Esempio pratico di dimensionamento

La fase sperimentale di questa tesi è stata caratterizzata dalla progettazione di un impianto fotovoltaico in isola, dunque scollegato dalla rete e dotato di sistemi di accumulo, applicato su un tetto di un condominio pubblico composto da 30 appartamenti.

Il problema principale, che si riscontra in questa tipologia di edifici pubblici (condomini popolari) è la mancanza del pagamento delle spese condominiali da parte di alcuni utenti, questo comporta l'impossibilità di distaccare il servizio di energia, (in quanto alcuni condomini pagano regolarmente le bollette) come avviene normalmente nelle case private, dunque per ovviare a questa complicazione si è pensato di utilizzare il tetto del condominio per installare un impianto fotovoltaico più l'accumulo, quindi indipendente dalla rete, in grado di far fronte ai consumi comuni del condominio, che successivamente verranno elencati nel dettaglio.

In questo modo, una volta che l'impianto entrerà in funzione non si manifesterà più il problema dell'adempimento o meno delle bollette dei singoli condomini, è chiaro però, che dovrà essere sostenuta una spesa iniziale da parte di tutti in condominio per la realizzazione dell'impianto, oltretutto agevolata dalle detrazioni fiscali Irpef per efficientamento energetico delle abitazioni, come vedremo in seguito.

6.2.1.1 Valutazioni preliminari

Il caso preso in considerazione riguarda un condominio ancora in fase di progetto, tale palazzo è costituito da trenta appartamenti realizzati su cinque piani, presenta un'area del tetto pari 500[m²], di cui ne verranno utilizzati solamente 180[m²] (falda del tetto rivolta a sud) per l'installazione dell'impianto fotovoltaico.

Gli utilizzatori elettrici e i relativi consumi vengono riportati nella seguente tabella (Tab20) :

esempio di utilizzatori elettrici in un condominio di 5 piani di uso comune				
tipo utilizzatore	periodo anno	media [h] lavoro giorno	potenza media [kW]	consumi giorno [kWh]
Ascensore	tutto l'anno	3	3,3	9,9
Luci scala	tutto l'anno	5	0,6	3
Luci giardino	tutto l'anno	10	1,2	12
Luci locali cantina	tutto l'anno	3	0,7	2,1
Luci locali solai	tutto l'anno	1	0,3	0,3
Luci di emergenza	tutto l'anno	24	0,1	2,4
Citofoni	tutto l'anno	24	0,2	4,8
Autoclave*	tutto l'anno	4	2	8
Antenne	tutto l'anno	24	0,3	7,2
totale			8,7	49,7

*Per quanto riguarda l'autoclave condominiale, si è ipotizzato una potenza di 2 [kW], supponendo di utilizzarla per 30 sec ogni 3 min, dunque 4 ore al giorno.

Il condominio presenta un consumo giornaliero di circa 50[kWh] e uno annuale di 18240[kWh], dunque si avranno le seguenti spese,tenendo conto di un costo dell'energia pari a 22[c€/kWh]:

spese	
consumo annuale[kWh]	18240
bolletta [€/anno]	4013
costo condomino [€/anno]	134

Il fabbricato è situato a Musile di Piave (latitudine 45.624°, longitudine 12.564°).

Il tetto dell'edificio è costituito da tegole, orientato a sud azimuth 0°, con un angolo di inclinazione di 30°.

Non sono presenti nelle zone limitrofe particolari ostacoli che possono essere causa di ombreggiamenti.

Per il calcolo della radiazione solare , ho consultato l'Atlante Solare Europeo-PVGIS disponibile al sito <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/> da cui ho ricavato le possibili ore di funzionamento del mio impianto fotovoltaico.

Sistema fisso: inclinazione = 30 °, orientamento = 0 °				
Mese	E_d	E_m	H_d	H_m
Jan	1.63	50.5	2.22	68.9
Febbraio	2.58	72.2	3.58	100
Mar	3.31	102	4.82	149
Aprile	3.87	116	5.78	173
Maggio	4.26	132	6.56	203
Giugno	4.26	128	6.73	202
Luglio	4.43	137	7.04	218
Agosto	4.08	126	6.43	199
Settembre	3.52	106	5.41	162
Ottobre	2.55	79.1	3.73	116
Novembre	1.74	52.3	2.45	73.6
Dicembre	1.66	51.3	2.27	70.2
Media annua	3.16	96.1	4.76	145
Totale per anno		1150		1740

Tab21 radiazione solare annua(fonte [o])

Spesso la radiazione solare si indica in termini di ore annue equivalenti ,cioè il numero che permette di calcolare l'energia elettrica prodotta dall'impianto.

Come si può leggere dalla tabella 20, se in un anno la radiazione è di 1150[kWh/m²], si può assumere che sia dovuta ad un irraggiamento di 1[kW/m²] (condizioni STC) per un tempo equivalente pari 1150 ore(tenendo conto delle perdite stimate di sistema del 20%).

$$\frac{1150 \text{ [kWh/m}^2\text{]}}{1 \text{ [kW/m}^2\text{]}} = 1150 \text{ [h]}$$

E_d : produzione di energia elettrica media giornaliera dal sistema dato (kWh)

E_m : produzione di energia elettrica media mensile dal sistema dato (kWh)

H_d : Media somma giornaliera di irradiazione globale per metro quadrato ricevuti dai moduli del sistema dato (kWh / m²)

H_m : somma media di irradiazione globale per metro quadrato ricevuti dai moduli del sistema dato (kWh / m²)

6.2.1.2 Dimensionamento di massima

Analizzando struttura e locazione del sito, si sono studiate quattro possibili alternative,tenendo presente che, per accedere alle detrazioni fiscali Irpef del 50% la potenza di picco del mio impianto non dovrà essere superiore a 20[kWp],tali soluzioni vengono qui di seguito elencate:

- 1) L'impianto è rivolto a Sud (azimuth 0°), pannelli integrati in sostituzione delle tegole del tetto ,distesi sul lato lungo con inclinazione di 30°.

Viene utilizzato un pannello a medio rendimento Suntech monocristallino STP200S-24/Ad+,rendimento 15,7%,dimensioni 1,58*0,808[m], Pmax=200[W] (scheda tecnica allegata).

Dunque impiegando 100 pannelli disposti su 9 file e considerando un numero di ore equivalenti di funzionamento pari a 1150 si ottiene:

$$100PV*0.2[W]=20[kWp]$$

$$20[kWp]*1150[h]=23070[kWh] \text{ copertura dei consumi al } 126,09\%.$$

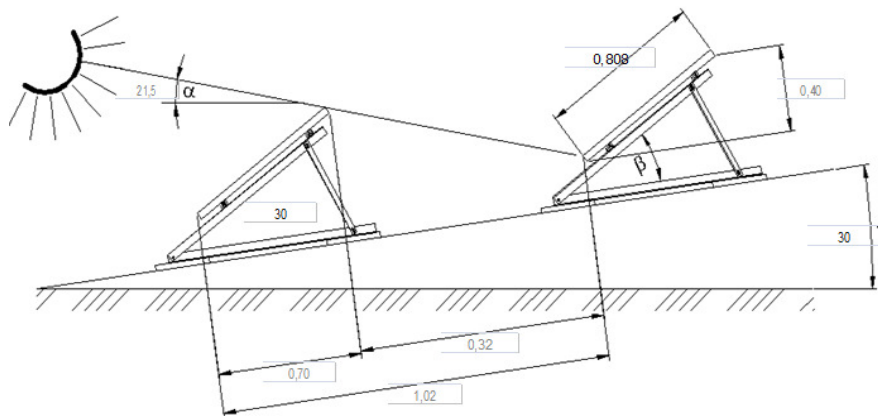
- 2) L'impianto è rivolto a Sud (azimuth 0°), pannelli appoggiati su lato lungo con inclinazione di 30°,sistemati grazie ad apposita struttura (vedere allegato tecnico Atlante Alusistemi)quindi impianto free standing, in modo da ottenere un'inclinazione totale pannello più tetto di 60°.

Viene utilizzato un pannello a medio rendimento Suntech monocristallino STP200S-24/Ad+,rendimento 15,7%,dimensioni 1,58*0,808[m], Pmax=200[W] (scheda tecnica allegata).

Dunque impiegando 74 pannelli disposti su 8 file e considerando un numero di ore equivalenti di funzionamento pari a 1150 si ottiene:

$$74PV*0.2[W]=14,8[kWp]$$

$$14,8[kWp]*1150[h]=17070[kWh] \text{ copertura dei consumi al } 93,58\%$$



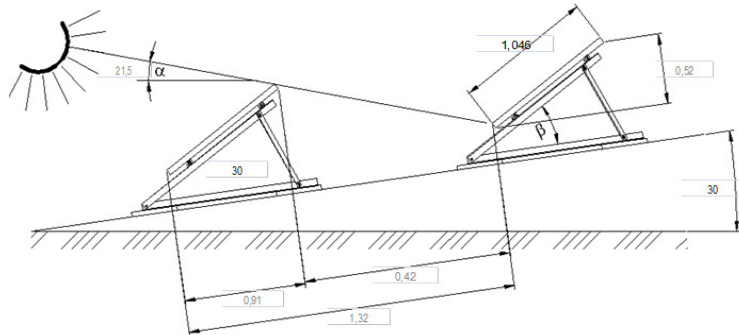
- 3) L'impianto è rivolto a Sud (azimuth 0°), pannelli appoggiati su lato lungo con inclinazione di 30°,sistemati grazie ad apposita struttura (vedere allegato tecnico Atlante Alusistemi) quindi impianto free standing, in modo da ottenere un'inclinazione totale pannello più tetto di 60°.

Viene utilizzato un pannello ad alto rendimento Sunpower SPR-33NE-WHT ,dimensioni 1,55*1,046[m], Pmax=333[W] (scheda tecnica allegata).

Dunque impiegando 60 pannelli disposti su 6 file e considerando un numero di ore equivalenti di funzionamento pari a 1150 si ottiene:

$$60PV * 0.333 [W] = 20 [kWp]$$

$$20 [kWp] * 1150 [h] = 23050 [kWh] \text{ copertura dei consumi al } 126,37\%$$



Riepilogando:

possibili soluzioni di impianto fotovoltaico			
caso	1	2	3
tipo di modulo	suntech	suntech	sunpower
dimensioni modulo [m]	1,58*0,808	1,58*0,808	1,55*1,046
posizione di montaggio	integrato	free-standing	free-standing
potenza modulo[w]	200	200	333
n° pannelli	100	74	60
n°file	9	8	6
potenza impianto [kWp]	20	14,8	20
produzione impianto[kWh]	23070	17069	23050
costo* [€/kWp]	1300	1500	1700
durata impianto[anni]	20	20	25

Tab21 possibili soluzioni di impianto fotovoltaico

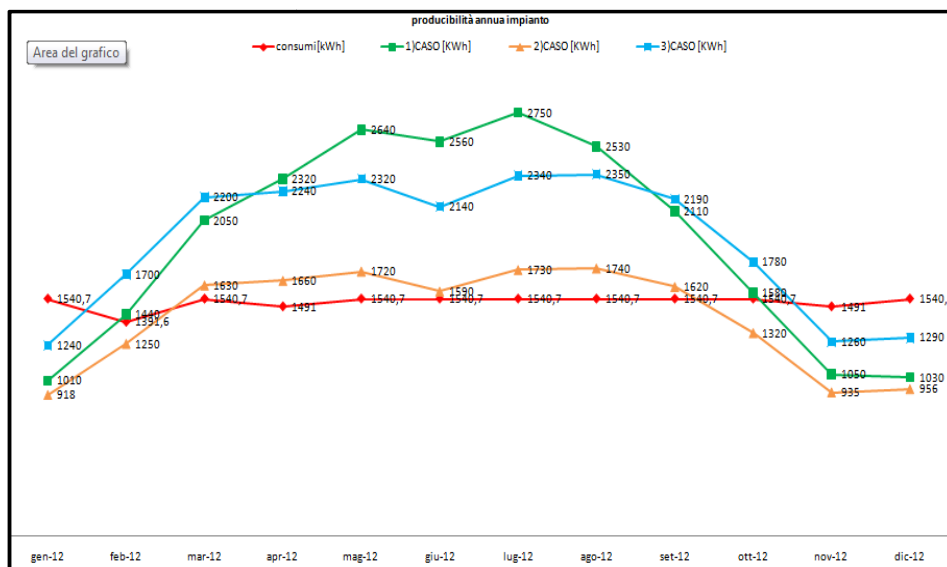
*il costo totale tiene conto della tipologia del pannello ,se è presente o meno una struttura di sostegno,il costo dell'inverter ,il costo dei quadri elettrici , il costo dei cavi,il costo dell'installazione e cablaggio e del sistema di monitoraggio.

6.2.1.2.1 Analisi annuale e mensile impianti 1 e 3

A questo punto, utilizzando sempre il portale PVGIS , sono andato a verificare la produzione di energia annuale in ogni singolo caso e l'ho confrontato con la curva dei consumi del condominio relativa all'anno 2012 ottenendo la figura 44.

mesi	Consumi [kWh]	1)CASO [KWh]	2)CASO [KWh]	3)CASO [KWh]
gen-12	1540,7	1010	918	1240
feb-12	1391,6	1440	1250	1700
mar-12	1540,7	2050	1630	2200
apr-12	1491	2320	1660	2240
mag-12	1540,7	2640	1720	2320
giu-12	1540,7	2560	1590	2140
lug-12	1540,7	2750	1730	2340
ago-12	1540,7	2530	1740	2350
set-12	1540,7	2110	1620	2190
ott-12	1540,7	1580	1320	1780
nov-12	1491	1050	935	1260
dic-12	1540,7	1030	956	1290
totale	18239,9	23070	17069	23050

Tab22 produttività annuale soluzioni di impianto



In base alle considerazioni fatte in precedenza e analizzando il grafico di figura 44, le valutazioni che mi portano ad approfondire i casi 1 e 3 e quindi scartare l'opzione 2, vengono qui di seguito elencate:

- Il caso 2 presenta una producibilità annuale ridotta (17069[kWh/anno])rispetto il caso 1 e 3;
- Non riuscirei a caricare a sufficienza il sistema di accumulatori nei giorni di maggior insolazione, mentre nei mesi invernali dovrei richiedere troppo spesso l'intervento del gruppo elettrogeno, dunque sarebbe un impianto difficilmente indipendente e soprattutto non efficiente.

Impianti 1 e 3 a carico COSTANTE

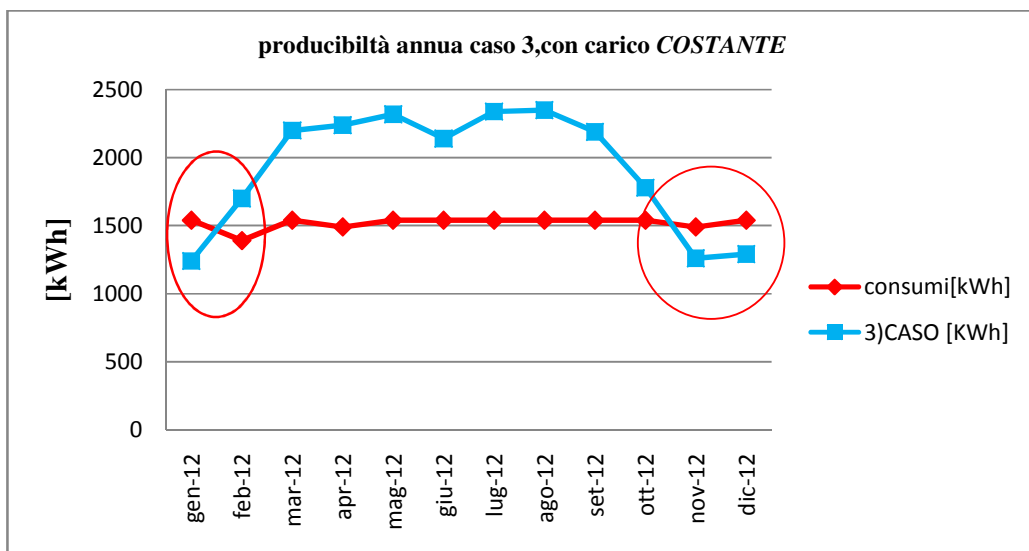
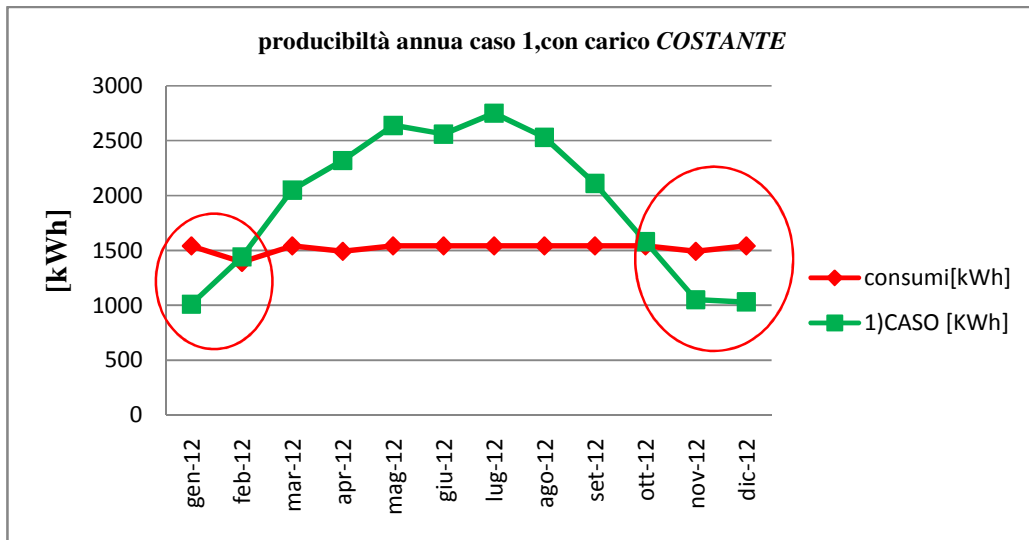
Andando a valutare nello specifico i diagrammi di producibilità dei casi 1 e 3, si nota come nei mesi invernali la curva dei consumi stia al di sopra di quella dell'energia prodotta dall'impianto ,di conseguenza in questi mesi a differenza di quelli con maggior insolazione ci sono diversi giorni in cui non riuscirei a caricare le batterie, rischiando di rimanere senza energia elettrica.

E' necessario, che in che ogni mese l'energia media mensile prodotta dall'impianto fotovoltaico sia maggiore o uguale all'energia richiesta dal carico elettrico, per ottenere questa condizione dovrò modificare la curva dei consumi, in modo tale che segua il più possibile la curva di produzione di energia da fotovoltaico, riducendo i giorni caratterizzati da un deficit di energia.

mesi	Consumi [kWh]	1)CASO [KWh]	s/d * enegia [kWh]	giorni	3)CASO [kWh]	s/denegia [kWh]	giorni
Gen	1540,7	1010	-530,7	-11	1240	-300,7	-6
Feb	1391,6	1440	48,4	1	1700	308,4	6
Mar	1540,7	2050	509,3	10	2200	659,3	13
Apr	1491	2320	829	17	2240	749	15
Mag	1540,7	2640	1099,3	22	2320	779,3	16
Giu	1540,7	2560	1019,3	21	2140	599,3	12
Lug	1540,7	2750	1209,3	24	2340	799,3	16
Ago	1540,7	2530	989,3	20	2350	809,3	16
Set	1540,7	2110	569,3	11	2190	649,3	13
Ott	1540,7	1580	39,3	1	1780	239,3	5
Nov	1491	1050	-441	-9	1260	-231	-5
Dic	1540,7	1030	-510,7	-10	1290	-250,7	-5

Tab23 producibilità a carico costante impianto 1 e 3

*s/d=surplus/deficit



Impianti 1 e 3 a carico RIDOTTO

L'idea, è di adeguare la curva dei consumi a quella di produzione di energia da fotovoltaico, per fare ciò, ho pensato di ridurre la potenza impiegata di alcuni servizi, come la luce dell'illuminazione esterna del palazzo, le luci delle scale, quelle della cantina e dei solai facendo funzionare solo alcune lampade, invece che tutte quante, in modo da garantire sempre una corretta illuminazione.

Ad esempio, non è stato preso in considerazione l'ascensore, il quale ha una funzione primaria per i condomini, sebbene costituisce il carico più energivoro.

La seguente tabella mostra come varia la potenza e il numero di lampade utilizzate tra il funzionamento a carico *costante* e quello carico *ridotto*.

Carico COSTANTE			Carico RIDOTTO		
Servizio	Potenza [kW]	Numero e tipo di lampade	Servizio	Potenza [kW]	Numero e tipo di lampade
Luci giardino/esterne	1,2	Per l'illuminazione esterna del palazzo vengono impiegate 42 lampade LED(1200lm,11w,300k) mentre per il giardino 5 lampade alogene(E27-75W) più 18 lampade (E27dulux/EL20W)per l'illuminazione perimetrale	Luci giardino/esterne	0,6	Vengono accese tutte le lampade del condominio esterne,più alcune lampade perimetrali del giardino e carraio(lampade 43-46-49-51-53-57-59-61)
Luci scale	0,6	Per l'illuminazione interna del condominio vengono impiegate 8 lampade LED(1200lm,11w,300k) per ogni piano, quindi un totale di 40 lampade,più 3 lampade per ogni scala	Luci scale	0,3	Vengono utilizzate solo 4 lampade per piano e 2 per ogni scala
Luci cantina/magazzino attrezzi	0,6	Per l'illuminazione della cantina/magazzino attrezzi vengono impiegate 8 lampade alogene(E27-75W)	Luci cantina	0,3	Vengono utilizzate solo 4 lampade
Luci solai	0,3	Per l'illuminazione dei solai vengono impiegate 14 lampade alogene(E27dulux/EL20W)	Luci solai	0,15	Vengono utilizzate solo 8 lampade

Tab24 impianto a carico costante e carico ridotto

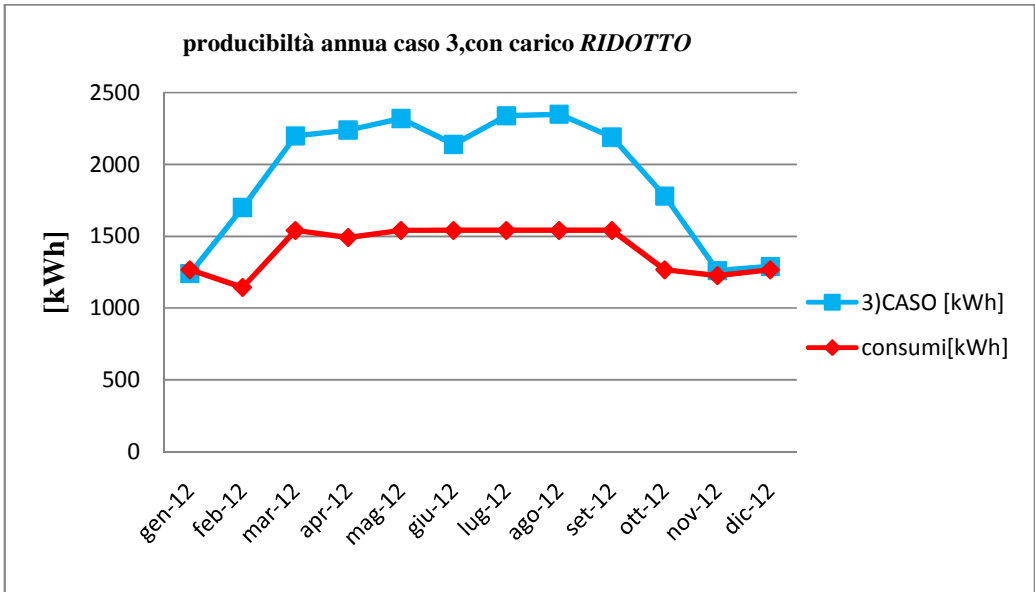
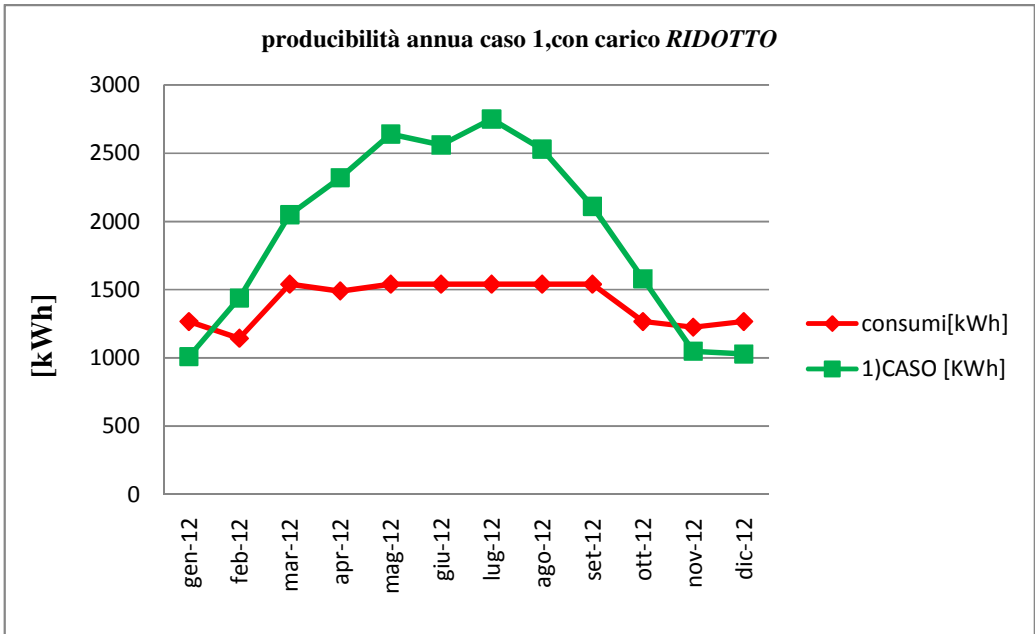
In seguito alle ipotesi appena fatte ,i consumi relativi ad un mese invernale o di poca insolazione sono i seguenti:

carichi ridotti(mesi invernali)					
tipo utilizzatore	periodo anno	media giorno	[h]lavoro	potenza media[kW]	consumi giorno[kWh]
Ascensore	Tutto l'anno	3		3,3	9,9
Luci scala	Tutto l'anno	10		0,3	3
Luci giardino	Tutto l'anno	5		0,6	3
Luci locali cantina	Tutto l'anno	3		0,3	0,9
Luci locali solai	Tutto l'anno	1		0,15	0,15
Luci di emergenza	Tutto l'anno	24		0,1	2,4
Citofoni	Tutto l'anno	24		0,2	4,8
Autoclave*	Tutto l'anno	4		2	8
Antenne	Tutto l'anno	24		0,3	7,2
totale				7,25	40,85

Tab25 carichi ridotti condominio

Tra un giorno a carico *costante* e uno a carico *ridotto* c'è stata una diminuzione di circa 10 [kwh] al giorno, ora come possiamo notare dai seguenti grafici la linea di carico sta quasi tutta sotto la linea di produzione dell'energia, di conseguenza si sono ridotti i giorni con un deficit di energia.

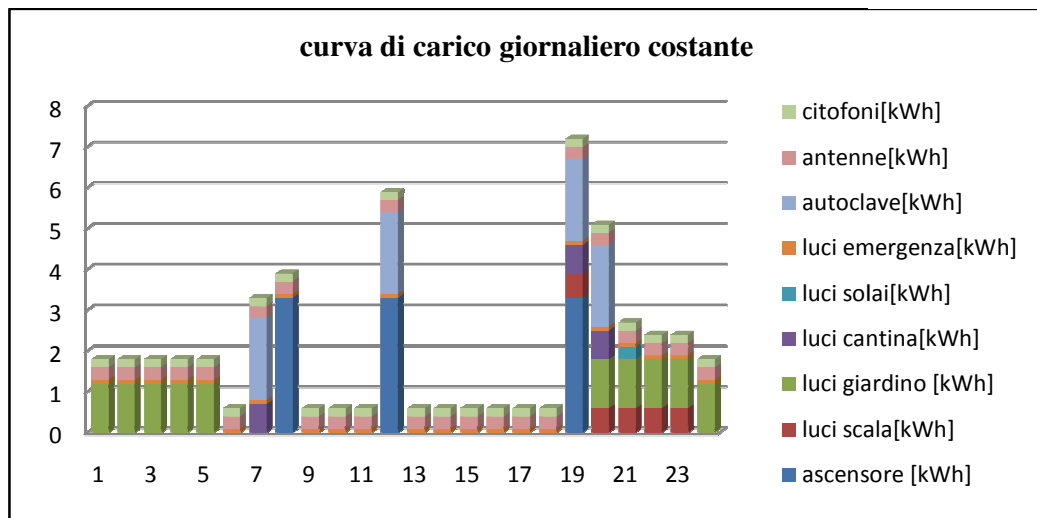
mesi	Consumi [kWh]	1)CASO [KWh]	s/d energia [kWh]	giorni	3)CASO [kWh]	s/d energia [kWh]	giorni
Gen	1266,35	1010	-256,35	-5	1240	-26,35	-1
Feb	1143,8	1440	296,2	6	1700	556,2	11
Mar	1540,7	2050	509,3	10	2200	659,3	13
Apr	1491	2320	829	16	2240	749	15
Mag	1540,7	2640	1099,3	21	2320	779,3	16
Giu	1540,7	2560	1019,3	19	2140	599,3	12
Lug	1540,7	2750	1209,3	23	2340	799,3	16
Ago	1540,7	2530	989,3	19	2350	809,3	17
Set	1540,7	2110	569,3	11	2190	649,3	13
Ott	1266,35	1580	313,65	7	1780	513,65	11
Nov	1225,5	1050	-175,5	-3	1260	34,5	1
Dic	1266,35	1030	-236,35	-4	1290	23,65	0



6.2.1.2.2 Analisi giornaliera impianti 1 e 3

Fino ad ora abbiamo ragionato su giorni con surplus/deficit di energia, facendo uno studio su base annuale e mensile di come poteva lavorare il nostro impianto fotovoltaico condominiale nelle condizioni di carico costante e carico ridotto.

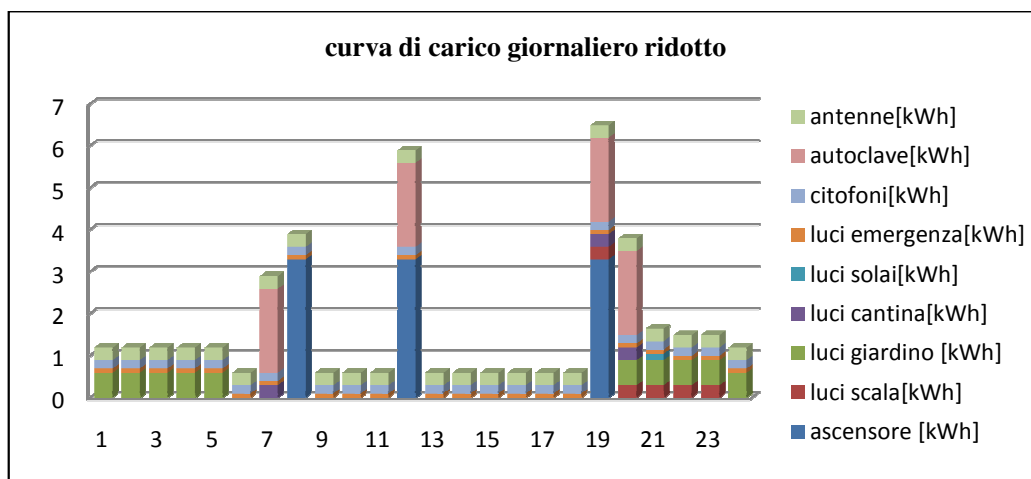
Per poter quantificare quanti [kwh] al giorno possono essere accumulati dalle batterie, oppure quanti [kwh] dovrà fornire il gruppetto elettrogeno nel momento in cui l'impianto fotovoltaico non riuscisse a produrre abbastanza energia da caricare il sistema di accumulo, sarà necessario eseguire uno studio giornaliero del funzionamento del nostro impianto, dunque si è cercato di ricostruire in base agli utilizzatori visti in precedenza un diagramma di carico giornaliero, in particolare, per capire quanto autonomo e indipendente possa essere l'impianto in questione.



Dal grafico, possiamo vedere i servizi come :antenne,citofoni,luci di emergenza siano presenti durante tutta l'arco della giornata, mentre utilizzatori come autoclave e ascensore vengano per lo più utilizzati nelle ore 8 ,12 e 19, ossia quando si esce per andare a lavoro o quando si rientra.

Nel complesso, la maggior parte dei consumi condominiali si verifica nelle ore serali, è chiaro che la curva di carico e quella di produzione di energia da fotovoltaico non saranno sincrone, quindi sarà essenziale valutare la strategia più conveniente ed efficiente per cercare di accumulare energia nelle ore centrali della giornata, nelle quali l'impianto produrrà energia in abbondanza ,in modo tale da riutilizzarla durante le ore in cui l'impianto non produce,sarà essenziale, che il sistema di accumulo sia in grado di svolgere una funzione di *peakshaving*, anche per cercare di evitare il più possibile l'intervento del gruppo elettrogeno,il quale dovrebbe intervenire solamente in situazioni di emergenza. A questo proposito,conoscendo la producibilità giornaliera [kWh/giorno] ricavata dal database PV-GIS ,si è cercato di ricostruire il comportamento dell' impianto fotovoltaico più l'accumulo, in diverse giornate dell'anno ,in particolare si sono analizzate le seguenti casistiche:

- A. Si è considerato un giorno del mese con minor insolazione (gennaio),quindi con minor producibilità, mettendola a confronto con la curva di carico giornaliero costante.
- B. Si è considerato un giorno del mese con maggior insolazione (luglio),quindi con maggior producibilità, mettendola a confronto con la curva di carico giornaliero costante.
- C. Si è considerato un giorno del mese con minor insolazione (gennaio),quindi con minor producibilità, mettendola a confronto con la curva di carico giornaliero ridotto.



Questa operazione è stata eseguita per entrambe le soluzioni di impianto.

Qui di seguito troveremo sei tabelle , tre per il caso 1 e tre per il caso 3,con i relativi diagrammi di producibilità.

Le tabelle sono così state costruite:

- Nella prima colonna troviamo le ore del giorno,caratterizzate dal colore blu;
- Dalla seconda alla decima troviamo gli utilizzatori comuni del condominio;
- L'undicesima colonna si riferisce ai consumi totali durante ogni singola ora,caratterizzata dal colore rosso;
- La dodicesima colonna riporta la producibilità giornaliera dell'impianto fotovoltaico,caratterizzata dal colore verde;
- La tredicesima e la quattordicesima colonna rappresentano i deficit e i surplus che si hanno per ogni singola ora;
- La quindicesima colonna si riferisce all'accumulo della batteria,rappresentata dal colore giallo;
- La sedicesima colonna si riferisce all'utilizzo del gruppo elettrogeno,rappresentata dal colore marrone.
- L'ultima riga riassume le varie voci elencate precedentemente esprimendo quanto ho consumato in un giorno,quanta energia ha prodotto l'impianto ,quanto sono riuscito ad accumulare e quanto è intervenuto il gruppo elettrogeno. Dunque questi numeri finali sono espressi in [kWh/giorno] tutti gli altri in [kWh].

I grafici servono a dare un'idea di come l'energia prodotta in eccesso nelle ore centrali del giorno e non utilizzata ,possa essere accumulata , e impiegata nelle ore notturne

Impianto caso 1

Prendendo in esame l'impianto da 20 [kWp] che monta un pannello Suntech a medio rendimento, integrato sostituendo le tegole del tetto(inclinato di 30°),si analizza l'impianto nei seguenti casi:

A.

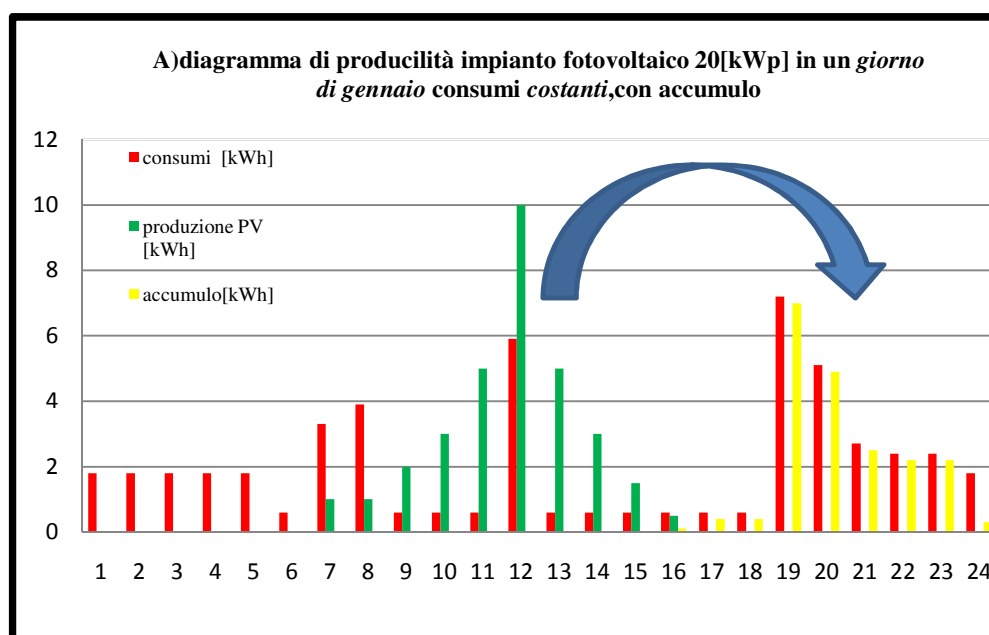
ORRE	ASCENSORE	L. SCALERE	L. GIARDINO	L. CANTINA	L. SOLAIA	L. EMERGENZA	CITOFONO	AUTOCLEAVE	AN TENNE	CONSUMI TOT	PROD. PV	deficit	surplus	ACCUMULO	GRUPPO
1			1,2			0,1	0,2		0,3	1,8	0	1,8		0	1,8
2			1,2			0,1	0,2		0,3	1,8	0	1,8		0	1,8
3			1,2			0,1	0,2		0,3	1,8	0	1,8		0	1,8
4			1,2			0,1	0,2		0,3	1,8	0	1,8		0	1,8
5			1,2			0,1	0,2		0,3	1,8	0	1,8		0	1,8
6						0,1	0,2		0,3	0,6	0	0,6		0	0,6
7				0,7		0,1	0,2	2	0,3	3,3	1	2,3		0	2,3
8	3,3					0,1	0,2		0,3	3,9	1	2,9		0	2,9
9						0,1	0,2		0,3	0,6	2		1,4	0	
10						0,1	0,2		0,3	0,6	3		2,4	0	
11						0,1	0,2		0,3	0,6	5		4,4	0	
12	3,3					0,1	0,2	2	0,3	5,9	10		4,1	0	
13						0,1	0,2		0,3	0,6	5		4,4	0	
14						0,1	0,2		0,3	0,6	3		2,4	0	
15						0,1	0,2		0,3	0,6	1,5		0,9	0	
16						0,1	0,2		0,3	0,6	0,5	0,1		0,1	
17						0,1	0,2		0,3	0,6	0	0,6		0,4	
18						0,1	0,2		0,3	0,6	0	0,6		0,4	
19	3,3	0,6		0,7		0,1	0,2	2	0,3	7,2	0	7,2		7	
20		0,6	1,2	0,7		0,1	0,2	2	0,3	5,1	0	5,1		4,9	
21		0,6	1,2		0,3	0,1	0,2		0,3	2,7	0	2,7		2,5	
22		0,6	1,2			0,1	0,2		0,3	2,4	0	2,4		2,2	
23		0,6	1,2			0,1	0,2		0,3	2,4	0	2,4		2,2	
24			1,2			0,1	0,2		0,3	1,8	0	1,8		0,3	1,5
TOTALE [kWh/giorno]										50	32		20	20	16,3

*tutti i numeri sono da considerarsi espressi in [kWh]

Dal portale PV-GIS ho ricavato la produzione giornaliera riferita a gennaio(*mese in cui ho la più bassa producibilità giornaliera*) che risulta essere di circa 32[kWh/giorno],confrontandola con la curva di carico *costante*.

In questa situazione, che risulta essere la più estrema, in quanto abbiamo detto che nei mesi invernali andremo a lavorare a carico ridotto, vediamo come l'eventuale surplus di energia delle ore centrali della giornata che viene accumulato, non riesca a coprire tutti i consumi, nello specifico dalle ore 1della notte alle ore 8 del mattino , cioè fino al momento, in cui l'impianto fotovoltaico ricomincerà a produrre,dunque è necessario l'intervento del gruppo elettrogeno, il quale andrà a caricare le batterie per colmare i 16,3 [kWh] rimanenti.

Di seguito viene rappresentato graficamente l'andamento dei consumi ,della produzione di energia dell'impianto fotovoltaico e l'energia stoccata in batteria durante il corso della giornata.



B.

ORE	ASCENSORE	L. SCALERE	L. GIARDINO	L. CANTINA	L. SOLAIA	L. EMERGENZA	CITOFONIA	AUTOCOLAVE	ANTENNE	CONSUMI TOT	PROD. PV	deficit	surplus	ACCUMULO	GRUPPO
1			1,2			0,1	0,2		0,3	1,8	0	1,8		1,8	
2			1,2			0,1	0,2		0,3	1,8	0	1,8		1,8	
3			1,2			0,1	0,2		0,3	1,8	0	1,8		1,8	
4			1,2			0,1	0,2		0,3	1,8	0	1,8		1,8	
5			1,2			0,1	0,2		0,3	1,8	0	1,8		1,8	
6						0,1	0,2		0,3	0,6	1		0,4	0	
7				0,7		0,1	0,2	2	0,3	3,3	1,5	1,8		1,8	
8	3,3					0,1	0,2		0,3	3,9	4		0,1	0	
9						0,1	0,2		0,3	0,6	6		5,4	0	
10						0,1	0,2		0,3	0,6	10		9,4	0	
11						0,1	0,2		0,3	0,6	15		14,4	0	
12	3,3					0,1	0,2	2	0,3	5,9	18		12,1	0	
13						0,1	0,2		0,3	0,6	15		14,4	0	
14						0,1	0,2		0,3	0,6	8,5		7,9	0	
15						0,1	0,2		0,3	0,6	5		4,4	0	
16						0,1	0,2		0,3	0,6	2,5		1,9	0	
17						0,1	0,2		0,3	0,6	2		1,4	0	
18						0,1	0,2		0,3	0,6	1,5		0,9	0	
19	3,3	0,6		0,7		0,1	0,2	2	0,3	7,2	0,5	6,7		6,7	
20		0,6	1,2	0,7		0,1	0,2	2	0,3	5,1	0,5	4,6		4,6	
21		0,6	1,2		0,3	0,1	0,2		0,3	2,7	0	2,7		2,7	
22		0,6	1,2			0,1	0,2		0,3	2,4	0	2,4		2,4	
23		0,6	1,2			0,1	0,2		0,3	2,4	0	2,4		2,4	
24			1,2			0,1	0,2		0,3	1,8	0	1,8		1,8	
TOTALE [kWh/giorno]										50	90		73	32	

*tutti i numeri sono da considerarsi espressi in [kWh]

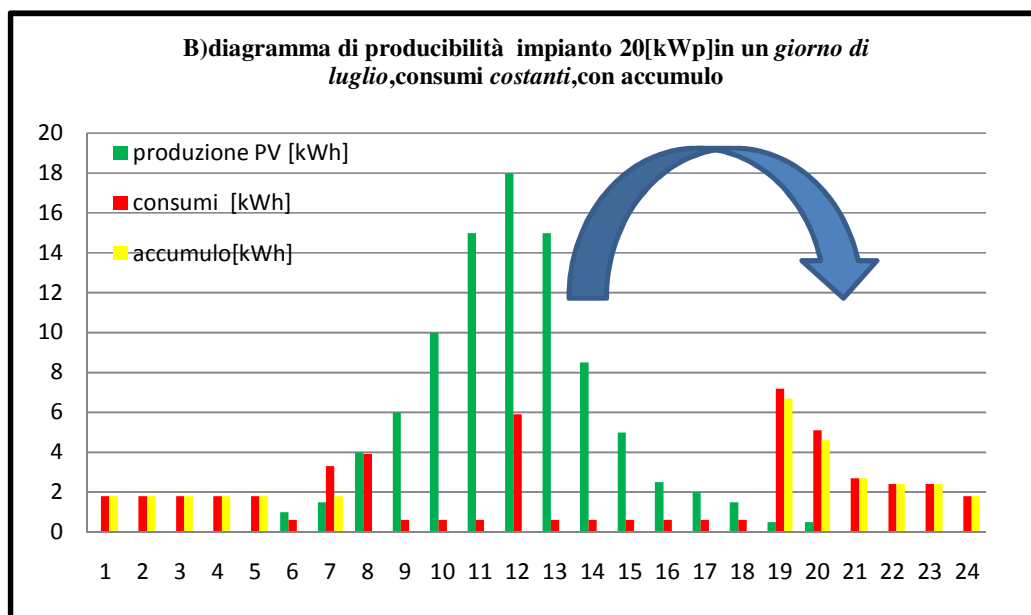
Dal portale PV-GIS ho ricavato la produzione giornaliera riferita a luglio(*mese in cui ho la più alta producibilità giornaliera*) che risulta essere di circa 90[kWh/giorno],confrontandola con la curva di carico *costante*.

In questa situazione,al contrario della precedente, si vede come l'elevata producibilità che si ottiene in questo mese (estivo), riesca a caricare totalmente gli accumulatori ,in modo tale da coprire i consumi oltre la singola giornata e quindi non sarà necessario l'intervento del gruppo elettrogeno.

Viceversa, un problema che si può verificare,sarà la sovraccaricabilità degli accumulatori,dunque l'impianto sarà dotato di un regolatore di carica il quale avrà il compito di disconnettere i pannelli solari dalla batteria stessa.

Il regolatore di carica riveste un ruolo di vitale importanza per mantenere l'integrità dell'impianto e garantire la sua durata nel tempo. Un continuo sovraccarico della batteria infatti può logorarla rapidamente, diminuendone l'aspettativa di vita in modo significativo.

Di seguito viene rappresentato graficamente l'andamento dei consumi ,della produzione di energia dell'impianto fotovoltaico e l'energia stoccata in batteria durante il corso della giornata.



C.

ORE	ASCENSORE	L. SCALE	L. GARDINO	L. CANTINA	L. SOLAI	L. EMERGENZA	CITOFONI	AUTOCLAVE	ANTENNE	CONSUMI TOT	PROD. PV	deficit	surplus	ACCUMULO	GRUPPO
1			0,6			0,1	0,2		0,3	1,2	0	1,2		1	
2			0,6			0,1	0,2		0,3	1,2	0	1,2		1	
3			0,6			0,1	0,2		0,3	1,2	0	1,2		1	
4			0,6			0,1	0,2		0,3	1,2	0	1,2		1	
5			0,6			0,1	0,2		0,3	1,2	0	1,2		0	1,2
6						0,1	0,2		0,3	0,6	0	0,6		0	0,6
7				0,3		0,1	0,2	2	0,3	2,9	1	1,9		0	1,9
8	3,3					0,1	0,2		0,3	3,9	1	2,9		0	2,9
9						0,1	0,2		0,3	0,6	2		1,4	0	
10						0,1	0,2		0,3	0,6	3		2,4	0	
11						0,1	0,2		0,3	0,6	5		4,4	0	
12	3,3					0,1	0,2	2	0,3	5,9	10		4,1	0	
13						0,1	0,2		0,3	0,6	5		4,4	0	
14						0,1	0,2		0,3	0,6	3		2,4	0	
15						0,1	0,2		0,3	0,6	1,5		0,9	0	
16						0,1	0,2		0,3	0,6	0,5	0,1		0	
17						0,1	0,2		0,3	0,6	0	0,6		0,4	
18						0,1	0,2		0,3	0,6	0	0,6		0,4	
19	3,3	0,3	0,6	0,3		0,1	0,2	2	0,3	6,5	0	6,5		6,3	
20		0,3	0,6	0,3		0,1	0,2	2	0,3	3,8	0	3,8		3,6	
21		0,3	0,6		0,15	0,1	0,2		0,3	1,65	0	1,65		1,5	
22		0,3	0,6			0,1	0,2		0,3	1,5	0	1,5		1,3	
23		0,3	0,6			0,1	0,2		0,3	1,5	0	1,5		1,3	
24			0,6			0,1	0,2		0,3	1,2	0	1,2		1	0,2
TOTALE [kWh/giorno]										41	32		20	20	6,8

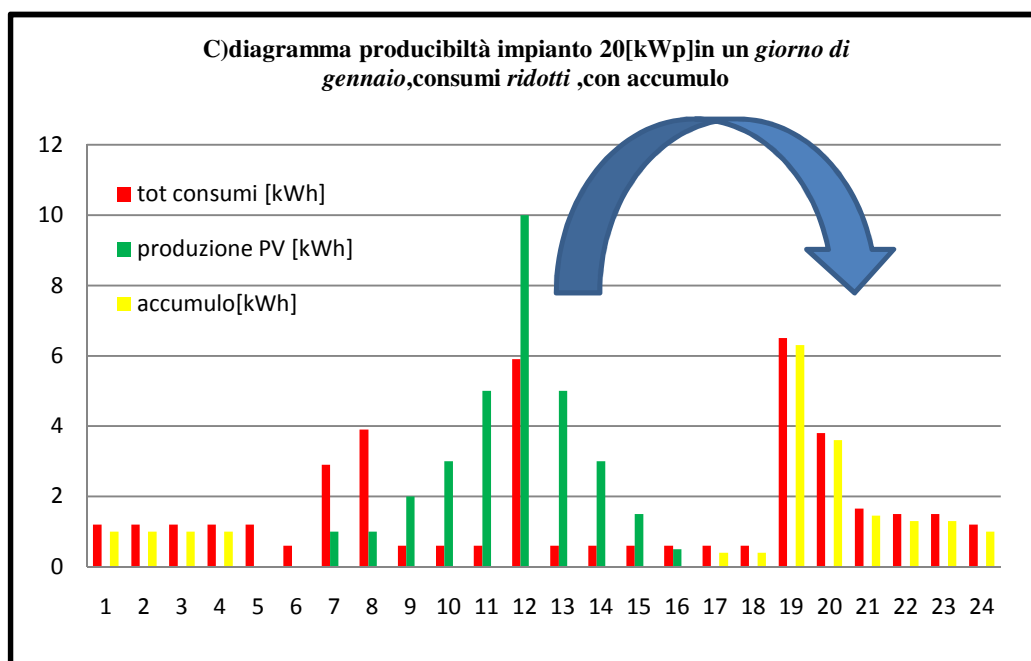
*tutti i numeri sono da considerarsi espressi in [kWh]

Dal portale PV-GIS ho ricavato la produzione giornaliera riferita a gennaio(*mese in cui ho la più bassa producibilità giornaliera*) che risulta essere di circa 32[kWh/giorno],confrontandola con la curva di carico*ridotto*.

In questa situazione,vediamo che andando a variare la curva di carico giornaliera,cercando di adeguarla il più possibile a quella di produzione,senza andare a compromettere i servizi,si sono ridotti i [kWh] sviluppati dal gruppo elettrogeno per caricare le batterie,passando dai 16,3[kWh] del caso A ai 6,8[kWh] del caso C.

Non si riesce comunque a raggiungere la totale autonomia dell'impianto fotovoltaico più accumulo.

Di seguito viene rappresentato graficamente l'andamento dei consumi ,della produzione di energia dell'impianto fotovoltaico e l'energia stoccata in batteria durante il corso della giornata.



Impianto caso 3

Prendendo in esame l'impianto da 20 [kWp] che monta un pannello Sunpower ad alto rendimento, appoggiato in orizzontale su una struttura di sostegno inclinato di 60°(30°di tetto più 30° di struttura),si analizza l'impianto nei seguenti casi:

A.

ORE	ASCENSORE	L. SCALARE	L. GIARDINO	L. CANTINA	L. SOLAIA	L. EMERGENZA	CITOFONO	AUTOCLEVA	AN TENNE	CONSUMI TOT	PROD. P V	deficit	surplus	ACCUMULO	GRUPPO
1			1,2			0,1	0,2		0,3	1,8	0	1,8		1,8	
2			1,2			0,1	0,2		0,3	1,8	0	1,8		1,8	
3			1,2			0,1	0,2		0,3	1,8	0	1,8		1	0,3
4			1,2			0,1	0,2		0,3	1,8	0	1,8			1,8
5			1,2			0,1	0,2		0,3	1,8	0	1,8			1,8
6						0,1	0,2		0,3	0,6	0	0,6			0,6
7				0,7		0,1	0,2	2	0,3	3,3	1	2,3			2,3
8	3,3					0,1	0,2		0,3	3,9	1,5	2,4			2,4
9						0,1	0,2		0,3	0,6	2		1,4		
10						0,1	0,2		0,3	0,6	3,5		2,9		
11						0,1	0,2		0,3	0,6	7		6,4		
12	3,3					0,1	0,2	2	0,3	5,9	12		6,1		
13						0,1	0,2		0,3	0,6	7		6,4		
14						0,1	0,2		0,3	0,6	3,5		2,9		
15						0,1	0,2		0,3	0,6	1,5		0,9		
16						0,1	0,2		0,3	0,6	1		0,4		
17						0,1	0,2		0,3	0,6	0	0,6		0,6	
18						0,1	0,2		0,3	0,6	0	0,6		0,6	
19	3,3	0,6		0,7		0,1	0,2	2	0,3	7,2	0	7,2		7,2	
20		0,6	1,2	0,7		0,1	0,2	2	0,3	5,1	0	5,1		5,1	
21		0,6	1,2		0,3	0,1	0,2		0,3	2,7	0	2,7		2,7	
22		0,6	1,2			0,1	0,2		0,3	2,4	0	2,4		2,4	
23		0,6	1,2			0,1	0,2		0,3	2,4	0	2,4		2,4	
24			1,2			0,1	0,2		0,3	1,8	0	1,8		1,8	
TOTALE [kWh/giorno]										50	40		24,7	24,7	9,7

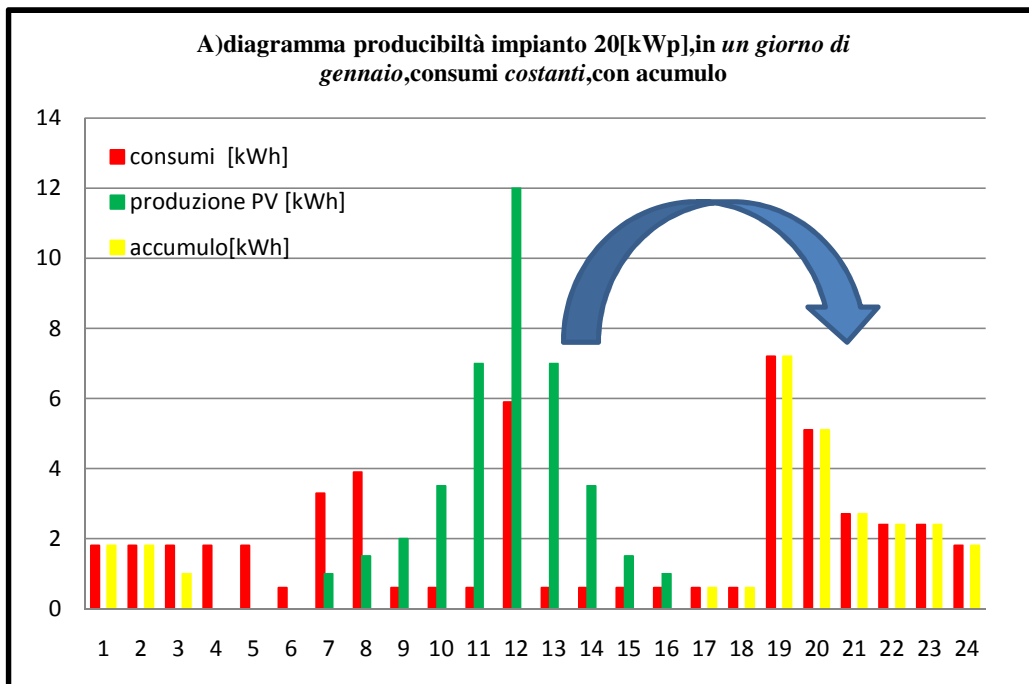
*tutti i numeri sono da considerarsi espressi in [kWh]

Dal portale PV-GIS ho ricavato la produzione giornaliera riferita a gennaio(*mese in cui ho la più bassa producibilità giornaliera*) che risulta essere di circa 40[kWh/giorno],confrontandola con la curva di carico *costante*.

A differenza del caso A dell'impianto 1, utilizzando una struttura di sostegno che mi permetta di inclinare i moduli fotovoltaici, riesco a produrre circa 8 [kWh] in più al giorno ,inoltre sempre rispetto a questo caso vediamo come l'utilizzo del gruppo elettrogeno si sia ridotto 9,7[kWh].

E' chiaro questo situazione rappresenta la giornata peggiore dell'anno e dunque in caso di poca insolazione si andrà a lavorare a carico ridotto come vedremo meglio nel caso C.

Di seguito viene rappresentato graficamente l'andamento dei consumi ,della produzione di energia dell'impianto fotovoltaico e l'energia stoccata in batteria durante il corso della giornata.



B.

ORRE	ASCENSORE	L. SCALERE	L. GIARDINO	L. CANTINA	L. SOLAIO	L. EMERGENZA	CITOFONIA	AUTOCLAVE	ANTENNE	CONSUNTIVO TOT	PROD. PV	deficit	surplus	ACCUMULO	GRUPPO
1			1,2			0,1	0,2		0,3	1,8	0	1,8		1,8	
2			1,2			0,1	0,2		0,3	1,8	0	1,8		1,8	
3			1,2			0,1	0,2		0,3	1,8	0	1,8		1,8	
4			1,2			0,1	0,2		0,3	1,8	0	1,8		1,8	
5			1,2			0,1	0,2		0,3	1,8	0	1,8		1,8	
6						0,1	0,2		0,3	0,6	0,5	0,1		0,1	
7				0,7		0,1	0,2	2	0,3	3,3	1	2,3		2,3	
8	3,3					0,1	0,2		0,3	3,9	1,5	2,4		2,4	
9						0,1	0,2		0,3	0,6	3		2,4		
10						0,1	0,2		0,3	0,6	7		6,4		
11						0,1	0,2		0,3	0,6	12		11,4		
12	3,3					0,1	0,2	2	0,3	5,9	18		12,1		
13						0,1	0,2		0,3	0,6	12		11,4		
14						0,1	0,2		0,3	0,6	8		7,4		
15						0,1	0,2		0,3	0,6	5		4,4		
16						0,1	0,2		0,3	0,6	3		2,4		
17						0,1	0,2		0,3	0,6	2,5		1,9		
18						0,1	0,2		0,3	0,6	1,5		0,9		
19	3,3	0,6		0,7		0,1	0,2	2	0,3	7,2	1	6,2			
20		0,6	1,2	0,7		0,1	0,2	2	0,3	5,1	0,5	4,6			
21		0,6	1,2		0,3	0,1	0,2		0,3	2,7	0	2,7			
22		0,6	1,2			0,1	0,2		0,3	2,4	0	2,4			
23		0,6	1,2			0,1	0,2		0,3	2,4	0	2,4			
24			1,2			0,1	0,2		0,3	1,8	0	1,8			
TOTALE [kWh/giorno]										50	76,5		60,7	13,8	

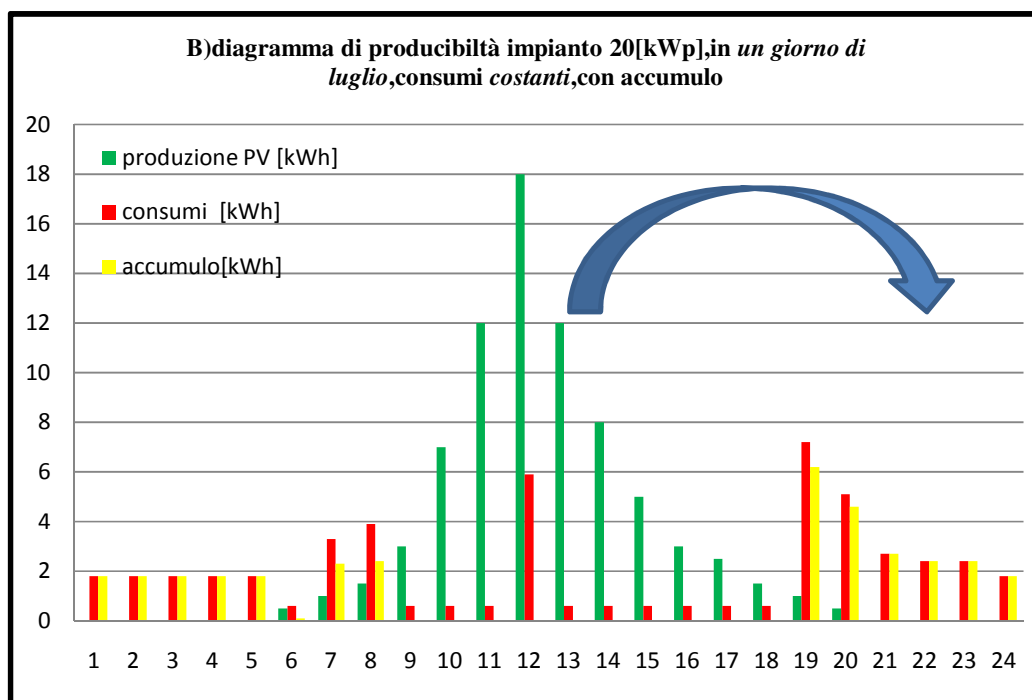
*tutti i numeri sono da considerarsi espressi in [kWh]

Dal portale PV-GIS ho ricavato la produzione giornaliera riferita a luglio(*mese in cui ho la più alta producibilità giornaliera*) che risulta essere di circa 76[kWh/giorno],confrontandola con la curva di carico *costante*.

A differenza del caso **B** dell'impianto 1, utilizzando una struttura di sostegno che mi permetta di inclinare i moduli fotovoltaici, si riesce a moderare l'esubero di producibilità che si manifesta nei mesi estivi,infatti, producendo circa 15 [kWh] in meno rispetto all'analogo caso dell'impianto 1.

Rimane comunque, il problema della sovraccaricabilità degli accumulatori,anche se in modo minore rispetto la soluzione 1,dunque l'impianto sarà dotato di un regolatore di carica il quale avrà il compito di disconnettere i pannelli solari dalla batteria stessa.

Di seguito viene rappresentato graficamente l'andamento dei consumi ,della produzione di energia dell'impianto fotovoltaico e l'energia stoccata in batteria durante il corso della giornata.



C.

ORE	ASCENSORE	L.SCALE	L.GIARDINO	L.CANTINA	L.SOLAIO	LEMERGENZA	CITOFONI	AUTOCOLAVE	ANTENNE	CONSUMI TOT	PROD.U. PV	deficit	surplus	ACCUMULO	GRUPPO
1			0,6			0,1	0,2		0,3	1,2	0	1,2		1,2	
2			0,6			0,1	0,2		0,3	1,2	0	1,2		1,2	
3			0,6			0,1	0,2		0,3	1,2	0	1,2		1,2	
4			0,6			0,1	0,2		0,3	1,2	0	1,2		1,2	
5			0,6			0,1	0,2		0,3	1,2	0	1,2		1,2	
6						0,1	0,2		0,3	0,6	0	0,6		0,6	
7				0,3		0,1	0,2	2	0,3	2,9	1	1,9		1,9	
8	3,3					0,1	0,2		0,3	3,9	1,5	2,4		1,4	1
9						0,1	0,2		0,3	0,6	2		1,4		
10						0,1	0,2		0,3	0,6	3,5		2,9		
11						0,1	0,2		0,3	0,6	7		6,4		
12	3,3					0,1	0,2	2	0,3	5,9	12		6,1		
13						0,1	0,2		0,3	0,6	7		6,4		
14						0,1	0,2		0,3	0,6	3,5		2,9		
15						0,1	0,2		0,3	0,6	1,5		0,9		
16						0,1	0,2		0,3	0,6	1		0,4		
17						0,1	0,2		0,3	0,6	0	0,6		0,6	
18						0,1	0,2		0,3	0,6	0	0,6		0,6	
19	3,3	0,3	0,6	0,3		0,1	0,2	2	0,3	6,5	0	6,5		6,5	
20		0,3	0,6	0,3		0,1	0,2	2	0,3	3,8	0	3,8		3,8	
21		0,3	0,6		0,15	0,1	0,2		0,3	1,65	0	1,65		1,65	
22		0,3	0,6			0,1	0,2		0,3	1,5	0	1,5		1,5	
23		0,3	0,6			0,1	0,2		0,3	1,5	0	1,5		1,5	
24			0,6			0,1	0,2		0,3	1,2	0	1,2		1,2	
TOTALE [kWh/giorno]										41	40		27,4	27,4	1

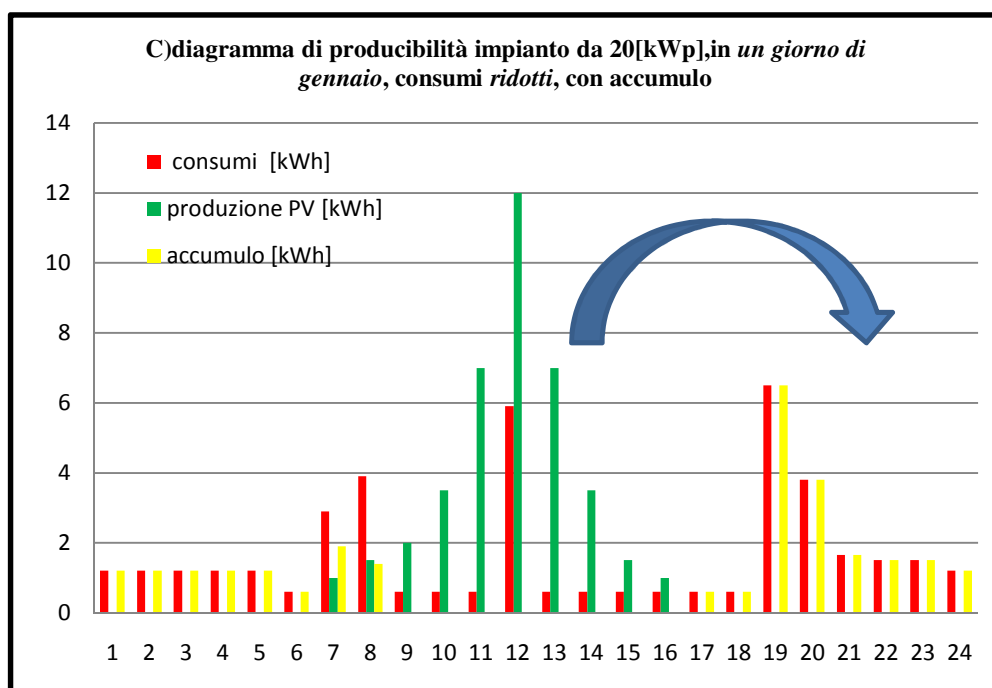
*tutti i numeri sono da considerarsi espressi in [kWh]

Dal portale PV-GIS ho ricavato la produzione giornaliera riferita a gennaio(*mese in cui ho la più bassa producibilità giornaliera*) che risulta essere di circa 40 [kWh/giorno],confrontandola con la curva di caricoridotto.

In questa situazione, vediamo che andando a variare la curva di carico giornaliera, cercando di adeguarla il più possibile a quella di produzione, senza andare a compromettere i servizi, si sono ridotti i [kWh] sviluppati dal gruppo elettrogeno per caricare le batterie, passando dai 9,7[kWh] del caso A ai 1[kWh] del caso C.

Questo dimostra che l'impianto 3 risulta maggiormente autonomo e indipendente rispetto all'impianto 1, quindi il gruppo elettrogeno sarà utilizzato solamente nelle situazioni di emergenza.

Di seguito viene rappresentato graficamente l'andamento dei consumi, della produzione di energia dell'impianto fotovoltaico e l'energia stoccata in batteria durante il corso della giornata.



6.2.1.2.3 Dimensionamento sistema di accumulo, scelta dell'inverter, del gruppo elettrogeno e del regolatore di carica.

Per il dimensionamento del sistema di accumulo, si è fatto riferimento alla **Tabella20**, dalla quale si è ricavato il consumo giornaliero del condominio pari a circa 50[kWh].

Sapendo che la tensione di lavoro del nostro impianto sarà di 230[V], ipotizzando di volere un'autonomia di 3 gironi e considerando una percentuale di scarica del 50%, possiamo ottenere la capacità del nostro sistema di accumulatori.

Il calcolo per conoscere il valore della nostra batteria è il seguente:

$$\frac{50000 [Wh]}{230 [V]} = 217,4[Ah] \times 3gg. = 652 [Ah]$$

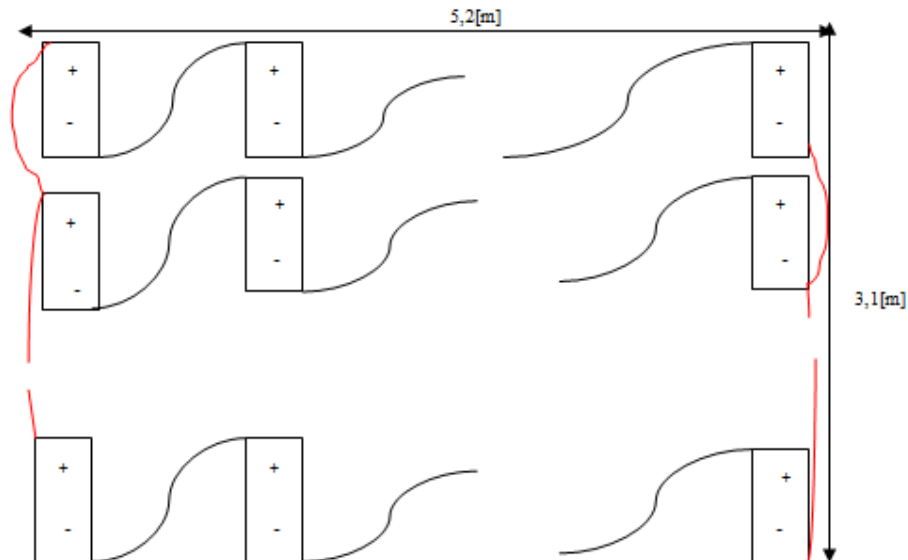
Percentuale massima di scarica della batteria 50%

Capacità totale:

$$\frac{652 [Ah]}{0,50} = 1304[Ah]$$

Quindi sarà necessario un sistema di accumulatori in grado di erogare 1300[Ah].

Le batterie verranno disposte nel solaio del condominio seguendo la seguente disposizione:



Ricoprendo un'area di circa 15[m²], la batteria presa in considerazione è del tipo S12/230° della Sonnenschein.

Saranno necessarie 114 batterie collegate come mostrato nella figura .

Dal listino della “TECNO IMPIANTI impianti tecnologici solar Energy”, si trova il costo di una singola batteria pari a 600€.

Fig44batteria S12/230 Sonnenschein

technical characteristics and data												
Type	Part number	Nominal voltage	Nominal capacity	Discharge current	Length (l)	Width (b/w)	Height up to top of cover (h1)	Height incl. connectors (h2)	Weight approx.	Terminal	Terminal position	
		V	C ₁₀₀ 1.8 V/C Ah	I ₁₀₀ A	max. mm	max. mm	max. mm	max. mm	kg			
S12/6.6 S	NGSO1206D6HS0SA	12	6.6	0.066	151.7	65.5	94.5	98.4	2.6	S-4.8	3	
S12/17 G5	NGSO120017HS0BA	12	17.0	0.170	181.0	76.0	-	167.0	6.1	G-M5	1	
S12/27 G5	NGSO120027HS0BA	12	27.0	0.270	167.0	176.0	-	126.0	9.7	G-M5	1	
S12/32 G6	NGSO120032HS0BA	12	32.0	0.320	197.0	132.0	160.0	184.0	11.2	G-M6	2	
S12/41 A	NGSO120041HS0CA	12	41.0	0.410	210.0	175.0	-	175.0	14.8	A-Terminal	1	
S12/60 A	NGSO120060HS0CA	12	60.0	0.600	261.0	136.0	208.0	230.0	19.0	A-Terminal	1	
S12/85 A*	NGSO120085HS0CA	12	85.0	0.850	353.0	175.0	-	190.0	27.3	A-Terminal	1	
S12/90 A	NGSO120090HS0CA	12	90.0	0.900	330.0	171.0	213.0	236.0	31.3	A-Terminal	2	
S12/130 A	NGSO120130HS0CA	12	130.0	1.300	286.0	269.0	208.0	230.0	39.8	A-Terminal	4	
S12/230 A	NGSO120230HS0CA	12	230.0	2.300	518.0	274.0	216.0	238.0	70.0	A-Terminal	3	



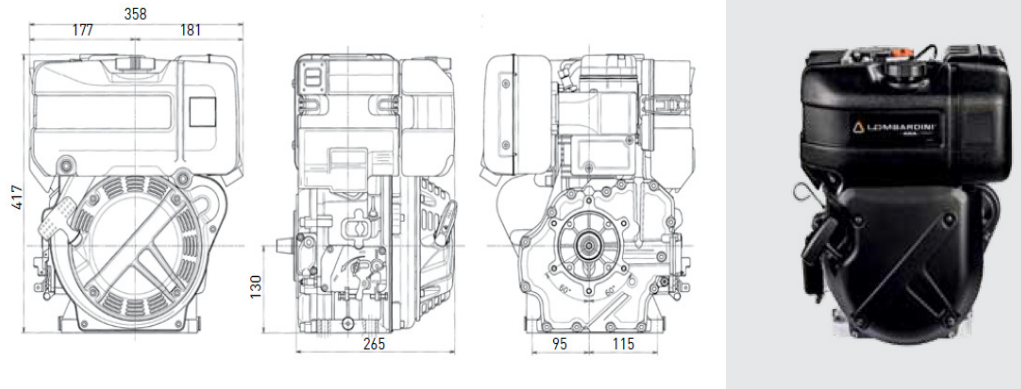
Per quanto riguarda l’invert in isola, la scelta ricade su tre inverter da 6000[w] della Sunny Island.

Dati tecnici	Sunny Island 6.0H	Sunny Island 8.0H
Uscita CA (utenza / rete ad isola)		
Tensione di rete nominale / Range di tensione CA	230 V / 202 V ... 253 V	230 V / 202 V ... 253 V
Frequenza nominale / Range di frequenza (regolabili)	50 Hz / 45 Hz ... 65 Hz	50 Hz / 45 Hz ... 65 Hz
Potenza nominale (per Unom, fnom / 25 °C / cos φ = 1)	4 600 W	6 000 W
Potenza CA a 25 °C per 30 min / 5 min / 3 sec	6 000 W / 6 800 W / 11 000 W	8 000 W / 9 100 W / 11 000 W
Corrente di taratura / Corrente d'uscita massima (peak)	20 A / 120 A	26 A / 120 A
Fattore di distorsione tensione d'uscita / fattore di potenza con potenza nominale	< 4 % / -1 ... +1	< 4 % / -1 ... +1
Ingresso CA (generatore, rete o MC-Box)		
Tensione nominale d'ingresso / Range di tensione d'ingresso CA	230 V / 172,5 V ... 264,5 V	230 V / 172,5 V ... 264,5 V
Frequenza nominale d'ingresso / Range di frequenza d'ingresso consentito	50 Hz / 40 Hz ... 70 Hz	50 Hz / 40 Hz ... 70 Hz
Corrente d'ingresso massima CA	50 A	50 A
Potenza d'ingresso massima CA	11 500 W	11 500 W
Ingresso CC batteria		
Tensione nominale d'ingresso / Range di tensione CC	48 V / 41 V ... 63 V	48 V / 41 V ... 63 V
Massima corrente di carica batteria	110 A	140 A
Corrente di carica CC / Corrente di scarica CC	90 A / 103 A	115 A / 136 A
Tipo batteria / capacità batteria (spettro)	FLA, VRLA / 100 Ah ... 10 000 Ah	FLA, VRLA / 100 Ah ... 10 000 Ah
Regolazione di carica	Sistema di carica IUU con carica completa ed equalizzata automatica	Sistema di carica IUU con carica completa e carica equalizzata

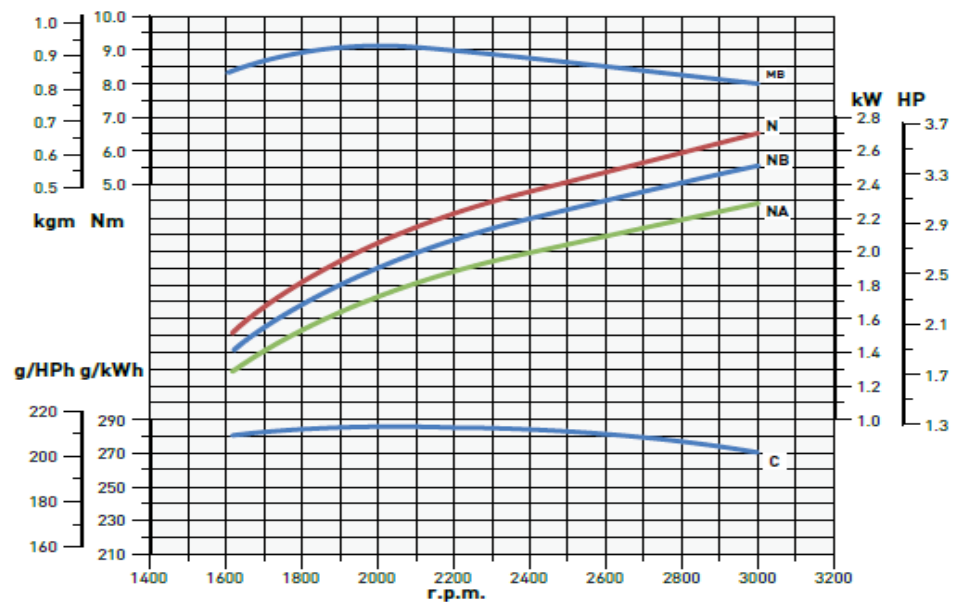
Fig45 Inverter Sunny Island

Per quanto riguarda la scelta del gruppo elettrogeno, ho consultato il sito www.lombardigroup.it, da cui ho scelto il modello diesel 15 LD 225s da 2,7 [kW] che presenta le seguenti caratteristiche:

Fig46 Gruppo Elettrogeno Lombardini



PERFORMANCE CURVES



N - Power curve - 80/1269/CE E-ISO 1585 **MB** - Torque curve - (NB curve)
NB - Power curve - ISO 3046/1 - IFN **C** - Specific fuel consumption - (NB curve)
NA - Power curve - ISO 3046/1 - ICXN

Power ratings refer to engines equipped with air filter, standard muffler, after being run in and in ambient conditions of 20°C and 1 bar. Power levels drop by 1% every 100m altitude and by 2% every 5°C above 20°C.

Anche il gruppo verrà installato nel solaio in apposita stanza insonorizzata.

Si ipotizza un costo di 1000[€].

Infine per quanto riguarda il regolatore di carica è stato scelto il modello TRISTART TS 60 per il quale si ipotizza un costo di 328 [€].

6.2.1.2.4 Valutazioni economiche e considerazioni finali

In seguito all'analisi di producibilità effettuata nei paragrafi precedenti, mettendo nuovamente a confronto i due impianti, si possono fare le seguenti considerazioni (la tabella ci può essere d'aiuto):

soluzioni di impianto fotovoltaico		
caso	1	3
tipo di modulo	suntech	sunpower
dimensioni modulo [m]	1,58*0,808	1,55*1,046
posizione di montaggio	integrato	free-standing
potenza modulo[w]	200	333
n° pannelli	100	60
n°file	9	6
potenza impianto [kWp]	20	20
produzione impianto[kWh]	23070	23050
Costo ₁ [€/kWp]	1300	1700
durata impianto[anni]	20	25
Costo totale impianto PV [€]	26000	34000
Costo accumulatori[€]	68500	68500
Costo gruppo elettrogeno [€]	1000	1000
Costo regolatore di carica [€]	328	328
Costo totale impianto	114933	124593
ivato ₂ [€]		
Detrazione Irpef 50% [€]	57496	62296
Totale spesa	1916	2076
appartamento[€]		
Energia disponibile in	50	50
batteria [kWh]		
Possibili Black-out	No	No
Emissioni CO ₂ evitate[ton]	12	12

1il costo totale tiene conto della tipologia del pannello ,se è presente o meno una struttura di sostegno,il costo dell'inverter ,il costo dei quadri elettrici , il costo dei cavi,il costo dell'installazione e cablaggio e del sistema di monitoraggio.

2il costo totale dell'impianto tiene conto di un valore dell'iva pari al 20%

L'**impianto 1**, che monta dei pannelli suntech riesce a coprire buona parte dei consumi durante tutto l'anno, come abbiamo visto in precedenza non riesce però, ad essere del tutto indipendente, infatti in una giornata di scarsa insolazione si deve ricorrere all'utilizzo del gruppo elettrogeno, d'altro canto però non essendoci la necessità di una struttura di supporto ed essendo il modulo a medio rendimento il costo totale dell'impianto sarà sicuramente meno oneroso rispetto all'**impianto 3**.

Viceversa, per quanto visto in precedenza, possiamo dire che l'**impianto 3** può garantire una completa copertura dei consumi in tutto l'anno, addirittura nei giorni di scarsa insolazione non è necessario l'intervento del gruppo elettrogeno, ma quest'ultimo si limiterà a funzionare solamente in situazioni di emergenza (settimana molto piovosa ad esempio), tutto questo grazie all'applicazione di moduli ad alto rendimento montati su una struttura free standing i quali, garantiscono anche, una durata di vita maggiore dell'impianto, è chiaro che tutta questa serie di vantaggi comportano un costo d'investimento maggiore rispetto all' **impianto 1**.

Entrambi gli scenari potrebbero essere presentati ad un amministratore di un condominio il quale potrebbe optare per una maggiore continuità di servizio, ad una maggior resa nel lungo periodo, anche se a fronte di un costo d'investimento maggiore, scegliendo l' **impianto 3**.

Grazie alle detrazioni fiscali Irperf, per efficientamento energetico delle abitazioni, l'amministratore potrà rientrare della metà, della spesa sostenuta inizialmente in 10 anni, inoltre non sarà più necessario che i singoli condomini paghino le bollette, dunque si calcola un mancato esborso per condomino di circa 140[€/anno].

L'installazione di questo impianto comporterà un beneficio anche per l'ambiente, producendo energia pulita ed evitando emissioni di circa 12 [ton] di CO₂.

Questa soluzione di impianto presenta anche degli aspetti negativi, in primo modo il costo ancora troppo elevato degli accumulatori, dovuto in particolare alle materie prime necessarie per la realizzazione degli accumulatori e secondo, la mancanza di una normativa (regole tecniche) che regolamenta questi impianti, che si spera esca tra meno di un anno.

Ci si augura che al più presto lo stato eroghi come per il fotovoltaico degli incentivi, in modo tale da sostenere l'installazione dei sistemi di accumulo in ambito residenziale favorendo l'autoconsumo e di conseguenza riducendo i costi, come ad esempio sta succedendo in Germania.

Conclusioni

L'obiettivo principale di questo lavoro di tesi è stato quello di mettere in evidenza l'importanza che i sistemi di accumulo possono avere nell'immediato futuro, rappresentando una delle soluzioni tecnologiche più promettenti per far fronte alle problematiche di gestione ed esercizio del sistema elettrico derivanti dalla massiccia diffusione degli impianti alimentati da Fonti Energetiche Rinnovabili (FER), ed in particolare dalle cosiddette Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FRNP). Questo fenomeno rappresenta indubbiamente l'avvenimento di più ampia portata che ha impattato negli ultimi anni sul sistema elettrico nazionale e che richiede il superamento delle logiche tradizionali di funzionamento dello stesso verso il nuovo modello della "smart grid".

Per quanto riguarda la fattibilità pratica dell'impianto fotovoltaico stand alone, trattato nei precedenti paragrafi, risulta condizionato da un costo ancora troppo elevato dei sistemi di accumulo, anche se si prevede che i prezzi delle tecnologie di accumulo nei prossimi 5 anni caleranno in maniera significativa, a quel punto sempre più spesso converrà accumulare l'elettricità in eccesso fornita da fonti non programmabili.

Bibliografia

Bibliografia consultata

- [1] Roberto Meregalli, “Rinnovabili 2013 un impatto devastante”, I Quaderni di Energiafelice, 2013.
- [2] Proposte GIFl per il FV 2.0 in Italia.
- [3] Energy&Strategy Group, Politecnico di Milano, “Solar Energy Report 2013 ”, 2013.
- [4] Gaëtan Masson, Marie Latour, Manoël Rekingier, Ioannis-Thomas Theologitis, Myrto Papoutsi, “Global Market Outlook For Photovoltaics”, Craig Winneker, 2012.
- [5] Rapporto Statistico 2012 Solare Fotovoltaico, GSE, 2012.
- [6] Giulio Meneghella, “SEU, la grid parity dietro il contatore?” , Qualenergia , 15/05/12.
- [7] Mario Conte, “Accumulare Conviene” , Qualenergia , giugno/luglio 2012.
- [8] “Position paper sul ruolo dei Dispositivi di Accumulo Elettrochimico nei Sistemi Elettrici”, ANIE, novembre 2012.

- [9] tesi di laurea di F. di Cerbo, “Lo Sviluppo del Mercato Secondario degli impianti fotovoltaici in Italia: modelli di business, attori chiave e modalità di valutazione degli investimenti” , relatore Prof. Davide Chiaroni, Politecnico di Milano, A.A. 2012/2013.

- [10] M. Conte, G. Graditi, M.G. Ippolito, E. Riva Sanseverino, E. Telaretti, G. Zizzo, “Analisi e definizione di strategie di gestione e controllo di sistemi di accumulo elettrico per applicazioni in reti di distribuzione attive automatizzate”, ENEA , settembre 2011.

- [11] R. Lazzari, E. Micolano, “Applicazioni dei sistemi di accumulo elettrico a supporto della rete: analisi di caso studio. Progetto di un sistema di accumulo per il controllo del profilo di immissione in rete della potenza prodotta da un campo fotovoltaico”, RSE, marzo 2012.

- [12] Arturo Lorenzoni, “L’innovazione nella gestione delle reti e dello stoccaggio”, Università degli Studi di Padova, 19/06/13.

- [13] Ricerca sul Sistema Energetico - RSE SpA, “ L’accumulo di energia elettrica”, il Melograno, 2011

- [14] C. Bossi, S. Grillo, R. Lazzari, E. Micolano, E. Tironi, “Contributo degli accumuli di energia e potenza al miglioramento della qualità e dell’efficienza delle reti di distribuzione”, Politecnico di Milano, 19/04/12.

- [15] Alberto Rigoni, “approfondimenti tecnici di incentivazione, fiscali, connessione e autorizzazione per impianti fv”, Università di Padova, 4 -10 dicembre 2012.

- [16] Claudio Bossi, “L’accumulo di energia: tecnologie, applicazioni e attività di

- ricerca”, RSE, 2011.
- [17] N.Cosciani, F. Zanellini : “Il ruolo dei dispositivi di accumulo elettrochimico nei sistemi elettrici”, AEIT, n. 3-4, aprile maggio 2013, pp.18-27
- [18] M. Broglia, R. Lazzari, E. Micolano, “Stato dell’arte delle geometrie costruttive e dei materiali utilizzati in sistemi di accumulo energetico”, Rapporto RDS RSE n°10000780, 2009.
- [19] Enrica Micolano , Maria Broglia, “Esame dello stato dell’ arte e della disponibilità commerciale dei sistemi di accumulo (elettrico, meccanico) per usi finali. Definizione preliminare delle loro prospettive tecnico-economiche”, CESI,27-12-05.
- [20] F. Alessandrini, G. B. Appetecchi, M. Conte, “Studio di fattibilità tecnica sull’applicabilità delle batterie al litio nelle reti elettriche – Stato dell’arte e limiti scientifici e tecnologici” ,ENEA , settembre 2010.
- [21] Antonella Frigerio, Massimo Meghella, Giuseppe Bruno, “Valutazione del potenziale dei sistemi di accumulo di energia mediante centrali di pompaggio idroelettrico per il sistema idroelettrico italiano – Analisi di fattibilità preliminari”, RSE, 31/03/2012.
- [22] Roberto Caldon, “Impianti di produzione dell’energia elettrica”, libreria Progetto Padova
- [23] Enrica Micolano, “La gestione dell’impatto fotovoltaico e delle altre rinnovabili non programmabili sulla rete”, RSE, 11/05/12.
- [24] E. Tironi, L. Piegari, V. Musolino. S. Grillo , “Studio di sistemi avanzati di accumulo di energia quali supercondensatori e sistemi di accumulo misti (batterie + supercondensatori)”, RSE, settembre 2011.
- [25] Rupert Schöttler, “Accumulatori a superconduttori”, powertecnology, novembre 2011.
- [27] “integrazione di sistemi di accumulo elettrochimico in impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili connessi alla rete elettrica” ,ANIE, aprile 2013
- [28] Leonardo Setti ,Alessandro Fraleoni Morgera, Domenico Cagnazzo “il progetto pilota condominio fotovoltaico nell’ambito delle politiche ambientali ed urbanistiche degli enti locali”, 2013.

Siti web consultati

- [a] www.gse.it
- [b] www.qualenergia.it
- [c] www.enea.it
- [d] www.abb.com/smartgrids
- [e] www.gifi-fv.it
- [f] www.itchiavari.org
- [g] www.saftbatteries.com
- [h] www.scotland.gov.uk
- [i] www.electricitystorage.org
- [j] www.greentechmedia.com
- [k] www.autorita.energia.it
- [l] www.sviluppoeconomico.gov.it
- [m] www.solariarintechsrl.it
- [n] www.assicurazionefotovoltaico.com
- [o] www.condominioinluce.com
- [p] <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

Ringraziamenti

Quando arriva questo momento, la sensazione che si prova è sempre piacevole, perché segna la fine di un percorso e forse l'inizio di qualcosa di nuovo e stimolante. Non è facile citare e ringraziare, in poche righe, tutte le persone che hanno contribuito al raggiungimento di questo traguardo così significativo della mia vita, che in un primo momento, sembrava molto distante e difficile da raggiungere. Nei ringraziamenti si corre sempre il rischio di dimenticare qualcuno, prometto che farò il possibile per evitarlo ma se non dovessi riuscirci confido nella vostra comprensione.

Il mio primo pensiero ovviamente va ai miei genitori, senza ai quali non sarei mai potuto arrivare a questo punto, e non parlo solo dell'aiuto economico, mi riferisco al fatto che hanno sempre saputo sostenermi, dandomi la forza di andare avanti anche nei momenti più duri.

Mi sembra doveroso un ringraziamento al Prof. Dughiero, il quale mi ha seguito in questi ultimi mesi e mi ha dato la possibilità di approfondire una delle materie, che mi hanno appassionato di più durante il periodo di studi.

Un grazie va ai miei amici e alle mie amiche, in particolare a quelli che mi conoscono da tanto tempo con i quali ho condiviso diversi momenti della mia vita a partire dalle scuole, le vacanze, le serate, le soddisfazioni, le delusioni insieme a tutte queste esperienze ho uno splendido ricordo di voi e vi porterò sempre nel mio cuore.

Ed infine volevo ringraziare tutte le persone che mi hanno voluto bene e che hanno creduto in me.