

UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI NAPOLI FEDERICO II



SCUOLA POLITECNICA E DELLE SCIENZE DI BASE

**CORSO DI LAUREA MAGISTRALE IN
INGEGNERIA PER L'AMBIENTE E IL TERRITORIO**

DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE

ELABORATO DI LAUREA

**SIMULAZIONE DINAMICA DI SISTEMI DI ACCUMULO PER IMPIANTI DI
POLIGENERAZIONE ELETTRICA ALIMENTATI DA FONTI RINNOVABILI.**

Relatore

Ch.mo prof. Francesco Calise

Ch.mo prof. Massimo Dentice d'Accadia

Correlatore

Ing. Maria Vicidomini

Candidato

Pasquale Nunzio Pelella

Matr. M67/183

Obiettivo della tesi

Soddisfare il fabbisogno energetico mondiale attraverso l'utilizzo dei tradizionali combustibili fossili (gas, petrolio, carbone) diventa sempre più difficile, considerando il loro effetto inquinante sull'atmosfera e la loro scarsa disponibilità nel prossimo futuro. La sfida di tutti i paesi del mondo è creare condizioni per un sistema energetico più sicuro, più efficiente, a più basso contenuto di carbonio derivante dalle fonti fossili, con la conseguente riduzione delle emissioni, senza rallentare lo sviluppo economico e sociale e indirizzando il sistema energetico mondiale verso un percorso più sostenibile.

In questo quadro, l'energia prodotta da fonti rinnovabili ricopre un ruolo fondamentale. Tuttavia, non pochi problemi relativamente al suo utilizzo, legati soprattutto all'intermittenza e imprevedibilità di produzione, devono essere presi in considerazione. L'integrazione dei sistemi di accumulo energetici nelle reti elettriche vuole appunto mitigare gli effetti dell'intermittenza delle fonti rinnovabili, in modo da renderle più convenienti e riuscire a sfruttare a pieno le loro potenzialità.

Il tema principale della tesi riguarda la simulazione dinamica in ambiente TRNSYS di un impianto di poli-generazione di energia elettrica, con sistema di accumulo tramite batterie al piombo acido. Evidenziando come la presenza di un impianto di poli-generazione, e di un sistema di accumulo possano influenzare:

- la redditività dell'investimento
- l'autoconsumo dell'impianto
- l'indipendenza dalla rete.

Scenari analizzati

UTENZE	SCAMBIO SUL POSTO		RITIRO DEDICATO	
	CON SISTEMA DI ACCUMULO	SENZA SISTEMA DI ACCUMULO	CON SISTEMA DI ACCUMULO	SENZA SISTEMA DI ACCUMULO
SUPERMARKET	190 kW PV 10 kW eolico 400 kWh	190 kW PV 10 kW eolico	190 kW PV 10 kW eolico 400 kWh	190 kW PV 10 kW eolico
STRUTTURA TURISTICA	190 kW PV 10 kW eolico 400 kWh	190 kW PV 10 kW eolico	190 kW PV 10 kW eolico 400 kWh	190 kW PV 10 kW eolico
HOTEL	190 kW PV 10 kW eolico 400 kWh	190 kW PV 10 kW eolico	190 kW PV 10 kW eolico 400 kWh	190 kW PV 10 kW eolico
UTENZA TERZIARIA	60 kW PV 10 kW eolico 140 kWh	60 kW PV 10 kW eolico	60 kW PV 10 kW eolico 140 kWh	60 kW PV 10 kW eolico

Tabella 1 Scenari analizzati

In tale attività di tesi sono stati individuati 4 scenari connessi alla rete: 2 con scambio sul posto e 2 con ritiro dedicato, con o senza sistema di accumulo (Tabella 1). Tali scenari sono stati simulati per 4 utenze diverse (un supermercato, un albergo, una struttura turistica, ed una struttura terziaria). Inoltre è stata effettuata una ulteriore simulazione con configurazione in isola, dotata di sistema di accumulo per l'utenza terziaria.

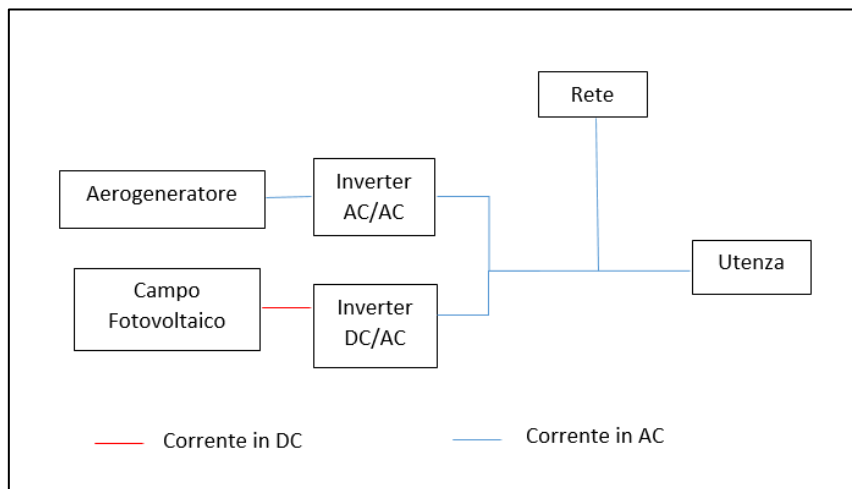


Figura 1 Layout dell'impianto nello scenario senza sistema di accumulo

Il layout dell'impianto nello scenario senza sistema di accumulo è rappresentato schematicamente in Figura 1. Come già detto l'impianto è costituito da uno o più aerogeneratore ed un campo fotovoltaico. I sistemi di regolazione di potenza convertono la corrente da continua ad alternata dove necessario ed inoltre permettono di massimizzare la potenza erogata dal fotovoltaico e dall'eolico.

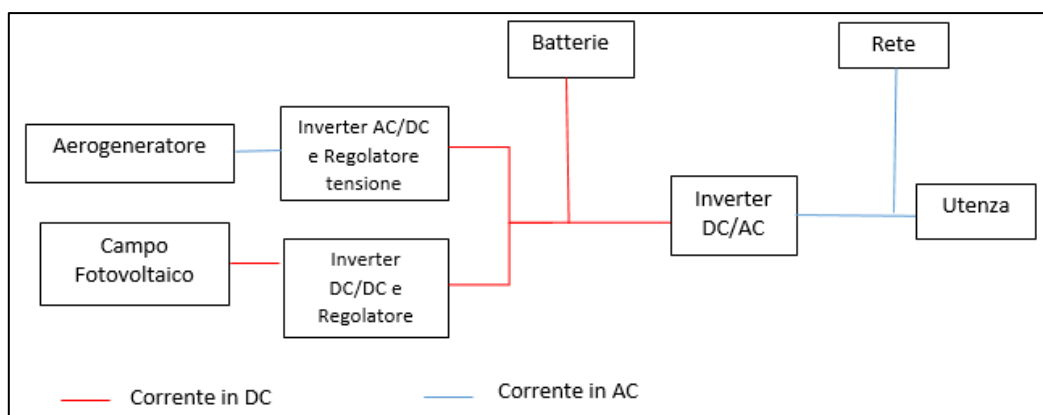


Figura 2 Layout dell'impianto nello scenario con sistema di accumulo.

Il layout del sistema nello scenario con le batterie è rappresentato in Figura 2. Sia l'aerogeneratore che il campo fotovoltaico alimentano un sistema di accumulo, costituito da batterie al piombo acido, le quali lavorano con una tensione di 48 V. Qui gli inverter oltre che convertire la corrente da continua ad alternata (oppure al contrario) e massimizzare la potenza erogata, hanno l'ulteriore compito di regolatore tensione e corrente che alimentano la batteria. Infine la corrente prima di essere inviata alla rete o all'utenza deve essere trasformata in corrente alternata tramite la presenza di un ulteriore inverter.

Risultati

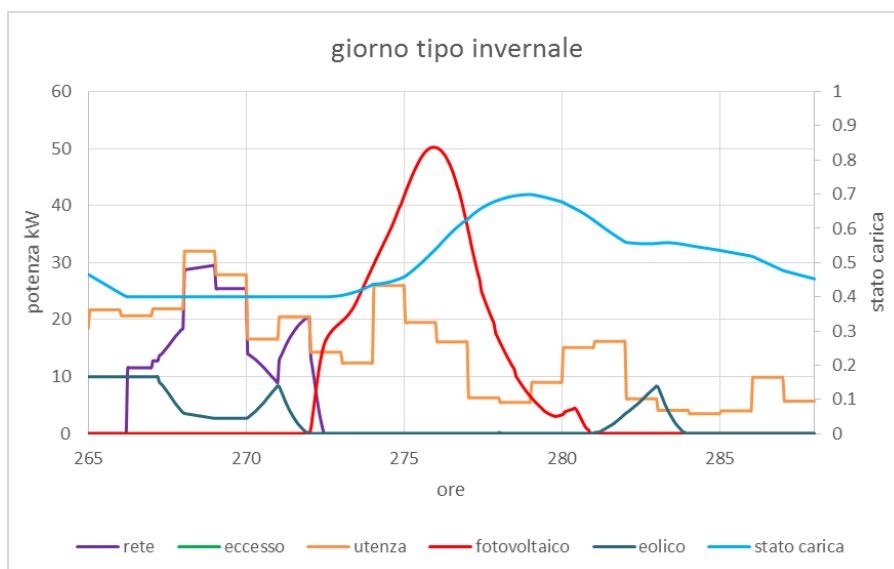


Figura 3 Profili giornalieri invernali con sistema di accumulo.

Le analisi giornaliere dello scenario con batteria per l'utenza terziaria sono mostrate in Figura 3 e

Figura 4. In inverno il prelievo di energia dalla rete è localizzato nelle prime ore del mattino quando ormai la batteria risulta essere scarica. Durante il giorno il fotovoltaico è in grado di soddisfare completamente la richiesta dell'utenza e in più riesce a ricaricare le batterie, le quali però non arrivano a saturazione (lo stato di carica massimo raggiunto è pari a 0,7). La presenza delle batterie evita che vengano immessi eccessi in rete e garantisce l'autonomia dell'utenza dalla rete per tutta la durata della notte, presentando ancora un lieve carica residua (0,45) a fine giornata. L'eolico riesce ad attenuare la richiesta di energia dalla rete di notte, quando il fotovoltaico ha una produzione nulla, limitando la scarica della batteria.

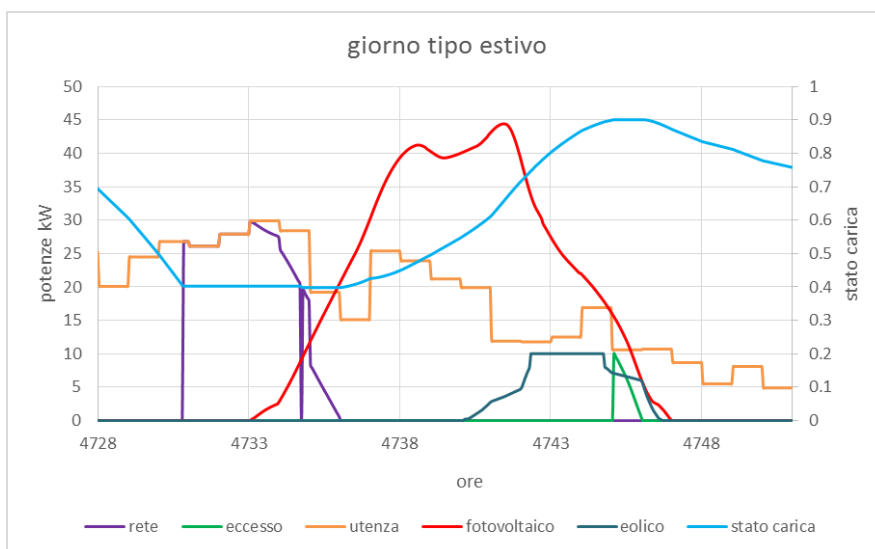


Figura 4 Profili giornalieri estivi con sistema di accumulo.

La produzione del fotovoltaico d'estate (

Figura 4) risulta essere molto più ampia, incrementando notevolmente gli eccessi, i quali però vengono inviati quasi completamente alle batterie e solo una piccola parte, quando oramai le batterie risultano essere sature, è inviata alla rete. L'aumento di produzione del fotovoltaico comporta una diminuzione delle ore per le quali l'utenza deve richiedere energia alla rete. Ciò nonostante non si riesce a raggiungere la completa autonomia in quanto in alcune ore del mattino, quando oramai la batteria è completamente scarica, l'utenza richiede energia dalla rete. La produzione dell'eolico in estate tende a diminuire, influenzando negativamente l'indipendenza dell'utenza dalla rete. Lo stato di carica delle batterie a inizio giornata è pari a 0,7 per poi scendere bruscamente fino alla scarica completa. Durante il giorno gli eccessi prodotti dal fotovoltaico ricaricano le batterie fino al raggiungimento dello stato di piena carica (0,9). Quando ormai la radiazione solare diminuisce le batterie forniscono energia all'utenza, riuscendo a mantenere uno stato di carica di 0,75 a fine giornata.

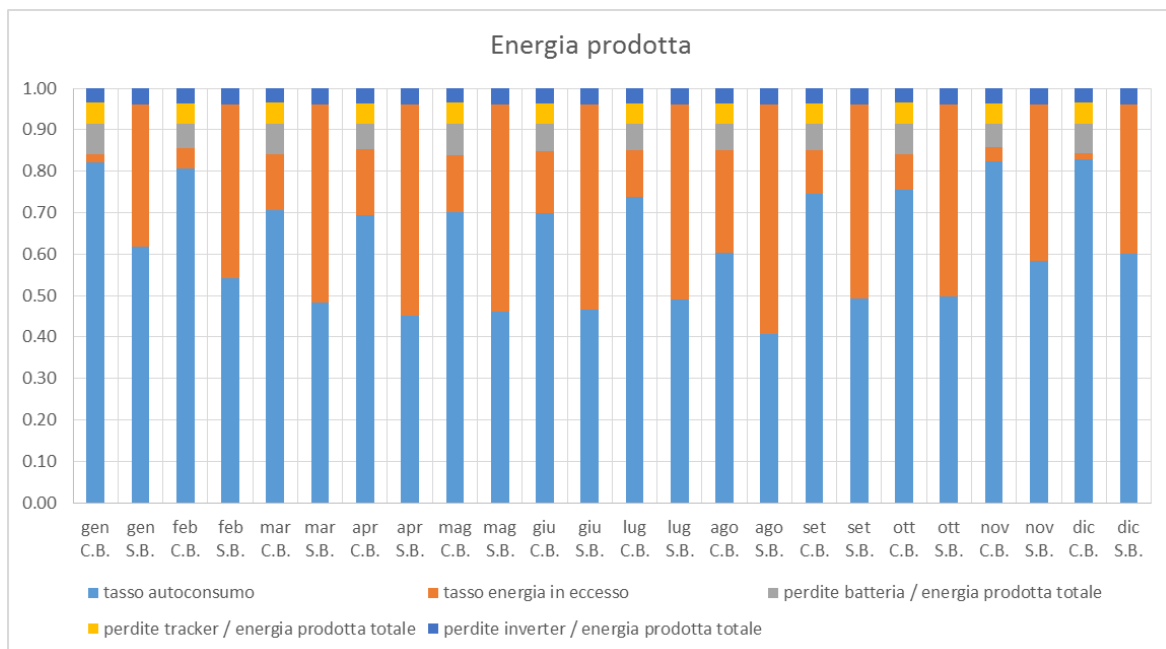


Figura 5 Tasso autoconsumo, tasso energia in eccesso, tasso di perdite dovute al sistema di regolazione della potenza sia per il sistema con batteria (C.B.) sia per il sistema senza batteria (S.B.)

Nello scenario con il sistema di accumulo (Figura 5) per l'utenza terziaria, il tasso di autoconsumo (valutato come l'energia autoconsumata prodotta dalle rinnovabili su energia mensile prodotta) si presenta alto in inverno e più basso d'estate, con un valore minimo nel mese di agosto pari al 60 % e un valore massimo nel mese di dicembre superiore all'80 %. Questa oscillazione dipende, non tanto dal profilo di carico dell'utenza, ma per lo più dalla maggiore produzione del fotovoltaico d'estate rispetto all'inverno. Infatti come già è stato detto per i profili giornalieri l'elevata produzione del fotovoltaico d'estate porta le batterie a saturarsi e quindi una parte dell'energia prodotta è immessa in rete generando eccessi. D'inverno succede l'inverso a causa della minore radiazione solare, difficilmente le batterie tendono a saturarsi e quindi il tasso di autoconsumo si presenta sempre alto. Le perdite dovute all'efficienza delle batterie variano di poco da un mese ad un altro rappresentano 6-8% della produzione mensile. Il tasso di energia in eccesso (valutato come

il rapporto tra l'energia in eccesso e la produzione da fonte rinnovabile) si presenta complementare al tasso di autoconsumo

L'assenza delle batterie determina un vero e proprio crollo del tasso dell'autoconsumo arrivando ad un minimo nel mese di agosto pari al 40%. Anche qui si nota che il tasso di autoconsumo è maggiore d'inverno rispetto all'estate. Come è prevedibile le perdite legate al sistema di regolazione della potenza sono più basse nel sistema senza batterie (presentandosi costanti pari al 4% dell'energia totale prodotta), rispetto allo scenario con batterie dove la presenza di un numero maggiore di inverter e del sistema di accumulo fa oscillare tali perdite tra 15% e 17 % dell'energia totale prodotta.

Per evidenziare la redditività, l'autoconsumo e la dipendenza dell'impianto dalla rete, sono state eseguite delle analisi parametriche. I parametri fatti variare nelle simulazioni sono:

- la potenza di picco dell'impianto fotovoltaico, la quale varia per tutti gli scenari da 20 kW a 400 kW
- il numero di aereogeneratori, che varia tra 0 a 4 solo, per gli scenari senza sistema di accumulo e si mantiene costante pari ad 1, per gli scenari con il sistema di accumulo
- rapporto tra capacità delle batterie e potenza di picco dell'impianto fotovoltaico, che varia da 0,5 fino 10 kWh/kW_p.

Di seguito si riportano i risultati delle analisi parametriche dell'utenza terziaria.

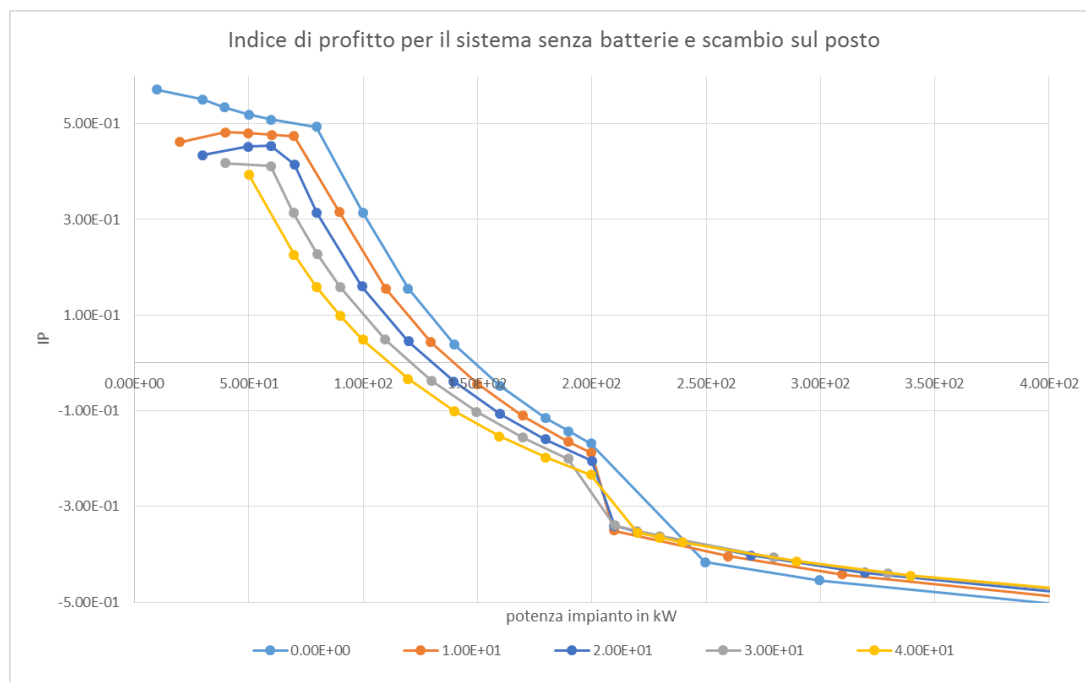


Figura 6 Indice di profitto valutato al variare della potenza dell'impianto e con diversi valori di potenza dell'eolico nello scenario senza batterie e con lo scambio sul posto.

Nello scenario senza batterie e con scambio sul posto (Figura 6), l'indice di profitto (IP) inizialmente si presenta alto, ma per potenze superiori ai 50 kW le curve mostrano un marcato incremento della pendenza che comporta una diminuzione repentina dell'IP. Questo cambiamento di pendenza delle curve è dovuto ad una maggiore immissione di energia in rete rispetto a quella prelevata. Infatti quando si immette in rete, più

di quello che si preleva, lo scambio sul posto genera una remunerazione degli eccessi minore. In tale configurazione avere un impianto che produce annualmente più energia rispetto a quella richiesta dall'utenza comporta un notevole calo dell'IP. La presenza dell'eolico diminuisce l'indice di profitto a causa del suo notevole investimento. Per potenze superiori a 200 kW si evidenzia un lieve vantaggio nei sistemi con un numero maggiore di turbine rispetto alla configurazione senza turbina eolica. Si noti un ulteriore crollo dell'IP oltre i 200kW, a causa della variazione del rimborso generato dallo scambio sul posto.

Lo scenario con batterie e scambio sul posto (Figura 7) mostra IP basso, a causa dell'elevato investimento richiesto dalle batterie. L'IP è positivo solo per impianti con potenze minori di 50 kW, per un rapporto tra la capacità della batteria e la potenza del fotovoltaico di 1/2, e minori di 20 kW per un rapporto unitario tra kWh delle batterie e kW_p del fotovoltaico. Dopo i 150 kW la curva con un rapporto di 2 kWh/kW_p presenta un brusco aumento dell'indice di profitto, ciò è legato ad una maggiore durata della batteria. La durata maggiore delle batterie dipende dal numero minore di cicli effettuati in un anno, in quanto all'aumentare della potenza impianto, l'utenza tenderà a scaricare sempre la stessa aliquota di energia dalle batterie (in quanto si sta sovradimensionando l'impianto) determinando un minor numero di cicli. Lo stesso avviene per la curva con un rapporto tra kWh della batteria su kW_p del fotovoltaico di 1 ed una potenza maggiore di 300 kW dell'impianto.

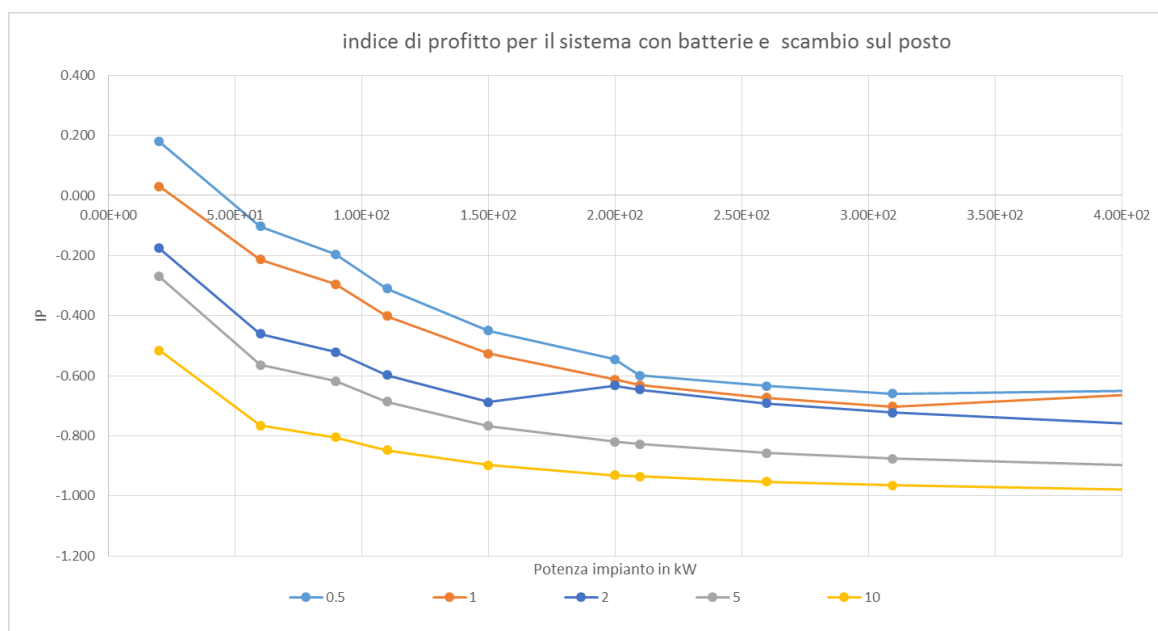


Figura 7 Indice di profitto valutato al variare della potenza dell'impianto, con diversi rapporti tra la capacità della batteria e potenza del fotovoltaico nello scenario con batterie e scambio sul posto.

Dal diagramma in Figura 8 si nota come varia la dipendenza della rete elettrica da parte dell'utenza nello scenario senza sistema di accumulo. Per potenze minori di 150 kW le curve presentano una marcata pendenza all'aumentare della potenza del fotovoltaico comporta un notevole incremento dell'autoconsumo.

L'incremento di autoconsumo si azzerava per una potenza superiore a 150 kW. Tutte le curve presentano una pendenza quasi nulla, indicando come una variazione di potenza del fotovoltaico produce un lieve

incremento dell'autoconsumo. Con una turbina di 10 kW la curva di autoconsumo trasla superiormente, ed incrementando ancora l'eolico si ha un'ulteriore aumento dell'autoconsumo. Le curve con potenza dell'eolico costante pari a 40 kW e 30 kW si presentano molto ravvicinate. Ciò indica che l'accrescimento dell'autoconsumo dovuto all'eolico tende a saturarsi. Il sistema senza batteria non riesce a rendere l'utenza completamente autonoma determinando una fornitura di energia dalla rete ancora alta anche per potenze dell'impianto elevate (circa il 40-30%).

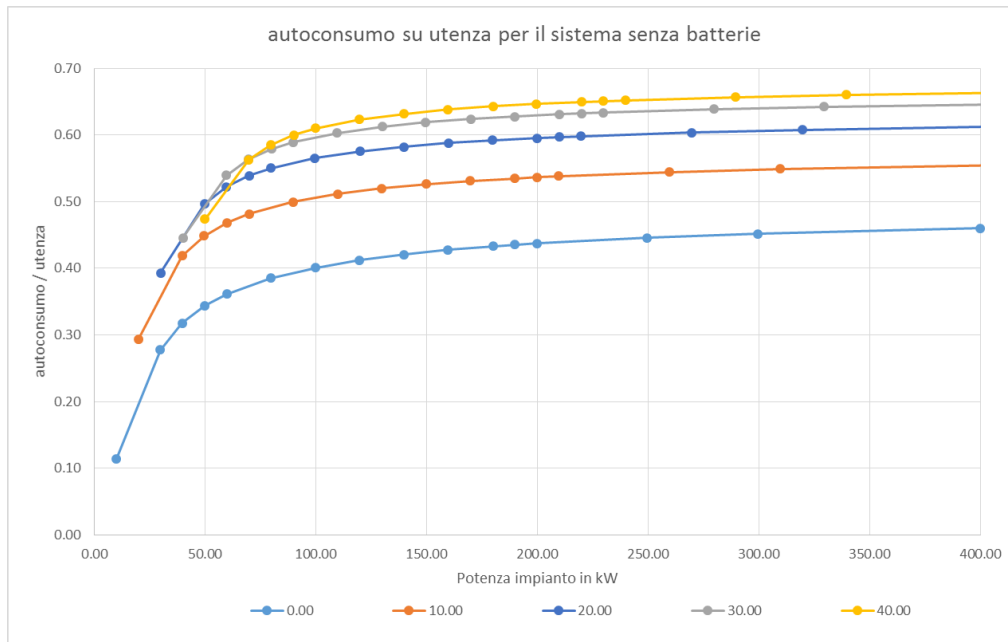


Figura 8 Autoconsumo su energia richiesta da parte dell'utenza, al variare della potenza dell'impianto e con diversi valori di potenza dell'eolico nello scenario senza batterie

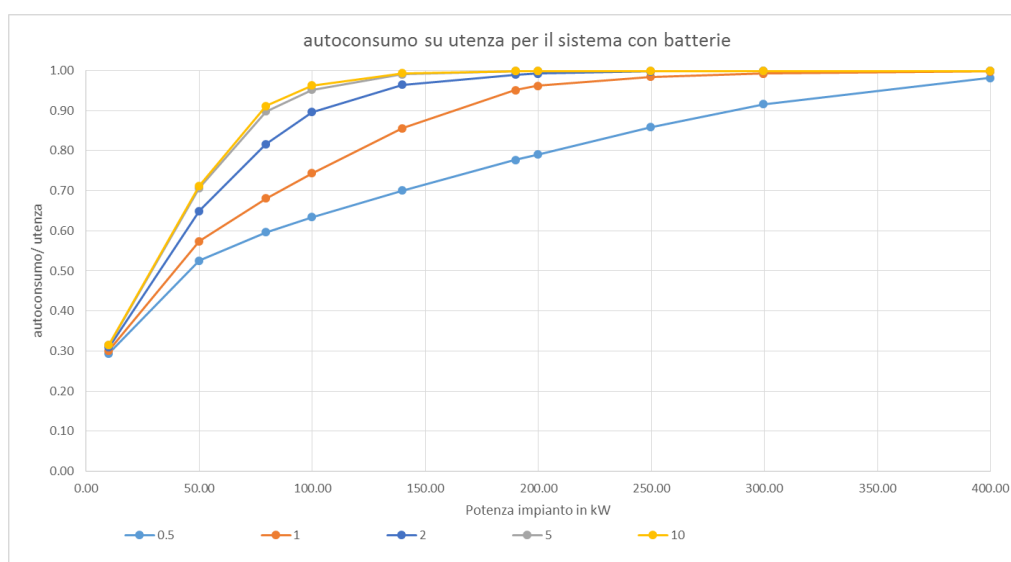


Figura 9 Autoconsumo su energia richiesta da parte dell'utenza, al variare della potenza dell'impianto e con diversi valori di potenza dell'eolico nello scenario con batterie

L'autoconsumo rispetto all'energia richiesta dall'utenza, nello scenario con sistema di accumulo, è mostrato in Figura 9. La presenza del sistema di accumulo incrementa notevolmente l'autoconsumo riuscendo a

rendere l'utenza autonoma dalla rete già a diverse potenze: dopo i 150 kW per un sistema di accumulo con 5 kWh/kW_p, dopo i 200 kW con 2 kWh/ kW_p, dopo i 300 kW per 1 kWh/kW_p.

La curva con 0,5 kWh/kW_p non riesce a raggiungere un valore unitario dell'autoconsumo su energia richiesta dalla utenza. Le curve con rapporti di 5 e 10 kWh della capacità delle batterie su kW_p del fotovoltaico sono coincidenti indicando come un sistema di accumulo con capacità maggiore di 5 kWh/kW_p risulta essere sovradimensionato per l'impianto, in quanto l'aliquota immessa e prelevata dalla batteria risulta essere sempre la stessa.

In conclusione i risultati analizzati hanno mostrato una scarsa redditività, dell'impianto con sistema di accumulo, a causa delle maggiori perdite dell'impianto stesso e del basso costo dell'energia rispetto al costo di investimento della batteria. D'altro canto la presenza delle batterie incrementa notevolmente l'autoconsumo, rendendo l'utenza autonoma dalla rete per determinate configurazioni dell'impianto.