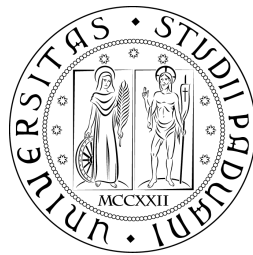


UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA
DIPARTIMENTO DI TECNICA E GESTIONE DEI SISTEMI INDUSTRIALI

CORSO DI LAUREA IN
INGEGNERIA DELL'INNOVAZIONE DEL PRODOTTO



TESI DI LAUREA MAGISTRALE

I SISTEMI DI ACCUMULO NELLA RETE ELETTRICA: APPLICAZIONI, SFIDE
E RECENTI SVILUPPI

Relatore: Prof. Giuseppe Chitarin

Laureanda: Arianna Carli
Numero di matricola: 1154904

Anno Accademico 2017/2018

RINGRAZIAMENTI

Ringrazio il gruppo AGSM e Megareti, in particolare l'Ing. Andrea Scala, l'Ing. Nicola Sempreboni, e il mio tutor Ing. Livio Negrini e tutti coloro che hanno collaborato a questo studio.

Un grazie a tutti i miei amici, che hanno reso più piena la mia esperienza universitaria.

Infine, un ringraziamento speciale alla mia famiglia, alla quale dedico questo lavoro.

Indice

SOMMARIO	6
INTRODUZIONE	7
1 LE RINNOVABILI IN ITALIA.....	9
2 TIPOLOGIA DEI SISTEMI DI ACCUMULO ELETTROCHIMICI	13
3 LA RETE ELETTRICA E LA GENERAZIONE DISTRIBUITA	19
3.1 LA RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE E LE FRNP	19
3.2 IL DISPACCIAMENTO	19
3.3 LA RIFORMA DEL MERCATO DEI SERVIZI DEL DISPACCIAMENTO	21
3.4 LE FRNP E LA RISERVA DI ENERGIA.....	22
4 I SERVIZI ANCILLARI.....	25
4.1 LA REGOLAZIONE DELLA FREQUENZA	25
4.2 REGOLAZIONE PRIMARIA	27
4.3 I SISTEMI DI ACCUMULO E LA REGOLAZIONE PRIMARIA DI FREQUENZA	29
4.5 LA REGOLAZIONE DELLA TENSIONE	32
5 II VARIATORE SOTTO CARICO.....	35
6 L'IMPATTO DELLA GENERAZIONE DISTRIBUITA SUL LIVELLO DI TENSIONE DELLA RETE	37
6.1 I SISTEMI DI ACCUMULO NELLA REGOLAZIONE DELLA TENSIONE	38
7 LA RETE DI DISTRIBUZIONE	41
7.1 PRIMO CASO STUDIO: L'OTTIMIZZAZIONE DELLA RETE.....	42
7.1.1 IL GENERATORE FOTOVOLTAICO	42
7.1.2 ANALISI PRELIMINARE: GENERAZIONE FOTOVOLTAICA E RICHIESTA ELETTRICA	44
7.1.3 ANALISI DELLE ECCEDEENZE	47
7.1.4 UTILIZZO DELLE ECCEDEENZE PER LA RIDUZIONE DELLE PERDITE.....	52
7.1.5 MODELLAZIONE DELLA RETE IN NEPLAN.....	53
7.1.6 ANALISI DELLA TENSIONE.....	60
7.1.7 IL SISTEMA DI ACCUMULO: IL MODELLO IN EXCEL E IL DIMENSIONAMENTO	66
7.1.8 ESEMPIO DI FUNZIONAMENTO	72
7.1.9 RISULTATI	78
7.1.10 VALUTAZIONE AMBIENTALE.....	81
7.1.11 REGOLAZIONE DELLA TENSIONE	83
7.1.12 VALORE ECONOMICO DELL'ENERGIA	84

7.2 SECONDO CASO STUDIO: LA VALORIZZAZIONE ECONOMICA DELL'ENERGIA ELETTRICA	85
7.2.1 RICHIESTA ELETTRICA DELLA RETE.....	85
7.2.2 IL PUN E I PREZZI ZONALI	89
7.2.3 IL SISTEMA DI ACCUMULO PER TIME SHIFT	93
7.2.4 RISULTATI	95
7.2.5 LA BATTERIA	99
8 IL CASO HORNSDALE POWER RESERVE.....	101
9 SCENARI REMUNERATIVI.....	105
9.1 L'APPROCCIO NATIONAL GRID NEL REGNO UNITO	105
9.2 ENHANCED FREQUENCY RESPONSE	106
10 CONSIDERAZIONI FINALI E CRITICHE ALL'ELETTROCHIMICO	109
CONCLUSIONE.....	111
Bibliografia.....	113

SOMMARIO

L'obiettivo di questo lavoro consiste nel valutare le potenzialità di inserimento dell'accumulo elettrochimico nel contesto energetico attuale.

L'analisi si apre con una panoramica sul rinnovabile in Italia e mostra le principali soluzioni di accumulo elettrochimico sul mercato, cercando di dare un'idea di quali tecnologie potranno diventare le protagoniste nei prossimi anni.

Segue poi un'analisi sulle criticità provocate dalla sempre più crescente diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili (FRNP) in rapporto all'attuale sistema elettrico, che al contrario sembrerebbe necessitare di nuove regolamentazioni e potenziamenti. In questi capitoli verranno presi in esame i metodi di regolazione di frequenza e tensione, parametri vitali per la qualità del servizio elettrico, regolazione che potrebbe essere messa in difficoltà dalle FRNP. In questo scenario si riporta l'esperienza italiana in materia di accumulo adibito a questa funzione per la rete di AT. Per valutare possibili applicazioni in MT, è stata presa in esame una rete di proprietà di Megareti, distributore veronese, ed è stato simulato l'impiego di un sistema d'accumulo accoppiato ad un impianto fotovoltaico. L'obiettivo in questo caso è l'ottimizzazione dell'energia in surplus del fotovoltaico, al fine di ridurre le perdite di rete e l'impatto ambientale. In questa analisi si è cercato inoltre di valutare l'entità di generazione distribuita tale da rivelarsi potenzialmente critica per la qualità del servizio elettrico e quindi tale da rendere la rete potenzialmente candidabile per l'utilizzo di un accumulo. Segue infine uno studio sul differimento nel tempo dell'energia, sfruttando l'energia elettrica proveniente dalla rete per ricaricare l'accumulo, al fine di livellare la richiesta elettrica e renderla così più prevedibile per il gestore di rete, e allo stesso tempo, rendere possibile un guadagno economico sfruttando il differenziale di prezzo tra la mattina e la sera.

Infine, vengono proposte due esperienze internazionali, dimostrative di situazioni che hanno reso vantaggioso l'impiego dell'accumulo (Hornsedale power reserve, Australia) o che potrebbero renderlo tale (meccanismo delle aste e Enhanced Frequency Response, Gran Bretagna) e un articolo che al contrario solleva dubbi sul futuro di questa tecnologia.

INTRODUZIONE

E' in corso in questi anni un lungo dibattito circa i possibili impieghi dei sistemi di accumulo, in particolare quello elettrochimico, come mezzo per ottimizzare la gestione dei flussi energetici e per incrementare la sicurezza della rete elettrica, messa in pericolo dall'aleatorietà delle fonti rinnovabili non programmabili e dalla loro presenza sempre più consistente a tutti i livelli di tensione della rete.

Il tradizionale modello di rete elettrica prevede l'immissione di energia elettrica proveniente da poche unità di produzione (centrali termoelettriche, idroelettriche) concentrate in zone lontane dai centri abitati; Da queste centrali, l'energia elettrica viene trasmessa in alta tensione (il valore di tensione medio a cui viene generata viene innalzato attraverso un trasformatore tra i 35 e i 220 kV, ma eventualmente anche ad un livello superiore; si parla in quel caso di altissima tensione) per lunghe distanze attraverso elettrodotti fino a raggiungere la rete di distribuzione, che prevede un voltaggio inferiore a seconda dell'utilizzo (per l'utilizzatore industriale in genere si parla di livelli di tensione tra i 10 e i 20 kV (Media Tensione), per il domestico livelli inferiori a 1 kV (Bassa Tensione)). La trasmissione (in AT) e la distribuzione (MT/BT) dell'energia elettrica è affidata rispettivamente, al TSO (Transmission System Operator, in Italia è Terna) e ai vari DSO (Distribution System Operator, primi tra tutti E-distribuzione (distributore di Enel), o nel caso veronese, Megareti (gruppo Agsm)).

La sensibilità verso le tematiche ambientali ha apportato in questi anni grandi cambiamenti sulle modalità di produzione e distribuzione dell'energia elettrica: al fine di rispettare le direttive europee (il famoso 20% di quota rinnovabile di copertura del fabbisogno energetico entro il 2020), importanti politiche incentivanti hanno permesso una diffusione inaspettata del rinnovabile (soprattutto fotovoltaico), tanto da superare ampiamente la percentuale obiettivo imposta dall'Unione Europea, arrivando a soddisfare già nel 2017 il 32% del fabbisogno energetico italiano.

E' in questo contesto che si introduce il concetto di generazione distribuita, ovvero fonti di produzione (in genere rinnovabili, ma anche ad esempio cogenerazione) di energia elettrica, di piccola taglia, collegati alla rete di distribuzione. Una generazione di questo tipo fa sì che l'utilizzatore possa diventare produttore oltre che consumatore (anche detto "prosumer", si pensi ad un utente dotato di pannello solare) e quindi essere visto dalla rete non più come un semplice carico passivo, ma come un carico in grado di immettere energia in rete. I flussi energetici non possono dunque più considerarsi monodirezionali e la rete di distribuzione deve quindi diventare attiva.

Un cambio di paradigma di questo tipo presenta numerosi vantaggi: la generazione distribuita riduce in primo luogo la distanza tra carico e generazione e quindi le perdite associate al trasporto su lunghe

distanze e i relativi costi di distribuzione oltre, naturalmente, a ridurre la domanda da fonte tradizionale. Il principale svantaggio della generazione diffusa è però ospitare fonti energetiche per natura non programmabili, la cui crescente diffusione potrebbero mettere in pericolo la stabilità del sistema elettrico (in ogni momento infatti domanda e offerta devono essere bilanciate, e una penetrazione elevata di FRNP potrebbe generare disparità tali da compromettere la qualità della fornitura).

Per permettere la transizione verso il rinnovabile è dunque necessario per il gestore di rete modernizzare la rete e sviluppare soluzioni innovative e studiare metodi per rendere più efficiente la gestione dei flussi energetici.

I sistemi di accumulo elettrochimici sembrerebbero poter venire in aiuto sia al TSO, contribuendo alla sicurezza e stabilità del sistema elettrico, sia al DSO permettendo una gestione più “smart” dell’energia elettrica prodotta in media e bassa tensione da FRNP.

Compito di questo studio è valutare, in relazione alla normativa vigente e agli attuali sviluppi, le possibilità di diffusione di questa tecnologia, il cui impiego, come ben noto, è limitato dall’elevato costo specifico.

Capitolo 1

1 LE RINNOVABILI IN ITALIA

La situazione rinnovabile in Italia è ben rappresentata dall'ultimo rapporto di ricerca sulla produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile del gruppo Energy&strategy group [1].

Secondo lo studio, la nuova potenza installata nel corso del 2016 è stata di 778 MW, di circa 112 MW inferiore a quella installata nello stesso periodo del 2015 (meno 12%) ma superiore di 78 MW rispetto a quella installata nel 2014. Complessivamente la potenza installata da rinnovabili è pari a circa 51 GW (33 GW se si esclude l'idroelettrico storico già installato prima del 2000) come mostrato in figura n.1.1.



Figura n.1.1

I 778 MW sono suddivisi come riportato in tab. E' il fotovoltaico a guidare la classifica delle installazioni con 369 MW, seguito dall'eolico (290 MW), figura n.1.2 .

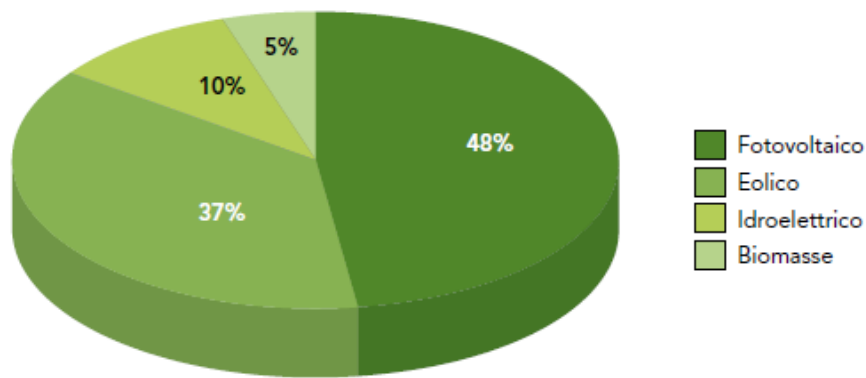


Figura n.1.2

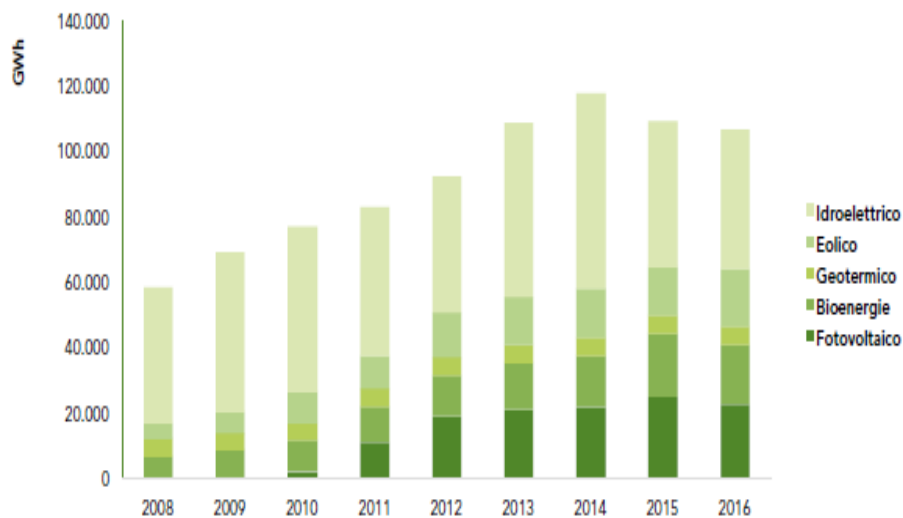


Figura n.1.3

Nel 2016 le rinnovabili hanno contribuito al 38,5% della produzione e alla copertura del 34,2% della domanda elettrica nazionale (23,1% della produzione escluso l'idroelettrico storico). La produzione da rinnovabili ha segnato un -2,5% rispetto al 2015 con 106 TWh prodotti, figura n.1.3. Appare evidente dal grafico come a questo calo abbiano contribuito l'idroelettrico con -8,9% dovuto alle scarse precipitazioni

Il volume complessivo di potenza fotovoltaica installata è di 19.261 MW a fine 2016 grazie alla nuova potenza installata pari a circa 369 MW in crescita di circa il 24% rispetto a quanto accaduto nell'anno precedente (figura n.1.4). Il ritorno alla crescita delle installazioni, dopo il rallentamento del 2015, è un segno positivo circa la possibilità del mercato di esprimere ormai una domanda che

sebbene su livelli non comparabili rispetto al 2010-2013 – può essere considerata completamente indipendente dai meccanismi di incentivazione.

In figura n.1.5 Terna riassume [2] e conferma quanto appena descritto dal Renewalbe Energy Report riguardo alle installazioni fotovoltaiche, specificando le regioni italiane predominanti per potenza installata: al primo posto Puglia con 2.648,95 MW, a seguire Lombardia 2.267,98 MW e Emilia Romagna con 2.014,37 MW. Il Veneto, con 1.888 MW conta 111.336 impianti.



Figura n.1.4

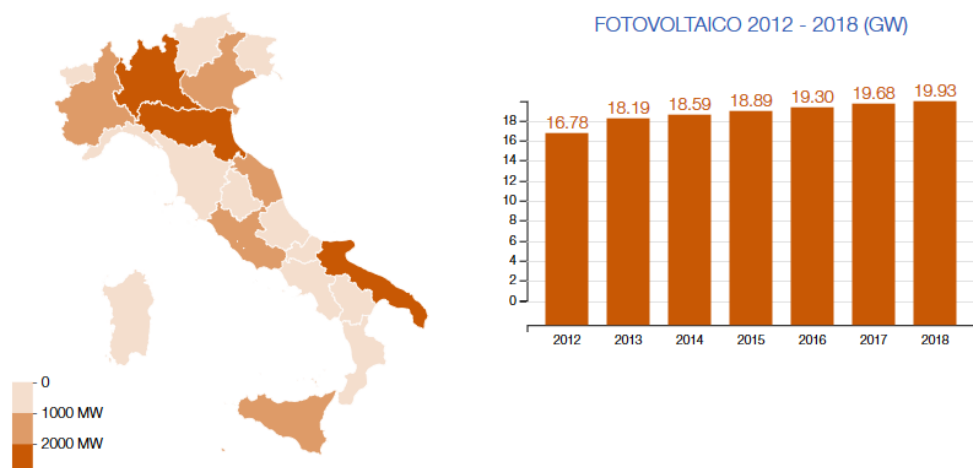


Figura n.1.5

Capitolo 2

2 TIPOLOGIA DEI SISTEMI DI ACCUMULO ELETTROCHIMICI

Energy&strategy group ha sviluppato anche un report [3] per quanto riguarda l'accumulo e le sue potenzialità. Di seguito vengono riportate le principali soluzioni per l'accumulo di energia.



Figura n.2.1

Tra le varie possibilità di accumulo elettrico per la rete, si individuano principalmente sistemi fisici, elettrochimici e chimici.

I primi accumulano l'elettricità sotto forma di energia potenziale gravitazionale o di pressione, come gli impianti di pompaggio altri comprimono aria in strutture geologiche sotterranee (o CAES, compressed air energy storage). E' chiaro che il principale limite è legato al fatto che questi sistemi non sono ovunque realizzabili.

I secondi, le batterie, accumulano l'elettricità sfruttando la differenza di potenziale elettrochimico fra elettrodi diversi. Hanno un'alta efficienza, ma costano care e hanno una vita spesso piuttosto breve.

I terzi accumulano l'elettricità producendo composti chimici reattivi come l'idrogeno. Hanno una efficienza complessiva molto bassa, ma il vantaggio di poter accumulare l'energia in qualsiasi quantità, e senza limiti temporali.

Tra tutti i sistemi esistenti lo studio approfondirà l'impiego dell'accumulo elettrochimico. Quest'ultimo infatti ha la potenzialità di venire in soccorso al sistema di generazione elettrica nazionale che, a seguito della riduzione della generazione termica e dell'aumento di quella rinnovabile intermittente e non programmabile, ha visto ridursi l'inerzia fisica del sistema contro le variazioni di frequenza dovute a sbilanciamento e alla capacità di far fronte a improvvisi fuori-

servizio o rapide variazioni della generazione rinnovabile. Le sue caratteristiche peculiari sono la flessibilità e la modularità.

Sistemi di accumulo	Alternativa tecnologica		Descrizione
Elettrochimico	Batterie a circolazione di elettrolita	Redox	Sistemi che utilizzano reazioni accoppiate di ossido-riduzione in cui sia i reagenti che i prodotti sono disciolti in soluzione acquosa.
	Batterie ad alta temperatura	Na/S	L'elemento costitutivo di un accumulatore al sodio/zolfo è composto da due elettrodi allo stato fuso (di sodio e zolfo), a fronte di un elettrolita di tipo ceramico (beta allumina).
		Na/NiCl	Simile alla Na/S, cambia soltanto il materiale di un elettrodo (cloruro di nickel invece che zolfo).
	Batterie al litio	Li-ion	L'elemento costitutivo di un accumulatore al litio è composto da due elettrodi, uno composto da grafite allo stato litiato (anodo), mentre l'altro (catodo) da un ossido litiato di un metallo di transizione (cobalto, nichel e manganese); l'elettrolita può essere liquido o polimerico.
	Batterie con elettrolita acquoso	Pb/acido	L'elemento costitutivo di un accumulatore al piombo è composto da un elettrodo negativo di piombo metallico e da un elettrodo positivo di biossido di piombo, a fronte di un elettrolita costituito da una soluzione acquosa di acido solforico.

Figura n.2.2

La scelta di una o l'altra soluzione elettrochimica dipende da 5 parametri chiave:

- La potenza specifica W/kg, descrive la potenza generabile per unità di peso costituente il sistema d'accumulo;
- L'energia specifica Wh/kg, esprime l'energia erogabile per unità di peso costituente il sistema d'accumulo;
- L'efficienza energetica di carica/scarica %, rappresenta il rapporto tra l'energia scaricata e l'energia spesa per riportare il SdA nelle condizioni di carica iniziale;
- La durata, misurata in numero di cicli di carica e scarica nell'arco della vita utile della batteria;
- La vita utile, misurata in anni

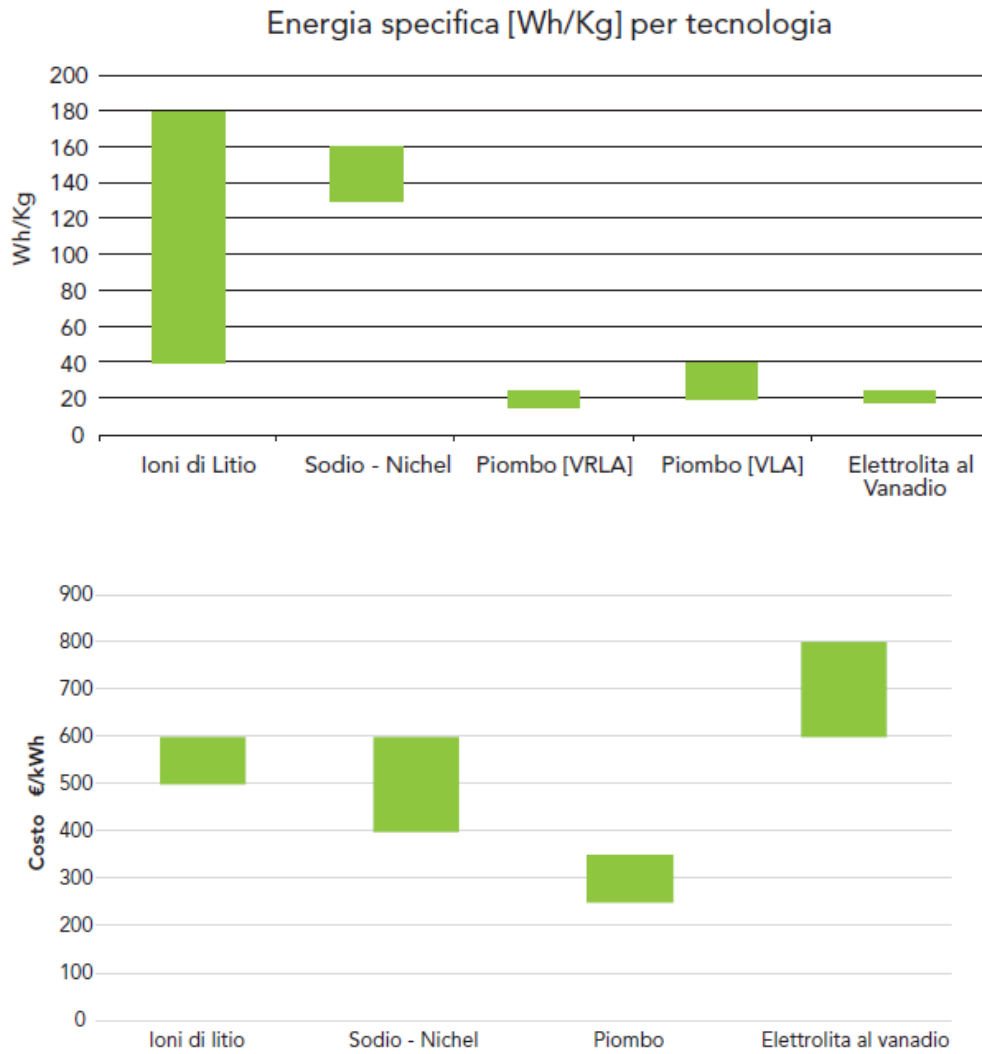


Figura n.2.3

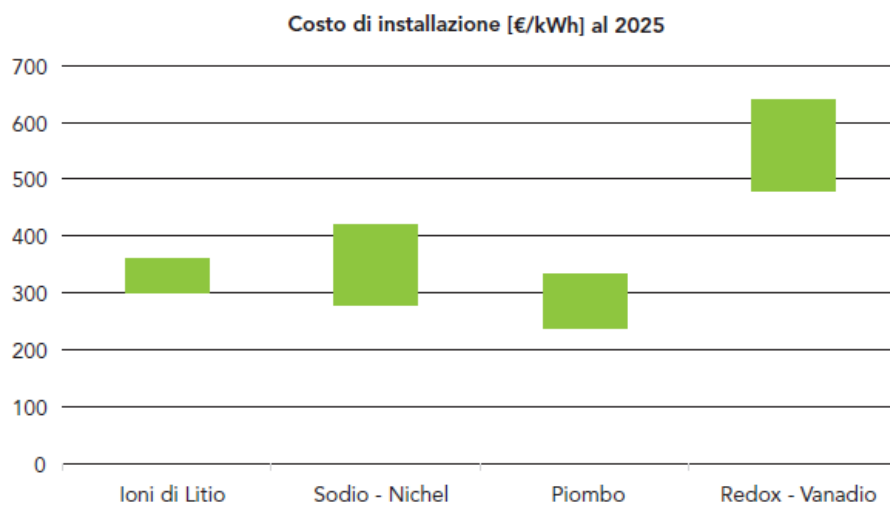


Figura n.2.4

PRESTAZIONI	Ioni di litio	Sodio-nichel	Piombo	Vanadio-redox
Potenza specifica [W/kg]	200 -300	170	20-40/70-80	100
Energia specifica [Wh/kg]	40 -180	160	15-25/20-40	25
Efficienza %	80 -95	90	70-85	70
Durata [n. cicli]	4000 – 5000	2500 – 3500	1500 -2500	10.000
Vita utile	12 -15	10 – 12	5-7	15 -20

Tabella n.2.1
Rielaborazione dati del ESReport

A godere di un evidente vantaggio di costo sono oggi le batterie al piombo, vantaggio derivante sia dalle economie in scala sia dall'esperienza che le caratterizza (si pensi al largo impiego diffuso nel settore automotive). Le batterie più performanti (si confrontino tra loro i dati riportati in Tabella n.2.1) sono però quelle agli ioni di litio e al sodio-nichel: il potenziale di riduzione dei costi previsto per i prossimi anni (riduzione nell'ordine del 40% per le prime, oltre il 30% per le seconde, stime previste a partire da interviste dirette a operatori del settore e studi a livello internazionale) le vede infatti come i principali competitors del mercato. Le batterie Redox-Vanadio sembrerebbero invece risentire in termini economici della loro complessità costruttiva (la riduzione di prezzo prevista è di circa il 20% a seguito di una riduzione di questa complessità), sebbene un grosso vantaggio che le caratterizza sia l'elevato numero di cicli, mentre quelle al piombo, nello scenario presentato, non manterrebbero lo stesso vantaggio (in termini di costi e performance) di oggi.

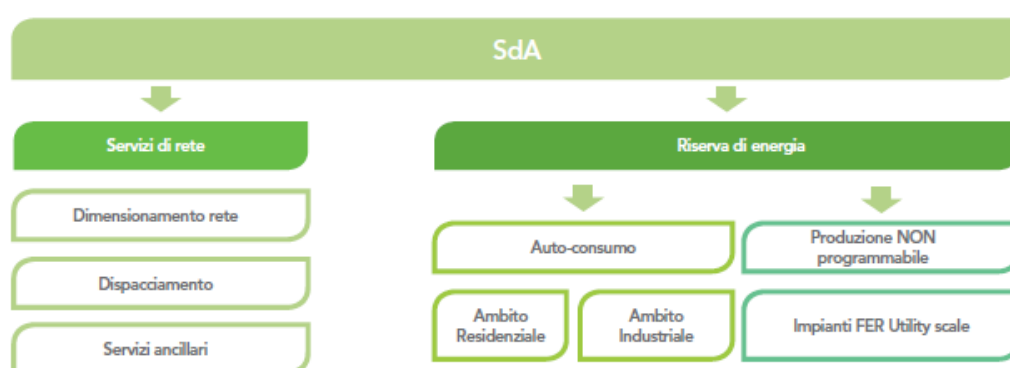


Figura n.2.5

Si sono identificati due principali impieghi per i sistemi di accumulo nella rete:

- I servizi di rete, come vedremo, settore pertinente ai gestori di rete per i quali è importante la sicurezza e la qualità del servizio di erogazione.

- La riserva di energia, per permettere una maggior regolarità del profilo di immissione e profilo di scambio alla CP e risolvere congestioni di rete.

Già nel 2011, articolo 17 del decreto legislativo 3/3/2011, nell'attuare la direttiva europea 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, aveva previsto che il gestore della rete di trasmissione nazionale Terna, inserisse nel proprio piano di sviluppo della rete elettrica, anche sistemi di accumulo dell'energia elettrica al fine di facilitare la gestione (o meglio, dispacciamento, come verrà in seguito approfondito) dell'energia generata da fonte rinnovabile. Come descritto da l'associazione italiana di elettrotecnica, elettronica, automazione, informatica e telecomunicazioni (AEIT) nella rivista Energia Elettrica [4], Terna ha scelto due differenti strategie d'accumulo: nella prima, il sistema di accumulo stazionario è stato concepito per svincolare la generazione da fonte rinnovabile dall'utilizzazione e per evitare condizioni di sovraccarico alle linee aeree esistenti.

Questa strategia implica intervalli di carica/scarica lunghi (circa 8 h) e un utilizzo più in energia che in potenza; conseguentemente, tali installazioni sono state identificate con la dicitura anglosassone energy intensive. Terna ha scelto la tecnologia del sodio-zolfo (Na-S), fornita dalla giapponese NGK. Le installazioni si trovano in tre siti nel Sud Italia (Ginestra, Flumeri e Scampitella): due installazioni da 12 MW e una da 10,8 MW (complessivamente 34,8 MW). Vale la pena ricordare che la tecnologia Na-S appartiene alla famiglia di batterie secondarie dette Na-beta (assieme alle celle Na-NiCl₂).

La seconda strategia di TERNA ha interessato tecnologie utilizzate con tempi corti di scarica (tipicamente da 0,5 a 4 h) tanto da pensare ad un utilizzo più in potenza che in energia (per cui sono state individuate con dicitura anglosassone power intensive). Le tecnologie installate sono la famiglia degli ioni di litio e le già citate sodio cloruro di nichel. I due siti installativi sono in Sardegna (9.15 MW di potenza installata a Codrongianos) e in Sicilia (6.8 MW di potenza installata a Ciminna). Grazie alla grande flessibilità di utilizzo del sistema di conversione (con acronimo inglese PCS), siffatte installazioni vengono applicate nell'ambito dei servizi ancillari.

Capitolo 3

3 LA RETE ELETTRICA E LA GENERAZIONE DISTRIBUITA

3.1 LA RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE E LE FRNP

Terna è il TSO (Transmission System Operator) italiano, ovvero il principale gestore della rete di trasmissione. Come riassume [5] ANIE Energia (parte di Federazione ANIE, la Federazione di Confindustria che rappresenta le imprese elettrotecniche ed elettroniche) la rete AAT/AT italiana è composta da oltre 63.600 km di linee in altissima e alta tensione (1.330 km cavi terrestri, 1.350 km cavi sottomarini, 11.810 km a 380 kV), da oltre 450 stazioni di trasformazione e smistamento (capacità di trasformazione 127 GVA) e da 22 linee di interconnessione (4 con la Francia, 10+2 con la Svizzera, 1 con l'Austria, 2 con la Slovenia, 1 con la Grecia, 2 con la Corsica). Tale rete AAT/AT ha una struttura molto avanzata: è magliata per consentire la massima affidabilità, le protezioni sono sofisticate e ridondate, ha una rete di comunicazione dedicata; in definitiva, la Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) costituisce un sistema completamente controllato e automatizzato.

Dopo aver dato una panoramica sulla rete elettrica nazionale del nostro paese, sempre ANIE, cerca di dare un'idea del possibile impatto della generazione distribuita sul sistema elettrico: rispetto agli anni precedenti in cui si connettevano essenzialmente generatori convenzionali di grande taglia in punti specifici della rete, la RTN si trova adesso ad accogliere un numero sempre maggiore di generatori di taglia più piccola, ma diffusi su tutto il territorio, e spesso alimentati da fonti energetiche rinnovabili non programmabili. Questo forte sviluppo delle FRNP ha portato ad un'evoluzione dello scenario di generazione che ad oggi non vede più la generazione da fonte termoelettrica come protagonista.

Questo ha notevoli risvolti sia sul piano di ottimizzazione della gestione delle risorse energetiche, sia sulla sicurezza stessa del sistema elettrico. Per capire meglio le criticità che il rinnovabile può comportare bisognerà fare un passo indietro, chiarendo il sistema di gestione dell'energia elettrica, ovvero il dispacciamento.

3.2 IL DISPACCIAMENTO

Il concetto di dispacciamento e le sue dinamiche sono ben chiarite in un recente articolo [6], del prof. Maurizio Fauri (Università di Trento, dipartimento di Ingegneria Civile Ambientale) su Rienergia.

Con il termine dispacciamento dell'energia elettrica si intendono tutte quelle operazioni tecniche per il pareggio dei flussi di potenza generati e prelevati dalla rete dal momento che, in assenza di accumuli energetici, la produzione di energia elettrica deve uguagliare la quantità di energia consumata, istante per istante. La produzione ed il consumo di energia elettrica devono sempre essere in equilibrio tra loro, garantendo continuità e sicurezza alla fornitura del servizio. In Italia, la gestione dei flussi di energia sulla rete, ossia il dispacciamento, è affidata alla società Terna. Sulla base delle serie storiche e del contesto (giorno feriale o festivo, previsioni atmosferiche ecc.), Terna determina i piani di produzione delle centrali elettriche, governa la rete e ne predispone l'assetto in funzione, oltre che del bilanciamento della produzione e dei consumi elettrici, anche dell'indisponibilità di elementi di rete (centrali di produzione, stazioni di trasformazione e smistamento, linee) per lavori o per guasto. Un eventuale squilibrio tra potenza generata e prelevata dai carichi determina una variazione di frequenza della tensione di rete poiché nasce un'accelerazione (positiva o negativa) del generatore elettrico, come verrà approfondito nei prossimi capitoli. La velocità del generatore può variare rispetto alla velocità nominale ma deve essere mantenuta entro certi limiti specifici per evitare malfunzionamenti. Normalmente, un gruppo di generazione ha una regolazione primaria della frequenza da intendersi come la capacità di ciascun gruppo di variare in maniera autonoma la potenza erogata al variare della frequenza di rete.

La regolazione della frequenza rientra tra i servizi ancillari o servizi di sistema richiesti da Terna agli impianti di generazione per poter gestire in sicurezza il sistema elettrico e per garantire, allo stesso tempo, un adeguato livello di qualità del servizio.

Nella gestione della rete, è molto importante anche la regolazione della tensione ai nodi della rete e quindi alle utenze. La tensione è un parametro contrattuale ed ha una variazione ammissibile limitata tra - 10% e + 10% del valore nominale. Il dispacciamento dell'energia comprende pertanto anche la ripartizione della immissione in rete della potenza reattiva che regola il valore finale della tensione presso i consumatori.

Anche AEIT ha recentemente analizzato la situazione elettrica attuale, le sue criticità e le possibili soluzioni. Negli ultimi anni - scrive AEIT [7] - il sistema elettrico ha subito una riduzione significativa della propria riserva primaria a causa della crescente diffusione di impianti rinnovabili non programmabili, a discapito degli impianti tradizionali. Rispetto alle centrali tradizionali a combustibili fossili, gli impianti a FRNP hanno priorità di dispacciamento (anche in virtù dei loro costi variabili di gestione estremamente contenuti). Ciò sta comportando il graduale spegnimento degli impianti tradizionali, a costo variabile più elevato. L'aleatorietà delle fonti primarie rinnovabili principalmente sfruttate (acqua fluente, vento e sole) influenza però la programmabilità della produzione, che è ora maggiormente legata alle condizioni atmosferiche e alle variazioni stagionali,

e ciò si rivela avere, nei casi di significativa diffusione rinnovabile, un impatto talvolta negativo sul sistema elettrico.

In questo contesto, i sistemi di accumulo possono giocare un ruolo strategico, sia come impianti dedicati all'erogazione del servizio di regolazione rapida di frequenza che in abbinamento a impianti di produzione a fonte rinnovabile, qualora questo servizio ancillare fosse esteso anche a tali generatori, per permettere una gestione programmata dell'energia prodotta. Tutto ciò ha sta cambiando il contesto del dispacciamento rispetto al passato.

3.3 LA RIFORMA DEL MERCATO DEI SERVIZI DEL DISPACCIAMENTO

Il Mercato Elettrico [8] si articola in:

- Mercato Elettrico a Pronti (MPE);
- Mercato Elettrico a Termine dell'energia elettrica (MTE);
- Piattaforma per la consegna fisica dei contratti finanziari.

A sua volta il mercato elettrico a pronti è composto da

- il Mercato del Giorno Prima (MGP), dove i produttori, i grossisti e i clienti finali idonei possono vendere/acquistare energia elettrica per il giorno successivo;
- il Mercato Infragiornaliero (MI), che permette a produttori, grossisti e clienti finali idonei di modificare i programmi di immissione/prelievo determinati su MGP. Il mercato è strutturato in quattro sessioni: le prime due organizzate nel giorno d-1 a valle del MGP (MI1 e MI2), e le seconde due, sessioni infragiornaliere (MI3 e MI4), organizzate nel giorno d;
- il Mercato del Servizio di Dispacciamento (MSD), sul quale Terna si approvvigiona dei servizi di dispacciamento necessari alla gestione e al controllo del sistema elettrico. La disponibilità di un'idonea quantità di riserva è garantita da Terna attraverso la selezione di offerte di variazione dei programmi presentate dagli operatori. Sul mercato del servizio di dispacciamento, vengono svolte le attività di raccolta delle offerte e la comunicazione degli esiti per quanto concerne l'accettazione delle offerte. La riserva è eventualmente utilizzata da Terna in tempo reale in funzione di bilanciamento.

Per quanto riguarda in particolare il MSD, L'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ha avviato è un procedimento volto alla formazione di provvedimenti per la sua riforma organica, prevedendo nuove attività in capo ai Distributori (DSO, Distribution System Operator) nei rapporti con Terna (TSO, Transmission System Operator).

In questo senso si prospetta oltre all'abilitazione a MSD obbligatoria per le unità di produzione che sarebbero già obbligate sulla base delle regole attualmente vigenti (si veda il capitolo 4.1)

l'abilitazione a MSD facoltativa per le altre unità di produzione e per le unità di consumo finora escluse, come previsto dalla delibera 300/2017. La delibera [9] prevede delle fasi sperimentali il cui sviluppo e regolamentazione sono affidate a Terna (si veda capitolo "tipologia dei sistemi di accumulo elettrochimici"). Il fine di tali progetti pilota, come definiti dalla delibera, sarà cruciale per testare il potenziale dell'accumulo e valutare in questo modo la possibilità della sua entrata sul mercato.

Alle unità abilitate a partecipare a MSD su base volontaria si applicano tutte le condizioni e tutti i corrispettivi già attualmente vigenti per le unità abilitate (quali i corrispettivi di sbilanciamento duali, i corrispettivi per il mancato rispetto degli ordini di dispacciamento, il corrispettivo di non arbitraggio, ecc.). Questi corrispettivi sono relativi alle diverse operazioni tecniche per il bilanciamento dell'energia tra produzione e consumo e sono stabiliti dal mercato in base alla disponibilità o richiesta di energia necessaria per il dispacciamento. In realtà, viste le potenzialità dell'accumulo bisognerà tenere in considerazione anche una possibile riforma della remunerazione stessa, in base ad esempio alla velocità di intervento. Quest'ultimo aspetto verrà ripreso nei capitoli finali, valutando anche l'esperienza di altri paesi europei.

3.4 LE FRNP E LA RISERVA DI ENERGIA

Il problema della frequenza e della necessità di margini energetici per regolarla è ulteriormente approfondito dal Dossier [10] del RSE, società di ricerca sul sistema energetico.

La rete elettrica europea è interconnessa in modo "sincrono", grazie alle linee di trasmissione in corrente alternata che collegano fra loro i Paesi dell'area continentale, Italia inclusa, oltre alla Turchia e alcuni Paesi del nord Africa. Come tutti i sistemi elettrici anche quello europeo si basa sul perfetto bilanciamento, istantaneo, tra produzione consumo. L'indicatore di questo equilibrio è proprio la frequenza di rete, fissata in Europa a un valore nominale di 50 Hz. Variazioni di questo parametro, dovute a squilibri fra generazione e consumo, rivelano quindi un non corretto bilancio fra le due componenti del sistema. Eventi ricorrenti, come ad esempio l'aumento di carico nelle ore serali per l'aumento di consumi non coperto dalla generazione fotovoltaica, assente dopo il tramonto, sono compensati tramite la produzione dei generatori convenzionali.

Ne emerge è che un evento apparentemente lontano, un problema di scambi energetici nell'area balcanica, ha un impatto non trascurabile su tutti gli altri Paesi.

In questo caso non è stata messa a repentaglio la sicurezza, come invece è già avvenuto in altre circostanze: nel 2006 si sfiorò un blackout europeo a causa di un problema in Germania, scongiurato

anche grazie ad alcuni distacchi di carico in Italia inseriti nella procedura del piano di difesa della rete che contribuì a “salvare” il sistema.

L’affermazione della generazione da fonti rinnovabili non programmabili (FRNP), quali eolico e fotovoltaico, pone nuove problematiche legate alla necessità di coprire il carico “residuo”, ossia quello al netto da tali fonti, che solitamente non forniscono regolazione di frequenza ma aumentano i margini di regolazione richiesti nel sistema.

Questi interventi hanno un impatto significativo sui costi di dispacciamento pagati in bolletta. L’evoluzione del sistema elettrico verso un modello sempre più caratterizzato dalle FRNP e dalla generazione distribuita richiede, quindi, maggiori sforzi e più ricerca per dare vita a opportuni interventi di regolamentazione e di normativa tecnica che possano garantire sicurezza e stabilità nel settore elettrico.

Da alcuni anni, infatti, la frequenza subisce deviazioni sostenute, in particolare a cavallo dei cambi d’ora, come mostrato in figura n.2.4.1. Questo fatto è riconducibile alle regole del mercato liberalizzato, che definiscono periodi di dispacciamento basati sulle ore: i gruppi di generazione che, per i risultati del mercato, “entrano” ed “escono”, o semplicemente variano il valore della produzione nei minuti attorno al passaggio da un’ora all’altra creano sbilanciamenti.

Nel momento in cui lo sbilanciamento vede prevalere il carico, la riduzione improvvisa della frequenza erode il margine di riserva primaria disponibile e quindi rappresenta un rischio per il sistema, che potrebbe non avere risorse sufficienti per far fronte ad una improvvisa perdita di generazione.

Un ulteriore problema che affligge i gestori delle reti di trasmissione, già oggi e sempre più in prospettiva, è quello delle risorse di regolazione e flessibilità degli impianti di generazione nel coprire il carico “residuo”, ossia quello al netto della generazione da fonti rinnovabili non programmabili (FRNP) come fotovoltaico ed eolico.

Queste fonti, infatti, godono di priorità di dispacciamento a parità di prezzo offerto, ma solitamente non forniscono regolazione di frequenza, anzi, per via della variabilità e incertezza aggiuntive che introducono nel sistema, causano un aumento dei margini di regolazione richiesti nel sistema. Questi margini di regolazione devono essere forniti dai generatori convenzionali controllabili o da nuove risorse, come i carichi disponibili a essere ridotti, i sistemi di accumulo e gli impianti FRNP stessi, anche connessi alla rete di distribuzione. Inoltre, i generatori convenzionali sono esposti a maggiori stress per far fronte alle variazioni combinate di carico e generazione FRNP, che a volte sono sfavorevoli (come nel caso già citato della rampa serale di carico che si sovrappone al venir meno del fotovoltaico). Occorre infine ricordare che, ancora a causa delle tecnologie di generazione adottate dalle FRNP (dove non ci sono grandi masse rotanti accoppiate al generatore, come invece nelle

centrali elettriche tradizionali), l'inerzia del sistema elettrico sta diminuendo: questo fa sì che le perturbazioni “muovano di più” la frequenza e aumenti il rischio di disservizi, come anche ENTSO-E ((European Network of Transmission System Operators for Electricity))) ha messo in evidenza.

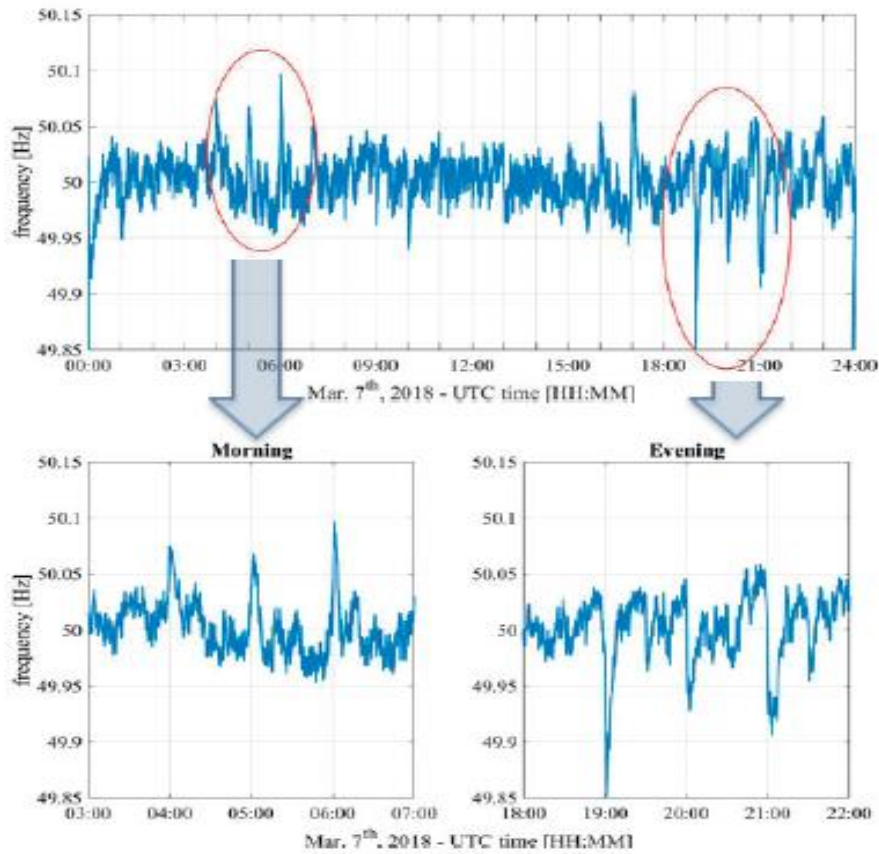


Figura n.3.4.1

La transizione verso un sistema basato su fonti rinnovabili, anche non programmabili come solare ed eolico, pone ulteriori sfide che devono essere affrontate con urgenza dagli operatori, anche in sinergia con i centri di ricerca (quale RSE) e i costruttori degli impianti, nel quadro di opportuni interventi di regolamentazione e di normativa tecnica del settore elettrico.

Capitolo 4

4 I SERVIZI ANCILLARI

4.1 LA REGOLAZIONE DELLA FREQUENZA

Come evidenziato molte volte, la forte penetrazione di impianti a fonte rinnovabile non programmabile influenza significativamente la regolazione di frequenza. Una delle cause che hanno spinto all'ingente diffusione rinnovabile è stata chiaramente la generosa incentivazione degli anni precedenti al 2015 (fine del V conto energia). Questa ha a sua volta contribuito ad una rapida crescita di alcuni settori, in particolare del fotovoltaico. Al contempo, invece, come sottolinea AEIT, l'evoluzione dei criteri di regolazione del sistema elettrico, tra cui la stabilizzazione della frequenza, non è stata altrettanto rapida.

Sistemi di accumulo, dedicati o abbinati a impianti di generazione, possono consentire la crescita delle rinnovabili senza penalizzare la sicurezza del sistema elettrico.

In un sistema elettrico in corrente alternata primariamente alimentato da macchine rotanti, generazione e carico devono essere bilanciati istante per istante (a meno delle perdite) al fine di mantenere regolata la frequenza di rete al valore nominale. È necessario limitare le perturbazioni di frequenza al fine di assicurare il corretto funzionamento sia dei carichi che degli impianti di produzione. In condizioni normali, ovvero in assenza di disturbi di ingente entità, la frequenza è regolata al valore nominale di 50 Hz con tolleranza entro $\pm 0,05$ Hz.

Nel contesto italiano, il gestore della rete di trasmissione Terna definisce nell'allegato A.15 [11] (Tali contenuti sono derivati dalle linee guida varate da ENTSO-E del codice di rete la modalità di partecipazione alla regolazione di frequenza).

In un sistema elettrico, ogni squilibrio tra generazione e fabbisogno in potenza causa un transitorio in cui, nei primi istanti, si verifica una variazione dell'energia cinetica immagazzinata nei motori e negli alternatori connessi e in esercizio. L'effetto evidente è una variazione di frequenza rispetto al valore nominale.

In pratica, una variazione della potenza assorbita di carico comporta uno squilibrio tra la coppia meccanica (motrice) applicata dai motore primi (solitamente turbine) all'asse dei generatori sincroni e la coppia elettromagnetica (frenante) sviluppata dai generatori stessi (corrispondente alla potenza elettrica generata dai generatori e assorbita dai carichi collegati alla rete). Se quindi si verifica una diminuzione della potenza assorbita dai carichi, ci sarà una prevalenza della coppia meccanica motrice rispetto a quella elettromagnetica frenante. Questo squilibrio determina un'accelerazione dei

rotori delle macchine sincrone (o decelerazione, se il carico assorbe più potenza e quindi la coppia elettromagnetica è superiore a quella meccanica). Ciò si traduce in una variazione della velocità dei generatori e poiché la frequenza della tensione generata dipende dalla velocità delle macchine sincrone, si produce una variazione di frequenza sulla rete.

Il sistema elettrico è autoregolante grazie al fatto che buona parte dei carichi è pure costituita da motori che mettono in rotazione dispositivi rotanti. Consideriamo un sistema funzionante a 50 Hz in equilibrio con potenza assorbita $C1$ dai carichi uguale alla potenza elettrica $P1$ erogata dal generatore. Se un carico si distacca, la corrente nel carico diminuisce e così anche la potenza elettrica erogata dal generatore. In assenza di regolazione, la potenza meccanica all'asse del generatore rimane inalterata, cambia però la coppia elettromagnetica frenante, (proporzionale alla potenza elettrica erogata): il rotore inizia ad accelerare, la frequenza aumenta ($f > 50$ Hz) e così aumenta anche la potenza assorbita dai restanti carichi rotanti (a differenza dei carichi resistivi, nei motori la potenza assorbita aumenta con la frequenza), fino a trovare un nuovo punto di equilibrio in cui la potenza assorbita dal carico torna ad essere $C1$ e quindi equivalente a $P1$ (potenza meccanica all'asse del generatore rimasta invariata per assenza di regolazione), ma ad una frequenza più alta.

Le variazioni di frequenza, anche se autoregolate, non sono però accettabili e si necessita quindi di un sistema di regolazione.

Durante il normale esercizio, le usuali variazioni del diagramma di carico durante la giornata sono origine di variazioni lente di carico. Esistono però variazioni molto rapide, dell'ordine di qualche decina di ms dovute a guasti alla rete. In questo caso, non è possibile un intervento di regolazione della potenza meccanica immediato, e una conseguenza del mancato intervento può essere la perdita del passo dei generatori sincroni con conseguente perdita della potenza da essi generata.

Una variazione lenta della potenza assorbita deve essere compensata da un sistema di compensazione della potenza meccanica per riequilibrarla con quella elettromagnetica al fine di mantenere costante la velocità del rotore, e quindi della frequenza.

Nei secondi successivi alla variazione di frequenza, i regolatori di velocità delle unità di produzione agiscono automaticamente, ed in maniera autonoma l'uno dall'altro, sulla potenza generata dai rispettivi motori primi ad essi asserviti con una azione che modifica la potenza elettrica in modo da ristabilire l'equilibrio tra la potenza generata ed il fabbisogno. L'azione dei regolatori permette di contenere la variazione di frequenza, ma non ne ripristina il valore nominale. Si definisce quindi Regolazione Primaria della velocità l'insieme di operazioni avente l'obiettivo di mantenere in un sistema elettrico l'equilibrio tra generazione e fabbisogno.

La regolazione primaria si basa solo su grandezze locali (la velocità di rotazione del generatore) ma non riporta la frequenza a 50 Hz: la domanda è soddisfatta, ma il sistema ha immagazzinato, nei rotori

dei generatori, più o meno energia cinetica del normale (a seconda che si tratti rispettivamente di uno sbilancio per eccesso o deficit di potenza). Le successive regolazioni secondaria (automatica con controllo centralizzato) e terziaria (manuale) hanno il compito di ristabilire in rete il valore nominale di frequenza, come schematizzato in figura n 4.1[7].

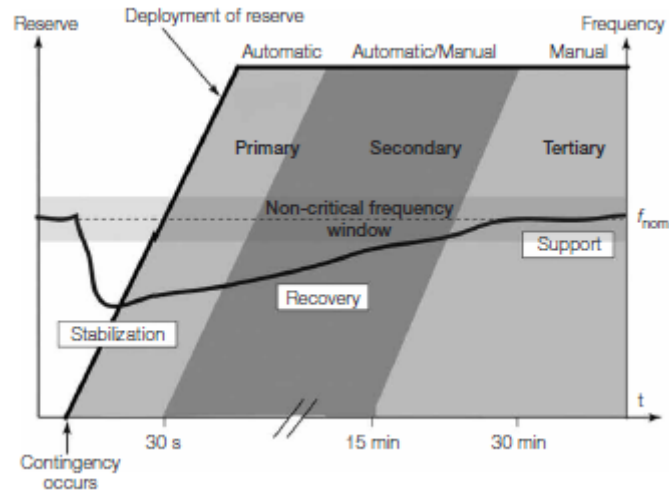


Figura n 4.1

4.2 REGOLAZIONE PRIMARIA

Secondo l'allegato 15 di Terna, La regolazione primaria, e la corrispondente banda di riserva di potenza, fanno parte di un servizio che è obbligatorio per tutte le unità di produzione in servizio con potenza non inferiore a 10 MVA.

Ogni UP deve erogare una quota ΔP_e della banda di riserva primaria disponibile tenendo conto dell'entità della variazione di frequenza Δf e del grado di statismo permanente σ_p impostato nel regolatore in funzione della relazione:

$$\Delta P_e = K_R \Delta f = - \frac{1}{50} \frac{P_{eff}}{\sigma_p} \Delta f 100$$

In cui si definisce,

K_R = L'energia regolante [MW/Hz] di un'UP è il rapporto tra la variazione di potenza elettrica erogata dall'UP [MW] e la variazione di frequenza [Hz] che ha causato l'intervento del regolatore.

σ_p = statismo permanente A transitorio di regolazione esaurito, si definisce il grado di statismo* permanente.

P_{eff} = La potenza efficiente, P_{eff} , è la potenza attiva massima che l'UP può produrre con continuità, nel caso di impianti termoelettrici, o per un determinato numero di ore, per gli impianti idroelettrici.

*Lo statismo di un UP è il rapporto tra la variazione della frequenza, Δf , espressa in per unità della frequenza nominale (50 Hz), e la corrispondente variazione della potenza elettrica, ΔP_e , misurata a regime e calcolata in per unità della potenza efficiente del gruppo, P_{eff} , conseguente all'azione del regolatore di velocità. In pratica, lo statismo o grado di statismo indica la variazione di frequenza che si ha, in termini relativi, quando vi è una variazione di potenza che la causa (come è già stato precedentemente chiarito, un generatore sincrono tende ad accelerare o decelerare a seconda che diminuisca o salga la potenza assorbita dai carichi. Questo si traduce in un aumento o diminuzione della frequenza, visto che questa è legata al numero di giri del generatore. La differenza tra la frequenza nominale e la nuova frequenza, in rapporto alla frequenza nominale determina il grado di statismo).

Un transitorio in sotto-frequenza è indice di un deficit di generazione quindi i regolatori di centrale sono chiamati a incrementare la potenza immessa in rete. Ne consegue che una porzione (di seguito chiamata R) della potenza nominale in esercizio della centrale P_{ns} deve essere resa disponibile come riserva per regolazione primaria (P_{ns} può essere inferiore alla potenza nominale di centrale P_n se alcuni gruppi di generazione non sono in servizio).

Dualmente, un transitorio in sovra-frequenza richiede la riduzione della potenza attiva generata, in questo caso fino al raggiungimento della potenza di minimo tecnico dell'impianto di generazione.

L'allegato A.15 impone un valore minimo di R pari a 1,5% (10% nel caso di Sardegna o Sicilia, quest'ultima solamente quando non interconnessa al continente). La variazione di potenza attiva erogata a seguito di una deviazione di frequenza avviene secondo un grado di statismo assegnato σ_{std} (4% per le unità idroelettriche, 5% per le unità termoelettriche).

È prevista una banda morta centrale DB di ampiezza ± 20 mHz (somma della banda morta intenzionale di 10 mHz e dell'insensibilità massima dei regolatori pari a 10 mHz). Due regioni di funzionamento a statismo ridotto (σ_r) garantiscono la continuità della curva di funzionamento richiesta, riportata nella nel caso in cui R sia pari al valore minimo richiesto dal codice di rete.

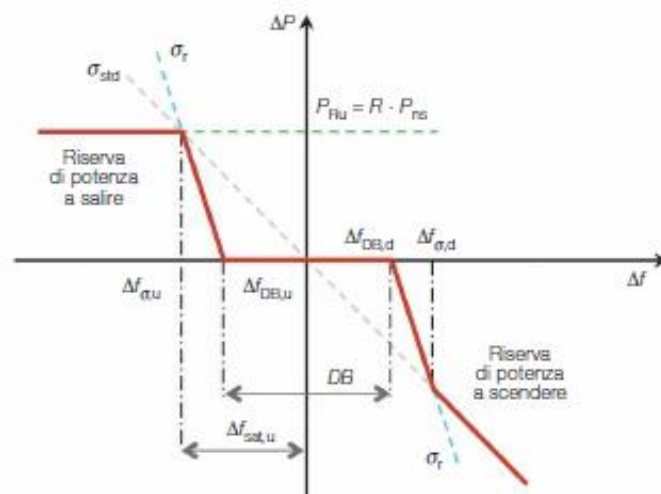


Figura n 4.2

Il grado di statismo è rappresentato graficamente dalla pendenza delle rette di Figura n 3.5.2.1.

Più piccolo è lo statismo più pendente è la retta. Il grado di statismo di un gruppo stabilisce l'entità della sua energia regolante.

Un basso valore dello statismo consentirebbe al sistema di accumulo di fornire una maggiore potenza attiva nel caso di ampi scarti di frequenza.

Questo tipo di servizio avrà un'importanza fondamentale nella futura rete Europea vista la diminuzione di energia regolante dovuta all'aumento di generazione da fonte rinnovabile connessa alla rete mediante sistemi di conversione statica.

In condizioni normali di esercizio (in cui la frequenza di rete è sempre contenuta nell'intervallo tra ± 100 mHz rispetto al valore nominale, ad eccezione di Sardegna e della Sicilia, quest'ultima nei casi in cui non è connessa alla rete continentale):

- entro 15 secondi dall'inizio della variazione di frequenza deve essere erogata almeno metà della ΔP_e richiesta mentre entro 30 secondi dall'inizio della variazione di frequenza deve essere erogata tutta la ΔP_e richiesta.

In condizioni di emergenza o di ripristino (in cui la frequenza può variare tra 47,5 Hz e 51,5 Hz):

- ogni UP deve erogare, se richiesto dall'entità della variazione, tutto il margine di potenza disponibile fino al raggiungimento di uno dei limiti operativi di massima, o minima potenza.

4.3 I SISTEMI DI ACCUMULO E LA REGOLAZIONE PRIMARIA DI FREQUENZA

Come anticipato precedentemente, un esempio italiano in fase di sperimentazione è lo Storage lab di tipo power intensive installato a Codrongianos, Sardegna; un impianto da 1,3 MWp agli ioni di litio.

In figura n 3.5.3.1 è rappresentato un intervento di ripristino della frequenza dell'impianto in questione.

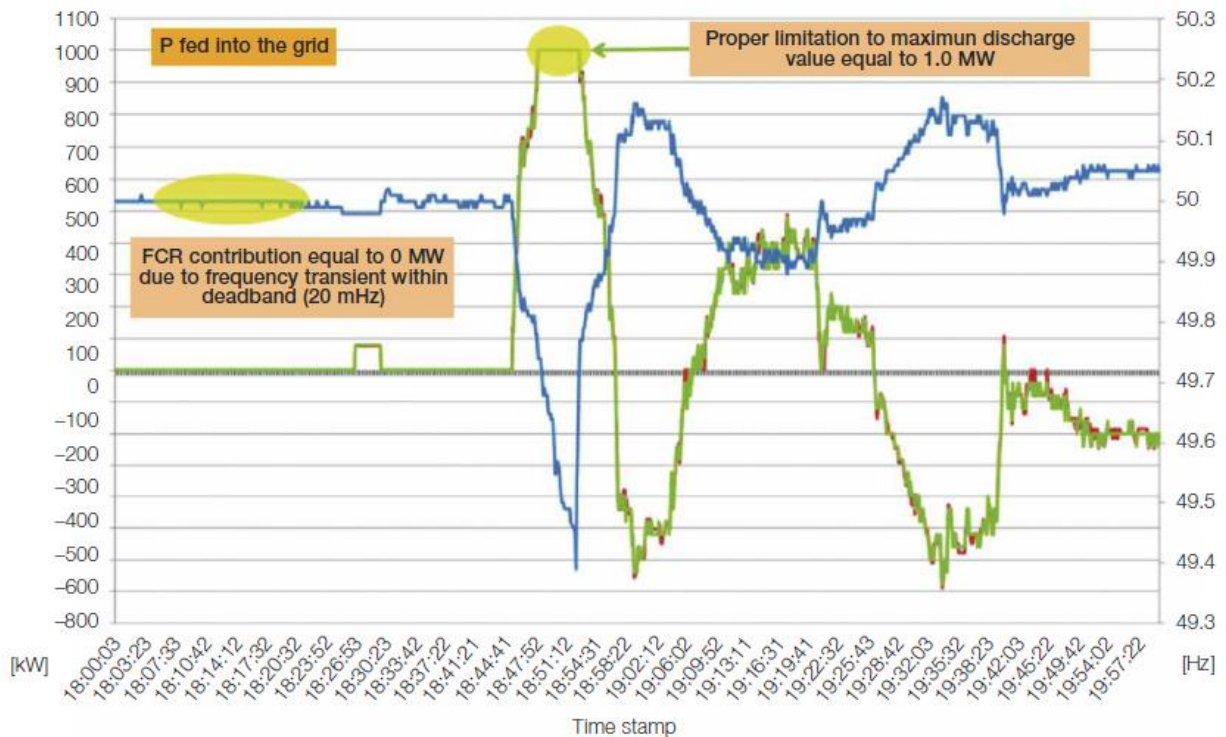


Figura n 4.3[4]

Il sistema di accumulo è in grado di fornire la potenza nominale sin dall'inizio del transitorio della frequenza, senza ritardi di rilievo. Per di più, durante il transitorio, il sistema di accumulo passa dalla carica alla scarica in accordo con lo scarto di frequenza, contribuendo allo smorzamento delle oscillazioni. Inoltre, il comportamento in regolazione primaria della frequenza del sistema segue perfettamente quello richiesto confermando l'efficacia del sistema di controllo.

Un'altra criticità individuata da AEIT [4] riguarda la riduzione dell'inerzia del sistema, una grandezza legata alla massa dei rotori (turbina-alternatore) delle macchine collegate alla rete. Infatti, i transitori di frequenza del sistema elettrico a seguito di guasti sono contrastati nei primi istanti dopo il guasto (fino a 500 millisecondi dall'insorgenza del guasto) dall'inerzia delle macchine rotanti. Durante un transitorio di frequenza la derivata della frequenza nell'origine (che rappresenta un elemento informativo molto importante per definire l'entità del disturbo) è legata solo alla variazione nel tempo dell'energia cinetica delle masse rotanti proporzionale al momento d'inerzia delle stesse. Far scambiare al sistema d'accumulo una potenza attiva proporzionale alla misura della derivata della frequenza (df/dt) introduce un legame che avrebbe il momento d'inerzia delle masse rotanti ma senza,

di fatto, masse rotanti e quindi in modo sintetico. Conseguentemente, oltre al servizio di regolazione primaria della frequenza, il sistema di accumulo può essere dotato di un servizio d'inerzia sintetica con sigla SRI (esercito indipendentemente da quello FCR) al fine di contribuire, fin dall'inizio del disturbo, alla riduzione degli scostamenti di frequenza durante il transitorio.

L'alta rapidità di variazione della potenza attiva generata e assorbita dal sistema di accumulo rende possibile parecchi scenari che non erano possibili con le centrali di produzione. Le caratteristiche di questi sistemi d'accumulo possono aiutare a mitigare la riduzione di massa rotante sincrona della rete Europea. Come già accennato, la potenza che deve scambiare il sistema d'accumulo deve essere proporzionale alla misura della derivata della frequenza (df/dt). Conseguentemente, è fondamentale implementare dei blocchi di controllo robusti per il calcolo e il campionamento rapido e affidabile della derivata della frequenza. Il sistema di campionamento e calcolo deve essere disponibile in decine di millisecondi.

Infatti più è celere l'azione più è efficace la mitigazione della variazione di frequenza. Tale tipo di servizio non va confuso con la regolazione primaria a basso statismo poiché il suo contributo dipende linearmente dalla misura della derivata istantanea della frequenza. Il sistema deve erogare una potenza PSRI (in MW) proporzionale (in dipendenza del parametro, k_w , espresso in MW · s/Hz e completamente configurabile) alla misura filtrata della derivata della frequenza (f/t , in Hz/s), come espresso nella formula:

$$P = -k_w \left(\frac{\Delta f}{\Delta t} \right)$$

Come già accennato, la necessità di erogare un siffatto tipo di servizio ancillare è quella di simulare il benefico effetto stabilizzante sull'andamento della frequenza dovuto alle masse rotanti dei generatori sincroni, in previsione di una sempre crescente diminuzione di generazione tradizionale in favore di quella da fonte rinnovabile eolica e solare allacciata alla rete mediante inverter.

La rapidità e l'entità della risposta del sistema elettrico nei primi istanti successivi a un disturbo sono cruciali per garantire la stabilità e la continuità del servizio: un valore troppo basso dell'inerzia di sistema potrebbe non essere in grado di far fronte a una contingenza del sistema, che potrebbe diventare critica e provocare l'intervento dei dispositivi automatici di difesa del sistema elettrico, con conseguente disalimentazione di una parte del carico.

I sistemi di accumulo possono fornire una risposta in potenza molto rapida, rendendo disponibili per brevi periodi potenze anche nettamente superiori a quella nominale.

4.5 LA REGOLAZIONE DELLA TENSIONE

Nelle utenze industriali, la maggior parte dei carichi è costituita da motori e trasformatori, che generano un campo magnetico [12]. Questo fatto introduce uno sfasamento tra tensione e corrente, causando il consumo di potenza reattiva Q (espressa in kVAR). Questa potenza concorre al consumo di energia reattiva, misurata in kVARh dall'ente erogatore. La sola potenza "utile" (in grado, cioè, di trasformare l'energia elettrica in lavoro meccanico) è quella attiva. La potenza reattiva non solo non può essere trasformata in lavoro meccanico, ma causa anche il transito in rete di una maggiore corrente efficace rispetto a quella che si avrebbe consumando sola potenza attiva. Poiché le perdite per effetto Joule lungo i cavi elettrici sono proporzionali al quadrato della corrente circolante, un aumento di quest'ultima, dovuto all'assorbimento di potenza reattiva, introduce una maggiore perdita di energia, a parità di potenza attiva fornita. La potenza reattiva-induttiva, quindi, costituisce un carico supplementare per i generatori, i trasformatori e le linee di trasporto e distribuzione, impegnando il fornitore di energia a sovradimensionare i propri generatori a scapito del rendimento e provocando altresì una maggiore caduta di tensione in linea, che si traduce in ulteriori perdite di potenza attiva. Per ovviare a questo problema, si inseriscono in parallelo ai motori delle batterie di condensatori (carichi capacitivi) che contrastano l'effetto dei carichi induttivi (che presentano quindi avvolgimenti in grado di generare potenza reattiva), tendendo a riportare in "fase" tensione e corrente. Proprio per questo motivo tale operazione viene detta "rifasamento".

Al fine di comprendere il legame tra tensione e potenza reattiva si considera E_2 [13] come la tensione ai nodi di un carico passivo che assorbe P_2 e Q_2 e si riduce la rete elettrica dal punto di vista di quel nodo (Teorema di Thévenin): il resto della rete sarà costituito da un generatore di tensione E_1 e un'impedenza $\{Z\} = R + jX$, in cui R è la resistenza e X la reattanza (entrambe misurate in ohm).

Se la configurazione di rete non varia e la tensione a monte rimane costante (ipotesi accettabile, considerando le operazioni di regolazione della tensione), il limite di stabilità dipende esclusivamente dal valore di E_2 (il carico è infatti variabile).

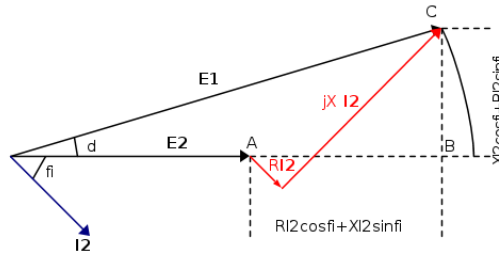
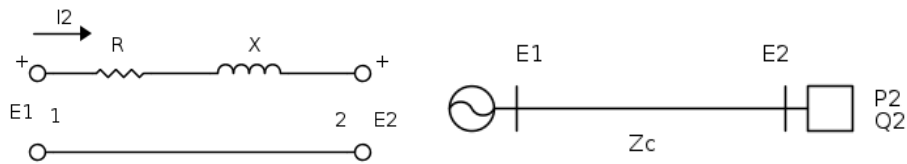


Figura n.4.5[14]

Se l'angolo tra E_1 e E_2 è piccolo, la caduta di tensione vale $\Delta V = |E_1| - E_2$ che a sua volta è uguale a $\Delta V = RI_2 \cos \phi - XI_2 \sin \phi = R \frac{P_2}{E_2} + X \frac{Q_2}{E_2}$ (definizione di potenza attiva P_2 e reattiva Q_2).

In particolare, in una linea di trasmissione R è inferiore rispetto a X (poiché R è legata alle perdite, e l'obiettivo in reti AT è perdere meno energia possibile, si cerca di avere resistenze piccole), pertanto, in condizioni di regime permanente, la differenza fra i moduli delle tensioni ΔV dipende dal flusso di potenza reattiva Q_2 . Di conseguenza, regolando la potenza reattiva è possibile regolare la tensione.

Capitolo 5

5 II VARIATORE SOTTO CARICO

La regolazione della tensione nelle reti MT e BT è attualmente basata sull'ipotesi che per tali livelli di tensione le reti sono da considerarsi sostanzialmente di tipo passivo, senza la presenza di generazione distribuita di potenza tale da influenzare significativamente la tensione di rete. Il controllo della tensione è realizzato attraverso due modalità operative [15]:

- variare sottocarico il rapporto di trasformazione del trasformatore AT/MT mediante un regolatore automatico che impone alla sbarra MT un valore di tensione calcolato secondo una legge prefissata;
- scegliere a vuoto il rapporto di trasformazione dei trasformatori MT/BT poiché non dotati di variatore sottocarico.

Il Variatore sotto carico (VSC) permette di elevare o abbassare la tensione di uscita (+/- 10%) per poterla adattare al variare dei carichi nell'arco del tempo; normalmente il VSC è comandato da un dispositivo automatico (RAT, Regolatore Automatico di Tensione) che permette di mantenere la tensione MT costante al variare del carico assorbito dalla rete e della tensione lato AT.

Un'altra modalità di regolazione automatica consiste invece nella compensazione in corrente (la tensione nella sbarra varia al variare della corrente col trasformatore AT/MT sino ad un valore di corrente limite oltre il quale il riferimento di tensione è costante.

Nella prima modalità di regolazione la tensione alla sbarra MT viene mantenuta costante ad un valore di tensione fissato sulla base delle curve di carico "storiche" della cabina primaria, che possono essere molto variabili in relazione al carattere aleatorio del carico (diurno/notturno, feriale/festivo, invernale/estivo).

Nel secondo caso, il riferimento di tensione per la sbarra MT prevede una legge di regolazione di tipo lineare, composta dalla somma di un parametro costante (tensione programmata - equivalente alla

tensione da imporre alla sbarra di cabina primaria in assenza di carico) con un termine pari al prodotto di una costante (detta grado di compensazione) con la corrente circolante nel trasformatore lato MT (azione correttiva per tenere conto delle variazioni del carico nella rete alimentata). La scelta dei due parametri (tensione programmata a vuoto e grado di compensazione) è vincolata alle condizioni di massimo e minimo carico della cabina primaria e della linea ritenuta la più critica.

Tramite i suddetti processi di regolazione in tutti i punti della rete MT è garantito un valore di tensione compreso all'interno degli intervalli contrattualmente prefissati ($0.9 U_n < U_{rete} < 1.1 U_n$).

Capitolo 6

6 L'IMPATTO DELLA GENERAZIONE DISTRIBUITA SUL LIVELLO DI TENSIONE DELLA RETE

La presenza di generazione distribuita influenza in maniera differente le due modalità di regolazione della tensione alla sbarra MT [15]. Nel caso di regolazione con tensione costante alla sbarra MT, il valore di riferimento per la tensione deve essere fissato sulla base non solo del carico passivo alimentato ma anche considerando l'entità di generazione distribuita nella rete. La scelta del riferimento di tensione deve essere il risultato di una analisi approfondita di load flow per le differenti configurazioni di carico e generazione prevedibili.

Se ciò non fosse, si potrebbero realizzare condizioni di rete potenzialmente critiche (in termini di profili di tensione elevati), ad esempio per quelle linee in cui vi sia una forte presenza di generazione distribuita con carico passivo trascurabile o comunque sensibilmente inferiore alla generazione.

Il problema opposto (profili di tensione bassi) potrebbe verificarsi per quelle linee in cui vi è solo carico passivo. Una volta stabilito il riferimento di tensione "ottimale" per la sbarra MT di cabina primaria, la generazione distribuita non ha influenza sullo stesso durante il normale esercizio. Nel caso di regolazione con legge di controllo della tensione con termine correttivo in corrente, la presenza di generazione distribuita nella rete determina variazioni nella corrente stessa che transita nel trasformatore AT/MT (in quanto cambia il carico "visto" dalla macchina). Conseguentemente, si verificano delle variazioni non desiderate del riferimento di tensione. L'entità dell'errore che si commette è funzione del grado di compensazione prefissato. Solitamente l'ampiezza dell'azione correttiva, in normali condizioni di esercizio, è dell'ordine del 2÷4% della tensione nominale, dunque l'influenza della generazione distribuita nella maggior parte dei casi risulta essere relativamente contenuta.

Tuttavia, in concomitanza di condizioni di rete di emergenza, ad esempio un solo trasformatore che alimenta due sbarre MT, possono riscontrarsi dei profili di tensione critici per quelle linee con forte penetrazione di generazione distribuita o con solo carico passivo. Condizioni altrettanto critiche,

possono verificarsi anche con assetti di rete non di emergenza, nella misura in cui la potenza della generazione distribuita presente nella rete MT è superiore a quella del carico. Il flusso di potenza che transita nella cabina primaria, solitamente con direzione dalla rete AT a quella MT, potrebbe risultare essere rovesciato, ma nonostante ciò il regolatore di tensione, non avendo informazioni sul verso della potenza, darebbe luogo ad un innalzamento della tensione alla sbarra, con evidenti implicazioni (sovratensioni permanenti) sui profili di tensione di quelle linee in cui la generazione distribuita è presente in quantità elevate e sui sistemi di protezione.

In caso di malfunzionamento della rete AT/MT si potrebbero creare micro-reti MT/BT, alimentate unicamente dalla generazione distribuita presente (isola indesiderata) che però non sarebbero in grado di controllare la frequenza e la tensione provocando malfunzionamenti sulle apparecchiature ad esse collegate e problemi di sicurezza al momento del collegamento alla rete AT/MT.

Le soluzioni ipotizzabili per far fronte a tali problematiche sono diverse, ad esempio il passaggio da regolazione con azione correttiva in corrente a regolazione con tensione costante alla sbarra MT di cabina primaria, oppure, l'adozione di misure dei flussi di potenza sulle linee MT (e dunque, tramite calcolo, anche nel trasformatore AT/MT), al fine di verificare situazioni potenzialmente pericolose di inversione dell'usuale flusso di potenza (dalla AT alla MT), al raggiungimento delle quali il riferimento di tensione potrebbe essere "congelato" per prevenire i sopraddetti problemi.

Secondo i dati ad oggi disponibili, la generazione distribuita è circa pari al 5% del carico MT e BT nazionale, e solo in alcuni casi provoca inversione verso l'interfaccia AT/MT per un intervallo temporale maggiore del 5% delle ore di funzionamento annue. Inoltre, il fenomeno dell'inversione di flusso nelle sezioni AT/MT delle cabine primarie per almeno l'1% delle ore annue si è presentato, nell'anno 2010, per circa l'8% del totale delle sezioni AT/MT. Si stima che tale fenomeno si sia presentato più frequentemente nel 2011, per effetto della forte diffusione della generazione distribuita (soprattutto da impianti fotovoltaici), e che esso sia destinato a diventare sempre più rilevante nel tempo, interessando anche le cabine secondarie (ove avviene la trasformazione MT/BT).

6.1 I SISTEMI DI ACCUMULO NELLA REGOLAZIONE DELLA TENSIONE

Data la natura principalmente induttiva delle linee di trasmissione, risulta difficoltoso trasportare per lunghe distanze energia reattiva; è quindi necessario produrre localmente la potenza reattiva necessaria a soddisfare il carico elettrico e il corretto funzionamento della rete.

Il carattere locale della potenza reattiva ha motivato la necessità di sviluppare strutture gerarchiche di controllo delle tensioni di rete, tramite le quali suddividere e regolare localmente il sistema elettrico, mantenendo allo stesso tempo un coordinamento centralizzato.

I sistemi di accumulo potrebbero anch'essi avere un ruolo nella regolazione locale della tensione [4], in particolare potrebbero intervenire nella regolazione primaria (livello più locale), erogando potenza reattiva in base all'errore di tensione rilevato alla sbarra AT in funzione di una predeterminata curva U-Q in modo da ridurre lo scarto tra tensione reale e impostata.

Esisterebbe inoltre la possibilità di intervento anche sulla regolazione secondaria, inserendo l'accumulo sui cosiddetti "nodi pilota" in cui sono presenti elevate potenze di corto circuito.

La regolazione di tensione oggi non è oggetto di remunerazione specifica per gli operatori di mercato, rientrando tra i servizi obbligatori forniti dalle unità di produzione rilevanti (UP con potenza complessiva dei gruppi di generazione associati non inferiore a 10 MVA), oppure garantita dallo stesso gestore di rete tramite l'installazione di specifici dispositivi (es. banchi di condensatori) considerati come parte della rete di trasmissione.

Capitolo 7

7 LA RETE DI DISTRIBUZIONE

Nello scenario attuale le reti MT (ed eventualmente BT) sono dotate di vari sistemi di controllo, regolazione e protezione, nonché di un elevato grado d'automazione necessario per garantire il corretto funzionamento della rete rispetto alle esigenze date dalle norme a livello nazionale ed europeo (che impongono limiti sempre più stringenti al numero e alla durata delle interruzioni e valori di tensione all'interno di determinati intervalli), ma non sono state pensate per accogliere generazione. L'integrazione è, quindi, notevolmente più complessa (rispetto a quanto necessario sulla RTN): diventa necessario sviluppare nuove modalità di gestione delle reti verso le cosiddette smart grid che permettano una maggiore sicurezza di esercizio, un aumento dell'efficienza energetica delle reti, un maggiore coinvolgimento degli utenti finali attivi e passivi e, con prospettive di applicazione più lunghe, lo sviluppo di un dispacciamento locale da parte dei distributori (Distribution System Operator, DSO).

L'utilizzo dei Sistemi di Accumulo (SdA) da parte dei gestori della rete di distribuzione negli ultimi anni ha riscosso un certo interesse, grazie alla flessibilità che tali apparati portano nell'esercizio dell'infrastruttura.

Lo scenario italiano, pur contraddistinto da una diffusione ancora limitata di SdA, ha permesso di valutare in diverse sperimentazioni, in progetti nazionali ed europei, i potenziali benefici connessi a diverse funzionalità individuate dal Libro Bianco: Il Libro Bianco 2.0 realizzato da RSE, Ricerca sul Sistema Energetico, e Anie-Energia anche con la collaborazione di Enel Produzione, Enel Green Power e Politecnico di Milano è un documento del 2017 con l'obiettivo di evidenziare le opportunità che l'installazione di un sistema di accumulo elettrochimico è in grado di offrire agli operatori e al sistema elettrico, analizzandone vantaggi e criticità [16].

Verranno valutate alcune delle applicazioni presentate prendendo in esame un tratto di rete gestita dal distributore veronese Megareti spa; in particolare si analizza la possibilità di:

- Ottimizzare le risorse FER, permettendo una regolazione meno aleatoria della rete e riducendo le perdite di rete. La conseguenza per il sistema elettrico sarà un aumento della cosiddetta “hosting capacity”, ossia della possibilità di installare nuova potenza di generazione distribuita da fonti rinnovabili, oltre che una riduzione dell’impatto ambientale.
- Energy shifting e peak shaving(/ load leveling) in italiano “limatura del picco” e “livellamento del carico”. Si immagazzina l’energia dalla rete quando la domanda è bassa (e così il prezzo dell’elettricità) e la si rilascia (shifting) quando invece la domanda elettrica è alta. La differenza sta nel fine che hanno i due processi: nel Peak Shaving l’obiettivo è solo rimuovere i picchi, mentre per il Load Leveling l’intento è quello di livellare ed appiattire la curva di carico. I consumi seguono di fatto un andamento che presenta “picchi e valli” di consumo in base all’utilizzo dell’energia elettrica durante il giorno. Questo rende l’andamento della domanda estremamente complesso e i gestori di rete devono prevedere tale andamento di modo da coprire tutta la domanda richiesta in ogni momento. Livellando i carichi e acquistando durante le prime ore del mattino, si potrebbe contestualmente evitare di sfruttare impianti meno efficienti, di “emergenza”, ma più costosi, per coprire i picchi ed evitare di ridurre la potenza delle centrali termoelettriche durante la notte, permettendole quindi di continuare a lavorare nelle condizioni nominali di potenza.

Per questo motivo, l’appiattimento delle curve di consumo consente una miglior previsione e quindi gestione della rete elettrica.

L’obiettivo in questo caso diventa la valorizzazione economica su base giornaliera.

7.1 PRIMO CASO STUDIO: L’OTTIMIZZAZIONE DELLA RETE

7.1.1 IL GENERATORE FOTOVOLTAICO

Viene preso in esame un tratto di rete di media tensione localizzato in un area industriale del territorio veronese. Sulla linea chiamata “dogana” è presente un generatore fotovoltaico ubicato sul tetto del magazzino della sede di Volkswagen Italia S.p.a, Figura n.7.1.1.1, che rifornisce tutte le utenze collegate alla rete.

L’impianto fotovoltaico, di proprietà di Global Energy Team S.r.l, è costituito da 12500 moduli policristallini per un potenza installata complessiva di 2,987 MWp (circa 3200 MWh di energia prodotta annua) e una superficie totale di impianto di 49.900 m².



Figura n.7.1.1.1

(Immagine fornita da gruppo Volkswagen)

Esistono poi altri due impianti più piccoli di proprietà di AGSM collegati in bassa tensione, di potenza 279,6 kWp e 269,28 kWp.

FOTOVOLTAICO – POD (identificativo)	Tipologia impianto	Proprietario	Potenza di picco- kWp
IT.....	sola immissione	AGSM Verona S.p.A.	279,60
IT.....	sola immissione	AGSM Verona S.p.A.	269,28
IT.....	sola immissione	GLOBAL ENERGY TEAM SRL	2946,90

Tabella n.7.1.1.1

E' stato possibile osservare momenti durante l'anno in cui la produzione di energia elettrica superava la richiesta delle utenze generando un inversione di flusso verso la CP. Sarà quindi questa energia, che corrisponde a 302 MWh per il 2017 e 281 MWh per il 2016, ad essere presa in esame come potenziale risorsa per alimentare un sistema di accumulo che verrà ipoteticamente integrato all'impianto solare Global Energy Team (GET).

Si cercherà quindi di valutare le possibili applicazioni dell'accumulo, benefici e criticità, in relazione al caso specifico e, in particolare, il suo ruolo nel:

- ridurre le perdite dovute alla trasmissione di energia elettrica sulla rete

- migliorare la prevedibilità dei profili di generazione
- regolare la tensione
- ridurre l'impatto ambientale (grazie alla conseguente riduzione di energia proveniente da centrali termoelettriche)

7.1.2 ANALISI PRELIMINARE: GENERAZIONE FOTOVOLTAICA E RICHIESTA ELETTRICA

Il primo passo dello studio consiste nell'analizzare il profilo di generazione degli impianti fotovoltaici presenti sulla linea in relazione alle richieste elettriche della linea negli anni 2016, 2017.

Sono stati quindi individuati tutti i carichi presenti sulla rete e le relative richieste e immissioni (nel caso di connessioni attive) misurate al quarto d'ora (e per semplicità si farà riferimento al valore orario).

I database da cui sono stati estratti i dati contenevano i dati puntuali al quarto d'ora per quanto riguarda le connessioni di utenti in media tensione e dati cumulati annui per quanto riguarda gli utenti collegati alle cabine MT/BT.

Questo ha richiesto un passaggio ulteriore per riportarsi a valori orari: conoscendo il valore totale annuo dell'energia consumata in ogni cabina di trasformazione MT/BT e moltiplicandolo per la % di consumo orario rispetto al dato annuale della cabina (dato fornito, ipotizzato costante negli anni), si è potuto risalire al prelievo orario.

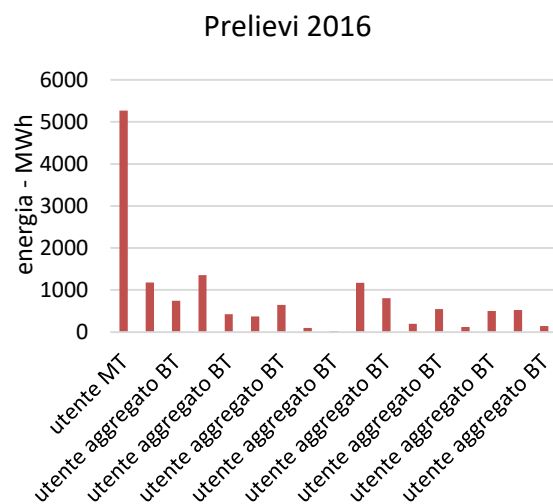
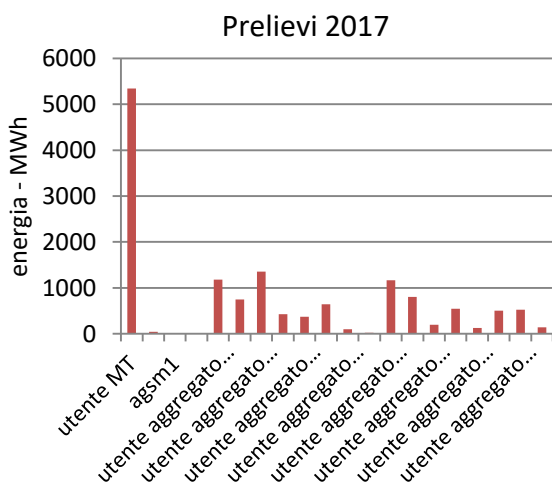


Figura n.7.1.2.1

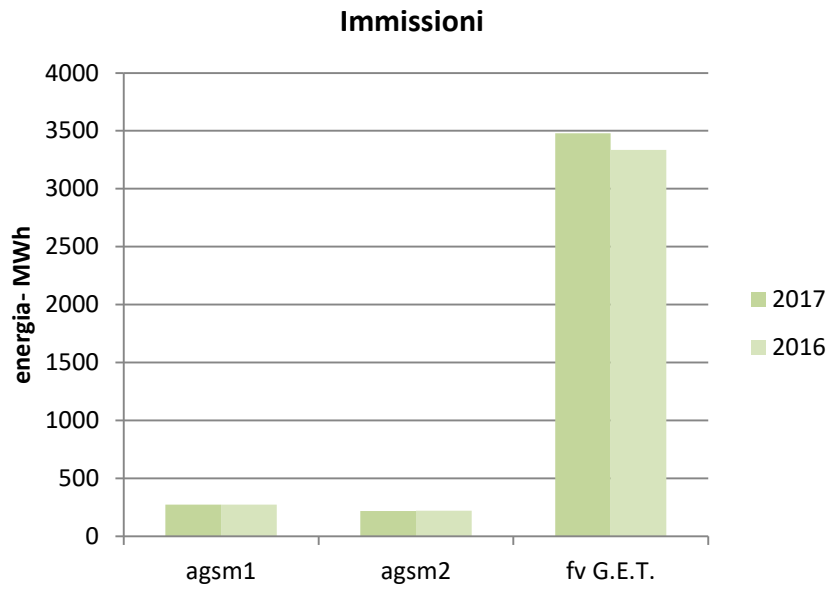


Figura n.7.1.2.2

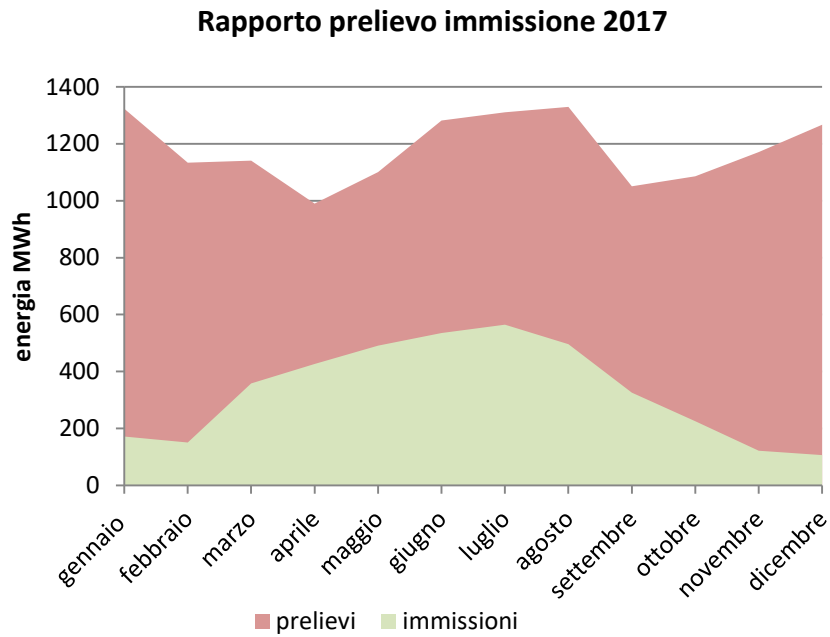


Figura n.7.1.2.3

% copertura richieste elettriche da rinnovabile

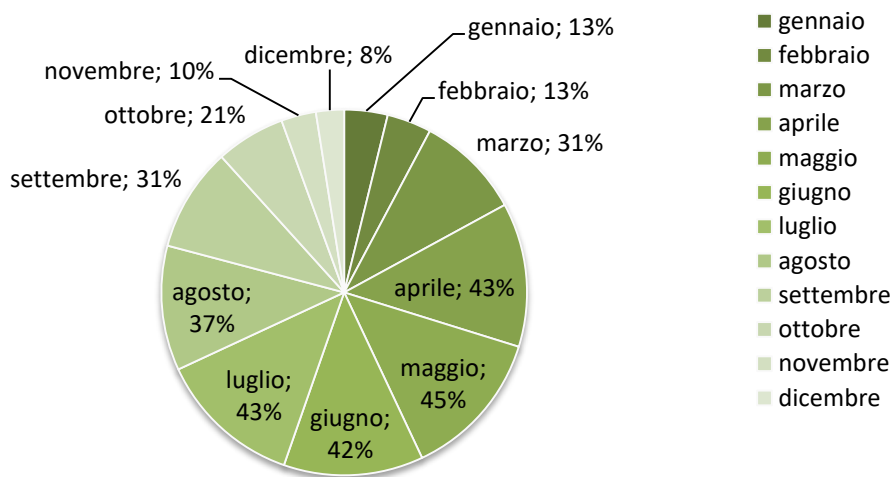


Figura n.7.1.2.4

fotovoltaico G.E.T.

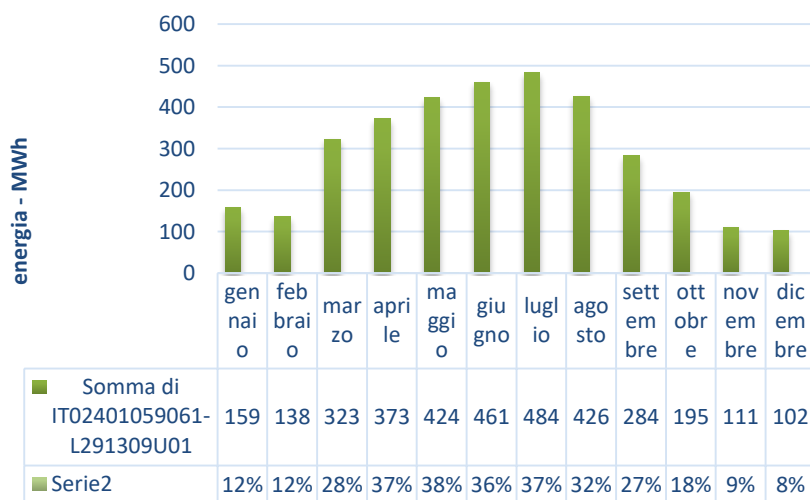


Figura n.7.1.2.5

L'area verde di Figura n.7.1.2.3 rappresentante la generazione fotovoltaica, la quale copre circa il 30% della richiesta elettrica complessiva annuale. In Figura n.7.1.2.4 viene mostrato mese per mese la capacità di copertura del fabbisogno elettrico (ad esempi, nel mese di maggio il fotovoltaico riesce a coprire il 45% dei consumi elettrici)

Si osserva da Figura n.7.1.2.3 che i profili di carico sono caratterizzati da una diminuzione dei consumi da gennaio ad aprile seguita da un aumento estivo che arriva a superare, anche se di poco, quello invernale (a causa del condizionamento estivo) per poi ridiscendere verso settembre (fine dell'estate) e infine a risalire nei mesi successivi.

Nel periodo primaverile c'è una tendenza inversa tra consumo elettrico e generazione: se il primo è in discesa il secondo ha una rapida risalita. Gli impianti solari iniziano infatti a manifestare la loro potenzialità a partire da marzo, come rappresentato in Figura n.7.1.2.5 per quanto riguarda l'impianto G.E.T (si noti la forte differenza di produzione rispetto al mese precedente)

Come si può prevedere, è la primavera il periodo in cui si verificano maggiormente surplus di energia rinnovabile e, di conseguenza, disequilibri tra richiesta e generazione che in casi estremi possono aver un impatto negativo sul corretto funzionamento del sistema elettrico, come vedremo più avanti.

7.1.3 ANALISI DELLE ECCEDENZE

L'obiettivo di questa sezione è cercare di capire come si distribuisce il surplus di energia elettrica durante l'anno e durante il giorno.

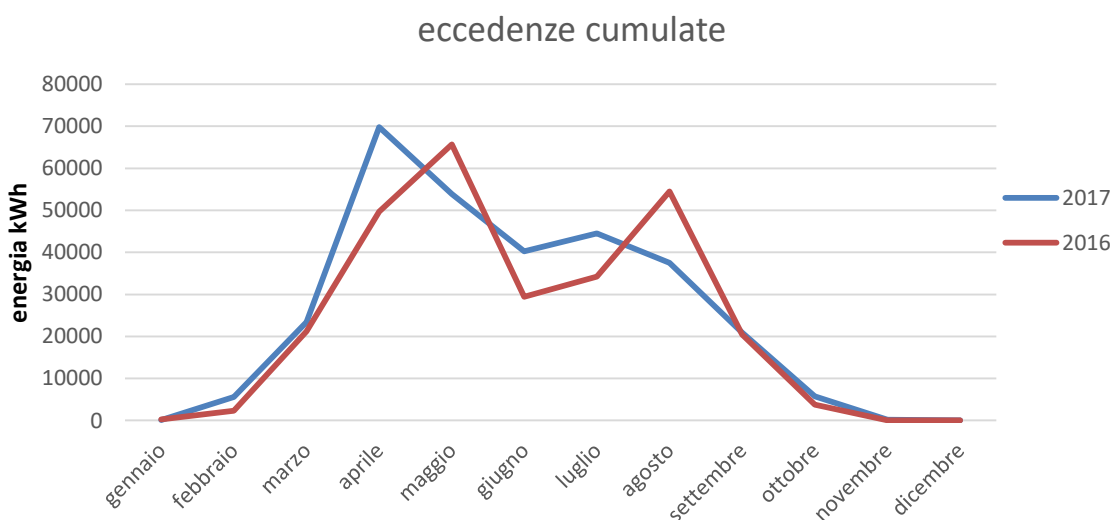


Figura n.7.1.3.1

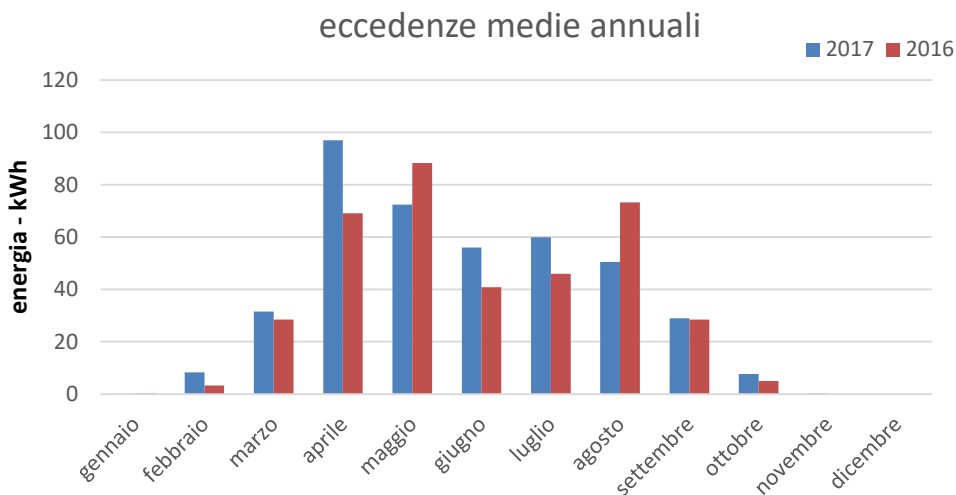


Figura n.7.1.3.2

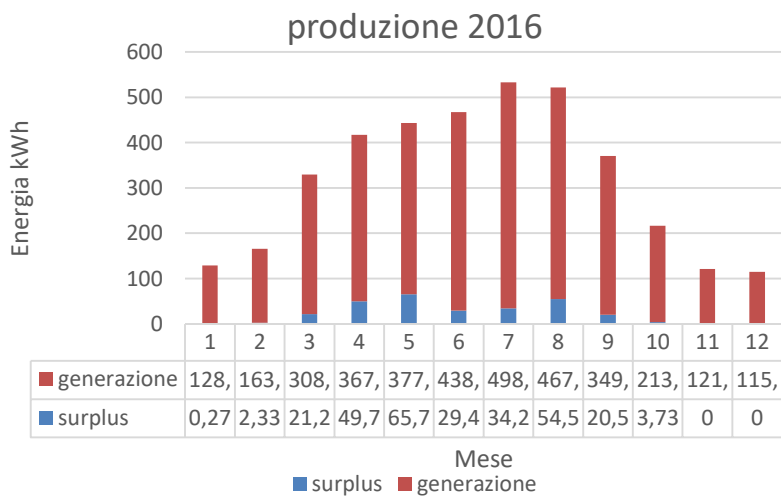
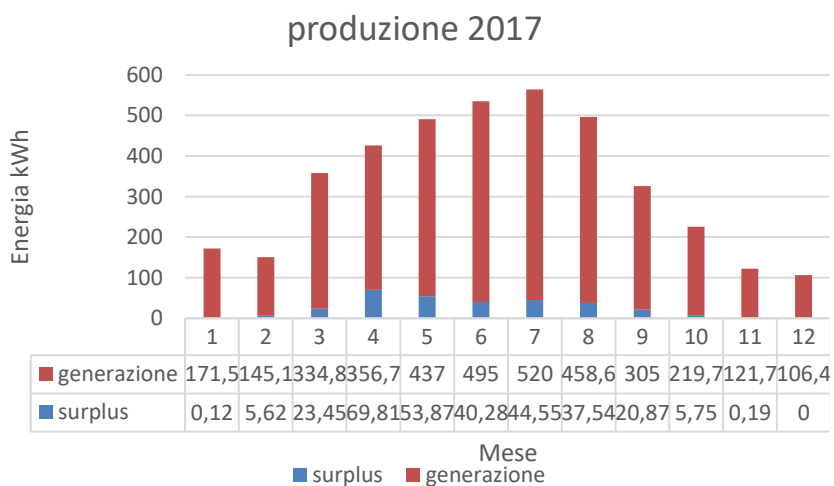


Figura n.7.1.3.3

I grafici confermano quanto previsto: in entrambi gli anni i valori più elevati di surplus di energia si verificano nei mesi primaverili, in particolare aprile e maggio (Figura n.7.1.3.1 e Figura n.7.1.3.2).

Da osservare il fatto che il momento di picco di surplus non coincide necessariamente con la massima produzione fotovoltaica, anzi: quest'ultima si realizza infatti nei mesi estivi, in particolare nel mese di luglio, ma poiché in questo periodo anche la richiesta elettrica raggiunge il suo picco, non c'è disparità tra richiesta e produzione, e per tanto non viene "avanzata" altrettanta energia in surplus (nel 2017 circa un 7% di surplus rispetto il totale prodotto in luglio contro il 16% di surplus rispetto al totale in aprile, Figura n.7.1.3.3).

Giorno	Totale eccedenze 2017 - kWh
lunedì	22084,98436
martedì	16373,8858
mercoledì	12217,69329
giovedì	8655,945917
venerdì	13469,03997
sabato	73955,6193
domenica	155320,3701
Totale complessivo	302077,5387

Tabella n.7.1.3.1

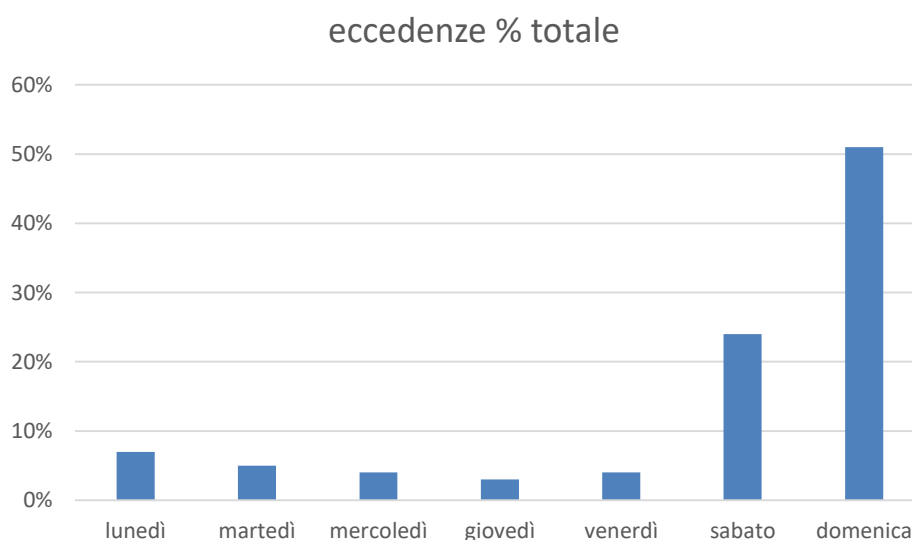


Figura n.7.1.3.4

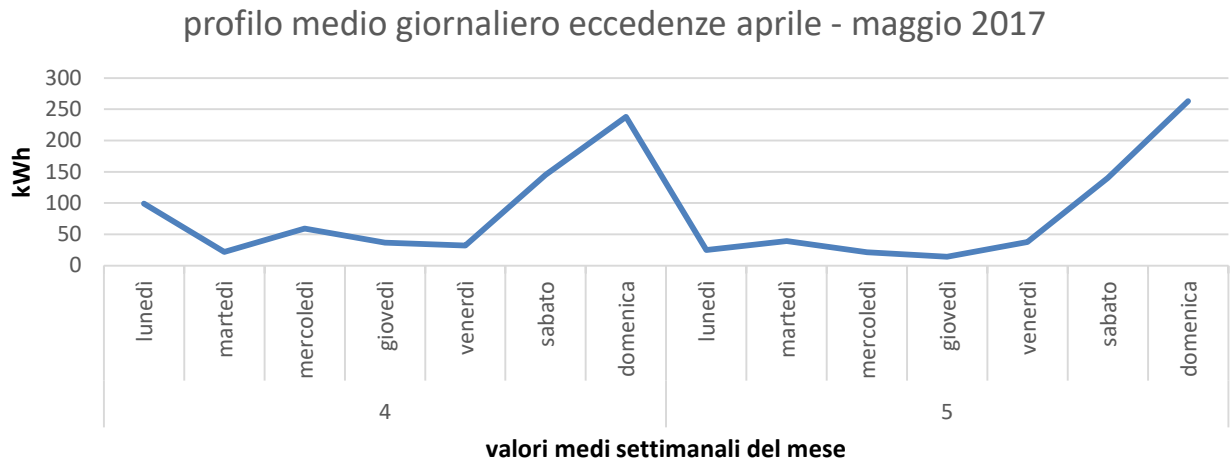


Figura n.7.1.3.5

Sono i giorni festivi i momenti in cui si verifica l'overgeneration: nel 2017 più della metà delle eccedenze si registra la domenica, giornata in cui è probabile che le utenze non siano a casa ad utilizzare l'energia e per tanto il fotovoltaico immette in rete quanto produce, il 25% circa di sabato, e il rimanente 25% si distribuisce nel resto dei giorni, come sintetizzato in Figura n.7.1.3.4 e Tabella n.7.1.3.1. In Figura n.7.1.3.5 è rappresentato il profilo medio giornaliero nei due mesi in cui si verifica il massimo surplus.

Infine rapportando la potenza immessa in relazione alle ore e ai vari mesi dell'anno si ricavano i seguenti grafici.

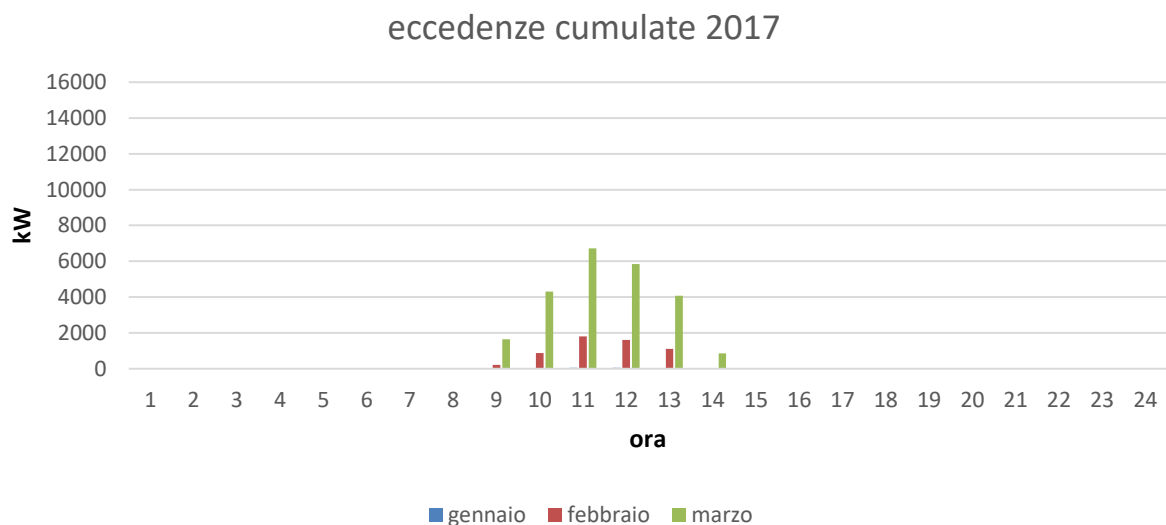


Figura n.7.1.3.6

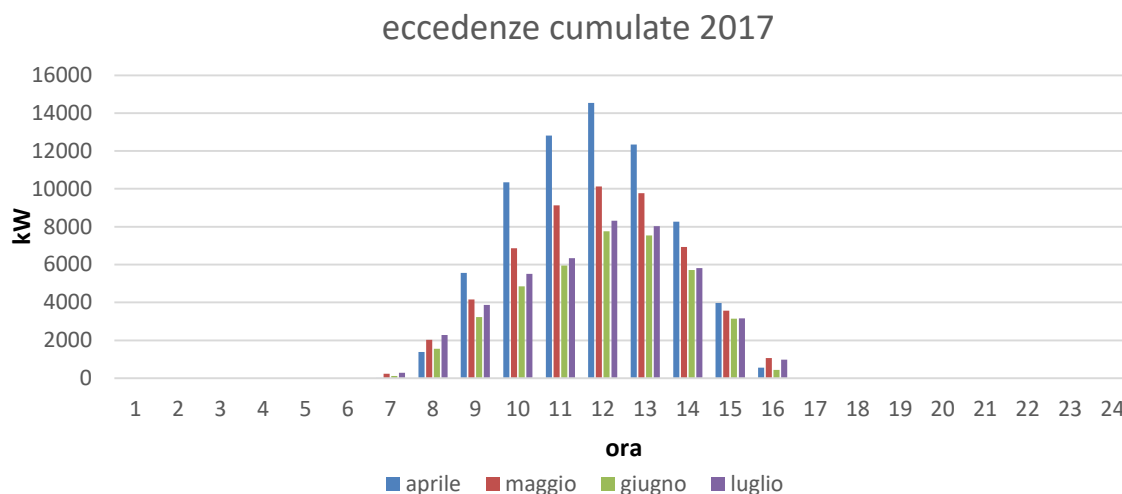


Figura n.7.1.3.7

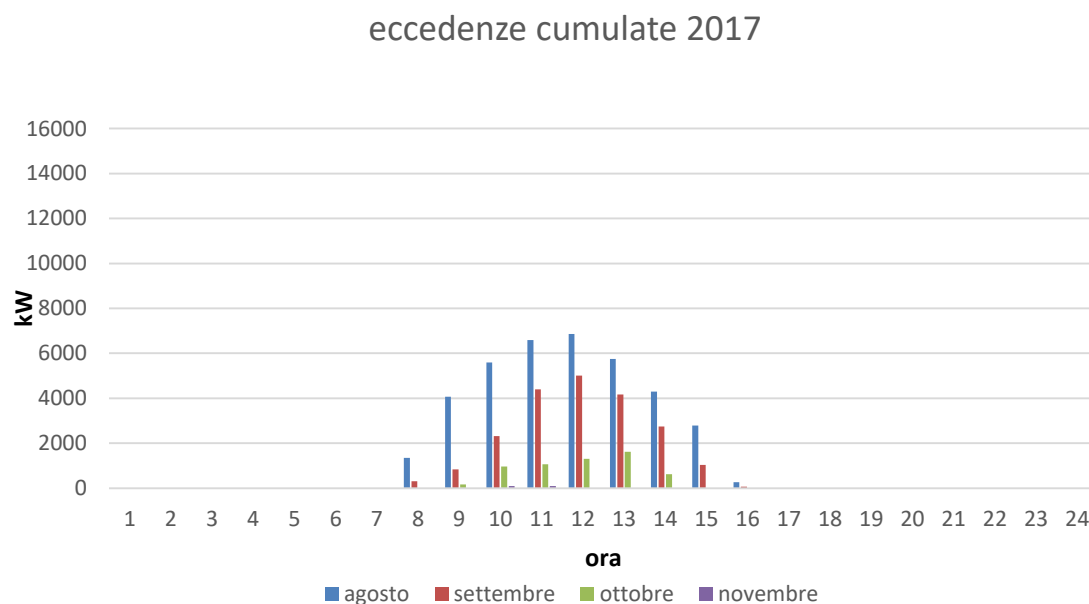


Figura n.7.1.3.8

Le eccedenze raggiungono tutti i mesi il loro picco verso mezzogiorno, il profilo di immissione è pressoché costante. Così come detto per la produzione, anche per le eccedenze si verifica una netta differenza nell'entità della potenza immessa nel mese di marzo rispetto a febbraio, Figura n.7.1.3.6. E' nel mese di aprile che si tocca il picco di immissione Figura n.7.1.3.7, per poi ridiscendere fino a quasi ad azzerarsi già dal mese di novembre Figura n.7.1.3.8.

7.1.4 UTILIZZO DELLE ECCEDENZE PER LA RIDUZIONE DELLE PERDITE

Le perdite di rete sono definite come la differenza tra energia immessa dai produttori (inclusa l'energia importata) e consumi finali [17].

Le perdite di rete dipendono, tra l'altro, dalla lunghezza del percorso dell'energia elettrica sulla rete di trasmissione a causa della dissipazione per effetto Joule. Più lontano è il punto di consumo (di prelievo dalla RTN) dal punto di produzione (d'immissione nella RTN), maggiori sono le perdite a parità di consumo. Inoltre, a parità di percorso le perdite sono maggiori su una linea a tensione più bassa.

La potenza elettrica in transito su una determinata linea è infatti proporzionale al prodotto tra il valore della tensione nominale e della corrente nominale che la attraversa. E' chiaro quindi che, a parità di potenza che si vuole trasportare, aumentando la tensione, si riduce la corrente necessaria, e quindi le perdite.

L'aumento di tensione, può però, oltre certi limiti, creare problemi come la formazione di scariche conduttore-aria o effetti corona che, oltre a disperdere energia, provocano danni ai conduttori e agli isolanti.

Infine, essendo la linea considerata in corrente alternata, si ricorda che un'ulteriore energia dispersa per effetto joule è legata al flusso di corrente supplementare generato dalla potenza reattiva, non contribuendo quest'ultima a fornire energia al carico.

Le perdite rilevanti per Terna sono quelle associate alla rete di trasmissione, mentre quelle legate alla rete di distribuzione sono rilevate dal DSO, ma in base a specifiche convenzioni, Terna può effettuare la telelettura delle misure la cui responsabilità rimane in capo alle imprese distributrici (a Verona, Megareti Spa).

PERDITE DI RETE						
	2017		2016		2015	
	Incidenza % rispetto all'energia richiesta	GWh	Incidenza % rispetto all'energia richiesta	GWh	Incidenza % rispetto all'energia richiesta	GWh
Rete AAT e AT	1,4	4.583	1,5	4.525	1,5	4.622

Figura n.7.1.4.1[17]

Le operazioni di dispacciamento, necessarie per garantire il costante equilibrio tra immissioni e prelievi ed evitare l'insorgere di problemi di sicurezza della rete e disservizi, avvengono secondo criteri regolamentati nell'ambito degli assetti produttivi determinati dal mercato dell'energia, e non possono essere condizionate da Terna con l'obiettivo di minimizzare le perdite.

Si vuole ora quantificare il contributo che potrebbe essere dato dall'impiego dell'energia in surplus precedentemente analizzata per ridurre le perdite per effetto Joule e, contestualmente, per migliorare i profili di tensione della linea.

Già di per sé la generazione distribuita contribuisce nel ridurre le distanze tra generazione e carico, e quindi riduce la necessità di prelevare energia elettrica dalla sbarra di AT, come si potrà verificare, ma in alcuni casi, l'intrinseca aleatorietà della fonte rinnovabile può avere conseguenze più o meno gravi sulla sicurezza e il corretto funzionamento del sistema elettrico. Inserire un sistema per accumulare l'energia permetterebbe di rendere più prevedibile la produzione fotovoltaica, che diventa quindi gestibile secondo i bisogni dei carichi e della rete: si potrebbe assorbire l'energia in surplus e rilasciarla, ad esempio, alla sera, quando la richiesta elettrica diventa importante, ma la bassa produzione fotovoltaica costringe il prelievo più a monte, allungando quindi le distanze tra partenza e destinazione dell'energia richiesta.

7.1.5 MODELLAZIONE DELLA RETE IN NEPLAN

Per valutare lo stato energetico della rete prima e dopo la presenza dell'accumulo è stato utilizzato il software di calcolo Neplan: attraverso equazioni di Load Flow, è infatti possibile calcolare i flussi di potenza della rete in una data configurazione di richiesta elettrica e generazione; questi permetteranno di risalire alle grandezze di interesse per lo studio, in particolare la potenza attiva persa e le tensioni ai nodi.

Il metodo utilizzato per l'analisi numerica è quello di Newton Raphson, essendo le equazioni di Load Flow non lineari.

Per calcolare i load flow è stato costruito un modello della "rete dogana", contenente una cabina primaria, le linee, le cabine i trasformatori e i carichi attivi e passivi; la distinzione tra i due consiste nel segno della potenza: i carichi attivi, chiamati così perchè immettono potenza in rete, hanno segno della potenza negativo, i carichi che invece prelevano dalla rete hanno invece segno positivo.

I carichi vengono identificati univocamente attraverso il codice POD (punto di prelievo dalla rete, che inizia con IT) e il nome della linea. In Figura n.7.1.5.1 sono riordinati i carichi della rete.

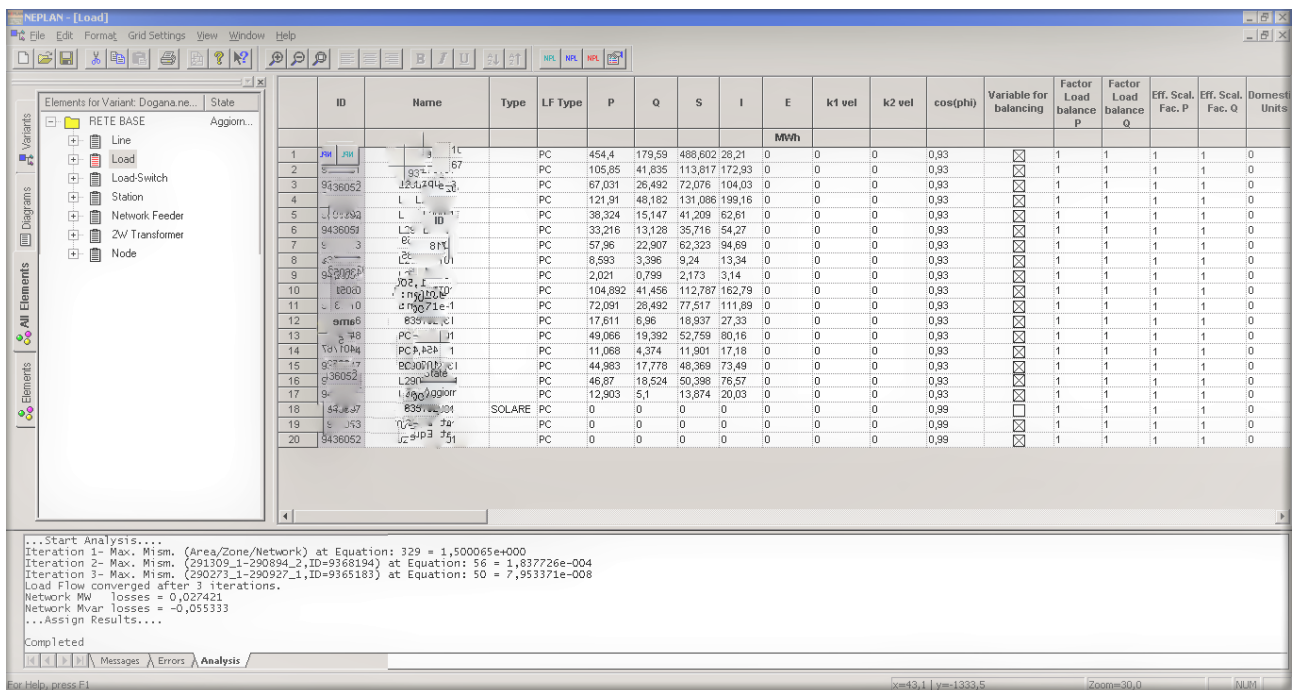


Figura n.7.1.5.1

La rete è una rete di MT di tensione nominale 10 kV. Essa contiene 17 carichi passivi e 3 carichi attivi, ovvero i tre impianti solari. In seguito viene riportato il modello della rete realizzato. E' stato volutamente tralasciato per semplicità il carico corrispondente al prelievo passivo dei carichi attivi per i servizi ausiliari (sarebbe un carico con lo stesso riferimento identificativo ma segno di potenza invertito), essendo questo trascurabile (circa un 0,02%) rispetto al totale dei prelievi annuali della rete.

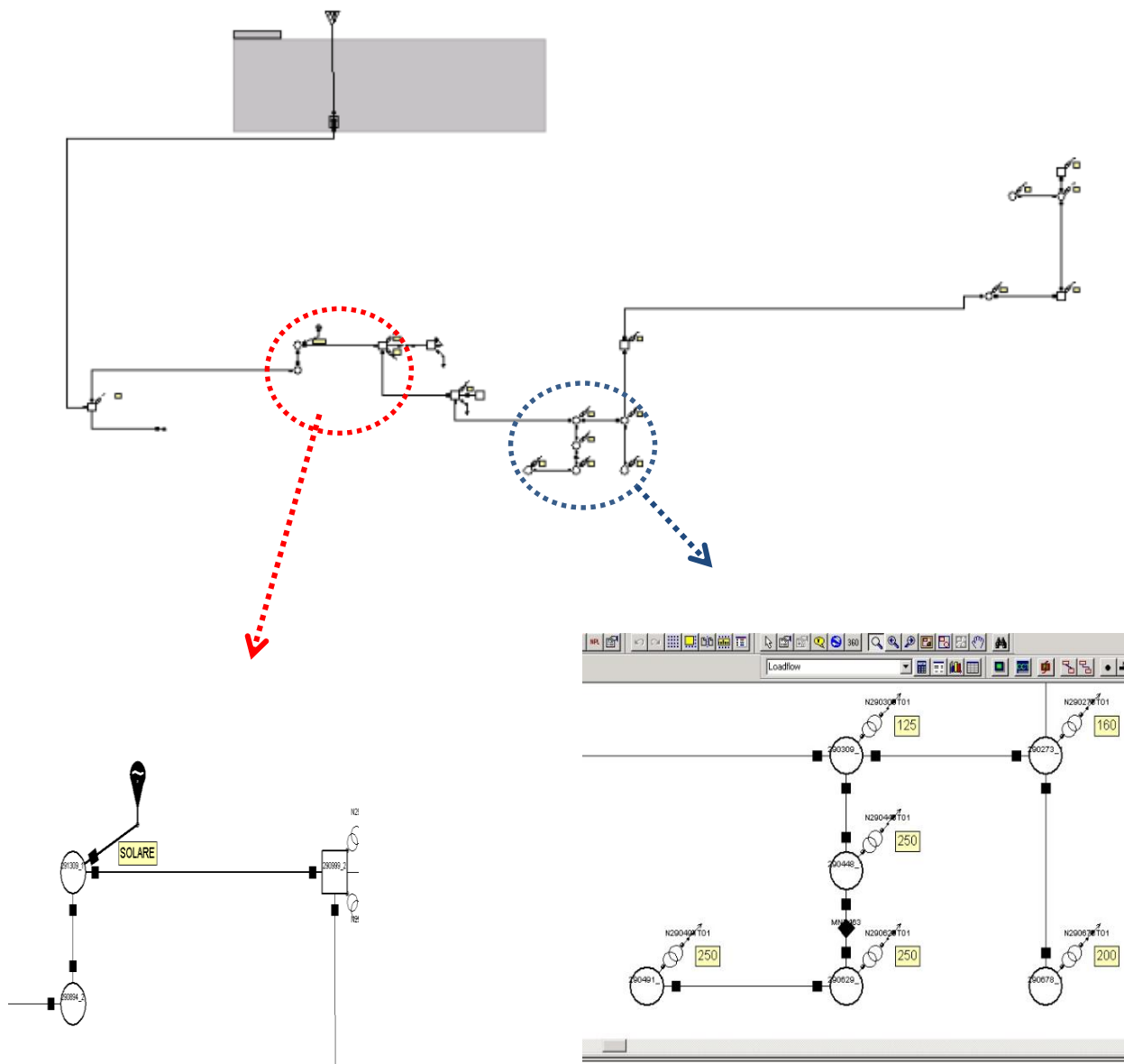


Figura n.7.1.5.2

Modello di rete: in alto in grigio la CP, in rosso è cerchiato il posizionamento dell'impianto GET denominato SOLARE. In blu un gruppo di utenze collegate alle cabine di MT/BT.

Un limite tecnico del programma consiste nel poter valutare il flusso di potenza di una combinazione alla volta di prelievo e immissione.

Per poter fare una valutazione l'energia persa nell'intero anno è necessario innanzitutto capire quante ore all'anno si è verificata una certa condizione di richiesta elettrica e corrispondente produzione fotovoltaica, nel medesimo periodo considerato.

A tal fine, partendo da dati orari di produzione e consumo elettrico è stata realizzata in Excel una matrice 10x10, Tabella n.7.1.5.1, che divide in fasce i consumi e la produzione e cerca di capire quante volte all'anno si verifica una certa combinazione. Le fasce sono state divise in dieci

intervalli, dividendo la differenza tra il valore massimo e il valore minimo per dieci. Per evitare colonne vuote e ottenere risultati più accurati possibili sono stati eliminati intervalli la cui frequenza di avvenimento risultava nulla o comunque molto bassa. In tal modo l'ampiezza di ciascuna fascia ha potuto ridursi riducendo la generalità e dando valori più vicini alla realtà oraria.

In assenza di accumulo, la matrice oraria si presenta con i seguenti valori:

TABELLA ORARIA senza accumulo			intervalli consumi - potenza prelevata media oraria kW										
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
DA			876,1751	1098,325	1320,475	1542,625	1764,775	1986,925	2209,075	2431,225	2653,375	2875,53	3097,68
A			1098,325	1320,475	1542,625	1764,775	1986,925	2209,075	2431,225	2653,375	2875,53	3097,68	
intervalli produzione - potenza media immessa kW	1	0	273,1552	1167	916	768	755	610	427	341	127	11	1
	2	273,16	546,3104	32	59	63	99	115	96	62	9	2	1
	3	546,31	819,4656	30	44	37	53	118	62	40	15	3	3
	4	819,47	1092,6208	30	31	45	61	121	74	34	11	9	2
	5	1092,6	1365,776	33	32	34	41	122	64	37	18	7	5
	6	1365,8	1638,9312	34	25	24	41	83	77	30	9	6	2
	7	1638,9	1912,0864	37	30	19	31	103	44	33	25	17	2
	8	1912,1	2185,2416	45	26	24	21	87	57	46	27	19	15
	9	2185,2	2458,3968	32	24	12	19	34	29	40	19	8	6
	10	2458,4	2731,6	2	5	0	2	3	1	1	0	0	0

Tabella n.7.1.5.1

La tabella è stata realizzata a partire da una matrice ausiliaria che individua quante volte si verifica una certa condizione. Prendendo come esempio la prima riga della prima colonna, 1167 sono le ore del 2017 in cui si verifica una produzione fotovoltaica compresa tra 0 e 273 kWh e una richiesta elettrica compresa tra 876 e 1098 kWh.

R	S	T	U	V	W	X	Y	Z	AA	AB	AC	AD	AE	AF	AG	AH	AI	AJ	AK	AL	AM	AN	AO	AP	AQ	AR	AS	AT	AU	AV
2017	01/01/2017	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1263,6	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	01/01/2017	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1212,1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	01/01/2017	3	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1141,9	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	01/01/2017	4	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1077,3	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	01/01/2017	5	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1035,9	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	01/01/2017	6	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1023,3	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	01/01/2017	7	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1091,3	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	01/01/2017	8	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1129,4	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	01/01/2017	9	41,112	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1147,8	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	01/01/2017	10	283,328	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1212,6	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	01/01/2017	11	780,92	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1293,7	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	01/01/2017	12	1092,36	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1342,9	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	01/01/2017	13	1177,85	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1368,7	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	01/01/2017	14	1030,56	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1282,1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	01/01/2017	15	615,768	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1235,6	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	01/01/2017	16	243,392	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1244,6	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	01/01/2017	17	2109,6	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1335,9	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	01/01/2017	18	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1545,6	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	01/01/2017	19	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1628,8	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	01/01/2017	20	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1696,8	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	01/01/2017	21	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1635,1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	01/01/2017	22	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1651,1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	01/01/2017	23	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1452,1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	01/01/2017	24	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1258,9	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	02/01/2017	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1142,1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	02/01/2017	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1063,3	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	02/01/2017	3	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1025,2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	02/01/2017	4	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1036,7	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	02/01/2017	5	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1056,9	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	02/01/2017	6	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1218	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	02/01/2017	7	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1627,6	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	02/01/2017	8	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1796,4	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	02/01/2017	9	26,086	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2204,6	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	02/01/2017	10	281,944	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2138,1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	02/01/2017	11	744,648	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	2152,3	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	02/01/2017	12	1077,37	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	2191,1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabella n.7.1.5.2

Tabella ausiliaria: dieci colonne a sinistra e a destra della colonna verde calcolano quante volte sono verificate certe condizioni di produzione e consumo. Nelle colonne a destra di quella nera sono invece incrociati i dati delle prime 20 colonne per riempire la matrice oraria.

La fascia di colore più scuro evidenzia che per circa il 60% delle ore totali dell'anno si verifica una richiesta elettrica compresa tra gli intervalli dalla colonna 1 alla 8 (da 876 kWh a 2653 kWh) a fronte di una produzione di riga 1 (da 0 a 273 kWh).

Per ogni combinazione (complessivamente, cento) bisognerà calcolare in Neplan la potenza persa attraverso l'analisi dei Load Flow; a tal fine si dovrà individuare il valore medio energetico, calcolato come la media reale dei valori contenuti all'interno dell'intervallo considerato, di ciascun intervallo di consumo e produzione (Tabella n.7.1.5.2). Tale valore di energia coincide con la potenza media oraria, e sarà quindi il valore da inserire nel programma.

	int1	int2	int3	int4	int5	int6	int7	int8	int9	int10
Consumi medi - kWh	1048,3	1252,0	1477,6	1699,2	1903,4	2119,6	2328,6	2540,6	2750,0	2974,3
Produzione media -kWh	23,2	398,4	683,1	954,2	1233,8	1495,2	1773,9	2048,7	2288,0	2519,4

Tabella n.7.1.5.3

I valori medi dovranno essere ora ripartiti tra i vari carichi presenti sulla linea, Figura n.7.1.5.3. Come base di ripartizione viene utilizzata la somma complessiva dei consumi e della produzione annua rispettivamente per i carichi passivi e quelli attivi. Il valore percentuale ricavato viene infine moltiplicato per la produzione o il consumo medio calcolato per l'intervallo considerato.

TABELLA RIPARTIZIONI		consumi medi		produzione medie										
%	%	%	%	int1	int2	int3	int4	int5	int6	int7	int8	int9	int10	
Somma	376907676307	97301002	5345592	0,376907021	395,0964775	471,892977	556,912488	640,436012	717,401886	798,8855773	877,6761553	957,566	1036,507882	1121,05141
Somma	2318272006	398,4036232	683,1281154	23,18272006	23,18272006	398,4036232	683,1281154	954,1870235	1233,754653	1495,246429	1773,901833	2048,69	2287,960853	2519,40286
Somma	349194,200	-0,875604936	-20,2989041	-34,79134,200	-20,2989041	-348,844179	-598,15035	-835,490867	-1080,28166	-1309,24515	-1553,2372	-1793,8	-2003,34982	-2206,0016
Somma	13,5007453	-0,068901462	-1,5973233	-27,4505919	-1,5973233	-27,4505919	-47,0685256	-65,7448805	-85,0074988	-103,024664	-122,224429	-141,16	-157,643847	-173,59054
Somma	10,8190000	-0,055493603	-1,28643265	-22,1068523	-1,28643265	-22,1068523	-37,9032401	-52,9512754	-68,4654904	-82,376611	-98,4402033	-113,69	-126,36719	-139,61074
Somma	1177532	0,083025431	87,0322212	103,3490259	122,6772032	141,0758431	158,0298041	175,3792613	193,3353235	210,333	228,3223246	246,346251	264,369218	282,392185
Somma	745691	0,052577184	47,65570141	56,91873274	67,17360632	77,24803712	86,53141332	96,35988852	105,8634414	115,5	125,0213883	135,21885	145,316331	155,4148001
Somma	1356184	0,095621827	7,065124365	8,438401149	9,958722014	11,45223161	12,82858468	14,28596304	15,69462535	17,1232	18,53485796	20,0466672	21,55353047	23,06039168
Somma	426332	0,030059818	1,661808309	1,984820708	2,342419769	2,633726587	3,017448456	3,360178502	3,631578159	4,0276	4,359637476	4,71523451	5,00413121	5,24413121
Somma	3151049902	37,63532209	44,41596269	51,07729245	57,21556818	63,71426887	69,39812755	76,3696	82,6658283	89,4082618	96,1914	102,9142275	109,682618	116,4082618
Somma	27,31089271	0,026053554	27,31089271	32,61942133	38,49636247	44,26989409	49,59008245	55,2226591	60,66902815	66,1914	71,64821042	77,4922493	83,21885	88,9422493
Somma	644774	0,045461728	47,65570141	56,91873274	67,17360632	77,24803712	86,53141332	96,35988852	105,8634414	115,5	125,0213883	135,21885	145,316331	155,4148001
Somma	95590	0,00673986	7,065124365	8,438401149	9,958722014	11,45223161	12,82858468	14,28596304	15,69462535	17,1232	18,53485796	20,0466672	21,55353047	23,06039168
Somma	22484	0,001585302	1,661808309	1,984820708	2,342419769	2,633726587	3,017448456	3,360178502	3,631578159	4,0276	4,359637476	4,71523451	5,00413121	5,24413121
Somma	1166875	0,082274027	86,24455481	103,0082576	121,5669395	139,7390665	156,5995893	174,3865369	191,5855837	209,024	226,2565371	244,711318	262,4441318	280,1771318
Somma	801982	0,05654615	59,27505564	70,79658783	83,55179201	96,08255808	107,6239363	119,8542375	131,6749349	143,661	155,5039487	168,187742	180,8165361	193,5454306
Somma	195315	0,013813576	14,80021532	17,29479403	20,41074405	23,47186641	26,2926265	29,27901491	32,16667564	35,0946	37,98783028	40,8466798	43,68798	46,5192901
Somma	545830	0,038485384	40,34268054	48,18425044	56,86545912	65,39391432	73,25270818	81,57295107	89,6181332	97,7755	105,8361912	114,468798	122,5204058	130,5720134
Somma	123131	0,008681721	9,100699113	10,86963879	12,82798829	14,75187904	16,52470405	18,40162512	20,21649664	22,0567	23,87504546	25,6224311	27,3493666	29,0462921
Somma	500413	0,035283122	36,98587801	44,17497264	52,13384203	59,35266868	67,15755355	74,78549212	82,16125696	89,6399	97,02985537	104,344167	111,6584167	118,9679212
Somma	521406	0,036763296	36,53748546	46,02817229	54,32092638	62,46776396	69,37490347	77,32284434	85,60803246	93,4004	101,1003886	109,346716	117,5936467	125,8405768
Somma	143544	0,01012001	10,60943835	12,67163777	14,9546479	17,19748662	19,26421549	21,45223776	23,56804373	25,7133	27,83311697	30,1033458	32,1033458	34,1033458
summa tot annua consumi	14182787	100%	23,18272006	398,4036232	683,1281154	954,1870235	1233,754653	1495,246429	1773,901833	2048,69	2287,960853	2519,40286	2750,036103	2974,34472
summa tot annua produzione	3973406,336	100%	1048,253797	1252,014291	1477,585868	1699,1870235	1903,390355	2119,582636	2328,627768	2540,59	2750,036103	2974,34472	3183,754653	3406,336

Figura n.7.1.5.3

I dati così ottenuti dovranno essere ricombinati tra produzione e consumo in modo da simulare le 100 combinazioni della matrice di cui si vuole calcolare la potenza persa attraverso l'analisi di load flow.

In Figura n.7.1.5.4 vengono riportati i risultati dell'analisi; i valori di energia persa vengono calcolati moltiplicando i valori di potenza persa ottenuti per il numero di ore corrispondente della tabella oraria.

Potenza persa kW			intervalli consumi - potenza prelevata media oraria kW										
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
			876,18	1098,3	1320,5	1542,6	1764,8	1986,9	2209,1	2431,2	2653,4	2875,5	
			1098,3	1320,5	1542,6	1764,8	1986,9	2209,1	2431,2	2653,4	2875,5	3097,7	
intervalli produzione - potenza media immessa kW	1	0	273,16	10,838	15,664	22,087	29,529	37,407	46,83	57,03	68,485	80,94	95,552
	2	273,16	546,31	5,958	9,567	14,62	20,697	27,293	35,339	44,186	54,25	65,295	78,375
	3	546,31	819,47	3,651	6,35	10,388	15,444	21,087	28,107	35,945	44,963	54,968	66,908
	4	819,47	1092,6	2,557	4,405	7,485	11,586	16,334	22,392	29,284	37,329	46,35	57,223
	5	1092,6	1365,8	2,541	3,524	5,633	8,762	12,599	17,678	23,608	30,664	38,691	48,482
	6	1365,8	1638,9	3,536	3,722	4,929	7,164	10,164	14,343	19,385	25,528	32,638	41,425
	7	1638,9	1912,1	5,656	5	5,267	6,559	8,677	11,907	16,02	21,203	27,35	35,089
	8	1912,1	2185,2	8,803	7,333	6,679	7,056	8,317	10,626	10,626	18,085	23,298	30,02
	9	2185,2	2458,4	12,39	10,214	8,774	8,363	8,889	10,408	12,836	16,29	20,696	26,54
	10	2458,4	2731,6	16,596	13,75	11,557	10,394	10,394	10,976	12,665			

Energia persa kWh senza accumulo			intervalli consumi - potenza media immessa kW										
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
			876,1751	1098,325	1320,475	1542,625	1764,775	1986,925	2209,075	2431,225	2653,38	2875,53	
			1098,325	1320,475	1542,625	1764,775	1986,925	2209,075	2431,225	2653,375	2875,53	3097,68	
intervalli produzione - potenza media immessa kW	1	0	273,1552	12647,95	14348,22	16962,82	22294,4	22818,27	19996,41	19447,23	8697,595	890,34	95,552
	2	273,16	546,3104	190,656	564,453	921,06	2049,003	3138,695	3392,544	2739,532	488,25	130,59	78,375
	3	546,31	819,4656	109,53	279,4	384,356	818,532	2488,266	1742,634	1437,8	674,445	164,904	200,724
	4	819,47	1092,6208	76,71	136,555	336,825	706,746	1376,414	1657,008	995,656	410,619	417,15	114,446
	5	1092,6	1365,776	83,853	112,768	191,522	359,242	1537,078	1131,392	873,496	551,952	270,837	242,41
	6	1365,8	1638,9312	120,224	93,05	118,296	293,724	843,612	1104,411	581,55	229,752	195,828	82,85
	7	1638,9	1912,0864	209,272	150	100,073	203,329	893,731	523,908	528,66	530,075	464,95	70,178
	8	1912,1	2185,2416	396,135	190,658	160,296	148,176	723,579	605,682	488,796	488,295	442,662	450,3
	9	2185,2	2458,3968	396,48	245,136	105,288	158,897	302,226	301,832	513,44	309,51	165,568	159,24
	10	2458,4	2731,6	33,192	68,75	0	20,788	31,182	10,976	12,665			

Figura n.7.1.5.4

La situazione che maggiormente grava a livello di perdite di potenza sulla rete è il momento in cui si verifica un'importante richiesta energetica a fronte di una bassa produzione fotovoltaica (produzione fascia 1, consumi fascia 10, lo stesso vale naturalmente in completa assenza del fotovoltaico). A livello energetico però la combinazione produzione1-consumi10 si verifica una sola ora in un anno, per tanto l'attenzione dovrà essere posta alle configurazioni maggiormente frequenti, come la fascia di consumi 1-8 (vedere tabella oraria), responsabile da sola del 70% dell'energia persa totale durante il 2017. Quest'ultima infatti è la classica situazione serale/notturna in cui il fotovoltaico cala la sua produzione fino ad azzerarla, mentre i bisogni serali fanno aumentare gravosamente la richiesta elettrica.

I valori di potenza persa corrispondenti a una produzione di fascia 1 e consumi di fascia 1-8 sono confrontabili con i valori in cui la fascia consumi è la stessa ma la produzione arriva in fascia 10: questa è infatti la situazione opposta in cui si verifica un picco di produzione fotovoltaica a fronte di una scarsa richiesta di energia elettrica, che però, in termini energetici non ha un peso altrettanto importante vista la frequenza nettamente inferiore in cui tale situazione si verifica: questi episodi si

manifestano infatti alcune ore durante l'anno, soprattutto nei periodi estivi primaverili, nei giorni festivi.

senza fotovoltaico	consumi fascia intervalli									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	876,2	1098,3	1320,5	1542,6	1764,8	1986,9	2209,1	2431,2	2653,4	2875,5
	1098,3	1320,5	1542,6	1764,8	1986,9	2209,1	2431,2	2653,4	2875,5	3097,7
ore fascia	1442,0	1192,0	1026,0	1123,0	1396,0	931,0	664,0	260,0	82,0	37,0
potenza persa kW	11,2	16,1	22,6	30,1	38,1	47,6	57,9	69,4	82,0	96,7
energia persa kWh	16164,8	19204,3	23210,2	33856,2	53190,4	44328,6	38444,3	18054,9	6722,5	3577,5

TABELLA RIASSUNTIVA	2017	2016
Somma totale energia persa senza rinnovabile (MWh)	256,75	256,75
Somma totale energia persa con presenza rinnovabile (MWh)	186,64	186,26
Recupero con fotovoltaico (MWh)	70,11	70,49
Stima valore economico euro, con prezzo energia medio 0,05 euro / kWh	4.206,68	4.229,35

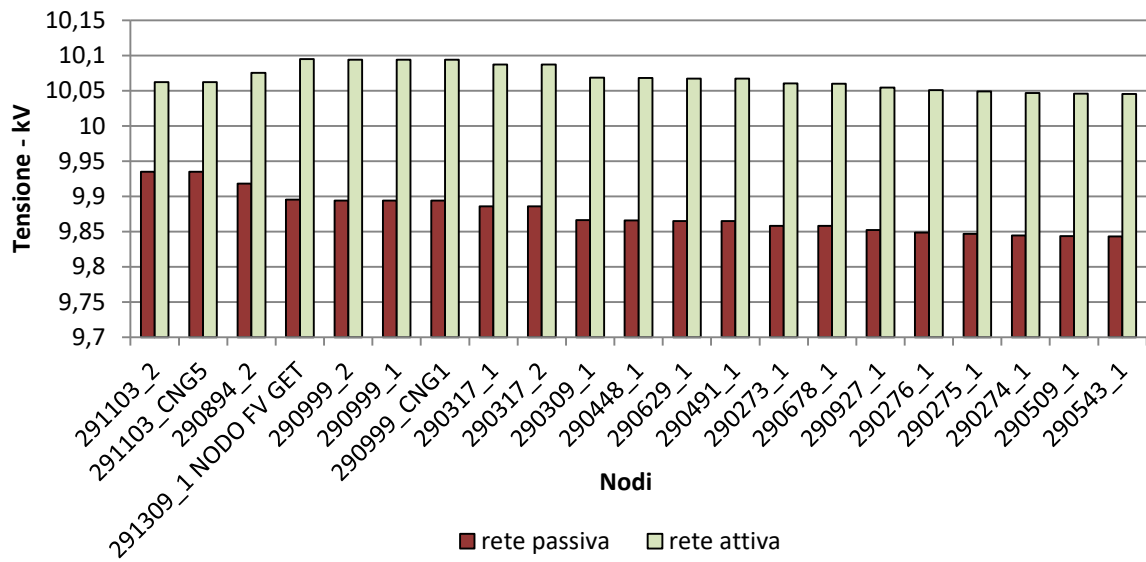
Tabella n.7.1.5.4

In Tabella n.7.1.5.4 si è quantificato quanto la presenza del fotovoltaico riesca a ridurre le distanze tra carico e generazione, e di conseguenza ridurre le perdite in rete, in questo caso, di circa il 30% rispetto alla situazione priva di rinnovabile, per un valore economico di circa 4 mila euro all'anno. Come si diceva precedentemente, una penetrazione troppo preponderante del rinnovabile potrebbe però avere effetti negativi sul valore della tensione e della frequenza della rete. Si cerca quindi di quantificare in questi termini il profilo della tensione nel momento dell'anno in cui si riscontra il massimo disallineamento tra produzione fotovoltaica e richiesta dei carichi, e nello specifico la situazione in cui il fotovoltaico produce in eccesso rispetto la richiesta (il disallineamento opposto sarebbe una situazione di rete passiva, ovvero come se non esistesse la generazione distribuita, mentre noi vogliamo identificare l'impatto che può avere quest'ultima). Verrà confrontato in seguito questo valore con il servizio di regolazione della tensione che potrebbe offrire un sistema di accumulo per riallineare l'offerta alla domanda.

7.1.6 ANALISI DELLA TENSIONE

Si analizza come la generazione distribuita modifichi l'assetto delle tensioni della rete, in particolare in un giorno in cui la produzione fotovoltaica supera la richiesta dei carichi.

Profili tensione ai nodi rete MT 10 kV- 21 maggio ore 13



Profili tensione ai nodi rete BT 10 kV- 21 maggio ore 13

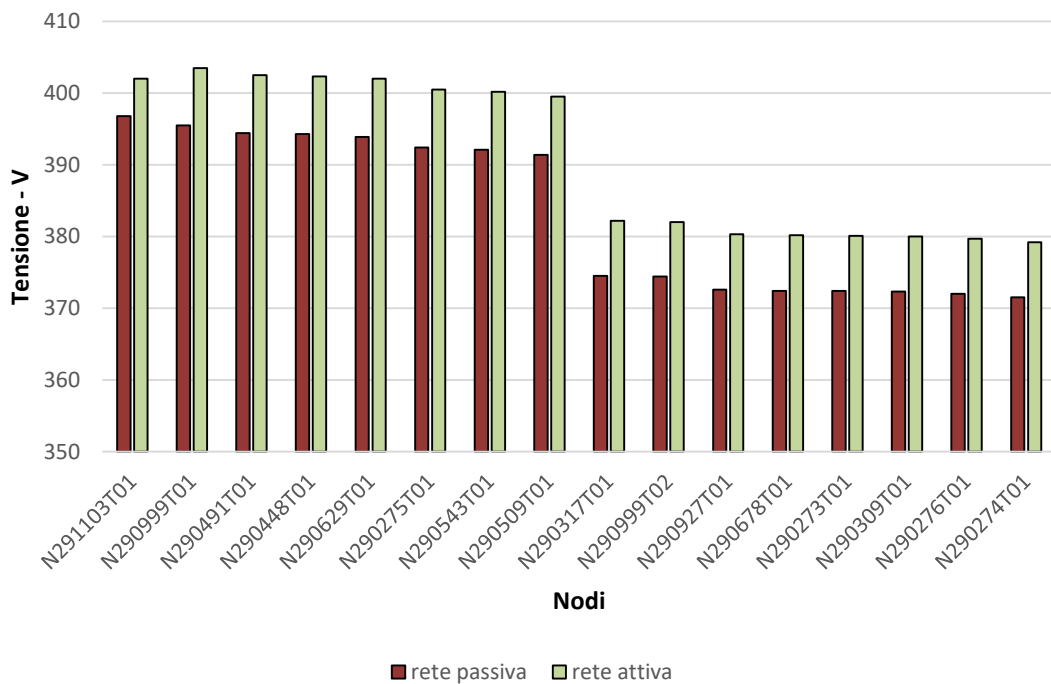


Figura n 7.1.6.1

Si osserva subito l'innalzamento della tensione su ciascun nodo del tratto di media e bassa tensione, Figura n 7.1.6.1, provocato dalla presenza fotovoltaica; ma non solo: in una situazione di esercizio "normale" in cui la rete è passiva (in colore rosso), il valore della tensione diminuisce man mano che i flussi di potenza (attiva e reattiva) attraversano la rete, a causa delle cadute di tensione che avvengono nei vari collegamenti. Quando però la rete è attiva, e quindi esistono elementi in grado di erogare energia elettrica, è possibili che si verifichino situazioni in cui il profilo di tensione da decrescente diventi in alcuni tratti crescente (come si può osservare nella Figura n 7.1.6.2).

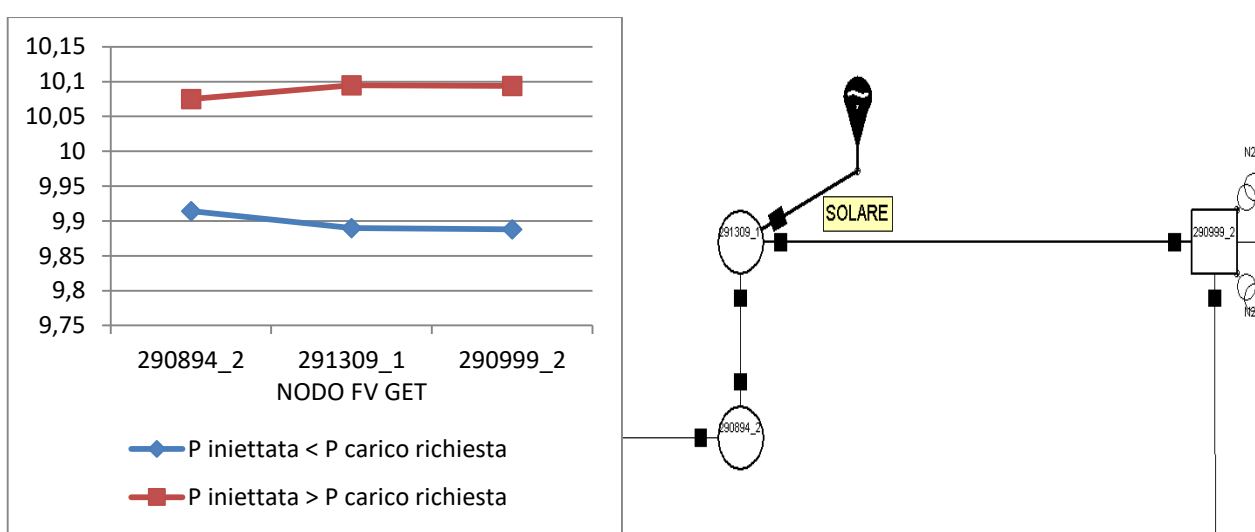


Figura n 7.1.6.2

Questo avviene quando la potenza immessa dal generatore arriva a superare la potenza richiesta dai carichi a monte nel nodo del fotovoltaico. La caduta di tensione risulterà in questo caso negativa rispetto alla stessa misurazione per una rete passiva, e ciò si traduce con un'inversione di flusso sul tratto a monte del fotovoltaico e un andamento di tensione crescente. Ciò non è di per sé un problema fintanto che l'inversione non va ad interessare la CP e la tensione rimane dentro il range prestabilito; nella situazione considerata, anche nel peggiore dei casi di disallineamento tra produzione (in eccesso) e carico, l'innalzamento di tensione rimane ampiamente nell'intervallo di tolleranza richiesto ($\pm 10\% U_n$ per il 95% del tempo).

Sarebbe interessante valutare l'entità della presenza rinnovabile sulla rete "dogana" che porta alla fuoriuscita del range di tolleranza per un numero di ore superiore al 5% ammesso. Ciò, però, è teoricamente non quantificabile a causa delle molteplici variabili in gioco, prima tra tutte, la distribuzione sulla rete di un ipotetico aumento incontrollato di generatori rinnovabili. E' infatti vero

che, a fronte di una richiesta di allacciamento alla rete di un impianto che immette energia in rete, l'impresa distributrice valuta la possibilità dell'allaccio e quindi se il valore di potenza richiesto sia compatibile o meno con la capacità della rete stessa. In caso contrario, infatti, risulta necessario un potenziamento della rete per accogliere la potenza richiesta. Per tutti questi motivi non è possibile quantificare in che modo un aumento percentuale di produzione elettrica da parte di nuovi impianti rinnovabili possa modificare l'assetto della rete.

Ad ogni modo, pur consapevoli di tali limiti, si cerca a titolo di esempio di capire quale valore di potenza immessa (e quindi quale taglia dell'impianto) nelle stesse condizioni prima analizzate (a parità di assetto di rete e di richiesta elettrica) porta alla fuoriuscita dal range accettabile.

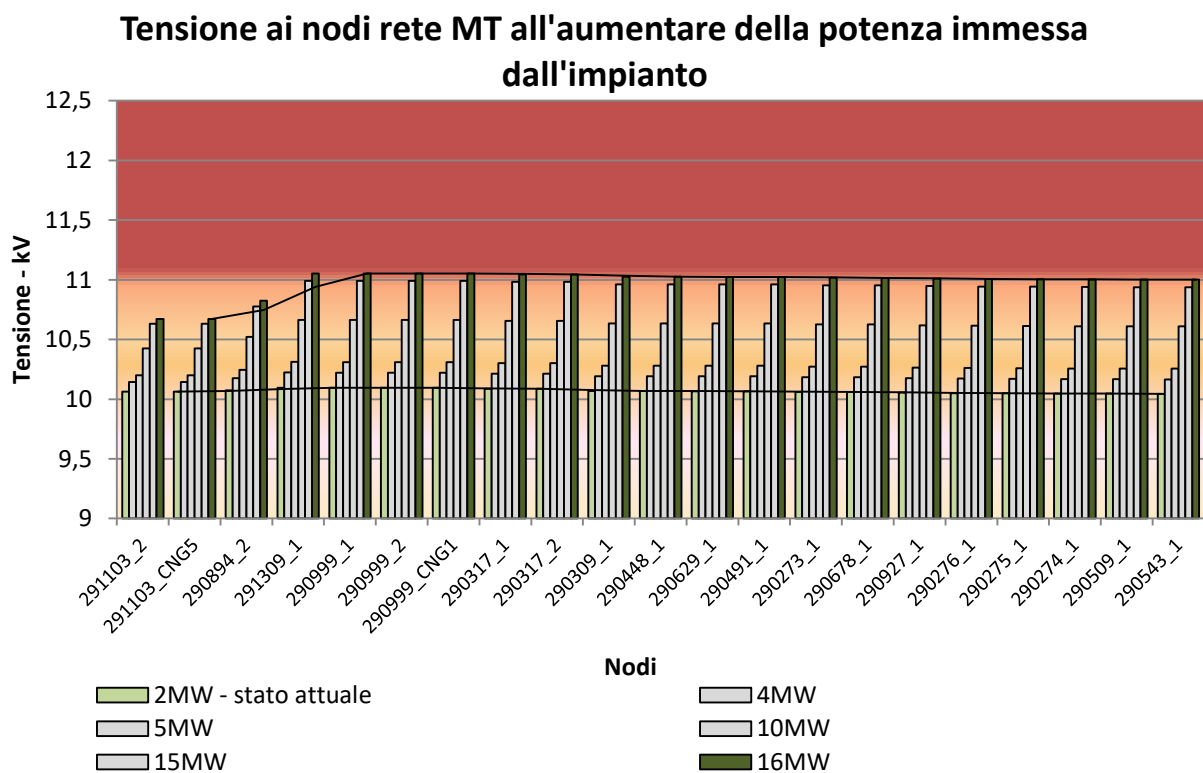


Figura n 7.1.6.3

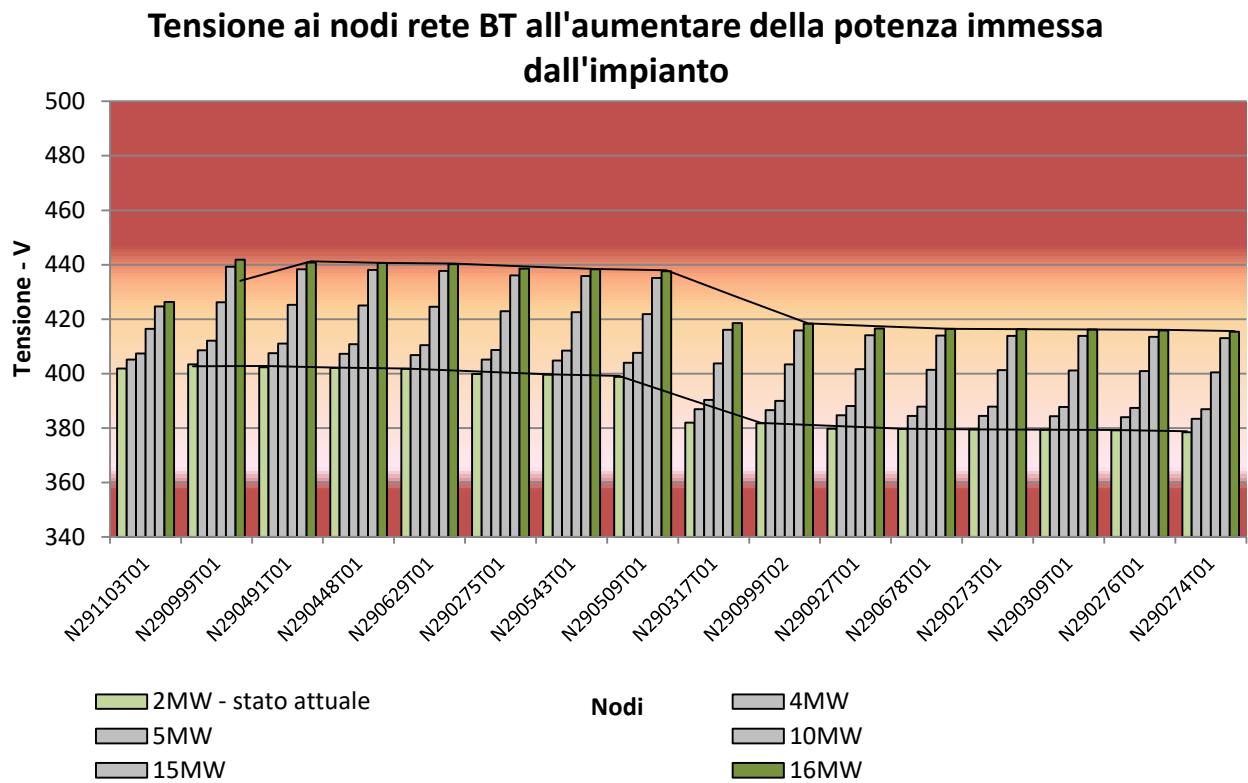
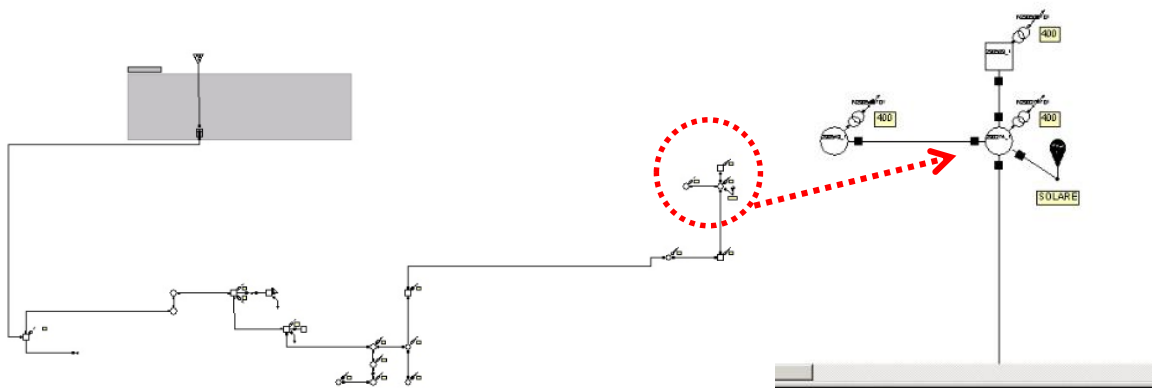


Figura n 7.1.6.4

Aumentando teoricamente di otto volte la taglia attuale dell'impianto la tensione inizia ad uscire mediamente dal range.

Ma al di là di questa improbabile situazione, più interessante è provare a cambiare la collocazione dell'impianto fotovoltaico, che viene così posizionato in fondo alla rete, come in Figura n 7.1.6.5 (distanza massima dalla CP).



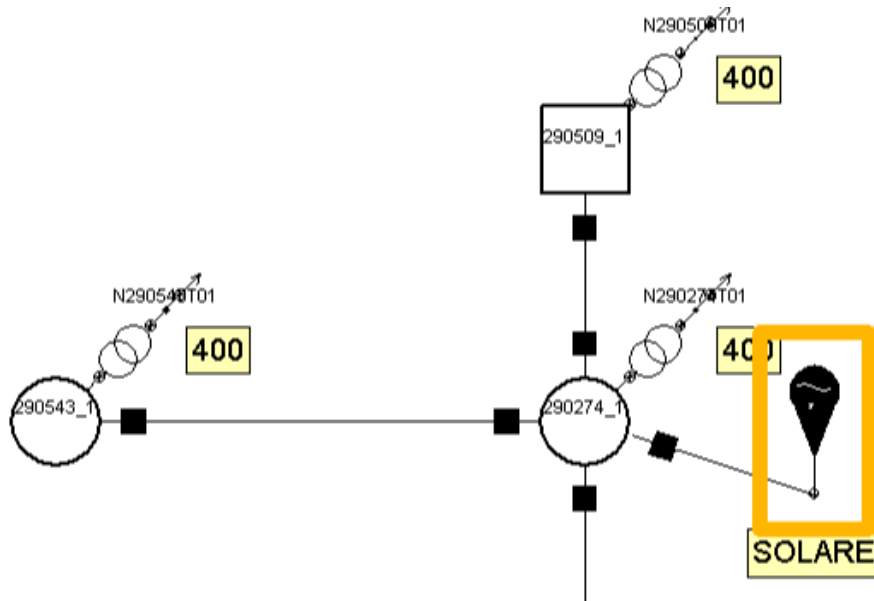


Figura n 7.1.6.5

Tensione ai nodi rete MT all'aumentare della potenza immessa dall'impianto - secondo posizionamento

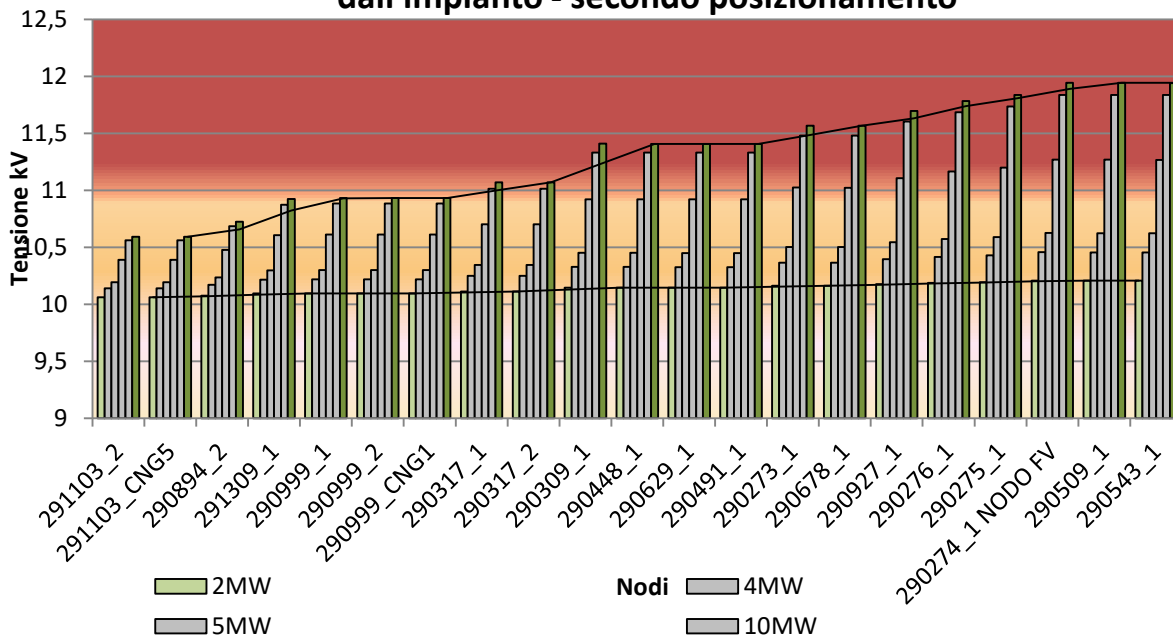


Figura n 7.1.6.6

Tensione ai nodi rete BT all'aumentare della potenza immessa dall'impianto - secondo posizionamento

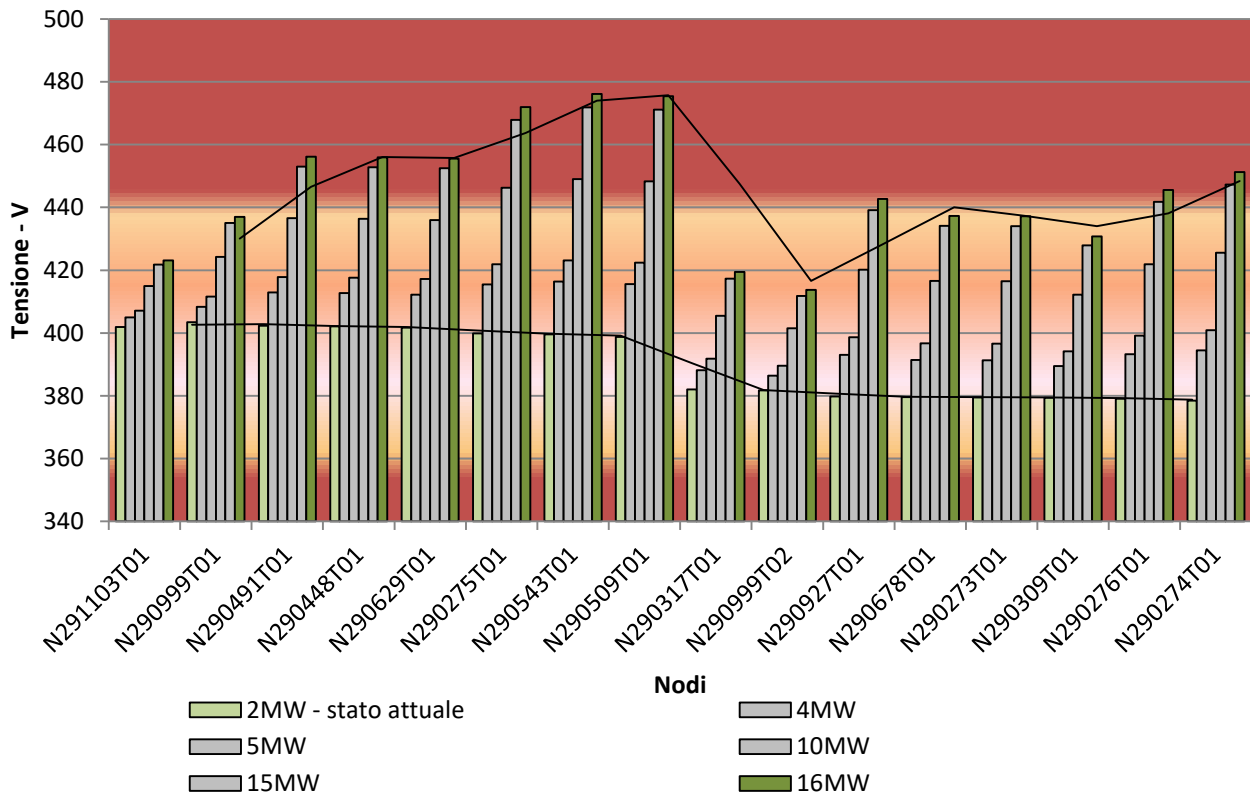


Figura n 7.1.6.7

Posizionando lo stesso fotovoltaico in fondo alla linea si verifica un andamento in forte opposizione al profilo monotono decrescente del caso passivo e già con una taglia poco più doppia rispetto a quella reale si inizia sfiorare ampiamente il range tollerato (Figura n 7.1.6.6 e Figura n 7.1.6.7). Questo fa riflettere su come la posizione della generazione influenzi fortemente le grandezze da tener sotto controllo per garantire il corretto funzionamento della rete, e situazioni di questa entità comporterebbe necessariamente una revisione dell'assetto generale se non l'utilizzo di accumuli.

Nel caso considerato, si è però ben lontani da questa ipotesi: la posizione centrale dell'impianto si dimostra alquanto favorevole sia nel limitare le perdite, sia nel mantenere la tensione nel giusto range anche nei casi di massima energia in surplus: anche arrivando ad avere un impianto 8 volte più grande la fuoriuscita dal range è comunque più lieve rispetto al posizionamento in fondo alla linea.

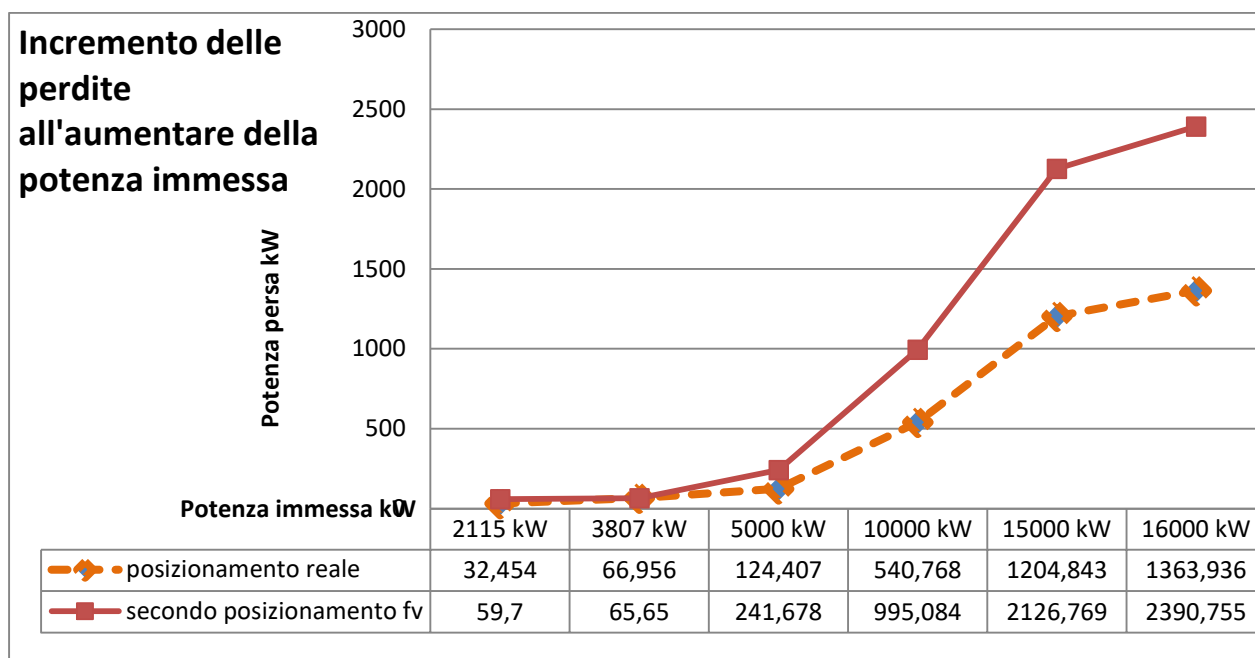


Figura n 7.1.6.8

Con l'impianto fotovoltaico in fondo alla linea, già aumentando del doppio la taglia dell'impianto, le perdite iniziano a diventare dell'ordine del MW (attualmente una trentina di kW di potenza persa con la reale posizione centrale); un ordine di grandezza interessante se si presentasse per un numero di volte sufficienti a rendere più conveniente l'investimento in un sistema di accumulo rispetto al costo dell'energia persa. E' improbabile però che la situazione che si presenta nella realtà ricada in questa circostanza: da questo grafico si può intuire infatti come l'utilizzo di un accumulo possa in realtà rivelarsi non giustificabile: già di per sé, la fonte rinnovabile aiuta a ridurre le perdite, avvicinando, come visto, carico e generazione, ma lo stesso si può dire delle perdite dovute allo stesso impianto quando è in sovrapproduzione: anche nel caso peggiore siamo a livelli inferiori al centinaio di kW di potenza persa in una data ora, valori probabilmente troppo bassi per essere sfruttati in modo conveniente in termini economici.

Si cerca comunque di quantificare quale sarebbe effettivamente il contributo di un sistema di accumulo nella situazione esistente.

7.1.7 IL SISTEMA DI ACCUMULO: IL MODELLO IN EXCEL E IL DIMENSIONAMENTO

E' stato realizzato in Excel un modello di accumulo variabile con la taglia con l'obiettivo di immagazzinare l'energia in surplus e riutilizzarla secondo due diverse modalità: una modalità automatica, per la quale viene reimpressa l'energia accumulata non appena la richiesta elettrica supera la produzione fotovoltaica, e una modalità controllata, in cui invece viene reimpresso il surplus solo

in un determinato intervallo di produzione-consumo, in particolare quando la produzione è compresa tra 0 e 273 kWh (intervallo produzione 1) e il consumo varia tra 876 e 2431 kWh (intervallo consumi da 1 a 7), essendo questi intervalli i responsabili principali delle perdite di energia in rete, vista la frequenza con cui si verificano. Questo range verrà chiamato “critico”.

Il foglio excel per simulare il funzionamento dell'accumulo si presenta come in Figura n.7.1.7.1, a sinistra il funzionamento automatico, a destra quello controllato:

INDICATORI ACCUMULO AUTOMATICO												rendimento sistema 3%				INDICATORI ACCUMULO CONTROLLATO																			
fabbisogno tot		-10511458,20		energia massima scar		302077,54		energia massima scambi		302078		fabbisogno critico tot		-7736234,43		74% del fab tot		energia scambiata		260512		massima energia acc		302077,5387		8% della gen tot		numero contoflussi		75		n volte range critico (in ci		5261 n g	
puoi soddisfare al ma		4%		n volte range critico		5261 n goal		88		47,83%		efficienza efficienza assoluta		1,67%		max goal possibili (10 l		184		n volte range critico (n ci		321		assorbimento (assorb		88,19%		energia scambiata%		86,24%		numero cicli		52,1024	
taglia confronto		2000		assorbimento (assort		65,20%		energia scambiata%		51,33%		numero cicli		77,530883		VERIFICA (n immissi n goal)		num immission		284		num goal		284		range scarica l(1-7)		taglia (k/vh)		5000		stato di CARICA SC		260512	
funzionamento automatico: scarica se eccedenza												funzionamento cont																							
caso migliore: partenza con batteria ca																																			

giorno	ora	generazi	consumi bis	ECCEDEN	635	TAGLIA k/vh	155062	155062	INPUT MATRICE	ecoedenza	22	contoflus	qualfas	fabbisogno critico	range scarica l(1-7)	taglia (k/vh)	5000	stato di CARICA SC	260512
2/05/2017	1	0	0	983,391016	-983,3910	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
2/05/2017	2	0	0	891,3950834	-891,3951	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
2/05/2017	3	0	0	836,1229295	-836,1229	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2/05/2017	4	0	0	810,8888555	-810,8887	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2/05/2017	5	0	0	783,5575757	-783,5576	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2/05/2017	6	66	74,776	743,8168395	-669,1409	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2/05/2017	7	390,6	433,936	747,4858728	-313,5499	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2/05/2017	8	782,4	881,472	840,8891064	40,582894	1	40,582894	0,0202914	40,583	0	840,8891064	0	0	0	0	0	0	0	0
2/05/2017	9	1514,4	1763,58	929,483365	834,10063	1	874,683953	0,4373418	834,1	0	929,483365	0	0	0	0	0	0	0	0
2/05/2017	10	1749	2029,48	1004,429776	1025,0502	1	1899,7338	0,9498669	1025,1	0	1004,429776	0	0	0	0	0	0	0	0
2/05/2017	11	1972,8	2290,07	1039,631677	1250,4403	1	2000	1	100,27	0	2189,805753	1150,1741	1	1	0	0	0	0	0
2/05/2017	12	2195	2453,5	1050,1886	1403,3774	1	2000	1	0	0	2453,496	1403,3774	1	1	0	0	0	0	0
2/05/2017	13	2133	2472,01	1063,391864	1418,6161	1	2000	1	0	0	2472,008	1418,6161	1	1	0	0	0	0	0
2/05/2017	14	2047,8	2372,13	1007,380198	1364,7479	1	2000	1	0	0	2372,128	1364,7479	1	1	0	0	0	0	0
2/05/2017	15	1849,2	2141,28	982,6204349	1159,6596	1	2000	1	0	0	2141,28	1159,6596	1	1	0	0	0	0	0
2/05/2017	16	1555,2	1798,52	968,251466	830,28958	1	2000	1	0	0	1798,52	830,28958	1	1	0	0	0	0	0
2/05/2017	17	1137	1315,49	978,4739067	337,0109	1	2000	1	0	0	1315,498	337,01099	0	0	0	0	0	0	0
2/05/2017	18	657	760,4	1000,062234	-239,6622	0	1760,3378	0,8801689	0	239,662	1000,06234	0	0	0	0	0	0	0	0

Figura n.7.1.7.1

In rosa e verde vengono riportati rispettivamente i valori orari della generazione fotovoltaica e dei consumi. La colonna a fianco di quella dei consumi riporta invece le eccedenze orarie del fotovoltaico, che andranno a caricarsi nell'accumulo. Nella colonna gialla sono inseriti i valori cumulati per simulare il comportamento dell'accumulo (a fianco, lo stato di carica mostra percentualmente il livello di carica in una certa ora): i singoli valori di energia che vanno via via ad accumularsi sono riportati nella colonna “carica”. L'accumulo di energia si interrompe all'arrivo della taglia scelta (nell'esempio riportato, 2MWh) per poi scaricarsi progressivamente in base al criterio scelto (in figura viene riportato il comportamento automatico, mentre nella parte destra si intravede il comportamento controllato); analogamente, anche per la fase di scarica i valori singoli di potenza immessa nella determinata ora sono riportati nella colonna “scarica”(complessivamente si verifica che la somma dell'energia caricata e scaricata coincide).

La colonna a destra intitolata “range scarica 1-(1-7)” segnala le volte in cui il range è critico (valutando le colonne di consumo e produzione a sinistra).

La colonna di nostro interesse, “INPUT MATRICE- nuova generazione” è evidenziata in blu ed è la colonna che sarà da input per calcolare la nuova tabella oraria: ci si aspetta una riduzione delle ore “critiche” che è tanto più importante tanto più l’accumulo è in grado di immagazzinare e scambiare energia con la rete.

Per quantificare quale taglia dell’accumulo si maggiormente in grado di scambiare questa energia, anche in relazione alla fattibilità tecnico-economica, sono stati realizzati degli indicatori, Figura n.7.1.7.2 calcolati a partire dai dati contenuti nelle tabelle sopra citate.

INDICATORI ACCUMULO AUTOMATICO		rendimento sistema		3%
energia massima scar	302077,54			
energia scambiata	155061,77			
surplus	221			
n volte range critico	5261	n goal	88	efficienza 47,83% efficienza assoluta 1,67%
max goal possibili (10 f	184			
assorbimento (assort	65,20%			
energia scambiata%	51,33%			
numero cicli	77,530883			

INDICATORI ACCUMULO AUTOMATICO		rendimento sistema		3%
energia massima scar	302077,54			
energia scambiata	302077,54			
surplus	0			
n volte range critico	5261	n goal	184	efficienza 100,00% efficienza assoluta 3,50%
max goal possibili (10 f	184			
assorbimento (assort	100,00%			
energia scambiata%	100,00%			
numero cicli	30,207754			

Figura n.7.1.7.2

DEFINIZIONI

ENERGIA MASSIMA SCAMBIABILE = sommatoria scariche annuali, corrisponde all'energia massima in surplus, la si può in alternativa ricavare variando la taglia dell’accumulo fino a trovarne un valore asintotico.

ENERGIA SCAMBIATA= per una data taglia, corrisponde alla sommatoria delle scariche.

SURPLUS= energia residua in eccedenza

RANGE CRITICO= ricordiamo che corrisponde alla combinazione tra un intervallo di produzione 1 (da 0 a 273 kWh) a fronte di range di consumi da 3 a 7 (da 237 - 2480 kWh).

NUMERO DI GOAL = numero di volte in cui il range è critico e l’accumulo scarica.

NB): numero di goal= riferito all'immissione durante range critico per ENTRAMBI I sistemi (automatico e controllato) Si vuole infatti valutare l'efficienza dei due sistemi nella riduzione delle perdite: il contributo è maggiore se l'immissione avviene nel range critico. Nel caso di modalità automatica, vengono anche riportati i valori di immissione fuori dal range critico, essendo appunto il momento della scarica non sotto controllo.

NUMERO RANGE CRITICO= numero di volte in cui servirebbe un'immissione.

NUMERO MASSIMO GOAL POSSIBILI= massimo numero di volte che potenzialmente potrei immettere: dipende dall'energia in surplus (determina il massimo accumulabile) e dalla taglia scelta.

$$\text{RENDIMENTO RELATIVO} = \frac{\text{N goal con certa taglia}}{\text{N goal massimi realizzabili con la massima taglia}}$$

$$\text{RENDIMENTO ASSOLUTO} = \frac{\text{N goal con certa taglia}}{\text{N volte in cui servirebbe immettere energia}}$$

Per come è definito, il rendimento relativo permette di capire quanto una certa taglia sia in grado di assolvere la sua funzione, rispetto al massimo valore di energia accumulabile. Ad esempio, con la taglia massima si riesce ad accumulare tutta l'energia in surplus, per tanto l'efficienza in questi termini è anch'essa massima, se al contrario, non tutta l'energia in eccedenza riesce ad essere accumulata (caso taglia 2 MWh) il rendimento sarà inferiore (nell'esempio, circa il 48%).

Il rendimento assoluto invece, calcolato come il rapporto tra ciò che l'accumulo riesce a fare rispetto a quello che si vorrebbe facesse, presenta valori molto bassi. Infatti, esso dipende dall'energia massima accumulabile che, relativamente all'anno 2017 riguarda l'8% della generazione totale. Raggiunta la taglia massima di 10 MWh, non c'è più energia da accumulare, per tanto, oltre tale valore non si può più trarre un beneficio aggiuntivo.

ASSORBIMENTO% = % assorbita rispetto l'assorbibile

$$\text{ENERGIA SCAMBIATA}\% = \frac{\text{energia scambiata}}{\text{n volte ienergia max scambiabile}}$$

$$\text{NUMERO DI CICLI} = \frac{\Sigma \text{cariche (o scariche)}}{\text{taglia}}$$

Confrontando i valori ottenuti per i due sistemi al variare della taglia si ricavano i seguenti grafici riportanti l'energia scambiata, il rendimento relativo, la riduzione del numero di ore critiche e la riduzione del numero di surplus.

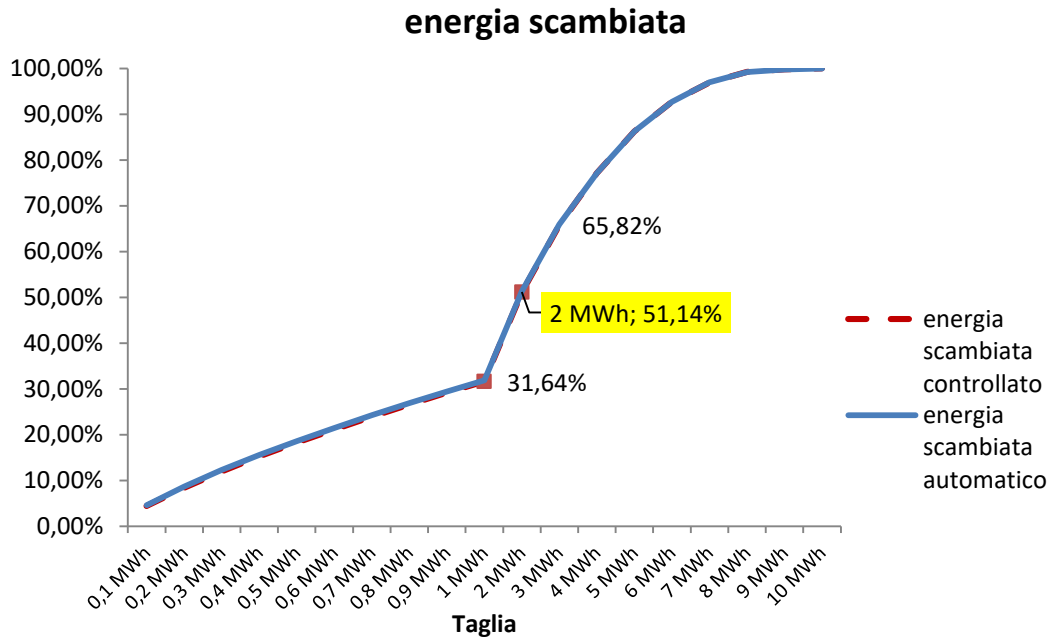


Figura n.7.1.7.3

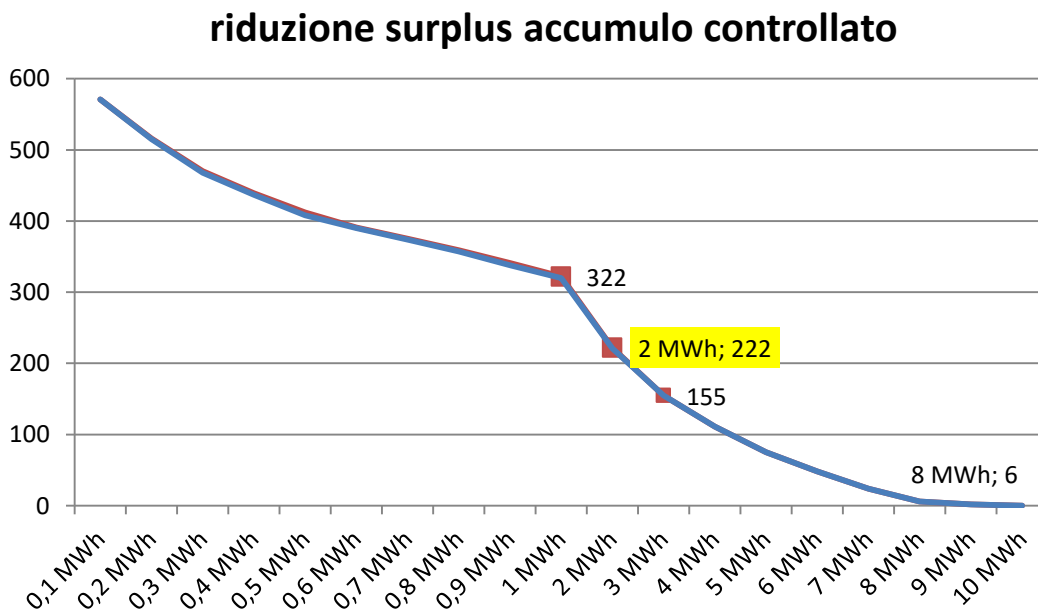


Figura n.7.1.7.4

Per quanto riguarda l'energia scambiata, Figura n.7.1.7.3, e la riduzione del numero di surplus, Figura n.7.1.7.4, non c'è molta differenza tra usare la modalità automatica rispetto a quella controllata, le due curve appaiono infatti sovrapposte. Analizzando una fittizia retta che approssimi le due curve, essa cambia in modo consistente la sua pendenza in corrispondenza di 1 MWh. Analogamente avviene per le curve a seguire.

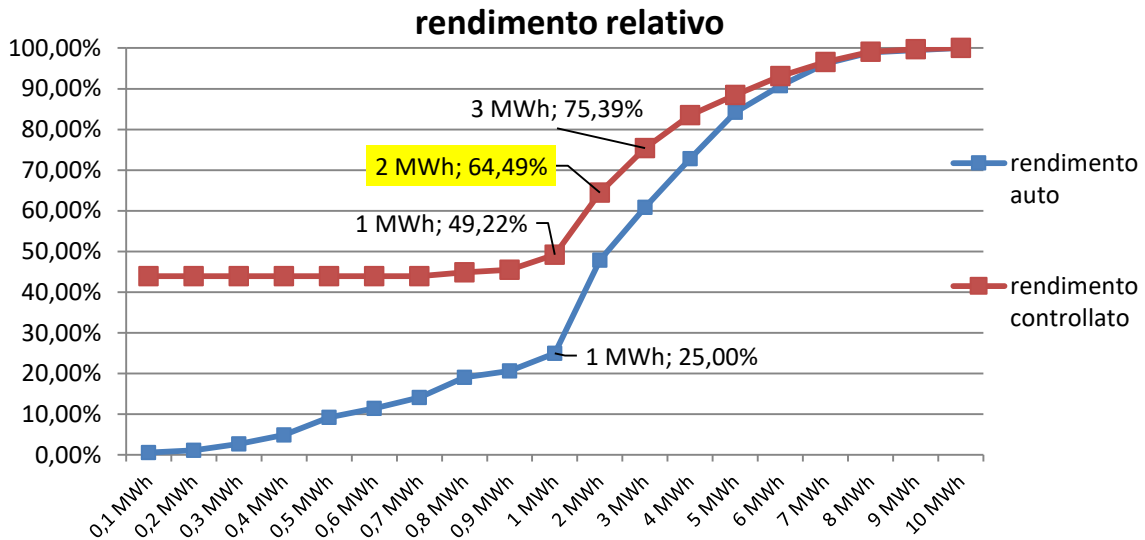


Figura n.7.1.7.5

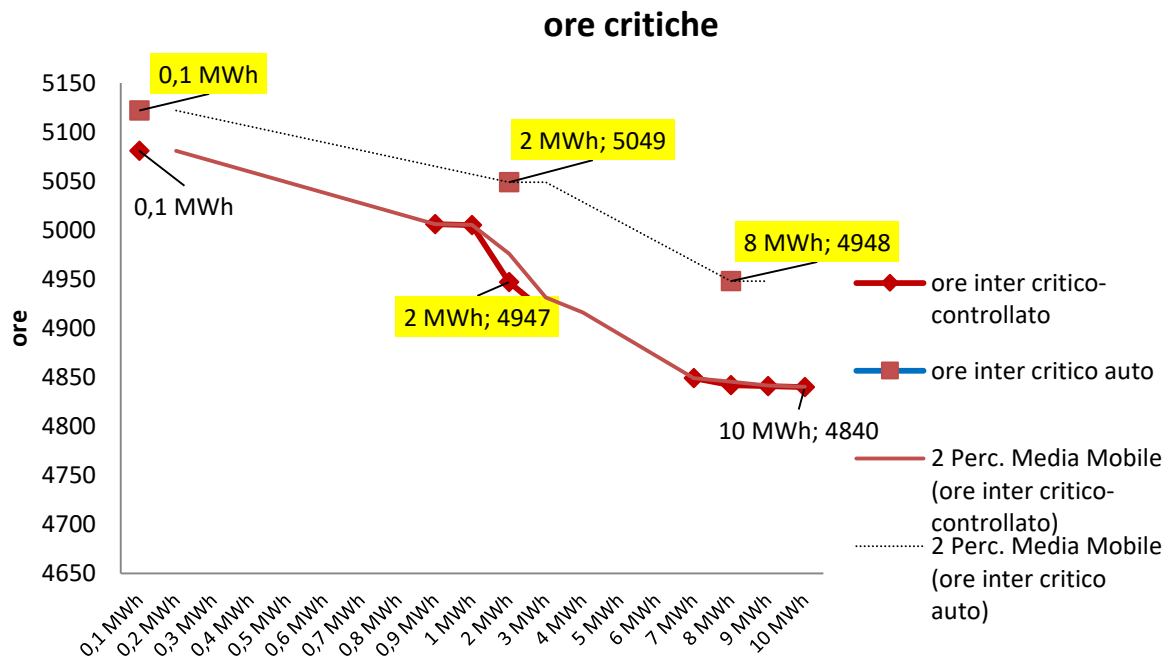


Figura n.7.1.7.6

La differenza tra i due sistemi inizia a percepirsi considerando i rendimenti relativi, Figura n.7.1.7.5, e la riduzione del numero di ore critiche, Figura n.7.1.7.6: da osservare come già con un accumulo da 2MWh in modalità di immissione controllata si sia in grado di raggiungere il beneficio ottenibile con un accumulo di taglia nettamente superiore, come 8MWh, ma in modalità automatica. La riduzione delle ore critiche sono il principale focus dell'analisi, essendo il loro valore legato, come visto precedentemente, all'energia complessivamente persa durante l'anno. Immettere indistintamente l'energia accumulata comporta quindi un beneficio inferiore rispetto a quello ottenibile immettendo con un certo criterio.

Come già detto, il beneficio massimo può essere ottenuto con un accumulo da 10 MWh, sarà dunque questa la taglia di riferimento con cui confronteremo i risultati ottenibili con taglie più piccole.

In ogni caso, le taglie candidabili saranno sicuramente superiori a 1 MWh, valore che rappresenta lo spartiacque per ottenere una qualche incidenza sulla riduzione delle perdite.

7.1.8 ESEMPIO DI FUNZIONAMENTO

Prendiamo in esame il funzionamento dell'accumulo durante i giorni in cui si verifica il massimo surplus di energia, al variare della taglia.

Il mese di aprile è il mese in cui si registra complessivamente più energia in surplus, mentre maggio è il mese che presenta il valore puntuale massimo di surplus.

APRILE	kWh somma	kWh medi	MAGGIO	kWh somma	kWh medi
lunedì	9519,19	99,16	lunedì	3019,79	25,16
martedì	2096,19	21,84	martedì	4693,90	39,12
mercoledì	5678,41	59,15	mercoledì	2531,35	21,09
giovedì	3499,52	36,45	giovedì	1342,93	13,99
venerdì	3103,89	32,33	venerdì	3599,56	37,50
sabato	17401,35 (25%del totale)	145,01	sabato	13426,08 (25%del totale)	139,86
domenica	28509,31	237,58	domenica	25261,03	263,14

	(40%del totale)		(47%del totale)
Totale aprile	69807,85767	Totale maggio	53874,63682
Totale festive	45910,7	Totale festive	38687,1
Totale feriali	23897,2	Totale feriali	15187,5

Tabella n.7.1.8.1

Analizzando la distribuzione dell'energia in surplus nei due mesi balza all'occhio come più del doppio delle eccedenze siano concentrate nei giorni festivi, come ci si poteva aspettare (riassunto dati in Tabella n.7.1.8.1).

Consideriamo il giorno in cui si verifica il picco di surplus per i due mesi, ovvero lunedì 17 aprile e domenica 21 maggio.

Da notare come lunedì 17 aprile sia in realtà un giorno festivo (Pasquetta).

Per osservare meglio i risultati è stata inserita anche la giornata successiva e precedente a quella considerata.

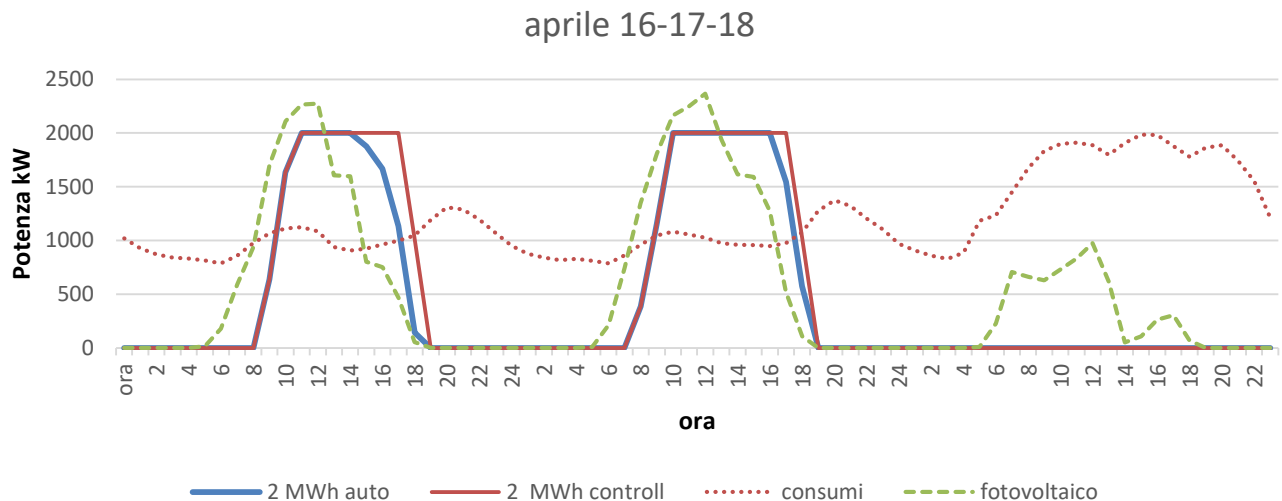


Figura n.7.1.8.1a

Curva rosso-blu riporta la carica e la scarica dell'accumulo: la carica ha inizio non appena la curva verde del fotovoltaico supera la curva rosso chiaro rappresentativa dei consumi, la scarica invece avviene in momenti differenti a seconda del criterio di immissione utilizzato

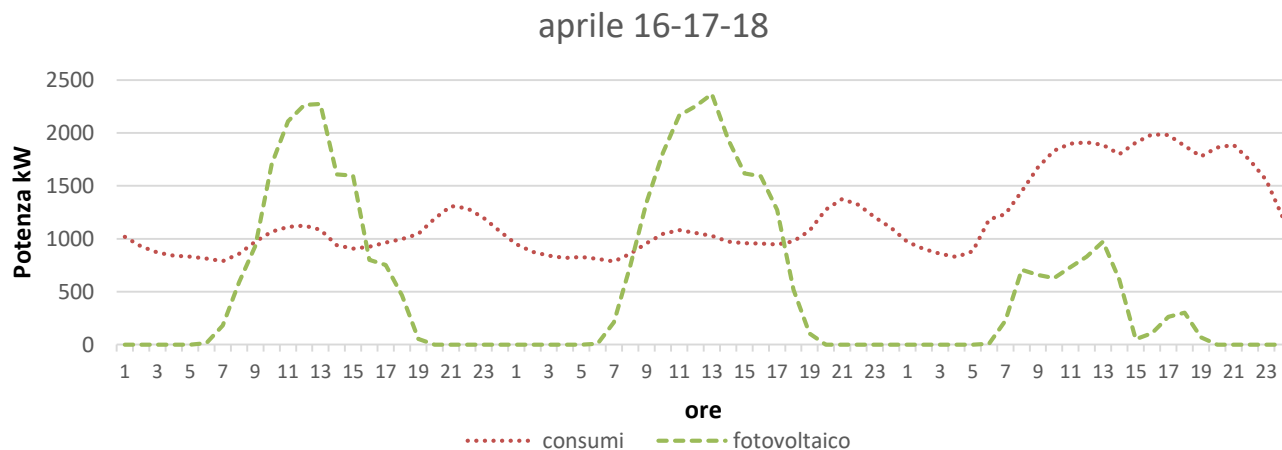


Figura n.7.1.8.1b

Profilo generazione/consumi prima dell'utilizzo dell'accumulo. L'area sopra la curva rossa e all'interno della curva verde è l'energia in surplus. Si nota per il giorno 18 aprile una curva fotovoltaica molto bassa e una curva dei consumi più alta del valore medio giornaliero: è probabile sia stata una giornata piovosa o nuvolosa (dato in seguito verificato vero).

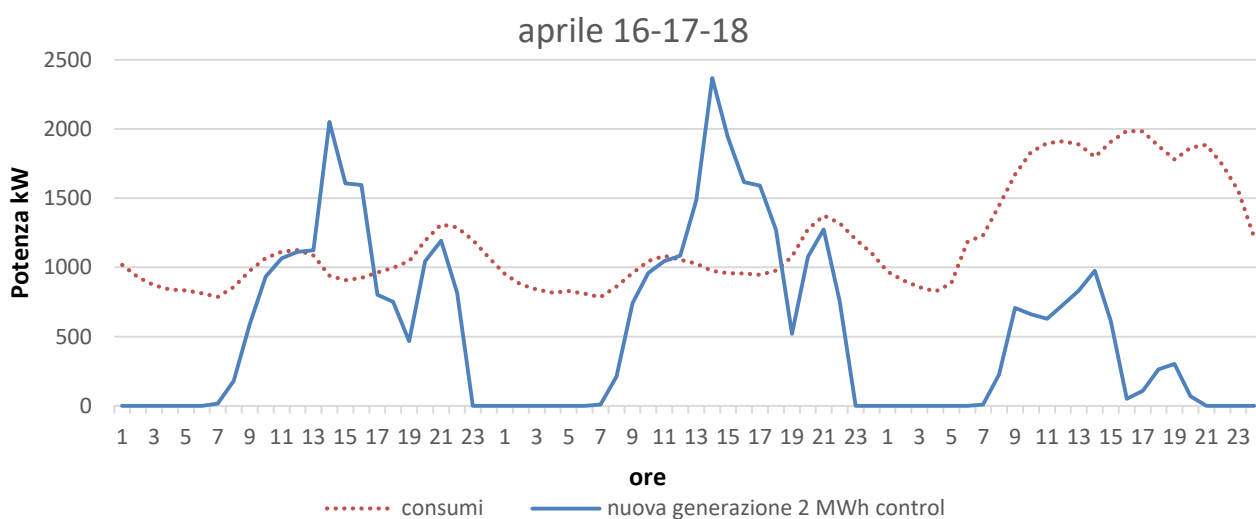


Figura n.7.1.8.1c

Profilo generazione/consumi modificato dalla presenza dell'accumulo.

giorno	ora	IT024010	3973406	14182787	302077,5387	TAGLIA kWh	155062	155062	INPUT MATRICE			
		generazic	consumi bis	ECCEDENZE	635	2000	stato di caric	CARICA	SCARICA	nuova generazion	eccedenza	
17/04/2017	1	0	0	950,1633048	-950,1633048	0	0	0	0	0	-950,1633	
17/04/2017	2	0	0	876,2189385	-876,2189385	0	0	0	0	0	-876,2189	
17/04/2017	3	0	0	840,2019876	-840,2019876	0	0	0	0	0	-840,202	
17/04/2017	4	0	0	817,7799808	-817,7799808	0	0	0	0	0	-817,78	
17/04/2017	5	0	0	828,2747421	-828,2747421	0	0	0	0	0	-828,2747	
17/04/2017	6	9	9,488	811,1304283	-801,6424283	0	0	0	0	9,488	-801,6424	
17/04/2017	7	181,2	211,88	785,5508738	-573,6708738	0	0	0	0	211,88	-573,6709	
17/04/2017	8	643,8	742,688	859,9223026	-117,2343026	0	0	0	0	742,688	-117,2343	
17/04/2017	9	1160,4	1345,78	959,2352888	386,5407112	1	386,54071	0,1932704	386,54	0	959,2352888	0
17/04/2017	10	1583,4	1810,01	1045,807711	764,2002895	1	1150,741	0,5753705	764,2	0	1045,807711	0
17/04/2017	11	1882,8	2164,62	1083,039202	1081,576798	1	2000	1	849,26	0	1315,357001	232,3178
17/04/2017	12	1945,2	2251,42	1054,821852	1196,594148	1	2000	1	0	0	2251,416	1196,5941
17/04/2017	13	2028,6	2367,55	1026,501309	1341,050691	1	2000	1	0	0	2367,552	1341,0507
17/04/2017	14	1657,2	1937,14	973,979687	963,1563125	1	2000	1	0	0	1937,136	963,15631
17/04/2017	15	1401,6	1615,81	958,1990551	657,6089449	1	2000	1	0	0	1615,808	657,60894
17/04/2017	16	1379,4	1590,05	955,3895705	634,6584295	1	2000	1	0	0	1590,048	634,65843
17/04/2017	17	1113,6	1272,18	947,0993817	325,0766183	1	2000	1	0	0	1272,176	325,07662
17/04/2017	18	458,4	520,16	975,6465894	-455,4865894	0	1544,5134	0,7722567	0	455,487	975,6465894	0
17/04/2017	19	95,4	105,992	1076,9487	-970,9566996	0	573,55671	0,2867784	0	970,957	1076,9487	0
17/04/2017	20	0	0	1274,166213	-1274,166213	0	0	0	0	573,557	573,556711	-700,6095
17/04/2017	21	0	0	1374,357858	-1374,357858	0	0	0	0	0	0	-1374,358
17/04/2017	22	0	0	1319,806477	-1319,806477	0	0	0	0	0	0	-1319,806
17/04/2017	23	0	0	1204,109422	-1204,109422	0	0	0	0	0	0	-1204,109
17/04/2017	24	0	0	1102,886684	-1102,886684	0	0	0	0	0	0	-1102,887

Figura n.7.1.8.2

Le figure Figura n.7.1.8.1(a, b, c) riportano il profilo generazione /consumi prima e dopo l'utilizzo dell'accumulo: si osserva da Figura n.7.1.8.2 che l'accumulo è in grado di immagazzinare tutta l'energia in surplus dalle ore 9 fino alle ore 11 (circa il 30% del surplus totale giornaliero), ora in cui si raggiunge il limite di accumulo. L'energia così immagazzinata viene reimpressa in rete dalle 17 fino alle 21 (nel grafico si noti il picco trasposto dalla mattina verso la sera).

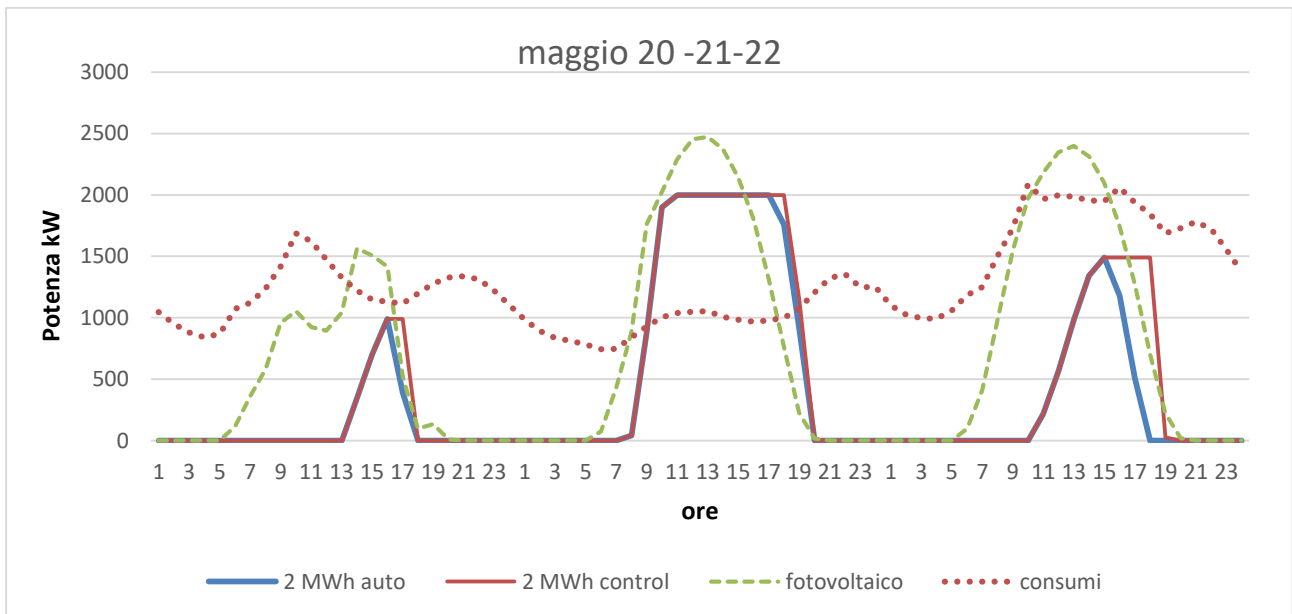


Figura n.7.1.8.3a

Cicli carica scarica con accumulo da 2MWh

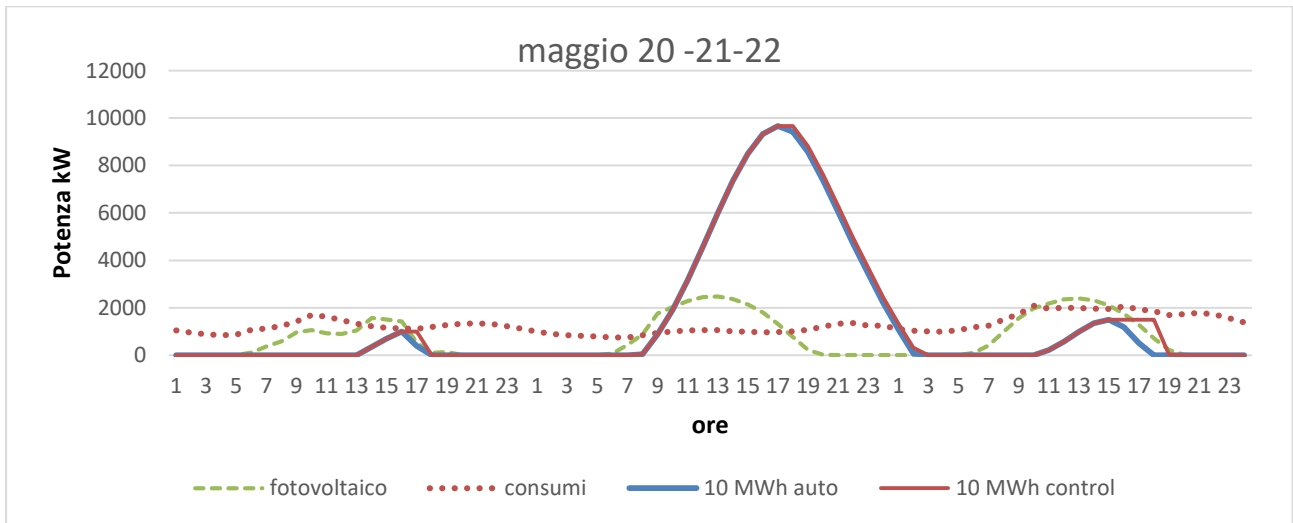


Figura n.7.1.8.3b

Cicli carica scarica con accumulo da 10 MWh: in questo caso si riesce ad immagazzinare il 100% delle eccedenze giornaliere

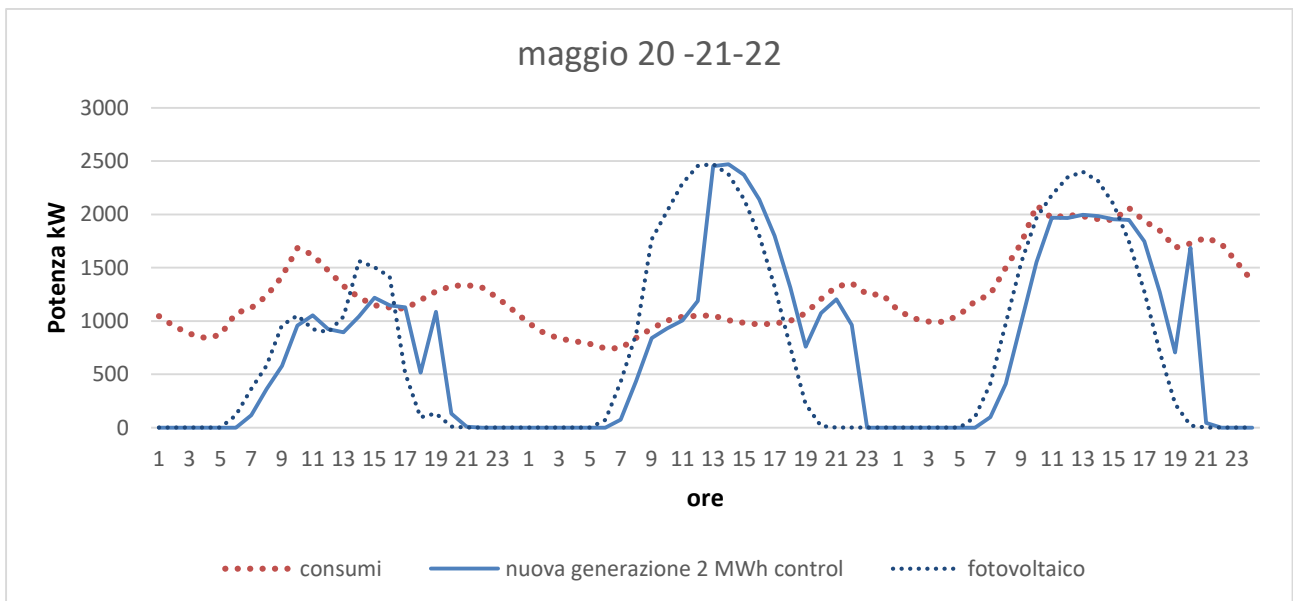


Figura n.7.1.8.3c

Nuovo profilo generazione/consumi con un accumulo controllato da 2MWh; tratteggiata la vecchia generazione solo fotovoltaica.

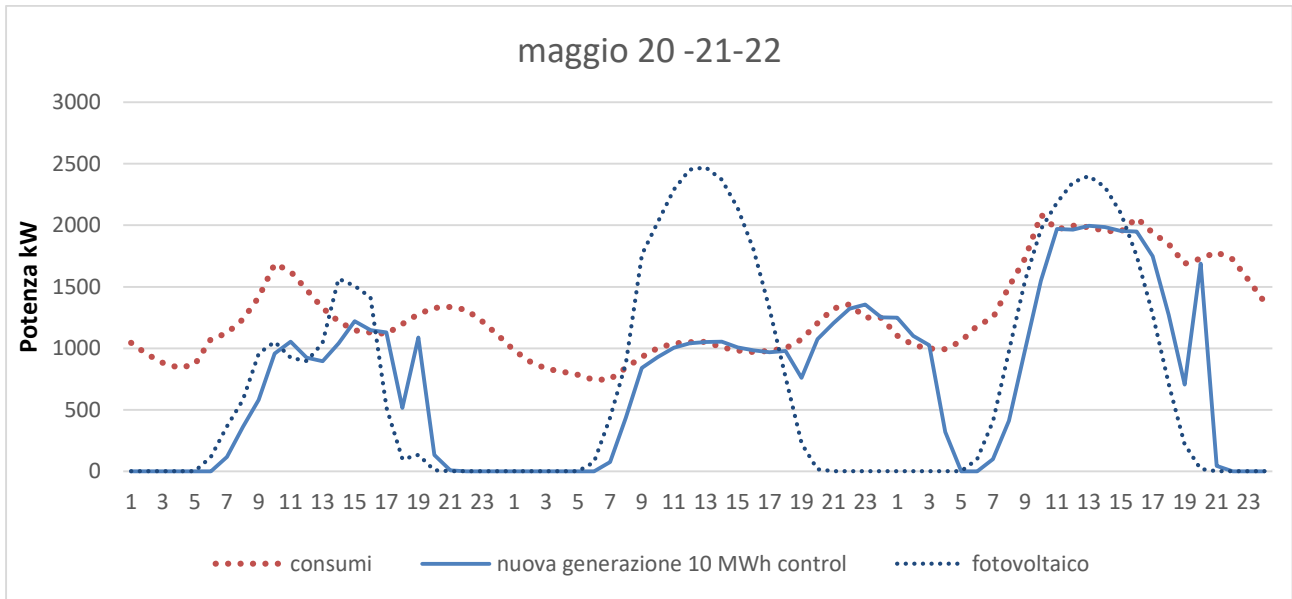


Figura n.7.1.8.3d

Nuovo profilo generazione/consumi con un accumulo controllato da 10MWh. La nuova generazione riesce a seguire per molte più ore la richiesta elettrica; la sua curva infatti è sovrapposta alla curva dei consumi per un periodo di tempo molto ampio.

giorno	ora	IT024010	generazic	consumi bis	ECCEDENZE	range scarica 1-(1-7)	taglia (kWh)	10000	stato di c.	302077,5387	302077,54	INPUT MATRICE
										CARICA	SCARICA	nuova generazione
21/05/2017	1	0	0	983,3913016	-983,3913016	0	1	0	0	0	0	0
21/05/2017	2	0	0	891,3950834	-891,3950834	0	1	0	0	0	0	0
21/05/2017	3	0	0	835,1229295	-835,1229295	0	0	0	0	0	0	0
21/05/2017	4	0	0	810,6886555	-810,6886555	0	0	0	0	0	0	0
21/05/2017	5	0	0	783,5575757	-783,5575757	0	0	0	0	0	0	0
21/05/2017	6	66	74,776	743,9169395	-669,1409395	0	0	0	0	0	0	74,776
21/05/2017	7	390,6	433,936	747,4858728	-313,5498728	0	0	0	0	0	0	433,94
21/05/2017	8	782,4	881,472	840,8891064	40,58289357	1	0	40,583	0,00406	40,58289357	0	840,89
21/05/2017	9	1514,4	1763,58	929,483365	834,100635	1	0	874,68	0,08747	834,100635	0	929,48
21/05/2017	10	1749	2029,48	1004,429776	1025,050224	1	0	1899,7	0,18997	1025,050224	0	1004,4
21/05/2017	11	1972,8	2290,07	1039,631677	1250,440323	1	0	3150,2	0,31502	1250,440323	0	1039,6
21/05/2017	12	2115	2453,5	1050,1186	1403,3774	1	0	4553,6	0,45536	1403,3774	0	1050,1
21/05/2017	13	2133	2472,01	1053,391864	1418,616136	1	0	5972,2	0,59722	1418,616136	0	1053,4
21/05/2017	14	2047,8	2372,13	1007,380138	1364,747862	1	0	7336,9	0,73369	1364,747862	0	1007,4
21/05/2017	15	1849,2	2141,28	982,6204349	1158,659565	1	0	8495,6	0,84956	1158,659565	0	982,62
21/05/2017	16	1555,2	1798,52	968,2514166	830,2685834	1	0	9325,8	0,93258	830,2685834	0	968,25
21/05/2017	17	1137	1315,49	978,4739067	337,0140933	1	0	9662,9	0,96629	337,0140933	0	978,47
21/05/2017	18	657	760,4	1000,062234	-239,6622339	0	0	9662,9	0,96629	0	0	760,4
21/05/2017	19	192,6	224,44	1074,170621	-849,7306214	0	1	8813,1	0,88131	0	849,73062	1074,2
21/05/2017	20	15,6	17,032	1204,299964	-1187,267964	0	1	7625,9	0,76259	0	1187,268	1204,3
21/05/2017	21	0	0	1323,209828	-1323,209828	0	1	6302,6	0,63026	0	1323,2098	1323,2
21/05/2017	22	0	0	1356,200284	-1356,200284	0	1	4946,4	0,49464	0	1356,2003	1356,2
21/05/2017	23	0	0	1250,468244	-1250,468244	0	1	3696	0,3696	0	1250,4682	1250,5
21/05/2017	24	0	0	1248,789649	-1248,789649	0	1	2447,2	0,24472	0	1248,7896	1248,8

Figura n.7.1.8.4

Con 10 MWh si inizia ad accumulare energia dalle 8 alle 17, per poi rilasciarla riuscendo a coprire i consumi fino alle 5 del mattino del giorno seguente.

7.1.9 RISULTATI

Come detto precedentemente, la nuova generazione permette di ricalcolare le ore della tabella oraria. Per semplicità è stata mantenuta la stessa matrice delle potenze perse, dopo che si è constatato che i nuovi valori medi di produzione e consumo di ciascuno dei dieci intervalli non hanno subito modifiche tali da introdurre sostanziali differenze per il calcolo del load flow. Se l'energia in surplus fosse stata molto più preponderante, tale da cambiare in modo consistente le medie di ogni intervallo, allora sarebbe stato necessario ricalcolare le potenze perse.

TABELLA ORARIA senza accumulo			intervalli consumi - potenza prelevata media oraria kW										
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
DA			876,1751	1098,325	1320,475	1542,625	1764,775	1986,925	2209,075	2431,225	2653,375	2875,53	
A			1098,325	1320,475	1542,625	1764,775	1986,925	2209,075	2431,225	2653,375	2875,53	3097,68	
intervalli produzione - potenza media immessa kW	1	0	273,1552	1167	916	768	755	610	427	341	127	11	1
	2	273,16	546,3104	32	59	63	99	115	96	62	9	2	1
	3	546,31	819,4656	30	44	37	53	118	62	40	15	3	3
	4	819,47	1092,6208	30	31	45	61	121	74	34	11	9	2
	5	1092,6	1365,776	33	32	34	41	122	64	37	18	7	5
	6	1365,8	1638,9312	34	25	24	41	83	77	30	9	6	2
	7	1638,9	1912,0864	37	30	19	31	103	44	33	25	17	2
	8	1912,1	2185,2416	45	26	24	21	87	57	46	27	19	15
	9	2185,2	2458,3968	32	24	12	19	34	29	40	19	8	6
	10	2458,4	2731,6	2	5	0	2	3	1	1	0	0	0

TABELLA ORARIA 2 MWh controllato			intervalli consumi - potenza prelevata media oraria kW										
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
DA			876,18	1098,3	1320,5	1542,6	1764,7753	1986,9	2209,1	2431,2	2653,4	2875,5	
A			1098,3	1320,5	1542,6	1764,8	1986,9253	2209,1	2431,2	2653,4	2875,5	3097,7	
intervalli produzione - potenza media immessa kW	1	0	273,16	1147	864	739	701	592	424	341	127	11	1
	2	273,16	546,31	34	61	67	115	128	99	62	9	2	1
	3	546,31	819,47	30	45	46	62	122	62	40	15	3	3
	4	819,47	1092,6	83	51	51	70	121	74	34	11	9	2
	5	1092,6	1365,8	49	116	34	47	122	64	37	18	7	5
	6	1365,8	1638,9	22	8	71	50	84	77	30	9	6	2
	7	1638,9	1912,1	25	18	9	69	177	44	33	25	17	2
	8	1912,1	2185,2	23	11	6	5	50	77	46	27	19	15
	9	2185,2	2458,4	27	16	3	3	0	10	41	19	8	6
	10	2458,4	2731,6	2	2	0	1	0	0	0	0	0	0

Energia persa kWh 2 MWh			intervalli consumi - potenza prelevata media oraria kW										
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
DA			876,1751	1098,325139	1320,5	1542,6	1764,8	1986,9	2209,1	2431,2	2653,4	2875,5	
A			1098,3251	1320,475179	1542,6	1764,8	1986,9	2209,1	2431,2	2653,4	2875,5	3097,7	
intervalli produzione - potenza media immessa kW	1	0	273,1552	12431,186	13533,696	16322	20700	22145	19856	19447	8697,6	890,34	95,552
	2	273,1552	546,3104	202,572	583,587	979,54	2380,2	3493,5	3498,6	2739,5	488,25	130,59	78,375
	3	546,3104	819,4656	109,53	285,75	477,85	957,53	2572,6	1742,6	1437,8	674,45	164,9	200,72
	4	819,4656	1092,6208	212,231	224,655	381,74	811,02	1976,4	1657	995,66	410,62	417,15	114,45
	5	1092,621	1365,776	124,509	408,784	191,52	411,81	1537,1	1131,4	873,5	551,95	270,84	242,41
	6	1365,776	1638,9312	77,792	29,776	349,96	358,2	853,78	1104,4	581,55	229,75	195,83	82,85
	7	1638,931	1912,0864	141,4	90	47,403	452,57	1535,8	523,91	528,66	530,08	464,95	70,178
	8	1912,086	2185,2416	202,469	80,663	40,074	35,28	415,85	818,2	488,8	488,3	442,66	450,3
	9	2185,242	2458,3968	334,53	163,424	26,322	25,089	0	104,08	526,28	309,51	165,57	159,24
	10	2458,397	2731,6	33,192	27,5	0	10,394	0	0	0	0	0	0

TABELLA ORARIA			intervalli consumi - potenza prelevata media oraria kW										
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
10 MWh		DA	876,18	1098,3	1320,5	1542,6	1764,7753	1986,9	2209,1	2431,2	2653,4	2875,5	
controllato		A	1098,3	1320,5	1542,6	1764,8	1986,9253	2209,1	2431,2	2653,4	2875,5	3097,7	
intervalli produzione - potenza media immessa kW	1	0	273,16	1132	819	704	632	589	424	341	127	11	1
	2	273,16	546,31	39	66	71	108	127	99	62	9	2	1
	3	546,31	819,47	32	48	40	64	122	62	40	15	3	3
	4	819,47	1092,6	164	32	45	73	121	74	34	11	9	2
	5	1092,6	1365,8	75	224	35	51	124	64	37	18	7	5
	6	1365,8	1638,9	0	3	131	58	84	77	30	9	6	2
	7	1638,9	1912,1	0	0	0	77	179	44	33	25	17	2
	8	1912,1	2185,2	0	0	0	0	50	77	46	27	19	15
	9	2185,2	2458,4	0	0	0	0	0	10	41	19	8	6
	10	2458,4	2731,6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Energia persa kWh			intervalli consumi - potenza prelevata media oraria kW										
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
10 MWh			876,1751	1098,325139	1320,5	1542,6	1764,8	1986,9	2209,1	2431,2	2653,4	2875,5	
controllato			1098,3251	1320,475179	1542,6	1764,8	1986,9	2209,1	2431,2	2653,4	2875,5	3097,7	
intervalli produzione - potenza media immessa kW	1	0	273,1552	12268,616	12828,816	15549	20434	22033	19856	19447	8697,6	890,34	95,552
	2	273,1552	546,3104	232,362	631,422	1038	2235,3	3466,2	3498,6	2739,5	488,25	130,59	78,375
	3	546,3104	819,4656	116,832	304,8	415,52	988,42	2572,6	1742,6	1437,8	674,45	164,9	200,72
	4	819,4656	1092,6208	419,348	140,96	336,83	845,78	1976,4	1657	995,66	410,62	417,15	114,45
	5	1092,621	1365,776	190,575	789,376	197,16	446,86	1562,3	1131,4	873,5	551,95	270,84	242,41
	6	1365,776	1638,9312	0	11,166	645,7	415,51	853,78	1104,4	581,55	229,75	195,83	82,85
	7	1638,931	1912,0864	0	0	0	505,04	1553,2	523,91	528,66	530,08	464,95	70,178
	8	1912,086	2185,2416	0	0	0	0	415,85	818,2	488,8	488,3	442,66	450,3
	9	2185,242	2458,3968	0	0	0	0	0	104,08	526,28	309,51	165,57	159,24
	10	2458,397	2731,6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Figura n.7.1.9.1

Tabelle orarie e dell'energia persa utilizzando un accumulo di 2 MWh a confronto con 10 MWh

Osservando la redistribuzione oraria delle varie combinazioni produzione –consumo si nota una riduzione più o meno consistente, a seconda della taglia dell'accumulo, delle ore critiche (la prima riga della matrice) e una riduzione delle ore di picco di produzione (area gialla). Questo comporta due principali vantaggi: la miglior gestione dell'energia, che riesce ad essere così “dispacciabile” nel momento di maggior bisogno, riducendo quindi la quota di energia elettrica prelevata a monte della CP (e di conseguenza le relative perdite), e, contemporaneamente, la riduzione delle ore di energia in surplus (ultima riga), e quindi di conseguenza della % annua di ore in cui avviene l'inversione di flusso.

La ricevitrice ovest (nome della CP della rete “dogana”), secondo i dati forniti dal sito internet del gestore di rete (Megareti), ha subito nel 2017 un'inversione di flusso nella sezione di trasformazione pari al 1,47% delle ore totali dell'anno solare 2017. Questo corrisponde ad una classificazione che definisce la rete “attiva”, secondo la deliberazione 264 del 2014 dell'Autorità per l'Energia Elettrica e Gas (oggi ARERA, Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente). La delibera definisce

anche parametri per valutare l'entità dell'impatto della generazione, come il rapporto tra l'energia immessa dalla GD e l'energia del carico sulla rete su un orizzonte annuale.

Tavola 1: Classificazione delle reti sottese alle Cabine Primarie

GD immessa/carico per CP	Inversione di flusso per CP	0%-1%	$\geq 1\%$
	$\geq 50\%$	Fattispecie non riscontrata	Reti attive ad alta incidenza
10% - 50%	Reti passive ad alta incidenza		
5% - 10%	Reti passive a bassa incidenza		Fattispecie non riscontrata
< 5%			

Figura n.7.1.9.2 [18]

Per la rete “dogana” si calcola un rapporto del 30%, che la classifica quindi come “rete attiva ad alta incidenza”.

TAGLIA ACCUMULO	ORE CRITICHE	Riduzione %	ENERGIA PERSA MWh	Riduzione %	ENERGIA RECUPERATA MWh	Eccedenza residua
No accumulo	4984		186,64			635
2 MWh	4808	4%	183,86	1%	2,78	222
3 MWh	4777	4%	183,13	2%	3,52	155
8 MWh	4703	6%	181,51	3%	5,13	6
10 MWh	4701	6%	181,49	3%	5,15	0

Tabella n.7.1.9.1

Risultati per l'anno 2017

TAGLIA ACCUMULO	ORE CRITICHE	Riduzione e%	ENERGIA PERSA MWh	Riduzione %	ENERGIA RECUPERATA MWh	Eccedenza residua
no accumulo	5106		186,26446			644
2 MWh	4920	4%	183,287865	2%	2,976595	187
3 MWh	4893	4%	182,66882	2%	3,59564	121
8 MWh	4846	5%	181,57962	3%	4,68484	9
10 MWh	4843	5%	181,545746	3%	4,718714	2

Tabella n.7.1.9.2

Risultati per l'anno 2016

La riduzione percentuale di energia persa ottenuta è molto limitata: il problema infatti non è tanto il fatto di avere molte ore all'anno in cui si verifica il range di produzione/consumo "critico"; per sua natura, infatti, il fotovoltaico non può funzionare durante le ore serali notturne. Il vero problema, che rende non perseguibile a ragioni di logica l'utilizzo di un accumulo, è il valore delle eccedenze: esse sono in grado di coprire il 4% del fabbisogno critico totale, e tale valore, già di per sé basso (rappresentano infatti solo l'8% della generazione tot, che da sola copre circa il 30% del fabbisogno tot), è sfruttabile solo nel caso in cui fossero assorbite totalmente dall'accumulo, ovvero se la taglia fosse 10 MWh. Per tanto, se l'obiettivo dell'accumulo fosse la riduzione, in maniera più marcata, delle perdite e dei picchi di domanda elettrica, bisognerebbe ricaricare l'accumulo con l'energia proveniente dalla rete stessa.

C'è da dire, però, che lo sfruttamento dell'energia elettrica proveniente da fonte rinnovabile sarebbe un contributo nella riduzione delle emissioni di CO2 per produrre energia elettrica, nel secondo caso, l'obiettivo sarebbe più legato ad una valorizzazione economica dell'energia (approfondiremo in seguito questo aspetto).

7.1.10 VALUTAZIONE AMBIENTALE

Prendendo come riferimento i dati di produzione energetica del 2017 della vicina centrale termoelettrica del Mincio è stata calcolata l'emissione di CO2 generato per immettere nella rete di AT l'energia elettrica prodotta. A partire dal rapporto ottenuto tra le kcal impiegate di metano e i

kWh di energia immessi si è potuto risalire alle varie situazioni di emissione in assenza di fotovoltaico o in presenza di accumulo.

Per il calcolo di CO2 sono stati utilizzati i coefficienti contenuti nella tabella dei parametri standard forniti dall'ISPRA. L'emissione, espressa in tonnellate di CO2, è il prodotto tra quantità di combustibile (standard metro cubo), potere calorifico inferiore per standard metro cubo (quantità di calore realizzata nella combustione completa delle unità di volume di combustibile.), fattore di emissione (rapporto tra le tonnellate di CO2 e l'unità di misura relativa al calore realizzato dal combustibile) e percentuale di ossidazione.

	Consumi (kWh)	Energia persa in rete (kWh)	TOT (kWh)	tCO2	ton evitate
<i>Senza fotovoltaico</i>	14182787	256753,71	14.439.540,71	461.645	
<i>Con fotovoltaico</i>	10511458,2	186642,43	10.698.100,63	460.210	1.435
<i>Con accumulo 2MWh</i>	10356967,12	183858,34	10.540.825,46	460.149	61
<i>Con accumulo 10MWh</i>	10209380,66	181493,25	10.390.873,92	460.090	120

Tabella n.7.1.10

La situazione attuale prevede l'emissione da parte della centrale di 460.210 tonnellate di CO2 per l'immissione in AT dell'energia elettrica; da notare che il dato è generale e riguarda tutta l'energia immessa pertanto non è un dato specifico dell'energia che arriverà alla rete interessata (solo una parte arriverà). La stima si basa sull'ipotesi di dover richiedere alla centrale minor energia elettrica in presenza di accumulo e fotovoltaico, o maggiore, in assenza di rinnovabile. Dalla differenza di tonnellate prodotte con o senza fotovoltaico di ricavano quelle evitate.

La presenza rinnovabile aiuta ad evitare 1.435 tonnellate di CO2. Inserire un accumulo può al massimo contribuire ad evitare altre 120 tonnellate, ovvero un 8% ulteriormente evitato.

Come individuato da Terna nel suo rapporto di sostenibilità [17], le emissioni di CO2 associate alle perdite di rete risultano pari a 1.699.607 tonnellate per l'anno 2017 (erano pari a 1.733.251 nel 2016 e 1.700.916 nel 2015).

L'accumulo potrebbe essere una soluzione più flessibile per gestire i flussi energetici in alternativa allo sviluppo della rete: quest'ultimo infatti permetterebbe sì una maggior efficienza di trasporto del flusso, tuttavia, continua Terna nel suo report, l'impatto effettivo delle azioni di sviluppo sulle perdite non è predeterminabile né è sotto il controllo dell'operatore di trasmissione perché dipende dalla

contestuale evoluzione del parco produttivo e dalla domanda e offerta di energia elettrica su base locale.

7.1.11 REGOLAZIONE DELLA TENSIONE

Si è visto come un impianto possa regolare la tensione immettendo potenza reattiva. In questo caso non è stato possibile quantificare questo possibile impiego. L'utilizzo dell'accumulo semplicemente ha come conseguenza il riallineamento della richiesta rispetto alla produzione, e quindi la tensione si riporta a valori mediamente più bassi.

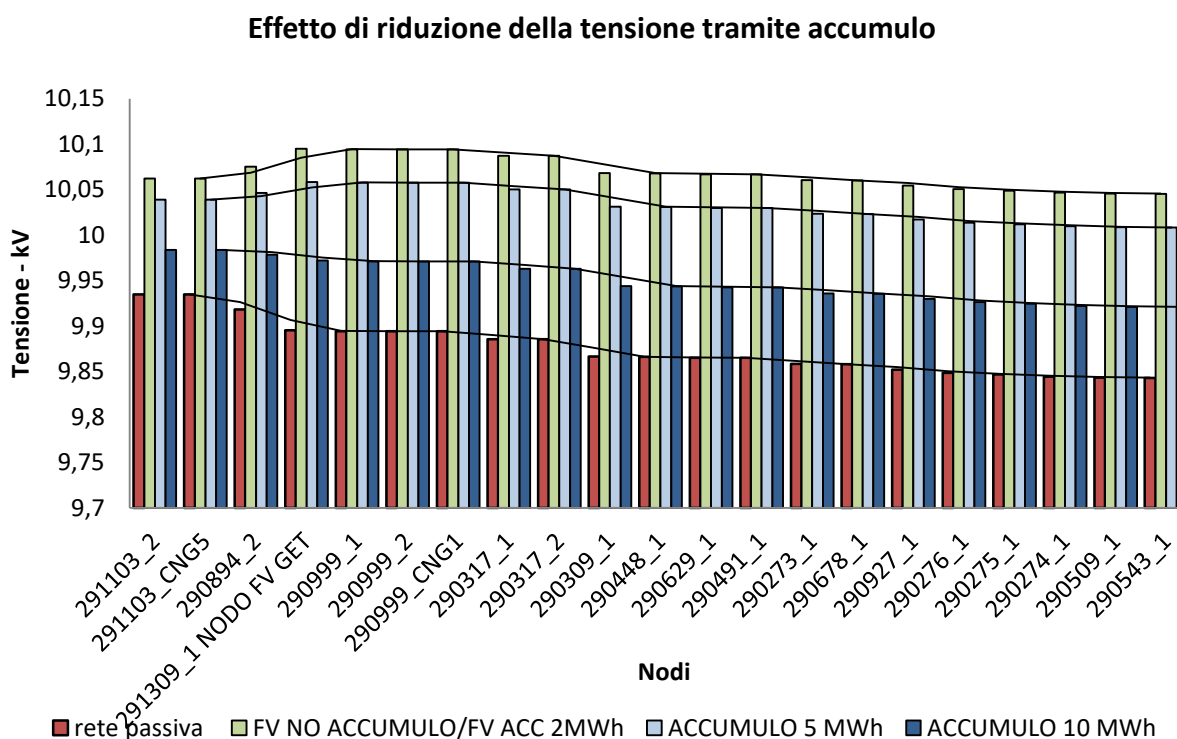


Figura n.7.1.11

Ovviamente nel caso considerato non è necessario l'impiego a questo fine essendo la tensione nel giusto range per garantire la sicurezza della rete anche nei casi di overgeneration. Pertanto, anche un eventuale revisione del MSD che preveda esplicita remunerazione di servizi come regolazione della tensione non coinvolgerebbe l'impianto in questione, a meno di una forte diffusione così consistente nei prossimi anni da richiedere metodi alternativi di regolazione della rete, ma l'ipotesi, seppur analizzata, è remota e non si può comunque sapere come si modificherà l'assetto della rete in quell'evenienza.

7.1.12 VALORE ECONOMICO DELL'ENERGIA

In termini economici se si valorizzasse l'energia annuale recuperata al prezzo medio di 0,05 €/kWh, si otterrebbero guadagni da un minimo di 139 €/anno 2017 con un accumulo da 2MWh fino ad un massimo di 257 €/anno 2017 con un accumulo da 10 MWh.

Se si tenesse in considerazione come l'accumulo modifichi il profilo delle immissioni e dei prelievi in ogni giorno dell'anno, considerando il vero valore economico dell'energia in una data ora, lo scenario economico apparirebbe in questo modo:

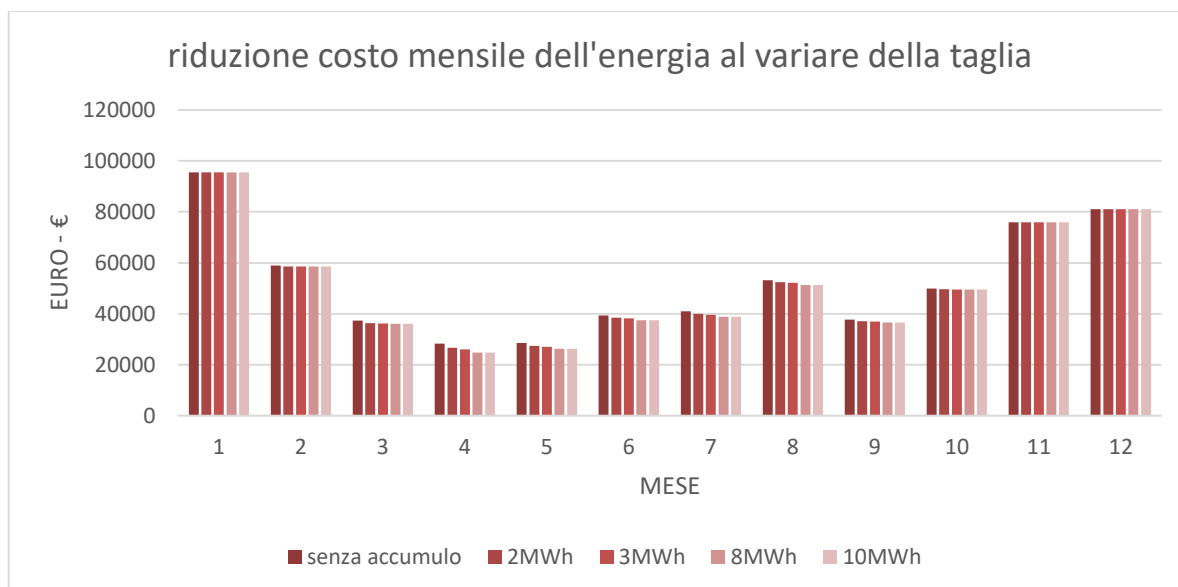


Figura n.7.1.12.1

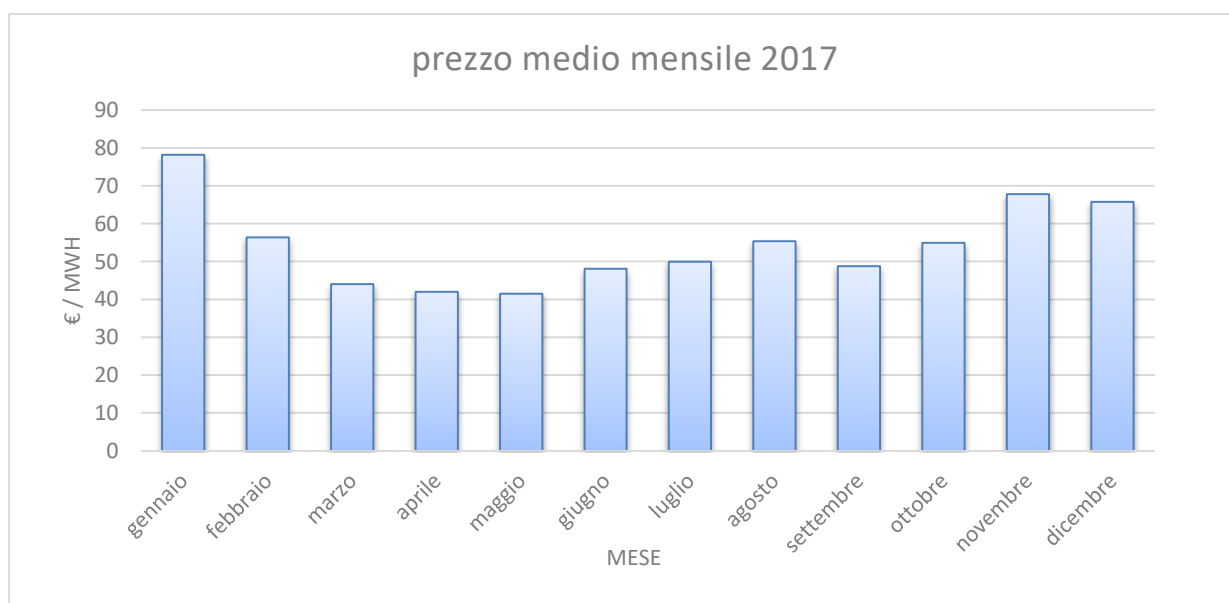


Figura n.7.1.12.2

La riduzione maggiormente visibile viene ottenuta nei mesi di aprile e maggio (come ci si aspettava), complessivamente però, l'energia che si può evitare di acquistare inserendo un accumulo in accoppiata al fotovoltaico permetterebbe i seguenti recuperi economici:

	TOTALE (€ / 2017)	RISPARMIO (€ / 2017)	RISPARMIO %
CON FV SENZA ACCUMULO	626556		
2 MWH	618873	7683	1,24%
3 MWH	616645	9911	1,61%
8 MWH	612072	14484	2,37%
10 MWH	612009	14547	2,38%

Tabella n.7.1.12.1

Il risparmio sarebbe in realtà di qualche migliaia di euro l'anno, che però se confrontato col totale di ciascuna situazione è verificato si tratti di percentuali modeste.

Si analizza allora il problema da un altro punto di vista.

7.2 SECONDO CASO STUDIO: LA VALORIZZAZIONE ECONOMICA DELL'ENERGIA ELETTRICA

7.2.1 RICHIESTA ELETTRICA DELLA RETE

Se l'obiettivo fosse la valorizzazione economica dell'energia elettrica, si potrebbe sfruttare l'accumulo per immagazzinare energia nei momenti in cui i prezzi al kWh sono più bassi e reimmetterla per ridurre i picchi di energia nei momenti di maggior richiesta, quando l'energia ha un prezzo più alto.

Per questo studio si prende in esame un altro impianto fotovoltaico di proprietà di AGSM installato su un'area interportuale, con potenza installata di 3,778 MW. Tale impianto riesce a ridurre di circa il 30% il fabbisogno di energia elettrica della rete di MT a cui è connesso.



Figura n.7.2.1.1 [19]

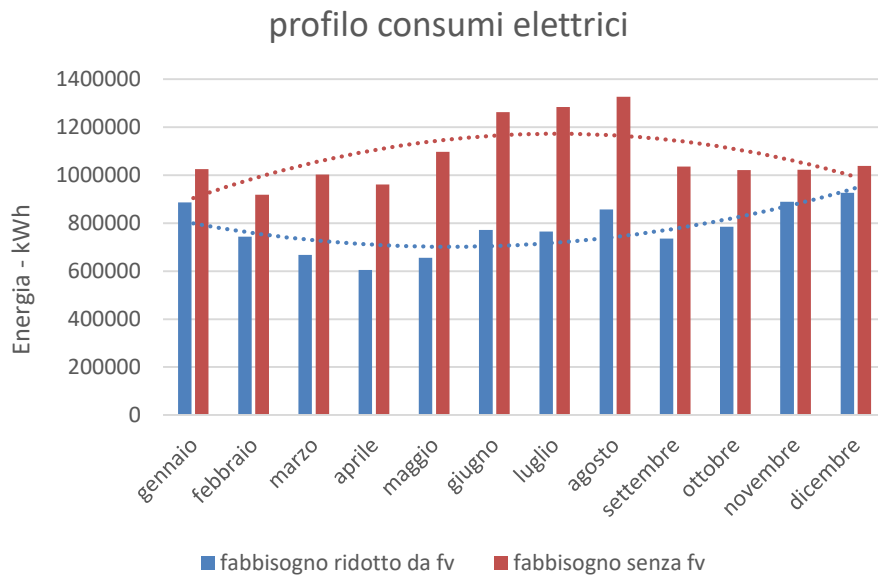
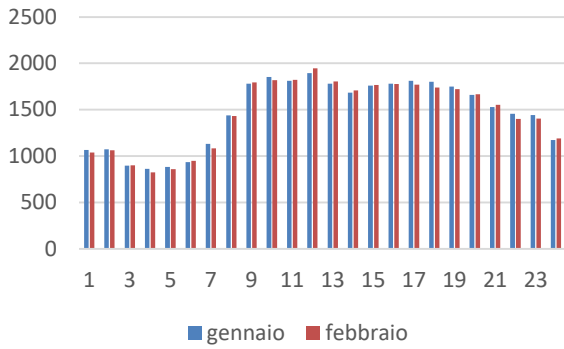


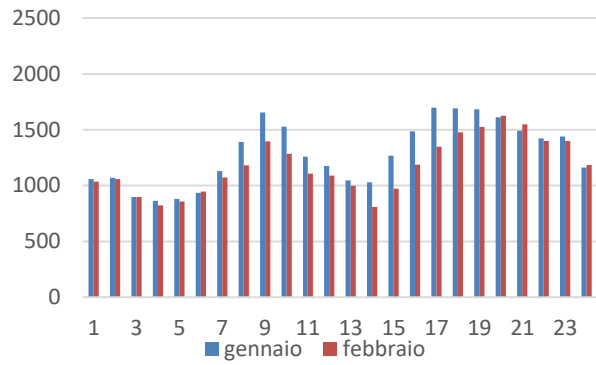
Figura n.7.2.1.2

La presenza rinnovabile tende ad invertire la concavità del profilo annuale dei consumi, contribuendo in modo sostanziale alla loro riduzione soprattutto nei mesi estivi, in particolare nel mese di luglio. La richiesta elettrica del periodo invernale torna così a superare quella estiva grazie al nuovo profilo permesso dalla presenza fotovoltaica.

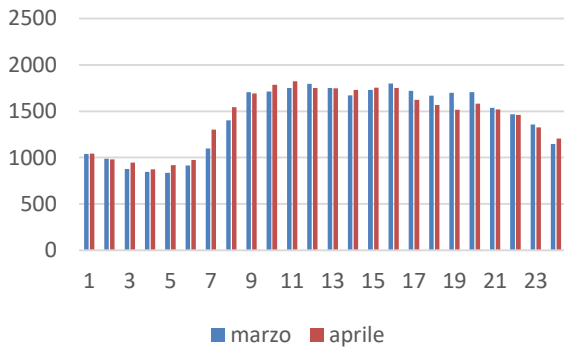
profilo consumi senza fv



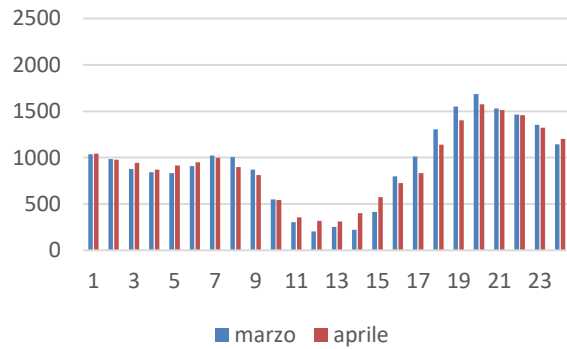
profilo consumi con fv



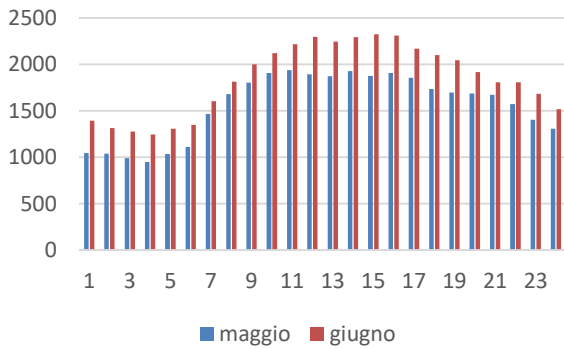
consumi senza fv



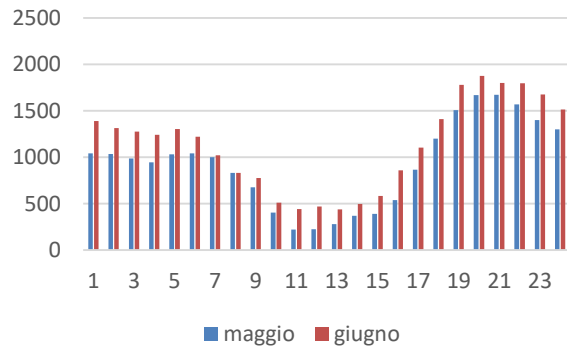
consumi con fv



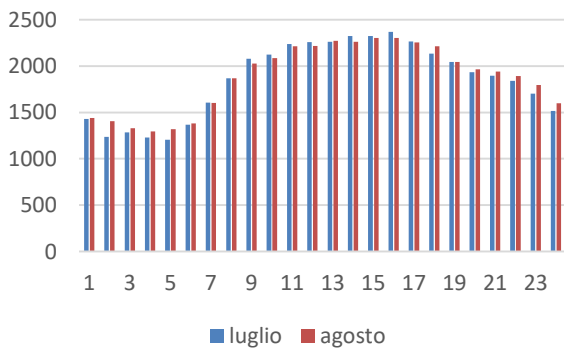
consumi senza fv



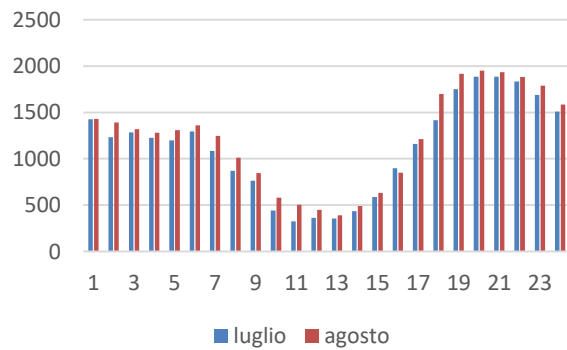
consumi con fv



consumi senza fv



consumi con fv



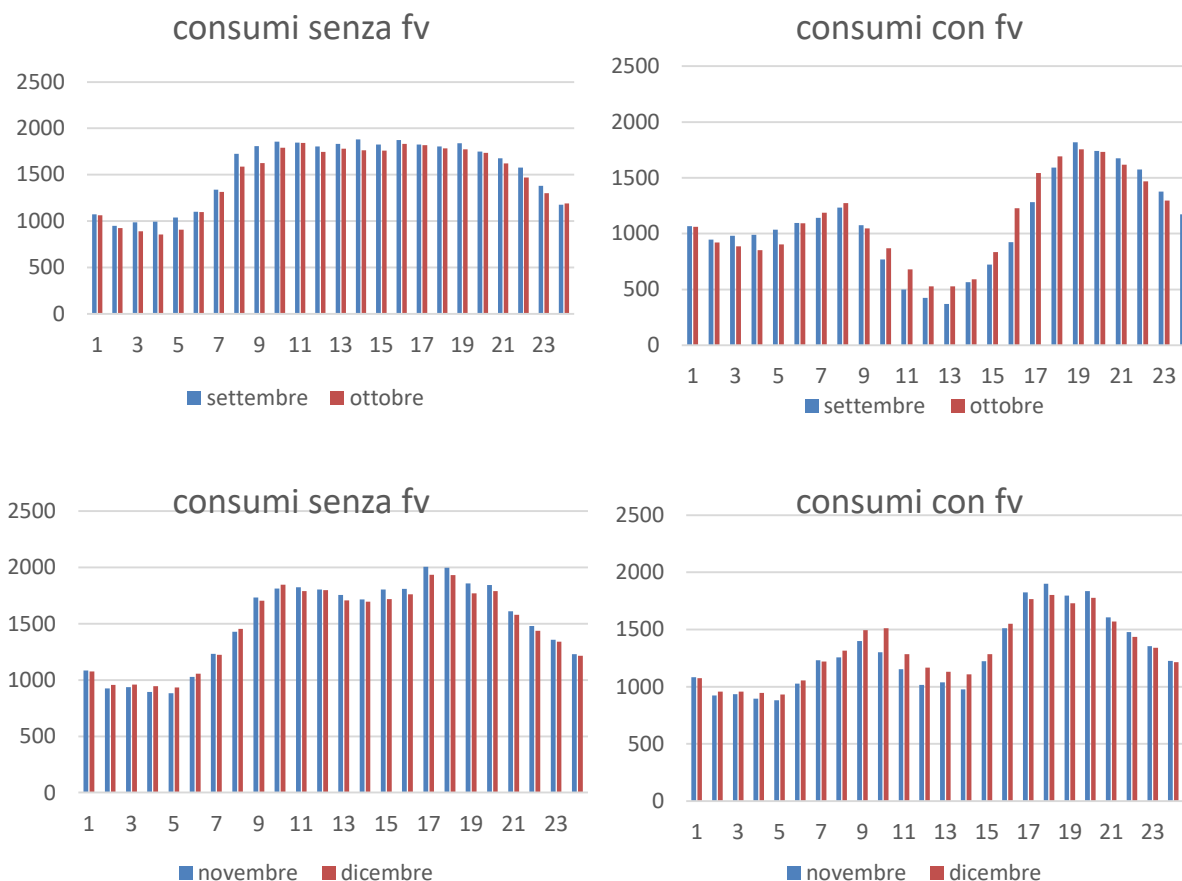


Figura n.7.2.1.3

I grafici contenuti in Figura 7.2.1.3 soprastanti riportano i vari profili di consumo prima e dopo il contributo rinnovabile prendendo come riferimento la media dei consumi che si verifica in una data ora di un determinato mese (potenza in ordinata, relativa ora in ascissa).

Analizzando mese per mese i profili di consumo, si evidenzia subito la misura con cui il fotovoltaico aiuta a ridurre la richiesta elettrica nelle ore centrali della giornata nelle varie situazioni. Il massimo del contributo è offerto nel mese di luglio, mese in cui, senza la presenza rinnovabile, assieme ad agosto, si verifica la massima richiesta di energia elettrica. In questo modo il massimo dei prelievi si verifica nei mesi invernali, quando il fotovoltaico riduce per natura la sua efficacia.

Si osserva in particolare la forte differenza nei profili della coppia di mesi maggio giugno, a decretare l'impennata dei consumi dovuta al condizionamento estivo.

7.2.2 IL PUN E I PREZZI ZONALI

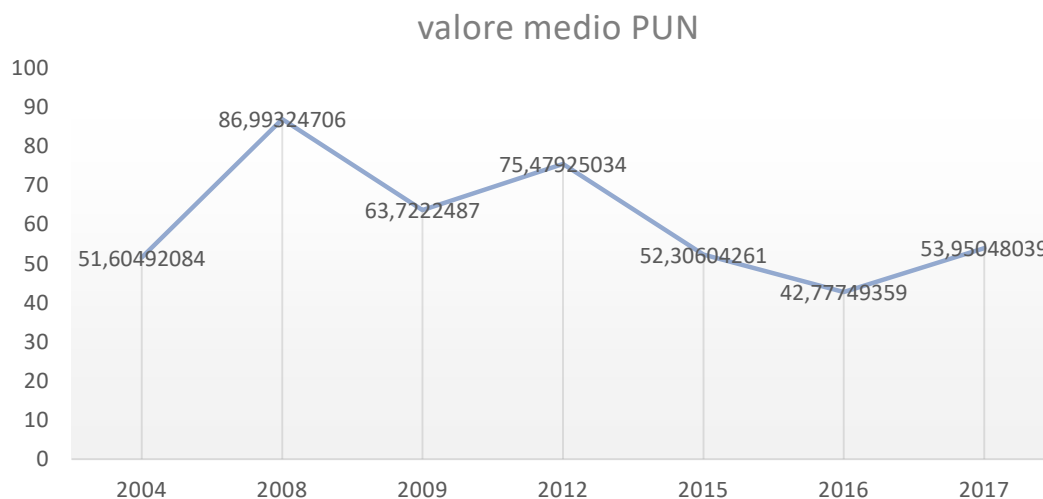


Figura n.7.2.2.1

Rielaborazione dati prelevati dalla Borsa elettrica

In un articolo su QualEnergia [20], il dottor Giuseppe Artizzu commenta e giustifica l'andamento negli anni del PUN.

Il Prezzo unico nazionale è il risultato di aste, che coprono la richiesta di energia prevista, ora per ora, con l'elettricità offerta da vari operatori. Nelle aste si accetta prima l'offerta più economica e poi, via via, i "pacchetti" più cari, fino a coprire tutto il fabbisogno. Dato che a determinare il prezzo orario che si applica a tutti gli impianti è la fonte più cara selezionata, la cosiddetta "marginale", immissioni di energia a basso prezzo, escludendo le fonti più care all'altro estremo, fanno abbassare notevolmente il costo di tutto il pacchetto di offerte. Le rinnovabili non programmabili, come solare ed eolico, sono offerte a prezzo zero, così da non rischiare di non essere selezionate, ben sapendo da una parte di non avere costi di combustibile da coprire, e dall'altra che non saranno comunque remunerate zero, ma al prezzo determinato dalla fonte marginale. Il loro effetto è quindi quello di far scendere il prezzo dei gruppi di offerte orarie in cui entrano. Quando la selezione di impianti che risulta dall'asta è incompatibile con la capacità di trasporto della rete, il Gestore del Mercato scompone l'asta principale in subaste zonali al fine di determinare una selezione di impianti compatibile con la capacità di trasporto. Si formano in tal caso prezzi zonali, la cui media forma il PUN nazionale.

Analizzando l'andamento del PUN negli anni salta subito all'occhio la brusca diminuzione nel 2009 dopo un periodo di salita dal 2004 al 2008. Il motivo è da ricondursi alla crisi economica, che ha colpito il nostro paese nel corso del 2008.

A partire dal 2008 è iniziato un periodo di recessione con un conseguente contenimento dei consumi e questo si è rispecchiato anche sul prezzo dell'energia all'ingrosso, ad eccezione del biennio 2011-2012 in cui si è avuta una leggera ripresa. Nel 2013, l'ulteriore calo della domanda, l'aumento dell'offerta di rinnovabili non programmabili e una stagione invernale eccezionalmente ventosa e piovosa ne hanno facilitato l'occorrenza anche fuori dalla stagione estiva. Si può dire che il PUN, ormai dipenda tanto dalla quantità di energia richiesta, quanto dalla presenza di sole e vento: se questi sono abbondanti, riescono a farlo calare anche più che in giorni con domanda minore, ma poca generazione rinnovabile.

Negli anni successivi la diminuzione del prezzo dell'energia elettrica è dovuta sempre al calo dei consumi di elettricità ma anche all'incremento delle fonti rinnovabili, che producono energia a costi inferiori rispetto alle centrali convenzionali.

Un altro fattore determinante è stata la riduzione del prezzo del gas italiano ai livelli degli altri europei. Il prezzo della luce è legato al prezzo del gas metano, poiché il gas è una delle principali fonti di alimentazione per la produzione di elettricità.

Dopo diversi anni con il PUN in diminuzione, solamente nel 2017 il PUN ha registrato dei valori più elevati rispetto all'anno precedente. Complice dell'aumento è stata la lieve ripresa economica, che ha riallineato i valori del PUN a quelli del biennio 2014-2015.

Tra le altre motivazioni dell'aumento ci sono la mancata produzione del nucleare francese, il freddo invernale intenso e la scarsa produzione derivante dall'idroelettrica, dovuta alla siccità.

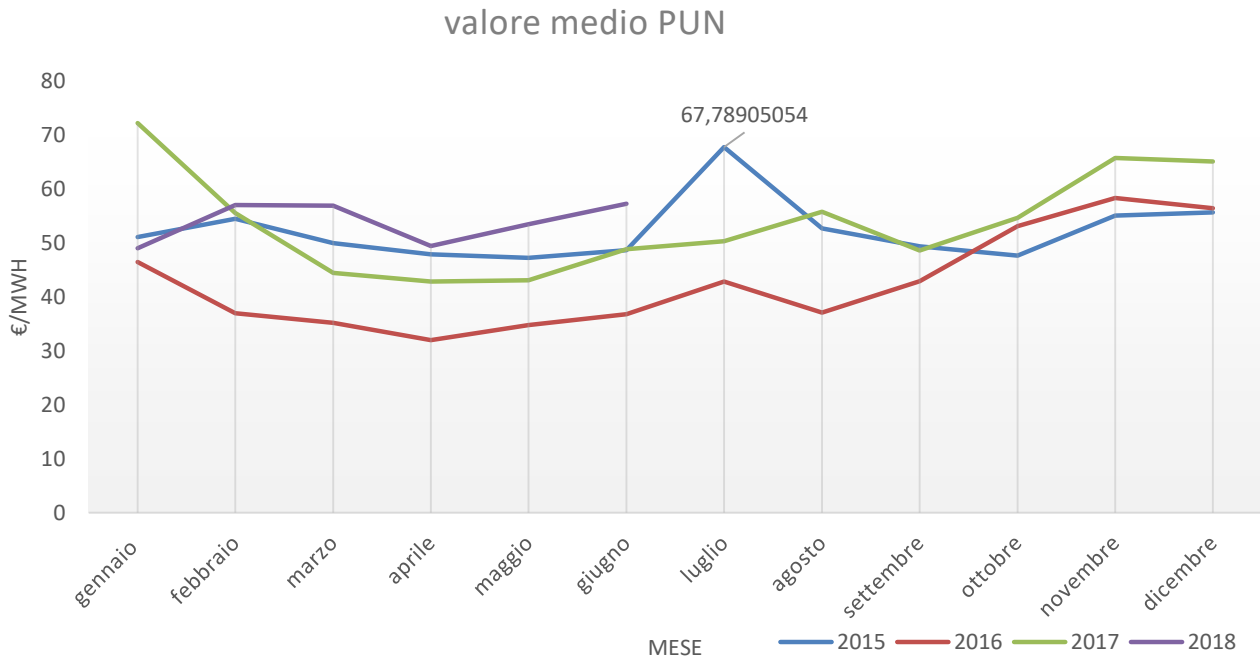


Figura n.7.2.2.2

Rielaborazione dati prelevati dalla Borsa elettrica

C'è da sottolineare che il prezzo del PUN può avere delle oscillazioni anche non indifferenti su base mensile. Durante l'anno il prezzo ha un andamento stagionale, dovuto anche al clima: in estate il caldo fa aumentare i consumi per via del condizionamento. Anche in inverno il freddo intenso può far aumentare il prezzo della luce degli altri paesi europei, dove il riscaldamento è elettrico (soprattutto in Francia).

Nella stagione invernale è minore la produzione da fotovoltaico. Inoltre in inverno aumenta il prezzo del gas, a cui il PUN è legato per il costo di produzione delle centrali convenzionali alimentate a gas

Ritornando al profilo dei consumi ricavati precedentemente della zona in esame, si sono presi come riferimento novembre e dicembre, come mesi rappresentativi della situazione invernale, in cui il fotovoltaico ha maggior difficoltà a contribuire in maniera consistente, il mese estivo più gravoso, al netto del contributo rinnovabile, e infine il mese di aprile, mese di minima richiesta elettrica.

Nei grafici di Figura n.7.2.2.3 viene accostato il profilo di consumo al relativo profilo del prezzo zonale (rielaborato dai dati scaricabili dagli archivi della Borsa elettrica). Nel nostro caso vista la zona geografica il riferimento è il prezzo zonale NORD.

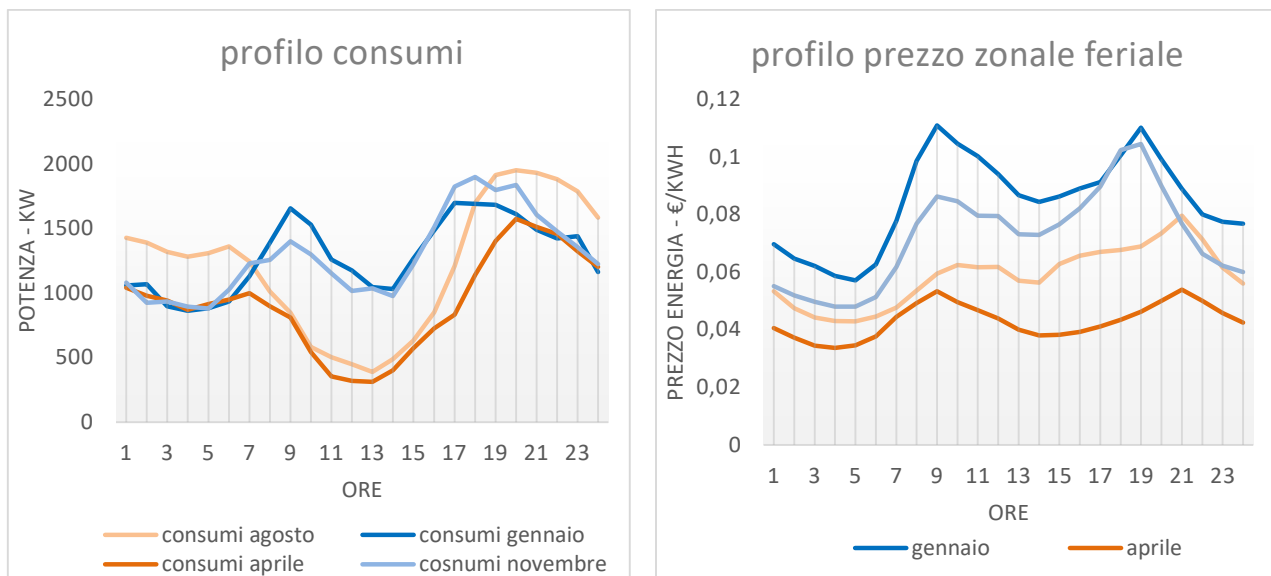


Figura n.7.2.2.3



Figura n.7.2.2.4

E' interessante osservare un'importante conseguenza del mercato libero dell'energia: il prezzo aumenta all'aumentare della domanda e diminuisce al diminuire della stessa.

La domanda di energia elettrica non è uguale in ogni ora del giorno e quando è più alta devono essere chiamati in produzione anche gli impianti più costosi. Le ore in cui questo succede sono le cosiddette ore di punta. Produrre energia durante le ore di punta costa quindi in media di più (in Figura n.7.2.2.1 sono riportate le fasce orarie distinte per giorni feriali e festivi così come definito da ARERA).

L'articolazione per fascia dei corrispettivi di vendita consente di trasferire al cliente questo maggior costo, dando quindi il corretto segnale di prezzo, ovvero fargli percepire il costo dell'energia consumata ed incentivarlo, se possibile, a consumare quando l'energia elettrica è meno cara; Analogamente i costi di produzione dell'energia variano a seconda dei mesi.

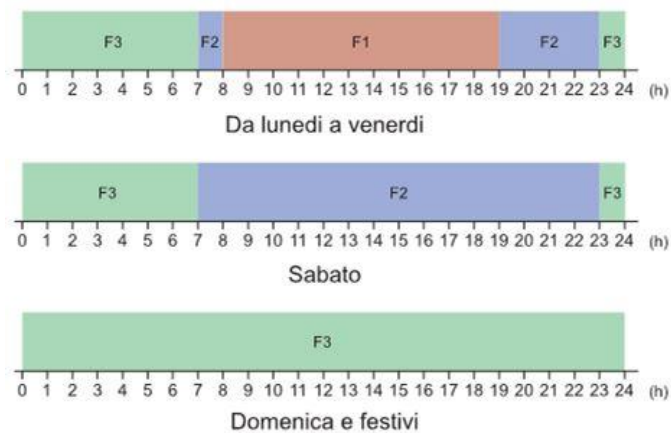


Figura n.7.2.2.1 [21]

7.2.3 IL SISTEMA DI ACCUMULO PER TIME SHIFT

Nel caso particolare, il prezzo zonale ha registrato mediamente prezzi F1 = 0,065 F2= 0,063 F3= 0,046 €/kWh. Lo studio in questione porrà l'attenzione sulla situazione di prezzo più critica, ovvero quella feriale, quando si verificano tutte le fasce di prezzo.

Media ORA -																									
MES -	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24 (vuoto)	Totale €
1	1057,7	1069,9	897,37	861,85	881,84	935,01	1129,8	1391,8	1655,8	1529,8	1258,6	1175	1045,9	1030,7	1266,9	1485,8	1698,5	1692,7	1684,4	1611,6	1491,7	1422,6	1440,3	1162,2	1286,6
2	1034,2	1058,9	897,47	823,49	857,29	945,56	1071,5	1181,1	1395,9	1284,2	1107,2	1088,9	996,75	808,37	973,22	1187,4	1349,1	1476,9	1525,4	1626,3	1548	1399,8	1400,7	1185,5	1176
3	1036,5	984,54	876,18	843,27	830,82	907,05	1023,1	1005,7	870,89	548,14	304,39	204,1	251,99	219,77	414,29	798,57	1013,5	1304	1551,6	1685,6	1530,9	1462,7	1353,1	1141,9	923,44
4	1042,1	979,01	942,59	870,95	915,72	950,37	998,85	897,66	810,57	541,63	354,89	318,59	310,71	401,35	571,78	726,52	832,27	1139,7	1402,5	1575	1512,8	1457,5	1324,2	1202,2	919,97
5	1040,7	1035,6	986,02	946,09	1032,1	1040,4	998,99	830,98	674,81	402,25	220,93	222,26	277,32	369,2	387,85	535,42	866,01	1199,9	1507,5	1668,9	1671,3	1570,1	1398,8	1301,6	924,37
6	1391,5	1313,2	1274,6	1241,5	1302,8	1220,4	1020,7	830,44	775,47	510,2	440,59	468,62	437,98	496,97	582,23	858,6	1103,4	1409	1780,4	1877,2	1800,2	1796,3	1677,5	1514,1	1130,2
7	1427,7	1234,2	1283,7	1225,2	1198,8	1293,5	1083,6	869,4	762,19	443,6	325,9	363,75	357,25	436,58	586,48	897,84	1161,5	1415,2	1752,1	1886,1	1886,9	1835	1688,2	1509,3	1121,8
8	1428,3	1392,4	1318,4	1282,5	1309,2	1360,7	1246,1	1012,6	847,15	581,27	503,83	447,75	389,07	488,94	633,09	849,11	1211,1	1699,2	1915,4	1952,5	1932,2	1882,8	1787,7	1584	1210,6
9	1067,8	946,2	980,55	989,63	1036,5	1094,2	1141,9	1232,3	1075	769,11	500,25	424,36	369,49	564,09	723,85	922,12	1281,7	1592,5	1817,9	1741,4	1675,2	1575,7	1377,1	1173,2	1086,3
10	1060,3	921,57	887,55	852,04	903,1	1091,8	1188,3	1272,4	1046,1	869,71	678,49	527,87	527,86	590,33	834,44	1226,8	1542,6	1692,8	1755,9	1731,5	1617,2	1467,3	1297,6	1185,4	1115,4
11	1081,8	924,15	934,34	894,35	881,08	1027,4	1230,1	1256,4	1400,2	1300,4	1153,9	1015,5	1036,9	977,37	1223,2	1510,5	1825,1	1899,4	1797,5	1836,8	1606,5	1478,3	1355,8	1226	1286,4
12	1074,7	956,78	958,35	945,19	932,95	1055,6	1221	1315,4	1495,7	1510,7	1283,9	1167	1129,9	1108,5	1284,2	1549,6	1766	1803,5	1729,1	1778,6	1569,1	1436,1	1341	1213,7	1317,8
(vuoto)																									
Totale	1147	1070	1021	983,1	1009	1078	1113	1090	1063	852,1	672,8	613,2	589,7	620,7	785,9	1042	1303	1528	1687	1750	1655	1568	1455	1285	1124

kWh 2017										
Media di fabbisogno ridotto grazie a fu- FERIAI ORA										
MESE	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
1	1057,655406	1069,814824	897,3680932	861,8512111	881,8419303	935,0096325	1129,811159	1331,78943	1655,764594	1529,7683
2	1034,230039	1058,889529	897,4664081	823,4918206	857,2875892	945,5616415	1071,540791	1181,117501	1395,862497	1284,2085
3	1036,547087	984,5383234	876,1796251	843,2718394	830,8224986	907,045807	1023,140621	1005,741408	870,8894312	548,13768
4	1042,135529	979,0082453	942,585043	870,9532819	915,7198843	950,3652484	998,8517521	897,661091	810,5687532	541,6321
5	1040,726692	1035,639434	986,0178553	946,0892254	1032,05132	1040,353791	998,9926678	830,9766499	674,8101565	402,25349
6	1391,481776	1313,15369	1274,570157	1241,472813	1302,827471	1220,424652	1020,724021	830,4404019	775,4724988	510,19711
7	1427,728009	1234,189856	1283,728879	1225,239313	1198,843972	1293,505365	1083,642545	869,4021819	762,1866334	443,59946
8	1428,289501	1392,449701	1318,442071	1282,538937	1309,233686	1360,718163	1246,080215	1012,62538	847,1468195	581,26504
9	1067,831652	946,1984728	980,5457764	989,6288113	1036,495563	1094,210509	1141,860562	1232,315651	1075,014345	769,11127
10	1060,314502	921,5695059	887,5510299	852,0430695	903,0962811	1091,849939	1198,279976	1272,447636	1046,082103	869,70905
11	1081,826943	924,1533781	934,3439132	894,3547179	881,0807358	1027,434084	1230,124964	1256,41427	1400,216154	1300,3594
12	1074,726068	956,7822197	958,3545849	945,1933453	932,9505823	1055,628501	1220,968146	1315,407329	1495,719263	1510,68970
(vuoto)										
Totale complessivo	1146,689988	1069,846886	1021,135704	983,0683569	1008,720522	1079,304944	1113,343617	1089,977299	1063,312289	852,1421
	1074,726068	956,7822197	1097,368093	1261,851211	881,8419303	1055,628501	1220,968146	1315,407329	1495,719263	9760,2927
	11%	10%	13%	16%	9%	11%	13%	13%	15%	
MAX 1-10	1146,689988			54,18966761						
DIFFERENZA	0	189,9077683	249,3218949	284,8387777	264,8480578	91,06148741	-74,27815802	-168,7173405	-349,0292753	487,9532
taglia										somma kWh
800	266,6666667	1074,726068	956,7822197	1097,368093	1261,851211	1081,84193	1055,628501	1220,968146	1315,407329	1495,719263
500	166,6666667	1074,726068	956,7822197	1022,368093	1111,851211	1006,84193	1055,628501	1220,968146	1315,407329	1495,719263
200	66,66666667	1074,726068	956,7822197	947,3680932	961,8512111	931,8419303	1055,628501	1220,968146	1315,407329	1495,719263
2500	833,3333333	1074,726068	956,7822197	1522,368093	2111,851211	1506,84193	1055,628501	1220,968146	1315,407329	1495,719263

Figura n.7.2.3.4
Zona “carica”

Per semplificare l’analisi, si andrà a modificare la media giornaliera dell’area target distribuendo nelle ore desiderate (area tratteggiata in Figura n.7.2.3.3) l’energia accumulata alla mattina (nelle ore della zona gialla evidenziata in Figura n.7.2.3.4) in base alle percentuali di maggior o minor consumo.

L’idea di fondo è arrivare al caso limite di un consumo medio annuale nelle ore critiche di 1.200 kWh (con un accumulo da 2500 kWh), contro una media attuale di 1562 kWh, realizzando così il load leveling descritto all’inizio del capitolo 7.

7.2.4 RISULTATI

Alcune situazioni esemplificative dell’azione dell’accumulo sono mostrate in Figura n.7.2.4.1 e Figura n.7.2.3.1, rispettivamente, per i mesi di gennaio e agosto.

Profilo giornaliero medio gennaio

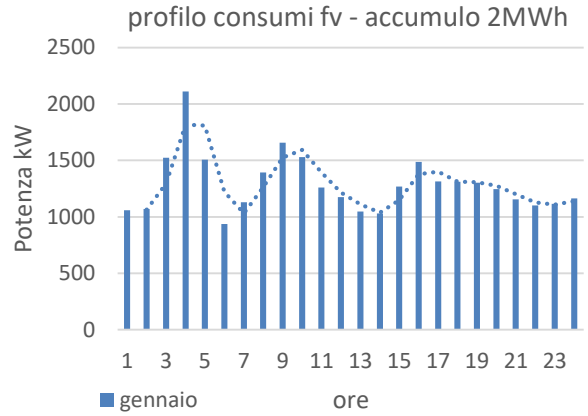
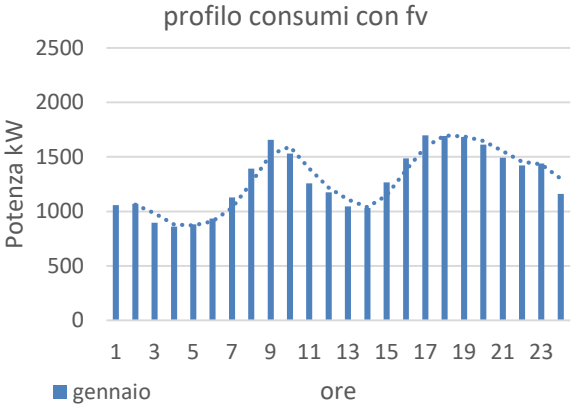
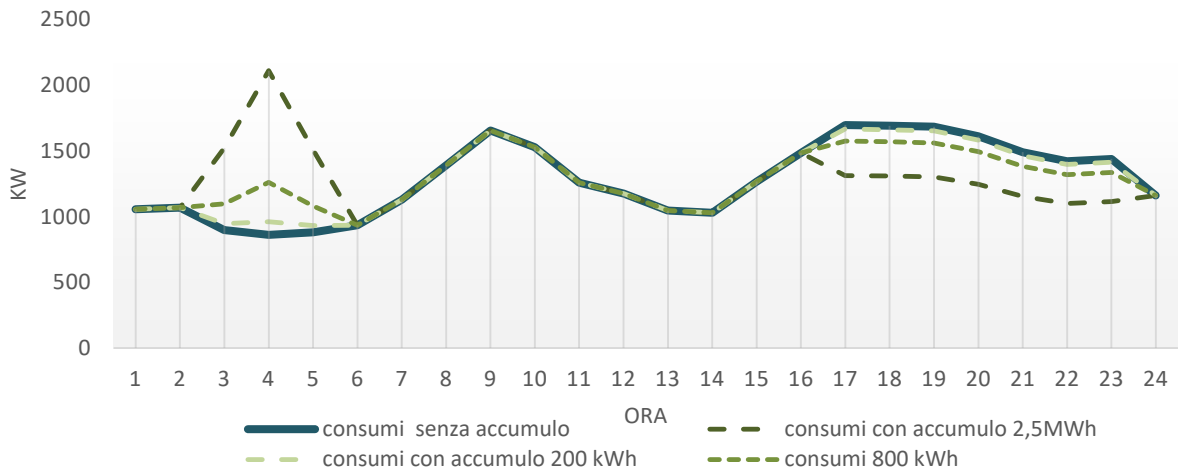


Figura n.7.2.4.1

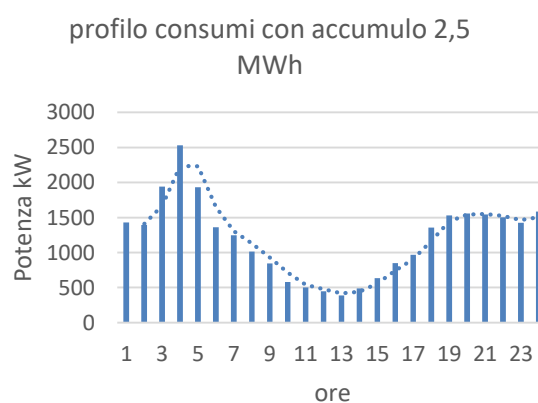
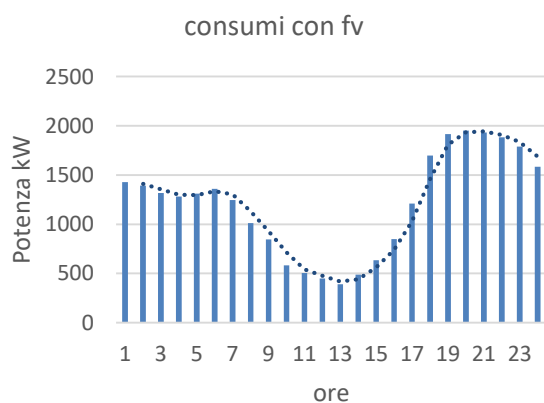
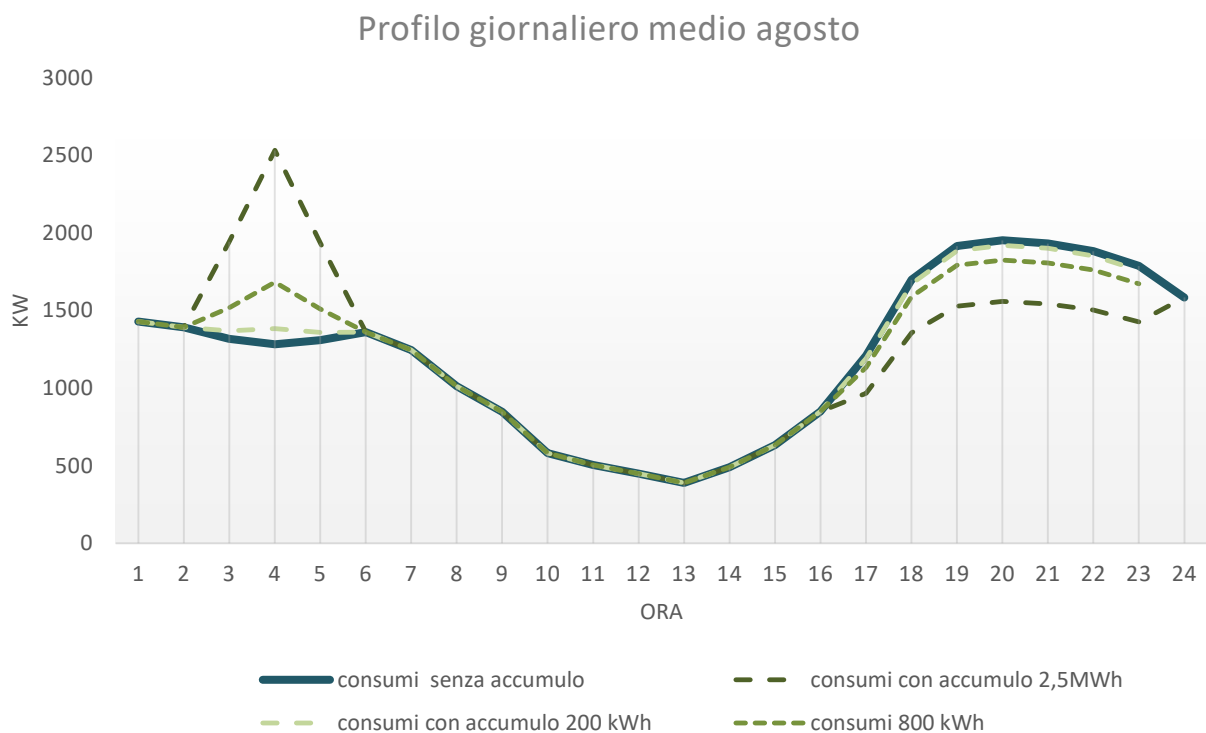


Figura n.7.2.4.2

Viene confrontato il profilo medio giornaliero dei mesi di gennaio e agosto utilizzando accumuli da 200 kWh, 800 kWh 2500 kWh.

Una chiara conseguenza a livello grafico è un'impennata mattutina dei consumi quando i prezzi sono ancora bassi per ricaricare l'accumulo (a fine esemplificativo è stato ricaricato per il 25% del valore della taglia alle ore 3 e 5 e per il 50% alle ore 4) e una discesa della domanda nelle ore di picco. Sono infine stimati i benefici ottenibili con questa dinamica di time-shift: per ogni mese si è calcolato il valore totale di kWh giornaliero moltiplicato per i relativi prezzi al kWh per il numero di giorni del mese considerato (sono per tanto da considerarsi valori non reali, ma valori medi per offrire un'idea

dell'entità del beneficio ottenibile nel caso in cui la media giornaliera non subisse forti variazioni).
 Al variare della taglia si può osservare la riduzione di costo di Figura n.7.2.4.2

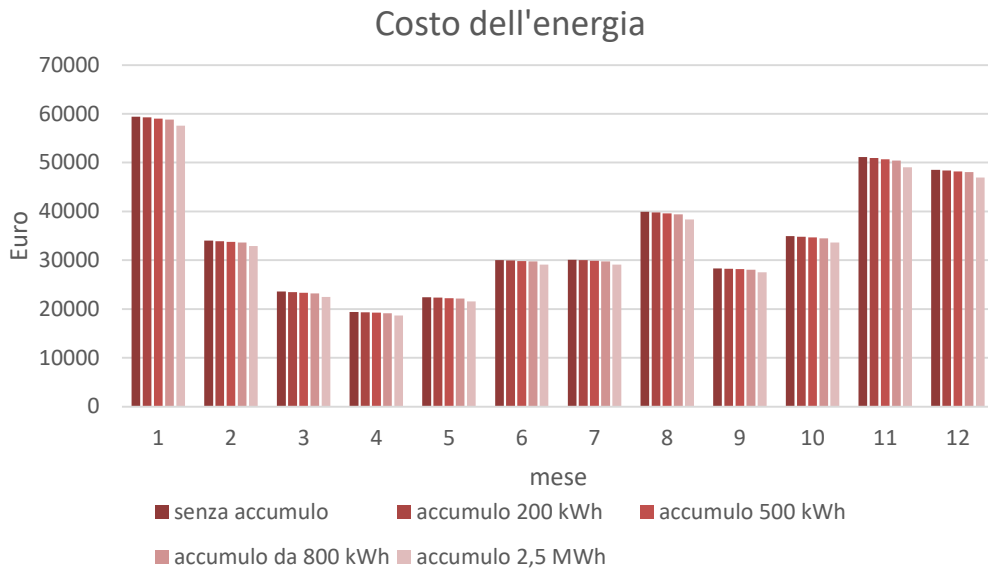


Figura n.7.2.4.2

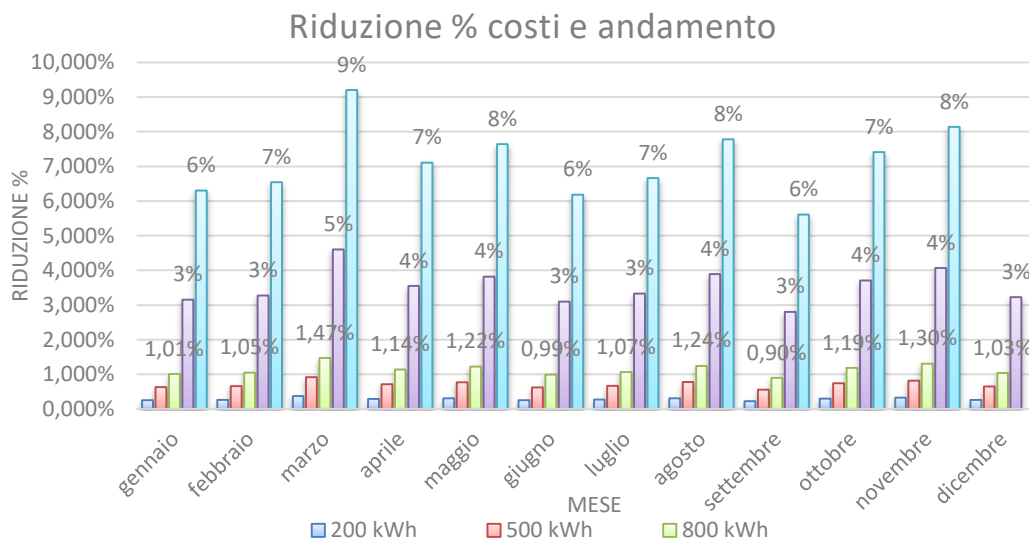


Figura n.7.2.4.3

Rispetto al grafico di Figura n.7.1.12.1 della precedente analisi è chiaro che l'utilizzo dell'energia elettrica proveniente direttamente dalla rete permette l'utilizzo dell'accumulo anche nei mesi invernali. In ogni caso, il beneficio continua a riguardare riduzioni percentuali ancora troppo minime del costo dell'energia nel caso di assenza di accumulo. Si verifica in ogni caso in quanto tempo

sarebbe possibile recuperare l'ipotetico investimento sfruttando unicamente il beneficio dato dal differenziale di prezzo.

7.2.5 LA BATTERIA

La tecnologia scelta per entrambi i casi studio è una batteria SONIK di FIAMM, al sodio di nichel (visto l'impiego in energia della batteria) con moduli da 7,7 kWh e 48 V. Si ipotizza un prezzo della batteria di 440 €/ kWh (costo stimato a partire da 500 €/ kWh del 2015 tenendo conto di una riduzione del 12%)

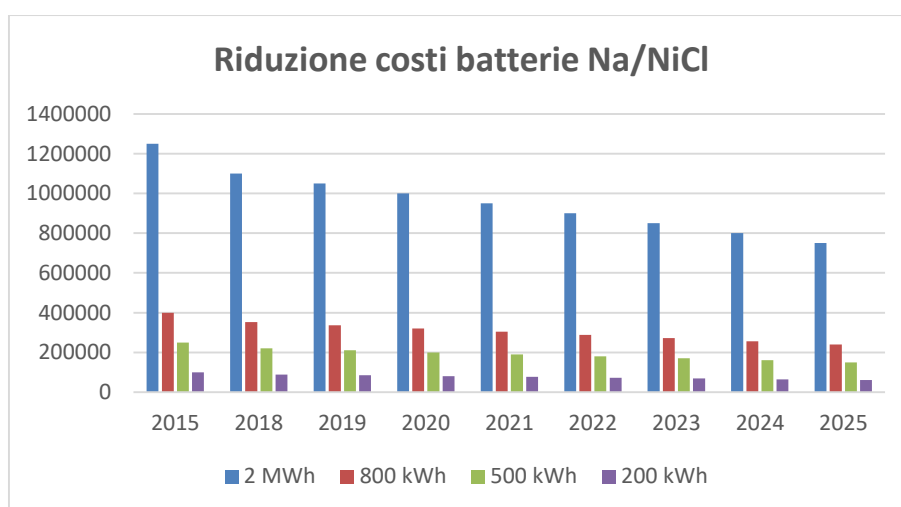


Figura n.7.2.5.1

Rielaborazione dati da Energy Storage Report 2016, p 67

TAGLIA	2500	800	500	200
Oggi (euro)	1100000	352000	220000	88000
Stimato per 2025 (euro)	660000	211200	132000	52800
Beneficio annuo in euro (ipotizzato costante negli anni)	14828	4744,97	2965,61	1186,24
ANNI DI RECUPERO (con acquisto oggi)	74,183757	74,183757	74,183757	74,18376
ANNI DI RECUPERO (con acquisto NEL 2025)	44,510254	44,510254	44,510254	44,51025

Tabella n.7.2.5.1

Operating Conditions	
Operating Temperature Range	-20°C to + 60°C / -4°F to 140°F continuous
Warm-up Time to be Operational	< 13 hours
Thermal Losses in Operation	< 55W
Nr. Cycles	> 4000 Cycles (at 80% DoD, rate of discharge > C/5)
Design Life in Operation	> 7000 days
IP Rating	IP-55

Figura n.7.2.5.2

Dato fornito da scheda tecnica batteria FIAMM

I benefici in questo caso permettono risultati simili a quelli ottenuti utilizzando la sola eccedenza del fotovoltaico ma a taglie ben inferiori, grazie allo sfruttamento invernale, quando la differenza di prezzo tra mattina e sera è mediamente più alta.

Gli anni di recupero sono uguali per tutte le taglie a causa del metodo di calcolo utilizzato per simulare l'accumulo, per tanto risulta costante il rapporto tra taglia e beneficio.

L'accumulo subisce una carica e scarica completa durante il giorno in cui viene utilizzato, nel nostro caso lo si è sfruttato solo durante i giorni feriali, per sfruttare la maggior differenza di prezzo. Il numero di cicli compiuti durante l'anno è quindi di 260. Utilizzando il dato fornito di 4000 cicli minimi di funzionamento, la vita stimata dell'impianto è di 15 anni. E' chiaro che sfruttare solo la differenza di prezzo durante il giorno, non comporta un ritorno dell'investimento in tempi utili nemmeno in caso di riduzione del costo della batteria del 40%. Tra l'altro parliamo di differenze di prezzo tra mattina e sera al più del 0,035 €/ kWh nei mesi invernali contro 0,027 €/ kWh dei mesi estivi.

Inoltre questa soluzione, oltre a non essere conveniente a livello economico, aumenta l'impatto ambientale: se si ipotizza un'efficienza della batteria dell'80% per ogni 1 MWh immagazzinato, ne vengono rilasciati 0,80. Ciò significa che, se stoccata lungo il percorso, la fornitura di 1 MWh al cliente richiede la produzione di 1,25 MWh che deve tener conto tra l'altro delle perdite per raggiungere l'accumulo.

Capitolo 8

8 IL CASO HORNSDALE POWER RESERVE

Hornsedale Power Reserve [22] è il nome con cui viene formalmente indicato il sistema di accumulo al litio più grande al mondo, 100MW/129 MWh installati nel 2017 da Tesla per Neoen nel South Australia, dove la società francese gestisce un parco eolico con una potenza di 309 MW.

L'installazione ha come obiettivo migliorare l'affidabilità e la sicurezza della rete elettrica dell'Australia meridionale nell'ambito di un piano più vasto per incrementare la capacità energetica di riserva (come si può leggere dal report dell'AEMO, l'operatore del mercato elettrico australiano, riguardo al sistema elettrico del paese[23]).

Secondo le stime di Giles Parkinson [24], fondatore e direttore di Reneweconomy, l'esperimento avrebbe fruttato a Neoen circa 1 milione di dollari in soli due giorni. Questo importante benefit è da ricondursi però non solo ad un motivo tecnologico (Tesla ha difatti dimostrato la fattibilità tecnica dell'utilizzo delle stesse batterie impiegate per auto elettriche anche per applicazioni grid-scale) ma anche all'essersi trovati nel "mercato giusto" al momento giusto: il sud dell'Australia è una regione che ha subito forti crisi energetiche, in particolare nel periodo estivo, a causa del caldo che provoca un aumento dei consumi elettrici spesso difficile da gestire oltre a fenomeni meteorologici come tempeste e tifoni che sottopongono ad un forte stress il sistema elettrico. Tutti questi fenomeni hanno provocato numerosi blackout che si sono protratti per tempi considerevoli e a distanza di qualche mese l'uno dall'altro.

Conseguenza di tutto ciò, oltre alla sicurezza del sistema elettrico è una forte variabilità del prezzo dell'elettricità in particolare nel South Australia, che ha permesso nelle giornate del 18 e 19 gennaio 2018 di far guadagnare ben un milione di dollari alla batteria di Tesla, Figura n.8.1. Quello che si è verificato è ben descritto da Parkinson e può essere riassunto dalla grafico sotto riportato.

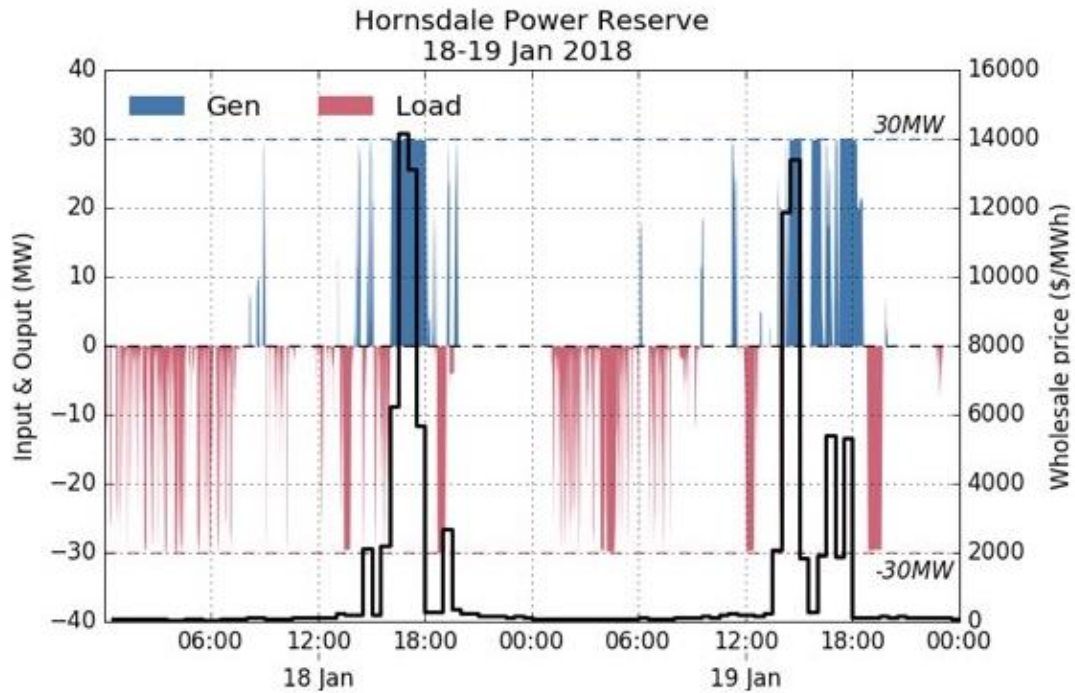


Figura n.8.1

In nero è evidenziato il profilo di prezzo che si verifica durante le due giornate. In blu sono rappresentati i momenti di scarica, e la maggior parte coincide con i prezzi più alti (ore centrali del pomeriggio) mentre in rosso sono indicati i momenti di carica (ore di massimo funzionamento eolico, in cui in cui il prezzo è più basso).

Il 18 e 19 gennaio le fluttuazioni della domanda e dei livelli di produzione sono state così elevate che la batteria Tesla, capace di accendersi e spegnersi in un'istante, potrebbe essere stata pagata fino a 1000 dollari australiani per MWh per caricarsi con l'energia in surplus dell'impianto eolico, così da utilizzare le riserve di energia per mettersi al sicuro dal cambio dei livelli di domanda e di offerta. Quindi sarebbe stata in grado di rivendere l'energia al momento di picco della domanda ad un prezzo indicativo di 14.000 dollari australiani per MWh.

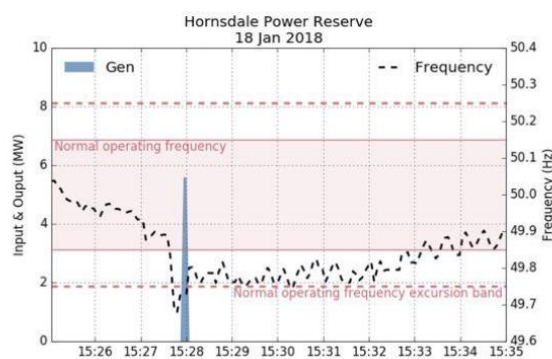


Figura n.8.2

Il 18 gennaio un guasto ad un'unità della centrale fossile ha provocato una fuoriuscita della frequenza dalla banda di normale funzionamento, Figura n.8.2, che avrebbero potuto portare ad un blackout.

La batteria è stata in grado di erogare un potenza regolante da 0 a 100 MW in 1400 millisecondi, riportando in 5 minuti la frequenza dentro la sua banda ottimale.

Lo stesso era avvenuto il mese precedente: alle 1.59 della mattina un'unità della centrale al carbone si è disconnessa causando un'improvvisa perdita di potenza di 560 MW e con conseguente crollo della frequenza sulla rete sotto 49,8Hz, Figura n.8.3, immagine a destra.

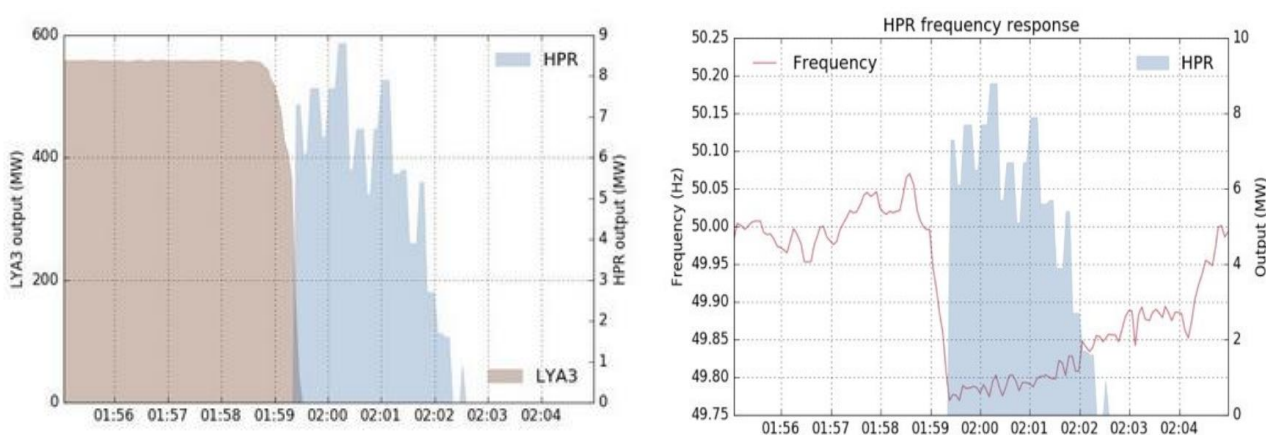


Figura n.8.3

La batteria, che si trovava a ben 100 km di distanza dalla centrale, rispose prima ancora della completa disconnessione, come si può osservare dal grafico a sinistra di Figura n.8.3, dell'unità iniettando 7,5 MW in rete per risollevare il valore della frequenza. Rispose ben 4 secondi prima dell'avvio del generatore adibito alla fornitura di riserva di potenza. Effettivamente l'immissione di potenza avvenne in millisecondi. Il generatore fornì quindi solo in seguito la potenza necessaria a riportare a 50 Hz la frequenza della rete, ma l'arresto iniziale del crollo della frequenza fu impedito dalla batteria. La finestra temporale per fornire energia alla rete che i gestori offrono ai produttori di energia è però di circa sei secondi. Quindi paradossalmente tutta l'energia erogata dopo quei primi 200 millisecondi non viene dunque registrata dai gestori [25], e quindi non può essere valorizzata a livello economico: l'efficienza e la rapidità con cui le batterie offrono il loro servizio di regolazione è limitata da un mercato che ancora non include tali sistemi nella fornitura di servizi ancillari e tanto meno nella loro remunerazione. L'intervento della batteria si suppone fosse un esperimento governativo per valutarne il potenziale, visto che sistemi di questo tipo ancora non partecipano al mercato dei servizi di dispacciamento. E' possibile però, visti i risultati, che le cose possano presto cambiare.

Capitolo 9

9 SCENARI REMUNERATIVI

Come si è visto nel precedente capitolo, la capacità di risposta dinamica di un sistema elettrochimico è nettamente superiore a quella richiesta dall'attuale Codice di Rete per il servizio regolazione della frequenza, tradizionalmente applicato ai grossi impianti convenzionali. Le migliori prestazioni dinamiche dei sistemi di accumulo potrebbero essere sfruttate per un nuovo servizio specifico, genericamente identificato dal Libro Bianco come "primaria veloce" [26], remunerato con una tariffa dedicata, conseguendo così un miglioramento della stabilità della rete ed una ottimizzazione dei costi: ovvero, la tariffa dedicata sarebbe applicata solo alle risorse utili a tale regolazione veloce e non, genericamente, a tutte le unità asservite alla regolazione primaria. Si cita come un approccio del tutto simile a quello proposto e ad oggi in analisi sperimentale da parte di OFGEM (Office of Gas and Electricity Markets) nel mercato UK[7].

Il contributo ha portato in evidenza come ad oggi non vi sia un quadro normativo completo circa la misura delle prestazioni dei sistemi di accumulo, ovvero, risulta ad oggi complicato confrontare tecnologie di accumulo differenti o differenti logiche di regolazione; da tale considerazione è emersa l'opportunità di definire delle metodologie di analisi univoche, ad esempio rispetto a segnali di frequenza con cui valutare/misurare il servizio di regolazione della frequenza o, ancor più, rispetto a protocolli di prova significativi per la partecipazione ai servizi ancillari.

9.1 L'APPROCCIO NATIONAL GRID NEL REGNO UNITO

Nel Regno Unito la regolazione primaria di frequenza è gestita su tre livelli:

- i. regolazione di frequenza obbligatoria (Mandatory Frequency Response);
- ii. regolazione volontaria gestita tramite aste (Firm Frequency Response);
- iii. regolazione veloce (Enhanced Frequency Response), di recente introduzione.

Il servizio obbligatorio coinvolge i grandi impianti di produzione connessi alla rete di trasmissione, la cui taglia minima varia in funzione della localizzazione dell'impianto. La remunerazione può premiare la disponibilità a erogare il servizio oppure, analogamente al mercato italiano, l'effettiva erogazione dell'energia regolante. Il Firm Frequency Response è stato introdotto per potenziare

l'approvvigionamento di riserva primaria ed è regolato da aste mensili, in cui la potenza minima offerta è 10 MW.

9.2 ENHANCED FREQUENCY RESPONSE

Il meccanismo di EFR è ben spiegato da AEIT [7]. È dimostrato come la velocità di attivazione della regolazione abbia un impatto diretto sul contenimento delle perturbazioni di frequenza.

Per questo motivo, *National Grid*, il gestore di rete del Regno Unito, ha attivato il servizio *Enhanced Frequency Response* (EFR), su base volontaria: i soggetti che partecipano alla fornitura di questa riserva sono tenuti a mettere a disposizione la potenza regolante richiesta entro un tempo estremamente breve, ovvero 1 secondo dal manifestarsi della variazione di frequenza (con obbligo di identificazione della perturbazione entro i primi 500ms). Il sistema deve essere in grado di fornire la potenza regolante nominale per una durata non inferiore a 15 min. Tale servizio ancillare è assegnato tramite aste (la prima è stata aggiudicata nell'agosto 2016 per un contingente complessivo di 200 MW). Il criterio di selezione si basa sulla minore remunerazione (in $[\text{£}/(\text{MW} \cdot \text{h})]$) richiesta dal partecipante per garantire, per la durata di servizio proposta [h], la disponibilità a erogare/assorbire la potenza nominale del sistema [MW]. L'assegnazione dell'asta da diritto all'ottenimento di una remunerazione per un periodo di 4 anni dalla data di entrata in esercizio, che non può essere successiva a 18 mesi dalla data di pubblicazione delle graduatorie dell'asta.

Ad ogni partecipante può essere assegnato un contingente massimo di 50 MW. Ogni impianto disponibile a fornire *EFR* non può al contempo erogare altri servizi ancillari in potenza attiva, mentre può ad esempio partecipare alla regolazione di tensione scambiando potenza reattiva.

Il funzionamento richiesto, rappresentato nel piano potenza/frequenza, è descritto nella Figura n.9.1.1. Modificando i valori assegnati alle ascisse *AF* e alle ordinate *t - z*, la normativa inglese definisce due modalità di funzionamento (Tabella di Figura n.9.1.1):

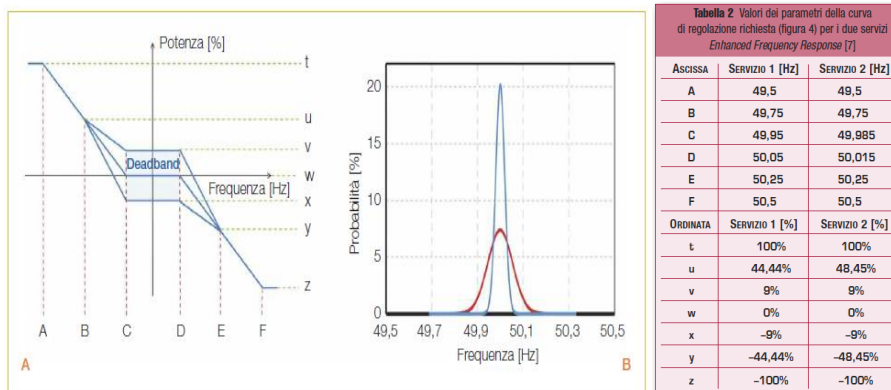


Figura n.9.1.1

- i. servizio 1, con banda morta larga ($\pm 50\text{mHz}$);
- ii. servizio 2, con banda morta stretta ($\pm 15\text{mHz}$).

All'interno della banda morta è ammessa una certa libertà di funzionamento al fine di ripristinare lo stato ottimale di funzionamento del sistema (per esempio lo stato di carica nei sistemi di accumulo), purché l'output non ecceda i limiti v (in erogazione di potenza) e x (in assorbimento) rispetto alla potenza nominale del servizio (t e z).

Analizzando la distribuzione statistica della frequenza nella rete inglese (linea rossa Figura n.9.1.1), è possibile stimare la durata cumulata degli interventi richiesti agli impianti per soddisfare il servizio *EFR*. La probabilità di operare a massima potenza ($f \leq A$ oppure $f \geq F$) è piuttosto bassa, pur se sono previsti protocolli per la verifica dell'effettivo funzionamento degli impianti in tali condizioni estreme. È opportuno segnalare che la rete continentale, maggiormente estesa e con potenza regolante connessa significativamente più elevata, presenta una variabilità di frequenza decisamente più contenuta (linea blu Figura n.9.1.1).

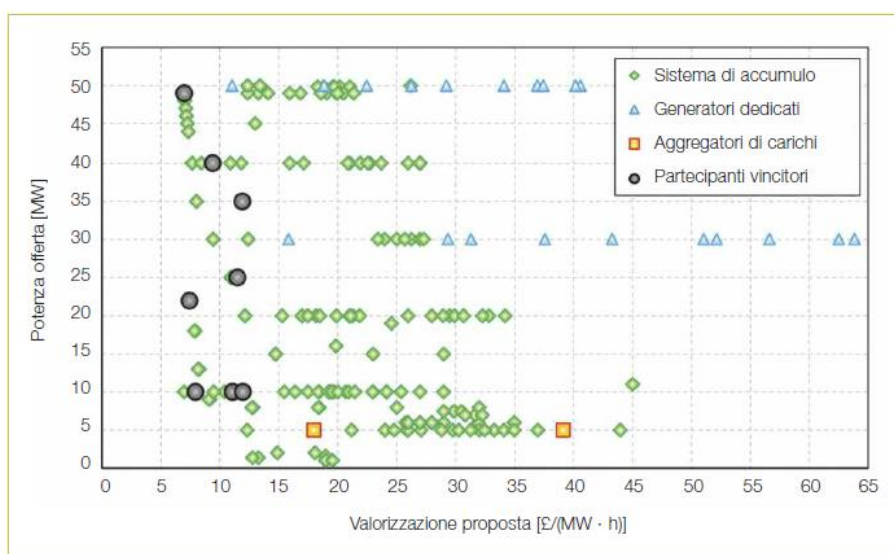


Figura n.9.1.2

Nella Figura n.9.1.2 sono riportati in forma grafica i 223 partecipanti alla prima asta, in relazione alla potenza nominale offerta e alla valorizzazione proposta. L'erogazione del servizio è aperta a sistemi di generazione (20 partecipanti, indicatori azzurri), agli aggregatori di carichi (2 partecipanti, indicatori arancioni) e ai Sistemi di Accumulo (SdA, 201 partecipanti, indicatori verdi). Per effetto dei criteri di selezione (in particolare della limitazione del contingente massimo assegnabile allo stesso partecipante), sono risultati vincitori 8 candidati, tutti basati su SdA (indicatori neri).

Quest'ultima tecnologia si rivela infatti particolarmente adatta in relazione ai vincoli di funzionamento imposti, che si possono tradurre in un tempo di scarica del SdA pari a 30 min (considerando la necessità di poter fornire il servizio sia a salire, ovvero in scarica, che a scendere). Inoltre, la durata del contratto di fornitura del servizio *EFR* consente la realizzazione di impianti dedicati, che hanno modo di ripagare il proprio costo di installazione tramite un meccanismo stabile dal punto di vista normativo su un orizzonte temporale sufficientemente esteso (diversamente, il mercato tedesco, che prevede aste settimanali, sembra maggiormente orientato allo sfruttamento degli impianti esistenti più che allo sviluppo di nuove soluzioni specificatamente dedicate).

È interessante sottolineare l'influenza sui risultati della procedura di asta della limitazione del contingente massimo assegnabile ad ogni partecipante (50 MW). Tale vincolo è introdotto nella procedura per limitare a non meno di 4 il numero di soggetti eroganti il servizio, probabilmente con lo scopo di differenziare i fornitori:

- i.** dal punto di vista imprenditoriale (per esempio la solidità finanziaria);
- ii.** in merito alla soluzione tecnica e ai partner coinvolti (diversi produttori di tecnologia, anche considerando che le applicazioni dei SdA per l'erogazione di servizi ancillari di rete sono ancora in fase embrionale);
- iii.** per limitarne il potere contrattuale di un singolo fornitore;
- iv.** per favorire la diffusione del know-how specifico in più aziende.

Come si evince Figura n.9.1.2, l'applicazione di tale vincolo sull'assegnazione dell'asta ha escluso diverse soluzioni economicamente più vantaggiose rispetto a quelle selezionate, con un aggravio dei costi complessivi derivanti dall'assegnazione dell'asta: l'importo complessivo degli impianti selezionati è pari a 65,95 M£ (circa 73M€), mentre escludendo la limitazione sul massimo contingente assegnabile ad ogni partecipante il costo complessivo si sarebbe ridotto a meno di 50 M£ (con un unico vincitore per l'intera procedura d'asta).

I vincitori della prima asta hanno presentato offerte per la fornitura del servizio nell'intervallo $7,00 \div 11,97 \text{ £/ (MW} \cdot \text{h)}$. Assumendo che tali SdA operino continuativamente per l'intero periodo contrattuale di erogazione del servizio (35.064 h) e il costo unitario dei SdA proposti varia nell'intervallo $491 \div 840 \text{ £/kWh}$ (ovvero $575 \div 983 \text{ €/kWh}$ considerando il cambio 1,17 €/£), la valorizzazione proposta è sicuramente interessante per il settore dell'accumulo elettrochimico, considerando che i relativi costi unitari sono previsti in marcata riduzione per effetto dello sviluppo ulteriore della tecnologia e dell'aumento dei volumi di mercato (anche in conseguenza della diffusione della trazione elettrica su asfalto).

Capitolo 10

10 CONSIDERAZIONI FINALI E CRITICHE ALL'ELETTROCHIMICO

Charles Barnhart, ingegnere energetico della Stanford University, che in una ricerca pubblicata sulla rivista *Energy & Environmental Science* [27], ha creato un parametro che indica la convenienza economica e ambientale dei vari sistemi di accumulo.

Questo numero, chiamato ESOI (energy stored on investment) si ottiene dall'energia accumulata nell'intera vita dell'impianto, moltiplicata per l'efficienza nel ciclo di accumulo/rilascio, diviso per l'energia impiegata per la costruzione e installazione dell'impianto. In questo primo studio, Barnhart ha considerato solo il pompaggio, l'aria compressa e cinque tipi di batterie: al litio, al sodio-zolfo, allo zinco-bromo, al vanadio (del tipo a flusso) e al piombo.

I suoi risultati (vedi Figura n.10.1) danno un chiaro pollice verso per i sistemi elettrochimici: l'ESOI delle batterie varia infatti da 10 per quelle al litio ioni, a un misero 2 per le batterie al piombo. Queste ultime, quindi, riescono ad accumulare nel corso della loro vita, appena il doppio dell'energia che è servita a costruirle, escludendo quindi la possibilità di un loro uso globale come sistema di accumulo.

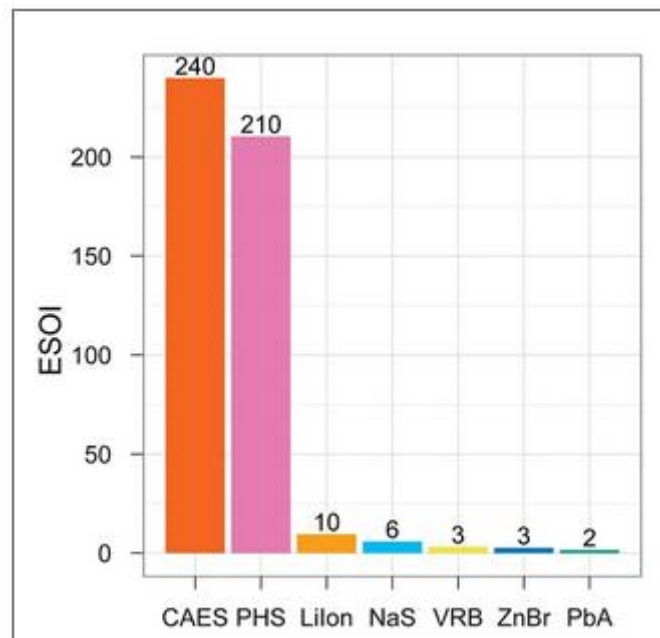


Figura n.10.1

Secondo Barnhart, anche riciclando i loro metalli a fine vita, per costruire nuove batterie si risolverebbe poco, in quanto il riciclo più o meno dimezza l'energia usata per la costruzione della batteria, non aumentando in modo sufficiente il loro ESOI. Inoltre, un loro uso globale a questo scopo,

obbligerebbe a costruire milioni di nuove batterie, a partire da risorse minerarie, con ben poco contributo dal riciclo. Il risultato finale sarebbe un enorme aumento dei costi dell'energia e delle emissioni di CO₂.

Pollice decisamente su, invece per i sistemi fisici: il pompaggio idroelettrico ottiene un ESOI di 210, il CAES addirittura di 240, cioè nel corso della sua vita un impianto ad aria compressa riuscirebbe ad accumulare 240 volte tanta energia quanto è servito a costruirlo, di fatto aggiungendo ben poco, come costo capitale, al prezzo dell'energia accumulata.

Il problema principale delle batterie è la loro durata limitata. Oggi i costruttori, pensando alle auto elettriche, stanno migliorando le loro capacità di accumulo. Per la rete, invece, la caratteristica che conta è il numero di cicli carica/scarica che il sistema sopporta prima di dover essere sostituito. Si scende dai 25.000 cicli di un impianto di pompaggio agli appena 700 di un accumulatore al piombo.

C'è poi un altro svantaggio delle batterie, rispetto ai sistemi fisici. Non si è affatto certi che esistano al mondo riserve economiche di metalli, come il vanadio, il litio o il piombo, per costruire abbastanza batterie al fine di coprire le esigenze globali di accumulo, cioè fra 4 e 12 ore di tutta l'elettricità giornaliera mondiale, quindi fra 8 e 25 TWh. Pompaggio e CAES, invece non richiedono altro che banali pompe, cemento, tubi e compressori.

Pompaggio e CAES hanno però limitazioni geografiche: il primo richiede bacini idrici posti a livelli diversi, il secondo formazioni geologiche, come caverne, giacimenti di metano esauriti o acquiferi profondi, dove pompare l'aria.

Ma recentemente sono state proposte soluzioni per aggirare proprio questi ostacoli. Il Belgio, ad esempio, intende accumulare la sua energia eolica in eccesso, in una sorta di "lago nel mare", un bacino artificiale a livello inferiore al fondo marino, isolato con un terrapieno circolare dalle acque intorno, da cui estrarre l'acqua nei momenti di eccesso di produzione eolica, per poi farla rientrare, attraverso turbine, in quelli di eccesso di domanda.

In Inghilterra, Seamus Garvey, ingegnere alla Nottingham University, sta invece sperimentando un sistema di CAES sottomarino, che accumula aria compressa in palloni ancorati sul fondo, tenuti in pressione dallo stesso peso dell'acqua, rendendo così ogni mare profondo adatto al CAES.

Sempre secondo Barnhart, le soluzioni con la maggiore possibilità di soddisfare una richiesta globale di accumulo sono il CAES, geograficamente meno limitato del pompaggio, e, fra le batterie, quelle al sodio-zolfo, che pur avendo un ESOI di appena 6, usano elementi estremamente comuni ed relativamente economici, e hanno ancora grandi margini di miglioramento verso una maggiore longevità.

CONCLUSIONE

In relazione al caso studio in esame, le analisi dimostrano che in una situazione di normale esercizio della rete e del mercato elettrico, al livello di penetrazione da fonte rinnovabile oggi raggiunto, l'impiego di sistemi di accumulo non è giustificabile.

La posizione centrale rispetto alla rete dell'impianto fotovoltaico e la sua attuale taglia si sono rivelate già da sole favorevoli sia nel contenere le perdite sia nel mantenere la tensione della rete nel giusto range. Il beneficio possibile sia a livello di riduzione delle perdite e dell'impatto ambientale sia a livello economico non può dare risultati soddisfacenti principalmente per due motivi: l'investimento non è recuperabile in tempi utili (la vita utile del sistema di accumulo risulta inferiore agli anni ipotetici di ritorno economico con gli attuali benefici), il mercato elettrico non consente ancora alla generazione distribuita di offrire servizi di rete e trarre da essi un guadagno in grado di ridurre i tempi di ritorno dell'investimento.

Anche ipotizzando un utilizzo puramente mirato alla valorizzazione economica derivante dal time shift, in cui la convenienza dipende dal differenziale tra il prezzo alla vendita ed il prezzo all'acquisto della energia elettrica si è appurato che la riduzione dei costi dell'energia, seppure permessa anche nei mesi invernali, non è poi così differente dal primo caso studio, in cui l'energia elettrica proveniva dall'eccedenza del fotovoltaico. Una conseguenza del time shift è però il load leveling, che potrebbe avere dei vantaggi, non quantificabili in questo studio, derivanti dall'evitare costi di avviamento di centrali di "emergenza" o dalla miglior gestione di centrali termoelettriche che potrebbero funzionare per caricare l'accumulo durante le ore in cui normalmente dovrebbero ridurre la loro capacità (la condizione ottimale per ogni impianto è quella di funzionamento a regime). A parte quest'ultima condizione, c'è da dire che sul lungo periodo il mercato potrebbe adeguarsi a questa dinamica fino a far scomparire il differenziale di prezzo in presenza dell'accumulo.

La conclusione finale dell'impiego di accumuli di grossa taglia in reti MT/BT è che la loro convenienza va studiata caso per caso e non è possibile generalizzare: come visto, se l'impianto fotovoltaico fosse stato in una posizione al margine della rete, e non centrata, le perdite potrebbero in alcune ore dell'anno rendersi tali da rendere interessante l'utilizzo di un accumulo.

Per quanto riguarda la rete di AT, dalle varie sperimentazioni ed esperienze internazionali, si evince che l'impiego dell'accumulo come mezzo regolatore della rete, in particolare per quanto riguarda la frequenza, potrebbe avere un discreto successo se non addirittura rivelarsi un parametro chiave per permettere la sempre più crescente diffusione della fonte rinnovabile, oltre che risolvere situazioni di emergenza (principale motivo di successo, ad oggi).

E' chiaro, però, che nonostante le potenzialità e le possibili riduzioni del costo specifico attese per i prossimi anni, la batterie potrebbe comunque non riuscire ad ottenere una posizione sul mercato delle tecnologie utility scale. E' possibile allora che le probabilità di successo per un largo impiego dell'elettrochimico risiedano nelle piccole taglie (inferiori al kW o qualche centinaio di kW): per le piccole taglie sembrerebbe più fattibile creare modelli di business che permettano benefici più rapportabili ai costi di investimento. Si pensi ad esempio alla mobilità elettrica, e all'accumulo domestico in un futuro di maggior elettrificazione dei consumi (con largo impiego della combinazione pompe di calore, fotovoltaico e accumulo): in questi casi, verrebbe privilegiato l'autoconsumo dell'energia prodotta riducendo così la percentuale di energia prelevata dalla rete: il gestore di rete avrebbe così più facilità di gestione dei flussi evitando un continuo potenziamento della rete e gli stessi utenti potrebbero in qualche modo partecipare ad un dispacciamento locale attraverso l'accumulo; ad ogni modo, seppure questi temi siano oggi largamente discussi, è ancora troppo presto per avere una panoramica precisa sul futuro del sistema elettrico, e non è lo scopo di questo studio, che vuole invece offrire solo un'idea dello stato dell'arte attuale mostrando potenzialità e criticità della tecnologia elettrochimica

Bibliografia

- [1] Energy&strategy Group e Politecnico di Milano, School of Business, “Renewable Energy Report”, 2016, pp 37, 41-43.
- [2] Terna, sito web del TSO, <https://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/fontirinnovabili.aspx>”.
- [3] Energy&strategy Group e Politecnico di Milano, School of Business, “Energy storage Report”, 2016, pp 10,31,33, 62-66.
- [4] R. Benato, G.Bruno, F.Palone R.M.Polito, M.Rebolini, “L’esperienza italiana sull’accumulo elettrochimico nella rete elettrica di alta tensione” AEIT, L’Energia Elettrica, marzo/aprile 2017, pp. 41-42, 32-33.
- [5] ANIE energia, <http://anienergia.anie.it/limpatto-della-generazione-diffusa-sul-sistema-elettrico-attuale/?contesto-articolo=/notizie#.W6OBgPbSLIU>.
- [6] Prof. M.Fauri, “Dispacciamento: come funziona e cosa si prospetta per il futuro” Rienergia, 21 Febbraio 2017.
- [7] F. Bignucolo, M. Pettinà, R. Caldon, “Regolazione di frequenza e rinnovabili: nuove prospettive per i sistemi di accumulo” AEIT, L’Energia Elettrica, marzo/aprile 2017, pp 41-46, pag.51 .
- [8] GME, Gestore mercato elettrico, “Testo integrato della disciplina del mercato elettrico” 2003 e successive integrazioni e sito web borsa elettrica, <http://www.mercatoelettrico.org/It/Mercati/MercatoElettrico/MPE.aspx>.
- [9] ARERA, Autorità di regolazione per energia reti e ambiente, Deliberazione 5 maggio 2017, 300/2017, “Prima apertura del mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) alla domanda elettrica ed alle unità di produzione anche da fonti rinnovabili non già abilitate nonché ai sistemi di accumulo. Istituzione di progetti pilota in vista della costituzione del testo integrato dispacciamento elettrico (TIDE) coerente con il balancing code europeo”.
- [10] RSE, Ricerca sul sistema elettrico, Dossier “frequenza di rete e sbilanci, le sfide della regolazione”, 01/2017 - 3 novembre 2017.
- [11] TERNA, Allegato A15, prescrizione Tecnica, “partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza-potenza” 2008.
- [12] Wikipedia, “Rifasamento”.
- [13] Vincenzo Cataliotti, *Impianti elettrici. Vol. II*, Flaccovio Editore.
- [14] Immagine da <https://www.electroyou.it/edmondantes/wiki/il-rifasamento-e-la-regolazione-della-tensione>.
- [15] CESI (ex RSE), “Impatto della generazione distribuita sulla regolazione di tensione alle sbarre

MT delle cabine primarie AT/MT”, 30/06/2001.

[16] Anie-Energia e RSE, Ricerca sul Sistema Energetico, “I sistemi di accumulo elettrochimico: prospettive e opportunità” LIBRO BIANCO 2.0, Maggio 2017.

[17] TERNA, Rapporto di sostenibilità 2017, pag. 156.

[18] Immagine da deliberazione ARERA 264/2014 “Trattamento della generazione distribuita ai fini della revisione del meccanismo di perequazione delle perdite sulle reti di distribuzione” Tavola 1, pag. 5.

[19] Immagine da http://www.larena.it/territori/citt%C3%A0/dal-tetto-energia-pulita-per-1-240-famiglie-1.2726674?refresh_ce#.

[20] G.Artizzu, “Mercato elettrico: il PUN in altalena e lo zampino delle fonti rinnovabili” QualEnergia.it, 15 aprile 2003.

[21] Immagine di http://www.progetto-elettrico.it/81-Risparmio_energetico/72-Rifasamento.

[22] Fred Lambert “Tesla’s giant battery in Australia made around \$1 million in just a few days”, elektrek , January 2018.

[23] AEMO (Australian Energy Market Operator), Summer operations 2017-18 Report, November 2017.

[24] Giles Parkinson, “Tesla big battery outsmarts lumbering coal units after Loy Yang trips”, Reneweconomy, December 2017.

[25] S.Facchetti “Tesla, troppa energia dalle batterie e in Australia non viene pagata”, HDMotori.it, Marzo 2018.

[26] Anie-Energia e RSE, Ricerca sul Sistema Energetico, Libro Bianco 2.0 “Approfondimento sull’uso degli accumuli per la riserva primaria: effetto del “C-rate”, la primaria “veloce”, la remunerazione del servizio su base “capacità”” p 8, Maggio 2017.

[27] Charles Barnhart, “Qual è l’accumulo migliore per la rete elettrica?” Qualenergia.it, marzo 2013.