



Agenzia Nazionale per le Nuove Tecnologie,  
l'Energia e lo Sviluppo Economico Sostenibile



*Ministero dello Sviluppo Economico*

## RICERCA SISTEMA ELETTRICO

Analisi e definizione di strategie di gestione e controllo  
di sistemi di accumulo elettrico per applicazioni in reti di  
distribuzione attive automatizzate

Report 2 – Applicazioni in reti isolate e interconnesse

*M. Conte, M.L. Di Silvestre, G. Graditi, M.G. Ippolito, E. Riva Sanseverino,  
E. Telaretti, G. Zizzo*



Dipartimento di Ingegneria Elettrica, Elettronica e delle Telecomunicazioni  
*Università degli Studi di Palermo*

Report RdS/2011/304

ANALISI E DEFINIZIONE DI STRATEGIE DI GESTIONE E CONTROLLO DI SISTEMI DI  
ACCUMULO ELETTRICO PER APPLICAZIONI IN RETI DI DISTRIBUZIONE ATTIVE  
AUTOMATIZZATE  
REPORT 2 – APPLICAZIONI IN RETI ISOLATE E INTERCONNESSE

M. Conte, G. Graditi (ENEA)

M.L. Di Silvestre, M.G. Ippolito, E. Riva Sanseverino, E. Telaretti, G. Zizzo (DIEET-Università di Palermo)

Settembre 2011

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico – ENEA

Area: Governo, Gestione e Sviluppo del Sistema Elettrico Nazionale

Progetto: Sistemi avanzati di accumulo di energia

Responsabile Progetto: Mario Conte, ENEA



DIEET - DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA ELETTRICA,  
ELETTRONICA E DELLE TELECOMUNICAZIONI

*Università degli Studi di Palermo*

---

## **Accordo di Programma MSE-ENEA**

Area: “Governato, Gestione e Sviluppo del Sistema Elettrico Nazionale”

Tema di ricerca: “Infrastrutture: accumulo dell’energia elettrica”

Progetto 1.2.2: “Sistemi avanzati di accumulo”

**Analisi e definizione di strategie di gestione e controllo  
di sistemi di accumulo elettrico per applicazioni in reti di distribuzione  
attive automatizzate**

## **Report 2 – Applicazioni in reti isolate e interconnesse**

---

UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PALERMO

*Dipartimento di Ingegneria Elettrica, Elettronica e delle Telecomunicazioni*

*Viale delle Scienze - Parco d'Orleans,*

*90128 - PALERMO*

Cod. Fisc. 80023730825

## INDICE

Premessa generale .....	pag. 5
-------------------------	--------

### ***I. Strategie multi-obiettivo per progettare sistemi di accumulo elettrico distribuito nei sistemi isolati: applicazioni alla rete di Pantelleria***

I.1 Finalità generali .....	pag. 7
I.2 La rete di Pantelleria .....	pag. 7
I.3 Formulazione del problema multi-obiettivo .....	pag. 10
I.4 Le strategie definite per i sistemi di accumulo .....	pag. 14
I.5 Risultati .....	pag. 15
I.6 Considerazioni conclusive .....	pag. 23

### ***II. Valutazioni tecnico-economiche per il progetto di un sistema di accumulo elettrico da integrare nella rete del campus universitario di Palermo***

II.1 Finalità generali .....	pag. 25
II.2 Analisi della richiesta elettrica del DIEET e assunzioni per la valutazione economica dei consumi .....	pag. 25
II.3 Struttura delle rete del campus e calcolo delle portate su ogni tratto di linea .....	pag. 28
II.4 Determinazione del carico massimo sul feeder di alimentazione ....	pag. 32
II.5 Scelta delle applicazioni .....	pag. 34
II.5.1 Differimento delle opere di potenziamento della linea	
II.5.2 Riduzione delle perdite	
II.5.3 Livellamento dei valori di tensione	
II.5.4 Aumento della durata di vita dei cavi	
II.5.5 Sfasamento temporale degli assorbimenti di energia elettrica	
II.6 Dimensionamento del sistema di accumulo .....	pag. 38
II.7 Stima dei costi e dei benefici conseguibili .....	pag. 44
II.8 Valutazione tecnico/economica dell'investimento .....	pag. 46
II.9 Risultati e considerazioni conclusive .....	pag. 48

<b>Fonti e riferimenti .....</b>	<b>pag. 52</b>
----------------------------------	----------------

## **Premessa generale**

Il presente Report riferisce sui contenuti e sui risultati della seconda fase delle attività svolte nell'ambito della ricerca dal titolo: "*Analisi e definizione di strategie di gestione e controllo di sistemi di accumulo elettrico per applicazioni in reti di distribuzione attive automatizzate*", oggetto dell'Accordo di Collaborazione tra ENEA e DIEET sottoscritto nel corso del 2011, e in relazione agli esiti della prima fase della ricerca, di cui si riferisce nel precedente Report [1].

Le attività sono state condotte in sinergia con il personale tecnico di ENEA e sono state svolte prevalentemente all'interno dei locali e dei laboratori del DIEET di Palermo.

Il Report è articolato in due parti principali.

La prima propone e applica un approccio "di sistema", basato sull'applicazione di algoritmi di ottimizzazione di tipo multi-obiettivo, come criterio metodologico attraverso cui guidare le scelte progettuali di un sistema di accumulo distribuito in un sistema isolato. Più in particolare, nel corso di tale fase di attività, sono state identificate, implementate e comparate diverse strategie di installazione e gestione di sistemi di accumulo distribuito su alcuni nodi di una rete reale in media tensione (isola di Pantelleria), al fine di valutare la valenza multi-obiettivo di tale provvedimento al variare della posizione, della taglia e delle caratteristiche della rete. Per tale applicazione sono stati valutati e confrontati i seguenti obiettivi: perdite nella rete, costo complessivo di produzione, emissioni di CO<sub>2</sub>, scostamento della potenza generata dai gruppi tradizionali dai valori di *set-point*; è stata inoltre indagata la variabilità del profilo delle tensioni per le diverse strategie di gestione ipotizzate e in confronto con uno scenario di riferimento caratterizzato dall'assenza di accumulo.

Mentre l'applicazione presentata nella prima parte è riferita ad un sistema isolato e ha un maggiore carattere metodologico, la seconda parte del Report riferisce su un'ipotesi applicativa condotta su una rete di distribuzione interconnessa (attualmente a servizio del campus universitario di Palermo) e presenta un carattere progettuale più marcato, con scelte e valutazioni tecnico-economiche di dettaglio. Nello specifico è stata ipotizzata l'installazione di batterie di accumulo posizionate in prossimità del punto di allaccio alla rete ENEL del Dipartimento di Ingegneria Elettrica, Elettronica e delle Telecomunicazioni (DIEET), dell'Università di Palermo. I sistemi di accumulo sono

stati dimensionati ed eserciti, prevalentemente, per applicazioni di *peak-shaving*, di *load-shifting* e di *load-levelling*, producendo contemporaneamente benefici, per l'ente distributore (in termini di riduzione delle perdite, livellamento dei valori della tensione, differimento delle opere di potenziamento della linea di alimentazione, aumento della vita utile dei cavi) e per il DIEET (essenzialmente in termini di riduzione del costo dei consumi di energia elettrica).

I contenuti e i risultati delle attività di progettazione, dimensionamento e valutazione tecnico/economica delle applicazioni prese in esame sono descritti e presentati nel seguito del Report.

# ***I. Strategie multi-obiettivo per progettare sistemi di accumulo elettrico distribuito nei sistemi isolati: applicazioni alla rete di Pantelleria***

## **I.1 Finalità generali**

Nella ricerca in corso sono state identificate, implementate e comparate alcune strategie di installazione e gestione di sistemi di accumulo distribuito su diversi nodi di una rete reale in media tensione (isola di Pantelleria), al fine di valutare la valenza multi-obiettivo di tale provvedimento al variare della posizione, della taglia e della struttura della rete. Per tale applicazione sono stati valutati e confrontati i seguenti obiettivi: perdite nella rete, costo complessivo di produzione, emissioni di CO<sub>2</sub>, scostamento della potenza generata dai gruppi tradizionali dai valori di *set-point*; è stata inoltre indagata la variabilità del profilo delle tensioni per le diverse strategie di gestione ipotizzate e in confronto con uno scenario di riferimento caratterizzato dall'assenza di accumulo. Le strutture di rete prese in esame, in questa fase, conservano una prevalenza radiale (com'è tipico delle reti di distribuzione attualmente in servizio), con alcune possibili richiusure che configurano in prospettiva assetti di rete debolmente magliate.

## **I.2 La rete di Pantelleria**

Il sistema elettrico a servizio dell'isola di Pantelleria è un sistema isolato, non collegato cioè al sistema elettrico nazionale. Esso è attualmente alimentato da una centrale termoelettrica (con gruppi diesel), per la produzione di energia elettrica, da cui si dipartono n.4 linee in media tensione (a 10,5 kV) che alimentano le cabine dislocate sul territorio dell'isola. La rete di distribuzione in media tensione, pur essendo normalmente esercita in assetto radiale, presenta diversi punti in cui è possibile procedere alla controalimentazione delle linee o all'esercizio del sistema in forma magliata, sia all'interno di alcune cabine oggi telecontrollate, sia in altri nodi della rete.

L'intero sistema è attualmente gestito dalla società S.MED.E. Pantelleria S.p.A., con sede legale a Palermo in viale Strasburgo n.189.

Per l'identificazione, l'implementazione e il confronto di alcune strategie di integrazione di sistemi di accumulo distribuito su tale sistema isolato, lo studio è stato condotto con riferimento allo SCENARIO 50.1, definito nell'ambito di una precedente collaborazione tra ENEA e DIEET per l'isola di Pantelleria [2-3], che prevede la copertura di circa il 50% del fabbisogno elettro-energetico annuo dell'isola tramite fonti rinnovabili.

Nella tabella I.1 si sintetizzano la tipologia di fonte utilizzabile, la potenza degli impianti previsti e la corrispondente produzione energetica annua.

<i>FONTE</i>	<i>POTENZA ELETTRICA [MW]</i>	<i>PRODUZIONE ENERGETICA [MWh/anno]</i>	
		<i>per fonte</i>	<i>TOTALE</i>
<i>Fotovoltaica</i>	0,33	510	
<i>Eolica</i>	0	0	
<i>Geotermica</i>	2,5	20.000	<b>23.175</b>
<i>RSU</i>	0,365	1.600	
<i>Solare termica</i>	0,53	1.065	

**Tabella I.1 - SCENARIO 50.1 per l'isola di Pantelleria: generazione da fonte rinnovabile e relativa produzione energetica attesa**

Una rappresentazione semplificata della struttura della rete a media tensione, in cui sono evidenziati i nodi di connessione della centrale diesel attualmente in servizio e degli altri impianti di produzione da fonte rinnovabile (previsti nello studio ma, attualmente, non esistenti) è riportata in figura I.1.

In relazione agli obiettivi dello studio, l'applicazione condotta su tale rete assume e individua in un approccio "di sistema", basato sull'applicazione di algoritmi di ottimizzazione di tipo multi-obiettivo, il criterio metodologico attraverso cui guidare le scelte progettuali di un sistema di accumulo distribuito (limitato, in questa fase, a 4 nodi della rete).



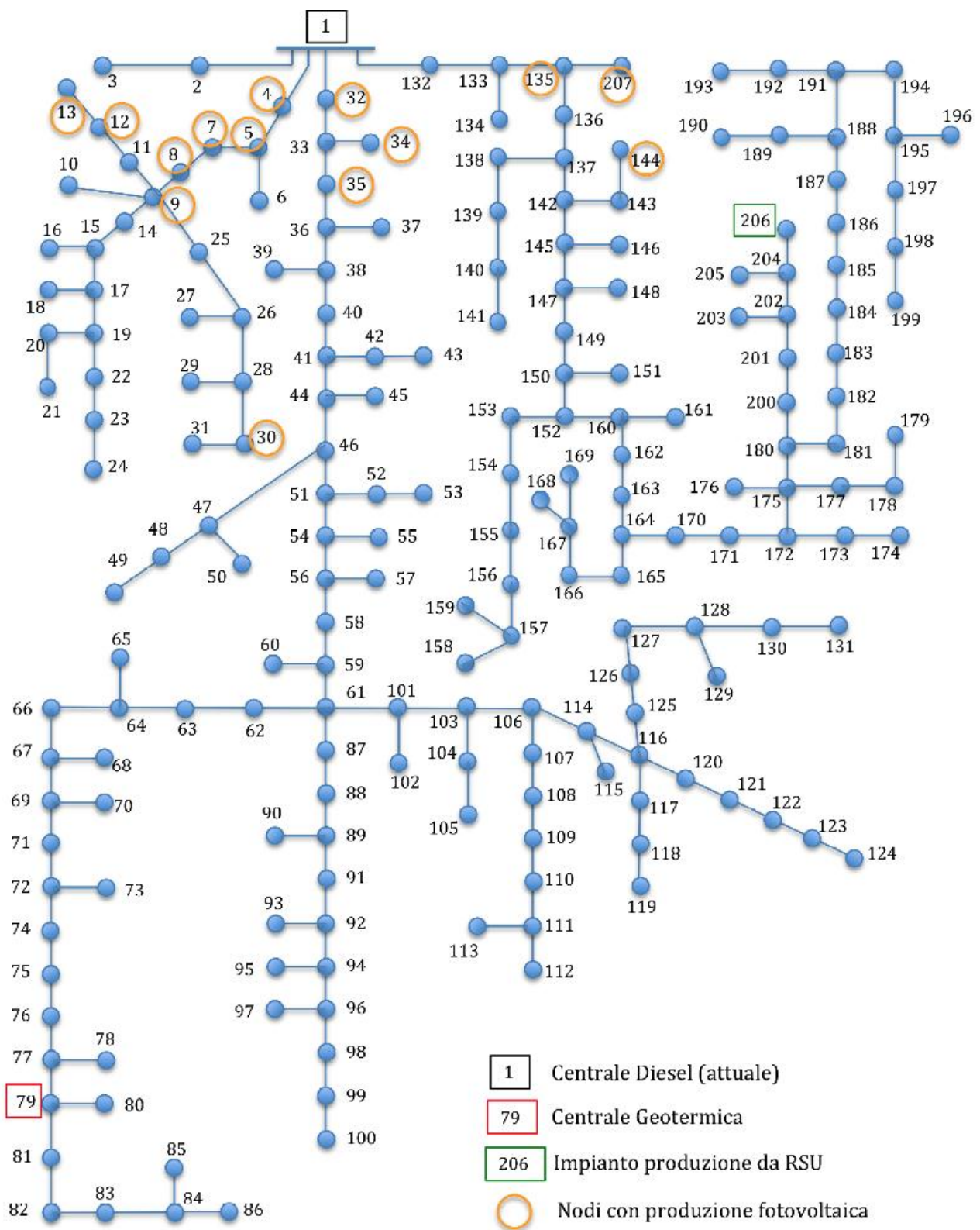


Figura I.1 - Rappresentazione semplificata della rete di Pantelleria (per lo SCENARIO 50.1)

### I.3 Formulazione del problema multi-obiettivo

Il problema dell'*Environmental/Economic power Dispatching* (EED) in reti isolate consiste nell'identificazione della gestione ottimale delle risorse energetiche distribuite (DER) inserite nella rete come compromesso tra condizioni di funzionamento a minimo costo e a basso impatto ambientale, caratterizzati da livelli elevati di qualità del servizio. Molti micro-sistemi isolati, come quello in esame, nascono per trasformazione di sistemi di distribuzione passivi, di tipo tradizionale, in sistemi attivi. In questi casi, poiché il sistema di alimentazione principale è costituito da uno o più generatori diesel, oltre alla minimizzazione degli obiettivi operativi (perdite, costi di produzione, ecc.), può essere opportuno (o necessario) ottimizzare anche l'operatività dell'unità di generazione principale. Quest'ultimo obiettivo può essere raggiunto riducendo le fluttuazioni di potenza erogata dai generatori.

Per dato orizzonte temporale, il problema EED consiste nel dispacciamento ottimale dell'energia generata dalle risorse energetiche presenti attraverso la soluzione di un problema di *Optimal Power Flow*, sulla base della conoscenza:

- delle richieste di carico previste nei nodi della rete;
- delle produzioni di energia previste per gli impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili (di tipo non dispacciabile);
- dei costi di produzione e dai dati ambientali (emissioni) delle unità di generazione dispacciabili;
- dello stato dei sistemi di accumulo e dei vincoli tecnici.

Particolarizzando in relazione agli obiettivi dello studio, con riferimento ad un intervallo di tempo di 24 ore, è necessario individuare i *set-points* delle unità DER, compresi i sistemi di accumulo, minimizzando i costi di produzione, le perdite in rete, le emissioni di CO<sub>2</sub> e le fluttuazioni di potenza del generatore principale.

In forma generale, il problema può essere formulato nel modo seguente.

Dato un micro-sistema di n nodi con:

- N<sub>fix</sub> carichi o generatori che scambiano potenze non controllabili,
- N<sub>DER</sub> unità DER di tipo controllabile,

il vettore  $\underline{x}$  che identifica i *set-points* delle unità DER della rete, per ciascuna ora del giorno, può essere espresso come:

$$\underline{x} = [x_1, x_2, \dots, x_n, \dots, x_{24}] \quad (\text{I.1})$$

dove l'h-esimo elemento, riferito alla generica ora h, assume la seguente forma:

$$x_h = \{P_1^{g,h}, P_2^{g,h}, \dots, P_{N_{DG}}^{g,h}, Q_1^{g,h}, Q_2^{g,h}, \dots, Q_{N_{DG}}^{g,h}\} \quad (I.2)$$

Il problema EED è formulato come un problema non lineare di ottimizzazione multiobiettivo, con vincoli.

Ha lo scopo di minimizzare simultaneamente funzioni con obiettivi multipli, in generale di tipo competitivo (ovvero tra loro in conflitto).

In questa specifica applicazione, sono state assunte le seguenti quattro funzioni obiettivo:

### 1) Costo complessivo di produzione

A partire dal costo specifico di produzione (in €/kW) della i-esima unità,  $C_{Pi}$ , il costo totale è esprimibile come somma estesa agli  $N_{DER}$  generatori del sistema, nelle 24 ore del giorno. La potenza attiva  $P_{g,hi}$ , dell'i-esima risorsa (generatore/batteria), così come dei carichi, è considerata costante nell'unità di tempo elementare (assunta pari ad un'ora). In queste ipotesi, La funzione obiettivo è espressa come:

$$Q_1(x) = \sum_{h=1}^{24} \sum_{i=1}^{N_{DG}} C_{Pi} P_i^{g,h} \Delta t \quad (I.3)$$

### 2) Perdite

Le perdite di potenza per effetto Joule negli  $N_b$  rami della rete, nelle 24 ore, sono esprimibili come:

$$Q_2(x) = \sum_{h=1}^{24} \sum_{i=1}^{N_b} 3R_{i,h} I_{i,h}^2 \quad (I.4)$$

dove  $I_{i,h}$  è la corrente che circola nell'i-esimo tratto di linea di resistenza  $R_i$ , nell'ora h.

### 3) Emissioni di CO<sub>2</sub>

Le  $N_{E-CO_2}$  emissioni di CO<sub>2</sub> delle unità di generazione (in particolare degli impianti che utilizzano combustibili fossili e dell'impianto geotermico a causa dei gas incondensabili disciolti nel fluido geotermico, che vengono rilasciati in atmosfera) possono essere espressi come:

$$O_3(x) = \sum_{h=1}^{24} \sum_{i=1}^{N_{E-CO_2}} Em_i^h \quad (I.5)$$

dove  $Em_i^h$  è la quantità di CO<sub>2</sub> emessa dalla i-esima unità DER (che provoca emissioni) nell'intervallo di tempo elementare  $h$  (uguale ad un'ora).

#### 4) Variazioni della potenza generata dalla centrale diesel

L'obiettivo consiste nel minimizzare le variazioni della potenza prodotta dall'unità di generazione principale (diesel), per migliorarne l'efficienza operativa. E' formulato come:

$$O_4(x) = P_{\max}^{gh} - P_{\min}^{gh} \quad h = 1, 2, \dots, 24 \quad (I.6)$$

dove  $P_{\max}^{gh}$ ,  $P_{\min}^{gh}$  e  $P_{\max}^{gh}$ ,  $P_{\min}^{gh}$  sono rispettivamente le potenze massime e minime generate dalla centrale nel corso delle 24 ore.

I vincoli presi in considerazione sono i seguenti:

a) vincoli di *capability* di ciascuna unità di generazione:

$$P_{j\min}^g \leq P_j^{g,h} \leq P_{j\max}^g, \quad h=1..24, \quad j=1, 2, \dots, N_{DG} \quad (I.7)$$

$$Q_{j\min}^g \leq Q_j^{g,h} \leq Q_{j\max}^g, \quad h=1..24, \quad j=1, 2, \dots, N_{DG} \quad (I.8)$$

dove:

$P_j^{g,h}$ ,  $P_{j\min}^g$ ,  $P_{j\max}^g$  rappresentano rispettivamente la potenza attiva prodotta nell' $h$ -esima ora, il limite minimo e massimo di potenza attiva erogabile per la  $j$ -esima DER; analogo il significato dei simboli nell'equ. (I.8), per la potenza reattiva;

b) vincoli sulle tensioni massime e minime in tutti i nodi;

c) limiti di transito per i flussi di potenza attiva e reattiva in tutti i rami della rete;

d) vincoli sulle potenze scambiate (erogate/assorbite) dai sistemi di accumulo;

e) bilancio delle potenze attive e reattive (tra generatori, carichi, batterie e perdite).

Il problema è affrontato utilizzando un approccio evolutivo multi-obiettivo, basato su un algoritmo NSGA II.

Com'è ben noto, le tecniche multi-obiettivo sono molto utili per affrontare problemi caratterizzati da obiettivi multipli e, in generale, contrastanti.

L'insieme delle soluzioni rappresenta un set di soluzioni ottimali, nessuna delle quali può essere considerata migliore delle altre in termini di tutti gli obiettivi considerati (*Pareto optimal set* o *Pareto front*). Tra le soluzioni appartenenti al medesimo *Pareto optimal set*, è possibile scegliere di volta in volta quella ritenuta più conveniente.

Il *Non-dominated Sorting Genetic Algorithm II* [4], NSAGA-II, è un metodo di ottimizzazione evolutiva, che utilizza operatori di ricombinazione, come mutazione e crossover. Esso divide la popolazione in fronti di soluzioni "non dominate" in modo che la ricerca può essere indirizzata verso aree promettenti dello spazio di ricerca, in cui è più probabile trovare la regione Pareto ottimale globale. Al contempo, persegue l'obiettivo di mantenere le caratteristiche di "diversità" della popolazione nel fronte Pareto ottimale.

Il metodo:

- è computazionalmente efficiente, dal momento che la classificazione delle soluzioni viene eseguita con un  $O(mN_p^2)$  algoritmo, dove  $m$  è il numero di obiettivi e  $N_p$  è la dimensione della popolazione,
- impedisce in modo significativo la perdita di buone soluzioni una volta trovate, senza la necessità di particolari specificazioni dei parametri,
- utilizza un particolare operatore di selezione (*Binary Tournament Selection*) per selezionare la popolazione "prole",
- richiede un adeguato adattamento degli operatori di *crossover* e mutazione al problema trattato.

Prima di "performare" la selezione, l'algoritmo ordina la popolazione sulla base di un livello di non dominanza individuale e associa a ciascuna soluzione il proprio livello di *crowding*, mirato al conseguimento della diversificazione della soluzione.

L'operatore di mutazione opera applicando piccole variazioni delle iniezioni in rete dalle unità DER, entro i limiti imposti dal problema; l'operatore di crossover, il cui principio di azione è esemplificato figura I.2, è applicato avendo cura di rispettare la storia di carica e scarica del sistema di accumulo.

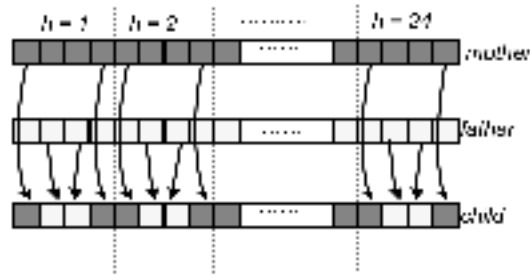


Figura I.2 – Schema del principio di azione dell'operatore di crossover

Lo schema di figura I.3 rappresenta, in forma semplificata, un ciclo della procedura NSGA-II, dove  $P_t$  e  $P_{t+1}$  sono le popolazioni delle soluzioni rispettivamente alle iterazioni  $t$  e  $t+1$ , mentre  $P'_t$  è un set di soluzioni parzialmente ordinate ( $\geq_n$ ). I vincoli sono trattati attraverso il cosiddetto "constraint domination concept" [5].

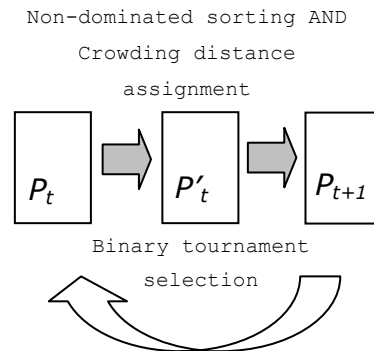


Figura I.3 - Rappresentazione semplificata di un ciclo della procedura NSGA-II

#### I.4 Le strategie definite per i sistemi di accumulo

Per la rete di Pantelleria, si è ritenuto di indagare il possibile ruolo dell'accumulo elettrico:

- in accoppiamento con gli impianti di produzione da fonte rinnovabile e, più in particolare, in relazione alla presenza di numerosi impianti fotovoltaici);
- in relazione all'esigenza di migliorare il profilo delle tensioni nodali (e quindi la qualità della tensione), soprattutto nelle ore di massimo carico e nei nodi più terminali;
- nella risoluzione di alcune criticità (soprattutto nelle ore di minimo carico) dovute all'elevato grado di penetrazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili, al fine di conseguire uno sfruttamento pieno dell'energia prodotta da tali impianti e migliorare l'efficienza complessiva dell'intero sistema elettrico.

A tal fine, sono state definite, implementate e confrontate tre diverse ipotesi di installazione e gestione di sistemi di accumulo elettrico, ritenendo invariati il numero di batterie (pari a 4) e la loro taglia complessiva:

- 1 - **caso ST fotov**, con batterie nei nodi 4, 32, 135 e 144, ovvero in posizione prossima agli impianti fotovoltaici di maggiore taglia;
- 2 - **caso ST tens**, con batterie nei nodi 3, 24, 131 e 199, ovvero nei nodi di maggiore importanza ai fini della regolazione del profilo delle tensioni;
- 3 - **caso ST load**, con batterie nei nodi 2, 9, 95 e 144, ovvero nei nodi di carico di maggiore potenza.

Per valutare l'incidenza dei sistemi di accumulo sugli indici di prestazione della rete, la stessa procedura di ottimizzazione multi-obiettivo è stata applicata anche al dispacciamento ottimale delle unità di produzione in assenza di accumulo (**caso No storage**), i cui risultati delineano lo scenario di riferimento.

## **I.5 Risultati**

Fra tutte le condizioni implementate, al variare dei diagrammi di carico e dei profili di produzione giornalieri degli impianti fotovoltaici, nel presente report si riportano soltanto i risultati relativi alle condizioni operative ritenute più significative in relazione alle criticità sopra evidenziate e al ruolo dell'accumulo.

Limitatamente a tali condizioni, le produzioni orarie degli impianti di generazione e l'operatività dei sistemi di accumulo per le soluzioni a minimo costo e a minime emissioni di CO<sub>2</sub> (che sono due diverse soluzioni dello stesso *Pareto optimal set*) sono riportate:

- in figura I.4, per il caso ST fotov (batterie nei nodi 4, 32, 135 e 144),
- in figura I.5, per il caso ST tens (batterie nei nodi 3, 24, 131 e 199),
- in figura I.6, per il caso ST load (batterie nei nodi 2, 9, 95 e 144).

L'esame e il confronto delle produzioni orarie consente di rilevare che:

- la centrale geotermica e l'impianto alimentato da RSU lavorano alla massima potenza per l'intero periodo (24 ore);

- la potenza prodotta dalla centrale diesel varia dal valore di 2 MW (nell'intervallo compreso fra le ore 2.00 e le ore 4.00), che coincide con  $P_{min}^g$ , a valori compresi tra 6,5 e 7 MW (comunque ben al di sotto di  $P_{max}^g$ ), nelle ore di massimo carico (ore 21.00-22.00);
- gli andamenti delle produzioni nei tre casi (ST fotov, ST tens e ST load) sono molto simili;
- per ciascuno dei tre casi, le due soluzioni (a minimo costo e a minime emissioni) sono praticamente coincidenti.

Dall'analisi delle condizioni di operatività dei sistemi di accumulo si rileva, inoltre, che:

- nel caso ST fotov, le 4 batterie si caricano durante le ore di basso carico (a partire dalle 2.00), tendono a mantenere lo stato di massima carica nella parte centrale della giornata (sino alle ore 18.00), si scaricano durante le ore di massimo carico (dalle 19.00 alle 23.00);
- nel caso ST tens, gli andamenti generali sono analoghi al caso precedente, con maggiori scostamenti nelle ore di inizio e fine delle fasi di carica e scarica delle 4 batterie, e con due altri cicli di funzionamento (scarica-carica) di minore profondità, durante le ore centrali, per la batteria di maggiore taglia (connessa al nodo 3);
- nel caso ST load, le batterie installate nei nodi 9, 95 e 144 presentano un andamento analogo a quelli dei casi precedenti, mentre la batteria collegata al nodo 2 (che alimenta il principale impianto dissalatore dell'isola) si carica durante le ore di basso carico, mantiene lo stato di massima carica sino alle ore 11.00, cede circa metà dell'energia accumulata tra le ore 12.00 e le ore 14.00 e si scarica completamente durante le ore di massimo carico (dalle ore 21.00 alle ore 23.00);
- ancora una volta, le soluzioni a minimo costo e a minime emissioni sono, di fatto, coincidenti.



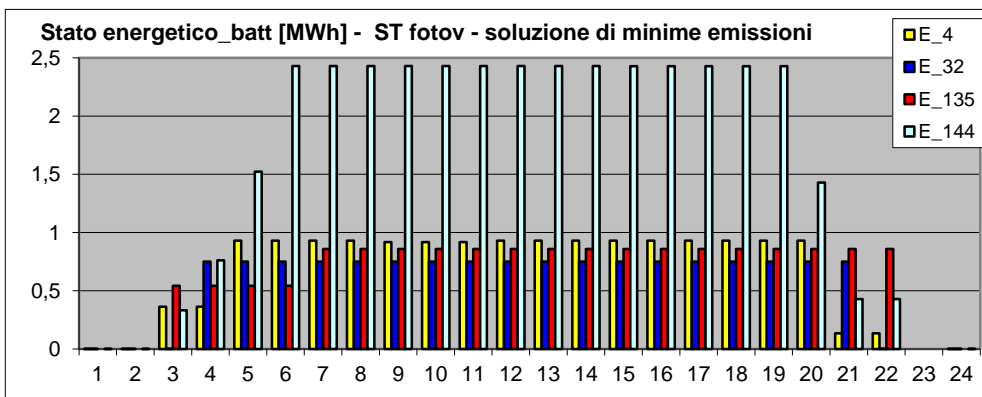
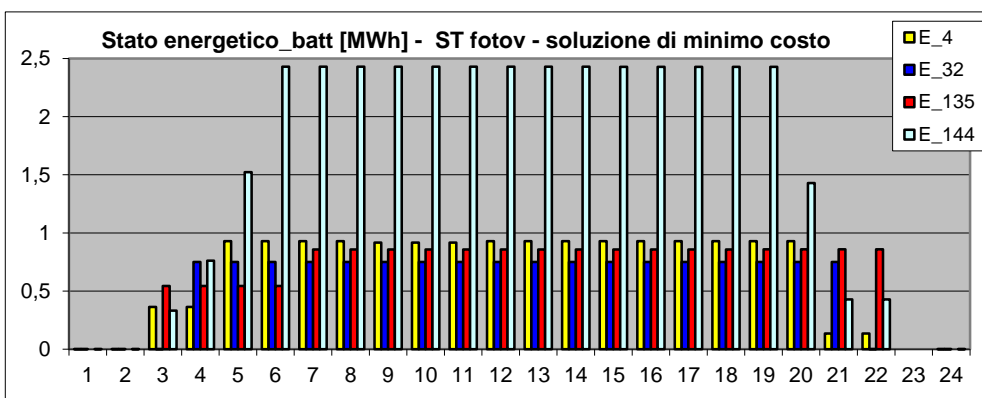
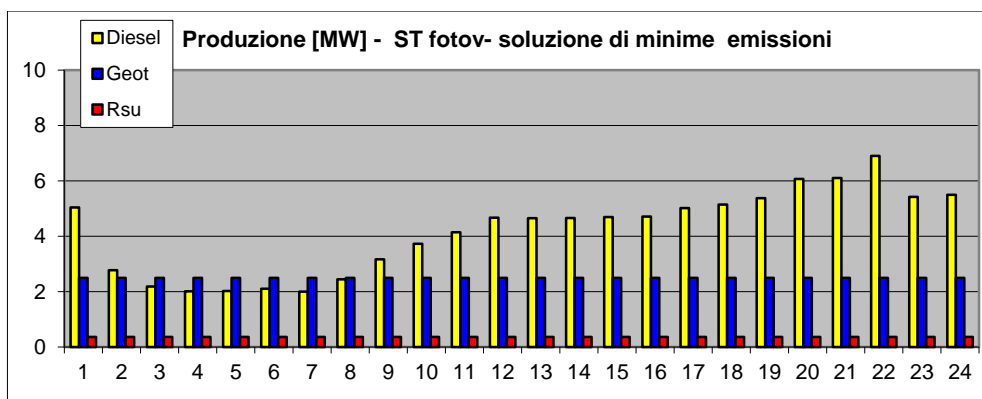
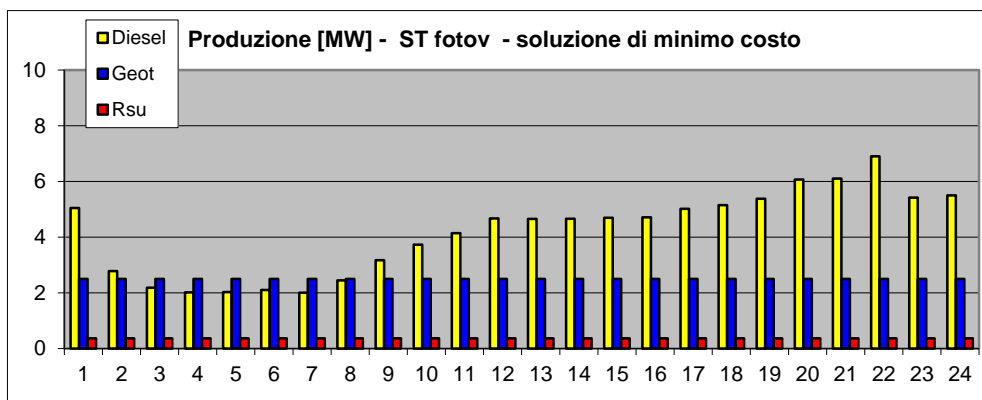


Figura I.4 - Produzioni orarie degli impianti di generazione e operatività dei sistemi di accumulo nei nodi 4, 32, 135 e 144 (caso ST fotov), per le soluzioni a minimo costo e a minime emissioni

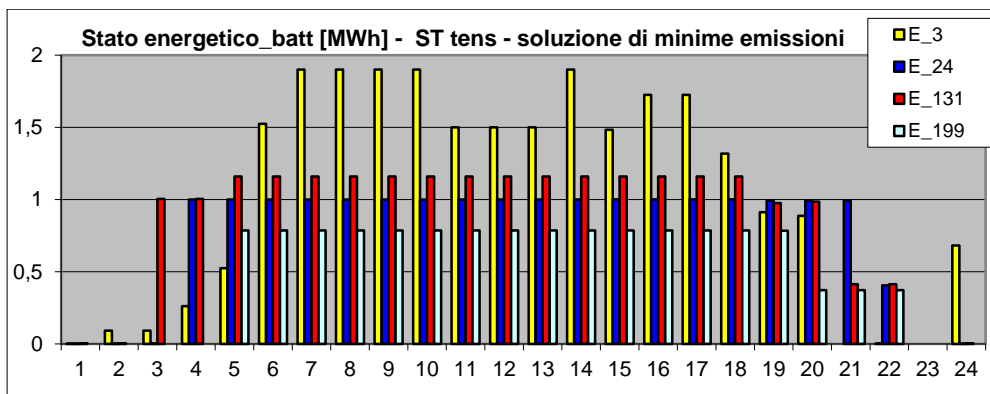
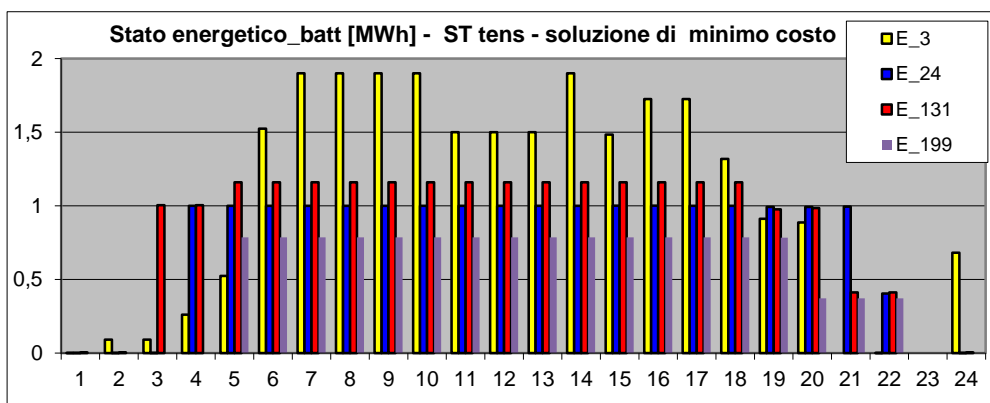
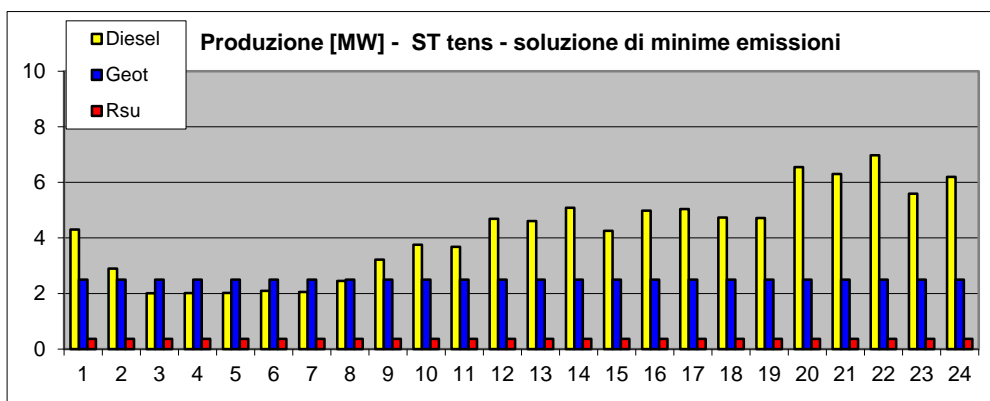
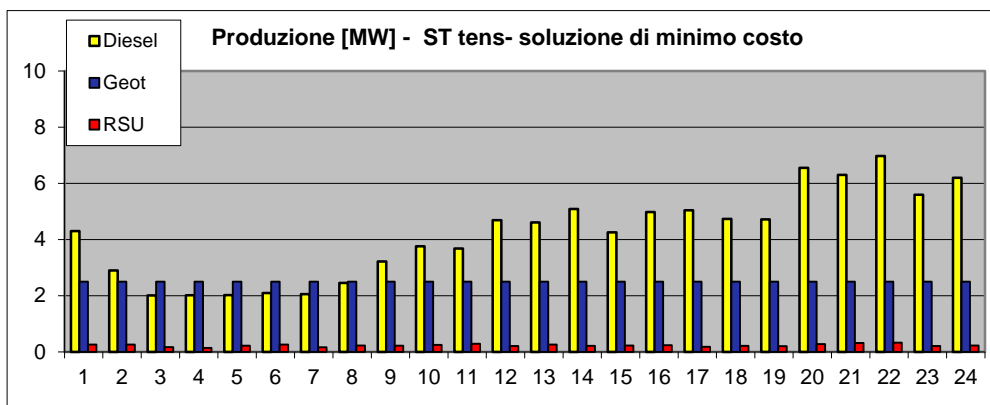


Figura I.5 - Produzioni orarie degli impianti di generazione e operatività dei sistemi di accumulo nei nodi 3, 24, 131 e 199 (caso ST tens), per le soluzioni a minimo costo e a minime emissioni

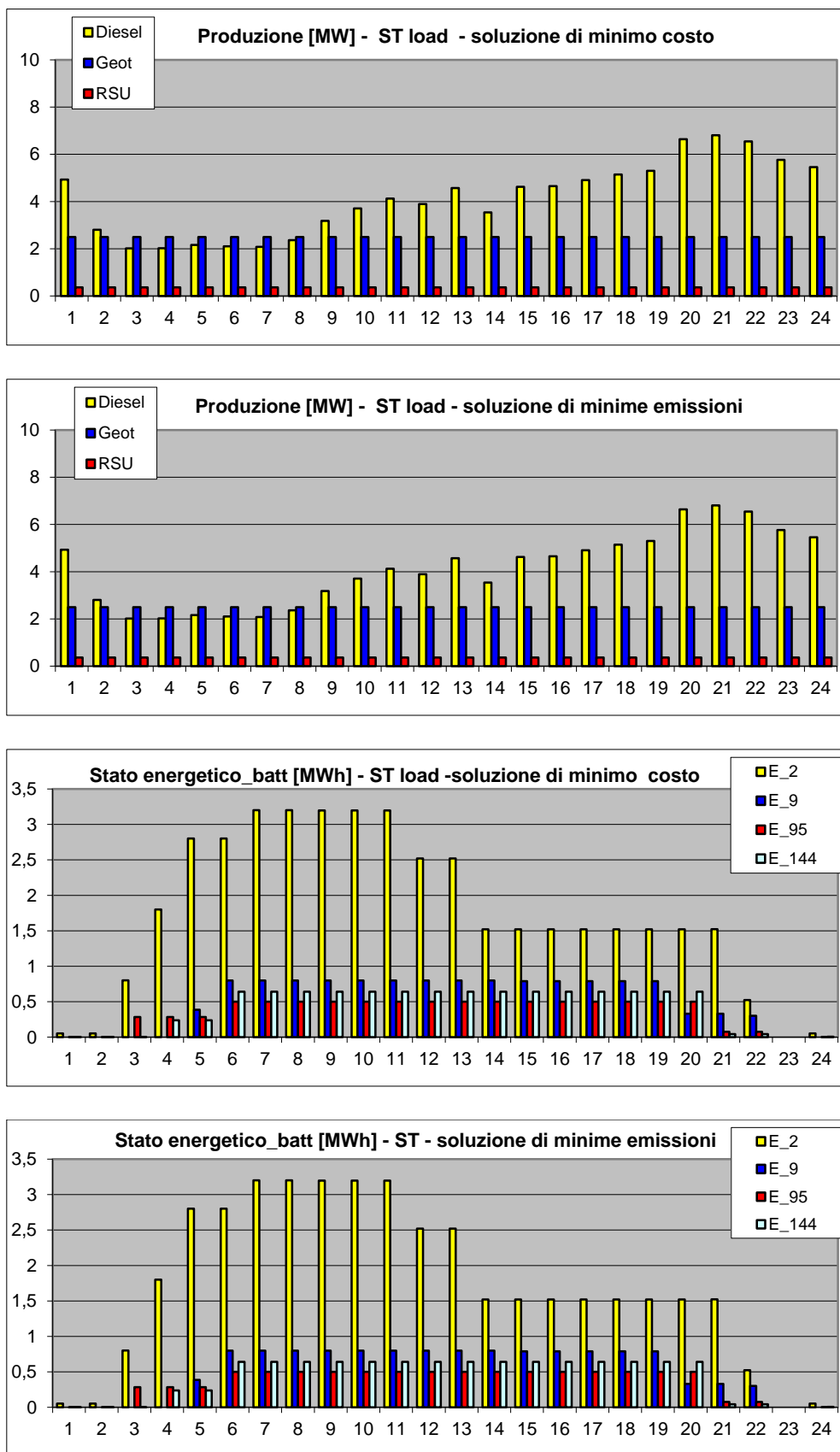


Figura I.6- Produzioni orarie degli impianti di generazione e operatività dei sistemi di accumulo nei nodi 2, 9, 95 e 144 (caso ST load), per le soluzioni a minimo costo e a minime emissioni

In figura I.7 si riportano i profili delle tensioni nodali, riferiti alla condizione oraria di massimo carico, per i tre casi indagati (ST fotov, ST tens e ST load) e per la condizione di riferimento, in assenza di accumulo (caso No storage).

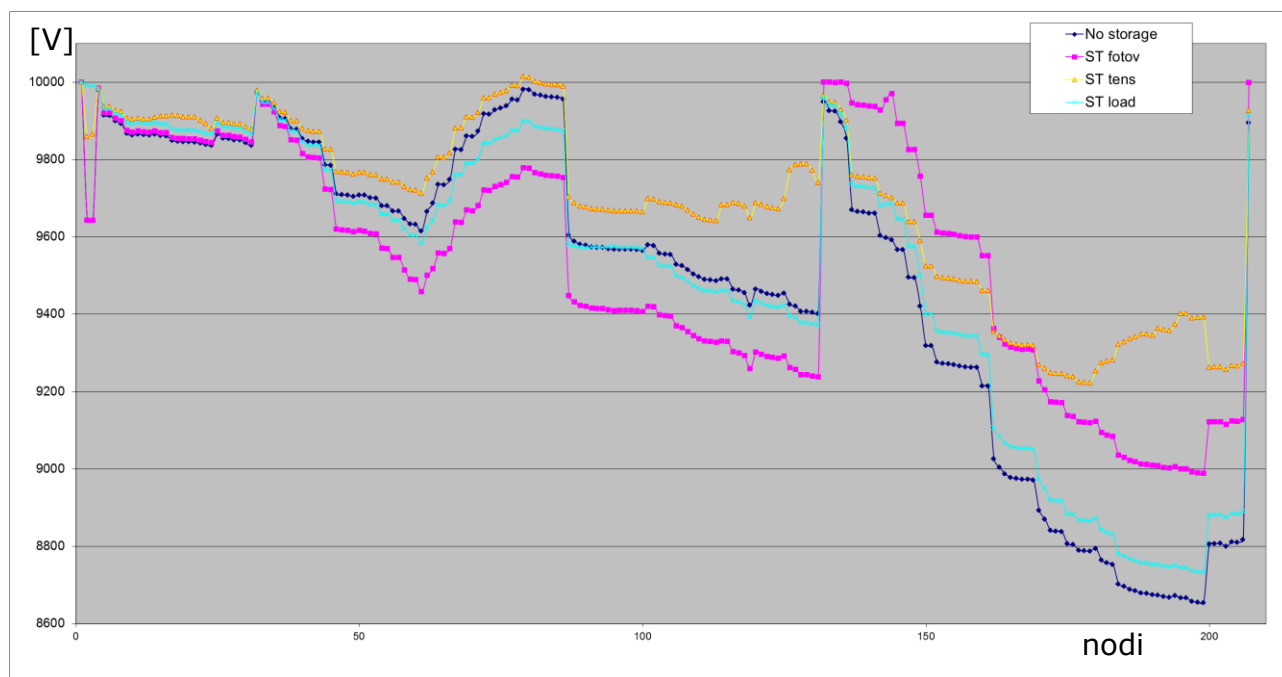


Figura I.7 - Profilo delle tensioni nodali nella condizione di massimo carico

L’impatto dei sistemi di accumulo sul profilo delle tensioni è evidente in tutti i casi, seppure con effetti diversi. Più in particolare:

- il massimo beneficio si ha (come d’altronde ci si attendeva) nel caso ST tens, per il quale tutte le tensioni nodali si innalzano rispetto al caso No storage, con un beneficio che è maggiore nei nodi in cui la tensione è più depressa e, di conseguenza, con il profilo più regolare;
- per il caso ST fotov, solo la linea in cui si verificano le maggiori cadute di tensione trae beneficio dalla presenza dei sistemi di accumulo, mentre per le altre il profilo delle tensioni assume l’andamento più basso;
- infine, nel caso ST load, non si rilevano effetti significativi sui profili di tensione delle quattro linee, che rimangono pressoché invariati rispetto al caso No storage.

Con riferimento ai valori assunti dalle funzioni obiettivo: perdite complessive, costi di produzione ed emissioni di CO<sub>2</sub> (trascorrendo di riportare l'obiettivo relativo alle variazioni della potenza generata dalla centrale diesel, che ha la valenza di obiettivo prevalentemente interno al problema), in corrispondenza alle soluzioni generate dall'algoritmo di ottimizzazione nel corso dell'ultima generazione:

- la figura I.8 riporta le soluzioni del *Pareto optimal set*;
- nelle successive figure I.9, I.10 e I.11 si riportano le variazioni ottenute in presenza dei sistemi di accumulo, rispettivamente per i tre casi considerati (ST fotov, ST tens e ST load).

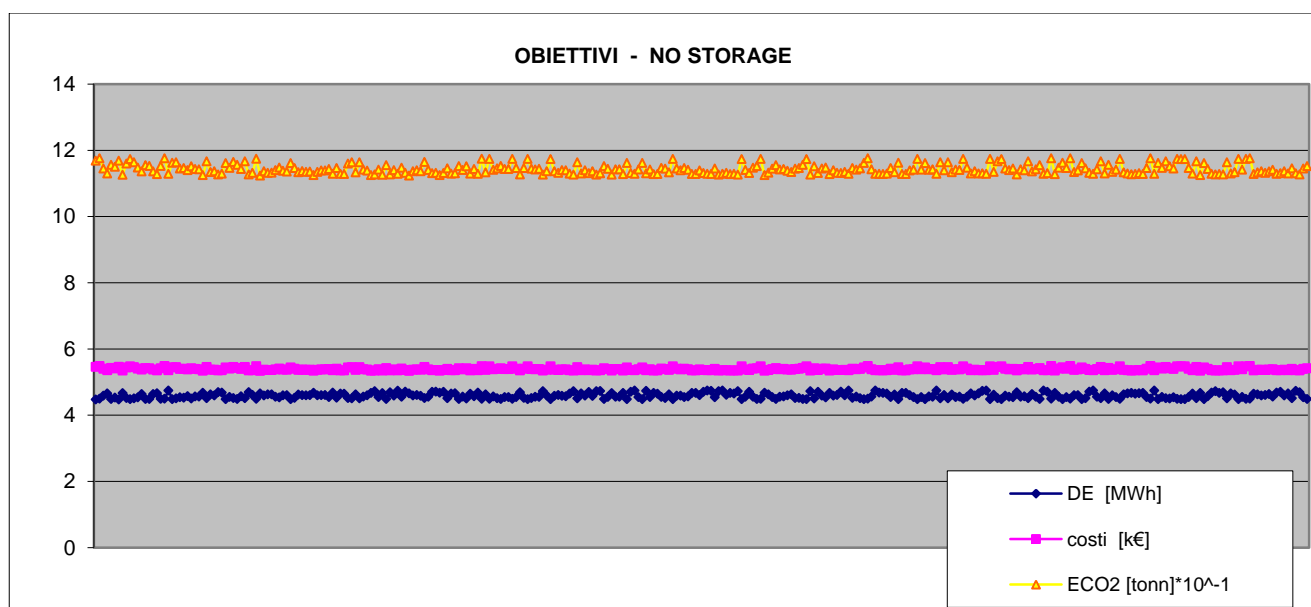


Figura I.8 - Valori degli obiettivi ottimizzati (ultima generazione) in assenza di accumulo

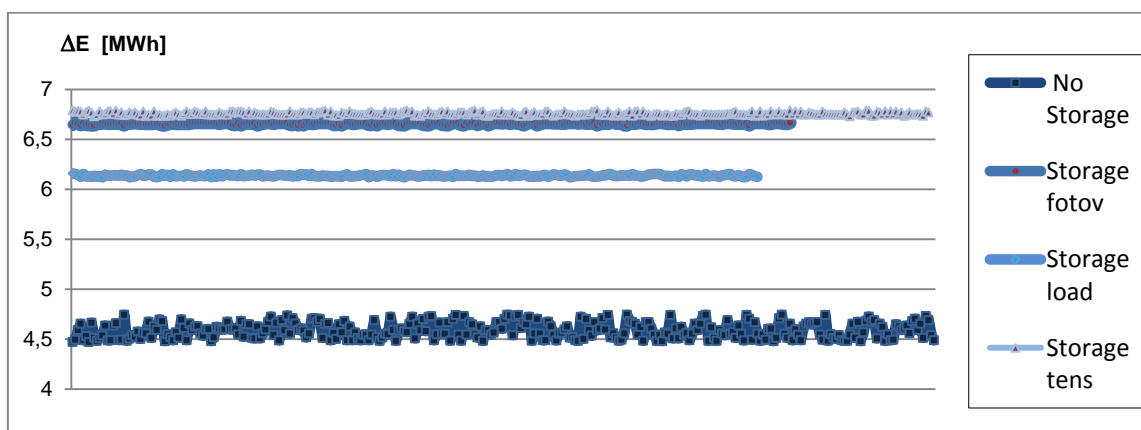


Figura I.9- Confronto tra i valori ottimizzati delle perdite nei diversi casi, rispetto alla condizione di riferimento (caso No storage)

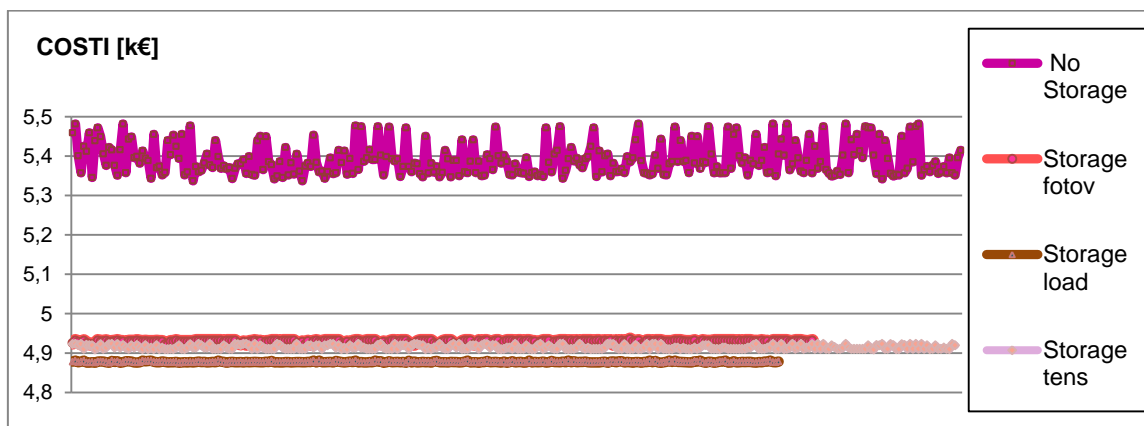


Figura I.10 - Confronto tra i valori ottimizzati dei costi marginali di produzione nei diversi casi, rispetto alla condizione di riferimento (caso No storage)

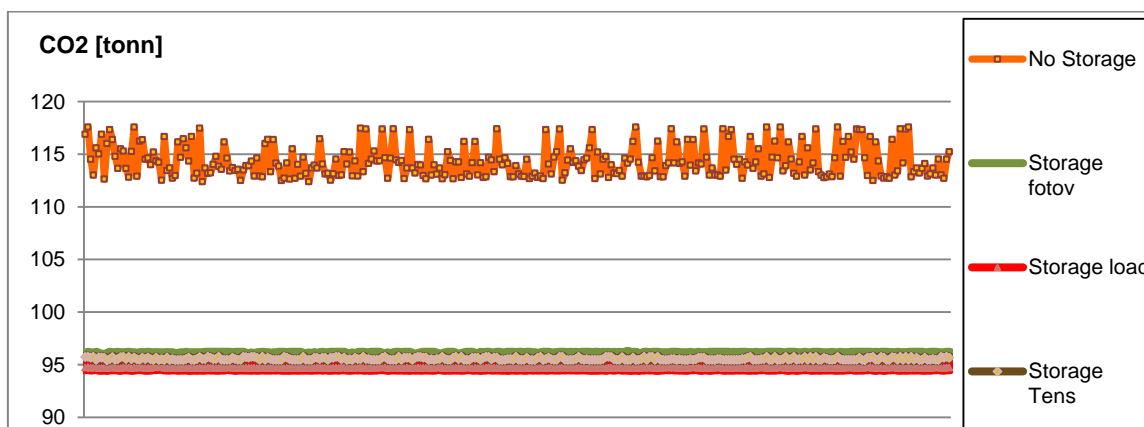


Figura I.11 - Confronto tra i valori ottimizzati delle emissioni nei diversi casi, rispetto alla condizione di riferimento (caso No storage)

Come mostrano gli andamenti sopra riportati, l'integrazione dei sistemi di accumulo:

- provoca sempre un incremento delle perdite in rete, che è appena superiore al 30% per il caso ST load e arriva sino al 45% circa nel caso ST tens (figura I.9);
- consente di ottenere una riduzione dei costi di produzione, mediamente del 10% (figura I.10), e delle emissioni di CO<sub>2</sub> (figura I.11), variabile nell'intervallo 16-18%, con riduzioni massime per il caso ST load e minime nel caso ST fotovolta.

## **I.6 Considerazioni conclusive**

Molti dei lavori presenti in letteratura sull'integrazione di sistemi di accumulo elettrico nelle reti di distribuzione si riferiscono ad applicazioni specifiche (in molti casi di tipo *customer oriented*) per le quali la valutazione degli aspetti di fattibilità tecnico-economica e l'identificazione delle relative scelte progettuali sono orientate verso finalità operative univocamente definite, quali ad esempio:

- l'accoppiamento con generatori alimentati attraverso fonti energetiche intermittenti, le limitare le ben note criticità di regolazione derivanti dalla connessione di tali generatori;
- il cosiddetto *peak-shaving* (che permette all'utente di non dimensionare il suo impianto sul picco di potenza e di stipulare con l'ente distributore contratti di fornitura economicamente più vantaggiosi) o il *load-levelling* (per compensare la disomogenea distribuzione del carico nelle varie ore del giorno);
- gli *Active Power Quality Conditioner* (APQC), per proteggere il carico da perturbazioni che possono interessare la rete di alimentazione (buchi di tensione, microinterruzioni, disturbi armonici);
- l'interfaccia con la rete di azionamenti per impianti di sollevamento;
- infrastrutture di ricarica per sistemi di mobilità sostenibile;
- altre specifiche finalità.

L'applicazione condotta per l'isola di Pantelleria, di cui si riferisce in questo Report, presenta le seguenti peculiarità:

- s'inquadra nell'ambito di uno studio precedente, condotto in collaborazione con ENEA e finalizzato alla definizione e alla valutazione di interventi per la transizione di reti tradizionali verso reti attive,
- si riferisce ad un sistema isolato,
- assume e individua in un approccio "di sistema", basato sull'applicazione di algoritmi di ottimizzazione di tipo multi-obiettivo, il criterio metodologico attraverso cui guidare le scelte progettuali di un sistema di accumulo distribuito (limitato, in questa fase, a 4 nodi della rete).

Pur avendo limitato la complessità del problema all'ottimizzazione simultanea di soli 4 obiettivi, per le tre strategie di installazione e gestione indagate (ST fotov, ST tens e ST load), i risultati ottenuti confermano la natura multi-obiettivo del problema, dando evidenza all'impossibilità di individuare un'unica soluzione ottimale ma, piuttosto, alla disponibilità di insiemi di possibili soluzioni tra le quali scegliere, di volta in volta,

quelle da ritenere più idonee in base alle specificità della rete e delle sue condizioni operative.

Più in particolare, per la rete MT di Pantelleria, l'integrazione e la gestione ottimizzata (in termini di *set-points* orari) dei sistemi di accumulo ipotizzati comporta una riduzione dei costi di produzione dell'energia elettrica che, per il ciclo giornaliero considerato, è di circa il 10%, anche a fronte di un incremento delle perdite in rete; tale incremento è imputabile essenzialmente ad un prevalente allontanamento tra il baricentro dei carichi ed il baricentro delle produzioni.

Il caso ST load, che comporta il minore incremento di perdite e la maggiore riduzione dei costi di produzione e delle emissioni giornaliere di CO<sub>2</sub>, non riesce a risolvere alcune criticità sul profilo delle tensioni nodali, che assumono valori particolarmente bassi soprattutto nei nodi terminali della rete. Il caso ST fotov, pur procurando un innalzamento dei valori di tensione nei nodi più "sofferenti", provoca un generale peggioramento del profilo delle tensioni nella maggior parte degli altri nodi; inoltre, si presenta come la strategia meno conveniente (seppure di poco) sia per i costi di produzione che per le emissioni prodotte. Il caso ST tens, infine, sembra essere la strategia più idonea per le condizioni operative della rete, con significativi effetti benefici sull'intero profilo delle tensioni e con valori intermedi (ma in ogni caso poco discosti dai valori di massima convenienza) degli altri obiettivi.



## ***II. Valutazioni tecnico-economiche per il progetto di un sistema di accumulo elettrico da integrare nella rete del campus universitario di Palermo***

### **II.1. Finalità generali**

Mentre l'applicazione presentata nella prima parte del Report è riferita ad un sistema isolato ed ha un maggiore carattere metodologico, questa seconda parte riferisce su un'ipotesi applicativa condotta su una rete di distribuzione interconnessa (attualmente a servizio del campus universitario di Palermo) e presenta un carattere progettuale più marcato, con scelte e valutazioni tecnico-economiche di dettaglio. Nello specifico, è stata ipotizzata l'installazione di batterie di accumulo (di diversa tipologia) posizionate in prossimità del punto di allaccio alla rete ENEL del Dipartimento di Ingegneria Elettrica, Elettronica e delle Telecomunicazioni (DIEET), dell'Università di Palermo. I sistemi di accumulo sono stati dimensionati ed eserciti, prevalentemente, per applicazioni di *peak-shaving*, di *load-shifting* e di *load-levelling*, producendo contemporaneamente benefici per il DIEET (essenzialmente in termini di riduzione del costo dei consumi di energia elettrica) e per l'ente distributore (in termini di riduzione delle perdite, livellamento dei valori della tensione, differimento delle opere di potenziamento della linea di alimentazione, aumento della vita utile dei cavi).

Nel seguito, si riporta sulle attività di progettazione, dimensionamento e valutazione tecnico/economica delle applicazioni prese in esame.

### **II.2. Analisi della richiesta elettrica del DIEET e assunzioni per la valutazione economica dei consumi**

Com'è stato anticipato, le valutazioni svolte sono basate sull'ipotesi di integrare un sistema di accumulo (di diversa tipologia) nella rete MT (a 20 kV) a servizio del campus universitario di Palermo, in prossimità del punto di allaccio alla rete del Dipartimento di Ingegneria Elettrica, Elettronica e delle Telecomunicazioni (DIEET), dell'Università di Palermo. E' stato pertanto necessario, nella prima fase dell'attività svolta, indagare e caratterizzare la richiesta elettrica del DIEET. A tale scopo, si è fatto

riferimento ad una campagna di misure condotta nel 2009, riguardante i valori di potenza attiva e reattiva richiesti, ad intervalli di 5 minuti, oltre che i valori di tensione, corrente e fattore di potenza su ciascuna fase.

Più in particolare, in relazione alla disponibilità dei dati rilevati, è stato preso come riferimento un periodo settimanale, che va dal 13 maggio al 19 maggio. Partendo dal valore medio registrato in intervalli di 5 minuti, è stato calcolato il valore medio orario della potenza attiva assorbita in ciascuna fascia oraria.

In figura II.1 è rappresentato il profilo orario del carico assorbito dal DIEET per ciascuno dei giorni del periodo di riferimento settimanale preso in esame.

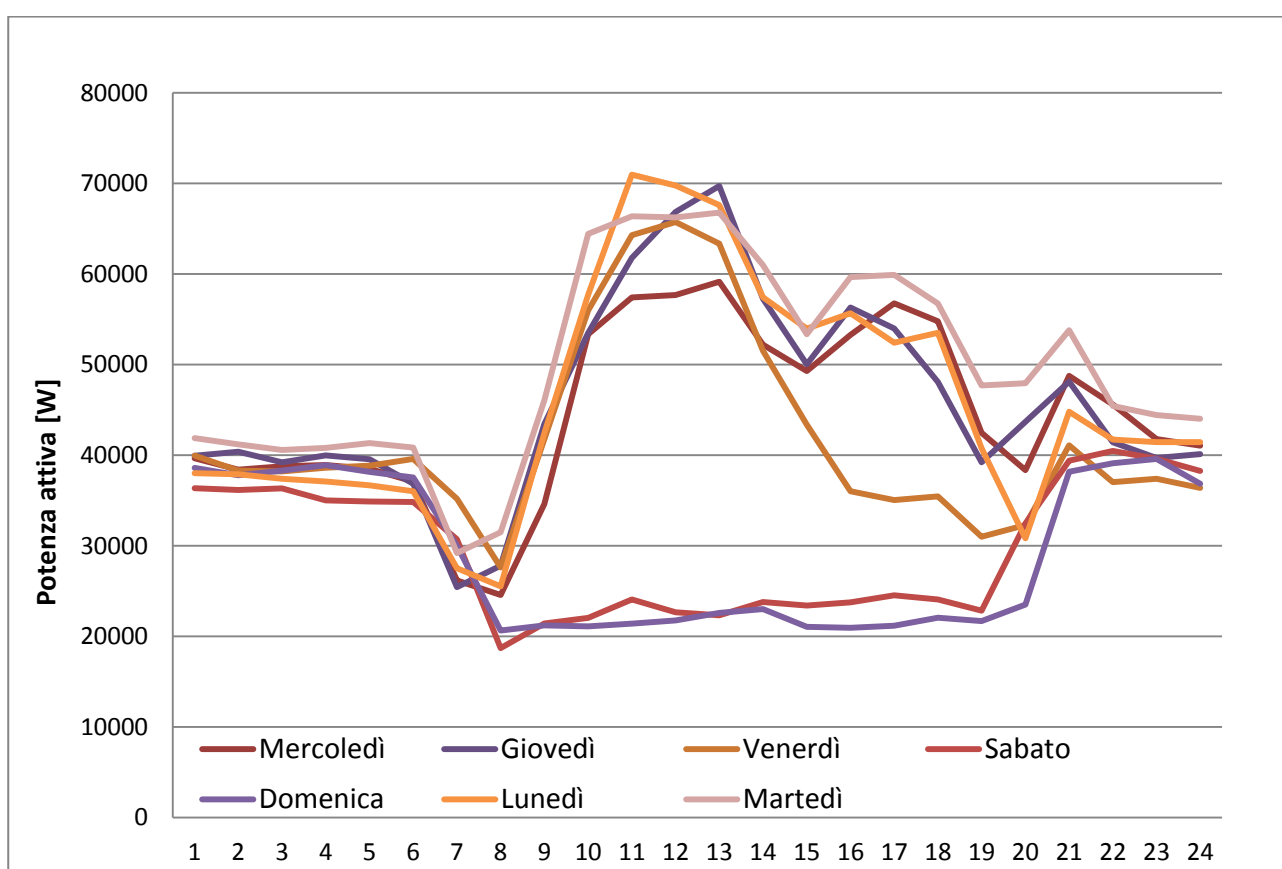


Fig. II.1 - Diagramma di carico orario del DIEET nel periodo di riferimento considerato

Per la valutazione del beneficio economico per l'utente sono state considerate due diverse ipotesi:

- si è fatto riferimento agli effettivi valori del PUN (Prezzo Unico Nazionale) nella settimana di riferimento, relativi al mercato del giorno prima<sup>1</sup> [6];

<sup>1</sup> Si ricorda che il prezzo unico di acquisto su base nazionale (PUN), è pari alla media dei prezzi di vendita zonali ponderati per i consumi zonali.

- si è fatto riferimento alle effettive tariffe elettriche applicate al DIEET (tariffe multiorarie).

In tabella II.1 ed in tabella II.2 sono rappresentati, rispettivamente, i valori del PUN (€/MWh) e delle tariffe multi orarie applicate nel periodo di riferimento preso in esame.

<b>Fascia oraria</b>	<b>13/05/09</b>	<b>14/05/09</b>	<b>15/05/09</b>	<b>16/05/09</b>	<b>17/05/09</b>	<b>18/05/09</b>	<b>19/05/09</b>
1	23,87	32,82	32,62	45,64	50,00	50,00	21,96
2	22,61	28,89	19,98	31,17	35,67	49,51	16,48
3	21,01	19,46	14,29	22,46	26,07	24,85	13,85
4	14,78	15,95	12,56	14,79	25,13	24,84	12,02
5	17,40	15,17	11,59	14,09	24,96	26,86	12,01
6	22,48	25,32	21,57	15,27	25,09	43,66	20,07
7	36,56	52,71	38,20	30,68	27,25	50,27	31,59
8	59,31	65,09	65,31	51,64	37,13	61,96	62,47
9	61,00	71,59	68,29	61,87	53,08	65,47	68,70
10	83,18	124,36	102,92	98,18	58,83	71,76	125,95
11	85,60	124,23	124,18	101,83	67,27	74,60	123,57
12	86,50	123,96	106,83	99,52	70,36	72,09	123,57
13	63,53	68,58	64,14	64,55	93,37	63,27	61,89
14	59,51	66,31	60,72	58,39	62,06	63,55	64,84
15	62,58	70,49	62,52	52,96	55,11	67,75	70,52
16	62,60	70,66	63,90	51,13	53,10	70,46	71,85
17	61,30	68,90	59,77	51,19	52,53	68,98	71,43
18	58,46	66,40	57,78	59,24	50,48	63,82	64,32
19	54,49	61,31	54,87	63,53	54,32	60,23	59,95
20	52,71	58,78	52,77	64,23	55,73	59,05	55,66
21	62,53	69,49	61,97	65,88	84,48	64,17	61,51
22	62,84	65,39	58,79	60,30	86,37	61,38	64,08
23	56,69	65,06	56,01	45,14	59,99	54,99	55,22
24	49,89	59,07	49,99	33,22	49,96	51,75	51,57

Tab. II.1 - Valori del PUN (€/MWh) per il periodo di riferimento preso in esame

<b>Fascia di rif.</b>	F1	F2	F3
	0,10950	0,07720	0,05340

Tab. II.2 - Costo del kWh nelle diverse fasce orarie nel periodo di riferimento considerato

Le tariffe elettriche applicate al DIEET, come a tutte le utenze interne alla cittadella universitaria, fanno riferimento ad un contratto ENEL per uso diverso da abitazione, con opzione tariffaria M1.

I consumi di energia elettrica risultano suddivisi in tre fasce:

- F1: dal lunedì al venerdì dalle ore 8:00 alle ore 19:00;
- F2: dal lunedì al venerdì dalle ore 7:00 alle ore 8:00 e dalle ore 19:00 alle ore 23:00. Il sabato dalle ore 7:00 alle ore 23:00;
- F3: dal lunedì al sabato dalle ore 24:00 alle 7:00 e dalle ore 23:00 alle 24:00. Domenica e festivi tutte le ore della giornata<sup>2</sup>.

### **II.3. Struttura delle rete del campus e calcolo delle portate su ogni tratto di linea**

La cittadella universitaria è collocata all'interno del Parco d'Orleans ed è alimentata da due linee ENEL indipendenti. Una veduta generale del Parco è mostrata in figura II.2. La rete test (che alimenta il DIEET) è costituita dalla linea in cavo a 20 KV che alimenta alcuni edifici della cittadella universitaria.

La linea ha origini dalla stazione AT/MT denominata "Cappuccini" e alimenta in cascata n.11 cabine secondarie, i cui dati sono riportati nella tabella II.3.

---

<sup>2</sup> Per festivi si considerano 1 e 6 gennaio, lunedì di Pasqua, 25 aprile, 1 maggio, 2 giugno, 15 agosto, 1 novembre, 8 dicembre, 25 e 26 dicembre



Fig. II.2 - Veduta generale della rete elettrica della Cittadella Universitaria

Nodo	Descrizione	A [kVA]
C.1	Facoltà di Agraria	630
C.2	Università Agraria	630
C.3	Pensionato universitario	400
C.4	Fisica nucleare	400
C.5	Scienza delle costruzioni	250
C.6	Istituto di macchine	800
C.7	Complesso didattico M	1200
C.8	Economia e commercio	400
C.9	Carrubba Università	800
C.10	Dip. Chimica M	3375
C.11	Villa Orleans	400

Tab. II.3 - Potenze massime prelevabili ai nod

Dalla cabina secondaria denominata "Carrubba Università" è alimentata la cabina del DIEET, come meglio rappresentato in figura II.3, alla quale è collegata la batteria di accumulatori. La figura II.4 riporta una rappresentazione schematica della rete

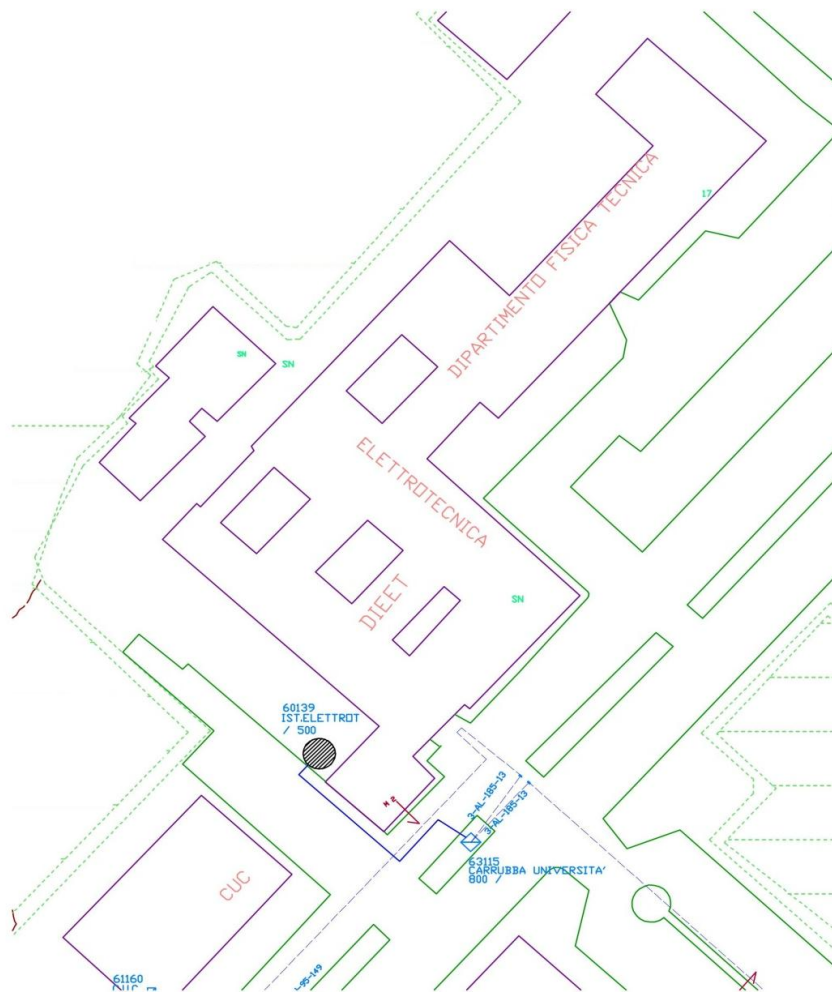


Fig. II.3 - Stralcio planimetrico con dettaglio dell'alimentazione della cabina DIEET dalla cabina ENEL "Carrubba Università"

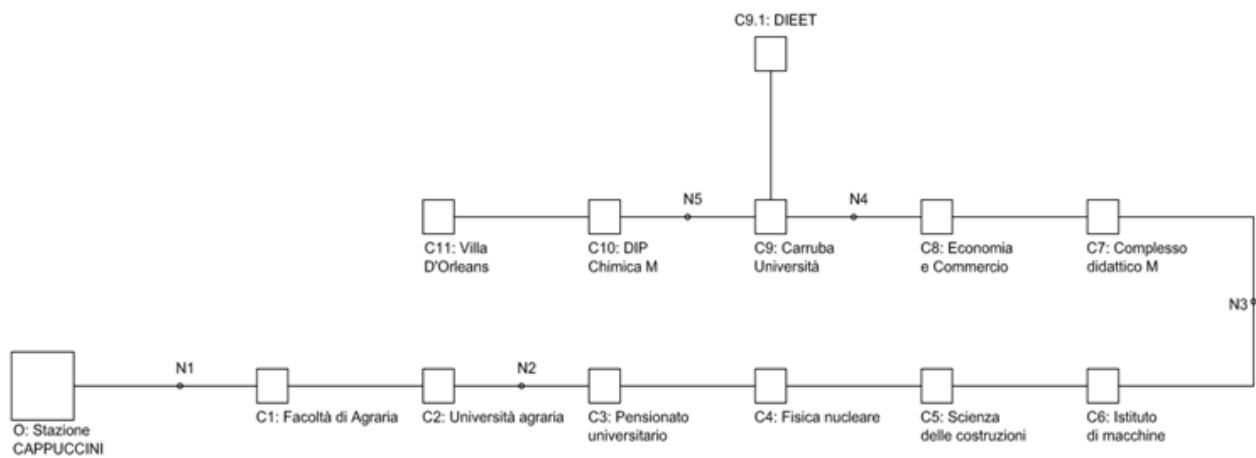


Fig. II.4 - Schema unifilare della rete test a 20 kV

Si è indicato con la lettera C i nodi corrispondenti ad una cabina, con la lettera N i punti di giunzione in cui si ha una variazione delle caratteristiche del cavo a 20 kV. Nella tabella II.4 sono riportate le caratteristiche di ogni tratto di cavo e la sua portata, calcolata sia in condizioni di posa standard che reali, secondo la procedura riportata sotto.

TRATTO	L [km]	Materiale	S [mmq]	I <sub>0</sub> [A]	I <sub>z</sub> [A]	r [Ohm/km]	x [Ohm/km]	R [Ohm]	X [Ohm]
O-N1	1,050	Cu	120	399	335	0,196	0,180	0,206	0,189
N1-C1	0,007	Al	185	380	319	0,164	0,185	0,001	0,001
C1-C2	0,010	Al	185	380	319	0,164	0,185	0,002	0,002
C2-N2	0,010	Al	120	296	248	0,253	0,180	0,003	0,002
N2-C3	0,330	Al	240	440	369	0,125	0,160	0,041	0,053
C3-C4	0,190	Al	240	440	369	0,125	0,160	0,024	0,030
C4-C5	0,456	Al	240	440	369	0,125	0,160	0,057	0,073
C5-C6	0,550	Al	240	440	369	0,125	0,160	0,069	0,088
C6-N3	0,310	Al	240	440	369	0,125	0,160	0,039	0,050
N3-C7	0,125	Al	185	380	319	0,164	0,185	0,021	0,023
C7-C8	0,200	Al	185	380	319	0,164	0,185	0,033	0,037
C8-N4	0,340	Al	240	440	369	0,125	0,160	0,043	0,054
N4-C9	0,013	Al	185	380	319	0,164	0,185	0,002	0,002
C9-C9.1	0,050	Cu	95	351	294	0,243	0,190	0,012	0,010
C9-N5	0,013	Al	185	380	319	0,164	0,185	0,002	0,002
N5-C10	0,553	Al	240	440	369	0,125	0,160	0,069	0,088
C10-C11	0,330	Al	240	440	369	0,125	0,160	0,041	0,053

Tab. II.4 - Caratteristiche elettriche dei tratti di linea in cavo a 20 kV

Si è indicato con r e x, rispettivamente, la resistenza e la reattanza longitudinale del cavo per unità di lunghezza, con R e X, rispettivamente, la resistenza e la reattanza del tratto di cavo in considerazione, con L la lunghezza del tratto di cavo, con I<sub>0</sub> la portata del cavo in condizioni standard e con I<sub>z</sub> la portata nelle condizioni di posa reali calcolata tenendo conto del coefficiente di riduzione k sopra determinato.

Per il calcolo delle portate del cavo si è fatto riferimento ai cataloghi dei costruttori di cavi in rame e in alluminio con tensione di isolamento 12/20 kV, alla norma CEI 11-17 [7] ed ai fattori di correzione dati dalla Norma CEI UNEL 35026 [8] per cavi interrati con isolamento in EPR interrati.

Le condizioni di posa assunte per il calcolo sono le seguenti:

- cavi posati in tubi interrati;
- temperatura del terreno pari a 30°C (percorso dei cavi in area urbana con traffico intenso e con elevata presenza di servizi ed infrastrutture);
- profondità di posa 1 m;
- tipologia di terreno sabbia asciutta/ghiaia (resistività termica di riferimento 2,5 k\*m/W).

I corrispondenti coefficienti di riduzione della portata sono:

- $k_1 = 0,93$  (temperatura del terreno pari a  $30^\circ\text{C}$ );
- $k_3 = 0,92$  (resistività termica del terreno pari a  $2,5 \text{ k}\cdot\text{m}/\text{W}$ );
- $k_4 = 0,98$  (profondità di posa del cavo pari a  $1 \text{ m}$ );
- $k = k_1 \cdot k_3 \cdot k_4 = 0,93 \cdot 0,92 \cdot 0,98 = 0,838$ .

#### **II.4. Determinazione del carico massimo sul feeder di alimentazione**

Come già specificato, Il DIEET viene alimentato da una linea che, partendo dalla stazione AT/MT denominata "Cappuccini" alimenta in cascata la Facoltà di Agraria, l'Università di Agraria, il pensionato universitario, Fisica Nucleare, Scienza della Costruzioni, l'Istituto di Macchine, il Complesso didattico M, Economia e Commercio, la Cabina Carrubba (dalla quale viene alimentato il DIEET), il Dipartimento di Chimica e la Villa d'Orleans.

Il valore massimo del carico sulla linea di alimentazione del DIEET è stato calcolato a partire dalle potenze di targa dei trasformatori che alimentano i singoli dipartimenti.

La tabella II.5 riporta un confronto tra le portate e le massime potenze utilizzate per ciascun tratto di linea, per ciascun anno dell'orizzonte temporale preso in esame (15 anni). In tabella si è indicato con  $A_{\text{max}}$  il valore della portata, con  $A_{\text{u}}(i)$  il valore della massima potenza massima utilizzata in ciascun tratto di linea nell' $i$ -esimo anno (entrambe espresse in MVA).

Come si nota dai valori riportati in tabella II.5, gli unici tratti in cui il carico massimo supera la portata del cavo sono i primi 4 (O-N1 ; N1-C1 ; C1-C2 ; C2-N2) per una lunghezza complessiva di 1077 metri.

Inoltre, il primo tratto a richiedere l'esecuzione di opere di potenziamento è C2-N2 (al 4° anno), seguito dal tratto N1-C1 (al 9° anno), O-N1 (al 12° anno), C1-C2 (al 13° anno).

L'ipotesi considerata nel presente Report è quella di utilizzare la stessa batteria di accumulo per differire le opere di potenziamento nei vari tratti di linea (per un numero di anni che verrà determinato successivamente), nel momento in cui ve ne sarà bisogno. Ciò, ovviamente, consentirà di massimizzare i benefici conseguibili.



TRATTO	Portata del cavo [MVA]	Massima potenza utilizzata [MVA]															
		Au (0)	Au (1)	Au (2)	Au (3)	Au (4)	Au (5)	Au (6)	Au (7)	Au (8)	Au (9)	Au (10)	Au (11)	Au (12)	Au (13)	Au (14)	Au (15)
O-N1	11,60	9,29	9,47	9,66	9,85	10,05	10,25	10,46	10,67	10,88	11,10	11,32	11,54	11,78	12,01	12,25	12,50
N1-C1	11,05	9,29	9,47	9,66	9,85	10,05	10,25	10,46	10,67	10,88	11,10	11,32	11,54	11,78	12,01	12,25	12,50
C1-C2	11,05	8,66	8,83	9,00	9,18	9,37	9,56	9,75	9,94	10,14	10,34	10,55	10,76	10,98	11,20	11,42	11,65
C2-N2	8,59	8,03	8,19	8,35	8,52	8,69	8,86	9,04	9,22	9,40	9,59	9,78	9,98	10,18	10,38	10,59	10,80
N2-C3	12,78	8,03	8,19	8,35	8,52	8,69	8,86	9,04	9,22	9,40	9,59	9,78	9,98	10,18	10,38	10,59	10,80
C3-C4	12,78	7,63	7,78	7,93	8,09	8,25	8,42	8,59	8,76	8,93	9,11	9,29	9,48	9,67	9,86	10,06	10,26
C4-C5	12,78	7,23	7,37	7,52	7,67	7,82	7,98	8,14	8,30	8,47	8,63	8,81	8,98	9,16	9,35	9,53	9,72
C5-C6	12,78	6,98	7,11	7,26	7,40	7,55	7,70	7,85	8,01	8,17	8,34	8,50	8,67	8,85	9,02	9,20	9,39
C6-N3	12,78	6,18	6,30	6,42	6,55	6,68	6,82	6,95	7,09	7,23	7,38	7,53	7,68	7,83	7,99	8,15	8,31
N3-C7	11,05	6,18	6,30	6,42	6,55	6,68	6,82	6,95	7,09	7,23	7,38	7,53	7,68	7,83	7,99	8,15	8,31
C7-C8	11,05	4,98	5,07	5,18	5,28	5,39	5,49	5,60	5,71	5,83	5,95	6,06	6,19	6,31	6,44	6,56	6,70
C8-N4	12,78	4,58	4,67	4,76	4,86	4,95	5,05	5,15	5,26	5,36	5,47	5,58	5,69	5,80	5,92	6,04	6,16
N4-C9	11,05	4,58	4,67	4,76	4,86	4,95	5,05	5,15	5,26	5,36	5,47	5,58	5,69	5,80	5,92	6,04	6,16
C9-N5	11,05	3,78	3,85	3,93	4,01	4,09	4,17	4,25	4,34	4,42	4,51	4,60	4,69	4,79	4,88	4,98	5,08
N5-C10	12,78	3,78	3,85	3,93	4,01	4,09	4,17	4,25	4,34	4,42	4,51	4,60	4,69	4,79	4,88	4,98	5,08
C10-C11	12,78	0,40	0,41	0,42	0,42	0,43	0,44	0,45	0,46	0,47	0,48	0,49	0,50	0,51	0,52	0,53	0,54

Tab. II.5 - Confronto tra le portate e le massime potenze utilizzate per ciascun tratto di linea

## II.5. Scelta delle applicazioni

Per poter valutare le potenzialità tecniche ed economiche dei sistemi di accumulo l'attenzione è stata posta su tre distinte tipologie: batteria al litio, sodio zolfo (NaS) e ai sali di vanadio [9],[10]. Le caratteristiche e le prestazioni di ciascuna tecnologia sono state già esplicitate nella prima parte del Report.

Come già anticipato in premessa, è stata ipotizzata una connessione delle batterie sulla linea che alimenta il DIEET ed i sistemi sono stati progettati per applicazioni di *load-levelling*, *peak-shaving* e *load-shifting*, in modo da offrire benefici sia per l'ente distributore che per l'utente finale [11].

Le applicazioni considerate, ai fini della valutazione tecnico/economica, sono le seguenti:

Applicazioni il cui beneficio è usufruito dall'Ente Distributore:

- differimento delle opere di potenziamento della linea che alimenta il DIEET;
- riduzione delle perdite di energia per effetto Joule nei cavi e nei trasformatori;
- livellamento dei valori di tensione sulla linea che alimenta il DIEET;
- aumento della durata di vita dei cavi.

Applicazioni il cui beneficio è usufruito dall'utente finale (DIEET):

- sfasamento temporale degli assorbimenti di energia elettrica, traendo vantaggio dal differenziale dei prezzi dell'energia applicati nelle diverse fasce orarie.

Nel seguito verranno specificati i metodi di calcolo utilizzati per la valutazione dei benefici sopra elencati.

### II.5.1. Differimento delle opere di potenziamento della linea

L'impiego di sistemi di accumulo connessi alla rete elettrica in corrispondenza di "punti sensibili" può consentire di differire di qualche anno il potenziamento delle reti T&D [12],[13]. Infatti, se il carico massimo su una linea elettrica supera il valore della capacità di trasporto della linea (portata termica), in assenza di misure di compensazione gli operatori di rete non possono esimersi dall'attuare (con largo anticipo) tutte le misure richieste per aumentare la capacità di trasporto della linea, impegnando ingenti quantità di capitale che potrebbero essere utilizzate per altre necessità. L'utilizzo di sistemi di accumulo collocati a valle del punto di sofferenza della linea può consentire il differimento delle opere di potenziamento della rete T&D per un certo numero di anni (in genere non superiore a due, salvo casi particolari).

Infatti, fissato il tasso annuo di crescita del carico e scelte le principali grandezze di dimensionamento del sistema di accumulo (capacità e potenza nominale), la batteria può essere esercitata in modo da erogare la quantità di energia che oltrepassa la capacità di trasporto della linea, impedendo così il superamento delle condizioni limite. I passi da seguire per una corretta valutazione del beneficio associato al differimento sono i seguenti:

- stima del costo delle opere di potenziamento della rete T&D;
- determinazione dei parametri di dimensionamento del sistema di accumulo;
- stima del beneficio legato al differimento.

Il primo passo consiste, pertanto, nella stima del costo di installazione delle opere necessarie al potenziamento della linea T&D. Esso coincide con il costo necessario per il progetto, l'acquisto e l'installazione degli elementi di rete da potenziare.

Nel presente Report, per la stima di tali costi si è fatto riferimento alla "Guida per le connessioni alla rete elettrica di ENEL Distribuzione" [14], essendo la rete test di proprietà di ENEL. Dalla guida è stato desunto un costo di 75 k€/km per la realizzazione di una linea in cavo sotterraneo posata su strada asfaltata.

Il secondo passo consiste nella determinazione delle grandezze di dimensionamento del sistema di accumulo (necessarie per garantire un differimento per un numero di anni prefissato). La valutazione delle grandezze di dimensionamento dell'accumulo è basata, fondamentalmente, su due criteri:

- valutazione della potenza nominale;
- valutazione della durata di scarica.

In particolare, la durata di scarica di un sistema di accumulo si definisce come il numero di ore in cui il sistema può essere scaricato mantenendo costante la potenza erogata e pari al valore nominale. Evidentemente il prodotto della potenza nominale per la durata di scarica fornisce la capacità della batteria.

La potenza nominale del sistema di accumulo può essere determinata stimando il sovraccarico della linea (valori di potenza superiori alla portata termica del cavo) incrementando tale valore per tenere conto di eventuali incertezze nella valutazione del tasso annuo di crescita del carico. Nella maggior parte dei casi i valori di carico massimo si presentano solamente in corrispondenza di pochi giorni l'anno e per un numero ridotto di ore.

La durata di scarica della batteria viene determinata facendo riferimento al giorno che presenta il picco di potenza più elevato e più "esteso", secondo la procedura che verrà descritta nel paragrafo II.6.

### II.5.2. Riduzione delle perdite

L'installazione di batterie di accumulo, consentendo di gestire i flussi di potenza assorbiti dall'utenza secondo ben precisi programmi di gestione, determina una modifica del profilo di carico della rete e una conseguente modifica delle perdite di energia elettrica a valle del punto di installazione [15].

Le perdite di energia in una rete elettrica sono:

- perdite per effetto Joule nei cavi e nei trasformatori;
- perdite per isteresi e correnti parassite nei nuclei dei trasformatori;
- perdite dovute al passaggio di correnti di dispersione sulle linee.

Gli ultimi due fattori, che concorrono a determinare il valore complessivo delle perdite in un sistema elettrico, non sono stati considerati in questo studio perché di valore trascurabile rispetto a quello delle perdite per effetto Joule.

Considerando un intervallo di valutazione di un anno solare, le perdite di energia per effetto Joule sono calcolate utilizzando la formula:

$$\Delta E = \frac{365}{U_N^2} \cdot \sum_{j=1}^{11} r_j \cdot L_j \cdot \sum_{i=1}^{24} (P_{i,j}^2 + Q_{i,j}^2) \cdot h_1 \quad (\text{II.1})$$

dove:

- $r_j$  è la resistenza longitudinale per unità di lunghezza del ramo  $j$  della rete;
- $P_{i,j}$  e  $Q_{i,j}$  sono rispettivamente la potenza attiva e la potenza reattiva transitanti sul ramo  $j$  a monte del nodo  $k$  nell'ora  $i$ ;
- $h_1$  è l'intervallo di tempo di riferimento per il calcolo, pari a un'ora.

### II.5.3. Livellamento dei valori di tensione

Analogamente a quanto accade per le perdite in linea, i valori delle tensioni nei nodi della rete vengono modificati dall'installazione della batteria presso il DIEET.

Le tensioni in ogni nodo della rete sono calcolate, per ogni ora del diagramma di carico, utilizzando la formula classica proposta per il calcolo delle cadute di tensione nei sistemi trifase simmetrici ed equilibrati:

$$U_K = U_N - \frac{\sum_{i=1}^k d_i \cdot (r_i \cdot P_i + x_i \cdot Q_i)}{U_N} \quad (\text{II.2})$$

dove:

- $U_N$  è la tensione nominale del sistema;
- $U_k$  è la tensione al nodo  $k$ ;
- $P_i$  e  $Q_i$  sono rispettivamente la potenza attiva e la potenza reattiva transitanti sul ramo  $i$  a monte del nodo  $k$ ;
- $r_i$  e  $x_i$  sono rispettivamente la resistenza e la reattanza longitudinali per unità di lunghezza del ramo  $i$  a monte del nodo  $k$ ;
- $d_i$  è la lunghezza del ramo  $i$  a monte del nodo  $k$ .

#### II.5.4. Aumento della durata di vita dei cavi

I materiali isolanti subiscono un processo di degradazione tanto più rapido quanto maggiore è la temperatura alla quale operano.

Per durata di vita di un materiale isolante a una certa temperatura si intende il tempo per cui l'isolante può sopportare in modo continuativo tale temperatura, prima che le sue caratteristiche elettriche, e soprattutto meccaniche, decadano in modo inaccettabile e provochino il fuori servizio del componente.

La durata di vita di un cavo elettrico isolato in PVC o in EPR, operante alla massima temperatura di servizio, è di circa 30 anni, ma diminuisce all'aumentare della temperatura dell'isolante con una legge esponenziale nota come Legge di *Arrhenius*, di seguito riportata nella sua formulazione più semplice [16]:

$$L = L_0 \cdot e^{-B\theta} \quad (\text{II.3})$$

dove:

- $L$  è la durata di vita del cavo alla temperatura di funzionamento;
- $L_0$  è la durata di vita del cavo alla temperatura di riferimento;
- $B$  è la costante di *Arrhenius*;
- $\theta$  è la differenza tra i reciproci della temperatura di riferimento e quella di funzionamento.

Nel calcolo della durata di vita del cavo non si tiene conto dell'effetto delle sollecitazioni elettriche sull'isolante [17] a causa delle limitate cadute di tensione sulla linea che fanno in modo che la tensione di funzionamento dei cavi non si discosti di molto da quella nominale.

### II.5.5. Sfasamento temporale degli assorbimenti di energia elettrica

Si è fatta l'ipotesi che il costo di acquisto dell'energia elettrica dalla rete vari in funzione dell'ora del giorno [18].

Indicando con  $c_h$  il costo di acquisto dell'energia all'ora  $h$  e con  $E_h$  la quantità di energia elettrica acquistata nella medesima ora, il costo  $C_E$  sostenuto annualmente dal DIEET per l'acquisto dell'energia elettrica è pari a:

$$C_E = \sum_{h=1}^{24} (c_h \cdot E_h) \quad (\text{II.4})$$

La modifica del diagramma di carico del DIEET in seguito all'installazione della batteria di accumulatori al litio determina una variazione della quantità di energia assorbita alla generica ora  $h$  e pertanto un risparmio/maggior costo dato da [19]:

$$\Delta C = C'_E - C_E = \sum_{h=1}^{24} c_h \cdot (E'_h - E_h) \quad (\text{II.5})$$

Nella valutazione del risparmio di costo  $\Delta C$  è stata assunta l'ipotesi di considerare costante negli anni il costo del kWh elettrico,  $C_h$ .

## II.6. Dimensionamento del sistema di accumulo

Come già precisato, le batterie di accumulo vengono esercitate in modo da fornire benefici sia per l'utente finale sia per l'ente distributore. I criteri di dimensionamento devono pertanto tenere conto delle diverse applicazioni considerate.

Il dimensionamento è stato ripetuto per le diverse tipologie di accumulo prese in esame, sotto diverse condizioni operative.

Per quanto riguarda le applicazioni di *peak-shaving* e di *load-levelling* si è fatto riferimento esclusivamente a batterie NaS, tenuto conto dell'elevata durata di scarica che il sistema di accumulo deve presentare per garantire tali funzionamenti.

Con riferimento al *load-shifting*, invece, si è fatto riferimento ai seguenti casi:

#### *Batteria al litio*

- Spostamento del carico in 4 fasce orarie;
- Spostamento del carico in 2 fasce orarie;

### *Batteria Sali di vanadio*

- Spostamento del carico in 4 fasce orarie

### *Batteria sodio/zolfo*

- Spostamento del carico in 8 fasce orarie
- Spostamento del carico in 4 fasce orarie

Per ciascuno dei casi descritti è stato valutato sia il beneficio per l'utente finale (DIEET) legato al differenziale tra le tariffe applicate nelle diverse fasce orarie (TMO *energy cost management*), sia i benefici per l'Ente Distributore, quali la riduzione delle perdite, il livellamento dei valori della tensione, il differimento delle opere di potenziamento delle linee di alimentazione e l'allungamento di vita dei cavi MT.

Si è posto pertanto il problema di stabilire un criterio di dimensionamento che fosse in grado di massimizzare i benefici conseguibili sia per l'utente finale che per la *Utility*.

In questa fase preliminare si è scelto di partire, ai fini del dimensionamento, dall'applicazione legata all'utente finale (TMO *energy cost management*).

Pertanto sono stati ricavati, per ciascuna tipologia di accumulo e per ciascuna condizione operativa, i valori di capacità e di potenza nominale richiesti per azzerare il carico nelle ore di punta (nel caso di *load-shifting*), compensare la porzione di energia eccedente un valore massimo di riferimento (nel caso di *peak-shaving*) o mantenere costante la potenza assorbita dal carico (*load-levelling*). In tabella II.6 sono riportati i valori della capacità e della potenza nominale ottenuti dal dimensionamento, per data batteria e per data applicazione. Non sono stati riportati i valori relativi al *load-levelling* perché non danno luogo a benefici consistenti.

	<i>Load shifting - 2 h</i>	<i>Load shifting - 4 h</i>			<i>Load shifting 8 h</i>	<i>Peak shaving</i>
	Li-ion battery	Li-ion battery	Vanadium battery	NaS battery	NaS Battery	NaS Battery
Cn [kWh]	170	340	360	380	720	160
Pn [kVA]	85	85	90	95	90	20
Durata di scarica [h]	2	4	4	4	8	8

**Tab. II.6 - Valori di capacità, potenza nominale e durata di scarica per data applicazione e sistema di accumulo**

Nel calcolo della capacità per ciascuna batteria si è inoltre tenuto conto dei seguenti valori di profondità di scarica (DOD):

Batteria litio-ioni: DOD=80%

Batteria VRB: DOD=100%

Batteria Na/S: DOD=90%

In seconda battuta, una volta determinati i valori di capacità e potenza nominale per ciascun sistema di accumulo, è stato verificato se tali valori fossero tali da consentire l'utilizzo della batteria in modo da differire nel tempo le opere di potenziamento del feeder di alimentazione (per i quattro tratti di linea in cui si presentano "criticità", come valutato nel paragrafo II.4). A tale scopo è stato necessario fissare alcune ipotesi semplificative:

- il profilo del diagramma di carico di tutti i dipartimenti alimentati dalla stessa linea è stato supposto identico a quello del DIEET (diagrammi di carico omotetici), calcolando i fattori di omotetia sulla base delle potenze riportate in tabella II.3. Se ne deduce che il profilo del diagramma di carico nel feeder avrà un andamento omotetico a quello nei singoli dipartimenti;
- è stato ipotizzato un tasso di incremento annuo del carico sul feeder dell'1,9% (pari al tasso annuo di crescita dei consumi nei singoli dipartimenti);
- il carico massimo per l'anno 2011 è stato calcolato con la metodologia riportata nel paragrafo II.4 (vedi valori di  $Au(0)$  in tabella II.5);
- per la valutazione tecnico-economica è stato assunto un orizzonte temporale di 15 anni, considerando come anno base di riferimento il 2011 (si è cioè ipotizzata l'installazione della batteria nel 2012);
- ai fini del dimensionamento delle batterie per il differimento delle opere di potenziamento, tra tutti i profili dei diagrammi di carico rilevati nella settimana di riferimento, è stato considerato il profilo che presenta i valori di picco più "spalmati" (ossia un valore di picco pressoché costante per un ampio intervallo di tempo). Osservando i grafici di figura II.1 ci si rende subito conto che il profilo che soddisfa tale ultima condizione è quello corrispondente a martedì 19 maggio, evidenziato in figura II.5.

Tale diagramma è stato pertanto considerato come profilo di riferimento per il carico nei diversi tratti della linea di alimentazione in MT.



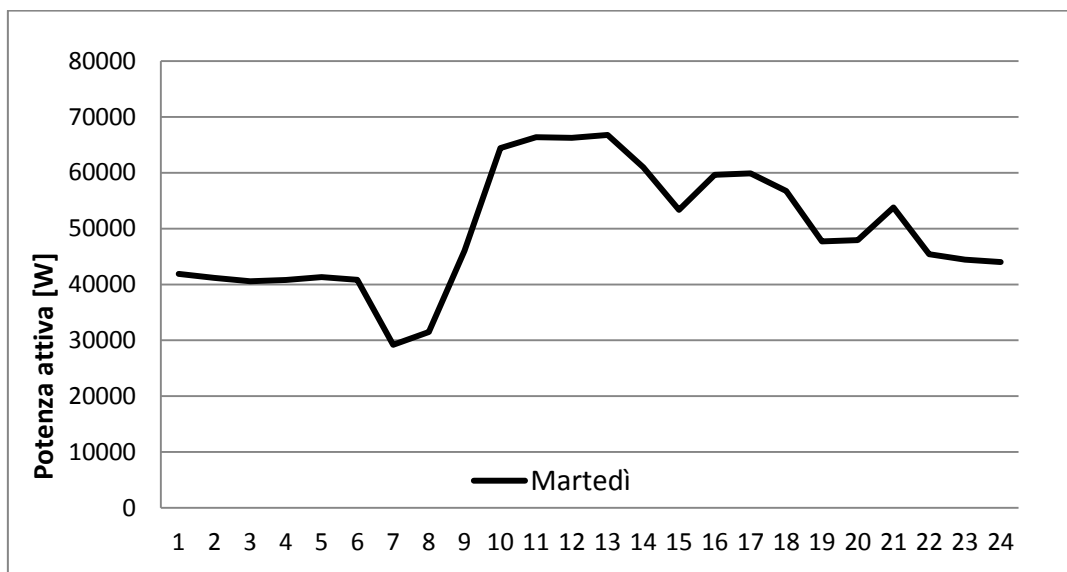


Fig. II.5 - Diagramma di carico orario del DIEET nel giorno preso come riferimento

Il diagramma è stato quindi normalizzato, prendendo come riferimento il suo valore massimo, ottenendo il diagramma di carico normalizzato per i diversi tratti della linea, riportato in figura II.6.

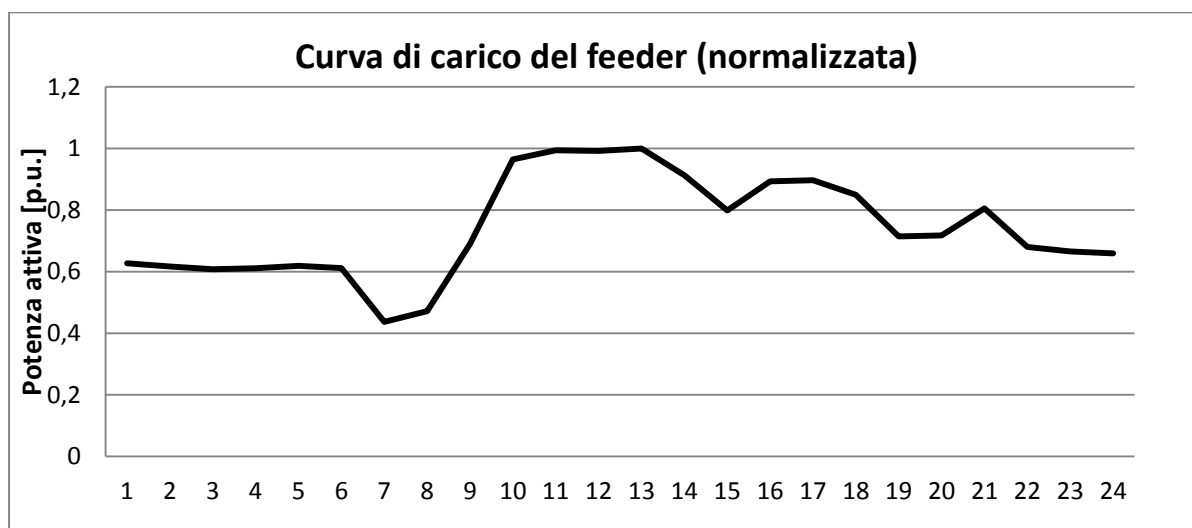


Fig. II.6 - Diagramma di carico normalizzato

Infine, i profili effettivi dei diagrammi di carico su ogni tratto di linea sono stati ottenuti moltiplicando il valore di carico normalizzato di figura II.6 per il carico massimo su ciascun tratto di linea, ottenendo i profili di carico riportati in figura II.7, relativi ai tratti critici O-N1, N1-C1, C1-C2 e C2-N2.

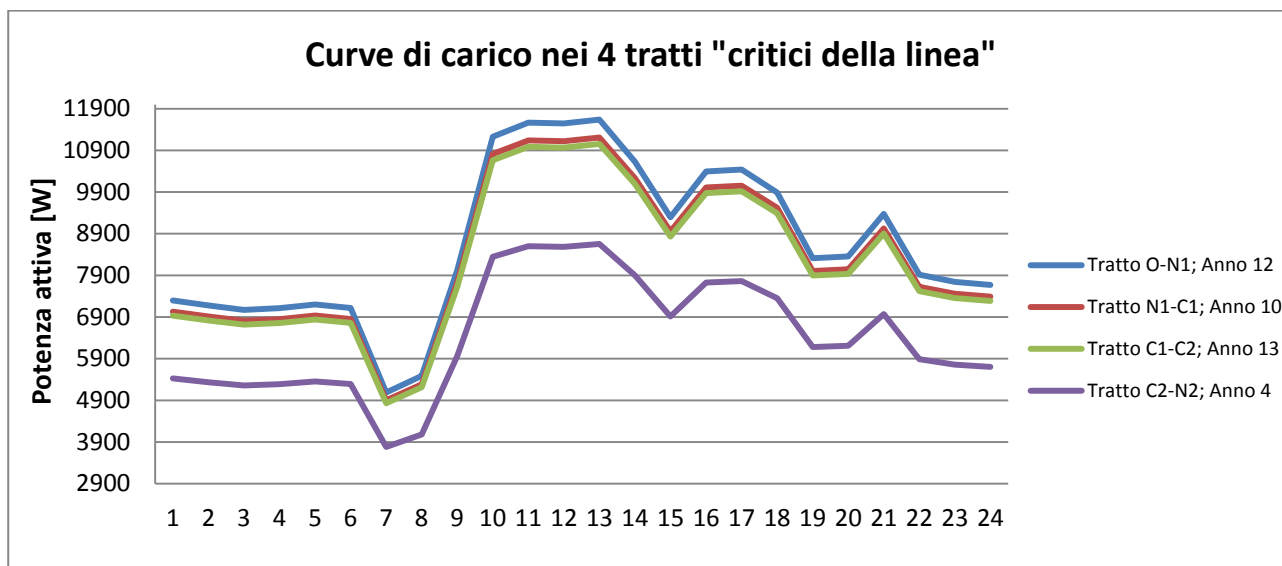


Fig. II.7 - Diagrammi di carico sui tratti “critici” della linea nel giorno di massimo carico

Si precisa tuttavia che il confronto fra tali curve non è rappresentativo perché i profili di carico si riferiscono ad anni differenti (l’anno in cui si presenta la criticità per ciascun tratto di linea).

In tabella II.7 sono riportati i valori del carico massimo (per ciascuna fascia oraria) sui tratti “critici della linea” negli anni in cui si manifesta la criticità ed i valori di energia superiori alla portata (energia erogata dal sistema di accumulo, pari alla differenza tra il carico massimo e la portata del cavo).

Fascia oraria	TRATTO O-N1 (Anno 12)		TRATTO N1-C1 (Anno 10)		TRATTO C1-C2 (Anno 13)		TRATTO C2-N2 (Anno 4)	
	Carico massimo [kVA]	$E_{acc}$ [kVA]	Carico massimo [kVA]	$E_{acc}$ [kVA]	Carico massimo [kVA]	$E_{acc}$ [kVA]	Carico massimo [kVA]	$E_{acc}$ [kVA]
1	7299		7029		6933		5426	
2	7178		6913		6818		5337	
3	7072		6811		6718		5258	
4	7113		6850		6756		5288	
5	7202		6936		6841		5355	
6	7117		6854		6760		5291	
7	5087		4899		4832		3782	
8	5489		5286		5214		4081	
9	8025		7729		7623		5967	
10	11227		10812		10664		8347	
11	11567		11140	90	10987		8600	9
12	11546		11120	70	10967		8584	
13	11638	33	11208	158	11054	4	8653	62
14	10627		10234		10094		7901	

15	9297		8954		8831		6912	
16	10395		10011		9874		7729	
17	10440		10054		9916		7762	
18	9887		9522		9392		7351	
19	8313		8006		7896		6181	
20	8354		8046		7935		6211	
21	9375		9028		8905		6970	
22	7917		7625		7520		5886	
23	7744		7458		7355		5757	
24	7672		7389		7287		5704	

**Tab. II.7 - Carico massimo sui tratti “critici della linea” ed energia erogata dal sistema di accumulo**

I valori riportati nelle colonne  $E_{acc}$  corrispondono quindi all’energia che deve essere erogata dal sistema di accumulo per consentire il differimento delle opere di potenziamento di 1 anno. Ad esempio, per differire di 1 anno le opere di potenziamento del tratto N1-C1 sarà necessario utilizzare una batteria di accumulo dimensionata per una capacità pari alla somma dei kVA indicati nella relativa colonna e di potenza nominale pari a 158 kVA (valore massimo).

Analogamente si procede per il dimensionamento del sistema di accumulo per un differimento di 2 anni. In tabella II.8 si riportano, in conclusione, i valori di capacità e di potenza nominale per ciascuno dei tratti di linea critici, per un differimento di 1 o 2 anni.

	TRATTO O-N1		TRATTO N1-C1		TRATTO C1-C2		TRATTO C2-N2	
	Differim. 1 anno	Differim. 2 anni	Differim. 1 anno	Differim. 2 anni	Differim. 1 anno	Differim. 2 anni	Differim. 1 anno	Differim. 2 anni
Cn [kWh]	33	597	318	953	4	486	71	555
Pn [kVA]	33	254	158	371	4	214	62	226

**Tab. II.8 - Valori di capacità e di potenza nominale per ciascuno dei tratti di linea critici, per un differimento di 1 o 2 anni**

E’ chiaro che, fra tutti i tratti di linea che presentano criticità, quello che da luogo al massimo beneficio legato al differimento è il tratto O-N1 (di lunghezza maggiore). Pertanto, per la valutazione dei benefici legati al differimento si è tenuto conto esclusivamente del tratto O-N1.

In conclusione, i valori di capacità e potenza nominale riportati in tabella II.6 (ottenuti imponendo come condizione la massimizzazione dei benefici legati all’utente finale) sono stati confrontati con i valori riportati in tabella II.8, per ciascuna tipologia di

accumulo e per ciascuna applicazione considerata (*peak-shaving* e *load-shifting*). I valori scelti per il dimensionamento sono quelli che garantiscono il minore tempo di investimento (valore attuale netto più elevato).

Dal confronto tra le due tabelle si evince che i valori di capacità e potenza nominale necessari per un differimento di due anni sono troppo elevati in relazione ai valori richiesti per la massimizzazione dei benefici legati all'utente finale. Pertanto nel seguito si è scelto di limitare il differimento ad 1 anno.

In tabella II.9 si riportano, infine, le grandezze di dimensionamento scelte per la successiva valutazione dei benefici.

	<i>Load-shifting</i> - 2 h differim. 1 anno	<i>Load-shifting</i> - 4 h differim. 1 anno			<i>Load-shifting</i> - 8 h differim. 1 anno	<i>Peak-shaving</i> differim. 1 anno
	Li-ion battery	Li-ion battery	Vanadium battery	NaS battery	NaS Battery	NaS Battery
Cn [kWh]	170	340	360	380	720	160
Pn [kVA]	85	85	90	95	90	33

Tab. II.9 - Valori di capacità e di potenza nominale scelti per il dimensionamento

## II.7. Stima dei costi e dei benefici conseguibili

Per la stima dei costi dei sistemi di accumulo è stata ipotizzata una configurazione tipo del sistema evidenziata in figura II.8 [20].

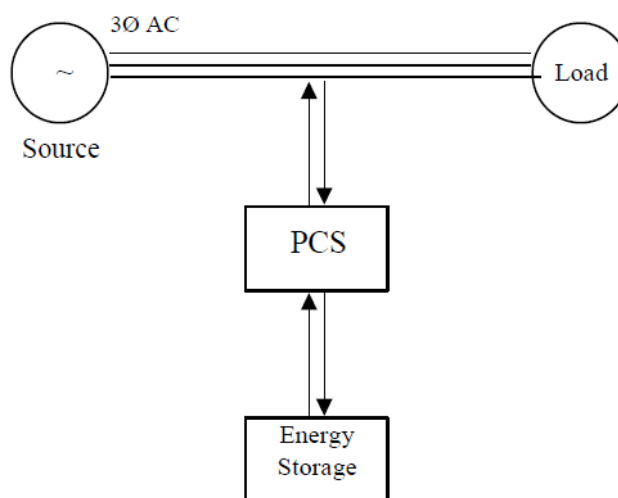


Fig. II.8 - Schema di connessione del sistema di accumulo alla rete

Il sistema di accumulo viene connesso in parallelo alla rete T&D attraverso un convertitore di potenza (PCS – *Power Conversion System*). Così facendo la batteria è in grado di erogare energia in rete solamente quando richiesto, ad esempio attraverso un interruttore in grado di connettere il convertitore e l'accumulo alla rete nel giro di pochi millisecondi. Ciò consente di ridurre le perdite rispetto ad una configurazione senza interruttore, nella quale il PCS è costantemente energizzato e la batteria può andare incontro a problemi di sovraccarico. Per contro tale configurazione necessita di maggiori interventi di manutenzione (per la presenza dell'interruttore).

La stima dei costi è basata su una valutazione separata dei costi legati all'accumulo (espressi in €/kWh) ed al sistema di conversione (espressi in €/kW). Secondo quanto riportato in [21], [22].

Per un sistema costituito da un'unità di accumulo ed un dispositivo di conversione della potenza, il costo del sistema può essere espresso nella forma:

$$C_{\text{tot}}(\text{€}) = C_{\text{pcs}}(\text{€}) + C_{\text{acc}}(\text{€}) + C_{\text{BOP}}(\text{€}) = C_{\text{pcs}}^u \left( \frac{\text{€}}{\text{kW}} \right) \cdot P(\text{kW}) + C_{\text{acc}}^u \left( \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right) \cdot E(\text{kWh}) + C_{\text{BOP}}^u \left( \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right) E(\text{kWh}) \quad (\text{II.6})$$

dove  $C_{\text{pcs}}(\text{€})$  è il costo del sistema di conversione,  $C_{\text{acc}}(\text{€})$  il costo dell'accumulo,  $C_{\text{BOP}}(\text{€})$  il costo di eventuali sistemi di bilanciamento. Inoltre  $C_{\text{pcs}}^u(\text{€/kW})$ ,  $C_{\text{acc}}^u(\text{€/kWh})$  e  $C_{\text{BOP}}^u(\text{€/kWh})$  sono, rispettivamente, i costi unitari del dispositivo di conversione, del sistema di accumulo e di eventuali sistemi di bilanciamento. Infine  $P(\text{kW})$  è la potenza nominale del sistema di accumulo mentre  $E(\text{kWh})$  è la sua capacità.

Il costo  $C_{\text{BOP}}^u(\text{€/kWh})$  è stato espresso in funzione della capacità della batteria. In altri casi può essere schematizzato come un costo fisso o proporzionale alla potenza.

Nella valutazione dei costi unitari si è tenuto conto dei costi delle infrastrutture, costi di installazione della batteria, costi di interconnessione e per le autorizzazioni.

Per una completa valutazione tecnico/economica dell'investimento è necessario tenere anche in considerazione i costi di sostituzione del sistema di accumulo, che ovviamente dipendono dalla durata di vita utile della specifica tecnologia. Inoltre, i costi di gestione e manutenzione sono stati, in questa prima valutazione, trascurati.

La tabella II.10 riporta le diverse componenti del costo unitario, la durata di vita, l'efficienza energetica (rendimento di carica/scarica) ed i costi di sostituzione per le tre tipologie di accumulo considerate nel presente Report [23]. Il costo di sostituzione è stato riportato solamente per la batteria litio-ioni, dato che le altre due tipologie di

accumulo hanno una durata di vita uguale all'orizzonte temporale preso in esame (15 anni).

	<b>Batteria Litio-ioni</b>	<b>VRB</b>	<b>Batteria Na/S</b>
Costo unitario accumulo (€/kWh)	385	270	192
Costo unitario PCS (€/kW)	135	158	115
Costo unitario BOP (€/kWh)	-	23	-
Vita utile (anni)	10	15	15
Costi di sostituzione della batteria (€/kWh)	300	-	-
Efficienza energetica (%)	90	70	75

Tab. II.10 - Parametri caratteristici ipotizzati per le diverse tecnologie di accumulo

Tenendo conto infine delle grandezze di dimensionamento riportate in tabella II.9, il costo iniziale di investimento,  $C_o$ , ed i costi di sostituzione,  $C_s$ , per ciascuna tecnologia di accumulo sono riportati in tabella II.11.

	<i>Load shifting - 2 h</i>	<i>Load shifting - 4 h</i>			<i>Load shifting 8 h</i>	<i>Peak shaving</i>
	Li-ion battery	Li-ion battery	Vanadium battery	NaS battery	NaS battery	NaS battery
$C_o$ [k€]	76,8	142,2	119,4	84	148,8	33,1
$C_s$ [k€]	51	102	-	-	-	-

Tab. II.11 - Costo iniziale di investimento e costi di sostituzione per le diverse tipologie di accumulo

## II.8. Valutazione tecnico/economica dell'investimento

L'analisi costi-benefici relativa all'installazione di batterie di accumulatori presso il DIEET è stata effettuata confrontando, in assenza ed in presenza della batteria:

- il costo annuale di acquisto dell'energia elettrica dalla rete da parte del DIEET nell'ipotesi di prezzo dell'energia variabile nelle diverse fasce orarie;
- il beneficio legato al differimento delle opere di potenziamento;
- i valori delle tensioni ad ogni nodo della linea MT;
- le perdite in linea di energia attiva;
- la durata di vita dei cavi MT.

Il confronto è stato effettuato per diverse tipologie di accumulo e per diverse condizioni operative, facendo riferimento a diagrammi di carico realmente misurati, come già descritto nei paragrafi precedenti.

L'analisi comparativa è stata condotta facendo riferimento al flusso di cassa costi/benefici per data tipologia di accumulo, utilizzando i seguenti indicatori per la valutazione economica degli investimenti:

- tempo di ritorno degli investimenti (PBP);
- valore attuale netto (VAN);
- tasso interno di rendimento (TIR).

Il flusso di cassa può essere espresso a mezzo della seguente equazione, ottenuta sommando algebricamente tutti i costi  $C_i$  e tutti i ricavi  $P_i$  relativi al t-esimo anno:

$$C_t^* = \sum_i P_{i,t} - \sum_i C_{i,t} \quad (\text{II.7})$$

Tra i costi  $C_i$  rientrano, essenzialmente, i costi di installazione, sostituzione e manutenzione del sistema di accumulo e del dispositivo di conversione (vedi tabella II.10).

Tra i ricavi  $P_i$  rientrano invece tutti benefici considerati nel presente Report, tra cui:

- il beneficio legato al differimento delle opere di potenziamento;
- il beneficio legato alla riduzione delle perdite in linea di energia attiva;
- il beneficio legato all'aumento di vita utile dei cavi MT (che si traduce in un aumento del loro valore residuo);
- il beneficio legato allo sfasamento temporale degli assorbimenti di energia elettrica in presenza di tariffe elettriche multi orarie.

Si precisa inoltre che l'installazione di batterie di accumulo produce anche degli effetti benefici sul profilo delle tensioni su ogni nodo della linea MT che alimenta il DIEET. Nel presente report, il livellamento delle tensioni è stato valutato, ma i relativi benefici sono stati trascurati nell'analisi tecnico/economica perché di difficile valutazione.

Allo scopo di condurre un'analisi economica realistica, i flussi di cassa vanno attualizzati usando la ben nota espressione:

$$C_t = \frac{C_t^*}{(1+i)^t} \quad (\text{II.8})$$

dove  $i$  rappresenta il tasso di riferimento considerato per la redditività dell'investimento (tasso di remunerazione del capitale proprio). Nei calcoli è stato considerato il valore  $i=3\%$ .

Il valore attuale netto (VAN) ed il tasso interno di rendimento (TIR) si possono invece esprimere a mezzo delle seguenti relazioni:

$$VAN = \sum_{t=1}^N \frac{C_t^*}{(1+i)^t} - C_0 \quad (II.9)$$

$$C_0 - \sum_{t=1}^N \frac{C_t^*}{(1+TIR)^t} = 0 \quad (II.10)$$

dove  $C_0$  è il costo iniziale di investimento ed  $N$  la durata di vita della batteria di accumulo [24].

## II.9. Risultati e considerazioni conclusive

Nelle tabelle II.12 e II.13 sono riportati, per i sei casi presi in esame, rispettivamente, le variazioni (in kWh) delle perdite di energia elettrica in linea e le variazioni percentuali della vita utile dei cavi rispetto alla rete priva di sistemi di accumulo, per ogni tratto di linea e con riferimento ad un anno solare di esercizio.

TRATTO	$\Delta E$ [kWh]					
	NaS 4h	NaS 8h	NaS PS	LI-ion 2h	LI-ion 4h	VA 4h
O-N1	-148,26	-639,42	-130,01	-110,76	-303,46	-81,62
N1-C1	-0,83	-3,57	-0,73	-0,62	-1,69	-0,46
C1-C2	-1,09	-4,74	-0,97	-0,82	-2,25	-0,60
C2-N2	-1,55	-6,76	-1,38	-1,17	-3,21	-0,84
N2-C3	-25,32	-110,24	-22,49	-19,08	-52,28	-13,74
C3-C4	-13,77	-60,20	-12,30	-10,42	-28,54	-7,43
C4-C5	-31,13	-136,61	-27,95	-23,63	-64,74	-16,69
C5-C6	-36,09	-158,84	-32,54	-27,47	-75,26	-19,26
C6-N3	-17,72	-78,84	-16,21	-13,62	-37,32	-9,29
N3-C7	-9,37	-41,71	-8,58	-7,21	-19,74	-4,92
C7-C8	-11,67	-53,16	-11,02	-9,17	-25,11	-5,88
C8-N4	-13,68	-63,01	-13,12	-10,86	-29,75	-6,76
N4-C9	-0,69	-3,16	-0,66	-0,54	-1,49	-0,34
C9-C9.1	0,71	0,80	-0,01	0,17	0,47	0,82
C9-N5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
N5-C10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
C10-C11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>TOTALE</b>	<b>-310,47</b>	<b>-1359,44</b>	<b>-277,95</b>	<b>-235,19</b>	<b>-644,36</b>	<b>-167,01</b>

Tab. II.12 - Variazioni delle perdite di energia elettrica in linea rispetto al caso di rete priva di sistemi di accumulo



TRATTO	$\Delta L\%$					
	NaS 4h	NaS 8h	NaS PS	LI-ion 2h	LI-ion 4h	VA 4h
O-N1	0,65%	15,45%	-2,55%	5,70%	10,98%	-3,69%
N1-C1	2,89%	14,91%	-0,23%	5,68%	10,79%	-0,45%
C1-C2	3,81%	15,79%	0,29%	6,01%	11,38%	0,60%
C2-N2	3,89%	18,57%	-1,78%	7,45%	14,23%	-0,45%
N2-C3	4,12%	14,34%	1,33%	5,24%	9,85%	1,68%
C3-C4	4,26%	14,23%	1,45%	5,21%	9,78%	1,91%
C4-C5	4,35%	14,01%	1,54%	5,14%	9,65%	2,09%
C5-C6	4,37%	13,83%	1,59%	5,09%	9,54%	2,18%
C6-N3	4,32%	13,02%	1,69%	4,81%	9,01%	2,32%
N3-C7	5,49%	16,82%	1,84%	6,14%	11,51%	2,94%
C7-C8	5,15%	14,81%	1,99%	5,47%	10,24%	2,98%
C8-N4	3,61%	10,37%	1,61%	3,90%	7,27%	2,04%
N4-C9	4,88%	13,88%	1,97%	5,16%	9,64%	2,85%
C9-C9.1	-0,97%	-1,41%	-0,03%	-0,33%	-0,65%	-1,12%
C9-N5	0%	0%	0%	0%	0%	0%
N5-C10	0%	0%	0%	0%	0%	0%
C10-C11	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Tab. II.13 - Variazioni della durata di vita dei tratti di linea in cavo rispetto al caso di rete priva di sistemi di accumulo

Nelle tabelle II.14 e II.15 sono riportati i benefici economici dovuti alla riduzione delle perdite in linea e all'aumento della durata di vita dei cavi.

	NAS 4h	NAS 8h	NAS PS	LI 2h	LI 4h	VA 4h
TOTALE	€ 493,87	€ 2162,51	€ 442,15	€ 484,56	€ 1025	€ 265,67

Tab. II.14 - Benefici economici dovuti alla riduzione delle perdite in linea in 15 anni di esercizio

	NAS 4h	NAS 8h	NAS PS	LI 2h	LI 4h	VA 4h
TOTALE	€ 1927,66	€ 11215,35	€ -422,46	€ 4047,71	€ 7701,38	€ -503,14

Tab. II.15 - Benefici economici dovuti all'aumento della durata di vita dei cavi

Questo secondo aspetto presenta una rilevanza economica che varia sensibilmente da caso a caso, dal momento che le variazioni di vita utile dei cavi presentano una dipendenza logaritmica dalle temperature.

I valori si riferiscono a 15 anni di esercizio e sono stati valutati considerando un incremento del carico di 1,9%/anno.

Per valutare il beneficio nel periodo di riferimento di 15 anni dovuto alla variazione della durata di vita dei cavi si è fatto riferimento ai prezzi di mercato dei cavi elettrici

in MT e si è assunto un valore medio di 40 k€/km per cavi tripolari per posa sotterranea.

La tabella II.16 riporta i valori del tempo di ritorno semplice ( $PBP_S$ ), valore attuale netto (VAN) e tasso interno di rendimento (TIR) per le diverse topologie di accumulo prese in esame nelle diverse condizioni operative, nell'ipotesi di fare riferimento agli effettivi valori del PUN nella settimana di riferimento o alle effettive tariffe elettriche applicate (vedi paragrafo II.2).

Tariffe elettriche applicate	Indicatori economici	<i>Load shifting</i> 2 h	<i>Load shifting</i> - 4 h			<i>Load shifting</i> 8 h	<i>Peak shaving</i>
		Li-ion battery	Li-ion battery	Vanadium battery	NaS battery	NaS battery	NaS battery
PUN	$PBP_S$	23	26	24	16	23	33
	VAN	negativo	negativo	negativo	negativo	negativo	negativo
	TIR	-	-	-	-	-	-
Tariffe ENEL	$PBP_S$	43	43	56	32	29	41
	VAN	negativo	negativo	negativo	negativo	negativo	negativo
	TIR	-	-	-	-	-	-

Tab. II.16 - Valori del PBP, VAN e TIR nelle diverse ipotesi assunte

Dal confronto tra i valori riportati nelle tabelle II.12-II.16, si possono trarre le seguenti conclusioni:

- in nessuno dei casi il VAN è positivo, il che significa che, agli attuali costi delle tecnologie di accumulo prese in esame e nelle condizioni operative ipotizzate, non è possibile raggiungere la parità dell'investimento in tempi ragionevoli;
- i tempi di ritorno dell'investimento sono nettamente inferiori basando le valutazioni sui valori orari del PUN, anziché sulle attuali tariffe ENEL;
- in tutti i casi, le perdite in linea complessivamente si riducono, ma tale riduzione non comporta benefici economici significativi;
- da un confronto tra i tempi di ritorno semplice dell'investimento, è possibile ordinare le diverse tecnologie di accumulo secondo il seguente ordine di convenienza economica (nel caso in cui si considerano i valori del PUN):
  - o batteria NaS - spostamento del carico 4 ore;
  - o batteria Li-ion - spostamento del carico 2 ore;
  - o batteria NaS - spostamento del carico 8 ore;

- batteria VRB - spostamento del carico 4 ore;
  - batteria Li-ion - spostamento del carico 4 ore;
  - batteria NaS – *peak-shaving*;
- da un confronto tra i benefici economici dovuti all'aumento della durata di vita dei cavi, è possibile ordinare le diverse tecnologie di accumulo secondo il seguente ordine di convenienza economica:
- batteria NaS - spostamento del carico 8 ore;
  - batteria Li-ion - spostamento del carico 4 ore;
  - batteria Li-ion - spostamento del carico 2 ore;
  - batteria NaS - spostamento del carico 4 ore;
  - batteria NaS – *peak-shaving*;
  - batteria VRB - spostamento del carico 4 ore.

E' importante osservare come l'utilizzo di batterie con azioni di *peak-shaving* dia luogo alla condizione di minore convenienza economica. Ciò è dovuto al fatto che, in termini percentuali, il beneficio con maggior peso è quello legato al TMO *energy cost management*, che viene massimizzato quando si fa riferimento ad accumuli con azioni di *load-shifting*. Nell'ipotesi in cui i benefici legati al differimento avessero maggiore peso percentuale rispetto ai benefici legati al TMO (ad esempio nel caso in cui la lunghezza del tratto da potenziare fosse maggiore), l'utilizzo di batterie con funzioni di *peak-shaving* potrebbe dar luogo a benefici più elevati rispetto al caso di batterie utilizzate con funzioni di *load-shifting*.

Confrontando i benefici economici dovuti all'aumento della durata di vita dei cavi, si nota come le azioni di *load-shifting* di maggiore durata siano quelle che danno i maggiori benefici. Ciò è chiaramente dovuto al minore aumento della temperatura dei cavi nelle ore di carica degli accumulatori rispetto agli altri casi considerati.

Inoltre, in questo caso, le batterie LI-ion, grazie al loro più elevato rendimento rispetto alle altre tipologie di batterie considerate, assorbono correnti minori dalla rete durante le fasi di carica e, conseguentemente, determinano un minore riscaldamento dei cavi e quindi un maggiore incremento della durata di vita degli stessi rispetto alle altre batterie.

Per lo stesso motivo, con riferimento alla riduzione delle perdite in linea, le azioni di *load-shifting* con batterie Li-ion su 4h risultano più convenienti rispetto alle medesime azioni con batterie NaS e VRB.

## Fonti e riferimenti

- [1] M. Conte, G. Graditi, M.G. Ippolito, E. Riva Sanseverino, E. Telaretti, G. Zizzo *Analisi e definizione di strategie di gestione e controllo di sistemi di accumulo elettrico per applicazioni in reti di distribuzione attive automatizzate. Report 1 – Analisi dello stato dell’arte.* RdS 2011. [www.enea.it](http://www.enea.it)
- [2] I. Bertini, V. Cosentino, S. Favuzza, G. Graditi, M.G. Ippolito, F. Massaro, E. Riva Sanseverino, G. Zizzo *Studio di fattibilità e progettazione preliminare di dimostratori di reti elettriche di distribuzione per la transizione verso reti attive. Report 1 – Caratterizzazione delle reti attuali e analisi di possibili scenari di sviluppo.* RdS/2010/261. [www.enea.it](http://www.enea.it)
- [3] I. Bertini, S. Favuzza, G. Graditi, M.G. Ippolito, F. Massaro, R. Musca, E. Riva Sanseverino, G. Zizzo *Studio di fattibilità e progettazione preliminare di dimostratori di reti elettriche di distribuzione per la transizione verso reti attive. Report 2 – Simulazioni e valutazioni di progetto per gli scenari selezionati.* RdS/2010/262. [www.enea.it](http://www.enea.it)
- [4] Deb K, Agrawal S, Pratap A, Meyarivan T A. *Fast Elitist Non-Dominated Sorting Genetic Algorithm for Multi-Objective Optimization: NSGA-II.* Springer (Ed.) *Parallel Problem Solving from Nature VI – Lecture Notes in Computer Science 2000 Paris, France:* 849-858.
- [5] Deb K. *An Efficient Constraint-handling Method for Genetic Algorithms.* *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering* 2000, 186(2-4): 311-338.
- [6] Information on <http://www.mercatoelettrico.org/It/Default.aspx>
- [7] Norma CEI 11-17, *Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica - Linee in cavo*, Ed. III, 2006.
- [8] Norma CEI UNEL 35026, *Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali di 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa interrata*, Ed. II, 2000.
- [9] P.J. Hall , E.J. Bain, *Energy-storage technologies and electricity generation.* *Energy Policy*, Vol. 36 (2008), p. 4352–4355.
- [10] H. Ibrahim, A. Ilinca, J. Perron, *Energy storage systems. Characteristics and comparisons.* *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 12 (2008), p. 1221-1250.

- [11] *Energy Storage for the Electricity Grid: Benefits and Market Potential Assessment Guide*, Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM: February 2010.
- [12] *Electric Utility Transmission and Distribution Upgrade Deferral Benefits from Modular Electricity Storage*, Sandia National Laboratories, June 2009.
- [13] *Estimating Electricity Storage Power Rating and Discharge Duration for Utility Transmission and Distribution Deferral*, Sandia National Laboratories, November 2005.
- [14] ENEL Distribuzione S.p.A, *Guida per le connessioni alla rete elettrica di ENEL Distribuzione*, Ed. 2.1, 2010.
- [15] A. Nourai, V.I. Kogan, C.M. Schafer, *Load Leveling Reduces T&D Line Losses*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol 23 (4), October 2008.
- [16] L. Simoni, *Resistenza alle sollecitazioni dei materiali isolanti elettrici*, Editrice CLUEB, Bologna, 1994.
- [17] M.L. Di Silvestre, F. Massaro, L. Mineo, G. Zizzo, *A statistical approach of cables ageing in MV lines on thermal and electrical combined stresses*, SPEEDAM 2006, Taormina (Italia), 23-26 Maggio 2006.
- [18] K.H. Ahlert, C.V. Dinther, *Estimating Economic Benefits of Electricity Storage at the End Consumer Level*, Proceedings of Internationale Tagung Wirtschaftsinformatik, 2009.
- [19] A. Oudalov, R. Cherkaoui, A. Beguin, *Sizing and Optimal Operation of Battery Energy Storage System for Peak Shaving Application*, IEEE Powertech, Lausanne, 2007.
- [20] *Characteristics and Technologies for Long-vs. Short-Term Energy Storage*, Sandia National Laboratories, March 2001.
- [21] *Long- vs. Short-Term Energy Storage Technologies Analysis – A Life-Cycle Cost Study*, Sandia National Laboratories, August 2003.
- [22] *Benefit/Cost Framework for Evaluating Modular Energy Storage*, Sandia National Laboratories, February 2008.
- [23] *Electricity Energy Storage Technology Options*, EPRI Report, (2010).
- [24] A. Campoccia, L. Dusonchet, E. Telaretti, G. Zizzo, *Comparative Analysis of Different Supporting Measures for the Production of Electrical Energy by Solar PV and Wind Systems: Four Representative European Cases*, Solar Energy, Vol. 83, (3) 2009, p. 287-297.