

Appendice A

Analisi delle Alternative di Progetto

Doc. No. P0032134-1-H1 Rev. 0 - Luglio 2022



“VILLAROSA”

Progetto di impianto di accumulo idroelettrico

Comuni di Calascibetta, Enna e Villarosa (EN)

COMMITTENTE



PROGETTAZIONE

STRATEGIES FOR WATER



Progettista: Ing. Luigi Lorenzo Papetti

Analisi delle alternative di progetto



REV.	DESCRIZIONE	DATA	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO
0	PRIMA EMISSIONE	15/07/2022	E. Marchesi	C. Pasqua	L. Papetti
Codice commessa: 1388		Codifica documento: 1388-A-FN-P-01-0			

INDICE

PREMESSA	3
1 ALTERNATIVE DI LOCALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO DI ACCUMULO IDROELETTRICO	3
2 ALTERNATIVE SULLA LOCALIZZAZIONE DEL BACINO AGGIUNTIVO	4
3 ALTERNATIVE DIMENSIONALI	8
4 SCENARI ALTERNATIVI PER LA POSIZIONE DELLA SOTTOSTAZIONE ELETTRICA	9
5 SCENARI ALTERNATIVI PER LA CONNESSIONE ALLA RTN	11
6 ALTERNATIVE TECNOLOGICHE	11

PREMESSA

Il presente documento analizza le alternative di progetto che sono state considerate per l'impianto di accumulo idroelettrico denominato "Villarosa" ubicato nel territorio comunale di Calascibetta, Villarosa ed Enna (EN), e per le relative opere connesse.

Le motivazioni che hanno portato alla scelta finale sono descritte nei seguenti capitoli:

1. Alternative alla localizzazione dell'impianto di accumulo idroelettrico
2. Alternative sulla localizzazione del bacino aggiuntivo
3. Alternative dimensionali
4. Alternative per la posizione della sottostazione elettrica
5. Scenari alternativi per la connessione alla RTN
6. Alternative tecnologiche

1 ALTERNATIVE DI LOCALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO DI ACCUMULO IDROELETTRICO

La scelta di utilizzare l'invaso di Villarosa per la realizzazione dell'impianto di accumulo idroelettrico è stata effettuata a seguito di un'attenta analisi di alternative che ha interessato numerosi invasi siciliani (circa 30), privilegiando quelli che hanno un volume d'invaso maggiore di 10 Mm³. Ciò anche al fine di non impattare sugli usi irrigui degli stessi, considerando che costituiscono una risorsa fondamentale per la Regione Sicilia. Inoltre, è stata eseguita un'analisi multicriteria (e.g., aspetti vincolistici, morfologia nell'intorno del bacino esistente, etc.) che ha definito il sito di Villarosa come una delle migliori soluzioni possibili.

L'obiettivo era quello di realizzare un impianto di grande taglia, quindi con almeno 200 MW di potenza, ipotizzando un numero minimo di ore di funzionamento consecutivo a massima potenza di almeno 6 h.

Sono stati presi in considerazione i siti che presentano, nel raggio di 5 km dall'invaso esistente, dislivelli maggiori ai 200 m (si ricorda infatti che la potenza di un impianto idroelettrico è direttamente proporzionale al salto ed alla portata).

È possibile realizzare anche impianti di pompaggio con salti inferiori ai 200 m; tuttavia, a parità di potenza, è richiesta una maggiore portata, e dunque un maggiore volume "impegnato" nonché opere più grandi (i.e., vie d'acqua, macchine idrauliche, bacino aggiuntivo).

Oltre ad una valutazione mirata esclusivamente a valutare la topografia dei siti analizzati, sono stati condotti anche approfondimenti di carattere vincolistico e geologico. I siti ritenuti più idonei sono stati studiati con maggiore dettaglio, ipotizzando un *layout* preliminare degli elementi principali di progetto (i.e., bacino aggiuntivo, opere in sotterraneo). Sono state eseguite anche analisi preliminari volte ad individuare le opzioni relative agli allacciamenti alla rete elettrica.

In seguito a questa analisi multiparametrica, la scelta di progettare un impianto di accumulo idroelettrico connesso all'invaso di Villarosa e delle relative opere di

rete è stata ritenuta una delle migliori sotto molteplici punti di vista (i.e., disponibilità idrica, potenza dell'impianto, collegamento alla rete elettrica, contesto geologico, contesto vincolistico, tempi e costi di realizzazione dell'impianto).

2 ALTERNATIVE SULLA LOCALIZZAZIONE DEL BACINO AGGIUNTIVO

Fin dalla fase iniziale degli studi condotti per la progettazione dell'impianto di accumulo idroelettrico presso l'invaso di Villarosa, sono state considerate diverse alternative, al fine di valutare ogni singola problematica tecnica ed ambientale e quindi adottare le migliori opzioni progettuali.

In particolare, la scelta più rilevante è stata quella relativa all'individuazione del sito dove dovrà essere ubicato il nuovo bacino, a tal riguardo è utile sottolineare che la topografia del territorio consente solo la possibilità di realizzare un bacino di monte. È quindi stata condotta l'analisi dell'altimetria nel raggio di 5 km dalla diga esistente, al fine di individuare aree con dislivelli superiori ai 200 m, in cui poter realizzare il nuovo invaso (Figura 1).

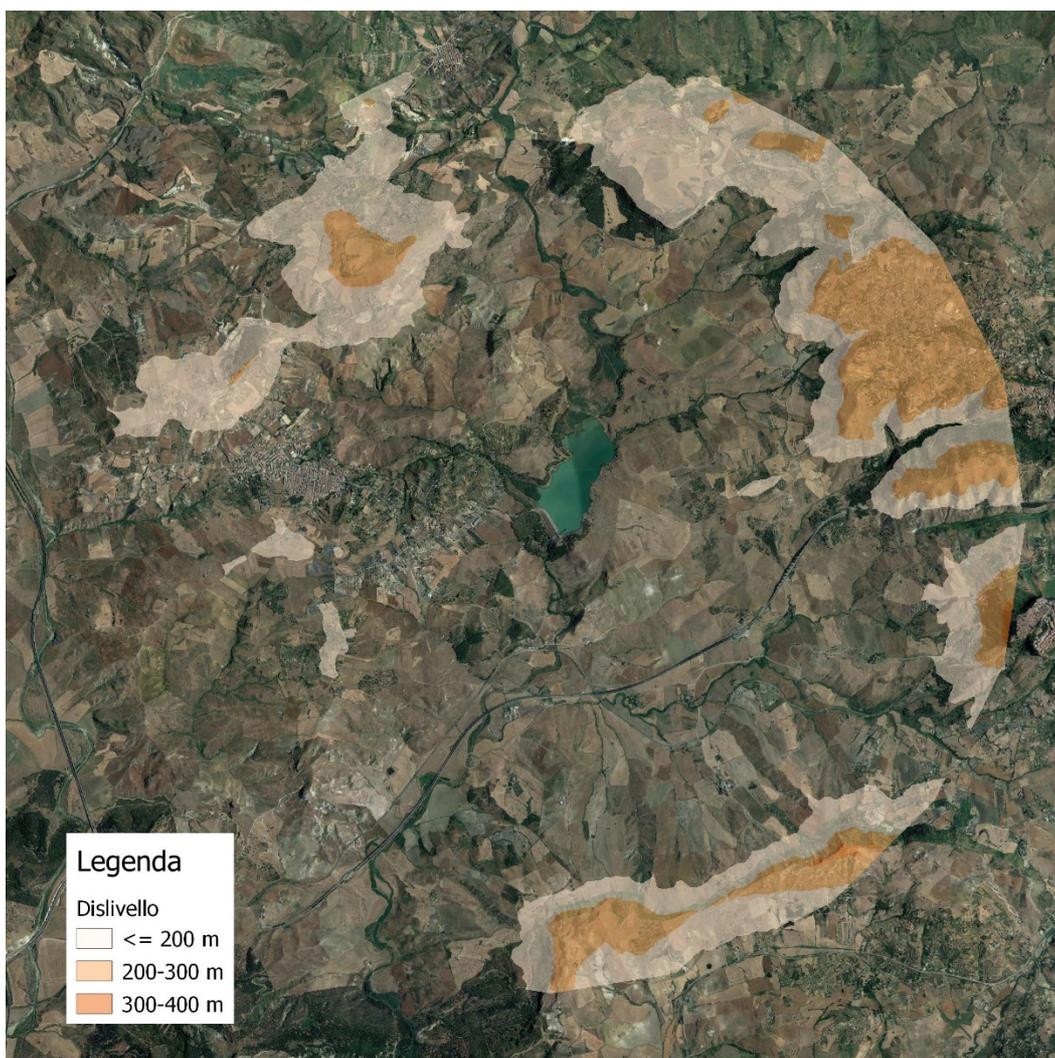


Figura 1 - Disponibilità di salti nel raggio di 5 km dalla diga di Villarosa (inquadramento su Google Satellite®)

Considerando il fatto che, a parità di “energia accumulabile” (in altri termini, a parità di potenza e di un significativo numero di ore consecutive di funzionamento a massima potenza), ad un maggior salto corrisponde un minore volume d’acqua da mobilizzare, sono state privilegiate le aree associate ad un salto maggiore.

In Figura 2 sono state evidenziate le quattro zone (A, B, C e D) più interessanti relative alla possibile ubicazione del bacino di monte.

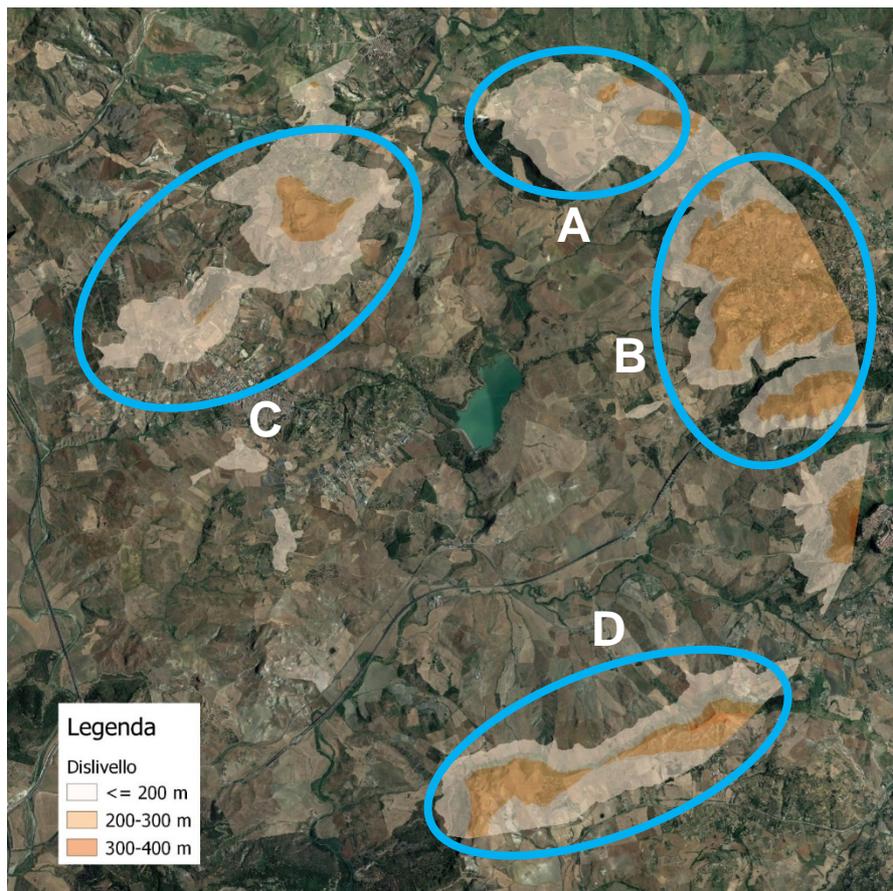


Figura 2 – Potenziali aree individuate per la realizzazione del bacino di monte

➤ Zona A

Quest’area (Figura 3) non è quella con il maggiore dislivello rispetto all’invaso di Villarosa, ma presenta una morfologia dolce, una conca naturale (ciò semplifica la realizzazione del bacino di monte) ideale per realizzare un bacino. Infatti, presso la contrada Lago Stelo era presente l’omonimo lago. Questo altopiano si è formato a seguito del prosciugamento di suddetto lago, avvenuto negli anni ’30, grazie ai lavori di bonifica della zona umida voluti dall’allora regime fascista.

Inoltre, è l’area che presenta minore antropizzazione (densità di edifici/abitazioni e viabilità) fra quelle prese in esame.



Figura 3 – Dettaglio dellazona A (su immagine Google Hybrid® e curve di livello con passo di 20 m)

➤ Zona B

Quest'area (Figura 4) presenta indubbiamente il dislivello maggiore rispetto all'invaso di Villarosa, ma la presenza di un centro abitato (frazione del Buonriposo - comune di Calascibetta) ne fa decadere ogni possibilità di utilizzo.

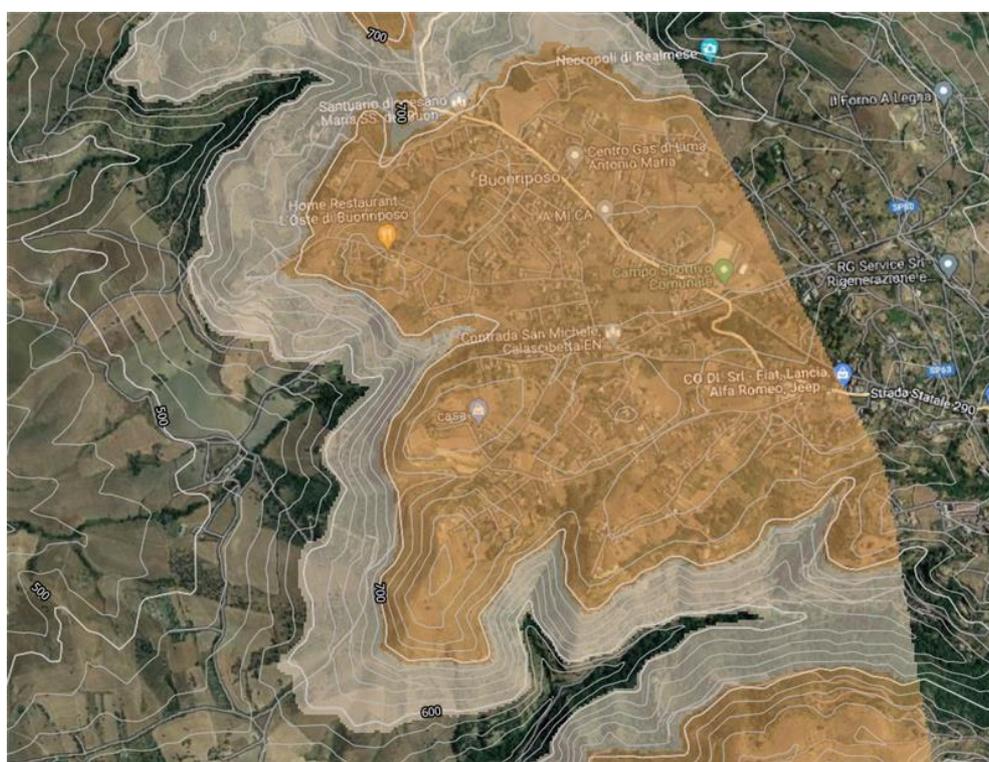


Figura 4 – Dettaglio dellazona B (su immagine Google Hybrid® e curve di livello con passo di 20 m)

➤ Zona C

Quest'area (Figura 5) presenta una morfologia a duomo, con assenza di ampie zone pianeggianti; pertanto, non si presta alla realizzazione di un bacino di accumulo idrico. Anche il livello di antropizzazione (presenza di edifici e strade) non ne agevolano l'utilizzo.



Figura 5 – Dettaglio della zona C (su immagine Google Hybrid® e curve di livello con passo di 20 m)

➤ Zona D

Quest'area (Figura 6) si presenta come una cresta allungata con direzione est-ovest, senza zone pseudo-pianeggianti; pertanto, non si presta alla realizzazione di un bacino di accumulo idrico.

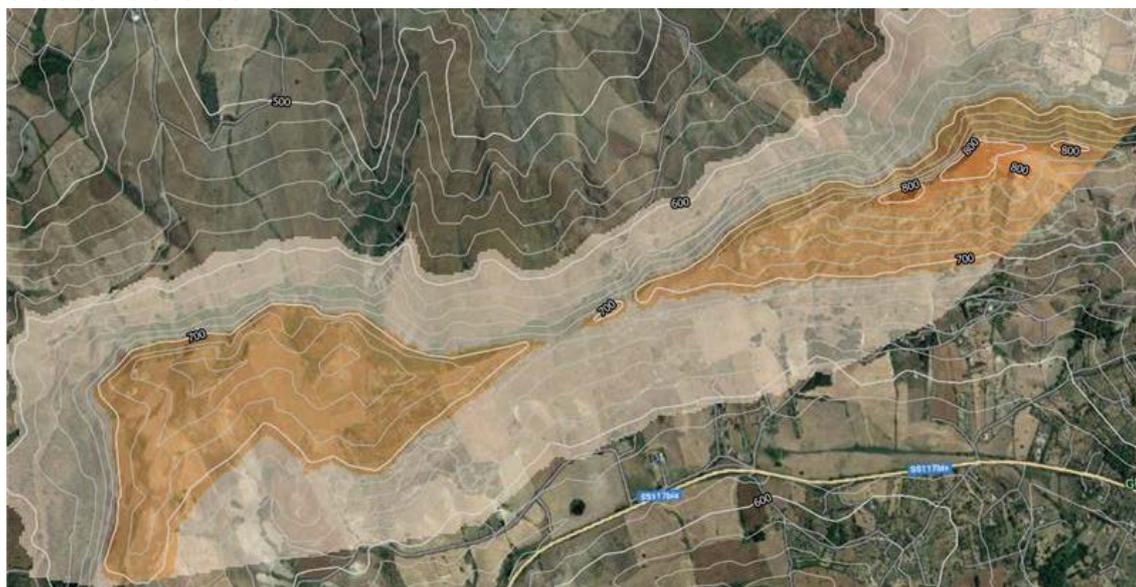


Figura 6 – Inquadramento area D (su sfondo Google Hybrid® e curve di livello con passo di 20 m)

Sulla base di quanto sopra descritto, l'unica area ritenuta compatibile con la realizzazione del bacino di monte è l'area A. In Figura 7 è rappresentata l'area selezionata e la posizione del bacino di monte.



Figura 7 – Dettaglio della zona A, in rosso il bacino di monte in progetto (su immagine Google Hybrid® e curve di livello con passo di 20 m)

3 ALTERNATIVE DIMENSIONALI

I parametri principali di un impianto di accumulo idroelettrico sono:

- salto;
- portata;
- volume utile (volume che può essere trasferito dal bacino di monte a quello di valle e viceversa).

I primi due parametri determinano le potenze in fase di generazione-pompaggio, mentre il volume utile influisce sul numero di ore consecutive per le quali l'impianto può funzionare a massima potenza sia in generazione che in pompaggio.

Considerando il fatto che sugli impianti di accumulo idroelettrico l'economia di scala ha un'influenza significativa, in fase di progettazione si è cercato di massimizzare il volume utile, al fine di poter fornire un servizio migliore alla rete elettrica (cercando di garantire un maggiore assorbimento di potenza istantanea per un periodo di almeno 6÷8 h) ed, inoltre, di diminuire il rapporto tra il costo dell'opera e l'energia accumulabile.

Definito il salto (dipendente dalla posizione scelta per il bacino di monte) ed il volume utile, l'ultimo parametro da definire è la durata di funzionamento a massima potenza dell'impianto che a cascata determina tutti i rimanenti parametri (i.e., portate, potenze).

A valle delle suddette considerazioni, la soluzione ottimale ha previsto la progettazione di un bacino di accumulo avente un dislivello pari a circa 240 m rispetto all'invaso di valle e capace di accumulare un volume di circa 3 Mm³.

Quindi, avendo come obiettivo di massimizzare l'utilizzo del volume mobilizzato (che verrà interamente restituito in fase di generazione) e garantire sia un assorbimento dalla rete che una generazione giornaliera, fondamentali per poter agire come reale stabilizzatore della rete elettrica, si è optato per l'installazione di circa 280 MW con cicli di pompaggio/generazione di circa 8 h. La portata massima dell'impianto conseguente all'adozione dei suddetti parametri è pari a circa 120 m³/s.

4 SCENARI ALTERNATIVI PER LA POSIZIONE DELLA SOTTOSTAZIONE ELETTRICA

La posizione della centrale in caverna, posta planimetricamente sulla verticale (a circa 300 m di profondità dal p.c.) dell'opera di presa di monte, è stata scelta in modo da limitare l'estensione della condotta forzata, la quale è sottoposta a pressioni maggiori (in questo caso indicativamente 300 m di colonna d'acqua).

Definita la posizione della centrale in caverna e della relativa galleria d'accesso, tra le molteplici alternative di ubicazione della sottostazione elettrica (SSE) sono state analizzate e confrontate due opzioni principali (Figura 8):

- Opzione A: SSE in caverna, nelle prossimità della centrale in caverna.
- Opzione B: SSE all'aperto, in prossimità dell'imbocco della galleria d'accesso alla centrale

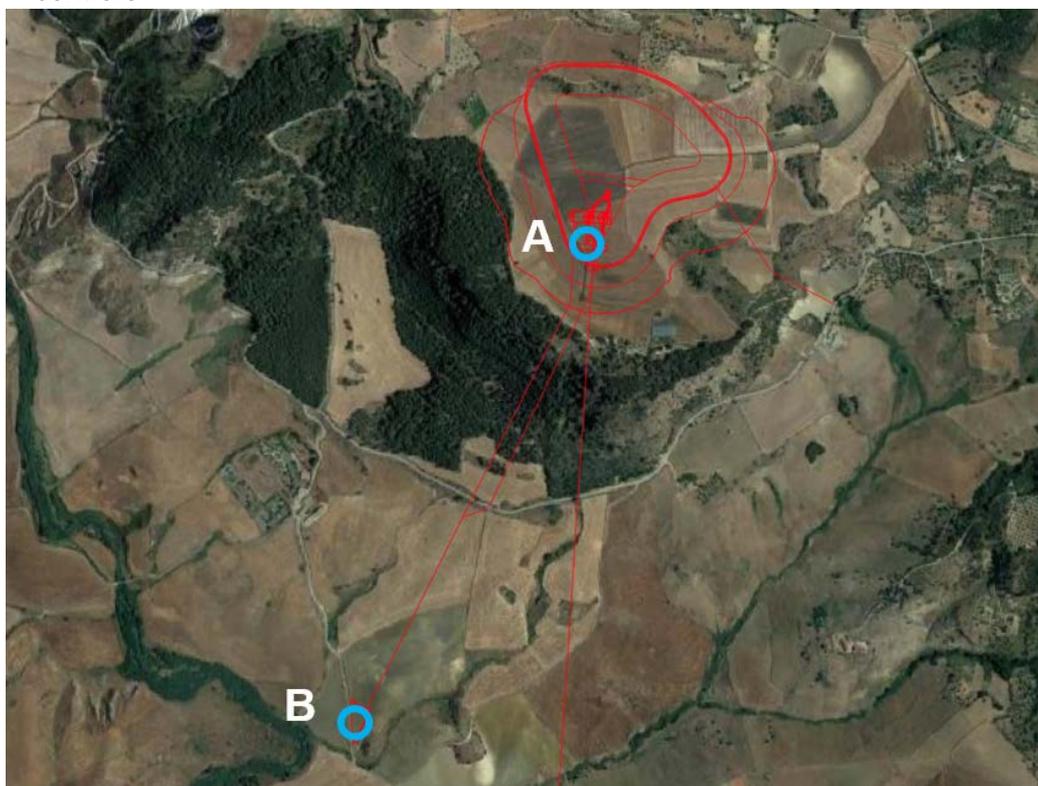


Figura 8 - Inquadramento su base Google Earth delle alternative di progetto relative alla posizione della sottostazione elettrica

➤ *Opzione A: SSE in caverna, in prossimità della centrale in caverna*

Pro:

- L'estensione delle sbarre in media tensione che collegano gli alternatori dei gruppi binari (in centrale in caverna) ai trasformatori della SSE è pari a circa 60 m (ben minore di quella dell'opzione B). È utile sottolineare che, in linea generale, è preferibile limitare l'estensione dei collegamenti a media tensione per i motivi seguenti:
 - hanno un costo rilevante (maggiore di collegamenti ad alta tensione);
 - hanno rilevanti perdite di carico distribuite: una maggiore lunghezza diminuisce pertanto il rendimento complessivo dell'impianto;
 - generano più calore, rendendo dunque necessario prevedere un sistema di raffreddamento più potente.
- Le sbarre sono ubicate all'interno di un cunicolo, e dunque è più semplice eseguire interventi di ispezione e manutenzione alle sbarre in media tensione.
- L'impatto paesaggistico è nullo, in quanto la SSE è interamente sotterranea.

Contro:

- È necessaria l'esecuzione di una caverna di dimensioni considerevoli, con conseguente aumento di volumi di scavo da gestire nell'ambito del cantiere.
- Il fatto che la SSE sia in caverna comporta l'adozione di sistemi di ventilazione ed antincendio più sofisticati rispetto a quelli che si avrebbero per una soluzione all'aperto.

➤ *Opzione B: SSE all'aperto, in prossimità dell'imbocco della galleria d'accesso alla centrale*

Pro:

- Non è necessario realizzare una caverna in cui alloggiare la SSE, e dunque si avrebbero minori volumi di scavo da gestire nell'ambito del cantiere.
- Trattandosi di una soluzione all'aperto, i sistemi di raffreddamento ed antincendio sono più semplici e meno costosi.

Contro:

- L'estensione del collegamento in media tensione è maggiore (pari a circa 1,5 km), con conseguente aumento delle perdite di carico e generazione di calore.
- Trattandosi di una soluzione all'aperto, l'impatto paesaggistico è sicuramente maggiore.

In seguito al confronto delle due alternative sopradescritte, l'Opzione A è stata considerata come la migliore, in quanto il bilancio tra vantaggi e svantaggi è il più favorevole.

5 SCENARI ALTERNATIVI PER LA CONNESSIONE ALLA RTN

Per le analisi degli scenari relativi al collegamento dell'impianto alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) si rimanda al capitolo 4 della *Relazione tecnica generale del PTO* (codice elaborato G970_DEF_R_002_Rel_tec_gen_1-1_REV00) redatta dalla società GEOTECH S.r.l.

6 ALTERNATIVE TECNOLOGICHE

Il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), predisposto in attuazione del regolamento europeo sulla governance dell'unione dell'energia e dell'azione per il clima, costituisce lo strumento con il quale ogni Stato, in coerenza con le regole europee vigenti e con i provvedimenti attuativi del pacchetto europeo Energia e Clima 2030, stabilisce i propri contributi agli obiettivi europei al 2030 sull'efficienza energetica e sulle fonti rinnovabili e quali sono i propri obiettivi in tema di sicurezza energetica, mercato unico dell'energia e competitività.

Il PNIEC prevede, fra l'altro, azioni per decarbonizzare il sistema energetico e raggiungere i target previsti al 2030, ovvero:

- 30% quota di energia da FER nei consumi finali lordi di energia (55,4% sui consumi elettrici);
- 43% riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007;
- 43% riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS (-33% sui settori non ETS).

Il settore della generazione elettrica subirà dunque notevoli cambiamenti in previsione del *phase-out* del carbone e dell'installazione al 2030 di 30 GW di fotovoltaico e 10 GW di eolico (più che raddoppiando la quota attuale di fotovoltaico e raddoppiando quella di eolico).

La crescente penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili nel sistema elettrico pone una serie di sfide da affrontare affinché il processo di transizione energetica si possa svolgere in maniera decisa ed efficace, mantenendo gli attuali elevati livelli di qualità del servizio.

Le variazioni del contesto (incremento FER e contestuale dismissione di impianti termoelettrici poco efficienti) causano infatti già oggi, e ancor di più in futuro, significativi impatti sulle attività di gestione della rete. Tali impatti sono riconducibili a:

- caratteristiche tecniche degli impianti: gli impianti FER che si collegano alla rete tramite inverter non hanno la medesima capacità delle macchine rotanti di sostenere la stabilità dei parametri fondamentali di rete (frequenza e tensione) e di resistere alle perturbazioni, come ad esempio la perdita improvvisa di impianti di generazione/carico o altri elementi di rete e la riduzione della potenza regolante e dei margini di riserva alla punta, oltre a richiedere una maggiore quantità di risorse rapide di regolazione;

- non programmabilità degli impianti: la produzione di energia elettrica da FER non segue le dinamiche del fabbisogno di energia per il consumo, bensì dinamiche caratteristiche della disponibilità della fonte energetica primaria che sono per loro natura intermittenti. In un sistema elettrico a crescente penetrazione FER tale caratteristica genera criticità nel bilanciamento tra consumo e produzione a causa della riduzione del numero di risorse in grado di fornire servizi di regolazione, in particolare nei momenti critici per la rete quali picchi e rampe di carico, che aumentano sempre più soprattutto nella fascia serale. Il sistema inoltre è ancor di più a rischio nei periodi in cui la produzione da FER supera il fabbisogno di energia elettrica (*overgeneration*), soprattutto nelle ore centrali della giornata quando il solare arriva al suo picco di produzione, con conseguente necessità di disporre di adeguata capacità di accumulo al fine di non dover ricorrere al taglio dell'energia prodotta;
- localizzazione degli impianti: gli impianti FER, in particolare l'eolico, sono spesso localizzati lontani dai centri di consumo, causando un aumento delle situazioni di congestione sulla rete di trasmissione, specialmente da Sud verso Nord.

Terna S.p.A., (Terna) ritiene indispensabile la realizzazione di ulteriore capacità di accumulo idroelettrico e/o elettrochimico in grado di contribuire alla sicurezza e all'inerzia del sistema attraverso la fornitura di servizi di rete (regolazione di tensione e frequenza) e di garantire la possibilità di immagazzinare l'energia prodotta da fonti rinnovabili non programmabili quando questa è in eccesso rispetto alla domanda o alle capacità fisiche di trasporto della rete, minimizzando/eliminando le inevitabili situazioni di congestione; un maggior apporto di accumulo, segnatamente accumulo idroelettrico, è indispensabile per un funzionamento del sistema elettrico efficiente ed in sicurezza.

Per sopperire a queste criticità, il PNIEC prevede la necessità di sviluppare 3 GW di accumulo idroelettrico e 3 GW di accumulo elettrochimico soprattutto al Centro, al Sud Italia e nelle Isole dove è più intenso lo sviluppo delle rinnovabili ed è minore la capacità di accumulo.

In particolare, gli impianti di pompaggio costituiscono una risorsa strategica per il sistema elettrico, stante la capacità di fornire servizi pregiati di regolazione di frequenza e tensione, nonché di fornire un contributo significativo all'inerzia del sistema, potendo quindi contribuire significativamente in termini di adeguatezza, qualità e sicurezza del sistema elettrico nazionale.

In Figura 9 si riportano le principali tecnologie di accumulo energetico.

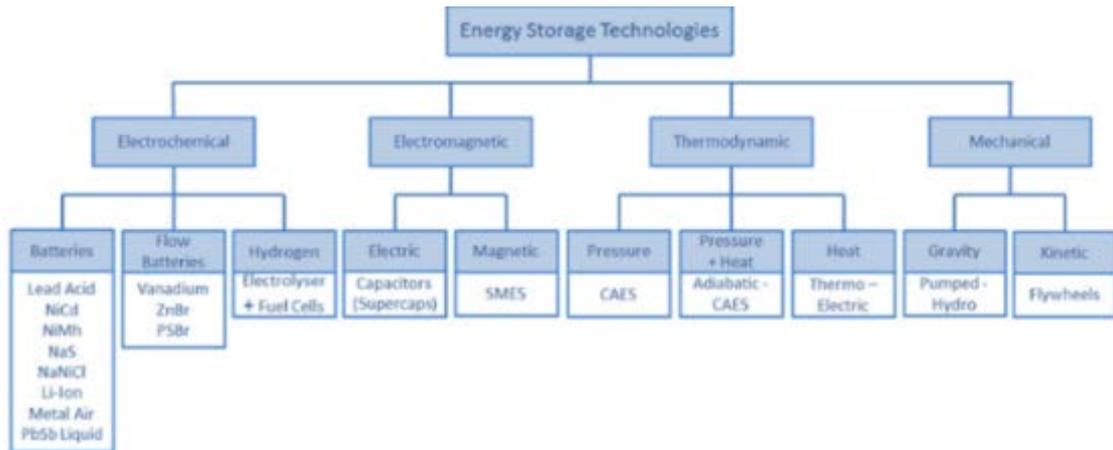


Figura 9 - Classificazione delle tecnologie di accumulo energetico

Rispetto ad altri sistemi di accumulo energetico, il sistema di accumulo idroelettrico presenta molteplici vantaggi. In primo luogo, si tratta di una tecnologia di accumulo di energia meccanica con una lunga storia alle spalle, dotata di un'importante maturità tecnica ed un ampio intervallo di potenze.

In Figura 10 si mostra come, per alte potenze, l'unica alternativa possibile ai sistemi di accumulo idroelettrico sono i sistemi di accumulo ad aria compressi (CAES).

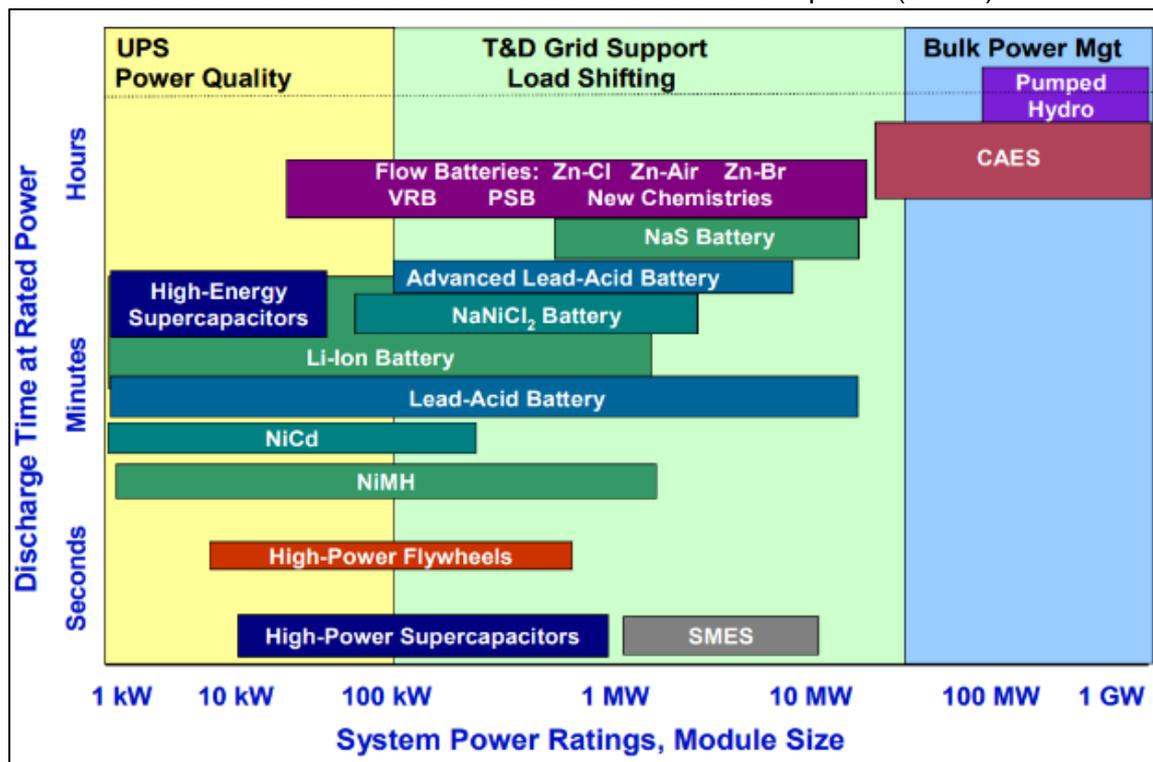


Figura 10 - Andamento delle tecniche di accumulo in funzione dei campi di applicazione¹

Il sistema di accumulo ad aria compressa prevede l'utilizzo di compressori che iniettano aria in un contenitore di stoccaggio (caverna sotterranea o serbatoio fuori terra), consentendo un successivo azionamento di turbine.

¹ Rastler D (2010) Electricity Energy Storage Technology Options: A White Paper Primer on Applications, Costs and Benefits: Electric Power Research Institute.

Il vantaggio principale della tecnologia ad aria compressa, rispetto al sistema di accumulo idroelettrico, è il fatto di poter essere scalabile e di poter essere ubicata in più località, mentre il sistema di accumulo idroelettrico è sostanzialmente vincolato al fatto di poter essere previsto solamente in località che prevedono dislivelli ed aree consone alla realizzazione di due bacini di accumulo (o uno, nel caso l'altro sia già esistente). Questo vantaggio di fatto è ininfluenza nel caso del sito in questione (Villarosa), in quanto la conformazione del territorio e la disponibilità di aree è compatibile con la tecnologia di accumulo idroelettrico. Infine, il sistema di accumulo ad aria compressa, ha tendenzialmente un'efficienza inferiore, che si attesta attorno al 70 %, mentre il sistema di accumulo idroelettrico consente di avere efficienze indicativa dell'ordine del 70-85%.

In base a queste considerazioni, **la tecnologia di accumulo idroelettrico è stata ritenuta la migliore per il sito in questione.**



Tel: +39 030 3702371 – Mail: info@frosionext.com - Sito: www.frosionext.com
Via Corfù 71 - Brescia (BS), CAP 25124
P.Iva e Codice fiscale: 03228960179