

Rapporto finale, 21 aprile 2017

Rapporto «Elettricità dall'acqua potabile: un potenziale da sfruttare in Ticino»

Con il sostegno di



SUPSI

Istituto sostenibilità applicata all'ambiente costruito

Campus Trevano, CH-6952 Canobbio
T +41 (0)58 666 63 51, F +41 (0)58 666 63 49

isaac@supsi.ch, www.supsi.ch/isaac
N. IVA CHE-108.955.570



OGGETTO

Rapporto finale

TITOLO

**Elettricità dall'acqua potabile:
un potenziale da sfruttare in Ticino**



AUTORI

Linda Soma
Nerio Cereghetti
Luca Solcà
Camilla Santicoli
Roberto Rossi
Raffaele Domeniconi

LUOGO E DATA

Trevano, aprile 2017

Indice

| | |
|--|-----------|
| 1. Introduzione..... | 3 |
| 1.1 Cronistoria del progetto | 3 |
| 1.2 Partner e struttura | 3 |
| 1.3 Contesto | 4 |
| 1.4 Obiettivi e descrizione | 4 |
| 1.4.1 Quadro normativo | 5 |
| 1.5 Idroelettrico su acquedotto..... | 5 |
| 1.5.1 L'opera di captazione..... | 6 |
| 1.5.2 Le condotte di adduzione | 6 |
| 1.5.3 La rete di distribuzione | 7 |
| 2. Metodologia | 8 |
| 2.1 Approccio metodologico fase 1: definizione di potenziali teorici..... | 8 |
| 2.2 Approccio metodologico fase 2 | 9 |
| 2.3 Dati di base a disposizione e acquisiti durante la prima fase | 14 |
| 2.4 Dati acquisiti durante la seconda fase | 14 |
| 2.5 Stato dei dati e limitazioni presenti nei dati analizzati | 15 |
| 3. Risultati ottenuti dalla valutazione dei potenziali..... | 18 |
| 3.1 Panoramica dei risultati ottenuti nella prima fase | 18 |
| 3.2 Impianti esistenti in Canton Ticino | 21 |
| 3.3 Impianti previsti o in fase di realizzazione | 22 |
| 3.4 Risultati ottenuti dalla seconda fase | 22 |
| 4. Aspetti finanziari | 30 |
| 4.1 Studi di fattibilità | 30 |
| 4.2 Investimento iniziale | 30 |
| 4.3 Vendita dell'energia elettrica prodotta | 31 |
| 4.3.1 RIC | 31 |
| 4.3.2 Rimunerazione dal gestore di rete..... | 31 |
| 5. Conclusioni..... | 33 |
| Bibliografia..... | 34 |
| Allegati..... | 35 |

1. Introduzione

1.1 Cronistoria del progetto

Il presente progetto, messo in atto alla fine del 2015, inizia a prendere forma già nel 2012, quando durante un incontro denominato “Acqua potabile ed Energia” presso la SSIGA vengono effettuate 2 prime proposte (riduzione dei consumi idrici e potenziale degli impianti idroelettrici negli acquedotti in Ticino) ai rappresentanti degli uffici cantonali.

Un anno più tardi viene rilanciato il progetto “Impianti idroelettrici negli acquedotti” con la partecipazione di SSIGA, InfraWatt e TicinoEnergia. Il progetto viene sottoposto ai rispettivi comitati che, inizialmente interessati, mettono successivamente in luce alcune problematiche (viene ritenuta più importante la promozione rispetto allo sviluppo di uno studio generico, esistono diversi deflussi minimi in caso di ampliamento, ecc.).

Il progetto rimane congelato per diversi mesi, anche a causa dell’entrata in vigore del regolamento del FER (Fondo Energie Rinnovabili) che dovrebbe permettere il suo parziale finanziamento.

Nell’agosto del 2014 l’assetto del progetto si presenta come quello attuale e vede la partecipazione di SUPSI, CSD Ingegneri e SSIGA. Il progetto “Elettricità dall’acqua potabile, un potenziale da sfruttare in Ticino” viene presentato al fondo FER, che rilascia decisione positiva nell’aprile 2015, finanziandone solo la prima fase. Successivamente, viene presentata una richiesta all’UFE, con esito positivo per entrambe le fasi (fase 1 e 2) nell’ottobre del 2015. Il 6 novembre, viene effettuata la riunione di kick-off e vengono definite tempistiche e finanziamenti. A settembre del 2016 la prima fase del progetto, basata sui potenziali teorici, viene terminata e contestualmente si prosegue con la seconda fase di progetto per l’approfondimento dei casi interessanti. Nel contempo viene richiesto il finanziamento per la seconda fase al fondo FER. Successivamente alla decisione positiva, nel mese di novembre viene organizzata una riunione, alla quale partecipano i rappresentanti per il fondo FER e per i diversi uffici cantonali e i partner di progetto. Durante tale riunione vengono chiariti e approfondite le tematiche rispetto all’ambito normativo nel quale si può agire e i relativi limiti.

1.2 Partner e struttura

I partner coinvolti nello svolgimento del progetto sono: CSD Ingegneri¹, SSIGA (Società Svizzera dell’Industria del gas e delle Acque)² e ISAAC-SUPSI (Istituto di sostenibilità applicata all’ambiente costruito)³. CSD Ingegneri, in qualità di partner tecnico, si occupa della raccolta e dell’analisi dei dati e dell’approfondimento delle situazioni interessanti dal punto di vista tecnico-economico. La SSIGA, in qualità di partner professionale, dà supporto alla raccolta dati, sensibilizza la tematica presso le aziende dell’acqua potabile e si occupa delle attività di informazione e divulgazione. L’ISAAC, come capofila del progetto e partner tecnico gestisce l’organizzazione del progetto, si occupa della raccolta dati, dell’analisi degli indicatori e della geo-localizzazione e dà supporto in tutte le fasi.

Le persone direttamente coinvolte nel progetto sono:

Luca Solcá (CSD Ingegneri)

Camilla Santicoli (CSD Ingegneri)

Roberto Rossi (CSD Ingegneri)

Nerio Cereghetti (SUPSI-ISAAC)

Linda Soma (SUPSI-ISAAC)

¹ www.csd.ch/it

² www.supsi.ch/isaac

³ www.svgw.ch

Raffaele Domeniconi (SSIGA).

Inoltre il progetto ha visto il supporto dell'Ufficio della protezione delle acque e dell'approvvigionamento idrico (UPAAI), sia durante la raccolta dati, che per ampliare le conoscenze sui siti che presentavano un potenziale (accessibilità, stato delle condotte o dei manufatti, necessità di risanamento) e dell'ufficio dell'Energia per le tematiche legislative.

1.3 Contesto

Grazie alla conformazione del territorio ticinese, la produzione di energia idroelettrica ha sempre rappresentato la principale risorsa a disposizione. In termini quantitativi infatti, più del 96%⁴ della produzione totale ticinese di energia viene generata grazie allo sfruttamento dell'acqua. Tale percentuale considera la totalità degli impianti, sia quelli di grandi dimensioni, caratterizzati da potenze installate superiori ai 300 kW, che quelli con potenze inferiori ai 300 kW. Inoltre tiene conto di una particolare tipologia di sfruttamento definita "idroelettrico su acquedotto". Per la modalità di realizzazione di piccole centrali rimandiamo alla dettagliata documentazione proposta nel documento in bibliografia¹.

La possibilità di produrre energia idroelettrica utilizzando acqua già prelevata a scopo idrico (acquedotti), costituisce un punto d'interesse, specie in ambiti alpini e prealpini, permettendo di sfruttare la stessa risorsa, sia per l'approvvigionamento idrico, che per il recupero energetico, e senza andare a gravare ulteriormente sull'equilibrio ecologico del territorio.

Nel periodo successivo al 1990 in Svizzera sono state costruite più di 100 nuove centrali idroelettriche alimentate da acqua potabile, che producono complessivamente circa 60 milioni di kWh^{2,3}. Una ventina di tali impianti sono localizzati sul territorio ticinese⁵. Le potenzialità presenti a livello cantonale non sono però state finora indagate, obiettivo che si propone il presente studio.

1.4 Obiettivi e descrizione

Il progetto mira a definire il potenziale di realizzazione di impianti idroelettrici negli acquedotti del Canton Ticino per facilitarne la successiva realizzazione.

L'analisi viene svolta sulla base dei dati del PCAI (Piano cantonale d'approvvigionamento idrico) e dei PGA comunali (Piano Generale dell'Acquedotto), che hanno permesso di individuare situazioni potenzialmente interessanti per l'installazione di impianti idroelettrici. I risultati dell'indagine di valutazione svolta verranno presentati durante una giornata informativa rivolta a tutte le realtà facenti parte dell'aat⁶ (Associazione Acquedotti Ticinesi).

Tale evento rappresenterà un momento informativo sia dal punto di vista dei risultati, che dal punto di vista dei modelli di finanziamento esistenti e quindi una concreta opportunità per dare strumenti e informazioni pratiche a chi si occupa delle attività di tipo operativo.

Il progetto si è inizialmente basato su una pre-analisi, che definisce i potenziali teorici e il successivo approfondimento volto a definire la concreta realizzazione di impianti sul territorio.

In generale, il progetto permette di fare uno stato dell'arte, che consideri tutte le potenzialità e vada poi a verificarne la realizzazione. Questi risultati potranno essere integrati con il portale OASI, per

⁴ Produzioni idroelettriche raccolte annualmente dall'Ufficio Energia e inserite nei Bilanci energetici cantonali.

⁵ www.oasi.ti.ch

⁶ www.acquedotti.ch

mostrare, a scala cantonale, il potenziale di produzione d'energia idroelettrica negli acquedotti⁴. La ricerca da quindi indicazioni sui casi potenziali, ma non intende sostituirsi ai progetti di dettaglio.

1.4.1 Quadro normativo⁷

Il Cantone sostiene il recupero energetico negli acquedotti correttamente dimensionati per il fabbisogno in acqua potabile. Ai sensi della legge federale sulla protezione delle acque anche il prelievo di acque sorgive a scopo di approvvigionamento in acqua potabile necessita di principio dell'autorizzazione da parte dell'autorità cantonale (art. 29 lett. b LPAc). Tale autorizzazione non prevede in generale ulteriori condizioni (fino a 80 l/s) solo se il prelievo è dimensionato al fabbisogno in acqua potabile (art. 30 lett. c LPAc).

Inoltre, captazioni di acque di riale non rientrano nell'art. 30 lett. c LPAc né nei principi del PCAI e il troppo pieno di un acquedotto va restituito al territorio (non deve essere ulteriormente captato a soli fini energetici). I progetti dovranno quindi basarsi su un quantitativo d'acqua dimensionato solo ai fini dell'approvvigionamento idrico.

1.5 Idroelettrico su acquedotto

Gli impianti installati negli acquedotti tengono conto sia delle opere che degli elementi tipici delle microcentrali idroelettriche.

I principali elementi che vanno considerati nel presente progetto sono quindi:

L'opera di captazione;

Le condotte di adduzione;

La rete di distribuzione.



| Dati | |
|-------------------------------|--------------------|
| Anno di costruzione | 1998, 1999 |
| Turbina | Pelton, monogetto |
| Resa media annua sorgente | 2000 l/min |
| Altezza di caduta lorda | 502 m |
| Potenza elettrica disponibile | 135 kW |
| Produzione energia | 1'130'000 kWh/anno |
| Costo dell'energia | 0.12 fr./kWh |

Figura 1 Schema semplificato dei principali elementi presenti negli impianti idroelettrici installati sugli acquedotti³ ed esempio della microcentrale di Personico realizzata sull'acquedotto³.

⁷ Per approfondimenti contattare gli uffici competenti della Sezione della protezione dell'aria dell'acqua e del suolo e l'Ufficio Energia

1.5.1 L'opera di captazione

L'opera di presa ha lo scopo di captare l'acqua necessaria che dovrà poi essere convogliata in una camera di raccolta. A dipendenza della conformità del terreno esistono diverse soluzioni tecniche per realizzare l'opera di captazione.

I cunicoli drenanti vengono utilizzati per effettuare i prelievi dalle sorgenti: l'acqua viene convogliata grazie a uno o più tubi all'interno di un'apposita presa (Figura 2).

Le opere di derivazioni sono invece necessarie per i prelievi da riale, che non sono oggetto del presente studio.

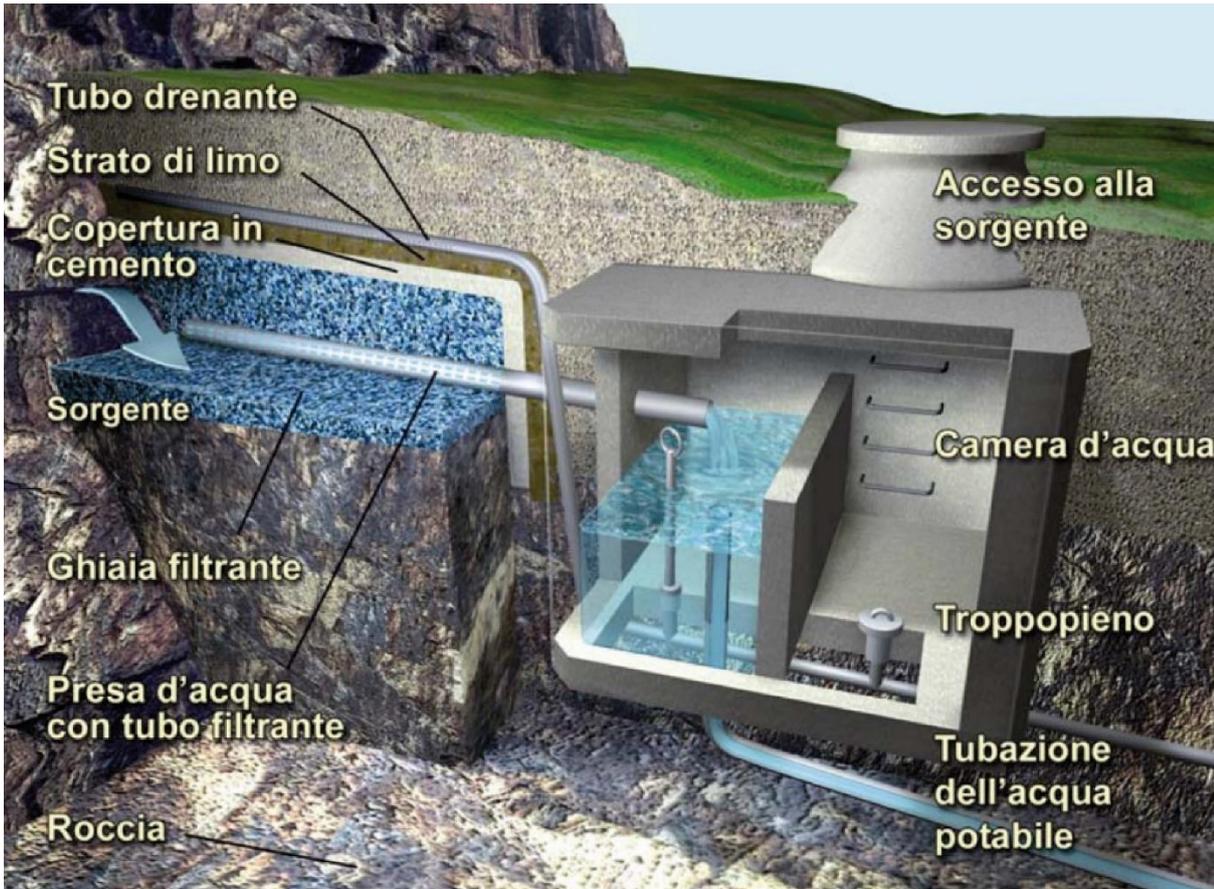


Figura 2 Captazione da sorgente: cunicolo drenante⁵

1.5.2 Le condotte di adduzione

L'adduzione è composta da una o più condotte che hanno lo scopo di convogliare l'acqua captata verso i serbatoi di accumulo e quindi di fungere da connessione fra i manufatti esistenti.

In Ticino la maggior parte della rete di adduzione è potenzialmente soggetta a forti pressioni, a causa dei forti dislivelli generalmente esistenti tra la scaturigine o la relativa camera di raccolta e il punto di consegna dell'acqua, ovvero il serbatoio.

Per consentire alle condotte di sopportare la pressione in caso di necessità di interruzione dell'afflusso al serbatoio, è pratica comune interrompere la condotta di adduzione con camere di rottura, situate in genere ogni 80-100 m di dislivello.

La camera non ha funzione di accumulo ma di rompere la pressione, riducendola puntualmente a quella atmosferica. E così via in sequenza fino al serbatoio.

Questa situazione non permette di sfruttare completamente il potenziale idroelettrico, poiché non permette il pieno sfruttamento dell'energia potenziale creatasi dalla differenza di quota tra sorgente e serbatoio, dove di regola c'è la centrale.

Per consentire lo sfruttamento idroelettrico, in molti casi occorre sostituire tratti importanti dell'adduzione, affinché sia in grado di sopportare le elevate pressioni che derivano dalla morfologia presente in Ticino, caratterizzata da forti dislivelli.



Figura 3 Schema di un'opera di captazione per acqua potabile (© SSIGA 2015, www.trinkwasser.svgw.ch)

1.5.3 La rete di distribuzione

La rete di distribuzione ha lo scopo di fornire l'acqua alle utenze finali, mantenendo un'adeguata pressione di esercizio. La rete principale ha un diametro maggiore, mentre la tubazione di utenza ha un diametro minore ed è deputata a portare l'acqua ai singoli stabili.

A seconda della funzione delle condotte e delle necessità del sito si possono scegliere differenti tipologie di materiali nella realizzazione o sostituzione delle tubature presenti negli acquedotti. Tale scelta deve tener presente, oltre ai costi dei materiali e della posa, le prestazioni dal punto di vista tecnico e normativo (robustezza, resistenza e duttilità). I materiali ammessi sono ghisa e Polietilene (PE)⁶. Non vi può quindi essere una generalizzazione nella scelta dei materiali, che dipendono fortemente dal sito specifico: in alcuni casi ad esempio si potrebbe dover optare per tubature di acciaio, nonostante abbiano lo svantaggio di raggiungere costi ingenti, a causa delle necessità imposte dalle elevate pressioni all'interno delle condotte. Questo aspetto, riportato qui a titolo di esempio, verrà in seguito approfondito durante la seconda fase di progetto, che indaga la fattibilità tecnico-economica dei siti selezionati attraverso la valutazione dei potenziali.

2. Metodologia

2.1 Approccio metodologico fase 1: definizione di potenziali teorici

L'approccio adottato durante la valutazione del potenziale si pone come principale obiettivo la realizzazione di quegli impianti che risultano economicamente sostenibili.

Durante la fase 1 il criterio di selezione è stata la produzione teorica dell'impianto, che non deve essere inferiore ai 25'000 kWh⁸ e deve quindi adempiere alle esigenze energetiche di almeno 7 utenze domestiche, considerando 3'500 kWh⁹ di consumi di energia annui per un modello di economia domestica tipo⁹.

In termini generali viene però ritenuto molto interessante l'utilizzo dell'energia prodotta dall'impianto per autoconsumo, specialmente nei casi in cui l'allacciamento non sia presente o sia molto oneroso. In casi particolari, ad esempio dove l'allacciamento alla rete elettrica non è presente o è molto oneroso, la realizzazione di una centralina di più piccole dimensioni potrebbe risultare particolarmente interessante per l'alimentazione dei macchinari, degli ausiliari e degli strumenti di misura.

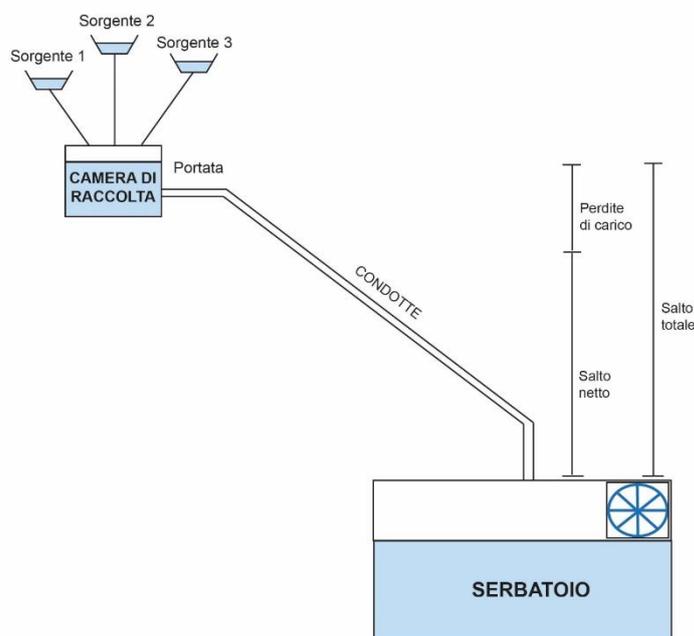


Figura 4 Schema degli elementi da esaminare durante la valutazione del potenziale. Il calcolo del potenziale nella prima fase considera il salto totale. Nella seconda fase di progetto verranno invece calcolate le perdite di carico, così da ottenere il salto netto che rappresenta il carico disponibile per la trasformazione in energia meccanica.

In termini generali (Eq. 2.1) il calcolo della potenza considera: l'accelerazione di gravità (g), la portata media (Q), Il salto netto (H) e il rendimento totale (μ). Per calcolare la potenza nella fase di valutazione del potenziale è stata utilizzata la seguente formula (Eq. 2.2), che considera la portata

⁸ Come indicato nel manuale *Energie in der Wasserversorgung* la produzione annua per un impianto idroelettrico su acquedotto economicamente sostenibile dovrebbe essere non inferiore a 25'000 kWh.

⁹ Tale valore è basato su un'economia domestica composta da quattro persone in un appartamento di 4 ½ locali, fornito di una cucina con piastre elettriche e privo di produzione di calore e acqua calda tramite elettricità⁸.

media della sorgente (Q_m) ed il salto totale, calcolato attraverso la differenza fra la quota della sorgente (H_{so}) e la quota del serbatoio (H_{se}). Il numero 7 (Eq. 2.2) contiene due elementi: l'accelerazione di gravità ($9,8 \text{ m/s}^2$) e $0,71$ (μ) che rappresenta il rendimento (turbina, generatore).

$$\text{Potenza [kW]} = g * Q * H * \mu \quad \text{Eq. 2.1}$$

$$\text{Potenza [kW]} = \frac{7 * Q_m \text{ [l/s]} * (H_{so} \text{ [m]} - H_{se} \text{ [m]})}{1000} \quad \text{Eq. 2.2}$$

Per avere una stima della produzione totale annua dell'impianto la potenza viene moltiplicata per il numero di ore di funzionamento dell'impianto (Eq. 2.3). Le ore di funzionamento considerate annualmente sono state 8'500. Le ore presenti in un anno sono 8'760; considerando che l'impianto possa funzionare per 8'500 ore significa che si mantiene un margine di 260 ore di non funzionamento, che può considerare ad esempio delle interruzioni dovute alla manutenzione ordinaria o straordinaria.

$$\text{Produzione [kWh]} = \text{Potenza [kW]} * n^\circ \text{ ore [h]} \quad \text{Eq. 2.3}$$

2.2 Approccio metodologico fase 2

Sulla base dei casi esaminati durante la prima fase del progetto si è strutturata la seconda fase. Scopo dell'approfondimento è quello di escludere i casi non fattibili, considerando sia gli aspetti tecnici che quelli economici. Lo studio, dato l'elevato numero di casi e la finalità stessa, non intende sostituirsi ad analisi di dettaglio svolte sul territorio dagli operatori del settore, ma evidenziare i casi in cui effettivamente questi approfondimenti possano essere utili e soprattutto si possano intercettare, per gli anni a venire, situazioni in cui la presenza di grossi interventi sull'acquedotto (condotte e opere da risanare) si possa ben sposare con l'installazione di turbine negli acquedotti. La procedura standard utilizzata è stata quella di contattare i comuni/ consorzi di riferimento per i casi da approfondire e svolgere un sopralluogo sul territorio investigato. Sono stati in quella sede verificati i dati in nostro possesso, l'accessibilità dei siti e, quando possibile, approfondite le informazioni sulle portate delle sorgenti. Sono state richieste informazioni sugli interventi previsti in futuro e analizzati i casi singolarmente con le persone di riferimento. Dopo la verifica dei dati in ufficio, quando necessario e possibile, sono stati effettuati i sopralluoghi sui siti per verificare gli elementi tecnici.

Nella seconda fase del progetto sono stati approfonditi tutti i casi ritenuti interessanti sia dal punto di vista del potenziale energetico, che doveva essere superiore ai 3 kW, sia dal punto di vista dell'accessibilità del luogo.

Calcolo del costo dell'energia

Gli elementi più rilevanti per l'analisi di redditività; verificati durante il sopralluogo sono stati:

- stato delle condotte
- stato della camera di raccolta
- stato ed ampiezza de serbatoio
- tipo di tracciato
- presenza di elettricità al serbatoio e/o alla camera di raccolta

Il sopralluogo ha permesso di raccogliere tutte le informazioni necessarie per poter valutare i costi d'investimento e il conseguente possibile ricavo.

Per l'analisi dei costi e dei ricavi è stato preparato un foglio di calcolo per ogni caso analizzato.

I costi per la realizzazione delle opere sono stati suddivisi in:

- opere di genio civile (opera di presa, camera di carico, condotta d'alimentazione, manufatto centrale con equipaggiamenti e impianto microturbina).
- opere idrauliche
- opere elettromeccaniche e opere da elettricista

Il tempo di ammortamento considerato è stato di 25 anni.

L'analisi di redditività degli impianti è stata eseguita sia considerando i costi imputabili alla realizzazione della microcentrale sia i costi totali del progetto inclusi quindi quelli relativi ad opere che portano beneficio alla rete acquedottistica ma che tuttavia non sono direttamente legati alla realizzazione della microcentrale (per esempio i costi relativi alla realizzazione della nuova camera di raccolta delle sorgenti).

Nell'investimento iniziale da ammortare sono stati inclusi gli onorari e gli imprevisti, calcolati al 10%. Al costo annuo sull'investimento (ammortamento) è stato poi aggiunto un costo di manutenzione ordinaria dell'impianto. A tutte le opere è stato applicato un tasso di interesse del 2%. In base alle condizioni esposte è stato valutato il costo di produzione dell'energia come rapporto tra i costi annui (annualità) e la produzione annua di energia (in cts./kWh).

La redditività dell'impianto è stata valutata come rapporto tra i costi annui ed i ricavi dalla vendita.

Il prezzo di ripresa dell'energia prodotta dalle microcentrali è stato stimato secondo quanto previsto dall'Ordinanza sull'energia del 7 dicembre 1998 (Stato 1° gennaio 2017).

Nella tabella seguente vengono riportati i dati per la valutazione dei ricavi.

| | |
|-------------------------------|-----------------|
| Potenza equivalente | kW |
| Produzione annua | kWh |
| Ore annue di esercizio | h |
| Salto lordo | m |
| Investimento totale | CHF |
| Costi opere idrauliche | CHF |
| Remunerazione di base | cts./kWh |
| Bonus di dislivello | cts./kWh |
| Bonus per le opere idrauliche | cts./kWh |
| Totale RIC | cts./kWh |

Tabella 1 Riepilogo dei dati per il calcolo della remunerazione, secondo il metodo di calcolo Swissgrid

Le ore di esercizio sono state ipotizzate a 8'500, considerando quindi un fermo per manutenzione di circa 10 giorni.

La remunerazione a copertura dei costi (RIC) per l'immissione di energia in rete è composta di una remunerazione di base e di bonus. Possono essere applicati più bonus.

Per il calcolo della remunerazione di base è determinante la potenza equivalente dell'impianto. Questa potenza corrisponde al quoziente fra produzione netta in kWh e la somma delle ore del relativo anno civile, detratte le ore piene prima della messa in esercizio dell'impianto e dopo la sua disattivazione.

Rimunerazione di base

La remunerazione di base è calcolata sulla base della potenza equivalente dell'impianto, pro rata rispetto alle classi di potenza.

| Classe di potenza | Rimunerazione di base (cent./kWh) |
|-------------------|-----------------------------------|
| ≤10 kW | 27.9 |
| ≤50 kW | 21.1 |
| ≤300 kW | 14.9 |
| ≤1 MW | 10.9 |
| ≤10 MW | 6.9 |

Tabella 2 Rimunerazione di base nel caso di una messa in esercizio dopo il 1° gennaio 2017

Bonus secondo i livelli di pressione

Il bonus secondo i livelli di pressione è calcolato sulla base del dislivello lordo dell'impianto, pro rata rispetto alle seguenti classi di dislivello.

| Classe di dislivello (m) | Bonus (cent./kWh) |
|--------------------------|-------------------|
| ≤5 | 5.1 |
| ≤10 | 3.0 |
| ≤20 | 2.2 |
| ≤50 | 1.7 |
| >50 | 1.1 |

Tabella 3 Bonus secondo i livelli di pressione nel caso di una messa in esercizio dopo il 1° gennaio 2014

Bonus per le opere idrauliche

Se la quota destinata alla realizzazione delle opere idrauliche secondo lo stato della tecnica (condotte forzate incluse) è inferiore al 20 per cento dei costi di investimento complessivi del progetto, il diritto al bonus per le opere idrauliche decade. Se tale quota è superiore al 50 per cento, si ha diritto al bonus completo. Per i valori compresi fra il 20 e il 50 per cento viene effettuata un'interpolazione lineare secondo il grafico presente nella normativa. Il bonus è calcolato sulla base della potenza equivalente dell'impianto, pro rata rispetto alle classi di potenza. L'UFE stabilisce in una direttiva le misure che beneficiano di un bonus per le opere idrauliche. Le misure di cui all'articolo 83a LPAC o all'articolo 10 LFSP non sono computabili ai fini del bonus. Le centrali con utilizzo di acqua di dotazione non hanno diritto al bonus per le opere idrauliche. Gli impianti accessori con una potenza superiore a 50 kW hanno diritto al bonus per le opere idrauliche solo fino alla potenza equivalente di 50 kW.

| Classe di potenza | Bonus per le opere idrauliche (cent./kWh) |
|-------------------|---|
| ≤10 kW | 6.2 |
| ≤50 kW | 4.5 |
| ≤300 kW | 2.8 |
| >300 kW | 1.4 |

Tabella 4 Bonus per le opere idrauliche secondo le classi di potenza nel caso di una messa in esercizio dopo il 1° gennaio 2014

In questa fase di progetto è stato considerato un bonus per le opere idrauliche completo, in quanto i costi d'investimento per le opere idrauliche rappresentavano, nella maggior parte dei casi, più del 50% degli investimenti totali. Il tasso di remunerazione, bonus inclusi, ammonta al massimo a 38 cent./kWh nel caso di una messa in esercizio dopo il 1° gennaio 2014. La riduzione annua ammonta allo 0 per cento. La durata della remunerazione è di 20 anni nel caso di una messa in esercizio dopo il 1° gennaio 2014.

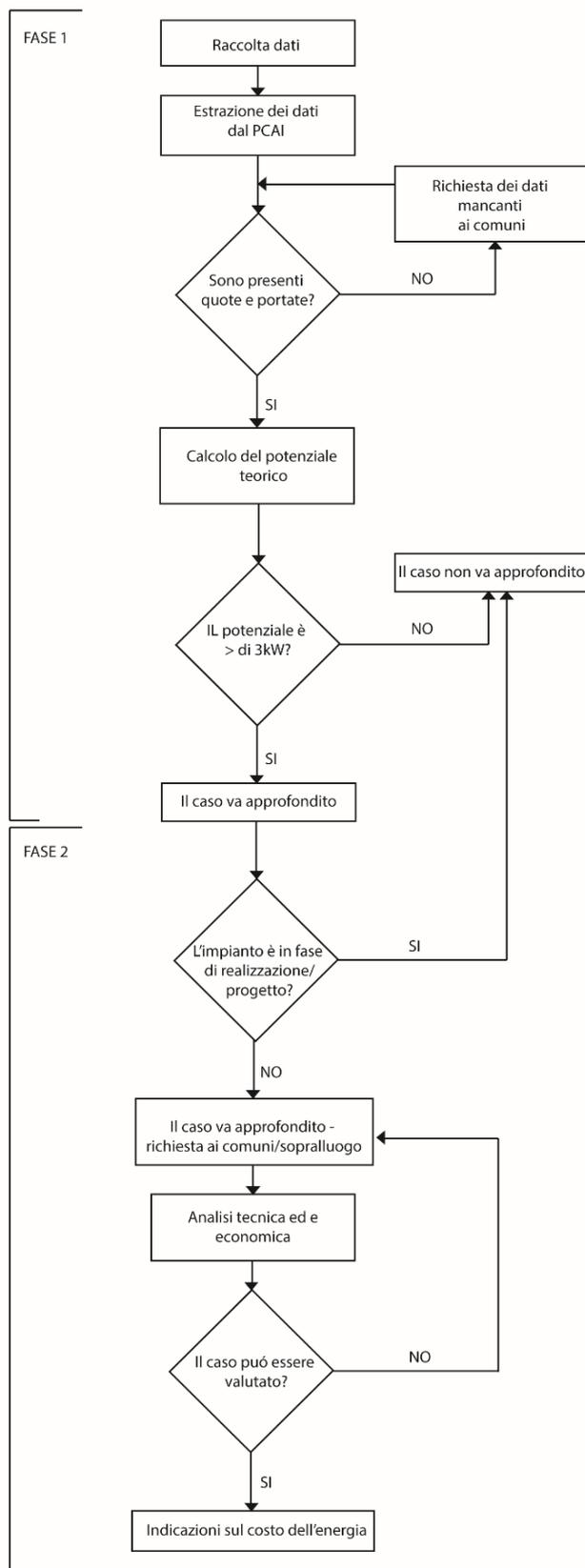


Figura 5 Diagramma di flusso dell'attività svolta

2.3 Dati di base a disposizione e acquisiti durante la prima fase

Il progetto viene sviluppato in due fasi, una prima fase volta a definire i potenziali idroelettrici presenti negli acquedotti e una seconda fase durante la quale vengono approfonditi e verificati solo i casi ritenuti favorevoli per lo sfruttamento energetico.

I dati di base utilizzati per il presente studio sono:

PCAI (Piano Cantonale di Approvvigionamento Idrico)

PGA (Piano Generale dell'Acquedotto)

GESPOS (GESTione Sondaggi Pozzi e Sorgenti)

Il PCAI, fornito dall'UPAAI, si è mostrato uno strumento molto importante durante la fase di analisi. *Il PCAI consiste nella pianificazione dell'utilizzo delle fonti di alimentazione e nella definizione delle opere di carattere generale, che possono beneficiare dei sussidi previsti dalla LApprl, atte ad assicurare un approvvigionamento in acqua potabile di qualità e sufficiente anche per le esigenze future¹⁰.*

All'interno del PCAI vengono fornite le informazioni sulle opere (la posizione del serbatoio, l'ubicazione delle condotte) e ulteriori dati sulle portate delle sorgenti, che riprendono i dati GESPOS, integrandoli, quando necessario, con i dati provenienti dal PGA. I diametri delle condotte sono contenuti invece nei PGA.

Dalla banca dati GESPOS si ottengono le informazioni relative all'ubicazione delle sorgenti (coordinate XYZ) e le relative portate (l/m), nel caso in cui queste non siano reperibili nel PCAI o nei PGA.

2.4 Dati acquisiti durante la seconda fase

Durante la seconda fase del progetto sono stati contattati i responsabili degli uffici tecnici dei comuni interessati e/o dei consorzi di riferimento. Con loro si è proceduto alla verifica dei dati precedentemente raccolti e si sono richieste informazioni aggiuntive su quello che fosse in previsione per gli acquedotti (sostituzione condotte, rifacimento manufatti..). In tale sede si sono raccolti anche i dati a disposizione per quello che concerne gli elementi riportati in Tabella 5. Successivamente, quando possibile, si è effettuato direttamente il sopralluogo in sito dei serbatoi, delle condotte e delle camere di raccolta (se accessibili).

Tabella 5 Elementi acquisiti durante il sopralluogo presso i comuni

| Elemento | Dato/ verifica |
|--------------------|--|
| Tubi | Posizione dei tubi |
| | Diametro |
| | Materiale |
| | Lunghezza |
| | Anno di posa |
| Camera di raccolta | Verifica dello stato del manufatto / presenza di elettricità |
| | Verifica dei tubi |
| Serbatoio | Verifica dello stato del manufatto / presenza di elettricità |
| | Presenza della corrente/trasmissione dati |
| Tracciato | Verifica del sito (caratteristiche del tracciato, accessibilità) |

¹⁰Piano cantonale d'approvvigionamento idrico (PCAI)

2.5 Stato dei dati e limitazioni presenti nei dati analizzati

Effettuando una valutazione su base cantonale, le maggiori difficoltà incontrate durante l'attività sono state il reperimento dei dati necessari e l'omogeneità degli stessi.

Dato che la prima fase di progetto concerne la valutazione preliminare dei potenziali, ma non entra nei dettagli tecnici (es. diametro condotte), si è cercato di arrivare alla copertura totale per quanto riguarda le portate medie delle sorgenti, le relative quote e le quote dei serbatoi. Per ottimizzare la prima fase sono stati verificati tutti i siti potenziali con l'UPAAI. Qualora fossero disponibili ulteriori informazioni, queste sono state aggiunte così da rendere la scelta dei casi interessanti più rigorosa e dettagliata.

Nell'eventualità in cui il dato fosse legato a dei serbatoi privati, è stato deciso di non contattare il singolo proprietario; dato che l'interesse del progetto in esame è rivolto alla realizzazione degli impianti su acquedotti pubblici.

Durante la fase di raccolta dati, qualora i PCAI fossero datati, in fase di allestimento, o incompleti, è stato necessario richiedere le informazioni mancanti direttamente alle aziende di acqua potabile o al Comune di pertinenza. Ad esempio, in alcuni casi erano presenti le ubicazioni delle sorgenti e i relativi serbatoi, ma mancavano le portate medie, oppure in altri casi la quantità di dati e la complessità della rete idrica hanno reso necessario la collaborazione con le aziende dell'acqua potabile, con gli uffici tecnici comunali o gli studi privati di riferimento in una determinata area.

Come visibile in Figura 6 il Piano cantonale d'approvvigionamento idrico si basa sulla ripartizione territoriale in 29 comprensori. Tali aree comprendono uno o più comuni ed evidenziano lo stato dell'arte dei piani al momento della raccolta dati (fine 2015 per i PCAI). Le aree in arancione sono piani provvisori o in fase di allestimento mentre le aree verdi sono adottate al momento della raccolta dati. All'interno dei piani adottati, possono esserci notevoli differenze sulle informazioni presenti, dovute agli anni in cui i piani sono stati redatti.

La raccolta dati durante la seconda fase ha presentato alcuni limiti. I dati a disposizione per i diversi casi non erano completi, specialmente per quanto riguarda i materiali e gli anni di posa delle condotte. Si è potuto però solitamente definire se tali condotte fossero molto vecchie o più recenti. Tale informazione è dipesa in maniera preponderante dalla memoria storica di tecnici e operai comunali, che ci hanno permesso di ricostruire l'assetto di alcuni acquedotti. Altro fattore importante è il fatto che le aggregazioni comunali avvenute negli anni hanno creato sistemi di acquedotti complessi, con l'ottica focalizzata sui singoli ex comuni. Molti comuni stanno quindi rivedendo la loro visione d'insieme, per arrivare ad una gestione più razionale delle risorse.

Per effettuare una valutazione del potenziale che sia coerente con la realtà territoriale vengono considerati ulteriori fattori. Tali informazioni, pur non essendo di carattere numerico, sono essenziali per una corretta analisi dei potenziali. Si è reso quindi necessario considerare indicazioni riguardanti l'ubicazione, in termini di accessibilità del sito, le informazioni rispetto alla tipologia della sorgente, l'età delle opere, con la conseguente possibilità di andare ad intervenire in siti nei quali sia già previsto un intervento.

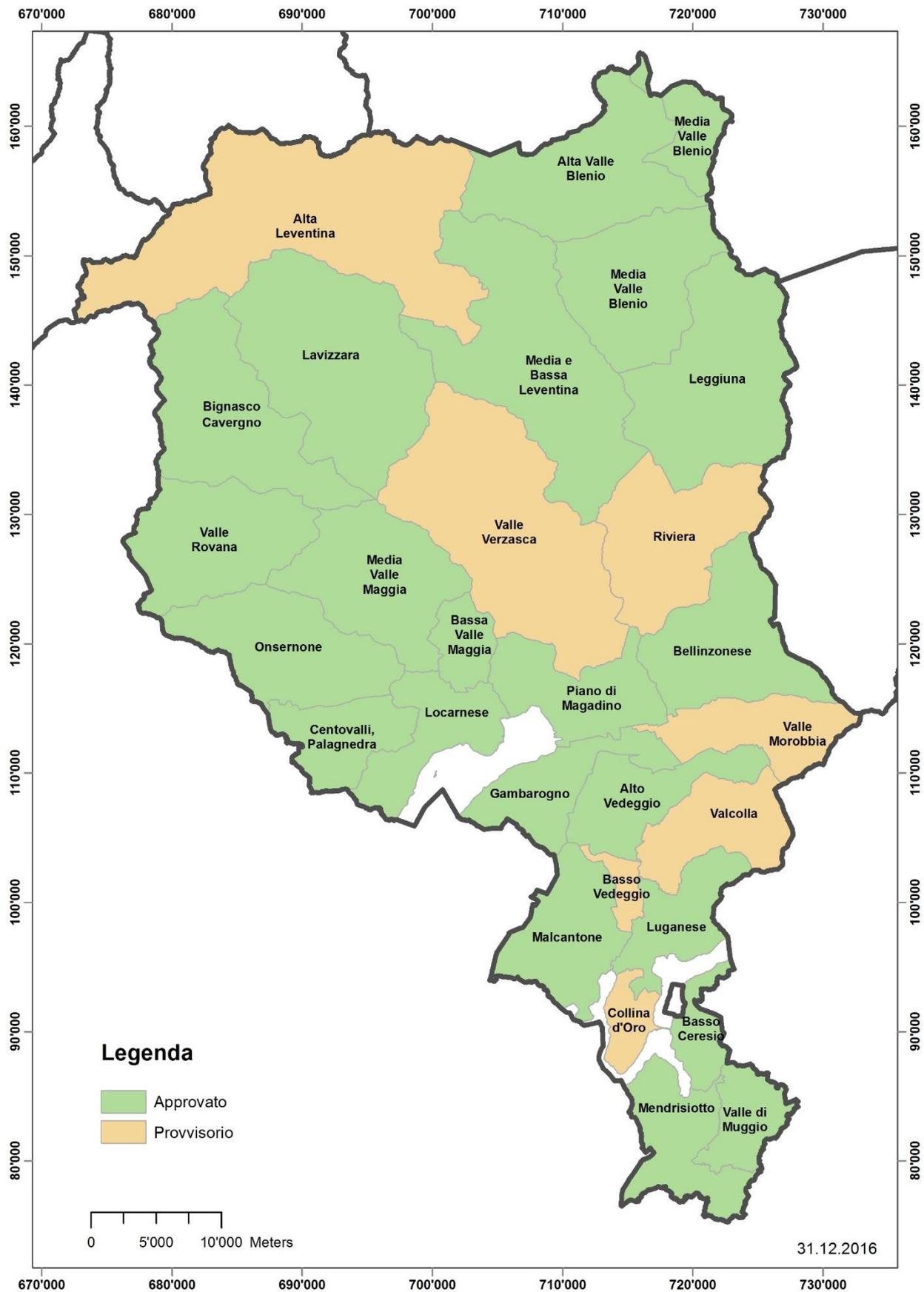


Figura 6 Situazione dei piani del PCAI in base allo stato di adozione. Nei casi in cui il piano sia stato adottato, il dato è stato approfondito con i PGA e le informazioni presenti presso i comuni

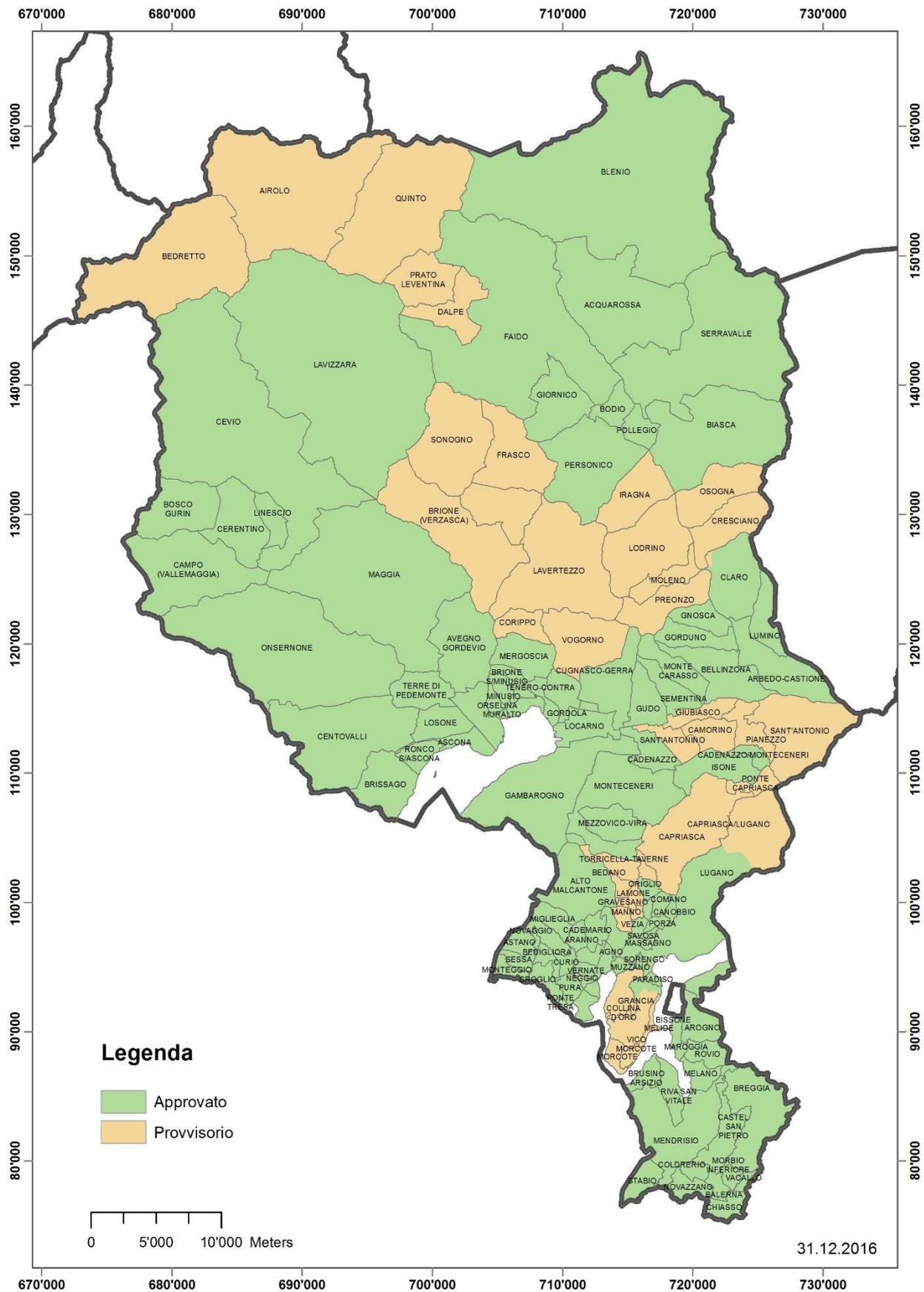


Figura 7 Situazione dei piani del PCAI in base allo stato di adozione. Le etichette rappresentano i comuni presenti all'interno dei piani dei PCAI che sono o meno stati adottati

3. Risultati ottenuti dalla valutazione dei potenziali

3.1 Panoramica dei risultati ottenuti nella prima fase

I casi analizzati sono stati circa 300 (C, Figura 8, Tabella 3, in allegato). Ogni caso considerava un quantitativo d'acqua proveniente da una o più sorgenti (circa 500), il punto di raccolta delle stesse (definito camera di raccolta) e il punto in cui posizionare l'ipotetica turbina (definito serbatoio). Complessivamente tali risorgive equivalgono ad una potenza teorica al di sotto dei 3'000 kW e una produzione annua di circa 22 GWh. Tali dati si riferiscono a tutte le sorgenti analizzate; non tutti i risultati superano però la potenza minima stabilita di 3 kW.

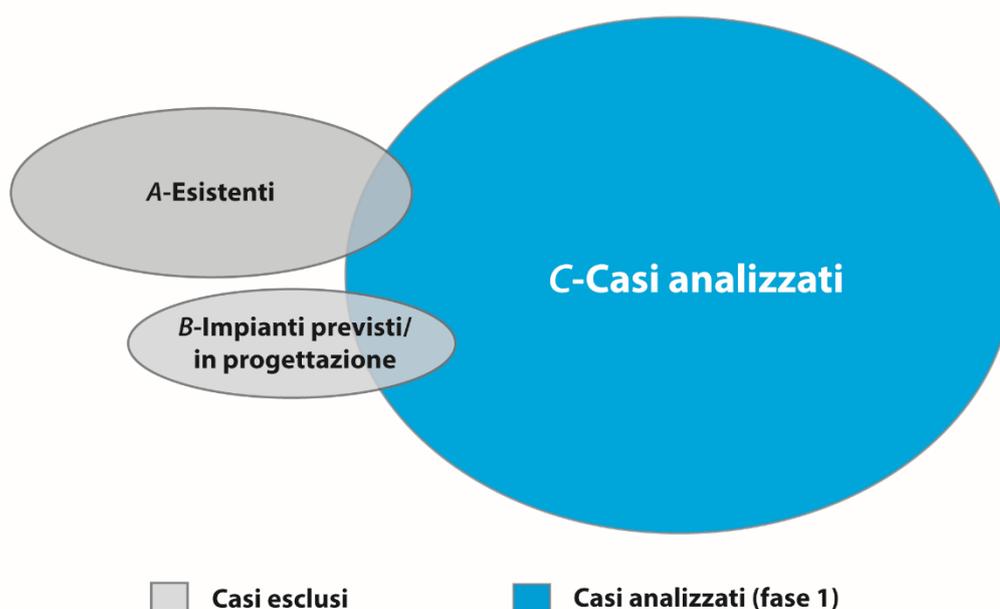


Figura 8 Casi analizzati durante la fase 1

Le microcentrali teoriche, che racchiudono sia microcentrali esistenti che previste, sono 113, portando ad una potenza cumulata di 2'647 kW, corrispondente a circa 20 GWh.

Di questi 113 casi potenziali 25 possono essere esclusi dalla seconda fase, in quanto sono casi di centrali già realizzate, previste, sospese o particolarmente problematiche. Un'altra ventina è invece costituita da casi incerti, per i quali le problematiche emerse (ad esempio necessita di potenziare l'adduzione), di principio non li esclude dalla possibilità di essere analizzate nella seconda fase, ma richiedono proprio per questa ragione un approfondimento.

Dei trecento casi analizzati quindi, circa 90 possono essere considerati idonei per l'approfondimento e la verifica nella seconda fase. Nel complesso le potenze sono circa 1,5 MW per una produzione totale di 13 GWh.

Tabella 6 Casi teorici di potenziali microcentrali ripartiti per pertinenza comunale (fase 1)

| Comune | N° casi | Potenza [kW] | Produzione [kWh] |
|---------------------------|-----------|--------------|-------------------|
| Acquarossa | 6 | 117 | 995'009 |
| Alto Malcantone | 1 | 43 | 364'933 |
| Avegno Gordevio | 3 | 52 | 444'568 |
| Biasca | 1 | 3 | 29'613 |
| Blenio | 5 | 87 | 739'654 |
| Bodio | 1 | 6 | 52'755 |
| Brissago | 1 | 30 | 258'920 |
| Campo (Vallemaggia) | 1 | 10 | 85'680 |
| Capriasca | 4 | 27 | 232'580 |
| Cerentino | 1 | 7 | 59'778 |
| Cevio | 1 | 24 | 203'877 |
| Corippo | 1 | 3 | 26'180 |
| Cresciano | 2 | 14 | 114'993 |
| Dalpe | 1 | 19 | 159'658 |
| Faido | 14 | 526 | 4'472'401 |
| Gambarogno | 6 | 75 | 641'113 |
| Gravesano | 1 | 5 | 40'264 |
| Lavizzara | 3 | 43 | 362'843 |
| Linescio | 1 | 4 | 31'932 |
| Locarno | 1 | 3 | 27'031 |
| Losone | 1 | 3 | 26'448 |
| Lugano | 6 | 54 | 462'224 |
| Maggia | 4 | 133 | 1'134'710 |
| Mendrisio | 1 | 4 | 36'819 |
| Minusio | 2 | 15 | 127'548 |
| Monteceneri | 3 | 18 | 155'421 |
| Onsernone | 4 | 51 | 429'275 |
| Osogna | 1 | 11 | 89'250 |
| Prato | 1 | 4 | 29'988 |
| Quinto | 7 | 134 | 1'137'220 |
| Ronco sopra Ascona | 2 | 12 | 102'816 |
| Terre di Pedemonte | 1 | 5 | 38'409 |
| Vogorno | 1 | 11 | 92'820 |
| Totale complessivo | 89 | 1'554 | 13'206'725 |

La Tabella 6 mostra la distribuzione delle centrali teoriche. Faido rappresenta il Comune con il maggiore numero di casi, seguito poi da Quinto, Lugano, Gambarogno e Acquarossa. Confrontando le potenze teoriche cumulate per Comune, Faido si conferma particolarmente favorevole, seguito da Quinto, Maggia, Acquarossa, Blenio.

In Figura 9 è rappresentata la distribuzione territoriale dei casi favorevoli, da approfondire. In alcuni casi possono essere riscontrate lievi differenze relative al Comune di pertinenza, dovute alla diversa

localizzazione dei serbatoi rispetto alle sorgenti di origine. In Figura 9 Vengono rappresentate le potenze cumulate per Comune al termine della prima fase.

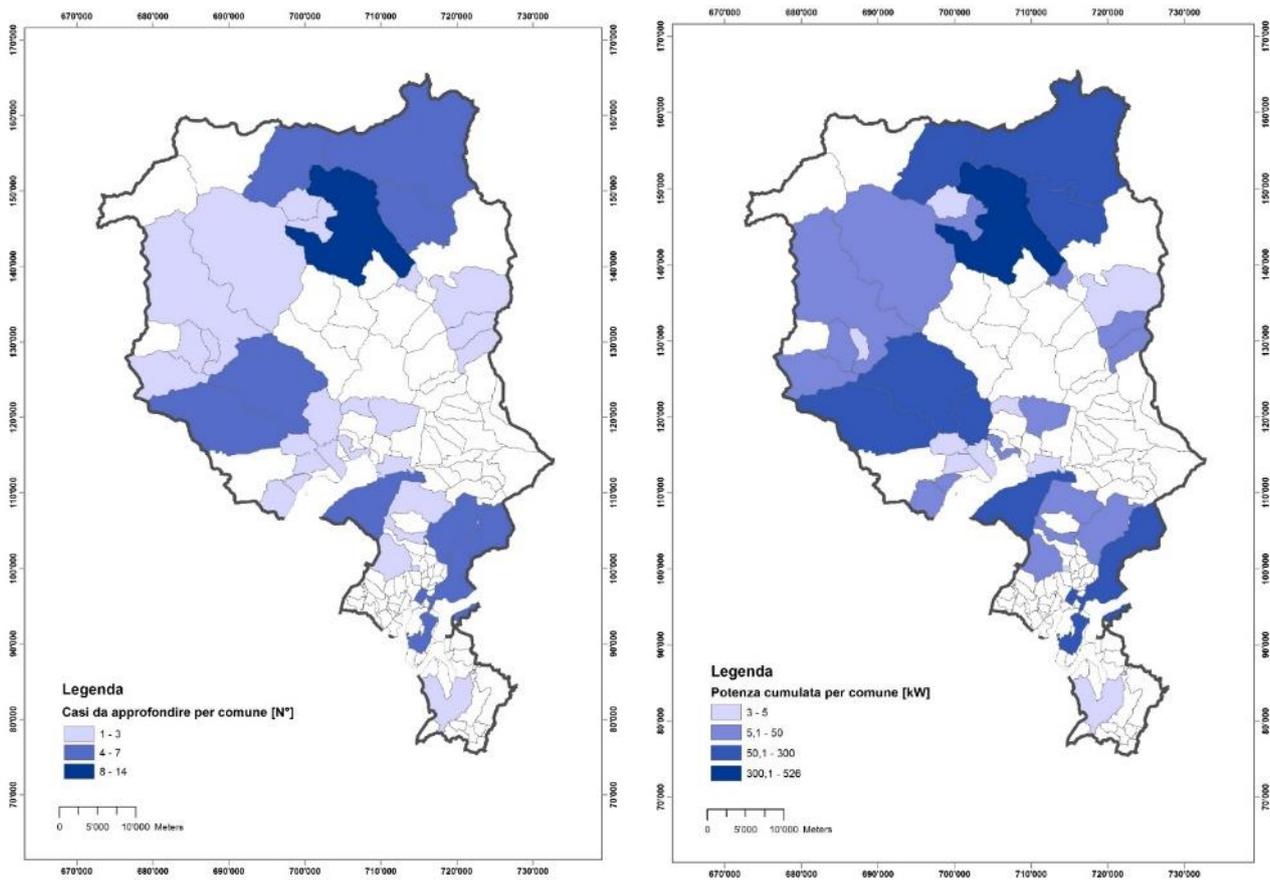


Figura 9 Casi da approfondire per Comune al termine della fase 1, in termini numerici e per potenze cumulate [kW]

3.2 Impianti esistenti in Canton Ticino

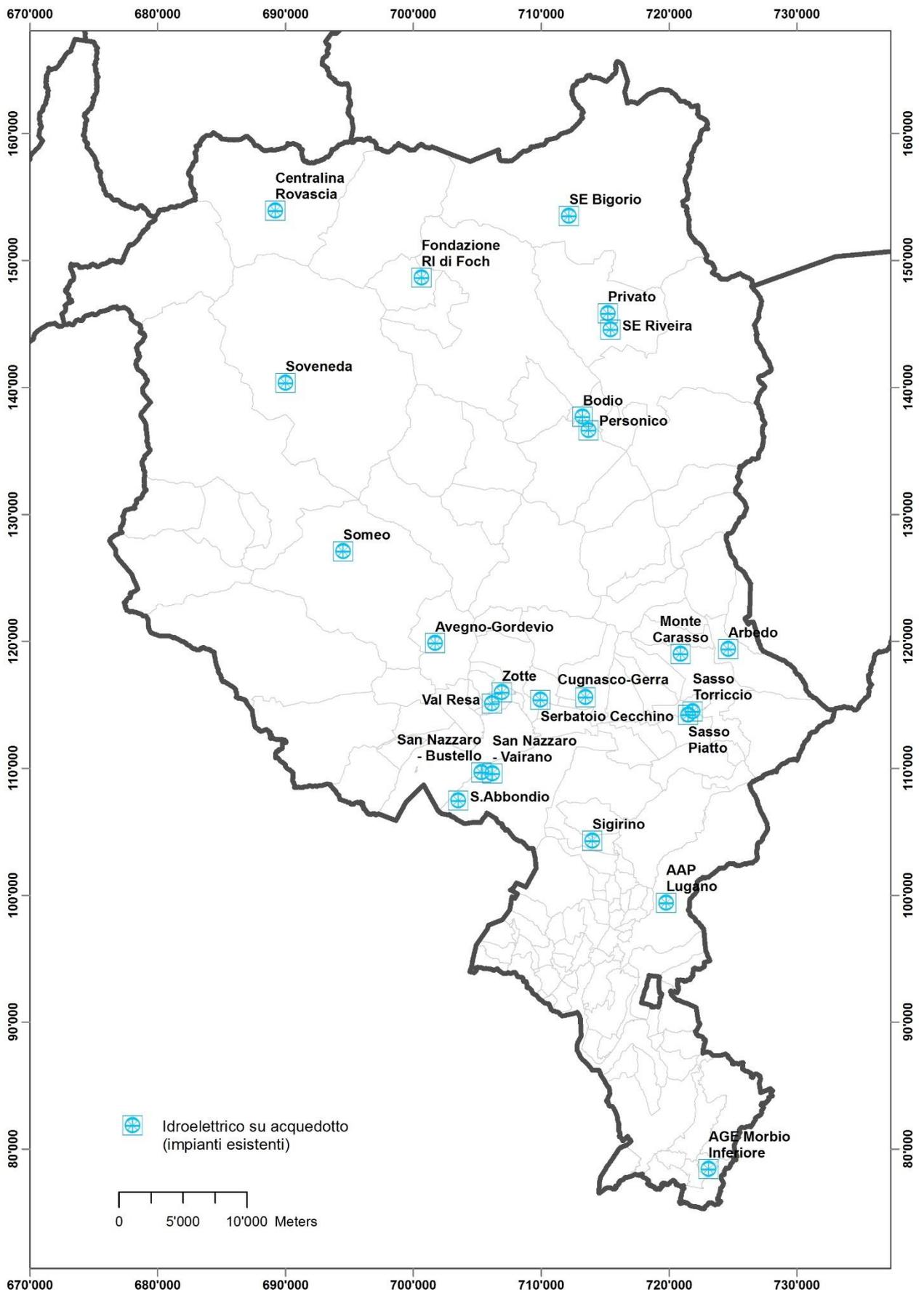


Figura 10 Impianti esistenti posti sugli acquedotti

Durante la raccolta dati ci sono state fornite ulteriori informazioni circa la presenza di impianti già esistenti sul territorio: oltre a quelli rappresentati sulla carta esistono alcuni impianti che sono già stati realizzati o sono in fase di messa in servizio (A, Figura 11). Alcuni comuni, come Airolo, hanno portato avanti progetti di recupero energetico dagli acquedotti, in modo da ottimizzare le risorse utilizzate e da permettere la realizzazione di nuovi impianti negli acquedotti esistenti.

Alla fine della seconda fase è stato possibile aggiornare le informazioni inerenti gli impianti posti sugli acquedotti con i complementi dati dai comuni. Tali impianti sono visibili in Figura 10.

Tutti gli impianti già realizzati non sono quindi ulteriormente indagati nel presente rapporto.

3.3 Impianti previsti o in fase di realizzazione

Alcuni impianti sono già in fase di progettazione o realizzazione (B, Figura 11), come l'impianto in Val Morobbia i cui proprietari sono i comuni di Giubiasco, Pianezzo e S. Antonio.

Ad Airolo è stata realizzata la centralina posta in zona Motto Bartola, che entrerà in servizio nel 2017 con una produzione media annua di 590'000 kWh. Tale intervento si è inserito nell'ambito del rifacimento delle tubazioni dell'acqua potabile tra Fetiu e Motto Bartola. Data l'ubicazione, la centralina verrà completamente automatizzata (valvole automatiche, telecamere nel bacino). Altri esempi di microcentrali previste sono Ottinal e Navone (Serravalle), Triöcc e Cassin (Faido), Pol e Groggio (Faido), Aldescio (Faido), Tarnolgo (Patriziato di Mairengo, Faido) e a Pollegio. Ad Acquarossa è previsto un impianto che utilizza le Sorgenti Pianezza. Anche in Valcolla sono presenti studi per il recupero dell'energia dagli acquedotti, in particolare il caso del gruppo Cugnolo Storto. La microcentrale di Brione, invece, è stata al momento sospesa.

Tali impianti sono quindi esclusi per l'approfondimento dei potenziali teorici.

Esistono alcune valutazioni fatte in maniera preliminare in determinati comprensori. Tali dati, quando disponibili, sono stati integrati nel presente rapporto.

3.4 Risultati ottenuti dalla seconda fase

La seconda fase del progetto (Figura 11) ha permesso di:

- completare gli impianti esistenti, specialmente per quanto riguarda quelli non ancora in funzione o entrati in funzione negli ultimi anni (A, Figura 11);
- escludere ulteriori impianti già previsti o che prevedono un progetto per l'inserimento di una turbina nell'acquedotto (B, Figura 11);
- individuare problematiche che rendono l'approfondimento impossibile al momento del presente studio o non necessario (E, Figura 11).

I motivi principali per quali non è stato possibile effettuare una vera e propria valutazione dei potenziali anche dal punto di vista tecnico-economico sono stati:

- la lontananza della corrente elettrica;
- la presenza delle sorgenti/condotte in zone instabili;
- l'abbandono delle sorgenti stesse;
- variazioni considerevoli previste nel caso analizzato rispetto alla fase 1.

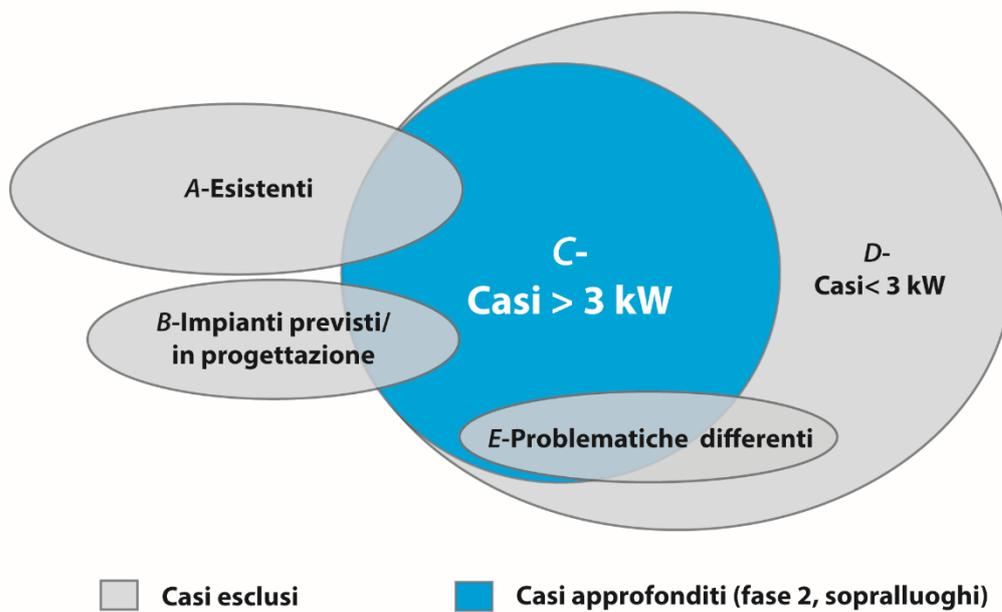


Figura 11 Casi in cui si è potuta effettuare la valutazione dei potenziali (casi azzurri) e casi che sono stati esclusi per l'approfondimento (casi grigi)

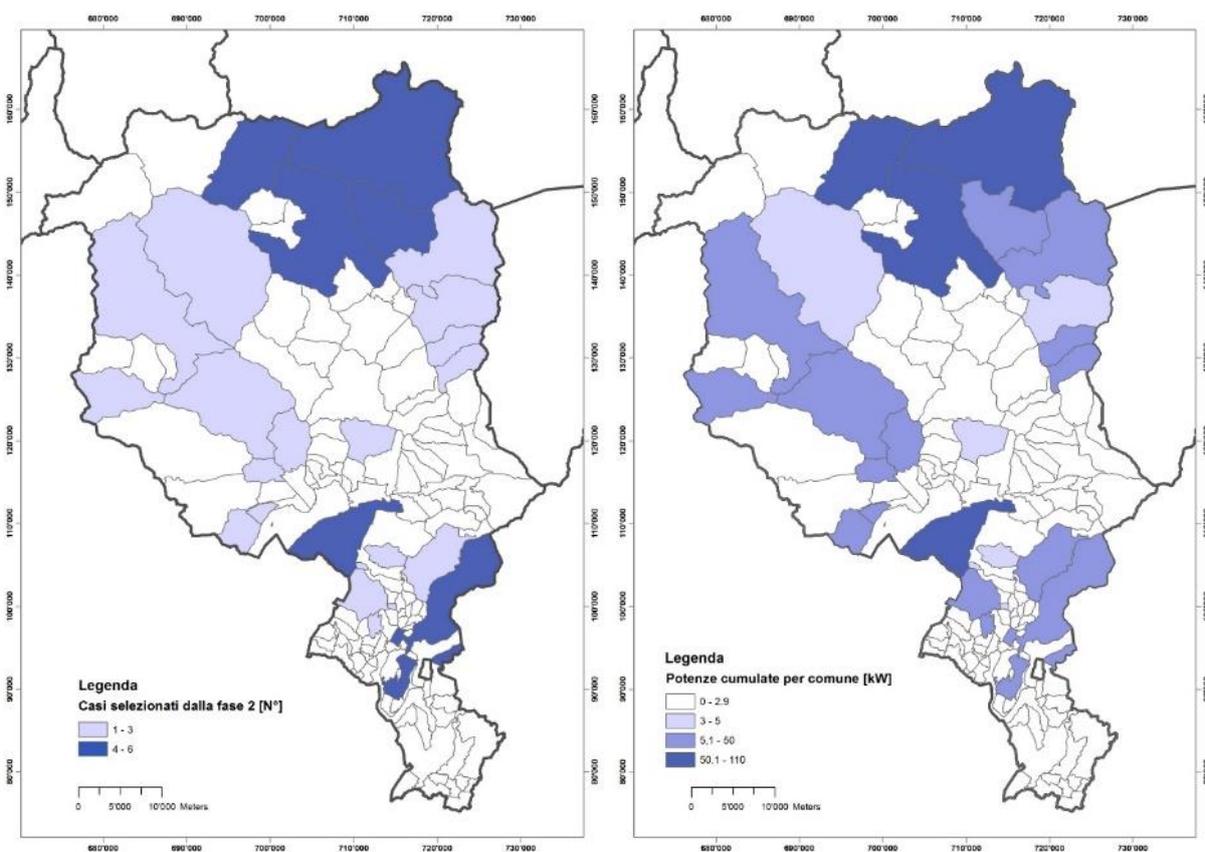


Figura 12 Casi da approfondire per Comune [N°] e potenze teoriche cumulate [kW], raggruppate per Comune al termine della seconda fase

Tabella 7 Sintesi dei casi analizzati durante la seconda fase. Il campo ID rappresenta il caso associato. Per i casi per cui si è potuta effettuare l'analisi tecnico-economica completa (Casi C) si rimanda alle schede in allegato

| ID | Comune | Luogo (CA) | Luogo (SE) | Potenza elettrica netta [kW] | Nota | Riferimento Figura 11 |
|----|-----------------|-----------------|---------------------|------------------------------|----------------------|-----------------------|
| 1 | Acquarossa | SO Ponzella | SE Riveira | 6.4 | | C |
| 2 | Acquarossa | SO Rusgia | SE Predasc | 10.1 | | C |
| 3 | Acquarossa | CA Fontai | SE posteggi Nara | 28.6 | Casi alternativi | C |
| 4 | Acquarossa | SO Pianezza | SE Posteggi Nara | 41.7 | Casi alternativi | C |
| 5 | Acquarossa | SE Campagnora | SE Sciarisil | 4.0 | | C |
| 7 | Avegno Gordevio | CA Porsc | SE Riaa Grande | 30.2 | | C |
| 8 | Biasca | CA Rampeda alta | SE Vallone alto | 3.2 | | C |
| 9 | Blenio | CA1 Ri d'Com | SE1 Marzano | 5.6 | | C |
| 10 | Blenio | CA8 Calcarida | SE3 Pianchera | 10.9 | Casi alternativi | C |
| 11 | Blenio | CA4 Scengio | SE3 Pianchera | 59.6 | Casi alternativi | C |
| 12 | Blenio | CA1 Magordino | SE1 Surtaren | 3.1 | | C |
| 13 | Blenio | SO Ofible | SE3 Cima Norma | 11.1 | | C |
| 14 | Blenio | CA1 Pradoir | SE Dangio Faria | 9.2 | Casi alternativi | C |
| 15 | Blenio | SE Dangio Tana | SE Dangio Faria | 14.8 | Casi alternativi | C |
| 16 | Blenio | SO Pradoir | SE Dangio Faria | 41.3 | Casi alternativi | C |
| 17 | Blenio | SE2 Bigorio | SE3 Sommascona | 41.8 | | C |
| 18 | Brissago | SE Cortaccio | SE Croppo | 6.8 | | C |
| 19 | Brissago | SE Mott da Cola | CA rottura Porbetto | 19.2 | | C |
| 20 | Campo | SO Cort Ponton | SE Campo | 13.0 | | C |
| 21 | Capriasca | CA 26 Capriasca | SE Consortile | 2.4 | Potenza netta < 3 kW | D |
| 22 | Capriasca | CA 37 Capriasca | CA 39 | 5.6 | | C |
| 23 | Capriasca | GS Foggio Respi | CA 5 Monte Nobile | 7.8 | | C |
| 24 | Capriasca | GS Albumo | SE Corticiasca | 6.5 | Non sfruttabili | E |
| 25 | Capriasca | GS Pian del Ter | SE Bidogno | 9.96 | Non sfruttabili | E |
| 26 | Cerentino | CA1 Cerentino | SE 2 | 2.6 | Potenza netta < 3 kW | D |
| 27 | Cevio | SO Chial | SE Caveragno | 11.9 | | C |
| 28 | Cresciano | CA2 Cauri | SE1 | 9.1 | | C |
| 29 | Faido | SP Deiro | SE Cavagnago | 20.2 | | C |
| 30 | Faido | CA Grom | SP Geire | 37.0 | | C |
| 31 | Faido | SO Formigario | SE Formigario | 7.7 | | C |
| 32 | Faido | CA Cortino | SE Chingei | 11.3 | Casi alternativi | C |
| 33 | Faido | CA4 Faido | SE Vigera | 11.6 | Casi alternativi | C |
| 34 | Gambarogno | SE Cento Campi | SE Caviano | 8.5 | Casi alternativi | C |
| 35 | Gambarogno | SE Cento Campi | SE Caviano | 14.9 | Casi alternativi | C |
| 36 | Gambarogno | SE Monte | SE Belmonte | 8.9 | | C |
| 37 | Gambarogno | SE Monte | SE Muntin | 7.6 | | C |
| 38 | Gambarogno | SE Mondadusc | SE Piodascia | 3.8 | | C |
| 39 | Gambarogno | SE Bruno | SE Orgnana | 13.1 | | C |
| 40 | Gambarogno | CA Campeì | SE Bruno | 10.0 | | C |
| 41 | Gambarogno | SE Birker | SE Fosano | 15.8 | Non sfruttabile | E |
| 42 | Gravesano | CA Gravesano | SE 1 Gravesano | 4.0 | | C |
| 43 | Lavizzara | CA Casella | SE Sasselli | 3.8 | | C |

| ID | Comune | Luogo (CA) | Luogo (SE) | Potenza elettrica netta [kW] | Nota | Riferimento Figura 11 |
|----|--------------------|------------------------|----------------------|------------------------------|--|-----------------------|
| 44 | Lavizzara | SE Ruino | SE Sornico | 11.8 | | C |
| 45 | Linescio | CA Linescio | SE Linescio | 0.9 | Potenza netta < 3 kW | C |
| 46 | Lugano | CA 580 | SE Cugnolo | 5.1 | | C |
| 47 | Lugano | CA Costa | SE Cimadera | 3.6 | | C |
| 48 | Lugano | CA Gardone | SE Certara | 5.0 | | C |
| 49 | Lugano | CR 2 Scareglia | SE Scareglia | 3.8 | | C |
| 50 | Lugano | SE Pezzon | SE Scareglia | 1.3 | Potenza netta < 3 kW | D |
| 51 | Lugano | CA Franscinone | SE Rosone | 8.0 | Da riale | E |
| 52 | Lugano | CA Canone | SE Sgruzza | 19.0 | Da riale | E |
| 53 | Maggia | SO Maggia1 | SE Riveo | 19.2 | | C |
| 54 | Maggia | SO Maggia4 | SE Mattarücc | 5.5 | | C |
| 55 | Maggia | SO Maggia 9 | SE Bagnadu | 18.7 | | C |
| 56 | Maggia | SO Maggia14 | SE Ronchini | 2.6 | Potenza netta < 3 kW | D |
| 57 | Maggia | SO Maggia16 | SE Froda | 2.4 | Potenza netta < 3 kW | D |
| 58 | Alto Malcantone | CA Mattarone | SE Piantagione | 13.1 | | C |
| 59 | Cademario | SE Agra | Ca Bosco Luganese | 25.6 | | C |
| 60 | Mezzovico-Vira | CA Piloreto | SE Segiö | 4.5 | | C |
| 61 | Monteceneri | Ca Zarigo | SE Monda | 7.6 | Non valutabile | E |
| 62 | Monteceneri | Ca Cadastro | SE Cadastro | 3.3 | Non valutabile | E |
| 63 | Osogna | SO Ramaiole | SE Osogna | 8.9 | | C |
| 64 | Quinto | CA Alpe Nuova | SE Sot Camp | 12.0 | | C |
| 65 | Quinto | SE Lac | SE Riva di Altanca | 15.6 | Casi alternativi | C |
| 66 | Quinto | SE Lac | SE Riva di Altanca | 15.6 | Casi alternativi | C |
| 67 | Quinto | SE Lac | SE Scruengo | 26.1 | | C |
| 68 | Quinto | SO Frageira | SE Frageira | 18.7 | | C |
| 69 | Quinto | CA11 Quinto | SE Busnengo | 37.5 | | C |
| 70 | Quinto | CA3 Quinto | SE Serta | 3.0 | Potenza netta < 3 kW | D |
| 71 | Ronco sopra Ascona | SE Porera | SE Acqua Benedetta | 10.6 | | C |
| 72 | Serravalle | SO Cascinella | SE Monda Secca | 17.3 | | C |
| 73 | Terre di Pedemonte | SO Riei | SE Verscio | 2.4 | Potenza netta < 3 kW | D |
| 74 | Terre di Pedemonte | CA Ri d'Auri | SE Cavigliano | 2 | Potenza netta < 3 kW | D |
| 75 | Terre di Pedemonte | CA9 Terre di Pedemonte | SE Monti di Pianezzo | 6.6 | | C |
| 76 | Vogorno | SO Collo43 | SE San Bartolomeo | 4.9 | | C |
| 77 | Vogorno | SE Corte Nuovo | SE Costa Piana | 8.6 | Casi alternativi | C |
| 78 | Vogorno | CA Fontai | SE Costa Piana | 15.1 | Casi alternativi | C |
| 79 | Vogorno | SO Crona | SE Verzolo | 10.9 | | C |
| 80 | Acquarossa | SO Sentida | SE Sentida | 16.3 | Distanza corrente elettrica | E |
| 81 | Sobrio | SE Ortighett | SE Muradura sud | 4.8 | Manca la corrente al serbatoio, camere di rottura da eliminare, derivazione ai monti | E |
| 82 | Faido | SO Singiasco | SE Brugnarengo | 143 | Zona instabile | E |
| 83 | Faido | SO Alpe Vignone | SE Pescia | 5.5 | Vanno in secca | E |
| 84 | Faido | SE Gerre | SE Stabio | 7.7 | Vanno in secca | E |

| ID | Comune | Luogo (CA) | Luogo (SE) | Potenza elettrica netta [kW] | Nota | Riferimento Figura 11 |
|----|-----------|---------------------------|--------------|------------------------------|--|-----------------------|
| 85 | Faido | SE Pianzin | SE Campi | 20 | Acqua persa in rete | E |
| 86 | Faido | CA Siguet e Trentavalli | SE Lorè | 7.4 | Vengono abbandonate (problemi igienici) | E |
| 87 | Lavizzara | SE Sasselli ¹¹ | SE Cisternon | 0.8 | Corrente lontana, problemi igienici, potenza < 3kW | E |
| 88 | Linescio | GS Larecc | SE Linescio | 3.8 | Sorgenti abbandonate | E |
| 89 | Quinto | SO Scuei | SE Neiron | 5.5 | Distanza della corrente elettrica | E |
| 90 | Quinto | CA 2 | SE Luinascia | 10.3 | Distanza della corrente elettrica | E |
| 91 | Quinto | CA 3 | SE Serta | 6.8 | Distanza della corrente elettrica, condotte molto lunghe | E |

I potenziali sfruttabili, dal punto di vista tecnico sono quindi relativi a 54 casi, per una potenza globale complessiva di circa 700 kW; i comuni interessati sono 24 (18% dei comuni ticinesi).

¹¹ SE Sasselli è un manufatto interrato. Il caso con tale manufatto utilizzato come serbatoio per ospitare la microcentrale è stato quindi escluso.

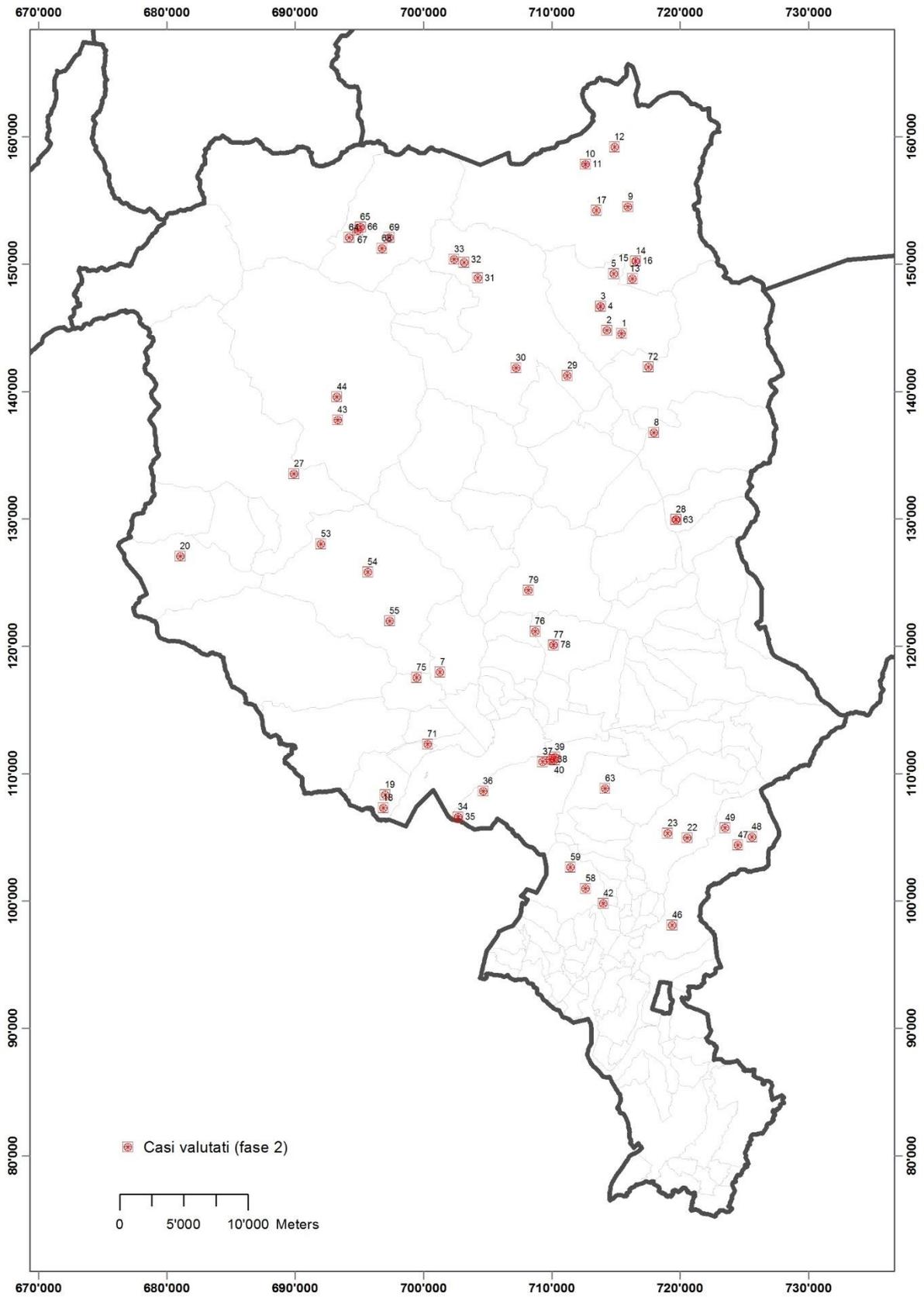


Figura 13 Casi valutati nella seconda fase (il numero indica il caso di riferimento, corrispondente all'ID in Tabella 7 e nelle schede in allegato III)

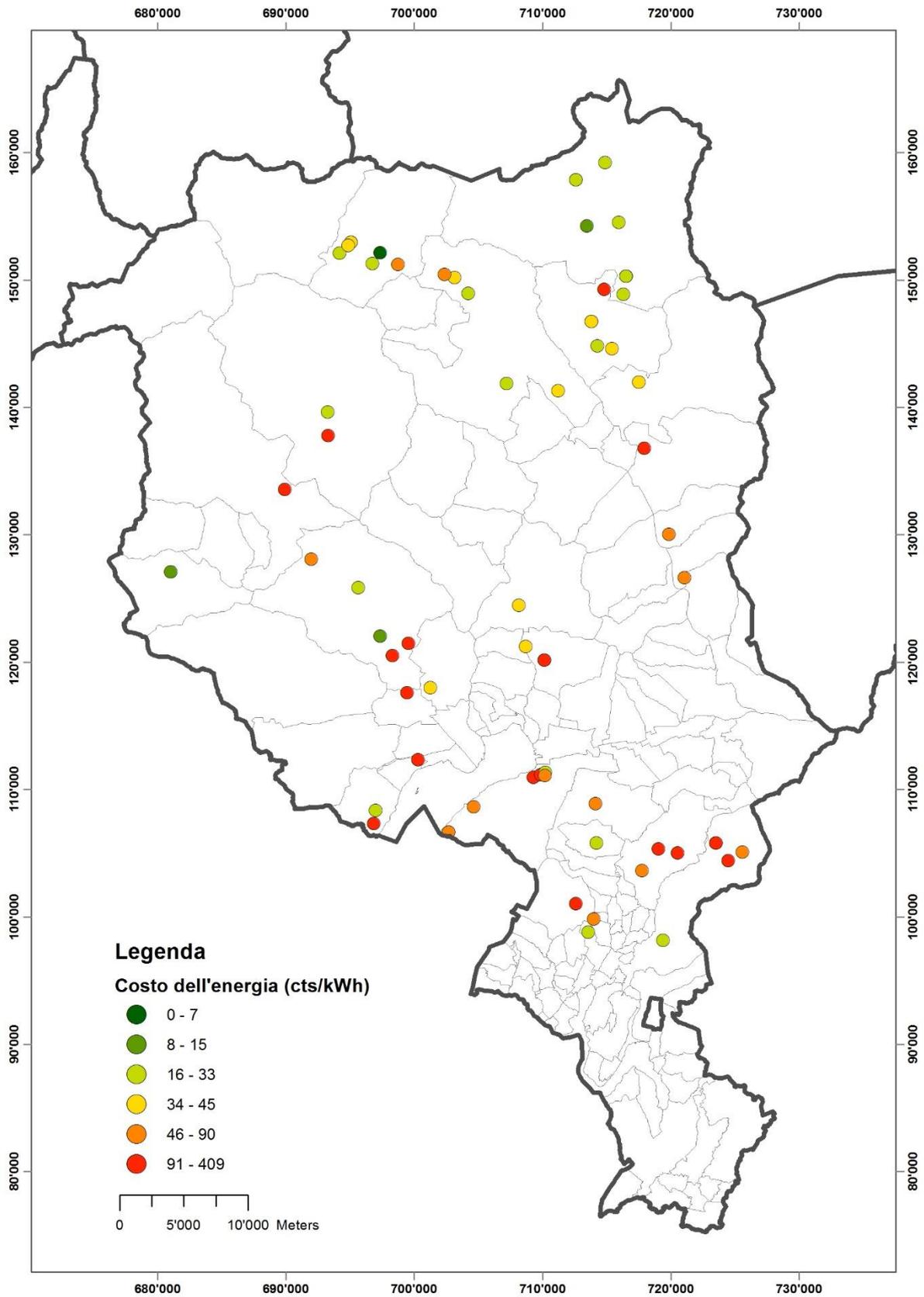


Figura 14 Costi dell'energia calcolati nella seconda fase di progetto

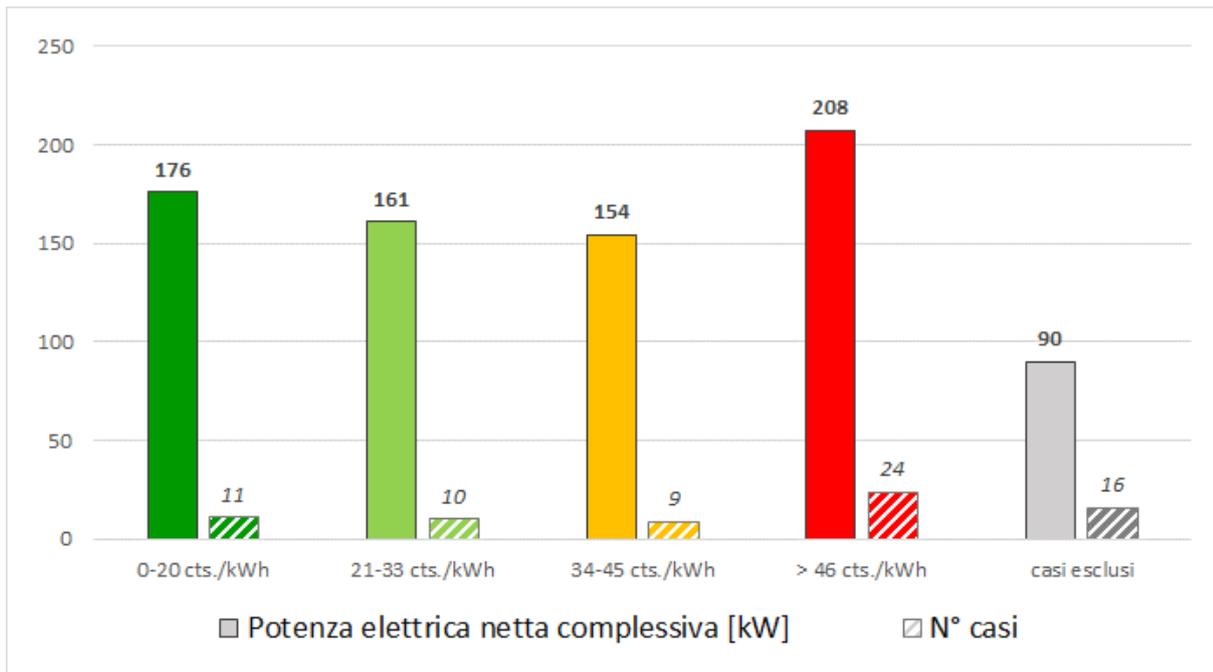


Figura 15 Risultati della seconda fase ripartiti per costo dell'energia. Le barre indicano le potenze elettriche cumulate, e il numero di casi di riferimento per categoria

Attraverso la metodologia spiegata nel capitolo 2 si sono calcolati i costi dell'energia [cts./kWh]. I risultati presenti in Figura 14 mostrano i costi dell'energia calcolati nei casi in cui si è potuto effettuare l'analisi. La Figura 15 mostra i risultati dei casi selezionati. Per quanto riguarda il 17% dei casi non si è calcolato il costo dell'energia, dato che per limiti tecnici i casi non erano più realizzabili. Nel 23% dei casi le stime dell'energia restano entro i 33 cts./kWh (verde, in Figura 15) mentre nel 36% dei casi superano i 33 cts./kWh (casi arancioni e rossi in Figura 15).

In Figura 15 non sono presentati l'8% dei casi che sono casi alternativi (indicati in Tabella 7 come "casi alternativi" e presenti nelle schede in Allegato IV), per cui sono state analizzate differenti possibilità per uno stesso sito. Un ulteriore 12% dei casi non è stato approfondito e non viene riportato in Figura 15, per evidenti problematiche legate all'acquedotto.

Il fattore maggiore che incide su costi così elevati sono le condotte, particolarmente lunghe e poste in zone scoscese o subaffioranti. In molti casi l'assenza stessa di corrente elettrica è stata determinante nel far sì che casi con elevata portata o salto diventassero troppo onerosi per pensare ad oggi di approfondirli con progetti di dettaglio per investimenti da effettuare sull'acquedotto.

Ciò detto, nel caso in cui nei prossimi anni venissero previsti cambi di condotte, che al momento non sono invece pianificati, alcuni casi che ad oggi risultano particolarmente cari (>46 cts./kWh) in termini di costi/benefici, potrebbero essere rivalutati.

L'analisi condotta ha cercato infatti di tener in considerazione più elementi possibili, ma rappresenta lo stato odierno dei manufatti e delle condotte, o le modifiche previste nei prossimi anni dal Comune. Dato lo scopo stesso del progetto, viene mantenuta una distinzione per classe di costi, in modo da focalizzare l'attenzione su casi verosimili, senza fare ipotesi a lungo termine.

4. Aspetti finanziari

4.1 Studi di fattibilità

Per i casi dove è stato evidenziato un potenziale teorico è importante procedere con uno studio di fattibilità tecnico-economica che permetta di approfondire i dettagli e definire più precisamente gli aspetti economici.

Dal 6 aprile 2016 è entrato in vigore il decreto esecutivo concernente l'attuazione di una politica energetica integrata attraverso un programma di incentivi per l'impiego parsimonioso e razionale dell'energia (efficienza energetica), la produzione e l'utilizzazione di energia da fonti indigene rinnovabili e la distribuzione di energia termica tramite reti di teleriscaldamento, nonché attraverso il sostegno e la promozione della formazione, della postformazione e della consulenza nel settore dell'energia.

Nell'articolo 15 (Politica energetica nei Comuni) vengono elencate le attività approvate dal competente organo decisionale comunale (misure indirette) per le quali sono concessi degli incentivi:

- attività di informazione e sensibilizzazione (anche tramite una pianificazione annuale);
- piano energetico comunale;
- piano di illuminazione pubblica;
- consulenze energetiche ai cittadini tramite uno «sportello energetico»;
- analisi e pianificazione del risanamento del parco immobiliare comunale (previa presentazione di un rapporto con le specifiche);
- certificazione «città dell'energia» (costi effettivi sostenuti);
- applicazione Controllo prescrizioni in cantiere (CPC);
- altri progetti comunali esemplari e innovativi.

Anche gli studi di fattibilità per gli impianti idroelettrici negli acquedotti rientrano in questa lista e possono ricevere un incentivo corrisponde al 50% dei costi effettivi riconosciuti. A tale proposito si segnala il sito www.ti.ch/incentivi.

4.2 Investimento iniziale

Dal 1° aprile 2014 è entrato in vigore il regolamento del Fondo per le energie rinnovabili che prevede lo stanziamento dei fondi per le attività in ambito energetico da parte dei comuni.

Le attività (investimenti) riconosciute sono le seguenti:

- risanamento del proprio parco immobiliare;
- costruzione di nuovi edifici ad alto standard energetico;
- interventi di efficienza energetica sulle infrastrutture;
- realizzazione di reti di teleriscaldamento alimentate prevalentemente con energie rinnovabili;
- incentivi a favore di privati, aziende ed enti pubblici;
- altri provvedimenti adottati per promuovere un utilizzo parsimonioso e razionale dell'energia (applicazione controllo prescrizioni in cantiere, aggiornamento catasto degli impianti energetici).

La realizzazione di un impianto idroelettrico (attività R2) rientra nelle attività riconosciute e che si possono inserire nel portale delle attività comunali in ambito energetico. A tale proposito si segnala il sito www.ti.ch/fer.

Nel caso che non si volessero utilizzare i fondi FER per la realizzazione dell'impianto o che il proprietario delle infrastrutture non è un Comune vi è la possibilità di permettere ad altre aziende attive nel settore della produzione di energia di fare l'investimento iniziale con eventualmente una partecipazione finanziaria.

Si tratta quindi di definire un contratto che definisca tutti i vari aspetti dell'utilizzo del potenziale per la produzione di energia elettrica con le acque presenti nella condotta. Questa pratica è già molto diffusa in ambito fotovoltaico dove diversi tetti di proprietà comunale sono stati affittati per l'installazione di impianti fotovoltaici.

4.3 Vendita dell'energia elettrica prodotta

L'energia elettrica prodotta dagli impianti idroelettrici se non viene utilizzata sul posto (autoconsumo) deve essere immessa nella rete di distribuzione.

Le condizioni di ripresa e di retribuzione dell'energia rinnovabile immessa nella rete elettrica sono descritte nella legge federale. Le leggi di riferimento sono la Legge sull'energia (LEne) e la Legge sull'approvvigionamento elettrico (LAEI). Altri importanti competenze concernono il Consiglio Federale, l'Elcom e l'ufficio federale dell'energia (UFE).

L'obbligo di ritiro dell'energia da parte dei gestori di rete e di remunerazione sono stipulati nell'articolo 7, capoverso 1, della legge federale sull'energia:

Art. 7 Condizioni di raccordo per le energie fossili e per quelle rinnovabili

Capoverso 1: I gestori di rete sono tenuti, nel loro comprensorio, a ritirare in una forma appropriata per la rete e a remunerare l'energia fossile e quella rinnovabile, eccettuata l'elettricità proveniente da centrali idroelettriche, con una prestazione superiore a 10 MW.

Vi sono 2 possibilità di remunerazione dell'energia elettrica immessa nella rete che sono la RIC (Remunerazione per l'immissione di energia a copertura dei costi) e la vendita dell'energia al gestore di rete nel caso non si riesca a rientrare nella RIC.

4.3.1 RIC

Swissgrid si occupa, per conto della Confederazione, del pagamento della remunerazione (RIC). Così facendo si supportano i gestori degli impianti che producono elettricità da fonti di energia rinnovabili.

La remunerazione varia a seconda del tipo di impianto e di alcune caratteristiche proprie del caso in esame (salto lordo, quota costi d'investimento in opere idrauliche, prevista produzione di elettricità per anno civile, data di entrata in servizio ecc.).

Attualmente i fondi a disposizione non coprono tutte le domande per l'immissione di energia ed è quindi necessario iscriversi ad una lista d'attesa. A tale proposito si segnala il sito www.swissgrid.ch.

In Ticino vi è anche la possibilità di annunciare l'impianto al FER (Fondo Energie Rinnovabili) che, analogamente ma quale alternativa a quanto avviene a livello federale, remunera l'energia immessa nella rete elettrica con le medesime tariffe e durata della RIC. Gli impianti in lista d'attesa possono quindi essere presi in considerazione dal FER anche se attualmente per la tipologia di impianto "piccole centrali idroelettriche" vi è una lista d'attesa che non si sa quando verrà sbloccata. A tale proposito si segnala il sito www.ti.ch/fer.

4.3.2 Rimunerazione dal gestore di rete

La remunerazione si fonda su prezzi d'acquisto di energia equivalente orientata al mercato. Il Consiglio federale disciplina i particolari con l'Ordinanza sull'energia (OEn).

Il gestore di rete deve remunerare sia la produzione eccedente, a un produttore che utilizza per il consumo proprio nel luogo di produzione una parte dell'energia prodotta o che in tale luogo la lascia

utilizzare a uno o più terzi (consumo proprio) che la produzione netta, a un produttore che cede tutta l'energia prodotta.

La remunerazione a prezzi di mercato è stabilita in funzione dei costi che il gestore di rete evita di sostenere per l'acquisto di energia equivalente (articolo 2b dell'OEn). In ogni caso, malgrado questa precisazione presente nell'ordinanza, la questione rimane molto vaga e gli operatori di rete applicano delle remunerazioni molto diverse.

In Svizzera il prezzo medio per l'acquisto dell'energia immessa nella rete dagli autoproduttori varia a seconda delle regioni e delle Aziende di distribuzione da 3 a 20 cts/kWh. A tale proposito si segnala il sito www.elettricit.ch.

5. Conclusioni

L'analisi del potenziale presente sugli acquedotti del Canton Ticino per lo sfruttamento di energia idroelettrica ha visto lo studio di 300 casi. Di questi, 90 casi (30%) sono stati approfonditi nella seconda fase del progetto, per un potenziale teorico cumulato pari a 1,5 MW. Al termine della seconda fase i casi con potenziali che potevano essere sfruttati ancora dal punto di vista teorico erano 54, collocati in 24 comuni per una potenza globale complessiva di circa 700 kW, da questo dato sono escluse le situazioni esistenti, in fase di realizzazione o di progettazione.

Dal calcolo del costo dell'energia sul totale dei casi approfonditi nella seconda fase è emerso che, nel 17% dei casi la presenza di limiti tecnici e le nuove informazioni a disposizione rendevano i siti non più idonei all'approfondimento economico. Nel 23% dei casi le stime dell'energia restano entro i 33 cts./kWh mentre nel 36% dei casi superano i 33 cts./kWh.

Il fattore maggiore che incide su costi così elevati sono le condotte, particolarmente lunghe e poste in zone scoscese o subaffioranti. In molti casi l'assenza stessa di corrente elettrica è stata determinante sul costo finale dell'energia. Considerato ciò, nel caso in cui nei prossimi anni venissero previsti cambi di condotte, che al momento non sono invece pianificati, alcuni casi che ad oggi risultano particolarmente onerosi (>46 cts./kWh) in termini di costi/benefici, potrebbero essere rivalutati.

Allo scopo di dare una sintesi dei casi fisici analizzati vengono proposte in allegato delle schede, che oltre a fornire i dati-chiave dell'analisi, permettono di vedere l'esatta collocazione dei punti considerati, così che anche in futuro il presente lavoro possa essere utilizzato e nell'eventualità aggiornato sulla base di adeguamenti strutturali sugli acquedotti o nel caso che i progetti vengano nel tempo realizzati, così da mantenere un'indicazione di quanto possa essere ancora sfruttato.

Si consiglia di approfondire e validare, tramite appositi studi di fattibilità, le ipotesi di progetto adottate nel presente studio per gli aspetti: economici (costo dell'impianto e vendita dell'energia elettrica), tecnici e relativi al contesto legislativo.

Lo studio ha permesso di fare una stima dei potenziali teorici, non ancora utilizzati, come richiesto dal piano energetico cantonale e di dare quindi un'indicazione, in caso di future necessità, della possibilità di incrementare lo sfruttamento di impianti posti sull'acquedotto.

Bibliografia

1. PACER. *Piccole centrali idrauliche*. (1992).
2. Graf, E. *Stromproduktion aus Trinkwasser. Infrawatt* (2011).
3. SvizzeraEnergia. *Nell'acqua potabile si cela energia ecologica - Energia elettrica dagli acquedotti*. (2003).
4. Bernasconi, G. et al. *Piano Energetico Cantonale (PEC)*. (2013).
5. UFAFP. *Istruzioni pratiche per la protezione delle acque sotterranee*. (2004).
6. SVGW. W4i - Direttiva per la distribuzione dell'acqua. 51–53 (2013).
7. SVGW & Energieschweiz. in *Energie in der Wasserversorgung* 134–160 (2004).
8. SvizzeraEnergia. *Efficienza energetica nelle economie domestiche*. (2014).

Allegati

Allegato I - Casi analizzati ripartiti per Comune (fase 1)

| Comune | N° di casi | Potenza [kW] | Produzione [kWh] |
|----------------------|------------|--------------|------------------|
| Acquarossa | 10 | 122 | 1'032'811 |
| Alto Malcantone | 6 | 46 | 388'253 |
| Avegno Gordevio | 6 | 93 | 791'483 |
| Bedano | 1 | 0 | 844 |
| Bedigliora | 2 | 1 | 10'903 |
| Biasca | 1 | 3 | 29'613 |
| Blenio | 9 | 120 | 1'022'872 |
| Bodio | 1 | 6 | 52'755 |
| Bosco Gurin | 8 | 3 | 27'298 |
| Breganzona | 2 | 1 | 6'054 |
| Breggia | 1 | 1 | 7'286 |
| Brione sopra Minusio | 1 | 73 | 617'935 |
| Brissago | 13 | 42 | 360'346 |
| Cademario | 2 | 0 | 3'466 |
| Cadenazzo | 6 | 8 | 66'447 |
| Campo (Vallemaggia) | 4 | 12 | 101'495 |
| Capriasca | 13 | 38 | 326'393 |
| Centovalli | 19 | 15 | 130'979 |
| Cerentino | 1 | 7 | 59'778 |
| Cevio | 2 | 25 | 213'664 |
| Corippo | 3 | 6 | 52'261 |
| Cresciano | 2 | 14 | 114'993 |
| Cugnasco-Gerra | 2 | 32 | 273'660 |
| Dalpe | 1 | 19 | 159'658 |
| Faido | 28 | 574 | 4'876'149 |
| Gambarogno | 15 | 139 | 1'179'389 |
| Giubiasco | 3 | 540 | 2'450'000 |
| Gordola | 1 | 51 | 430'629 |
| Gravesano | 1 | 5 | 40'264 |
| Gudo | 1 | 3 | 24'053 |
| Iragna | 2 | 2 | 16'371 |
| Lavertezzo | 3 | 13 | 113'865 |
| Lavizzara | 5 | 43 | 366'340 |
| Linescio | 2 | 6 | 50'535 |
| Locarno | 2 | 133 | 1'129'304 |
| Losone | 2 | 5 | 43'007 |
| Lugano | 19 | 94 | 800'425 |
| Maggia | 10 | 159 | 1'349'109 |
| Manno | 1 | 1 | 5'760 |
| Melano | 1 | 1 | 10'161 |

| Comune | N° di casi | Potenza [kW] | Produzione [kWh] |
|---------------------------|------------|--------------|-------------------|
| Mendrisio | 4 | 5 | 39'655 |
| Mergoscia | 2 | 2 | 18'395 |
| Migliaglia | 3 | 3 | 26'764 |
| Minusio | 5 | 16 | 138'488 |
| Monteceneri | 16 | 28 | 241'236 |
| Onsernone | 12 | 68 | 576'616 |
| Orselina | 2 | 1 | 8'395 |
| Osogna | 1 | 11 | 89'250 |
| Prato Leventina | 4 | 5 | 42'269 |
| Quinto | 12 | 138 | 1'171'943 |
| Ronco sopra Ascona | 5 | 13 | 113'540 |
| Rovio | 1 | 1 | 5'629 |
| Serravalle | 1 | 10 | 84'292 |
| Sonogno | 3 | 8 | 67'243 |
| Stabio | 2 | 0 | 893 |
| Tenero-Contra | 5 | 10 | 86'566 |
| Terre di Pedemonte | 4 | 15 | 130'432 |
| Vernate | 2 | 1 | 5'915 |
| Vogorno | 5 | 17 | 143'336 |
| Totale complessivo | 301 | 2'808 | 21'727'463 |

Allegato II - Casi teorici di potenziali microcentrali ripartiti per pertinenza comunale, maggiori di 3 kW (fase 1)

| Comune | N° di casi | Potenza [kW] | Produzione [kWh] |
|----------------------|------------|--------------|------------------|
| Acquarossa | 6 | 117 | 995'009 |
| Alto Malcantone | 1 | 43 | 364'933 |
| Avegno Gordevio | 4 | 91 | 769'398 |
| Biasca | 1 | 3 | 29'613 |
| Blenio | 6 | 119 | 1'013'938 |
| Bodio | 1 | 6 | 52'755 |
| Brione sopra Minusio | 1 | 73 | 617'935 |
| Brissago | 1 | 30 | 258'920 |
| Campo (Vallemaggia) | 1 | 10 | 85'680 |
| Capriasca | 4 | 27 | 232'580 |
| Centovalli | 1 | 3 | 29'304 |
| Cerentino | 1 | 7 | 59'778 |
| Cevio | 1 | 24 | 203'877 |
| Corippo | 1 | 3 | 26'180 |
| Cresciano | 2 | 14 | 114'993 |
| Cugnasco-Gerra | 1 | 30 | 252'280 |
| Dalpe | 1 | 19 | 159'658 |
| Faido | 16 | 559 | 4'752'280 |
| Gambarogno | 8 | 134 | 1'136'450 |
| Giubiasco | 3 | 540 | 2'450'000 |
| Gordola | 1 | 51 | 430'629 |
| Gorduno | 1 | 13 | 108'681 |
| Gravesano | 3 | 43 | 362'843 |
| Lavertezzo | 1 | 4 | 31'932 |
| Lavizzara | 2 | 133 | 1'129'304 |
| Linescio | 7 | 77 | 652'207 |
| Locarno | 5 | 156 | 1'327'058 |
| Losone | 1 | 4 | 36'819 |
| Lugano | 2 | 15 | 127'548 |
| Maggia | 3 | 18 | 155'421 |
| Mendrisio | 7 | 65 | 548'354 |
| Minusio | 1 | 11 | 89'250 |
| Monte Carasso | 1 | 4 | 29'988 |
| Monteceneri | 7 | 134 | 1'137'220 |
| Onsernone | 3 | 15 | 129'264 |
| Osogna | 1 | 10 | 84'292 |
| Prato Leventina | 1 | 7 | 62'376 |
| Quinto | 1 | 8 | 65'494 |
| Ronco sopra Ascona | 2 | 13 | 108'962 |
| Serravalle | 1 | 11 | 92'820 |
| Sonogno | 1 | 5 | 40'264 |
| Tenero-Contra | 1 | 8 | 65'494 |

| Comune | N° di casi | Potenza [kW] | Produzione [kWh] |
|---------------------------|-------------------|---------------------|-------------------------|
| Terre di Pedemonte | 2 | 13 | 108'962 |
| Vogorno | 1 | 11 | 92'820 |
| Totale complessivo | 113 | 2'647 | 20'356'284 |

Allegato III - Casi approfonditi nella fase 2

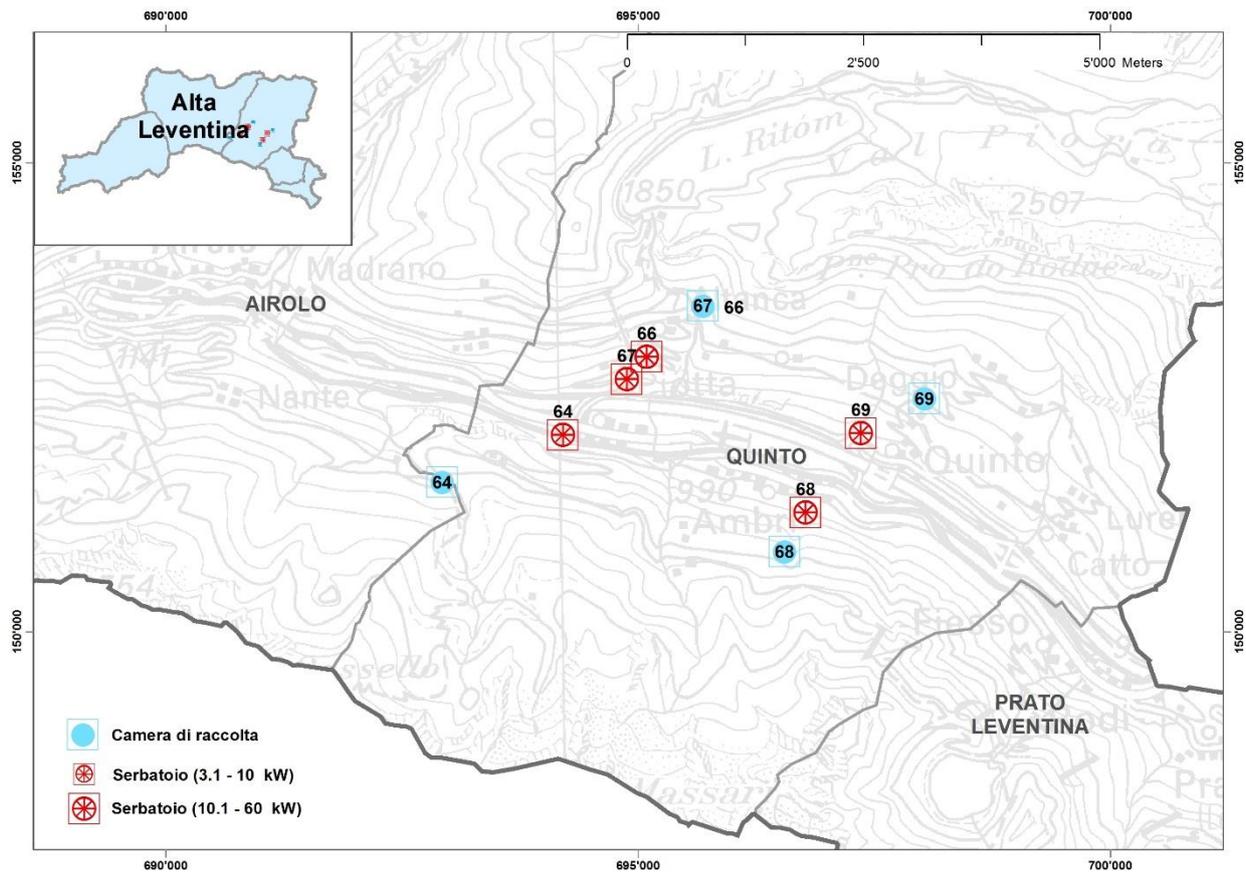
| ID | Comune | Luogo (CA) | Luogo (SE) | Potenza elettrica netta [kW] | Nota | Costo dell'energia [cts./kWh] | RIC [cts./kWh] ¹² |
|----|-----------------|-----------------|---------------------|------------------------------|------------------|-------------------------------|------------------------------|
| 1 | Acquarossa | SO Ponzella | SE Riveira | 6.4 | | 38.6 | 35.5 |
| 2 | Acquarossa | SO Rurgia | SE Predasc | 10.1 | | 17.9 | 35.6 |
| 3 | Acquarossa | CA Fontai | SE posteggi Nara | 28.6 | Casi alternativi | 42.1 | 29.9 |
| 4 | Acquarossa | SO Pianezza | SE Posteggi Nara | 41.7 | Casi alternativi | 35.8 | 29.1 |
| 5 | Acquarossa | SE Campagnora | SE Sciarisil | 4.0 | | 408.5 | 35.3 |
| 7 | Avegno Gordevio | CA Porsc | SE Riaa Grande | 30.2 | | 43.8 | 29.7 |
| 8 | Biasca | CA Rampeda alta | SE Vallone alto | 3.2 | | 232.8 | 36.0 |
| 9 | Blenio | CA1 Ri d'Com | SE1 Marzano | 5.6 | | 33.6 | 35.9 |
| 10 | Blenio | CA8 Calcarida | SE3 Pianchera | 10.9 | Casi alternativi | 16.6 | 35.2 |
| 11 | Blenio | CA4 Scengio | SE3 Pianchera | 59.6 | Casi alternativi | 26.5 | 26.8 |
| 12 | Blenio | CA1 Magordino | SE1 Surtaren | 3.1 | | 24.1 | 36.2 |
| 13 | Blenio | SO Ofible | SE3 Cima Norma | 11.1 | | 16.0 | 35.0 |
| 14 | Blenio | CA1 Pradoir | SE Dangio Faria | 9.2 | Casi alternativi | 14.2 | 35.7 |
| 15 | Blenio | SE Dangio Tana | SE Dangio Faria | 14.8 | Casi alternativi | 21.2 | 32.8 |
| 16 | Blenio | SO Pradoir | SE Dangio Faria | 41.3 | Casi alternativi | 27.0 | 29.0 |
| 17 | Blenio | SE2 Bigorio | SE3 Sommascona | 41.8 | | 15.5 | 29.1 |
| 18 | Brissago | SE Cortaccio | SE Croppo | 6.8 | | 113.9 | 35.4 |
| 19 | Brissago | SE Mott da Cola | CA rottura Porbetto | 19.2 | | 21.0 | 31.4 |
| 20 | Campo | SO Cort Ponton | SE Campo | 13.0 | | 14.7 | 34.0 |
| 22 | Capriasca | CA 37 Capriasca | CA 39 | 5.6 | | 237.8 | 35.5 |
| 23 | Capriasca | GS Foggio Respi | CA 5 Monte Nobile | 7.8 | | 90.0 | 35.5 |
| 27 | Cevio | SO Chial | SE Caveragno | 11.9 | | 134.4 | 35.3 |
| 28 | Cresciano | CA2 Cauri | SE1 | 9.1 | | 87.3 | 35.4 |
| 29 | Faido | SP Deiro | SE Cavagnago | 20.2 | | 39.8 | 31.2 |
| 30 | Faido | CA Grom | SP Geire | 37.0 | | 29.3 | 29.3 |
| 31 | Faido | SO Formigario | SE Formigario | 7.7 | | 30.0 | 35.8 |
| 32 | Faido | CA Cortino | SE Chingei | 11.3 | Casi alternativi | 45.1 | 34.7 |
| 33 | Faido | CA4 Faido | SE Vigerà | 11.6 | Casi alternativi | 49.7 | 34.4 |
| 34 | Gambarogno | SE Cento Campi | SE Caviano | 8.5 | Casi alternativi | 53.9 | 35.5 |

¹² Il calcolo della RIC è riportato come puro riferimento sulla base delle tariffe aggiornate al 1.1.2017. Per aggiornamenti e affinamento del calcolo si rimanda al calcolatore swissgrid

| ID | Comune | Luogo (CA) | Luogo (SE) | Potenza elettrica netta [kW] | Nota | Costo dell'energia [cts./kWh] | RIC [cts./kWh] ¹² |
|----|--------------------|------------------------|----------------------|------------------------------|------------------|-------------------------------|------------------------------|
| 35 | Gambarogno | SE Cento Campi | SE Caviano | 14.9 | Casi alternativi | 46.5 | 32.8 |
| 36 | Gambarogno | SE Monte | SE Belmonte | 8.9 | | 87.6 | 35.4 |
| 37 | Gambarogno | SE Monte | SE Muntin | 7.6 | | 109.9 | 35.4 |
| 38 | Gambarogno | SE Mondadusc | SE Piodascia | 3.8 | | 91.7 | 35.8 |
| 39 | Gambarogno | SE Bruno | SE Orgnana | 13.1 | | 25.7 | 33.7 |
| 40 | Gambarogno | CA Campeì | SE Bruno | 10.0 | | 48.1 | 35.9 |
| 42 | Gravesano | CA Gravesano | SE 1 Gravesano | 4.0 | | 78.6 | 35.4 |
| 43 | Lavizzara | CA Casella | SE Sasselli | 3.8 | | 151.8 | 35.4 |
| 44 | Lavizzara | SE Ruino | SE Sornico | 11.8 | | 24.3 | 34.6 |
| 46 | Lugano | CA 580 | SE Cugnolo | 5.1 | | 17.6 | 35.9 |
| 47 | Lugano | CA Costa | SE Cimadera | 3.6 | | 99.4 | 36.3 |
| 48 | Lugano | CA Gardone | SE Certara | 5.0 | | 58.1 | 35.7 |
| 49 | Lugano | CR 2 Scareglia | SE Scareglia | 3.8 | | 45.8 | 35.5 |
| 53 | Maggia | SO Maggia1 | SE Riveo | 19.2 | | 56.0 | 31.3 |
| 54 | Maggia | SO Maggia4 | SE Mattarücc | 5.5 | | 28.7 | 35.6 |
| 55 | Maggia | SO Maggia9 | SE Bagnadu | 18.7 | | 13.4 | 31.9 |
| 58 | Alto Malcantone | CA Mattarone | SE Piantagione | 13.1 | | 319.5 | 33.9 |
| 59 | Cademario | SE Agra | Ca Bosco Luganese | 25.6 | | 334.2 | 30.3 |
| 60 | Mezzovico-Vira | CA Pimoreto | SE Segiö | 4.5 | | 103.6 | 36.1 |
| 63 | Osogna | SO Ramaiolo | SE Osogna | 8.9 | | 50.4 | 35.6 |
| 64 | Quinto | CA Alpe Nuova | SE Sot Camp | 12.0 | | 19.7 | 34.1 |
| 65 | Quinto | SE Lac | SE Riva di Altanca | 15.6 | Casi alternativi | 17.3 | 32.5 |
| 66 | Quinto | SE Lac | SE Riva di Altanca | 15.6 | Casi alternativi | 37.3 | 32.5 |
| 67 | Quinto | SE Lac | SE Scruengo | 26.1 | | 34.9 | 30.3 |
| 68 | Quinto | SO Frageira | SE Frageira | 18.7 | | 27.7 | 31.6 |
| 69 | Quinto | CA11 Quinto | SE Busnengo | 37.5 | | 7.8 | 29.4 |
| 71 | Ronco sopra Ascona | SE Porera | SE Acqua Benedetta | 10.6 | | 106.3 | 35.1 |
| 72 | Serravalle | SO Cascinella | SE Monda Secca | 17.3 | | 36.5 | 31.9 |
| 75 | Terre di Pedemonte | CA9 Terre di Pedemonte | SE Monti di Pianezzo | 6.6 | | 128.1 | 35.8 |
| 76 | Vogorno | SO Collo43 | SE San Bartolomeo | 4.9 | | 38.6 | 35.4 |
| 77 | Vogorno | SE Corte Nuovo | SE Costa Piana | 8.6 | Casi alternativi | 91.8 | 35.4 |
| 78 | Vogorno | CA Fontai | SE Costa Piana | 15.1 | Casi alternativi | 94.4 | 32.6 |
| 79 | Vogorno | SO Crona | SE Verzolo | 10.9 | | 43.9 | 34.8 |

Allegato IV - Schede dei casi analizzati

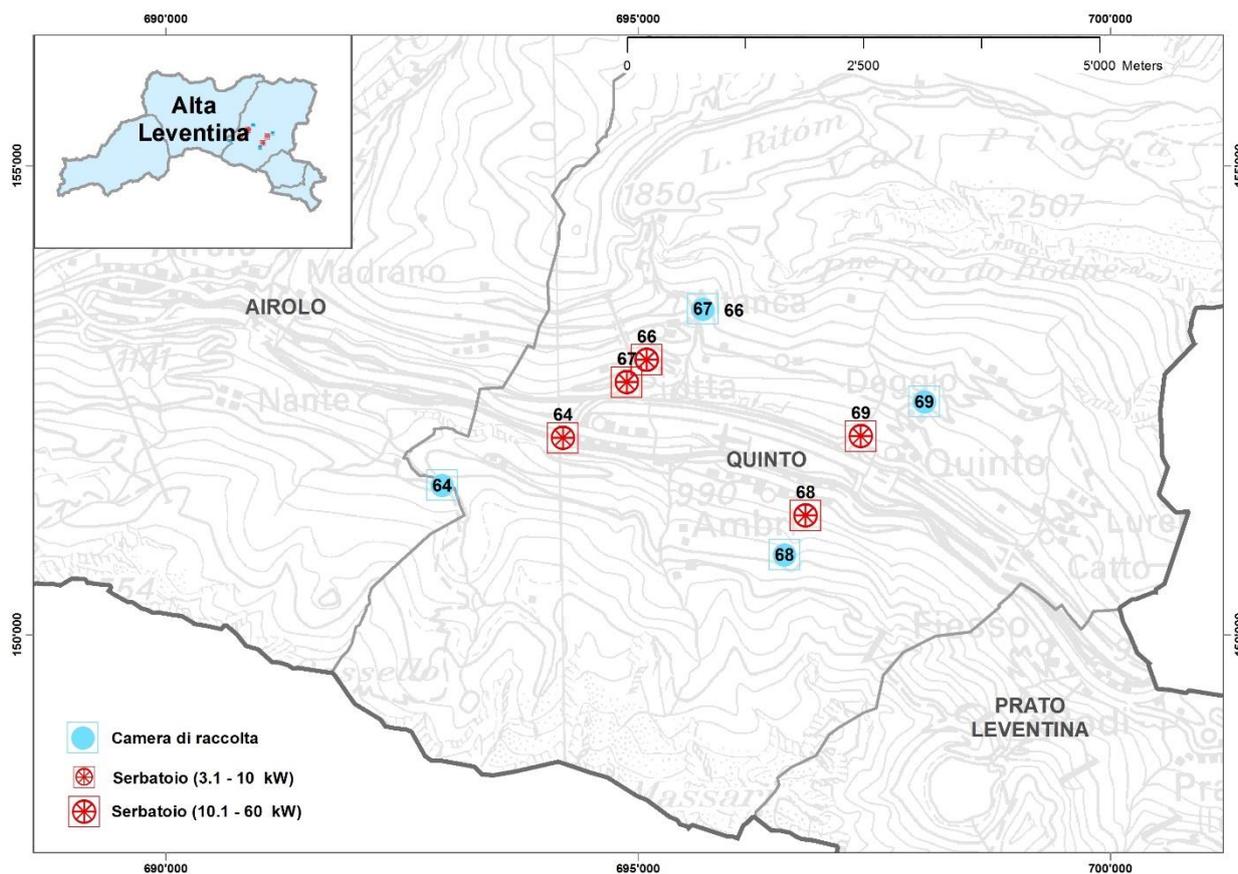
Alta Leventina



ID caso: 64

| | |
|-------------------------------|---------------|
| Comune: | Quinto |
| Camera di partenza: | CA Alpe Nuova |
| Serbatoio di arrivo: | SE Sot Camp |
| Quota camera [m s.l.m.]: | 1'489 |
| Quota serbatoio [m s.l.m.]: | 1'087 |
| Dislivello netto [m]: | 341 |
| Portata [l/min]: | 300 |
| Potenza elettrica netta [kW]: | 11.9 |
| Produzione annuale [kWh/a]: | 101'655 |
| Costi d'investimento [CHF] | 358'121 |
| Costo dell'energia [cts./kWh] | 19.6 |

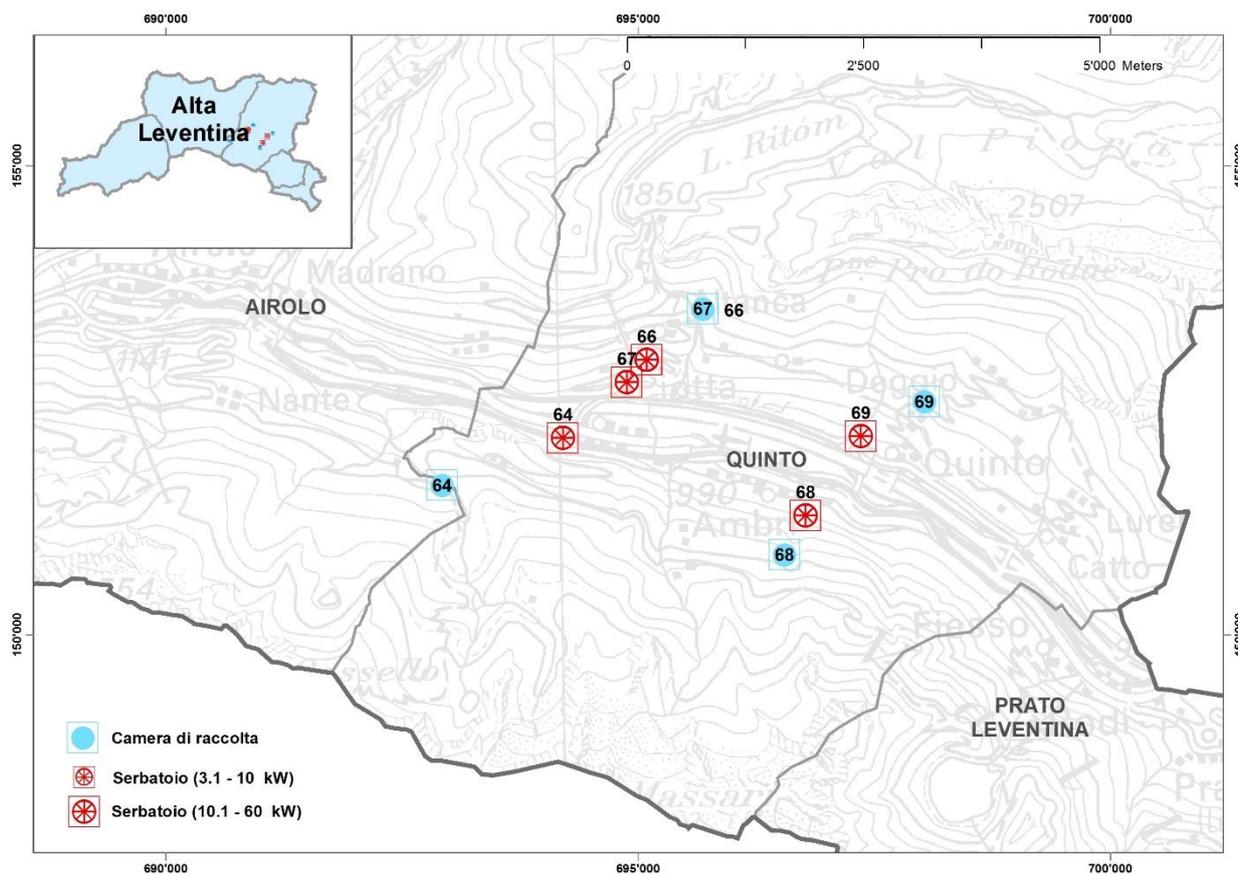
Alta Leventina



ID caso: 65

| | |
|-------------------------------|--------------------|
| Comune: | Quinto |
| Camera di partenza: | SE Lac |
| Serbatoio di arrivo: | SE Riva di Altanca |
| Quota camera [m s.l.m.]: | 1'448 |
| Quota serbatoio [m s.l.m.]: | 1'232 |
| Dislivello netto [m]: | 194 |
| Portata [l/min]: | 688 |
| Potenza elettrica netta [kW]: | 15.6 |
| Produzione annuale [kWh/a]: | 132'632 |
| Costi d'investimento [CHF] | 395'266 |
| Costo dell'energia [cts./kWh] | 17.26 |

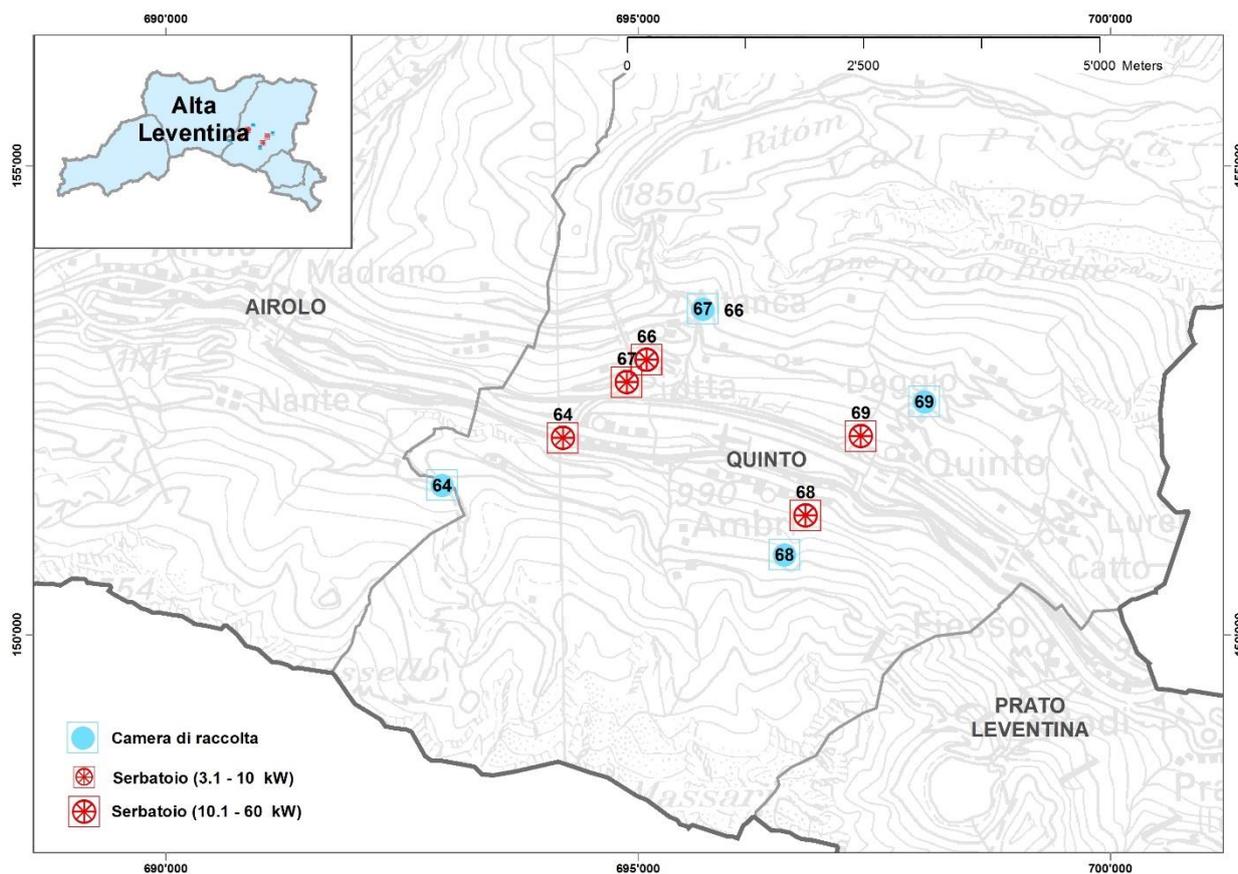
Alta Leventina



ID caso: 66

| | |
|-------------------------------|--------------------|
| Comune: | Quinto |
| Camera di partenza: | SE Lac |
| Serbatoio di arrivo: | SE Riva di Altanca |
| Quota camera [m s.l.m.]: | 1'448 |
| Quota serbatoio [m s.l.m.]: | 1'232 |
| Dislivello netto [m]: | 194 |
| Portata [l/min]: | 688 |
| Potenza elettrica netta [kW]: | 15.6 |
| Produzione annuale [kWh/a]: | 132'632 |
| Costi d'investimento [CHF] | 917'636 |
| Costo dell'energia [cts./kWh] | 37.3 |

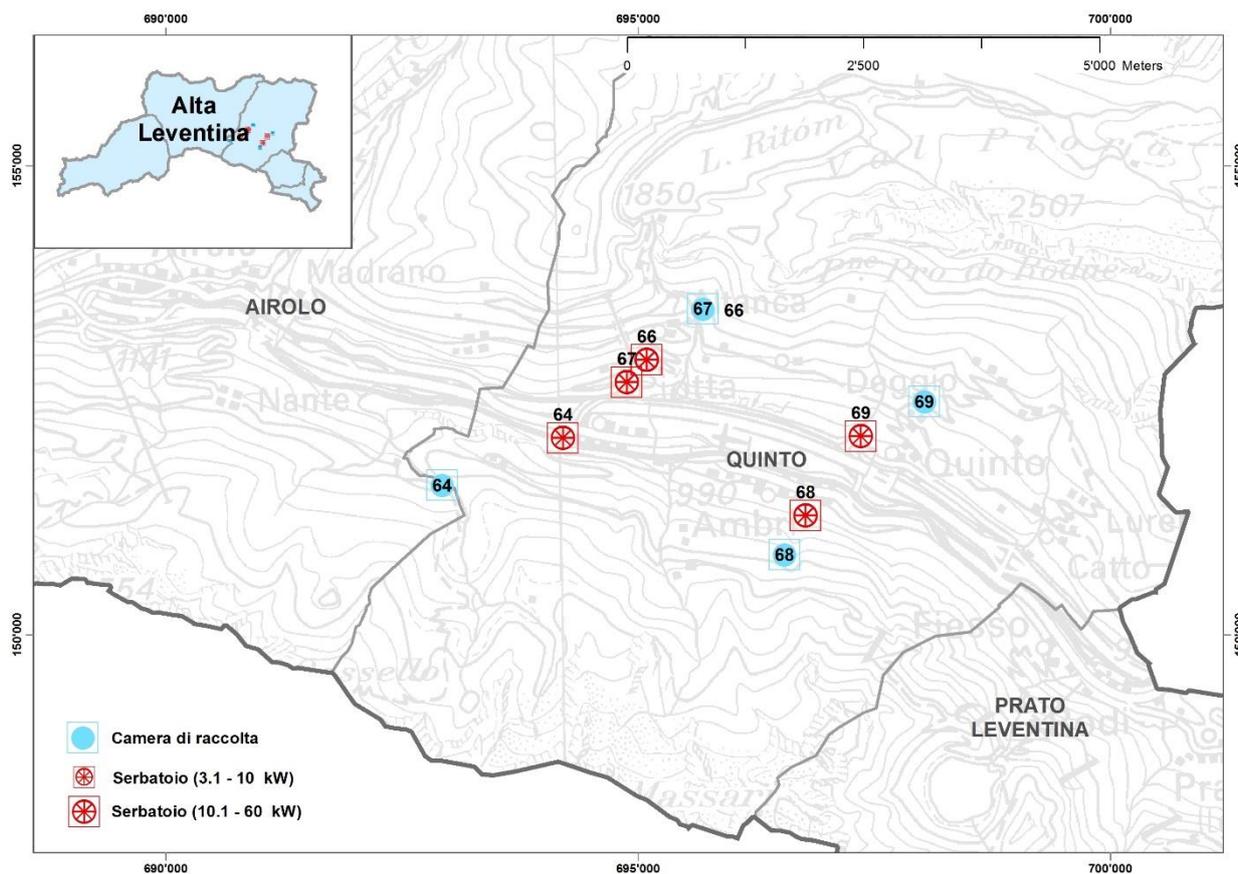
Alta Leventina



ID caso: 67

| | |
|-------------------------------|-------------|
| Comune: | Quinto |
| Camera di partenza: | SE Lac |
| Serbatoio di arrivo: | SE Scruengo |
| Quota camera [m s.l.m.]: | 1'448 |
| Quota serbatoio [m s.l.m.]: | 1'087 |
| Dislivello netto [m]: | 324 |
| Portata [l/min]: | 688 |
| Potenza elettrica netta [kW]: | 26.0 |
| Produzione annuale [kWh/a]: | 221'668 |
| Costi d'investimento [CHF] | 1'437'909 |
| Costo dell'energia [cts./kWh] | 34.9 |

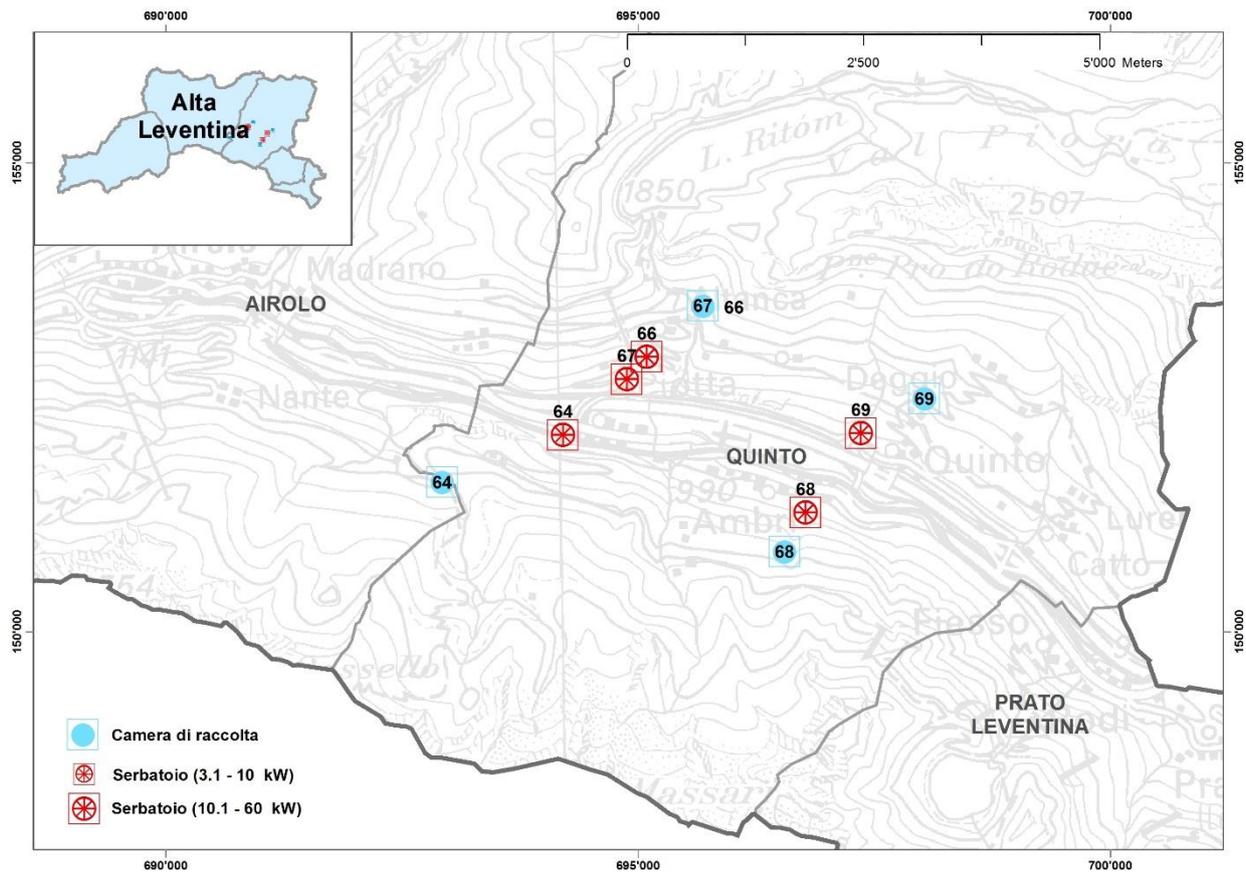
Alta Leventina



ID caso: 68

| | |
|-------------------------------|-------------|
| Comune: | Quinto |
| Camera di partenza: | SO Frageira |
| Serbatoio di arrivo: | SE Frageira |
| Quota camera [m s.l.m.]: | 1'420 |
| Quota serbatoio [m s.l.m.]: | 1'084 |
| Dislivello netto [m]: | 302 |
| Portata [l/min]: | 530 |
| Potenza elettrica netta [kW]: | 18.7 |
| Produzione annuale [kWh/a]: | 158'936 |
| Costi d'investimento [CHF] | 784'897 |
| Costo dell'energia [cts./kWh] | 27.7 |

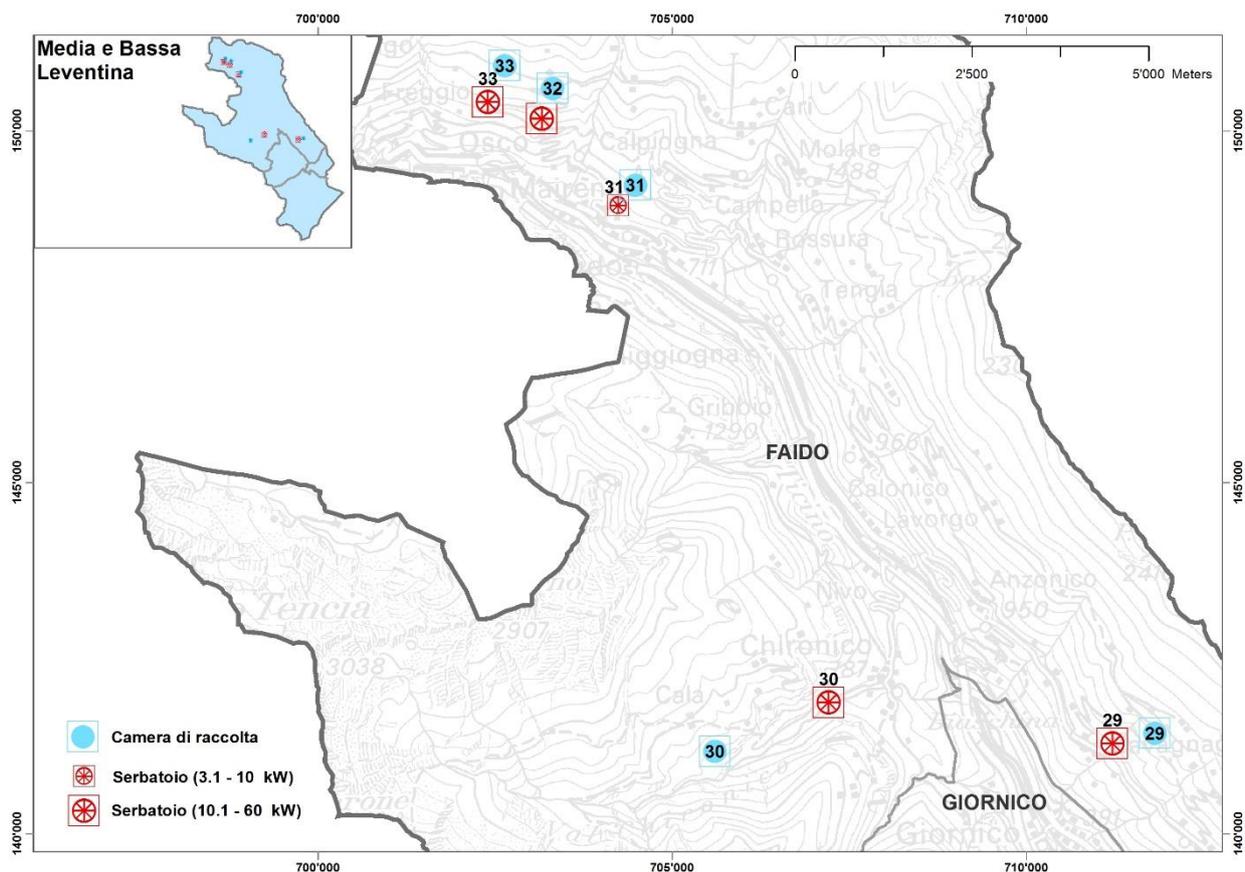
Alta Leventina



ID caso: 69

| | |
|-------------------------------|-------------|
| Comune: | Quinto |
| Camera di partenza: | CA11 Quinto |
| Serbatoio di arrivo: | SE Busnengo |
| Quota camera [m s.l.m.]: | 1'340 |
| Quota serbatoio [m s.l.m.]: | 1'088 |
| Dislivello netto [m]: | 214 |
| Portata [l/min]: | 1'500 |
| Potenza elettrica netta [kW]: | 37.4 |
| Produzione annuale [kWh/a]: | 318'623 |
| Costi d'investimento [CHF] | 400'400 |
| Costo dell'energia [cts./kWh] | 7.8 |

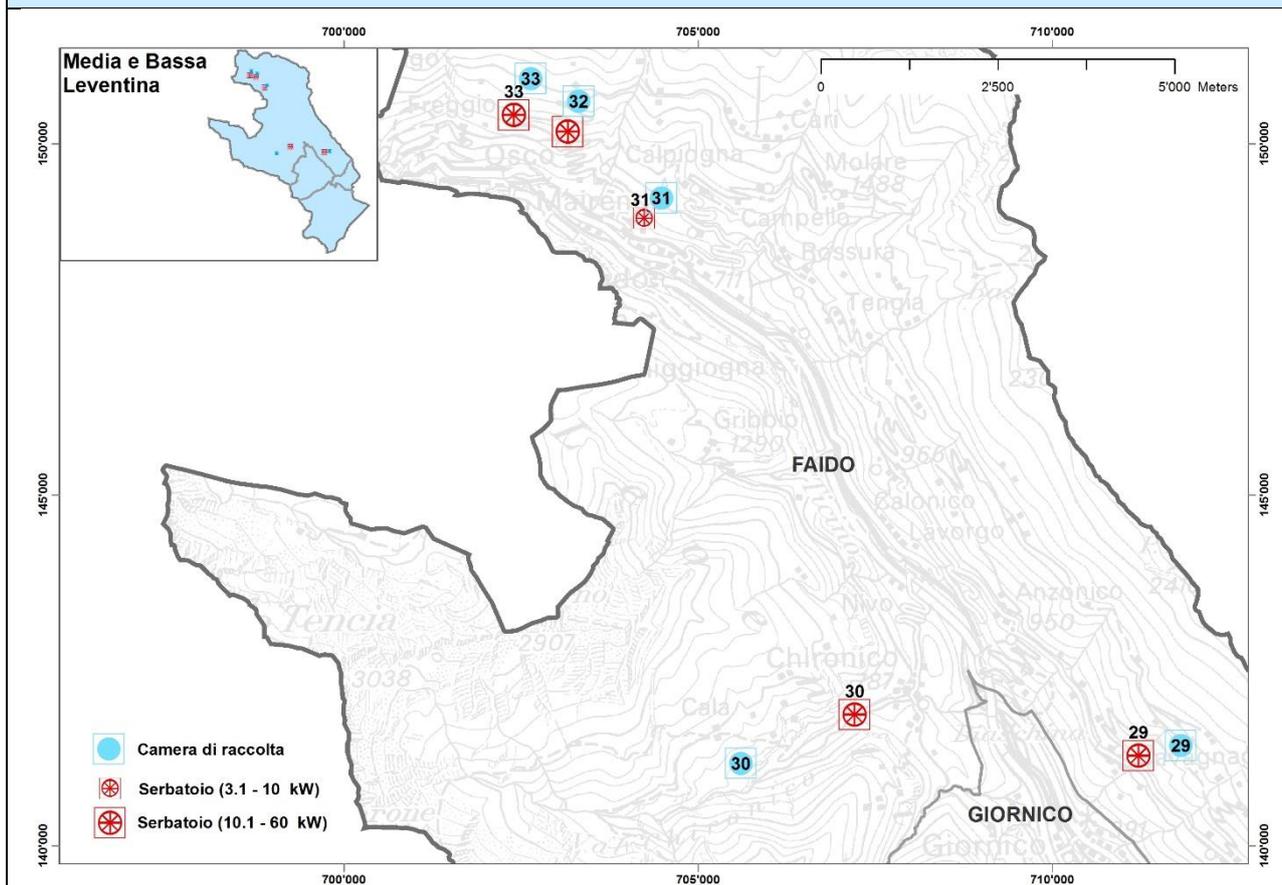
Media e Bassa Leventina



ID caso: 29

| | |
|-------------------------------|--------------|
| Comune: | Faido |
| Camera di partenza: | SP Deiro |
| Serbatoio di arrivo: | SE Cavagnago |
| Quota camera [m s.l.m.]: | 1'440 |
| Quota serbatoio [m s.l.m.]: | 1'090 |
| Dislivello netto [m]: | 315 |
| Portata [l/min]: | 550 |
| Potenza elettrica netta [kW]: | 20.21 |
| Produzione annuale [kWh/a]: | 171'806 |
| Costi d'investimento [CHF] | 1'261'820 |
| Costo dell'energia [cts./kWh] | 39.8 |

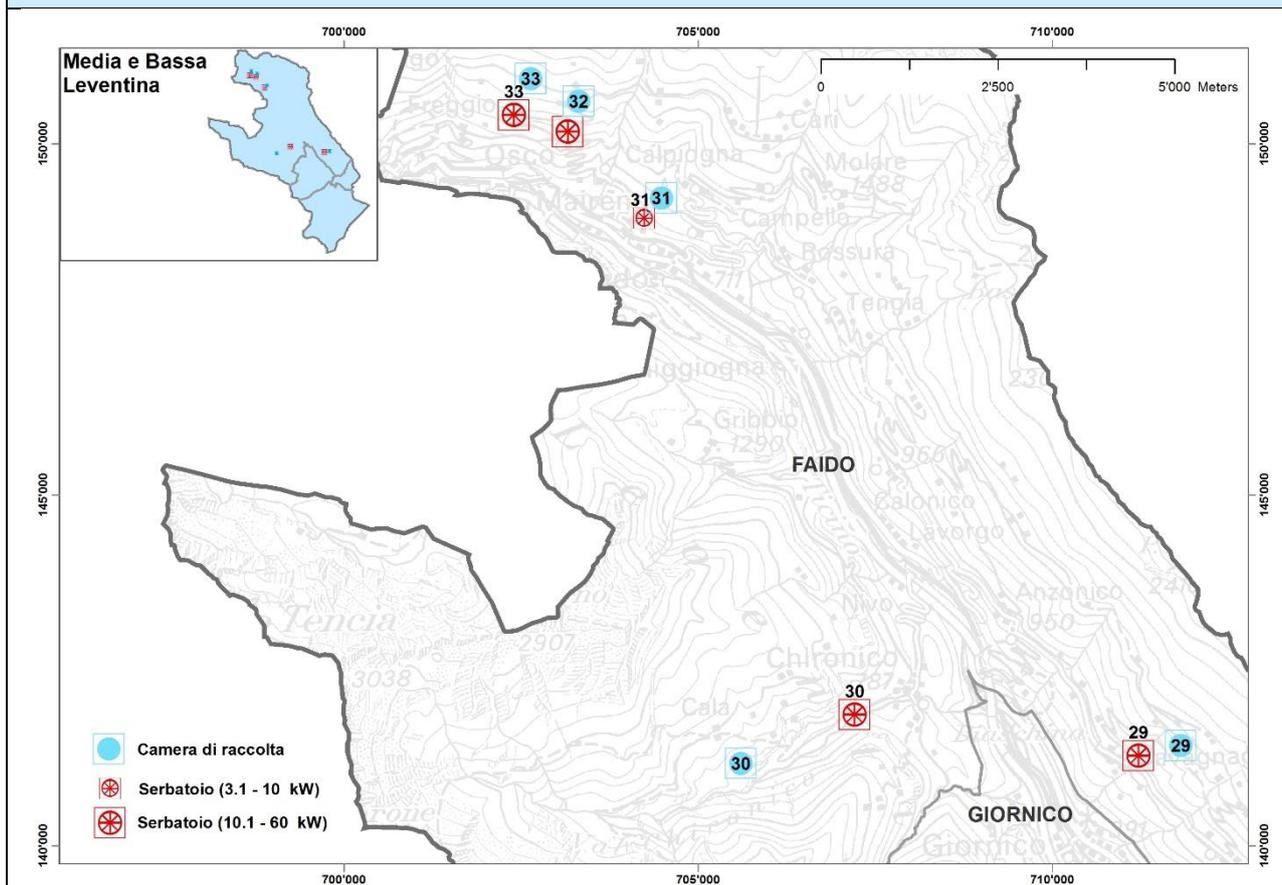
Media e Bassa Leventina



ID caso: 30

| | |
|-------------------------------|-----------|
| Comune: | Faido |
| Camera di partenza: | CA Grom |
| Serbatoio di arrivo: | SP Geire |
| Quota camera [m s.l.m.]: | 1'179 |
| Quota serbatoio [m s.l.m.]: | 810 |
| Dislivello netto [m]: | 332 |
| Portata [l/min]: | 955 |
| Potenza elettrica netta [kW]: | 37.0 |
| Produzione annuale [kWh/a]: | 314'512 |
| Costi d'investimento [CHF] | 1'726'035 |
| Costo dell'energia [cts./kWh] | 29.35 |

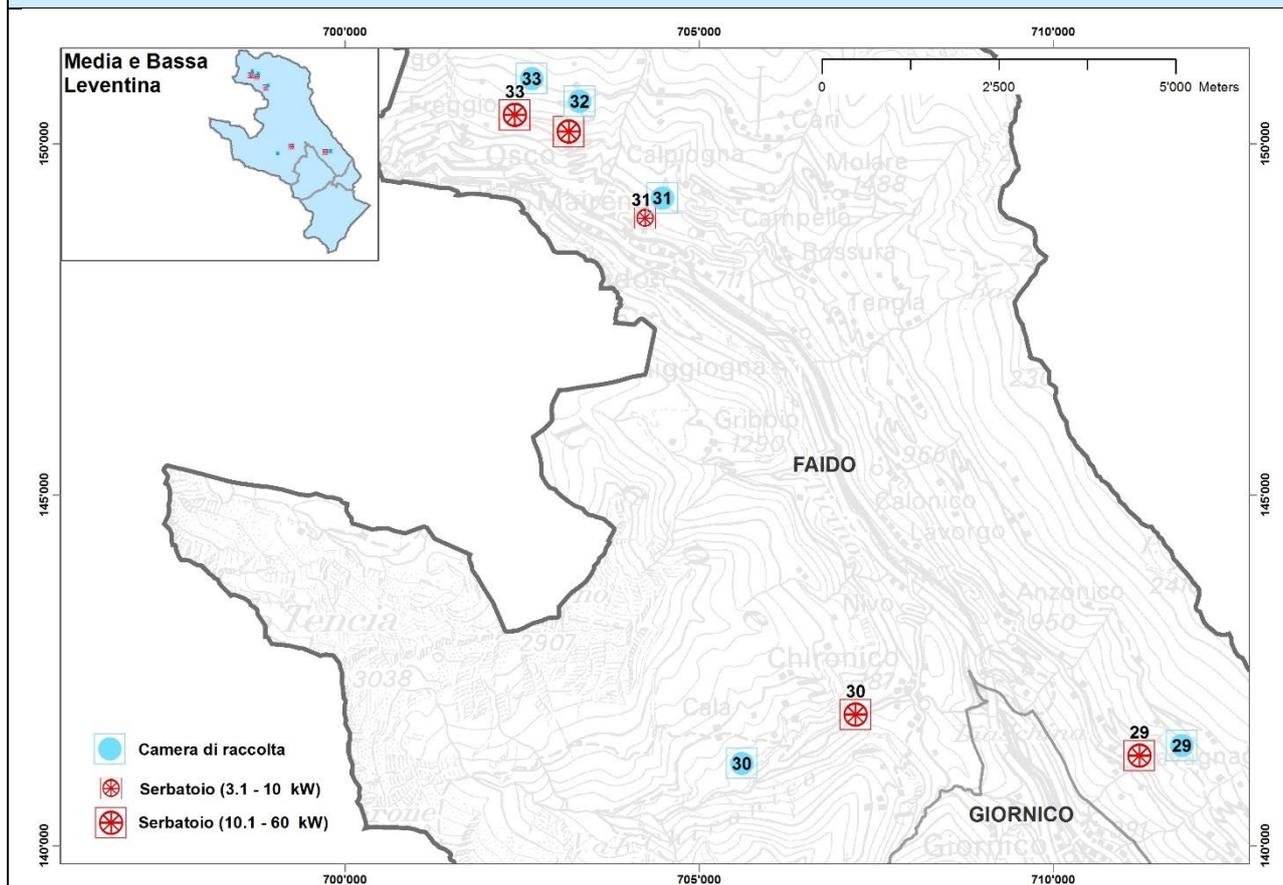
Media e Bassa Leventina



ID caso: 31

| | |
|-------------------------------|---------------|
| Comune: | Faido |
| Camera di partenza: | SO Formigario |
| Serbatoio di arrivo: | SE Formigario |
| Quota camera [m s.l.m.]: | 940 |
| Quota serbatoio [m s.l.m.]: | 840 |
| Dislivello netto [m]: | 85 |
| Portata [l/min]: | 772 |
| Potenza elettrica netta [kW]: | 7.6 |
| Produzione annuale [kWh/a]: | 65'073 |
| Costi d'investimento [CHF] | 340'335 |
| Costo dell'energia [cts./kWh] | 30.00 |

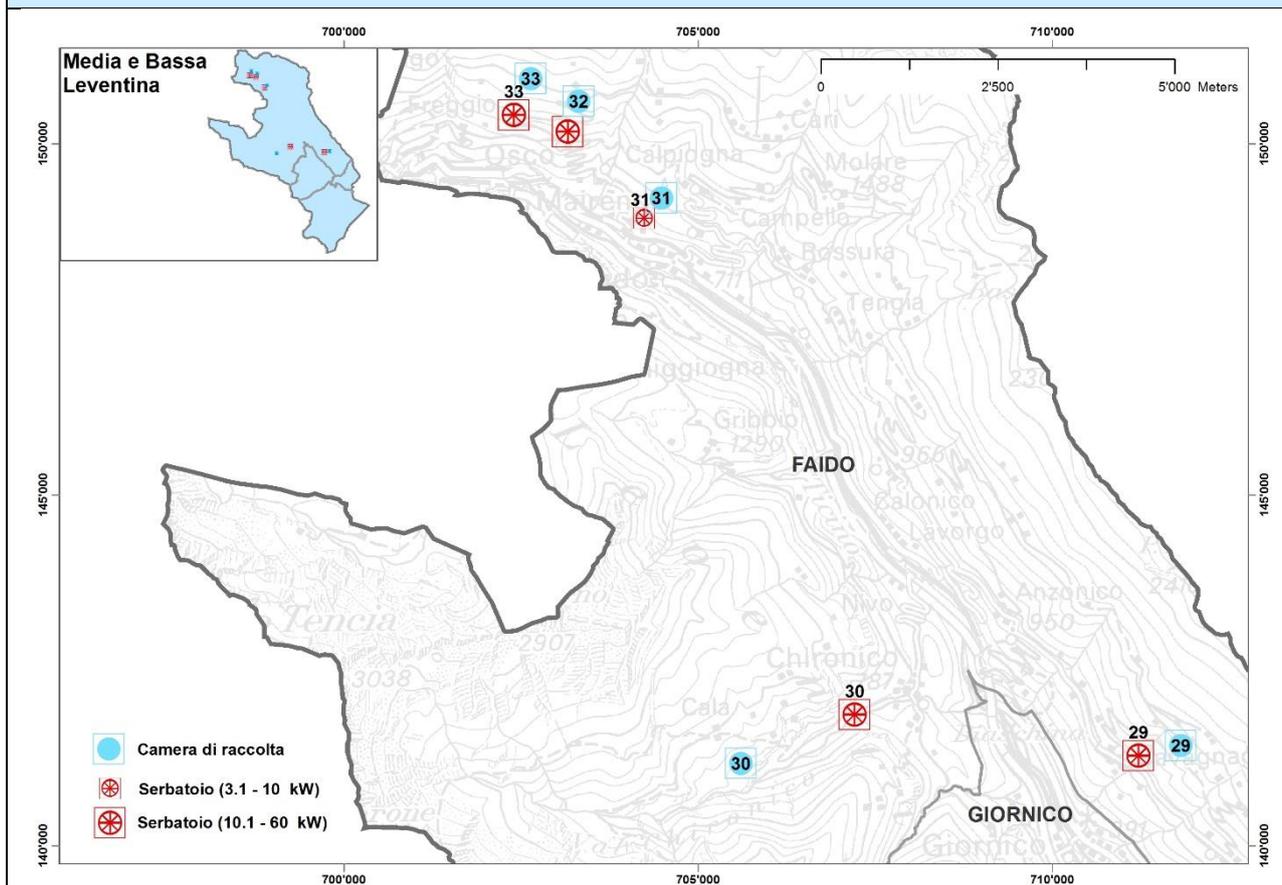
Media e Bassa Leventina



ID caso: 32

| | |
|-------------------------------|------------|
| Comune: | Faido |
| Camera di partenza: | CA Cortino |
| Serbatoio di arrivo: | SE Chingei |
| Quota camera [m s.l.m.]: | 1'450 |
| Quota serbatoio [m s.l.m.]: | 1'230 |
| Dislivello netto [m]: | 198 |
| Portata [l/min]: | 490 |
| Potenza elettrica netta [kW]: | 11.3 |
| Produzione annuale [kWh/a]: | 96'212 |
| Costi d'investimento [CHF] | 799'022 |
| Costo dell'energia [cts./kWh] | 45.1 |

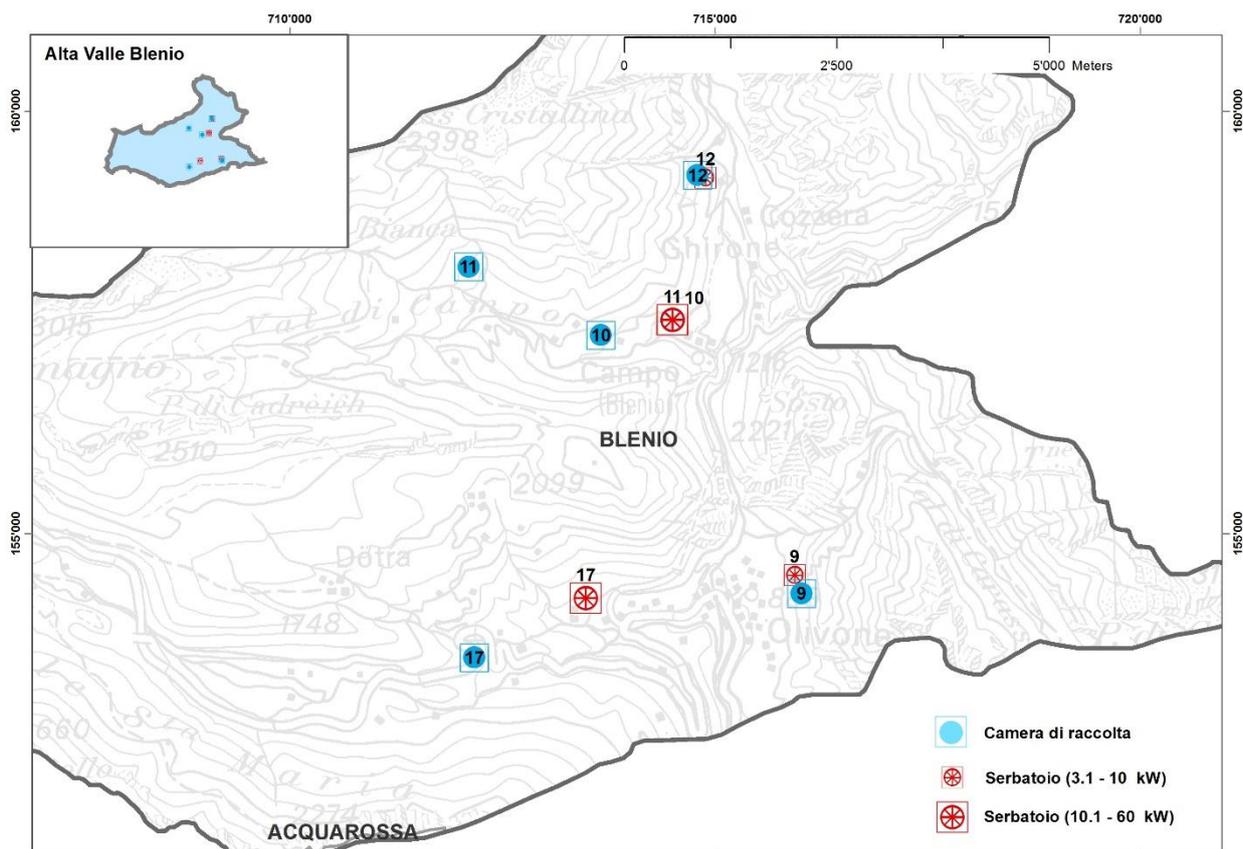
Media e Bassa Leventina



ID caso: 33

| | |
|-------------------------------|-----------|
| Comune: | Faido |
| Camera di partenza: | CA4 Faido |
| Serbatoio di arrivo: | SE Vigerà |
| Quota camera [m s.l.m.]: | 1'510 |
| Quota serbatoio [m s.l.m.]: | 1'250 |
| Dislivello netto [m]: | 234 |
| Portata [l/min]: | 425 |
| Potenza elettrica netta [kW]: | 11.60 |
| Produzione annuale [kWh/a]: | 98'621 |
| Costi d'investimento [CHF] | 896'680 |
| Costo dell'energia [cts./kWh] | 49.69 |

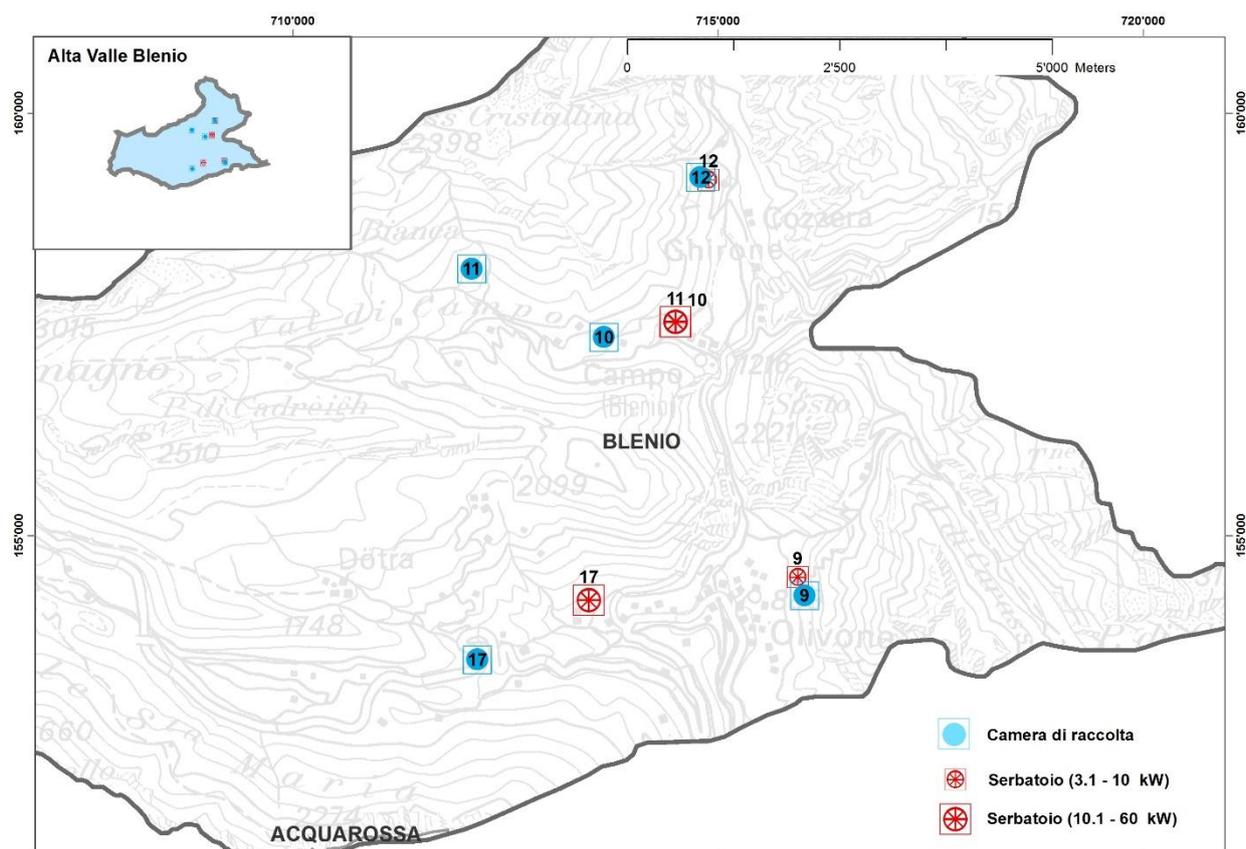
Alta Valle Blenio



ID caso: 9

| | |
|-------------------------------|--------------|
| Comune: | Blenio |
| Camera di partenza: | CA1 Ri d'Com |
| Serbatoio di arrivo: | SE1 Marzano |
| Quota camera [m s.l.m.]: | 1'140 |
| Quota serbatoio [m s.l.m.]: | 1'045 |
| Dislivello netto [m]: | 80 |
| Portata [l/min]: | 596 |
| Potenza elettrica netta [kW]: | 5.6 |
| Produzione annuale [kWh/a]: | 47'726 |
| Costi d'investimento [CHF] | 295'589 |
| Costo dell'energia [cts./kWh] | 33.6 |

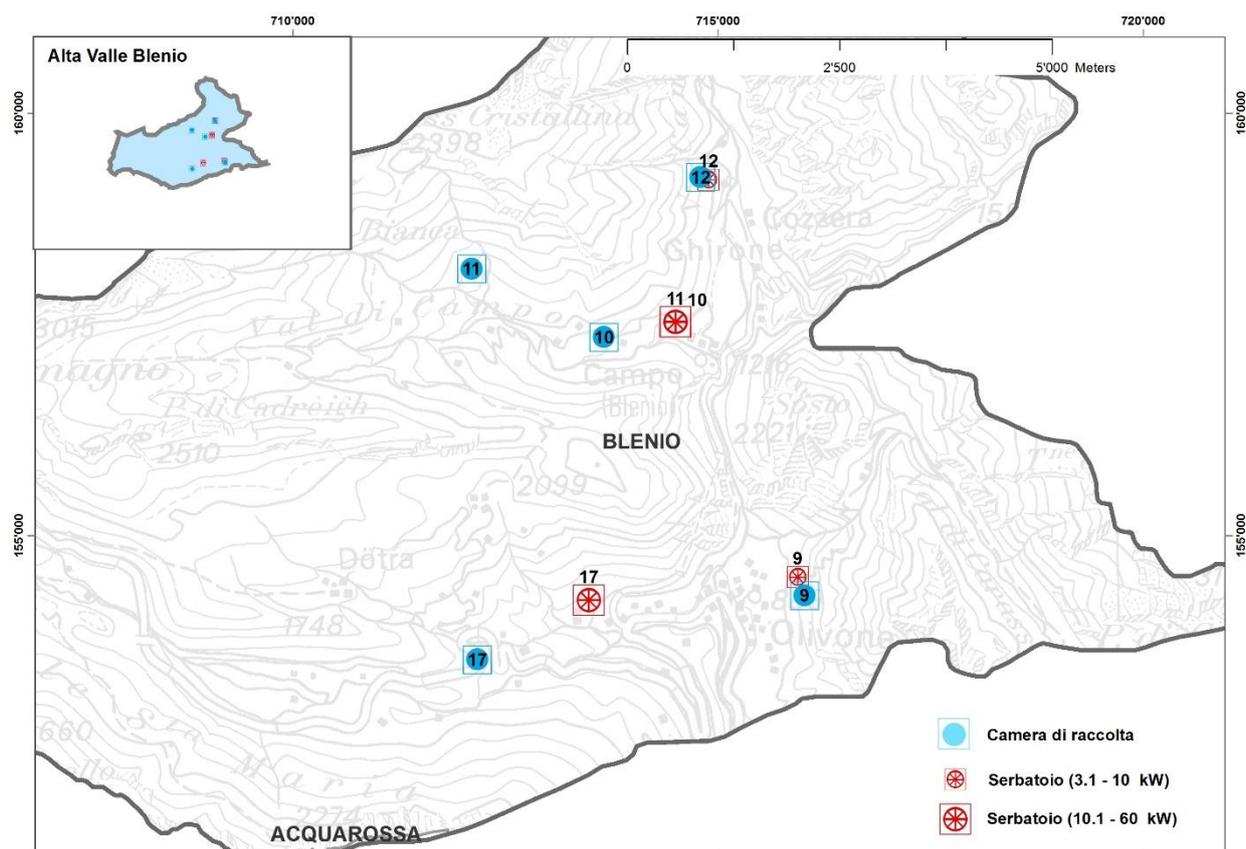
Alta Valle Blenio



ID caso: 10

| | |
|-------------------------------|---------------|
| Comune: | Blenio |
| Camera di partenza: | CA8 Calcarida |
| Serbatoio di arrivo: | SE3 Pianchera |
| Quota camera [m s.l.m.]: | 1'415 |
| Quota serbatoio [m s.l.m.]: | 1'305 |
| Dislivello netto [m]: | 93 |
| Portata [l/min]: | 1'000 |
| Potenza elettrica netta [kW]: | 10.9 |
| Produzione annuale [kWh/a]: | 92'721 |
| Costi d'investimento [CHF] | 243'037 |
| Costo dell'energia [cts./kWh] | 16.6 |

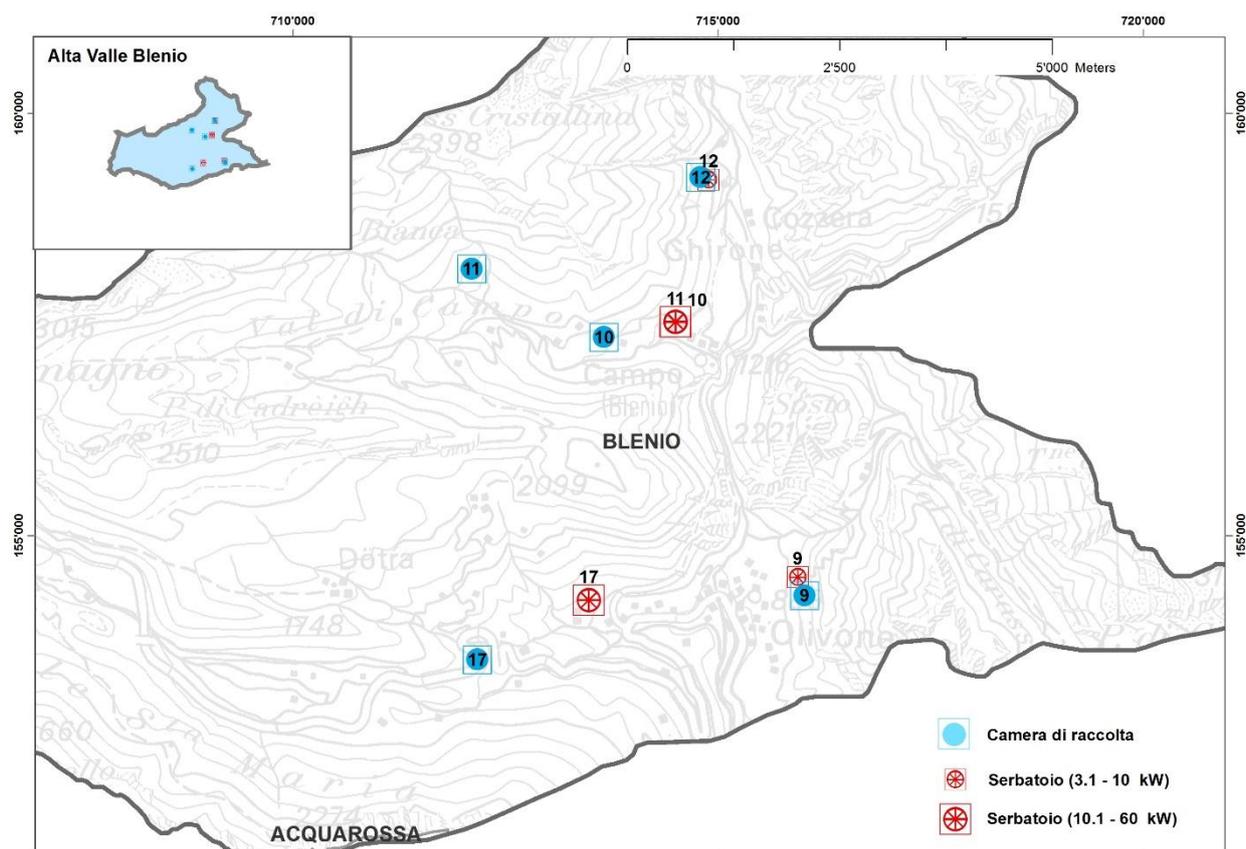
Alta Valle Blenio



ID caso: 11

| | |
|-------------------------------|---------------|
| Comune: | Blenio |
| Camera di partenza: | CA4 Scengio |
| Serbatoio di arrivo: | SE3 Pianchera |
| Quota camera [m s.l.m.]: | 1'660 |
| Quota serbatoio [m s.l.m.]: | 1'305 |
| Dislivello netto [m]: | 319 |
| Portata [l/min]: | 1'600 |
| Potenza elettrica netta [kW]: | 59.6 |
| Produzione annuale [kWh/a]: | 506'940 |
| Costi d'investimento [CHF] | 2'508'355 |
| Costo dell'energia [cts./kWh] | 26.5 |

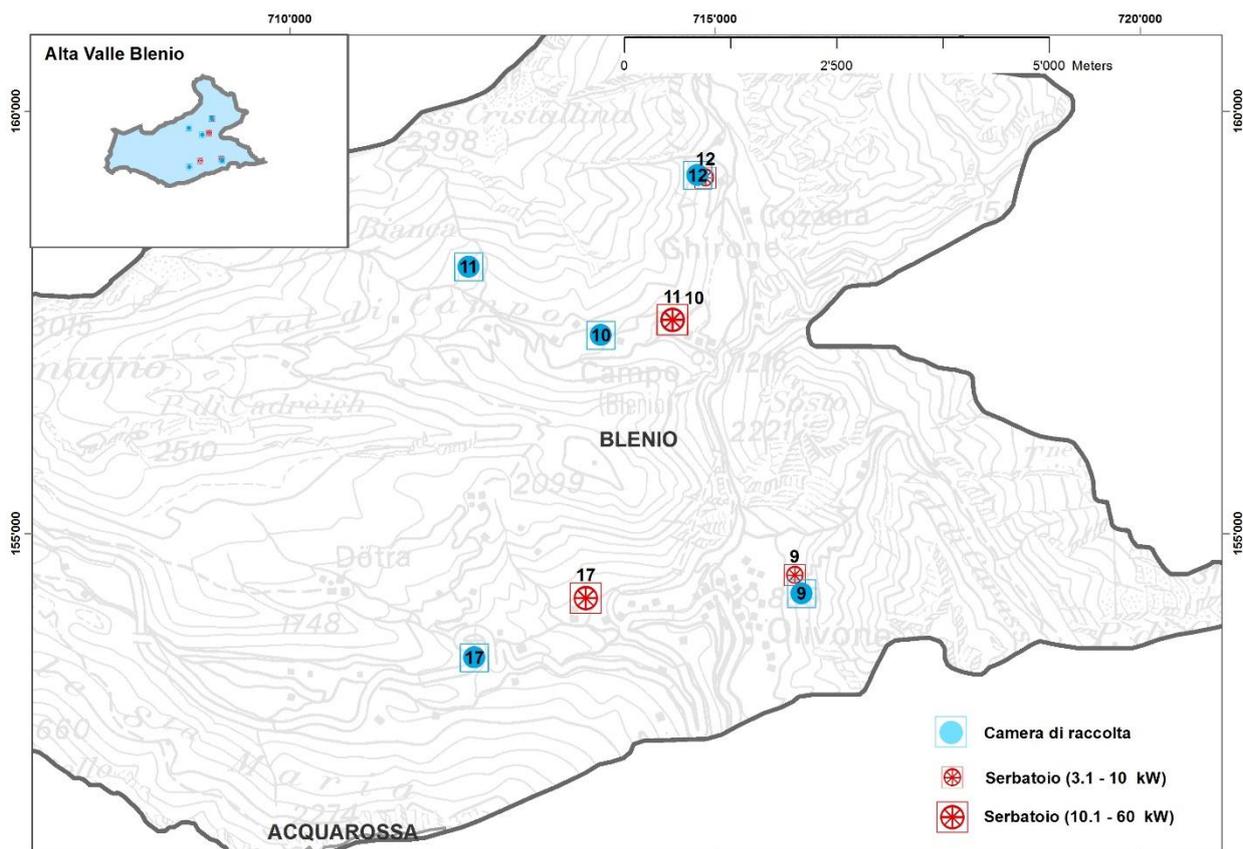
Alta Valle Blenio



ID caso: 12

| | |
|-------------------------------|---------------|
| Comune: | Blenio |
| Camera di partenza: | CA1 Magordino |
| Serbatoio di arrivo: | SE1 Surtaren |
| Quota camera [m s.l.m.]: | 1'417 |
| Quota serbatoio [m s.l.m.]: | 1'355 |
| Dislivello netto [m]: | 52 |
| Portata [l/min]: | 500 |
| Potenza elettrica netta [kW]: | 3.1 |
| Produzione annuale [kWh/a]: | 26'130 |
| Costi d'investimento [CHF] | 110'383 |
| Costo dell'energia [cts./kWh] | 24.11 |

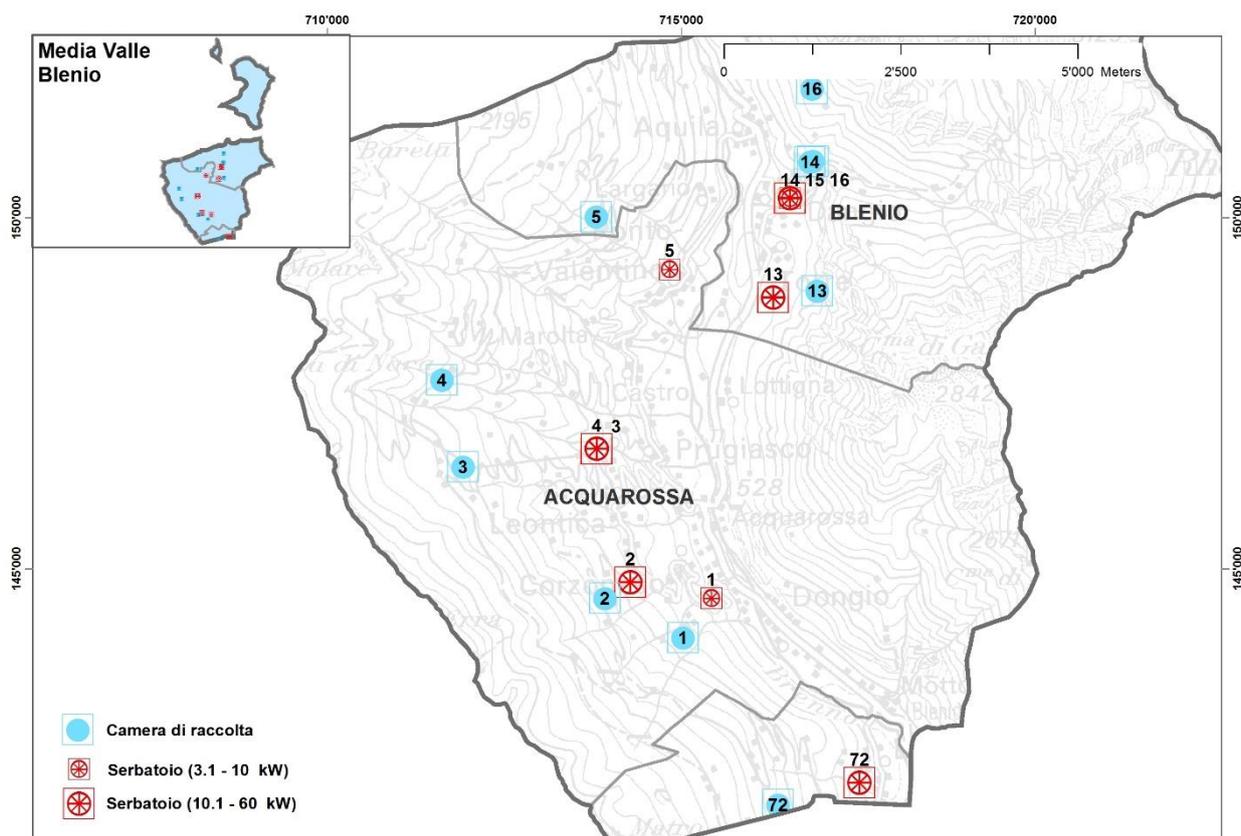
Alta Valle Blenio



ID caso: 17

| | |
|-------------------------------|----------------|
| Comune: | Blenio |
| Camera di partenza: | SE2 Bigorio |
| Serbatoio di arrivo: | SE3 Sommascona |
| Quota camera [m s.l.m.]: | 1'345 |
| Quota serbatoio [m s.l.m.]: | 1'030 |
| Dislivello netto [m]: | 283 |
| Portata [l/min]: | 1263.6 |
| Potenza elettrica netta [kW]: | 41.7 |
| Produzione annuale [kWh/a]: | 355'245 |
| Costi d'investimento [CHF] | 991'760 |
| Costo dell'energia [cts./kWh] | 15.53 |

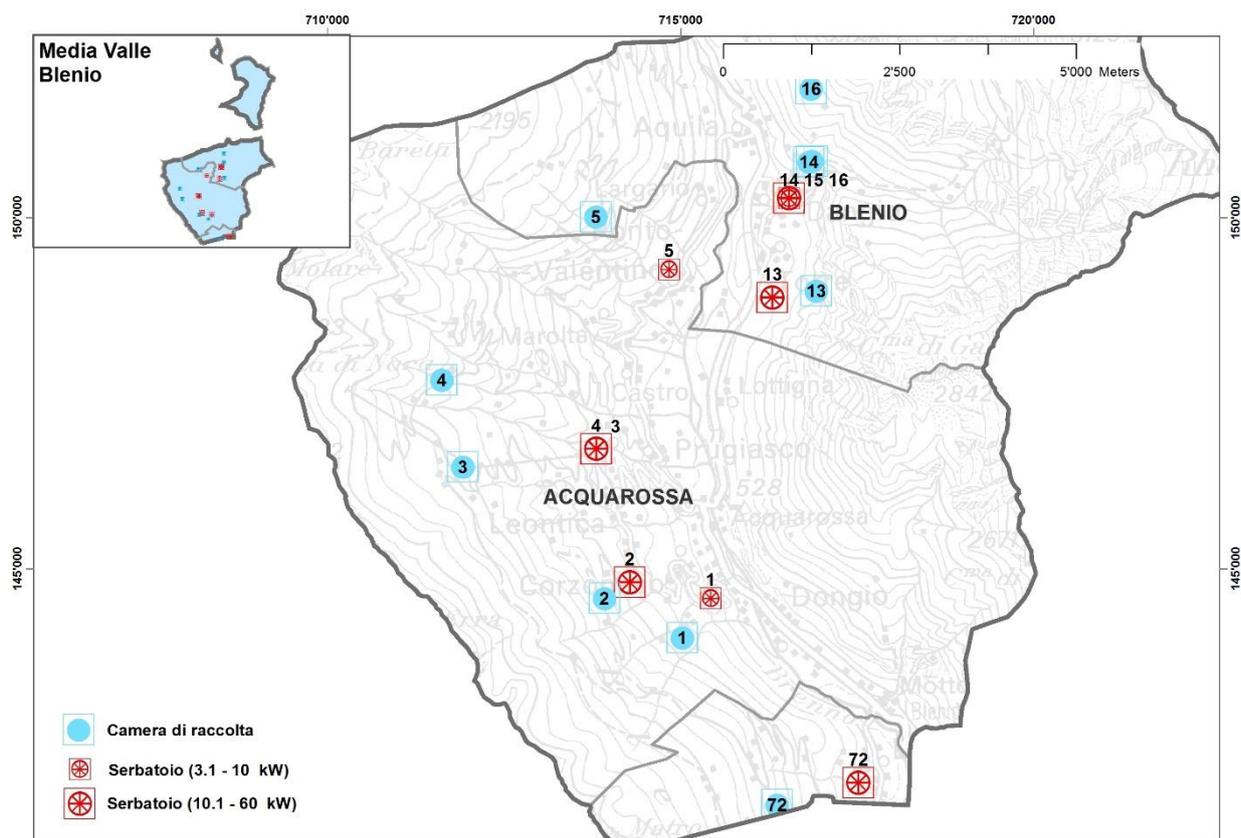
Media Valle Blenio



ID caso: 3

| | |
|-------------------------------|------------------|
| Comune: | Acquarossa |
| Camera di partenza: | CA Fontai |
| Serbatoio di arrivo: | SE posteggi Nara |
| Quota camera [m s.l.m.]: | 1'490 |
| Quota serbatoio [m s.l.m.]: | 945 |
| Dislivello netto [m]: | 490 |
| Portata [l/min]: | 500 |
| Potenza elettrica netta [kW]: | 28.6 |
| Produzione annuale [kWh/a]: | 243'206 |
| Costi d'investimento [CHF] | 1'916'875 |
| Costo dell'energia [cts./kWh] | 42.1 |

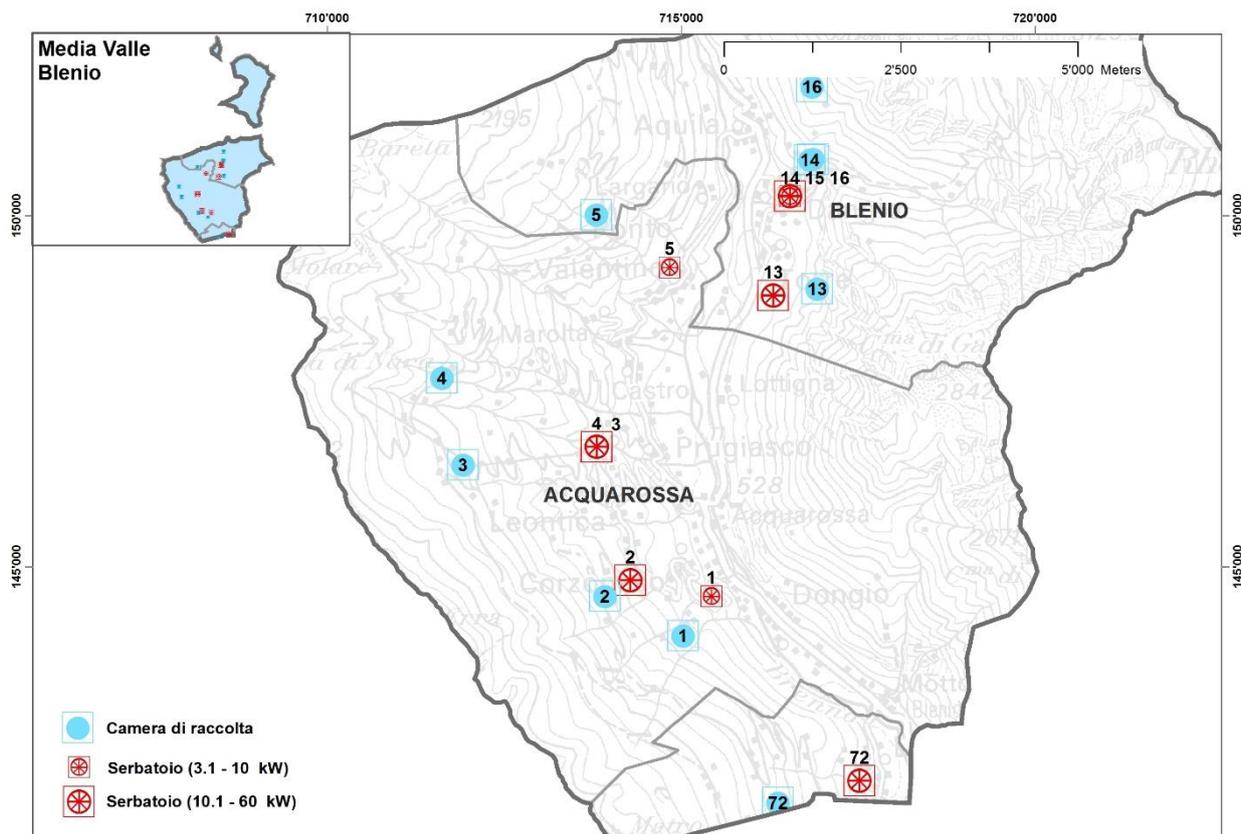
Media Valle Blenio



ID caso: 2

| | |
|-------------------------------|--|
| Comune: | Acquarossa |
| Camera di partenza: | SO Rusgia |
| Serbatoio di arrivo: | SE Predasc* (possibilità che sia prevista) |
| Quota camera [m s.l.m.]: | 1'110 |
| Quota serbatoio [m s.l.m.]: | 917 |
| Dislivello netto [m]: | 173 |
| Portata [l/min]: | 500 |
| Potenza elettrica netta [kW]: | 10.1 |
| Produzione annuale [kWh/a]: | 86'126 |
| Costi d'investimento [CHF] | 259'295 |
| Costo dell'energia [cts./kWh] | 17.9 |

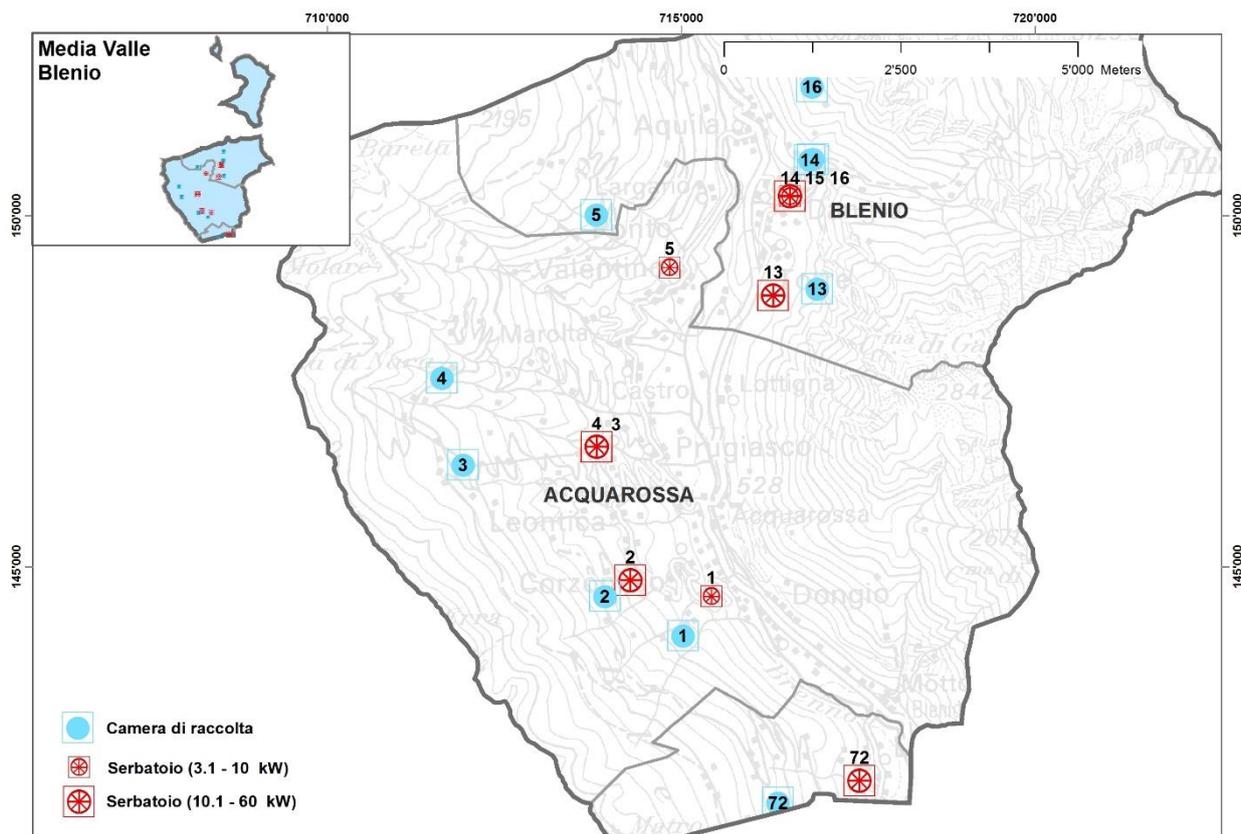
Media Valle Blenio



ID caso: 1

| | |
|-------------------------------|-------------|
| Comune: | Acquarossa |
| Camera di partenza: | SO Ponzella |
| Serbatoio di arrivo: | SE Riveira |
| Quota camera [m s.l.m.]: | 860 |
| Quota serbatoio [m s.l.m.]: | 630 |
| Dislivello netto [m]: | 195 |
| Portata [l/min]: | 280 |
| Potenza elettrica netta [kW]: | 6.4 |
| Produzione annuale [kWh/a]: | 54'284 |
| Costi d'investimento [CHF] | 377'111 |
| Costo dell'energia [cts./kWh] | 38.6 |

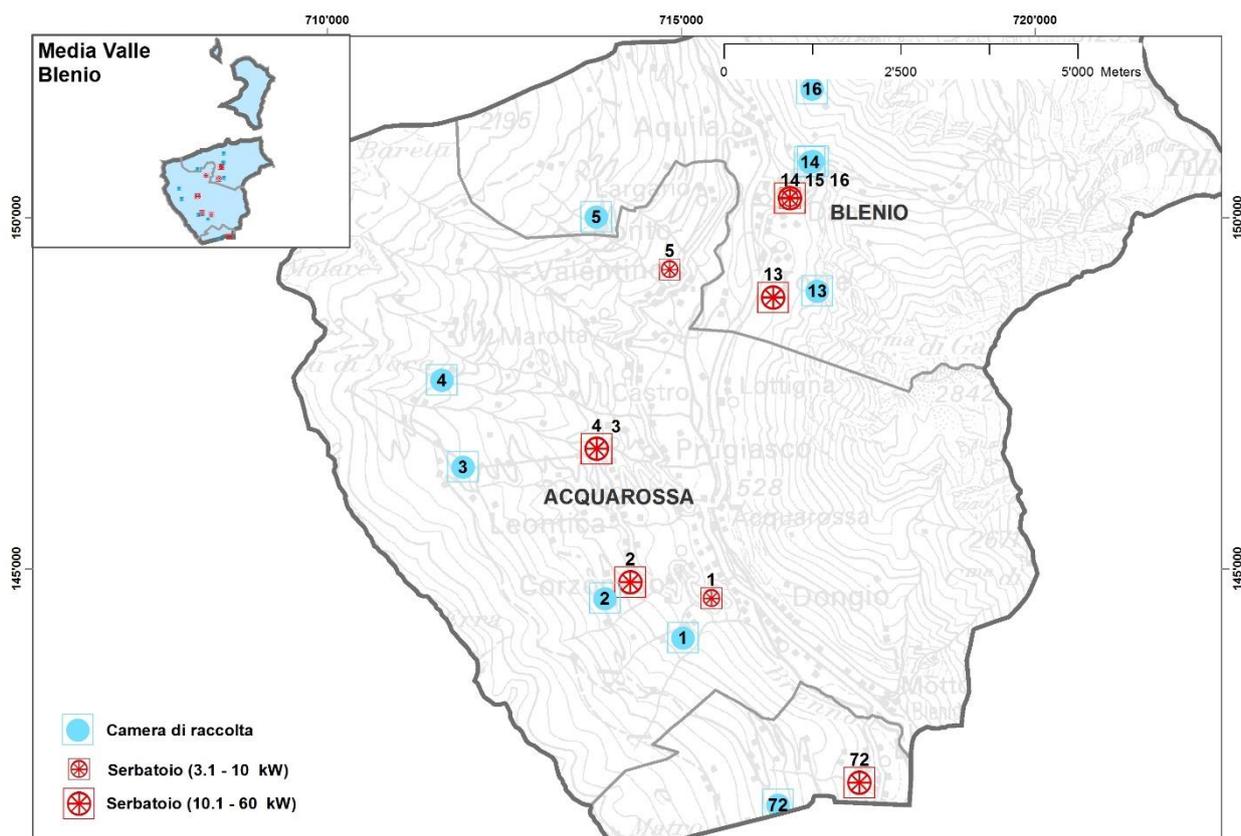
Media Valle Blenio



ID caso: 4

| | |
|-------------------------------|------------------|
| Comune: | Acquarossa |
| Camera di partenza: | SO Pianezza |
| Serbatoio di arrivo: | SE Posteggi Nara |
| Quota camera [m s.l.m.]: | 1'506 |
| Quota serbatoio [m s.l.m.]: | 945 |
| Dislivello netto [m]: | 476 |
| Portata [l/min]: | 750 |
| Potenza elettrica netta [kW]: | 41.7 |
| Produzione annuale [kWh/a]: | 354'657 |
| Costi d'investimento [CHF] | 2'381'460 |
| Costo dell'energia [cts./kWh] | 35.8 |

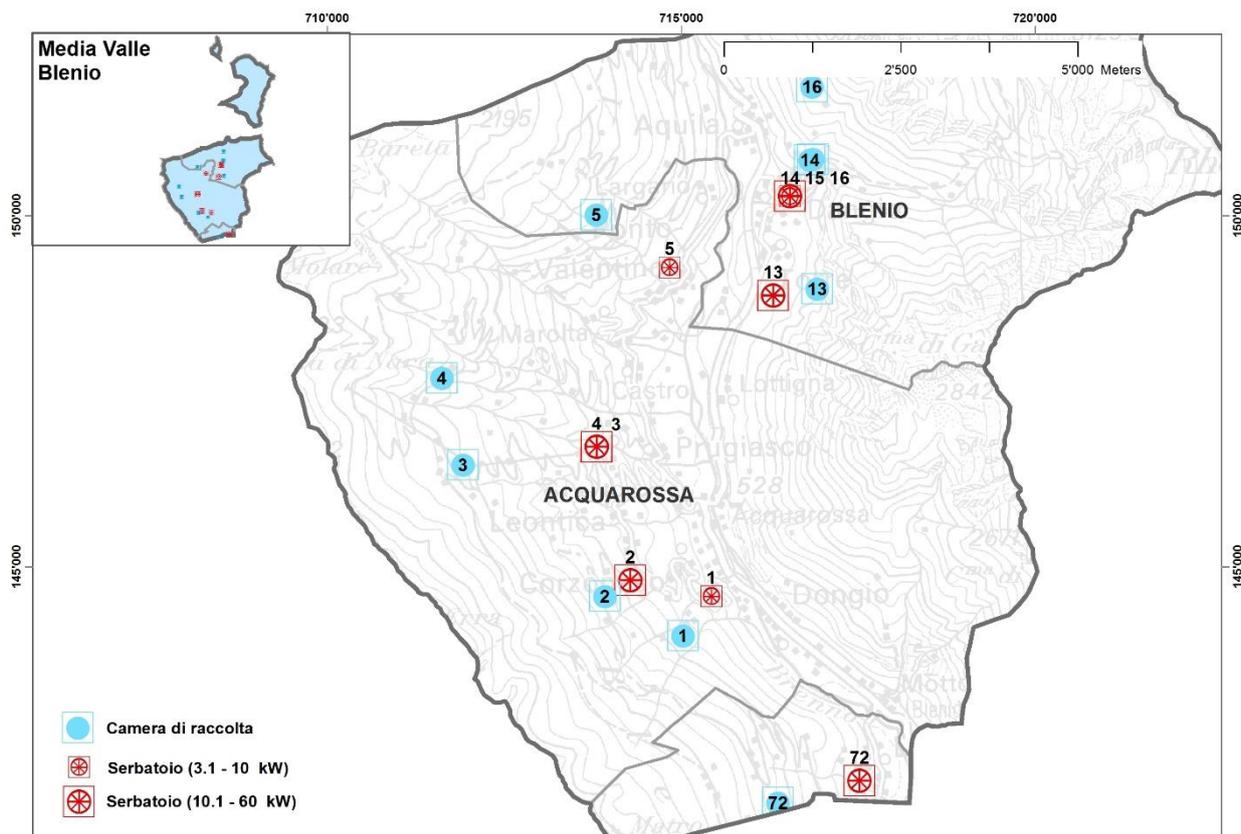
Media Valle Blenio



ID caso: 5

| | |
|-------------------------------|---------------|
| Comune: | Acquarossa |
| Camera di partenza: | SE Campagnora |
| Serbatoio di arrivo: | SE Sciarisil |
| Quota camera [m s.l.m.]: | 1'442 |
| Quota serbatoio [m s.l.m.]: | 794 |
| Dislivello netto [m]: | 550 |
| Portata [l/min]: | 62 |
| Potenza elettrica netta [kW]: | 3.98 |
| Produzione annuale [kWh/a]: | 33'865 |
| Costi d'investimento [CHF] | 2'619'078 |
| Costo dell'energia [cts./kWh] | 408.5 |

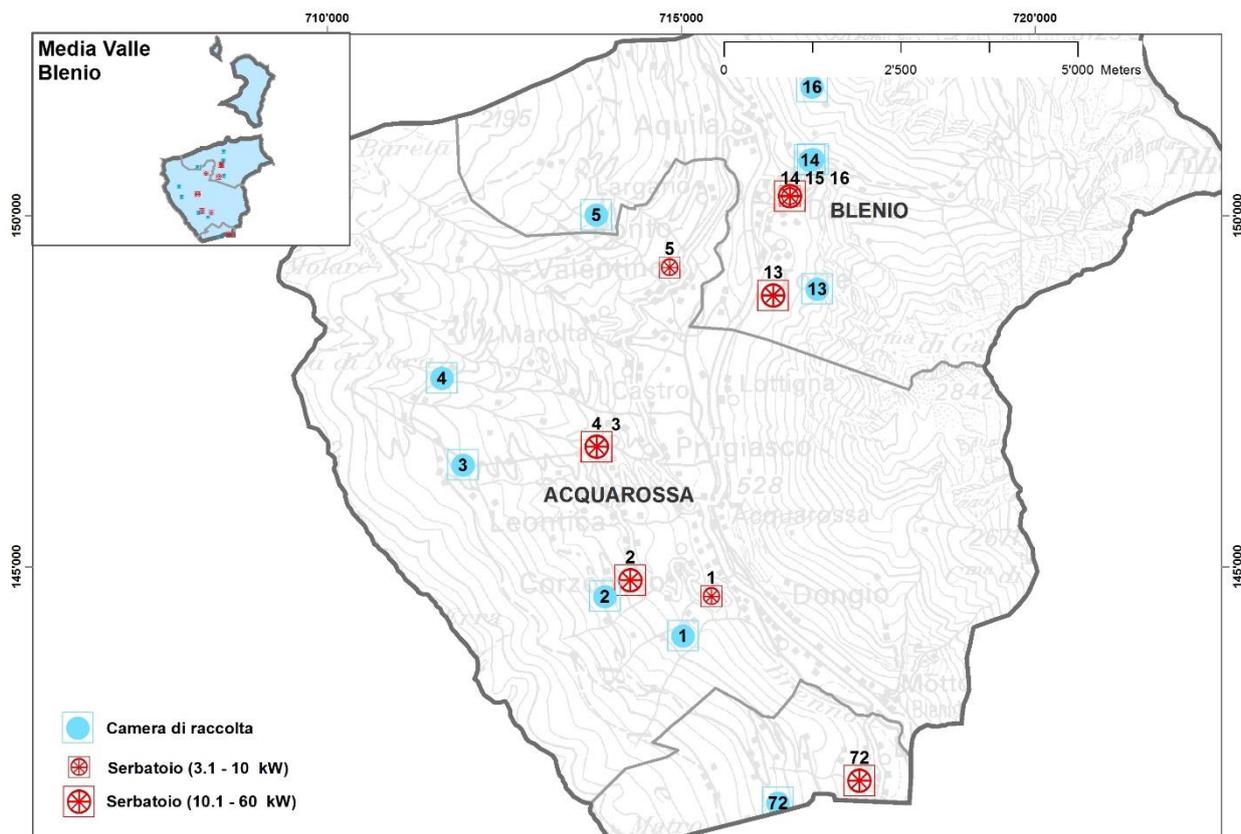
Media Valle Blenio



ID caso: 13

| | |
|-------------------------------|----------------|
| Comune: | Blenio |
| Camera di partenza: | SO Ofible |
| Serbatoio di arrivo: | SE3 Cima Norma |
| Quota camera [m s.l.m.]: | 995 |
| Quota serbatoio [m s.l.m.]: | 855 |
| Dislivello netto [m]: | 119 |
| Portata [l/min]: | 800 |
| Potenza elettrica netta [kW]: | 11.1 |
| Produzione annuale [kWh/a]: | 94'407 |
| Costi d'investimento [CHF] | 257'313 |
| Costo dell'energia [cts./kWh] | 16.03 |

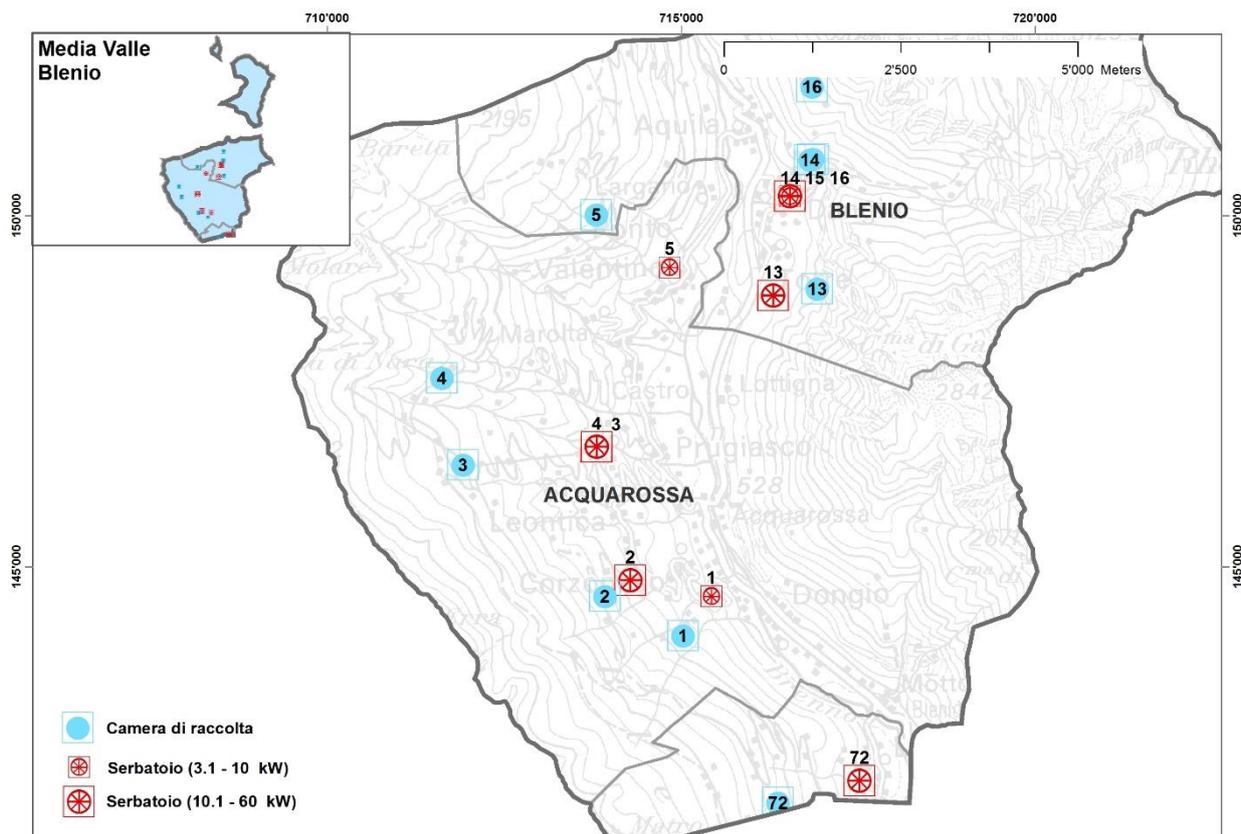
Media Valle Blenio



ID caso: 14

| | |
|-------------------------------|-----------------|
| Comune: | Blenio |
| Camera di partenza: | CA1 Pradoir |
| Serbatoio di arrivo: | SE Dangio Faria |
| Quota camera [m s.l.m.]: | 1'000 |
| Quota serbatoio [m s.l.m.]: | 861 |
| Dislivello netto [m]: | 118 |
| Portata [l/min]: | 666 |
| Potenza elettrica netta [kW]: | 9.2 |
| Produzione annuale [kWh/a]: | 78'032 |
| Costi d'investimento [CHF] | 182'887 |
| Costo dell'energia [cts./kWh] | 14.23 |

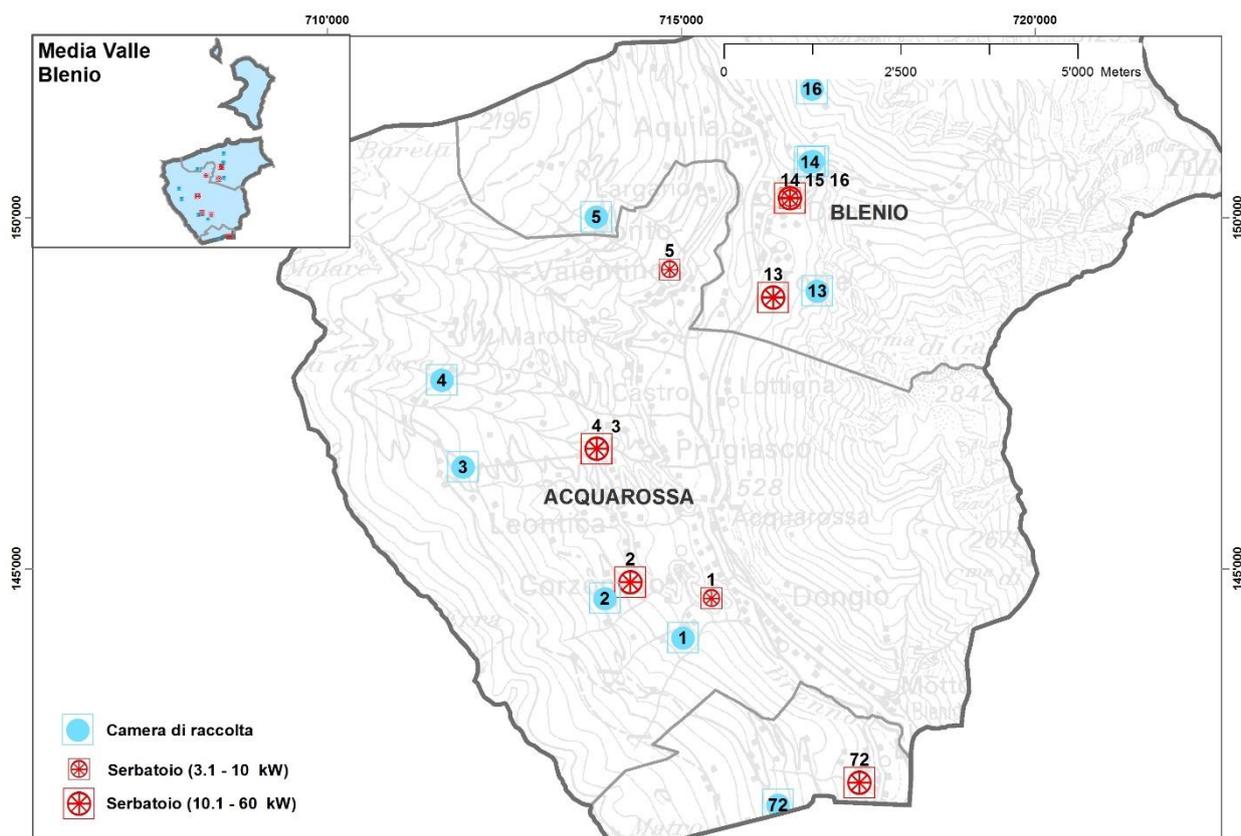
Media Valle Blenio



ID caso: 15

| | |
|-------------------------------|-----------------|
| Comune: | Blenio |
| Camera di partenza: | SE Dangio Tana |
| Serbatoio di arrivo: | SE Dangio Faria |
| Quota camera [m s.l.m.]: | 1'085 |
| Quota serbatoio [m s.l.m.]: | 861 |
| Dislivello netto [m]: | 190 |
| Portata [l/min]: | 666 |
| Potenza elettrica netta [kW]: | 14.8 |
| Produzione annuale [kWh/a]: | 125'750 |
| Costi d'investimento [CHF] | 478'458 |
| Costo dell'energia [cts./kWh] | 21.24 |

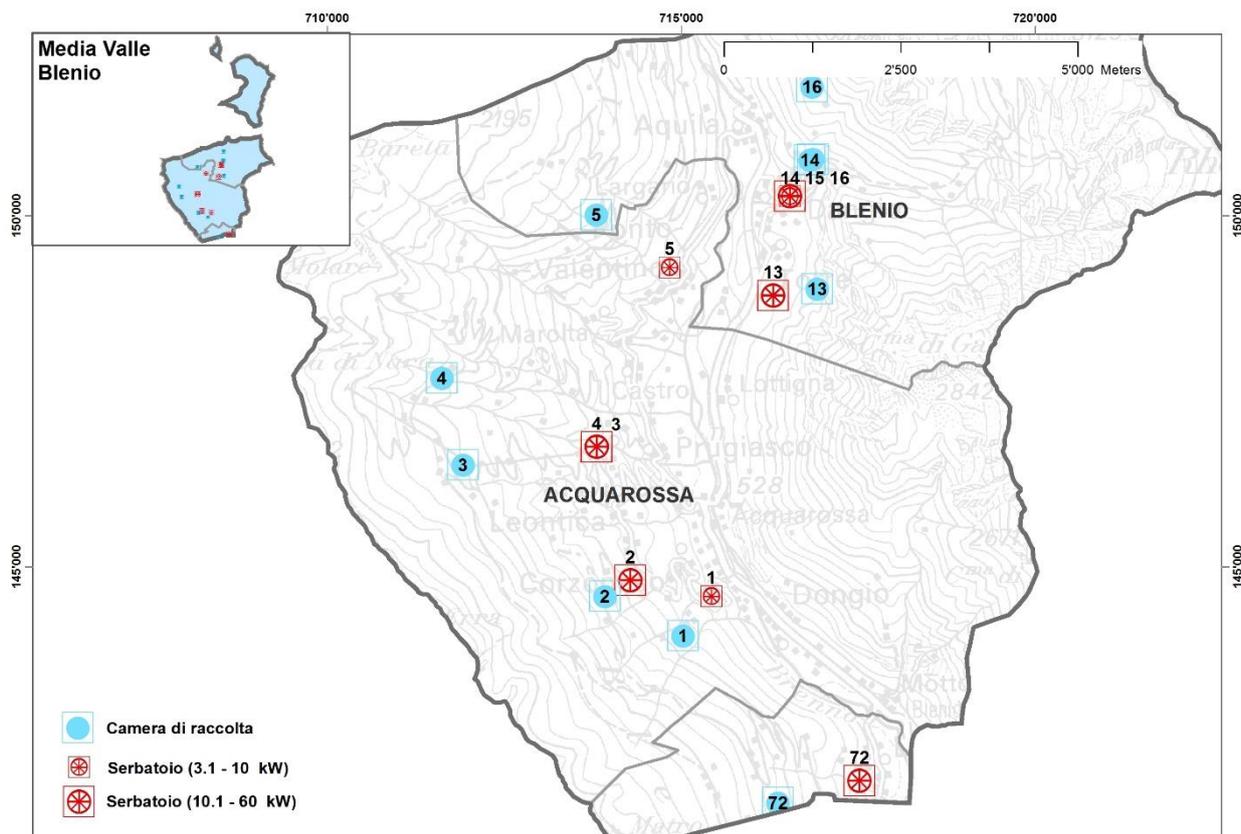
Media Valle Blenio



ID caso: 16

| | |
|-------------------------------|-----------------|
| Comune: | Blenio |
| Camera di partenza: | SO Pradoir |
| Serbatoio di arrivo: | SE Dangio Faria |
| Quota camera [m s.l.m.]: | 1'452 |
| Quota serbatoio [m s.l.m.]: | 861 |
| Dislivello netto [m]: | 531 |
| Portata [l/min]: | 666 |
| Potenza elettrica netta [kW]: | 41.3 |
| Produzione annuale [kWh/a]: | 351'293 |
| Costi d'investimento [CHF] | 1'745'745 |
| Costo dell'energia [cts./kWh] | 20.97 |

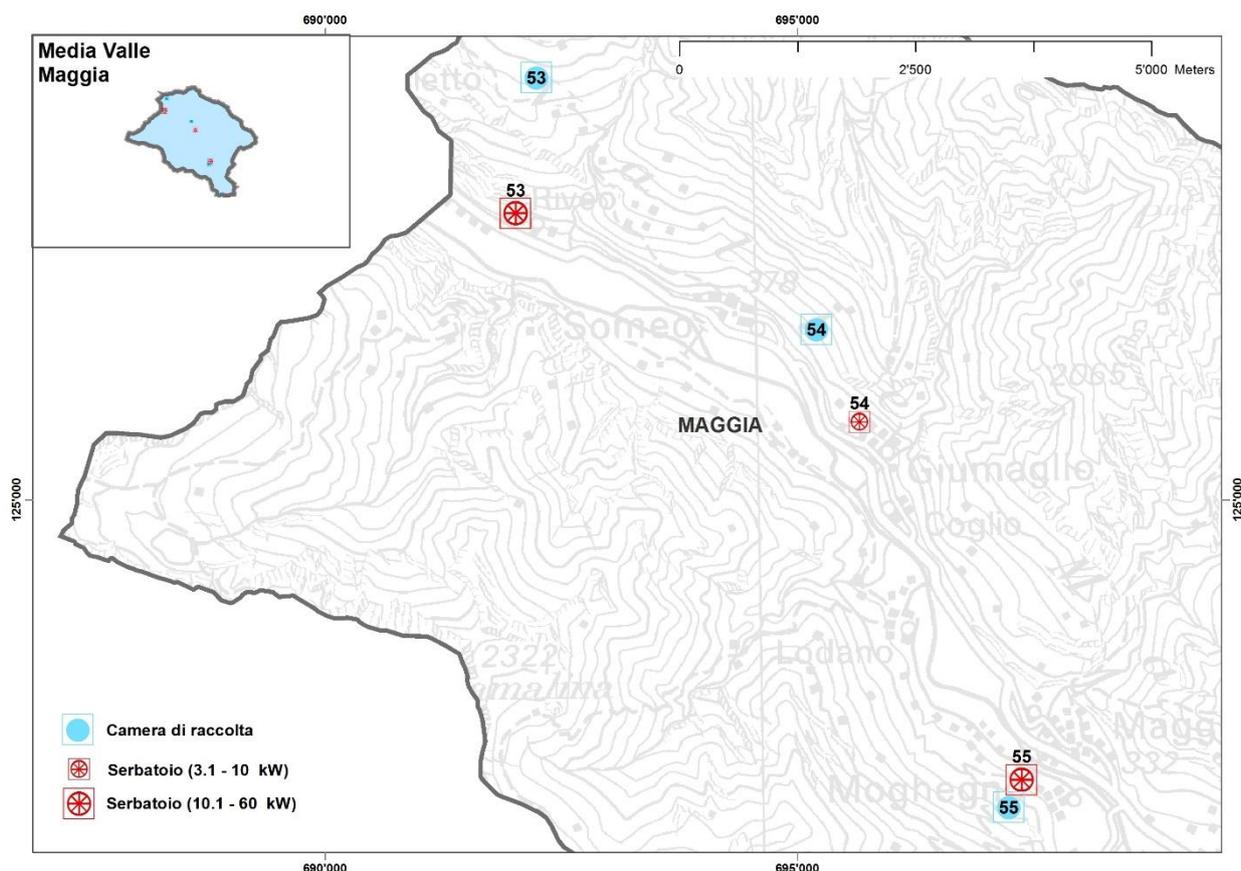
Media Valle Blenio



ID caso: 72

| | |
|-------------------------------|----------------|
| Comune: | Serravalle |
| Camera di partenza: | SO Cascinella |
| Serbatoio di arrivo: | SE Monda Secca |
| Quota camera [m s.l.m.]: | 1'075 |
| Quota serbatoio [m s.l.m.]: | 540 |
| Dislivello netto [m]: | 481 |
| Portata [l/min]: | 308 |
| Potenza elettrica netta [kW]: | 17.3 |
| Produzione annuale [kWh/a]: | 147'066 |
| Costi d'investimento [CHF] | 981'800 |
| Costo dell'energia [cts./kWh] | 36.51 |

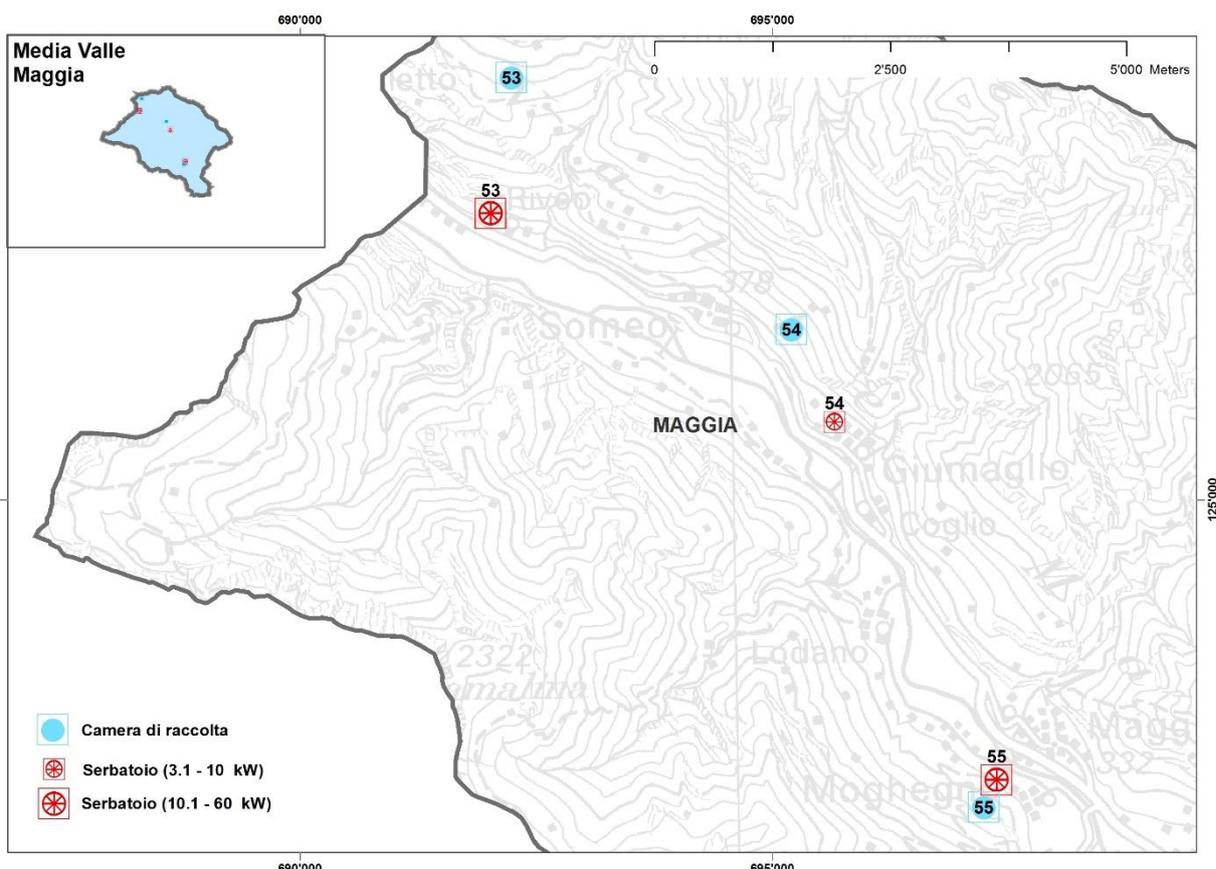
Media Valle Maggia



ID caso: 53

| | |
|-------------------------------|------------|
| Comune: | Maggia |
| Camera di partenza: | SO Maggia1 |
| Serbatoio di arrivo: | SE Riveo |
| Quota camera [m s.l.m.]: | 1'405 |
| Quota serbatoio [m s.l.m.]: | 440 |
| Dislivello netto [m]: | 820 |
| Portata [l/min]: | 201 |
| Potenza elettrica netta [kW]: | 19.2 |
| Produzione annuale [kWh/a]: | 163'496 |
| Costi d'investimento [CHF] | 1'729'584 |
| Costo dell'energia [cts./kWh] | 55.96 |

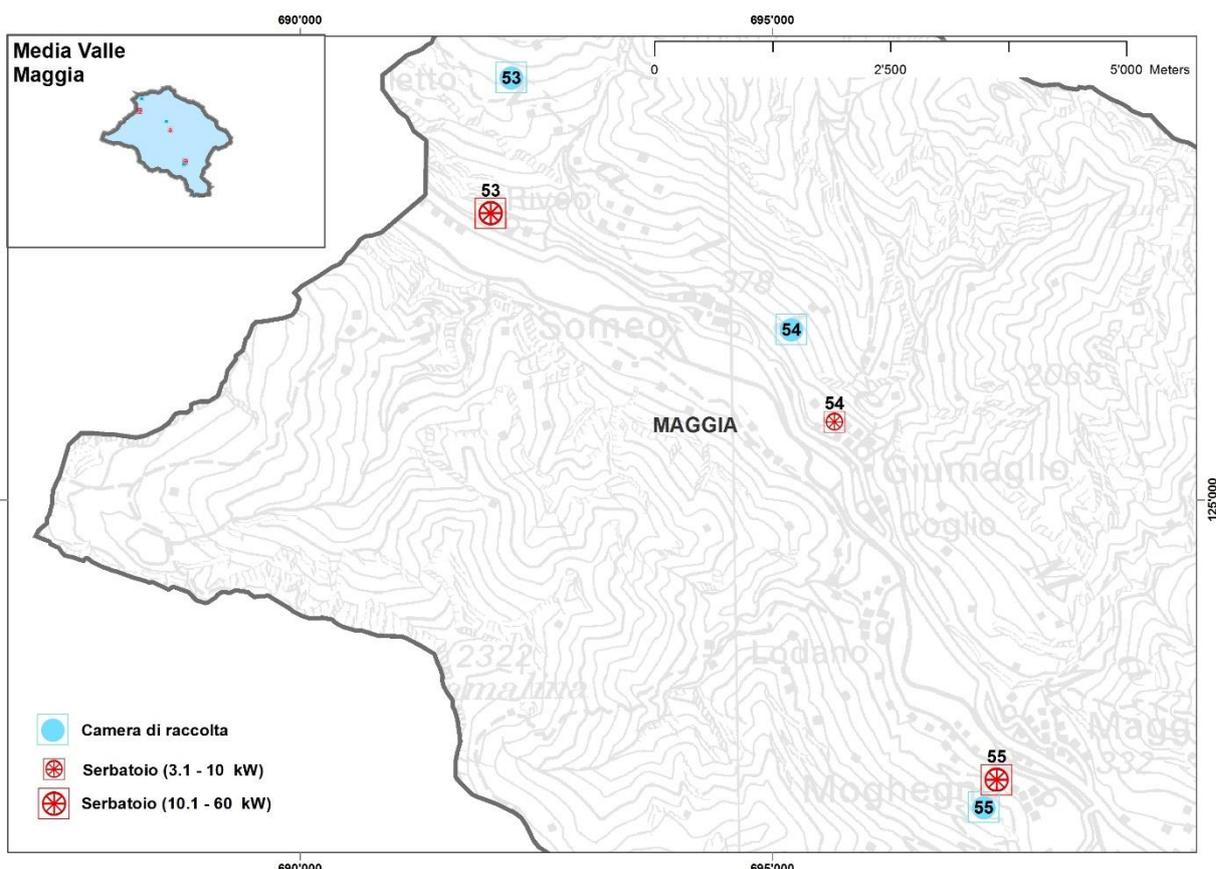
Media Valle Maggia



ID caso: 54

| | |
|-------------------------------|--------------|
| Comune: | Maggia |
| Camera di partenza: | SO Maggia4 |
| Serbatoio di arrivo: | SE Mattarücc |
| Quota camera [m s.l.m.]: | 630 |
| Quota serbatoio [m s.l.m.]: | 445 |
| Dislivello netto [m]: | 157 |
| Portata [l/min]: | 300 |
| Potenza elettrica netta [kW]: | 5.5 |
| Produzione annuale [kWh/a]: | 46'782 |
| Costi d'investimento [CHF] | 236'095 |
| Costo dell'energia [cts./kWh] | 28.73 |

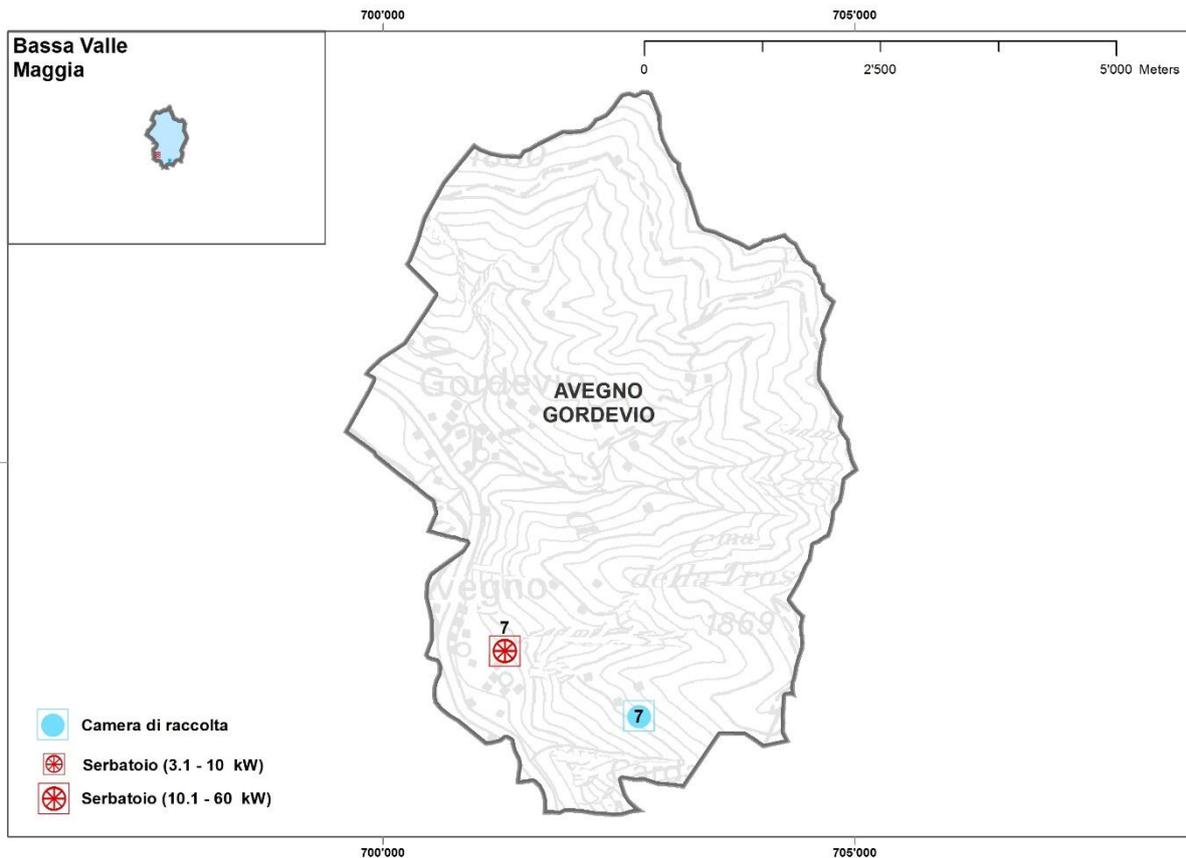
Media Valle Maggia



ID caso: 55

| | |
|-------------------------------|-------------|
| Comune: | Maggia |
| Camera di partenza: | SO Maggia 9 |
| Serbatoio di arrivo: | SE Bagnadu |
| Quota camera [m s.l.m.]: | 555 |
| Quota serbatoio [m s.l.m.]: | 418 |
| Dislivello netto [m]: | 123 |
| Portata [l/min]: | 1'300 |
| Potenza elettrica netta [kW]: | 18.7 |
| Produzione annuale [kWh/a]: | 158'954 |
| Costi d'investimento [CHF] | 364'189 |
| Costo dell'energia [cts./kWh] | 13.43 |

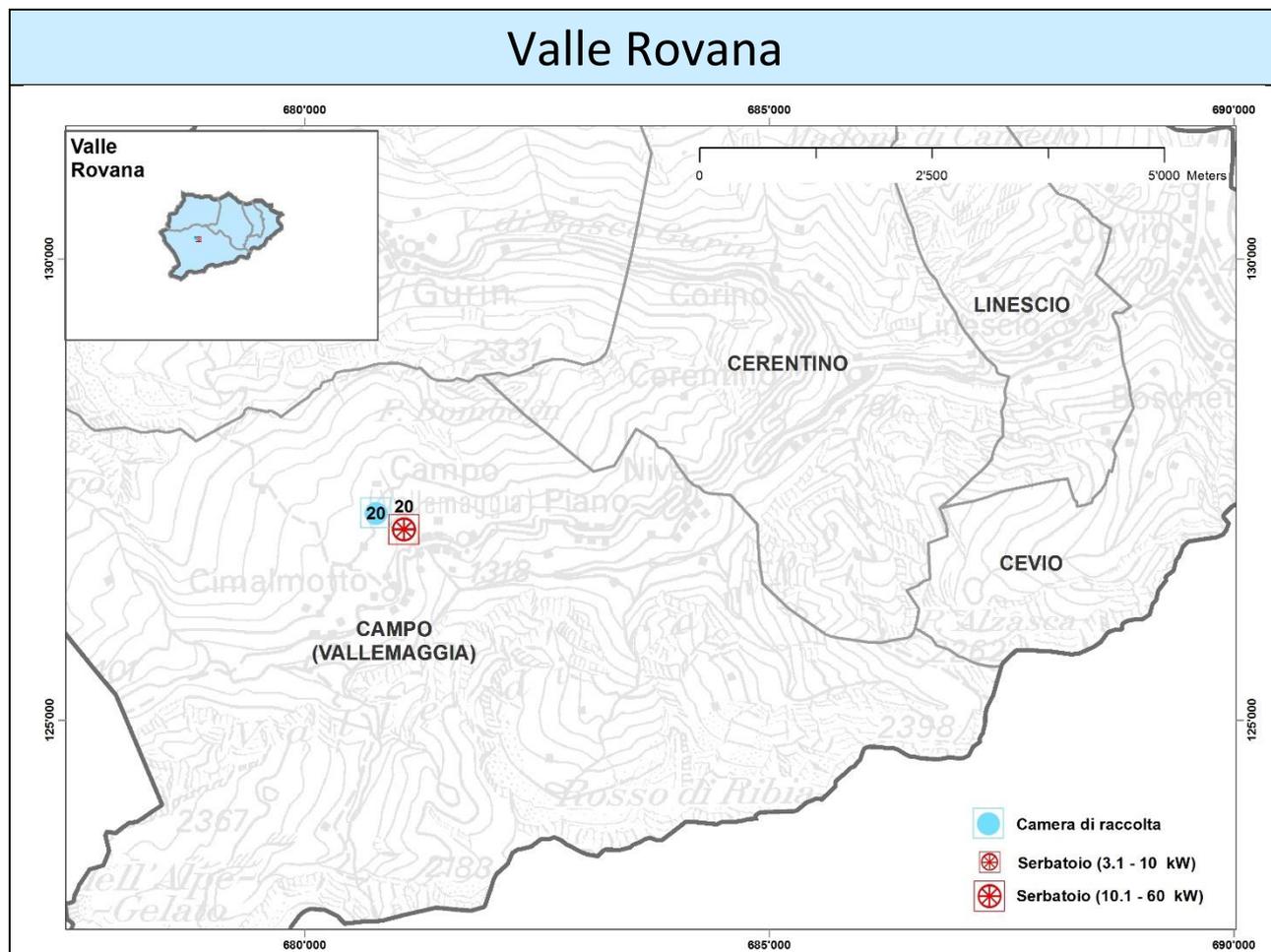
Bassa Valle Maggia



ID caso: 7

| | |
|-------------------------------|-----------------|
| Comune: | Avegno Gordevio |
| Camera di partenza: | CA Porsc |
| Serbatoio di arrivo: | SE Riaa Grande |
| Quota camera [m s.l.m.]: | 1'100 |
| Quota serbatoio [m s.l.m.]: | 389 |
| Dislivello netto [m]: | 639 |
| Portata [l/min]: | 405 |
| Potenza elettrica netta [kW]: | 30.2 |
| Produzione annuale [kWh/a]: | 257'000 |
| Costi d'investimento [CHF] | 2'122'740 |
| Costo dell'energia [cts./kWh] | 43.8 |

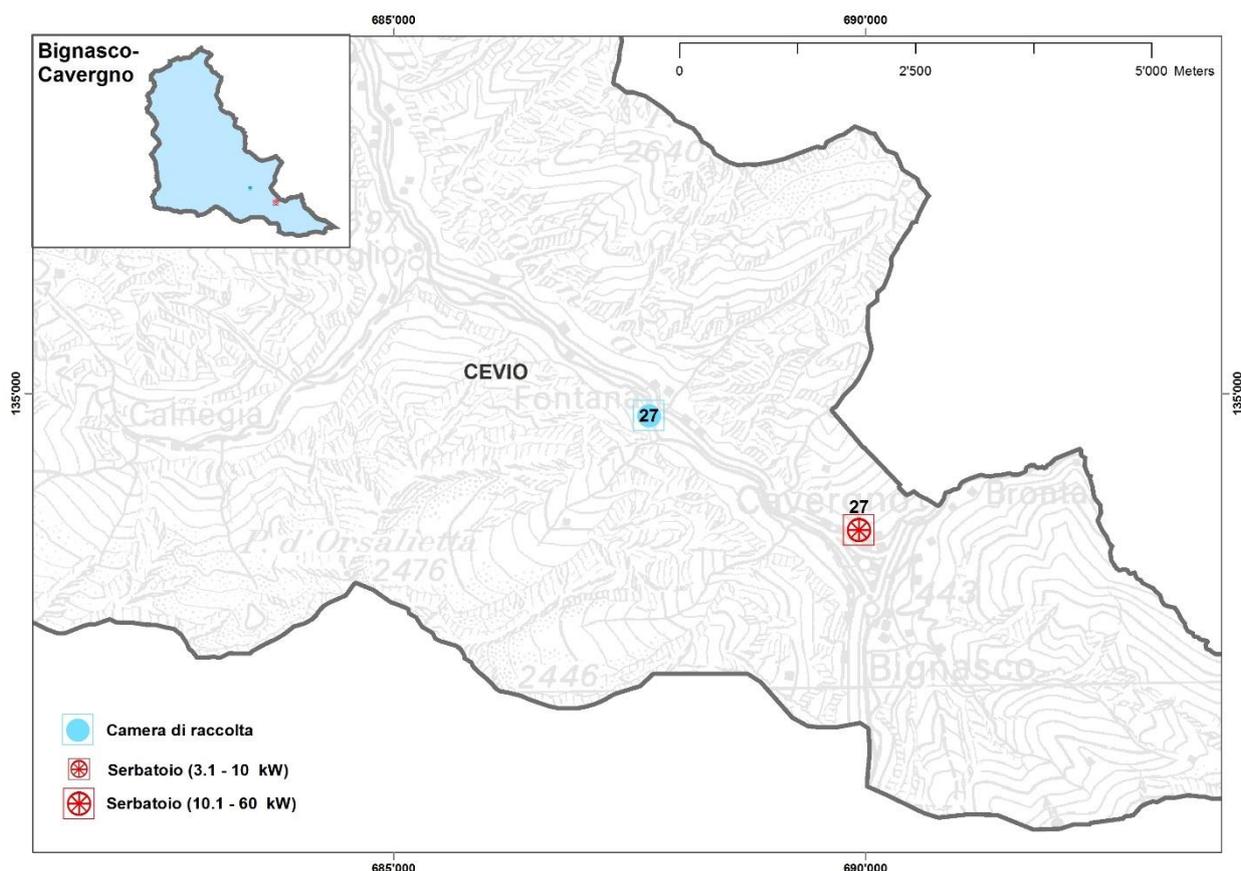
Valle Rovana



ID caso: 20

| | |
|-------------------------------|----------------|
| Comune: | Campo |
| Camera di partenza: | SO Cort Ponton |
| Serbatoio di arrivo: | SE Campo |
| Quota camera [m s.l.m.]: | 1'460 |
| Quota serbatoio [m s.l.m.]: | 1'357 |
| Dislivello netto [m]: | 92 |
| Portata [l/min]: | 1'200 |
| Potenza elettrica netta [kW]: | 12.9 |
| Produzione annuale [kWh/a]: | 110'313 |
| Costi d'investimento [CHF] | 259'739 |
| Costo dell'energia [cts./kWh] | 14.7 |

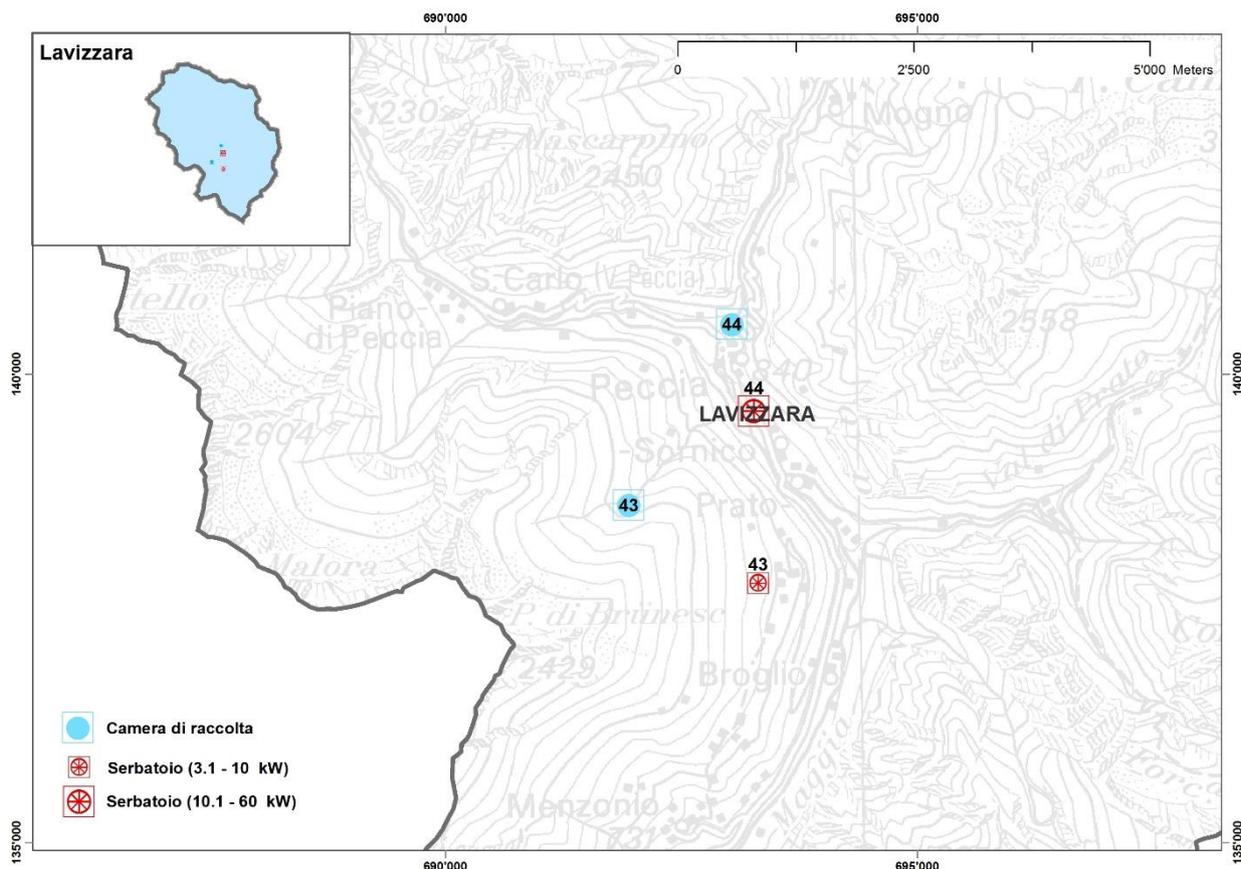
Bignasco-Caverigno



ID caso: 27

| | |
|-------------------------------|--------------|
| Comune: | Cevio |
| Camera di partenza: | SO Chial |
| Serbatoio di arrivo: | SE Caverigno |
| Quota camera [m s.l.m.]: | 578 |
| Quota serbatoio [m s.l.m.]: | 535 |
| Dislivello netto [m]: | 25 |
| Portata [l/min]: | 4'000 |
| Potenza elettrica netta [kW]: | 11.9 |
| Produzione annuale [kWh/a]: | 101'150 |
| Costi d'investimento [CHF] | 2'624'410 |
| Costo dell'energia [cts./kWh] | 134.40 |

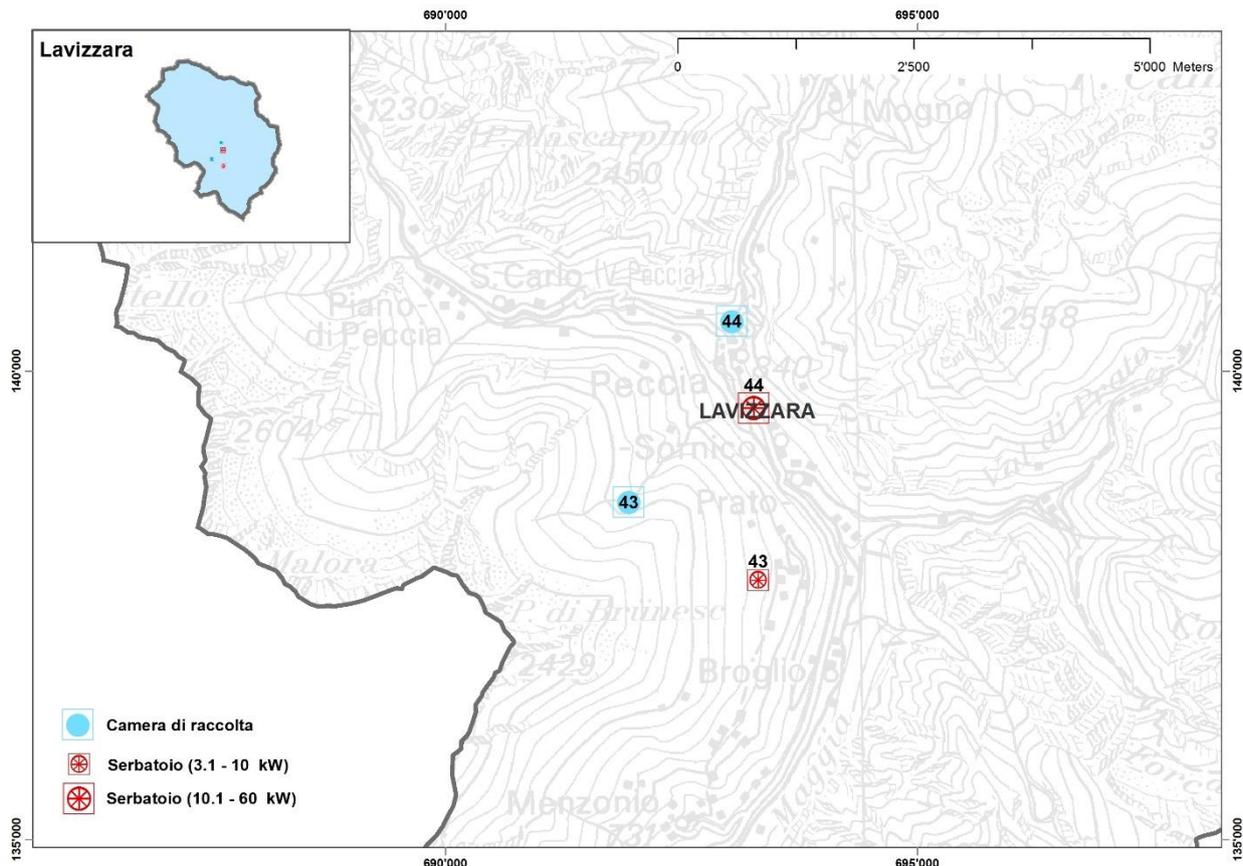
Lavizzara



ID caso: 43

| | |
|-------------------------------|-------------|
| Comune: | Lavizzara |
| Camera di partenza: | CA Casella |
| Serbatoio di arrivo: | SE Sasselli |
| Quota camera [m s.l.m.]: | 1'437 |
| Quota serbatoio [m s.l.m.]: | 1065 |
| Dislivello netto [m]: | 316 |
| Portata [l/min]: | 102 |
| Potenza elettrica netta [kW]: | 3.76 |
| Produzione annuale [kWh/a]: | 31'984 |
| Costi d'investimento [CHF] | 921'667 |
| Costo dell'energia [cts./kWh] | 151.8 |

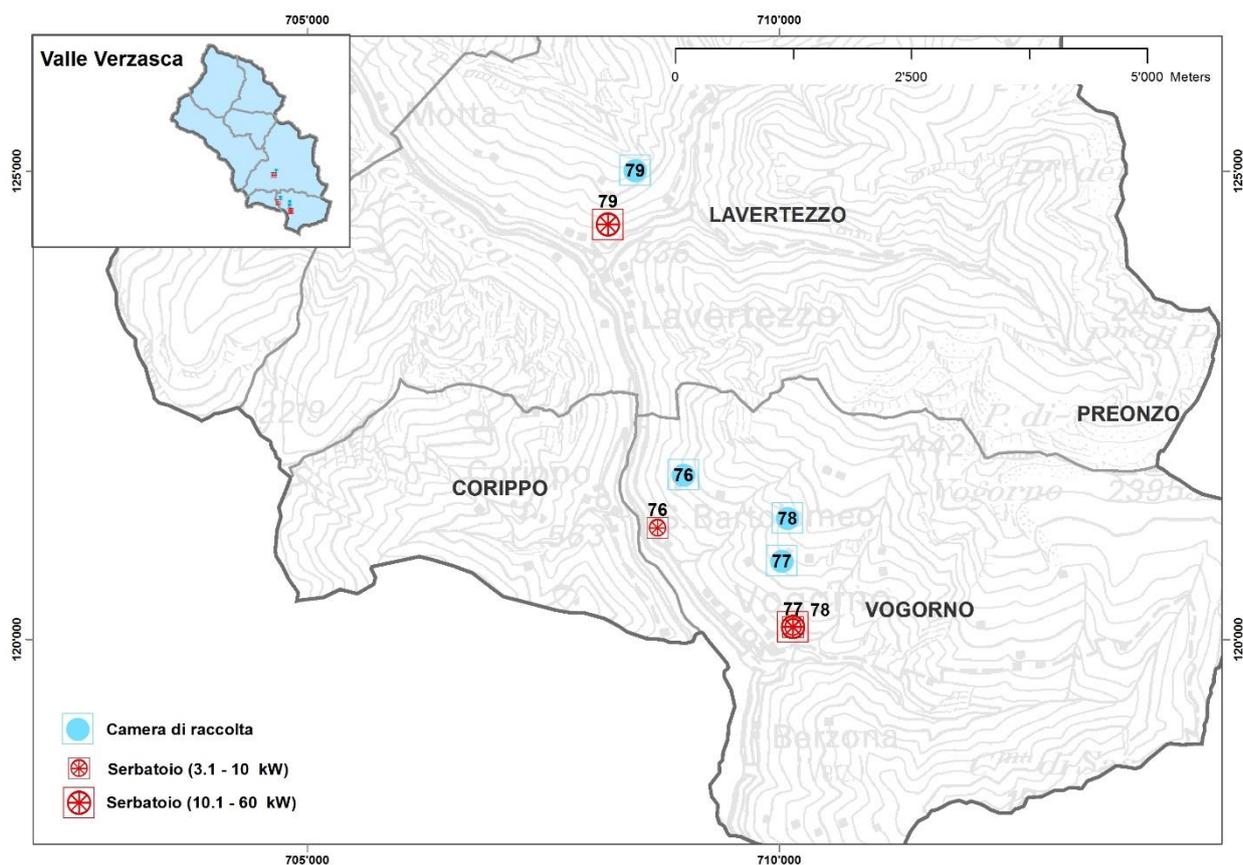
Lavizzara



ID caso: 44

| | |
|-------------------------------|------------|
| Comune: | Lavizzara |
| Camera di partenza: | SE Ruino |
| Serbatoio di arrivo: | SE Sornico |
| Quota camera [m s.l.m.]: | 889 |
| Quota serbatoio [m s.l.m.]: | 790 |
| Dislivello netto [m]: | 84 |
| Portata [l/min]: | 1'200 |
| Potenza elettrica netta [kW]: | 11.78 |
| Produzione annuale [kWh/a]: | 100'138 |
| Costi d'investimento [CHF] | 430'278 |
| Costo dell'energia [cts./kWh] | 24.3 |

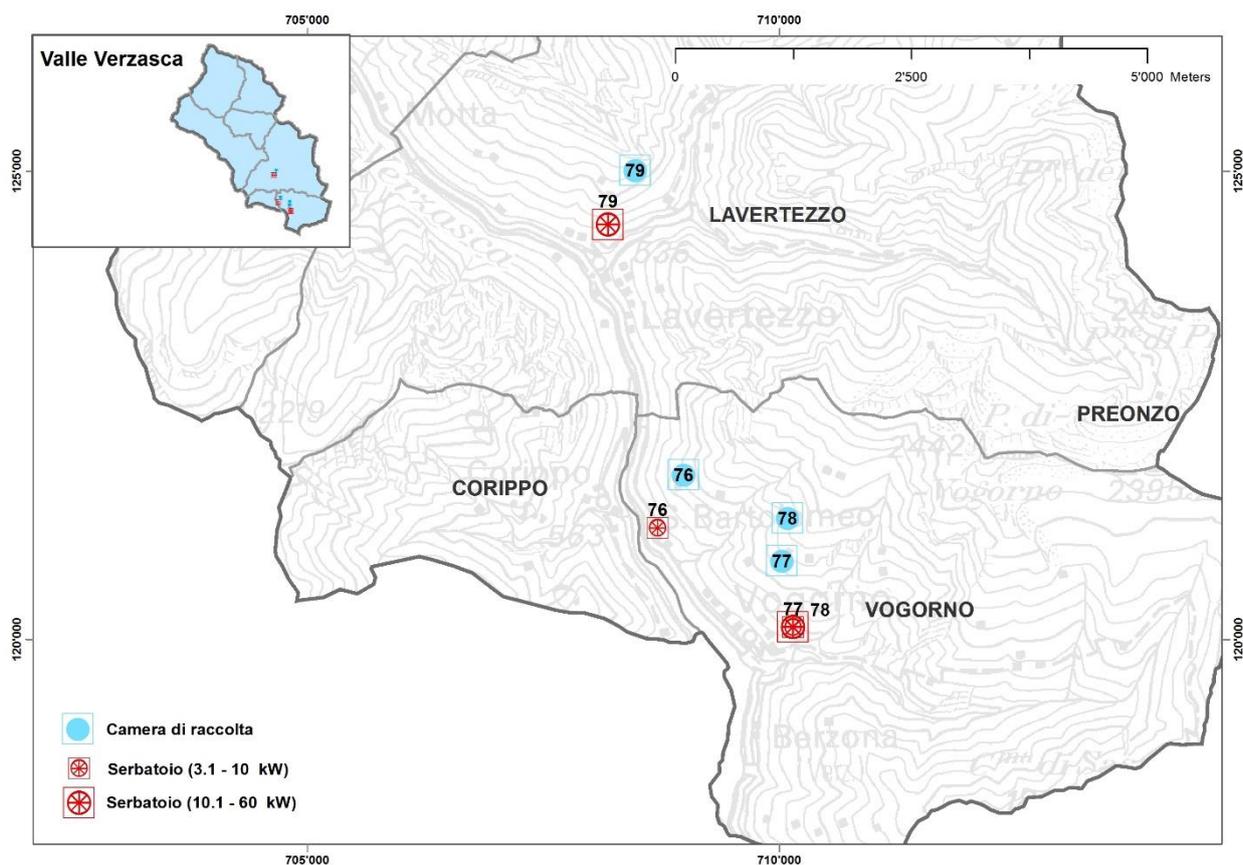
Valle Verzasca



ID caso: 76

| | |
|-------------------------------|-------------------|
| Comune: | Vogorno |
| Camera di partenza: | SO Collo43 |
| Serbatoio di arrivo: | SE San Bartolomeo |
| Quota camera [m s.l.m.]: | 900 |
| Quota serbatoio [m s.l.m.]: | 570 |
| Dislivello netto [m]: | 280 |
| Portata [l/min]: | 150 |
| Potenza elettrica netta [kW]: | 4.9 |
| Produzione annuale [kWh/a]: | 41'724 |
| Costi d'investimento [CHF] | 287'395 |
| Costo dell'energia [cts./kWh] | 38.6 |

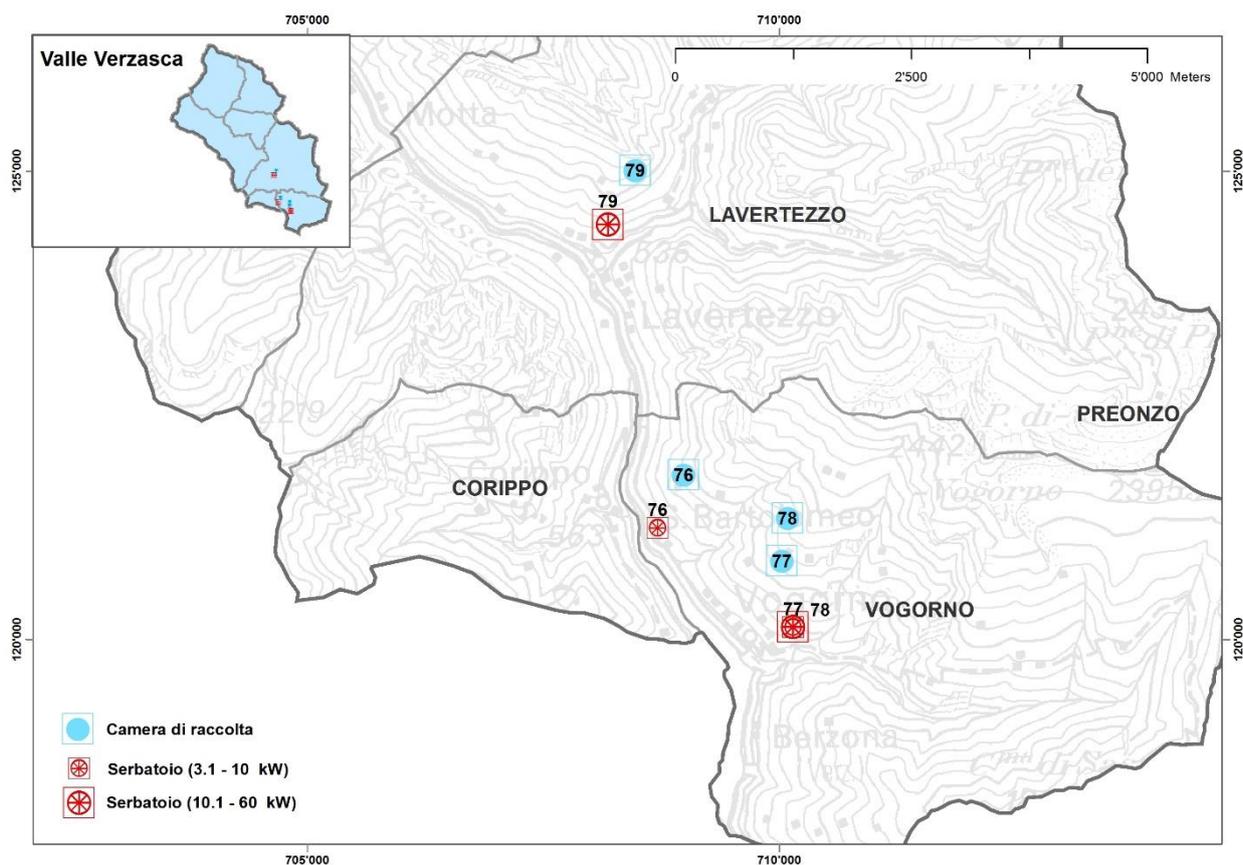
Valle Verzasca



ID caso: 77

| | |
|-------------------------------|----------------|
| Comune: | Vogorno |
| Camera di partenza: | SE Corte Nuovo |
| Serbatoio di arrivo: | SE Costa Piana |
| Quota camera [m s.l.m.]: | 1'150 |
| Quota serbatoio [m s.l.m.]: | 750 |
| Dislivello netto [m]: | 340 |
| Portata [l/min]: | 217 |
| Potenza elettrica netta [kW]: | 8.6 |
| Produzione annuale [kWh/a]: | 73'165 |
| Costi d'investimento [CHF] | 1'256'471 |
| Costo dell'energia [cts./kWh] | 91.8 |

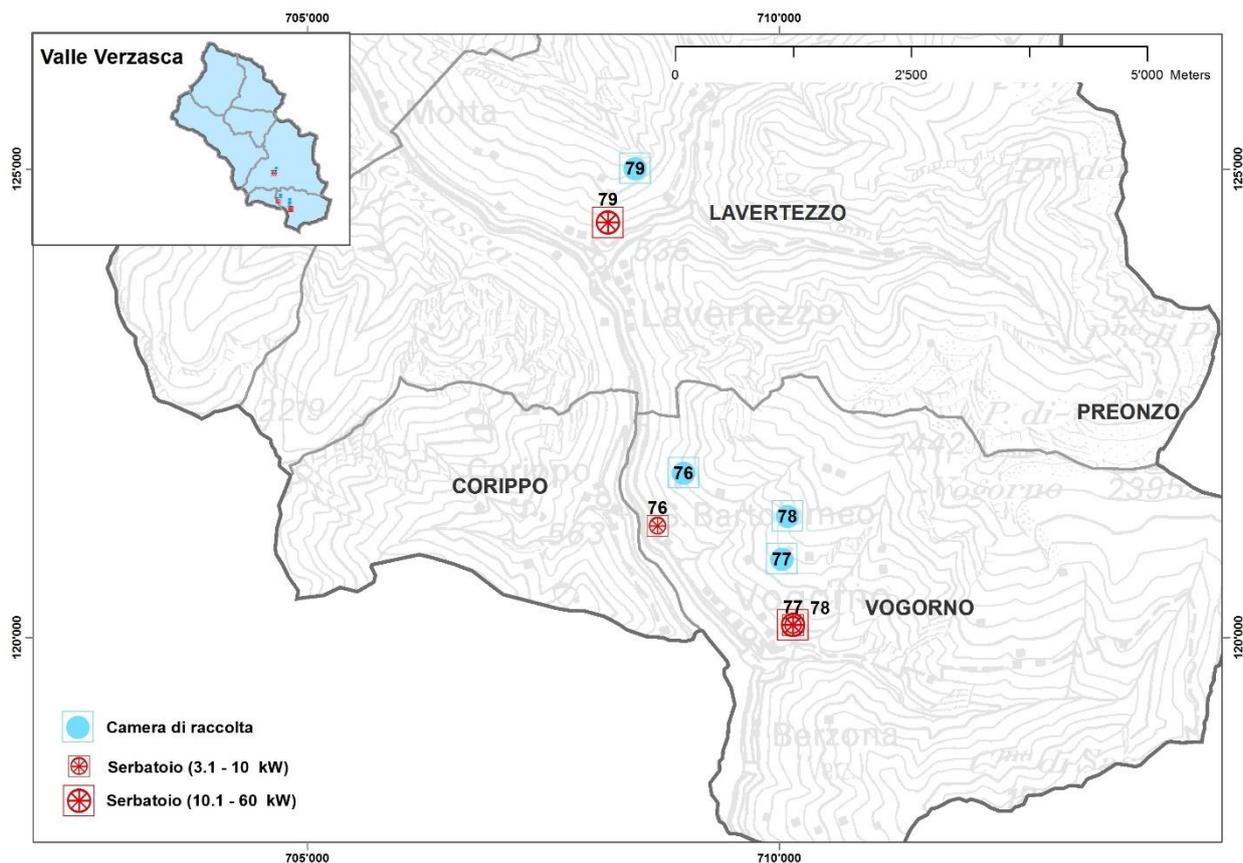
Valle Verzasca



ID caso: 78

| | |
|-------------------------------|----------------|
| Comune: | Vogorno |
| Camera di partenza: | CA Fontai |
| Serbatoio di arrivo: | SE Costa Piana |
| Quota camera [m s.l.m.]: | 1'450 |
| Quota serbatoio [m s.l.m.]: | 750 |
| Dislivello netto [m]: | 595 |
| Portata [l/min]: | 217 |
| Potenza elettrica netta [kW]: | 15.1 |
| Produzione annuale [kWh/a]: | 128'039 |
| Costi d'investimento [CHF] | 2'293'382 |
| Costo dell'energia [cts./kWh] | 94.4 |

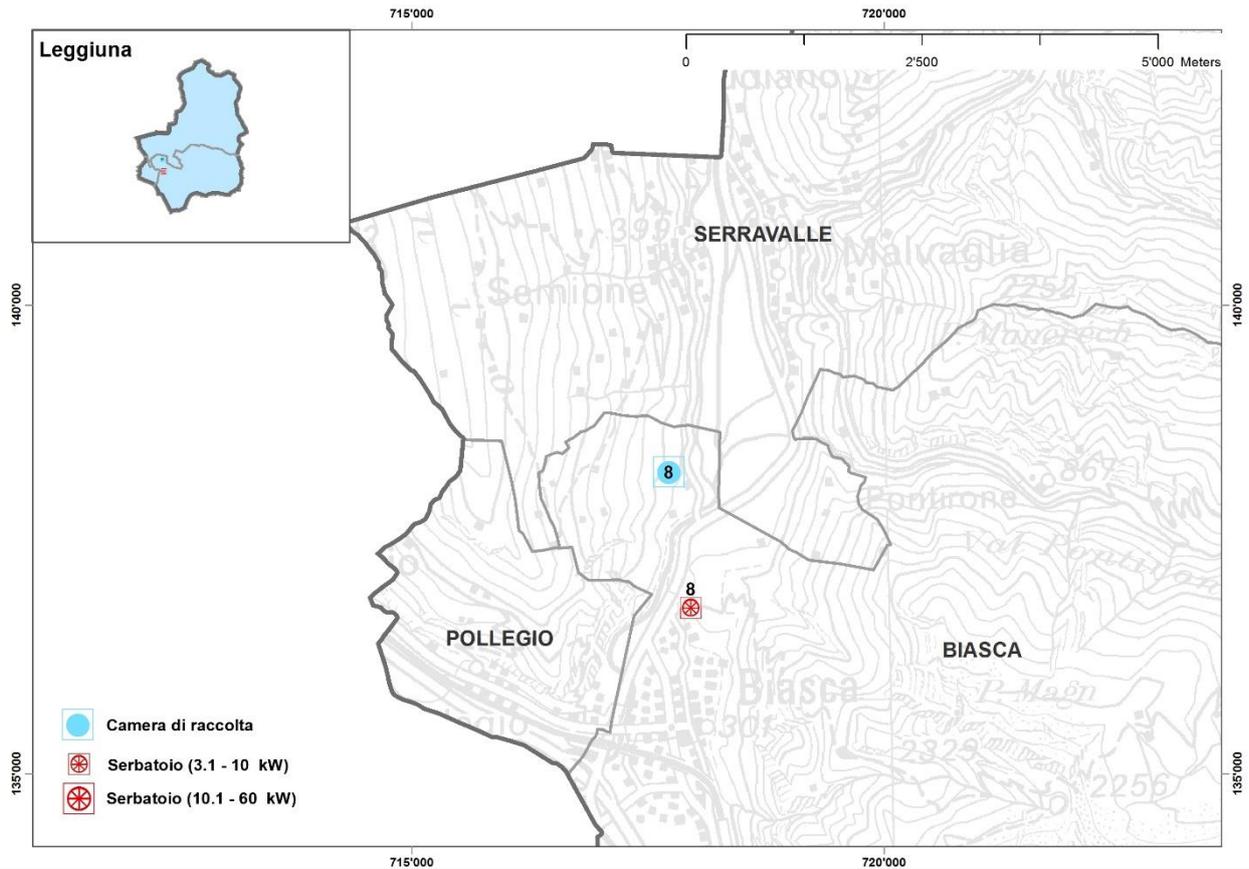
Valle Verzasca



ID caso: 79

| | |
|-------------------------------|------------|
| Comune: | Vogorno |
| Camera di partenza: | SO Crona |
| Serbatoio di arrivo: | SE Verzolo |
| Quota camera [m s.l.m.]: | 1'132 |
| Quota serbatoio [m s.l.m.]: | 735 |
| Dislivello netto [m]: | 337 |
| Portata [l/min]: | 276 |
| Potenza elettrica netta [kW]: | 10.87 |
| Produzione annuale [kWh/a]: | 92'360 |
| Costi d'investimento [CHF] | 756'367 |
| Costo dell'energia [cts./kWh] | 43.9 |

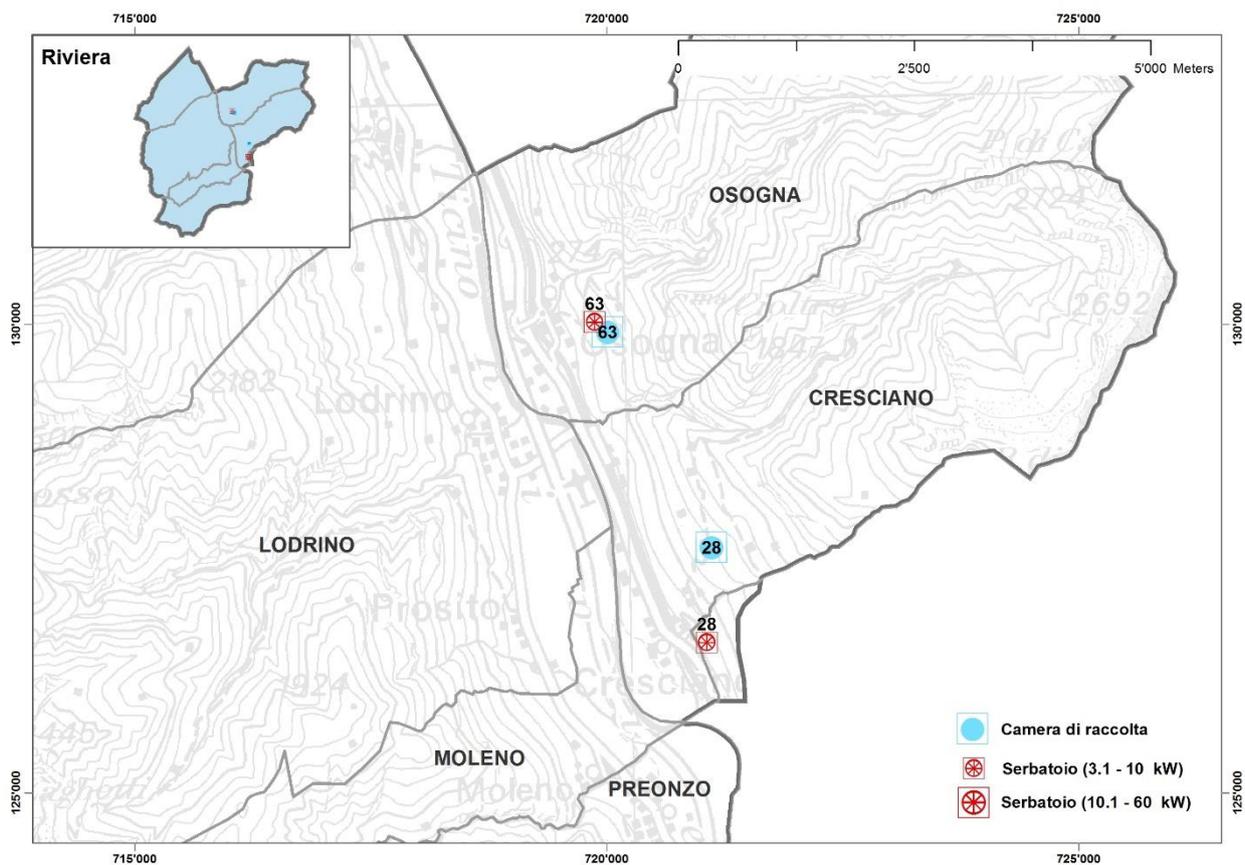
Leggiuna



ID caso: 8

| | |
|-------------------------------|-----------------|
| Comune: | Biasca |
| Camera di partenza: | CA Rampeda alta |
| Serbatoio di arrivo: | SE Vallone alto |
| Quota camera [m s.l.m.]: | 474 |
| Quota serbatoio [m s.l.m.]: | 395 |
| Dislivello netto [m]: | 67 |
| Portata [l/min]: | 410 |
| Potenza elettrica netta [kW]: | 3.2 |
| Produzione annuale [kWh/a]: | 27'302 |
| Costi d'investimento [CHF] | 1'225'471 |
| Costo dell'energia [cts./kWh] | 232.8 |

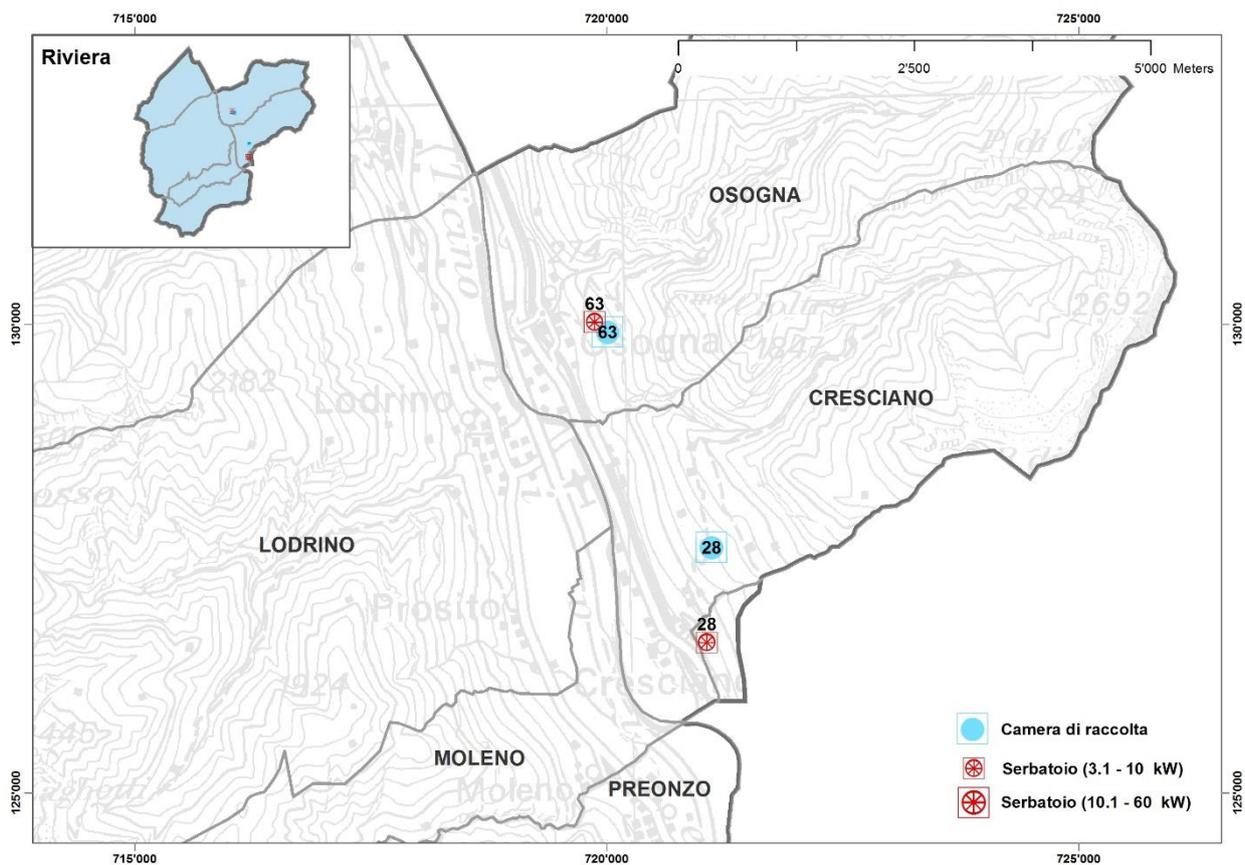
Riviera



ID caso: 28

| | |
|-------------------------------|-----------|
| Comune: | Cresciano |
| Camera di partenza: | CA2 Cauri |
| Serbatoio di arrivo: | SE1 |
| Quota camera [m s.l.m.]: | 700 |
| Quota serbatoio [m s.l.m.]: | 332 |
| Dislivello netto [m]: | 312 |
| Portata [l/min]: | 248 |
| Potenza elettrica netta [kW]: | 9.0 |
| Produzione annuale [kWh/a]: | 76'928 |
| Costi d'investimento [CHF] | 1'283'013 |
| Costo dell'energia [cts./kWh] | 87.3 |

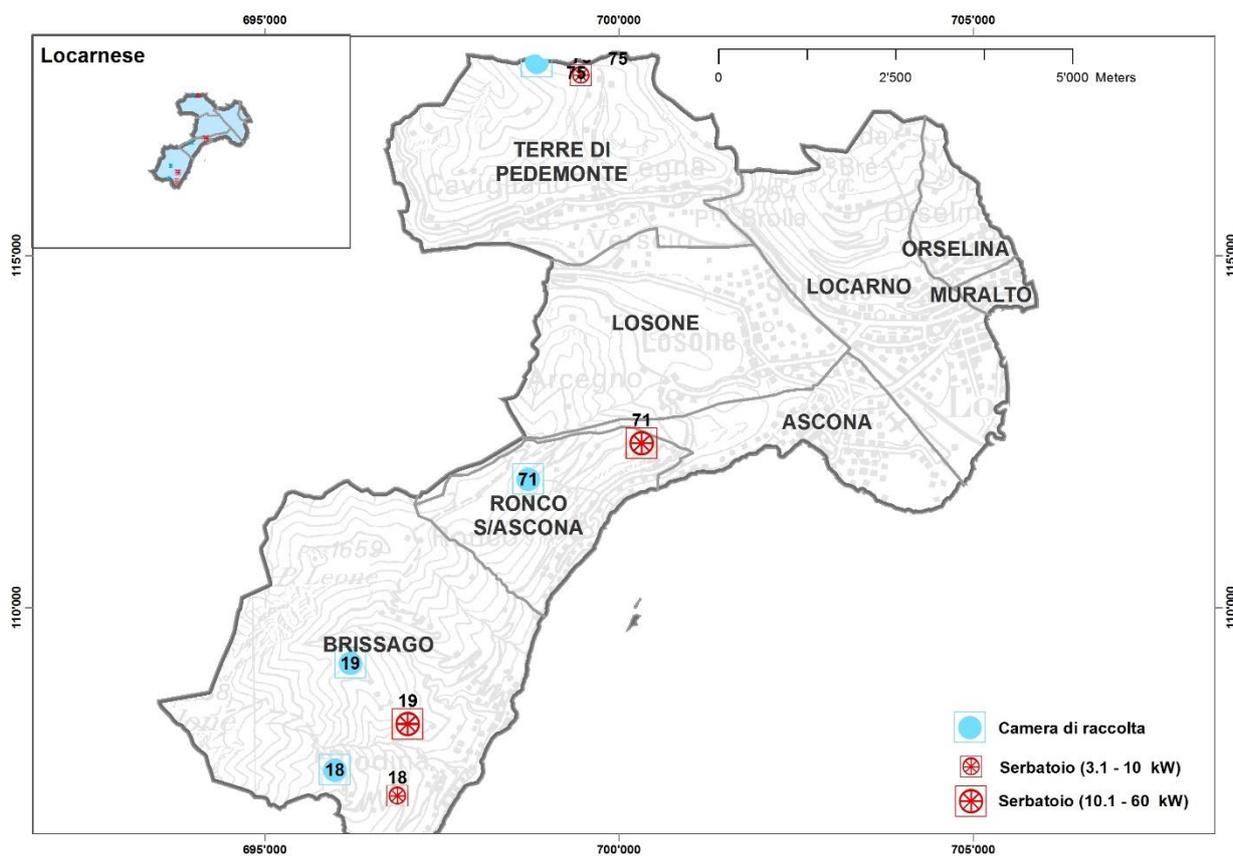
Riviera



ID caso: 63

| | |
|-------------------------------|-------------|
| Comune: | Osogna |
| Camera di partenza: | SO Ramaiolo |
| Serbatoio di arrivo: | SE Osogna |
| Quota camera [m s.l.m.]: | 540 |
| Quota serbatoio [m s.l.m.]: | 360 |
| Dislivello netto [m]: | 153 |
| Portata [l/min]: | 500 |
| Potenza elettrica netta [kW]: | 8.9 |
| Produzione annuale [kWh/a]: | 75'863 |
| Costi d'investimento [CHF] | 710'130 |
| Costo dell'energia [cts./kWh] | 50.36 |

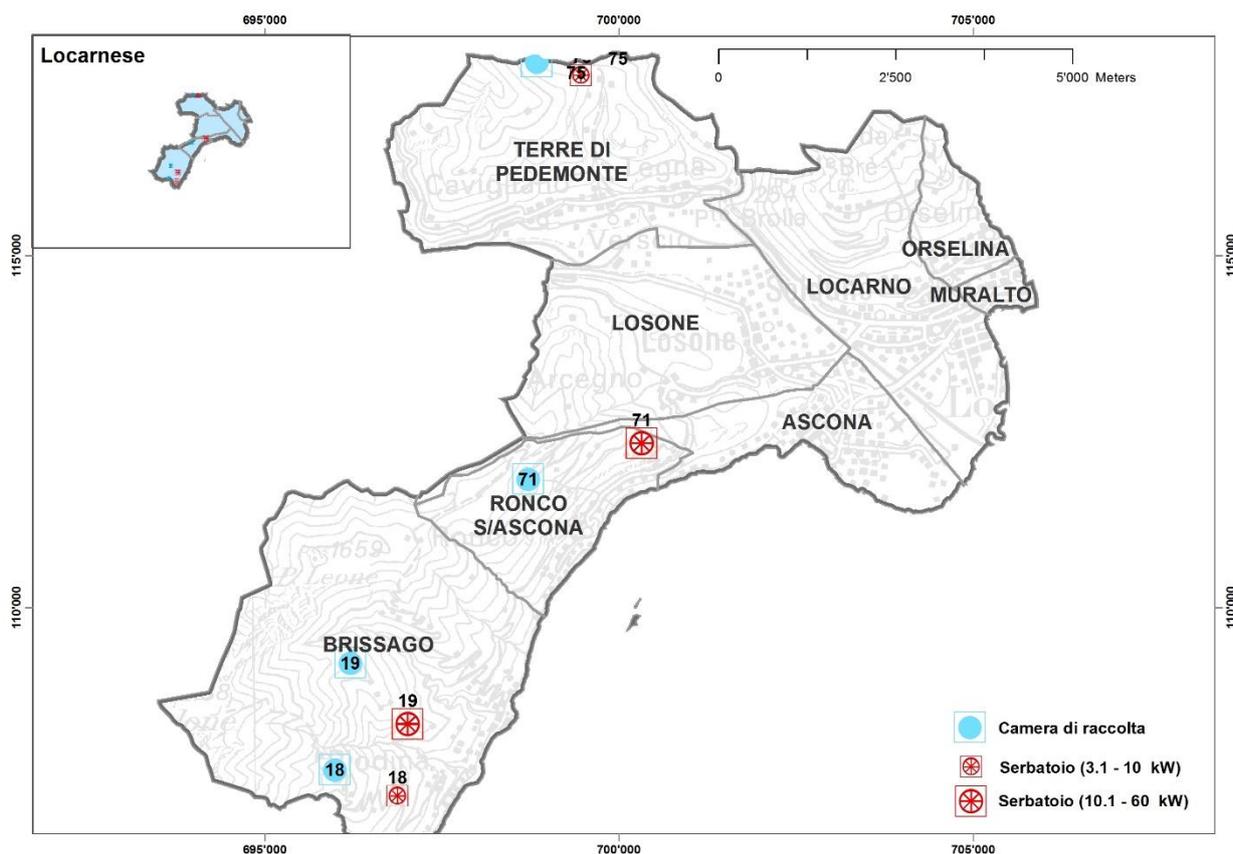
Locarnese



ID caso: 18

| | |
|-------------------------------|--------------|
| Comune: | |
| Camera di partenza: | SE Cortaccio |
| Serbatoio di arrivo: | SE Croppo |
| Quota camera [m s.l.m.]: | 1'113 |
| Quota serbatoio [m s.l.m.]: | 627 |
| Dislivello netto [m]: | 413 |
| Portata [l/min]: | 141 |
| Potenza elettrica netta [kW]: | 6.8 |
| Produzione annuale [kWh/a]: | 57'762 |
| Costi d'investimento [CHF] | 1'260'789 |
| Costo dell'energia [cts./kWh] | 113.9 |

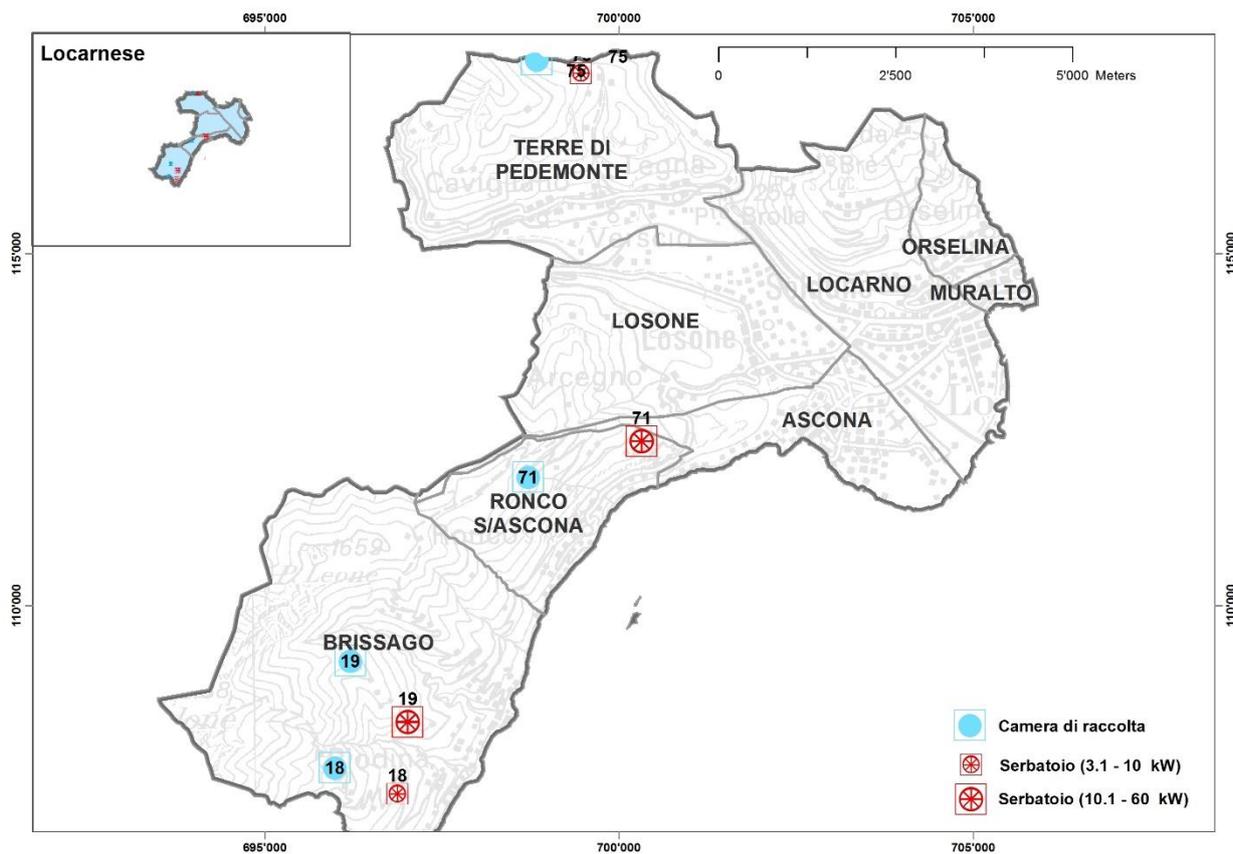
Locarnese



ID caso: 19

| | |
|-------------------------------|---------------------|
| Comune: | Brissago |
| Camera di partenza: | SE Mott da Cola |
| Serbatoio di arrivo: | CA rottura Porbetto |
| Quota camera [m s.l.m.]: | 1'054 |
| Quota serbatoio [m s.l.m.]: | 700 |
| Dislivello netto [m]: | 318 |
| Portata [l/min]: | 516 |
| Potenza elettrica netta [kW]: | 19.1 |
| Produzione annuale [kWh/a]: | 163'028 |
| Costi d'investimento [CHF] | 609'153 |
| Costo dell'energia [cts./kWh] | 20.98 |

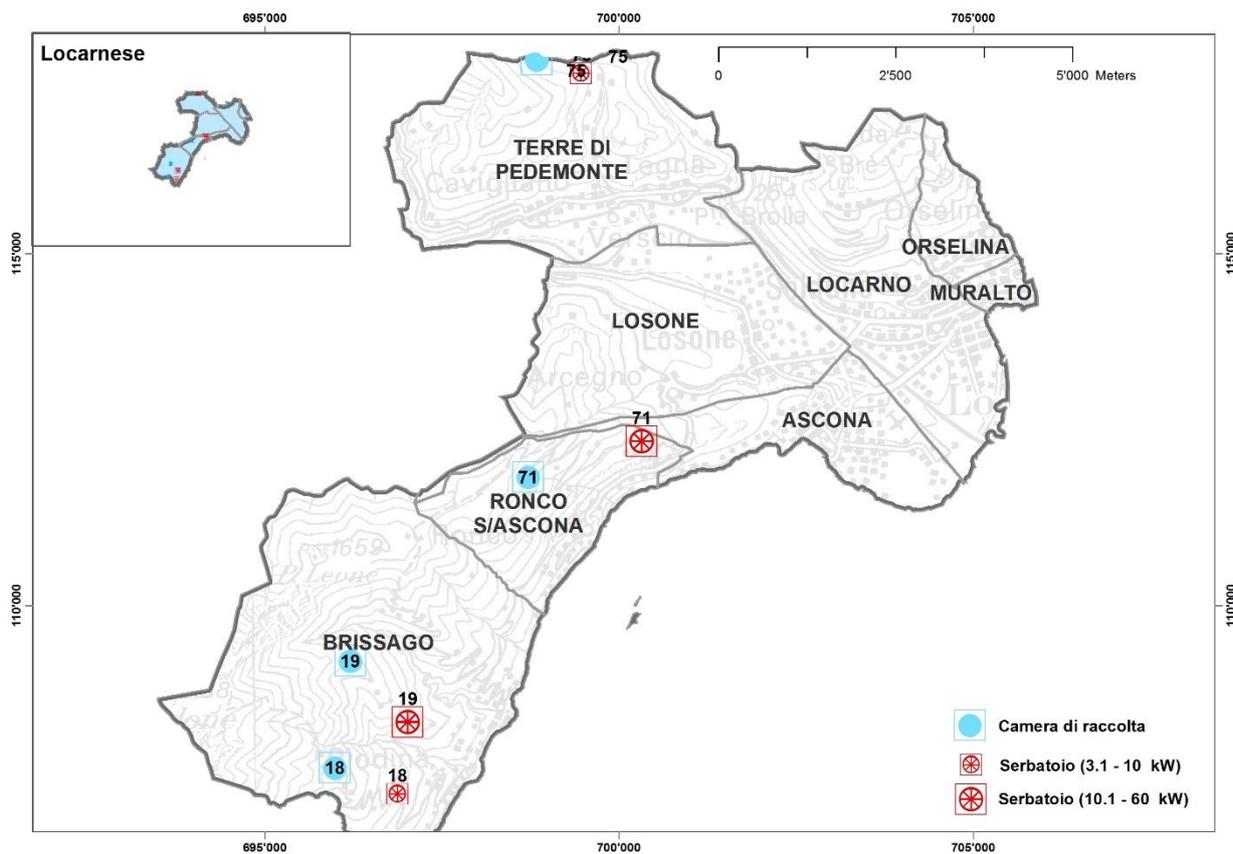
Locarnese



ID caso: 71

| | |
|-------------------------------|--------------------|
| Comune: | Ronco sopra Ascona |
| Camera di partenza: | SE Porera |
| Serbatoio di arrivo: | SE Acqua Benedetta |
| Quota camera [m s.l.m.]: | 1'050 |
| Quota serbatoio [m s.l.m.]: | 624 |
| Dislivello netto [m]: | 362 |
| Portata [l/min]: | 250 |
| Potenza elettrica netta [kW]: | 10.6 |
| Produzione annuale [kWh/a]: | 89'771 |
| Costi d'investimento [CHF] | 1'832'590 |
| Costo dell'energia [cts./kWh] | 106.28 |

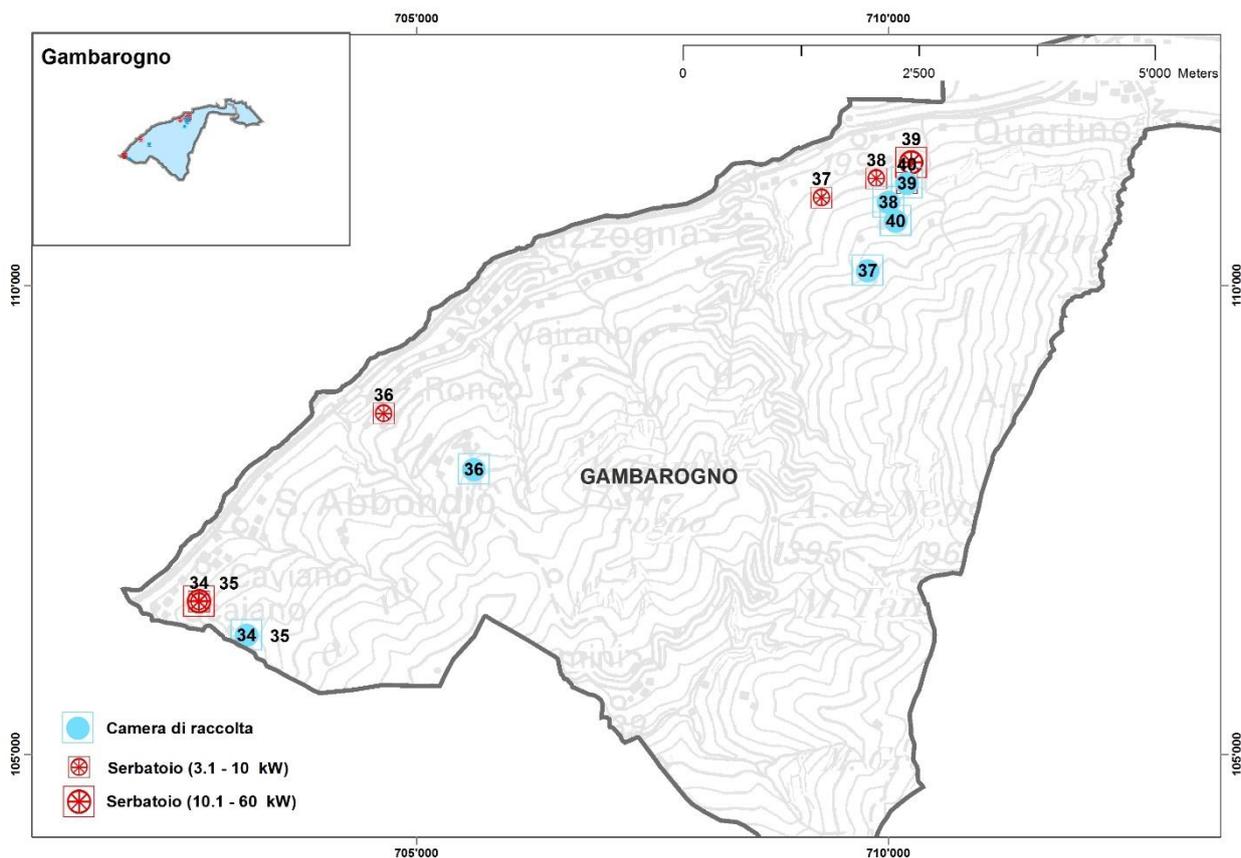
Locarnese



ID caso: 75

| | |
|-------------------------------|------------------------|
| Comune: | Terre di Pedemonte |
| Camera di partenza: | CA9 Terre di Pedemonte |
| Serbatoio di arrivo: | SE Monti di Pianezzo |
| Quota camera [m s.l.m.]: | 840 |
| Quota serbatoio [m s.l.m.]: | 740 |
| Dislivello netto [m]: | 85 |
| Portata [l/min]: | 667 |
| Potenza elettrica netta [kW]: | 6.6 |
| Produzione annuale [kWh/a]: | 56'223 |
| Costi d'investimento [CHF] | 1'309'515 |
| Costo dell'energia [cts./kWh] | 128.1 |

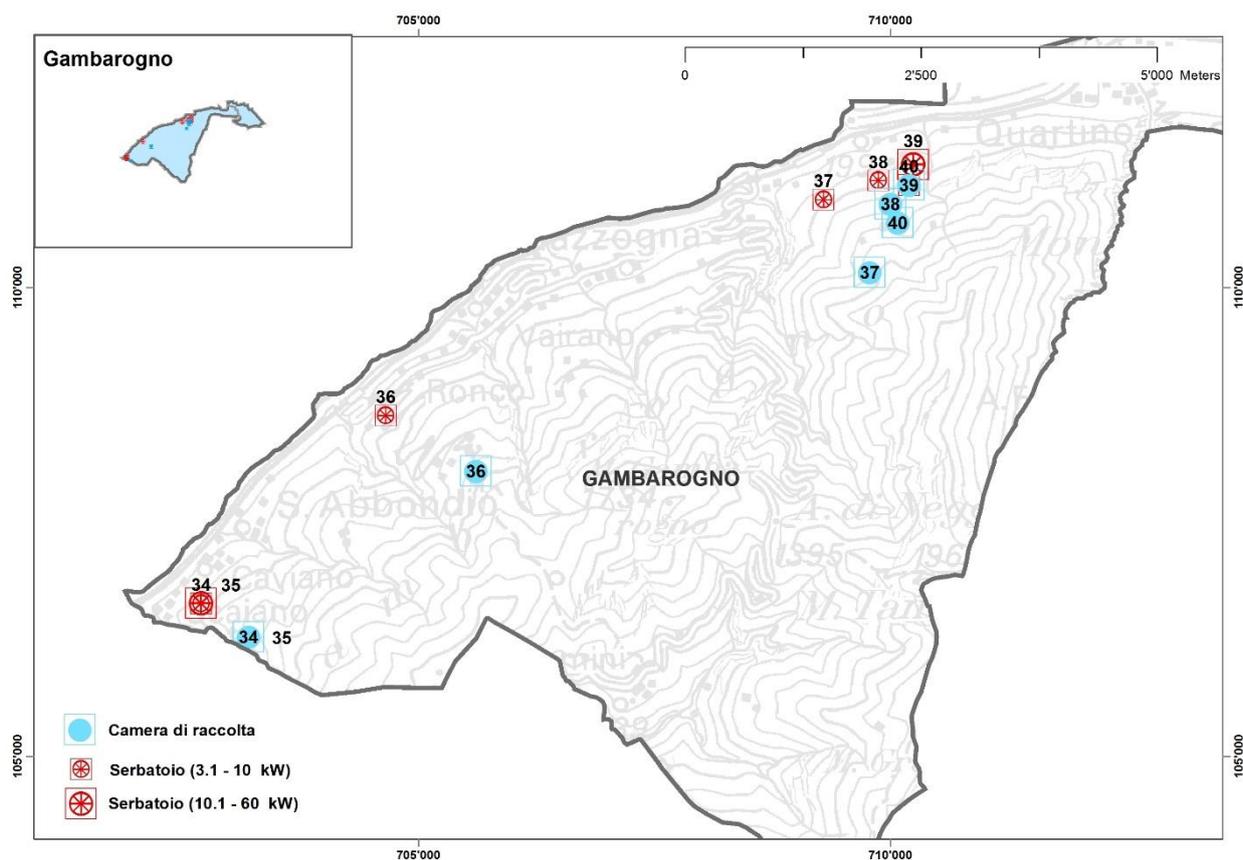
Gambarogno



ID caso: 34

| | |
|-------------------------------|----------------|
| Comune: | Gambarogno |
| Camera di partenza: | SE Cento Campi |
| Serbatoio di arrivo: | SE Caviano |
| Quota camera [m s.l.m.]: | 730 |
| Quota serbatoio [m s.l.m.]: | 460 |
| Dislivello netto [m]: | 243 |
| Portata [l/min]: | 300 |
| Potenza elettrica netta [kW]: | 8.5 |
| Produzione annuale [kWh/a]: | 72'293 |
| Costi d'investimento [CHF] | 731'860 |
| Costo dell'energia [cts./kWh] | 53.93 |

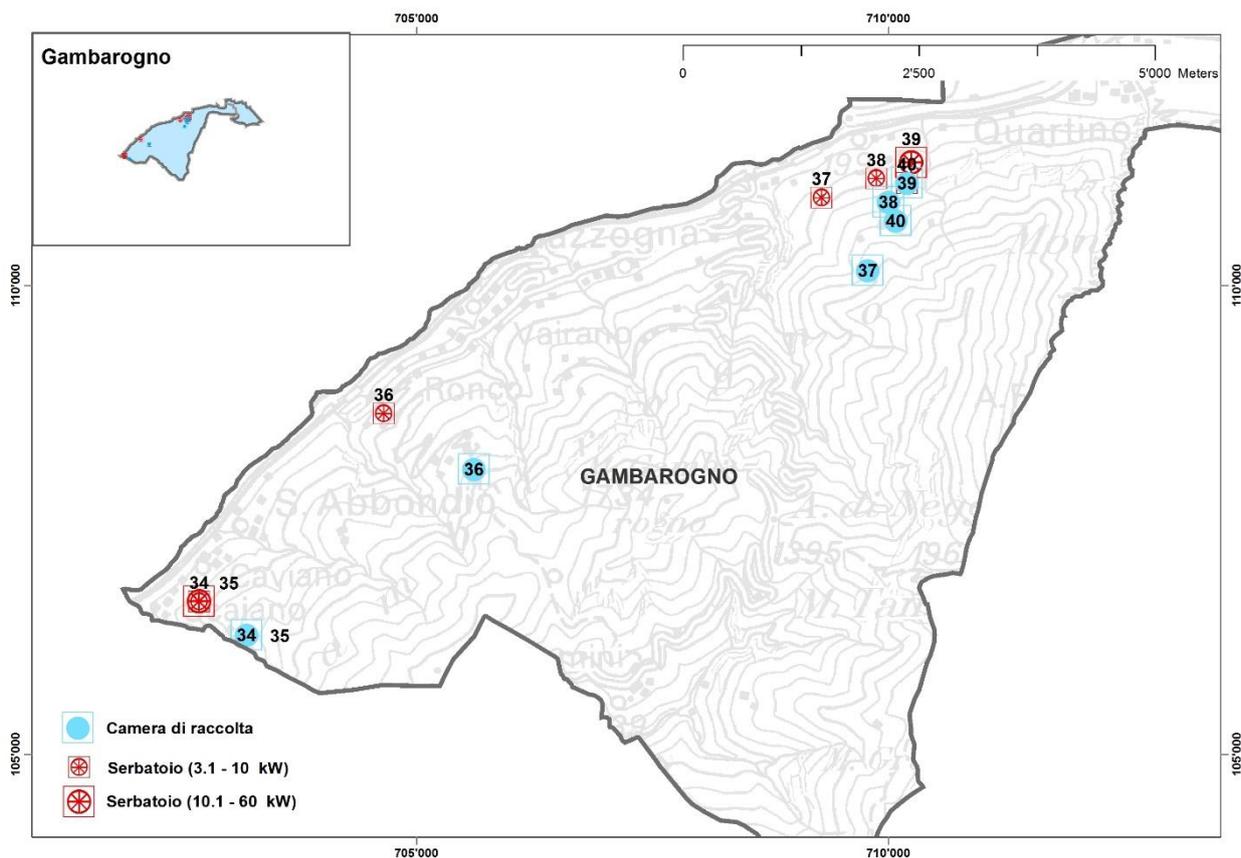
Gambarogno



ID caso: 35

| | |
|-------------------------------|----------------|
| Comune: | Gambarogno |
| Camera di partenza: | SE Cento Campi |
| Serbatoio di arrivo: | SE Caviano |
| Quota camera [m s.l.m.]: | 730 |
| Quota serbatoio [m s.l.m.]: | 460 |
| Dislivello netto [m]: | 243 |
| Portata [l/min]: | 525 |
| Potenza elettrica netta [kW]: | 14.9 |
| Produzione annuale [kWh/a]: | 126'512 |
| Costi d'investimento [CHF] | 1'106'425 |
| Costo dell'energia [cts./kWh] | 46.5 |

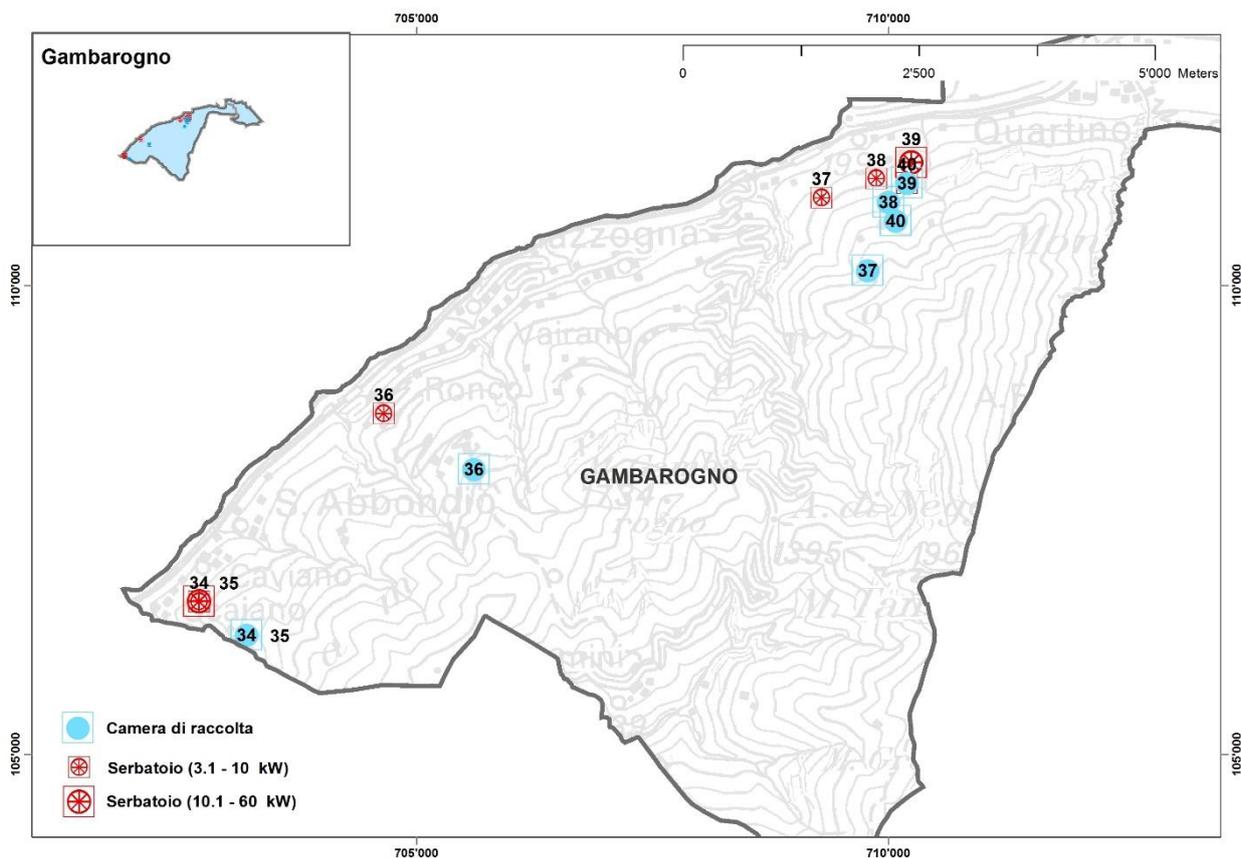
Gambarogno



ID caso: 36

| | |
|-------------------------------|-------------|
| Comune: | Gambarogno |
| Camera di partenza: | SE Monte |
| Serbatoio di arrivo: | SE Belmonte |
| Quota camera [m s.l.m.]: | 930 |
| Quota serbatoio [m s.l.m.]: | 460 |
| Dislivello netto [m]: | 423 |
| Portata [l/min]: | 180 |
| Potenza elettrica netta [kW]: | 8.8 |
| Produzione annuale [kWh/a]: | 75'506 |
| Costi d'investimento [CHF] | 1'258'819 |
| Costo dell'energia [cts./kWh] | 87.6 |

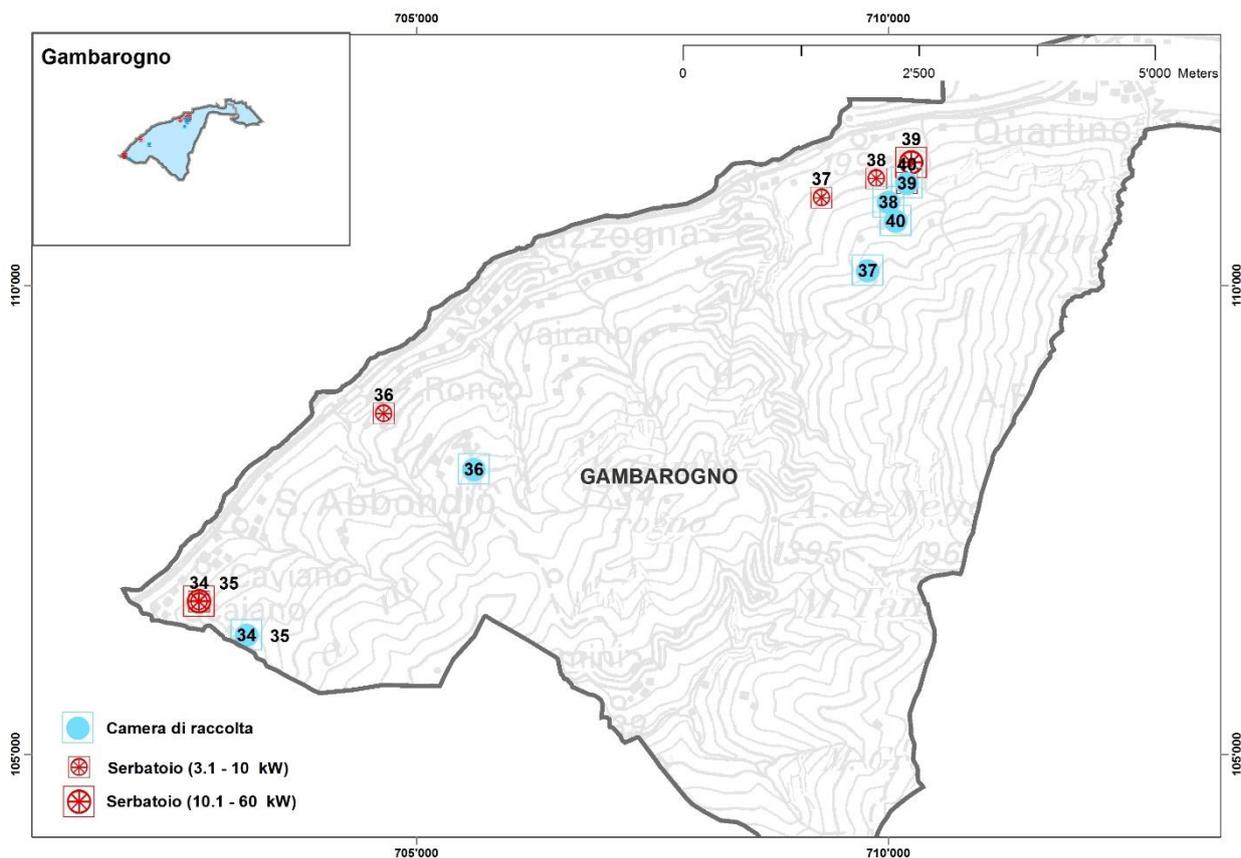
Gambarogno



ID caso: 37

| | |
|-------------------------------|------------|
| Comune: | Gambarogno |
| Camera di partenza: | SE Monte |
| Serbatoio di arrivo: | SE Muntin |
| Quota camera [m s.l.m.]: | 950 |
| Quota serbatoio [m s.l.m.]: | 460 |
| Dislivello netto [m]: | 441 |
| Portata [l/min]: | 148 |
| Potenza elettrica netta [kW]: | 7.6 |
| Produzione annuale [kWh/a]: | 64'724 |
| Costi d'investimento [CHF] | 1'358'802 |
| Costo dell'energia [cts./kWh] | 109.9 |

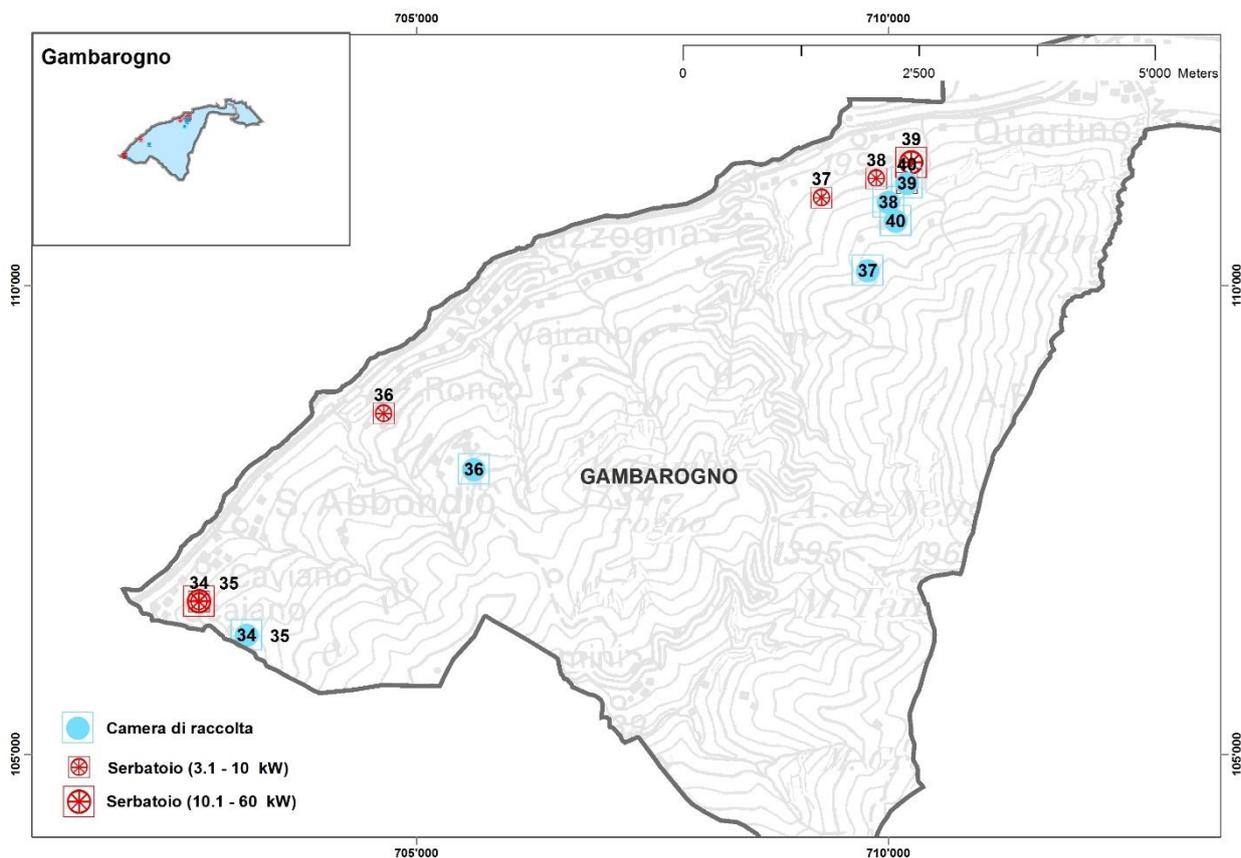
Gambarogno



ID caso: 38

| | |
|-------------------------------|--------------|
| Comune: | Gambarogno |
| Camera di partenza: | SE Mondadusc |
| Serbatoio di arrivo: | SE Piodascia |
| Quota camera [m s.l.m.]: | 570 |
| Quota serbatoio [m s.l.m.]: | 455 |
| Dislivello netto [m]: | 97 |
| Portata [l/min]: | 330 |
| Potenza elettrica netta [kW]: | 3.76 |
| Produzione annuale [kWh/a]: | 31'989 |
| Costi d'investimento [CHF] | 545'297 |
| Costo dell'energia [cts./kWh] | 91.7 |

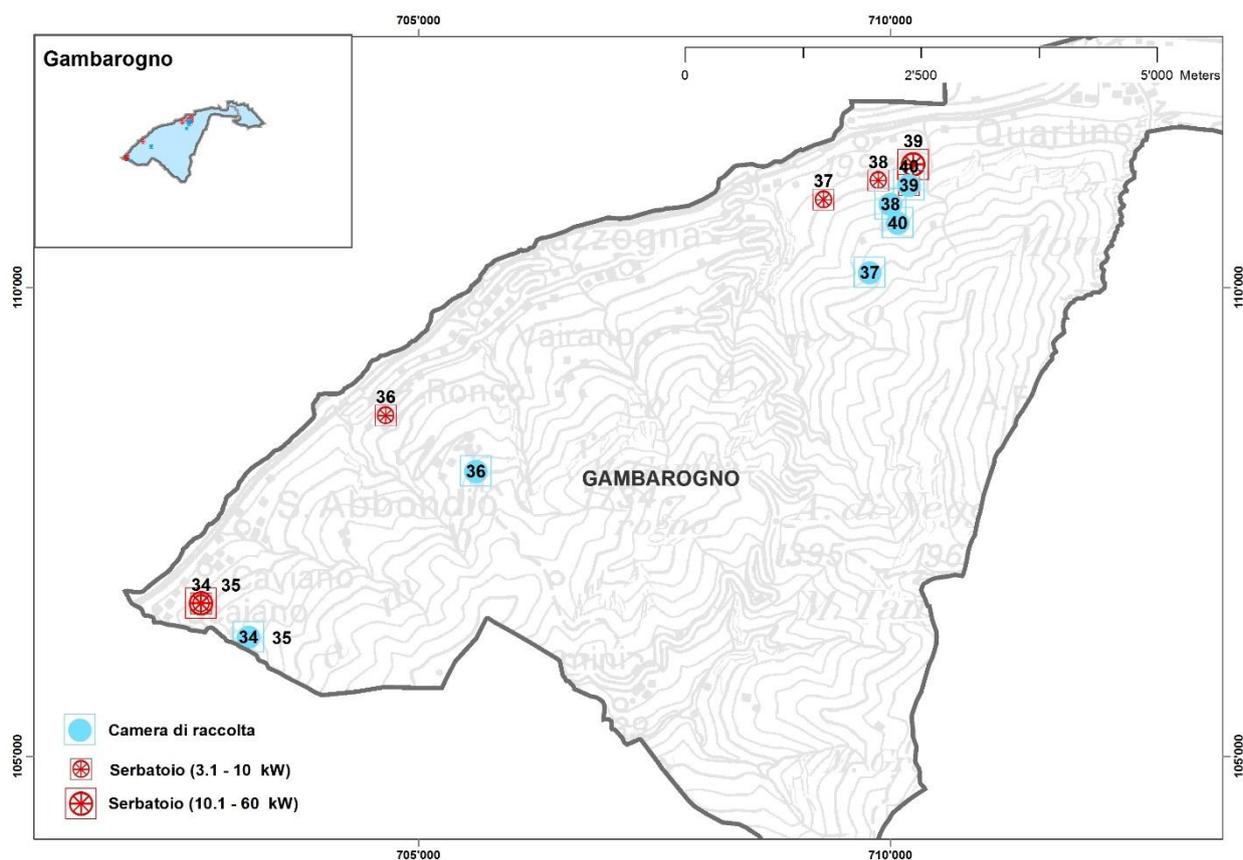
Gambarogno



ID caso: 39

| | |
|-------------------------------|------------|
| Comune: | Gambarogno |
| Camera di partenza: | SE Bruno |
| Serbatoio di arrivo: | SE Orgnana |
| Quota camera [m s.l.m.]: | 580 |
| Quota serbatoio [m s.l.m.]: | 455 |
| Dislivello netto [m]: | 112 |
| Portata [l/min]: | 1000 |
| Potenza elettrica netta [kW]: | 13.1 |
| Produzione annuale [kWh/a]: | 111'563 |
| Costi d'investimento [CHF] | 511'280 |
| Costo dell'energia [cts./kWh] | 25.6 |

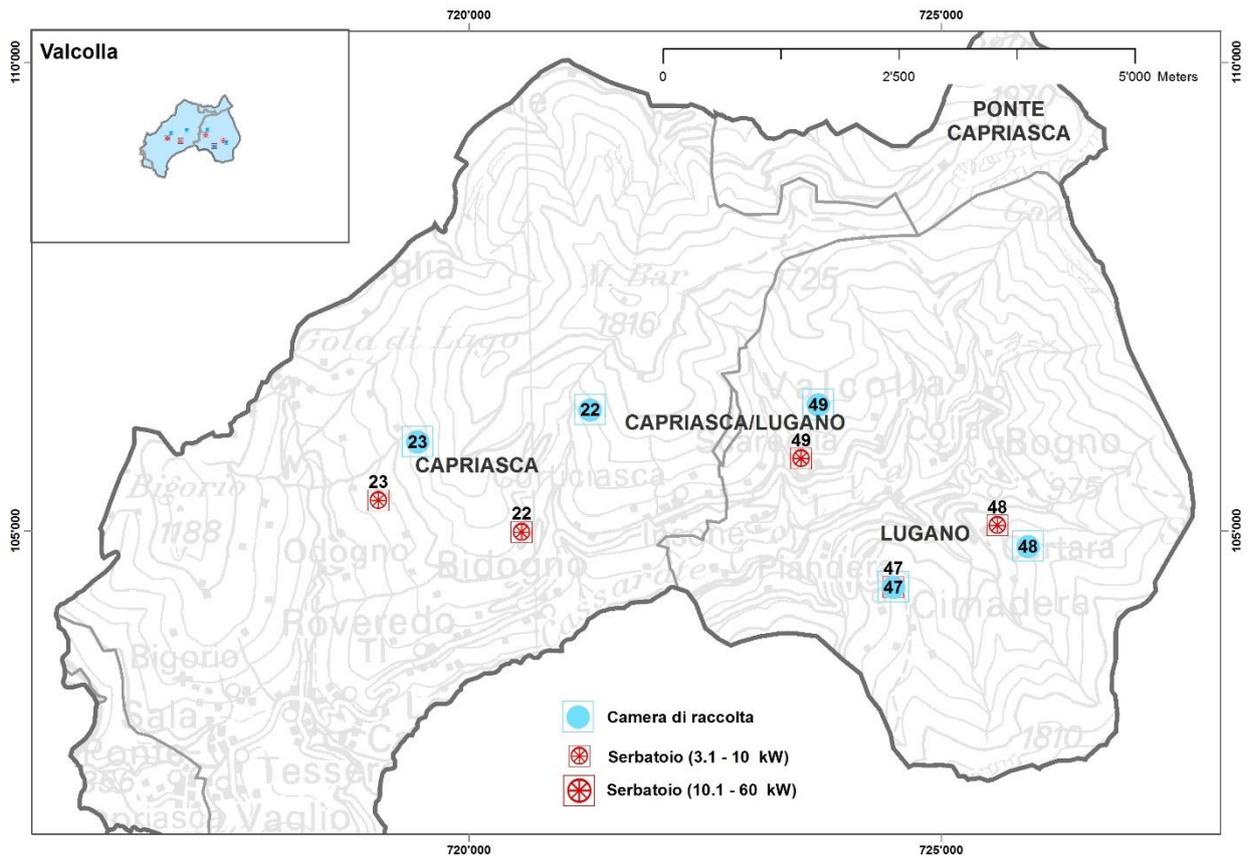
Gambarogno



ID caso: 40

| | |
|-------------------------------|------------|
| Comune: | Gambarogno |
| Camera di partenza: | CA Campeì |
| Serbatoio di arrivo: | SE Bruno |
| Quota camera [m s.l.m.]: | 65 |
| Quota serbatoio [m s.l.m.]: | 580 |
| Dislivello netto [m]: | 85 |
| Portata [l/min]: | 1000 |
| Potenza elettrica netta [kW]: | 9.98 |
| Produzione annuale [kWh/a]: | 84'788 |
| Costi d'investimento [CHF] | 740'810 |
| Costo dell'energia [cts./kWh] | 48.1 |

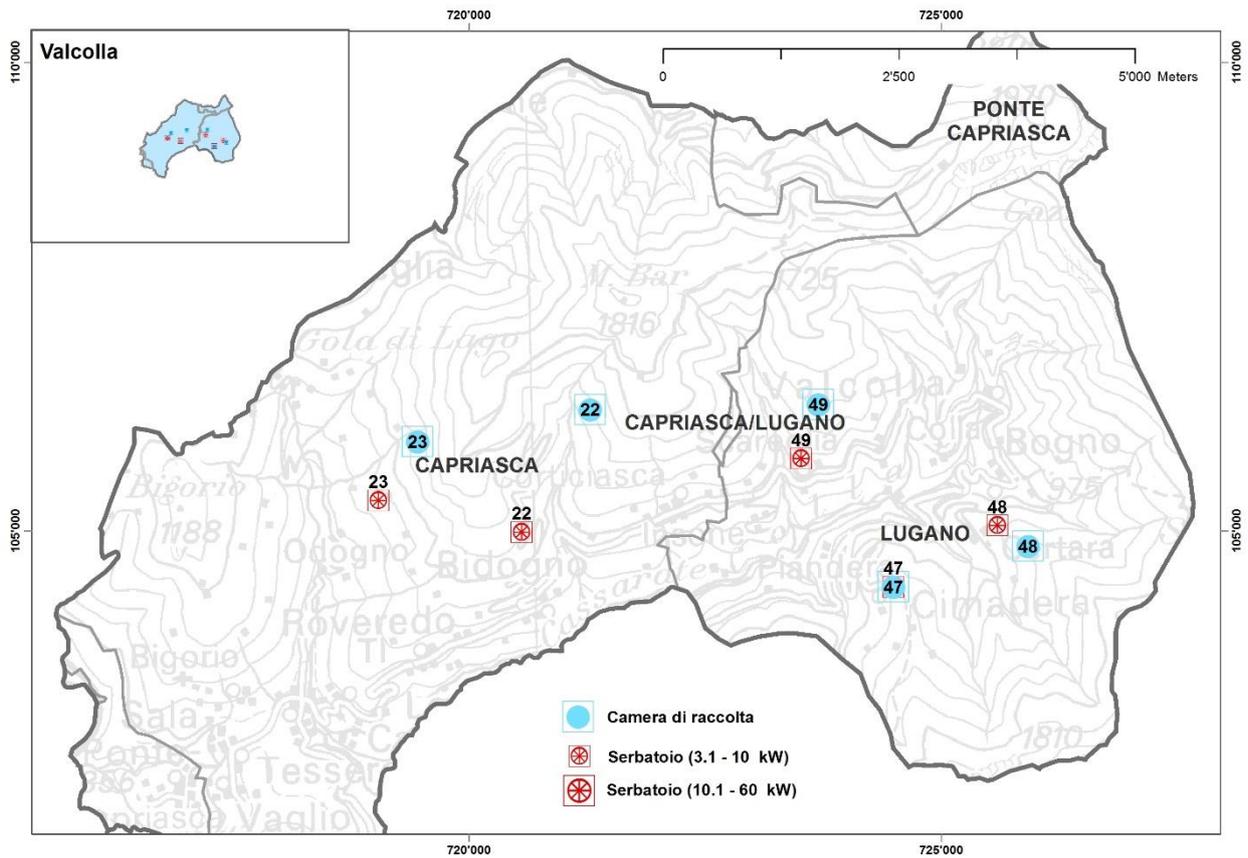
Valcolla



ID caso: 22

| | |
|-------------------------------|-----------------|
| Comune: | Capriasca |
| Camera di partenza: | CA 37 Capriasca |
| Serbatoio di arrivo: | CA 39 |
| Quota camera [m s.l.m.]: | 1'300 |
| Quota serbatoio [m s.l.m.]: | 1'090 |
| Dislivello netto [m]: | 189 |
| Portata [l/min]: | 253 |
| Potenza elettrica netta [kW]: | 5.58 |
| Produzione annuale [kWh/a]: | 47'419 |
| Costi d'investimento [CHF] | 2'180'804 |
| Costo dell'energia [cts./kWh] | 237.79 |

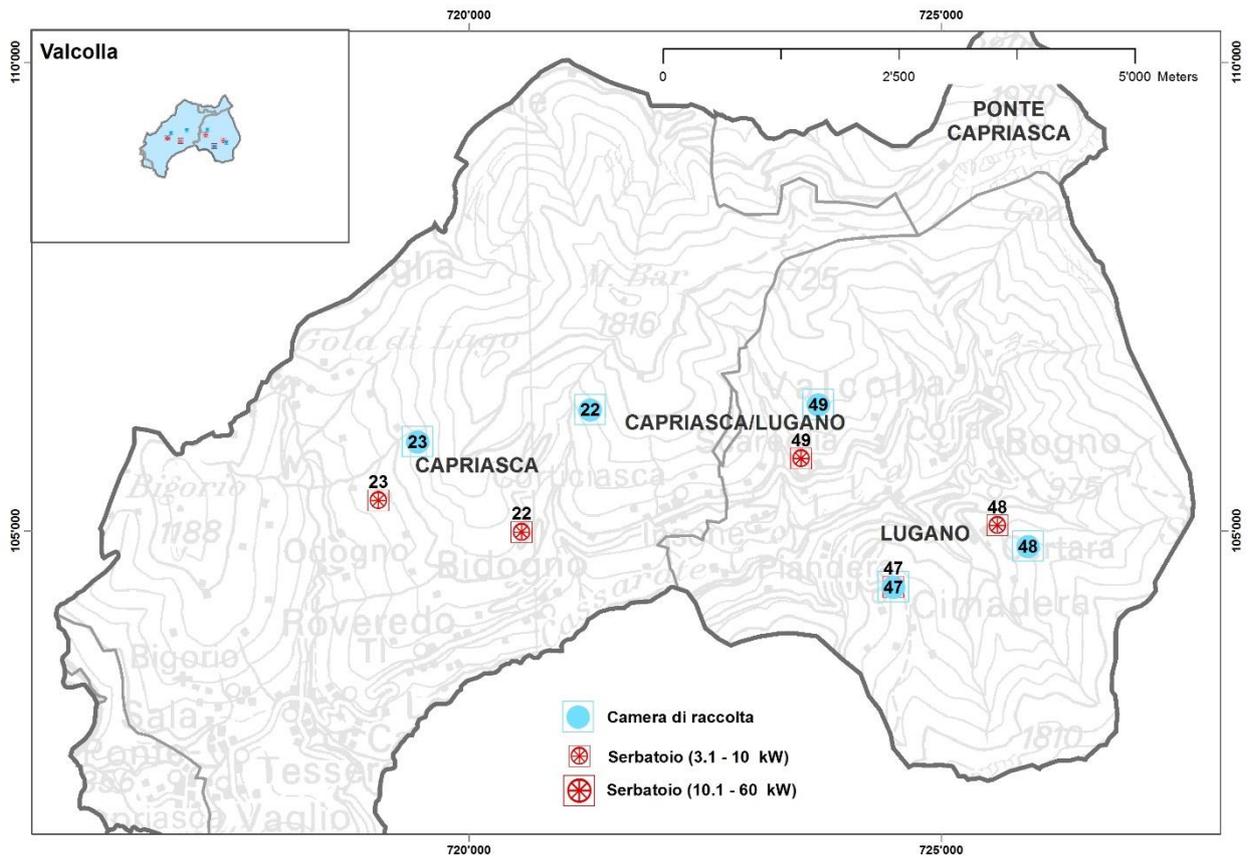
Valcolla



ID caso: 23

| | |
|-------------------------------|-------------------|
| Comune: | Capriasca |
| Camera di partenza: | GS Foggio Respi |
| Serbatoio di arrivo: | CA 5 Monte Nobile |
| Quota camera [m s.l.m.]: | 1'150 |
| Quota serbatoio [m s.l.m.]: | 865 |
| Dislivello netto [m]: | 256 |
| Portata [l/min]: | 262 |
| Potenza elettrica netta [kW]: | 7.8 |
| Produzione annuale [kWh/a]: | 66'643 |
| Costi d'investimento [CHF] | 1'130'888 |
| Costo dell'energia [cts./kWh] | 90.01 |

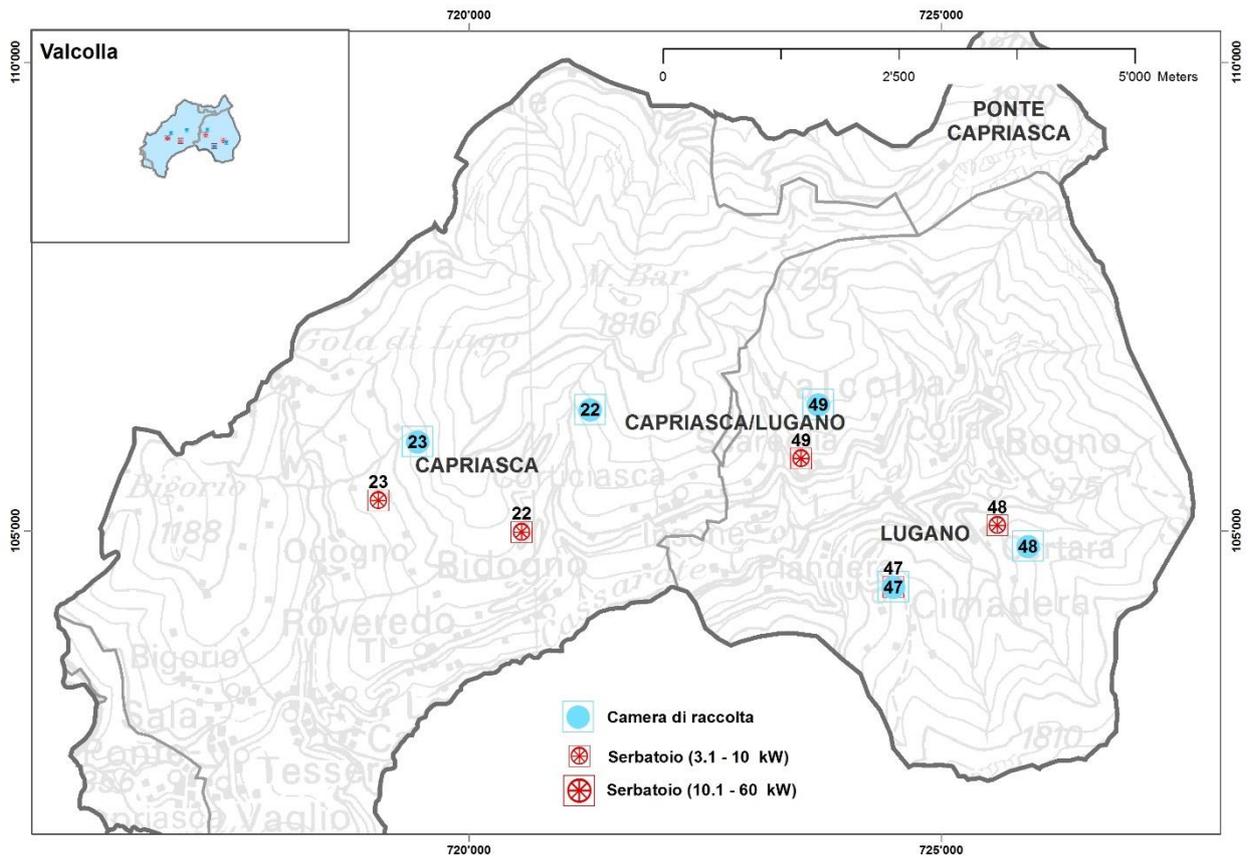
Valcolla



ID caso: 47

| | |
|-------------------------------|-------------|
| Comune: | Lugano |
| Camera di partenza: | CA Costa |
| Serbatoio di arrivo: | SE Cimadera |
| Quota camera [m s.l.m.]: | 1'246 |
| Quota serbatoio [m s.l.m.]: | 1'165 |
| Dislivello netto [m]: | 72 |
| Portata [l/min]: | 419 |
| Potenza elettrica netta [kW]: | 3.56 |
| Produzione annuale [kWh/a]: | 30'291 |
| Costi d'investimento [CHF] | 571'575 |
| Costo dell'energia [cts./kWh] | 99.40 |

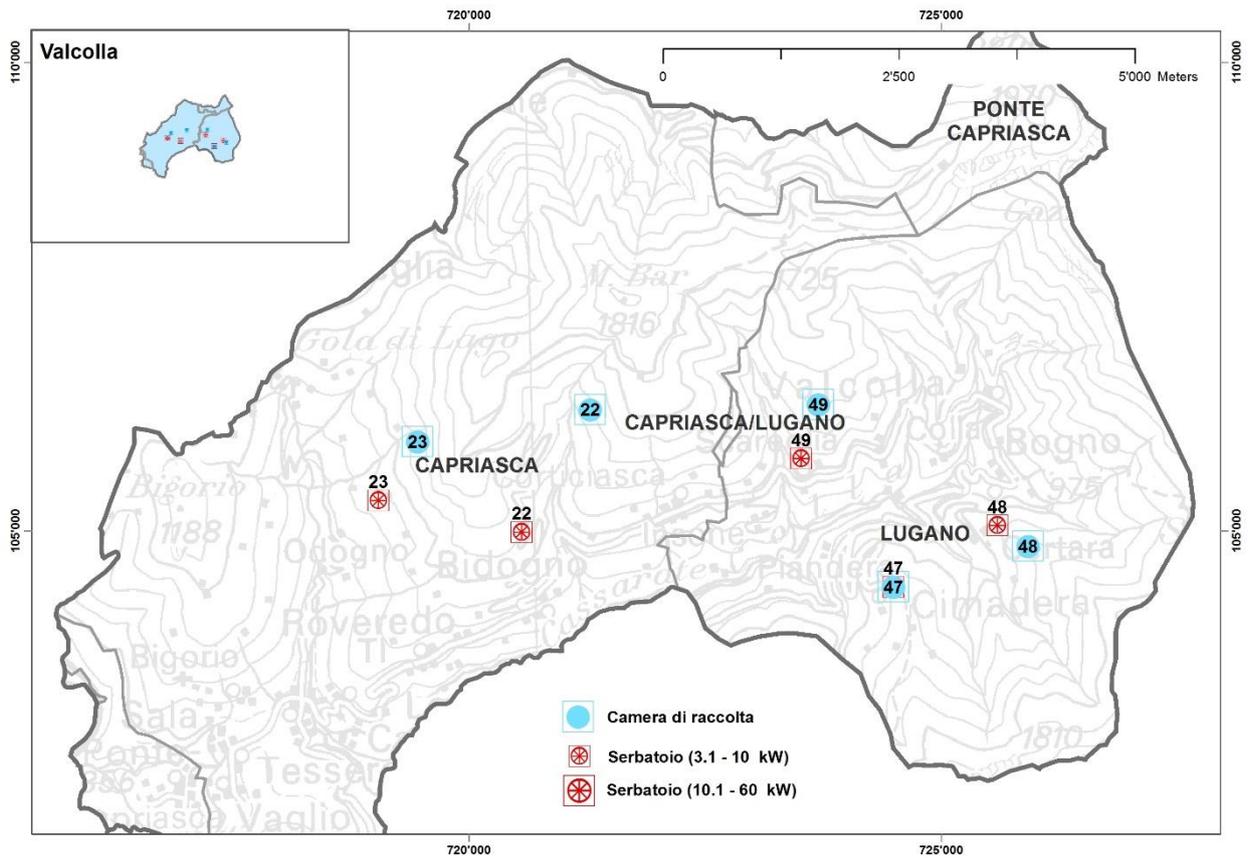
Valcolla



ID caso: 48

| | |
|-------------------------------|------------|
| Comune: | Lugano |
| Camera di partenza: | CA Gardone |
| Serbatoio di arrivo: | SE Certara |
| Quota camera [m s.l.m.]: | 1'220 |
| Quota serbatoio [m s.l.m.]: | 1'085 |
| Dislivello netto [m]: | 114 |
| Portata [l/min]: | 375 |
| Potenza elettrica netta [kW]: | 5.0 |
| Produzione annuale [kWh/a]: | 42'673 |
| Costi d'investimento [CHF] | 454'813 |
| Costo dell'energia [cts./kWh] | 58.06 |

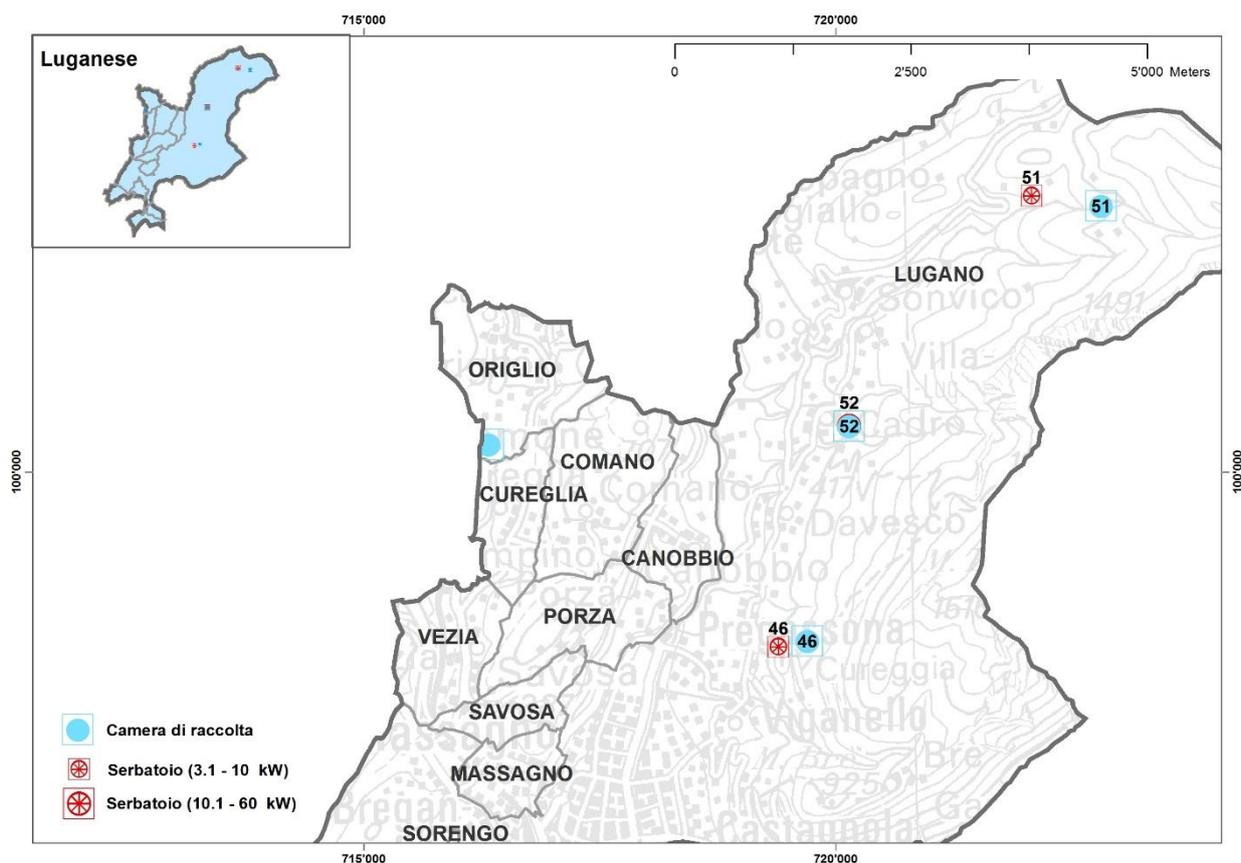
Valcolla



ID caso: 49

| | |
|-------------------------------|----------------|
| Comune: | Lugano |
| Camera di partenza: | CR 2 Scareglia |
| Serbatoio di arrivo: | SE Scareglia |
| Quota camera [m s.l.m.]: | 1'305 |
| Quota serbatoio [m s.l.m.]: | 1'080 |
| Dislivello netto [m]: | 191 |
| Portata [l/min]: | 172 |
| Potenza elettrica netta [kW]: | 3.8 |
| Produzione annuale [kWh/a]: | 32'621 |
| Costi d'investimento [CHF] | 278'067 |
| Costo dell'energia [cts./kWh] | 45.8 |

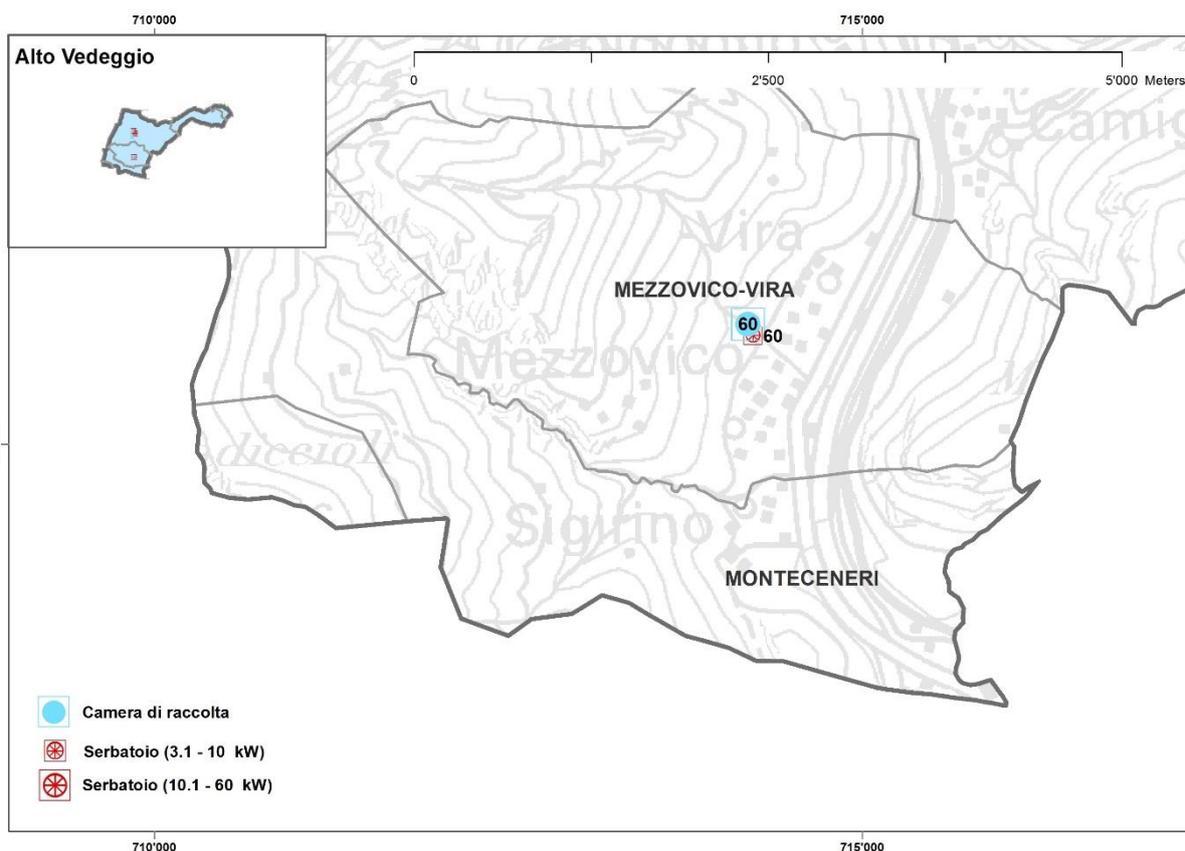
Luganese



ID caso: 46

| | |
|-------------------------------|------------|
| Comune: | Lugano |
| Camera di partenza: | CA 580 |
| Serbatoio di arrivo: | SE Cugnolo |
| Quota camera [m s.l.m.]: | 580 |
| Quota serbatoio [m s.l.m.]: | 494 |
| Dislivello netto [m]: | 73 |
| Portata [l/min]: | 600 |
| Potenza elettrica netta [kW]: | 5.1 |
| Produzione annuale [kWh/a]: | 43'495 |
| Costi d'investimento [CHF] | 121'281 |
| Costo dell'energia [cts./kWh] | 17.6 |

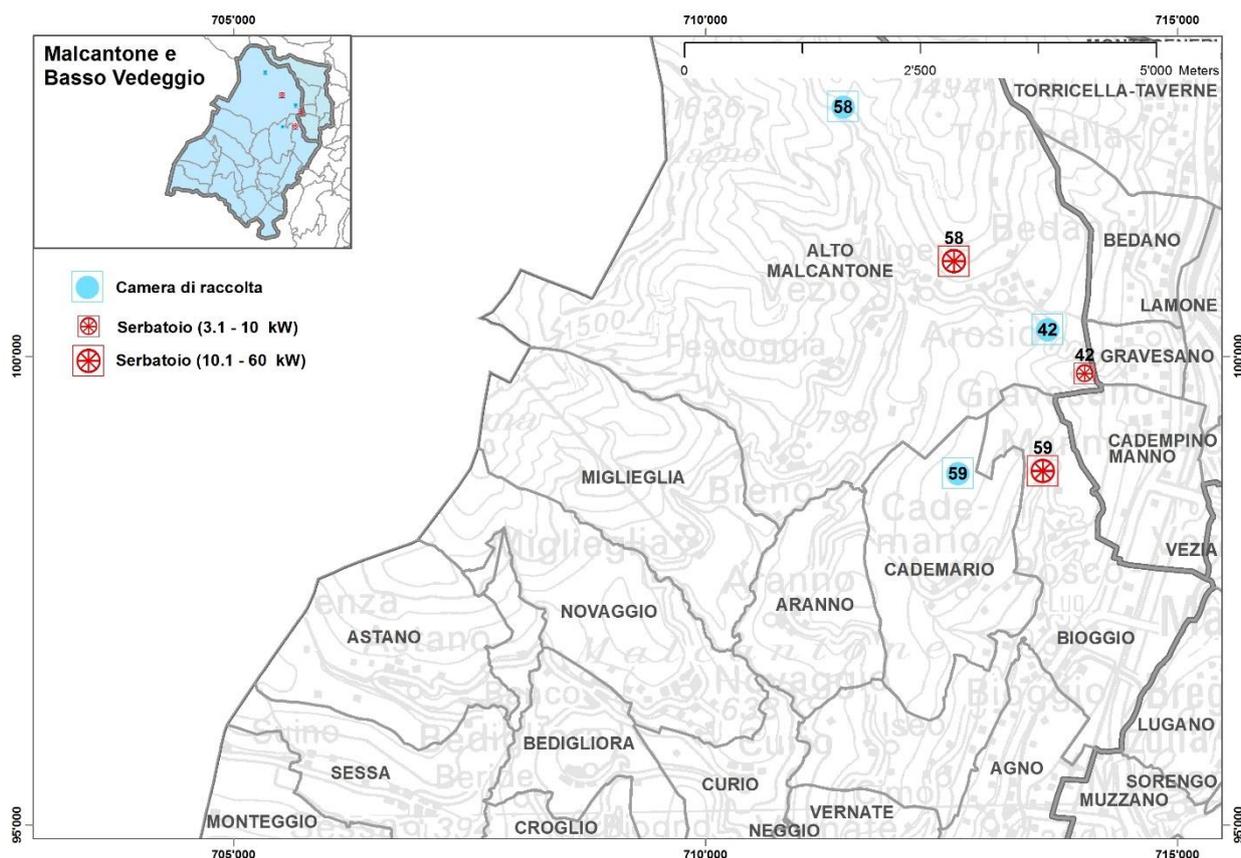
Alto Vedeggio



ID caso: 60

| | |
|-------------------------------|----------------|
| Comune: | Mettovico-Vira |
| Camera di partenza: | CA Piloreto |
| Serbatoio di arrivo: | SE Segiö |
| Quota camera [m s.l.m.]: | 575 |
| Quota serbatoio [m s.l.m.]: | 510 |
| Dislivello netto [m]: | 55 |
| Portata [l/min]: | 700 |
| Potenza elettrica netta [kW]: | 4.5 |
| Produzione annuale [kWh/a]: | 38'353 |
| Costi d'investimento [CHF] | 200'942 |
| Costo dell'energia [cts./kWh] | 32.7 |

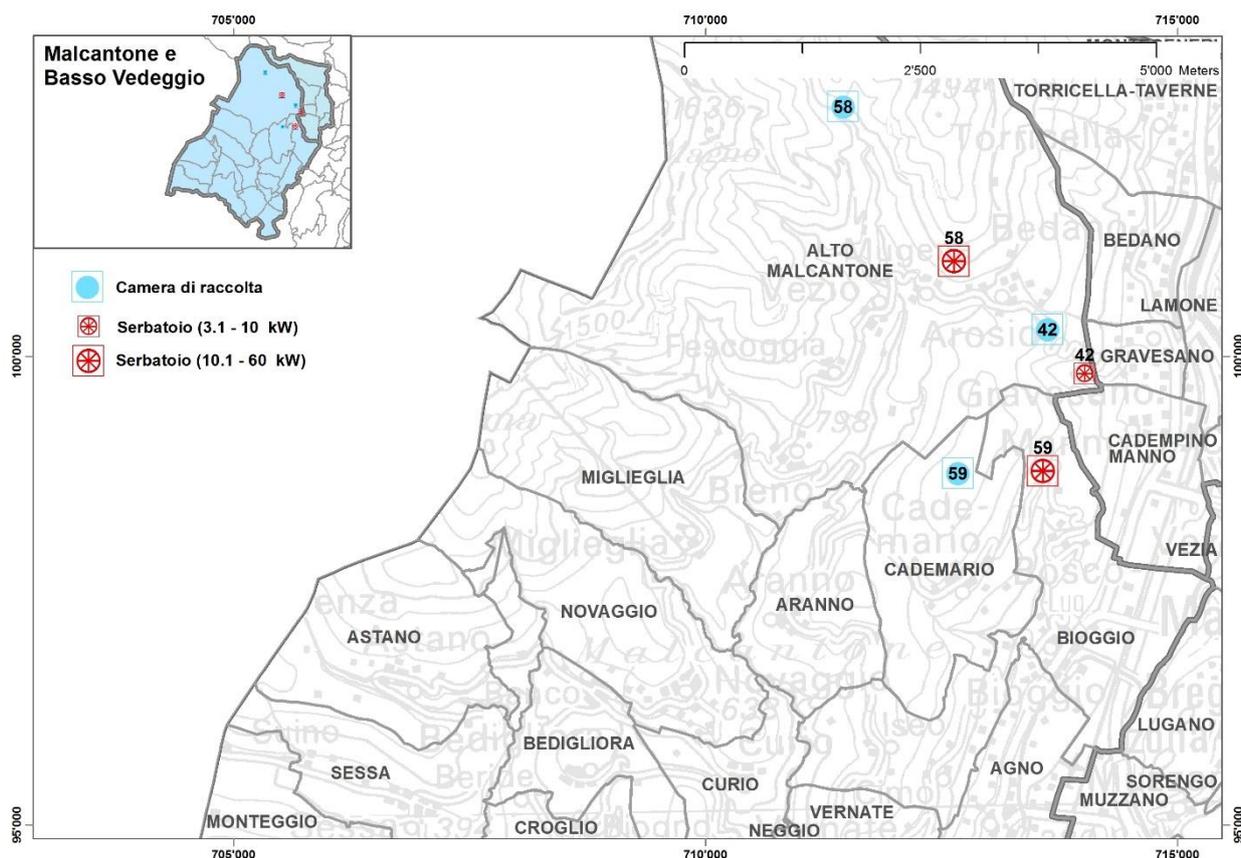
Malcantone e Basso Vedeggio



ID caso: 58

| | |
|-------------------------------|-----------------|
| Comune: | Alto Malcantone |
| Camera di partenza: | CA Mattarone |
| Serbatoio di arrivo: | SE Piantagione |
| Quota camera [m s.l.m.]: | 1'115 |
| Quota serbatoio [m s.l.m.]: | 1'020 |
| Dislivello netto [m]: | 85 |
| Portata [l/min]: | 1'415 |
| Potenza elettrica netta [kW]: | 13.1 |
| Produzione annuale [kWh/a]: | 111'405 |
| Costi d'investimento [CHF] | 2'222'352 |
| Costo dell'energia [cts./kWh] | 103.6 |

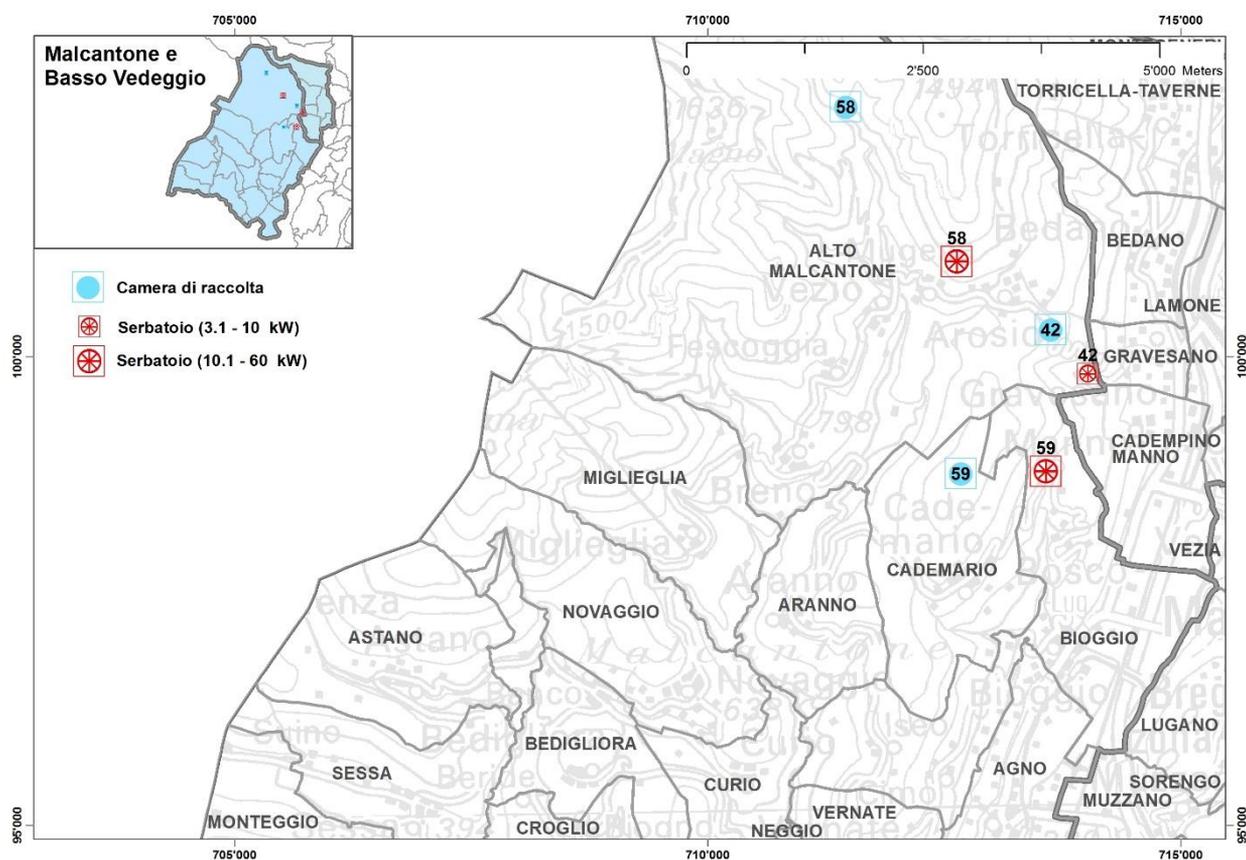
Malcantone e Basso Vedeggio



ID caso: 59

| | |
|-------------------------------|-------------------|
| Comune: | Cademario |
| Camera di partenza: | SE Agra |
| Serbatoio di arrivo: | Ca Bosco Luganese |
| Quota camera [m s.l.m.]: | 960 |
| Quota serbatoio [m s.l.m.]: | 620 |
| Dislivello netto [m]: | 306 |
| Portata [l/min]: | 860 |
| Potenza elettrica netta [kW]: | 25.6 |
| Produzione annuale [kWh/a]: | 217'473 |
| Costi d'investimento [CHF] | 1'164'470 |
| Costo dell'energia [cts./kWh] | 29.4 |

Malcantone e Basso Veduggio



ID caso: 42

| | |
|-------------------------------|----------------|
| Comune: | Gravesano |
| Camera di partenza: | CA Gravesano |
| Serbatoio di arrivo: | SE 1 Gravesano |
| Quota camera [m s.l.m.]: | 770 |
| Quota serbatoio [m s.l.m.]: | 467 |
| Dislivello netto [m]: | 257 |
| Portata [l/min]: | 134 |
| Potenza elettrica netta [kW]: | 4.0 |
| Produzione annuale [kWh/a]: | 34'224 |
| Costi d'investimento [CHF] | 504'156 |
| Costo dell'energia [cts./kWh] | 78.6 |

**Questo studio è stato condotto col sostegno di SvizzeraEnergia.
Dei contenuti sono responsabili unicamente gli autori.**

Indirizzo

SvizzeraEnergia, Ufficio federale dell'energia UFE
Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen. Indirizzo postale : 3003 Berna
Infoline 0848 444 444. www.svizzeraenergia.ch/consulenza
energieschweiz@bfe.admin.ch, www.svizzeraenergia.ch