



Lega – UDC
Alto Malcantone
una nuova realtà politica
del territorio



cc

MUNICIPIO DI ALTO MALCANTONE					
1	2	3	4	5	6
Ricevuto il 13 DIC. 2021					
Evaso il 2021.02409					
Ris. Mun. No.					

Lodevole
Consiglio comunale di Alto Malcantone
c/o Municipio
Strádon da Brén 50
6937 Breno

Mozione (art. 67 LOC)

Presentazione: 13-14 dicembre 2021

Oggetto: micro-centrale elettrica

Egregio Signor Presidente,
gentili Signore ed egregi Signori Consiglieri comunali,
facciamo riferimento al MM 253/2021 richiesta di credito di CHF 2'366'000.000 per la costruzione di un nuovo serbatoio in zona Roccolo e per la realizzazione di nuove condotte di distribuzione dell'acqua potabile, frazioni di Breno, Fescoggia e Vezio. Con quest'atto presentiamo la Mozione in oggetto.

Premesse

La crisi energetica e la conversione dal fossile all'energia pulita, è il tema attuale a livello planetario. Tutti sono chiamati a fare la loro parte per raggiungere l'ambizioso obiettivo. Nel nostro piccolo anche noi possiamo contribuire. Leggendo le relazioni tecniche descritte nel messaggio inerente al progetto di rete idrica, balzano all'occhio i vari dislivelli, camere rottura e valvole riduttrici pressione. Questo dimostra che, dislivello e correlate pressioni unite al quantitativo acqua, genera energia che va irrimediabilmente persa. Trattasi di energia rinnovabile, costante 24/24h per l'intero anno (energia di banda), che potrebbe essere recuperata e immessa in rete. Dato che i progetti non sono ancora stati implementati, ma vale pure per gli impianti esistenti, crediamo sia sensato far valutare da uno studio di ingegneria la fattibilità tecnica e economica dell'istallazione di una o più micro centrali. Lo stesso Studio ingegneria Lucchini e Canepa, potrebbe essere interpellato per una perizia veloce sulla fattibilità. Nel merito, AIL dispone di uno specifico ufficio energie alternative (progettazione teleriscaldamento, biogas, micro centrali ecc.), inoltre, AIL stessa potrebbe essere coinvolta sia finanziariamente che progettualmente con una partecipazione di proprietà. Ci risulta che questi progetti sono sostenuti e finanziati dalla Confederazione e fondo FER.

Segnaliamo che progetti simili sono già stati realizzati e a tal riguardo vi sottoponiamo in allegato quanto è stato costruito ad Airolo nel periodo 2016-2018. Poniamo alla vostra attenzione anche una sintesi dello studio SUPSI e CSD ingegneri sui potenziali energetici dell'approvvigionamento idrico in Ticino. Dal documento risultano fattibili tecnicamente ed economicamente, ben tre progetti nell'Alto Malcantone: Mottarone piantagione Mugena, Agra Cademario Bosco Luganese e Arosio Gravesano.

Mozione

Fatte queste premesse chiediamo a questo lodevole Consiglio comunale di autorizzare un investimento in una micro-centrale elettrica concedendo:

- a) un credito per il finanziamento di uno studio di fattibilità per la creazione di una micro-centrale elettrica (o in alternativa, e più in generale, per l'applicazione di una tecnologia che permetta di sfruttare l'energia cinetica e/o potenziale dell'acqua recuperata dalle nostre sorgenti);
- b) un credito per la progettazione esecutiva finalizzata alla realizzazione di tale progetto;
- c) un credito per lo studio di fattibilità di una soluzione simile che permetta di recuperare l'energia cinetica e/o potenziale dei liquami presenti nelle nostre canalizzazioni, indirizzati verso i due IDA dove avviene la loro depurazione, sfruttando anche in questa circostanza la differenza di quota/altitudine.

Con i più distinti saluti.

Per il Gruppo Lega UDC in Consiglio comunale

Rinaldo Mercoli

Alfredo Bazzocco

Roberto Leoni

Breno, 9 dicembre 2021

Allegati: citati

COMPENDIO

Mozione progetto micro-centrale

Onde evitare qualsiasi malinteso, riteniamo opportuno chiarire alcuni aspetti legati alla Mozione "microcentrali".

L'idea di valorizzare la produzione energetica locale, è in aria da parecchi anni. Infatti, ad inizio legislatura 2016, avevamo valutato l'opportunità di riattivare il vecchio impianto (non più esistente), della Centrale Busgnone di proprietà AIL (chiamata üsina). Il fatto che AIL possedesse una servitù per la condotta forzata, ci faceva ben sperare. Purtroppo, ci siamo scontrati con una realtà non considerata: i deflussi idrici minimi imposti dal Cantone. Questo è stato sufficiente a farci abbandonare l'idea.

Visione microcentrale acquedotto

Il MM253/2021, ha improvvisamente riattivato il nostro spirito idrico-energetico. Nuovamente si presentava l'occasione di proporre l'idea di progetto inerente allo sfruttamento idrico. A prima vista, i dislivelli sembravano soddisfare le condizioni per una produzione di energia idroelettrica. Poi, in seguito a discussioni e valutazioni di vario genere, il nuovo progetto acquedotto sembra sì prestarsi ad uno sfruttamento, ma a ben guardare, i dislivelli risultano ridotti e il flusso d'acqua non costante sull'arco delle 24h. Queste limitazioni, ci hanno indotto ad indagare quanto realizzato in Ticino nel merito della tipologia d'impianto. Con nostra sorpresa, abbiamo scoperto che la SUPSI aveva svolto uno studio di fattibilità sugli acquedotti ticinesi. Ringraziamo il Consigliere Cristian Bühler, che ci ha fornito un documento esaustivo in materia.

Leggendolo, ci siamo resi conto che nell'Alto Malcantone esistono ben tre studi di progetto per tre impianti di turbinaggio. Tutti hanno superato la fase 1 e 2 di studio e quindi in concreto realizzabili e sostenibili sia tecnicamente che economicamente.

Quindi, la nostra Mozione rimane valida. Interpellare lo studio di progettazione per un consulto rapido, è da fare. Probabilmente, risponderanno che tecnicamente è fattibile, ma non economicamente.

Alla luce del documento tecnico sui possibili progetti nell'Alto Malcantone, invitiamo il Municipio a prendere contatto con la SUPSI (incontro dal vivo), per chiarire meglio i vari aspetti tecnici-finanziari e, sui primi passi da fare.

In seguito, il Municipio prenderà contatto con il Comuni coinvolti nei tre progetti di sfruttamento idrico. Poi, quando il quadro sarà chiaro sulla volontà di volere proseguire, stabilire un riparto dei costi di investimento e relativi benefici finanziari.

A questo punto, non ha senso indagare gli aspetti tecnici-finanziari evidenziati nello studio SUPSI, ma piuttosto decidere di sostenere l'idea di realizzazione di un progetto di turbinaggio.

Il Gruppo Lega-UDC



Sono entrate in servizio una centralina idroelettrica, la terza sulle condotte dell'acqua potabile, e una centrale termica che produce calore per gli edifici del Comune.

Anche Airolo sta prendendo a cuore la svolta energetica contemplata dalla Strategia energetica 2050 e voluta dalla Confederazione. Negli ultimi tempi nella località leventinese sono infatti entrate in servizio due nuove importanti strutture: una micro centrale idrica che produce energia elettrica sfruttando la condotta dell'acqua potabile e una centrale termica in grado di rifornire diversi utenti del comune. Entrambi gli impianti sono stati progettati e realizzati sotto la supervisione del personale dell'Azienda

elettrica e dell'acqua potabile del comune di Airolo. Per una località di montagna si tratta di un importante passo a favore dell'efficienza e del risparmio energetico e quindi anche a sostegno dell'ambiente.

Centralina Foppa Grande

La centralina Foppa Grande di proprietà dell'Azienda Acqua Potabile Comunale di Airolo (AAPC) e messa in servizio nell'autunno del 2018, si trova sul pendio del San Gottardo che sovrasta il Motto Bartola. L'impianto è l'ultimo realizza-

to ma può essere considerato il primo della catena di produzione idroelettrica installata dall'AAPC sui propri impianti di distribuzione di acqua potabile. Ad oggi la località dell'Alta Leventina vanta infatti ben 3 centraline idroelettriche installate sulle condotte di distribuzione dell'acqua potabile e che sfruttano il suo potenziale producendo energia elettrica. La realizzazione dell'impianto di Foppa Grande è costato un milione e mezzo di franchi e i lavori sono iniziati nella primavera del 2016. La micro centrale



situata a quota 1590 m.s.m. sfrutta l'acqua potabile proveniente dalle sorgenti denominate Banchi di Fieudo situate a quasi 2mila metri di altitudine. Grazie al dislivello di 388 metri (che consente di sviluppare una pressione di circa 39 bar) e all'importante e continuo flusso d'acqua erogato dalle sorgenti (fino a 45 litri al secondo), la produzione annua della centralina è di 590'000 kWh. Vale a dire il consumo di 150 economie domestiche. L'intera corrente elettrica prodotta dai tre impianti installati sulle condotte dell'AAPC viene immessa nella rete dell'Azienda elettrica comunale di Airolo.

Centrale termica

La nuova centrale termica di Airolo trova spazio in un edificio di nuova costruzione situato nel sedime sotto alla palestra delle scuole. L'impianto è di ultima generazione e impiega il cippato di legno quale combustibile. Il calore prodotto viene immesso in una rete di teleriscaldamento allacciati a diversi edifici che si trovano nei dintorni. La centrale ha una stufa da 550 kW che può fornire energia termica a una trentina di economie dome-

stiche. Attualmente è già allacciata una dozzina di utenti. Nei prossimi mesi è comunque prevista la posa di nuove condotte termiche per consentire l'allacciamento anche ad altri interessati. Ricordiamo che con il calore prodotto dalla centrale termica è possibile riscaldare la casa e produrre acqua calda sanitaria. Tutto questo in sostituzione degli altri vettori comunemente in uso come l'olio da riscaldamento.

Qui a lato la centralina Foppa grande.



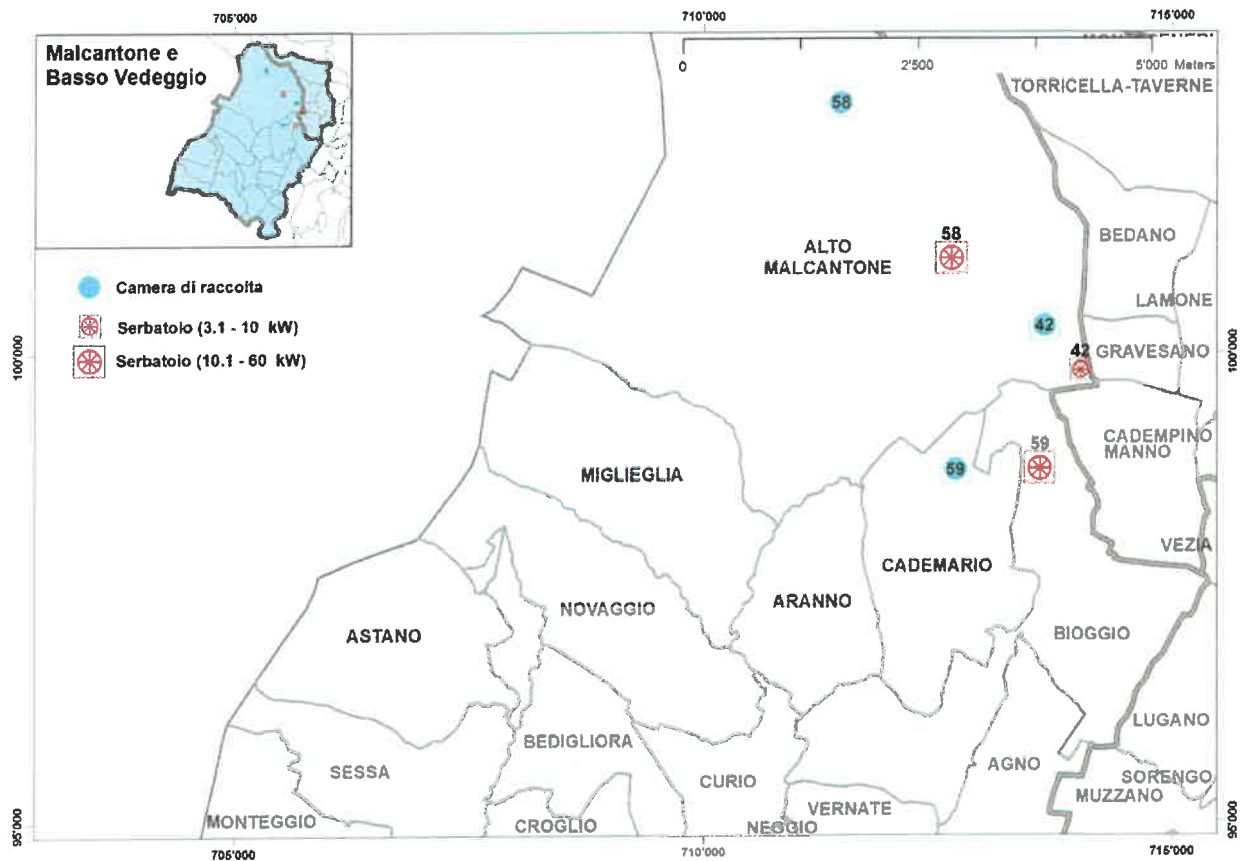
Nelle foto sopra la nuova centrale termica.



L'investimento globale per la realizzazione della centrale termica, delle condotte e dei vari allacciamenti si aggira attorno ai tre milioni di franchi interamente finanziato dal Comune tramite l'azienda elettrica e con l'aiuto dei contributi cantonali e federali. La centrale termica di Airolo è stata costruita anche nell'ottica di un potenziamento futuro visto che c'è lo spazio e la possibilità tecnica per un raddoppio. La fornitura del cippato è invece stata affidata dalla locale azienda forestale risultata vincitrice del rispettivo concorso d'appalto pubblico.

Per ulteriori informazioni
www.comuneairolo.ch.

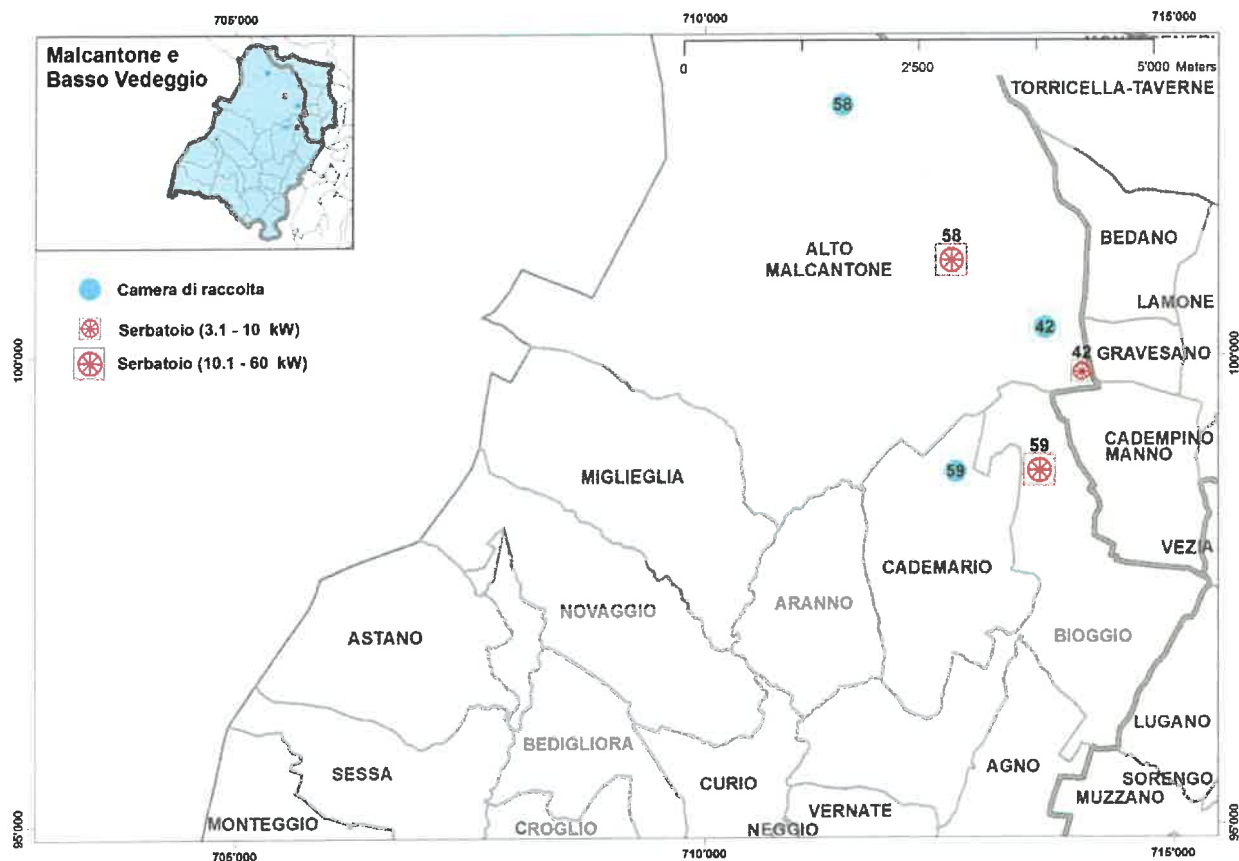
Malcantone e Basso Vedeggio



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

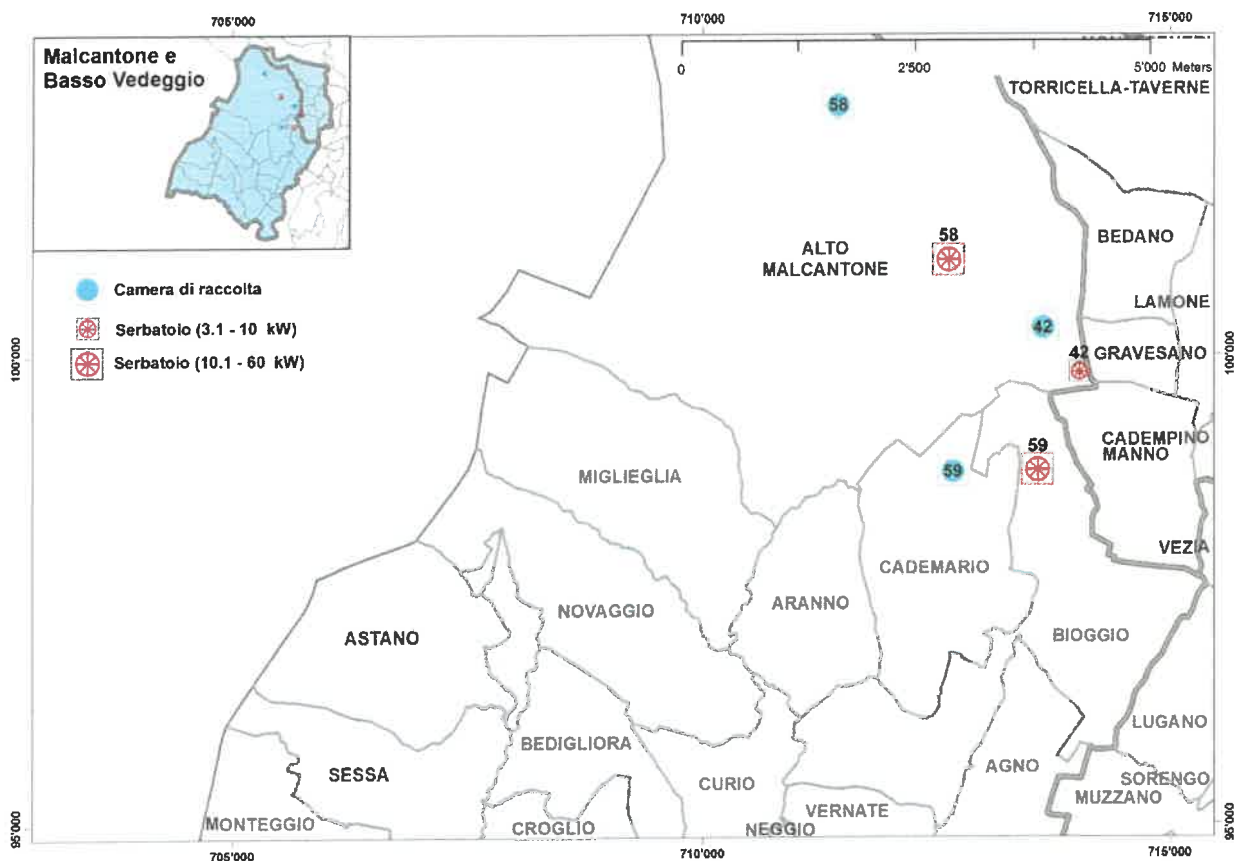
Malcantone e Basso Vedeggio



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

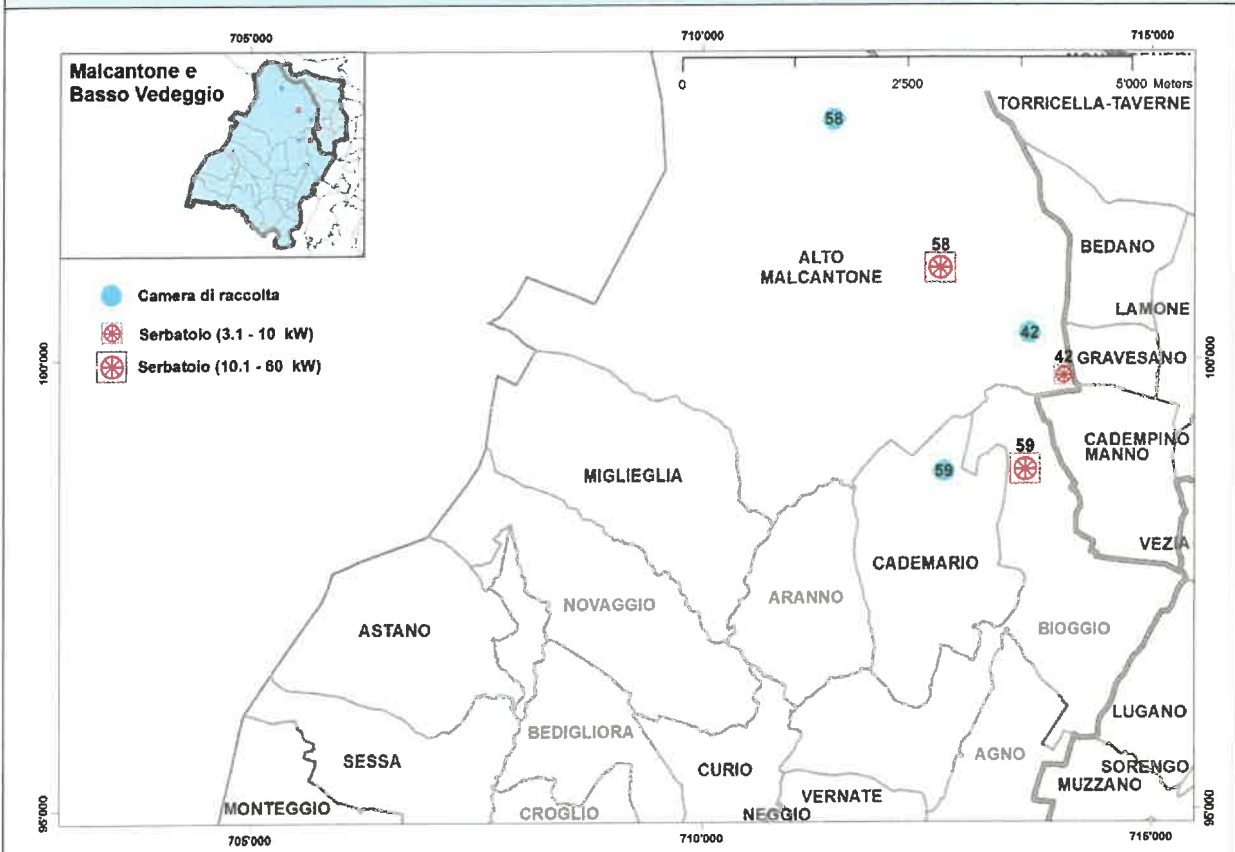
Malcantone e Basso Vedeggio



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

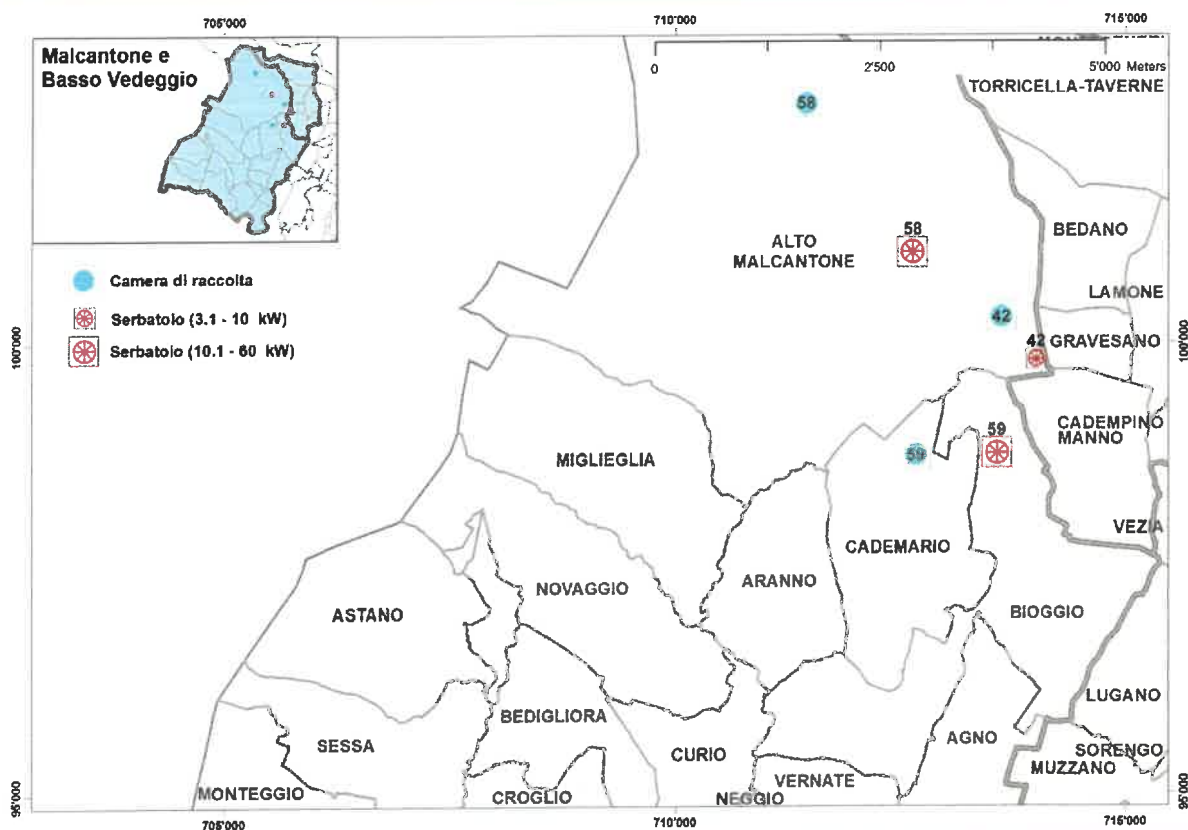
Malcantone e Basso Vedeggio



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

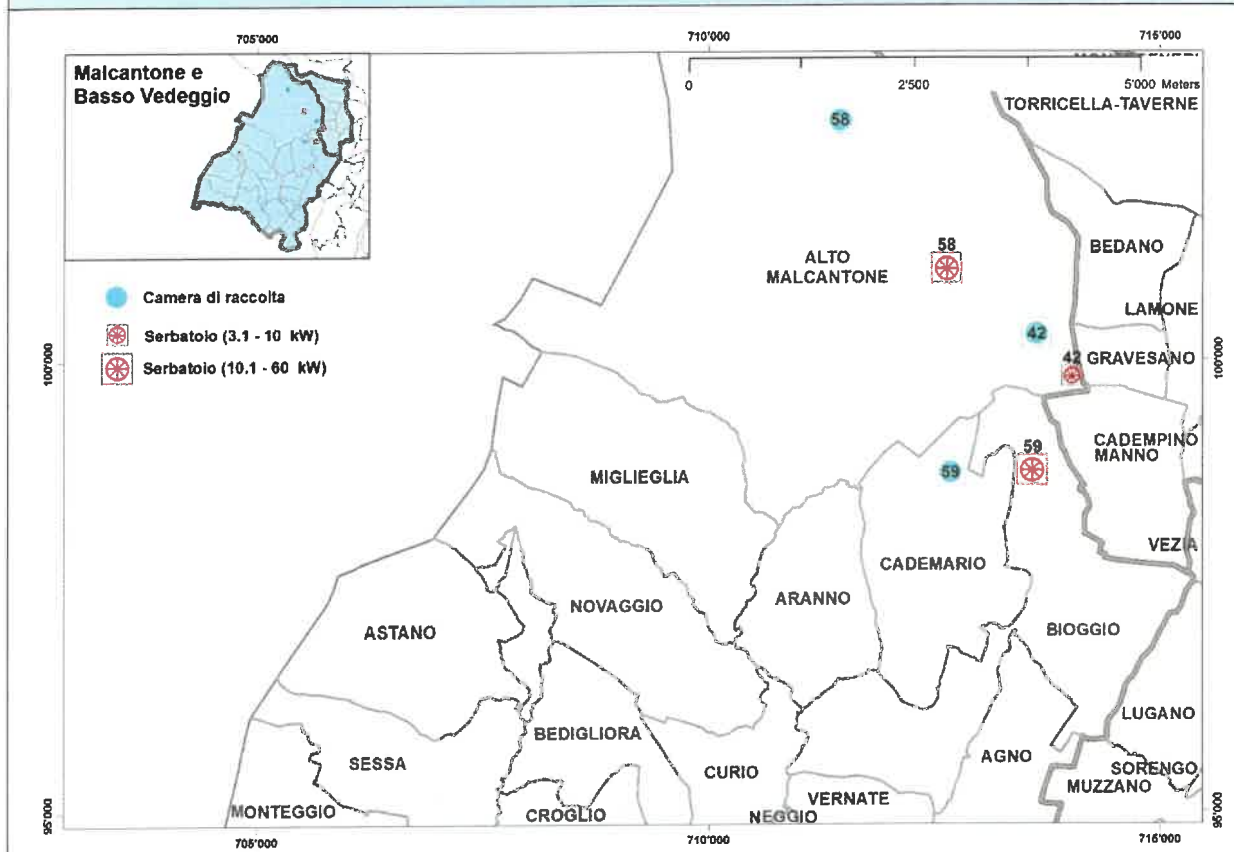
Malcantone e Basso Veduggio



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 Vedeggio



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

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.

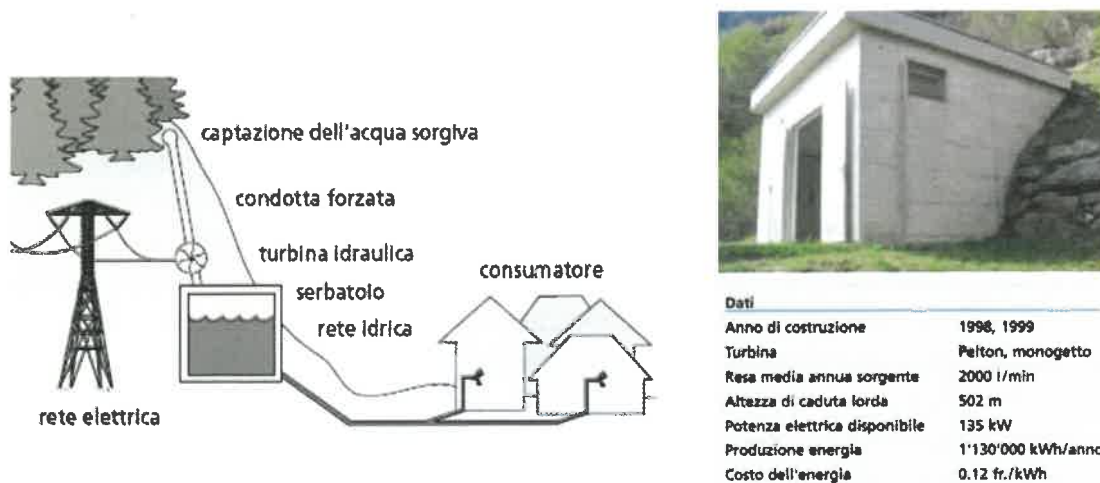


Figura 1 Schema semplificato dei principali elementi presenti negli impianti idroelettrici installati sugli acquedotti³ ed esempio della microcentrale di Personico realizzata sull'acquedotto³.

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.

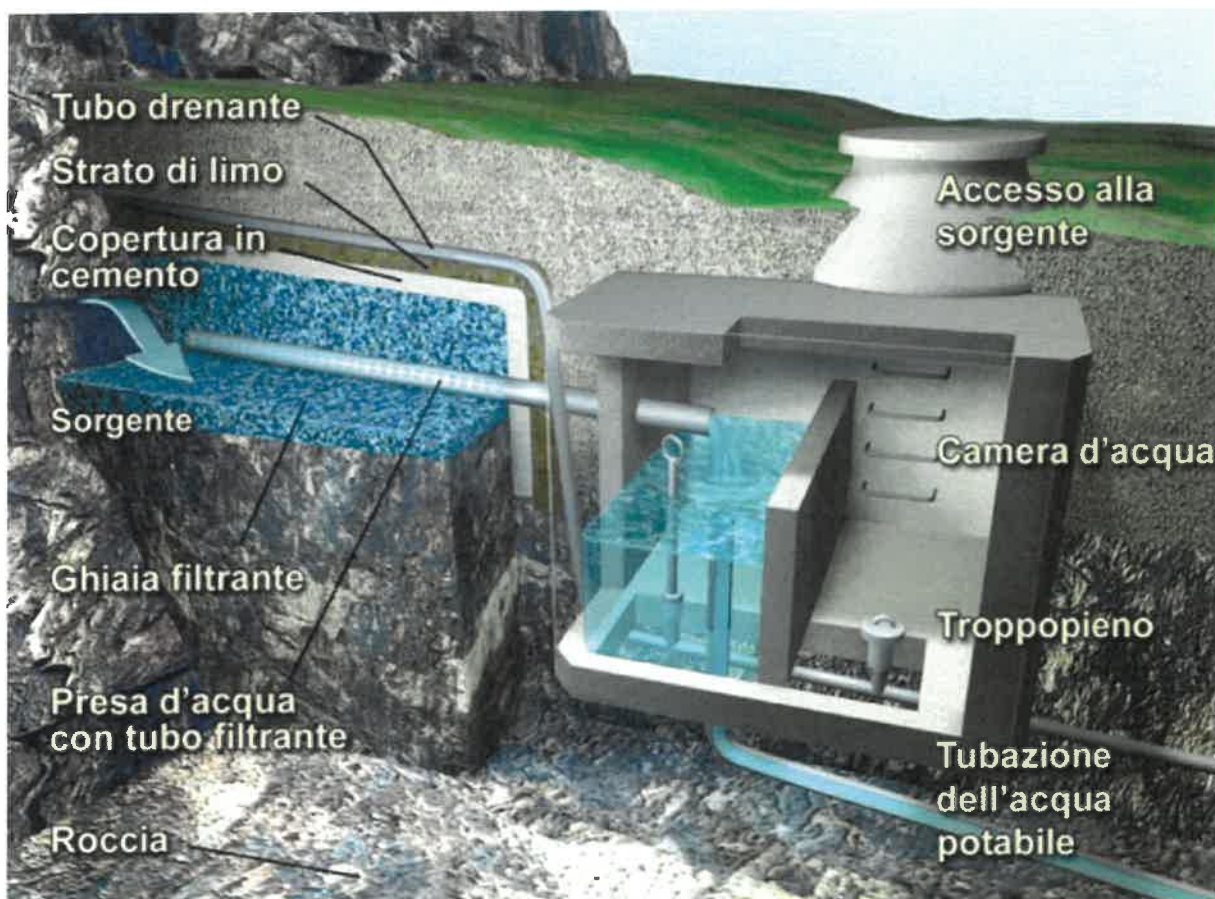


Figura 2 Captazione da sorgente: cunicolo drenante⁵

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 kWh⁸ 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.

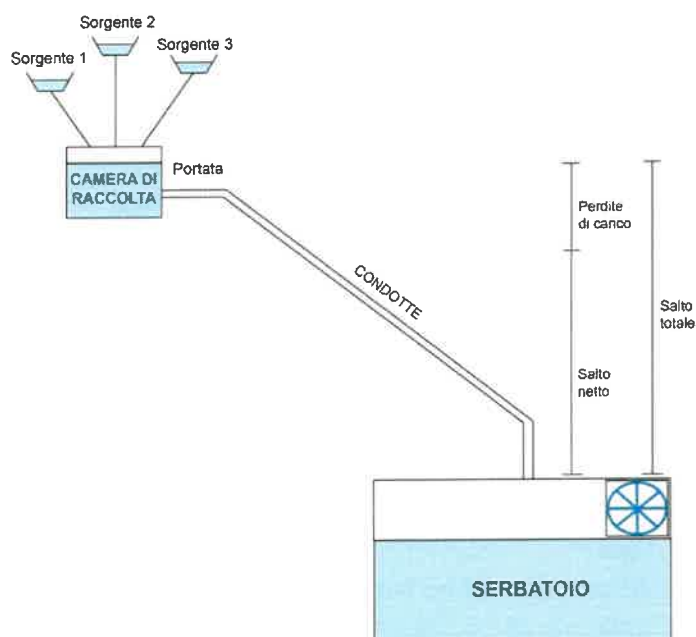


Figura 4 Schema degli elementi da esaminare durante la valutazione del potenziale. Il calcolo del potenziale nella prima fase considera il salto totale. Nella seconda fase di progetto verranno invece calcolate le perdite di carico, così da ottenere il salto netto che rappresenta il carico disponibile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

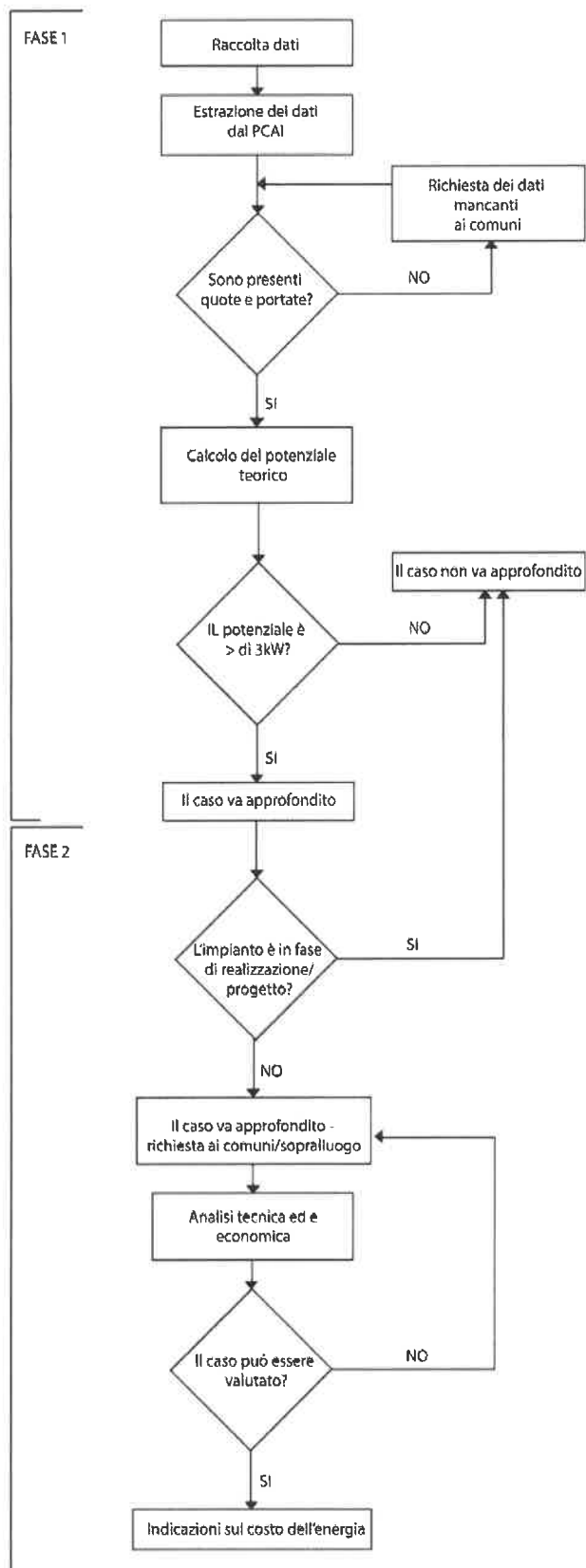


Figura 5 Diagramma di flusso dell'attività svolta

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.

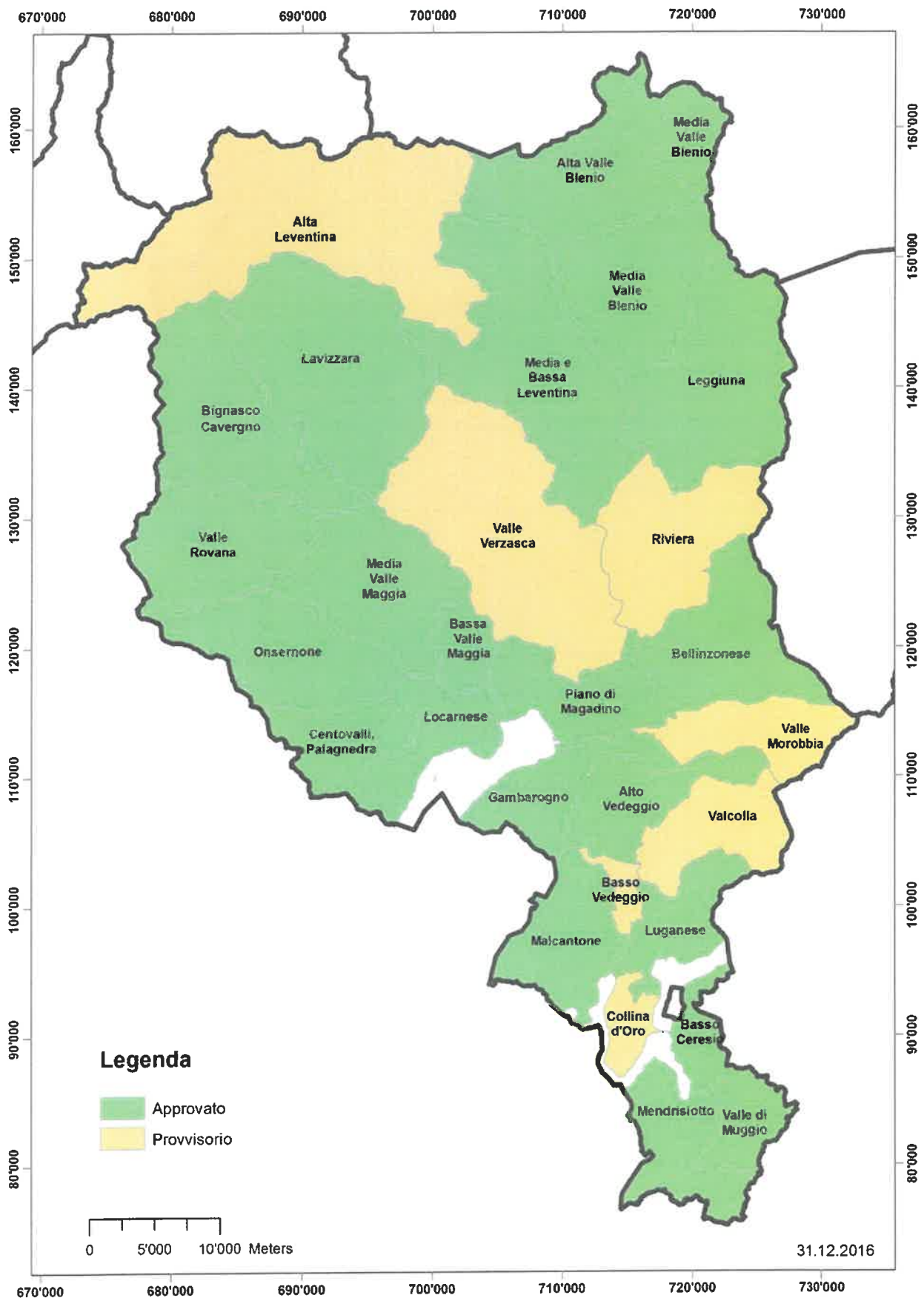


Figura 6 Situazione dei piani del PCAI in base allo stato di adozione. Nei casi in cui il piano sia stato adottato, il dato è stato approfondito con i PGA e le informazioni presenti presso i comuni

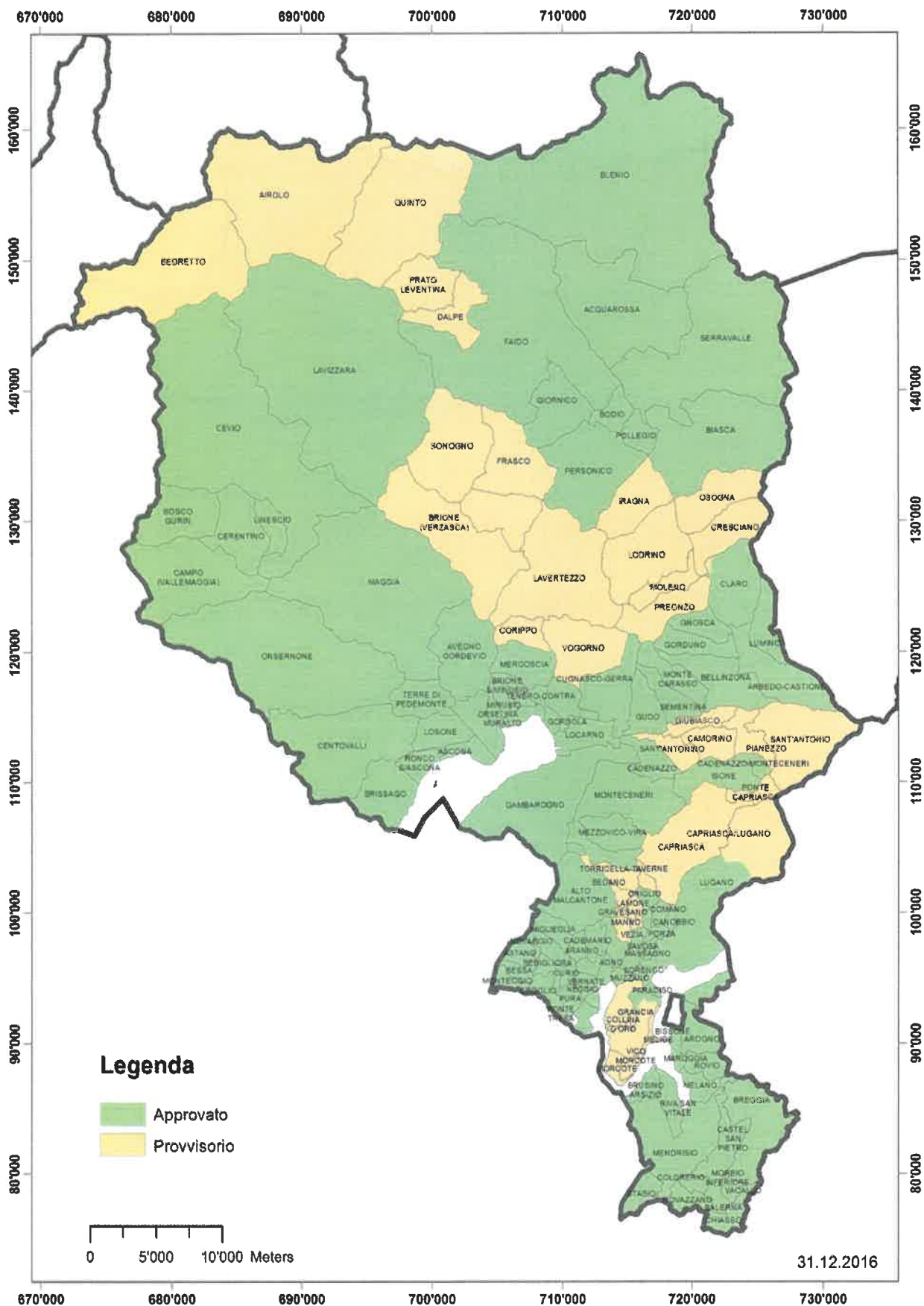


Figura 7 Situazione dei piani del PCAI in base allo stato di adozione. Le etichette rappresentano i comuni presenti all'interno dei piani dei PCAI che sono o meno stati adottati

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.

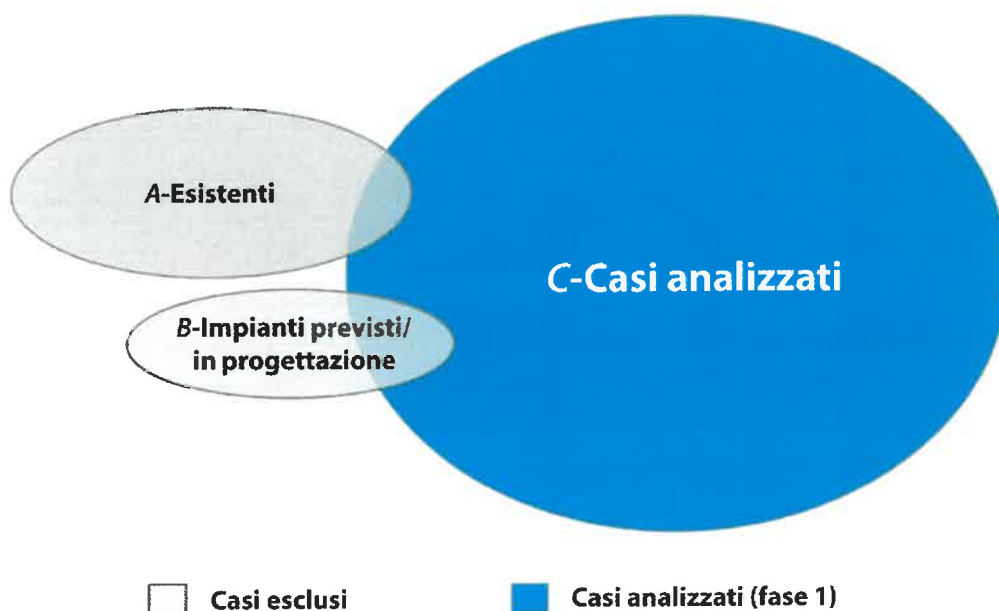


Figura 8 Casi analizzati durante la fase 1

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.

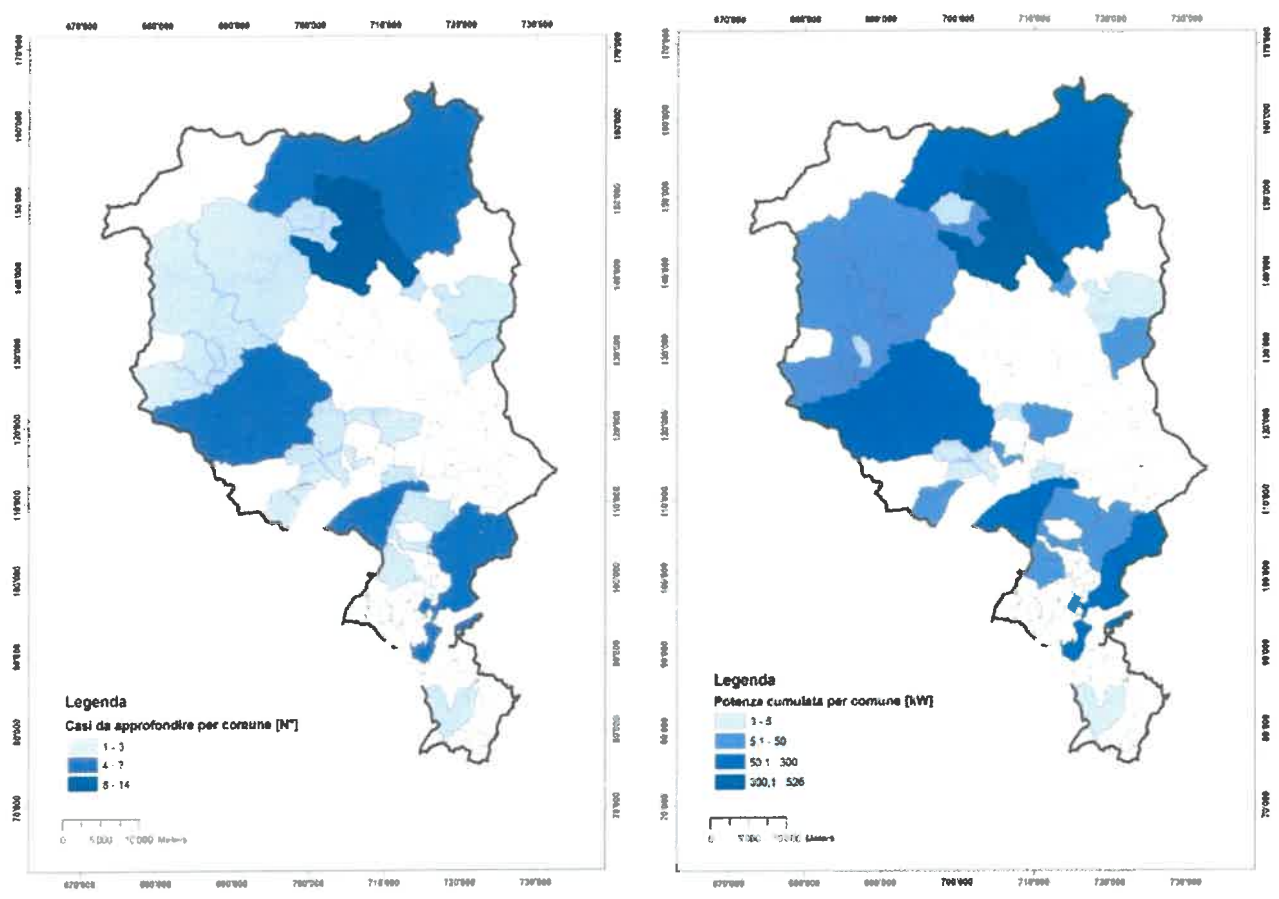


Figura 9 Casi da approfondire per Comune al termine della fase 1, in termini numerici e per potenze cumulate [kW]

3.2 Impianti esistenti in Canton Ticino

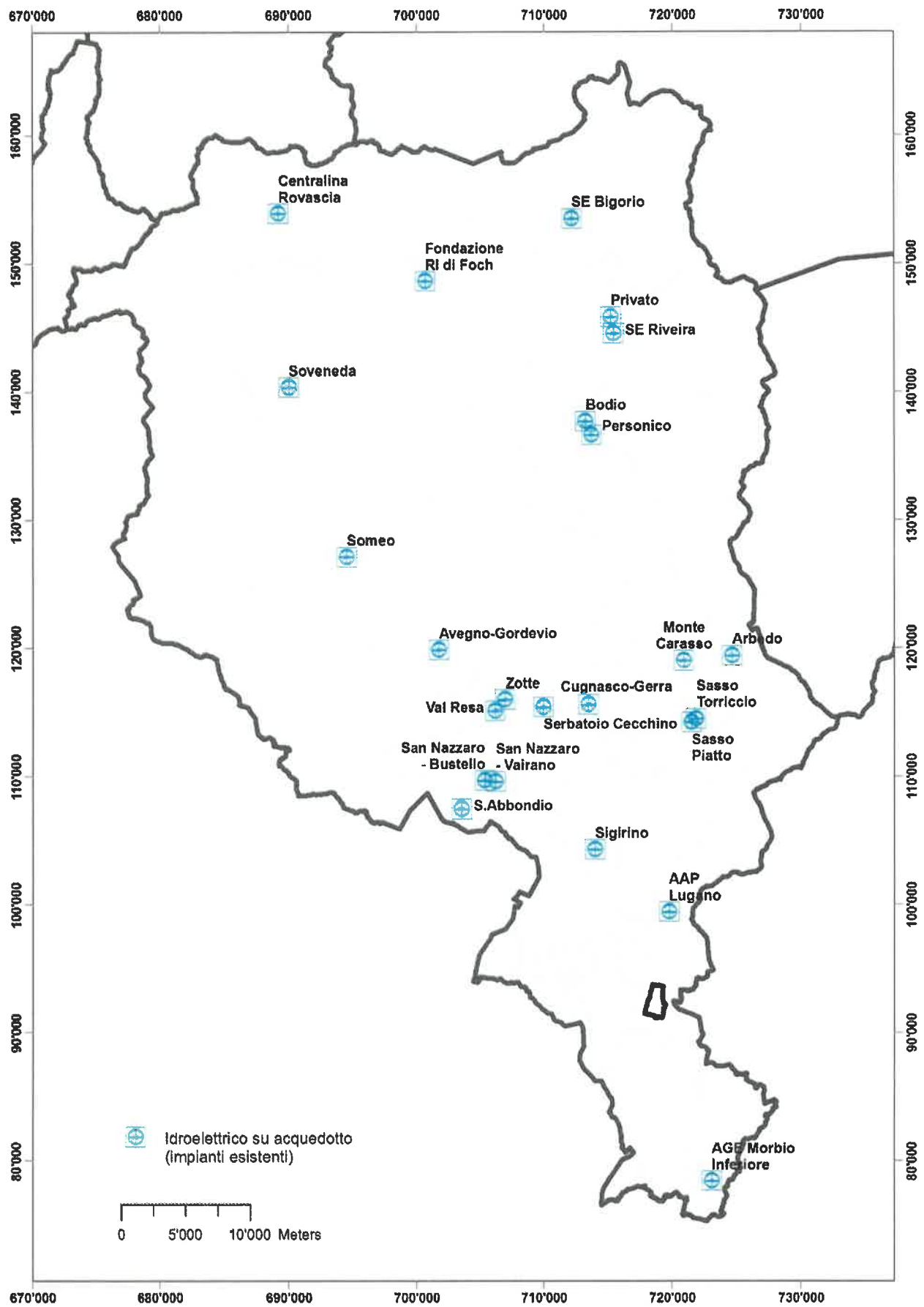


Figura 10 Impianti esistenti posti sugli acquedotti

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.

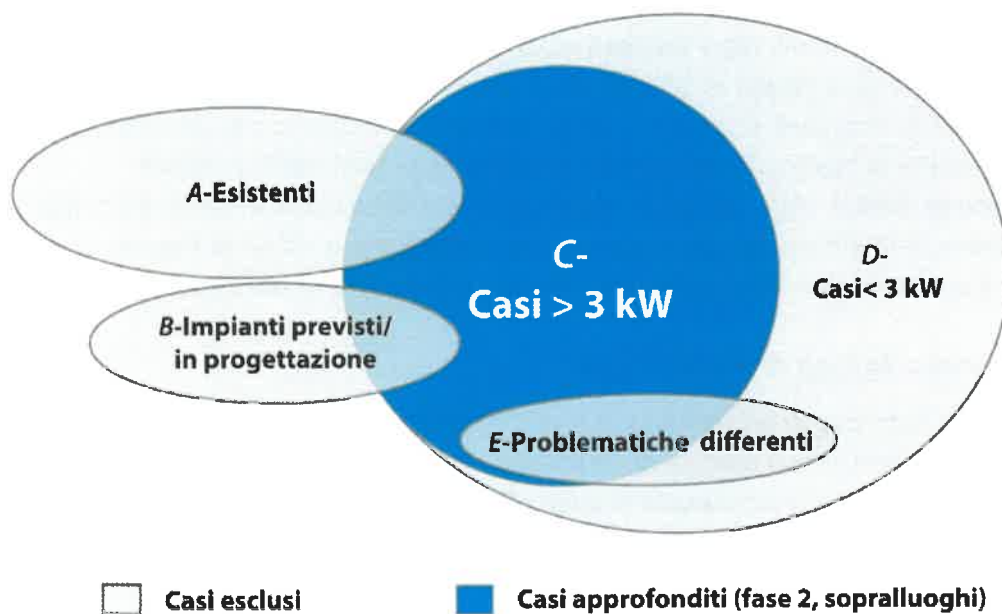


Figura 11 Casi in cui si è potuta effettuare la valutazione dei potenziali (casi azzurri) e casi che sono stati esclusi per l'approfondimento (casi grigi)

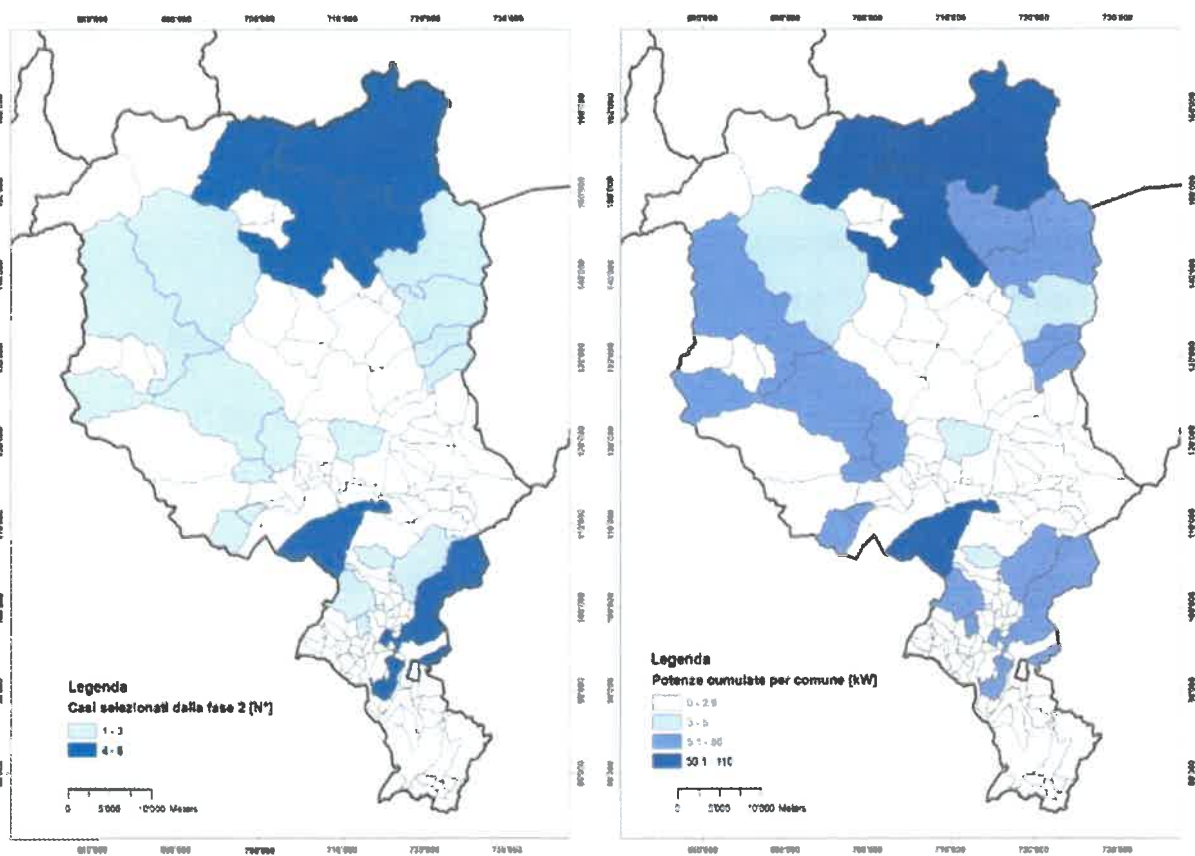


Figura 12 Casi da approfondire per Comune [N°] e potenze teoriche cumulate [kW], raggruppate per Comune al termine della seconda fase

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.

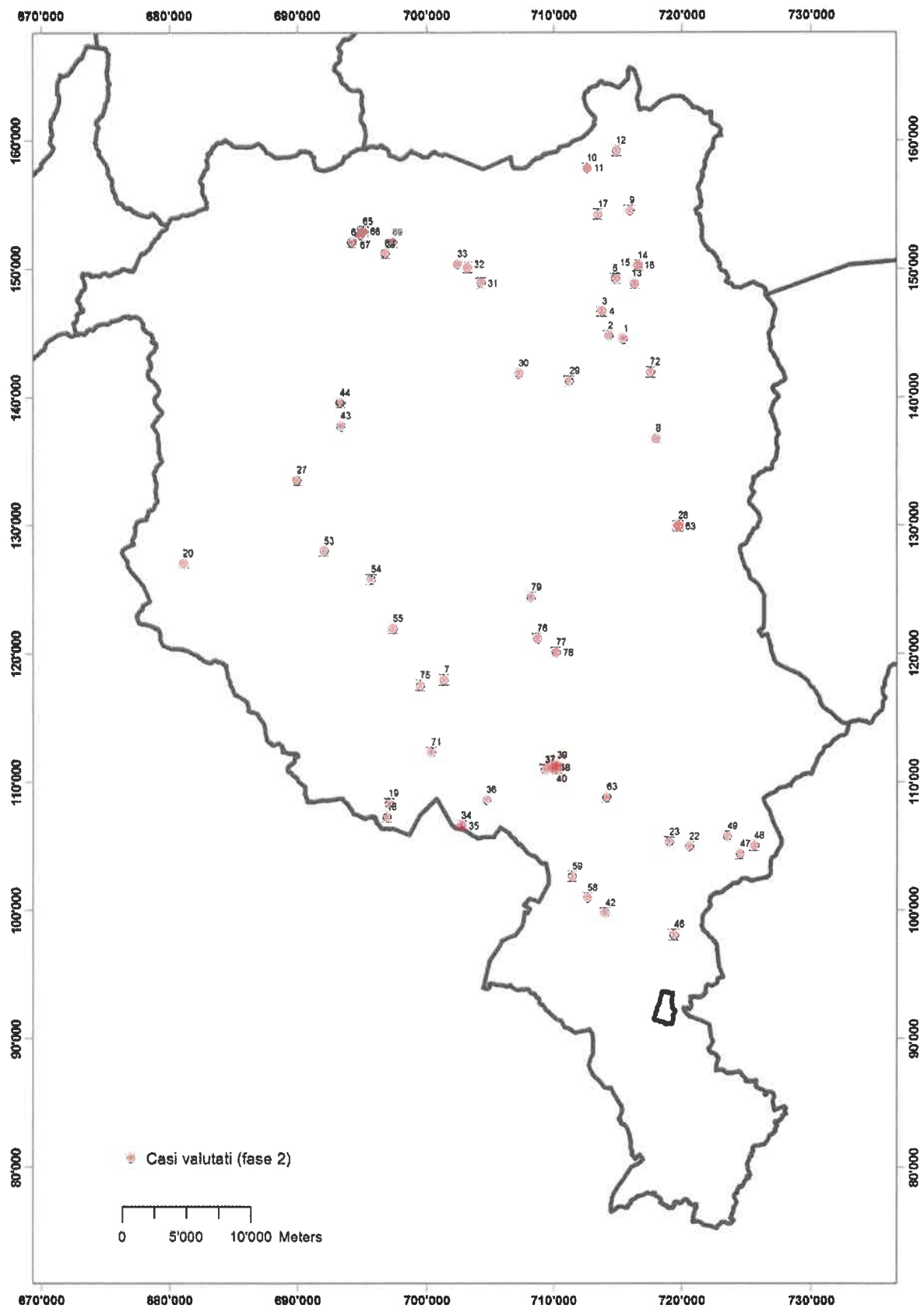


Figura 13 Casi valutati nella seconda fase (il numero indica il caso di riferimento, corrispondente all'ID in Tabella 7 e nelle schede in allegato III)

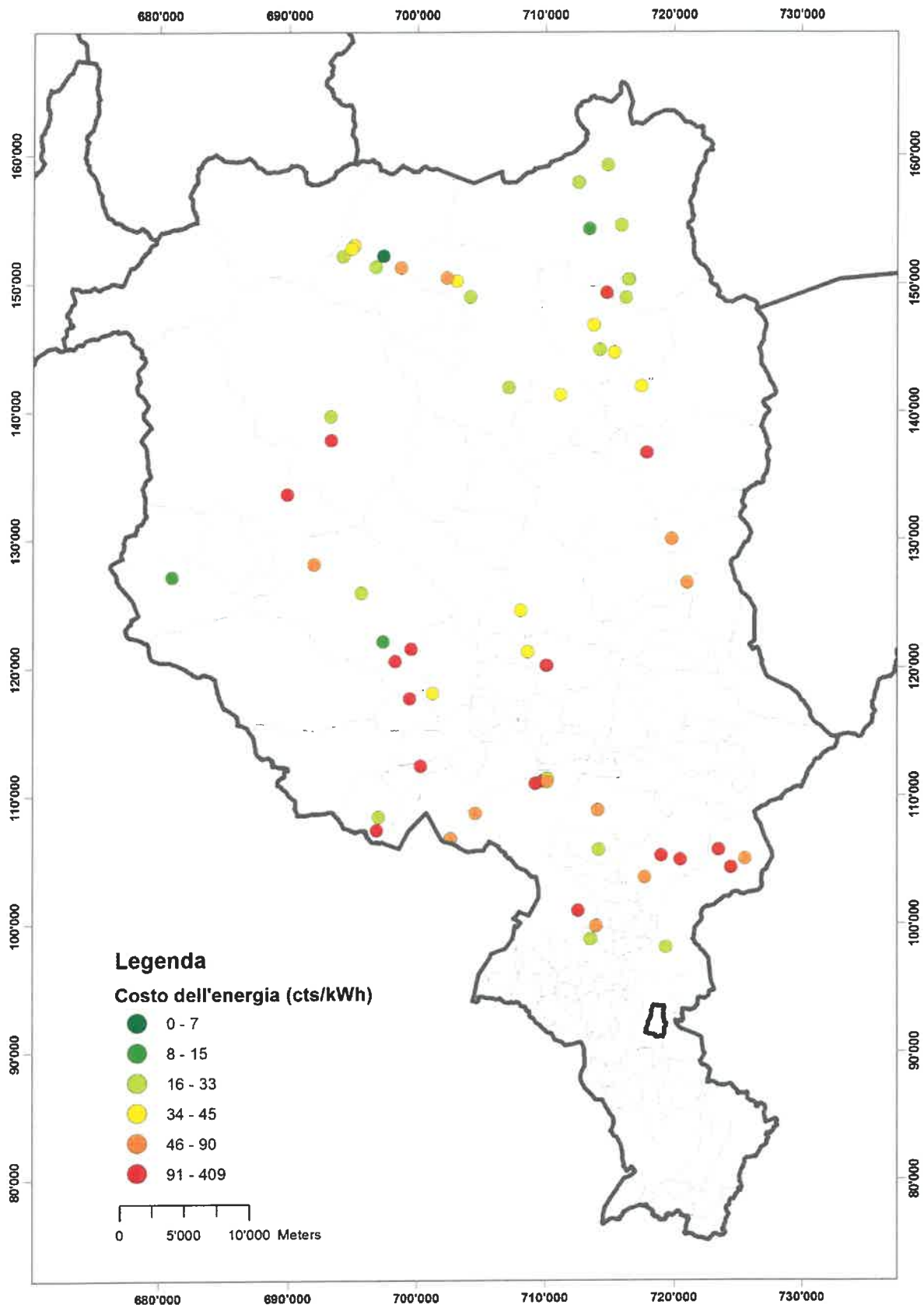


Figura 14 Costi dell'energia calcolati nella seconda fase di progetto

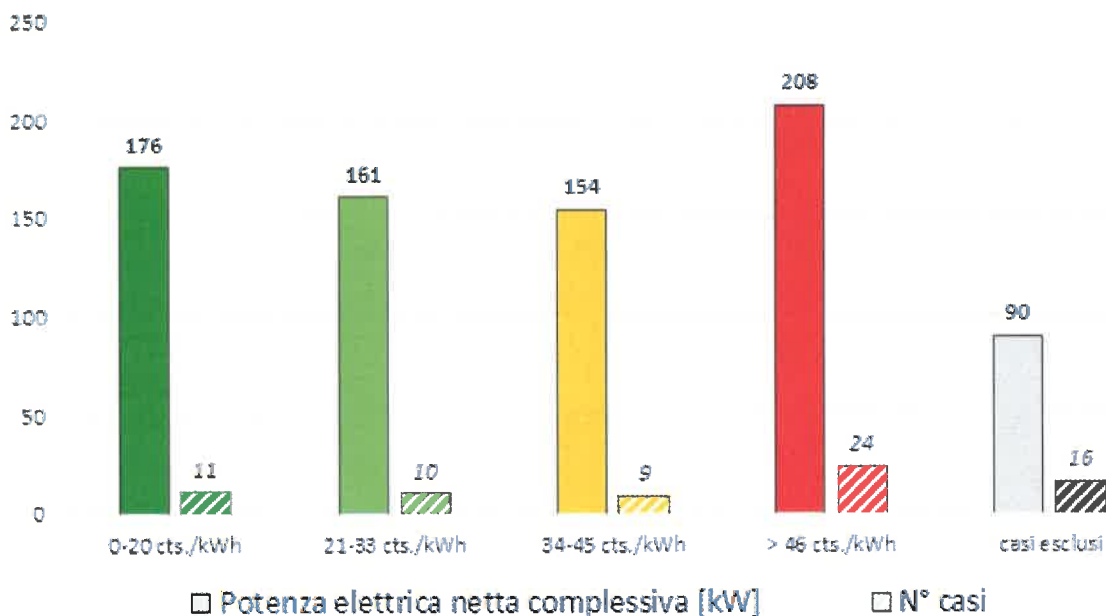


Figura 15 Risultati della seconda fase ripartiti per costo dell'energia. Le barre indicano le potenze elettriche cumulate, e il numero di casi di riferimento per categoria

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*. Infracwatt (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 Ruscgia	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 Vigera	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 Maggia 9	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 Piloreto	SE Segiö	4.5		103.6	36.1
63	Osogna	SO Ramaiole	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