

ALMA MATER STUDIORUM - UNIVERSITÀ DI BOLOGNA

FACOLTA' DI INGEGNERIA

CORSO DI LAUREA IN INGEGNERIA EDILE

Tesi di laurea

**MICROCENTRALI IDROELETTRICHE
PER AUTOCONSUMO:
VALUTAZIONI TECNICHE ED
ECONOMICHE**

Relatori

Prof. Ing. Renata Archetti

Correlatori

Ing. Marco Pinelli

Laureando

Luigi Rivoli

Anno Accademico 2008/09

Parole chiave:

microcentrali
picocentrali
idroelettrico
autoconsumo
pelton
risparmio energetico

INDICE	3
PREMESSA	6
CAPITOLO PRIMO: PICCOLI IMPIANTI IDROELETTRICI	9
1.1 Classificazione degli impianti idroelettrici	11
1.2 Composizione di un impianto	13
1.3 Potenza di un impianto idroelettrico	15
1.4 Potenza nominale della turbina	17
1.5 Salto netto	18
1.5.1 Perdite di carico distribuite	19
1.5.2 Perdite di carico concentrate	21
1.6 Stramazzo triangolare	23
1.6.1 Vasca di misura con idrometro	28
1.7 Equipaggiamento elettrico	37
CAPITOLO SECONDO: QUADRO NORMATIVO	41
2.1 Sintesi delle principali norme	42
2.2 Lo scambio sul posto	47
2.3 Risoluzione n. 215/E del 12 Agosto 2009	51
CAPITOLO TERZO: ALTERAZIONI SULL'AMBIENTE	53
3.1 Effetti delle derivazioni sulle flora e fauna	55
3.2 Alterazioni chimico fisiche	56
3.3 Alterazioni morfologiche	58
3.3 L'inquinamento acustico	58
CAPITOLO 4: CASO STUDIO	61
4.1 Presentazione del sito	61
4.2 Inquadramento e situazione attuale dell'area	62

4.3 Rilievo topografico	69
4.4 La vasca di carico	71
4.4 Analisi della risorsa disponibile	79
 CAPITOLO 5: IPOTESI DI PROGETTO	 97
5.1 Prima ipotesi di progetto	97
5.1.1 Scelte progettuali	98
5.1.2 Considerazioni economiche	105
5.2 Seconda ipotesi di progetto	111
5.2.1 Scelte progettuali	111
5.2.2 Considerazioni economiche	120
5.3 Terza ipotesi di progetto	124
5.3.1 Scelte progettuali	124
5.3.2 Considerazioni economiche	132
5.4 Quarta ipotesi di progetto	136
5.4.1 Scelte progettuali	137
5.4.2 Considerazioni economiche	140
5.4.3 Componenti aggiuntivi	145
5.5 Quinta ipotesi di progetto	149
5.5.1 Scelte progettuali	150
5.5.2 Considerazioni economiche	155
5.6 Riepilogo	158
 CAPITOLO 6: CONCLUSIONI	 161
 RINGRAZIAMENTI	 163
 BIBLIOGRAFIA	 165
 AZIENDE CONTATTATE	 167
 SITI INTERNET CONSULTATI	 168

PREMESSA

Quasi rammaricato perché questo mio ciclo di studi volge al termine, dopo anni in cui la domanda più ricorrente era “quanti esami ti mancano ancora“, in previsione di “quand’è che ti trovi un lavoro serio”, quale studente lavoratore o meglio quale studente imprenditore, o più precisamente ancora quale studente piccolo imprenditore colpito dalla crisi, ho scelto come mio lavoro conclusivo di analizzare la fattibilità economica delle microcentrali idroelettriche per l’autoconsumo, con la speranza che questa mia ricerca possa avere sviluppi professionali successivi. In periodi di “vacche grasse”, pochissimi hanno seriamente preso in considerazione lo sfruttamento idroelettrico dei piccoli torrenti di collina che magari attraversano la propria proprietà privata, infatti i guadagni che era possibile ottenere nei diversi investimenti finanziari offuscavano la visione della reale sostenibilità della situazione ambientale, energetica ed economica, locale e mondiale. Ora però ci troviamo all’inizio di una crisi economica mondiale con le prime aziende costrette a licenziare. Lo sfruttamento idroelettrico anche dei piccoli torrenti può significare una concreta diminuzione del costo delle spese per l’energia nonché un notevole vantaggio per l’ambiente. Ricordiamoci che la quasi totalità dell’energia elettrica che consumiamo in Italia è prodotta “bruciando” petrolio, risorsa esauribile e causa di aumento dell’inquinamento atmosferico. La tecnologia idroelettrica è da tempo nota e diffusa, e grazie anche ai moderni sistemi di comunicazione quale internet è possibile reperire componenti e tecnologie a prezzi veramente accessibili.

Lo scopo di questo mio studio è valutare se possibile lo sfruttamento idroelettrico dei piccoli torrenti di collina mediante la

costruzioni di micro o meglio pico centrali idroelettriche al fine di ridurre o azzerare i costi dell'energia elettrica di una famiglia.

Le qualità di un ingegnere si rivelano quando, anche con risorse limitate, egli è in grado di realizzare opere utili e durature.

Il quadro economico e sociale è tenuto ben presente in questo mio lavoro, infatti questa mia ricerca analizzerò la possibilità di produrre ricchezza riducendo spese e l'inquinamento.

Nell'ottica di un bilancio familiare o di una piccola azienda è necessario prevedere che, per un investimento di questo tipo i costi siano ammortizzati in un paio d'anni e non molti di più. Poiché l'energia prodotta deve servire un "piccolo" utente, il costo dell'impianto deve necessariamente essere limitato. A tal fine non solo il costo dei componenti meccanici ed elettrici deve essere contenuto ma anche i costi di progettazione e delle strutture devono esserlo.

Per mantenere contenuti i costi dei componenti è sufficiente impiegare prodotti già in commercio e largamente utilizzati, ad esempio adottare per le condotte tubazioni utilizzate in agricoltura per l'irrigazione. La riduzione dei costi di progettazione si ottiene in due modi: il primo creando un progetto ed un metodo di valutazione standard quindi riproducibile a bassi costi; secondo, riducendo o meglio evitando costose opere edili ed idrauliche, ad esempio utilizzando opere di presa prefabbricate anche in metallo riducendo in questo modo non solo il costo di progettazione dell'opera stessa ma anche i costi legati alla richiesta di autorizzazione da parte delle autorità competenti. Questo mio studio ad esempio prevede una semplicissima opera di presa anche removibile che non modifichi l'equilibrio del torrente, che non necessiti di movimenti di terra, non solo di costo contenuto ma così realizzata facilita il rilascio delle autorizzazioni ove necessario.

In questo lavoro si prenderà in considerazioni un piccolo torrente nella frazione di Saltino nel comune di Prignano sulla Secchia in provincia di Modena, e l'energia elettrica prodotta sempre destinata

all'autoconsumo sarà gestita in modi diversi. Verrà calcolata l'energia ottenibile in varie ipotesi impiantistiche ed analizzati i costi di realizzazione. Infine verrà calcolato in quanti anni si ammortizza l'investimento e confrontate le varie soluzioni.

Il dato fondamentale di valutazione, determinante per le scelte progettuali, è la portata del torrente. Trattandosi di un piccolo torrente di collina non esistono dati storici oltretutto questo tipo di torrente scola semplicemente l'acqua piovana e la sua portata è variabile di giorno in giorno per quasi annullarsi nei mesi estivi ed autunnali. Si tratta di portate di pochi litri al secondo e di conseguenza gli strumenti, metodi ed anche i software solitamente utilizzati per la misurazione della portata dei corsi d'acqua risultano inutilizzabili. Il classico metodo di misura della portata legata alla misura della velocità, risulta inattendibile in quanto l'altezza della vena in oggetto spesso è nell'ordine di poche decine di millimetri. Per le misurazioni è stato quindi costruito un apposito "secchio" graduato che sfrutta il principio di misura delle portate dello stramazzo triangolare.

Note le portate annuali si simuleranno i chilovattora prodotti in un anno nelle diverse soluzioni. Si verificherà pertanto se è preferibile una soluzione che sfrutta piccole portate ma per un numero maggiore di giorni all'anno oppure soluzioni con portate maggiori ma per un numero molto minore di giorni. I risultati ottenuti verranno quindi analizzati, anche graficamente per individuare il migliore utilizzo dell'energia prodotta. L'energia prodotta potrà essere consumata direttamente oppure ceduta all'Enel mediante il contratto "Scambio sul posto" ora possibile grazie alle nuove norme delle energie rinnovabili.

CAPITOLO PRIMO

PICCOLI IMPIANTI IDROELETTRICI

I problemi climatici e di approvvigionamento delle risorse in atto sul nostro pianeta sono, dopo la ratifica del protocollo di Kyoto, riconosciuti a livello mondiale. Attraverso tale accordo ogni stato partecipante si impegna a ridurre, le emissioni di elementi inquinanti, maggiormente responsabili delle alterazioni climatiche. Questo ha comportato e comporta il ricorso a politiche incentivanti nei confronti delle fonti energetiche rinnovabili, in grado di produrre energia senza pregiudicare le risorse naturali.

E' noto che l'energia idraulica si trova in posizione privilegiata rispetto alle altre fonti rinnovabili quali vento, sole, biomassa, perché presenta alcuni vantaggi fondamentali, quali un costo d'impianto generalmente più basso a parità di potenza prodotta, una superiore affidabilità, una produzione energetica più intensa e regolare nel tempo.

Lo sfruttamento dell'energia potenziale dell'acqua per compiere del lavoro trova la sua applicazione dall'alba della civiltà attraverso i mulini ad acqua, mentre a partire dalla fine dell'ottocento si ha avuto l'impiego di tale fonte per la produzione di energia elettrica.

L'energia idroelettrica rappresenta oggi la principale fonte rinnovabile a livello nazionale e mondiale. Nel 2005, in Italia, ha garantito il 10.7% della richiesta energetica e il 72% dell'energia prodotta da fonte rinnovabile (*Gestione Servizi Elettrici 2008*). La sua importanza in passato fu molto più grande perché dagli inizi del 1900 sino al primo dopoguerra l'energia idroelettrica rappresentava la stragrande maggioranza dell'energia prodotta in Italia.

Attualmente però, la tecnologia in campo idroelettrico è giunta a piena maturità e dopo quasi due secoli di sfruttamento l'uso industriale della risorsa idrica, nei paesi industrializzati, ha quasi raggiunto il suo limite tecnico. Ove vi erano risorte idriche sufficienti per la realizzazione di centrali idroelettriche sono già state sfruttate dai nostri padri e tuttora sono in funzione a conferma della rinnovabilità della risorsa.

Negli ultimi anni si è assistito alla riapertura di vecchie centrali di piccole dimensioni, le quali in passato non risultavano essere economicamente vantaggiose. Infatti, al giorno d'oggi, grazie a tariffe agevolate offerte ai produttori di energia rinnovabile, ai Certificati Verdi e alla convenzione Scambio sul posto, unitamente all'automazione degli impianti che comporta una minor incidenza delle spese di personale sul bilancio complessivo, l'impianto idroelettrico rappresenta un'ottima fonte di guadagno economico, oltre che ambientale.

Anche se la mentalità comune associa la fonte idroelettrica solo ad impianti di grosse dimensioni e appositamente dedicati magari con bacino di accumulo, la produzione idroelettrica trova un ottimo impiego anche in altri manufatti idraulici quali acquedotti e canali irrigui. Tali utilizzi non presentano grandi innovazioni nel campo idroelettrico, ma hanno iniziato ad evidenziarsi solamente negli ultimi anni perché solo ultimamente sono tornati economicamente vantaggiosi.

Gli impianti di piccola taglia sono quasi sempre ad acqua fluente, cioè la produzione di energia è funzione della disponibilità effettiva dell'acqua e non di quella che potrebbe derivare dall'eventuale regolazione che deriva dall'accumulo in un vaso. Dato che non sempre il momento di produzione coincide con quello di utilizzo, è ormai comune la connessione dell'impianto ad una rete di distribuzione elettrica. Ciò facilita enormemente la gestione dell'impianto, ma paga lo svantaggio di dover vendere l'energia all'azienda distributrice al prezzo

da lei imposto. Queste considerazioni valide per gli impianti idroelettrici privati in generale, risultano essere determinanti nelle valutazioni economiche dei micro impianti, come nel caso in esame.

In anni recenti, nella maggior parte degli Stati Membri della Comunità Europea, il prezzo di acquisto di energia prodotta da fonte rinnovabile è stato fissato dai governi nazionali che, consapevoli dei benefici ambientali di queste fonti, hanno provveduto a regolarlo fissando minimi garantiti. (*Penche, 1998*). In Italia, come negli altri paesi europei, la normativa è in continua evoluzione. Attualmente la norma di riferimento per impianti da fonte rinnovabile è il decreto “Incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili” (noto come DM 18/12/2008) che abroga il Decreto 24/10/2005, e stabilisce le modalità attuative dei nuovi meccanismi di incentivazione.

1.1 CLASSIFICAZIONE DEGLI IMPIANTI IDROELETTRICI

Per idroelettrico minore o mini-hydro, si intende lo sfruttamento idroelettrico in impianti con modeste potenze. A livello internazionale non c'è accordo sulla sua definizione: in Portogallo, Spagna, Irlanda, Grecia e Belgio il limite superiore per potenza installata è pari a 10 MW. In Italia il limite è fissato a 3 MW ; in Francia il limite è stato stabilito in 8 MW e nel Regno Unito in 5 MW.

Nel mondo si stima che l'idroelettrico minore abbia una potenza installata pari a 47,000 MW, con un potenziale tecnico ed economico vicino a 180,000 MW. In Europa la potenza installata è di circa 9,500 MW (*Penche, 1998*).

Secondo la classificazione introdotta dalla UNIDO Organizzazione della Nazioni Unite per lo Sviluppo Industriale (*Penche, 1998*) gli impianti idroelettrici si suddividono, in base al valore della potenza nominale prodotta, in:

Pico-impianti	$P < 5 \text{ kW}$
Micro-impianti	$P < 100 \text{ kW}$
Mini-impianti	$100 < P < 1000 \text{ kW}$
Piccoli-impianti	$1000 < P < 10000 \text{ kW}$
Grandi-impianti	$P > 10000 \text{ kW}$

Il valore di potenza che viene indicato come limite di separazione tra il campo della “Mini-idraulica” e dei grandi impianti, risulta quindi pari a 10 MW. Nella realtà italiana sarebbe più corretto considerare come limite superiore del mini-hydro la potenza di 20,000 kW , in modo da allinearsi con la taglia presa a riferimento dall’Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas nelle delibere di determinazione dei prezzi di cessione dell’energia (*GSE, 2009*).

Un altro tipo di classificazione è basato sul modo di funzionamento degli impianti idroelettrici, in rapporto alla modalità di presa e accumulo delle acque (*Penche, 1998*):

- Impianti ad acqua fluente: essi non sono in grado di regolare la portata derivabile durante l’anno; il loro funzionamento è quindi funzione del regime idrologico del corso d’acqua

- Impianti a bacino: sono in grado di regolare la portata derivata grazie all'utilizzo di un serbatoio; la regolazione può essere giornaliera, settimanale o mensile e la sua entità è connessa alla capacità di accumulo del serbatoio
- Impianti inseriti in un canale o in una condotta per l'approvvigionamento idrico: questo tipo di impianti sono anche detti impianti multi-funzione in quanto la produzione idroelettrica avviene contemporaneamente ad un'altra funzione. E' il caso degli impianti idroelettrici inseriti in canali irrigui o in sistemi d'approvvigionamento potabile. È interessante inoltre ricordare che molti impianti di piccola taglia possono attuare un recupero energetico.

In pratica e sarà evidenziato anche in questo lavoro di tesi, la realizzazione di un micro-impianto su sistemi idrici di questo tipo è conveniente dal punto di vista economico se le condotte già esistono e dove i salti e le portate sono significativi.

1.2 COMPOSIZIONE DI UN IMPIANTO

Un impianto idroelettrico è costituito da opere civili ed idrauliche quali sono le opere di presa, di convogliamento e di restituzione nonché la centralina e da opere elettromeccaniche quali la turbina, l'alternatore, i quadri elettrici, l'inverter ed i sistemi di comando, sorveglianza.

L'acqua viene derivata tramite l'opera di presa e convogliata, attraverso canali o condotte, alla vasca di carico, dalla quale, per mezzo di condotte forzate viene portata alle turbine che vengono messe in rotazione dal passaggio dell'acqua attraverso gli organi mobili chiamati giranti. L'albero della girante in rotazione è collegato ad un generatore di elettricità o alternatore; l'acqua in uscita dalla turbina viene rilasciata, per mezzo dell'opera di restituzione, nel suo alveo originario. Il dislivello tra il pelo libero superiore, determinato dalla vasca di

carico, e il pelo libero inferiore, determinato dal punto di restituzione, è il salto netto, che non coincide con la differenza di quota in quanto sono presenti perdite di carico per attriti concentranti e distribuiti. Più nel dettaglio, un impianto idroelettrico è costituito dalle seguenti componenti:

- opera di presa, la cui configurazione dipende dalla tipologia del corso d'acqua intercettato e dall'orografia della zona
- opere di filtraggio, finalizzate all'eliminazione di grossi corpi sospesi e le cui tipologie, compresa la possibilità o meno di automazione, dipendono dalla portata derivata e dall'entità dei solidi trasportati dal flusso idrico
- opere di convogliamento delle acque, costituite da canali o condotte forzate, dipendono dall'orografia, dalla portata e dalla turbina prevista. In particolare, per le microcentrali, ovunque sia possibile e conveniente, si utilizzano tubazioni in plastica (PEAD o PVC) attualmente in grado di lavorare alla pressione ottimale di 16 bar
- edificio della centrale, contenente le opere elettromeccaniche quali:
 - turbina, è il dispositivo meccanico che trasforma l'energia potenziale e cinetica dell'acqua in energia meccanica, scelta in relazione alla portata che arriva all'impianto e al salto
 - moltiplicatore dei giri, indispensabile quando turbina e generatore non girano alla stessa velocità
 - generatore, ha la funzione di trasformare l'energia meccanica trasmessa alla turbina in energia elettrica. I generatori attualmente in uso sono a corrente alternata trifase sincroni o asincroni oppure a corrente continua, questi ultimi adatti soltanto per piccolissimi impianti di potenza pochi chilovattora

- trasformatore, si interpone tra la centrale e la rete elettrica, ha la funzione di portare la tensione della corrente in uscita dall'alternatore a quella alta o media della linea elettrica
- inverter, ha lo scopo di trasformare la corrente continua in corrente alternata, stabilizzando il voltaggio in uscita e la frequenza. Sono impiegati solo nel microidroelettrico che impiegano alternatori in corrente continua
- quadri di controllo, dispositivi installati tra i morsetti del generatore e la linea che controllano il funzionamento della macchina, la proteggono, la mettono in parallelo con la rete o la staccano in caso di guasto
- opera di restituzione, costituita da un canale a pelo libero o da una condotta in pressione che restituisce la portata utilizzata al corso d'acqua.

1.3 POTENZA DI UN IMPIANTO IDROELETTRICO

La potenza di un impianto è misurata in Kwatt ed equivale all'energia cinetica e potenziale posseduta dall'acqua nel tratto considerato, in particolare defluendo dal punto A al punto B, indipendentemente dal percorso seguito, sia esso un corso d'acqua, un canale o una condotta forzata, l'acqua perda energia potenziale in accordo con l'equazione:

$$P_{\text{impianto}} = Q \cdot H_g \cdot \gamma \quad (1.1)$$

dove P_{impianto} è la potenza, in KW, perduta dall'acqua, Q la portata in m^3/s , H_g il salto netto in metri e γ il peso specifico dell'acqua, pari al prodotto della sua densità ρ_{acqua} [$\rho = 0,9991 \text{ Kg}/\text{dm}^3$] per l'accelerazione di gravità ($g = 9,81 \text{ m}/\text{s}^2$).

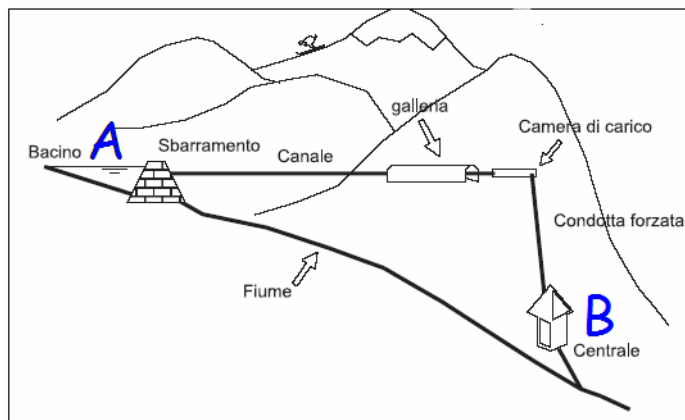


Figura 1.1 Schema di un impianto idroelettrico.

L'acqua può seguire l'andamento dell'alveo naturale, dissipando l'energia potenziale in attriti e turbolenza, ovvero andare da A a B in un tubo al termine del quale sia posta una turbina. In questo secondo caso l'acqua perde la stessa potenza negli attriti nel tubo, in turbolenza all'imbocco, nelle curve, nelle valvole, etc. ed infine nel muovere le pale delle turbine. La potenza impianto è quindi uguale all'energia potenziale posseduta dall'acqua fra i punti A e B meno gli attriti. Appare subito evidente che un buon progetto sarà quello che minimizzerà la potenza perduta nel percorso da A a B in modo che sia disponibile la massima potenza possibile per azionare il generatore. La definizione di salto netto e delle perdite di carico saranno trattate in un prossimo capitolo.

Il watt (simbolo: W) è l'unità di misura della potenza del sistema internazionale. Un watt equivale a 1 joule al secondo (1 J/s) o, in unità elettriche, 1 voltampere (1 V · A). Il watt prende il nome da James Watt che diede il suo contributo allo sviluppo della macchina a vapore.

$$1Watt = 1 \frac{J}{s} = 1 \frac{Kg_m \cdot m^2}{s^3} = 1 \frac{N \cdot m}{s} \quad (1.2)$$

L'analisi dimensionale risulta quindi:

$$P_{\text{impianto}} = Q \cdot H_g \cdot \gamma = \text{m}^3/\text{s} \cdot \text{m} \cdot \text{N}/\text{m}^3 = \text{Watt} \quad (1.3)$$

1.4 POTENZA NOMINALE DELLA TURBINA

La potenza nominale o potenza utile della turbina P_{utile} è espressa da:

$$P_{\text{nominale}} = \eta_T \cdot P_{\text{impianto}} \quad (1.4)$$

dove η_T è il rendimento totale della turbina, ed è compreso tra 0,85 e 0,94 ed è dato dal prodotto dei tre rendimenti : idraulico η_Y , volumetrico η_V e organico η_O .

Il rendimento idraulico ($\eta_Y = 0,88 \div 0,96$) ci dice che non tutta l'energia corrispondente alla caduta utile viene trasformata in lavoro a causa delle resistenze passive incontrate dal liquido nell'attraversamento della turbina e delle eventuali perdite per energia cinetica non recuperate allo scarico.

Il rendimento volumetrico η_V esprime la perdita legata a quella frazione di liquido che, sfuggendo attraverso i giochi, non agisce sulle pale fornendo lavoro; questo rendimento è sempre molto alto e normalmente viene considerato uguale a uno.

Il rendimento organico ($\eta_O = 0,96 \div 0,99$) tiene conto della potenza che viene persa per attrito e nell'azionare gli ausiliari; il rendimento organico viene considerato uguale a uno, a meno che non si tratti di turbine di piccola potenza, nelle quali le perdite di origine meccanica possono rappresentare una frazione significativa della potenza utile generata dalla turbina.

Allorché venga esaminato il sistema comprendente l'impianto idraulico e la turbina, occorre moltiplicare il rendimento totale della turbina η_T per il rendimento della condotta η_{COND} , che permette di risalire dalla caduta disponibile alla caduta utile.

1.5 SALTO NETTO

Il salto lordo H_g è il dislivello tra il pelo d'acqua alla presa e quello nel canale di scarico nelle turbine a reazione, oppure tra il pelo d'acqua alla presa e il livello dell'asse dei getti nelle turbine ad azione.

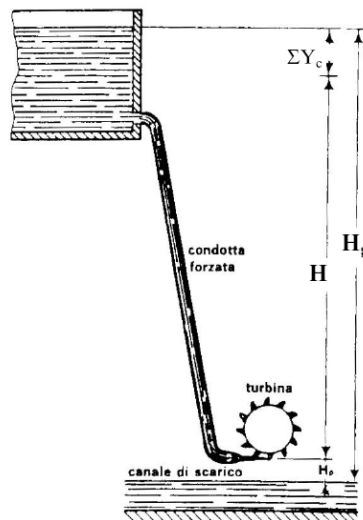


Figura 1.2 Rappresentazione di una tipica disposizione d'impianto.

Il salto netto H è dato dal salto lordo depurato dalle perdite di carico che si hanno lungo il percorso idraulico. Il salto geodetico non sfruttabile H_p nel caso di turbine Pelton equivale al salto del canale di carico ed è reso necessario per evitare l'immersione della turbina in acqua.

L'altezza ΣY_c rappresenta la perdita di energia che subisce il fluido nella condotta forzata. Le perdite di carico sono di due tipo: concentrate e distribuite.

1.5.1 PERDITE DI CARICO DISTRIBUITE

L'acqua perde energia nel fluire attraverso il tubo essenzialmente per due motivi: attrito contro la parete del tubo e per dissipazione viscosa conseguente all'attrito interno della massa d'acqua in movimento.

Si elencano alcune formule utilizzate per la valutazione delle perdite di carico distribuite .

Una di queste formule, ampiamente utilizzata per valutazioni relative ai canali a pelo libero, ma applicabile anche per condotti chiusi, è quella sviluppata da Manning:

$$J = Q^2 \cdot n^2 \frac{P^{4/3}}{A^{10/3}} \quad (1.5)$$

dove n è il coefficiente di scabrezza di Manning che assumono valori riportati in tabella 1.1, P è il perimetro bagnato (m), A è la sezione trasversale del tubo (m²).

Questa formula applicata ad un tubo circolare completamente pieno d'acqua, diventa:

$$J = \frac{10,29 \cdot n^2 \cdot Q^2}{D^{5,333}} \quad (1.6)$$

dove Q la portata (m³/s), D il diametro del tubo (m).

Simile alla formula di Manning è la formula proposta da Chezy :

$$J = \frac{Q^2}{c^2} \frac{P^{4/3}}{A^{10/3}} \quad (1.7)$$

dove c è il coefficiente di scabrezza di Crezy che assumono valori riportati in tabella 1.1.

Questa formula applicata ad un tubo circolare completamente pieno d'acqua, diventa:

$$J = \frac{10,29 \cdot Q^2}{c^2 \cdot D^{5,333}} \quad (1.8)$$

dove Q la portata (m³/s), D il diametro del tubo (m).

Nel Nord America per tubi di diametro superiore a 5 cm e velocità al di sotto di 3 m/s viene utilizzata la forma di Hazen-Williams:

$$h_f = \frac{6,87 \cdot L}{D^{1,165}} \left(\frac{V}{C} \right)^{1,85} \quad (1.9)$$

dove V è la velocità della corrente (m/s), D il diametro (m), L la lunghezza del tubo (m) e C il coefficiente di Hazen-Williams che assume i valori riportati in tabella 1.1.

Questo metodo di calcolo è attualmente il più utilizzato dalle ditte italiane produttrici di tubi in polietilene per la valutazione delle perdite di carico delle condotte.

Tipo di tubo	n	c	C
	<i>Manning</i>	<i>Gauckler-Strickler</i>	<i>Hazen-Williams</i>
	($s/m^{1/3}$)	($m^{1/3}/s$)	($m^{1/3}/s$)
Acciaio	0,012	65-90	150
Polietilene (PE)	0,009	110	140
PVC	0,009	110	135
Cemento amianto	0,011	105-130	140
Ghisa	0,014	65-90	130
Legno	0,012	85	120
Calcestruzzo	0,014	60-100	130

Tabella 1.1 Coefficienti *c* Gauckler-Strickler; *c* di Hazen-Williams; *n* di Manning per alcuni tubi commerciali

1.5.2 PERDITE DI CARICO CONCENTRATE

Quando un tubo presenta una brusca contrazione si determina una perdita di carico dovuta all'aumento della velocità dell'acqua ed alla turbolenza. Le traiettorie della corrente sono così complesse che, almeno per ora, è impossibile fare un'analisi matematica del fenomeno. La perdita di carico si stima moltiplicando l'altezza cinetica nel tubo più piccolo per un coefficiente K_c che varia con l'indice di contrazione d/D :

$$h_c = K_c \cdot \left(\frac{V_2^2}{2g} \right) \quad (1.10)$$

dove con h_c indichiamo la perdita di carico concentrata, K_c il coefficiente di contrazione o espansione, V_2 la velocità del fluido nel secondo tubo e g l'accelerazione di gravità. (*Penche, 1998*).

Un tubo sommerso che scarica in un serbatoio è un caso estremo di brusca espansione, dove V_2 , date le grandi dimensioni del serbatoio rispetto a quelle del tubo, può essere posta pari a zero e la perdita è pari a $V_2/2g$. Viceversa, l'imbocco di un tubo in un serbatoio è il caso estremo di brusca contrazione.

La perdita di carico può essere ridotta utilizzando un tronco di tubo a diametro variabile, chiamato convergente nel caso di contrazione, o diffusore per l'espansione.

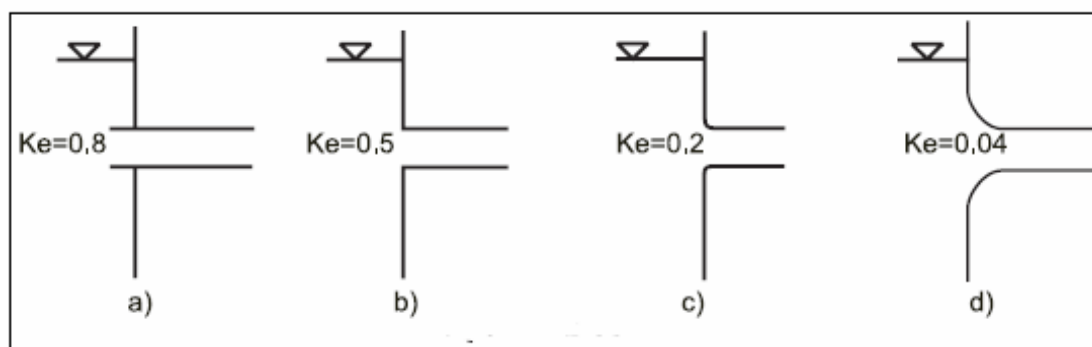


Figura 1.3 Valori del coefficiente K_e per i diversi tipi di imbocco di una condotta in un serbatoio.

La figura 1.3 mostra il valore K_e con il quale moltiplicare l'altezza cinetica $V_2/2g$ nel tubo, nella formula 1.10 per il calcolo delle perdite di carico nel caso di attacco di una condotta ad un serbatoio.

Nel caso di studio che considereremo di seguito, nel calcolo degli attriti concentrati localizzati nel punto di attacco della condotta al serbatoio utilizzeremo la formula 1.10 ed il coefficiente $K_e = 0,5$ ipotizzando un attacco come in figura 1.3 caso b.

1.6 STRAMAZZO TRIANGOLARE

Il moto di un fluido che fuoriesce da una luce è influenzato dalle forze di gravità ed inerziali. La forma del getto che fuoriesce da una luce dipende sia dalle forze inerziali (velocità del fluido) e di gravità che dalle dimensioni e dallo spessore della luce stessa. (*Gregoretti, 2008*)

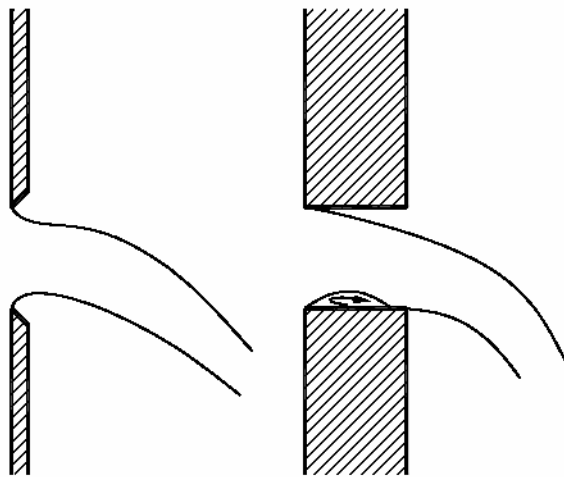


Figura 1.4 Efflusso da luce in parete sottile ed in parete grossa

In particolare si dice efflusso in parete sottile quando lo spessore della parete è piccolo rispetto all'apertura della luce e meglio ancora se con i bordi di forma tagliente come in figura 1.4.

Una luce limitata solo inferiormente da un bordo rigido è denominata luce a stramazzo. La vena effluisce sopra lo stramazzo con un abbassamento del pelo libero. Anche lo stramazzo può essere in parete sottile o parete grossa e può essere inoltre rigurgitato. In questo caso a parità di altre condizioni il carico idraulico della corrente di monte è minore e si ha una perdita di energia localizzata dovuta all'immissione della vena stramazza in una corrente, il che comporta

una portata effluente minore rispetto al caso di uno stramazzo non rigurgitato.

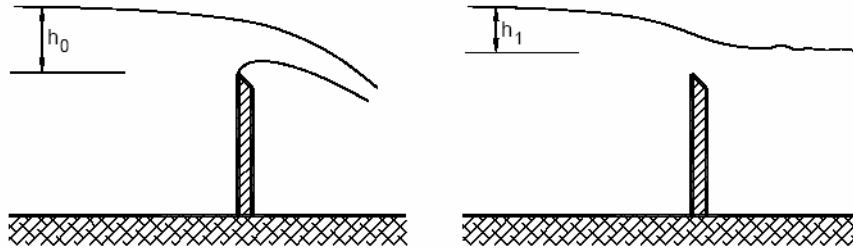


Figura 1.5 Efflusso in parete sottile senza rigurgito e efflusso in parete sottile con rigurgito.

Lo stramazzo triangolare è caratterizzato da una luce di forma triangolare come in figura riportata sotto, in particolare è caratterizzato dall'angolo α di apertura.

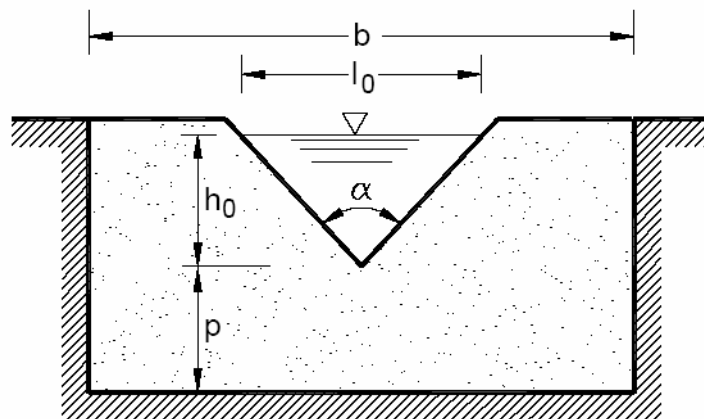


Figura 1.6 Schema dello stramazzo triangolare

La portata effluente è pari a:

$$Q = \frac{8}{15} \tan \frac{\alpha}{2} Cc \sqrt{2g} \cdot h_0^{5/2} \quad (1.11)$$

dove h_0 , α , hanno il significato geometrico rappresentato in figura 1.6, g è l'accelerazione di gravità e C_c è il coefficiente di contrazione il cui valore è $C_c=0,611$. Tale relazione, ottenibile analiticamente con il procedimento di Poletti è valida per $h_0 \geq 0,06$ m ed $p \geq 0,10$ m.

Lo stramazzo triangolare viene utilizzato per misurare portate caratterizzate da valori molto bassi perché ad una piccola variazione di portata corrisponde una sensibile variazione del carico idraulico h_0 che insiste sullo stramazzo.



Figura 1.7 Foto di un tipico stramazzo triangolare inserito in un torrente montano.

Nel caso in cui occorre misurare con precisione valori della portata sia piccoli che elevati si utilizza uno stramazzo composto costituito da uno stramazzo rettangolare sottile sul cui petto viene intagliato uno stramazzo triangolare spesso con angolo retto al vertice, come in figura 1.8.

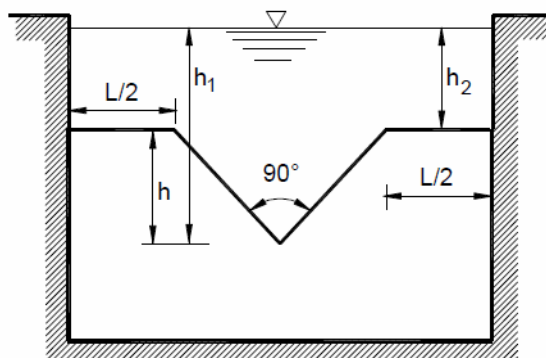


Figura 1.8 Schema dello stramazzo composto rettangolare e triangolare

Questo tipo di stramazzo è utilizzato per la misura in continuo della portata in un torrente in ambiente alpino in cui la portata è mediamente bassa salvo aumentare rapidamente durante un evento di piena (*Gregoretti 2008*).

La portata effluente è pari a:

$$Q = 0,1924\sqrt{2g}h_1^{1,72} - 0,042 + 0,41L\sqrt{2g}h_2^{1,5} \quad (1.12)$$

Il calcolo delle portate di uno stramazzo di questo tipo sono ottenute da formule empiriche, ottenute da misurazioni di laboratorio.

Un altro dispositivo è quello indicato in figura 1.9 ottenuto dall'accoppiamento di due stramazzi triangolari, che consentono una sufficiente precisione nella lettura sia di portate basse che medie.

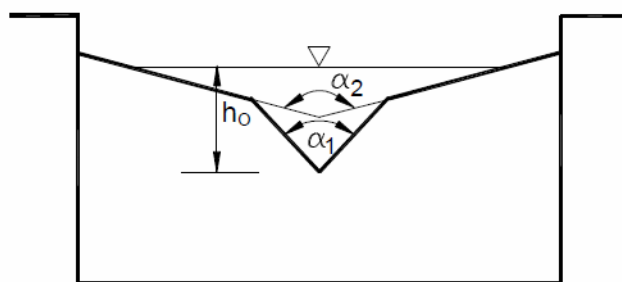


Figura 1.9 Schema dello stramazzo triangolare composto

Le portate effluenti dallo stramazzo sono molto diverse nel caso di stramazzo rigurgitato, che però non considereremo in questa trattazione.

Le luci a stramazzo in parete sottile costituiscono degli strumenti di misura indiretti delle portate. Indiretti perché la portata viene stimata in base alla formula relativa allo stramazzo adottato mediante misura del pelo libero. Il pelo libero viene misurato mediante un idrometro, ovvero una stecca graduata posta su una parete laterale di monte dello stramazzo, o mediante la posizione in verticale di un galleggiante o più modernamente mediante sensore ad ultrasuoni o laser. Gli stramazzi triangolari per la loro precisione sono utilizzati per misurare valori molto bassi di portata. Gli stramazzi in parete grossa sono utilizzati nei casi di alvei torrentizi e nei canali di consistente portata (*Gregoretti 2008*).

1.6.1 VASCA DI MISURA CON IDROMETRO

Altro parametro fondamentale per questo lavoro di tesi è il rilievo delle portate del torrente. Si tratta di misurare portate spesso inferiori ad 1 l/s che scorrono all'interno di una canale cementato di base 60 cm circa. I metodi di misura utilizzabili sono molteplici fra cui alcuni che

utilizzano modernissimi apparecchi ad ultrasuoni e laser che rilevano la velocità e gli spessori dell'acqua, ma il ridotto spessore della vena considerata, dell'ordine di pochi millimetri rendono questi metodi inutilizzabili. Il metodo più attendibile risulta il metodo indiretto con stramazzo triangolare con angolo di 28° , che consente letture con sufficiente precisioni a portate molto basse ed una facile geometria in fase di realizzazione dello stramazzo stesso.

Si è pertanto pensato di realizzare una vasca di lettura con idrometro, ottenuta realizzando uno stramazzo triangolare con angolo di 28° su di una vasca in plastica, in modo da realizzare uno strumento mobile. La scelta di realizzare uno strumento mobile si è dimostrata lungimirante in quanto ha consentito l'allontanamento della vasca nei periodi di secca del torrente e nei periodi di piena evitando così danneggiamenti o il trascinamento a valle, facilitando le operazioni di pulizia dai sedimenti (e dai rifiuti), nonché ha consentito la lettura delle portate anche di altri torrenti che però non sono stati considerati in questo lavoro.

L'idrometro è stato tarato utilizzando le formule (1.11) dello stramazzo triangolare con angolo 28° riportate nel capitolo precedente, che riportiamo:

$$Q = \frac{8}{15} \tan \frac{28^\circ}{2} 0,611 \sqrt{2g} \cdot h_0^{5/2} \quad (1.13)$$

I risultati dei calcoli, eseguiti per un intervallo altezza stramazzo da 0 a 200 millimetri, sono riportati nella tabella 1.6 riportata sotto. Evidenziati i valori unitari della portata, che sono anche i valori che saranno segnati sull'idrometro.

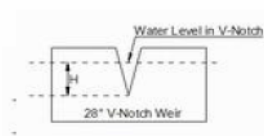
Altezza della vena d'acqua	Tabella di lettura portate per stramazzo triangolare da 0 a 7 l/s										Angolo
	Portata in litri al secondo										28°
	mm	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
mm											
10		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
20		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
30		0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
40		0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
50		0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
60		0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5
70		0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
80		0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8	0.9
90		0.9	0.9	0.9	0.9	1.0	1.0	1.0	1.1	1.1	1.1
100		1.1	1.2	1.2	1.2	1.3	1.3	1.3	1.3	1.4	1.4
110		1.4	1.5	1.5	1.5	1.6	1.6	1.6	1.7	1.7	1.8
120		1.8	1.8	1.9	1.9	1.9	2.0	2.0	2.1	2.1	2.2
130		2.2	2.2	2.3	2.3	2.4	2.4	2.5	2.5	2.5	2.6
140		2.6	2.7	2.7	2.8	2.8	2.9	2.9	3.0	3.0	3.1
150		3.1	3.2	3.2	3.3	3.3	3.4	3.5	3.5	3.6	3.6
160		3.7	3.7	3.8	3.9	3.9	4.0	4.0	4.1	4.2	4.2
170		4.3	4.4	4.4	4.5	4.5	4.6	4.7	4.7	4.8	4.9
180		4.9	5.0	5.1	5.2	5.2	5.3	5.4	5.4	5.5	5.6
190		5.7	5.7	5.8	5.9	6.0	6.0	6.1	6.2	6.3	6.4
200		6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.8	6.9	7.0	7.1	7.2

Tabella 1.2 Tabella delle portate per stramazzo triangolare con angolo di 28°. Se il livello dell'acqua è ad esempio 156 mm il valore corrispondente di portata è quello riportato nella colonna di sinistra alla riga dei 150 mm poi verso destra alla colonna dei 6 mm, il valore della portata è 3,50 l/s .

Un'analogia tabella, che riportiamo in figura 1.10 è reperibile su un sito internet australiano (ACE), non essendo possibile verificarne l'attendibilità e l'autenticità si è preferito predisporre una nuova tabella di calcolo, simile nell'impaginazione grafica e nei valori che differiscono di pochi punti percentuali.

Quick Ref Table for V-Notch Weir, 0 to 64 l/s									
Height Above Cease to Flow Point in mm	Discharge in l/s (Litres per Second)								
	0	1	2	3	4	5	6	7	8
0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
10	0.00	0.00	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.02
20	0.02	0.02	0.02	0.03	0.03	0.03	0.04	0.04	0.05
30	0.05	0.06	0.06	0.07	0.07	0.08	0.09	0.09	0.10
40	0.11	0.12	0.13	0.13	0.14	0.15	0.16	0.17	0.18
50	0.19	0.20	0.21	0.22	0.24	0.25	0.26	0.27	0.28
60	0.31	0.32	0.33	0.35	0.36	0.37	0.39	0.40	0.42
70	0.45	0.47	0.48	0.50	0.52	0.54	0.55	0.57	0.59
80	0.63	0.65	0.67	0.69	0.71	0.73	0.75	0.78	0.80
90	0.84	0.87	0.89	0.92	0.94	0.97	0.99	1.02	1.04
100	1.10	1.13	1.15	1.18	1.21	1.24	1.27	1.30	1.33
110	1.39	1.43	1.46	1.49	1.52	1.56	1.59	1.63	1.66
120	1.73	1.77	1.81	1.84	1.88	1.92	1.96	2.00	2.04
130	2.12	2.16	2.20	2.24	2.28	2.33	2.37	2.41	2.46
140	2.55	2.59	2.64	2.69	2.73	2.78	2.83	2.88	2.93
150	3.0	3.1	3.1	3.2	3.2	3.3	3.3	3.4	3.5
160	3.6	3.6	3.7	3.7	3.8	3.8	3.9	4.0	4.1
170	4.1	4.2	4.3	4.3	4.4	4.4	4.5	4.6	4.7
180	4.8	4.8	4.9	5.0	5.0	5.1	5.2	5.3	5.4
190	5.5	5.5	5.6	5.7	5.8	5.8	5.9	6.0	6.1
200	6.2	6.3	6.4	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9
210	7.0	7.1	7.2	7.3	7.4	7.4	7.5	7.6	7.7
220	7.9	8.0	8.1	8.2	8.2	8.3	8.4	8.5	8.6
230	8.8	8.9	9.0	9.1	9.2	9.3	9.4	9.5	9.6
240	9.8	9.9	10.0	10.1	10.2	10.3	10.4	10.5	10.6
250	10.9	11.0	11.1	11.2	11.3	11.4	11.5	11.6	11.7
260	12.0	12.1	12.2	12.3	12.4	12.6	12.7	12.8	12.9
270	13.2	13.3	13.4	13.5	13.6	13.8	13.9	14.0	14.2
280	14.4	14.5	14.7	14.8	14.9	15.1	15.2	15.3	15.5
290	15.7	15.9	16.0	16.1	16.3	16.4	16.6	16.7	16.8
300	17.1	17.3	17.4	17.6	17.7	17.8	18.0	18.1	18.3
310	18.6	18.7	18.9	19.0	19.2	19.3	19.5	19.6	19.8
320	20.1	20.3	20.4	20.6	20.8	20.9	21.1	21.2	21.4
330	21.7	21.9	22.1	22.2	22.4	22.6	22.7	22.9	23.1
340	23.4	23.6	23.8	23.9	24.1	24.3	24.5	24.6	24.8
350	25.2	25.3	25.5	25.7	25.9	26.1	26.3	26.4	26.6
360	27.0	27.2	27.4	27.6	27.8	28.0	28.1	28.3	28.5
370	28.9	29.1	29.3	29.5	29.7	29.9	30.1	30.3	30.5
380	30.9	31.1	31.3	31.5	31.7	31.9	32.1	32.4	32.6
390	33.0	33.2	33.4	33.6	33.8	34.1	34.3	34.5	34.7
400	35.1	35.4	35.6	35.8	36.0	36.3	36.5	36.7	36.9
410	37.4	37.6	37.8	38.1	38.3	38.5	38.8	39.0	39.2
420	39.7	39.9	40.2	40.4	40.7	40.9	41.1	41.4	41.6
430	42.1	42.4	42.6	42.8	43.1	43.3	43.6	43.8	44.1
440	44.6	44.9	45.1	45.4	45.6	45.9	46.1	46.4	46.6
450	47.2	47.4	47.7	48.0	48.2	48.5	48.8	49.0	49.3
460	49.8	50.1	50.4	50.7	50.9	51.2	51.5	51.8	52.0
470	52.6	52.9	53.2	53.4	53.7	54.0	54.3	54.6	54.9
480	55.4	55.7	56.0	56.3	56.6	56.9	57.2	57.5	57.8
490	58.4	58.7	59.0	59.3	59.6	59.9	60.2	60.5	60.8
500	61.4	61.7	62.0	62.3	62.6	62.9	63.3	63.6	64.2

If the water level when measured is, say 65mm above the cease to flow level. Go to the left column, then come down the left column till you reach 60, then across to the right to the 5 column, your now at 60 + 5 = 65. The flow is 0.37 litres per second. Try 38mm, it should be 0.1 l/s.



With Compliments
Ken Cryer
ACE
Advanced Control Engineering Pty Ltd ©
Ph 61 0408 482 687

Figura 1.10 Tabella lettura portate della ACE.



Figura 1.11 Primo prototipo di vasca di misura con idrometro

Inizialmente è stato realizzato un prototipo utilizzando una vasca cilindrica in metallo, figura 1.11. Le prime difficoltà nella lettura precisa del idrometro ha suggerito di dotarlo di indicatori.

Successivamente è stato realizzata una vasca di misura in materiale plastico. Mediante un programma CAD si è disegnato la forma dello stramazzo e l'idrometro. Stampato su carta adesiva si è incollato il disegno dello stramazzo sulla vasca in plastica e si è proceduto con l'incisione dello stramazzo e dei punti di portata unitaria. Successivamente l'idrometro adesivo è stato sostituito con una serigrafia. Nelle prime settimane di lettura si è notato che portate superiori i 2 l/s duravano pochi giorni e di conseguenza l'errore nel trascurare i decimali era minimo. Sono pertanto stati realizzati a destra dell'idrometro dei fori in corrispondenza dei livelli acqua corrispondenti a portate unitarie. La lettura della portata allo stramazzo era quindi confermata visivamente dagli indicatori di livello posti sulla destra dell'idrometro.

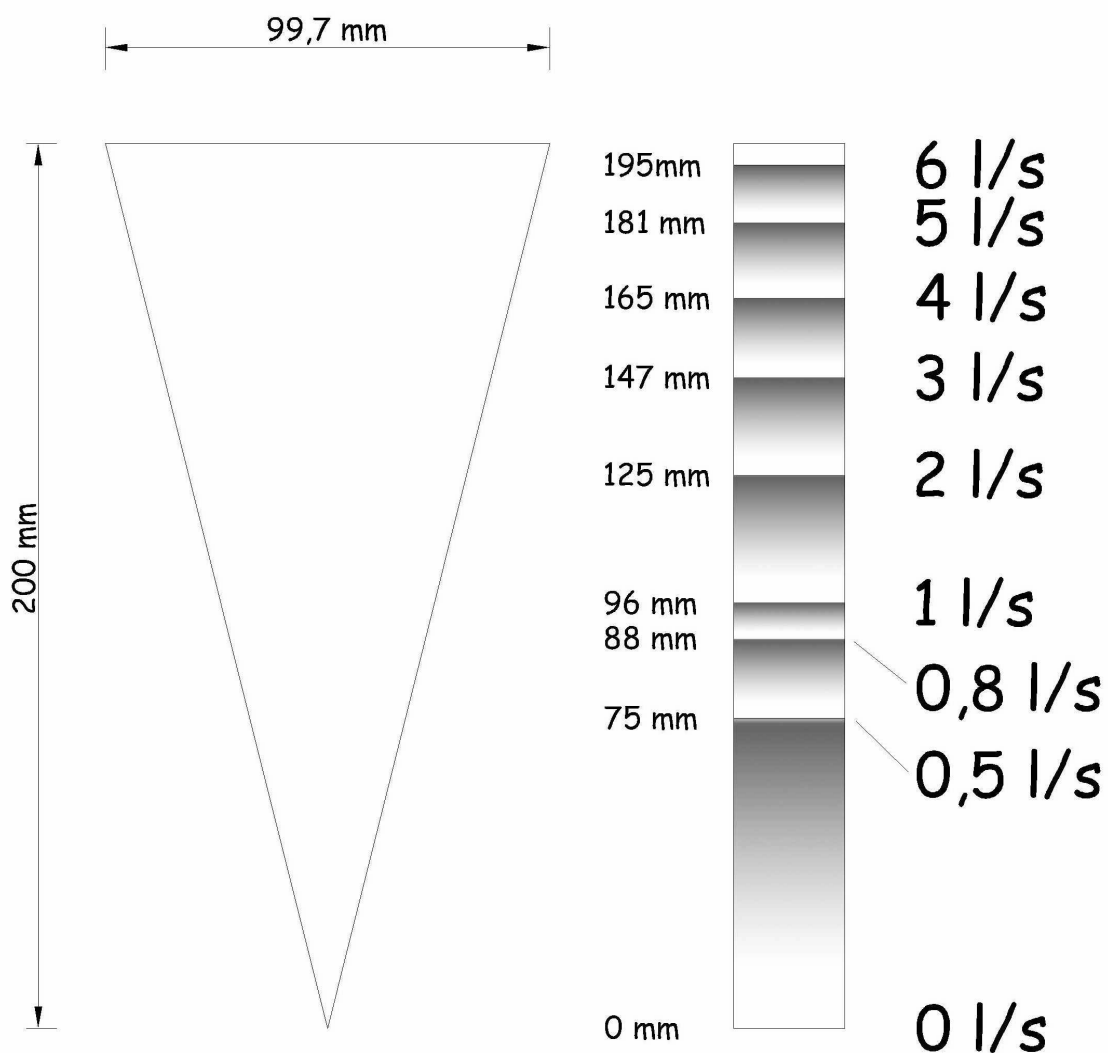


Figura 1.11 Progetto al CAD dello stramazzo, riportato fuori scale. A destra la geometria dello stramazzo da incidere nella vasca, a sinistra l'idrometro relativo.

La forma cubica del nuovo misuratore di portata abbinata alla geometria delle opere in calcestruzzo del torrente hanno consentito un facile posizionamento nell'alveo ed in particolare la possibilità di rimuovere il misuratore in occasione degli eventi di piena e per le operazione di pulizia da rifiuti, foglie e sedimenti. Durante il periodo di monitoraggio frequentemente le foglie ostruivano il foro dello stramazzo rendendo necessaria la loro rimozione prima della lettura.



***Figura 1.12** Vasca di lettura delle portate con stramazzo triangolare realizzato. La forma cubica ha consentito un facile posizionamento all'interno del manufatto di contenimento del torrente.*



Figura 1.13 Particolare dell'idrometro.

Per una precisa lettura della portata è stato necessario convogliare tutta l'acqua del torrente all'interno della vasca di lettura. Posizionando alcune pietre a monte del gradone (figura 1,14) è stato possibile creare una piccola cascata in modo che tutta l'acqua del torrente cadesse dentro la vasca.

La lettura delle portate avveniva con cadenza quasi giornaliera, trasponendo il livello della vena sull'idrometro. Nei giorni successivi a temporali era necessario liberare lo stramazzo da foglie, legni e rifiuti vari.



***Figura 1.14** Vasca di lettura posizionata all'interno del torrente. Grazie alla particolare conformazione è stato sufficiente deviare la corrente con alcune pietre perché tutta l'acqua cadesse all'interno della vasca consentendo così una misura precisa della portata del torrente*

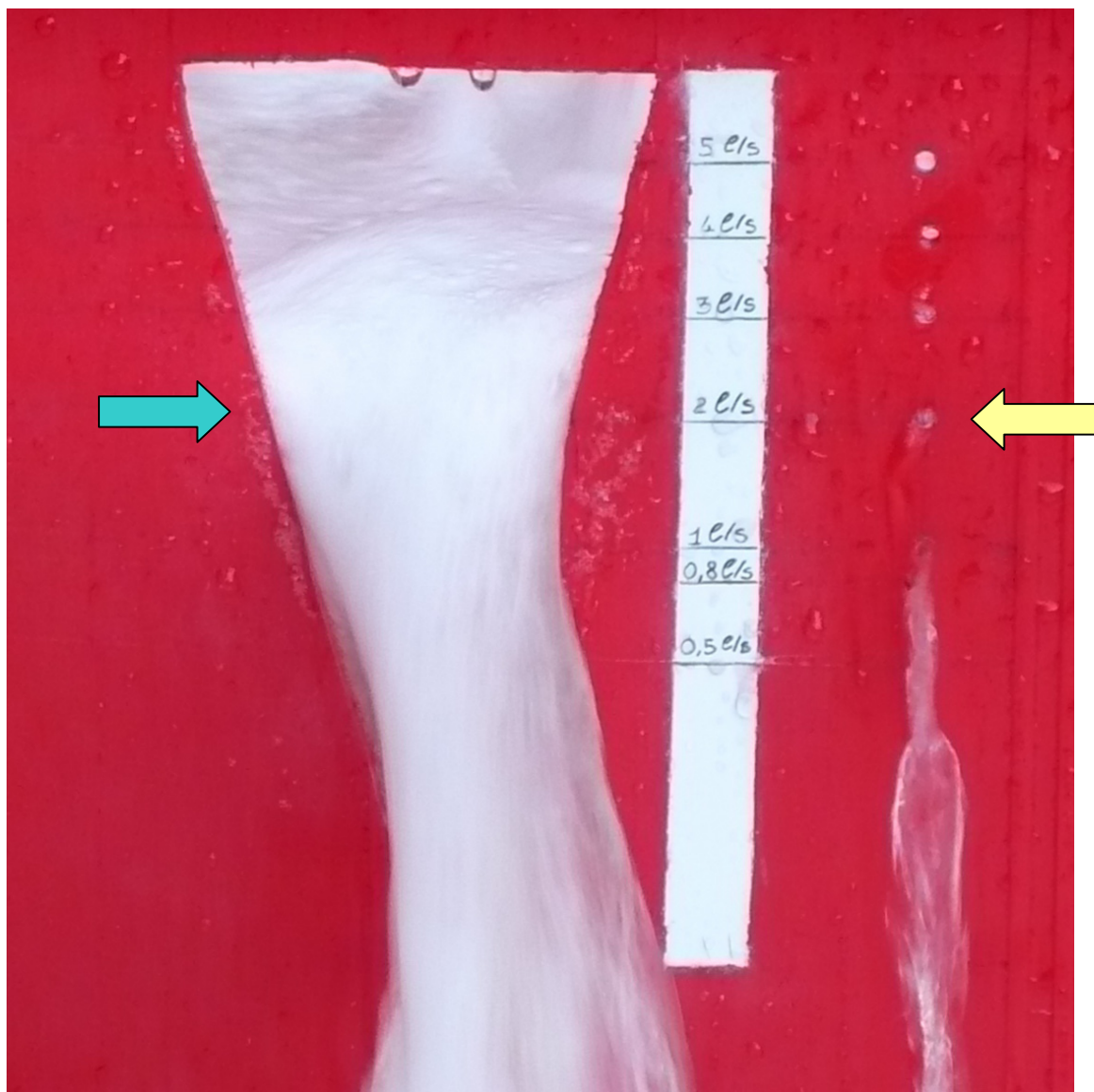


Figura 1.15 Particolare della vasca di lettura. La portata istantanea del torrente è leggibile dall'idrometro posto a fianco dello stramazzo. Le portate unitarie sono facilmente leggibili contando il numero di fori posti a destra dell'idrometro. Nella foto è rappresentata una portata di 2 l/s, infatti l'acqua esce dal quarto foro la portata posto ad una quota di 96 mm corrispondente appunto a 2 l/s.

1.7 EQUIPAGGIAMENTO ELETTRICO

Il generatore ha il compito di trasformare in energia meccanica trasmessa dalla turbina in elettrica l'energia. I generatori possono essere a corrente continua o a corrente alternata. I generatori a corrente alternata si dividono a loro volta in generatori sincroni e generatori asincroni, monofase o trifase. La scelta del generatore da utilizzare è principalmente legata al tipo di rete che occorre alimentare e dalle potenze in gioco.

Gli alternatori sincroni, sono dotati di un apparato di eccitazione associato ad un regolatore di tensione di modo da generare energia ad una precisa stessa tensione, frequenza ed angolo di fase. Di norma si impiegano per grandi impianti, di potenza maggiore di 5.000 Kwh.

Gli alternatori asincroni, sono semplici motori ad induzione con rotore a gabbia di scoiattolo, senza possibilità di regolazione della tensione. Girano ad una velocità direttamente rapportata alla frequenza della rete cui sono collegati. Dalla rete assorbono la corrente d'eccitazione e l'energia reattiva necessaria alla propria magnetizzazione. Gli asincroni si utilizzano in grandi reti, nelle quali la loro potenza rappresenta una percentuale trascurabile del carico di sistema.

Recentemente sono apparsi sul mercato generatore a corrente alternata a velocità variabile e frequenza costante (VSG), già impiegato con le turbine eoliche, grazie al quale la turbina può girare a velocità variabile, mantenendo costante la tensione e la frequenza. Questo sistema consente di "sincronizzare" il generatore con la rete, prima ancora che abbia iniziato a girare. Le sue uniche limitazioni, per il momento, sono la potenza massima piuttosto bassa, ed il costo elevato.

Per impianti di potenza limitata, come nel caso in esame, è possibile impiegare alternatori a corrente continua, a magneti

permanenti o ad eccitazione. Gli alternatori a magneti permanenti sono semplici motori elettrici, robusti ed affidabili che abbinati a moderni inverter consentono la produzione di corrente alternata monofase a tensione e frequenza prestabilita. I motori a corrente continua generano corrente ad una tensione proporzionale alla velocità di rotazione, variando la velocità varia anche la tensione. L'inverter ha lo scopo di trasformare la corrente continua a tensione spesso variabile in corrente alternata monofase, a tensione e frequenza prestabilita.

Questo tipo di inverter adottano una tecnologia recente (i primi sono stati brevettati a partire al 1995) e sono attualmente utilizzati nella tecnologia degli impianti solari. Questi inverter per funzionare devono essere collegati alla rete nazionale che utilizzano per sincronizzare tensione, fase e frequenza e un distacco dalla rete comporta un non funzionamento dell'inverter stesso (come di legge l'inverter non può funzionare durante i black-out).



Figura 1.16 Inverter di rete Grid Connected Windmaster500, trasforma la corrente continua dell'alternatore in corrente alternata a 230V, frequenza 50 Hz, sinusoidale pura. La potenza di questo modello è di 525 watt ed un costo di poco superiore ai 400 euro (Ebay).

Sono inoltre caratterizzati da rendimenti molto elevati, quasi sempre superiore al 90%, ed hanno una elevata protezione all'acqua potendo così essere installati in ambiente esterno. Gli inverter che ipotizzeremo poter impiegare nel nostro impianto hanno una tensione in entrata (input) variabile da 35 a 150 VDC (Volt in corrente continua) e restituiscono una tensione in uscita (output) di 230 Volt in corrente alternata, sinusoidale pura, frequenza 50 Hz con approssimazione $\pm 1\%$, quindi in grado di alimentare qualsiasi apparecchiatura domestica anche elettronica (Mastervolt). Di potenza variabile in fase al modello da 250 Watt a 600 Watt (Flexienergy). Il loro costo è molto variabile in base al modello ed oscilla dai 250 euro per modelli di potenza 250 watt a 3500 euro per modelli da 4 Kw (Ebay, Stahlherz). Esistono in commercio anche inverter ad onda quadra o trapezoidale, in proporzione molto economici, ma non adatti ad alimentare apparecchiature elettroniche.

CAPITOLO SECONDO

QUADRO NORMATIVO

Buone notizie: la normativa che riguarda fonti energetiche rinnovabili è in continua evoluzione e con la dichiarata intenzione di favorirne lo sviluppo.

Le fonti energetiche rinnovabili sono definite nel decreto legislativo n. 387/03, di recepimento della direttiva europea 2001/77/CE. In particolare, le fonti rinnovabili sono la fonte eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice, idraulica, biomasse, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas. Con il termine biomasse si intende la parte biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali) e dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani.

Il medesimo decreto definisce come energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili:

- l'energia elettrica prodotta da impianti alimentati esclusivamente da fonti energetiche rinnovabili;
- la produzione imputabile alle fonti rinnovabili (nel caso di centrali ibride),

mentre esclude da tale definizione l'energia elettrica prodotta da sistemi di stoccaggio. Pertanto, ad esempio, nel caso di impianti idroelettrici di pompaggio solo l'energia elettrica attribuibile agli apporti naturali (ove presenti) è da considerare energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili.

Nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili, le leggi vigenti prevedono semplificazioni e incentivi, come verrà più dettagliatamente esposto nel seguito. La legislazione vigente a livello nazionale, escludendo quindi iniziative di carattere regionale o locale e agevolazioni fiscali, prevede:

- i certificati verdi correlati all'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili (decreto ministeriale 18 dicembre 2008);
- il conto energia per l'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici (decreti ministeriali 28 luglio 2005, 6 febbraio 2006 e 19 febbraio 2007);
- il conto energia per l'energia elettrica prodotta da impianti solari termodinamici (decreto ministeriale 11 aprile 2008);
- le tariffe fisse onnicomprensive per l'energia elettrica immessa in rete da impianti alimentati dalla fonte eolica di potenza fino a 200 kW e da impianti alimentati da fonti rinnovabili (ad eccezione della fonte solare) di potenza fino a 1 MW (decreto ministeriale 18 dicembre 2008);
- semplificazioni e disposizioni particolari in materia di connessioni (articolo 14 del decreto legislativo n. 387/03) regolate dall'Autorità;
- lo scambio sul posto per impianti di potenza nominale fino a 200 kW (articolo 6 del decreto legislativo n. 387/03 e il decreto ministeriale 18 dicembre 2008), regolato dall'Autorità Energia Elettrica e Gas.

2.1 SINTESI DELLE PRINCIPALI NORME

L'art. 11 del Decreto Legislativo 16/03/1999 n. 79 ha introdotto l'obbligo, a carico dei produttori e degli importatori di energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili, di immettere nel sistema elettrico

nazionale, a decorrere dal 2002, una quota minima di elettricità prodotta da impianti alimentati a fonti rinnovabili entrati in esercizio dopo il 1° Aprile 1999. Produttori ed importatori soggetti all'obbligo possono adempiervi immettendo in rete elettricità prodotta da fonti rinnovabili oppure acquistando da altri produttori titoli, chiamati certificati verdi (CV), comprovanti la produzione dell'equivalente quota.

Il Decreto Legislativo n. 387/03, con il quale è stata recepita in Italia la Direttiva 2001/77/CE, si propone la promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'energia e recepisce la definizione di fonte rinnovabile di cui alla summenzionata Direttiva riportata nella sezione Incentivazioni Fonti Rinnovabili.

Il Ministro delle Attività Produttive, di concerto col Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, in ottemperanza a quanto previsto dall'art. 20, comma 8 del Decreto Legislativo n. 387/03, emanò il 24 ottobre 2005 il Decreto recante "Aggiornamento delle direttive per l'incentivazione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili ai sensi dell'articolo 11, comma 5, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79" che, nell'abrogare i DM 11 novembre 1999 e 18 marzo 2002, ha dettato nuove disposizioni per la qualificazione degli impianti a fonte rinnovabile (qualificazione IAFR) e per l'emissione dei certificati verdi.

In attuazione di quanto previsto dall'art. 11, comma 1 del DM 24/10/2005, il GSE (Gestore Servizi Elettrici) ha adottato le procedure tecniche per la qualificazione IAFR e per l'emissione dei certificati verdi. Dette procedure sono state approvate con Decreto del 21 dicembre 2007, pubblicato, unitamente alle Procedure, nella Gazzetta Ufficiale n. 16 del 19/1/2008, supplemento ordinario.

La legge finanziaria 2007 (legge 27/12/2006 n. 296, art. 1 comma 1117) prevede che, dal 1/1/2007, i finanziamenti e gli incentivi pubblici

di competenza statale finalizzati alla promozione delle fonti rinnovabili, sono concedibili esclusivamente per la produzione di energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili, tra le quali rientra la parte biodegradabile dei rifiuti e non rientra la parte non biodegradabile dei rifiuti.

La Legge Finanziaria 2008 (articolo 2, commi da 144 a 154) e la Legge 29 novembre 2007 n. 222 introducono ulteriori importanti novità relativamente alla incentivazione dell'energia prodotta da impianti a fonti rinnovabili.

In data 18/12/2008 il Ministro dello Sviluppo Economico di concerto col Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare ha emesso il Decreto "Incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, ai sensi dell'articolo 2, comma 150, della legge 24 dicembre 2007, n. 244" (noto come DM 18/12/2008) che abroga il Decreto 24/10/2005, e stabilisce le modalità attuative dei nuovi meccanismi di incentivazione di seguito riportati in sintesi:

Tipo e durata dell'incentivazione

Per impianti che entrino in esercizio a decorrere dal 1° gennaio 2008, i Produttori possono richiedere l'incentivazione mediante Certificati Verdi (CV) o, per gli impianti di potenza nominale media annua non superiore ad 1 MW e su richiesta esplicita del Produttore, mediante la corresponsione di una Tariffa Omnicomprensiva (TO) per un periodo di 15 anni.

Si precisa che, ai sensi dell'articolo 2 del DM 18 dicembre 2008, la potenza nominale media annua è data per gli impianti idroelettrici, dalla potenza nominale media riportata nel Decreto di concessione di derivazione d'acqua espressa in MW, tenendo conto

della decurtazione conseguente all'applicazione del deflusso minimo vitale.

Sistema dei Certificati Verdi

I certificati verdi hanno un valore unitario pari ad 1 MWh e sono emessi dal GSE (Gestore Servizi Elettrici). Il prezzo dei certificati verdi si forma sul mercato in base alla legge della domanda e dell'offerta. Le transazioni dei CV possono avvenire mediante contratti bilaterali, multilaterali o attraverso una piattaforma di negoziazione costituita presso il Gestore del Mercato Elettrico. La Legge Finanziaria 2008 ha introdotto una nuova modalità di calcolo del prezzo di offerta dei CV del GSE: a partire dal 2008 essi sono collocati sul mercato a un prezzo, riferito al MWh elettrico, pari alla differenza tra 180 €/MWh (valore di riferimento) ed il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica definito dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, registrato nell'anno precedente e comunicato dalla stessa Autorità entro il 31 gennaio di ogni anno.

Sistema della Tariffa Onnicomprensiva

Su richiesta del Produttore, in alternativa ai CV, l'incentivazione può essere riconosciuta dal GSE mediante la corresponsione di una Tariffa Onnicomprensiva nel caso di impianti di potenza nominale media annua non superiore a 0,2 MW, per gli impianti eolici, o non superiore ad 1 MW per gli altri impianti. La TO comprende sia il valore dell'incentivo che il ricavo per la vendita dell'energia elettrica prodotta. I valori della tariffa onnicomprensiva, di entità variabile a seconda della fonte, sono riportati nella tabella 2.1 seguente.

FONTE	TARIFFA €cent/Kwh
Eolica	30
Geotermica	20
Moto ondoso e maremotrice	34
Idraulica	22
Rifiuti biodegradabili,	22
Biomasse e biogas	30
Gas di discarica	18

Condizioni di non cumulabilità degli incentivi

Il DM 18 dicembre 2008 individua all'articolo 6 gli incentivi non cumulabili con i CV (certificati verdi) o la TO (tariffa onnicomprensiva) che sono incentivi pubblici di natura nazionale, regionale, locale o comunitaria in conto energia, in conto capitale o in conto interessi;

Indicazioni per impianti ibridi e scambio sul posto

Gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale media annua non superiore a 20 Kw e gli impianti alimentati da fonti rinnovabili, entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2007, di potenza nominale media annua superiore a 20 Kw e non superiore a 200 Kw, possono accedere al meccanismo dello scambio sul posto, fatti salvi i diritti di officina elettrica.

E' consentito avvalersi del meccanismo dello scambio sul posto anche collegando ad un medesimo punto di connessione diverse tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili, fermo restando che ogni singolo impianto deve avere diritto ad accedere allo scambio sul posto.

2.2 LO SCAMBIO SUL POSTO

In generale, l'energia elettrica prodotta e immessa in rete può essere destinata commercialmente a diversi soggetti che operano sul mercato (Borsa elettrica, cliente finale libero, cliente grossista), sulla base di valutazioni e scelte effettuate dal singolo produttore (Testo Unico Produzione Elettrica dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, aggiornato al 3 marzo 2009). In più, il legislatore ha previsto, per alcune tipologie di impianti, la possibilità di scegliere fra:

- il ritiro a prezzo amministrato dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete (il cosiddetto ritiro dedicato)
- lo scambio sul posto qualora a monte del medesimo punto di connessione vi siano produzione e consumo dell'energia elettrica.

Come descritto nel capitolo precedente, gli impianti idroelettrici e più in generale gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale media annua non superiore a 20 Kw, posso usufruire della convenzione nota come “ Scambio sul posto”.

Il servizio di scambio sul posto è stato inizialmente previsto dall'articolo 10, comma 7, secondo periodo, della legge n. 133/99, per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza elettrica non superiore a 20 Kw.

Il servizio di scambio sul posto è poi stato confermato dall'articolo 6 del decreto legislativo n. 387/03, sempre per gli impianti di potenza nominale fino a 20 Kw alimentati da fonti rinnovabili. In particolare, il comma 2 di tale articolo prevede che nell'ambito della disciplina dello scambio sul posto non è consentita la vendita dell'energia elettrica prodotta.

Con la legge n. 244/07 e con il decreto ministeriale 18 dicembre 2008, il servizio di scambio sul posto è stato esteso anche agli impianti

alimentati da fonti rinnovabili di potenza superiore a 20 kW e fino a 200 kW entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2007.

Le disposizioni relative al servizio di scambio sul posto sono attualmente definite nell'Allegato A della deliberazione ARG/elt 74/08 recante "Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto (TISP)"; tali disposizioni sono entrate in vigore dall'1 gennaio 2009.

Con la deliberazione ARG/elt 74/08, in applicazione dall'1 gennaio 2009, l'Autorità ha previsto che lo scambio sul posto sia erogato da un unico soggetto su base nazionale (il GSE) e non più dalle imprese distributrici.

Definizione di scambio sul posto. Il servizio di scambio sul posto (di seguito anche: SSP) è una particolare forma di autoconsumo in sito che consente di compensare l'energia elettrica prodotta e immessa in rete in un certo momento con quella prelevata e consumata in un momento differente da quello in cui avviene la produzione. Nello scambio sul posto si utilizza quindi il sistema elettrico quale strumento per l'immagazzinamento virtuale dell'energia elettrica prodotta ma non contestualmente autoconsumata. Condizione necessaria per l'erogazione del servizio di scambio sul posto è la presenza di impianti per il consumo e per la produzione di energia elettrica sottesi ad un unico punto di connessione con la rete pubblica.

Procedure per lo scambio sul posto. Il soggetto che intende avvalersi dello scambio sul posto presenta istanza al GSE utilizzando uno schema di istanza definito dal GSE stesso. Il GSE stipula con il soggetto che intende avvalersi dello scambio sul posto una convenzione, di durata annuale solare e tacitamente rinnovabile, che regola lo scambio e le relative tempistiche e che sostituisce i normali adempimenti relativi all'immissione di energia elettrica (trasporto e dispacciamento

dell'energia elettrica immessa), ma che non sostituisce i normali adempimenti relativi all'acquisto dell'energia elettrica prelevata. Il GSE predispone un apposito portale informatico ai fini della gestione tecnica, economica ed amministrativa dello scambio sul posto.

La figura 2.1 rappresenta schematicamente la struttura del nuovo scambio sul posto, evidenziando la sua integrazione nell'attuale struttura del sistema elettrico.

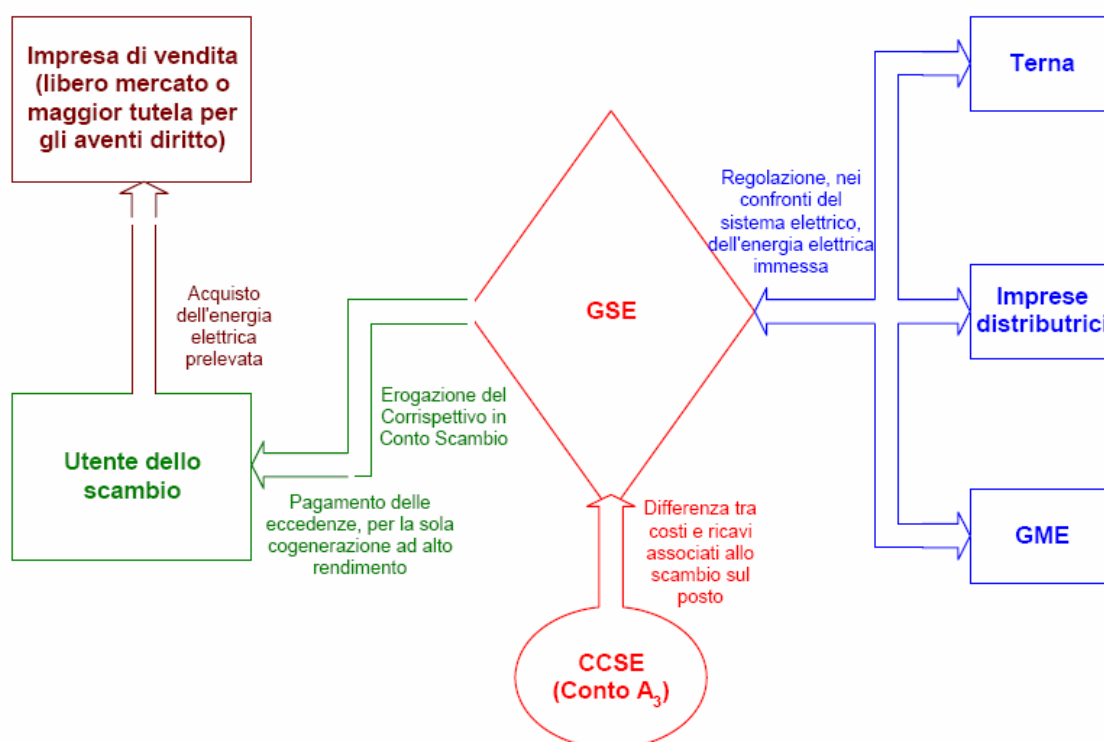


Figura 2.1 Struttura della nuova disciplina dello scambio sul posto

In particolare, l'utente dello scambio sul posto acquista l'intera quantità di energia elettrica prelevata da un qualsiasi venditore (ivi inclusi i venditori in maggior tutela per gli aventi diritto). Inoltre, il medesimo utente sigla con il GSE la convenzione per lo scambio sul posto, sulla base della quale il GSE prende in consegna l'intera quantità di energia elettrica immessa, vendendola sul mercato e regolando i

contratti di trasporto e di dispacciamento con le imprese distributrici e con Terna. Il GSE, sempre nell'ambito della convenzione per lo scambio sul posto, eroga all'utente dello scambio un contributo finalizzato:

- alla compensazione economica tra il valore associato all'energia elettrica immessa in rete e il valore associato all'energia elettrica prelevata.
- alla restituzione, per una quantità di energia elettrica prelevata al più pari a quella immessa (energia "scambiata"), della parte variabile, espressa in c€/kWh, dei corrispettivi relativi all'utilizzo della rete (trasporto e dispacciamento) e degli oneri generali di sistema (solo nel caso di fonti rinnovabili).

Mentre la compensazione economica deriva dalla valorizzazione dell'energia elettrica immessa in rete, la restituzione dei corrispettivi tariffari rappresenta il vero e proprio incentivo intrinseco nello scambio sul posto. E' come se l'energia elettrica immessa in rete e successivamente ri-prelevata fosse stata prodotta e autoconsumata istantaneamente senza utilizzare la rete (mentre nella realtà tale rete è stata utilizzata). Ciò significa che i costi non sostenuti dai soggetti che richiedono lo scambio sul posto rimangono in capo a tutti gli utenti del sistema elettrico.

Nel caso in cui la valorizzazione dell'energia immessa sia superiore a quella dell'energia prelevata, tale maggiore valorizzazione viene riportata a credito negli anni solari successivi, e non può essere liquidata perché, per le fonti rinnovabili, è vietata la vendita nell'ambito dello scambio sul posto .

Il GSE riceve dall'utente dello scambio sul posto un contributo, pari a 30 euro/anno per ogni impianto, a copertura dei costi amministrativi.

2.3 RISOLUZIONE n. 215/E del 12 Agosto 2009

L'Agenzia delle Entrate con la Risoluzione n. 215/E del 12 agosto 2009, in risposta all'istanza di un contribuente proprietario di una casa regolarmente accatastata ma dichiarata inagibile per motivi statici a seguito di un evento sismico e, quindi, non abitata ha dichiarato che sono ammessi alla detrazione del 55% per la riqualificazione energetica degli edifici, gli interventi su un immobile inagibile dopo un terremoto e dotato di tre camini e una stufa, a condizione che gli apparecchi di riscaldamento siano fissi e che la somma delle potenze nominali del focolare sia maggiore o uguale a 15 KW (www.edilportale.com).

In questo lavoro di tesi considereremo come quarta ipotesi di abbinare all'impianto idroelettrico l'impianto di riscaldamento, composto da una o più stufe a pellet e più scaldacqua famigliari per una potenza complessiva superiore a 15 Kw in modo da poter usufruire delle detrazioni del 55%, rinunciando alle agevolazioni dello Scambio sul posto in quanto non è possibile la cumulabilità degli incentivi come imposto dal DM 18 dicembre 2008.

Per usufruire della detrazione, l'immobile deve essere dotato di un sistema di riscaldamento composto da camini, stufe, scaldacqua, con potenza complessiva superiore a 15 kW, rispondente quindi, ai requisiti di cui al punto 14 dell'allegato A al Dlgs. 192/2005, per poter essere considerato impianto.

Per quanto riguarda l'individuazione degli edifici interessati al beneficio fiscale, l'Agenzia delle Entrate richiama la propria Circolare 36/E del 31 maggio 2007, con la quale precisava che può trattarsi di fabbricati di qualsiasi categoria catastale, purché esistenti (iscritti in catasto) e per i quali viene pagata l'ICI se dovuta. Inoltre, gli edifici interessati dall'agevolazione devono avere determinate caratteristiche tecniche e, in

particolare, devono essere dotati di impianti di riscaldamento funzionanti, presenti negli ambienti in cui si realizza l'intervento di risparmio energetico agevolabile.

Per verificare che i camini e la stufa indicati costituiscano un impianto di riscaldamento, l'Agenzia fa riferimento al Dlgs 311/2006, contenente le disposizioni correttive ed integrative al Dlgs. 192/2005, il cui punto 14 dell'Allegato A fornisce la definizione di "impianto termico" precisando che si tratta di "impianto tecnologico destinato alla climatizzazione estiva ed invernale degli ambienti con o senza produzione di acqua calda per gli stessi usi, comprendente eventuali sistemi di produzione, distribuzione e utilizzazione del calore nonché gli organi di regolazione e di controllo; sono compresi negli impianti termici gli impianti individuali di riscaldamento, mentre non sono considerati impianti termici apparecchi quali: stufe, caminetti, apparecchi per il riscaldamento localizzato ad energia radiante, scaldacqua unifamiliari; tali apparecchi, se fissi, sono tuttavia assimilati agli impianti termici quando la somma delle potenze nominali del focolare degli apparecchi al servizio della singola unità immobiliare è maggiore o uguale a 15 KW."

Ne consegue che il sistema di riscaldamento dell'immobile in questione può essere definito "impianto termico" e che gli interventi di miglioramento termico, riconducibili al comma 345 (interventi sull'involucro edilizio) dell'art. 1 della Finanziaria 2007, possono usufruire della detrazione fiscale del 55%.

CAPITOLO TERZO

ALTERAZIONI SULL'AMBIENTE

Le mini e micro centrali idroelettriche, sebbene in misura molto minore rispetto ai grandi impianti a bacino, hanno degli impatti negativi sull'ambiente, la flora, la fauna e la popolazione che a priori non devono essere trascurati (*Brusa, 2002*). Essendo noti alcuni effetti negativi su ambiente, flora e fauna provocati da grandi impianti, risulta corretto anche professionalmente, prima di realizzare una centrale, procedere con uno studio circa le alterazioni che la centrale idroelettrica, potrebbe indurre.

E' giusto premettere che come nel caso di studio, ovvero di una pico centrale idroelettrica, operando con acque fluenti stagionali e su tratti estremamente limitati, le uniche alterazioni sono legate sostanzialmente al rumore provocato dalla turbina, in quanto fauna acquatica (pesci) non sono presenti essendo torrenti che nel periodo estivo sono quasi sempre asciutti.



***Figura 3.1** Durante il periodo estivo il torrente oggetto di studio e quasi sempre asciutto.*

Non essendo presente nessun bacino di accumulo non vi sono rischi per l'incolumità delle persone, l'acqua viene rilasciata pochi metri più a valle con trascurabili variazioni alla flora, le condotte sono di dimensioni talmente piccole ed interrato che non risultano di ostacolo per gli animali anche selvatici ed infine le opere idrauliche ed edili sono di dimensioni talmente contenute da poterle paragonare all'alterazione al paesaggio prodotta da un piccolo capanno degli attrezzi.

Quando invece le potenze in gioco sono maggiori come nel caso di micro e mini centrali o le opere di presa sono notevoli è necessario considerare tutte le variabili ambientali. In primo luogo la derivazione dai corsi d'acqua, sebbene a fluenza e quindi priva delle problematiche legate ai serbatoi comporta, oltre all'alterazione del regime idrologico naturale, anche un impoverimento dell'ecosistema fluviale, in particolare delle comunità biologiche, dovuto sia alla riduzione dell'habitat che al peggioramento delle caratteristiche chimico fisiche dell'acqua, nonché all'alterazione della morfologia dell'alveo e degli aspetti paesaggistici,

limitando la fruibilità del corso d'acqua. In secondo luogo, la centrale stessa, comporta una serie di impatti negativi sia in fase di costruzione, per la realizzazione degli elementi componenti l'impianto, e delle opere accessorie, sia in fase di esercizio per l'inquinamento acustico ed estetico.

3.1 EFFETTI DELLA DERIVAZIONE SU FLORA E FAUNA

La diminuzione delle portate ha come primo effetto la riduzione dell'alveo bagnato, con conseguente contrazione dello spazio vitale disponibile per le comunità fluviali.

È importante osservare però che nonostante i danni apportati all'ecosistema siano generalmente legati all'entità della derivazione, la diminuzione di habitat non è semplicemente proporzionale alla riduzione di volume d'acqua che occupa l'alveo; infatti, a seconda della morfologia di quest'ultimo, l'acqua si distribuisce in modo diverso, creando habitat più o meno adeguati alla vita acquatica. Ad esempio, un alveo piatto e largo, dove l'acqua scorre in una lama sottile, risulterà poco idoneo ad ospitare i pesci che si troveranno in un ambiente con poca acqua, di scarsa qualità chimico fisica, e maggiormente esposti alla predazione da parte degli uccelli ittiofagi e altri animali. In casi estremi, la riduzione di portata può dar luogo alla scomparsa di un habitat acquatico: questo si verifica, oltre che nel caso in cui il rilascio a valle di una captazione è nullo, quando l'alveo è costituito da materiale fortemente permeabile per cui il deflusso rilasciato tende a filtrare attraverso il fondo e a scorrere nel sub alveo, lasciando il letto asciutto.

La modificazione del regime dei deflussi fa sì che vengano alterate le variazioni stagionali di velocità dell'acqua fondamentali per il ciclo vitale della fauna ittica, che hanno bisogno di acque basse e veloci a

scopo riproduttivo ed alimentare, acque più profonde e lente per sosta e rifugio. Occorre osservare però che queste considerazioni sono valide solo per medi impianti e per corsi d'acqua non stagionali dove la quantità d'acqua turbinata è prossima alla portata del corso d'acqua stesso e non come nel caso di esame dove gran parte dell'anno la turbina è ferma perché la portata è insufficiente o è prelevata solo una parte dell'acqua del torrente in piena.

Anche l'opera di presa, determina ulteriori effetti negativi legati sia alla presenza della struttura stessa dell'opera che alle operazioni di manutenzione (*Penche, 1998*). La presenza della traversa, che costituisce una barriera insormontabile per la risalita delle specie ittiche, impedisce alla fauna ittica i movimenti migratori sia trofici che riproduttivi lungo l'asta fluviale, portando alla diminuzione della popolazione o alla scomparsa di alcune specie ittiche autoctone. Questo problema è parzialmente risolvibile mediante l'utilizzo dei "passaggi per pesci", ma permangono gli altri impatti negativi sull'ecosistema fluviale. Inoltre la manutenzione delle prese richiede la periodica eliminazione del sedimento accumulato, scaricando a valle notevoli quantità di solidi sospesi comportando un danno agli organismi acquatici che subiscono da un lato un'azione di abrasione a carico delle loro parti più sensibili nonché l'occlusione degli organi respiratori da parte delle particelle trasportate dalla corrente, dall'altro la banalizzazione dell'habitat fisico per il riempimento degli spazi interstiziali e delle pozze.

3.2 ALTERAZIONI CHIMICO FISICHE

Un effetto immediato della riduzione di portata consiste nella riduzione della capacità di diluizione degli inquinanti che arrivano al corso d'acqua, quindi, l'aumento delle concentrazioni di tali sostanze.

Altro effetto della riduzione di portata consiste nella riduzione della capacità autodepurativa del corso d'acqua, in quanto la riduzione della velocità e della turbolenza influiscono negativamente sui processi di ossigenazione, arrivando in alcuni casi a determinare situazioni di deficit di ossigeno, con gravi ripercussioni sui processi biochimici ossidativi.

Si riscontra, soprattutto per le derivazioni che prevedono gli invasi, una generale alterazione del regime termico del corso d'acqua, caratterizzato da variazioni periodiche naturali giornaliere e stagionali. In questi casi si hanno temperature più elevate in estate e un ritardo nel riscaldamento post-invernale e nel raffreddamento autunnale. Per dighe profonde e stratificate, che rilasciano acqua in profondità, si ha anche una riduzione dell'intervallo termico annuale e giornaliero, con rilascio di acque più fredde in estate e più calde in inverno, con perdita della periodicità.

In alcuni casi si è riscontrato che la riduzione della portata stessa ha dato luogo ad un aumento della temperatura per aumentato effetto dell'irraggiamento solare. Ciò comporta un incremento della cinetica di tutte le reazioni biochimiche che avvengono in un corso d'acqua dando luogo ad una diminuzione della concentrazione di saturazione dell'ossigeno disciolto, il che ha effetti negativi sulle comunità presenti. Inoltre l'aumento di temperatura comporta l'accelerazione dei processi metabolici per cui si può verificare il raggiungimento della maturità sessuale e della deposizione. Altro effetto dell'aumento di temperatura consiste nell'aumento della concentrazione relativa dell'ammoniaca non ionizzata rispetto alle altre forme.

Se è vero che gli effetti delle variazioni termiche sono trascurabili nel caso di piccoli impianti, non trascurabili sono gli effetti del sedimento accumulato all'interno dell'opera di presa. Il sedimento che transita nel corso d'acqua e conseguentemente nell'opera di presa deve poter transitare senza accumuli eccessivi che possono non solo danneggiare o ostruire l'opera di presa stessa ma risultare anche

accumulo di sostanze inquinanti. I sedimenti accumulati devono essere rimessi nel torrente per non creare danno all'equilibrio morfologico.

E' doveroso sottolineare gli effetti positivi legati all'azione filtrante delle griglie dell'opera di presa nei confronti dei rifiuti solidi prodotti dalla maleducazione dell'uomo, quali bottiglie, lattine e plastiche varie che vengono periodicamente raccolte e smaltite, nell'ambito degli interventi di manutenzione ordinaria periodica.

3.3 ALTERAZIONI MORFOLOGICHE

Gli ambienti fluviali, in condizioni naturali, si modificano continuamente a seguito di processi morfologici di erosione trasporto e sedimentazione. Tali processi sono governati in particolare dalla velocità dell'acqua e dal gradiente idraulico. La diminuzione di portata, accompagnata in genere dalla diminuzione di velocità, comporta una riduzione della capacità di trasporto del materiale più grossolano, mentre viene favorito il processo di sedimentazione di quello fine in zone naturalmente non interessate a questo fenomeno (*Provini, 2008*).

Inoltre la riduzione di portata può portare alla scomparsa di importanti ambienti umidi o in ambiente montano alla perdita di elementi naturali tipici come cascate e rapide.

3.4 L'INQUINAMENTO ACUSTICO

Non trascurabili sono gli effetti del rumore di un impianto se non opportunamente protetto (*Brusa, 2002*). Le opere ed i punti di formazione di rumore non naturale sono: l'opera di presa, la condotta, la turbina, il generatore e il canale di rilascio.

Per piccoli impianti, che come nel nostro caso di studi, siti in luoghi di media pendenza, è ipotizzabile che il rumore causato dal movimento d'acqua nell'opera di presa e di rilascio sia paragonabile al rumore naturale indotto dal deflusso naturale, se non addirittura minore. E' altresì ipotizzabile che la condotta, di piccole dimensioni e prevalentemente interrata non produca rumore. Il gruppo turbina generatore, che spesso nei piccoli impianti risultano uniti in un blocco unico, producono un rumore di origini meccaniche non naturali, tipico dei motori elettrici, molto intenso. Poiché il gruppo turbina generatore ed i quadri elettrici devono essere protetti contro furti, atti vandalici e soprattutto non accessibili da parte di persone non autorizzate è sempre necessario prevedere l'alloggiamento di tali macchinari all'interno di edifici, che nel caso di micro e pico centrali possono essere delle dimensioni di capanno degli attrezzi, e che possono e devono essere facilmente insonorizzati.

CAPITOLO QUARTO

CASO STUDIO

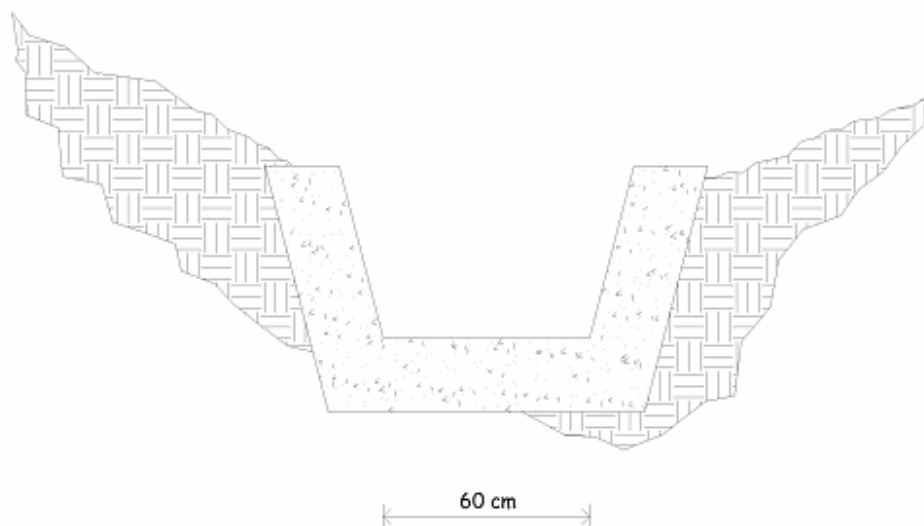
Lo scopo finale di questo lavoro di tesi è valutare la fattibilità e la convenienza economica di una piccola centrale idroelettrica ad uso familiare. A tal fine è necessario misurare e valutare le portate e, mediante un piccolo software appositamente realizzato, stimare la convenienza economica. I corsi d'acqua adatti a tale studio sono pertanto torrenti di montagna, con portate variabili mai rilevate, nelle vicinanze di abitazioni o aziende agricole. In questo studio, si prende in esame un torrente che attraversa il centro abitato di Saltino. Dato che il torrente non è mai stato censito ufficialmente ed è quindi privo di nome, è chiamato dagli abitanti del luogo col nome di "Cunettone", termine che richiama il suo sviluppo altimetrico costituito dal succedersi di varie cunette. (vedi figura 4.3 e 4.8). Anche nel proseguo di questo lavoro il torrente in esame sarà chiamato in tal modo.

4.1 PRESENTAZIONE DEL SITO

Questo studio prende in esame uno dei torrenti minori che attraversano il territorio di Saltino, una frazione del comune di Prignano sulla Secchia in provincia di Modena, posto sul versante destro del fiume Secchia.

Il torrente in esame ha subito lavori di contenimento negli anni '70 a seguito di grandi movimenti franosi che hanno interessato la zona, in particolare il tratto che attraversa l'abitato è stato arginato mediante gradinate in calcestruzzo. La base e le sponde della sezione del canale

artificiale in cui è convogliata l'acqua hanno una lunghezza di circa 60 cm. Le pareti sono inoltre inclinate di circa 15 gradi rispetto alla verticale (vedi figura 4.1).



SEZIONE TIPO

Figura 4.1 Sezione tipo delle opere di contenimento del torrente.

La lunghezza della gradinata è variabile in rapporto alla pendenza locale del terreno. Il monitoraggio delle portate è stato realizzato facendo uso di una vasca con stramazzo che è stata posta alla base di una particolare gradinata.

4.2 INQUADRAMENTO E SITUAZIONE ATTUALE DELL'AREA

Il torrente in esame si trova nel territorio del comune di Prignano sulla Secchia provincia di Modena nella frazione di Saltino.



Figura 4.2 Vista dal satellite del territorio di Saltino (cimmagini tratte dal sito Google Maps, URL: <http://maps.google.it/>).

L'abitato di Saltino è stato anche di recente interessato da grandi movimenti franosi, fra cui quelli di maggior dimensione verificatisi nel '39 e del '73, a seguito dei quali sono stati eseguiti molti lavori di irregimentazione e scolo delle acque (vedi figura 4.3).



***Figura 4.3** Fotografia delle opere di contenimento in calcestruzzo realizzare nel '74. Fotografia realizzata nel periodo estivo.*

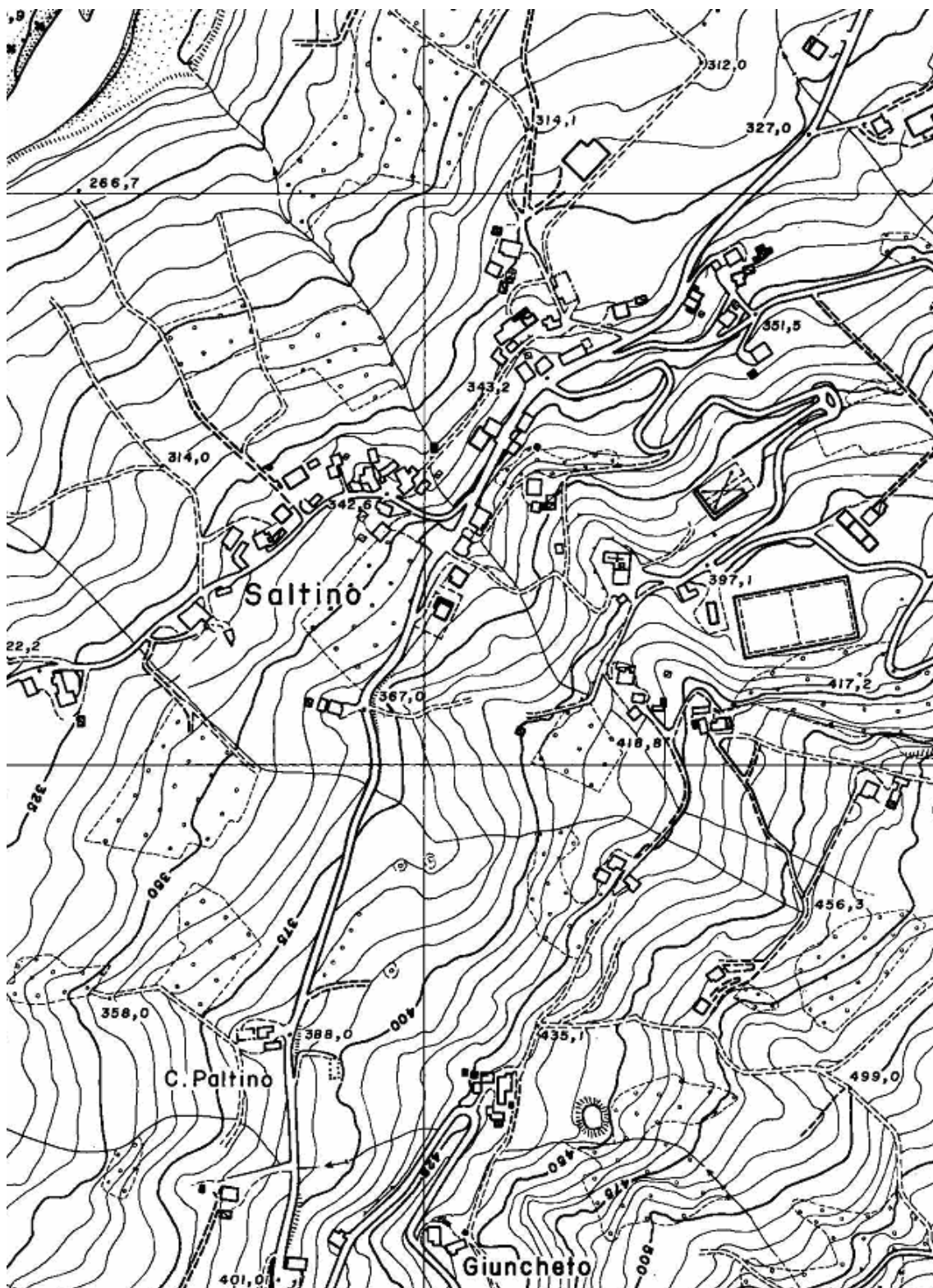


Figura 4.4 Particolare della carta topografica con curve di livello. Ogni linea indica un dislivello di 5 metri. Per gentile concessione dell'ufficio tecnico comunale.

Il torrente Cunettone nasce in località Prato Vignale a poco più di un chilometro più a monte dell'abitato di Saltino. A monte dell'abitato e a valle della turbina, il torrente scorre nella sua sede naturale a confine dei terreni agricoli in zone di pendenza limitata.



Figura 4.5 Ingrandimento della carta topografica con curve di livello del percorso delle tubature e della posizione dell'opera di presa e di rilascio.



Figura 4.6 Fotografia del torrente. La freccia indica la zona dove posizionare l'opera di presa a quota 360 mslm.



Figura 4.7 Fotografia del torrente. La freccia indica la zona dove posizionare il gruppo turbina alternatore a quota 334 m s.l.m.



Figura 4.8 Fotografia del Cunettone in prossimità dell'attraversamento della via vicinale ex via Ducale, in parte ricostruito dopo le forti piogge del novembre 2008.



Figura 4.9 Fotografia del Cunettone durante lavori di manutenzione straordinaria a cura della Regione Emilia Romagna nel luglio 2009.

4.3 RILIEVO TOPOGRAFICO

Inizialmente era stato eseguito un primo rilievo del dislivello mediante semplice cordella metrica, rilevando la distanza ed il dislivello fra le zone di presa e di rilascio. Questo primo rilievo ha confermato i dati che era possibile recuperare dalle mappe e dalle cartine topografiche. L'approssimazione era però stimata nell'ordine di un paio di metri, si è quindi proceduto con un rilievo altimetrico strumentale.

Il rilievo del reale dislivello è stato realizzato mediante l'impiegando di una di una stazione totale per rilievi topografici NIKON NPR 352 (vedi figura 4.10).



Figura 4.10 Fasi del rilievo strumentale. Lettura dei risultati sullo strumento.

La particolare conformazione del terreno e l'assenza di foglie nella vegetazione (il rilievo è stato eseguito nel mese di marzo 2009) ha consentito di completare il rilievo mediante unica stazione posta a circa metà percorso.

Grazie allo strumento si è rilevato la distanza fra la zona dove è possibile posizionare le vasca di carico (vedi figura 4.11) e la zona di rilascio (vedi figura 4.12), con una precisione millimetrica.



Figura 4.11 Fasi del rilievo strumentale. Con il prisma ottico in prossimità della zona di presa.



Figura 4.12 Fasi del rilievo strumentale. Con il prisma ottico in prossimità della zona di rilascio .

Dal rilievo strumentale risulta una distanza fra zona di presa e di rilascio di 106,83 metri in linea retta ed un dislivello di soli 25,31 metri (vedi figura 4.10).

Confrontando i dati del rilievo strumentale con quello iniziale eseguito con cordella metrica è stato possibile ricostruire il profilo altimetrico. Il profilo altimetrico è riferito al percorso non rettilineo della condotta che per la particolare conformazione del terreno e degli edifici presenti si preveda possa correre parallelamente al fossato.

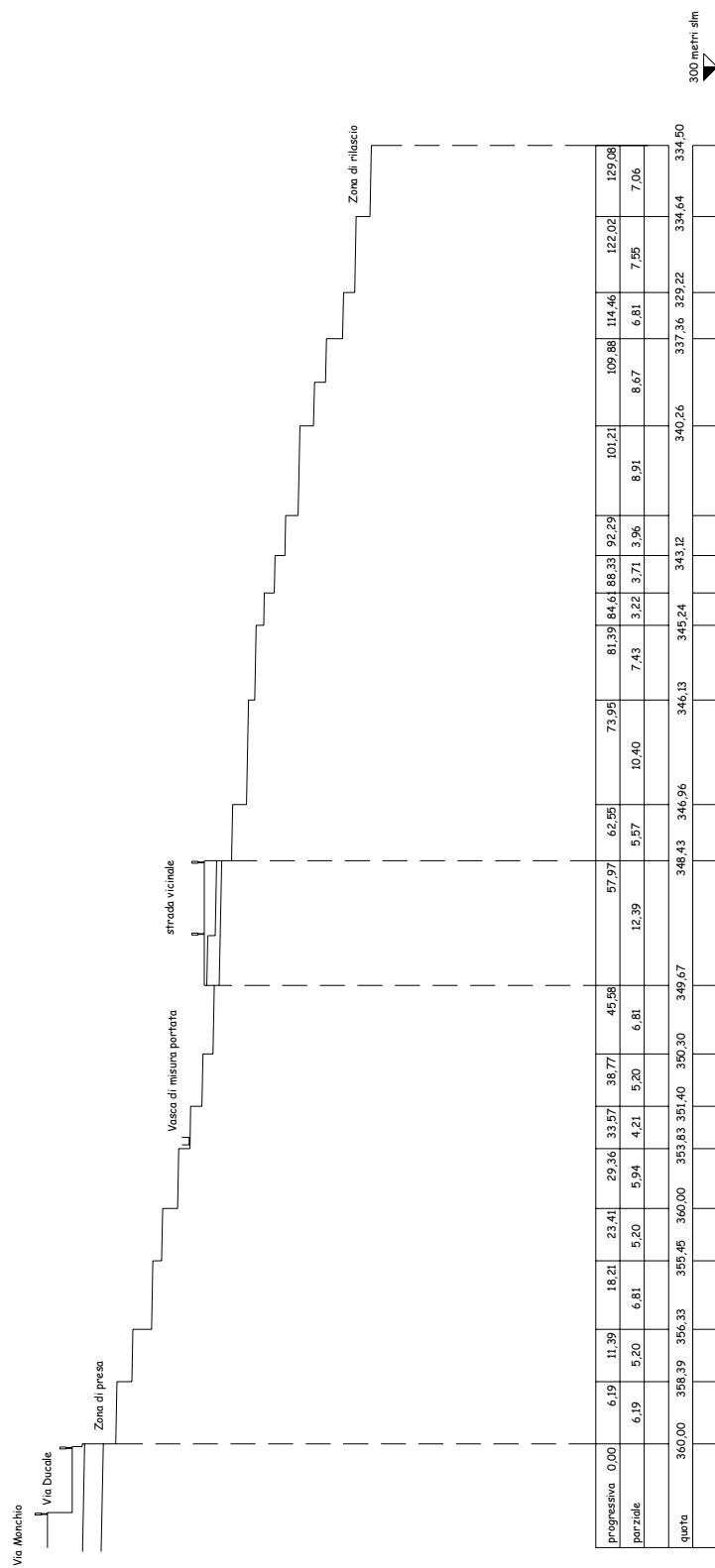


Figura 4.13 Profilo altimetrico.

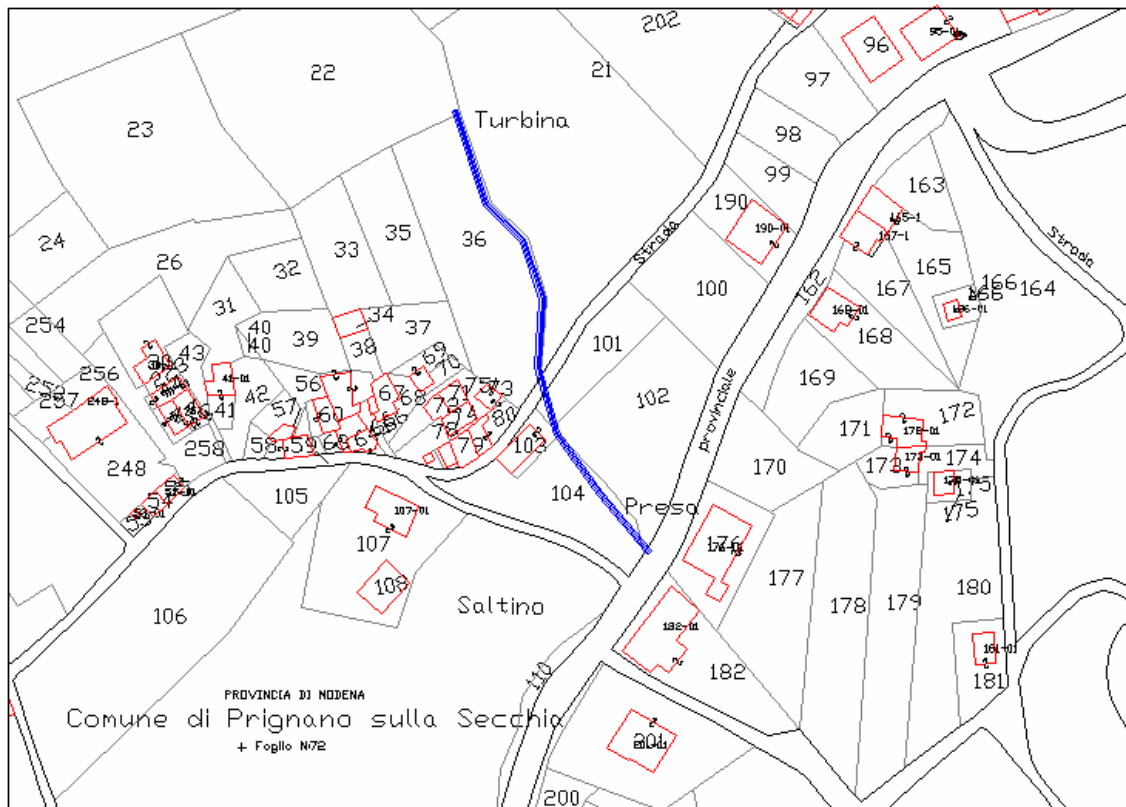


Figura 4.14 Schema generale dell'impianto

4.4 LA VASCA DI CARICO

Nel tratto in esame, il torrente scorre all'interno di manufatti in calcestruzzo dalla forma regolare. Questa caratteristica ci suggerisce di adottare un'opera di presa realizzata in metallo, mobile e a basso costo. Si è pensato, quindi, ad una vasca da realizzarsi in metallo e da posizionare all'interno dei manufatti in calcestruzzo, posta nel gradone a valle dell'uscita dal tunnel in cui il torrente attraversa la strada provinciale e la strada comunale. Grazie a questa soluzione progettuale si possono ottenere alcuni vantaggi: a) un limitato impatto ambientale, infatti una tale opera di presa non necessita di opere edili e di scavo, non modifica le strutture esistenti ed è sempre possibile rimuoverla per ripristinare la situazione iniziale, e b) la vasca in metallo consente costi

estremamente contenuti, potendo essere realizzata in officina fuori opera.

La vasca è dotata di uno stramazzo che consente la misura dell'eccesso di acqua non turbinata o nel caso di fermo macchina, la lettura della portata disponibile.

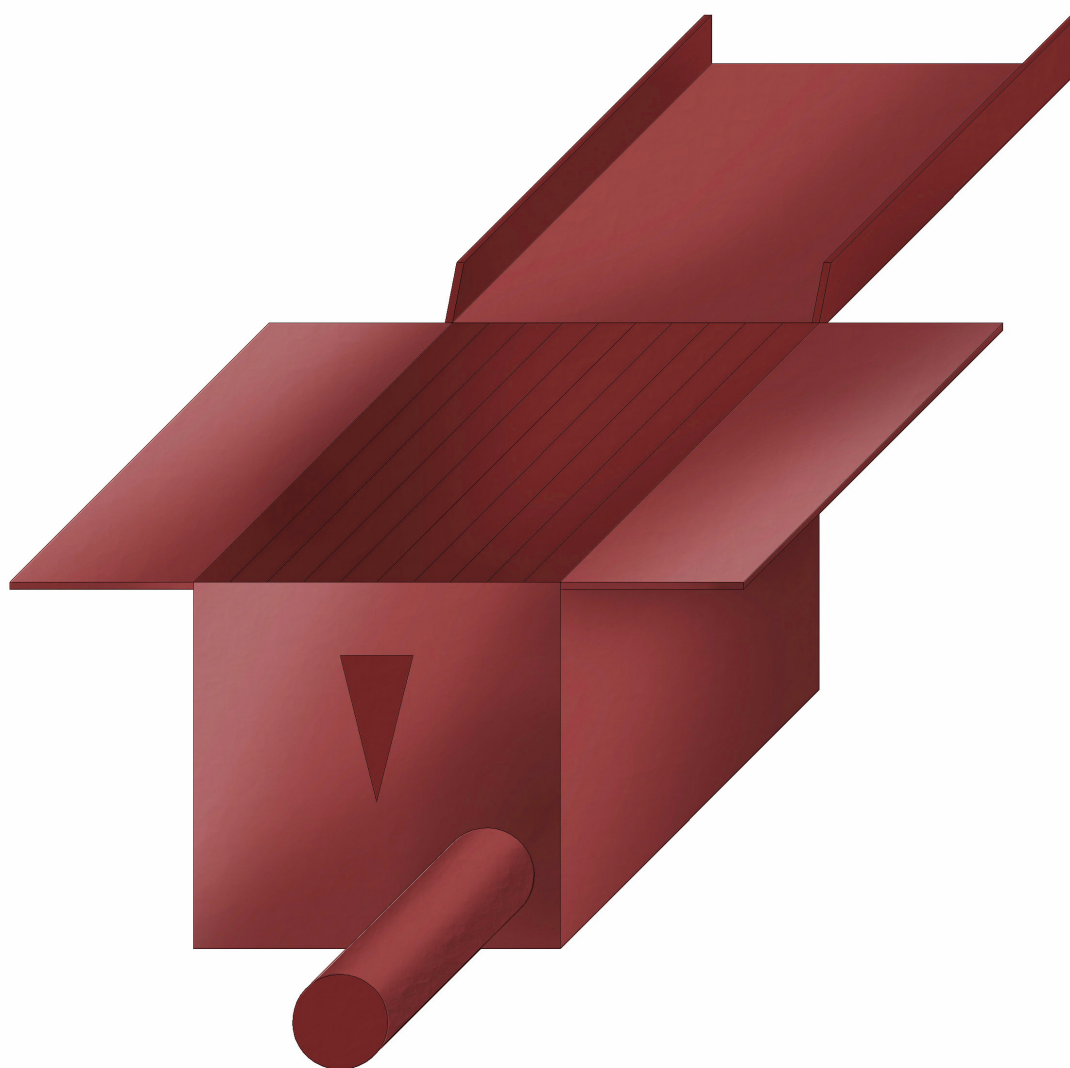


Figura 4.15 Vista in assonometria della vasca di carico.

Nella parte superiore della vasca è presente una griglia metallica dal duplice scopo di protezione. In primo luogo, la griglia previene possibili rischi di incidenti per persone o animali. In secondo luogo, la

griglia ha una importante funzione di protezione per la vasca e le condotte contro i detriti trasportati dalla corrente. Grazie alla griglia, infatti, grossi detriti nonché foglie e rami non possono entrare nella vasca, ma vi transitano sopra (vedi figura 4.16).

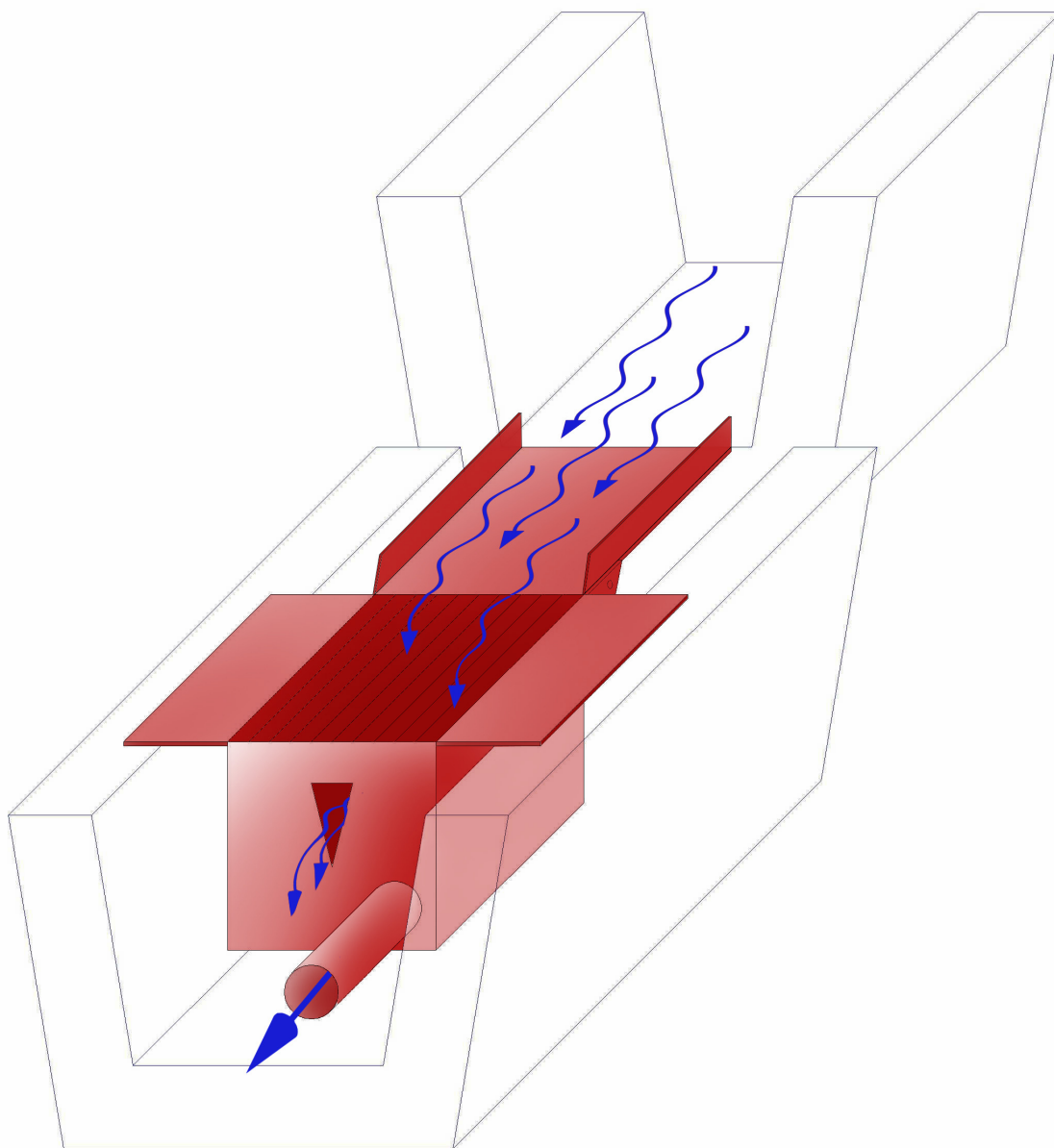


Figura 4.16 Vista in assonometria della vasca di carico in opera con piastra di bypass abbassata..

Le dimensioni della maglia della griglia sono inferiori al diametro del getto alla turbina, in modo che i piccoli sedimenti che possono entrare dentro la vasca possano transitare attraverso il tubo e la turbina.

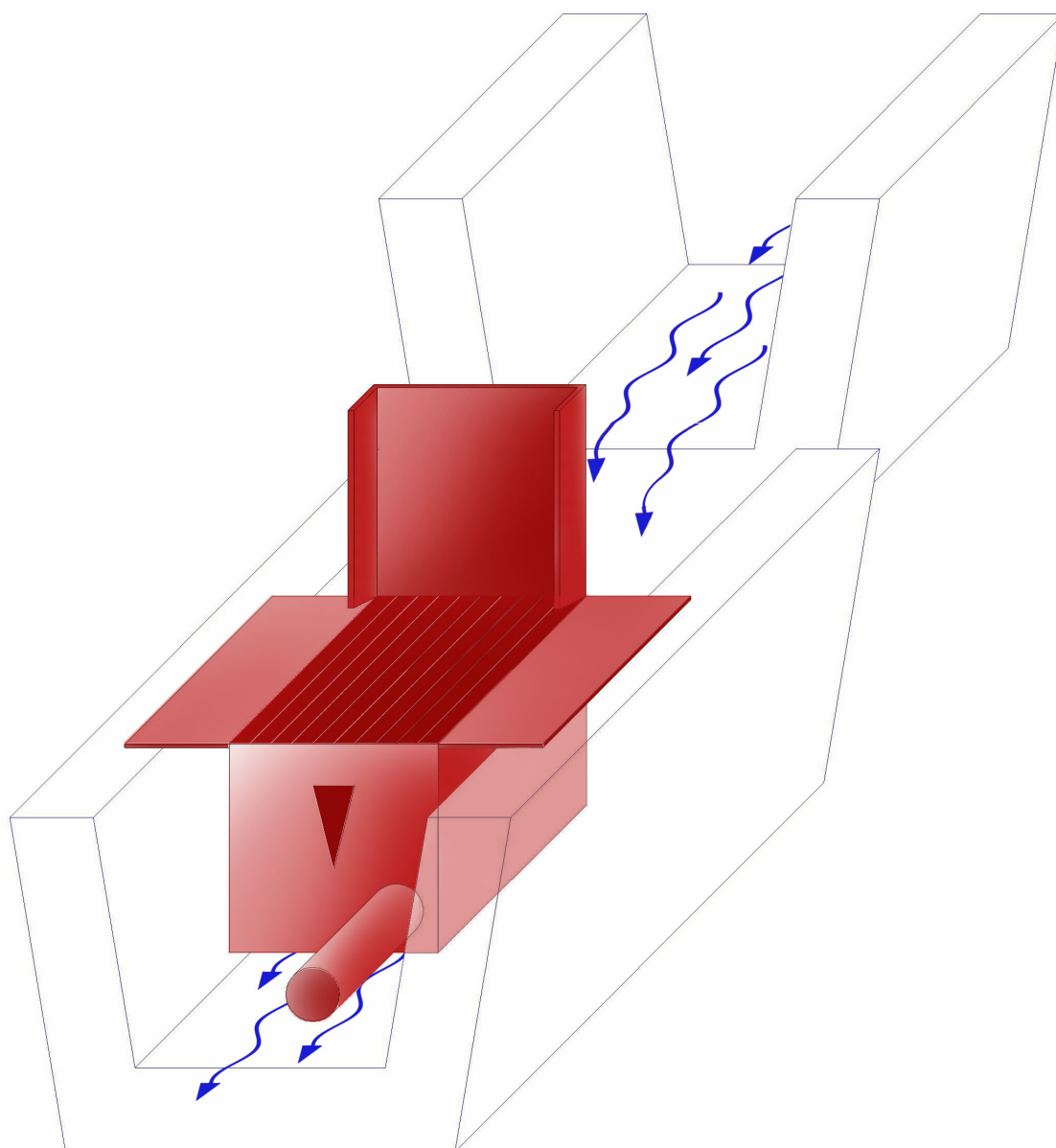


Figura 4.17 Vista in assonometria della vasca di carico in opera con paratoia aperta. L'acqua del torrente ha la possibilità di defluire senza attraversare la vasca di carico.

A monte, la vasca è collegata al torrente mediante una paratoia metallica mobile su cui scorre l'acqua in uscita dal tunnel posto sotto la sede stradale. Lo scopo della paratoia è quello di consentire l'esclusione dell'impianto durante eventi di massima piena o durante il periodo estivo. Infatti, durante gli eventi di massima piena, il torrente trasporta una quantità eccessivi di detriti che possono intasare il tubo ed usurare la girante della turbina. Per questo sollevando la paratoia tutta l'acqua del torrente transita sotto la vasca di carico nel percorso originale (vedi figura 4.17). Durante il periodo estivo occorre inoltre evitare che eventi temporaleschi attivino l'impianto. Attivazioni improvvise ed inattese possono infatti danneggiare l'impianto a causa di detriti o a causa di sovraccarichi elettrici legati al mancato utilizzo dell'energia prodotta.

Infine la parte inferiore della vasca è apribile con un portello, per consentirne la pulizia dai detriti. Il portello si apre verso il basso per permettere l'operazione anche a vasca piena e la presenza di acqua nel torrente favorisce la pulizia della vasca stessa (vedi figura 4.18).

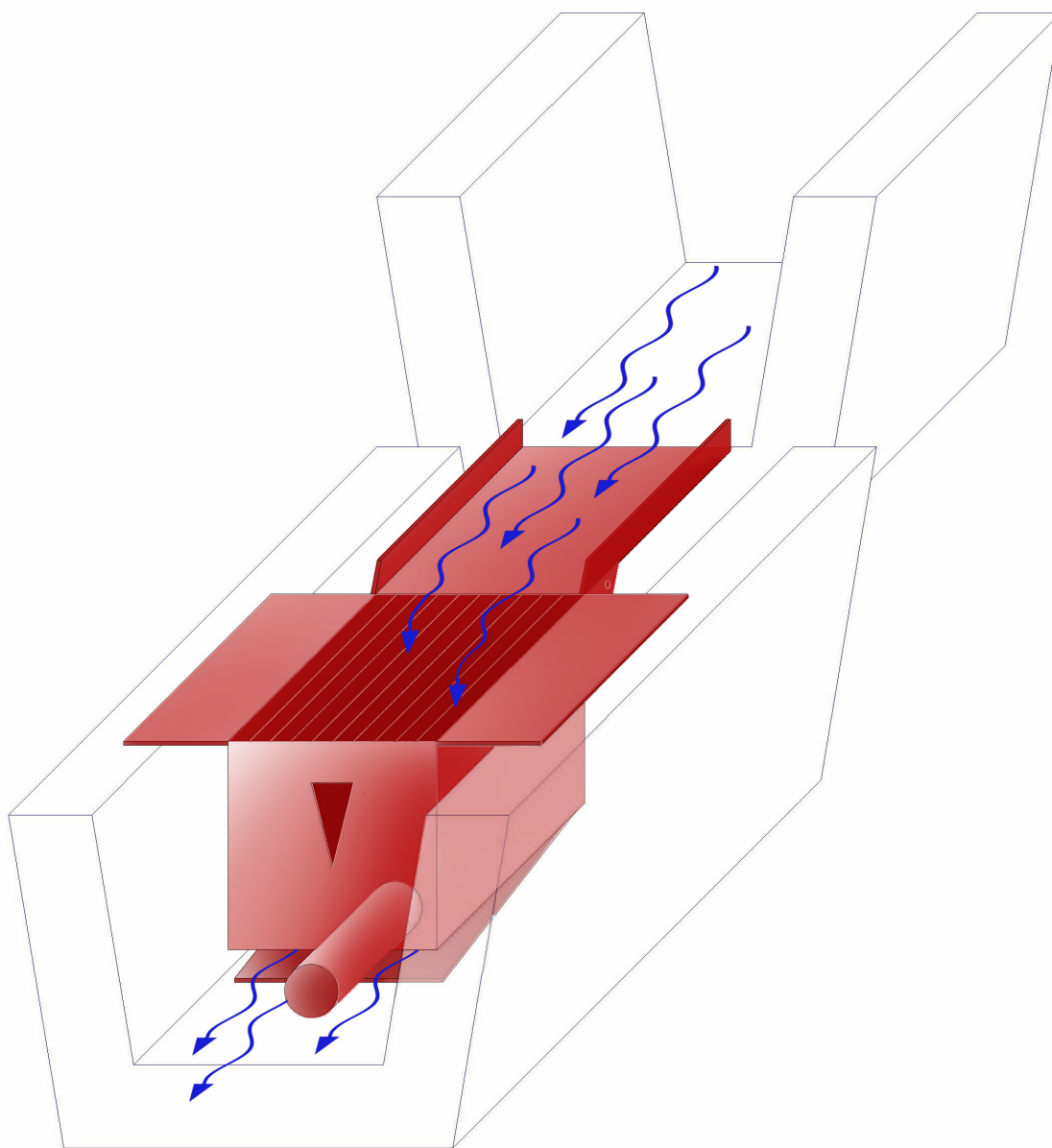


Figura 4.18 La vasca è dotata di una apertura inferiore che consente una facile pulizia dai detriti.

4.5 ANALISI DELLA RISORSA DISPONIBILE

Per lo studio di fattibilità di un impianto idroelettrico è di fondamentale importanza l'analisi della risorsa idrica disponibile. E' solo grazie a quest'ultima che possono essere analizzati i molteplici aspetti che riguardano la gestione dell'impianto. Nasce quindi la necessità di uno studio idrologico dettagliato, per descrivere entità e frequenza della portate naturali disponibili. Una volta nota l'entità delle portate disponibili è possibile formulare una proposta per il dimensionamento dell'impianto idroelettrico, ovvero si sceglie la portata massima da derivare. Da essa si calcolano successivamente le perdite di carico attese nell'impianto e quindi il salto utile disponibile alla turbina. Questa scelta nasce oggi da considerazioni non solo strettamente idrologiche ma anche e soprattutto economiche. In ultimo, lo studio delle portate disponibili consente di fare una previsione circa le condizioni di funzionamento, di durata e di usura dei componenti al fine di una valutazione preliminare dei futuri interventi di manutenzione.

Del corso d'acqua oggetto di studio non esiste un rilievo specifico delle portate. Esistono invece i dati presenti negli Annali Idrologici, ora curati dall'Arpa Emilia Romagna, relativi ad alcuni torrenti maggiori prossimi all'area in esame.

Grazie alle misure dirette della portata è stato necessario utilizzare un approccio basato sulla corrispondenza tra afflussi, le piogge, e deflussi, le portate nel Cunettone, solo per completare i periodi di cui non si dispone della lettura diretta.

Il rilievo delle portate è stato eseguito mediante lettura del livello di uno stramazzone triangolare, realizzato su di una vasca mobile che è stata fissata all'interno del torrente (vedi figure da 1.11 a 1.15).

Deviano leggermente il flusso dell'acqua in corrispondenza di una gradone, è stato infatti possibile creare una cascata tale che facesse cadere tutta l'acqua del torrente all'interno della vasca di misura consentendo così una facile e precisa lettura della portata anche in condizioni ambientali non ottimali. Lo stramazzo realizzato nella vasca aveva come lettura massima la portata di 5 l/s e minima di 0,5 l/s. In occasione delle piene, la velocità della corrente era tale da creare una lama d'acqua che superava l'apertura della vasca di lettura. Quando la portata era superiore ai 5 l/s tutta la vasca di lettura si riempiva e l'acqua fuoriusciva dalla parte superiore. Per questo motivo quando nella tabella è indicato 5 l/s come lettura è da intendere come portata uguale e superiore a 5 l/s. Quando nella tabella delle letture è indicato 10 l/s è da intendersi che il flusso d'acqua era visibilmente superiore al flusso d'acqua registrabile con la massima portata leggibile che è appunto 5 l/s. Le giornate con portate superiori a 5 l/s non sono state numerose e soprattutto erano indicative di particolari condizioni climatiche di pioggia intensa in cui il torrente trasportava anche una grande quantità di detriti. Pertanto, si è ritenuto non necessario modificare lo stramazzo della vasca di misura, in quanto le portate maggiori risultavano poco interessanti al fine di uno sfruttamento idroelettrico.

Nel periodo dal 8 febbraio 2009 al 24 maggio 2009 sono state eseguite misure giornaliere delle portate (ad esempio, vedi figura 4.10). Alcune volte non è stato possibile la lettura, ed in questi giorni si è considerato una portata media fra il giorno precedente e quello successivo.

Nel periodo dal 24 novembre al 22 dicembre 2008, pur non disponendo ancora della vasca di lettura con stramazzo, è stato possibile stimare le portate con sufficiente precisione. A seguito di fenomeni di pioggia intensa, infatti, nelle giornate dal 25 al 28 novembre, sono stati

eseguiti da parte di maestranze comunali lavori di manutenzione straordinaria del torrente. Durante questi lavori sono state scattate numerose foto dalle quali è possibile dedurre portate superiori ai 5 l/s per oltre 7 giorni e una graduale diminuzione fino a livelli di minimi in data 22 dicembre giorno in cui le piogge miste a neve hanno nuovamente aumentato la portata del torrente.



Figura 4.19 Fotografia del torrente in piena nella giornata del 2 Aprile 2009 con portata stimata superiore a 15 l/s.

In conclusione, si dispone di 117 misure giornaliere di portata e, considerando le varie stime empiriche menzionate precedentemente, si arriva ad un totale di 219 giorni di valori di portate.

Nelle giornate in cui non è stato possibile la lettura diretta si considera la media fra la portata dei giorni precedenti e quella dei gironi successivi. I dati raccolti sono stati registrati in tabelle in cui

vengono riportate anche l'ora della lettura e la situazione meteo (vedi figura dalla 4.1a alla 4.1c).

I valori delle portate misurate grazie allo stramazzone sono consultabili nelle seguenti tabelle:

		Lettura	Portata media stimata	Ora della lettura	Situazione meteo
24 Novembre	Mercoledì	0.80	l/s		Sereno
25 Novembre	Giovedì	0.80	l/s		Pioggia
26 Novembre	Venerdì	5.00	l/s		Pioggia
27 Novembre	Sabato	5.00	l/s		Pioggia
28 Novembre	Domenica	5.00	l/s		Pioggia
29 Novembre	Lunedì	5.00	l/s		Nuvoloso
30 Novembre	Martedì	5.00	l/s		Nuvoloso
1 Dicembre	Mercoledì	5.00	l/s		Nuvoloso
2 Dicembre	Giovedì	5.00	l/s		Pioggerella
3 Dicembre	Venerdì	4.50	l/s		Nuvoloso
4 Dicembre	Sabato	4.00	l/s		Sereno
5 Dicembre	Domenica	3.50	l/s		Sereno
6 Dicembre	Lunedì	3.00	l/s		Sereno
7 Dicembre	Martedì	2.50	l/s		Nuvoloso
8 Dicembre	Mercoledì	2.00	l/s		Pioggerella
9 Dicembre	Giovedì	1.50	l/s		Pioggerella
10 Dicembre	Venerdì	1.40	l/s		Sereno
11 Dicembre	Sabato	1.30	l/s		Nuvoloso
12 Dicembre	Domenica	1.20	l/s		Sereno
13 Dicembre	Lunedì	1.10	l/s		Sereno
14 Dicembre	Martedì	1.00	l/s		Sereno
15 Dicembre	Mercoledì	1.00	l/s		Sereno
16 Dicembre	Giovedì	0.90	l/s		Sereno
17 Dicembre	Venerdì	0.80	l/s		Nuvoloso
18 Dicembre	Sabato	0.80	l/s		Sereno
19 Dicembre	Domenica	0.80	l/s		Sereno
20 Dicembre	Lunedì	0.80	l/s		Sereno
21 Dicembre	Martedì	5.00	l/s		Pioggia
22 Dicembre	Mercoledì	10.00	l/s		Pioggia

Tabella 4.1_a Letture eseguite nei mesi di novembre e dicembre 2009.
Di questo periodo si dispone di fotografie che consentono una stima della portata per confronto.

		Lettura	Portata media stimata	Ora della lettura	Situazione meteo
8 Febbraio	Domenica	3.00	I/s	15.00	Pioggerella
9 Febbraio	Lunedì	2.50	I/s	15.00	Pioggerella
10 Febbraio	Martedì	2.00	I/s	10.00	Sereno
11 Febbraio	Mercoledì		1.5 I/s		Sereno
12 Febbraio	Giovedì		1.4 I/s		Sereno
13 Febbraio	Venerdì	1.30	I/s	10.00	Sereno
14 Febbraio	Sabato	1.20	I/s	10.00	Sereno
15 Febbraio	Domenica	1.10	I/s	11.00	Nuvoloso
16 Febbraio	Lunedì	1.00	I/s	10.00	Nuvoloso
17 Febbraio	Martedì	1.00	I/s	15.00	Pioggerella
18 Febbraio	Mercoledì	0.90	I/s	10.00	Nuvoloso
19 Febbraio	Giovedì	0.80	I/s	11.00	Sereno
20 Febbraio	Venerdì		0.8 I/s		Sereno
20 Febbraio	Sabato		0.8 I/s		Sereno
22 Febbraio	Domenica		0.8 I/s		Nuvoloso
23 Febbraio	Lunedì	0.80	I/s	10.00	Sereno
24 Febbraio	Martedì	0.60	I/s	10.00	Sereno
25 Febbraio	Mercoledì	0.60	I/s	11.00	Sereno
26 Febbraio	Giovedì	0.60	I/s	10.00	Nuvoloso
27 Febbraio	Venerdì	1.00	I/s	15.00	Sereno
28 Febbraio	Sabato	0.80	I/s	10.00	Sereno
1 Marzo	Domenica		0.65 I/s		Nuvoloso
2 Marzo	Lunedì	0.50	I/s	10.00	Nuvoloso
3 Marzo	Martedì	0.50	I/s	10.00	Pioggerella
4 Marzo	Mercoledì	1.20	I/s	11.00	Pioggerella
5 Marzo	Giovedì	4.00	I/s	10.00	Pioggerella
6 Marzo	Venerdì	5.00	I/s	10.00	Pioggerella
7 Marzo	Sabato	5.00	I/s	11.00	Sereno
8 Marzo	Domenica	4.50	I/s	11.00	Sereno
9 Marzo	Lunedì	3.80	I/s	10.00	Sereno
10 Marzo	Martedì	3.50	I/s	11.00	Sereno
11 Marzo	Mercoledì		2.85 I/s		Pioggerella
12 Marzo	Giovedì	2.20	I/s	10.30	Sereno
13 Marzo	Venerdì	2.10	I/s	15.00	Sereno
14 Marzo	Sabato	1.50	I/s	10.30	Sereno
15 Marzo	Domenica		1.4 I/s		Nuvoloso
16 Marzo	Lunedì		1.3 I/s		Pioggerella
17 Marzo	Martedì	1.20	I/s	9.30	Nuvoloso
18 Marzo	Mercoledì		1.1 I/s		Sereno
19 Marzo	Giovedì	1.00	I/s	18.00	Pioggerella Freddo
20 Marzo	Venerdì		0.95 I/s		Nuvoloso Freddo
21 Marzo	Sabato	0.90	I/s	15.00	Sereno Freddo
22 Marzo	Domenica	0.80	I/s	11.30	Sereno Freddo
23 Marzo	Lunedì		0.8 I/s		Sereno Freddo
24 Marzo	Martedì	0.80	I/s	20.30	Nuvoloso Freddo
25 Marzo	Mercoledì	0.80	I/s	15.00	Nuvoloso Freddo
26 Marzo	Giovedì	0.80	I/s	18.00	Nuvoloso Freddo
27 Marzo	Venerdì		0.7 I/s		Sereno
28 Marzo	Sabato	0.60	I/s	16.00	Nuvoloso
29 Marzo	Domenica	5.10	I/s	11.00	Pioggia
30 Marzo	Lunedì	5.10	I/s	12.00	Nuvoloso
31 Marzo	Martedì	5.10	I/s	21.00	

Tabella 4.1_b Letture eseguite nei mesi di febbraio e marzo 2009.

		Lettura	Portata media stimata	Ora della lettura	Situazione meteo
1 Aprile	Mercoledì	5.10	l/s	21.00	Pioggia
2 Aprile	Giovedì	5.10	l/s	9.00	Nuvoloso
3 Aprile	Venerdì	5.10	l/s	9.30	Pioggerella
4 Aprile	Sabato	5.10	l/s	9.30	Pioggerella
5 Aprile	Domenica	5.10	l/s	12.00	Nuvoloso
6 Aprile	Lunedì	5.10	l/s	15.00	Temporal
7 Aprile	Martedì	5.10	l/s	12.00	Nuvoloso
8 Aprile	Mercoledì	5.10	l/s	12.00	Sereno
9 Aprile	Giovedì	4.50	l/s	16.00	Sereno
10 Aprile	Venerdì	5.00	l/s	16.00	Pioggerella
11 Aprile	Sabato	4.20	l/s	11.00	Pioggerella
12 Aprile	Domenica	4.10	l/s	16.00	Sereno
13 Aprile	Lunedì	3.50	l/s	19.00	Sereno
14 Aprile	Martedì	3.10	l/s	10.30	Sereno
15 Aprile	Mercoledì		2.65 l/s		Variabile
16 Aprile	Giovedì	2.20	l/s	10.30	Pioggerella
17 Aprile	Venerdì		1.75 l/s		Nuvoloso
18 Aprile	Sabato	1.30	l/s	12.00	Pioggerella
19 Aprile	Domenica	1.80	l/s	11.30	Pioggia
20 Aprile	Lunedì	5.10	l/s	9.30	Nuvoloso
21 Aprile	Martedì	5.10	l/s	11.00	Nuvoloso
22 Aprile	Mercoledì	5.10	l/s	10.00	Pioggerella
23 Aprile	Giovedì	5.08	l/s	15.00	Sereno
24 Aprile	Venerdì	5.06	l/s	12.00	Sereno
25 Aprile	Sabato	5.20	l/s	14.00	Variabile
26 Aprile	Domenica	4.60	l/s	11.30	Pioggia
27 Aprile	Lunedì	4.80	l/s	16.00	Pioggia
28 Aprile	Martedì	5.01	l/s	12.30	Nuvoloso
29 Aprile	Mercoledì	4.80	l/s	11.00	Pioggerella
30 Aprile	Giovedì	4.80	l/s	10.00	Pioggerella
1 Maggio	Venerdì		4.45 l/s		Sereno
2 Maggio	Sabato	4.10	l/s	16.00	Sereno
3 Maggio	Domenica	3.80	l/s	14.00	Sereno
4 Maggio	Lunedì	3.60	l/s	9.30	Sereno
5 Maggio	Martedì		3.2 l/s		Temporal
6 Maggio	Mercoledì	2.80	l/s	8.30	Sereno
7 Maggio	Giovedì		2.3 l/s		Sereno
8 Maggio	Venerdì	1.80	l/s	11.00	Sereno
9 Maggio	Sabato	1.20	l/s	15.00	Sereno
10 Maggio	Domenica		1.05 l/s		Sereno
11 Maggio	Lunedì	0.90	l/s	11.00	Sereno
12 Maggio	Martedì	0.80	l/s	12.00	Sereno
13 Maggio	Mercoledì	0.80	l/s	16.00	Sereno
14 Maggio	Giovedì		0.65 l/s		Pioggerella
15 Maggio	Venerdì	0.50	l/s	12.00	Pioggerella
16 Maggio	Sabato	0.50	l/s	10.30	Nuvoloso
17 Maggio	Domenica		0.45 l/s		Sereno
18 Maggio	Lunedì	0.40	l/s	12.00	Sereno
19 Maggio	Martedì	0.40	l/s	12.00	Sereno
20 Maggio	Mercoledì		0.3 l/s		Sereno
21 Maggio	Giovedì	0.20	l/s	10.30	Sereno
22 Maggio	Venerdì		0.15 l/s		Sereno
23 Maggio	Sabato	0.10	l/s	9.00	Sereno
24 Maggio	Domenica		0.05 l/s		

Tabella 4.1_c Letture eseguite nei mesi di aprile e maggio 2009.

Grafico Portate Rilevate

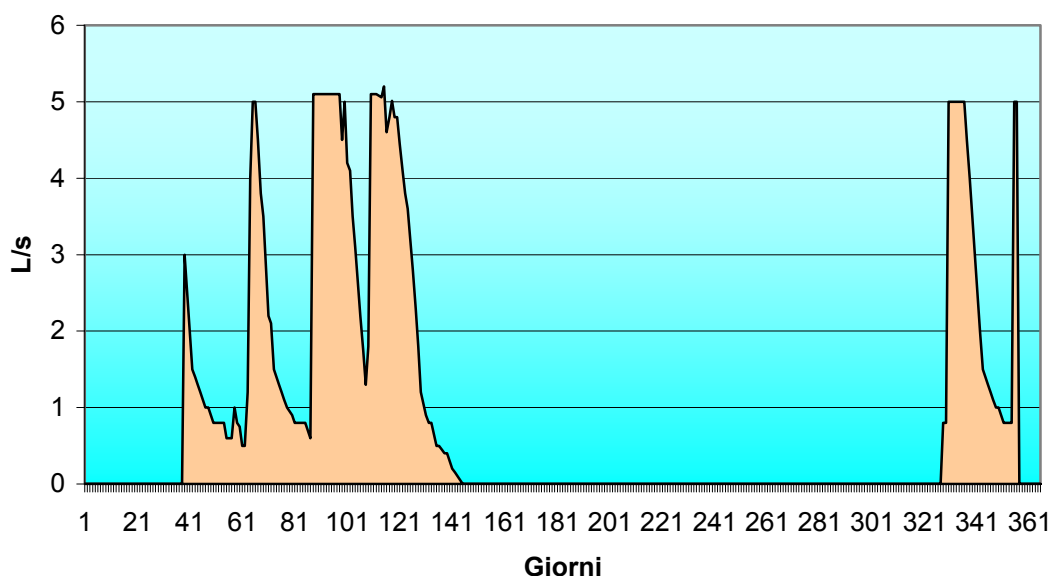


Figura 4.20 Andamento giornaliero delle portate del torrente Cunettone. I valori a sinistra si riferiscono alle letture nell'anno 2009 mentre i valori a destra si riferiscono al 2008.

A questo punto è stato necessario stimare le portate nei periodi non rilevati ovvero per i mesi di ottobre e novembre e fra il 22 dicembre 2008 e 8 febbraio 2009.

E' stato pertanto necessario uno studio, anche se non approfondito, degli afflussi, in particolare si è eseguito un piccolo studio sulla piovosità della zona per individuare una correlazione empirica tra eventi di pioggia e portate misurate. Grazie a quest'analisi, si è riscontrato un caratteristico idrogramma di piena successivo ad ogni consistente impulso di pioggia (vedi figura 4.25). Questo idrogramma misurato è stato successivamente considerato come caratteristico per il torrente in esame ed è stato utilizzato per stimare la portata nel torrente per i periodi in cui non si avevano misure ma solo dati pluviometrici.

Si sono pertanto recuperati ed analizzati i dati dei pluviometri installati nelle vicinanze. Sono infatti disponibili in rete i dati di alcune

stazioni meteo private ed i dati dei pluviometri dell'ARPA Emilia Romagna. I pluviometri più vicini risultano essere quelli dell'ARPA installati in località Montefiorino, Farneta, Polinago ed uno privato installato in località Castellarano, vedi figura 4.21. Del pluviometro privato di Castellarano non sono però disponibili dati precedenti maggio 2009 e per questo non è stato considerato.

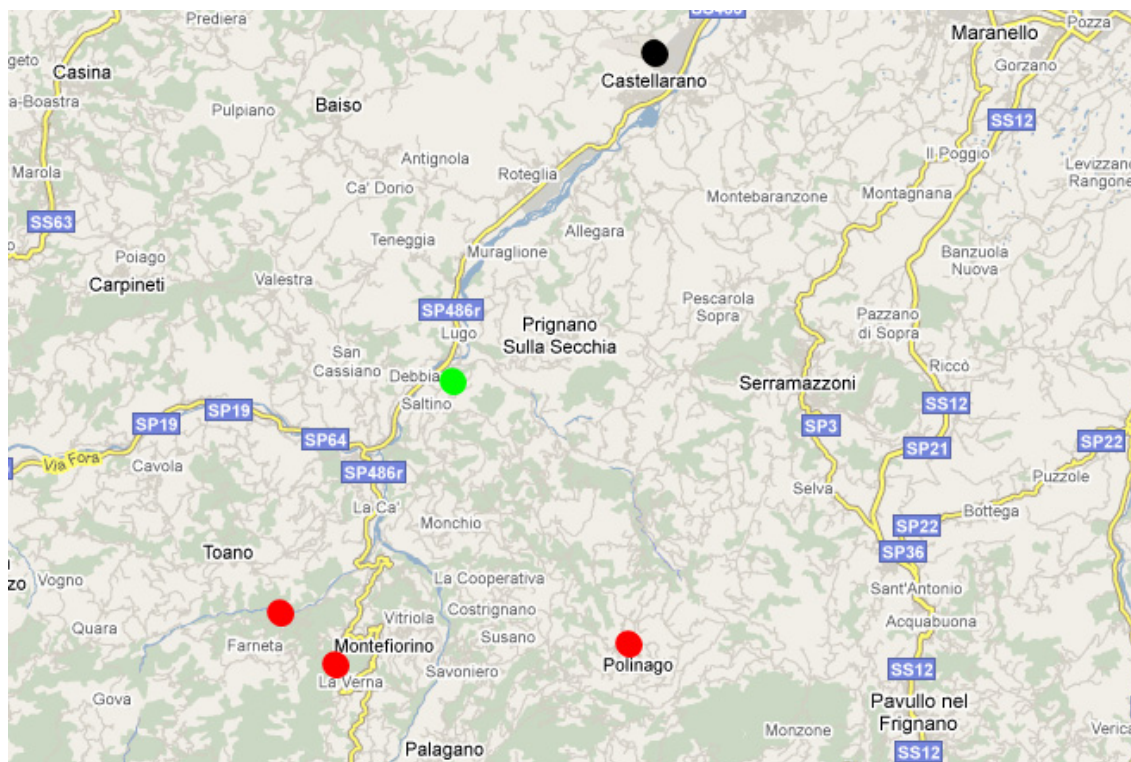


Figura 4.21 Posizione dei pluviometri analizzati.

I dati della piovosità oraria, forniti dall'ARPA, sono stati elaborati per ottenere una piovosità giornaliera. L'analisi incrociata delle precipitazioni atmosferiche ha confermato un'omogeneità degli eventi registrati nei tre pluviometri e piccole variazioni spaziali delle quantità di pioggia caduta.

Sono stati considerati i dati della piovosità nel periodo compreso fra ottobre 2008 e settembre 2009, per poter così confrontare i dati con la portata rilevata del Cunettone.

I dati ottenuti sono stati riportati graficamente nei diagrammi 4.22, 4.23 e 4.24, ai quali è stato sovrapposto il diagramma della portata misurata nel Cunettone.

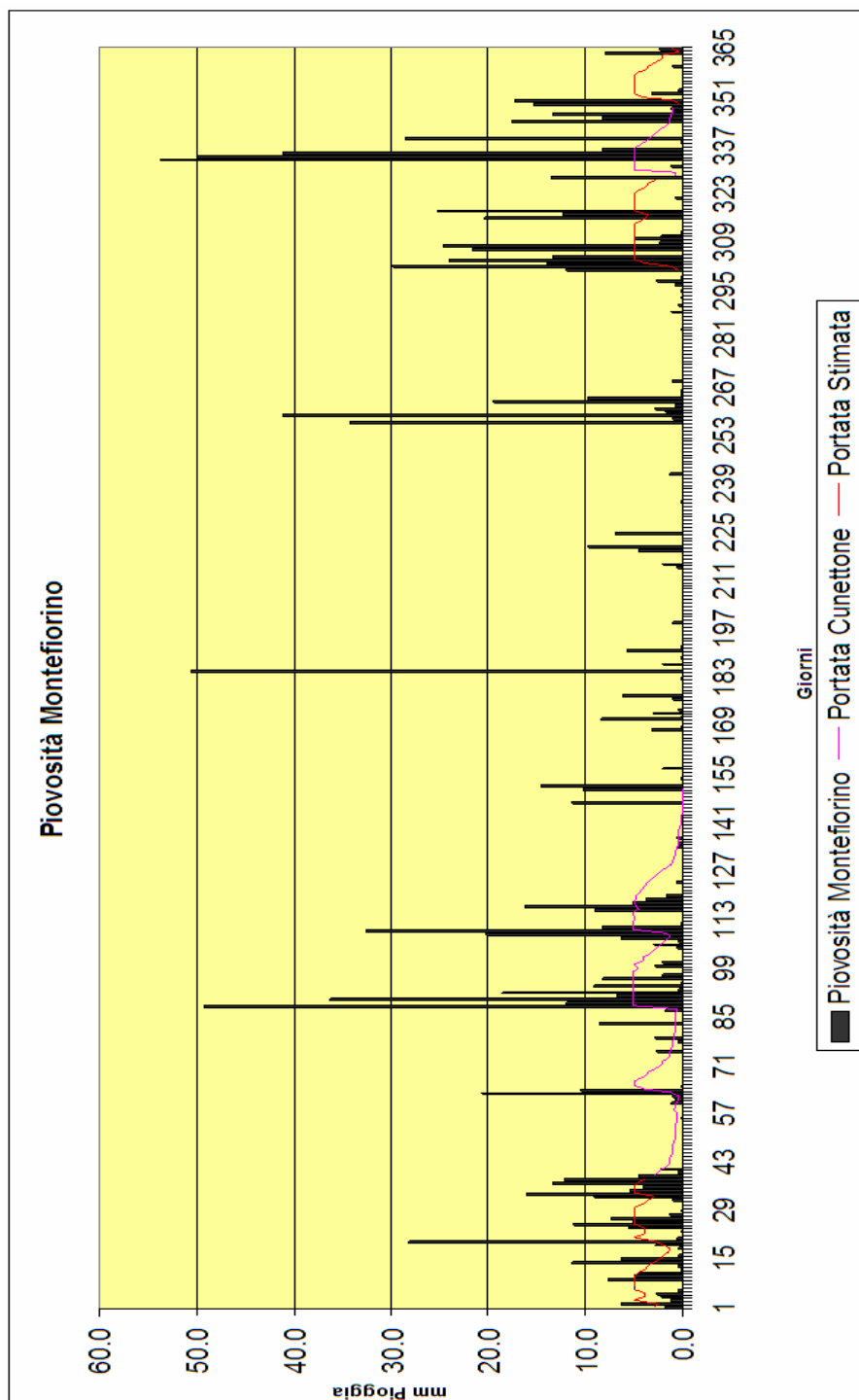


Figura 4.22 Diagramma della piovosità registrata dalle stazioni dell'ARPA in località Montefiorino.

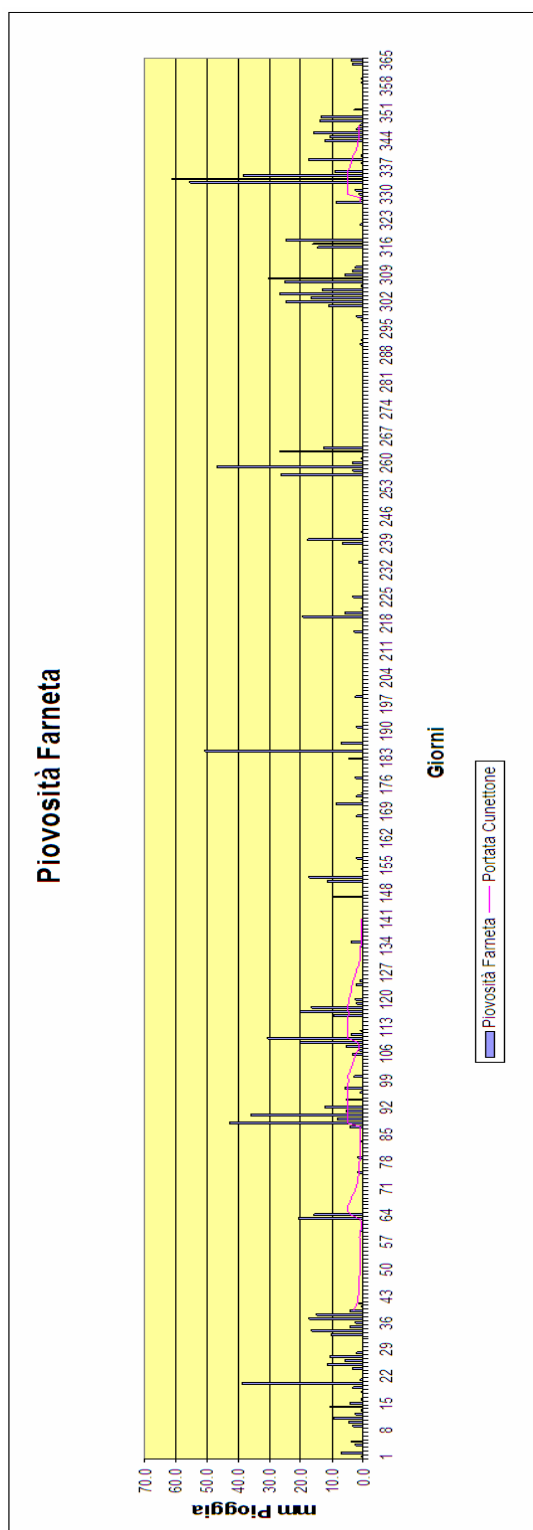


Figura 4.23 Diagramma della piovosità registrata dalle stazioni dell'ARPA in località Farneta

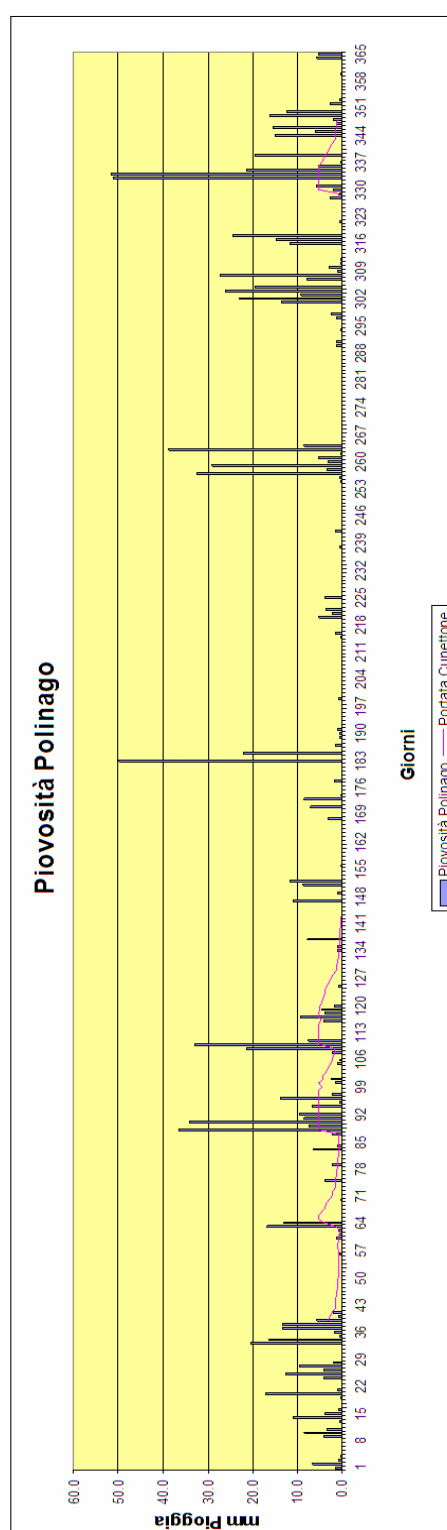


Figura 4.24 Diagramma della piovosità registrata dalle stazioni dell'ARPA in località Polinago .

Il pluviometro più vicino al torrente in studio è quello di Montefiorino che sarà preso come riferimento.

E' stata quindi individuata una correlazione empirica fra piovosità e portata nel Cunettone. In particolare si è notato una relazione fra impulso di piena registrato nel Cunettone e l'evento piovoso, individuando un tipico idrogramma di piena.

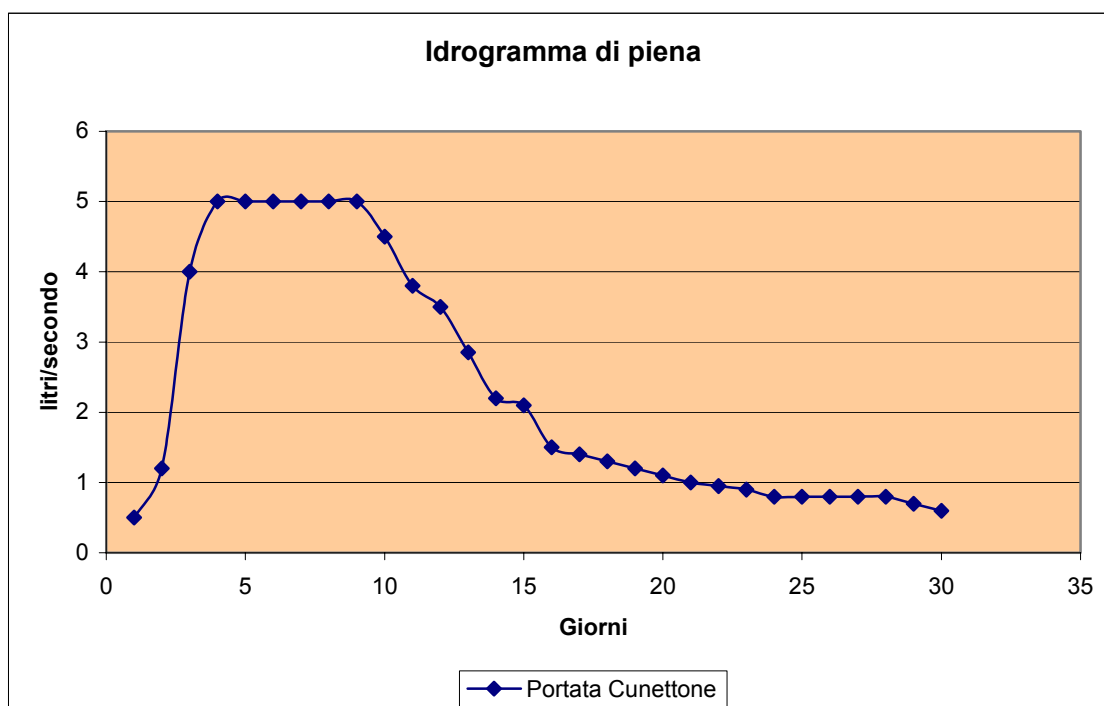


Figura 4.25 *Idrogramma di piena del Cunettone*

Utilizzando questo idrogramma di piena è stato possibile stimare le portate del Cunettone nei periodi in cui non si dispone della lettura diretta. I dati delle portate così ottenuti sono riportati nella tabella 4.2.

	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre
1	3.00	3.50	0.75	15.00	4.45	0	0	0	0	0	15.00	5.50
2	2.50	3.00	0.50	14.00	4.10	0	0	0	0	0	13.00	5.00
3	5.00	5.00	0.50	14.00	3.80	0	0	0	0	0	12.00	4.50
4	4.00	8.00	1.20	10.00	3.60	0	0	0	0	0	11.00	4.00
5	4.00	5.00	4.00	10.00	3.20	0	0	0	0	0	10.00	3.50
6	5.00	4.50	8.00	8.00	2.80	0	0	0	0	0	9.00	3.00
7	8.00	3.80	5.00	6.00	2.30	0	0	0	0	0	8.00	2.50
8	7.00	3.00	4.50	5.10	1.80	0	0	0	0	0	7.00	2.00
9	6.00	2.50	3.80	4.50	1.20	0	0	0	0	0	6.00	1.50
10	5.00	2.00	3.50	5.00	1.05	0	0	0	0	0	5.00	1.40
11	4.50	1.50	2.85	4.20	0.90	0	0	0	0	0	4.50	1.30
12	3.80	1.40	2.20	4.10	0.80	0	0	0	0	0	3.80	1.20
13	3.50	1.30	2.10	3.50	0.80	0	0	0	0	0	3.50	1.10
14	2.85	1.20	1.50	3.10	0.65	0	0	0	0	0	5.00	1.00
15	2.20	1.10	1.40	2.65	0.50	0	0	0	0	0	10.00	1.00
16	2.10	1.00	1.30	2.20	0.50	0	0	0	0	0	8.00	0.90
17	1.50	1.00	1.20	1.75	0.45	0	0	0	0	0	7.00	0.80
18	1.40	0.90	1.10	1.30	0.40	0	0	0	0	0.60	6.00	0.80
19	2.00	0.80	1.00	1.80	0.40	0	0	0	0	0.60	5.00	0.80
20	3.00	0.80	0.95	10.00	0.30	0	0	0	0	1.00	4.50	0.80
21	5.00	0.80	0.90	12.00	0.20	0	0	0	0	2.00	3.80	5.00
22	4.00	0.80	0.80	10.00	0.15	0	0	0	0	2.50	3.50	5.00
23	4.00	0.80	0.80	8.00	0.10	0	0	0	0	2.00	2.85	15.00
24	4.00	0.60	0.80	6.00	0.05	0	0	0	0	1.50	0.80	10.00
25	5.00	0.60	0.80	5.20	0	0	0	0	0	1.40	0.80	5.00
26	9.00	0.60	0.80	4.60	0	0	0	0	0	1.30	5.00	4.50
27	8.00	1.00	0.70	4.80	0	0	0	0	0	1.20	8.00	4.00
28	7.00	0.80	0.60	5.01	0	0	0	0	0	0.50	7.00	3.50
29	6.00		5.10	4.80	0	0	0	0	0	1.20	6.50	3.00
30	5.00		5.10	4.80	0	0	0	0	0	4.00	6.00	2.50
31	4.00		10.00		0		0	0		5.00		2.00

Tabella 4.2 Portate giornaliere del torrente Cunettone rilevate e stimate.

In figura 4.25 è riportato il grafico di confronto fra la piovosità in località Montefiorino e la portata del Cunettone. Per chiarezza di lettura sono riportati solo i primi quattro mesi dell'anno.

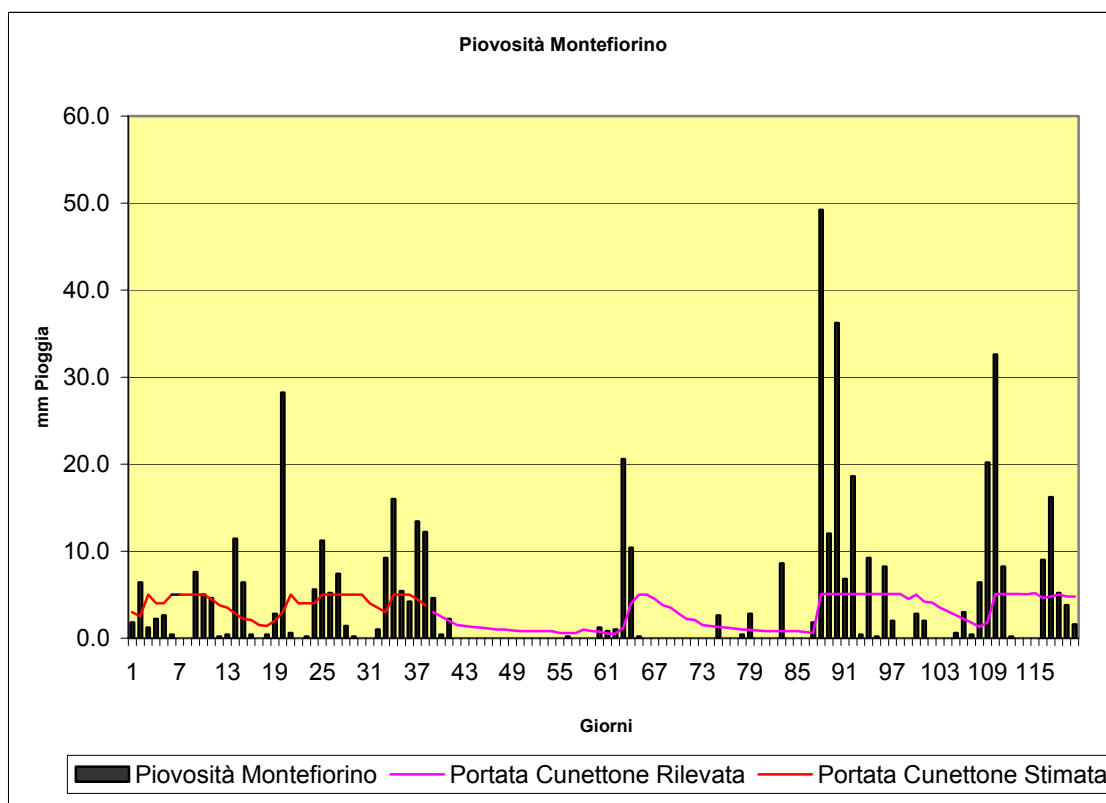


Figura 4.26 Diagramma della piovosità registrata nei primi quattro mesi dell'anno dalle stazioni dell'ARPA in località Montefiorino e la portata rilevata del Cunettone e la portata stimata.

Nel grafico in figura 4.27 sono evidenti i dieci picchi di piena, i maggiori dei quali all'inizio della stagione invernale e ad inizio primavera. Nel periodo estivo, come indicato in tabella 4.2, ed in particolare dal 25 maggio al 18 ottobre la portata del torrente risulta essere inferiore a 0,5 litri al secondo oppure legata ad eventi occasionali e di brevissima durata, non interessanti al fine del loro sfruttamento idroelettrico. Nel periodo luglio-agosto il torrente si

presenta completamente asciutto. E' un tipico regime torrentizio appenninico.

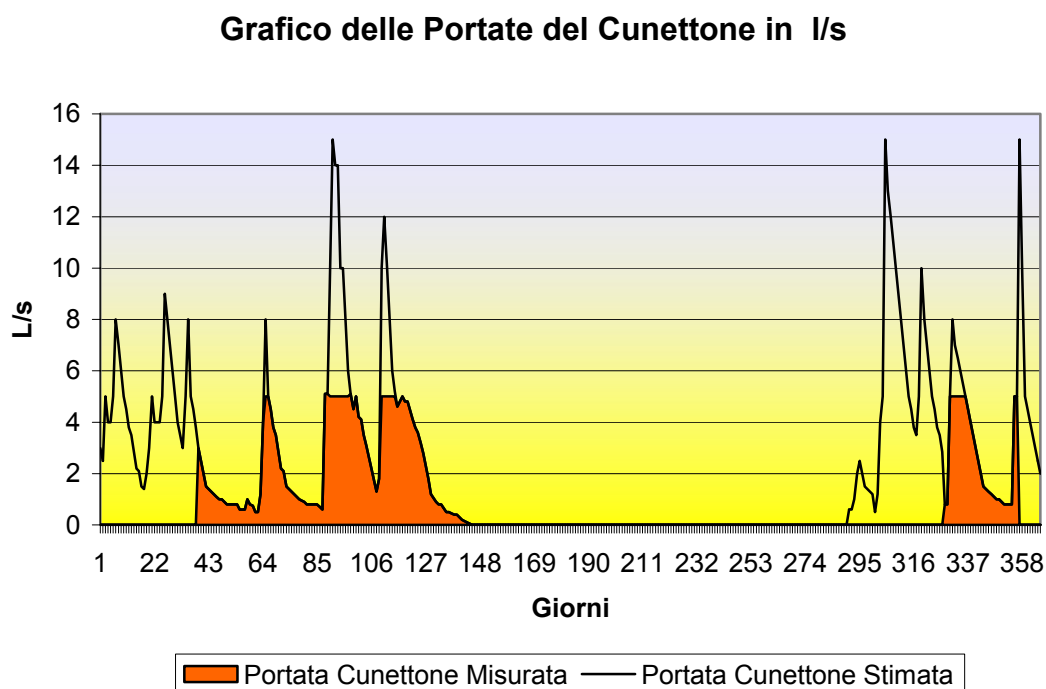


Figura 4.27 Diagramma della portata misurata del Cunettone e della portata stimata.

Dall'analisi delle tabelle di portata è possibile conteggiare il numero di giorni in cui una particolare portata è disponibile. E' quindi possibile costruirsi una tabella in cui sono conteggiati i giorni per cui quella portata è presente in valore uguale o maggiore.

Portata	0,8 l/s	1 l/s	2 l/s	3 l/s	4 l/s	5 l/s	10 l/s
Giorni	178	173	135	115	92	66	17

Tabella 4.3 Tabella della frequenza in giorni all'anno delle portate.

Da questi valori è possibile calcolare la percentuale per cui quella portata è presente rispetto al numero di giorni totali di un anno. Tale valore rappresenta quello che chiameremo curva delle portate standardizzate (Cps) ed è calcolato con la formula:

$$Cps = \frac{\text{numero_giorni_portata}}{365} \times 100 \quad (4.1)$$

Portata	0 l/s	0,8 l/s	1 l/s	2 l/s	3 l/s	4 l/s	5 l/s	10 l/s
Giorni	365	178	173	135	115	92	66	17
Cps	100	48,77	47,40	37,51	31,51	25,21	18,08	4,66

Tabella 4.4 *Tabella della frequenza in giorni all'anno per portata e curva delle portate standardizzate (Cps).*

L'analisi statistica delle portate viene quindi effettuata costruendo una particolare curva chiamata Curva delle durate standardizzate, che sarà in seguito utile per la valutazione della produttività dell'impianto. Tale curva è rappresentata in un grafico in cui sull'ascissa sono riportati i valori di portata e sull'ordinata la percentuale di frequenza annua. Questo grafico può essere interpretato come la probabilità che la nostra variabile (portata) sia maggiore o uguale di un certo valore.

Curva delle durate standardizzate

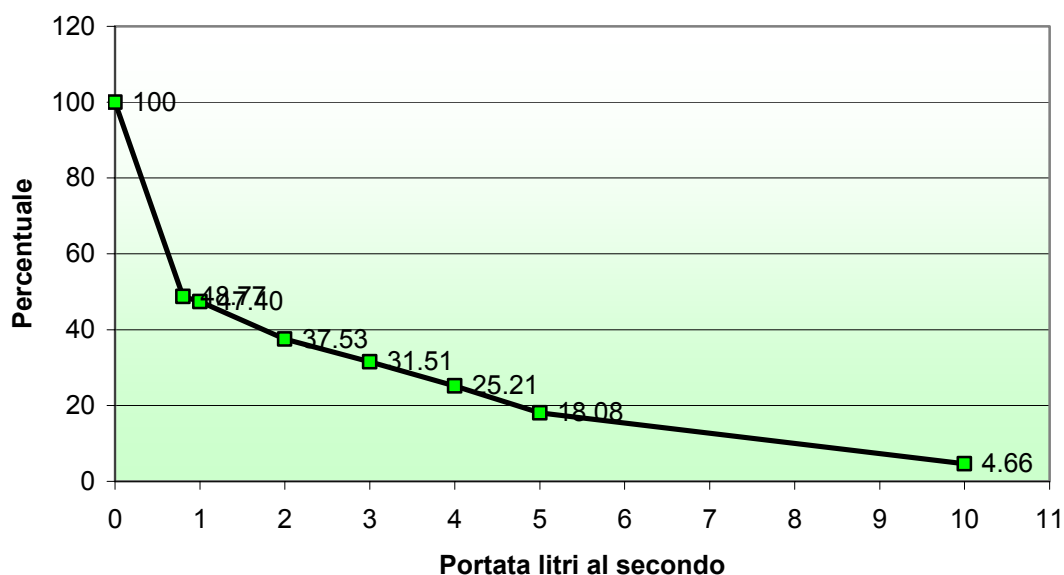


Figura 4.28 Curva delle portate standardizzate. Rappresenta la frequenza che una data portata si presenta con valori maggiori o uguali. Maggiore è la portata considerata minore è la probabilità che essa sia presente.

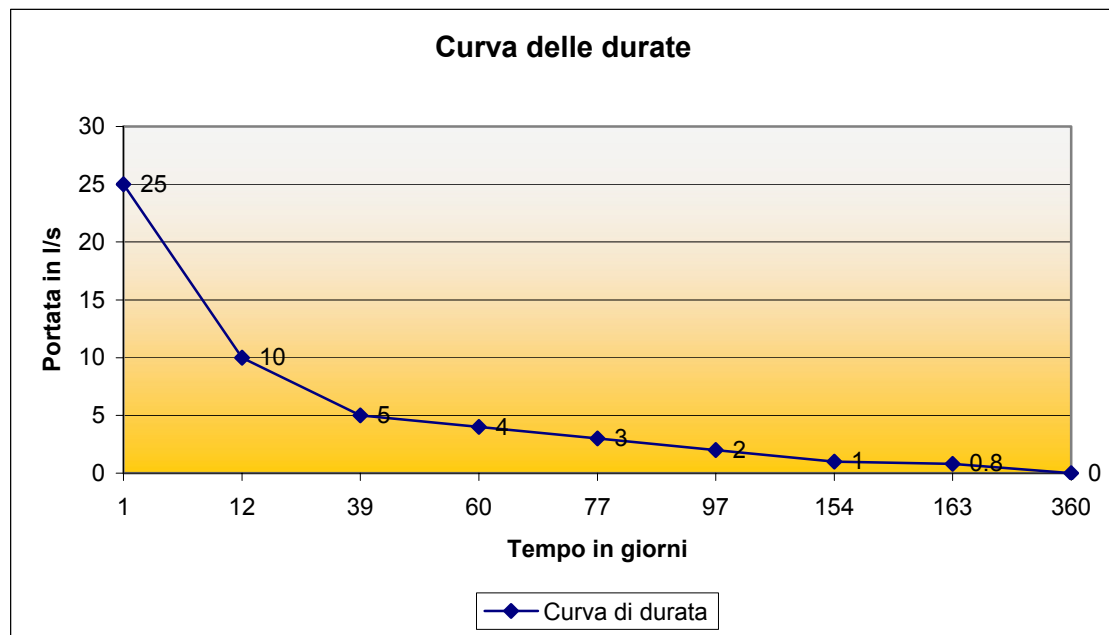


Figura 4.29 Curva di durata. Dalla curva di portata è immediato ricavare per interpolazione i giorni per cui una portata è disponibile.

Lo scrivente è cosciente che la misura delle portate è stato effettuata solo per un anno, e quindi senza considerare un campione sufficientemente ampio per ottenere un significato statistico. Inoltre, l'anno in cui sono state effettuate le misure dirette di portata è stato un anno particolarmente piovoso all'interno dell'ultima decade, è dunque probabile che la frequenza delle portate misurate nel Cunettone sia stata sovrastimata. L'analisi della risorsa disponibile risulta perciò sicuramente affetta da un elevato margine di incertezza. Tale incertezza si propaga inevitabilmente in tutte le analisi compiute in seguito e, in particolare, sulla stima finale dell'energia prodotta e del ritorno dell'investimento iniziale. Le misure compiute sono però gli unici dati disponibile del torrente in esame. E' stato quindi necessario usarle come base di tutte le analisi idrologiche e economiche, e di tutte le proposte progettuali formulate.

CAPITOLO QUINTO

IPOTESI DI PROGETTO

In questo capitolo analizzeremo varie soluzioni impiantistiche al fine di individuare la soluzione più remunerativa. Delle varie soluzioni impiantistiche si simulerà il funzionamento con differenti portate e verranno considerate varie soluzioni d'uso dell'energia prodotta.

5.1 PRIMA IPOTESI DI PROGETTO

Come prima ipotesi di progetto si considera di sfruttare la portata disponibile mediante un impianto ad acqua fluente, quindi senza nessuna forma di accumulo, impiegando una turbina tipo Pelton accoppiata ad un generatore a magneti permanenti a corrente continua che alimenterà un inverter collegato alla rete elettrica nazionale. Si analizzerà quindi la convenienza economica considerando di usufruire degli incentivi sulle fonti di energia rinnovabili in particolare mediante il contratto “scambio sul posto” che prevede un prezzo fisso di 22 centesimi di euro per ogni chilovattora prodotto.

5.1 SCELTE PROGETTUALI

Molte scelte tecniche sono dettate dalla ridotta disponibilità di volumi turbinabili del torrente e di conseguenza dalla ridotta potenza dell'impianto. In particolare solo le turbine modello Pelton o Turgo sono in grado di funzionare con una portata e salto di queste dimensioni, come evidenziato in figura 5.1 (*Penche, 2008*).

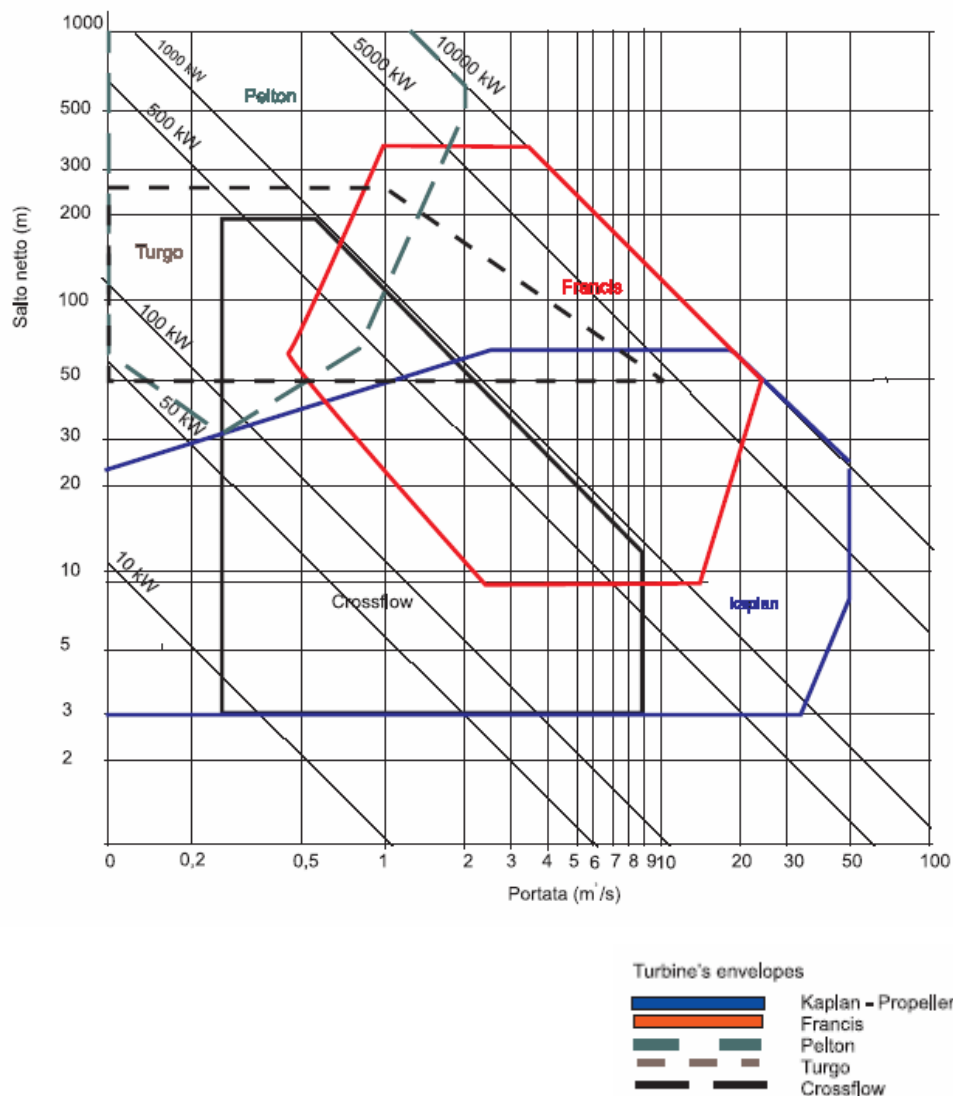


Figura 5.1 Campi di funzionamento di alcuni tipi di turbina (Penche,2008)

La portata ed il salto di progetto individuano un punto nel diagramma, riportato in figura 5.1, che rappresenta i campi di funzionamento di ogni tipo di turbina. La scelta finale è il risultato di un processo iterativo, che deve tener conto della produzione annuale di energia, dei costi d'investimento e di manutenzione, nonché dell'affidabilità del macchinario. Tale diagramma è stato elaborato a partire dai normogrammi forniti da alcuni produttori di turbine. In figura 5.2 riportiamo il normogramma fornito dalla ditta Irem di Torino, e si riferisce al funzionamento di turbine tipo Pelton e Banki-Michell.

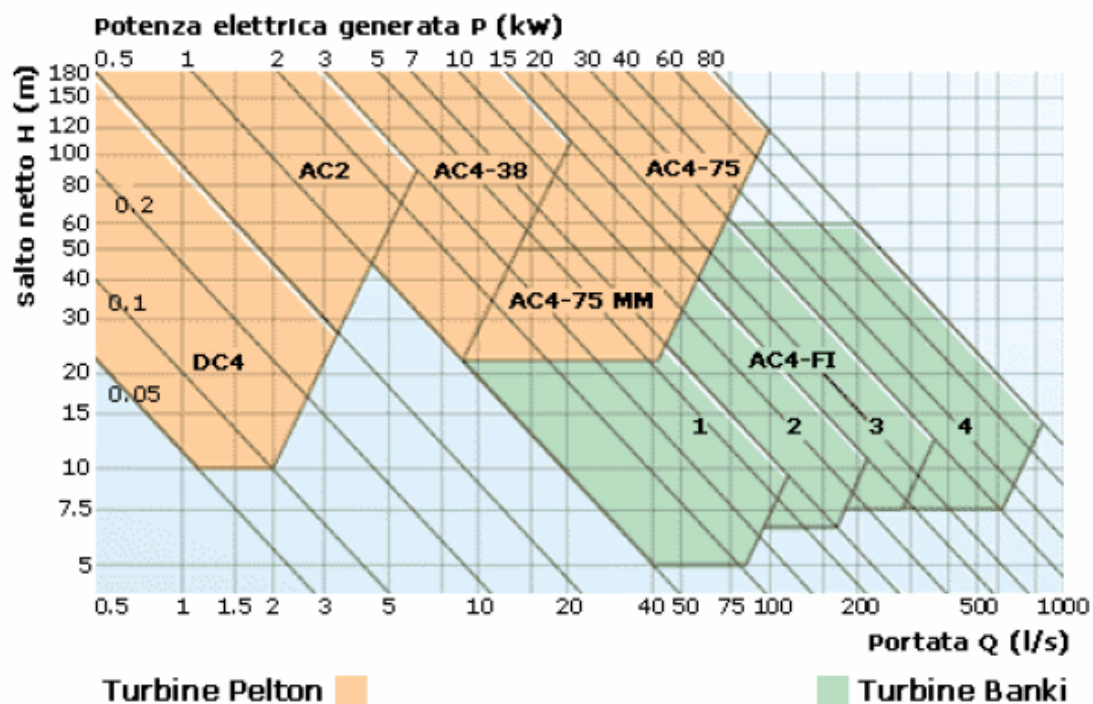


Figura 5.2 Campi di funzionamento delle turbine pelton e banchi prodotti dalla ditta Irem. La portata ed il salto di progetto individuano un punto nel diagramma che identifica la turbina ideale (Irem,2009)

Per quanto riguarda l'equipaggiamento elettrico, la normativa che regola la fornitura alla rete elettrica nazionale impone una

stabilizzazione della corrente elettrica fornita, con particolare riguardo alla frequenza e voltaggio, da cui la necessità di un inverter adeguato. Sul mercato sono ora disponibili molti modelli di inverter in particolare per piccole potenze come nel nostro caso, utilizzati per gli impianti solari fotovoltaici, anche a prezzi ragionevoli, vedi foto 1.16. Questi funzionano a corrente continua da cui la scelta di impiegare un generatore a corrente continua.

L'estrema differenza di portata rilevata, con una variazione da 1 a 5 l/s con picchi di altre 10 l/s, come riportato in figura 4.30, non consente di utilizzare turbine a portata variabile in quanto non è possibile intervenire sul generatore, se non impiegando un generatore appositamente costruiti ma di cui si presume un costo difficilmente ammortizzabile.

La condotta verrà realizzata impiegando tubi in polietilene, idonei per le portate in oggetto, normalmente utilizzati per acquedotti ed impianti di irrigazioni agricoli.

Verrà analizzata l'energia prodotta con portate da 1 a 5 litri/secondo e verranno confrontati i rendimenti economici al fine di individuare la combinazione più remunerativa e il numero di anni in cui l'impianto si ammortizza. Per ogni combinazione di portata si simulerà l'utilizzo di tre diametri di condutture.

L'energia prodotta è calcolata attraverso la nota formula:

$$E = \eta \cdot \gamma \cdot Q \cdot H_g \cdot t \quad (5.1)$$

dove E è l'energia prodotta espressa in chilovattora; η è il rendimento dell'impianto; γ il peso specifico dell'acqua, pari al prodotto della sua densità ρ_{acqua} [$\rho = 0,9991 \text{ Kg/dm}^3$] per l'accelerazione di gravità ($g = 9,81 \text{ m/s}^2$); Q la portata espressa in metri cubi al secondo; H_g il salto netto e t il numero di ore in cui la turbina lavora con una portata Q. I primi due fattori, rendimento e peso specifico possono essere considerati costanti, mentre il salto utile è funzione della portata e del

diametro del tubo utilizzato nonché del materiale con cui è realizzato il tubo stesso che sappiamo essere polietilene. Il tempo deve essere espresso in ore e quindi si moltiplicheranno i giorni per cui tale portata è disponibile per 24.

Le perdite di carico distribuite (attrito nel tubo) sono calcolate utilizzando la formula di Chezy:

$$J = V^2 / (x^2 * R) \quad (5.2)$$

$$x = c * R^{1/6} \quad (5.3)$$

dove:

J è la perdita di carico per unità di lunghezza

V è la velocità media della corrente

c è il Coefficiente di Gaukler-Strickler

R è il raggio idraulico (che per condotte in pressione vale $R = D/4$)

Le perdite di carico concentrate sono di due tipi, una di imbocco alla condotta e l'altra di sbocco, calcolate come $\alpha \cdot (V^2/2g)$, con α uguale a 0,5 e 1 rispettivamente nel primo e secondo caso (dove però la velocità è quella di uscita dalla turbina che è notevolmente inferiore rispetto la velocità nella condotta).

E' stato così dedotto il salto netto alla turbina e successivamente calcolate potenza ed energia prodotta.

Nelle tabelle seguenti sono mostrati i risultati delle simulazioni con condizioni di portate crescenti da 1 a 5 l/s con tre diversi diametri della tubazione. La tabella 5.1a riporta il computo dell'energia ottenibile nel caso in cui la turbina sia dimensionata per una portata di 1 l/s, la quale risulta disponibile per 173 giorni all'anno. I risultati ottenuti sono:

Energia prodotta turbinando una portata di 1 litri al secondo disponibile 173 gioni/anno									
Lunghezza condotta	120	metri				Quota opera di presa	360.00	mslm	
Rendimento	0.68					Quota opera di rilascio	334.50	mslm	
Peso specifico	9.81	KN/m3							Salto canale di scarico 0.50 m
Diametro esterno	63	mm	Spessore 3.8 mm	Diametro interno 55.4 mm	Area 2410.51 mm2				Velocità ingresso 0.41 m/s
				Diametro interno tubo in uscita 150.0 mm	Area 17671 mm2				Velocità uscita 0.06 m/s
			Coefficiente di Manning 0.009		Perdite di carico distribuite 0.50 m				
			Coefficiente Ke 0.5		Perdite di carico concentrate entrata 0.42 m				
			Coefficiente Ku 1.0		Perdite di carico concentrate uscita 0.02 m				
			Potenza disponibile 0.1606 KW		Energia ottenibile 666.65 Kwh				Salto netto 24.06 m
Energia ottenibile = 1 /1000* 24.06 * 9.81 * 0.68 * 173 * 24 = 666.65 Kwh									
Diametro esterno	90	mm	Spessore 5.4 mm	Diametro interno 79.2 mm	Area 4926.52 mm2				Velocità ingresso 0.20 m/s
				Diametro interno tubo in uscita 200.0 mm	Area 31416 mm2				Velocità uscita 0.03 m/s
			Coefficiente di Manning 0.009		Perdite di carico distribuite 0.07 m				
			Coefficiente Ke 0.5		Perdite di carico concentrate entrata 0.10 m				
			Coefficiente Ku 1.0		Perdite di carico concentrate uscita 0.00 m				
			Potenza disponibile 0.166 KW		Energia ottenibile 687.69 Kwh				Salto netto 24.82 m
Energia ottenibile = 1 /1000* 24.82 * 9.81 * 0.68 * 173 * 24 = 687.69 Kwh									
Diametro esterno	110	mm	Spessore 6.6 mm	Diametro interno 96.8 mm	Area 7359.37 mm2				Velocità ingresso 0.14 m/s
				Diametro interno tubo in uscita 200.0 mm	Area 31416 mm2				Velocità uscita 0.03 m/s
			Coefficiente di Manning 0.009		Perdite di carico distribuite 0.03 m				
			Coefficiente Ke 0.5		Perdite di carico concentrate entrata 0.05 m				
			Coefficiente Ku 1.0		Perdite di carico concentrate uscita 0.00 m				
			Potenza disponibile 0.1663 KW		Energia ottenibile 690.59 Kwh				Salto netto 24.92 m
Energia ottenibile = 1 /1000* 24.92 * 9.81 * 0.68 * 173 * 24 = 690.59 Kwh									

Tabella 5.1a Risultati della simulazione per la portata di 1 l/s.

Energia prodotta turbinando una portata di 2 litri al secondo disponibile 137 gioni/anno									
Lunghezza condotta	120	metri				Quota opera di presa	360.00	mslm	
Rendimento	0.68					Quota opera di rilascio	334.50	mslm	
Peso specifico	9.81	KN/m3							Salto canale di scarico 0.50 m
Diametro esterno	63	mm	Spessore 3.8 mm	Diametro interno 55.4 mm	Area 2410.51 mm2				Velocità ingresso 0.83 m/s
				Diametro interno tubo in uscita 150.0 mm	Area 17671 mm2				Velocità uscita 0.11 m/s
			Coefficiente di Manning 0.009		Perdite di carico distribuite 2.01 m				
			Coefficiente Ke 0.5		Perdite di carico concentrate entrata 1.69 m				
			Coefficiente Ku 1.0		Perdite di carico concentrate uscita 0.06 m				
			Potenza disponibile 0.2835 KW		Energia ottenibile 932.09 Kwh				Salto netto 21.24 m
Energia ottenibile = 2 /1000* 21.24 * 9.81 * 0.68 * 137 * 24 = 932.09 Kwh									
Diametro esterno	90	mm	Spessore 5.4 mm	Diametro interno 79.2 mm	Area 4926.52 mm2				Velocità ingresso 0.41 m/s
				Diametro interno tubo in uscita 200.0 mm	Area 31416 mm2				Velocità uscita 0.06 m/s
			Coefficiente di Manning 0.009		Perdite di carico distribuite 0.07 m				
			Coefficiente Ke 0.5		Perdite di carico concentrate entrata 0.40 m				
			Coefficiente Ku 1.0		Perdite di carico concentrate uscita 0.02 m				
			Potenza disponibile 0.327 KW		Energia ottenibile 1075.2 Kwh				Salto netto 24.50 m
Energia ottenibile = 2 /1000* 24.50 * 9.81 * 0.68 * 137 * 24 = 1075.21 Kwh									
Diametro esterno	110	mm	Spessore 6.6 mm	Diametro interno 96.8 mm	Area 7359.37 mm2				Velocità ingresso 0.27 m/s
				Diametro interno tubo in uscita 200.0 mm	Area 31416 mm2				Velocità uscita 0.06 m/s
			Coefficiente di Manning 0.009		Perdite di carico distribuite 0.03 m				
			Coefficiente Ke 0.5		Perdite di carico concentrate entrata 0.18 m				
			Coefficiente Ku 1.0		Perdite di carico concentrate uscita 0.02 m				
			Potenza disponibile 0.3306 KW		Energia ottenibile 1087.2 Kwh				Salto netto 24.77 m
Energia ottenibile = 2 /1000* 24.77 * 9.81 * 0.68 * 137 * 24 = 1087.16 Kwh									

Tabella 5.1b Risultati della simulazione per la portata di 2 l/s.

Energia prodotta turbinando una portata di 3 litri al secondo disponibile 115 gioni/anno									
Lunghezza condotta	120	metri				Quota opera di presa	360.00	mslm	
Rendimento	0.68					Quota opera di rilascio	334.50	mslm	Salto canale di scarico 0.50 m
Peso specifico	9.81	KN/m3							
Diametro esterno	63	mm	Spessore 3.8 mm	Diametro interno 55.4 mm	Area 2410.51 mm2			Velocità ingresso 1.24 m/s	
			Diametro interno tubo in uscita 150.0 mm	Area 17671 mm2				Velocità uscita 0.17 m/s	
Coefficiente di Manning	0.009			Perdite di carico distribuite 4.52 m					
Coefficiente Ke	0.5			Perdite di carico concentrate entrata 3.80 m					
Coefficiente Ku	1.0			Perdite di carico concentrate uscita 0.14 m					
Potenza disponibile	0.331	KW		Energia ottenibile	913.9 Kwh			Salto netto	16.54 m
Energia ottenibile = 3 /1000* 16.54 * 9.81 * 0.68 * 115 * 24 = 913.90 Kwh									
Diametro esterno	90	mm	Spessore 5.4 mm	Diametro interno 79.2 mm	Area 4926.52 mm2			Velocità ingresso 0.61 m/s	
			Diametro interno tubo in uscita 200.0 mm	Area 31416 mm2				Velocità uscita 0.10 m/s	
Coefficiente di Manning	0.009			Perdite di carico distribuite 0.67 m					
Coefficiente Ke	0.5			Perdite di carico concentrate entrata 0.91 m					
Coefficiente Ku	1.0			Perdite di carico concentrate uscita 0.04 m					
Potenza disponibile	0.468	KW		Energia ottenibile	1291.5 Kwh			Salto netto	23.37 m
Energia ottenibile = 3 /1000* 23.37 * 9.81 * 0.68 * 115 * 24 = 1291.53 Kwh									
Diametro esterno	110	mm	Spessore 6.6 mm	Diametro interno 96.8 mm	Area 7359.37 mm2			Velocità ingresso 0.41 m/s	
			Diametro interno tubo in uscita 200.0 mm	Area 31416 mm2				Velocità uscita 0.10 m/s	
Coefficiente di Manning	0.009			Perdite di carico distribuite 0.23 m					
Coefficiente Ke	0.5			Perdite di carico concentrate entrata 0.41 m					
Coefficiente Ku	1.0			Perdite di carico concentrate uscita 0.04 m					
Potenza disponibile	0.487	KW		Energia ottenibile	1343.7 Kwh			Salto netto	24.32 m
Energia ottenibile = 3 /1000* 24.32 * 9.81 * 0.68 * 115 * 24 = 1343.66 Kwh									

Tabella 5.1c Risultati della simulazione per la portata di 3 l/s.

Energia prodotta turbinando una portata di 4 litri al secondo disponibile 92 gioni/anno									
Lunghezza condotta	120	metri				Quota opera di presa	360.00	mslm	
Rendimento	0.68					Quota opera di rilascio	334.50	mslm	Salto canale di scarico 0.50 m
Peso specifico	9.81	KN/m3							
Diametro esterno	63	mm	Spessore 3.8 mm	Diametro interno 55.4 mm	Area 2410.51 mm2			Velocità ingresso 1.66 m/s	
			Diametro interno tubo in uscita 150.0 mm	Area 17671 mm2				Velocità uscita 0.23 m/s	
Coefficiente di Manning	0.009			Perdite di carico distribuite 8.04 m					
Coefficiente Ke	0.5			Perdite di carico concentrate entrata 6.75 m					
Coefficiente Ku	1.0			Perdite di carico concentrate uscita 0.25 m					
Potenza disponibile	0.2658	KW		Energia ottenibile	586.98 Kwh			Salto netto	9.96 m
Energia ottenibile = 4 /1000* 9.96 * 9.81 * 0.68 * 92 * 24 = 586.98 Kwh									
Diametro esterno	90	mm	Spessore 5.4 mm	Diametro interno 79.2 mm	Area 4926.52 mm2			Velocità ingresso 0.81 m/s	
			Diametro interno tubo in uscita 200.0 mm	Area 31416 mm2				Velocità uscita 0.13 m/s	
Coefficiente di Manning	0.009			Perdite di carico distribuite 1.19 m					
Coefficiente Ke	0.5			Perdite di carico concentrate entrata 1.62 m					
Coefficiente Ku	1.0			Perdite di carico concentrate uscita 0.08 m					
Potenza disponibile	0.5902	KW		Energia ottenibile	1303.1 Kwh			Salto netto	22.11 m
Energia ottenibile = 4 /1000* 22.11 * 9.81 * 0.68 * 92 * 24 = 1303.08 Kwh									
Diametro esterno	110	mm	Spessore 6.6 mm	Diametro interno 96.8 mm	Area 7359.37 mm2			Velocità ingresso 0.54 m/s	
			Diametro interno tubo in uscita 200.0 mm	Area 31416 mm2				Velocità uscita 0.13 m/s	
Coefficiente di Manning	0.009			Perdite di carico distribuite 0.41 m					
Coefficiente Ke	0.5			Perdite di carico concentrate entrata 0.72 m					
Coefficiente Ku	1.0			Perdite di carico concentrate uscita 0.08 m					
Potenza disponibile	0.6349	KW		Energia ottenibile	1401.9 Kwh			Salto netto	23.79 m
Energia ottenibile = 4 /1000* 23.79 * 9.81 * 0.68 * 92 * 24 = 1401.94 Kwh									

Tabella 5.1d Risultati della simulazione per la portata di 4 l/s.

Energia prodotta turbinando una portata di 5 litri al secondo disponibile 66 gioni/anno									
Lunghezza condotta	120	metri				Quota opera di presa	360.00	mslm	
Rendimento	0.68					Quota opera di rilascio	334.50	mslm	Salto canale di scarico 0.50 m
Peso specifico	9.81	KN/m3							
Diametro esterno	63	mm	Spessore 3.8 mm	Diametro interno 55.4 mm	Area 2410.51 mm2		Velocità ingresso	2.07	m/s
				Diametro interno tubo in uscita 150.0 mm	Area 17671 mm2		Velocità uscita	0.28	m/s
			Coefficiente di Manning 0.009		Perdite di carico distribuite 12.56 m				
			Coefficiente Ke 0.5		Perdite di carico concentrate entrata 10.55 m				
			Coefficiente Ku 1.0		Perdite di carico concentrate uscita 0.39 m				
			Potenza disponibile 0.05 KW		Energia ottenibile 79.2 Kwh		Salto netto	1.50	m
Energia ottenibile = 5 /1000* 1.50 * 9.81 * 0.68 * 66 * 24 = 79.20 Kwh									
Diametro esterno	90	mm	Spessore 5.4 mm	Diametro interno 79.2 mm	Area 4926.52 mm2		Velocità ingresso	1.01	m/s
				Diametro interno tubo in uscita 200.0 mm	Area 31416 mm2		Velocità uscita	0.16	m/s
			Coefficiente di Manning 0.009		Perdite di carico distribuite 1.87 m				
			Coefficiente Ke 0.5		Perdite di carico concentrate entrata 2.53 m				
			Coefficiente Ku 1.0		Perdite di carico concentrate uscita 0.12 m				
			Potenza disponibile 0.6834 KW		Energia ottenibile 1082.6 Kwh		Salto netto	20.48	m
Energia ottenibile = 5 /1000* 20.48 * 9.81 * 0.68 * 66 * 24 = 1082.57 Kwh									
Diametro esterno	110	mm	Spessore 6.6 mm	Diametro interno 96.8 mm	Area 7359.37 mm2		Velocità ingresso	0.68	m/s
				Diametro interno tubo in uscita 200.0 mm	Area 31416 mm2		Velocità uscita	0.16	m/s
			Coefficiente di Manning 0.009		Perdite di carico distribuite 0.64 m				
			Coefficiente Ke 0.5		Perdite di carico concentrate entrata 1.13 m				
			Coefficiente Ku 1.0		Perdite di carico concentrate uscita 0.12 m				
			Potenza disponibile 0.7709 KW		Energia ottenibile 1221.1 Kwh		Salto netto	23.10	m
Energia ottenibile = 5 /1000* 23.10 * 9.81 * 0.68 * 66 * 24 = 1221.09 Kwh									

Tabella 5.1e Risultati della simulazione per la portata di 5 l/s.

I risultati sono sintetizzati nei seguenti grafici.

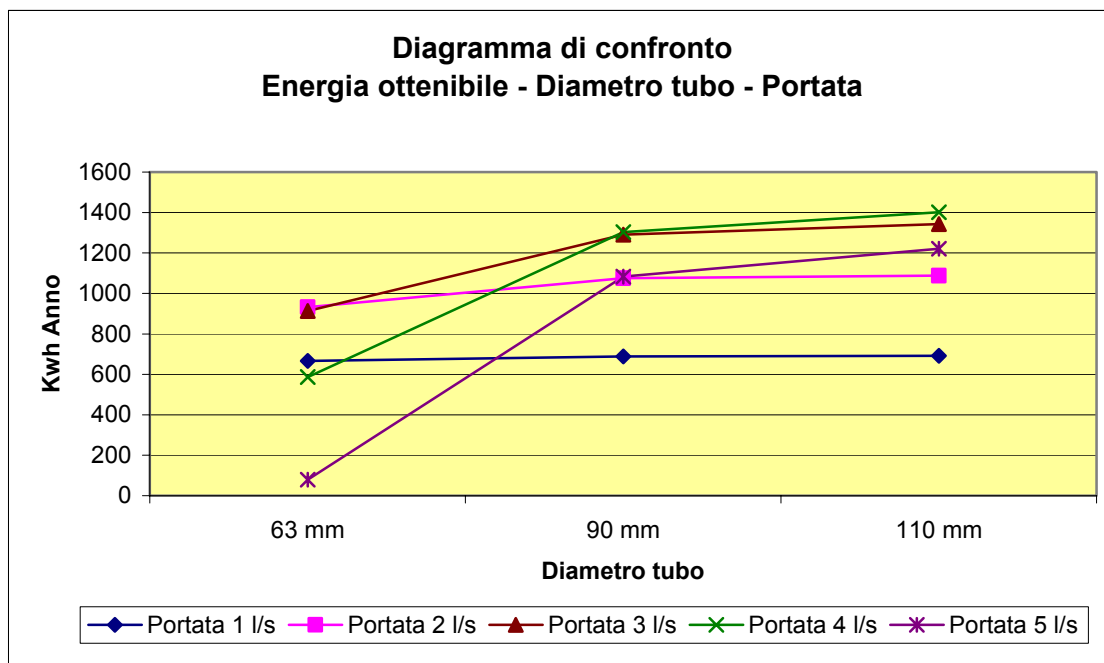
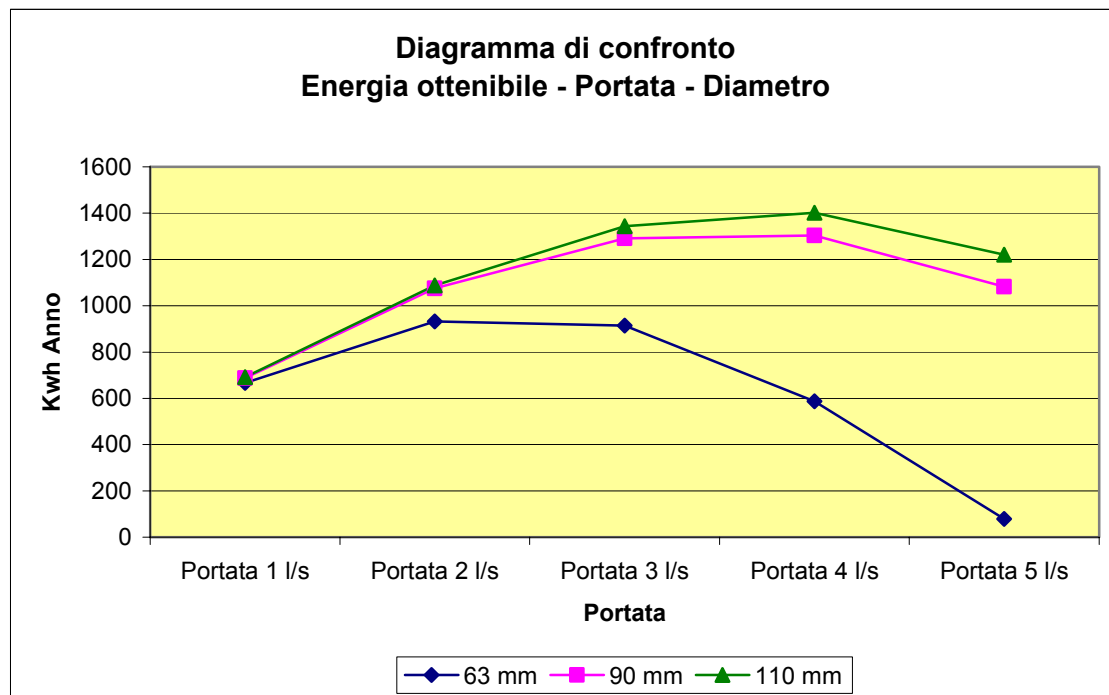


Figura 5.3 Grafico dell'energia ottenibile per portate da 1 a 5 l/s per i diametri del tubo 63mm, 90mm, 110mm.



***Figura 5.4** Grafico dell'energia ottenibile per i diametri del tubo 63mm, 90mm, 110mm per portate da 1 a 5 l/s.*

Dal grafico in figura 5.3 che riporta l'energia prodotta in un anno per portata da 1 a 5 l/s evidenziate per tipo di tubo, risulta che la massima quantità di energia prodotta si ha per portate di 3 e 4 litri al secondo. L'energia prodotta è infatti il prodotto della potenza dell'impianto per il numero di giorni di funzionamento all'anno attesi, quindi aumentando la portata aumenta la potenza dell'impianto ma diminuiscono i giorni in cui quella portata è disponibile

5.1.2 CONSIDERAZIONI ECONOMICHE

Alcune considerazioni preliminari a riguardo del piano economico. Se è vero che le entrate sono unicamente proporzionali all'energia prodotta è altrettanto vero che il costo per la realizzazione

dell'impianto si compone da: a) voci il cui costo è indipendente dalla portata turbinata, come ad esempio il costo per la realizzazione dell'opera di presa e di rilascio; b) voci il cui costo dipende dalla portata e dall'energia prodotta, come ad esempio il costo della tubazione e dell'equipaggiamento elettrico.

Si presenta qui di seguito una stima dei costi di realizzazione dell'impianto.

I costi delle tubazioni in polietilene, da indagini di mercato, risultano essere:

Tubo in polietilene PE80 PN 12.5 D63	Diametro 63 mm	3,61 €/m
Tubo in polietilene PE80 PN 12.5 D90	Diametro 90 mm	5,41 €/m
Tubo in polietilene PE100 PN 16 D110	Diametro 110 mm	10,41 €/m

Tabella 5.2 *Tabella dei tipi di tubo in polietilene e relativo prezzo di mercato, imposte escluse.* (DIANAFLEX Idrotermo Sanitari di Maranello, www.dianaflex.com)

Il tubo di diametro esterno 110 mm che consente i rendimenti maggiori ha però un costo quasi doppio del tubo di diametro 90 mm. E' quindi necessario procedere con un confronto del piano finanziario confrontando la soluzione con tubo con diametro minore a minor costo e minore rendimento con la soluzione con tubo di diametro maggiore.

Anche il costo dell'equipaggiamento elettrico è molto variabile. Esistono infatti in commercio dei generatori a magneti permanenti di potenza massima 120 watt ad un prezzo prossimo ai 100,00 € mentre i generatori di potenza maggiore hanno un costo compreso fra i 400,00 ed i 600,00 €. Poiché anche la combinazione di minor potenza è superiore a 120 watt, la variazione di costo del gruppo generatore è poco influente.

Analogamente anche il costo dell'inverter risulta poco influente nelle diverse combinazioni, anche se in commercio esistono inverter per potenze inferiori ai 350 watt (quindi per portate inferiori a 2 l/s) ad un

prezzo di 350 euro rispetto ad inverter per potenza superiori del costo di 500,00 euro.

I costi si dividono in costi iniziali da sostenere per la realizzazione dell'impianto, vedi tabella 5.3 ; ed in costi annui che comprendono le spese di manutenzione dell'impianto stimati in 35,00 euro il canone richiesto dalla GSE di 30,00 euro, vedi cap. 2.2.

Di seguito è riportato il piano economico per una portata di 3 l/s e tubo da 90 mm, combinazione che in base al grafico in figura 5.3 riteniamo essere quella col miglior rapporto energia prodotta prezzo.

Analisi dei costi		Totale costi	2904.40
Descrizione	Quantità	Costo Unitario	Totale
Gruppo turbina	1	150.00	150.00
Gruppo generatore	1	450.00	450.00
Inverter	1	420.00	420.00
Tubo polietilene	120	5.42	650.40
Cavo elettrico	150	0.36	54.00
Opera di presa in metallo	1	200.00	200.00
Opera di rilascio in cls	1	150.00	150.00
Edificio a protezione del gruppo	1	200.00	200.00
Costo posa tubo	120	4.00	480.00
Costo collegamenti elettrici	1	150.00	150.00
			2904.40
Imposte		20%	580.88
			3485.28

Tabella 5.3 Tabella dei costi iniziali per la realizzazione dell'impianto.

Dati finanziari			
Tasso d'interesse a debito	4.50%		
Tasso d'interesse a credito	1.00%		
Costo manutenzione annuo	25.00	euro	
Contributo GSE	30.00	euro	
Energia prodotta anno	1291.53	Kwh anno	
Costo energia	0.22	€/Kwh	
Totale entrate annue	284.14	euro	
Percentuale detrazione IRPEF	0.00%		
Anni di detrazione	5		

Piano finanziario					
-------------------	--	--	--	--	--

Anno	Montante	Manutenzione annua	Entrate	Detrazioni	
1	-3485.28	55.00	284.14	0.00	-3256.14
2	-3402.67	55.00	284.14	0.00	-3173.53
3	-3316.34	55.00	284.14	0.00	-3087.21
4	-3226.13	55.00	284.14	0.00	-2996.99
5	-3131.86	55.00	284.14	0.00	-2902.72
6	-3033.35	55.00	284.14	0.00	-2804.21
7	-2930.40	55.00	284.14	0.00	-2701.26
8	-2822.82	55.00	284.14	0.00	-2593.68
9	-2710.40	55.00	284.14	0.00	-2481.26
10	-2592.92	55.00	284.14	0.00	-2363.78
11	-2470.15	55.00	284.14	0.00	-2241.02
12	-2341.86	55.00	284.14	0.00	-2112.73
13	-2207.80	55.00	284.14	0.00	-1978.66
14	-2067.70	55.00	284.14	0.00	-1838.57
15	-1921.30	55.00	284.14	0.00	-1692.17
16	-1768.31	55.00	284.14	0.00	-1539.18
17	-1608.44	55.00	284.14	0.00	-1379.30
18	-1441.37	55.00	284.14	0.00	-1212.24
19	-1266.79	55.00	284.14	0.00	-1037.65
20	-1084.35	55.00	284.14	0.00	-855.21
21	-893.69	55.00	284.14	0.00	-664.56
22	-694.46	55.00	284.14	0.00	-465.33
23	-486.27	55.00	284.14	0.00	-257.13
24	-268.70	55.00	284.14	0.00	-39.56
25	-41.35	55.00	284.14	0.00	187.79
26	189.67	55.00	284.14	0.00	418.81
27	422.99	55.00	284.14	0.00	652.13
28	658.65	55.00	284.14	0.00	887.79
29	896.66	55.00	284.14	0.00	1125.80
30	1137.06	55.00	284.14	0.00	1366.20

Tabella 5.3 Piano economico.

Ne risulta che l'impianto si ammortizza in un tempo di 25 anni. Un simile impianto non è economicamente conveniente. La motivazione di questo risultato negativo è da ricercare negli oneri bancari. Infatti nella simulazioni è stato considerato un tasso leasing a debito del 4,50% (Alfa Leasing, 2009).

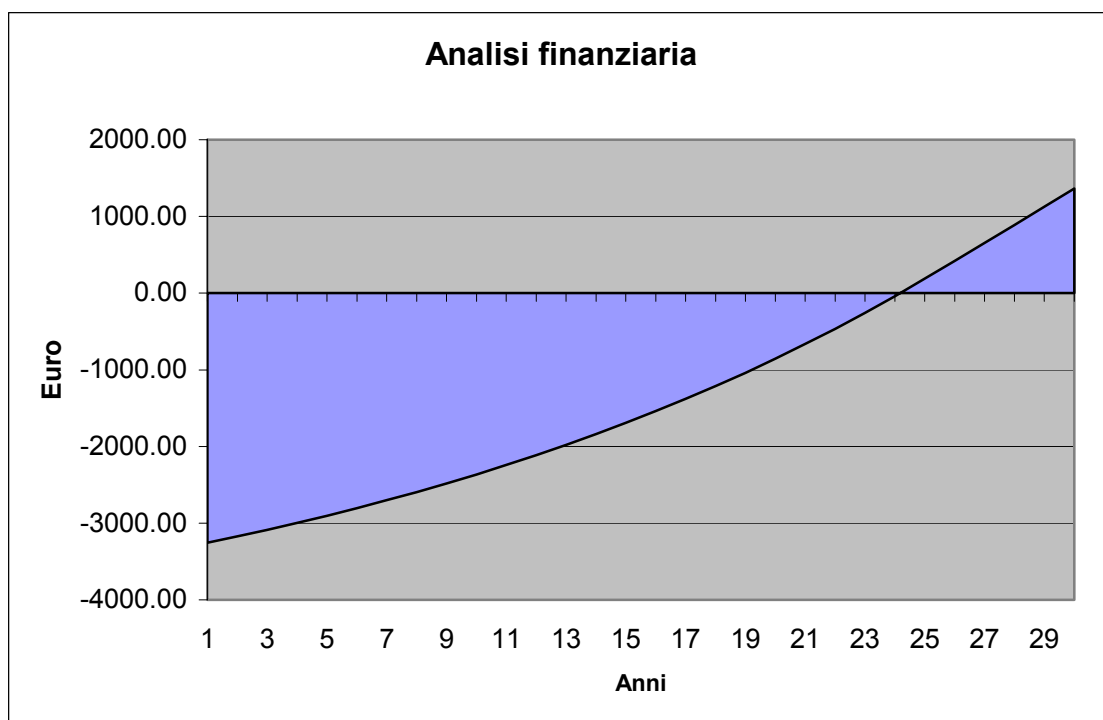


Figura 5.5 Grafico del piano economico. L'impianto si ammortizza in 25 anni.

Se sull'impianto non gravasse il peso degli interessi sul capitale iniziale investito l'impianto risulterebbe produttivo da 16° anno, che è pur sempre un tempo elevato.

Se consideriamo l'impianto un investimento immobiliare, ne risulta che investendo circa 3.500,00 euro si ottiene un utile annuo di circa 230,00 euro che equivale ad un investimento ad un tasso annuo del 6,6%, che risulta essere un discreto investimento immobiliare.

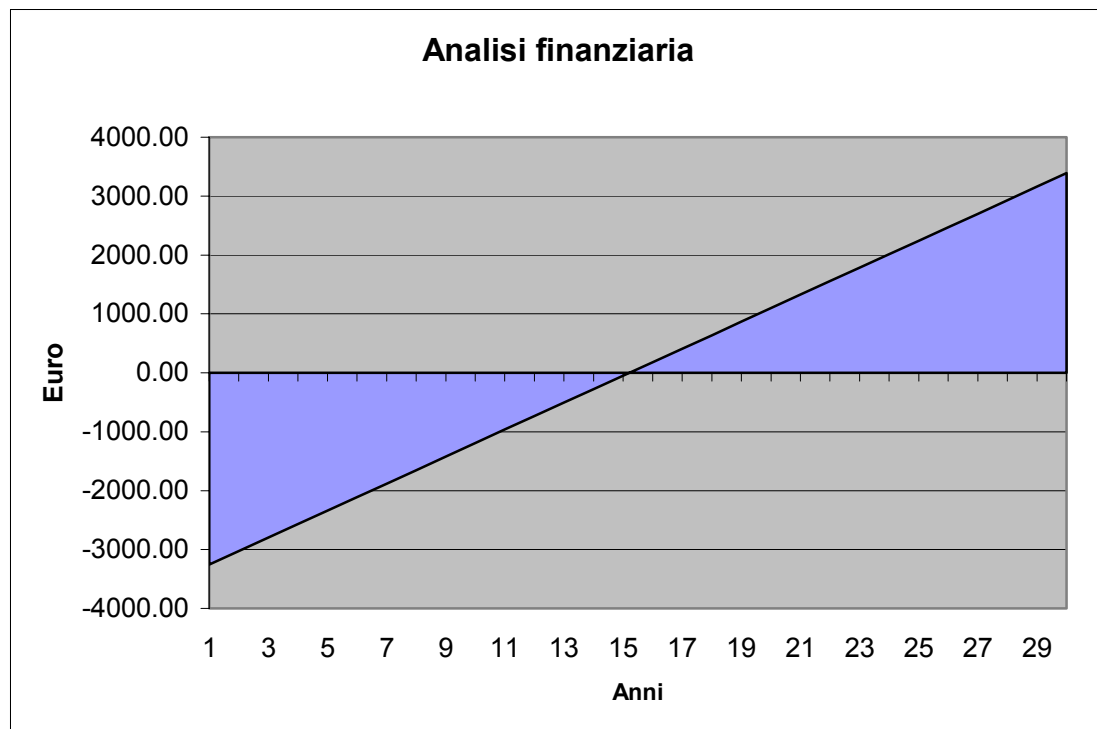


Figura 5.6 Grafico del piano economico non considerando nelle spese gli oneri finanziari. L'impianto si ammortizza in 16 anni.

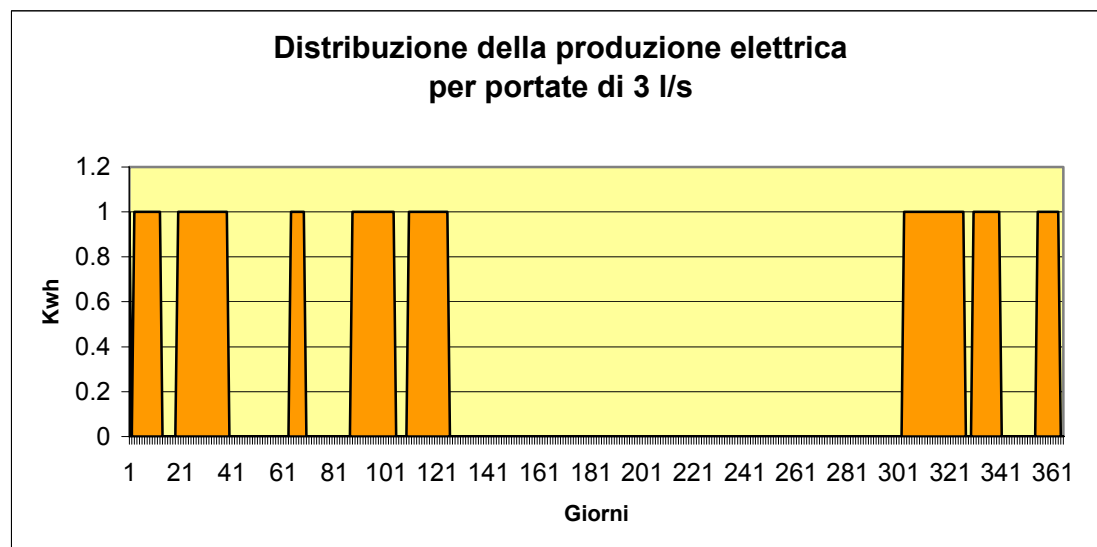


Figura 5.7 Grafico della distribuzione della produzione dell'energia elettrica durante l'anno.

Si procederà ora con altre soluzioni che prevedono di sfruttare due o più portate differenti.

5.2 SECONDA IPOTESI DI PROGETTO

Come seconda ipotesi di progetto si considera di sfruttare la portata disponibile mediante un impianto ad acqua fluente, con una piccola vasca di accumulo con la finalità di regolare le portate alla turbina ed impiegando due turbine tipo Pelton accoppiata ad uno stesso generatore a magneti permanenti a corrente continua che alimenterà un inverter collegato alla rete elettrica nazionale. Anche in questo caso si analizzerà quindi la convenienza economica considerando di usufruire degli incentivi sulle fonti di energia rinnovabili in particolare mediante il contratto “scambio sul posto” che prevede un prezzo fisso di 22 centesimi di euro per ogni chilovattora prodotto.

5.2.1 SCELTE PROGETTUALI

L'idea progettuale è quella di impiegare due turbine che fruttano in alternanza due portate, ad esempio 1 l/s e 5 l/s. La necessità di utilizzare due turbine anziché semplicemente variare la portata ad una singola turbina è dovuta al generatore di corrente. Infatti ad ogni potenza corrisponde un preciso numero di giri e questa differenza di velocità di rotazione è ottenuta utilizzando due turbine di diametro diverso (la velocità dell'acqua in uscita dall'ugello è costante).

La condotta, come nell'ipotesi precedente verrà realizzata mediante tubi in polietilene, idonei per le portate in oggetto, normalmente utilizzati per acquedotti ed impianti di irrigazioni agricoli.

Portata	0,8 l/s	1 l/s	2 l/s	3 l/s	4 l/s	5 l/s	10 l/s
Giorni	178	173	137	115	92	66	17

Tabella 5.4 *Tabella della frequenza in giorni all'anno per diversi valori di portata.*

Verrà analizzata l'energia prodotta con combinazione di portate da 1 a 5 litri/secondo (evitando combinazioni simili o vicine) e confrontati i rendimenti economici al fine di individuare la combinazione più remunerativa ed in particolare il numero di anni in cui l'impianto si ammortizza.

La regolazione di quale turbina utilizzare potrà avvenire mediante intervento manuale con operatore o in maniera automatica.

La regolazione manuale avviene agendo manualmente direttamente sulle valvole di chiusura poste in prossimità degli ugelli delle turbine stesse, per una facile visualizzazione all'operatore della portata disponibile sarà sufficiente dotare la vasca di carico di uno stramazzo con una scala graduata, vedi figura 4.18.

La regolazione automatica può essere realizzata motorizzando le predette valvole che saranno comandate da sensori di livello posti nella vasca di carico, dotata di stramazzo in modo da poter eseguire la misurazione della portata disponibile.

In questa simulazione considero il caso della regolazione manuale.

Descriviamo il funzionamento. Supponiamo che quotidianamente un operatore, fatta la lettura della portata alla vasca di carico, verifichi quale turbina utilizzare o più frequentemente verifichi se necessario cambiare la turbina in uso perché è variata la portata disponibile. Se ad

esempio la portata di 1 l/s è disponibile per 173 giorni e la portata di 5 l/s la si ha per soli 66 giorni, supponendo l'uso di due turbine a 1 e 5 l/s si avrebbe che l'impianto lavora 103 giorni con portata 1 l/s e 66 con portata 5 l/s. Nell'arco dell'anno è necessario eseguire questa regolazione solamente una trentina di volte, pertanto l'impegno per l'operatore non è eccessivo.

Dall'analisi dei risultati dell'energia prodotta dalle varie combinazioni portata/tipo tubo eseguito per l'ipotesi precedente si deduce che il diametro del tubo col minor rapporto prezzo/perdite di carico è il diametro intermedio, da cui la scelta di impiegare per questa simulazione un unico tubo in polietilene PE80 PN 12.5 D90

Come nell'ipotesi precedente l'energia prodotta è calcolata con la formula 5.1.

Il calcolo delle perdite di carico distribuite (attrito nel tubo) verrà eseguito col metodo di Chezy, formula 5.2. Il calcolo delle perdite di carico concentrate sono di due tipi, una di imbocco alla condotta e l'altra di sbocco, calcolate come $\alpha \cdot (V^2/2g)$, con α uguale a 0,5 e 1 rispettivamente nel primo e secondo caso.

E' stato così dedotto il salto netto alla turbina e successivamente calcolate potenza ed energia prodotta. I risultati ottenuti sono:

Energia prodotta turbinando una portata di				1 litri al secondo		disponibile		173	giorni/anno	per 36		giorni/anno		
combinazione di portate di				2 litri al secondo		disponibile		137	giorni/anno	per 137		giorni/anno		
Lunghezza condotta	120	metri						Quota opera di presa	360.00	mslm				
Rendimento	0.68							Quota opera di rilascio	334.50	mslm				
Peso specifico	9.81	KN/m3								Salto canale di scarico		0.50 m		
Diametro esterno	90	mm	Spessore	5.4	mm	Diametro interno	79.2	mm	Area	4926.52	mm2	Velocità ingresso	0.20	m/s
						Diametro interno tubo in uscita	200.0	mm	Area	31416	mm2	Velocità uscita	0.03	m/s
			Coefficiente di Manning	0.009				Perdite di carico distribuite	0.07	m				
			Coefficiente Ke	0.5				Perdite di carico concentrate entrata	0.10	m				
			Coefficiente Ku	1.0				Perdite di carico concentrate uscita	0.00	m				
			Potenza disponibile da prima turbina	0.1656	KW							Salto netto	24.82	m
Diametro esterno	90	mm	Spessore	5.4	mm	Diametro interno	79.2	mm	Area	4926.52	mm2	Velocità ingresso	0.41	m/s
						Diametro interno tubo in uscita	200.0	mm	Area	31416	mm2	Velocità uscita	0.06	m/s
			Coefficiente di Manning	0.009				Perdite di carico distribuite	0.30	m				
			Coefficiente Ke	0.5				Perdite di carico concentrate entrata	0.40	m				
			Coefficiente Ku	1.0				Perdite di carico concentrate uscita	0.02	m				
			Potenza disponibile da seconda turbina	0.324	KW							Salto netto	24.28	m
			Energia ottenibile da seconda turbina =	1	/1000*		24.82 *	9.81	*	0.68	*	36 * 24 =	143.10	Kwh
												Energia ottenibile da prima turbina	143.1	Kwh
												Energia ottenibile da seconda turbina	1065.4	Kwh
												Energia totale ottenibile	1208.5	Kwh

Energia prodotta turbinando una portata di					1	litri al secondo			disponibile		173	giorni/anno		per		58	giorni/anno			
combinazione di portate di					3	litri al secondo			disponibile		115	giorni/anno		per		115	giorni/anno			
Lunghezza condotta	120	metri								Quota opera di presa		360.00	mslm							
Rendimento	0.68									Quota opera di rilascio		334.50	mslm		Salto canale di scarico		0.50	m		
Peso specifico	9.81	KN/m3																		
Diametro esterno	90	mm	Spessore	5.4	mm	Diametro interno	79.2	mm	Area	4926.52	mm2					Velocità ingresso		0.20	m/s	
						Diametro interno tubo in uscita	200.0	mm	Area	31416	mm2					Velocità uscita		0.03	m/s	
			Coefficiente di Manning	0.009					Perdite di carico distribuite		0.07	m								
			Coefficiente Ke	0.5					Perdite di carico concentrate entrata		0.10	m								
			Coefficiente Ku	1.0					Perdite di carico concentrate uscita		0.00	m								
Potenza disponibile da prima turbina	0.1656 KW													Salto netto		24.82	m			
Diametro esterno	90	mm	Spessore	5.4	mm	Diametro interno	79.2	mm	Area	4926.52	mm2					Velocità ingresso		0.61	m/s	
						Diametro interno tubo in uscita	200.0	mm	Area	31416	mm2					Velocità uscita		0.10	m/s	
			Coefficiente di Manning	0.009					Perdite di carico distribuite		0.67	m								
			Coefficiente Ke	0.5					Perdite di carico concentrate entrata		0.91	m								
			Coefficiente Ku	1.0					Perdite di carico concentrate uscita		0.04	m								
Potenza disponibile da seconda turbina	0.4679 KW													Salto netto		23.37	m			
Energia ottenibile da seconda turbina =	1	/1000*			24.82	*	9.81	*	0.68	*	58	* 24 =		230.55	Kwh					
Energia ottenibile da prima turbina												230.55 Kwh								
Energia ottenibile da seconda turbina												1291.53 Kwh								
Energia totale ottenibile												1522.1 Kwh								

Energia prodotta turbinando una portata di	1	litri al secondo	disponibile	173	giorni/anno	per	81	giorni/anno
combinazione di portate di	4	litri al secondo	disponibile	92	giorni/anno	per	92	giorni/anno
Lunghezza condotta	120	metri	Quota opera di presa	360.00	mslm			
Rendimento	0.68		Quota opera di rilascio	334.50	mslm	Salto canale di scarico	0.50	m
Peso specifico	9.81	KN/m3						
Diametro esterno	90	mm	Spessore	5.4	mm	Diametro interno	79.2	mm
						Area	4926.52	mm2
						Diametro interno tubo in uscita	200.0	mm
						Area	31416	mm2
						Velocità ingresso	0.20	m/s
						Velocità uscita	0.03	m/s
						Perdite di carico distribuite	0.07	m
						Perdite di carico concentrate entrata	0.10	m
						Perdite di carico concentrate uscita	0.00	m
						Salto netto	24.82	m
						Potenza disponibile da prima turbina	0.1656	KW
Diametro esterno	90	mm	Spessore	5.4	mm	Diametro interno	79.2	mm
						Area	4926.52	mm2
						Diametro interno tubo in uscita	200.0	mm
						Area	31416	mm2
						Velocità ingresso	0.81	m/s
						Velocità uscita	0.13	m/s
						Perdite di carico distribuite	1.19	m
						Perdite di carico concentrate entrata	1.62	m
						Perdite di carico concentrate uscita	0.08	m
						Salto netto	22.11	m
						Potenza disponibile da seconda turbina	0.5902	KW
Energia ottenibile da seconda turbina = 1 /1000* 24.82 * 9.81 * 0.68 * 81 * 24 = 321.98 Kwh								
Energia ottenibile da prima turbina 321.98 Kwh								
Energia ottenibile da seconda turbina 1303.08 Kwh								
Energia totale ottenibile 1625.1 Kwh								

Tabella 5.5c Risultati della simulazione per portata di 1 l/s e 4 l/s.

Energia prodotta turbinando una portata di	1	litri al secondo	disponibile	173	giorni/anno	per	107	giorni/anno
combinazione di portate di	5	litri al secondo	disponibile	66	giorni/anno	per	66	giorni/anno
Lunghezza condotta	120	metri	Quota opera di presa	360.00	mslm			
Rendimento	0.68		Quota opera di rilascio	334.50	mslm	Salto canale di scarico	0.50	m
Peso specifico	9.81	KN/m3						
Diametro esterno	90	mm	Spessore	5.4	mm	Diametro interno	79.2	mm
						Area	4926.52	mm2
						Diametro interno tubo in uscita	200.0	mm
						Area	31416	mm2
						Velocità ingresso	0.20	m/s
						Velocità uscita	0.03	m/s
						Perdite di carico distribuite	0.07	m
						Perdite di carico concentrate entrata	0.10	m
						Perdite di carico concentrate uscita	0.00	m
						Salto netto	24.82	m
						Potenza disponibile da prima turbina	0.1656	KW
Diametro esterno	90	mm	Spessore	5.4	mm	Diametro interno	79.2	mm
						Area	4926.52	mm2
						Diametro interno tubo in uscita	200.0	mm
						Area	31416	mm2
						Velocità ingresso	1.01	m/s
						Velocità uscita	0.16	m/s
						Perdite di carico distribuite	1.87	m
						Perdite di carico concentrate entrata	2.53	m
						Perdite di carico concentrate uscita	0.12	m
						Salto netto	20.48	m
						Potenza disponibile da seconda turbina	0.6834	KW
Energia ottenibile da seconda turbina = 1 /1000* 24.82 * 9.81 * 0.68 * 107 * 24 = 425.33 Kwh								
Energia ottenibile da prima turbina 425.33 Kwh								
Energia ottenibile da seconda turbina 1082.57 Kwh								
Energia totale ottenibile 1507.9 Kwh								

Tabella 5.5d Risultati della simulazione per portata di 1 l/s e 5 l/s.

Energia prodotta turbinando una portata di				2	litri al secondo			disponibile		137	giorni/anno		per		22	giorni/anno	
combinazione di portate di				3	litri al secondo			disponibile		115	giorni/anno		per		115	giorni/anno	
Lunghezza condotta	120	metri						Quota opera di presa		360.00	mslm						
Rendimento	0.68							Quota opera di rilascio		334.50	mslm		Salto canale di scarico		0.50	m	
Peso specifico	9.81	KN/m3															
Diametro esterno	90	mm	Spessore	5.4	mm	Diametro interno	79.2	mm	Area	4926.52	mm2		Velocità ingresso		0.41	m/s	
						Diametro interno tubo in uscita	200.0	mm	Area	31416	mm2		Velocità uscita		0.06	m/s	
			Coefficiente di Manning	0.009				Perdite di carico distribuite		0.30	m						
			Coefficiente Ke	0.5	Perdite di carico concentrate entrata					0.40	m						
			Coefficiente Ku	1.0	Perdite di carico concentrate uscita					0.02	m						
Potenza disponibile da prima turbina	0.324	KW											Salto netto		24.28	m	
Diametro esterno	90	mm	Spessore	5.4	mm	Diametro interno	79.2	mm	Area	4926.52	mm2		Velocità ingresso		0.61	m/s	
						Diametro interno tubo in uscita	200.0	mm	Area	31416	mm2		Velocità uscita		0.10	m/s	
			Coefficiente di Manning	0.009				Perdite di carico distribuite		0.67	m						
			Coefficiente Ke	0.5	Perdite di carico concentrate entrata					0.91	m						
			Coefficiente Ku	1.0	Perdite di carico concentrate uscita					0.04	m						
Potenza disponibile da seconda turbina	0.4679	KW											Salto netto		23.37	m	
Energia ottenibile da seconda turbina =				2	/1000*			24.28	*	9.81	*	0.68	*	22	* 24 =		171.08 Kwh
Energia ottenibile da prima turbina																171.08 Kwh	
Energia ottenibile da seconda turbina																1291.53 Kwh	
Energia totale ottenibile																1462.6 Kwh	

Tabella 5.5e Risultati della simulazione per portata di 2 l/s e 3 l/s.

Energia prodotta turbinando una portata di				2	litri al secondo			disponibile		137	giorni/anno		per		45	giorni/anno		
combinazione di portate di				4	litri al secondo			disponibile		92	giorni/anno		per		92	giorni/anno		
Lunghezza condotta	120	metri							Quota opera di presa	360.00	mslm							
Rendimento	0.68								Quota opera di rilascio	334.50	mslm		Salto canale di scarico		0.50	m		
Peso specifico	9.81	KN/m3																
Diametro esterno	90	mm	Spessore	5.4	mm	Diametro interno	79.2	mm	Area	4926.52	mm2		Velocità ingresso		0.41	m/s		
						Diametro interno tubo in uscita	200.0	mm	Area	31416	mm2		Velocità uscita		0.06	m/s		
			Coefficiente di Manning	0.009					Perdite di carico distribuite	0.30	m							
			Coefficiente Ke	0.5					Perdite di carico concentrate entrata	0.40	m							
			Coefficiente Ku	1.0					Perdite di carico concentrate uscita	0.02	m							
Potenza disponibile da prima turbina				0.324	KW									Salto netto	24.28 m			
Diametro esterno	90	mm	Spessore	5.4	mm	Diametro interno	79.2	mm	Area	4926.52	mm2		Velocità ingresso		0.81	m/s		
						Diametro interno tubo in uscita	200.0	mm	Area	31416	mm2		Velocità uscita		0.13	m/s		
			Coefficiente di Manning	0.009					Perdite di carico distribuite	1.19	m							
			Coefficiente Ke	0.5					Perdite di carico concentrate entrata	1.62	m							
			Coefficiente Ku	1.0					Perdite di carico concentrate uscita	0.08	m							
Potenza disponibile da seconda turbina				0.5902	KW									Salto netto	22.11 m			
Energia ottenibile da seconda turbina =				2	/1000*			24.28	*	9.81	*	0.68	*	45 * 24 =	349.94 Kwh			
														Energia ottenibile da prima turbina			349.94 Kwh	
														Energia ottenibile da seconda turbina			1303.08 Kwh	
														Energia totale ottenibile			1653 Kw	

Tabella 5.5f Risultati della simulazione per portata di 2 l/s e 4 l/s

Energia prodotta turbinando una portata di		2 litri al secondo	disponibile	137 giorni/anno	per	71 giorni/anno
combinazione di portate di		5 litri al secondo	disponibile	66 giorni/anno	per	66 giorni/anno
Lunghezza condotta	120 metri		Quota opera di presa	360.00 mslm		
Rendimento	0.68		Quota opera di rilascio	334.50 mslm	Salto canale di scarico	0.50 m
Peso specifico	9.81 KN/m3					
Diametro esterno	90 mm	Spessore 5.4 mm	Diametro interno 79.2 mm	Area 4926.52 mm2	Velocità ingresso	0.41 m/s
			Diametro interno tubo in uscita 200.0 mm	Area 31416 mm2	Velocità uscita	0.06 m/s
		Coefficiente di Manning 0.009		Perdite di carico distribuite 0.30 m		
		Coefficiente Ke 0.5		Perdite di carico concentrate entrata 0.40 m		
		Coefficiente Ku 1.0		Perdite di carico concentrate uscita 0.02 m		
Potenza disponibile da prima turbina	0.324 KW				Salto netto	24.28 m
Diametro esterno	90 mm	Spessore 5.4 mm	Diametro interno 79.2 mm	Area 4926.52 mm2	Velocità ingresso	1.01 m/s
			Diametro interno tubo in uscita 200.0 mm	Area 31416 mm2	Velocità uscita	0.16 m/s
		Coefficiente di Manning 0.009		Perdite di carico distribuite 1.87 m		
		Coefficiente Ke 0.5		Perdite di carico concentrate entrata 2.53 m		
		Coefficiente Ku 1.0		Perdite di carico concentrate uscita 0.12 m		
Potenza disponibile da seconda turbina	0.6834 KW				Salto netto	20.48 m
Energia ottenibile da seconda turbina = 2 /1000* 24.28 * 9.81 * 0.68 * 71 * 24 = 552.13 Kwh						
Energia ottenibile da prima turbina 552.13 Kwh						
Energia ottenibile da seconda turbina 1082.57 Kwh						
Energia totale ottenibile 1634.7 Kwh						

Tabella 5.5g Risultati della simulazione per portata di 2 l/s e 5 l/s

Energia prodotta turbinando una portata di		3 litri al secondo	disponibile	115 giorni/anno	per	23 giorni/anno
combinazione di portate di		4 litri al secondo	disponibile	92 giorni/anno	per	92 giorni/anno
Lunghezza condotta	120 metri		Quota opera di presa	360.00 mslm		
Rendimento	0.68		Quota opera di rilascio	334.50 mslm	Salto canale di scarico	0.50 m
Peso specifico	9.81 KN/m3					
Diametro esterno	90 mm	Spessore 5.4 mm	Diametro interno 79.2 mm	Area 4926.52 mm2	Velocità ingresso	0.61 m/s
			Diametro interno tubo in uscita 200.0 mm	Area 31416 mm2	Velocità uscita	0.10 m/s
		Coefficiente di Manning 0.009		Perdite di carico distribuite 0.67 m		
		Coefficiente Ke 0.5		Perdite di carico concentrate entrata 0.91 m		
		Coefficiente Ku 1.0		Perdite di carico concentrate uscita 0.04 m		
Potenza disponibile da prima turbina	0.4679 KW				Salto netto	23.37 m
Diametro esterno	90 mm	Spessore 5.4 mm	Diametro interno 79.2 mm	Area 4926.52 mm2	Velocità ingresso	0.81 m/s
			Diametro interno tubo in uscita 200.0 mm	Area 31416 mm2	Velocità uscita	0.13 m/s
		Coefficiente di Manning 0.009		Perdite di carico distribuite 1.19 m		
		Coefficiente Ke 0.5		Perdite di carico concentrate entrata 1.62 m		
		Coefficiente Ku 1.0		Perdite di carico concentrate uscita 0.08 m		
Potenza disponibile da seconda turbina	0.5902 KW				Salto netto	22.11 m
Energia ottenibile da seconda turbina = 3 /1000* 23.37 * 9.81 * 0.68 * 23 * 24 = 258.31 Kwh						
Energia ottenibile da prima turbina 258.31 Kwh						
Energia ottenibile da seconda turbina 1303.08 Kwh						
Energia totale ottenibile 1561.4 Kwh						

Tabella 5.5h Risultati della simulazione per portata di 3 l/s e 4 l/s

Energia prodotta turbinando una portata di				3	litri al secondo		disponibile		115	giorni/anno		per		49	giorni/anno		
combinazione di portate di				5	litri al secondo		disponibile		66	giorni/anno		per		66	giorni/anno		
Lunghezza condotta	120	metri						Quota opera di presa	360.00	mslm							
Rendimento	0.68							Quota opera di rilascio	334.50	mslm		Salto canale di scarico		0.50	m		
Peso specifico	9.81	KN/m3															
Diametro esterno	90	mm	Spessore	5.4	mm	Diametro interno	79.2	mm	Area	4926.52	mm2		Velocità ingresso		0.61	m/s	
						Diametro interno tubo in uscita	200.0	mm	Area	31416	mm2		Velocità uscita		0.10	m/s	
			Coefficiente di Manning	0.009					Perdite di carico distribuite	0.67	m						
			Coefficiente Ke	0.5					Perdite di carico concentrate entrata	0.91	m						
			Coefficiente Ku	1.0					Perdite di carico concentrate uscita	0.04	m						
Potenza disponibile da prima turbina	0.4679	KW										Salto netto		23.37	m		
Diametro esterno	90	mm	Spessore	5.4	mm	Diametro interno	79.2	mm	Area	4926.52	mm2		Velocità ingresso		1.01	m/s	
						Diametro interno tubo in uscita	200.0	mm	Area	31416	mm2		Velocità uscita		0.16	m/s	
			Coefficiente di Manning	0.009					Perdite di carico distribuite	1.87	m						
			Coefficiente Ke	0.5					Perdite di carico concentrate entrata	2.53	m						
			Coefficiente Ku	1.0					Perdite di carico concentrate uscita	0.12	m						
Potenza disponibile da seconda turbina	0.6834	KW										Salto netto		20.48	m		
Energia ottenibile da seconda turbina =				3	/1000*		23.37	*	9.81	*	0.68	*	49	* 24 =		550.30	Kwh
													Energia ottenibile da prima turbina		550.30	Kwh	
													Energia ottenibile da seconda turbina		1082.57	Kwh	
													Energia totale ottenibile		1632.9	Kwh	

Tabella 5.5i Risultati della simulazione per portata di 3 l/s e 5 l/s

Energia prodotta turbinando una portata di				4	litri al secondo				disponibile		92	giorni/anno		per	26	giorni/anno					
combinazione di portate di				5	litri al secondo				disponibile		66	giorni/anno		per	66	giorni/anno					
Lunghezza condotta		120	metri						Quota opera di presa		360.00	mslm									
Rendimento		0.68							Quota opera di rilascio		334.50	mslm		Salto canale di scarico		0.50	m				
Peso specifico		9.81	KN/m3																		
Diametro esterno		90	mm	Spessore	5.4	mm	Diametro interno		79.2	mm	Area	4926.52	mm2		Velocità ingresso		0.81	m/s			
							Diametro interno tubo in uscita		200.0	mm	Area	31416	mm2		Velocità uscita		0.13	m/s			
				Coefficiente di Manning	0.009			Perdite di carico distribuite		1.19	m										
				Coefficiente Ke	0.5			Perdite di carico concentrate entrata		1.62	m										
				Coefficiente Ku	1.0			Perdite di carico concentrate uscita		0.08	m										
Potenza disponibile da prima turbina		0.5902				KW								Salto netto		22.11	m				
Diametro esterno		90	mm	Spessore	5.4	mm	Diametro interno		79.2	mm	Area	4926.52	mm2		Velocità ingresso		1.01	m/s			
							Diametro interno tubo in uscita		200.0	mm	Area	31416	mm2		Velocità uscita		0.16	m/s			
				Coefficiente di Manning	0.009			Perdite di carico distribuite		1.87	m										
				Coefficiente Ke	0.5			Perdite di carico concentrate entrata		2.53	m										
				Coefficiente Ku	1.0			Perdite di carico concentrate uscita		0.12	m										
Potenza disponibile da seconda turbina		0.6834				KW								Salto netto		20.48	m				
Energia ottenibile da seconda turbina =										4	/1000*		22.11	*	9.81	*	0.68	*	26 * 24 =	368.26	Kwh
																		Energia ottenibile da prima turbina		368.26	Kwh
																		Energia ottenibile da seconda turbina		1082.57	Kwh
																		Energia totale ottenibile		1450.8	Kwh

Tabella 5.5l Risultati della simulazione per portata di 4 l/s e 5 l/s

I risultati delle varie combinazioni riportati nelle tabelle sopra sono sintetizzati nella tabella 5.6 e nel grafico in figura 5.8, riportati sotto.

Combinazione	Portata 2 l/s	Portata 3 l/s	Portata 4 l/s	Portata 5 l/s
Portata 1 l/s	1208	1522	1625	1508
Portata 2 l/s		1463	1653	1635
Portata 3 l/s			1561	1633
Portata 4 l/s				1451

Tabella 5.6 *Tabella riassuntiva: energia ottenibile nelle varie combinazioni.*

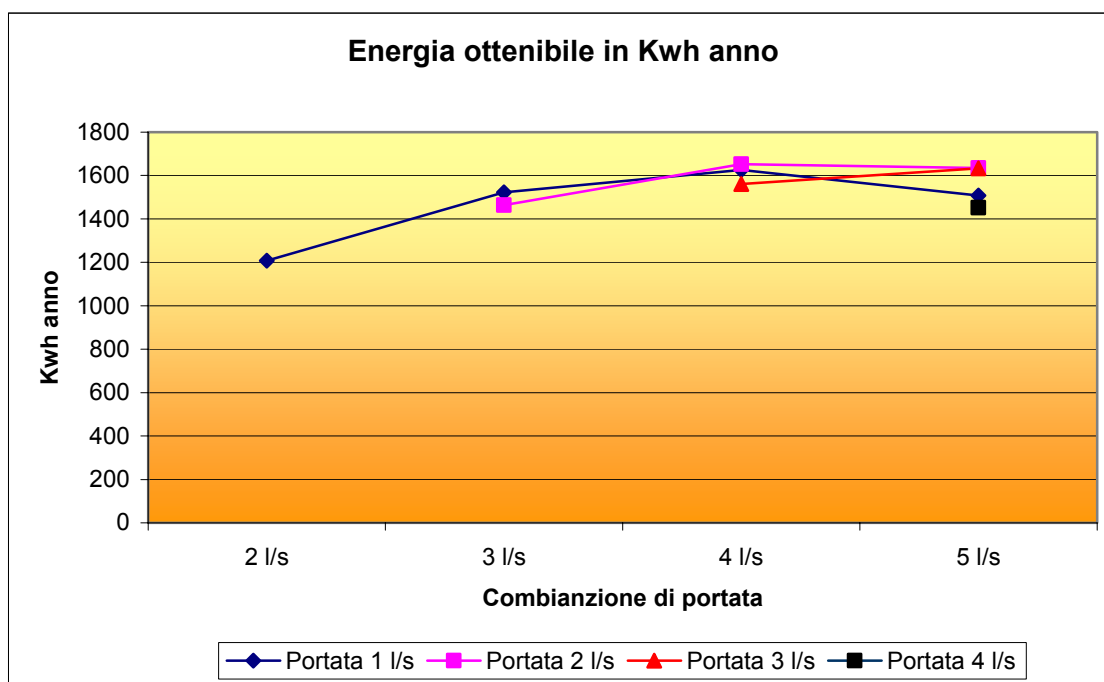


Figura 5.8 *Grafico riassuntivo dell'energia ottenibile nelle varie combinazioni.*

Dal grafico in figura 5.8 che riporta l'energia prodotta in un anno per le varie combinazioni di portata, risulta che non vi è molta differenza fra le varie combinazioni, con una produzione annua di circa 1,6 Mw.

L'analisi economica sarà eseguita per la combinazione 1 e 4 l/s in quanto consente di ottenere quasi i valori massimi, ma in particolare necessita di pochi cambi di turbina e si ha una produzione di energia elettrica più uniformemente distribuita nel tempo.

5.2.2 CONSIDERAZIONI ECONOMICHE

Alcune considerazioni preliminari riguardo il piano economico. Da un punto di vista economico l'impianto considerato differisce poco dall'impianto considerato nella prima ipotesi che terremo come riferimento. Le principali differenze sono la presenza della seconda turbina e le valvole di chiusura.

Analisi dei costi		Totale costi	3374.40
Descrizione	Quantità	Costo Unitario	Totale
Gruppo turbina	1	350.00	350.00
Gruppo Valvole manuali	1	120.00	120.00
Gruppo generatore	1	450.00	450.00
Inverter	1	420.00	420.00
Tubo polietilene	120	5.42	650.40
Cavo elettrico	150	0.36	54.00
Opera di presa in metallo	1	350.00	350.00
Opera di rilascio in cls	1	150.00	150.00
Edificio a protezione del gruppo	1	200.00	200.00
Costo posa tubo	120	4.00	480.00
Costo collegamenti elettrici	1	150.00	150.00
			3374.40
Imposte	20%		674.88
			4049.28

Tabella 5.7 *Tabella dei costi.*

Dati finanziari			
Tasso d'interesse a debito	4.50%		
Taddo d'interesse a credito	1.00%		
Costo manutenzione annuo	35.00	euro	
Contributo GSE	30.00	euro	
Totale entrate annue	357.51	euro	
Percentuale detrazione IRPEF	0.00%		
Anni di detrazione	5		

Piano finanziario					
Anno	Montante	Manutenzione annua	Entrate	Detrazioni	
1	-4049.28	65.00	357.51	0.00	-3756.77
2	-3925.82	65.00	357.51	0.00	-3633.31
3	-3796.81	65.00	357.51	0.00	-3504.29
4	-3661.99	65.00	357.51	0.00	-3369.47
5	-3521.10	65.00	357.51	0.00	-3228.58
6	-3373.87	65.00	357.51	0.00	-3081.36
7	-3220.02	65.00	357.51	0.00	-2927.50
8	-3059.24	65.00	357.51	0.00	-2766.73
9	-2891.23	65.00	357.51	0.00	-2598.72
10	-2715.66	65.00	357.51	0.00	-2423.15
11	-2532.19	65.00	357.51	0.00	-2239.67
12	-2340.46	65.00	357.51	0.00	-2047.95
13	-2140.10	65.00	357.51	0.00	-1847.59
14	-1930.73	65.00	357.51	0.00	-1638.22
15	-1711.94	65.00	357.51	0.00	-1419.42
16	-1483.30	65.00	357.51	0.00	-1190.78
17	-1244.37	65.00	357.51	0.00	-951.86
18	-994.69	65.00	357.51	0.00	-702.18
19	-733.77	65.00	357.51	0.00	-441.26
20	-461.12	65.00	357.51	0.00	-168.60
21	-176.19	65.00	357.51	0.00	116.32
22	117.49	65.00	357.51	0.00	410.00
23	414.10	65.00	357.51	0.00	706.61
24	713.68	65.00	357.51	0.00	1006.19
25	1016.26	65.00	357.51	0.00	1308.77
26	1321.86	65.00	357.51	0.00	1614.37
27	1630.52	65.00	357.51	0.00	1923.03
28	1942.26	65.00	357.51	0.00	2234.77
29	2257.12	65.00	357.51	0.00	2549.63
30	2575.13	65.00	357.51	0.00	2867.64

Tabella 5.8 Piano economico.

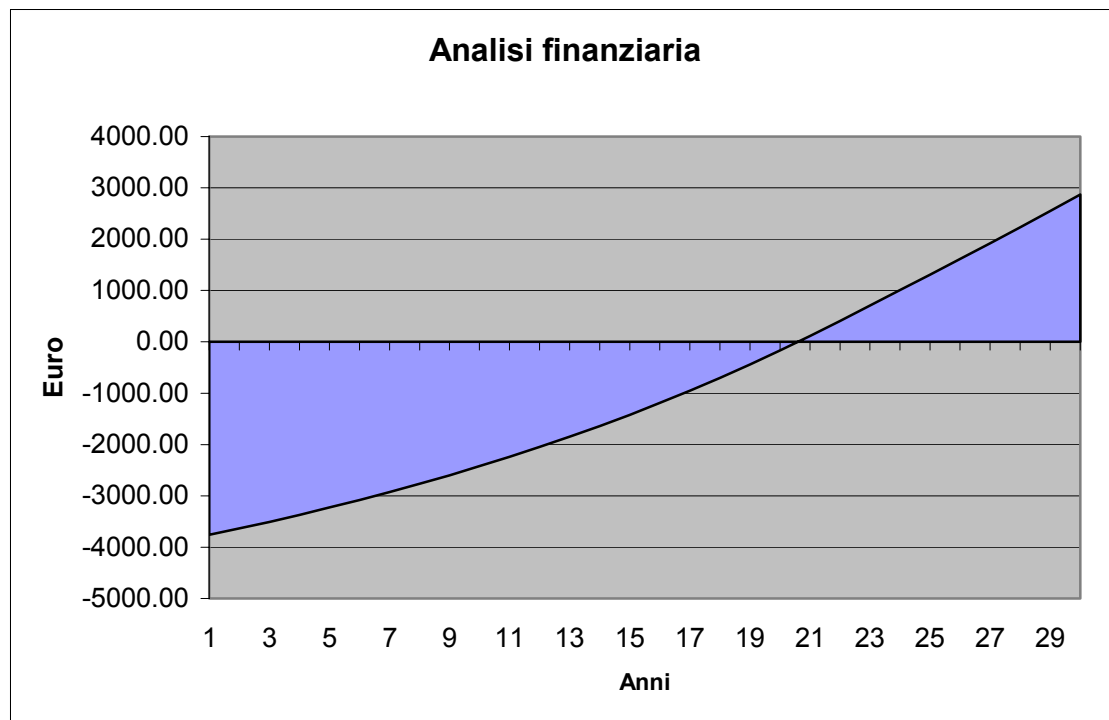


Figura 5.9 Grafico del piano economico. L'impianto si ammortizza in 21 anni.

Questa soluzione progettuale consente una maggiore produzione di energia elettrica ma necessita di maggiori investimenti iniziali. E' una soluzione progettuale migliore della precedente in quanto l'impianto si ammortizza in un tempo minore, anche se solo di 4 anni.

Se sull'impianto non gravasse il peso degli interessi sul capitale iniziale investito l'impianto risulterebbe produttivo da 14° anno, che è pur sempre un tempo elevato, vedi grafico in figura 5.10.

Se consideriamo l'impianto un investimento immobiliare, ne risulta che investendo circa 4.000,00 euro si ottiene un utile annuo di circa 300,00 euro che equivale ad un investimento ad un tasso annuo del 7,2%, che risulta essere un discreto investimento immobiliare.

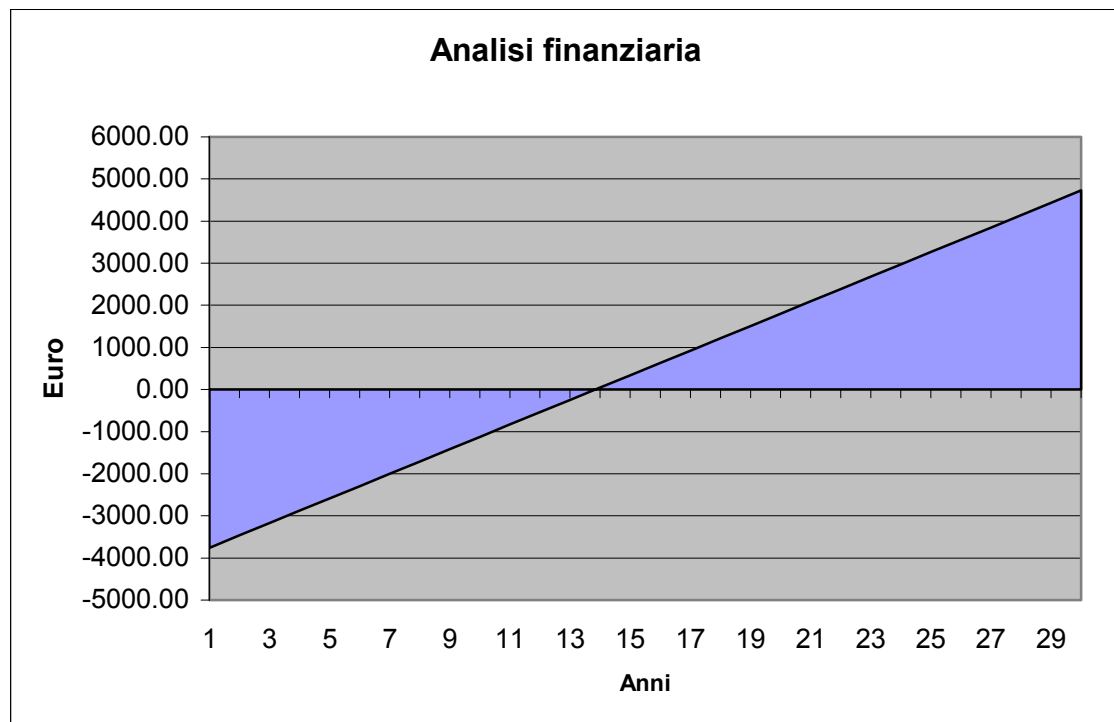


Figura 5.10 *Grafico del piano economico non considerando nelle spese gli oneri finanziari. L'impianto si ammortizza in 14 anni.*

Si procederà ora con altre soluzioni che prevedono di sfruttare di una piccola vasca di accumulo.

5.3 TERZA IPOTESI DI PROGETTO

Come terza ipotesi di progetto si considera di sfruttare la portata disponibile mediante un impianto ad acqua fluente, con una piccola vasca di accumulo con la finalità di immagazzinare una quantità d'acqua tale da garantire il funzionamento ad intermittenza della turbina tipo Pelton accoppiata ad un generatore a magneti permanenti a corrente continua che alimenterà un inverter collegato alla rete elettrica nazionale. Anche in questo caso si analizzerà quindi la convenienza economica considerando di usufruire degli incentivi sulle fonti di energia rinnovabili in particolare mediante il contratto “scambio sul posto” che prevede un prezzo fisso di 22 centesimi di euro per ogni chilowattora prodotto.

5.3.1 SCELTE PROGETTUALI

L'idea progettuale è quella di impiegare una turbina con portata prossima a quelle massime registrate ovvero di 5 l/s e che nei periodi di portata inferiore avrà un funzionamento intermittente, ottenuto con cicli di riempimento e successivo svuotamento di una piccola vasca di carico.

La condotta, come nelle ipotesi precedenti verrà realizzata mediante tubi in polietilene, idonei per le portate di oggetto, normalmente utilizzati per acquedotti ed impianti di irrigazioni agricoli.

Verrà analizzata l'energia prodotta con portate di 5 litri/secondo, confrontati i rendimenti economici al fine di verificare se la combinazione è remunerativa ed in particolare il numero di anni in cui l'impianto si ammortizza.

L'idea è quella di collegare alla vasca di carico un piccolo serbatoio ad una quota leggermente inferiore, tale da consentire il riempimento del deposito per mezzo di una condotta a deflusso naturale. Il deposito avrà dimensioni estremamente ridotte nell'ordine di 1 o 2 metri cubi e potrà essere realizzato anche mediante contenitori industriali chiusi, comunemente in commercio, in modo da ridurre o annullare eventuali pericoli per le persone e la sicurezza. Il deposito sarà munito di sensori di livello acqua minimo e massimo, sensori collegati mediante una semplice centralina a relè che comanderà l'apertura e la chiusura del flusso d'acqua alla turbina, mediante una valvola motorizzata.

Descriviamo il funzionamento. Supponiamo di adottare una turbina con portata 5 l/s. Quando al torrente ho una portata superiore a 5 l/s, ad esempio 9 l/s come accade nel periodo delle piogge primaverili, l'acqua del torrente entra tutta nella vasca di carico che ne devia 5 l/s al deposito e ne rilascia 4 l/s nel torrente. Il deposito risulterà sempre pieno e il sensore di livello massimo darà comando di circuito acqua aperto, quindi la valvola sarà aperta e la turbina funzionerà.

Quando la portata del torrente è inferiore a 5 l/s ad esempio 2,2 l/s tutta l'acqua del torrente entra nella vasca di carico che ne rilascia nel torrente solo una piccola quantità definita come Deflusso Minimo Vitale (DMV) ad esempio di 0,2 l/s quindi ne devia i restanti 2 l/s al deposito. Poiché l'acqua in uscita dal deposito è maggiore di quella in entrata il deposito tenderà a vuotarsi. Al raggiungimento del livello di minimo, il sensore, misurato un livello inferiore a quello stabilito, comanderà la chiusura del circuito dell'acqua chiudendo la valvola fermando di fatto la turbina. A questo punto il deposito tornerà a riempirsi. Supponendo un deposito di 1 metro cubo, questo si riempirà

in 500 secondi ovvero capacità serbatoio diviso differenza fra portata e deflusso minimo vitale.

$$T_{riempimento} = \frac{V_{Capacità_serbatoio}}{P_{torrente} - DMV} = \frac{1000}{2,20 - 0,20} = 500' \quad (5.4)$$

Dopo poco più di 8 minuti il serbatoio sarà pieno, il sensore di livello massimo comanderà l'apertura della valvola e, riaprendo il circuito dell'acqua la turbina riprenderà a funzionare e riprenderà quindi la produzione elettrica. Poiché la portata in uscita è superiore di quella in entrata, dopo 400 secondi la vasca sarà nuovamente vuota quindi il sensore di livello minimo chiuderà la valvola fermando la turbina ed il deposito riprenderà a riempirsi, in maniera ciclica.

$$T_{scarico} = \frac{V_{Capacità_serbatoio}}{P_{turbina} - (P_{torrente} - DMV)} = \frac{1000}{5,0 - (2,2 - 0,2)} = 333' \quad (5.5)$$

La velocità con cui si vuota il deposito è data dalla differenza fra la portata in uscita che è, di progetto, 5 l/s e la portata in entrata proveniente dalla vasca di carico che ha variazioni anche giornaliere.

Si può quindi sintetizzare che con portate al torrente di 2,2 litri al secondo l'impianto produce corrente per 6 minuti e mezzo e resta improduttivo per 8 minuti e mezzo, quindi con un ciclo di 833 secondi ovvero quasi 14 minuti. Considerando un periodo di un ora si ha produzione di corrente elettrica per 1.439 secondi corrispondenti a poco meno di 24 minuti. Si ha quindi una produzione elettrica del 40% rispetto al funzionamento con portata nominale. La produzione elettrica di una giornata con portata al torrente di 2,2 l/s si può pertanto calcolare come prodotto fra la potenza nominale dell'impianto che si riferisce ad una portata di progetto di 5 l/s ed un coefficiente che esprime la percentuale di funzionamento.

E' pertanto possibile costruirsi una tabella come la 5.9 riprodotta sotto che indica per ogni portata il coefficiente di funzionamento,

Portata	0,8 l/s	1 l/s	2 l/s	3 l/s	4 l/s	5 l/s	10 l/s
Giorni disponibilità	178	173	137	115	92	66	17
DMV	0,2 l/s	0,2 l/s	0,2 l/s	0,2 l/s	0,2 l/s	0,5 l/s	5 l/s
Portata al serbatoio	0,6 l/s	0,8 l/s	1,8 l/s	2,8 l/s	3,8 l/s	4,8 l/s	5 l/s
Tempo di carico	1666'	1250'	555'	357'	263'	208'	-
Tempo di scarico	227'	238'	312'	454'	833'	5000'	-
Durata ciclo	1893'	1488'	867'	811'	1096'	5208'	-
Coefficiente di funzionamento	12%	16%	36%	56%	76%	96%	100%

Tabella 5.9 *Tabella dei coefficienti di funzionamento per portata, il tempo espresso in secondi si riferisce ad un deposito di 1 metro cubo.*

$$E_{Energia_prodotta_anno} = \sum_1^{360} P_{Potenza_nominale} \cdot Cf_{Coefficiente_di_funzionamento} \cdot 24_{ore} \quad (5.6)$$

Il calcolo dell'energia prodotta in un periodo di un anno è pertanto la somma dell'energia prodotta giornalmente che è pari al prodotto della potenza nominale calcolata per una portata di 5 l/s per il coefficiente di funzionamento che esprime il

rapporto tra il tempo di funzionamento della turbina ed il tempo di ferma, per il numero di giorni di funzionamento con quella combinazione.

Portata	0,8 l/s	1 l/s	2 l/s	3 l/s	4 l/s	5 l/s	10 l/s
Coefficiente di funzionamento	12%	16%	36%	56%	76%	96%	100%
Giorni questa combinazione	5	36	22	23	26	49	17

Tabella 5.10 *Tabella riassuntiva dei giorni di funzionamento per singola combinazione. L'energia totale prodotta in un anno è la somma del prodotto della potenza nominale per il coefficiente di funzionamento per i giorni di funzionamento di quella combinazione.*

Dall'analisi dei risultati dell'energia prodotta dalle varie combinazioni portata/tipo tubo, eseguito per l'ipotesi precedente si deduce che il diametro del tubo col minor rapporto prezzo/perdite di carico è il diametro intermedio, da cui la scelta di impiegare per questa simulazione un unico tubo in polietilene PE80 PN 12.5 D90

Come nell'ipotesi precedente l'energia prodotta è calcolata con la formula 5.1.

Il calcolo delle perdite di carico distribuite (attrito nel tubo) verrà eseguito col metodo di Chezy, formula 5.2. Il calcolo delle perdite di carico concentrate sono di due tipi, una di imbocco alla condotta e l'altra di sbocco, calcolate come $\alpha \cdot (V^2/2g)$, con α uguale a 0,5 e 1 rispettivamente nel primo e secondo caso.

E' stato così dedotto il salto netto alla turbina e successivamente calcolate potenza ed energia prodotta. I risultati ottenuti sono:

Energia prodotta turbinando portate di 5 litri al secondo									
portata nel torrente 0,8 litri al secondo per 5 giorni/anno coefficiente di funzionamento 12%									
Lunghezza condotta	120	metri			Quota opera di presa	360.00	mslm		
Rendimento	0.68				Quota deposito	358.50	mslm		
Peso specifico	9.81	KN/m3			Quota opera di rilascio	334.50	mslm	Salto canale di scarico	0.50 m
Diametro esterno	90	mm	Spessore	5.4 mm	Diametro interno	79.2 mm	Area	4926.52 mm2	Velocità ingresso 1.01 m/s
					Diametro interno tubo in uscita	200.0 mm	Area	31416 mm2	Velocità uscita 0.16 m/s
					Coefficiente di Manning	0.009	Perdite di carico distribuite	1.87 m	
					Coefficiente Ke	0.5	Perdite di carico concentrate entrata	2.53 m	
					Coefficiente Ku	1.0	Perdite di carico concentrate uscita	0.12 m	
					Potenza disponibile	0.6334 KW			Salto netto 18.98 m
					Energia ottenibile =	5	/1000*	18.98	* 9,81 * 0.68 * 5 * 24 * 12% = 9.12 Kwh
Energia ottenibile 9.1208 Kwh									
portata nel torrente 1 litri al secondo per 36 giorni/anno coefficiente di funzionamento 16%									
Lunghezza condotta	120	metri			Quota opera di presa	360.00	mslm		
Rendimento	0.68				Quota deposito	358.50	mslm		
Peso specifico	9.81	KN/m3			Quota opera di rilascio	334.50	mslm	Salto canale di scarico	0.50 m
Diametro esterno	90	mm	Spessore	5.4 mm	Diametro interno	79.2 mm	Area	4926.52 mm2	Velocità ingresso 1.01 m/s
					Diametro interno tubo in uscita	200.0 mm	Area	31416 mm2	Velocità uscita 0.16 m/s
					Coefficiente di Manning	0.009	Perdite di carico distribuite	1.87 m	
					Coefficiente Ke	0.5	Perdite di carico concentrate entrata	2.53 m	
					Coefficiente Ku	1.0	Perdite di carico concentrate uscita	0.12 m	
					Potenza disponibile	0.6334 KW			Salto netto 18.98 m
					Energia ottenibile =	5	/1000*	18.98	* 9,81 * 0.68 * 36 * 24 * 16% = 87.56 Kwh
Energia ottenibile 87.56 Kwh									
portata nel torrente 2 litri al secondo per 22 giorni/anno coefficiente di funzionamento 36%									
Lunghezza condotta	120	metri			Quota opera di presa	360.00	mslm		
Rendimento	0.68				Quota deposito	358.50	mslm		
Peso specifico	9.81	KN/m3			Quota opera di rilascio	334.50	mslm	Salto canale di scarico	0.50 m
Diametro esterno	90	mm	Spessore	5.4 mm	Diametro interno	79.2 mm	Area	4926.52 mm2	Velocità ingresso 1.01 m/s
					Diametro interno tubo in uscita	200.0 mm	Area	31416 mm2	Velocità uscita 0.16 m/s
					Coefficiente di Manning	0.009	Perdite di carico distribuite	1.87 m	
					Coefficiente Ke	0.5	Perdite di carico concentrate entrata	2.53 m	
					Coefficiente Ku	1.0	Perdite di carico concentrate uscita	0.12 m	
					Potenza disponibile	0.6334 KW			Salto netto 18.98 m
					Energia ottenibile =	5	/1000*	18.98	* 9,81 * 0.68 * 22 * 24 * 36% = 120.40 Kwh
Energia ottenibile 120.4 Kwh									
portata nel torrente 3 litri al secondo per 23 giorni/anno coefficiente di funzionamento 56%									
Lunghezza condotta	120	metri			Quota opera di presa	360.00	mslm		
Rendimento	0.68				Quota deposito	358.50	mslm		
Peso specifico	9.81	KN/m3			Quota opera di rilascio	334.50	mslm	Salto canale di scarico	0.50 m
Diametro esterno	90	mm	Spessore	5.4 mm	Diametro interno	79.2 mm	Area	4926.52 mm2	Velocità ingresso 1.01 m/s
					Diametro interno tubo in uscita	200.0 mm	Area	31416 mm2	Velocità uscita 0.16 m/s
					Coefficiente di Manning	0.009	Perdite di carico distribuite	1.87 m	
					Coefficiente Ke	0.5	Perdite di carico concentrate entrata	2.53 m	
					Coefficiente Ku	1.0	Perdite di carico concentrate uscita	0.12 m	
					Potenza disponibile	0.6334 KW			Salto netto 18.98 m
					Energia ottenibile =	5	/1000*	18.98	* 9,81 * 0.68 * 23 * 24 * 56% = 195.79 Kwh
Energia ottenibile 195.79 Kwh									

portata nel torrente 4 litri al secondo per 26 giorni/anno coefficiente di funzionamento 76%														
Lunghezza condotta	120	metri						Quota opera di presa	360.00	mslm				
Rendimento	0.68							Quota deposito	358.50	mslm				
Peso specifico	9.81	KN/m3						Quota opera di rilascio	334.50	mslm	Salto canale di scarico	0.50	m	
Diametro esterno	90	mm	Spessore	5.4	mm	Diametro interno	79.2	mm	Area	4926.52	mm2	Velocità ingresso	1.01	m/s
						Diametro interno tubo in uscita	200.0	mm	Area	31416	mm2	Velocità uscita	0.16	m/s
			Coefficiente di Manning	0.009				Perdite di carico distribuite	1.87	m				
			Coefficiente Ke	0.5				Perdite di carico concentrate entrata	2.53	m				
			Coefficiente Ku	1.0				Perdite di carico concentrate uscita	0.12	m				
			Potenza disponibile	0.6334	KW						Salto netto	18.98	m	
			Energia ottenibile =	5	/1000*	18.98	* 9,81	*	0.68	*	26 * 24 *	76% =	300.38	Kwh
Energia ottenibile 300.38 Kwh														

portata nel torrente 5 litri al secondo per 49 giorni/anno coefficiente di funzionamento 96%														
Lunghezza condotta	120	metri						Quota opera di presa	360.00	mslm				
Rendimento	0.68							Quota deposito	358.50	mslm				
Peso specifico	9.81	KN/m3						Quota opera di rilascio	334.50	mslm	Salto canale di scarico	0.50	m	
Diametro esterno	90	mm	Spessore	5.4	mm	Diametro interno	79.2	mm	Area	4926.52	mm2	Velocità ingresso	1.01	m/s
						Diametro interno tubo in uscita	200.0	mm	Area	31416	mm2	Velocità uscita	0.16	m/s
			Coefficiente di Manning	0.009				Perdite di carico distribuite	1.87	m				
			Coefficiente Ke	0.5				Perdite di carico concentrate entrata	2.53	m				
			Coefficiente Ku	1.0				Perdite di carico concentrate uscita	0.12	m				
			Potenza disponibile	0.6334	KW						Salto netto	18.98	m	
			Energia ottenibile =	5	/1000*	18.98	* 9,81	*	0.68	*	49 * 24 *	96% =	715.07	Kwh
Energia ottenibile 715.07 Kwh														

portata nel torrente 10 litri al secondo per 17 giorni/anno coefficiente di funzionamento 100%														
Lunghezza condotta	120	metri						Quota opera di presa	360.00	mslm				
Rendimento	0.68							Quota deposito	358.50	mslm				
Peso specifico	9.81	KN/m3						Quota opera di rilascio	334.50	mslm	Salto canale di scarico	0.50	m	
Diametro esterno	90	mm	Spessore	5.4	mm	Diametro interno	79.2	mm	Area	4926.52	mm2	Velocità ingresso	1.01	m/s
						Diametro interno tubo in uscita	200.0	mm	Area	31416	mm2	Velocità uscita	0.16	m/s
			Coefficiente di Manning	0.009				Perdite di carico distribuite	1.87	m				
			Coefficiente Ke	0.5				Perdite di carico concentrate entrata	2.53	m				
			Coefficiente Ku	1.0				Perdite di carico concentrate uscita	0.12	m				
			Potenza disponibile	0.6334	KW						Salto netto	18.98	m	
			Energia ottenibile =	5	/1000*	18.98	* 9,81	*	0.68	*	17 * 24 *	100% =	258.42	Kwh
Energia ottenibile 258.42 Kwh														
Energia totale ottenibile 1686.75 Kwh														

Tabella 5.11 Tabella dell'energia totale ottenibile in un anno.

I risultati delle tabelle mostrano che l'energia totale prodotta in un anno non è significativamente superiore all'energia prodotta nelle migliori delle combinazioni precedenti, (Tabella 5.1c e Tabella 5.5c) quindi non si evidenzia un miglioramento sostanziale. Si nota, osservando il valore del salto netto, che le perdite di carico hanno una forte incidenza, in particolare la componente delle perdite di carico distribuite che sono funzione anche della portata.

Questa considerazione ci suggerisce di verificare anche la soluzione tecnica con turbina a 4 l/s che pur non consentendo di sfruttare tutta l'energia nei giorni di alta portata consente però minori perdite di carico distribuite, ma soprattutto consente cicli con tempi più lunghi che si traducono in minori transitori di accensioni e spegnimenti degli equipaggiamenti meccanici ed elettrici, con conseguente minor usura e probabilità di rottura. Turbinando una portata di 4 l/s si otterrebbe una produzione annua di 1645,75 Kw (i calcoli non vengono qui riportati). E' quindi preferibile utilizzare una turbina da 5 l/s.

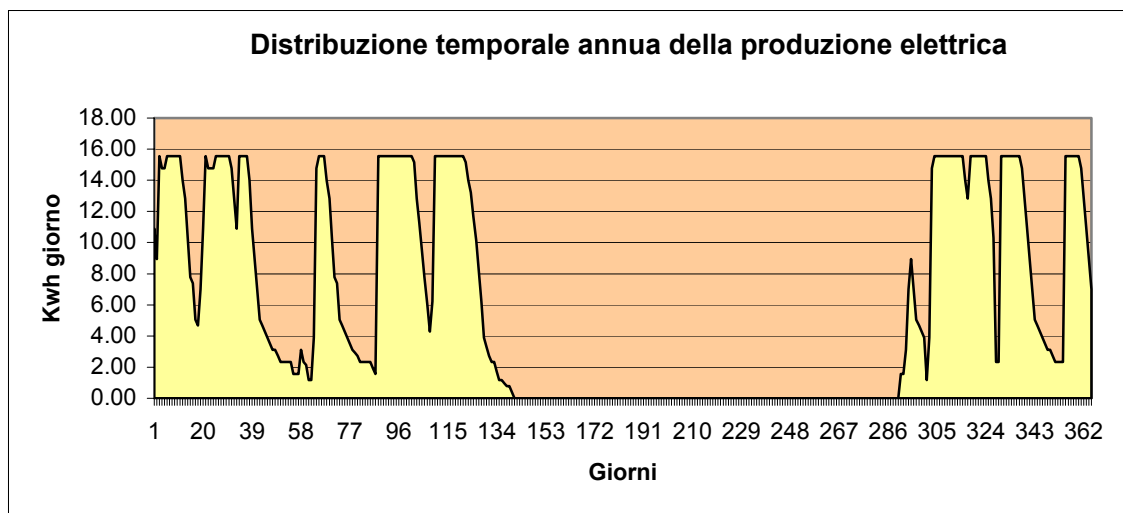


Figura 5.11 *Distribuzione temporale annua della produzione elettrica, turbinando una portata di 5 l/s.*

5.3.2 CONSIDERAZIONI ECONOMICHE

Procediamo ora con la stesura del piano economico di quest'ultima soluzione esposta, che da un punto di vista economico differisce poco dalla seconda ipotesi che terremo come riferimento. Le principali differenze sono dovute alla presenza nella vasca di carico dei sensori e delle valvole di chiusura.

I costi si dividono in costi iniziali da sostenere per la realizzazione dell'impianto, vedi tabella 5.12 ; ed in costi annui che comprendono le spese di manutenzione dell'impianto stimati in 35,00 euro il canone richiesto dalla GSE di 30,00 euro.

Analisi dei costi		Totale costi	3487.90
Descrizione	Quantità	Costo Unitario	Totale
Gruppo turbina	1	150.00	150.00
Gruppo valvola motorizzata	1	150.00	150.00
Gruppo sensori	2	20.00	40.00
Gruppo generatore	1	450.00	450.00
Inverter	1	420.00	420.00
Tubo polietilene	120	5.42	650.40
Cavo elettrico	150	0.65	97.50
Opera di presa in metallo	1	350.00	350.00
Deposito	1	200.00	200.00
Opera di rilascio in cls	1	150.00	150.00
Edificio a protezione del gruppo	1	200.00	200.00
Costo posa tubo	120	4.00	480.00
Costo collegamenti elettrici	1	150.00	150.00
			3487.90
Imposte	20%		697.58
			4185.48

Tabella 5.12 *Tabella dei costi.*

Dati finanziari			
Tasso d'interesse a debito	4.50%		
Taddo d'interesse a credito	1.00%		
Costo manutenzione annuo	35.00	euro	
Contributo GSE	30.00	euro	
Totale entrate annue	362.06	euro	
Percentuale detrazione IRPEF	0.00%		
Anni di detrazione	5		

Piano finanziario					
-------------------	--	--	--	--	--

Anno	Montante	Manutenzione annua	Entrate	Detrazioni	
1	-4185.48	65.00	362.06	0.00	-3888.42
2	-4063.39	65.00	362.06	0.00	-3766.33
3	-3935.81	65.00	362.06	0.00	-3638.75
4	-3802.49	65.00	362.06	0.00	-3505.43
5	-3663.17	65.00	362.06	0.00	-3366.11
6	-3517.58	65.00	362.06	0.00	-3220.52
7	-3365.44	65.00	362.06	0.00	-3068.38
8	-3206.45	65.00	362.06	0.00	-2909.39
9	-3040.31	65.00	362.06	0.00	-2743.25
10	-2866.69	65.00	362.06	0.00	-2569.63
11	-2685.26	65.00	362.06	0.00	-2388.20
12	-2495.67	65.00	362.06	0.00	-2198.60
13	-2297.54	65.00	362.06	0.00	-2000.47
14	-2090.50	65.00	362.06	0.00	-1793.43
15	-1874.14	65.00	362.06	0.00	-1577.07
16	-1648.04	65.00	362.06	0.00	-1350.97
17	-1411.77	65.00	362.06	0.00	-1114.70
18	-1164.87	65.00	362.06	0.00	-867.80
19	-906.85	65.00	362.06	0.00	-609.79
20	-637.23	65.00	362.06	0.00	-340.16
21	-355.47	65.00	362.06	0.00	-58.41
22	-61.03	65.00	362.06	0.00	236.03
23	238.39	65.00	362.06	0.00	535.46
24	540.81	65.00	362.06	0.00	837.87
25	846.25	65.00	362.06	0.00	1143.32
26	1154.75	65.00	362.06	0.00	1451.82
27	1466.33	65.00	362.06	0.00	1763.40
28	1781.03	65.00	362.06	0.00	2078.10
29	2098.88	65.00	362.06	0.00	2395.94
30	2419.90	65.00	362.06	0.00	2716.97

Tabella 5.13 Piano economico.

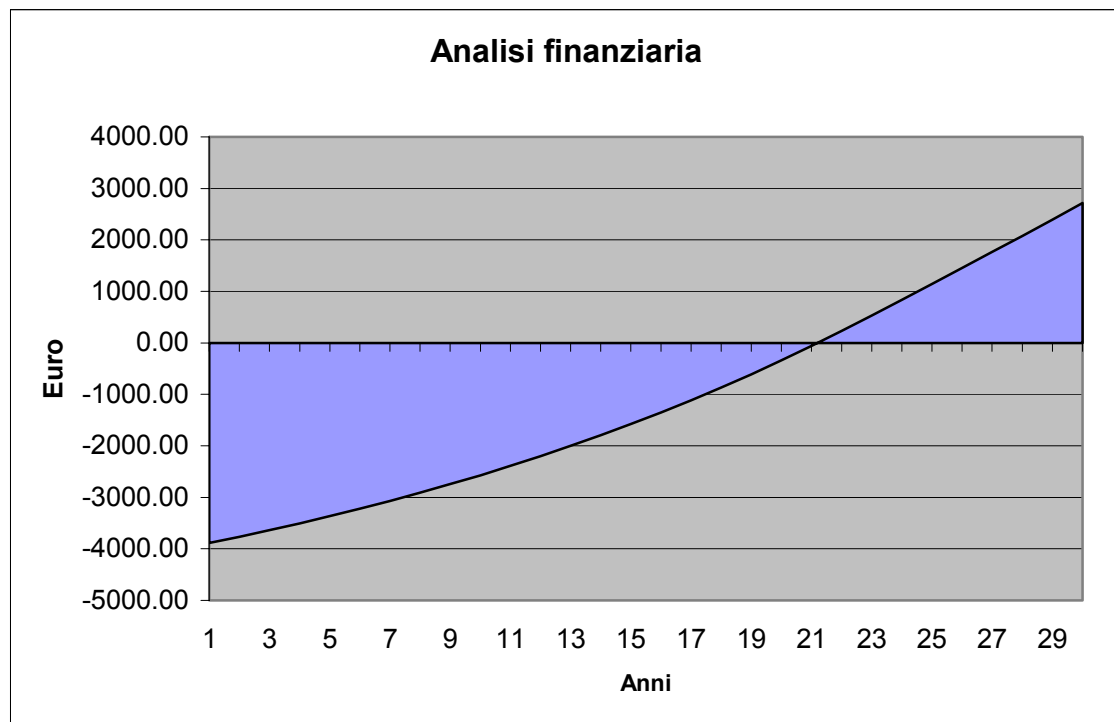


Figura 5.12 Grafico del piano economico. L'impianto si ammortizza in 22 anni.

Questa soluzione progettuale consente una maggiore produzione di energia elettrica ma necessita di maggiori investimenti iniziali. E' una soluzione progettuale peggiore della precedente in quanto l'impianto si ammortizza in un tempo maggiore, anche se solo di un anno.

Se sull'impianto non gravasse il peso degli interessi sul capitale iniziale investito l'impianto risulterebbe produttivo da 15° anno, che è pur sempre un tempo elevato, vedi grafico in figura 5.13.

Se consideriamo l'impianto un investimento immobiliare, ne risulta che investendo circa 4.200,00 euro si ottiene un utile annuo di circa 300,00 euro che equivale ad un investimento ad un tasso annuo del 7,1%, che risulta essere un discreto investimento immobiliare.

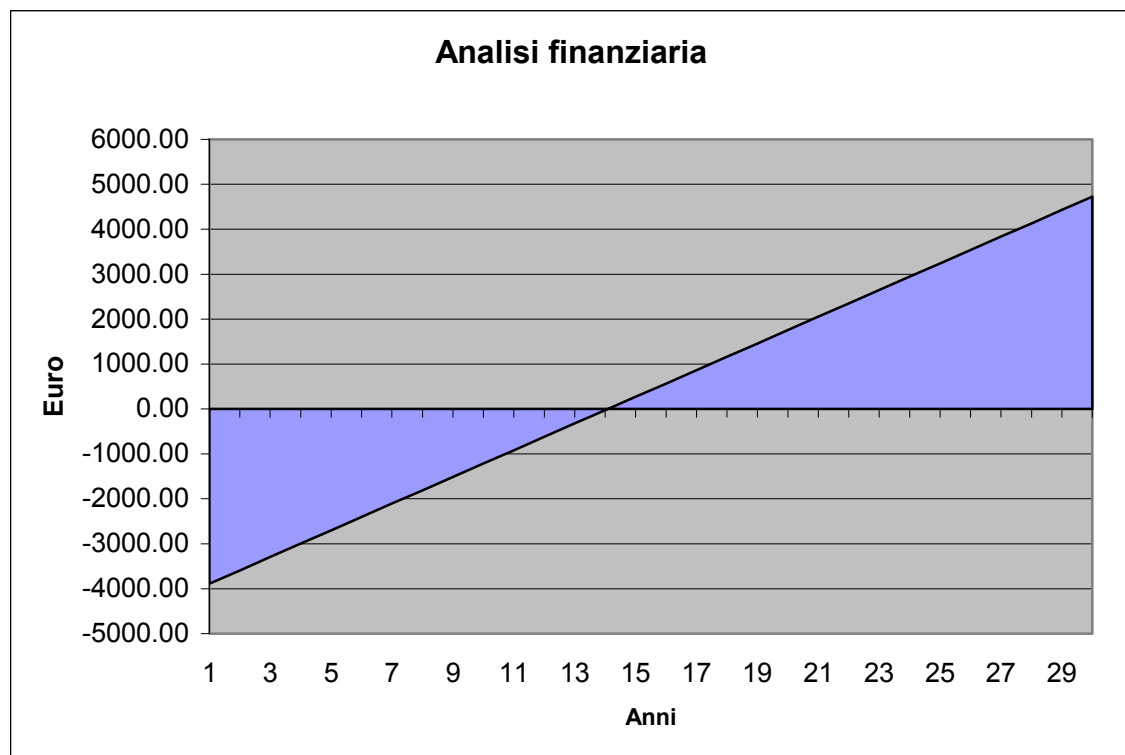


Figura 5.13 *Grafico del piano economico non considerando nelle spese gli oneri finanziari. L'impianto si ammortizza in 15 anni.*

Si procederà ora con altre soluzioni che preveda il consumo dell'energia prodotta, senza cessione alla rete.

5.4 QUARTA IPOTESI DI PROGETTO

Come quarta ipotesi di progetto si considera di sfruttare la portata disponibile mediante un impianto ad acqua fluente, quindi senza nessuna forma di accumulo, impiegando una turbina tipo Pelton accoppiata ad un generatore a magneti permanenti a corrente continua che alimenterà un inverter che sarà collegato in parallelo alla rete elettrica di una abitazione, già collegata alla rete elettrica nazionale. Si analizzerà quindi la convenienza economica considerando in primo luogo il risparmio sulla bolletta dell'energia elettrica ed anche di usufruire delle agevolazioni fiscali legate a ristrutturazioni con finalità di risparmio energetico. Questo tipo di soluzione è spesso utilizzata anche per i piccoli impianti ad energia eolica, dove la bassa potenza elettrica prodotto viene impiegata con lo scopo di ridurre la quantità di energia prelevata dalla rete elettrica nazionale. Il costo finale dell'energia elettrica prelevata dalla rete nazionale per utenze domestiche è infatti mediamente di 0,29 euro per Kwh che è un valore superiore al prezzo del contratto "Scambio sul posto" considerato sino ad ora, in quanto il costo comprende anche le imposte e varie spese gestionali.

Occorrerà evitare che in caso di produzione elettrica maggiore di quella consumata l'energia elettrica in eccesso sia ceduta alla rete nazionale in quanto operazione pericolosa e non concessa. L'energia prodotta in eccesso dovrà quindi essere utilizzata per la produzione di acqua calda sanitaria o dissipata.

Le scelte progettuali e le soluzioni tecniche saranno pertanto direttamente collegate ad un più ampio progetto di riqualificazione energetica di un edificio residenziale.

L'Agenzia delle Entrate con Risoluzione n.215/E del 12 Agosto 2009 precisa che la ristrutturazione di un edificio con impianti di riscaldamento composti da stufe e scaldacqua famigliari, purché fissi e

di potenza nominale maggiore di 15Kw usufruiscono della detrazione del 55%. Pertanto l'impianto idroelettrico in se stesso non usufruisce delle agevolazioni fiscali ma, se l'impianto idroelettrico è inserito in un più ampio progetto di riqualificazione energetica di un edificio, che come nel caso in esame comprende alcuni scaldacqua famigliari ed una stufa a pellet la cui potenza complessiva è di 16,5 Kw, allora anche le spese sostenute per la realizzazione dell'impianto idroelettrico usufruirà di un'agevolazione del 55%.

5.4.1 SCELTE PROGETTUALI

L'idea progettuale è quella di produrre energia elettrica in quantità tale da essere consumata totalmente da una utenza domestica preferendo la maggiore continuità temporale ad alti valori di energia prodotta. Trattandosi di un semplice impianto ad acqua fluente senza accumulo, l'impianto produrrà energia elettrica anche nelle ore notturne e centrali della giornata quando l'abitazione sarà presumibilmente non abitata o i consumi saranno sensibilmente ridotti. Poiché si è scelto di non cedere alla rete nazionale l'energia elettrica prodotta in eccesso per poter usufruire delle detrazioni del 55%, è necessario dotare l'impianto di una centralina elettrica che destini l'energia elettrica non utilizzata nell'abitazione ad accumulatori di calore in particolare a scaldacqua famigliari per la produzione di acqua calda sanitaria. Accumulare l'energia elettrica in eccesso in batterie è da sempre antieconomico eccezione fatta per zone isolate non raggiunte dalla rete nazionale. La scelta di non usufruire della possibilità di cedere energia alla rete deriva dal fatto che non è possibile beneficiare di due incentivi contemporaneamente, quindi o si sceglie lo "Scambio sul posto" o si scelgono le detrazioni del 55%.

Come abbiamo detto la componente idraulica dell'impianto è quella già studiata nella prima ipotesi. Il miglior compromesso fra potenza nominale e giorni di produzione si ritiene essere la soluzione con portata di 3 l/s disponibile 115 giorni all'anno.

Come nell'ipotesi precedente l'energia prodotta è calcolata con la formula 5.1.

Il calcolo delle perdite di carico distribuite (attrito nel tubo) verrà eseguito col metodo di Chezy, formula 5.2. Il calcolo delle perdite di carico concentrate sono di due tipi, una di imbocco alla condotta e l'altra di sbocco, calcolate come $\alpha \cdot (V^2/2g)$, con α uguale a 0,5 e 1 rispettivamente nel primo e secondo caso.

E' stato così dedotto il salto netto alla turbina e successivamente calcolate potenza ed energia prodotta. I risultati ottenuti sono sintetizzati nella tabella 5.14.

Energia prodotta turbinando una portata di 3 litri al secondo disponibile 115 gioni/anno										
Lunghezza condotta	120	metri			Quota opera di presa	360.00	mslm			
Rendimento	0.68				Quota opera di rilascio	334.50	mslm	Salto canale di scarico	0.50 m	
Peso specifico	9.81	KN/m3								
Diametro esterno	63	mm	Spessore	3.8 mm	Diametro interno	55.4 mm	Area	2410.51 mm2	Velocità ingresso	1.24 m/s
					Diametro interno tubo in uscita	200.0 mm	Area	31416 mm2	Velocità uscita	0.10 m/s
Coefficiente di Manning	0.009				Perdite di carico distribuite	4.52	m			
Coefficiente Ke	0.5				Perdite di carico concentrate entrata	3.80	m			
Coefficiente Ku	1.0				Perdite di carico concentrate uscita	0.04	m			
Potenza disponibile	0.3331	KW			Energia ottenibile	919.24	Kwh	Salto netto	16.64	m
Energia ottenibile = 3 /1000* 16.64 * 9.81 * 0.68 * 115 * 24 = 919.24 Kwh										
Diametro esterno	90	mm	Spessore	5.4 mm	Diametro interno	79.2 mm	Area	4926.52 mm2	Velocità ingresso	0.61 m/s
					Diametro interno tubo in uscita	200.0 mm	Area	31416 mm2	Velocità uscita	0.10 m/s
Coefficiente di Manning	0.009				Perdite di carico distribuite	0.67	m			
Coefficiente Ke	0.5				Perdite di carico concentrate entrata	0.91	m			
Coefficiente Ku	1.0				Perdite di carico concentrate uscita	0.04	m			
Potenza disponibile	0.468	KW			Energia ottenibile	1291.53	Kwh	Salto netto	23.37	m
Energia ottenibile = 3 /1000* 23.37 * 9.81 * 0.68 * 115 * 24 = 1291.53 Kwh										
Diametro esterno	110	mm	Spessore	6.6 mm	Diametro interno	96.8 mm	Area	7359.37 mm2	Velocità ingresso	0.41 m/s
					Diametro interno tubo in uscita	200.0 mm	Area	31416 mm2	Velocità uscita	0.10 m/s
Coefficiente di Manning	0.009				Perdite di carico distribuite	0.23	m			
Coefficiente Ke	0.5				Perdite di carico concentrate entrata	0.41	m			
Coefficiente Ku	1.0				Perdite di carico concentrate uscita	0.04	m			
Potenza disponibile	0.4868	KW			Energia ottenibile	1343.66	Kwh	Salto netto	24.32	m
Energia ottenibile = 3 /1000* 24.32 * 9.81 * 0.68 * 115 * 24 = 1343.66 Kwh										

Tabella 5.14 Tabella dell'energia totale ottenibile in un anno con portata di 3 l/s al variare del diametro del tubo impiegato.

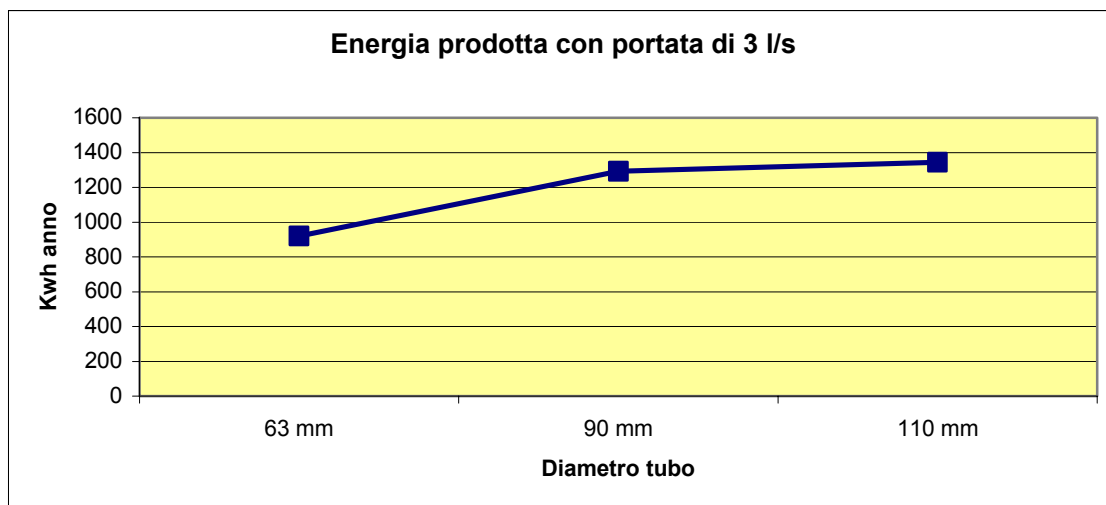


Figura 5.14 Grafico dell'energia prodotta con portata di 3 l/s al variare del diametro del tubo impiegato. Il miglior rapporto costo tubo energia prodotta è fornito dal tubo di diametro 90 mm.

Come accennato in precedenza è necessario trasformare l'energia elettrica prodotta in eccesso in energia termica da utilizzarsi al bisogno per i consumi famigliari. A tal fine è necessario predisporre un quadro elettrico con un comune PLC che misuri senza soluzione di continuità l'energia prodotta dalla turbina e l'energia consumata dall'abitazione. Se maggiore quella prodotta da quella consumata il PLC comanderà l'accensione di scaldacqua riportando i consumi dell'abitazione superiori a quelli prodotti dalla turbina. Quando i consumi dell'abitazione sono maggiori dell'energia elettrica prodotta la mancante quantità verrà fornita dalla rete elettrica nazionale.

Nella pratica quotidiana la presenza dell'impianto idroelettrico deve ridurre la quantità di energia prelevata dalla rete elettrica nazionale fino "fermare il contatore della luce" riprendendo un'immagine dei vecchi contatori Enel.

5.4.2 CONSIDERAZIONI ECONOMICHE

Il piano economico di quest'ultima soluzione progettuale differisce da quanto già analizzato nella prima ipotesi progettuale solo nel costo dell'energia per chilovattora non più 0,22 €/Kwh bensì 0,23 €/kwh ovvero il costo effettivo dell'energia per utenza domestica e dalla detrazione del 55% dell'imposto del costo dell'impianto da recuperarsi in 5 anni.

Per determinare il costo effettivo dell'energia elettrica domestica, si è eseguita una piccola ricerca fra utenti domestici Enel. Il costo dell'energia elettrica pagata è stato calcolato dividendo la somma degli importi realmente pagati negli anni 2008 e 2009, diviso i chilovattora consumati. Il risultato è di un costo effettivo di 23 centesimi a chilovattora. Il costo effettivo comprende non solo il costo dell'energia ma anche le imposte e le spese addebitate dal gestore.

Anche per questa ipotesi si considera nei calcoli un tasso d'interesse a debito del 4,50% che da indagini di mercato risulta essere il più comune tasso d'interesse per contratti di leasing, ed un tasso a credito del 1%. Da indagini di mercato (Alfa Leasing, 2009) risulta che i tassi d'interessi applicati a prestiti chirografari per ristrutturazioni hanno un tasso d'interesse maggiore del 2% rispetto a quello leasing considerato, e che i tassi d'interesse applicati per mutui ipotecari per ristrutturazioni risultano invece inferiori del 2%; l'interesse considerato può quindi essere ritenuto come un interesse medio presente sul mercato.

Di seguito è riportato il piano economico per una portata di 3 l/s e tubo da 90 mm, combinazione che in base al grafico in figura 5.14 riteniamo essere quella col miglior rapporto energia prodotta / costo tubo.

Analisi dei costi	Totale costi	3004.40
-------------------	--------------	---------

Descrizione	Quantità	Costo Unitario	Totale
Gruppo turbina	1	150.00	150.00
Gruppo generatore	1	450.00	450.00
Inverter	1	420.00	420.00
Quadro controllo sovrapproduzione	1	180.00	180.00
Tubo polietilene	120	5.42	650.40
Cavo elettrico	150	0.36	54.00
Opera di presa in metallo	1	200.00	200.00
Opera di rilascio in cls	1	120.00	120.00
Edificio a protezione del gruppo	1	150.00	150.00
Costo posa tubo	120	4.00	480.00
Costo collegamenti elettrici	1	150.00	150.00
			3004.40
Imposte	20%		600.88
			3605.28

Tabella 5.15 *Tabella dei costi.*

Dati finanziari			
Tasso d'interesse a debito	4.50%		
Tasso d'interesse a credito	1.00%		
Costo manutenzione annuo	35.00	euro	
Contributo GSE	0.00	euro	
Energia prodotta anno	1291.53	Kwh	
Costo energia elet. residenziale	0.23	euro	
Totale entrate annue	297.05	euro	
Percentuale detrazione IRPEF	55.00%		
Anni di detrazione	5		

Piano finanziario					
Anno	Montante	Manutenzione annua	Entrate	Detrazioni	
1	-3605.28	35.00	297.05	396.58	-2946.65
2	-3079.25	35.00	297.05	396.58	-2420.61
3	-2529.54	35.00	297.05	396.58	-1870.91
4	-1955.10	35.00	297.05	396.58	-1296.47
5	-1354.81	35.00	297.05	396.58	-696.18
6	-727.51	35.00	297.05	0.00	-465.45
7	-486.40	35.00	297.05	0.00	-224.35
8	-234.44	35.00	297.05	0.00	27.61
9	27.88	35.00	297.05	0.00	289.94
10	292.84	35.00	297.05	0.00	554.89
11	560.44	35.00	297.05	0.00	822.49
12	830.71	35.00	297.05	0.00	1092.76
13	1103.69	35.00	297.05	0.00	1365.74
14	1379.40	35.00	297.05	0.00	1641.45
15	1657.87	35.00	297.05	0.00	1919.92
16	1939.12	35.00	297.05	0.00	2201.17
17	2223.18	35.00	297.05	0.00	2485.23
18	2510.08	35.00	297.05	0.00	2772.14
19	2799.86	35.00	297.05	0.00	3061.91
20	3092.53	35.00	297.05	0.00	3354.58
21	3388.12	35.00	297.05	0.00	3650.18
22	3686.68	35.00	297.05	0.00	3948.73
23	3988.22	35.00	297.05	0.00	4250.27
24	4292.77	35.00	297.05	0.00	4554.82
25	4600.37	35.00	297.05	0.00	4862.42
26	4911.05	35.00	297.05	0.00	5173.10
27	5224.83	35.00	297.05	0.00	5486.88
28	5541.75	35.00	297.05	0.00	5803.80
29	5861.84	35.00	297.05	0.00	6123.89
30	6185.13	35.00	297.05	0.00	6447.18

Tabella 5.16 Piano economico.

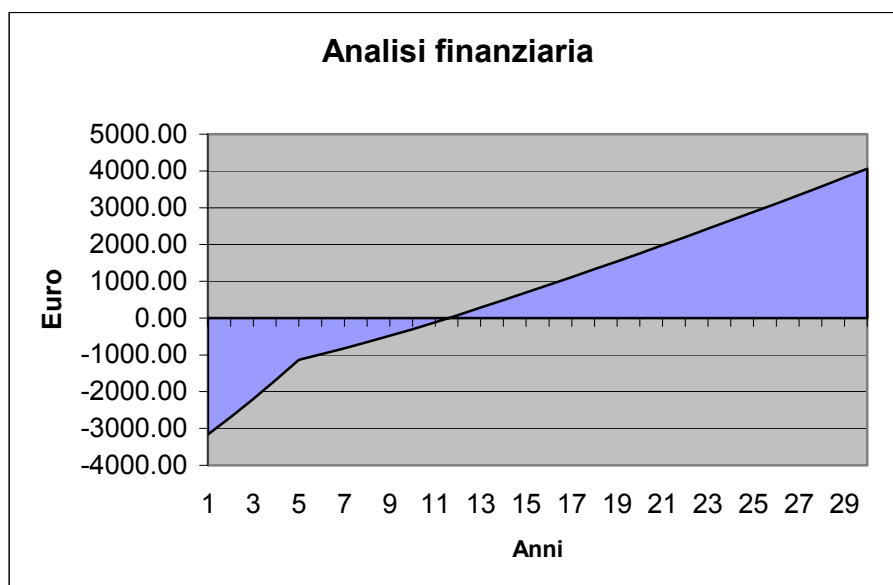


Figura 5.15 Grafico del piano economico. L'impianto si ammortizza in un tempo di 8 anni.

Dall'analisi economica risulta che anche considerando gli oneri finanziari, il tempo di ammortamento dell'impianto è di 8 anni, un tempo nettamente inferiore alla vita media dell'impianto stesso, pertanto l'intervento si può considerare economicamente conveniente.

Se sull'impianto non gravasse il peso degli interessi sul capitale iniziale investito l'impianto risulterebbe produttivo da 7° anno, vedi grafico in figura 5.16. In questo caso l'incidenza degli interessi bancari è limitata.

Se consideriamo l'impianto un investimento immobiliare, ne risulta che investendo circa 3.600,00 euro si ottiene un utile annuo di circa 260,00 euro che equivale ad un investimento ad un tasso annuo del 7,2%, che risulta essere un discreto investimento immobiliare.

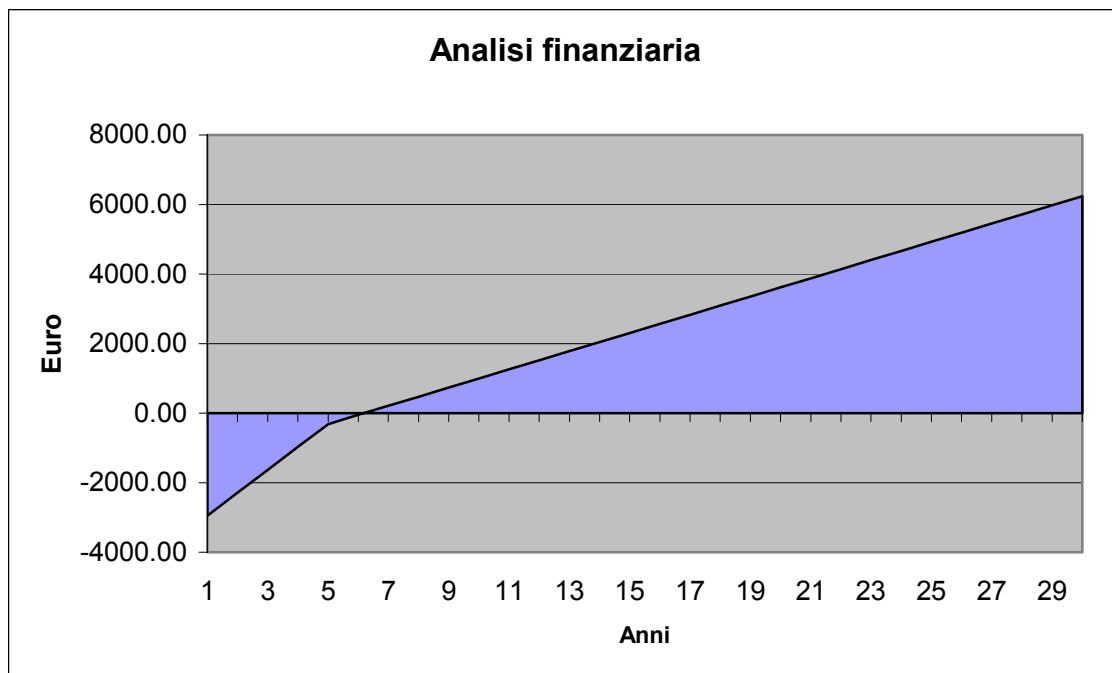


Figura 5.16 Grafico del piano economico non considerando nelle spese gli oneri finanziari. L'impianto si ammortizza in 7 anni.

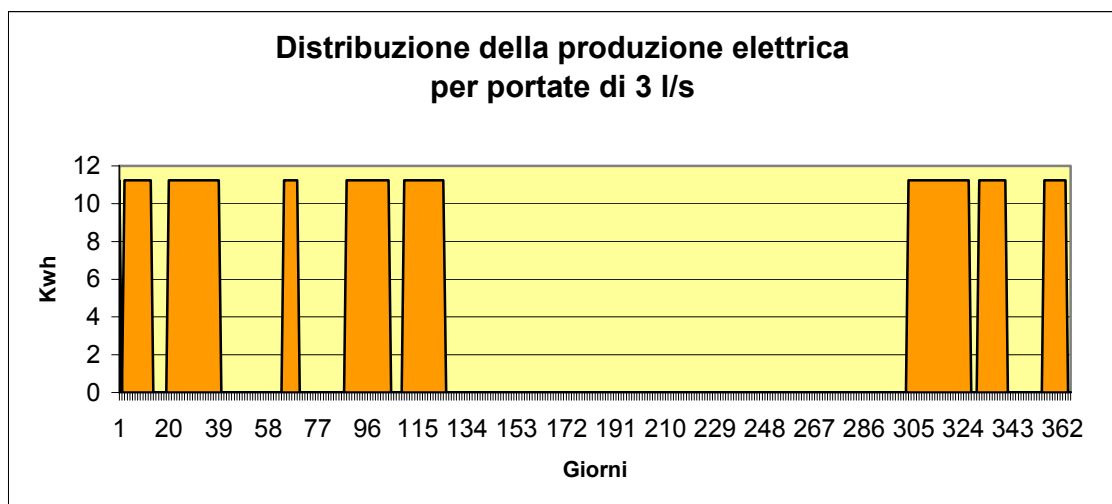


Figura 5.17 Grafico della distribuzione della produzione dell'energia elettrica durante l'anno.

E' lecito fare un'ulteriore considerazione: il costo dell'energia non potrà in futuro che continuare ad aumentare, pertanto i vantaggi economici non potranno che aumentare.

5.4.3 COMPONENTI AGGIUNTIVI

La possibilità di usufruire dell'agevolazione del 55% è vincolata al fatto che l'impianto idroelettrico è parte integrale di un più ampio intervento di riqualificazione energetica dell'edificio, e nello specifico deve essere finalizzato ad alimentare stufe e scaldacqua famigliari per una potenza complessiva maggiore di 15 Kwh. Analizzeremo ora velocemente la stufa e lo scaldacqua collegati, in particolare la stufa sarà a pellet e gli scaldacqua saranno in numero di tre e collegati in serie.

L'abitazione oggetto di studio utilizza quale sistema di riscaldamento invernale, una stufa a pellet della potenza di 14 Kw, con un consumo medio annuo di circa 0,42 tonnellate di combustibile, equivalente a 280 sacchi da 15 Kg cadauno. Per il suo funzionamento la stufa a pellet utilizza almeno tre motori elettrici, due ventilatori ed una coclea, con un consumo elettrico, rilevato con un misuratore di consumi elettrici, di circa 70 Watt/h.



Figura 5.18 Misuratore di consumi elettrici portatile. (AVIDSEN Apparecchiature elettroniche, www.avidsen.com)

Le ore di accensione della stufa variano in funzione delle esigenze ed in particolare della temperatura esterna e possono essere sintetizzate in: 3 ore giornaliere nei mesi di settembre ed aprile, in 5 ore giornaliere nei mesi di ottobre, marzo, di 12 ore giornaliere nei mesi di novembre, prima quindicina di dicembre ed ultima quindicina di febbraio, infine sempre accesa nel restante periodo di dicembre, gennaio e febbraio. I consumi elettrici possono essere così rappresentati graficamente.

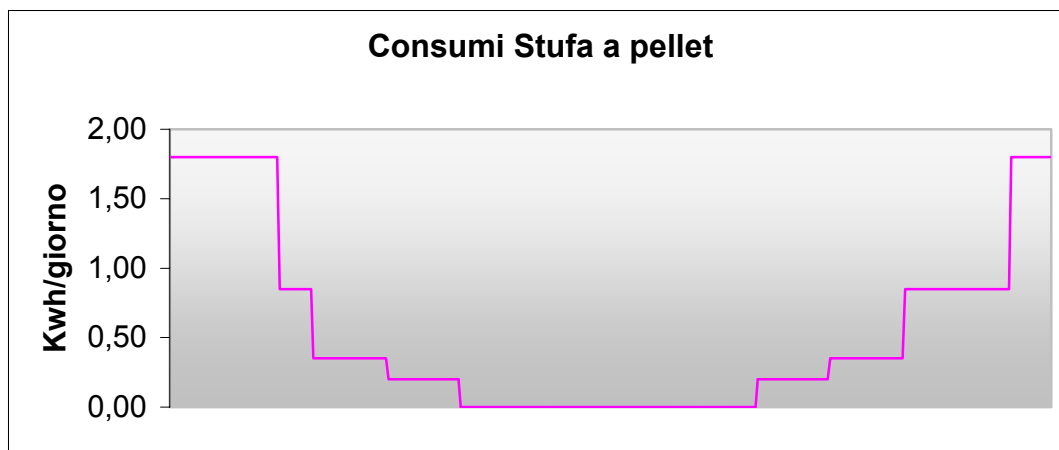


Figura 5.19 *Grafico dei consumi elettrici della stufa a pellet utilizzata per il riscaldamento invernale*

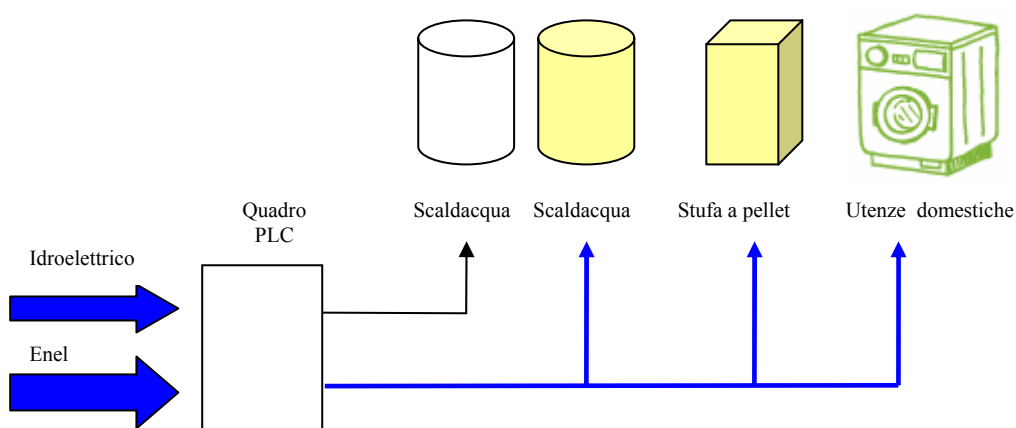
I consumi elettrici della stufa a pellet ammontano a circa 200 Kwh annui, per una spesa equivalente a 56,00 euro.

Gli scaldacqua saranno in numero di due e collegati in serie. L'abitazione, come già detto, non dispone di collegamento alla rete del metano e la caldaia per la produzione di acqua calda sanitaria è elettrica e non a gas. Una considerazione tecnico economica: se è vero che il costo per riscaldare acqua calda sanitaria è maggiore, quasi doppio, se si utilizza energia elettrica rispetto al gas metano, è altresì vero che il

costo dell'impianto in se stesso ed il costo dell'obbligatoria manutenzione annua rendono gli impianti con alimentazione gas metano, nel lungo periodo, meno economici degli impianti con alimentazione elettrica i quali hanno un costo impianto nettamente inferiore e praticamente privi di manutenzione.

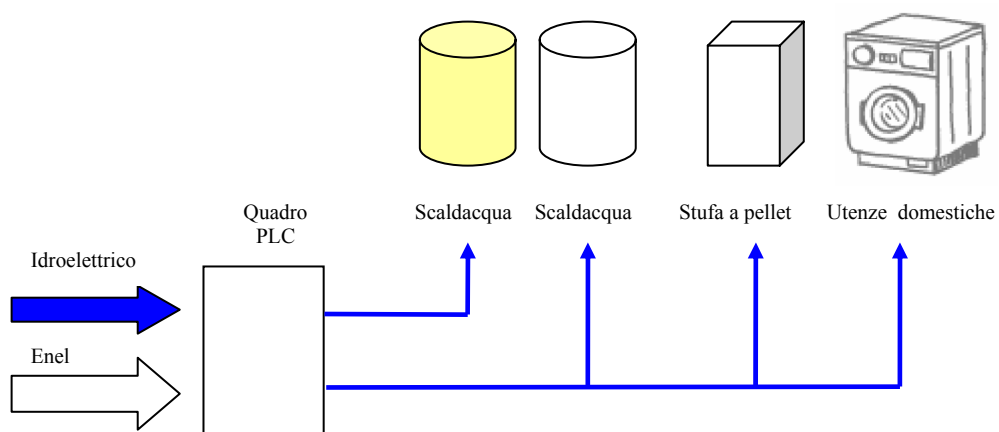
La scelta di utilizzare due scaldacqua da 100 litri cadauno collegati in serie, vedi schema in figura 5.20a e 5.20b, deriva dal fatto che per garantire la reale disponibilità di acqua calda, l'ultimo di essi deve essere collegato alla rete elettrica dell'abitazione, quindi alimentato con energia elettrica proveniente dall'idroelettrico e dalla rete elettrica nazionale, mentre il restante scaldacqua è alimentato solo da energia proveniente dall'idroelettrico, quando disponibile, ovvero quando i consumi elettrici dell'abitazione sono inferiori all'energia prodotta dall'idroelettrico. Il loro scopo è quello di immagazzinare l'energia in eccesso, preriscaldando l'acqua per scopo sanitari.

Riassumendo, quando i consumi elettrici dell'abitazioni sono superiori a 468 watt, vedi tabella 5,14, si ha l'utilizzo dell'energia elettrica proveniente dall'impianto idroelettrico ed integrato con energia elettrica proveniente dalla rete nazionale Enel, vedi figura 5.20a. Quando i consumi elettrici dell'abitazione sono inferiori a 468 watt, il quadro elettrico di controllo attiva il primo scaldacqua, in modo da utilizzare tutta l'energia prodotta dall'impianto idroelettrico, per riscaldare acqua da utilizzare per scopi sanitari, vedi figura 5.29b.



Consumi > Prodotta

Figura 5.20a Schema funzionamento impianto nella situazione con consumi elettrici abitazione maggiori di quelli prodotti dall'idroelettrico. L'abitazione utilizza contemporaneamente l'energia prodotta dall'impianto idroelettrico e quella della rete Enel.



Consumi < Prodotta

Figura 5.20b Schema funzionamento impianto nella situazione con consumi elettrici abitazione minori di quelli prodotti dall'idroelettrico. L'energia elettrica prodotta in eccesso è utilizzata dal primo scaldacqua.

5.5 QUINTA IPOTESI DI PROGETTO

L'analisi della convenienza economica delle ipotesi precedenti non hanno dato risultati pienamente positivi. Ci chiediamo quindi qual è e se esiste, il fattore tecnico da superare perché un impianto di questo tipo risulti pienamente economicamente conveniente. I parametri tecnici sino ad ora considerati nei calcoli sono: portata, salto utile, rendimento, costo energia, costo impianto. Analizzandoli singolarmente risulta che intervenire sui costi dell'impianto e sul rendimento è possibile ma i vantaggi ottenibili saranno dell'ordine di pochi punti percentuali, quindi non risolutivi. Non è possibile intervenire su portata e costo dell'energia in quanto elementi non dipendenti dalla nostra volontà, rimane come ultimo parametro modificabile il salto netto.

In questa quinta ed ultima ipotesi, cercheremo di individuare qual è e se esiste, il salto utile tale da rendere economicamente conveniente un impianto con queste portate. L'idea progettuale è quella di spostare più a monte l'opera di presa o più a valle il gruppo turbina alternatore in modo da individuare il salto minimo di convenienza economica. Tale soluzione non è stata considerata sino ad ora in quanto prevede l'occupazione di suoli di più proprietari.

Poiché spostare a monte l'opera di presa comporterebbe dei lavori di attraversamento della condotta di una strada provinciale ed strada comunale, si preferisce analizzare la soluzione che prevede il posizionamento del gruppo turbina/alternatore più a valle. Questa soluzione comporta l'uso di terreni di più proprietari e quindi è stato previsto un affitto per terreni agricoli, che in questa simulazione sono stati stimati in 50,00 euro/anno. Spostandosi più a valle il gruppo turbina/alternatore risulterà posizionato in terreni a minore pendenza, quindi aumenterà il dislivello ma aumenterà anche la lunghezza della

conduttura con conseguente aumento delle perdite da attrito e costi per l'acquisto e posa della conduttura e del cavo elettrico.

L' ipotesi di progetto consiste nello sfruttare la portata disponibile mediante un impianto ad acqua fluente, quindi senza nessuna forma di accumulo, impiegando una turbina tipo Pelton accoppiata ad un generatore a magneti permanenti a corrente continua che alimenterà un inverter collegato alla rete elettrica nazionale. Si analizzerà quindi la convenienza economica considerando di usufruire degli incentivi sulle fonti di energia rinnovabili in particolare mediante il contratto "scambio sul posto" che prevede un prezzo fisso di 22 centesimi di euro per ogni Kwh prodotto.

5.5.1 SCELTE PROGETTUALI

La componente idraulica dell'impianto è quella già studiata nella prima ipotesi. Come nell'ipotesi precedenti l'energia prodotta è calcolata con la formula 5.1.

Il calcolo delle perdite di carico distribuite (attrito nel tubo) verrà eseguito col metodo di Chezy, formula 5.2. Il calcolo delle perdite di carico concentrate sono di due tipi, una di imbocco alla condotta e l'altra di sbocco, calcolate come $\alpha \cdot (V^2/2g)$, con α uguale a 0,5 e 1 rispettivamente nel primo e secondo caso.

E' stato così dedotto il salto netto alla turbina e successivamente calcolate potenza ed energia prodotta. I risultati ottenuti sono sintetizzati nella tabella 5.14.

Energia prodotta turbinando una portata di 1 litri al secondo disponibile 173 gioni/anno									
Lunghezza condotta	230	metri				Quota opera di presa	360.00	mslm	
Rendimento	0.68					Quota opera di rilascio	305.80	mslm	Salto canale di scarico 0.50 m
Peso specifico	9.81	KN/m3							
Diametro esterno	63	mm	Spessore 3.8 mm	Diametro interno 55.4 mm	Area 2410.51 mm2			Velocità ingresso 0.41 m/s	
			Diametro interno tubo in uscita 150.0 mm	Area 17671 mm2				Velocità uscita 0.06 m/s	
Coefficiente di Manning	0.009			Perdite di carico distribuite 0.96 m					
Coefficiente Ke	0.5			Perdite di carico concentrate entrata 0.42 m					
Coefficiente Ku	1.0			Perdite di carico concentrate uscita 0.02 m					
Potenza disponibile	0.349	KW		Energia ottenibile	1449.1 Kwh			Salto netto	52.30 m
Energia ottenibile = 1 /1000* 52.30 * 9.81 * 0.68 * 173 * 24 = 1449.11 Kwh									
Diametro esterno	90	mm	Spessore 5.4 mm	Diametro interno 79.2 mm	Area 4926.52 mm2			Velocità ingresso 0.20 m/s	
			Diametro interno tubo in uscita 200.0 mm	Area 31416 mm2				Velocità uscita 0.03 m/s	
Coefficiente di Manning	0.009			Perdite di carico distribuite 0.14 m					
Coefficiente Ke	0.5			Perdite di carico concentrate entrata 0.10 m					
Coefficiente Ku	1.0			Perdite di carico concentrate uscita 0.00 m					
Potenza disponibile	0.357	KW		Energia ottenibile	1481.01 Kwh			Salto netto	53.45 m
Energia ottenibile = 1 /1000* 53.45 * 9.81 * 0.68 * 173 * 24 = 1481.01 Kwh									
Diametro esterno	110	mm	Spessore 6.6 mm	Diametro interno 96.8 mm	Area 7359.37 mm2			Velocità ingresso 0.14 m/s	
			Diametro interno tubo in uscita 200.0 mm	Area 31416 mm2				Velocità uscita 0.03 m/s	
Coefficiente di Manning	0.009			Perdite di carico distribuite 0.05 m					
Coefficiente Ke	0.5			Perdite di carico concentrate entrata 0.05 m					
Coefficiente Ku	1.0			Perdite di carico concentrate uscita 0.00 m					
Potenza disponibile	0.3577	KW		Energia ottenibile	1485.16 Kwh			Salto netto	53.60 m
Energia ottenibile = 1 /1000* 53.60 * 9.81 * 0.68 * 173 * 24 = 1485.16 Kwh									

Tabella 5.17a Risultati della simulazione per la portata di 1 l/s.

Energia prodotta turbinando una portata di 2 litri al secondo disponibile 137 gioni/anno									
Lunghezza condotta	230	metri				Quota opera di presa	360.00	mslm	
Rendimento	0.68					Quota opera di rilascio	334.50	mslm	Salto canale di scarico 0.50 m
Peso specifico	9.81	KN/m3							
Diametro esterno	63	mm	Spessore 3.8 mm	Diametro interno 55.4 mm	Area 2410.51 mm2			Velocità ingresso 0.83 m/s	
			Diametro interno tubo in uscita 150.0 mm	Area 17671 mm2				Velocità uscita 0.11 m/s	
Coefficiente di Manning	0.009			Perdite di carico distribuite 3.85 m					
Coefficiente Ke	0.5			Perdite di carico concentrate entrata 1.69 m					
Coefficiente Ku	1.0			Perdite di carico concentrate uscita 0.06 m					
Potenza disponibile	0.642	KW		Energia ottenibile	2110.7 Kwh			Salto netto	48.10 m
Energia ottenibile = 2 /1000* 48.10 * 9.81 * 0.68 * 137 * 24 = 2110.74 Kwh									
Diametro esterno	90	mm	Spessore 5.4 mm	Diametro interno 79.2 mm	Area 4926.52 mm2			Velocità ingresso 0.41 m/s	
			Diametro interno tubo in uscita 200.0 mm	Area 31416 mm2				Velocità uscita 0.06 m/s	
Coefficiente di Manning	0.009			Perdite di carico distribuite 0.14 m					
Coefficiente Ke	0.5			Perdite di carico concentrate entrata 0.40 m					
Coefficiente Ku	1.0			Perdite di carico concentrate uscita 0.02 m					
Potenza disponibile	0.7091	KW		Energia ottenibile	2331.7 Kwh			Salto netto	53.13 m
Energia ottenibile = 2 /1000* 53.13 * 9.81 * 0.68 * 137 * 24 = 2331.68 Kwh									
Diametro esterno	110	mm	Spessore 6.6 mm	Diametro interno 96.8 mm	Area 7359.37 mm2			Velocità ingresso 0.27 m/s	
			Diametro interno tubo in uscita 200.0 mm	Area 31416 mm2				Velocità uscita 0.06 m/s	
Coefficiente di Manning	0.009			Perdite di carico distribuite 0.05 m					
Coefficiente Ke	0.5			Perdite di carico concentrate entrata 0.18 m					
Coefficiente Ku	1.0			Perdite di carico concentrate uscita 0.02 m					
Potenza disponibile	0.7134	KW		Energia ottenibile	2345.6 Kwh			Salto netto	53.45 m
Energia ottenibile = 2 /1000* 53.45 * 9.81 * 0.68 * 137 * 24 = 2345.60 Kwh									

Tabella 5.17b Risultati della simulazione per la portata di 2 l/s.

Energia prodotta turbinando una portata di 3 litri al secondo disponibile 115 gioni/anno									
Lunghezza condotta	230	metri				Quota opera di presa	360.00	mslm	
Rendimento	0.68					Quota opera di rilascio	334.50	mslm	Salto canale di scarico 0.50 m
Peso specifico	9.81	KN/m3							
Diametro esterno	63	mm	Spessore 3.8 mm	Diametro interno 55.4 mm	Area 2410.51 mm2			Velocità ingresso 1.24 m/s	
				Diametro interno tubo in uscita 150.0 mm	Area 17671 mm2			Velocità uscita 0.17 m/s	
Coefficiente di Manning	0.009			Perdite di carico distribuite	8.66 m				
Coefficiente Ke	0.5			Perdite di carico concentrate entrata	3.80 m				
Coefficiente Ku	1.0			Perdite di carico concentrate uscita	0.14 m				
Potenza disponibile	0.823	KW		Energia ottenibile	2270.8 Kwh			Salto netto	41.10 m
Energia ottenibile = 3 /1000* 41.10 * 9.81 * 0.68 * 115 * 24 = 2270.76 Kwh									
Diametro esterno	90	mm	Spessore 5.4 mm	Diametro interno 79.2 mm	Area 4926.52 mm2			Velocità ingresso 0.61 m/s	
				Diametro interno tubo in uscita 200.0 mm	Area 31416 mm2			Velocità uscita 0.10 m/s	
Coefficiente di Manning	0.009			Perdite di carico distribuite	1.29 m				
Coefficiente Ke	0.5			Perdite di carico concentrate entrata	0.91 m				
Coefficiente Ku	1.0			Perdite di carico concentrate uscita	0.04 m				
Potenza disponibile	1.030	KW		Energia ottenibile	2843.3 Kwh			Salto netto	51.46 m
Energia ottenibile = 3 /1000* 51.46 * 9.81 * 0.68 * 115 * 24 = 2843.32 Kwh									
Diametro esterno	110	mm	Spessore 6.6 mm	Diametro interno 96.8 mm	Area 7359.37 mm2			Velocità ingresso 0.41 m/s	
				Diametro interno tubo in uscita 200.0 mm	Area 31416 mm2			Velocità uscita 0.10 m/s	
Coefficiente di Manning	0.009			Perdite di carico distribuite	0.44 m				
Coefficiente Ke	0.5			Perdite di carico concentrate entrata	0.41 m				
Coefficiente Ku	1.0			Perdite di carico concentrate uscita	0.04 m				
Potenza disponibile	1.057	KW		Energia ottenibile	2917.8 Kwh			Salto netto	52.81 m
Energia ottenibile = 3 /1000* 52.81 * 9.81 * 0.68 * 115 * 24 = 2917.82 Kwh									

Tabella 5.17c Risultati della simulazione per la portata di 3 l/s.

Energia prodotta turbinando una portata di 4 litri al secondo disponibile 92 gioni/anno									
Lunghezza condotta	230	metri				Quota opera di presa	360.00	mslm	
Rendimento	0.68					Quota opera di rilascio	334.50	mslm	Salto canale di scarico 0.50 m
Peso specifico	9.81	KN/m3							
Diametro esterno	63	mm	Spessore 3.8 mm	Diametro interno 55.4 mm	Area 2410.51 mm2			Velocità ingresso 1.66 m/s	
				Diametro interno tubo in uscita 150.0 mm	Area 17671 mm2			Velocità uscita 0.23 m/s	
Coefficiente di Manning	0.009			Perdite di carico distribuite	15.40 m				
Coefficiente Ke	0.5			Perdite di carico concentrate entrata	6.75 m				
Coefficiente Ku	1.0			Perdite di carico concentrate uscita	0.25 m				
Potenza disponibile	0.835	KW		Energia ottenibile	1844.3 Kwh			Salto netto	31.29 m
Energia ottenibile = 4 /1000* 31.29 * 9.81 * 0.68 * 92 * 24 = 1844.34 Kwh									
Diametro esterno	90	mm	Spessore 5.4 mm	Diametro interno 79.2 mm	Area 4926.52 mm2			Velocità ingresso 0.81 m/s	
				Diametro interno tubo in uscita 200.0 mm	Area 31416 mm2			Velocità uscita 0.13 m/s	
Coefficiente di Manning	0.009			Perdite di carico distribuite	2.29 m				
Coefficiente Ke	0.5			Perdite di carico concentrate entrata	1.62 m				
Coefficiente Ku	1.0			Perdite di carico concentrate uscita	0.08 m				
Potenza disponibile	1.327	KW		Energia ottenibile	2930.1 Kwh			Salto netto	49.71 m
Energia ottenibile = 4 /1000* 49.71 * 9.81 * 0.68 * 92 * 24 = 2930.08 Kwh									
Diametro esterno	110	mm	Spessore 6.6 mm	Diametro interno 96.8 mm	Area 7359.37 mm2			Velocità ingresso 0.54 m/s	
				Diametro interno tubo in uscita 200.0 mm	Area 31416 mm2			Velocità uscita 0.13 m/s	
Coefficiente di Manning	0.009			Perdite di carico distribuite	0.79 m				
Coefficiente Ke	0.5			Perdite di carico concentrate entrata	0.72 m				
Coefficiente Ku	1.0			Perdite di carico concentrate uscita	0.08 m				
Potenza disponibile	1.391	KW		Energia ottenibile	3071.4 Kwh			Salto netto	52.11 m
Energia ottenibile = 4 /1000* 52.11 * 9.81 * 0.68 * 92 * 24 = 3071.36 Kwh									

Tabella 5.17d Risultati della simulazione per la portata di 4 l/s.

Energia prodotta turbinando una portata di				5	litri al secondo		disponibile		66 gioni/anno						
Lunghezza condotta	230	metri		Quota opera di presa		360.00	mslm		Salto canale di scarico	0.50	m				
Rendimento	0.68			Quota opera di rilascio		334.50	mslm								
Peso specifico	9.81	KN/m3													
Diametro esterno	63	mm	Spessore	3.8	mm	Diametro interno	55.4	mm	Area	2410.51	mm2	Velocità ingresso	2.07	m/s	
					Diametro interno tubo in uscita	150.0	mm	Area	17671	mm2	Velocità uscita	0.28	m/s		
	Coefficiente di Manning	0.009			Perdite di carico distribuite		24.07	m							
		Coefficiente Ke	0.5			Perdite di carico concentrate entrata		10.55	m						
	Coefficiente Ku	1.0			Perdite di carico concentrate uscita		0.39	m							
	Potenza disponibile	0.6236	KW		Energia ottenibile		987.72	Kwh		Salto netto	18.69	m			
	Energia ottenibile = 5 /1000* 18.69 * 9.81 * 0.68 * 66 * 24 = 987.72 Kwh														
	Diametro esterno	90	mm	Spessore	5.4	mm	Diametro interno	79.2	mm	Area	4926.52	mm2	Velocità ingresso	1.01	m/s
						Diametro interno tubo in uscita	200.0	mm	Area	31416	mm2	Velocità uscita	0.16	m/s	
		Coefficiente di Manning	0.009			Perdite di carico distribuite		3.58	m						
Coefficiente Ke			0.5			Perdite di carico concentrate entrata		2.53	m						
Coefficiente Ku		1.0			Perdite di carico concentrate uscita		0.12	m							
Potenza disponibile		1.584	KW		Energia ottenibile		2509	Kwh		Salto netto	47.47	m			
Energia ottenibile = 5 /1000* 47.47 * 9.81 * 0.68 * 66 * 24 = 2509.01 Kwh															
Diametro esterno		110	mm	Spessore	6.6	mm	Diametro interno	96.8	mm	Area	7359.37	mm2	Velocità ingresso	0.68	m/s
						Diametro interno tubo in uscita	200.0	mm	Area	31416	mm2	Velocità uscita	0.16	m/s	
		Coefficiente di Manning	0.009			Perdite di carico distribuite		1.23	m						
	Coefficiente Ke		0.5			Perdite di carico concentrate entrata		1.13	m						
	Coefficiente Ku	1.0			Perdite di carico concentrate uscita		0.12	m							
	Potenza disponibile	1.7089	KW		Energia ottenibile		2707	Kwh		Salto netto	51.22	m			
	Energia ottenibile = 5 /1000* 51.22 * 9.81 * 0.68 * 66 * 24 = 2706.95 Kwh														

Tabella 5.17e Risultati della simulazione per la portata di 4 l/s.

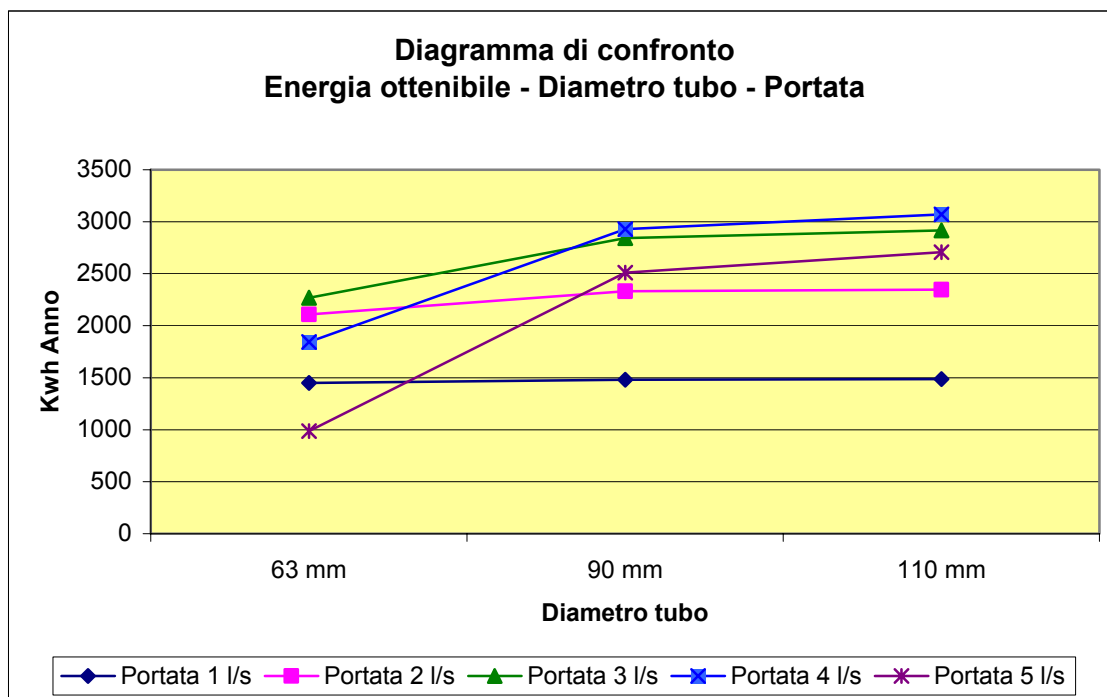


Figura 5.20 Grafico dell'energia ottenibile per portate da 1 a 5 l/s per i diametri del tubo 63mm, 90mm, 110mm.

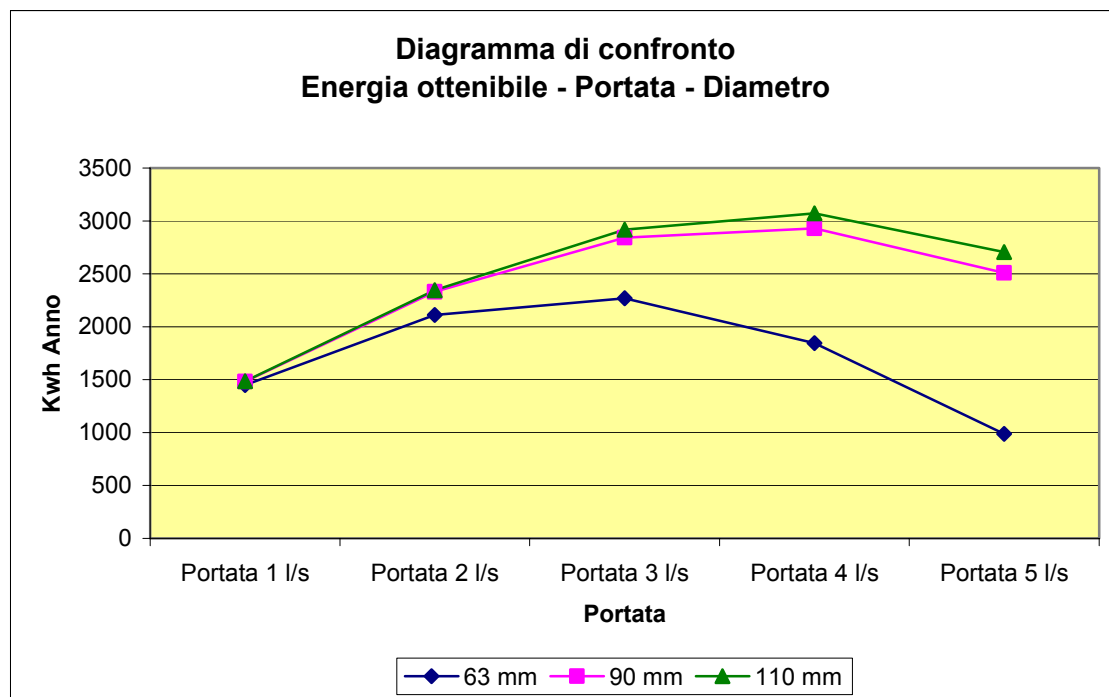


Figura 5.21 Grafico dell'energia ottenibile per i diametri del tubo 63mm, 90mm, 110mm per portate da 1 a 5 l/s.

Dalle tabelle sopra riportate si nota che l'energia totale prodotta in un anno turbinando 5 l/s è praticamente uguale all'energia prodotta turbinando 4 l/s, ma questa ultima soluzione è da preferire in quanto consente una produzione di energia elettrica più costante e meglio distribuita nel tempo. Inoltre l'energia prodotta utilizzando il tubo di diametro maggiore è praticamente uguale all'energia prodotta utilizzando il tubo di diametro intermedio che però ha un costo netto inferiore, pertanto da preferire.

Di questa ultima soluzione procederemo con la stesura del piano economico, che da questo punto di vista differisce poco dall'impianto considerato nella prima ipotesi, che terremo come riferimento.

5.5.2 CONSIDERAZIONI ECONOMICHE

Da un punto di vista economico l'impianto considerato differisce poco dall'impianto considerato nella prima ipotesi che terremo come riferimento. Le differenze sono unicamente nelle quantità del tubo e del cavo elettrico.

Analisi dei costi		Totale costi	3980.20
Descrizione	Quantità	Costo Unitario	Totale
Gruppo turbina	1	150.00	150.00
Gruppo generatore	1	450.00	450.00
Inverter	1	420.00	420.00
Tubo polietilene	230	5.42	1246.60
Cavo elettrico	260	0.36	93.60
Opera di presa in metallo	1	200.00	200.00
Opera di rilascio in cls	1	150.00	150.00
Edificio a protezione del gruppo	1	200.00	200.00
Costo posa tubo	230	4.00	920.00
Costo collegamenti elettrici	1	150.00	150.00
			3980.20
Imposte	20%		796.04
			4776.24

Tabella 5.18 *Tabella dei costi.*

Dati finanziari		
Tasso d'interesse a debito	4.50%	
Tasso d'interesse a credito	1.00%	
Costo manutenzione annua	25.00	euro
Contributo GSE	30.00	euro
Affitti	50.00	euro
Energia prodotta anno	2843.32	Kwh anno
Costo energia	0.22	€/Kwh
Totale entrate annue	625.53	euro
Percentuale detrazione IRPEF	0.00%	
Anni di detrazione	5	

Piano finanziario					
Anno	Montante	Manutenzione annua	Entrate	Detrazioni	
1	-4776.24	105.00	625.53	0.00	-4255.71
2	-4447.22	105.00	625.53	0.00	-3926.69
3	-4103.39	105.00	625.53	0.00	-3582.86
4	-3744.09	105.00	625.53	0.00	-3223.56
5	-3368.62	105.00	625.53	0.00	-2848.09
6	-2976.25	105.00	625.53	0.00	-2455.72
7	-2566.23	105.00	625.53	0.00	-2045.70
8	-2137.75	105.00	625.53	0.00	-1617.22
9	-1690.00	105.00	625.53	0.00	-1169.47
10	-1222.09	105.00	625.53	0.00	-701.56
11	-733.13	105.00	625.53	0.00	-212.60
12	-222.17	105.00	625.53	0.00	298.36
13	301.34	105.00	625.53	0.00	821.87
14	830.09	105.00	625.53	0.00	1350.62
15	1364.13	105.00	625.53	0.00	1884.66
16	1903.51	105.00	625.53	0.00	2424.04
17	2448.28	105.00	625.53	0.00	2968.81
18	2998.50	105.00	625.53	0.00	3519.03
19	3554.22	105.00	625.53	0.00	4074.75
20	4115.49	105.00	625.53	0.00	4636.02
21	4682.38	105.00	625.53	0.00	5202.92
22	5254.94	105.00	625.53	0.00	5775.47
23	5833.23	105.00	625.53	0.00	6353.76
24	6417.30	105.00	625.53	0.00	6937.83
25	7007.21	105.00	625.53	0.00	7527.74
26	7603.01	105.00	625.53	0.00	8123.54
27	8204.78	105.00	625.53	0.00	8725.31
28	8812.56	105.00	625.53	0.00	9333.09
29	9426.42	105.00	625.53	0.00	9946.95
30	10046.42	105.00	625.53	0.00	10566.95

Tabella 5.19 Piano economico.

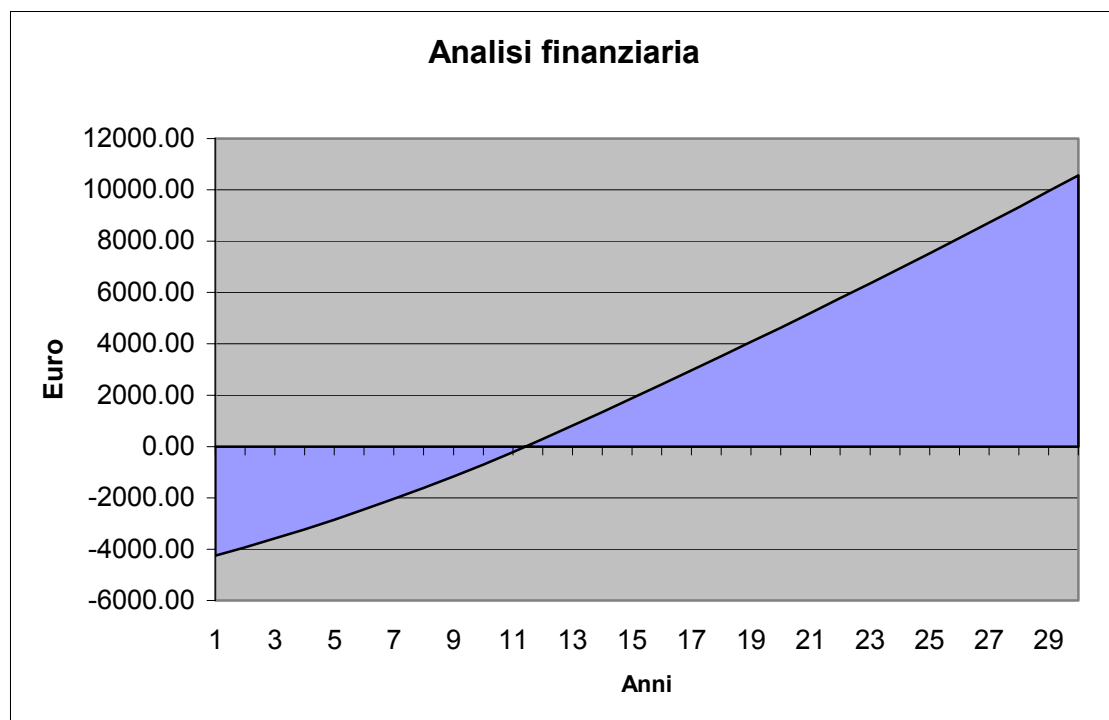


Figura 5.22 Grafico del piano economico. L'impianto si ammortizza in un tempo di 12 anni.

Anche in questa ipotesi ne risulta che l'impianto si ammortizza in un tempo lungo: 12 anni. Diversamente che nella prima ipotesi, la motivazione di questo risultato non è solo da attribuire agli oneri bancari, ma determinante è la spesa iniziale, la maggiore sino ad ora considerata, in quanto questa soluzione necessita di una condotta molto più lunga.

Non considerando gli interessi sul capitale iniziale l'impianto si ammortizza in un tempo di 10 anni, che è pur sempre un tempo troppo elevato, vedi grafico in figura 5.23.

Se consideriamo l'impianto un investimento immobiliare, ne risulta che investendo circa 4.800,00 euro si ottiene un utile annuo di circa 520,00 euro che equivale ad un investimento ad un tasso annuo del 10,8%, che risulta essere un discreto investimento immobiliare.

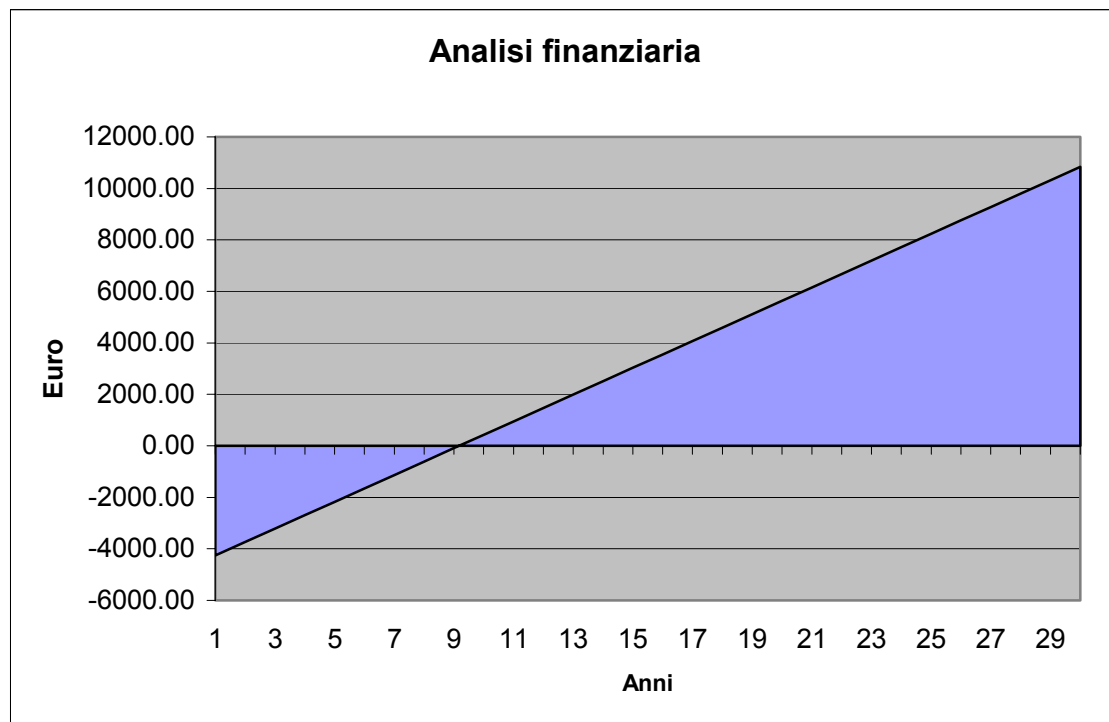


Figura 5.23 Grafico del piano economico non considerando nelle spese gli oneri finanziari. L'impianto si ammortizza in un tempo di 10 anni.

5.6 RIEPILOGO

Di seguito verranno riportati in sintesi le caratteristiche tecniche ed i bilanci economici delle varie soluzioni analizzate.

Da un punto di vista impiantistico possiamo confrontare le varie soluzioni secondo parametri rappresentati in tabella 5.20, ovvero tipo di impianto, tipo regolazione ed infine destinazione dell'energia prodotta.

Da un punto di vista finanziario è possibile confrontare le varie ipotesi progettuali secondo parametri rappresentati in tabella 5.21, ovvero costo iniziale per la realizzazione dell'impianto, utile netto annuo, redditività dell'investimento, tempo di ammortamento.

	Tipo impianto	Tipo regolazione	Destinazione energia prodotta
Prima ipotesi	acqua fluente senza accumulo	senza regolazione	vendita
Seconda ipotesi	acqua fluente senza accumulo	regolazione manuale con operatore	vendita
Terza ipotesi	acqua fluente con serbatoio	regolazione automatica	vendita
Quarta ipotesi	acqua fluente senza accumulo	senza regolazione	autoconsumo
Quinta ipotesi	acqua fluente senza accumulo	senza regolazione	vendita

Tabella 5.20 Riassunto schematico delle caratteristiche impiantistiche delle varie ipotesi progettuali.

	Costo impianto	Utile netto annuo	Redditività	Tempo ammortamento
Prima ipotesi	3485,28 €	229,14 €	6,5%	25 anni
Seconda ipotesi	4049,48 €	292,51 €	7,2%	21 anni
Terza ipotesi	4185,48 €	297,06 €	7,1%	22 anni
Quarta ipotesi	3605,28 €	262,05 €	7,3%	8 anni
Quinta ipotesi	4776,24 €	520,53 €	10,9%	12 anni

Tabella 5.21 Riassunto schematico dei costi impianto, utile netto annuo, tempo di ammortamento, redditività investimento.

CAPITOLO SESTO

CONCLUSIONI

La tesi ha presentato una analisi di fattibilità tecnica ed economica di un impianto micro idro per consumo domestico, da realizzare in località Saltino di Prignano sulla Secchia in provincia di Modena.

Si sono analizzati diverse soluzioni, malgrado la verifica che attualmente non è conveniente da un punto di vista finanziario la realizzazione dell'impianto, è anche vero che in epoca di crisi energetica un impianto idroelettrico dal costo di poche migliaia di euro realizzato in abbinamento con più ampi lavori di riqualificazione energetica di un edificio ad uso residenziale, è per definizione economicamente sempre conveniente.

La soluzione analizzata nella quarta ipotesi è risultata essere la più vantaggiosa, cioè quella che permette di rientrare dall'investimento in tempi più brevi, ovvero 8 anni. Risulta inoltre essere anche la soluzione tecnica più indipendente, in quanto non necessita di accordi col gestore elettrico né terreni in affitto. Il graduale e costante aumento del costo dell'energia, in particolare del costo dell'energia derivante dal petrolio, causato non solo da speculazioni ma anche dal graduale esaurimento dei giacimenti, è ormai condiviso ed accettato da tutti.

Dotare un abitazione di un ulteriore impianto capace di sopperire a parte dei consumi famigliari, è sicuramente un scelta lungimirante. Nella quarta ipotesi abbiamo evidenziato che, anche considerando il costo dell'energia costante in futuro, l'impianto si ammortizza in 8 anni. Se però consideriamo che il costo dell'energia è destinato ad aumentare, allora anche il tempo di rientro

dell'investimento diminuisce considerevolmente, rendendo l'investimento molto remunerativo nel lungo periodo. Lo scenario estremo è quello di una situazione in cui i consumi vengono ridotti sino al pareggio energetico, ossia nell'edificio si consuma l'energia che si produce.

L'iniziale idea di proporre l'investimento in impianti idroelettrici a tutte le abitazioni e aziende agricole in prossimità di torrenti, magari in abbinamento ad un finanziamento leasing, risulta allo stato attuale investimento con ammortamento molto lungo, in particolare se riferito ad impianti produttivi dove il termine di riferimento è tre anni, ma risulta essere un investimento ad alta redditività. Anche considerando l'incertezza delle portate che sono legate alla variabilità climatica, l'investimento idroelettrico, anche per impianti di così piccola potenza risulta essere un investimento a redditività maggiore rispetto a titoli di stato o investimenti finanziari.

La tecnologia del micro idroelettrico è al momento sufficientemente sviluppata. In commercio si trovano con facilità sia impianti completi, sia i singoli componenti, a prezzi accessibili. I tempi per il microidroelettrico non sono però ancora pienamente maturi, occorre aspettare un generale aumento dei prezzi dell'energia ed una stabilizzazione delle politiche incentivanti le energie rinnovabili.

RINGRAZIAMENTI

Un ringraziamento particolare a mia moglie, Valentina, che mi ha sostenuto ed incoraggiato a non mollare mai. Ringrazio anche mia figlia Lucia che mi ha lasciato dormire di notte e che qualche volta ha studiato assieme a me. Ringrazio i mie genitori per le loro lamentele.

Doveroso ringraziamento a tutti coloro che mi hanno aiutato in questo lavoro di tesi, in particolare la prof.ssa ing. Renata Archetti e all'ing. Marco Pinelli, in particolare per la loro pazienza e capacità di assecondare certe mie approssimazioni. Ringrazio anche tutti coloro che ho consultato per capire il funzionamento di un simile impianto e le soluzioni tecniche utilizzabili, ringrazio lo studio tecnico Mangani Nicola per l'auto nel rilievo topografico.

Dopo tanti anni passati sui tavoli universitari è doveroso ringraziare tutti quei compagni che con me hanno condiviso questo tipo di sacrificio ed in particolare coloro che a loro volta mi hanno citato nei loro ringraziamenti. Ricordo Stefano Manfredini che dopo tanti viaggi assieme mi ha anche fatto dono di una simpaticissima cagnolina di nome Trifola; Luca Monti compagno dei primi esami di Storia dell'architettura; Tina Carretta, Simona Nerozzi, Davide e Francesca con cui ho condiviso gli esami di Restauro e Composizione.

Un saluto ai mie colleghi di lavoro, Massimo Ferrigato, Maurizio Pernello, Bernd Riedmann, Giuliano Ingrami, con cui ho diviso tanti progetti e tanti chilometri.

Un saluto anche per Orazio Nardini, l'autista della corriera ai tempi della scuola media che conìò il soprannome “ ingegner trombetta” ideando anche la storiella del pollaio, che senza fondamenta al primo vento crollò rovinosamente facendo ventisette galline come vittime, e che ora, ironia della sorte è collega in Atcm.

BIBLIOGRAFIA

- ANAS (2000), *Elenco prezzi*, Tipografia del Genio civile.
- ARPA (Agenzia Regionale Prevenzione e Ambiente dell'Emilia Romagna), *Annali idrologici 2007*.
- Balzarini L. (2009), *Microcentrali idroelettriche*, a cura della ditta IREM Spa di Bolgone (TO)
- Bragadin, G. (1996), *Idraulica*, Cedam.
- Brusa A. Guardone E. Smedile E. (2002), *Dossier MicroIdroelettrico*, A.P.E.R
- Catalano L. (2007), *Appunti di lezione*, corso di IDRAULICA per Ingegneri Navali, Facoltà di Ingegneria, Università di Genova
- Furiozzi B. Messina C. Paolini L. (1990), *Prontuario per il calcolo degli elementi strutturali*, quinta edizione, Le Monnier
- Giancarlo A. (1984), *Problemi di idraulica e meccanica dei fluidi*, Casa editrice Ambrosiana.
- Gregoretti C. (2008), *Idraulica*, dispense dal sito www.tesaf.inipd.it
- GSE (2009), *Disciplina dello scambio sul posto. Regole tecniche*, Edizione n.1
- GSE (2009), *Guida al conto energia*, Edizione n.3
- Knut A. (2008), *Miniturbinen*, a cura della ditta AC-TEC di Caldaro (BZ)

- Oppo (2009), ***Tubi polierilene***, a cura della ditta Oppo Spa
- Penche C. (1998), ***Guida all'idroelettrico minore. Per un corretto approccio alla realizzazione di un piccolo impianto***, E.S.H.A
- Pongiluppi G. (2005), ***Introduzione alla teoria del valore***, Edizioni McGraw-Hill
- Pongiluppi G. (2006), ***Strumenti matematici per le operazioni di stima nell'estimo civile***, Seconda edizione, Editrice Clueb.
- Propulsio V. (2008), ***Appunti di lezione***, corso di SISTEMI ENERGETICI per Ingegneri Meccanici, Politecnico di Bari
- Provini A. (1998), ***Ecologia applicata***, Nuova editrice Torino.
- Unidelta (2009), ***Tubi di polietilene***, a cura della ditta Unidelta spa di Vestone (BS)
- Zanichelli/Esac (2007), ***Manuale di Ingegneria civile e ambientale***, Quarta edizione, Volume primo.

AZIENDE CONTATTATE

- **AC-Elektronik** Centraline idroelettriche (BZ),
www.ac-elektronik.it
- **ALFA LEASE** Leasing strumentale (BZ),
www.alfalease.it
- **C.S.E.** srl Riparazioni Motori Elettrici di Crespellano (BO),
www.csesrk.it
- **DIANAFLEX** Idrotermo Sanitari di Maranello (MO),
www.dianaflex.com
- **IREM** spa Microcentrali idroelettriche (TO),
www.irem.it
- **STAHLHERZ** Italia srl di Bassano del Brappa (VI),
www.stahlherz.it

SITI INTERNET CONSULTATI

- ACE Advanced Control Engineering Pty Ltd, [*www.rpc.com.au*](http://www.rpc.com.au)
- Azienda Regionale Prevenzione e Ambiente, [*www.arpa.emr.it*](http://www.arpa.emr.it)
- Ebay, [*www.ebay.it*](http://www.ebay.it)
- EDIL PORTALE, [*www.edilportale.com*](http://www.edilportale.com)
- Energoclub, [*www.energeticambiente.it*](http://www.energeticambiente.it)
- Flexienergy, [*www.flexienergy.it*](http://www.flexienergy.it)
- Google, [*www.google.maps.com/maps*](http://www.google.maps.com/maps)
- GSE, [*www.gse.it*](http://www.gse.it)
- Irem Spa, [*www.irem.it*](http://www.irem.it)
- MASTERVOLT, [*www.mastervolt.com*](http://www.mastervolt.com)
- Oppo, [*www.oppo.it*](http://www.oppo.it)
- Politecnico di Bari, [*http://climeg.poliba.it/~propulsio*](http://climeg.poliba.it/~propulsio)
- Regione Sicilia, [*www.regione.sicilia.it/industria/use*](http://www.regione.sicilia.it/industria/use)
- Unidelta, [*www.unidelta.com*](http://www.unidelta.com)
- Università di Genova, [*www.unige.it*](http://www.unige.it)
- Università di Padova, [*www.tesaf.unipd.it/dm*](http://www.tesaf.unipd.it/dm)