

PRODUZIONE DI ENERGIA IDROELETTRICA ECO-COMPATIBILE DA ACQUEDOTTI: ANALISI DI FATTIBILITA' ECONOMICA

F. Miotto¹, P. Claps¹, R. Revelli¹ & D. Poggi¹

(1) Dipartimento di Idraulica, Trasporti ed Infrastrutture Civili (DITIC), Politecnico di Torino, c.so Duca degli Abruzzi 24, 10129 Torino (TO), Italia

SOMMARIO

Nella nota vengono presentati i risultati di un'analisi di fattibilità economica relativa alla produzione di energia elettrica mediante l'inserimento di turbine sulle condotte di adduzione degli acquedotti montani.

Partendo da risultati precedentemente ottenuti riguardo alla fattibilità tecnica ed alle possibili potenze producibili nel territorio della Regione Piemonte si propongono alcune metodologie speditive per la valutazione della fattibilità economica degli investimenti necessari per la realizzazione degli impianti.

Le metodologie proposte, che rientrano nell'ambito classico del Discounted Cash Flow e prevedono il calcolo di parametri quali VAN, TIR o payback period, mostrano che l'inserimento delle turbine, seppur di piccola taglia, sugli impianti richiede un investimento comunque considerevole, che può generalmente essere supportato solo attraverso forti incentivazioni regionali, statali o comunitarie.

L'applicazione della procedura all'intero complesso degli acquedotti della regione Piemonte permette di identificare la percentuale di sistemi di adduzione che potrebbero essere presi in considerazione per studi più approfonditi.

1 INTRODUZIONE

Nell'ultimo decennio, a causa dell'aumento del costo delle risorse non rinnovabili e della maggior sensibilità verso le problematiche ambientali, la produzione di energia da fonti alternative ed eco-compatibili è divenuto argomento di acceso dibattito. Anche alla luce delle recenti normative, vi è un rinnovato interesse verso la possibilità del recupero di energia idroelettrica mediante l'installazione di turbine sulle condotte di adduzione degli acquedotti.

Sebbene risulti già ampiamente diffusa in altri paesi europei, quali ad esempio la Svizzera, in Italia la generazione di energia pulita mediante tale approccio risulta ancora decisamente al di sotto dei possibili livelli di sfruttamento. Questa fonte energetica, pur quantitativamente non di enorme rilevanza presenta indiscutibili vantaggi, quali (i) la produzione di energia senza emissioni inquinanti nell'ambiente, (ii) l'impatto ambientale praticamente nullo, in quanto va ad integrarsi ad infrastrutture già esistenti ed, infine, (iii) fornisce la possibilità di sfruttamento degli introiti derivanti dalle sovvenzioni statali in materia di fonti energetiche rinnovabili (delibera 34/05 AEEG, Finanziaria 2008). Accanto ai palesi aspetti positivi occorre però anche considerare i possibili aspetti negativi. Se la fattibilità tecnica è sovente possibile, un'analisi di

fattibilità economica, invece, può condurre a scenari estremamente controversi nei quali può essere determinante l'incentivazione economica da parte di enti quali Regione, Stato o Comunità Europea. Le potenze ottenibili, infatti, sono nella maggior parte dei casi molto ridotte, a fronte di costi di impianto ed esercizio non trascurabili.

In previsione di investimenti su larga scala volti alla diffusione di questi impianti, risulta utile, pertanto, poter stimare la loro fattibilità economica, individuando le soglie di potenza e producibilità oltre le quali è ipotizzabile un ritorno economico da un investimento nel settore: tale stima, unita ad un'analisi di potenzialità energetica estesa a macroregioni (Plebani et al., 2007), permette di valutare, in definitiva, le reali potenzialità di produzione energetica, fornendo indicazioni per ulteriori interventi mirati nel settore.

Stabilito, dunque, l'interesse allo sfruttamento del potenziale acquedottistico, la fattibilità delle opere può essere valutata con criteri di letteratura (Pence, 1998; Kilchmann et al. 2006) ed, in analogia a quanto fatto in passato con riferimento agli studi sui piccolissimi impianti idroelettrici (AA.VV., 1996) esaminando i casi in un contesto regionale, allo scopo di quantificare la rilevanza economica complessiva. Tale ultima soluzione può, infatti, rappresentare una base conoscitiva decisiva per la diffusione e l'incentivazione di queste fonti.

Pur nella consapevolezza che la normativa di riferimento è in continua evoluzione e che l'energia producibile non sarà in quantità tali da risolvere i problemi energetici di una regione, si intende qui analizzare alcuni aspetti legati alla fattibilità economica di tali impianti. E' auspicabile infatti che venga favorita una veloce ma equilibrata diffusione di questa tecnologia, unita alla produzione di una normativa il più possibile efficace e stabile.

2 ANALISI ECONOMICA

L'obiettivo dell'analisi economica è di pervenire ad un primo strumento per la valutazione dei principali parametri di redditività dell'investimento in funzione della potenza nominale ricavabile. Lo schema base prevede l'installazione di una turbina su una condotta di adduzione in un generico sito. A questo si applicano diversi scenari economici ipotizzabili. I principali parametri da analizzare sono: il costo dell'impianto, della turbina ed i costi accessori (connessione alla rete, locale tecnico, etc..) mentre i ricavi sono quelli ottenibili dalla vendita dell'energia prodotta. In particolare, quest'ultimo punto è particolarmente delicato essendo dipendente sia dal mercato dell'energia che dagli incentivi pubblici.

2.1 Analisi dei ricavi

Da una precedente analisi delle potenzialità di sfruttamento degli impianti di adduzione per la produzione di energia elettrica (Plebani et al., 2007), emerge come in moltissimi casi le potenze effettivamente disponibili in questi impianti siano ridotte: diventa perciò importante ammortizzare i costi di impianto con forme di sovvenzione pubblica, tali da renderne competitivo l'esercizio. Negli ultimi anni, fortunatamente, una serie di incentivi statali sono stati resi disponibili ai produttori. I principali sono qui di seguito riportati.

Certificati verdi: l'art. 11 del Decreto 79/1999 ha introdotto, come forma di incentivazione alla produzione di energia da fonti rinnovabili, il meccanismo dei

Certificati Verdi (CV), ovvero ha imposto l'obbligo, a partire dal 2001, per i produttori e per gli importatori di energia elettrica, di immissione sul mercato di una quota ricavata da fonti di energia rinnovabile pari al 2% (incrementata ogni anno a step di 0.35%) della quota eventualmente eccedente i 100 GWh. Tale obbligo non riveste caratteristiche di assolutezza, nel senso che produttori ed importatori non sono obbligati a produrre in proprio l'energia elettrica da fonti rinnovabili, ma, mediante i CV, possono ottemperare alle prescrizioni attraverso meccanismi di negoziazione basati su regole di mercato (market oriented), e, conseguentemente, in linea con la filosofia di liberalizzazione introdotta dal corpus normativo del settore elettrico. Un CV è, a tutti gli effetti, un titolo, emesso dal Gestore del Mercato Elettrico (GME), che attesta la produzione di 50 MWh di energia elettrica da fonti rinnovabili ed ha una bancabilità pari a 2 anni.

I CV possono essere venduti e acquistati mediante contratti bilaterali o attraverso una piattaforma di negoziazione del GME. Nel primo caso i titoli sono scambiati tra possessori di CV e produttori/importatori, sono soggetti agli obblighi previsti dal decreto Bersani (con le sue modifiche ed integrazioni) e le transazioni sono gestite dal GME a seguito di richieste di vendita e acquisto tra loro compatibili. Tutta la procedura avviene tramite apposite aree web anch'esse gestite dal GME. Nel secondo caso tutte le contrattazioni avvengono attraverso la piattaforma del Mercato Elettrico e sono disciplinate dal D.M.A.P. n° del 14/03/2003 contenente la "Disciplina del Mercato elettrico" in accordo all'art. 6 del Decreto Ministeriale "Bersani" n. 79 del 1999. L'accesso alla piattaforma per gli operatori avviene tramite sito web del GME sul quale possono essere inserite le proposte di vendita e acquisto dei CV in un apposito "book" di negoziazione.

I prezzi garantiti: Tutta l'energia prodotta mediante impianti idroelettrici deve essere immessa sulla rete elettrica nazionale attraverso due tipologie di ritiro (Delibera 89/07 AEEG, Delibera 34/05 AEEG) da parte del GME, in funzione della potenza prodotta. Il principio generale, valido per potenze superiori ai 20 kW, prevede infatti che tutta l'energia prodotta sia venduta al gestore della rete tramite accordi diretti che prevedono o un prezzo di acquisto garantito, o un prezzo in base a fasce orarie, come ad esempio quello riportato in tabella 1.

Fasce Orarie	Prezzo comma 30.1 a) [c€/kWh]	Prezzo comma 30.1 b) [c€/kWh]	Prezzo comma 30.1 c) [c€/kWh]	Totale [c€/kWh]
F1	9,1315	0,6411	0,0073	9,7799
F2	7,3487	0,6411	0,0073	7,9971
F3	4,6778	0,6411	0,0073	5,3259

Tabella 1. Prezzo di acquisto garantito in base alla Delibera 34/05 AEEG.

Per gli impianti più piccoli (potenze nominali complessive inferiori a 20 kW), è prevista anche l'opzione di vendita definita di "scambio sul posto" (D.Lgs 387 del 2003, delibera 28/06 AEEG), intesa come un servizio erogato dal gestore che opera un saldo annuo tra l'energia elettrica immessa in rete dagli impianti di potenza inferiore a 20 kW e l'energia elettrica prelevata dalla rete. La modalità di scambio sul posto prevede varie agevolazioni, tra cui l'esenzione per i produttori dal dover versare una serie di corrispettivi quali, ad esempio, quello concernente il servizio di trasmissione e il servizio di misura nei punti di immissione. I produttori non sono inoltre tenuti alla

stipula del contratto di dispacciamento e non devono configurarsi come regime societario con conseguente annullamento delle imposte sui ricavi.

Le variabili legate alla scelta della modalità di ritiro dell'energia prodotta ed alla possibilità di vendita dei CV devono essere integrate nell'ampio scenario atto alla valutazione del ricavo economico dell'impianto. In particolare, i ricavi ottenibili sono rappresentati dagli introiti derivanti dalla vendita dell'energia elettrica prodotta. Nel caso di impianti di potenza fino a 10 MVA, è possibile avvalersi della modalità di vendita dell'energia elettrica a prezzi garantiti che consente di avere introiti sicuri non soggetti alla variabilità del mercato. Oltre a tali entrate, per i primi 12 anni di produzione, un'ulteriore fonte di ricavo è rappresentata dalla vendita dei CV, attribuiti uno ogni 50MWh di energia prodotta a scala annuale, valutati con il principio dell'arrotondamento commerciale (es.: una produzione compresa tra 26MWh e 75MWh consente l'attribuzione di 1 CV).

2.2 Analisi dei costi

I costi rappresentano il capitale richiesto per la realizzazione dell'opera e per la sua corretta manutenzione. Essi possono essere suddivisi per diverse tipologie:

Costi per la realizzazione dell'impianto: rappresentano gli oneri di progettazione e di esecuzione dell'impianto e di tutte le opere accessorie (idrauliche, elettriche, edili...) ad esso connesse. Indagini di mercato, computi metrici preliminari e documenti ENEA ed APER consentono di stimare i costi di realizzazione pari, in linea di grande massima, a

$$C [€/kW] = 10124 \cdot P_n^{0.1682}, \quad (1)$$

valida per i costi relativi alle opere civili ed idrauliche di collegamento o

$$C [€/kW] = 25182 \cdot P_n^{-0.6855} \quad (2)$$

relativamente ai costi della turbina e della parte elettrica dell'impianto, dove P_n è la potenza nominale installata. A questi costi si devono aggiungere ancora i costi per la progettazione ed altre spese varie ed eventuali, il tutto stimabile in circa il 15% del valore complessivo delle opere realizzate o installate. E' bene sottolineare che, per semplicità, in questo studio di carattere generale non si considera la possibilità di sostituzione delle condotte di adduzione, supponendole idonee alla nuova configurazione impiantistica. Sebbene apparentemente troppo semplificata, tale assunzione ha senso in un contesto di valutazione a scala regionale della potenzialità idroelettrica.

Costi annui di esercizio e di manutenzione: comprendono tutte le spese di gestione dell'impianto durante il suo funzionamento e tutti gli oneri delle manutenzioni periodiche e straordinarie, oltre ai costi derivanti dai canoni di concessione. Sono valutati come una percentuale variabile dall'1% al 4% del costo totale dell'investimento, risultando in linea con quanto proposto dall'ENEA (Ente per le Nuove tecnologie, l'Energia e l'Ambiente) nella pubblicazione "Le Fonti Rinnovabili 2005 - Lo sviluppo delle rinnovabili in Italia tra necessità e opportunità".

Costi per l'allacciamento alla rete elettrica: questi costi sono per il 50% a carico del soggetto responsabile della connessione e per il restante 50% a carico del "Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate" di cui all'articolo 59, comma 59.1, lettera b), della deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 5/04 (nel seguito Testo

Integrato), ovvero il “Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili” alimentato dalla componente tariffaria A3. Ne segue che dal lato produttore tali oneri di allacciamento sono nulli poiché interamente assorbiti dal Gestore dei Servizi Elettrici (GSE).

Costi amministrativi e gestionali dovuti al GSE: I produttori, ai sensi dell’art. 6 della delibera 34/05 AEEG, devono riconoscere al gestore della rete dei corrispettivi fissi a copertura dei costi gestionali ed amministrativi, pari ciascuno ad una quota fissa di 120 euro/anno a cui si deve aggiungere il 5% dei ricavi di vendita dell’energia. Altri corrispettivi sono fissati nel Testo Integrato AEEG (Delibera 05/04).

Costi generali e imposte d’esercizio: comprendono i costi legati all’assicurazione e all’amministrazione dell’impianto, come la conduzione del registro UTF, imposta di fabbricazione, servizi ed illuminazione. Le imposte d’esercizio sono costituite dal regime fiscale da applicare alla rendita dell’impianto, quali ad esempio l’IRES e l’IRAP, per le quali sono state mantenute, in via cautelativa, rispettivamente le aliquote del 33% e del 4.25% del reddito operativo.

2.3 Valutazione della convenienza dell’investimento

La valutazione della convenienza di un investimento è stata condotta attraverso la determinazione di alcuni classici parametri economici (*VAN*, *TIR*, *payback period*) mediante un criterio *Discounted Cash Flow* (DCF) basato sull’attualizzazione dei flussi di cassa (Brealey et al., 2003). Per esempio, la convenienza economica può essere legata al valore del tasso di attualizzazione scelto, usualmente posto pari al valore del tasso di interesse, che corrisponde al costo medio del capitale che l’azienda deve sostenere per i suoi prestiti. Ciò può essere espresso mediante il *valore attuale netto* (*VAN*) definito come

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{C_k}{(1+i)^k} \quad (1)$$

dove C_k è il flusso finanziario (positivo o negativo) al tempo k , i il tasso di interesse e di conseguenza $1/(1+i)^k$ rappresenta il tasso di attualizzazione. La positività del *VAN* è sinonimo di convenienza economica dell’investimento.

La presente analisi è stata basata su 18 diversi scenari economici, ottenuti variando ragionevolmente il tasso d’attualizzazione, la vita dell’impianto (qui assunta pari a 40 anni) ed il rendimento globale, introdotto al fine di considerare le fluttuazioni stagionali della portata oltre a possibili guasti o malfunzionamenti dell’impianto.

In Figura 1 è riportato l’andamento del *VAN* in funzione della potenza nominale (P_n) di un impianto per condizioni di tasso d’attualizzazione, valutato come costo medio ponderato del capitale (WACC: weighted average cost of capital), e rendimento globale rispettivamente pari all’8% e al 50%. Sulla base delle ipotesi fatte nel paragrafo 2.2 i costi di installazione variano non linearmente da 60 k€ a 200 k€ per impianti aventi P_n da 5 a 100 kW. L’andamento del *VAN* basato sulla vendita dell’energia senza incentivi evidenzia che un impianto risulta avere un rendimento maggiore di zero ($VAN > 0$) solo se la sua P_n è maggiore di 70 kW ed arriva a 200 k€ allorché la potenza nominale sia di 200 kW. Tale risultato cambia considerevolmente se si considerano gli incentivi statali riportati nei seguenti paragrafi. In particolare:

a) *Vendita a prezzi garantiti ma senza CV.* In questo caso l’impianto risulta essere redditizio per $P_n = 45$ kW. Inoltre, un impianto di 200 kW ha un valore

- attualizzato, sulla base delle ipotesi fatte, pari a 400 k€.
- b) *Vendita a prezzi garantiti ed utilizzo dei CV.* La vendita dell'energia a prezzo garantito e la contemporanea cessione dei CV permette ad un impianto di $P_n=200$ kW di raggiungere il valore attualizzato di 800 k€; valore che è il doppio di quello evidenziato al punto a) e quattro volte tanto quello che si otterrebbe senza alcun incentivo. Si noti che il VAN, a causa della vendita dei certificati verdi, attribuiti in modo non continuativo al crescere della potenza, ma secondo il principio di un CV ogni 50 MWh di energia prodotta a base annuale, secondo il criterio esposto al paragrafo 2.1, evidenzia un andamento a gradini.
- c) *Scambio sul posto dell'energia prodotta.* Grazie al prezzo di particolare favore con il quale viene valutata l'energia prodotta e scambiata sul posto con il gestore della rete, gli impianti di potenza inferiore ai 20 kW risultano essere particolarmente redditizi. Infatti, già nel caso di un impianto di 5 kW il VAN risulta essere positivo e, per un impianto di 20 kW, esso raggiunge quasi i 300 k€. Si noti che quest'ultimo valore è equivalente ad un impianto di 80 kW che goda degli incentivi come al precedente punto b) e ad uno di 180 kW che rientri nella casistica del punto a).

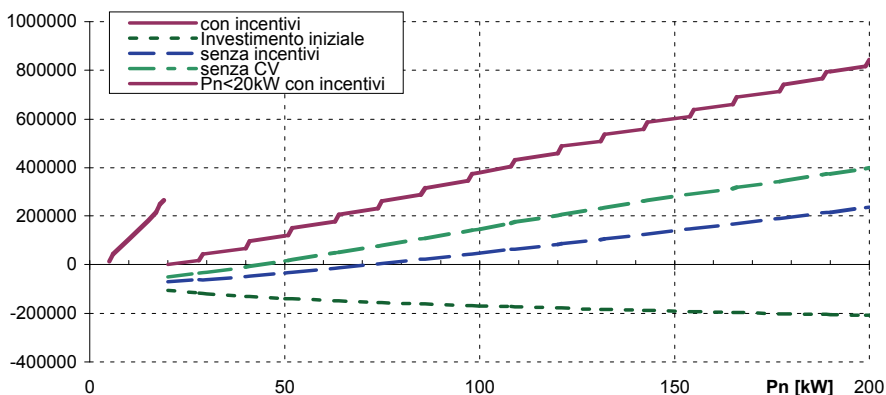


Figura 1. Andamento del VAN in funzione della potenza nominale della turbina installata. Ipotesi 1) WACC = 8%, 2) Vita impianto 40 anni, 3) rendimento dell'impianto 50%.

3 APPLICAZIONE AL CASO DELLA REGIONE PIEMONTE.

La valutazione economica sopra riportata è stata applicata ad un esteso campione di sistemi di adduzione, considerato da Plebani et al. (2007) relativamente a tutti gli ATO (Ambiti Territoriali Ottimali) ricadenti nella regione Piemonte. In tale studio era stata accertata la fattibilità tecnica delle installazioni, analizzando in modo esteso il territorio regionale e stimando le potenzialità di produzione di energia elettrica.

A titolo esemplificativo, nelle Figure 2.a-c si riportano 180 sistemi di adduzione presenti nell'ATO 3 della Regione Piemonte (sono stati esclusi gli impianti dell'area metropolitana di Torino), per un totale di circa 1,3 milioni di utenti serviti distribuiti su un'area di oltre 6000 km². Gli acquedotti sono stati classificati in base alla portata media (Q) ed al salto netto stimato (H). Tale rappresentazione è stata scelta poiché nel

piano bilogarithmico (H, Q) è possibile tracciare delle rette rappresentanti una specifica potenza ($QH=cost, \text{Log}Q=-\text{Log}H+a$). Per esempio, la significativa soglia dei 20 kw al di sotto della quale sono presenti gli impianti che possono accedere all'incentivo dello scambio sul posto è rappresentata in Figura 2 con una retta discontinua a tratto spesso.

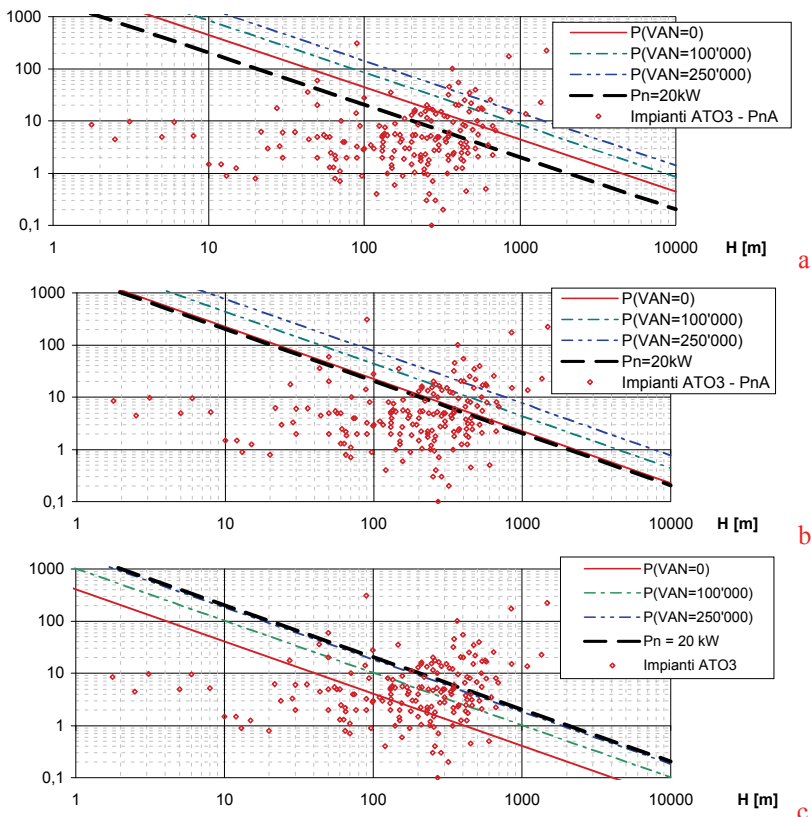


Figura 2. Andamento della potenza in funzione del VAN per le ipotesi $WACC=8\%$, vita dell'impianto di 40 anni e rendimento del 50%. I simboli rappresentano la distribuzione degli impianti nell'ATO3 piemontese in funzione della portata e del carico netto di ciascun impianto. La linea tratteggiata identifica la potenza $P_n=20\text{kW}$. Fig.2.a: vendita dell'energia a prezzi garantiti, senza i contributi dei CV. Fig.2.b: vendita a prezzi garantiti con i contributi dei CV. Fig.2.c: scambio sul posto.

Dall'analisi costi-ricavi riportata nel precedente paragrafo, una volta scelto lo scenario economico di riferimento e la configurazione dell'impianto ($WACC$, vita utile,...), è possibile legare univocamente la potenza nominale con il VAN dell'impianto. Si ha così che nelle Figure 2.a-c, le rette a potenza nominale costante rappresentano anche curve a VAN costante. Attraverso la valutazione della posizione d'ogni singolo impianto rispetto alle rette a potenza nominale costante tracciate è possibile avere una preliminare valutazione del potenziale economico associato alla riconversione degli acquedotti di una regione.

In Figura 2 si è eseguito il confronto tra la potenza nominale degli impianti

dell'ATO3 piemontese e le rette della potenza nominale corrispondenti a determinati valori di VAN, valutati considerando un tasso d'attualizzazione pari all'8% ed il rendimento globale del 50%. Con le ipotesi stabilite si ha che gli impianti con potenza nominale di poco superiore a 20 kW determinano un VAN positivo (figura 1), come si può apprezzare dal grafico di figura 2.b dalla vicinanza tra la linea ottenuta per potenza nominale di 20kW e quella che determina la soglia di VAN=0 euro. E' possibile inoltre notare dalla figura 2.b che 28 impianti hanno potenze tali da garantire un VAN superiore a 100 k€. Se si ripete l'analisi applicando la possibilità di scambio sul posto (impianti con $P_n < 20$ kW) si nota che molti impianti dell'ATO3 con potenza inferiore ai 20 kW presentano una situazione di VAN positivo, con valori superiori a 100 k€. Ciò è chiaramente dovuto alla posizione di favore nel quale, giustamente, la normativa pone i piccoli impianti, indirizzati principalmente all'autoconsumo dell'energia prodotta.

4 CONCLUSIONI

L'analisi qui condotta si ripropone di evidenziare il ruolo delle variabili di incentivazione economica nella valutazione a grande scala del potenziale idroelettrico dei sistemi acquedottistici. Considerando simultaneamente decine di potenziali impianti si possono accettare assunzioni semplificative in termini di costo e di continuità della produzione per concentrarsi sull'impatto delle variabili macro-economiche. Considerando un'area abbastanza estesa, quasi coincidente con la provincia di Torino, si è potuto mostrare come il numero di impianti candidati ad avere interessante redditività cambia drasticamente in funzione degli incentivi, anche se le potenze prodotte sono mediamente indirizzate a soddisfare piccole utenze locali.

BIBLIOGRAFIA

- ENEA "Le Fonti Rinnovabili 2005 - Lo sviluppo delle rinnovabili in Italia tra necessità e opportunità".
http://www.enea.it/com/web/stampa/arcci/2005/rinnovabili/rinnovabili_f.html
- R. Brealey, S. Myers, S. Sandri, Principi di Finanza Aziendale, McGraw Hill Libri Italia, 2003,
- A. Kilchmann, U. Kamm, B. Kobel, S. Kempf, R. Marugg, P. Loeffel, U. Riesen, R. Baumann, W. Ott, J. Ruegsegger, E. Muller, F. Schmid, Energie dans les resaux d'eau, Guide pour l'optimisation des couts énergétiques et de l'exploitation, Société suisse de l'industrie du gaz et des eaux, Lausanne, 2006.
- C. Penche, Guida all'idroelettrico minore – Per un corretto approccio alla realizzazione di un piccolo impianto, Commissione Europea, Direktorat generale per l'energia, settembre 1998.
- F. Plebani, D. Poggi, R. Revelli, P. Claps, Produzione di energia idroelettrica eocompatibile dagli acquedotti montani e pedemontani: valutazione a scala regionale delle potenzialità delle reti di adduzione, *Approvvigionamento e distribuzione idrica: esperienza, ricerca ed innovazione*, Ferrara 28-29 giugno 2007.
- Regione Piemonte, Infrastrutture del servizio idrico in Piemonte, Torino, maggio 2000.
- Autori vari, Proceedings of the 2nd International Minihydro Conference, September 5-7, 1996 – Palinuro (SA).