

Politecnico di Milano

Scuola di Ingegneria Industriale e dell'Informazione

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica

Dipartimento di Energia



STUDIO DI FATTIBILITÀ PER IL RECUPERO ENERGETICO DA IMPIANTI ACQUEDOTTISTICI IN AMBIENTE MONTANO

Relatore: Prof. Paolo SILVA

Correlatore: Ing. Nicola FERGNANI

Tutor aziendale: Ing. Francesco FAVERO

Tesi di Laurea di:

Fabio CAIROLI Matr. 850438

Anno Accademico 2016 – 2017

Ringraziamenti

Ringrazio il professor Paolo Silva per aver accettato di essere il relatore di questa tesi e l'ingegner Nicola Fergnani, mio correlatore, per i consigli datimi durante la stesura.

Ringrazio il mio tutor aziendale, l'ingegner Francesco Favero, e Stefano Pavesi per l'aiuto datomi nella realizzazione e scrittura di questo elaborato, nonché tutto l'ufficio della *FAVERO Energia* per avermi accolto durante questi mesi di lavoro.

Un grazie anche all'ingegner Pincirolì per la sua consulenza ancor più preziosa perché non dovuta.

La stesura dell'elaborato di tesi è solo l'ultima tappa di un percorso durato cinque anni in cui all'impegno personale si affianca il sostegno e l'aiuto di molti che è dunque doveroso ringraziare.

Ringrazio innanzitutto i miei genitori Renato e Antonella, per avermi permesso di intraprendere e portare a termine questo percorso con tutto il sostegno economico e l'appoggio necessari.

Ringrazio ancor più mia mamma, per aver ascoltato con infinita pazienza ogni mia ansia o problema senza mai far mancare un prezioso consiglio o una rassicurazione.

Ringrazio la mia fidanzata Roberta, che ha iniziato con me il percorso e che mi ha sopportato per tutto questo periodo con la comprensione di chi "il Poli" lo ha vissuto in prima persona.

Per loro, che hanno condiviso con me le gioie e i successi ma anche i periodi di sconforto e negatività, un GRAZIE è finanche troppo poco.

Ringrazio gli amici della "Company" per tutti i sabato sera senza pensieri che allontanano le preoccupazioni e sollevano il morale; tra loro non posso non menzionare Martina B, amica insostituibile che non ha mai fatto mancare una parola d'incoraggiamento.

Ringrazio Martina P, preziosa collega universitaria, per aver condiviso con me appunti, lezioni, lavori di gruppo e anche qualche malignità durante i viaggi in treno.

A queste persone e a tutte quelle che hanno creduto in me in questi anni va il mio ringraziamento più sincero.

Con riconoscenza



Indice

Sommario.....	V
Abstract	VII
Introduzione.....	1
1. Protocolli internazionali e fonti rinnovabili	3
1.1 Il protocollo di Kyoto	3
1.2 L'accordo di Parigi	5
1.3 Politiche ambientali europee	6
1.3.1 <i>Obiettivi europei al 2020</i>	6
1.3.2 <i>Obiettivi europei al 2030</i>	7
1.3.3 <i>Obiettivi europei al 2050</i>	7
1.4 Strumenti per il raggiungimento degli obiettivi nazionali.....	8
1.4.1 <i>Grado di raggiungimento degli obiettivi nazionali</i>	11
2. Il settore idroelettrico in Italia	13
2.1 Classificazione degli impianti	14
2.2 Il parco idroelettrico italiano.....	15
2.3 Il futuro del settore	19
3. Idroelettrico su acquedotto	21
3.1 Il nuovo sviluppo dell'idroelettrico	21
3.2 La struttura dell'acquedotto	22
3.2.1 <i>Inserimento dell'impianto nel sistema acquedotto</i>	24
3.3 Individuazione di siti idonei.....	25
3.4 Incentivi riconosciuti	27

4. Le turbine idrauliche	29
4.1 Caratteristiche generali e principio di funzionamento.....	29
4.1.1 <i>Classificazione</i>	30
4.2 Macchine ad azione.....	31
4.2.1 <i>Turbina Pelton</i>	31
4.2.2 <i>Turbina Turgo</i>	33
4.2.3 <i>Turbina Banki</i>	33
4.3 Macchine a reazione	35
4.3.1 <i>Turbina Francis</i>	35
4.3.2 <i>Turbina Kaplan</i>	37
4.3.3 <i>Focus: il diffusore delle turbine a reazione</i>	38
4.4 Turbina a Coclea	39
4.5 Pump as Turbine (PaT)	41
4.6 Altre tipologie.....	43
4.7 Riepilogo e confronti	43
4.8 Scelta della macchina per impianti su acquedotto	45
5. Progettazione tecnica e analisi economica	47
5.1 Relazione idrologica	47
5.2 Verifiche strutturali	48
5.2.1 <i>Calcolo delle sollecitazioni straordinarie</i>	48
5.2.2 <i>Verifica di resistenza</i>	50
5.3 Verifiche idrauliche.....	51
5.3.1 <i>Stramazzo calibrato tipo Thomson</i>	51
5.3.2 <i>Perdite di carico distribuite</i>	52
5.3.3 <i>Perdite di carico concentrate</i>	55
5.4 Analisi economica.....	56
5.4.1 <i>Valutazione dei ricavi</i>	57

5.4.2	<i>Valutazione del costo per l'allaccio elettrico</i>	58
6.	Progetto 1 – comune di Piantedo (SO)	61
6.1	Disponibilità della risorsa	62
6.2	Stato di fatto delle opere esistenti	63
6.3	Descrizione delle opere di progetto	64
6.3.1	<i>Vasca di carico</i>	64
6.3.2	<i>Condotta forzata</i>	66
6.3.3	<i>Fabbricato centrale</i>	68
6.3.4	<i>Vasca di raccolta delle acque turbinate</i>	69
6.3.5	<i>Allacciamento alla linea elettrica</i>	69
6.3.6	<i>Interventi di ripristino e mitigazione</i>	69
6.4	Scelta del gruppo elettromeccanico	70
6.5	Producibilità annua	71
6.6	Risultati economici	75
7.	Progetto 2 – comune di Montagna in Valtellina (SO)	79
7.1	Disponibilità della risorsa	80
7.2	Stato di fatto delle opere esistenti	81
7.3	Descrizione delle opere di progetto	82
7.3.1	<i>Vasca di carico</i>	83
7.3.2	<i>Condotta forzata</i>	84
7.3.3	<i>Fabbricato centrale</i>	86
7.3.4	<i>Vasca di raccolta delle acque turbinate</i>	87
7.3.5	<i>Allacciamento alla linea elettrica</i>	87
7.3.6	<i>Interventi di ripristino e mitigazione</i>	87
7.4	Scelta del gruppo elettromeccanico	88
7.5	Producibilità annua	89

7.6 Risultati economici	92
Conclusioni	97
Appendice A.....	IX
Appendice B.....	XVII
Appendice C.....	XIX
Indice delle figure.....	XXIII
Indice dei grafici	XXV
Indice delle tabelle	XXVII
Bibliografia	XXIX

Sommario

Negli ultimi decenni è andata crescendo l'attenzione dell'opinione pubblica verso le problematiche ambientali quale il controverso e dibattuto *riscaldamento globale*. I governi nazionali hanno raccolto questo spunto e hanno intrapreso un percorso comune di responsabilizzazione nei confronti della salute e del futuro energetico del Pianeta sottoscrivendo accordi internazionali che impongono obiettivi a lungo termine di riduzione delle emissioni climalteranti. Il principale mezzo per raggiungere tali risultati è la promozione delle *fonti di energia rinnovabile (FER)*.

A questo proposito un settore sicuramente interessante è quello idroelettrico, con impianti altamente efficienti, con bassi costi di manutenzione e una lunga vita utile. Tuttavia, se in passato l'idroelettrico ha rappresentato il motore trainante della prima elettrificazione grazie a impianti di grande potenza, ora si trova ad aver esaurito tutte le possibilità di sfruttamento su grande scala. Si apre allora la prospettiva di sviluppo di impianti di piccola e piccolissima taglia che sfruttino piccoli corsi d'acqua o che possano essere incorporati in progetti polivalenti di valorizzazione della risorsa idrica. In questa ultima categoria si inseriscono gli impianti di *idroelettrico su acquedotto* descritti nella presente trattazione.

Dopo aver introdotto il panorama degli obiettivi internazionali e delle direttive ed incentivi nazionali entro cui ci si muove, viene descritto il sistema di acquedotto su cui insistono questi impianti; segue una descrizione di tutte le turbomacchine adatte allo sfruttamento della risorsa idrica per poi individuare quelle adatte all'uso in piccoli impianti comunali polivalenti. Si passa quindi ad esporre la metodologia di calcolo impiegata per la valutazione della fattibilità tecnica e dei risultati economici associati agli impianti su acquedotto; infine si porta l'esempio di due impianti applicati ai comuni di Piantedo (SO) e Montagna in Valtellina (SO) analizzati secondo la procedura descritta.

Parole chiave: Fonti di Energia Rinnovabile, impianto idroelettrico, acquedotto, Pelton

Abstract

During the past decades, media's attention has focalized on environmental issues such as the controversial and debated subject of Global Warming. National governments have followed this trend and have embarked upon a common path towards a healthier Planet and a better management of the energy sources by signing international agreements that impose long-term goals for reducing greenhouse gases. The main tool for achieving such results is the promotion of *Renewable Energy Sources (RES)*.

A very interesting field is hydropower that offers high efficiency systems, low maintenance costs and a long service life. However even if in the past hydropower had been the main driver of the first electrification, thanks to big power plants, now has exploited all its possibility of a large-scale development. The future is based on mini and micro hydro plants that exploit small watercourses and that can be incorporated into multi-purpose projects with the aim of the valorization of the water resource. In this last category, the hydroelectric plants on aqueduct systems, described in this discussion, are inserted.

After an overview on the international goals and on the national guidelines, the aqueduct systems, on which these plants are installed, are described; following is a description of all turbomachines suitable for the exploitation of the water resource and a focus on the ones suitable for use in small polyvalent plants. The methodology used for a technical and economic analysis of hydro plants built on the aqueduct system is then explained; finally, two plants in the municipalities of Piantedo (SO) and Montagna in Valtellina (SO) are analyzed according to the procedure described.

Key words: Renewable Energy Sources, hydroelectric power plant, aqueduct system, Pelton

Introduzione

Questa trattazione intende presentare una nuova tipologia di impianti idroelettrici realizzati sfruttando le infrastrutture degli acquedotti comunali. Dopo averne descritto le caratteristiche e le possibilità di sviluppo vengono mostrati due esempi di progettazione tecnica e valutazione economica applicate a casi reali.

Il **primo capitolo** segue la linea tracciata dagli accordi internazionali sul clima che, a partire dal protocollo di Kyoto, hanno dato il via a una serie di azioni legislative intraprese dai Paesi sottoscrittori atte a definire degli obiettivi per il controllo e la mitigazione dell'impatto antropico sul clima del Pianeta. Vengono quindi illustrati gli strumenti che l'Italia ha messo in campo, allo scopo di soddisfare le prescrizioni imposte dall'Unione Europea, ripercorrendone l'evoluzione e valutando il grado di raggiungimento dei risultati.

Il **secondo capitolo** fornisce i termini di classificazione degli impianti idroelettrici ed effettua una panoramica sul parco idroelettrico italiano descrivendone lo stato di fatto e si conclude con un'analisi delle possibili direzioni di sviluppo.

Il **terzo capitolo** si focalizza sugli impianti idroelettrici su acquedotto analizzandone pregi e potenzialità per poi descrivere tutte le strutture proprie del sistema acquedottistico che costituiscono la base di partenza su cui progettare questi impianti. Il capitolo termina presentando il processo di individuazione dei siti che possiedono gli elementi chiave per essere idonei alla realizzazione di un'installazione di questo tipo.

Nel **quarto capitolo** si effettua una rassegna di tutte le tipologie di turbina idraulica attualmente in uso, divise per macro categorie, descrivendo per ognuna il campo di applicazione, i punti di forza e le criticità. Si effettua quindi un'analisi comparativa delle macchine finendo con l'individuare quali tra esse si prestano all'utilizzo negli impianti realizzati su acquedotto.

Il **quinto capitolo** è propedeutico ai successivi e presenta una metodologia generale per le principali stime e verifiche, che vengono effettuate nei capitoli successivi, per passare dalla valutazione di massima del potenziale ad un progetto preliminare che possa essere presentato al Comune interessato per approvazione. Il capitolo è diviso in quattro sezioni: la prima descrive l'analisi della disponibilità della risorsa idrica, primo passo per confermare o smentire la capacità

produttiva del sito; la seconda presenta la verifica strutturale della condotta forzata secondo le normative vigenti; la terza analizza le perdite di carico del sistema, vale a dire la principale causa di dissipazione di energia che va ad inficiare la redditività dell'impianto; la quarta presenta i parametri economici utili a definire se vi è una reale convenienza nell'affrontare l'investimento.

Il **sesto e settimo capitolo** presentano due esempi di studio di fattibilità per altrettanti progetti applicati ai comuni di Piantedo (SO) e Montagna in Valtellina (SO), entrambi nella provincia di Sondrio. Dopo un breve inquadramento territoriale del sito e dello stato di fatto delle opere esistenti, si procede con il dimensionamento dell'impianto secondo quanto illustrato nel capitolo quinto, per poi concludere con l'analisi degli indicatori economici.

1. Protocolli internazionali e fonti rinnovabili

A partire dagli anni '50 del secolo scorso, il motore principale della produzione elettrica, che ha accompagnato lo sviluppo economico del nostro Paese, è stato il settore termoelettrico, mosso principalmente dall'energia dei prodotti petroliferi. L'uso massiccio della fonte fossile ha però portato con sé, oltre a crescita e benessere, una serie di problemi a medio e lungo termine, dovuti alle emissioni gassose delle centrali, quale un incremento ritenuto anomalo dell'ormai noto *Effetto Serra*¹.

1.1 Il protocollo di Kyoto

Nel tentativo di promuovere un comportamento responsabile e lungimirante e con l'intento di *“raggiungere la stabilizzazione delle concentrazioni dei gas serra in atmosfera a un livello abbastanza basso per prevenire interferenze antropogeniche dannose per il sistema climatico”*², nel 1997 più di 180 Paesi del mondo si riunirono per redigere e sottoscrivere il *Protocollo di Kyoto* con l'obiettivo concreto di un abbattimento globale delle emissioni di gas serra del 5,3% rispetto ai livelli di emissione del 1990, da conseguirsi nel periodo compreso tra il 2008 e il 2012.

L'accordo risultava vincolante per i paesi industrializzati, mentre escludeva le economie emergenti quali Cina e India con il proposito di non impedirne lo sviluppo. Affinché potesse entrare in vigore, doveva essere ratificato da almeno 55 parti (Paesi o aggregazioni di Paesi come la UE) rappresentanti almeno il 55% delle emissioni globali di *CO2 equivalente*³ nel 1990 e ciò è avvenuto nel 16 febbraio 2005 (l'Italia ha ratificato il protocollo con la legge n. 120 del 1° giugno 2002).

Ogni Paese aderente al protocollo aveva un proprio obiettivo specifico vincolante: per l'Italia era far sì che la media delle emissioni di gas serra nel periodo 2008-2012 fosse al più pari al 93,5% delle emissioni del 1990 (riduzione del 6,5%).

¹ L'*Effetto Serra* è il fenomeno naturale prodotto dall'atmosfera terrestre per cui, grazie a gas quali l'acqua e la CO₂ caratterizzati da specifiche bande di trasmissione e riflessione, la temperatura sulla terra è mantenuta ad un livello favorevole alla vita (circa 15°C medi). L'alterazione di questo fenomeno porta a modifiche della temperatura deleterie per gli organismi viventi e gli equilibri climatici.

² United Nations Framework Convention on Climate Change – UNFCCC, 1992; noto anche come Accordo di Rio.

³ La *CO2 equivalente* è l'unità di misura che permette di rendere omogenee le valutazioni riguardanti gli effetti di diversi gas serra con differenti effetti climalteranti. I potenziali climalteranti dei diversi gas sono stati elaborati dall'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC).

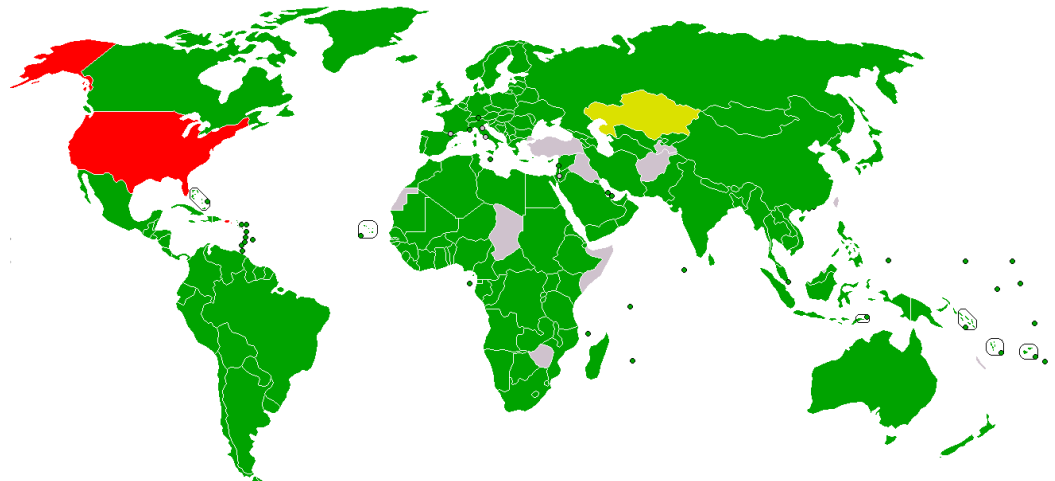


Figura 1.1- Posizione dei Paesi rispetto al Protocollo di Kyoto nel 2005. Rosso: firmato in attesa di ratifica; Giallo: firmato ma non ratificato; Verde: firmato e ratificato; Grigio: nessuna posizione.

Per adempiere agli obiettivi i paesi interessati potevano agire attraverso:

- **Misure interne**, vale a dire tramite l’assegnazione di una responsabilità diretta a soggetti privati nella riduzione delle emissioni;
- **Misure esterne**, utilizzando i cosiddetti *meccanismi flessibili* che si fondano sul principio secondo cui il beneficio ambientale globale, derivante della riduzione delle emissioni, rimane tale a prescindere dall’area geografica nella quale queste vengono ridotte.

I meccanismi flessibili, di seguito elencati, consentivano di guadagnare crediti utili al raggiungimento degli obiettivi imposti:

- **Joint implementation**: permetteva ai paesi “*Annex I*”⁴ di investire in progetti di riduzione delle emissioni in altri paesi “*Annex I*”;
- **Clean development mechanism**: i paesi “*Annex I*” potevano investire in progetti di riduzione delle emissioni in paesi in via di sviluppo che avessero ratificato il Protocollo;
- **International emission trading**: i paesi “*Annex I*” potevano scambiare tra loro (comprare/vendere) crediti di carbonio (cioè diritti di emissione) per coprire eventuali emissioni che eccedessero il tetto assegnato dal Protocollo.

⁴ Sono chiamati Paesi *Annex I quelli* a cui si applicano gli obiettivi vincolanti previsti dal protocollo.

I paesi dell'Unione europea (UE 15) avevano poi ratificato il protocollo di Kyoto congiuntamente, rinegoziando tra loro la percentuale delle riduzioni da realizzare in ciascun paese per raggiungere il comune obiettivo di riduzione dell'8% rispetto ai livelli del 1990. Gli Stati membri potevano compensare tra loro eccessi e difetti di emissione di gas serra rispetto agli obiettivi di ciascuno e per facilitare il raggiungimento del target avevano concordato di adottare l'*European Union Emissions Trading Scheme* (EU ETS) cioè il cosiddetto sistema comunitario di scambio di quote di emissione. L'EU ETS riguardava solo gli impianti industriali afferenti ad alcuni specifici settori produttivi (energetici ed energy intensive) e, limitatamente ad essi, permetteva di fare in modo che il rispetto del protocollo di Kyoto avvenisse su base comunitaria anziché nazionale.

Al termine del periodo di riferimento (anno 2012), nonostante la significativa riduzione media delle emissioni del 4,6%, si è dovuto riconoscere il mancato soddisfacimento degli obiettivi nazionali assegnati all'Italia dal Protocollo di Kyoto.

1.2 L'accordo di Parigi

A dicembre del 2015 più di 190 Paesi si sono riuniti nella conferenza sul clima di Parigi per rinnovare e rafforzare l'impegno nella lotta al cambiamento climatico; frutto di questa collaborazione è stato il primo accordo universale e giuridicamente vincolante sul clima mondiale, il cosiddetto accordo di Parigi.

I governi hanno convenuto di *“mantenere l'aumento della temperatura media globale ben al di sotto di 2°C in più rispetto ai livelli preindustriali”* e di proseguire gli sforzi per limitarlo a 1,5°C, concordando di fare in modo che le emissioni globali raggiungano il livello massimo al più presto possibile per poi procedere successivamente a rapide riduzioni. Questo è stato il punto nodale e obiettivo a lungo termine attorno al quale si è stretto l'accordo.

I Paesi hanno presentato piani d'azione nazionali finalizzati a ridurre le rispettive emissioni, impegnandosi a proporre revisioni migliorative e più ambiziose ogni cinque anni e a comunicare i risultati ottenuti a garanzia di trasparenza.

A questo accordo hanno aderito anche i Paesi in via di sviluppo (Cina e India in testa) che erano stati esclusi dal protocollo di Kyoto pur se responsabili di una consistente quota delle emissioni globali; tuttavia, in un'ottica di solidarietà e cooperazione, l'UE e gli altri Paesi sviluppati si impegnano a

fornire finanziamenti a questi Paesi per aiutarli nella *decarbonizzazione*⁵ delle loro economie e nello sviluppo delle nuove tecnologie sostenibili.

Questo accordo riguarda il periodo a decorrere dal 2020 ed è entrato in vigore il 4 novembre 2016, data in cui è stato ratificato da almeno 55 Paesi che rappresentino almeno il 55% delle emissioni globali di gas serra.

1.3 Politiche ambientali europee

L'Unione Europea, costantemente bisognosa di energia per il proprio sostentamento e ancora fortemente dipendente dalle fonti fossili, è suo malgrado priva di riserve di fonti primarie di energia e, per questo motivo, si trova vincolata a Paesi esteri che troppo spesso non garantiscono adeguati livelli di stabilità. D'altro canto l'UE è stata da subito molto attenta alle tematiche ambientali e alla lotta al cambiamento climatico, assumendosi la responsabilità degli effetti del proprio sviluppo nel secolo scorso e riconoscendo la necessità di politiche ambientali più accorte nell'interesse dei propri cittadini futuri. Per questi motivi l'Unione ha deciso di rispondere alla sfida energetica ponendosi tre obiettivi strategici:

- **Sostenibilità**, perseguita tramite la riduzione delle emissioni dei gas serra;
- **Sicurezza dell'approvvigionamento**, perseguita tramite la differenziazione delle fonti, lo sviluppo delle fonti rinnovabili e l'efficienza energetica al fine di dipendere meno dalle importazioni;
- **Competitività**, perseguita sempre tramite la differenziazione delle fonti, lo sviluppo delle fonti rinnovabili e l'efficienza energetica, al fine di risentire meno della volatilità dei prezzi degli idrocarburi.

1.3.1 Obiettivi europei al 2020

L'atto principale a livello europeo in materia di efficienza energetica e sviluppo delle fonti rinnovabili è certamente il *pacchetto Clima-Energia*, anche noto come *pacchetto 20-20-20* entrato in

⁵ Per *decarbonizzazione* si intende la limitazione nell'uso di combustibili fossili ad alto contenuto di carbonio responsabili delle emissioni di anidride carbonica in atmosfera

vigore nel giugno 2009 e valido dal gennaio 2013 fino al 2020; gli obiettivi da raggiungere entro tale data sono:

- **20% di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra** rispetto al 1990, con la proposta di incrementare l'obiettivo al 30% in caso di accordo internazionale (cioè impegno anche da parte di altri Paesi sviluppati e in via di sviluppo più avanzati);
- **20% di energie rinnovabili sul totale dei consumi energetici lordi** dell'Unione Europea, con un contributo minimo del 10% di biocarburanti al consumo di combustibili per autotrazione in ciascuno dei Paesi membri;
- **20% di risparmio dei consumi energetici dell'Unione Europea** rispetto alle proiezioni della Commissione europea. Questo obiettivo non è vincolante, a differenza dei primi due, essendo implicito negli altri sopra riportati.

1.3.2 Obiettivi europei al 2030

Sempre in un'ottica di azioni a lungo termine a ottobre 2014 il Consiglio europeo ha già fissato nuovi obiettivi con scadenza il 2030:

- **40% di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra** rispetto al 1990;
- **27% di energie rinnovabili sul totale dei consumi energetici lordi** dell'Unione Europea;
- **27% di risparmio dei consumi energetici dell'Unione Europea** rispetto alle proiezioni del futuro consumo di energia sulla base dei criteri attuali (obiettivo indicativo).

Questi obiettivi dovrebbero essere raggiunti senza definire strumenti nuovi e aggiuntivi rispetto a quelli attualmente in vigore.

1.3.3 Obiettivi europei al 2050

A seguito dell'accordo di Parigi del 2015 la lotta al cambiamento climatico è diventata ufficialmente una sfida mondiale e l'Europa ha svolto ancora il ruolo di capofila verso un'economia a basse emissioni di carbonio.

L'obiettivo è stato dunque fissato:

- **80% di riduzione delle emissioni di gas serra rispetto ai livelli del 1990**, unicamente attraverso azioni interne (vale a dire senza ricorrere a crediti internazionali)

puntando a *emissioni zero* entro il 2100.

1.4 Strumenti per il raggiungimento degli obiettivi nazionali

L'Italia si è mostrata molto attiva nel perseguire gli obiettivi indicati dall'Unione Europea e ha messo in campo una serie di strumenti incentivanti atti a favorire l'efficienza energetica e lo sviluppo delle fonti rinnovabili. A seguito delle disposizioni dell'UE, infatti, sono stati emanati una serie di Decreti Ministeriali che hanno definito e, nel tempo, modificato le modalità con cui vengono attivati tali strumenti. È proprio grazie ad essi che gli impianti alimentati da fonte rinnovabile hanno avuto una crescita molto rapida, incrementando notevolmente il loro peso sulla produzione elettrica nazionale, e che si è potuto iniziare un processo di progressiva riduzione dei consumi energetici.

In questo paragrafo viene descritto l'unico meccanismo incentivante attualmente in vigore per la promozione delle FER⁶ a cui possono accedere gli impianti di nuova costruzione; per quanto riguarda gli altri meccanismi incentivanti, compresi quelli cui non è più possibile accedere ma che ancora vengono erogati a chi ne ha avuto diritto, e quelli dedicati al risparmio energetico si rimanda a quanto contenuto nell'Appendice A

Tariffa onnicomprensiva ai sensi del D.M. 23 giugno 2016

Gli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico possono beneficiare di una forma di incentivazione dedicata applicabile ad impianti nuovi, integralmente ricostruiti, riattivati, oggetto di interventi di potenziamento o di rifacimento.

Per accedere agli incentivi sono previste quattro diverse modalità, a seconda della potenza dell'impianto e della categoria di intervento:

⁶ Fonti di Energia Rinnovabile

1. **Accesso diretto, a seguito dell'entrata in esercizio:** nel caso di impianti nuovi, oggetto di intervento di integrale ricostruzione, riattivazione, potenziamento o rifacimento, con potenza inferiore a specifici valori di soglia, differenziati per tipologia di fonte (*Tabella 1.1*);
2. **Iscrizione a Registri e successiva richiesta di accesso agli incentivi per gli impianti ammessi in posizione utile:** nel caso di impianti nuovi, oggetto di intervento di integrale ricostruzione, riattivazione, potenziamento, con potenza compresa in specifici valori di soglia, differenziati per tipologia di fonte;
3. **Aggiudicazione delle procedure competitive di Asta al ribasso:** nel caso di impianti nuovi, oggetto di intervento di integrale ricostruzione, riattivazione, potenziamento, con potenza superiore a 5 MW, stabilito per specifiche tipologie di fonte rinnovabile;
4. **Iscrizione a Registri e successiva richiesta di accesso agli incentivi, per gli impianti ammessi in posizione utile:** nel caso di impianti oggetto di rifacimento, con potenza ricompresa in specifici valori di soglia, differenziati per tipologia di fonte.

Requisiti per l'accesso diretto	
Tipologia di impianto	Valore soglia
Eolico	< 60 kW
A fonte oceanica	< 60 kW
Idroelettrico*	< 250 kW
Alimentato a biomassa	< 200 kW
Alimentato a biogas	< 100 kW
Solare termodinamico	< 100 kW
<p>* purché rientri nelle seguenti casistiche:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Realizzati su canali o condotte esistenti, senza incremento né di portata derivata dal corpo idrico naturale né del periodo in cui ha luogo il prelievo - Che utilizzano acque di restituzioni o di scarico di utenze esistenti senza modificare il punto di restituzione o di scarico - Che utilizzano salti su briglie o traverse esistenti senza sottensione di alveo naturale⁷ o sottrazione di risorsa - Che utilizzano parte del rilascio del deflusso minimo vitale al netto della quota destinata alla scala di risalita, senza sottensione di alveo naturale 	

Tabella 1.1- Requisiti per l'accesso diretto agli incentivi ai sensi del D.M. 23giugno 2016

⁷ Per *sottensione di alveo naturale* si intende la riduzione della portata in un tratto, anche parziale, di alveo non occupato dalle opere.

L'incentivo si applica alla produzione di energia elettrica netta immessa in rete dall'impianto, calcolata come minor valore tra la produzione netta e l'energia elettrica effettivamente immessa in rete, ed è erogato per un periodo pari alla vita media utile convenzionale della specifica tipologia d'impianto. I meccanismi incentivanti sono due:

- a) Una *tariffa incentivante onnicomprensiva* (T_o) per gli impianti di potenza ≤ 500 kW, calcolata sommando alla *tariffa incentivante base* (T_b) gli eventuali premi a cui l'impianto ha diritto, comprendendo anche la remunerazione dell'energia che viene ritirata dal GSE⁸;
- b) Un *incentivo* (I) per gli impianti di potenza > 500 kW, calcolato come differenza tra la tariffa incentivante base (T_b), a cui vanno sommati eventuali premi a cui l'impianto ha diritto, e il prezzo zonale orario dell'energia. L'energia prodotta resta nella disponibilità del produttore.

Gli impianti di potenza fino a 500 kW possono optare per l'una o l'altra tipologia, con la facoltà di passare da un sistema all'altro non più di due volte nel corso dell'intero periodo di incentivazione.

Gli impianti di potenza superiore a 500 kW possono richiedere solo l'incentivo (I).

Il valore degli incentivi previsti e del periodo di erogazione, suddivisi per tipologia d'impianto e di fasce di potenza sono contenuti nell'Appendice B.

L'accesso diretto agli incentivi non sarà più possibile decorsi 30 giorni dalla data del raggiungimento di un costo indicativo massimo di 5,8 miliardi di euro l'anno o, in ogni caso, dal 31 dicembre 2017.

Va specificato che i registri per l'accesso alle graduatorie sono già stati chiusi, perciò al momento attuale l'unica possibilità di accesso a questo incentivo è attraverso accesso diretto. [4][5][6]

Da notizie recenti sembra che, almeno per impianti di piccola taglia, ci possa essere una estensione di validità anche al 2018, ma la conferma può arrivare solo con il prossimo Decreto Ministeriale.

⁸ Gestore dei Servizi Energetici, società per azioni interamente controllata dal Ministero dell'economia e delle finanze preposta all'erogazione degli incentivi per le fonti rinnovabili e la cogenerazione ad alto rendimento

1.4.1 Grado di raggiungimento degli obiettivi nazionali

Nel 2015, secondo i dati più aggiornati forniti dal GSE [3], i Consumi Finali Lordi⁹ (CFL) complessivi di energia in Italia si sono attestati intorno a 121,7 Mtep¹⁰, valore piuttosto basso se si considera la media degli ultimi 10 anni (oltre 130 Mtep), ma in ripresa rispetto all'anno precedente, anche per effetto della maggiore severità del clima. La quota di tali consumi coperta dalle FER è pari al 17,5%, un valore superiore al target assegnato all'Italia dalla Direttiva europea per il 2020 (17%) e non distante dall'obiettivo individuato dalla Strategia Energetica Nazionale del 19-20%; tuttavia in futuro la possibilità di mantenere l'incidenza delle FER su questi livelli dipenderà, oltre che dal trend di diffusione delle FER stesse, anche da fattori esterni quale i consumi energetici complessivi.

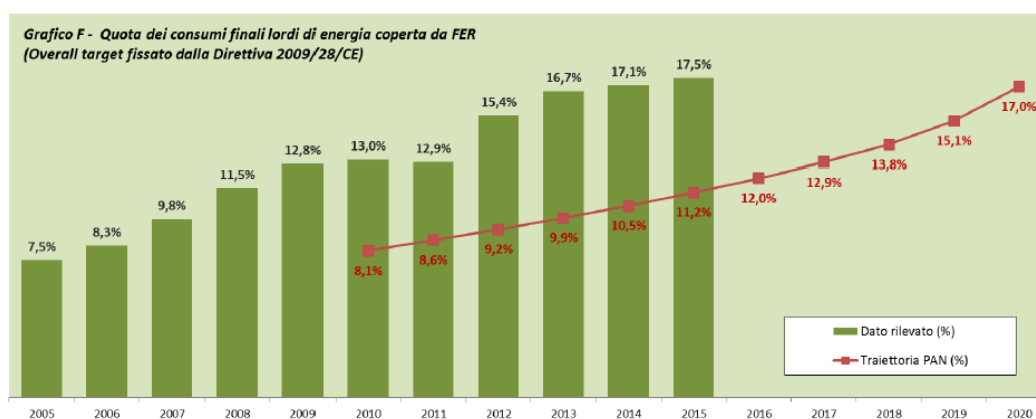


Grafico 1.1- Grado di raggiungimento degli obiettivi nazionali in materia di FER

La potenza installata riferita agli impianti a fonte rinnovabile è pari a 51.475 MW, a fronte di una produzione lorda effettiva di energia elettrica pari a 108,9 TWh, in flessione rispetto al 2014.

Analizzando il *Grafico 1.2* che riporta l'andamento della produzione elettrica da fonti rinnovabili tra il 2002 e il 2005 si possono osservare alcuni andamenti caratteristici. La fonte idraulica è stata e continua ad essere la fonte di energia rinnovabile più importante, producendo la quota maggiore di energia elettrica grazie ai suoi storici impianti di grande taglia. Le variazioni di produzione, anche importanti, tra gli anni è da imputare principalmente alle diverse condizioni

⁹ Consumo Finale Lordo di Energia (CFL): “i prodotti energetici forniti a scopi energetici all'industria, ai trasporti, alle famiglie, ai servizi, compresi i servizi pubblici, all'agricoltura, alla silvicoltura e alla pesca, ivi compreso il consumo di elettricità e di calore del settore elettrico per la produzione di elettricità e di calore, incluse le perdite di elettricità e di calore con la distribuzione e la trasmissione” (Decreto Legislativo 28/2011).

¹⁰ Tonnellata equivalente di petrolio, rappresenta la misura dell'energia equivalente a quella ottenuta dalla combustione di una tonnellata di petrolio grezzo, assumendo un potere calorifico pari a 14.86 MJ/kg.

climatiche e di piovosità; infatti, a fronte di una potenza idroelettrica installata pressoché costante¹¹ le fluttuazioni della produzione arrivano ad essere di decine di punti percentuali. Anche la fonte eolica tende ad essere influenzata dalla ventosità differente di ogni singolo anno ma questa evidenza è nascosta dalla forte crescita degli impianti installati a seguito della messa in campo degli incentivi. L'esplosione dell'installazione di impianti basati sulle "nuove rinnovabili" è ancora più evidente se si osserva la curva di crescita del solare: da una assoluta assenza di questa fonte, dovuta all'eccessivo costo della tecnologia ancora immatura, si è passati ad una crescita vertiginosa grazie agli aiuti messi in campo per sostenere gli investimenti iniziali e la remunerazione dell'energia da fonte solare. In primo piano si nota il tratto costante associato alla geotermia che negli anni non ha variato la sua quota di produzione: tale fonte utilizza tecnologie ben note e consolidate e viene sfruttata fin dagli inizi del '900 (centrale Enel di Larderello (PI)) ma soffre in modo irrimediabile del vincolo della carenza di siti idonei per un ulteriore sviluppo.

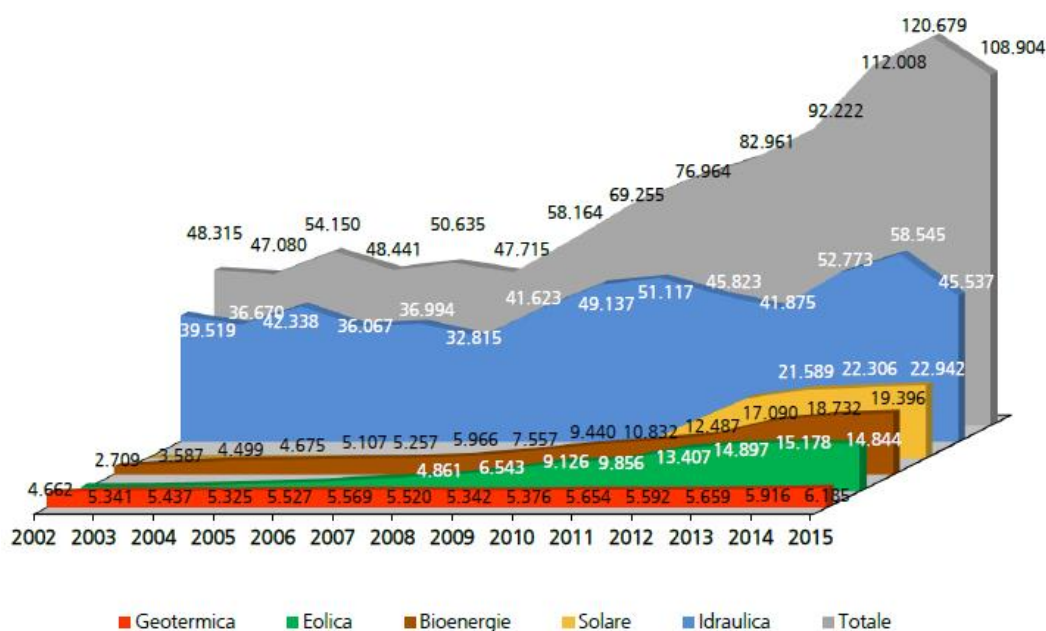


Grafico 1.2- Evoluzione della produzione da fonti rinnovabili nel periodo 2002 - 2015. Dati in [GWh]

¹¹ Cfr Grafico 2.2 nel capitolo successivo

2. Il settore idroelettrico in Italia

I grandi impianti idroelettrici sono stati per decenni l'unica fonte di energia elettrica in Italia, permettendo la prima elettrificazione del Paese, e fino agli anni Cinquanta hanno rappresentato più dell'80% della produzione elettrica. La rilevanza di questa fonte rinnovabile è progressivamente diminuita, scendendo a quota 25% già negli anni Ottanta, a favore dell'energia termoelettrica che dalla sua comparsa ha avuto una crescita vertiginosa dominando il panorama della produzione elettrica fino ai giorni nostri. Solo negli ultimi anni, grazie appunto alle politiche ambientali europee, il dominio termoelettrico vede intaccata la propria supremazia a favore delle fonti alternative e tra queste è ancora l'idroelettrico ad essere pilastro fondamentale.

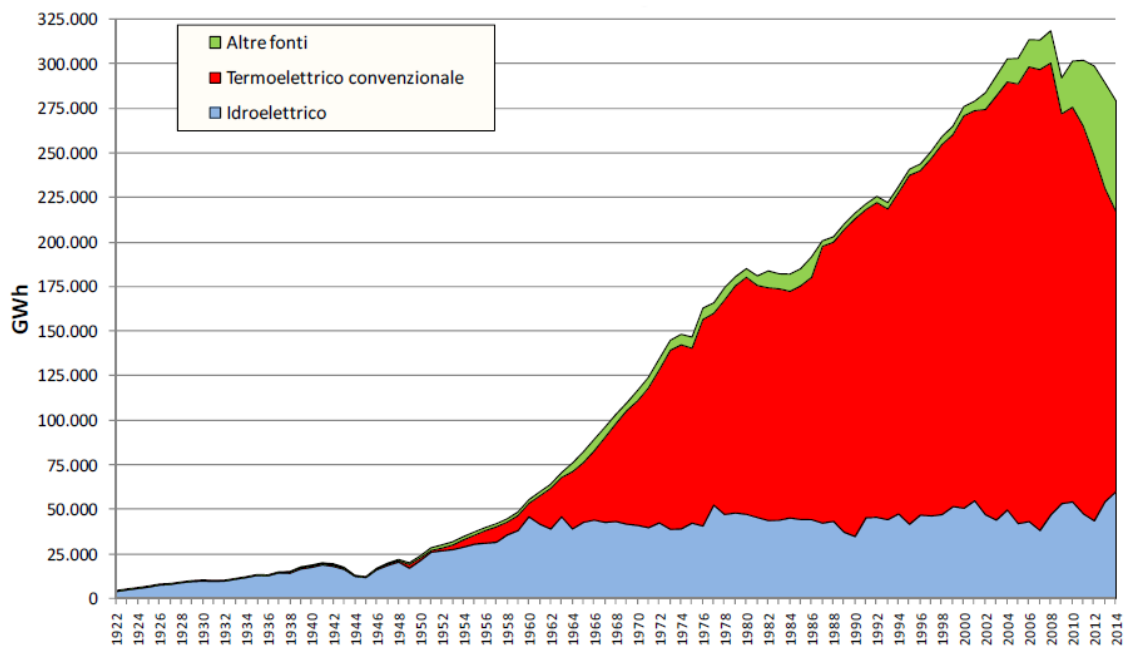


Grafico 2.1- Andamento della produzione di energia elettrica in Italia nel periodo 1922 – 2014

2.1 Classificazione degli impianti

Gli impianti idroelettrici possono essere classificati principalmente secondo quattro parametri: *durata di invaso*, *salto geodetico*, *portata*, *potenza*.

DURATA DELL'INVASO

Si definisce *durata di invaso* il tempo necessario per fornire al serbatoio un volume d'acqua pari alla sua capacità utile con la portata media annua del corso d'acqua che in esso si riversa; pertanto si distinguono:

- **Impianti a serbatoio**, con una durata d'invaso maggiore o uguale a 400 ore;
- **Impianti a bacino**; con un serbatoio classificato come "bacino di modulazione" settimanale o giornaliero, con durata di invaso minore di 400 ore e maggiore di 2 ore;
- **Impianti ad acqua fluente**: senza serbatoio o che hanno un serbatoio con durata di invaso uguale o minore di 2 ore. Sono generalmente posizionati sui corsi d'acqua o sui canali di bonifica e la loro produzione dipende dalla portata disponibile nel fiume o nel canale. Sono ricondotti a questa categoria anche gli impianti installati negli acquedotti

SALTO GEODETOCO

Si definisce *salto geodetico* la differenza di quota tra il pelo libero della sezione di presa e quello della sezione di restituzione dell'acqua, dividendo gli impianti come:

- **Basso salto**: fino a 50 m;
- **Medio salto**: da 50 m a 250 m;
- **Alto salto**: da 250 m a 1.000 m;
- **Altissimo salto**: oltre i 1.000 m.

PORTATA

Riferendosi alla portata derivata la classificazione è solo di tipo indicativo:

- **A piccola portata**: $Q \leq 10 \text{ m}^3/\text{s}$;
- **A media portata**: $10 \text{ m}^3/\text{s} \leq Q \leq 100 \text{ m}^3/\text{s}$;
- **A grande portata**: $100 \text{ m}^3/\text{s} \leq Q \leq 1.000 \text{ m}^3/\text{s}$;
- **Ad altissima portata**: $Q \geq 1.000 \text{ m}^3/\text{s}$.

POTENZA

Valutando la potenza installata si possono dividere gli impianti in tre categorie:

- **Grande taglia:** $P > 200$ MW
- **Media taglia:** $10 \text{ MW} \leq P \leq 200$ MW
- **Piccola taglia:** $P < 10$ MW

Quest'ultima categoria viene ulteriormente suddivisa secondo la classificazione ufficiale dell'Organizzazione delle Nazioni Unite per lo Sviluppo Industriale in:

- **Piccoli impianti**, con potenza inferiore a 10 MW;
- **Mini impianti**, con potenza inferiore a 1 MW;
- **Micro impianti**, con potenza inferiore a 100 kW;
- **Pico impianti**, con potenza inferiore a 5 kW.

Anche le organizzazioni in seno all'UE si rifanno a questa definizione anche se ciascuno Stato membro può variare la soglia massima; in Italia ad esempio si pone come limite superiore il valore 3 MW. Ed è proprio l'Italia a detenere il primato europeo per capacità installata in impianti idroelettrici al di sotto dei 10 MW.

2.2 Il parco idroelettrico italiano

La potenza degli impianti idroelettrici rappresenta il 36% di quella relativa all'intero parco impianti rinnovabile per una potenza totale installata di 18.543 MW e una produzione di 45.537 GWh per la maggior parte imputabile a impianti di grossa taglia, mentre numericamente prevalgono gli impianti di potenza minore di 1 MW.

Classi di potenza	n°	Potenza (MW)	Energia (GWh)
$P \leq 1$ MW	2.536	723	2.556
$1 \text{ MW} < P \leq 10$ MW	854	2.575	8.308
$P > 10$ MW	303	15.245	34.673
Totale	3.693	18.543	45.537

Tabella 2.1- Parco idroelettrico italiano

L'arco temporale compreso tra il 2002 e il 2015 è stato caratterizzato dall'installazione di svariati impianti di piccole dimensioni che nonostante una crescita dell'87% nel numero hanno portato ad un aumento solo del 10% della potenza installata ad un ritmo medio dello 0,8% annuo; la conseguenza è stata la progressiva contrazione della taglia media degli impianti, passata da 8,5 MW del 2002 a 5 MW nel 2015.

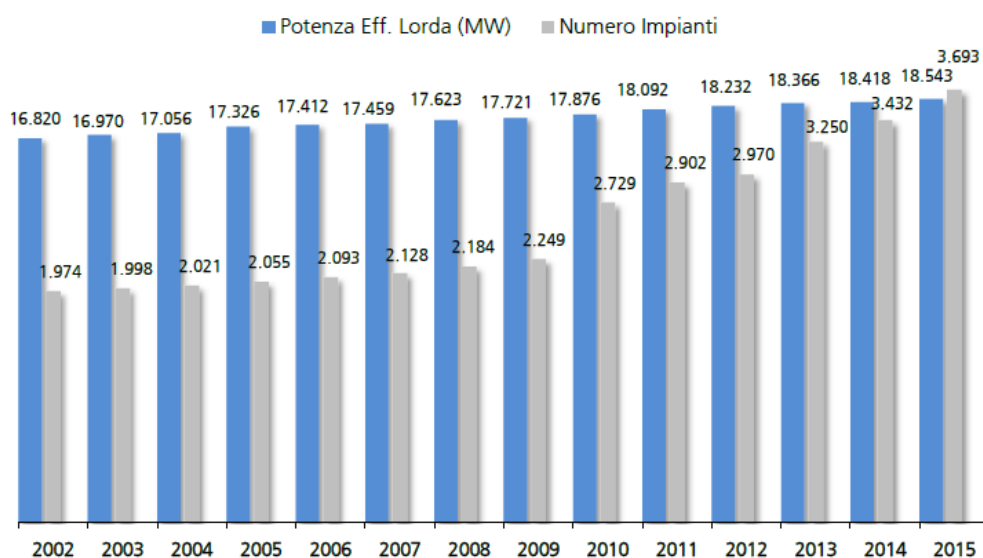


Grafico 2.2- Evoluzione della potenza e numerosità degli impianti idroelettrici nel periodo 2002 - 2015

A fine 2015 la maggior parte degli impianti idroelettrici è localizzata nelle regioni settentrionali (80,6%) e in particolar modo in Piemonte, Trentino Alto Adige e in Lombardia che ospitano gli impianti di maggior potenza; le regioni del Centro-Sud che si distinguono per maggiore utilizzo della fonte idraulica sono l'Abruzzo e la Calabria.

Le Province di Sondrio e Brescia sono quelle in cui è installata la maggior parte della potenza idroelettrica nazionale (rispettivamente 12,1% e il 12,0% della potenza totale installata)

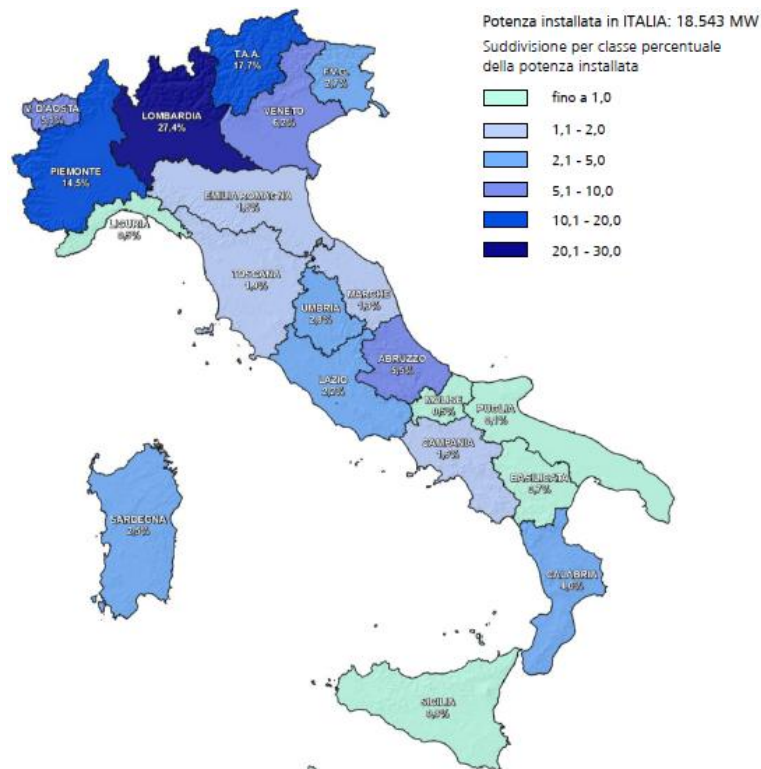


Figura 2.1- Distribuzione regionale della potenza idroelettrica a fine 2015

Per la fonte idraulica, i fattori meteorologici rappresentano la ragione principale della variabilità della produzione: mentre la potenza degli impianti idroelettrici è cresciuta lievemente e gradualmente, la produzione ha invece subito variazioni molto significative come si evince osservando il grafico della produzione di energia elettrica annua, molto frastagliato (Figura 2.2).

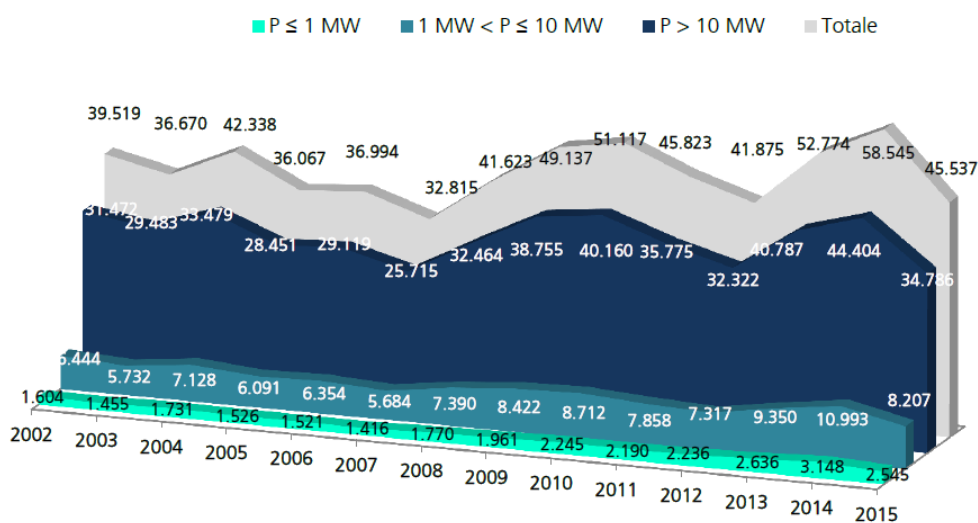


Figura 2.2- Evoluzione della produzione idroelettrica nel periodo 2002 - 2015. Dati in [GWh]

Questo fatto comporta la difficoltà di un confronto oggettivo tra anni diversi; per questo motivo la Direttiva Europea 2009/28/CE prevede che per il calcolo della quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo, il contributo dell'energia prodotta da fonte idraulica debba essere considerato applicando una formula di normalizzazione al fine di attenuare gli effetti delle variazioni climatiche.

La produzione normalizzata è funzione della produzione osservata e della potenza installata negli ultimi 15 anni, distinguendo tra impianti da apporti naturali e impianti di pompaggio misto, secondo la seguente formula:

$$Q_{norm} = C_N^{AP} \frac{\left[\sum_{i=N-14}^N \frac{Q_i^{AP}}{C_i^{AP}} \right]}{15} + C_N^{PM} \frac{\left[\sum_{i=N-14}^N \frac{Q_i^{PM}}{C_i^{PM}} \right]}{15} \quad [\text{GWh}] \quad (2.1)$$

dove:

N anno di riferimento

Q_{norm} elettricità rinnovabile normalizzata generata da tutte le centrali idroelettriche dello Stato
Membro nell'anno N

Q_i quantità di elettricità effettivamente generata in GWh escludendo la produzione dalle centrali di pompaggio che utilizzano l'acqua precedentemente pompata a monte

C_i potenza totale installata in MW

AP impianti da Apporti Naturali

PM impianti da Pompaggio Misti.

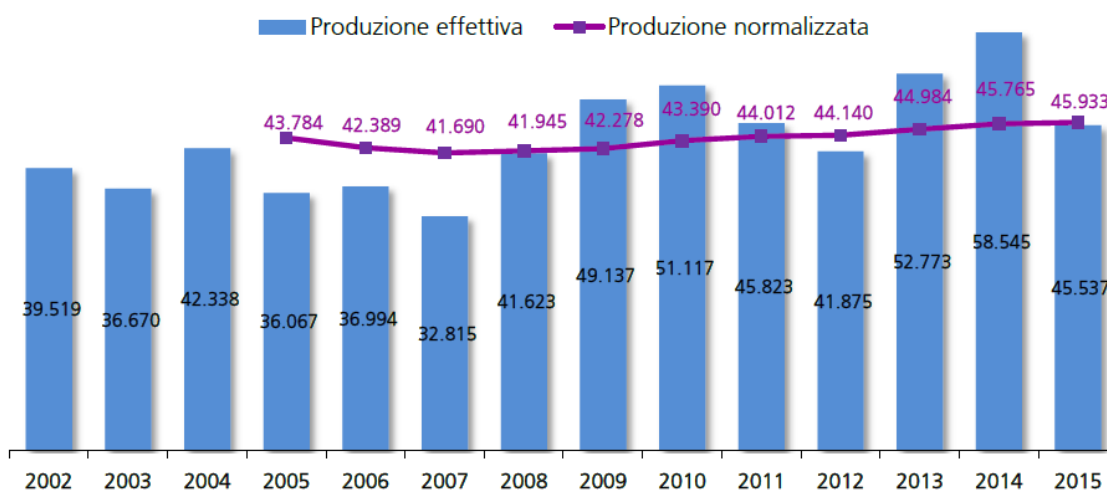


Grafico 2.3- Confronto tra produzione idroelettrica effettiva e normalizzata. Dati in [GWh]

In Grafico 2.3 si vede chiaramente come il dato normalizzato abbia un andamento più regolare e indipendente dall'influenza climatica sulla disponibilità di acqua.

2.3 Il futuro del settore

Le prospettive del settore idroelettrico italiano sono radicalmente differenti se si considerano i piccoli o i grandi impianti: per il cosiddetto *grande idroelettrico* non è ipotizzabile un ulteriore importante sviluppo poiché, oltre all'ampio sfruttamento già messo in atto e alla conseguente limitatezza di siti favorevoli, occorre tenere presenti vincoli di tipo finanziario ed un'ostilità da parte della popolazione legata ad aspetti ambientali; per quanto riguarda il *piccolo idroelettrico* il potenziale per un ulteriore sviluppo è ancora molto elevato. Questa categoria di impianti, infatti, permette di sfruttare una grande quantità di siti caratterizzati da piccoli salti e minime portate; utilizza una tecnologia ben nota, affidabile, efficiente e con una lunga vita utile, e riduce al minimo l'impatto ambientale, argomento su cui spesso si basa l'opposizione dell'opinione pubblica. Tra il novero di questi impianti di piccole dimensioni e dai costi contenuti rientrano gli impianti idroelettrici realizzati sfruttando la rete pubblica di acquedotto: sviluppati soprattutto negli ultimi anni, permettono di sfruttare doppiamente la risorsa idrica andando a effettuare un vero e proprio recupero energetico e valorizzandola in ottica di maggiore efficienza e riduzione degli sprechi. Nel capitolo seguente si entra nel merito di questo genere di installazioni.

3. Idroelettrico su acquedotto

Come detto nel capitolo precedente, quella idroelettrica risulta una fonte energetica rinnovabile particolarmente strategica ma che vede sempre più ridotti i siti idonei al suo sfruttamento. In questo scenario si è tuttavia aperta una nuova via di sviluppo molto interessante per i molteplici vantaggi ottenibili: la realizzazione di centrali idroelettriche installate sulle reti di acquedotto comunali.

3.1 Il nuovo sviluppo dell'idroelettrico

Semplificando ai minimi termini lo schema di un tipico impianto idroelettrico, troviamo una captazione di monte dalla quale parte la condotta forzata che deriva una certa portata e la conduce a valle dove viene turbinata e scaricata in un bacino di restituzione; analogamente, una rete di acquedotto si compone di un'opera di presa, in corrispondenza della sorgente, collegata, mediante una condotta di adduzione, ad uno o più serbatoi in cui l'acqua può essere trattata per la potabilizzazione ed essere distribuita alla cittadinanza. È dunque immediato cogliere le analogie tra i due sistemi e grazie allo sviluppo di macchine idrauliche scalate su dimensioni ridotte è stato possibile approcciare lo sfruttamento di questa potenziale riserva di energia.

Il pregio di questo tipo di impianti sta nel fatto che il prelievo di acqua utile alla generazione elettrica non si effettua ex novo, andando a interferire con corpi idrici naturali e costruendo nuove opere civili e idrauliche, bensì l'acquedotto effettua già una captazione che viene ulteriormente valorizzata attraverso il cosiddetto *uso plurimo* della concessione di derivazione. Anche l'impatto ambientale è ridotto al minimo dato che per tutte le strutture ed edifici necessari ci si appoggia a quelle già esistenti e in uso sul territorio; inoltre, poiché gli acquedotti comunali sono spesso infrastrutture datate, si rendono necessarie opere di adeguamento quali il rifacimento delle vasche secondo le attuali norme igienico-sanitarie e la posa di nuove condotte tali da eliminare le perdite della rete, a pieno vantaggio della collettività.

È importante sottolineare che la funzione primaria dell'acquedotto non viene inficiata e la disponibilità di acqua potabile al comune servito non viene in nessun modo interrotta o ridotta.

Un impianto di questo tipo porta perciò notevoli vantaggi non solo in termini globali ma anche locali dedicati al singolo comune che lo realizza e che si dota di un impianto di produzione di energia

elettrica a fonte rinnovabile che sfrutta il potenziale latente di una struttura che già possiede e allo stesso tempo di una rete di adduzione nuovamente efficiente e senza inutile spreco di acqua potabile.

3.2 La struttura dell'acquedotto

Un generico acquedotto si compone principalmente di 4 macro strutture: l'opera di presa, la rete di adduzione, i serbatoi di raccolta e potabilizzazione, la rete di distribuzione.

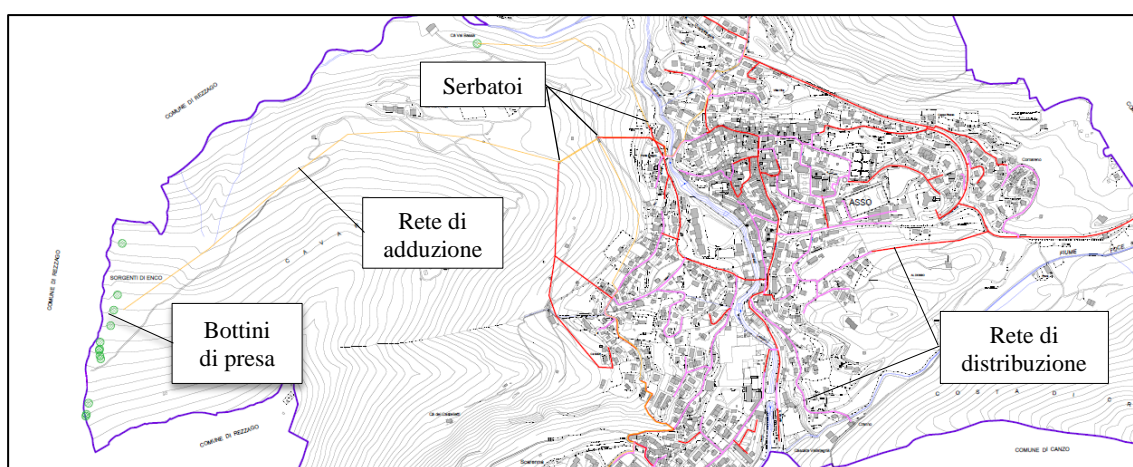


Figura 3.1- Esempio di rete di acquedotto tratto da una tavola dei servizi di PGT¹²

L'opera di presa o di captazione, definita anche **bottino di presa**, è la struttura preposta alla raccolta delle acque dalla fonte principale che può essere una sorgente montana, una falda sotterranea, un bacino lacustre o un corso d'acqua. Al servizio di uno stesso comune sono spesso attive diverse tipologie di captazione, in modo tale da avere una certa ridondanza e garantire l'approvvigionamento di una adeguata quantità di acqua anche in caso di fuori servizio di uno dei bottini di presa o di periodi di penuria della fonte. Ai fini dell'installazione della centrale idroelettrica l'opera più interessante è la captazione da sorgente montana la quale, trovandosi con buona probabilità ad una quota maggiore del comune servito, garantisce un certo salto geodetico potenzialmente sfruttabile.

La captazione di una sorgente montana avviene attraverso un cunicolo drenante che raccoglie le acque che scaturiscono naturalmente dal terreno; queste vengono raccolte in una prima vasca detta

¹² Piano di Governo del Territorio, strumento di pianificazione urbanistica a livello comunale che ha lo scopo di definire l'assetto dell'intero territorio comunale, ad esempio in termini di definizione dei servizi esistenti e della destinazione d'uso delle aree.

vasca di calma che permette di far sedimentare eventuale sabbia o impurità grossolane, dopodiché entrano nella *vasca di carico* in cui si innestano le tubazioni di derivazione, lo scarico di fondo per eventuale svuotamento e lo scarico di troppo pieno per il controllo del livello massimo di riempimento (Figura 3.2).

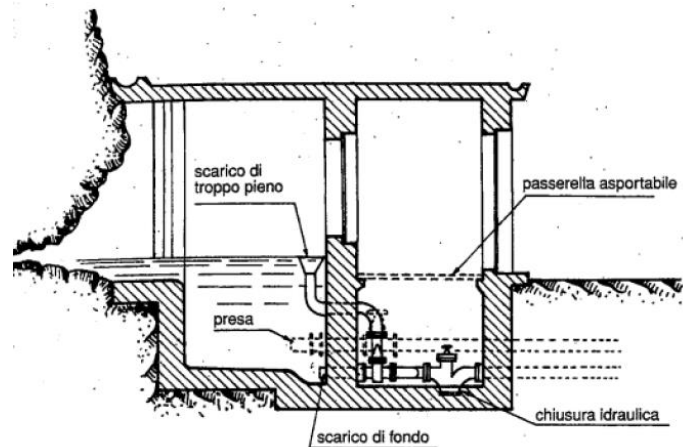


Figura 3.2- Esempio di schema di un bottino di presa di una sorgente montana

La **rete di adduzione** è costituita dalle tubazioni principali e dai sistemi che convogliano l'acqua dai bottini di presa alle vasche di raccolta che rappresentano l'accumulo idrico per soddisfare i fabbisogni dei cittadini. In caso di captazione sotterranea o di acque superficiali è prevista la presenza di stazioni di sollevamento che permettano di vincere il dislivello con i serbatoi. In caso di sorgenti montane le condotte sono già naturalmente pressurizzate grazie al battente idrostatico, ma, in generale, la rete di acquedotto si trova sempre in pressione in modo da evitare la possibilità di contaminazione delle acque trasportate. A intervalli di 500-1.000 m sono presenti punti di ispezione e di manovra che consentono interventi di manutenzione.

Per quanto riguarda reti di adduzione con elevato dislivello positivo rispetto ai serbatoi di raccolta, può accadere che la pressione al termine della condotta raggiunga un livello tale da comprometterne l'integrità meccanica, perciò si interviene con l'inserimento lungo il percorso dei cosiddetti *rompitratte* cioè valvole che introducono una perdita di carico concentrata di entità tale da ridurre fortemente la pressione relativa del fluido contenendola entro livelli sostenibili meccanicamente dalla condotta; in alternativa possono essere realizzati piccoli manufatti detti *camerette rompitratte* in cui la presenza di una vasca interrompe la continuità idraulica e quindi la pressione nella condotta.

I materiali che compongono le condotte possono essere metallici come acciaio o ghisa, cementizi oppure plastici come il PVC (polivinilcloruro) o il PEAD (polietilene ad alta densità). La scelta del materiale più idoneo dipende dalle caratteristiche sia meccaniche, di resistenza alle sollecitazioni

interne ed esterne, sia chimiche, di resistenza all'ambiente esterno con cui si trovi a contatto o di interazione con l'acqua trasportata di cui non deve alterare la qualità.

I **serbatoi di raccolta** sono posti tra la rete di adduzione e quella di distribuzione, o all'interno della rete di distribuzione stessa, ad una quota sufficiente a garantire la giusta pressione per gli utenti finali normalmente pari a circa 3 bar; perciò, in caso di centri abitati in zone pianeggianti, si rende necessaria la costruzione di cisterne pensili tali da stabilire un carico piezometrico rispetto a tutte le utenze da servire, oppure il ricorso a sistemi di sollevamento attraverso pompaggio inseriti in serbatoi interrati.

La principale funzione è quella di accumulo polmone in grado di garantire sempre una portata in uscita costante anche a fronte di fluttuazioni stagionali degli apporti dalle fonti idriche, oppure possono attuare una ripartizione secondo portate calibrate da inviare ad altrettanti serbatoi minori a servizio di diversi rami di distribuzione.

I serbatoi di raccolta possono essere sede di potabilizzazione, cioè di quei trattamenti necessari a rendere l'acqua raccolta idonea al consumo umano secondo le normative vigenti; questi possono andare da una semplice filtrazione attraverso letti di sabbia a trattamento con raggi UV o ozono fino a veri e propri trattamenti di disinfezione.

La **rete di distribuzione** è l'insieme di condotte interconnesse che porta l'acqua dai serbatoi di raccolta fino al contatore delle utenze finali garantendo la consegna capillare. Nel caso il centro abitato si sviluppi lungo diverse quote è prevista la presenza di serbatoi in cascata a servizio delle varie fasce altimetriche.

3.2.1 Inserimento dell'impianto nel sistema acquedotto

Gli acquedotti che si approvvigionano da sorgenti montane sono quelli che possono realizzare le condizioni idonee per l'inserimento di una turbina idraulica lungo il tracciato della rete di adduzione. Come detto, la presenza di un notevole salto geodetico tra la quota sorgente ed il centro abitato obbliga ad una dissipazione di energia mediante l'uso di valvole, in modo da evitare problemi di resistenza delle condotte; questa pratica, benché inevitabile, costituisce un vero e proprio spreco. L'alternativa che si prospetta è quella di realizzare la stessa riduzione di pressione mediante una turbina idraulica, che possa però estrarre lavoro dalla corrente e produrre elettricità in un'ottica di recupero energetico.

Nel caso siano presenti numerosi rompitratta è possibile eliminarli e incrementare la pressione fino ad un livello sostenibile dalle tubazioni ponendo a valle la turbina; in caso la pressione diventi eccessiva o si renda già necessaria la sostituzione delle condotte datate, si può prevedere un'unica condotta forzata adeguatamente dimensionata che porti direttamente dal bottino di presa al serbatoio di raccolta sfruttando l'intero salto. Nel caso di acquedotti interessati da dislivelli inferiori si può ripetere lo stesso ragionamento applicandolo alla valvola di sostegno che viene posta all'imbocco del serbatoio di raccolta a valle in modo da mantenere in pressione l'intera condotta di adduzione.

Poiché l'uso potabile della risorsa mantiene sempre assoluta priorità, tutte le macchine e i sistemi che sono o possono essere in contatto con l'acqua sono realizzati in materiali idonei e certificati, così come gli oli lubrificanti sono di tipo compatibile con il consumo umano per scongiurare qualsiasi tipo di contaminazione accidentale. In parallelo alla turbina vi è poi un circuito di by-pass che garantisce che non vi siano interruzioni della fornitura di acqua in caso di fermi della centrale elettrica.

3.3 Individuazione di siti idonei

Un ramo di acquedotto, che si approvvigiona da una sorgente montana in quota, possiede un *potenziale idroelettrico teorico* definito come la potenza che si può ottenere installando una turbina presso il serbatoio di raccolta, posto alla quota più bassa, che elabori la portata derivata dalla sorgente stessa; in formula risulta:

$$P_{teo} = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H \quad [\text{W}] \quad (3.1)$$

dove:

- ρ densità dell'acqua [kg/m^3]
- g accelerazione di gravità [m/s^2]
- Q portata volumetrica derivata dalla sorgente [m^3/s]
- H salto geodetico sfruttabile [m]

Dalla formula si può notare come salto e portata si compensino perciò un acquedotto con modesta portata ma dislivello particolarmente elevato potrà avere la stessa potenzialità di un corso d'acqua con portate interessanti ma ridotto dislivello.

Tuttavia, a differenza del reticolo idrico superficiale chiaramente identificabile sulle mappe e di cui si può intuire la potenzialità idroelettrica, rivolgendosi agli acquedotti le informazioni e i dati non sono direttamente disponibili e la posizione dei punti nodali della rete non sono immediatamente individuabili. Si apre perciò la prima fase, propedeutica alle successive valutazioni più propriamente impiantistiche, di individuazione dei siti potenzialmente idonei all'installazione di una centrale idroelettrica, cioè di quei rami di acquedotto caratterizzati da un potenziale teorico il più possibile elevato.

Per la ricerca dei siti rispondenti a tali caratteristiche ci si è focalizzati sull'area alpina e prealpina delle province di *Como, Lecco, Bergamo e Sondrio*, volendo restringere il campo di indagine e valutando a priori che la conformazione geomorfologica del territorio favorisca una più probabile presenza di sorgenti poste a quote elevate a servizio dei comuni delle valli.

L'ente cui compete il rilascio di concessioni di derivazione di acque pubbliche è la Regione che delega questo compito alle Province; al loro interno, dall'anno 2012, è stato costituito con delibera provinciale l'*ufficio d'Ambito* cioè un'azienda speciale della Provincia che gestisce l'insieme dei servizi pubblici di captazione, adduzione e distribuzione di acqua ad usi civili, di fognatura e depurazione delle acque reflue (il cosiddetto *Servizio Idrico integrato*, S.I.I.) nell'Ambito Territoriale Ottimale (A.T.O.) che nel caso della regione Lombardia viene fatto corrispondere con il confine amministrativo delle province. Con l'obiettivo di armonizzare il S.I.I. gli uffici d'Ambito hanno poi affidato a società pubbliche la gestione operativa delle acque e dei servizi connessi.

Riferendosi al sistema acquedottistico, negli ultimi anni si sta procedendo ad una raccolta dati aggiornata mediante censimento dello stato di consistenza dei bottini di presa, verifica dello stato di conservazione delle opere ad essi connesse, valutazione delle criticità presenti in termini di perdite o qualità delle acque e impostazione di un cronoprogramma degli interventi necessari a risolvere le problematiche emerse. Questo processo di raccolta dati è, per alcune province, tuttora in corso e non permette di disporre di dati certi e attentamente valutati; è però possibile accedere alle informazioni relative alle precedenti ricognizioni e ai dati trasmessi dai comuni agli enti pubblici che hanno fino ad ora costituito lo stato di fatto.

Le informazioni fornite possono essere di tre tipi:

- Forma tabulare, in cui si possono reperire dati riguardo la portata derivata e le coordinate geografiche della captazione;

- *Shapefile* ossia come dati sorgente da inserire in un programma di cartografia dove i punti di captazione, i serbatoi e le linee dell'adduzione e distribuzione vengono sovrapposti a carte topografiche del territorio;
- Schema di rete in cui sono riportati sotto forma di schema concettuale tutti i principali sistemi e i collegamenti tra di essi.

Non è sempre possibile ottenere tutte e tre le fonti e anche quando questo accade vi sono spesso incongruenze dovute alla diversa origine delle informazioni contenute; per questo motivo è necessario incrociare i dati per colmare le lacune e spesso ciò va effettuato manualmente dato il formato con cui essi vengono forniti e l'assenza di un criterio univoco su cui impostare una scrematura, pena la perdita di indicazioni importanti come la vicinanza di gruppi di sorgenti per cui sarebbe possibile ipotizzare un'unica raccolta e un conseguente aumento della portata fluente nel ramo di interesse.

Procedendo Comune per Comune si uniscono le informazioni raccolte, mediando i dati di portata forniti (anche questi non univoci) e verificando le coordinate e le quote altimetriche. È possibile anche valutare limitazioni sul salto disponibile, dovute alla presenza di diramazioni o di frazioni del Comune situate ad una quota più elevata del Comune stesso, o, come detto, eventuali possibilità di aumentare la portata derivata; si può allora creare una matrice di dati che raccolga queste informazioni così da mettere in luce i comuni più promettenti.

3.4 Incentivi riconosciuti

Gli impianti idroelettrici realizzati su acquedotto rientrano chiaramente nella categoria degli impianti alimentati da fonti rinnovabili e hanno perciò diritto all'accesso agli incentivi. Confrontando quanto esposto nel paragrafo 1.4, il meccanismo cui rivolgersi è la tariffa onnicomprensiva ai sensi del D.M. 23 giugno 2016.

Il discriminante per la modalità di accesso e l'ammontare dell'incentivo è la potenza nominale di concessione, definita come:

$$P_N = Q_{med} \cdot H_{conc} \cdot g \cdot \rho \quad [W] \quad (3.2)$$

dove:

Q_{med} portata media di concessione [m³/s]

H_{conc} salto massimo di concessione [m]

g accelerazione di gravità [m/s^2]

ρ densità dell'acqua [kg/m^3]

Per impianti in cui la potenza nominale di concessione è inferiore a 250 kW, come spesso accade per questo tipo di installazioni, è possibile avvalersi dell'accesso diretto all'incentivazione (fino al 31 dicembre 2017 e se appartenenti alle casistiche elencate in *Tabella 1.1*).

Nel caso la potenza nominale superi i 250 kW e non ecceda i 5 MW è ancora prevista una remunerazione agevolata, di importo decrescente al crescere della taglia, ma previa iscrizione al registro dedicato e posizionamento utile in graduatoria (anche se, come specificato sempre nel paragrafo 1.4, questa possibilità è attualmente terminata poiché la finestra per l'iscrizione ai registri è chiusa).

In base alla taglia e alla tipologia d'impianto viene corrisposto un incentivo differente per valore e numero di anni di erogazione (Cfr. Appendice B); in particolare il GSE distingue tra impianti ad acqua fluente, bacino o serbatoio secondo il criterio della *durata dell'invaso* come definito nel paragrafo 2.1. Dato il ridotto volume delle vasche di raccolta dell'acqua di sorgente, gli impianti realizzati su acquedotto rientrano normalmente nella categoria degli impianti ad acqua fluente, potendo così beneficiare dell'incentivo ad essi associato.

4. Le turbine idrauliche

Che ci si occupi di grandi impianti idroelettrici, con la costruzione di imponenti dighe al servizio di una nazione, o di micro impianti di pochi kW per soddisfare in autoconsumo un'utenza isolata dalla rete, l'organo fondamentale che permette di trasformare l'energia potenziale dell'acqua in energia meccanica è la *turbina idraulica*. In questo capitolo si analizzano il principio di funzionamento, la classificazione e le caratteristiche salienti delle diverse famiglie; ci si sofferma poi sulle macchine che meglio rispondono ai requisiti d'installazione all'interno del reticolo di acquedotto.

4.1 Caratteristiche generali e principio di funzionamento

Le turbine idrauliche sono macchine motrici a flusso continuo che, grazie ad una adeguata geometria delle pale, sono in grado di trasformare l'energia posseduta dal fluido in una variazione della quantità di moto e del suo momento rispetto all'asse di rotazione producendo una coppia meccanica all'albero. Grazie al calettamento con un alternatore è possibile la generazione di energia elettrica.

Una turbomacchina è in generale costituita da tre elementi sempre riconoscibili:

- **Distributore:** organo fisso della macchina, costituito spesso da una voluta con palettature ad essa solidali, con il compito di guidare il flusso verso gli organi in rotazione, regolare la portata e trasformare l'energia potenziale del fluido in energia cinetica;
- **Girante o Rotore:** organo mobile dotato di pale posto in rotazione dall'azione del fluido su di esse e che trasmette la rotazione all'albero;
- **Diffusore:** organo fisso posto a valle della girante, presente solo nelle macchine a reazione¹³, con il compito di rallentare il flusso in uscita così da recuperare parte dell'energia cinetica allo scarico che diversamente andrebbe perduta.

¹³ Cfr. paragrafo 4.1.1

4.1.1 Classificazione

Si definisce *grado di reazione* il rapporto tra l'energia ancora disponibile a valle del distributore e l'energia totale inizialmente disponibile; in formula:

$$\chi = \frac{H_u - \frac{v_1^2}{2g}}{H_u} \quad [-] \quad (4.1)$$

dove:

H_u salto totale utile [m]

v_1 velocità in ingresso alla girante [m/s]

g accelerazione di gravità [m/s²]

In base a questo parametro le turbine idrauliche si dividono in due categorie:

- Turbine *ad azione*, caratterizzate da $\chi = 0$, vale a dire che trasformano tutta l'energia disponibile in energia cinetica all'interno del distributore, mentre il rotore lavora a pressione costante operando solo una deviazione del flusso;
- Turbine *a reazione*, caratterizzate da $0 < \chi < 1$, in cui il distributore converte solamente una parte dell'energia di pressione in energia cinetica e la girante è soggetta a un gradiente di pressione che fa accelerare il fluido che produce una spinta aggiuntiva sulle pale della turbina.

Come accennato in precedenza, il diffusore è una caratteristica delle sole turbine a reazione poiché queste operano in completa immersione ed è possibile sfruttare l'energia cinetica della corrente rallentandola così da creare una piccola depressione a valle della macchina. Poiché le turbine ad azione ruotano in atmosfera non è possibile ricorrere allo stesso espediente, perciò il salto tra la posizione della macchina e il pelo libero del serbatoio di scarico viene persa.

4.2 Macchine ad azione

4.2.1 Turbina Pelton

La turbina Pelton è la più conosciuta tra le macchine ad azione ed è adatta all'impiego in presenza di salti molto elevati. Si tratta di macchine robuste, affidabili, facilmente smontabili e riparabili, con pochi organi critici. La configurazione della macchina è semplice (*Figura 4.1-a*): l'acqua, proveniente dalla condotta forzata, giunge al livello della macchina in condizioni di elevata pressione che viene trasformata in energia cinetica nel distributore il quale crea il getto d'acqua per mezzo di un ugello convergente; questo alimenta tangenzialmente la girante e interagisce con le pale che hanno la forma di un doppio cucchiaio. Il getto, che colpisce la pala centralmente in corrispondenza del cosiddetto *coltello*, è ripartito simmetricamente in modo da bilanciare le spinte assiali ed è deviato di quasi 180° , conservando una componente ortogonale al getto che consente lo smaltimento laterale della portata (*Figura 4.1-b*). Le pale della girante sono inoltre sagomate in modo tale che l'angolo d'interazione del getto con esse sia il più possibile prossimo ai 90° per massimizzare il momento. Poiché la macchina ruota in atmosfera deve essere installata sopra la superficie libera del serbatoio di scarico e il salto residuo tra turbina e pelo libero della vasca non può essere utilizzato per produrre energia.

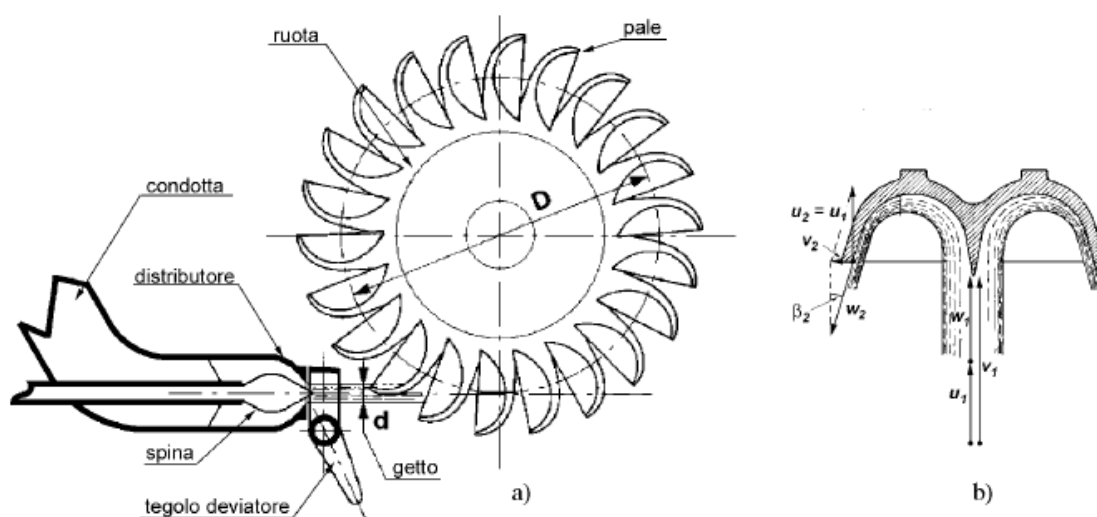


Figura 4.1- a) schema di una turbina Pelton e dei suoi componenti caratteristici; b) dettaglio della sezione trasversale di una pala

All'interno dell'ugello (*Figura 4.1-a*) è presente un otturatore (*ago o spina Doble*) che permette la regolazione della portata erogata: l'avanzamento o l'arretramento della spina determina la variazione della sezione di passaggio a velocità d'efflusso pressoché costante con conseguente variazione della

portata. Tuttavia, nel caso siano necessarie brusche variazioni di carico, una chiusura repentina del distributore potrebbe causare un *colpo d'ariete*¹⁴ nella condotta di adduzione con possibile danneggiamento meccanico della stessa. Per evitare questa situazione si ricorre al *tegolo deviatore*, organo di macchina che va ad interferire con il getto deviandolo, interamente o in parte, permettendo rapidi interventi sulla portata. In *Figura 4.2* è rappresentata la sequenza d'intervento: dalla condizione a carico elevato (1) il tegolo ruota rapidamente per intercettare il getto e ridurne la portata (2); a questo punto si può agire con la dovuta lentezza sull'ago Doble per evitare il colpo d'ariete e riportare poi il tegolo in posizione di riposo (3).

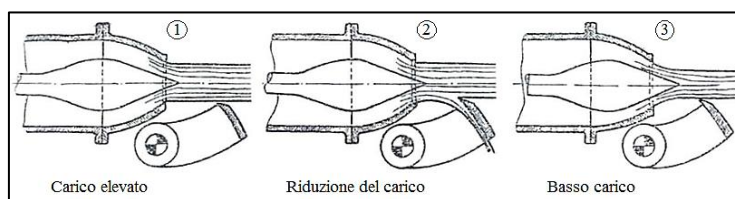


Figura 4.2- Sequenza di intervento del tegolo deviatore

La turbina Pelton può disporre di un numero di getti variabile fino ad un massimo di sei. L'aumento del numero di getti permette una migliore parzializzazione e quindi regolazione dell'impianto; infatti ciascun getto può essere regolato indipendentemente mediante l'avanzamento o l'arretramento della spina (*regolazione per laminazione*), senza che il rendimento dei restanti getti sia sostanzialmente alterato, inoltre l'alimentazione di uno o più getti può essere interrotta (*parzializzazione della portata*) riducendo proporzionalmente la portata elaborata dalla macchina senza sensibili cadute di rendimento. Combinando la regolazione per parzializzazione con quella per laminazione si ottengono notevoli possibilità di modulazione della potenza fornita dalla macchina con cadute di rendimento contenute com'è possibile osservare nel *Grafico 4.1*.

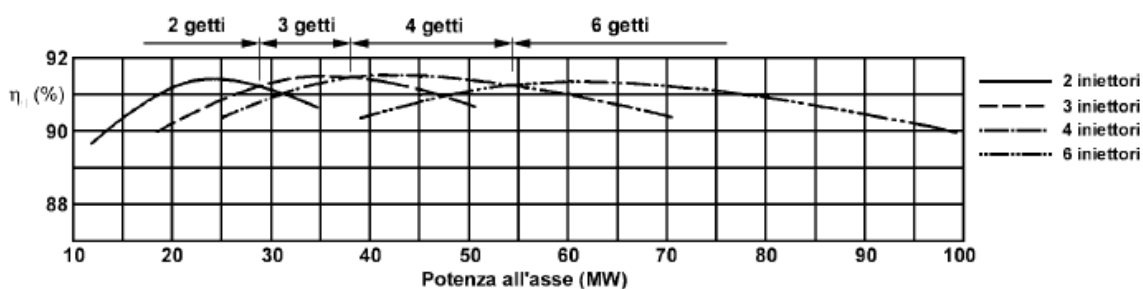


Grafico 4.1- Curva di rendimento al variare del numero di getti di una turbina Pelton

¹⁴ Colpo d'ariete: è un fenomeno idraulico che si presenta in una condotta quando un flusso di liquido in movimento al suo interno viene bruscamente fermato dalla repentina chiusura di una valvola; consiste in un'onda d'urto di pressione che si origina a causa dell'inerzia della colonna di fluido in movimento che impatta contro una parete, ad esempio quella di una valvola chiusa in maniera improvvisa.

4.2.2 Turbina Turgo

Di costruzione simile alla Pelton, anche la Turgo è una turbina ad azione; ciò che le distingue è il campo di impiego: smaltiscono portate superiori a parità di diametro, pagando ciò con un'efficienza minore, riuscendo però a sfruttare salti minori compresi in generale tra i 50 m e i 250 m. La girante è costituita da pale a forma di *mezzo cucchiaino*, e il getto colpisce non una ma più pale. Questo permette alla Turgo di utilizzare maggior volume d'acqua (maggior numero possibile di ugelli) rispetto alla Pelton, la quale soffre del problema che ogni ugello possa interferire con l'altro; inoltre, il minor diametro a parità di velocità periferica permette di ottenere una più alta velocità angolare, tale da evitare il moltiplicatore di giri nell'accoppiamento con il generatore elettrico riducendo le perdite meccaniche.

Le turbine Turgo, pur non trovando attualmente impiego nei grandi impianti dove risultano migliori le Pelton, sono una valida alternativa nel campo delle applicazioni limite in competizione con Mini e Micro Pelton, in quanto godono di una più elevata elasticità di funzionamento.

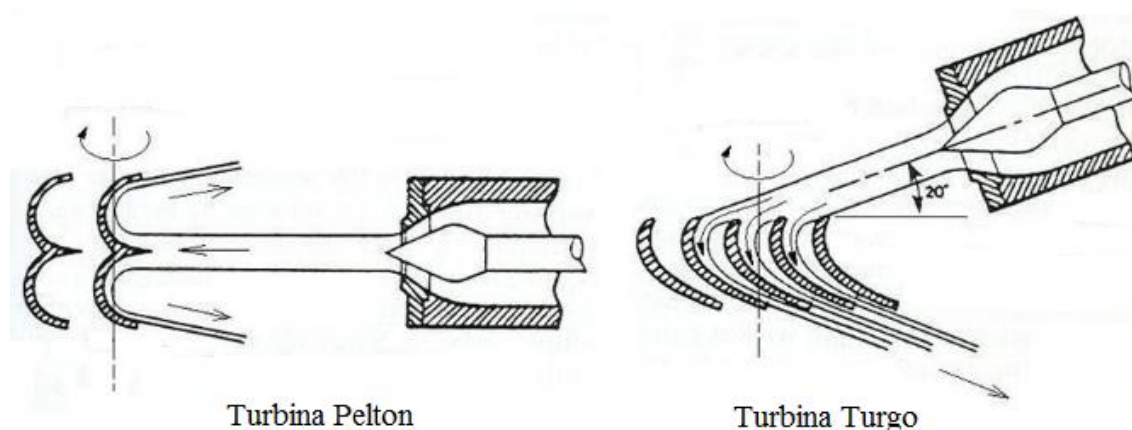


Figura 4.3- Confronto tra turbina Pelton e turbina Turgo

4.2.3 Turbina Banki

Le turbine a flusso incrociato (Cross-flow) o Banki sono indicate per piccole potenze e salti da pochi metri fino a circa 200 metri. Rispetto alle turbine Pelton sono più facili da costruire dato che la girante è composta da due o più dischi circolari paralleli uniti tra di loro tramite una serie di lame curvate che costituiscono le pale; il distributore invece ha sezione rettangolare e scarica l'acqua

lungo tutta la lunghezza della ruota. Per la loro semplicità costruttiva sono turbine adatte ad applicazioni in paesi in via di sviluppo ove sia presente una fonte idrica con caratteristiche adeguate. Il vantaggio della turbina cross-flow è che può essere munita di un sistema di regolazione semplice in grado di farla funzionare con un'efficienza quasi costante in un ampio range di portate da turbinare; infatti è possibile adottare una macchina parzializzabile fino ad $1/3$ della lunghezza totale. La turbina in questo caso è costruita con un distributore suddiviso in due sezioni che interessano una $1/3$ e una $2/3$ della macchina: quella piccola utilizza le portate più basse, quella grande le portate intermedie e le due sezioni insieme smaltiscono la portata massima (*Grafico 4.2*). Con questo accorgimento si turbinano con un ottimo rendimento qualsiasi portata d'acqua nel campo dal 15 % al 100 % della portata massima; infatti, al variare della portata, cambia il numero delle pale attraversate dal flusso ma non gli angoli con cui il flusso investe le pale, e questo spiega perché queste turbine utilizzano con particolare efficienza i deflussi fortemente variabili (*Grafico 4.2*).

Le cross-flow presentano tuttavia l'inconveniente di un rendimento nominale inferiore a quello delle turbine Pelton ed è inoltre necessario interporre un moltiplicatore di giri tra la turbina ed il generatore.

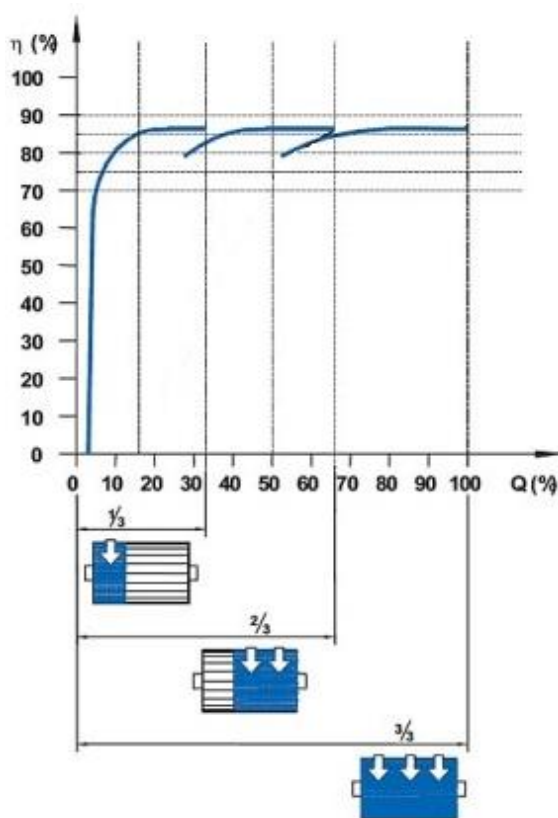


Grafico 4.2- Rendimento di una turbina Banki in regolazione con dettaglio della modalità di parzializzazione

4.3 Macchine a reazione

4.3.1 Turbina Francis

Le Francis sono turbine a reazione a flusso centripeto (cioè il flusso d'acqua entra nella girante in direzione radiale e, una volta turbinato, viene scaricato in direzione assiale), molto utilizzate per medi salti, da una decina a qualche centinaio di metri. L'acqua è convogliata alla girante attraverso una condotta a spirale, detta *voluta*, che conduce al distributore; questo è dotato di palettature solidali alla cassa esterna ma in grado di muoversi tramite un leveraggio che, permettendo il movimento contemporaneo di tutte le pale, strozza più o meno le luci di passaggio dell'acqua realizzando così la regolazione della macchina. Dal distributore l'acqua viene indirizzata alla girante, composta da un mozzo e da una corona, fra i quali sono posizionate un certo numero di pale opportunamente sagomate. L'acqua viene poi scaricata assialmente attraverso il diffusore, sempre presente nelle macchine a reazione. (Figura 4.4)

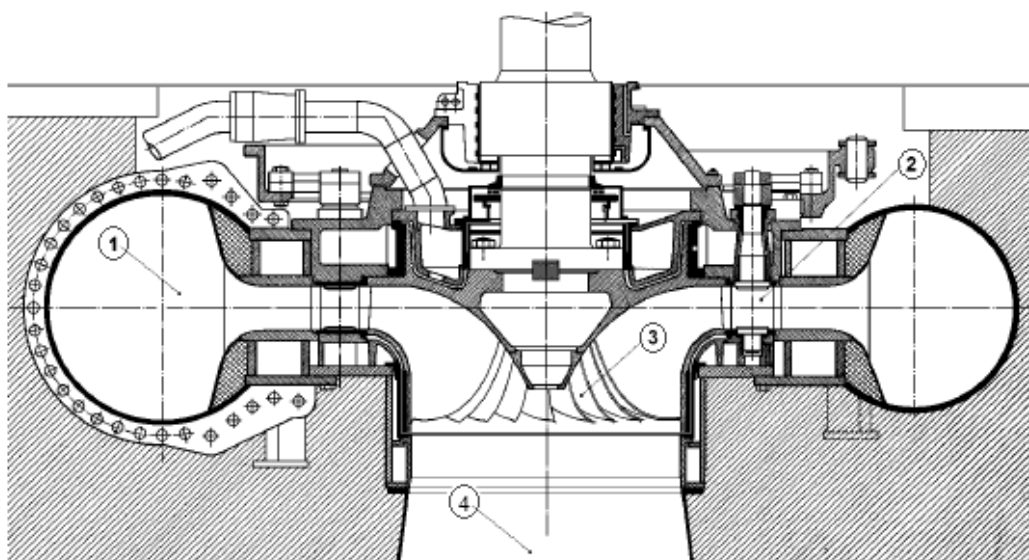


Figura 4.4- Schema di una turbina Francis: 1- voluta; 2- distributore; 3- girante; 4- diffusore

Per quanto riguarda la modulazione della potenza si effettua mediante la variazione della portata elaborata dalla macchina ottenuta modificando l'inclinazione delle pale del distributore e variando di conseguenza le sezioni di passaggio.

In Figura 4.5 sono mostrati i triangoli di velocità all'ingresso e all'uscita della girante al variare dell'inclinazione delle pale del distributore: aumentando la sezione di passaggio aumenta l'angolo d'uscita dal distributore α_1 con conseguente aumento della componente radiale della velocità

d'ingresso nel rotore responsabile del trasporto di massa. All'uscita della girante la velocità relativa w_2 sarà diretta secondo un angolo β_2 imposto dalla pala che resta quindi invariato al variare della portata, così come è invariata la sezione di passaggio allo scarico girante. All'aumentare della portata aumenta quindi la componente assiale della velocità assoluta con conseguente aumento della portata elaborata dalla turbina.

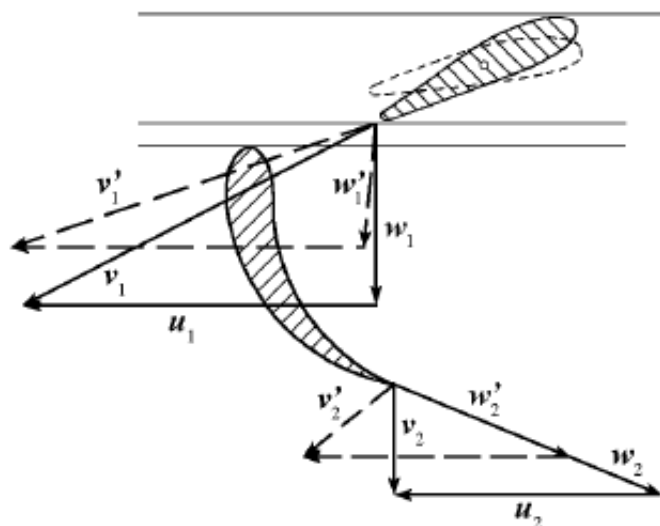


Figura 4.5- Variazione dei triangoli di velocità al variare della posizione delle pale del distributore. Con pedice 1 i vettori all'ingresso radiale della girante, con pedice 2 quelli all'uscita assiale

Si osserva tuttavia (Grafico 4.3) che, variando l'inclinazione delle pale del distributore e lasciando inalterata la geometria del rotore, si altera l'intero comportamento idraulico della macchina, con conseguente caduta del rendimento ai carichi parziali più sensibile di quello che si ha nel caso della Pelton o della Kaplan a pale orientabili (che sarà trattata nel paragrafo 4.3.2).

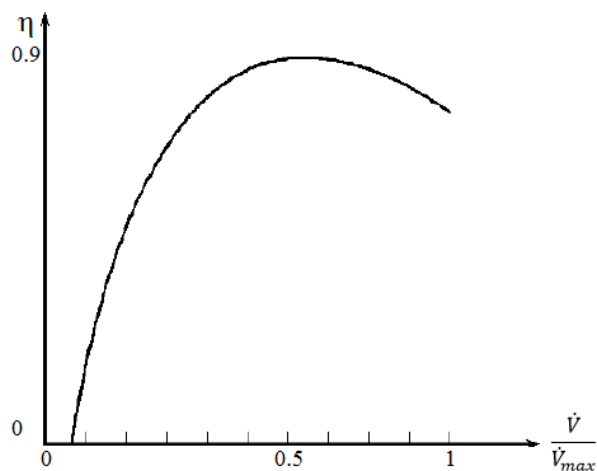


Grafico 4.3- Rendimento di una turbina Francis in funzione della parzializzazione

4.3.2 Turbina Kaplan

Le turbine Kaplan sono macchine ad azione a flusso completamente assiale, utilizzate generalmente per bassi salti e valori di portata consistenti. Lo schema d'impianto ricalca la configurazione delle Francis (*Figura 4.6*) con la voluta che convoglia l'acqua sul distributore per poi essere elaborata dalla girante e scaricata attraverso il diffusore.

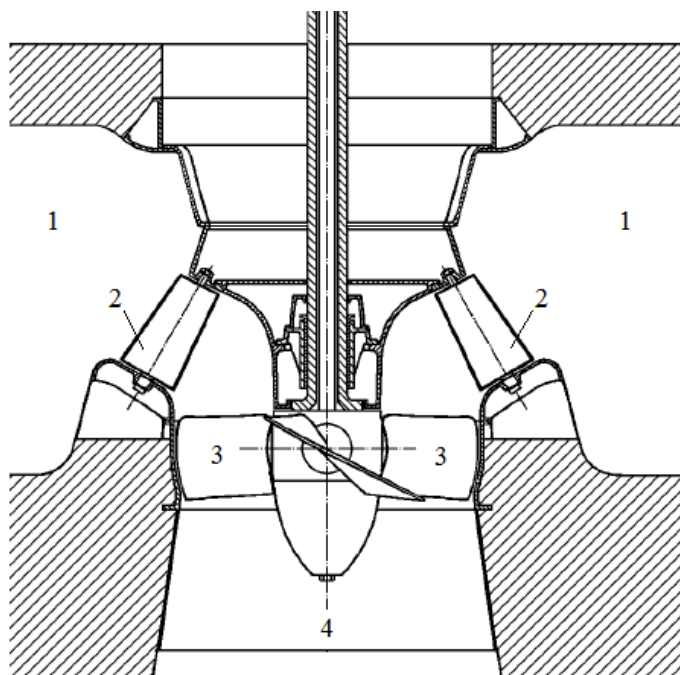


Figura 4.6- Schema di una turbina Kaplan: 1- voluta; 2- distributore; 3- girante; 4- diffusore

Il distributore può avere pale fisse oppure regolabili con movimento simultaneo; per quanto riguarda la girante, invece, solitamente è caratterizzata da un numero limitato di pale (massimo sette) normalmente regolabili. Qualora sia le pale della girante sia le pale del distributore siano regolabili, si parla di *Kaplan a doppia regolazione*; se le pale del distributore sono fisse la configurazione è denominata a singola regolazione o *semi-Kaplan*. Nel caso in cui le condizioni di portata siano costanti è possibile che anche le pale della girante siano fisse: in questo caso si parla di *turbine ad elica o propeller*.

Il sistema di controllo, agendo simultaneamente sia sulle pale della girante che su quelle del distributore, può garantire rendimenti elevati al variare della portata. La maggior flessibilità della macchina, dovuta alla doppia regolazione, è però spesso legata ad un aumento di costo non indifferente

Nel caso in cui il salto disponibile sia tanto limitato da non avere lo spazio necessario ad impostare una configurazione ad asse verticale, la turbina può essere collocata con asse orizzontale e con l'alternatore contenuto in un alloggiamento in completa immersione: si parla di *Kaplan a bulbo*. (Figura 4.7)

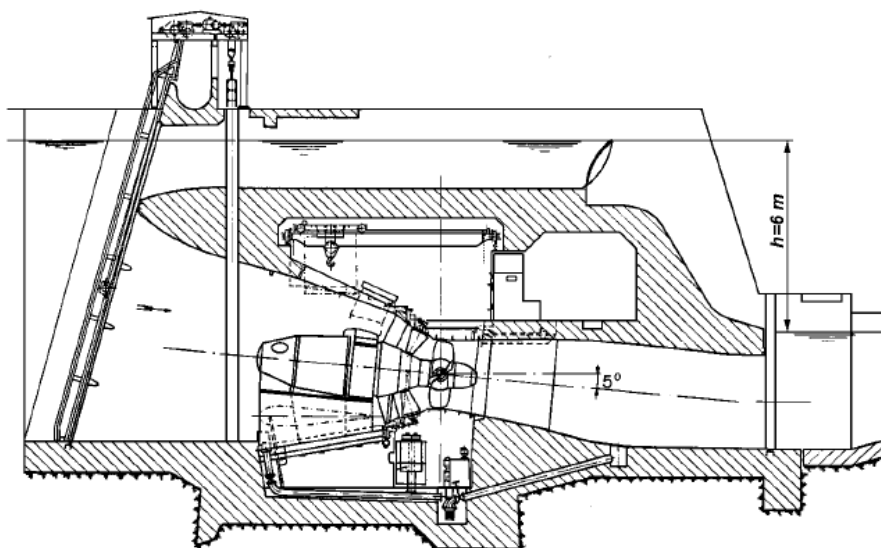


Figura 4.7- Esempio di Kaplan a bulbo

4.3.3 Focus: il diffusore delle turbine a reazione

Il diffusore posto a valle delle turbine a reazione assolve a due funzioni: recuperare il salto tra la turbina e il bacino di valle e recuperare l'energia cinetica che la corrente ancora possiede al momento dello scarico.

Il suo funzionamento si basa sull'equazione di Bernoulli:

$$p + \rho \frac{v^2}{2} + \rho gh = \text{costante} \quad [\text{Pa}] \quad (4.2)$$

dove:

- p pressione statica [Pa]
- v velocità del fluido [m/s]
- ρ densità dell'acqua [kg/m^3]
- g accelerazione di gravità [m/s^2]
- h quota rispetto ad un riferimento [m]

La prima funzione può essere svolta semplicemente collegando lo scarico della macchina con il bacino di valle attraverso un tratto di condotta a sezione costante. La pressione allo scarico è fissata al valore atmosferico e poiché la portata massica e l'area di passaggio sono costanti, anche il termine di velocità è costante; perciò, alla luce della (4.2), spostandosi dal livello del serbatoio ad una quota maggiore la pressione deve diminuire e si crea perciò una depressione allo scarico della turbina che aumenta il Δp disponibile per l'estrazione del lavoro (Figura 4.8-b).

Se, invece di utilizzare una condotta a sezione costante, si installa un condotto divergente, per la conservazione della portata massica¹⁵ un aumento di sezione produce una riduzione della velocità e valutando ancora la (4.2) si ottiene una riduzione della pressione allo scarico della turbina di entità maggiore (Figura 4.8-c). Questo ulteriore guadagno è il termine di recupero dell'energia cinetica allo scarico.

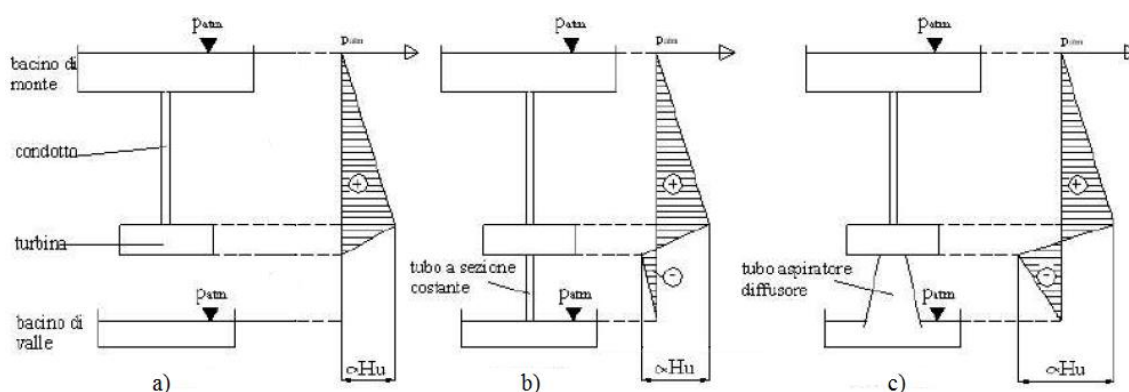


Figura 4.8- Tipologie di scarico di una turbina idraulica a reazione: a) scarico libero; b) scarico a sezione costante; c) scarico con diffusore

4.4 Turbina a Coclea

Questa macchina applica in maniera inversa il principio della *vite senza fine* o *vite di Archimede* utilizzata per il sollevamento di liquidi o solidi: l'acqua, scendendo all'interno delle camere create dalla vite posta in un alloggiamento semicilindrico, esercita per gravità una forza sulle pale della vite imprimendo un momento torcente che mette in rotazione l'albero. L'energia meccanica prodotta viene raccolta e trasformata in energia elettrica dall'alternatore calettato sull'albero e posto nella parte superiore dell'impianto (Figura 4.9).

¹⁵ Conservazione della portata massica: $\dot{m} = \rho v A = costante$ [kg/s]

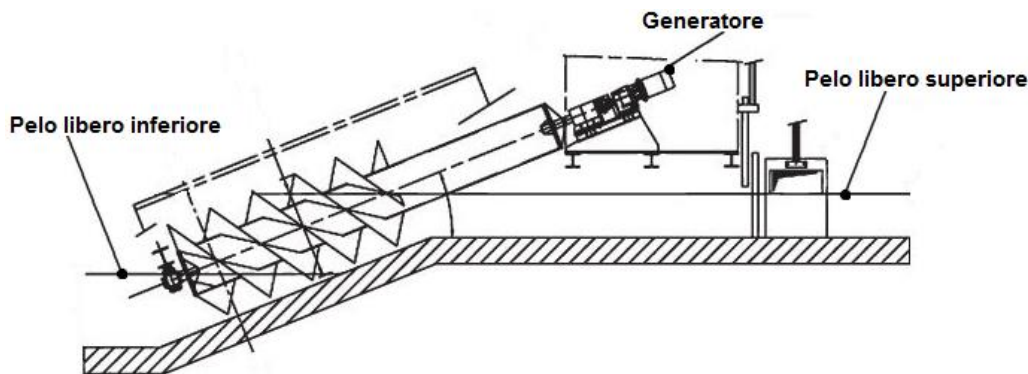


Figura 4.9- Schema di una turbina a Coclea

La coclea può essere impiegata per sfruttare salti particolarmente limitati e medie portate. A renderla competitiva rispetto ad altre turbine “classiche” è l’estrema semplicità costruttiva, con minori opere civili, e di impianto, dato che non necessita di organi di regolazione; infatti, variazioni di livello e di portata influiscono in modo molto limitato sul funzionamento della macchina che riesce ad adattarsi automaticamente. Anche il rendimento si mantiene costante al valore massimo fino a valori di portata pari al 45% del valore nominale.

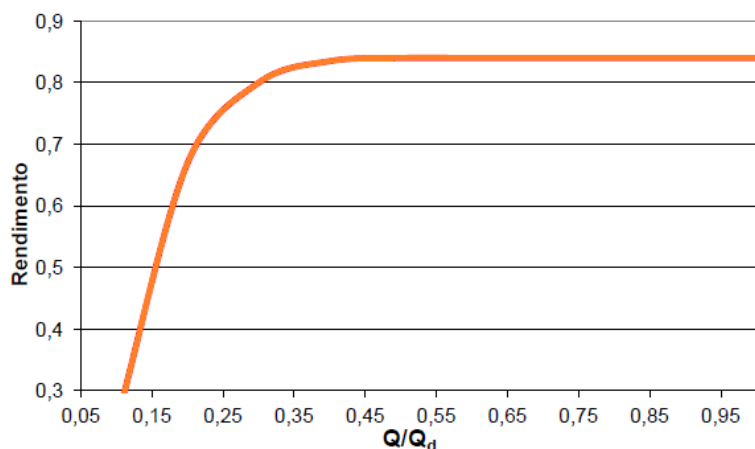


Grafico 4.4- Rendimento della turbina a Coclea al variare della portata [13]

Altro punto di forza è il limitato impatto sull’ambiente, poiché non richiede la deviazione del corso d’acqua con conseguente derivazione delle acque dall’alveo, e sulla fauna ittica, poiché è in grado di trasportare senza problemi corpi solidi, anche di una certa dimensione, all’interno della corrente.

4.5 Pump as Turbine (PaT)

Con l'acronimo *PaT* si indica una pompa¹⁶ utilizzata come turbina. Il funzionamento di una PaT si ottiene alimentando una pompa dalla flangia di mandata e scaricando la portata turbinata dalla flangia di aspirazione in modo tale da avere un funzionamento centripeto analogo a quello di una turbina. Generalmente si osserva che le efficienze ottenibili da una pompa che funziona da turbina sono uguali o leggermente inferiori a quelle che si avrebbero in funzionamento normale.

Concetto simile a quello delle PaT, ma con l'uso di macchine idrauliche ottimizzate per operare in assetto reversibile, è stato quello degli impianti idroelettrici di grande taglia con pompaggio, in cui alcune macchine venivano utilizzate in entrambe le configurazioni allo scopo di produrre energia nelle ore diurne e riportare l'acqua nei bacini di monte nelle ore notturne. La contenuta variazione del rendimento della macchina e una marcata differenza del prezzo dell'energia tra vendita e acquisto rendeva redditizia tale pratica. Con il forte sviluppo delle rinnovabili e le dinamiche di mercato che sono seguite, il margine di guadagno legato a questa pratica si è notevolmente assottigliato rendendola spesso antieconomica.

L'interesse nei confronti delle PaT è cresciuto negli ultimi anni con il fiorire del settore del mini idroelettrico dove la componente di costo maggiore è imputata normalmente agli organi elettromeccanici per cui un risparmio in questa voce può essere determinante. Per le potenzialità caratteristiche del piccolo idroelettrico, infatti, è disponibile sul mercato una vasta gamma di pompe standardizzate, il che garantisce basso costo (fino al 50% in meno rispetto ad una turbina progettata su commessa) e rapidità di consegna e di disponibilità di pezzi di ricambio. La meccanica semplice con assenza di organi di regolazione le rende affidabili e semplifica il progetto d'impianto. Di contro il rendimento non raggiunge il livello di una turbina progettata su misura e l'assenza di regolazione implica una difficoltà della macchina a rispondere a variazioni di carico, con un brusco calo di efficienza allontanandosi dal punto di ottimo (*Grafico 4.5*).

¹⁶ La quasi totalità delle PaT in commercio si basa sull'utilizzo di pompe centrifughe

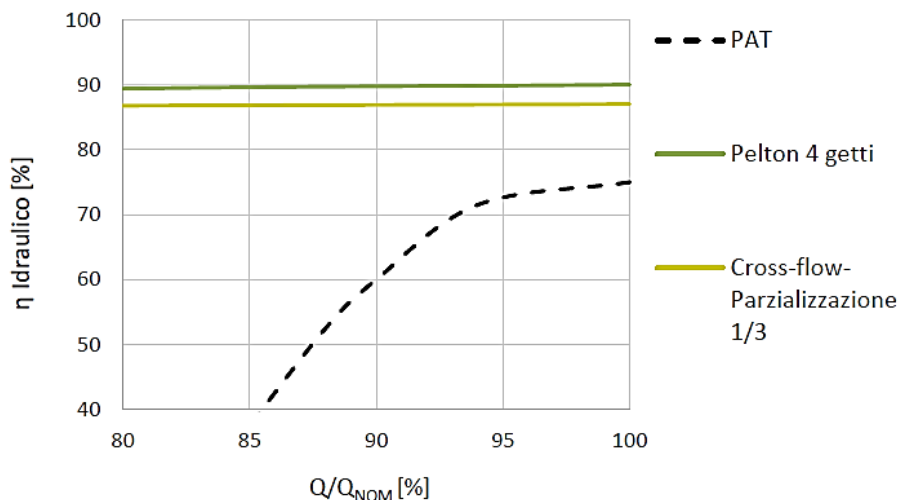


Grafico 4.5- Confronto dell'andamento del rendimento di una PaT rispetto a Pelton e Cross-flow [12]

Riassumendo gli aspetti caratteristici di queste macchine nei confronti di impianti di potenza inferiore a 500 kW si evidenziano:

CAMPO DI APPLICAZIONE:

- Salto utile tra 10 m e 100 m
- Portata smaltita tra 5 e 500 l/s
- Rendimento medio 70% – 75%

VANTAGGI:

- Costo limitato della macchina (fino al 50% in meno per unità inferiori a 100 kW);
- Modelli standardizzati e rapidamente disponibili, così come i pezzi di ricambi e l'assistenza alla manutenzione;
- Semplicità d'impianto grazie all'assenza di organi di regolazione.

SVANTAGGI:

- La mancanza di un dispositivo di regolazione impone che la portata sia il più possibile costante;
- Il rendimento massimo nominale è inferiore rispetto alle classiche turbine idrauliche;
- Rapido crollo del rendimento a carico parziale, dovuto anche in questo caso alla mancanza di un efficace sistema di regolamento

4.6 Altre tipologie

Esistono altre tipologie di macchine idrauliche che per completezza vengono qui menzionate ma che mal si coniugano con le necessità di impianti di produzione elettrica:

- **VLH (Very Low Head):** concettualmente simile alle Kaplan, adatta allo sfruttamento di bassissimi salti, con struttura autoportante facilmente installabile ma che non permetterebbero la costruzione di siti ragionevolmente produttivi;
- **Ruota idraulica:** è una ruota ad asse orizzontale munita di palette sul raggio esterno sulle quali agisce l'energia cinetica della corrente liquida. Al variare del tipo di alimentazione si distinguono ruote *undershot*, *breastshot*, *overshot*, nelle quali l'acqua arriva rispettivamente nella parte inferiore, presso il centro, nella parte superiore della ruota. Sono le ruote anticamente utilizzate nei mulini ad acqua.

4.7 Riepilogo e confronti

In questo paragrafo si commentano alcuni grafici utili ad un confronto generale delle tipologie di turbina idraulica fin qui presentate.

Nel *Grafico 4.6* seguente sono riportati i campi di impiego delle varie tipologie di turbina idraulica in termini di portata smaltita e salto utile sfruttabile: per produrre potenze elevate le macchine più indicate sono Pelton, Francis e Kaplan rispettivamente per alti salti e basse portate, medi salti e medie portate, bassi salti e grandi portate; le turbine Banki rispondono ad una grossa area di impiego grazie alla loro ampia capacità di parzializzazione che le rende molto flessibili; le Turgo sono per gran parte sovrapposte al campo delle Pelton, dato che ne ricalcano il principio di funzionamento, riuscendo però a raggiungere livelli di portata più elevati grazie al maggior numero di ugelli; la Coclea idrodinamica si colloca nella zona di portate medio-alte e salti estremamente limitati.

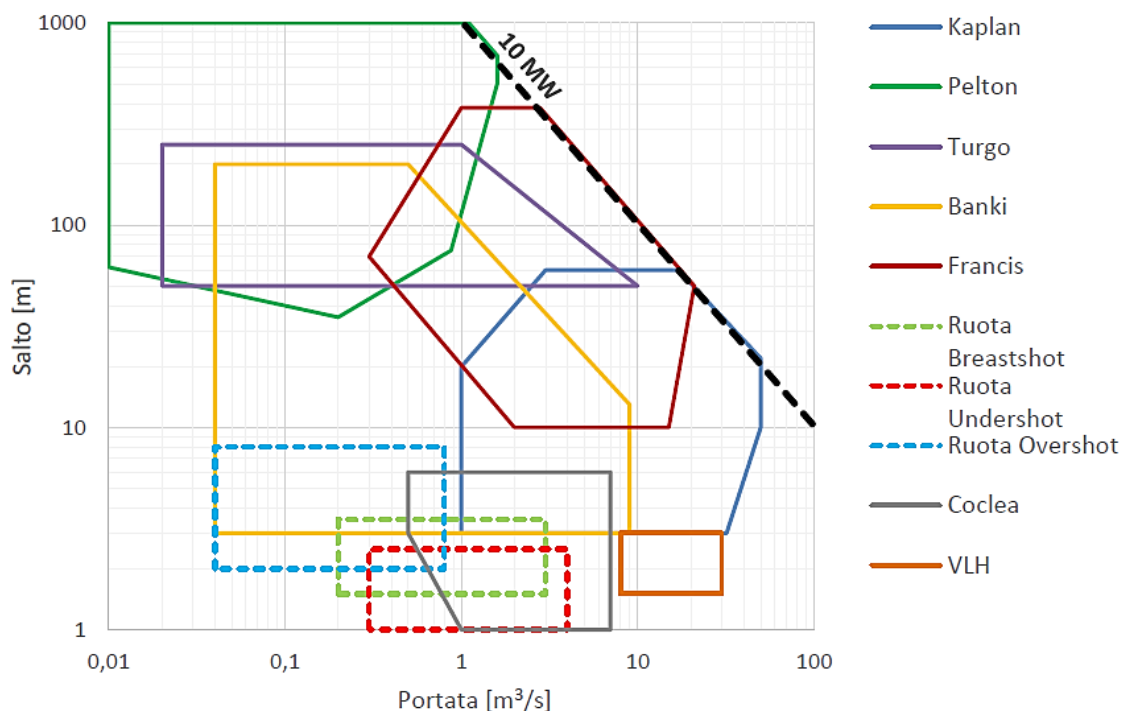


Grafico 4.6- Campo d'impiego delle famiglie di turbine idrauliche [12]

In *Grafico 4.7* e *Grafico 4.8* si riportano invece gli andamenti del rendimento al variare della percentuale di portata rispetto alla nominale: le macchine Pelton e Banki riescono a garantire un rendimento pressoché costante in ogni condizione grazie alle loro grandi capacità di regolazione; la turbina Francis ha un punto di massimo rendimento in corrispondenza della posizione delle pale del distributore che ottimizza i triangoli di velocità, mentre allontanandosi da questo soffre di un rapido calo di rendimento; osservando le tre curve riferite alla famiglia delle turbine Kaplan si può apprezzare l'effetto della presenza di palettature regolabili, infatti la Kaplan a doppia regolazione riesce a mantenere un rendimento elevato per un range di portate molto più ampio rispetto ad una semi-Kaplan che ha un distributore fisso, mentre una Kaplan a elica ha un brusco calo di prestazioni allontanandosi dal valore ottimizzato nominale; la Coclea ha un rendimento globalmente più basso ma conferma la sua caratteristica di autoregolazione.

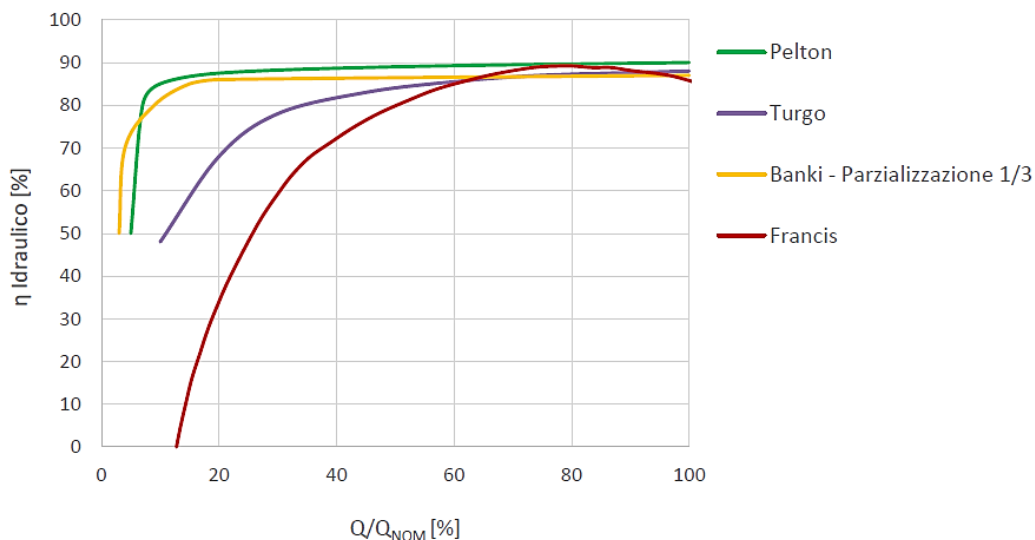


Grafico 4.7- Curve di rendimento a confronto per turbine idrauliche per bassi salti [12]

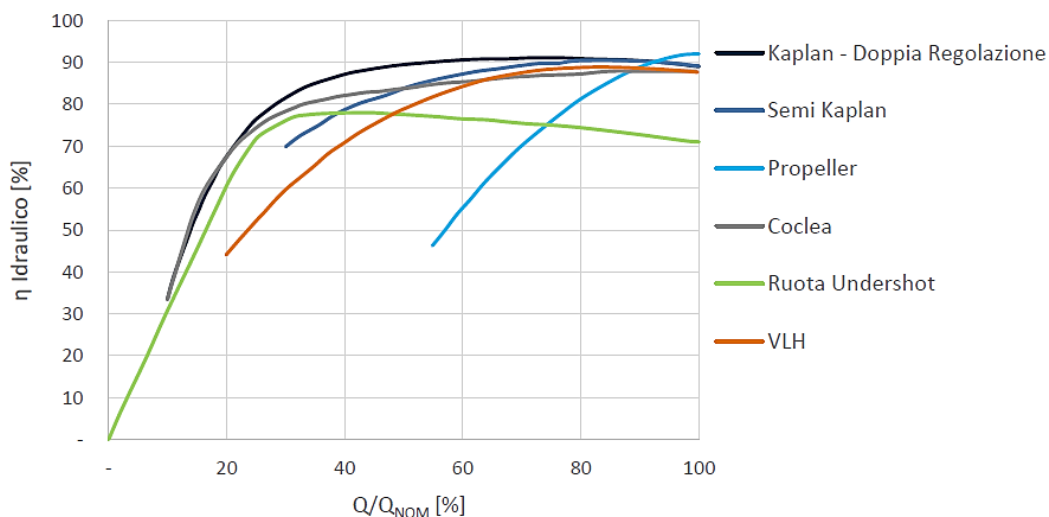


Grafico 4.8- Curve di rendimento a confronto per turbine idrauliche per alti salti [12]

4.8 Scelta della macchina per impianti su acquedotto

Alla luce di quanto esposto in questo capitolo si può ora effettuare una selezione delle turbine che meglio rispondono alle esigenze delle installazioni su acquedotto.

Come detto nel paragrafo 3.2.1 la tipologia di bottino di presa interessante per l'installazione di un impianto idroelettrico è quella che si approvvigiona da una sorgente naturale il più possibile in quota.

In termini generali queste fonti non producono mai una portata particolarmente elevata, generalmente inferiore a 20 l/s, il che esclude completamente il campo d'azione delle turbine Francis e Kaplan. Le macchine cui ci si può rivolgere sono allora quelle ad azione ossia Pelton, Turgo e Banki.

Per quanto riguarda la fascia di salti disponibili, o più propriamente di salti interessanti, si considerano valori a partire da 200m confermando pienamente le macchine Pelton, ma spostandosi al limite del campo di Banki e Turgo.

Una considerazione non secondaria riguarda il regime della portata disponibile: la provenienza dell'acqua delle sorgenti a cui un acquedotto si approvvigiona può essere di diversa natura, ad esempio può derivare dallo scioglimento di accumuli glaciali, quando posizionate a quote elevate, oppure provenire dalla raccolta di acque penerate nel terreno in un determinato areale. Questo porta a variazioni della disponibilità della risorsa non trascurabili rendendo necessario l'impiego di una macchina in grado di effettuare una parzializzazione efficiente, senza eccessivo scadimento del rendimento di conversione. Alternativa può essere l'installazione di più macchine di minor potenza installate in parallelo che effettuino una regolazione on-off tale da mantenersi il più possibile nei pressi del punto di funzionamento ottimo del rendimento; in questo caso deve essere valutata la convenienza economica tra una sola macchina più grande ma operante a carico parziale o più macchine che non beneficino di una economia di scala vantaggiosa ma operanti a pieno carico. In questa ottica viene normalmente confermata la scelta della turbina Pelton, anche se riducendo la dimensione della macchina si riduce il numero massimo di getti installabili, onde evitare dannose interferenze, riducendo in parte la capacità di regolazione efficiente del carico.

Menzione a parte può essere fatta per le PaT che acquistano interesse nel caso si vadano a considerare acquedotti con bassi salti e valvole di sostegno all'imbocco del serbatoio di valle¹⁷: in queste situazioni può risultare non idonea la scelta di una turbina Pelton poiché la necessità dello scarico in atmosfera obbliga all'installazione della macchina sopra il pelo libero del serbatoio con la conseguente necessità di ampliare o costruire nuovi locali per il suo alloggiamento. Una PaT, invece, può essere installata a sostituzione della valvola di sostegno in configurazione *in linea*, cioè direttamente montata nell'ultimo tratto della condotta di adduzione ad una quota tale da garantire lo scarico in pressione, minimizzando così l'intervento e il costo. Qualora sia anche il caso di una portata molto limitata la Pelton sarebbe al minimo delle sue possibilità di regolazione (un solo getto), perciò la scelta della PaT risulterebbe ancora più giustificata.

¹⁷ Cfr paragrafo 3.2.1

5. Progettazione tecnica e analisi economica

All'interno di questo capitolo viene presentata la sequenza di valutazioni tecniche ed economiche che portano alla stesura del progetto preliminare di un impianto idroelettrico su acquedotto. Questi aspetti generali vengono poi applicati, nei capitoli 6 e 7 a due specifici progetti che interessano due comuni della Provincia di Sondrio.

5.1 Relazione idrologica

La prima importante indagine da condurre è quella riguardo le reali potenzialità delle sorgenti oggetto di valorizzazione; infatti il volume d'acqua concesso in uso al comune, e dunque derivato dal bottino di presa, non coincide con il volume d'acqua che effettivamente scaturisce dalla sorgente. Lo scarico di troppo pieno limita infatti il prelievo alla esatta quantità stabilita dalla concessione e scarica l'eccesso in corsi d'acqua appartenenti al bacino idrografico di quel contesto territoriale o in fontane pubbliche. Si effettuano perciò campagne di misura della portata che risultano tanto più accurate quanto più è breve l'intervallo tra le misurazioni e tanto più è lungo il periodo della campagna, così da mediare l'effetto della diversa piovosità stagionale e annuale. Con i dati raccolti e mediati si costruisce il cosiddetto *idrogramma* annuale che riporta il valore di portata per ogni intervallo temporale.

Ordinando in maniera decrescente i valori di portata dell'idrogramma si ottiene la *curva delle durate* che indica quante volte un certo valore di portata è stato uguagliato o superato durante l'anno. (Esempio in *Figura 5.1*)

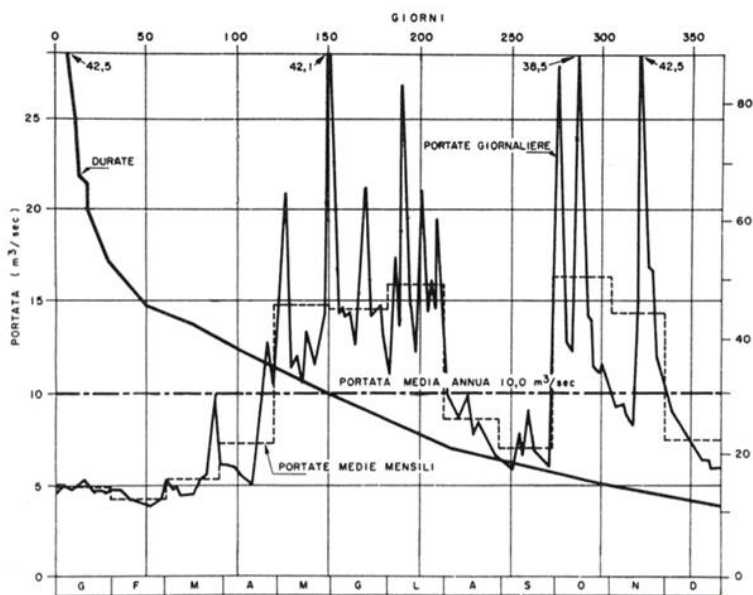


Figura 5.1- Esempio di idrogramma con sovrapposta la curva delle durate

5.2 Verifiche strutturali

Il profilo della pressione all'interno della condotta segue un andamento crescente procedendo dalla vasca di presa sino alla turbina, perciò è crescente anche lo sforzo cui è sottoposto il materiale con il quale la condotta è realizzata.

È perciò necessario verificare che lo spessore di materiale adottato sia sufficiente a sopportare le sollecitazioni ordinarie e straordinarie.

5.2.1 Calcolo delle sollecitazioni straordinarie

Oltre al carico normale dovuto alla pressione idrostatica in condotta, occasionalmente si possono verificare situazioni di sollecitazione straordinaria quale ad esempio il *colpo d'ariete*¹⁸. L'onda di pressione, causata da un brusco intervento sugli organi di manovra, si propaga all'interno della condotta creando una sovrasollecitazione. Questo fenomeno può essere evitato prevedendo che gli apparati di macchina abbiano dei tempi di intervento maggiori di determinati valori soglia, come

¹⁸ Cfr nota 14 a pagina 32

esposto più avanti, ma è bene, e anche le norme lo richiedono, che la condotta sia in grado di sopportare questi carichi aggiuntivi a favore di sicurezza.

Il primo passo da eseguire è il calcolo della velocità di propagazione dell'onda di pressione:

$$c = \frac{\sqrt{\frac{\varepsilon}{\rho}}}{\sqrt{1 + \frac{\varepsilon}{E} \cdot \frac{D}{s}}} \quad [\text{m/s}] \quad (5.1)$$

dove:

- ε modulo di comprimibilità di volume per l'acqua a 10°C pari a circa $2,031 \cdot 10^9$ [Pa]
- ρ densità dell'acqua [kg/m^3]
- E modulo di elasticità del materiale della condotta [Pa]
- D diametro tubazione [mm]
- s spessore tubazione [mm]

nel caso di condotta composta da diversi materiali o spessori si utilizza la formula di De Sparre:

$$c = \frac{L}{\sum_i \frac{l_i}{c_i}} \quad [\text{m/s}] \quad (5.2)$$

dove si considerano la lunghezza totale L e le lunghezze e velocità di propagazione dei tratti i -esimi.

Il tempo impiegato dalla perturbazione a compiere il percorso di andata e ritorno dell'intera condotta è detto *durata della fase* e vale:

$$t_0 = \frac{2L}{c} \quad [\text{s}] \quad (5.3)$$

Gli organi di intercettazione e regolazione sono progettati per operare la chiusura completa in un tempo t_c non inferiore alla durata della fase della condotta (normalmente $t_c = 10$ s). In questo caso la sovrappressione può essere calcolata con la formula di Michaud:

$$\Delta p = \rho \cdot c \cdot v \cdot \frac{t_0}{t_c} = \frac{2 \cdot \rho \cdot v \cdot L}{t_c} \quad [\text{Pa}] \quad (5.4)$$

dove v è la velocità del flusso in corrispondenza della portata massima.

5.2.2 Verifica di resistenza

Per la verifica della resistenza alle sollecitazioni si segue quanto prescritto dalla norma UNI 1285 - 68 “*Calcolo di resistenza dei tubi metallici soggetti a pressione interna*” e dalla Circolare n. 2136 del Ministero dei Lavori Pubblici “*Istruzioni per l’impiego delle tubazioni in acciaio saldate*”.

Norma UNI 1285-68

La norma impone la verifica dello spessore in condizioni di esercizio, definendo come *pressione di esercizio* il massimo valore tra la somma di pressione idrostatica e sovrappressione per colpo d’ariete e un valore di pressione idrostatica maggiorata del 20%; in formula:

$$p_e = \max(1,2 \cdot p_{idro}; p_{idro} + \Delta p) \quad [\text{Pa}] \quad (5.5)$$

Dati questi valori di pressioni è possibile calcolare lo spessore minimo che deve essere garantito:

$$s_{\min_UNI} = \left(\frac{p_e \cdot D_{ext}}{2 \cdot \sigma_{amm} \cdot z + p_e} + s_0 \right) \frac{100}{100 - a} \quad [\text{mm}] \quad (5.6)$$

dove:

- p_e pressione di esercizio [MPa]
- D_{ext} diametro esterno tubazione [mm]
- σ_{amm} sollecitazione unitaria massima ammissibile in [MPa] pari al minore tra: R/K_1 e R_s/K_2
- R carico unitario di rottura [MPa]
- R_s carico unitario di snervamento [MPa]
- K_1 coefficiente di sicurezza pari a 2,3
- K_2 coefficiente di sicurezza pari a 1,6
- z efficienza della saldatura posta pari a 1
- s_0 sovrappessore posto pari a 1 mm
- a tolleranza di fabbricazione posta pari all’8% dello spessore

Circolare n.2136 Min. LL. PP.

La circolare del Ministero dei Lavori Pubblici si rifà agli stessi principi definiti nella norma UNI utilizzando la formula di Mariotte:

$$s_{\min_Circolare} = \frac{p_e \cdot D_{ext}}{2 \cdot \frac{R_s}{K_3}} \quad [\text{mm}] \quad (5.7)$$

dove i termini utilizzati per il calcolo sono i medesimi elencati più sopra e K_3 è un coefficiente di sicurezza pari a 2.

Lo spessore minimo da installare è il maggiore tra i valori calcolati con le due equazioni descritte; tale valore deve poi essere confrontato gli spessori commerciali minimi garantiti, vale a dire gli spessori di listino decurtati della massima tolleranza negativa con cui vengono forniti.

5.3 Verifiche idrauliche

In questo paragrafo si introducono le formule utili alla valutazione delle perdite di carico lungo la condotta per la valutazione del salto netto effettivamente disponibile, e la descrizione del sistema controllo delle portate derivate.

5.3.1 Stramazzo calibrato tipo Thomson

Un parametro su cui si basa gran parte della valutazione del potenziale degli impianti idroelettrici su acquedotto è la portata d'acqua resa disponibile dalla sorgente; inoltre, le concessioni e le autorizzazioni all'esercizio dell'impianto definiscono in modo preciso e vincolante i valori massimi e minimi di portata sfruttabile. Per questo motivo è importante avere un sistema affidabile di misura e calibrazione dei volumi d'acqua immessi e derivati dai serbatoi; il metodo più comunemente utilizzato è quello di realizzare *stramazzi calibrati* direttamente sulle vasche di raccolta. Uno stramazzo è un passaggio sagomato attraverso cui l'acqua può defluire una volta raggiunto un certo livello; calibrando la geometria dell'apertura è possibile definire il valore di portata che defluisce. Esistono stramazzi di varie geometrie ma nelle vasche di acquedotto è spesso utilizzato lo stramazzo tipo Thomson (*Figura 5.2*) che è costituito da un'apertura triangolare con il

vertice sommerso e la portata che lo attraversa è definita una volta fissata la distanza h del vertice dal pelo libero.

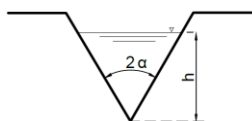


Figura 5.2- Stramazzo tipo Thomson, dettaglio della geometria

La formula che lega la portata fluente alla geometria dello stramazzo è:

$$Q = 0,32 \cdot \tan \frac{\alpha}{2} \cdot \sqrt{2gh^5} \quad [\text{m}^3/\text{s}] \quad (5.8)$$

dove:

- α angolo di apertura del vertice, nel nostro caso 90°
- g accelerazione di gravità $[\text{m}/\text{s}^2]$
- h distanza tra il pelo libero e il vertice dello stramazzo $[\text{m}]$

Lo stramazzo calibrato unito allo *sfiore di troppo pieno*, che stabilisce il livello massimo raggiungibile dall'acqua nel serbatoio, definiscono la massima portata che può essere derivata dall'impianto.

5.3.2 Perdite di carico distribuite

Le perdite di carico distribuite, vale a dire la dissipazione di energia del fluido causata dal suo passaggio all'interno di un condotto con scabrezza non nulla, può essere in generale espressa in termini di perdita di salto utile come:

$$\Delta H_d = J \cdot L \quad [\text{m}] \quad (5.9)$$

dove L è la lunghezza della condotta e J è la cosiddetta *cadente piezometrica* variabile in funzione della velocità del fluido, della scabrezza del materiale e del diametro della condotta.

Il calcolo della cadente può essere effettuato tramite il metodo di Darcy-Weisback, metodo esatto ma più oneroso per i tempi di calcolo, oppure attraverso metodi empirici, più semplici e rapidi.

Metodo di Darcy-Weisback

Mediante l'applicazione del principio di conservazione della massa a un volume di controllo si deriva la seguente relazione valida per un fluido incomprimibile in moto stazionario all'interno di un condotto:

$$J = \frac{f}{D_{in}} \cdot \frac{v^2}{2g} \quad [-] \quad (5.10)$$

dove:

- f fattore d'attrito [-]
- D_{in} diametro interno condotta [m]
- v velocità del fluido [m/s]
- g accelerazione di gravità [m/s²]

Il *fattore d'attrito* è un numero adimensionale calcolabile, in funzione del regime di moto (espresso dal numero di Reynolds¹⁹), e della scabrezza relativa del condotto $\frac{e}{D}$, attraverso equazioni implicite come quella di Colebrook valida in condizione di moto turbolento:

$$\frac{1}{f^{0,5}} = -2 \cdot \log_{10} \left(\frac{e/D}{3,71} + \frac{2,51}{Re \cdot f^{0,5}} \right) \quad [-] \quad (5.11)$$

L'alternativa al calcolo analitico è l'uso dell'abaco di Moody (*Grafico 5.1*) che incrociando i valori del numero di Reynolds e della scabrezza relativa e/D restituisce il valore del fattore d'attrito.

¹⁹Numero di Reynolds: $Re = \frac{\rho \cdot v \cdot D}{\mu} \quad [-]$

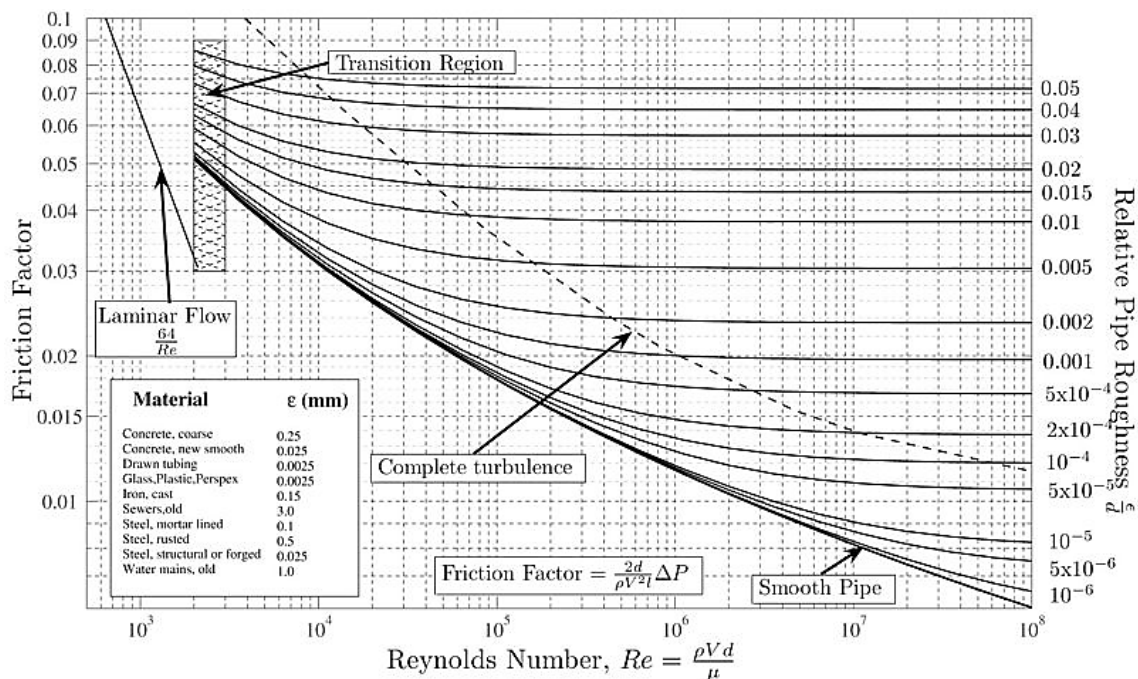


Grafico 5.1- Abaco di Moody

La risoluzione dell'equazione di Colebrook comporta un procedimento di calcolo iterativo che rallenta i tempi di risoluzione del problema; per ovviare a questo ostacolo sono state effettuate numerose ricerche con l'obiettivo di facilitarne l'uso mediante formule semplificate. Tra queste si richiamano quelle di Citrini:

$$J = 0,25 \cdot \frac{1}{\left(\log \frac{e}{3,7 \cdot D}\right)^2} \quad [-] \tag{5.12}$$

E quella di Pezzoli che garantisce un'approssimazione pari a quella della stessa formula di Colebrook:

$$J = 0,25 \cdot \frac{1}{\log^2 \left(\frac{e}{3,71 \cdot D} + 3,61 \left(\frac{D \cdot v}{Q} \right)^{\frac{7}{8}} \right)} \quad [-] \tag{5.13}$$

Metodo empirico

Per il calcolo della cadente piezometrica attraverso un metodo semplificato ci si può rivolgere a diverse formulazioni di tipo empirico. Di seguito è presentato quello di Hazen-Williams, applicabile a tubi di diametro superiore a 50 mm e velocità inferiori a 3 m/s (condizioni molto spesso riscontrate in ambito acquedottistico) che garantisce una accuratezza sufficiente ai nostri propositi

$$J = \left(\frac{v}{C}\right)^{1,85} \cdot \frac{6,87}{D_{in}^{1,165}} \quad [-] \quad (5.14)$$

dove:

v velocità del flusso [m/s]

C coefficiente di scabrezza [-], *Tabella 5.1*

D_{in} diametro condotta [m]

Materiale	Coefficiente di scabrezza C
Calcestruzzo	100
Acciaio	120
Ghisa	130
Rame, Inox, PEAD	140
PE, PVC	150

Tabella 5.1- Coefficiente di scabrezza per diversi materiali da utilizzare nell'equazione di Hazen-Williams

5.3.3 Perdite di carico concentrate

Le perdite di carico concentrate sono invece dovute a dissipazioni puntuali di energia dovute a bruschi cambi di direzione, strozzature, imbocco della condotta o presenza di organi di manovra.

Queste perdite vengono calcolate secondo la formula:

$$\Delta H_c = \sum_i n_i \cdot \frac{v_i^2}{2g} \quad [\text{m}] \quad (5.15)$$

dove:

- n fattore moltiplicativo differenziato in base al tipo di perdita *Tabella 5.2*
- v velocità del fluido [m/s]
- g accelerazione di gravità [m/s²]

Causa di perdita	n
Imbocco	0.5
Curva 90°	0.25
Valvola a saracinesca	0.2
Misuratore di portata	0.1

Tabella 5.2- Esempio di coefficienti moltiplicativi per il calcolo delle perdite concentrate

Nel range di velocità in cui solitamente lavora un acquedotto, le singole perdite concentrate influiscono in maniera esigua e anche come valore aggregato si cerca di contenerne il numero ad esempio studiando un percorso il più lineare possibile. Alla luce di ciò è possibile stimare a priori che l'incidenza delle perdite concentrate sia circa pari al 15% di quelle distribuite.

5.4 Analisi economica

Una volta stabilita la fattibilità tecnica dell'impianto, ciò che in ultima analisi costituisce il vero discriminante tra la realizzazione dell'impianto o l'abbandono del progetto è la fattibilità economica, intesa come ammontare dell'utile e tempo di rientro dell'investimento.

Per effettuare questa valutazione si utilizzano una serie di indicatori economico-finanziari che vengono di seguito elencati e per la cui descrizione dettagliata si rimanda all'Appendice C:

- **Net Present Value – NPV o Valore Attuale Netto – VAN;** indica l'utile complessivo in [€] generato dall'esercizio dell'impianto attualizzato all'anno zero della realizzazione. Perché l'investimento sia vantaggioso deve essere maggiore di zero.
- **Pay Back Time – PBT;** indica il numero di anni necessari affinché l'esborso di denaro dovuto all'investimento viene ripagato dagli utili di esercizio. Viene ritenuto accettabile un $PBT < 10$ anni

- **Profitability Index – PI o Indice di Profittabilità**; indica l'utile assicurato dal progetto di investimento, durante la sua intera vita, per ogni euro di capitale investito. Perché l'investimento possa dirsi profittevole deve essere $PI > 1$
- **Internal Rate of Return – IRR o Tasso Interno di Rendimento – TIR**; indica il tasso d'interesse massimo al quale prendere a prestito risorse finanziarie affinché permanga la convenienza economica. Un investimento è redditizio se IRR è maggiore del tasso d'interesse che si richiede al denaro investito; in generale si ritiene soddisfacente un $IRR > 10\%$

5.4.1 Valutazione dei ricavi

Per la valorizzazione dell'energia elettrica prodotta vale quanto esposto nel paragrafo 3.4, ossia l'accesso alla tariffa onnicomprensiva ai sensi del D.M. 23 giugno 2016, per cui una volta calcolata la potenza nominale di concessione secondo la (3.2) si beneficia della remunerazione agevolata dell'energia elettrica prodotta.

Sino al termine del periodo di incentivazione la tariffa onnicomprensiva costituisce l'unica fonte di remunerazione; ma, poiché la durata di esercizio dell'impianto è maggiore del periodo di incentivazione, si prevede di vendere l'energia elettrica, prodotta negli anni successivi, ad un valore di **84,55 €/kWh** cioè la media pesata del valore attualmente corrisposto come prezzo minimo garantito attraverso il meccanismo del *Ritiro Dedicato* (Cfr. Appendice A). Questa assunzione è supportata dall'andamento pressoché costante degli ultimi anni di questa tipologia di incentivo (*Grafico 5.2*) ma costituisce comunque un'ipotesi molto forte di stimate che il valore dell'energia non si discosti eccessivamente dai livelli attuali anche a distanza di molti anni dall'entrata in esercizio dell'impianto.

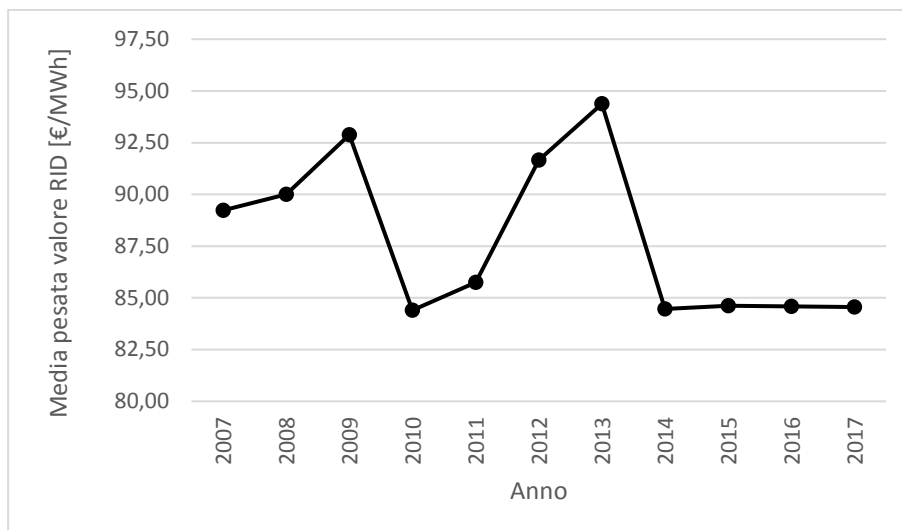


Grafico 5.2- Andamento del valor medio pesato dell'incentivo da RID²⁰ dal 2007 al 2017

5.4.2 Valutazione del costo per l'allaccio elettrico

Il costo relativo all'allacciamento alla rete elettrica nazionale viene calcolato attenendosi a quanto indicato dall'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico nell'Appendice Allegato A della Delibera 99/08 – Testo Integrato delle Connessioni Attive.

Il corrispettivo per la connessione di impianti alimentati da fonte rinnovabile è il minor valore tra:

$$A = CP_A \cdot P + CM_A \cdot P \cdot D_A + 100 \quad [€] \quad (5.16)$$

$$B = CP_B \cdot P + CM_B \cdot P \cdot D_B + 6000 \quad [€] \quad (5.17)$$

dove:

$$CP_A \quad 35 \text{ €/kWh}$$

$$CM_A \quad 90 \frac{\text{€}}{\text{kWh} \cdot \text{km}}$$

$$CP_B \quad 4 \text{ €/kWh}$$

$$CM_B \quad 7,5 \frac{\text{€}}{\text{kWh} \cdot \text{km}}$$

P potenza di cui si richiede la connessione [kW];

²⁰ Ritiro Dedicato

- D_A distanza in linea d'aria tra il punto di connessione e la più vicina cabina di trasformazione; media/bassa tensione del gestore di rete in servizio da almeno 5 anni [km];
- D_B distanza in linea d'aria tra il punto di connessione e la più vicina stazione di trasformazione alta/media tensione del gestore di rete in servizio da almeno 5 anni [km].

Nel caso in cui la nuova connessione sia realizzata in parte in linea aerea e in parte in cavo interrato, il secondo termine a secondo membro di entrambe le equazioni deve essere moltiplicato per il fattore $\left(\frac{D_{aereo}}{D_{totale}} + 2 \cdot \frac{D_{interrato}}{D_{totale}}\right)$ con le distanze espresse in [km].

La decisione di allacciare l'utenza in Bassa Tensione o in Media Tensione è prerogativa del gestore della rete, ma normalmente l'allacciamento alla rete BT è disposto per impianti con potenze nominali installate al di sotto dei 50 kW e l'allacciamento alla rete MT per impianti con potenze nominali installate sopra i 100 kW e al di sotto dei 6 MW. Per eventuali casi intermedi fra 50 e 100 kW la decisione viene presa valutando il singolo caso specifico.

6. Progetto 1 – comune di Piantedo (SO)

A seguito delle valutazioni effettuate come descritto nel paragrafo 3.3, una zona interessante tra quelle analizzate è il comune di Piantedo in Provincia di Sondrio. Unendo le informazioni degli Shapefile (*Figura 6.1*) e dei file relativi alla ricognizione del 2011, forniti dall'ufficio d'Ambito della Provincia, è possibile calcolare tramite la (3.1) un primo dato di potenziale teorico:

Quota sorgente	Quota serbatoio	Salto ideale	Portata media	Potenziale teorico
1.300 m	250 m	1.050 m	9 l/s	92,6 kW

Tabella 6.1- Potenziale teorico del sito di Piantedo secondo i dati preliminari a disposizione

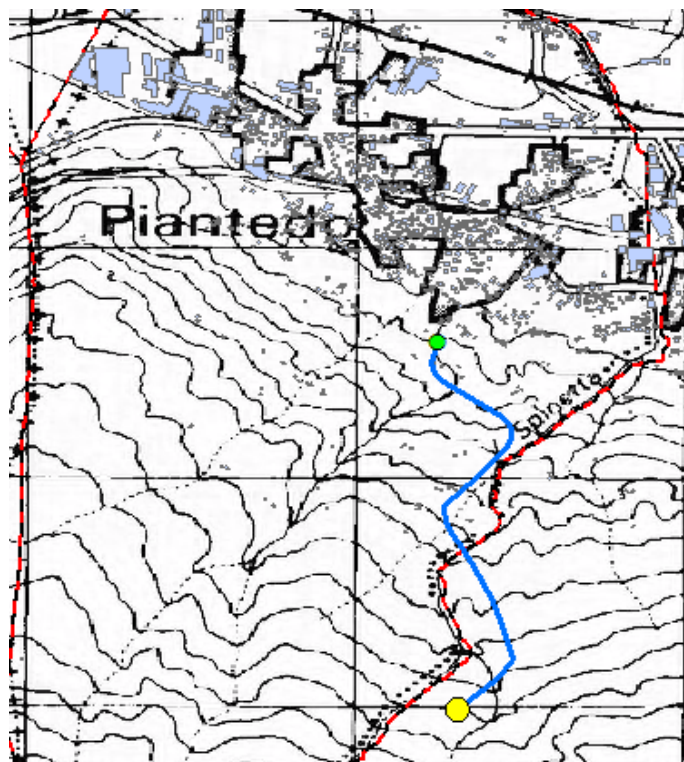


Figura 6.1- Tracciato del ramo di acquedotto del comune di Piantedo preso in esame. In giallo la sorgente; in verde la vasca di valle; in blu il tracciato dell'acquedotto; in rosso i confini comunali.

Solo operando di concerto con il Comune si sono potute verificare o smentire le informazioni preliminarmente raccolte e procedere alla progettazione dell'impianto di seguito esposto nel dettaglio.

6.1 Disponibilità della risorsa

Le sorgenti oggetto di valorizzazione sono situate all'interno del territorio del vicino comune di Delebio e nascono da un fianco del monte Colombano a quota compresa tra 1.310 m s.l.m. e 1.180 m s.l.m. e si trovano all'interno del bacino idrografico del torrente *Madriasco* da cui traggono la denominazione.

A seguito di una campagna di misurazioni condotta dal comune, è emerso che la disponibilità di acqua proveniente dalle sorgenti è superiore rispetto a quella di cui il Comune sarebbe concessionario (10 l/s) come si può evincere dalla *Tabella 6.2*. Nel *Grafico 6.1* è riportato l'idrogramma e la curva delle durate relativi alle sorgenti Madriasco.

Mese	Portata [l/s]
Gennaio	5,9
Febbraio	5,5
Marzo	7,1
Aprile	11,2
Maggio	20,3
Giugno	16,5
Luglio	41,5
Agosto	19,3
Settembre	14,8
Ottobre	37,7
Novembre	14,6
Dicembre	6,5
Portata media	16,86

Tabella 6.2- Portate medie mensili e portata media annuale delle sorgenti Madriasco

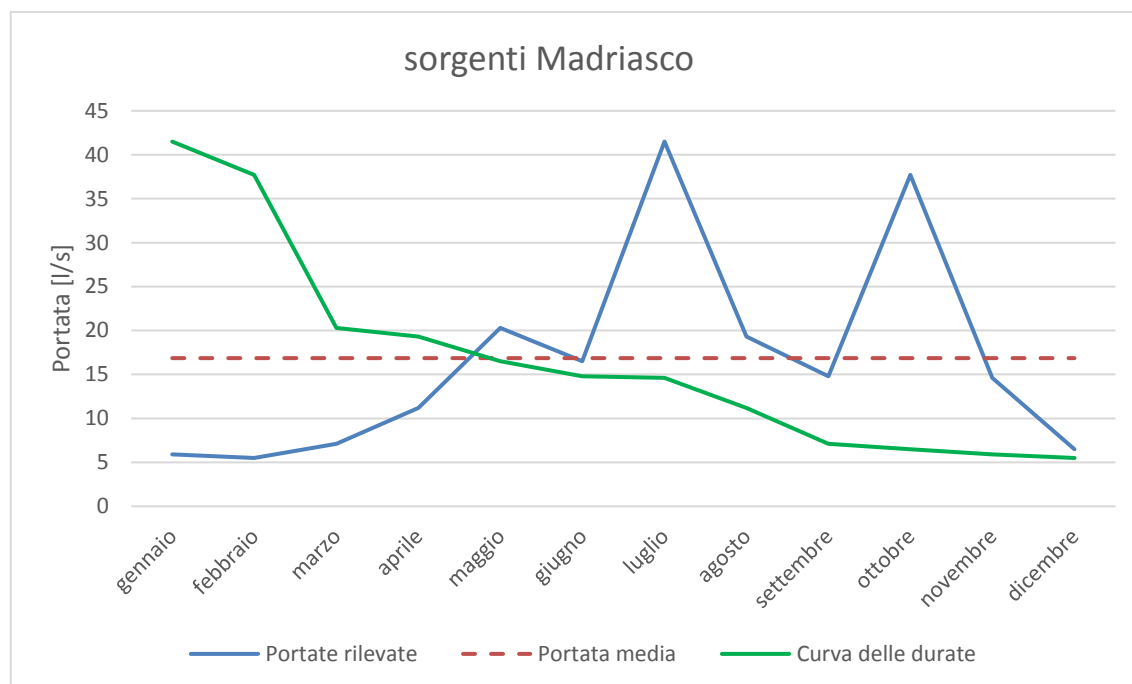


Grafico 6.1- Idrogramma e curva delle durate delle sorgenti Madriasco

Attualmente il Comune è titolare di una concessione in deroga per il prelievo di una portata di soli 10 l/s; a seguito del monitoraggio è stata chiesta innanzitutto una concessione definitiva per una portata massima di 41,5 l/s e in seguito una variante per un uso plurimo potabile e idroelettrico per una portata media annua di 16,9 l/s e una portata massima di 41,5 l/s.

6.2 Stato di fatto delle opere esistenti

L'acquedotto esistente è costituito da sei piccole opere di captazione delle sorgenti Madriasco che convogliano l'acqua in una camera principale da cui diparte la condotta interrata, sezionata da camerette rompitratta, che termina nella vasca di carico situata poco distante dal centro abitato, dalla quale si dirama la rete di distribuzione.

Le interruzioni della condotta principale sono finalizzate alla distribuzione di acqua potabile a utenze isolate che si trovano a quote maggiori rispetto al centro abitato.

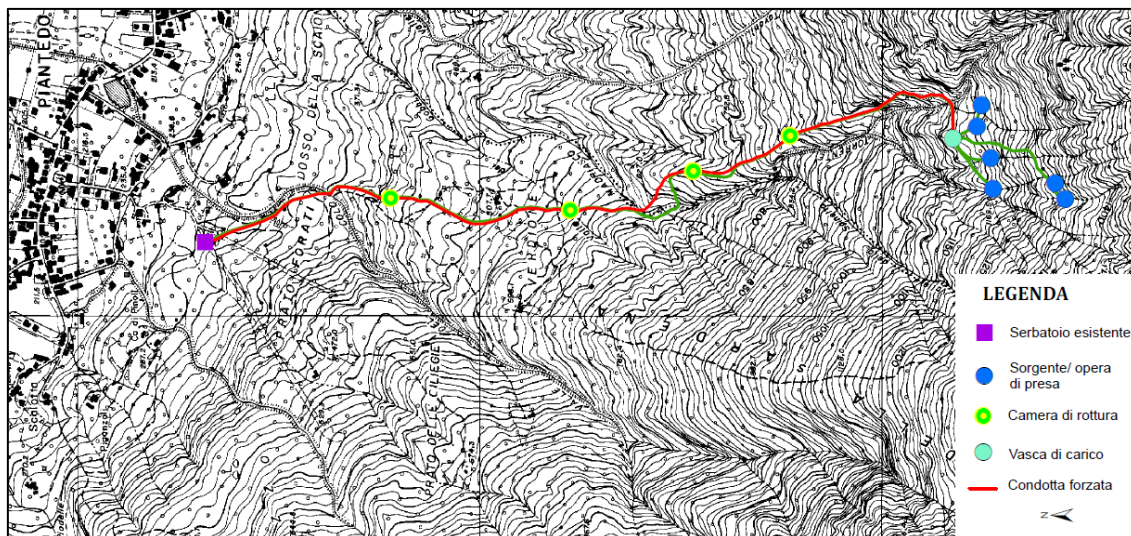


Figura 6.2- Corografia del progetto di Piantedo

6.3 Descrizione delle opere di progetto

Nella progettazione si è ritenuto opportuno conservare interamente l’infrastruttura del vecchio acquedotto in modo tale da mantenere la continuità di servizio alle utenze intermedie e l’alimentazione dell’intera rete in caso di fermo. La vasca di carico e l’edificio centrale vengono perciò realizzati ex novo e la condotta forzata corre parallela alla esistente tubazione dell’acquedotto. Per garantire il prelievo di acqua da parte delle utenze intermedie, anche in condizione di marcia dell’impianto, le camere di rottura, posizionate lungo il tracciato dell’acquedotto esistente, vengono dotate di valvole a galleggiante così che il prelievo possa essere funzione del reale fabbisogno. Si sottolinea che non si apporta alcuna modifica ai bottini di presa esistenti e la portata aggiuntiva, rispetto a quella già utilizzata ad uso potabile, è la quota parte attualmente non sfruttata. Questa scelta permette di semplificare notevolmente l’iter burocratico di ottenimento delle concessioni da parte degli enti preposti e non crea interruzioni alla fornitura di acqua potabile che sarebbero inevitabili in caso di intervento diretto sui bottini di presa.

6.3.1 Vasca di carico

Per la raccolta delle portate derivate si realizza una vasca di carico, di volume utile 25 m³, posta immediatamente a monte dell’esistente pozzetto di raccolta; questa permette di equilibrare le

pressioni delle acque provenienti dalle sorgenti poste a diverse quote e svolge la funzione di regolazione del livello di monte mantenuto a 1.126 m s.l.m.

Al suo interno il manufatto è caratterizzato da una prima vasca in cui le acque vengono convogliate per poi trascinare nella vasca principale attraverso uno stramazzo tipo *Thomson* avente la funzione di regolatore di portata. Entrambe le vasche sono dotate di scarico di fondo della sabbia sedimentata e di scarico di troppo pieno che, posizionato alla quota adeguata, consente il controllo della portata massima derivata. Le eventuali eccedenze di portata vengono convogliate, mediante una tubazione interrata di 700 m funzionante a pelo libero, nella vasca di carico del vicino impianto idroelettrico “Tavani” di proprietà della Società Elettrica in Morbegno posta più a valle, così da ottenere un più razionale sfruttamento della risorsa. Questo impianto preesistente utilizza le acque prelevate dall’omonimo torrente, perciò il suo funzionamento è assolutamente indipendente dalle modifiche apportate all’acquedotto; inoltre il peso relativo della portata aggiuntiva che potrebbe derivare dallo sfioro è di entità tale da non modificarne sostanzialmente la normale gestione. Lo scarico di fondo, invece, porta all’interno del vicino torrente Madriasco.

È facilmente calcolabile che la durata d’invaso di questo impianto di circa 25 minuti, ben al di sotto delle 2 ore necessarie per rientrare nella categoria di impianto ad acqua fluente.

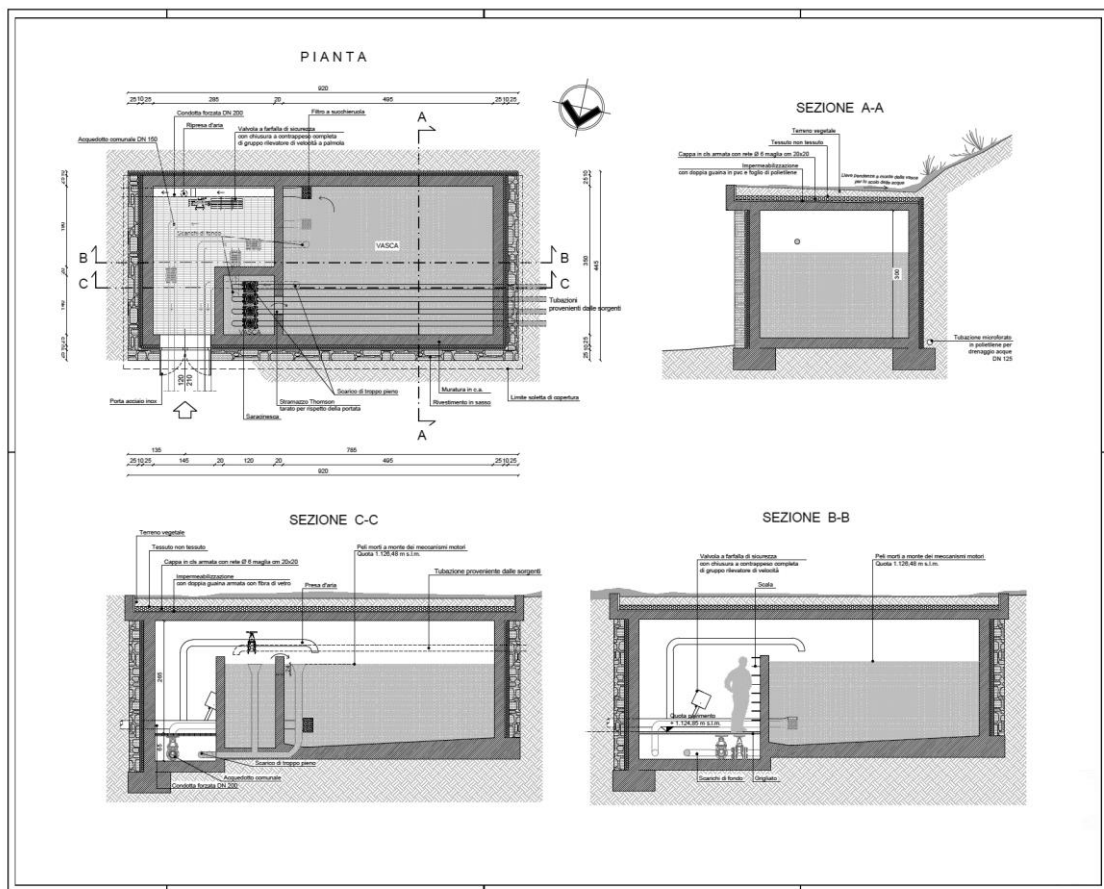


Figura 6.3- Pianta e sezioni della vasca di carico dell'impianto di Piantedo

6.3.2 Condotta forzata

La condotta forzata è lunga complessivamente 2300 m circa, è posata interamente interrata ed è costituita da tubi saldati in acciaio S355JR con carico di snervamento 355 N/mm².

La scelta delle specifiche in termini di diametro e spessore sono frutto di una ottimizzazione che valuta il miglior compromesso tra il costo, inteso come somma di fornitura e posa della tubazione, e la teorica mancata produzione di energia elettrica conseguenza delle perdite di carico.

Per ogni coppia diametro – spessore viene prima accertata la rispondenza alla verifica strutturale come esposta nel paragrafo 5.2.2 scartando gli elementi non idonei; si calcola dunque la cadente piezometrica secondo la formula (5.14) di Hazen – Williams e da essa le perdite di carico totali.

Una volta ottenuto l'elenco delle condotte candidate, cioè considerando per ogni diametro nominale il minor spessore consentito, si effettua un confronto in termini relativi: la scelta cade sulla coppia diametro – spessore che minimizza la somma del costo di fornitura e posa e il costo di mancata produzione elettrica valutata con la (6.2), dettagliata in seguito, e valorizzata ad un prezzo dell'energia di 210 €/MWh attualizzato a 20 anni al 5% di costo del capitale ($PVa^{21}_{@20anni,5\%} = 12,462$).

$$C_{condotta} = EE_{mancata\ produzione} \cdot \left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right]_{valorizzazione\ EE} \cdot PVa_{@20anni,5\%} + C_{fornitura\ e\ posa}$$

Il risultato è mostrato nel *Grafico 6.2* che conduce alla scelta di una condotta **DN200 spessore 7 mm**. La crescita della curva per diametri maggiori è imputabile alla voce di fornitura e posa, cioè alla componente di costo del materiale, mentre per diametri minori l'aumento del costo è dovuto al forte aumento delle perdite di carico, a causa delle quali il minor costo del materiale è più che compensato dalla mancata produzione elettrica.

²¹ Il *Present Value annual – PVa* rappresenta il coefficiente da utilizzare per attualizzare flussi di cassa costanti. Confrontando la (C.1), se il flusso di cassa è costante esce dal segno sommatoria che viene calcolata a parte appunto come PVa

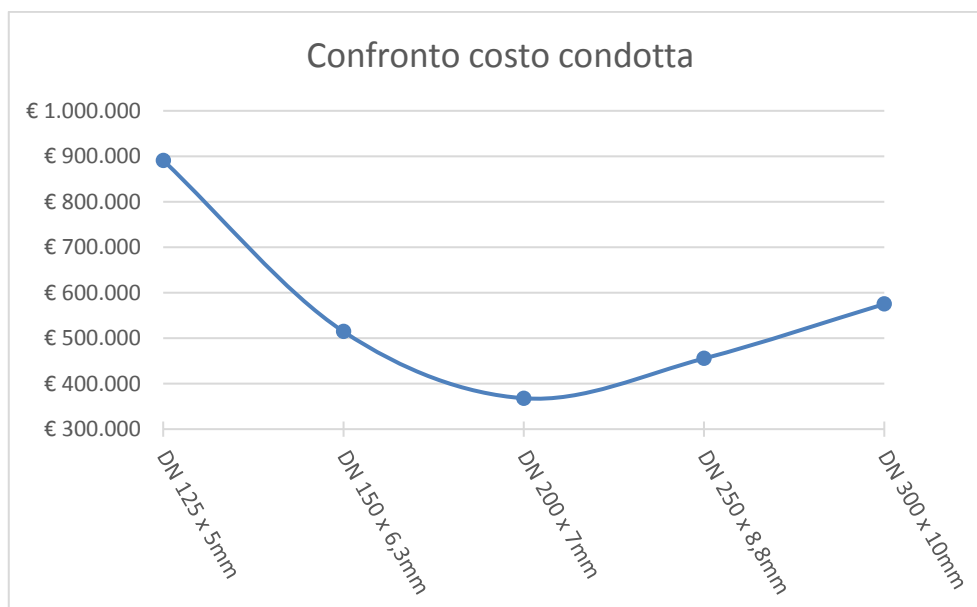


Grafico 6.2- Confronto di costo della condotta su un orizzonte di 20 anni per l'impianto di Piantedo

La condotta viene poi rivestita con doppia bitumatura (Thick coat) esterna di protezione dalla corrosione e rivestimento interno in vernici epossidiche senza solventi idoneo per trattare acqua ad uso potabile come prescritto dalla norma UNI EN 10224 "Tubi e raccordi in acciaio non legato per il trasporto di acqua potabile".

Per la posa della condotta è necessario prevedere la realizzazione di *blocchi di ancoraggio* in calcestruzzo armato per garantirne la stabilità e assorbire le forze trasmesse dal fluido in moto alla tubazione. Nelle tubazioni saldate tali blocchi sono posti generalmente in corrispondenza delle curve dove la variazione del momento della quantità di moto del fluido provoca una spinta sulla condotta, ma nel caso di lunghi tratti rettilinei si prevedono normalmente dei blocchi intermedi per mantenere una certa rigidità del sistema. Il terreno su cui si posa il blocco di ancoraggio non deve assolutamente cedere sotto il peso del blocco monolitico, perciò, oltre alle dovute verifiche effettuate da parte di un geologo competente, si deve garantire che non si formino passaggi d'acqua sotto il blocco onde evitare il dilavamento della base.

Quando si è obbligati a fare sbancamenti di roccia per dare sede al blocco, può essere considerata la possibilità di ancorarsi direttamente alla roccia, sempre dopo averne accertato le qualità per non incorrere in un ancoraggio insufficiente per la presenza o formazione di faglie, fessurazioni o altri difetti.

6.3.3 Fabbricato centrale

L'edificio presenta una pianta rettangolare ed è costituito da due corpi di fabbrica con un fronte parzialmente interrato. Il primo corpo, di ingombro in pianta pari a circa 75 m², è adibito a sala macchine ed ospita il gruppo turbina e i quadri elettrici di bassa e media tensione. Il secondo corpo, di ingombro in pianta pari a circa 40 m², ospiterà il locale trasformatore e l'apparato di misure, nonché le apparecchiature richieste da Enel per l'allaccio alla rete nazionale. Esternamente presenterà una copertura a due falde di altezza al colmo rispettivamente 6,4 m e 4,3 m.

Dall'interno del fabbricato centrale, attraverso una botola inserita nel pavimento, è possibile accedere allo scarico della macchina per ispezione.

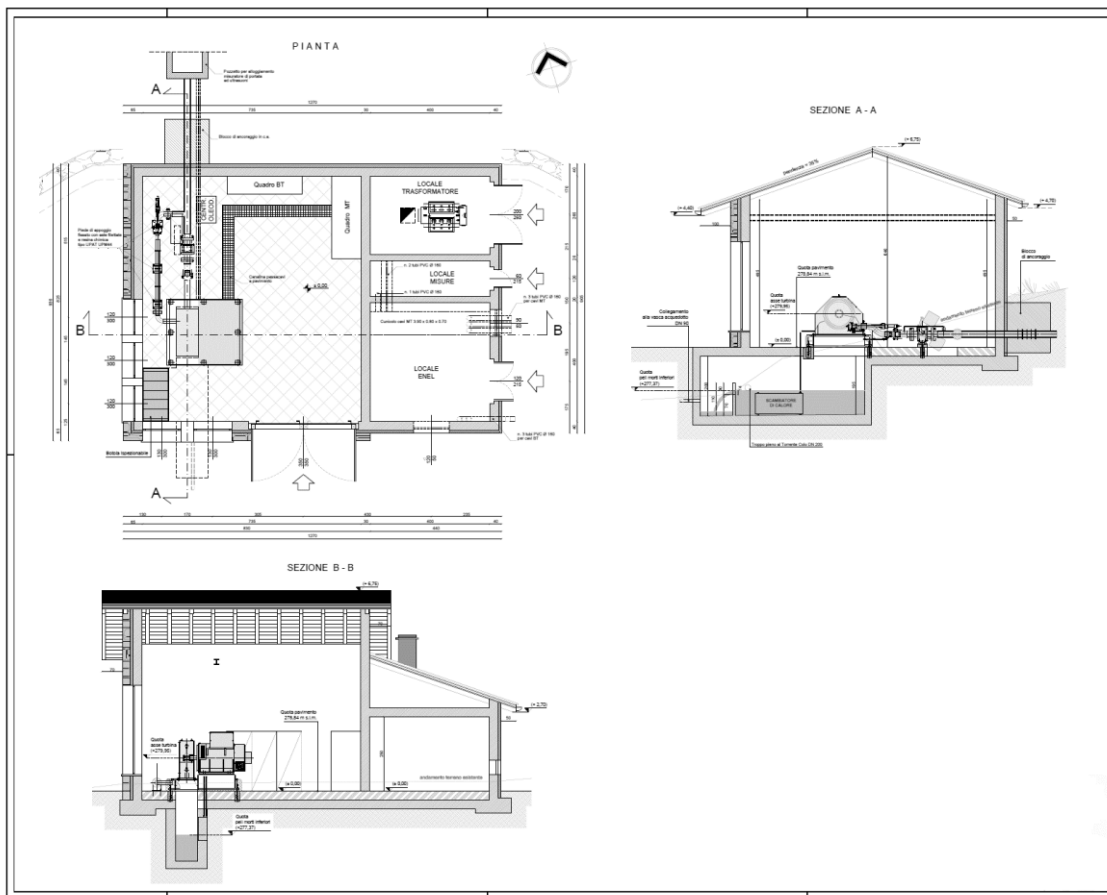


Figura 6.4- Pianta e sezioni dell'edificio di centrale dell'impianto di Piantedo

6.3.4 Vasca di raccolta delle acque turbinate

La vasca posizionata sotto lo scarico della turbina ha il duplice scopo di raccogliere le acque turbinate e di convogliare la portata all'acquedotto comunale.

La regolazione della portata da convogliare all'acquedotto viene effettuata mediante un sistema, equivalente a quello impiegato nella vasca di carico, che prevede la realizzazione di uno stramazzone tipo Thompson e di un troppo pieno per scaricare le eccedenze nel vicino torrente Colo. Il pelo libero della vasca di scarico si trova ad una quota di 277 m s.l.m. il che stabilisce un salto lordo di concessione di 849 m.

6.3.5 Allacciamento alla linea elettrica

Per quanto riguarda l'allacciamento alla rete elettrica nazionale è stata individuata insieme al gestore di rete (Enel Distribuzione) la migliore configurazione da un punto di vista logistico.

La soluzione individuata prevede l'allaccio in media tensione realizzato completamente interrato lungo la viabilità esistente presso la cabina di via Alessandro Volta, nel centro abitato di Piantedo.

6.3.6 Interventi di ripristino e mitigazione

La fase più critica dal punto di vista dell'impatto ambientale è quella della realizzazione, durante la quale è necessario accedere alle zone di intervento con macchinari pesanti e realizzare lo scavo lungo tutto il percorso della condotta. L'autorizzazione alla realizzazione del progetto prevede dunque l'obbligo a mettere in atto una serie di accorgimenti atti a ridurre al minimo l'impatto in fase di cantiere e a ripristinare nel modo più fedele possibile lo stato dei luoghi che sono stati interessati dai lavori. Durante la fase dei getti in calcestruzzo vengono adottate tutte le misure per evitare qualsiasi inquinamento delle acque, sia superficiali che sotterranee; i rumori dei mezzi d'opera sono contenuti il più possibile adottando tecniche opportune. Durante lo scavo della condotta viene rimosso e conservato lo strato di scotico in modo da ripristinarlo al termine del rinterro. Al termine dei lavori le aree che sono state interessate da disboscamento per necessità di manovra e accesso vengono nuovamente piantumate con essenze locali per garantire il rimboschimento.

Le opere civili di nuova costruzione sono l'unica traccia che resterà visibile anche a distanza di anni dalla messa in esercizio dell'impianto; per questo motivo anche l'aspetto degli edifici deve essere

curato al fine di ridurre al minimo l’impatto visivo, prevedendo finiture murarie in pietra locale, grate vive e coperture in manto erboso del tetto.

È opportuno rimarcare come questo sia uno dei punti di forza di questa tipologia di impianti: non solo lo sfruttamento della risorsa idrica ricalca quello già operato a servizio della cittadinanza, ma anche l’impatto visivo ad opere concluse è minimo e lo stato del territorio è riportato alla condizione precedente l’installazione.

6.4 Scelta del gruppo elettromeccanico

Per la scelta del gruppo elettromeccanico, vale a dire turbina e generatore ad essa accoppiato, si riportano nello specchio seguente i parametri principali di progetto:

Portata massima turbinabile	41,5 l/s
Salto lordo	849 m
Massima perdita di carico	24,98 m

Tabella 6.3- Parametri principali del progetto di Piantedo

Utilizzando il *Grafico 4.6* è possibile stabilire che la tipologia di macchina più indicata è una Pelton ad un solo getto, data la ridotta portata elaborata. Il dimensionamento della macchina viene fatto nelle condizioni di massima portata, considerando anche le perdite di carico associate onde evitare sovradimensionamento e incremento di costo. La potenza richiesta per l’installazione è quindi valutata come:

$$P_{inst} = Q_{max} \cdot (H_{conc} - \Delta H_{max}) \cdot g \cdot \rho = \mathbf{335,3 kW} \quad (6.1)$$

che viene richiesta al fornitore con le caratteristiche di seguito elencate:

- Girante Pelton realizzata in acciaio inox X20Cr13 adatto al contatto con acqua destinata al consumo umano, con palette a doppio cucchiaio lucidate a mola;
- Gruppo iniettore composto da: distributore a spina azionato da attuatore elettromeccanico con spina di regolazione realizzata in acciaio inox adatto al contatto con acqua destinata al consumo umano;

- Tegolo deviatore in acciaio S275JR per l'intervento rapido con cinematismo di comando posto esternamente alla cassa della turbina e azionato mediante attuatore elettromagnetico;
- Cassa in acciaio S275JR saldata e nervata con flangia lavorata per l'attacco degli iniettori.

Accoppiato alla turbina viene posto un generatore asincrono trifase. Poiché si prevede l'installazione della turbina ad asse orizzontale, il generatore avrà l'albero rinforzato per il fissaggio a sbalzo della girante. Le caratteristiche della macchina sono:

Potenza nominale	350 kW
Tensione nominale	400V
Frequenza	50 Hz
Numero di poli	4
Velocità di rotazione	1500 RPM
Accoppiamento	Diretto

Per l'elevazione della tensione da BT a MT si installa un trasformatore dedicato a valle del quale avviene l'effettiva misura della corrente elettrica prodotta. Le sue caratteristiche sono:

Potenza nominale	400 kVA
Tensione primaria	15 kV
Tensione secondaria	400 V

6.5 Producibilità annua

L'unica fonte di remunerazione di questi impianti è la vendita dell'energia elettrica, valorizzata secondo le tariffe incentivanti erogate dal GSE. La capacità di ripagare nel tempo l'investimento è quindi direttamente proporzionale all'energia elettrica prodotta che viene calcolata come segue:

$$EE = 0.97 \cdot \sum_{i=1}^{12} Q_i \cdot (H_{conc} - \Delta H_i) \cdot g \cdot \rho \cdot 24 \cdot gg_i \cdot \eta_T \cdot \eta_{el} \quad [\text{Wh}] \quad (6.2)$$

dove:

Q_i portata media mensile [m^3/s]

ΔH_i perdita di carico calcolata in base alla portata media mensile [m]

η_T rendimento turbina variabile in base alla portata elaborata

η_{el} rendimento elettrico di generatore e trasformatore posto pari a 0,98

0.97 coefficiente riduttivo per tenere conto di eventuali fermi impianto

Nella tabella seguente sono riportati i valori medi mensili di produzione e il totale annuo stimato:

Mese	Portata turbinata [l/s]	ΔH_{tot} [m]	η turbina	Energia prodotta [kWh]
Gennaio	5,9	0,68	0,65	23.255
Febbraio	5,5	0,59	0,65	19.583
Marzo	7,1	0,95	0,725	31.204
Aprile	11,2	2,21	0,845	55.438
Maggio	20,3	6,65	0,875	106.953
Giugno	16,5	4,54	0,865	83.376
Luglio	41,5	24,98	0,88	215.112
Agosto	19,3	6,06	0,875	101.756
Settembre	14,8	3,71	0,865	74.859
Ottobre	37,7	20,92	0,88	196.380
Novembre	14,6	3,62	0,865	73.855
Dicembre	6,5	0,81	0,725	28.572
Totale				980.033

Tabella 6.4- Produzione media mensile e totale di energia elettrica dell'impianto di Piantedo

È chiaro il fatto che la produzione elettrica mensile dipende direttamente dalla disponibilità della risorsa idrica e varia perciò in modo considerevole lungo i diversi mesi come si può osservare nel *Grafico 6.3*

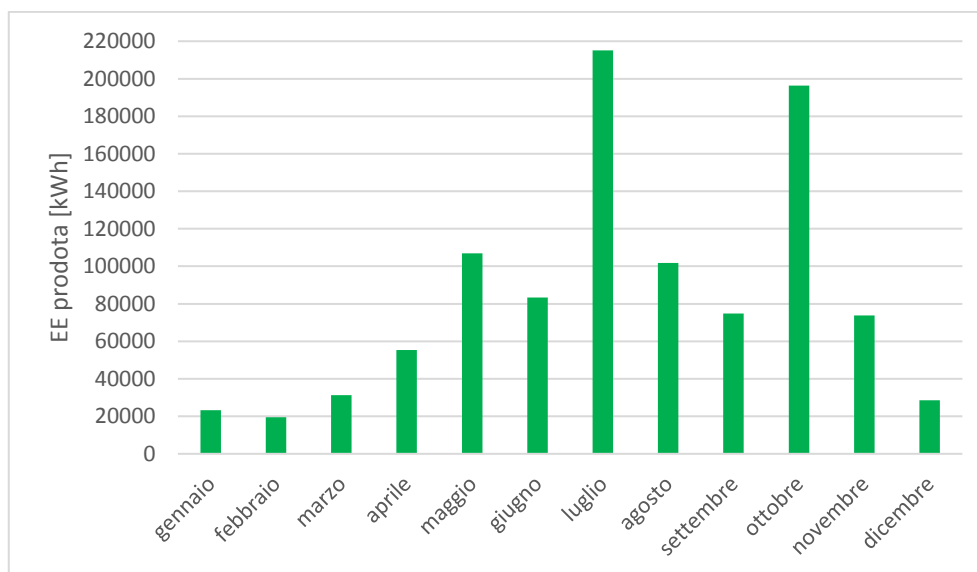


Grafico 6.3- Producibilità elettrica dell'impianto di Piantedo

Per determinare l'importo dell'incentivo che valorizza dell'energia prodotta si calcola la potenza nominale dell'impianto come dalla (3.2) ottenendo **140,33 kW** che confrontato con l'Appendice B dà diritto ad un incentivo di 210 €/MWh per 20 anni.

Può essere interessante valutare quali siano le voci di perdita che inficiano la massima producibilità teorica della sorgente portando all'energia effettivamente prodotta dall'impianto.

La massima quantità di energia che si potrebbe teoricamente produrre può essere calcolata come:

$$EE_{Max_teo} = Q_{med} \cdot H_{conc} \cdot g \cdot \rho \cdot 8760 = \mathbf{1.229.412 kWh} \quad (6.3)$$

dove:

Q_{med} portata media mensile pari a 16,86 l/s

H_{conc} salto nominale di concessione tra i peli liberi delle vasche pari a 849 m

g accelerazione di gravità [m/s²]

ρ densità dell'acqua [kg/m³]

8760 ore annue

Le voci di perdita sono suddivisibili in quattro voci, nell'ordine:

- Perdite di carico;
- Efficienza della turbina;

- Efficienza elettrica di generatore e trasformatore posta pari a 0,98;
- Fermi impianto per manutenzione considerati come disponibilità pari a 0,97.

di cui si riportano nella tabella e nel grafico seguenti le percentuali di perdita riferite tutte alla massima produzione teorica:

	Quota energia persa		Energia prodotta	
	kWh		kWh	
Massima produzione teorica			1.229.412	100%
Perdite di carico	16.755	1,36%	1.212.657	98,64%
Efficienza turbina	181.694	14,78%	1.030.963	83,86%
Efficienza generatore + trafo	20.619	1,68%	1.010.344	82,18%
Fermi impianto	30.310	2,47%	980.033	79,72%

Tabella 6.5- Suddivisione delle voci di perdita per l'impianto di Piantedo

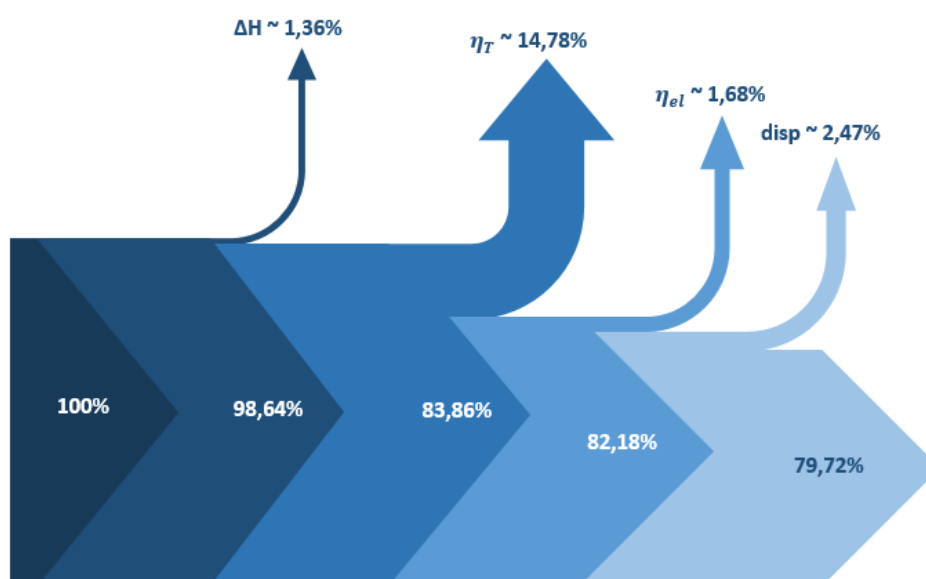


Grafico 6.4- Diagramma di Sankey relativo alle perdite dell'impianto di Piantedo

Il rendimento globale dell'impianto rispetto alla potenzialità teorica è quindi del 79,72% e la voce di perdita più gravosa è quella legata alla turbina idraulica che causa una perdita del 14,78% dato che non opera sempre al massimo del suo rendimento ma per gran parte del tempo è a carico parziale. A tal proposito si specifica che la scelta della portata massima di progetto che definisce la taglia della turbina si basa sull'ottimo del risultato complessivo di esercizio, cioè come compromesso tra una mancata produzione e un utilizzo della macchina a rendimenti molto ridotti.

6.6 Risultati economici

L'analisi economica dell'impianto è stata condotta utilizzando i parametri descritti nel paragrafo 5.4; le principali voci di costo, che vengono riportate in forma aggregata nella *Tabella 6.6* e sono:

- Opere civili, comprendenti la vasca di carico e l'edificio centrale;
- Condotta, comprensiva di fornitura del materiale, scavo, posa e rinterrì;
- Organi elettromeccanici
- Allaccio alla rete elettrica
- Costi per la progettazione

Vasca di carico	€ 40.000
Edificio centrale	€ 140.000
Condotta	€ 290.000
Organi elettromeccanici	€ 300.000
Allaccio rete ENEL	€ 15.000
Progettazione	€ 90.000
Totale Investimento	€ 875.000

Tabella 6.6- Voci di costo aggregate per l'impianto di Piantedo

Nel grafico a torta seguente (*Grafico 6.6*) si può osservare il peso percentuale delle varie opere sul totale dell'investimento. Si nota come più del 60% del totale è diviso tra gruppo elettromeccanico e condotta forzata: il primo ha la percentuale di costo maggiore, anche se non arriva ad essere quella di gran lunga preponderante, come spesso accade negli impianti di mini idroelettrico, poiché con la taglia dell'ordine dei 300 kW rientra ancora nel plateau della curva di costo specifico delle turbine di piccola taglia come si osserva nel *Grafico 6.5*.

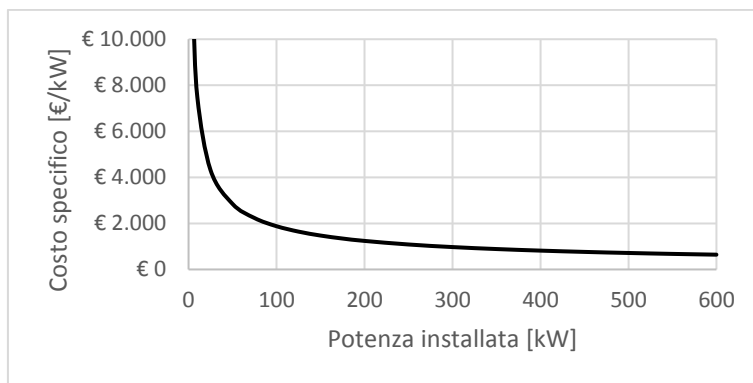


Grafico 6.5- Curva di costo specifico delle turbine Pelton

La seconda, invece, deve la propria rilevanza sia al costo specifico del materiale sia ai costi di posa e messa in opera; infatti, il tracciato lungo cui si snoda viene normalmente valutato in termini di minimizzazione delle perdite di carico, e cioè il più rettilineo possibile per massimizzare la resa energetica nel tempo, accettando in parte i costi maggiori dovuti al passaggio in zone boscate (necessità di taglio piante) o attraverso tratti rocciosi (maggior costo di sbancamento). La realizzazione dei blocchi di ancoraggio rientra in questa voce di costo.

Le opere civili hanno minor peso dato che sono costituite da semplici fabbricati e vasche in calcestruzzo armato, parzialmente interrati e perciò senza necessità di particolari finiture estetiche. È evidente la grossa differenza rispetto agli impianti idroelettrici di grande taglia “tradizionali” dove il peso delle opere civili, siano esse dighe o derivazioni dall’alveo di un fiume, sono di gran lunga la voce di costo maggiore (più del 70%). Oneri per la progettazione e allaccio alla linea elettrica nazionale rappresentano complessivamente circa il 12% del costo d’investimento.

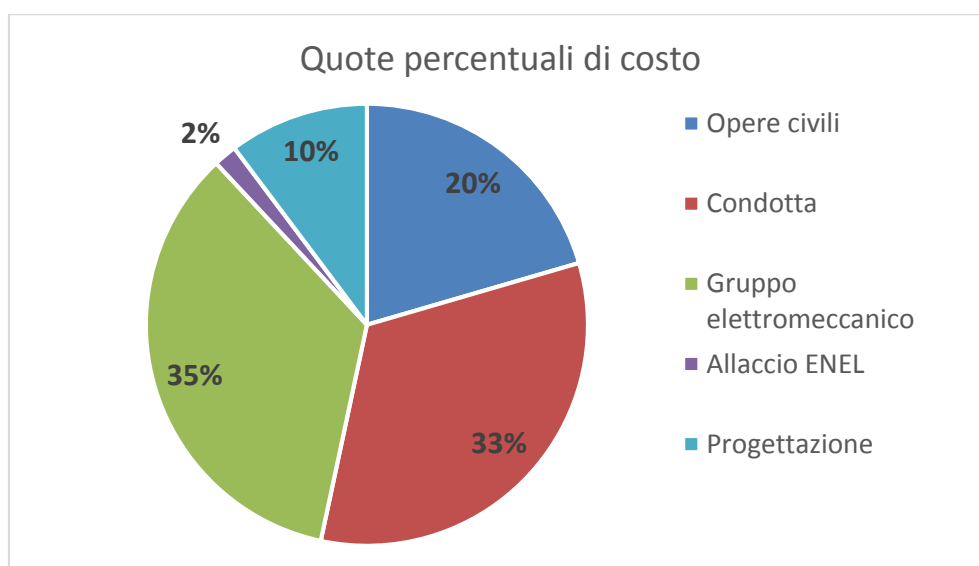


Grafico 6.6- Confronto percentuale delle voci di costo dell'impianto di Piantedo

I dati e le assunzioni utili al calcolo degli indici di profitto secondo quanto descritto nel paragrafo 5.4 sono riportati nella tabella seguente

Periodo di pianificazione	30 Anni
Valore incentivo (primi 20 anni)	210 €/MWh
Valore EE (dopo il 20° anno)	84,55 €/MWh
OPEX	
O&M_manutenzione	0.012 €/kWh
O&M_gestione	0.005 €/kWh
Assicurazione	6000 €/anno
Manutenzione straordinaria ogni 10 anni	5 % dell'investimento
Costo capitale k	5 %
Tasso di inflazione	2 %
Aliquota IRES	27,5 %
Aliquota IRAP	3,9 %

Tabella 6.7- Assunzioni per il calcolo economico

Utilizzando un opportuno foglio di calcolo si ottengono i seguenti risultati che valutano il vantaggio economico sia al termine del ventesimo che del trentesimo anno:

Risultati dopo 20 anni		Risultati dopo 30 anni	
NPV	€ 767.720	NPV	€ 846.770
PI	1,87	PI	1,96
IRR	15,13 %	IRR	15,31%
PBT 8 anni			

Tabella 6.8- Risultati dell'analisi economica per l'impianto di Piantedo

La realizzazione di questo impianto risulta un investimento redditizio che ha un tempo di rientro di 8 anni e può garantire un utile complessivo di circa 770.000 € al termine della durata dell'incentivo e di circa 850.000 € al termine della concessione trentennale. In termini relativi l'impianto arriva a produrre un utile di circa 2 € per ogni Euro di capitale investito.

Capitolo 6 - Progetto 1 – comune di Piantedo (SO)

Dal *Grafico 6.7* appare in modo molto chiaro, visto il brusco cambio di pendenza al termine del ventesimo anno, quanto l'incentivazione sia fondamentale per il ritorno economico di questo tipo di impianti che altrimenti, con la normale remunerazione dell'energia elettrica avrebbero una curva di rientro troppo poco pendente finendo per non riuscire a ripagare l'investimento in tempi ragionevoli.

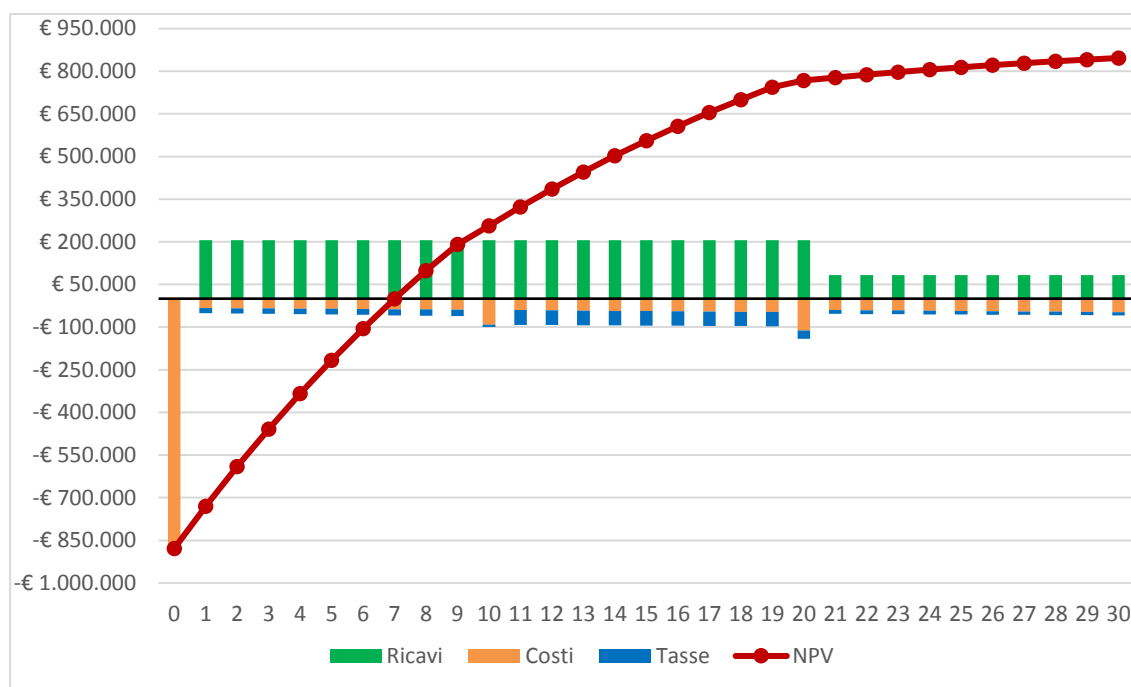


Grafico 6.7- Flussi di cassa e Valore Attuale Netto per l'impianto di Piantedo

7. Progetto 2 – comune di Montagna in Valtellina (SO)

A seguito delle valutazioni effettuate come descritto nel paragrafo 3.3, una seconda zona interessante tra quelle analizzate è il comune di Montagna in Valtellina in Provincia di Sondrio. Unendo le informazioni degli shapefile (*Figura 7.1*) e dei file relativi alla ricognizione del 2011, forniti dall'ufficio d'Ambito della Provincia, è possibile calcolare tramite la (3.1) un primo dato di potenziale teorico:

Quota sorgente	Quota serbatoio	Salto ideale	Portata media	Potenziale teorico
2.000 m	650 m	1.350 m	8 l/s	105,88 kW

Tabella 7.1- Potenziale teorico del sito di Montagna in Valtellina secondo i dati preliminari a disposizione

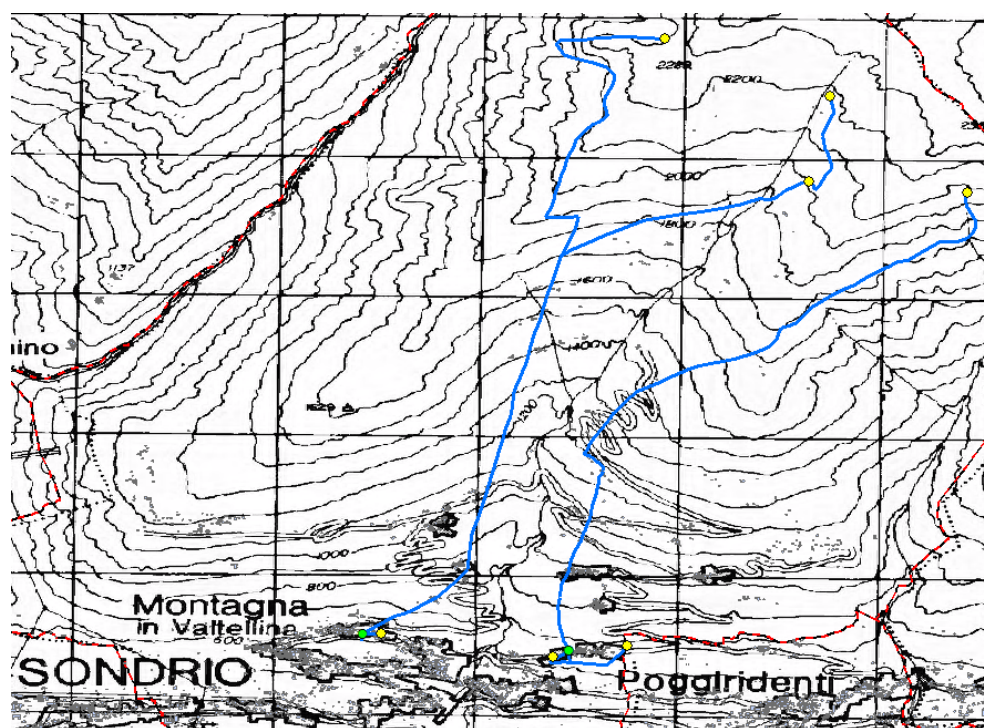


Figura 7.1- Tracciato del ramo di acquedotto del comune di Montagna in Valtellina preso in esame. In giallo le sorgenti; in verde le vasca di valle; in blu il tracciato dell'acquedotto; in rosso i confini comunali.

Solo operando di concerto con il Comune si sono potute verificare o smentire le informazioni preliminarmente raccolte e procedere alla progettazione dell'impianto di seguito esposto nel dettaglio.

7.1 Disponibilità della risorsa

Le sorgenti che approvvigionano il comune di Montagna in Valtellina sono in tutto sette: sorgente *Corno* (2.156 m s.l.m.), sorgente *Zocche* (2.160 m s.l.m.), sorgente *Grass* (2.020 m s.l.m.), sorgente *Concalet* (2.080 m s.l.m.), sorgente *Acquette* (650 m s.l.m.), sorgente *Fontanelle* (660 m s.l.m.) e sorgente *Poladur* (720 m s.l.m.); ma per motivi di quota e di disposizione geografica si è proceduto al progetto di uso plurimo potabile e idroelettrico solo per le sorgenti *Corno*, *Zocche* e *Grass*.

A seguito di una campagna di misurazioni condotta dal comune, è emerso che la disponibilità di acqua è superiore rispetto a quella normalmente derivata in concessione dal Comune. In *Tabella 7.2* sono elencate le portate medie mensili relative alle singole sorgenti e il quantitativo complessivo; nel *Grafico 7.1* è riportato l'idrogramma e la curva delle durate.

Mese	Porata sorg. Corno [l/s]	Porata sorg. Zocche [l/s]	Porata sorg. Grass [l/s]	Totale [l/s]
Gennaio	2,64	2,17	2,75	7,56
Febbraio	4,20	2,62	3,33	10,15
Marzo	4,77	3,92	4,17	12,86
Aprile	6,17	5,15	6,40	17,72
Maggio	8,20	6,89	8,58	23,67
Giugno	8,45	6,56	6,76	21,77
Luglio	5,31	4,41	5,55	15,27
Agosto	5,73	4,80	5,21	15,74
Settembre	5,23	4,27	5,40	14,90
Ottobre	8,67	4,78	5,22	18,67
Novembre	4,40	4,60	5,11	14,11
Dicembre	3,75	3,08	3,91	10,74
Portata media	5,63	4,44	5,21	15,28

Tabella 7.2- Portate medie mensili e portata media annuale delle sorgenti di Montagna in Valtellina

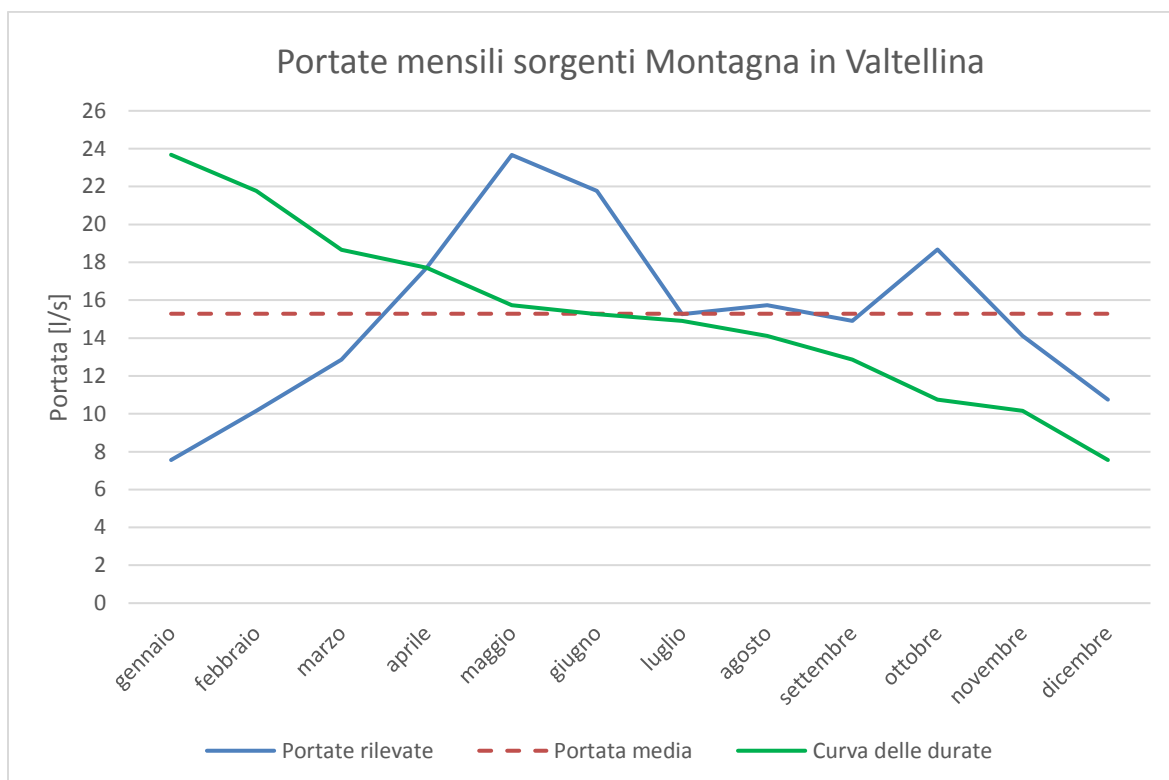


Grafico 7.1- Idrogramma e curva delle durate delle sorgenti di Montagna in Valtellina

Attualmente il Comune è titolare di una concessione in deroga per il prelievo di una portata di soli 15 l/s; a seguito del monitoraggio è stata chiesta innanzitutto una concessione definitiva per una portata massima di 23,7 l/s e in seguito una variante per un uso plurimo potabile e idroelettrico per una portata media annua di 15,3 l/s e una portata massima di 23,7 l/s.

7.2 Stato di fatto delle opere esistenti

A nord del comune di Montagna in Valtellina si trova il monte Corna Mara dalle cui pendici nascono le quattro sorgenti in quota prima elencate: le tre oggetto di valorizzazione si trovano lungo il versante sinistro della valle che scende in direzione del paese, mentre la quarta, sorgente *Concalet*, si trova sul versante destro. Le restanti tre sorgenti si trovano ai piedi della valle ad una quota di poco maggiore di quella del Comune. A causa di questa dislocazione all'interno di un areale abbastanza vasto l'acquedotto comunale è dotato di due distinte vasche di raccolta; una in località "*Paini*" che raccoglie le tre sorgenti del versante sinistro (quelle oggetto di interesse) unite alla sorgente *Acquette* e una in località "*Vervio*" che raccoglie la sorgente *Concalet* del versante destro e le sorgenti *Fontanelle* e *Poladur*. A partire da questi due serbatoi si dirama la rete di distribuzione.

Le due condotte che scendono dalle quote maggiori sono sezionate da camerette rompitratta finalizzate alla distribuzione di acqua potabile a utenze isolate che si trovano a quote maggiori rispetto al centro abitato.

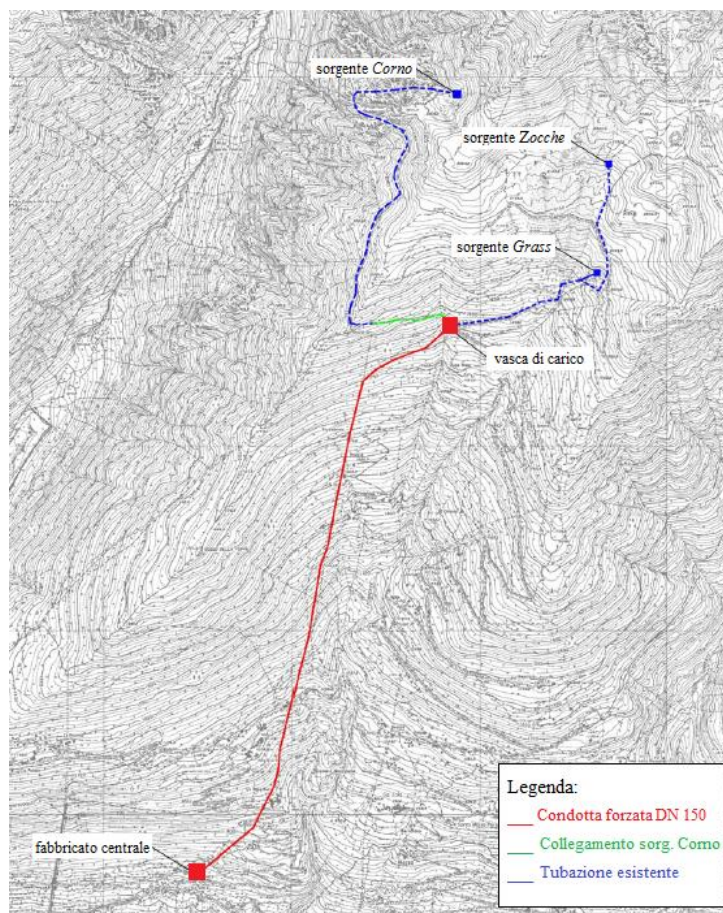


Figura 7.2- Corografia del progetto di Montagna in Valtellina

7.3 Descrizione delle opere di progetto

Nella progettazione si è ritenuto opportuno conservare interamente l'infrastruttura del vecchio acquedotto in modo tale da mantenere la continuità di servizio alle utenze intermedie e l'alimentazione dell'intera rete in caso di fermo. La vasca di carico viene ammodernata, mentre l'edificio centrale è realizzato ex novo e la condotta forzata corre parallela alla esistente tubazione dell'acquedotto. Per garantire il prelievo di acqua da parte delle utenze intermedie, anche in condizione di marcia dell'impianto, le camere di rottura, posizionate lungo il tracciato

dell'acquedotto esistente, vengono dotate di valvole a galleggiante così che il prelievo possa essere funzione del reale fabbisogno.

Si sottolinea che non si apporta alcuna modifica ai bottini di presa esistenti e la portata aggiuntiva, rispetto a quella già utilizzata ad uso potabile, è la quota parte attualmente non sfruttata. Questa scelta permette di semplificare notevolmente l'iter burocratico di ottenimento delle concessioni da parte degli enti preposti e non crea interruzioni alla fornitura di acqua potabile che sarebbero inevitabili in caso di intervento diretto sui bottini di presa.

Unica operazione prevista a monte della vasca di carico è la posa di un tratto di circa 500 m lungo una traccia esistente di un tubo DN 125 in polietilene per un migliore collegamento della sorgente "Corno" con la vasca stessa.

7.3.1 Vasca di carico

Per la raccolta delle portate derivate si realizza una vasca di carico, di volume utile 30 m³, con lo scopo di equilibrare le pressioni delle acque provenienti dalle tre sorgenti poste a diverse quote e svolge la funzione di regolazione del livello di monte mantenuto a 1.842 m s.l.m.

All'interno del manufatto trova posto una sola vasca in cui vengono convogliate le acque provenienti dalle tre sorgenti e da cui contestualmente si diparte la condotta forzata. La vasca è dotata di scarico di fondo della sabbia decantata e di scarico di troppo pieno che consente il controllo del livello del pelo libero. Le eventuali eccedenze di portata vengono convogliate mediante una tubazione interrata nel vicino torrente Davaglione.

È facilmente calcolabile che la durata d'invaso di questo impianto di circa 33 minuti, ben al di sotto delle 2 ore necessarie per rientrare nella categoria di impianto ad acqua fluente.

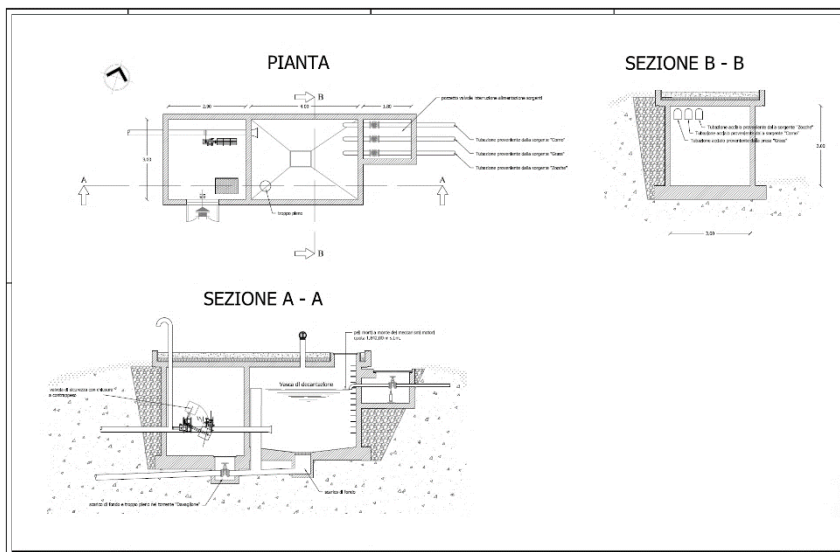


Figura 7.3- Pianta e sezioni della vasca di carico dell'impianto di Montagna in Valtellina

7.3.2 Condotta forzata

La condotta forzata è lunga complessivamente 3.877 m circa, è posata interamente interrata ed è costituita da tubi saldati in acciaio S355JR con carico di snervamento 355 N/mm^2 .

La scelta delle specifiche in termini di diametro e spessore sono frutto di una ottimizzazione che valuta il miglior compromesso tra il costo, inteso come somma di fornitura e posa della tubazione, e la teorica mancata produzione di energia elettrica conseguenza delle perdite di carico.

Per ogni coppia diametro – spessore viene prima accertata la rispondenza alla verifica strutturale come esposta nel paragrafo 5.2.2 scartando gli elementi non idonei; si calcola dunque la cadente piezometrica secondo la formula (5.14) di Hazen – Williams e da essa le perdite di carico totali.

Una volta ottenuto l'elenco delle condotte candidate, cioè considerando per ogni diametro nominale il minor spessore consentito, si effettua un confronto in termini relativi: la scelta cade sulla coppia diametro – spessore che minimizza la somma del costo di fornitura e posa e il costo di mancata produzione elettrica valutata con la (7.2), dettagliata in seguito, e valorizzata ad un prezzo dell'energia di 210 €/MWh attualizzato a 20 anni al 5% di costo del capitale ($PVa^{22}_{@20\text{anni},5\%} = 12,462$).

²² Il *Present Value annual* – *PVa* rappresenta il coefficiente da utilizzare per attualizzare flussi di cassa costanti. Confrontando la (C.1), se il flusso di cassa è costante esce dal segno sommatoria che viene calcolata a parte appunto come *PVa*

$$C_{condotta} = EE_{mancata\ produzione} \cdot \left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right]_{valorizzazione\ EE} \cdot PVa_{@20anni,5\%} + C_{fornitura\ e\ posa}$$

Il risultato è mostrato nel *Grafico 7.2* che conduce alla scelta di una condotta **DN150 spessore 8 mm**. La crescita della curva per diametri maggiori è imputabile alla voce di fornitura e posa, cioè alla componente di costo del materiale, mentre per diametri minori l'aumento del costo è dovuto al forte aumento delle perdite di carico, a causa delle quali il minor costo del materiale è più che compensato dalla mancata produzione elettrica.

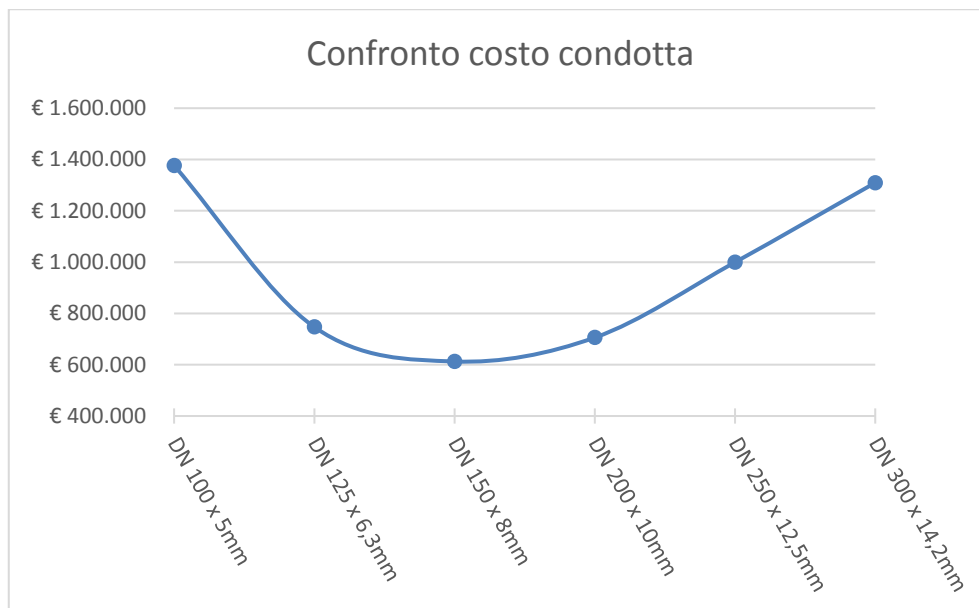


Grafico 7.2- Confronto di costo della condotta su un orizzonte di 20 anni per l'impianto di Montagna in Valtellina

La condotta viene poi rivestita con doppia bitumatura (*Thick coat*) esterna di protezione dalla corrosione e rivestimento interno in vernici epossidiche senza solventi idoneo per trattare acqua ad uso potabile come prescritto dalla norma UNI EN 10224 "Tubi e raccordi in acciaio non legato per il trasporto di acqua potabile".

Per la posa della condotta è necessario prevedere la realizzazione di *blocchi di ancoraggio* in calcestruzzo armato per garantirne la stabilità e assorbire le forze trasmesse dal fluido in moto alla tubazione. Nelle tubazioni saldate tali blocchi sono posti generalmente in corrispondenza delle curve dove la variazione del momento della quantità di moto del fluido provoca una spinta sulla condotta, ma nel caso di lunghi tratti rettilinei si prevedono normalmente dei blocchi intermedi per mantenere una certa rigidità del sistema. Il terreno su cui si posa il blocco di ancoraggio non deve assolutamente cedere sotto il peso del blocco monolitico, perciò oltre alle dovute verifiche effettuate

da parte di un geologo competente e si deve garantire che non si formino passaggi d'acqua sotto il blocco onde evitare il dilavamento della base.

Quando si è obbligati a fare sbancamenti di roccia per dare sede al blocco, può essere considerata la possibilità di ancorarsi direttamente alla roccia, sempre dopo averne accertato le qualità per non incorrere in un ancoraggio insufficiente per la presenza o formazione di faglie, fessurazioni o altri difetti.

7.3.3 Fabbricato centrale

L'edificio di centrale è costruito a monte dell'esistente serbatoio in località "Paini"; presenta una superficie di circa 108 m² a pianta rettangolare e copertura a falde con altezza al colmo di 6,8 m. Internamente l'edificio è suddiviso in due ambienti, uno adibito a sala macchine con l'alloggiamento di turbina, generatore e quadri di media e bassa tensione, mentre il secondo ospita il locale Enel. Dall'interno del fabbricato, attraverso una botola inserita nel pavimento, è possibile accedere allo scarico della macchina per ispezione.

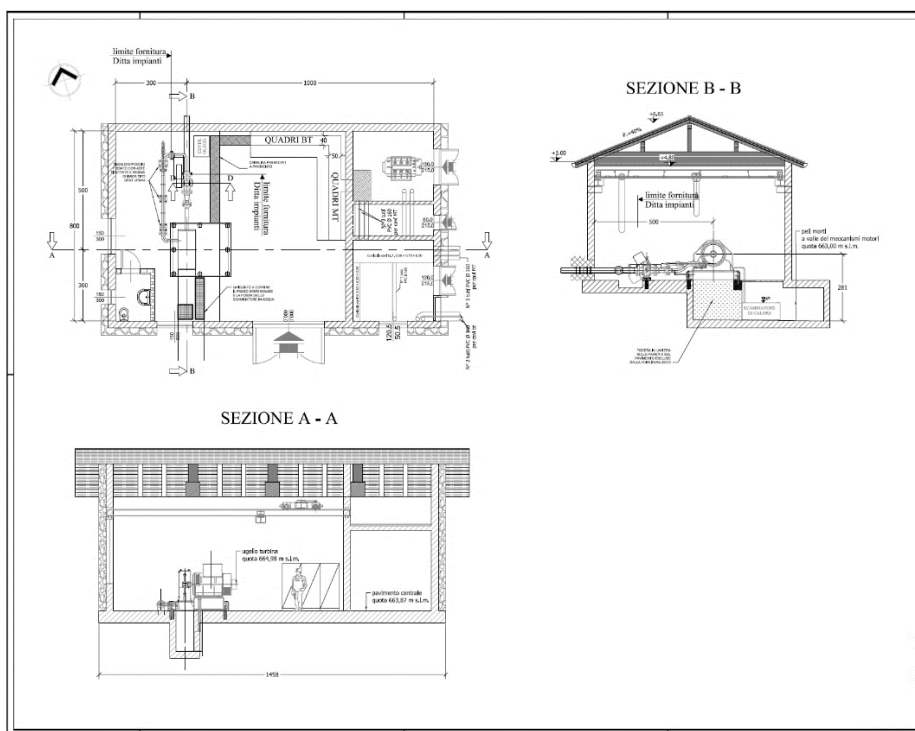


Figura 7.4- Pianta e sezioni dell'edificio di centrale dell'impianto di Montagna in Valtellina

7.3.4 Vasca di raccolta delle acque turbinate

La vasca posizionata sotto lo scarico della turbina raccoglie le acque elaborate dalla macchina e le convoglia all'interno di un canale operante a pelo libero, realizzato mediante una tubazione in polietilene DN200, che collega la centrale alla vasca di distribuzione in località "Paini". Il pelo libero della vasca di scarico viene mantenuto ad una quota di 663 m s.l.m. stabilendo così un salto lordo di concessione di 1.179 m.

7.3.5 Allacciamento alla linea elettrica

Per quanto riguarda l'allacciamento alla rete elettrica nazionale è stata individuata insieme al gestore di rete (Enel Distribuzione) la migliore configurazione da un punto di vista logistico. La soluzione individuata prevede l'allaccio in media tensione presso la cabina di via Barella, nel centro abitato di Montagna in Valtellina.

7.3.6 Interventi di ripristino e mitigazione

La fase più critica dal punto di vista dell'impatto ambientale è quella della realizzazione, durante la quale è necessario accedere alle zone di intervento con macchinari pesanti e realizzare lo scavo lungo tutto il percorso della condotta. L'autorizzazione alla realizzazione del progetto prevede dunque l'obbligo a mettere in atto una serie di accorgimenti atti a ridurre al minimo l'impatto in fase di cantiere e a ripristinare nel modo più fedele possibile lo stato dei luoghi che sono stati interessati dai lavori. Durante la fase dei getti in calcestruzzo vengono adottate tutte le misure per evitare qualsiasi inquinamento delle acque, sia superficiali che sotterranee; i rumori dei mezzi d'opera sono contenuti il più possibile adottando tecniche opportune. Durante lo scavo della condotta viene rimosso e conservato lo strato di scotico in modo da ripristinarlo al termine del rinterro. Al termine dei lavori le aree che sono state interessate da disboscamento per necessità di manovra e accesso vengono nuovamente piantumate con essenze locali per garantire il rimboschimento.

Le opere civili di nuova costruzione sono l'unica traccia che resterà visibile anche a distanza di anni dalla messa in esercizio dell'impianto; per questo motivo anche l'aspetto degli edifici deve essere curato al fine di ridurre al minimo l'impatto visivo. L'edificio centrale, in particolare, presenta le pareti perimetrali rivestite con paramenti murari in sasso a vista e la copertura delle falde viene ricoperto con le caratteristiche "piode" in pietra locale.

È opportuno rimarcare come questo sia uno dei punti di forza di questa tipologia di impianti: non solo lo sfruttamento della risorsa idrica ricalca quello già operato a servizio della cittadinanza, ma anche l’impatto visivo ad opere concluse è minimo e lo stato del territorio è riportato alla condizione precedente l’installazione.

7.4 Scelta del gruppo elettromeccanico

Per la scelta del gruppo elettromeccanico, vale a dire turbina e generatore ad essa accoppiato, si riportano nello specchio seguente i parametri principali di progetto:

Portata massima turbinabile	23,7	l/s
Salto lordo	1.179	m
Massima perdita di carico	63,5	m

Tabella 7.3- Parametri principali del progetto di Montagna in Valtellina

Utilizzando il *Grafico 4.6* è possibile stabilire che la tipologia di macchina più indicata è una Pelton ad un solo getto, data la ridotta portata elaborata. Il dimensionamento della macchina viene fatto nelle condizioni di massima portata, considerando anche le perdite di carico associate onde evitare sovradimensionamento e incremento di costo. La potenza richiesta per l’installazione è quindi valutata come:

$$P_{inst} = Q_{max} \cdot (H_{conc} - \Delta H_{tot}) \cdot g \cdot \rho = 259 \text{ kW} \quad (7.1)$$

che viene richiesta al fornitore con le caratteristiche di seguito elencate:

- Girante Pelton realizzata in acciaio inox X20Cr13 adatto al contatto con acqua destinata al consumo umano, con palette a doppio cucchiaio lucidate a mola;
- Gruppo iniettore composto da: distributore a spina azionato da attuatore elettromeccanico con spina di regolazione realizzata in acciaio inox adatto al contatto con acqua destinata al consumo umano;
- Tegolo deviatore in acciaio S275JR per l’intervento rapido con cinematismo di comando posto esternamente alla cassa della turbina e azionato mediante attuatore elettromagnetico;
- Cassa in acciaio S275JR saldata e nervata con flangia lavorata per l’attacco degli iniettori.

Accoppiato alla turbina viene posto un generatore asincrono trifase. Poiché si prevede l'installazione della turbina ad asse orizzontale, il generatore avrà l'albero rinforzato per il fissaggio a sbalzo della girante. Le caratteristiche della macchina sono:

Potenza nominale	280 kW
Tensione nominale	400V
Frequenza	50 Hz
Numero di poli	4
Velocità di rotazione	1500 RPM
Accoppiamento	Diretto

Per l'elevazione della tensione da BT a MT si installa un trasformatore dedicato a valle del quale avviene l'effettiva misura della corrente elettrica prodotta. Le sue caratteristiche sono:

Potenza nominale	300 kVA
Tensione primaria	15 kV
Tensione secondaria	400 V

7.5 Producibilità annua

L'unica fonte di remunerazione di questi impianti è la vendita dell'energia, valorizzata secondo le tariffe incentivanti erogate dal GSE. La capacità di ripagare nel tempo l'investimento è quindi direttamente proporzionale all'energia elettrica prodotta che viene calcolata come segue:

$$EE = 0,97 \cdot \sum_{i=1}^{12} Q_i \cdot (H_{conc} - \Delta H_i) \cdot g \cdot \rho \cdot 24 \cdot g g_i \cdot \eta_T \cdot \eta_{el} \quad [\text{Wh}] \quad (7.2)$$

dove:

Q_i portata media mensile [m^3/s]

ΔH_i perdita di carico calcolata in base alla portata media mensile [m]

η_T rendimento turbina variabile in base alla portata elaborata

η_{el} rendimento elettrico di generatore e trasformatore posto pari a 0,98

0.97 coefficiente riduttivo per tenere conto di eventuali fermi impianto

Nella tabella seguente sono riportati i valori medi mensili di produzione e il totale annuo stimato:

Mese	Portata turbinata [l/s]	ΔH_{tot} [m]	eta turbina	Energia prodotta [kWh]
Gennaio	7,56	7,68	0,865	53.804
Febbraio	10,15	13,24	0,875	64.937
Marzo	12,86	20,51	0,88	93.716
Aprile	17,72	37,12	0,88	123.176
Maggio	23,68	63,46	0,88	166.168
Giugno	21,77	54,32	0,88	149.049
Luglio	15,27	28,18	0,88	110.542
Agosto	15,73	29,78	0,88	113.714
Settembre	14,9	26,93	0,88	104.497
Ottobre	18,66	40,84	0,88	133.597
Novembre	14,11	24,35	0,88	99.179
Dicembre	10,74	14,70	0,875	75.978
Totale				1.254.647

Tabella 7.4-Produzione media mensile e totale di energia elettrica dell'impianto di Montagna in Valtellina

È chiaro il fatto che la produzione elettrica mensile dipende direttamente dalla disponibilità della risorsa idrica e varia perciò in modo considerevole lungo i diversi mesi come si può osservare nel *Grafico 7.3*

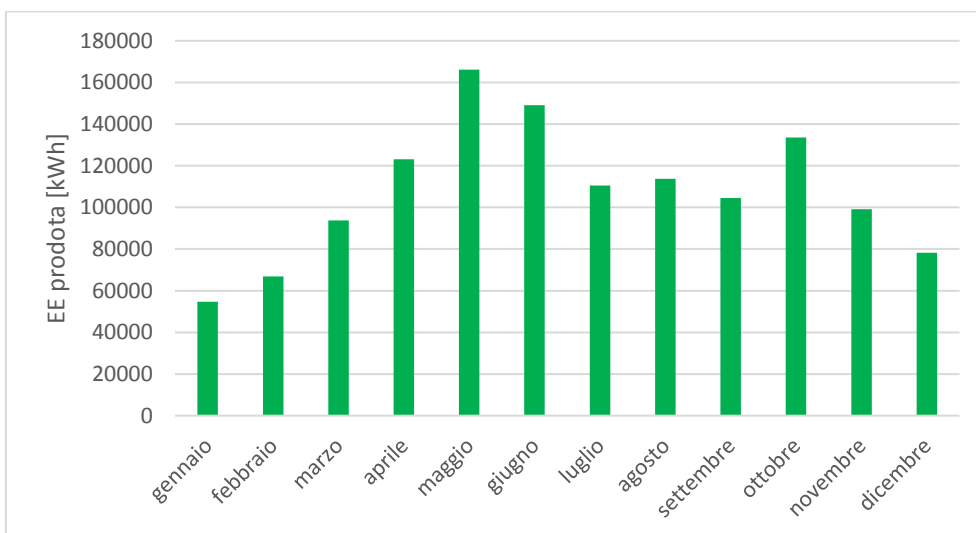


Grafico 7.3- Produzione elettrica dell'impianto di Montagna in Valtellina

Per determinare l'incentivo e quindi il valore dell'energia prodotta si calcola la potenza nominale dell'impianto come dalla (3.2) ottenendo **176,85 kW** che confrontato con l'Appendice B dà diritto ad un incentivo di 210 €/MWh per 20 anni.

Può essere interessante valutare quali siano le voci di perdita che inficiano la massima producibilità teorica della sorgente portando all'energia effettivamente prodotta dall'impianto.

La massima quantità di energia che si potrebbe teoricamente produrre può essere calcolata come:

$$EE_{Max_teo} = Q_{med} \cdot H_{conc} \cdot g \cdot \rho \cdot 8760 = \mathbf{1.547.597 kWh} \quad (7.3)$$

dove:

Q_{med} portata media mensile pari a 15,3 l/s

H_{conc} salto nominale di concessione tra i peli liberi delle vasche pari a 1.179 m

g accelerazione di gravità [m/s²]

ρ densità dell'acqua [kg/m³]

8760 ore annue

Le voci di perdita sono suddivisibili in quattro voci, nell'ordine:

- Perdite di carico;
- Efficienza della turbina;
- Efficienza elettrica di generatore e trasformatore posta pari a 0,98;
- Fermi impianto per manutenzione considerati come disponibilità pari a 0,97.

di cui si riportano nella tabella e nel grafico seguenti le percentuali di perdita riferite tutte alla massima produzione teorica:

	Quota energia persa		Energia prodotta	
	kWh		kWh	
Massima produzione teorica			1.547.597	100%
Perdite di carico	45.709	2,95%	1.501.888	97,05%
Efficienza turbina	182.041	11,76%	1.319.847	85,28%
Efficienza generatore + trafo	26.397	1,71%	1.293.450	83,58%
Fermi impianto	38,804	2,51%	1.254.647	81,07%

Tabella 7.5- Suddivisione delle voci di perdita per l'impianto di Montagna in Valtellina

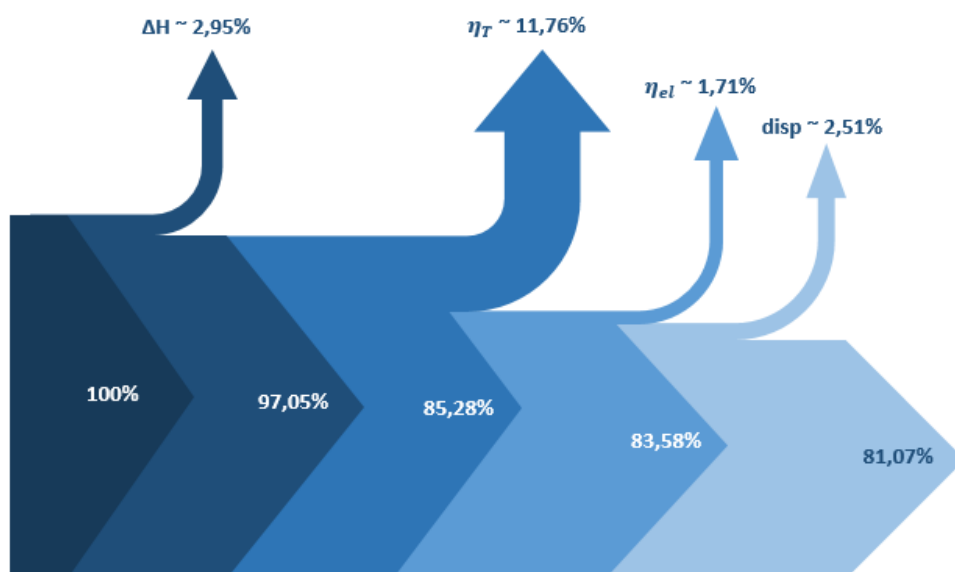


Grafico 7.4- Diagramma di Sankey relativo alle perdite dell'impianto di Montagna in Valtellina

Il rendimento globale dell'impianto rispetto alla potenzialità teorica è quindi pari all'81,07% e la voce di perdita più gravosa è quella legata alla turbina idraulica che causa una perdita del 11,76% dell'energia teoricamente ottenibile; rispetto al caso precedente è tuttavia minore grazie ad una minor variabilità delle portate durante l'anno che consentono alla turbina di lavorare sempre a rendimenti elevati. A causa della lunghezza della condotta abbastanza estesa (3.877 m) anche le perdite di carico aumentano il loro peso arrivando a causare una perdita del 2,95%.

7.6 Risultati economici

L'analisi economica dell'impianto è stata condotta utilizzando i parametri descritti nel paragrafo 5.4; le principali voci di costo, che vengono riportate in forma aggregata nella *Tabella 7.6* e sono:

- Opere civili, comprendenti la vasca di carico e l'edificio centrale;
- Condotta, comprensiva di fornitura del materiale, scavo, posa e rinterri;
- Organi elettromeccanici
- Allaccio alla rete elettrica
- Costi per la progettazione

Vasca di carico	€ 33.500
Edificio centrale	€ 62.600
Condotta	€ 430.000
Organi elettromeccanici	€ 275.000
Allaccio rete ENEL	€ 35.000
Progettazione	€ 90.000
Totale Investimento	€ 926.100

Tabella 7.6- Voci di costo aggregate per l'impianto di Montagna in Valtellina

Nel grafico a torta seguente (Grafico 7.5) si può osservare il peso percentuale delle varie opere sul totale dell'investimento. Per questo impianto le opere civili sono di modesta entità perciò la loro quota sul totale è piuttosto limitata; la turbina, invece, rappresenta circa un terzo dell'investimento. La voce di costo certamente più rilevante di questo impianto (quasi il 50%) è la condotta che mette in campo una tubazione relativamente economica, dato il ridotto spessore e diametro, ma si estende per una lunghezza considerevole (3.877 m), con conseguente aumento dei costi di scavo e preparazione della pista e del numero di blocchi di ancoraggio necessari; inoltre la quota di partenza della tubazione è particolarmente elevata con maggiori problematiche di accesso. Oneri per la progettazione e allaccio alla linea elettrica nazionale rappresentano complessivamente circa il 14% del costo d'investimento; in questo caso la connessione alla linea nazionale risulta più gravosa, per quanto detto nel paragrafo 5.4.2, a causa di un tratto di cavo interrato.

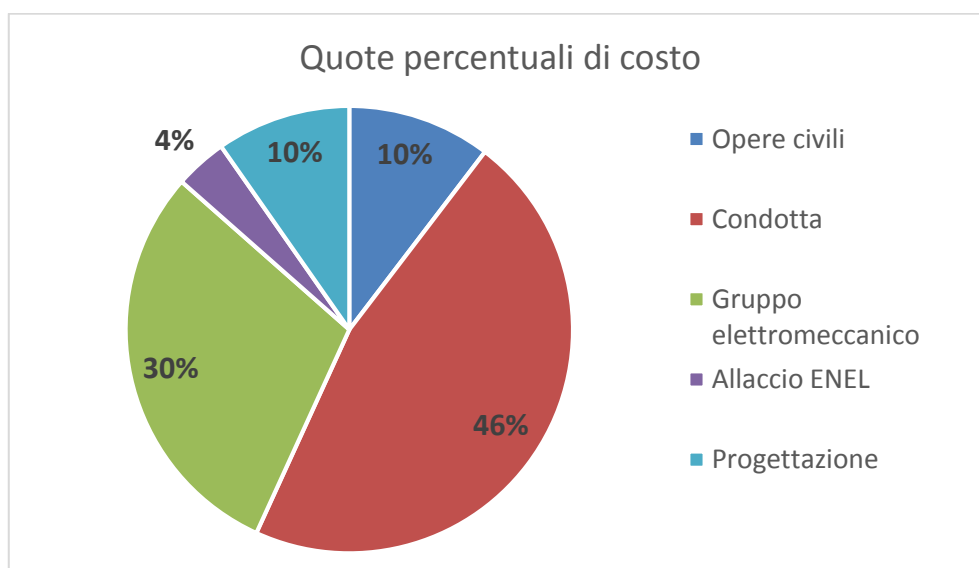


Grafico 7.5- Confronto percentuale delle voci di costo dell'impianto di Montagna in Valtellina

I dati e le assunzioni utili al calcolo degli indici di profitto secondo quanto descritto nel paragrafo 5.4 sono riportati nella tabella seguente

Periodo di pianificazione	30 Anni
Valore incentivo (primi 20 anni)	210 €/MWh
Valore EE (dopo il 20° anno)	84,55 €/MWh
Costo capitale k	5 %
OPEX	
O&M_manutenzione	0.012 €/kWh
O&M_gestione	0.005 €/kWh
Assicurazione	6000 €/anno
Manutenzione straordinaria ogni 10 anni	5 % dell'investimento
Tasso di inflazione	2 %
Aliquota IRES	27,5 %
Aliquota IRAP	3,9 %

Tabella 7.7- Assunzioni per il calcolo economico

Utilizzando un opportuno foglio di calcolo si ottengono i seguenti risultati che valutano il vantaggio economico sia al termine del ventesimo che del trentesimo anno:

Risultati dopo 20 anni		Risultati dopo 30 anni	
NPV	€ 1.148.920	NPV	€ 1.255.539
PI	2,24	PI	2,36
IRR	18,7 %	IRR	18,83 %
PBT 6 anni			

Tabella 7.8-Risultati dell'analisi economica per l'impianto di Montagna in Valtellina

La realizzazione di questo impianto risulta un investimento redditizio che ha un tempo di rientro di soli 6 anni e può garantire un utile complessivo di circa 1.150.000 € al termine della durata dell'incentivo e di circa 1.260.000 € al termine della concessione trentennale. In termini relativi l'impianto arriva a produrre un utile di circa 2,4 € per ogni Euro di capitale investito.

Dal *Grafico 7.6* appare in modo molto chiaro, visto il brusco cambio di pendenza al termine del ventesimo anno, quanto l'incentivazione sia fondamentale per il ritorno economico di questo tipo di

impianti che altrimenti, con la normale remunerazione dell'energia elettrica avrebbero una curva di rientro troppo poco pendente finendo per non riuscire a ripagare l'investimento in tempi ragionevoli.

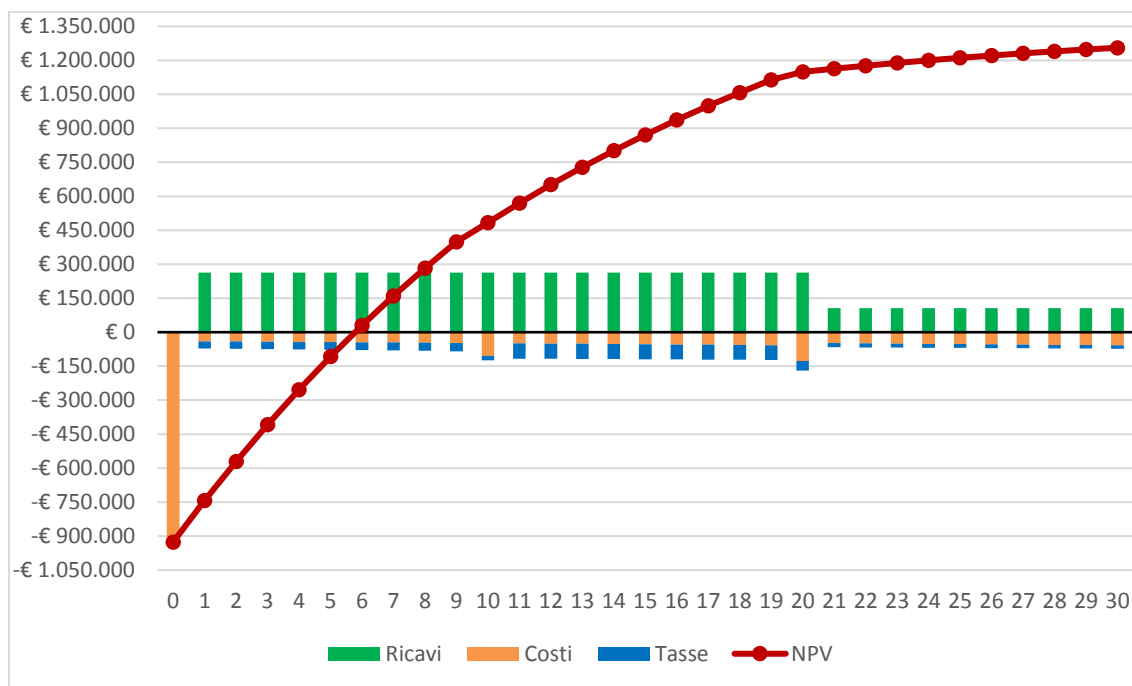


Grafico 7.6- Flussi di cassa e Valore Attuale Netto per l'impianto di Montagna in Valtellina

Conclusioni

Lo scenario energetico futuro è più che mai incerto e difficile da prevedere, tra la minaccia di Paesi ricchi di materie prime ma profondamente instabili e quella della fine delle stesse materie prime con pesanti ripercussioni sugli equilibri sociali ed economici dei paesi più avanzati. A ciò si aggiunge la tematica del cambiamento climatico e della diretta responsabilità dell'uomo, non ancora universalmente accettata, nei confronti del riscaldamento globale. È in questo scenario che prendono atto gli accordi internazionali, stipulati nel corso degli ultimi decenni, che si pongono l'obiettivo di regolare il comportamento energetico dei Paesi aderenti al fine di ridurre l'impatto antropico sul Pianeta.

È fuori dubbio, sia che si ritengano valide o meno le assunzioni di base che hanno messo in moto la macchina dei protocolli internazionali, la spinta che questi hanno dato alla ricerca e allo studio per lo sfruttamento di risorse energetiche alternative alle fonti fossili, per la riduzione della taglia degli impianti tali da divenire diffusi sul territorio e per la promozione di un uso più razionale e in ottica di risparmio energetico.

Tutte queste tre tematiche rientrano pienamente negli *impianti idroelettrici installati su acquedotto* di cui rappresentano anche i principali vantaggi elencati di seguito:

- Sono impianti basati sulla fonte idraulica, alternativa per eccellenza alle fonti tradizionali;
- Il numero di siti potenzialmente sfruttabili è molto elevato se si considera che pressoché ogni Comune ha il proprio sistema di acquedotto;
- Il potenziale energetico, intrinseco nella presenza di un battente idrostatico e di una portata fluente, viene valorizzato anziché restare latente;
- Il rinnovo e/o sostituzione delle obsolete infrastrutture deputate alla raccolta e al trasporto della risorsa idrica permettono eliminare gli sprechi dovuti a falle e perdite del sistema
- L'impatto ambientale è concentrato principalmente nella fase di cantiere, perciò limitato ad un breve periodo di tempo, a seguito del quale è garantito il ripristino dei luoghi interessati. A impianto finito restano visibili le medesime strutture già presenti prima dell'intervento o, in caso di rifacimento, solo piccoli edifici corredati di opere di mitigazione visiva.

A questi aspetti positivi si contrappone una criticità di carattere principalmente economico: i ricavi, a copertura dell'investimento iniziale e dei costi di gestione, derivano unicamente dalla vendita dell'energia elettrica prodotta e remunerata attraverso gli incentivi statali; tuttavia, le potenze in gioco sono limitate a causa della ridotta portata elaborata da queste infrastrutture e, inoltre, la stessa può essere molto variabile mensilmente e anche annualmente a causa della differente piovosità, portando a una scarsa produzione mensile di energia elettrica e quindi a una difficoltà di ritorno economico. In questo senso svolgono un ruolo fondamentale gli incentivi erogati dallo Stato per una valorizzazione agevolata dell'elettricità prodotta da questi piccoli impianti, dato che, al di là della fattibilità tecnica e delle motivazioni ambientali, il discriminante per la realizzazione è l'analisi economica. È altresì importante, in fase di progetto, effettuare una campagna di misura delle portate il più possibile accurata per non sovrastimare le potenzialità del sito; anche valutare il recupero delle infrastrutture già presenti, limitando la spesa per le nuove costruzioni, rappresenta una possibilità di risparmio non indifferente con conseguente miglioramento del quadro economico.

In questo elaborato si è analizzato l'ambito entro cui si inseriscono gli impianti idroelettrici realizzati su infrastrutture di acquedotto, mostrando anche la fattibilità tecnica della loro realizzazione. Poiché questa tipologia di impianti risulta perfettamente allineata con gli obiettivi nazionali ed europei in materia di energia, si ritiene che la loro incentivazione verrà sostenuta anche in futuro, garantendo così la fattibilità economica e permettendone la diffusione capillare.

Appendice A

Si procede alla descrizione dei meccanismi incentivanti, diversi da quanto descritto nel paragrafo 1.4, definiti e rivisti dai Decreti Ministeriali di seguito elencati:

- D.M. 28 luglio 2005
- D.M. 19 febbraio 2007
- D.M. 18 dicembre 2008
- D.M. 6 agosto 2010
- D.M. 5 maggio 2011
- D.M. 6 luglio 2012
- D.M. 23 giugno 2016

Strumenti per la riduzione delle emissioni climalteranti e lo sviluppo delle FER

Conto energia

Il Conto Energia è stato introdotto in Italia con il recepimento della Direttiva comunitaria per le fonti rinnovabili ed è diventato operativo nel 2005 sotto il nome di **Primo Conto Energia**. Questo meccanismo premia con tariffe incentivanti l'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici per un periodo di 20 anni attraverso il sistema di finanziamento in *conto esercizio*, sostituendo i precedenti contributi statali a fondo perduto destinati alla messa in servizio dell'impianto. Il Conto Energia remunerata con una *Tariffa Onnicomprensiva* la quota di energia netta immessa in rete e con una *Tariffa Premio* la quota di energia netta consumata in sito.

Con il **Secondo Conto Energia**, nel 2007, è stata stabilita l'applicazione della tariffa incentivante su tutta l'energia prodotta e non solamente su quella prodotta e consumata in loco, lo snellimento delle pratiche burocratiche per l'ottenimento delle tariffe incentivanti e la differenziazione delle tariffe sulla base del tipo di integrazione architettonica, oltre che della taglia dell'impianto.

Il **Terzo Conto Energia** nel 2010 ha definito quattro categorie d'impianto stabilendo per ognuna diversi livelli di incentivazione:

- Impianti fotovoltaici;
- Impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative;
- Impianti fotovoltaici a concentrazione;
- Impianti fotovoltaici con innovazione tecnologica.

Con successive leggi e con la definizione del **Quarto e Quinto Conto Energia** (2011 e 2012) sono stati rivisti i termini di applicazione e le tariffe incentivanti senza modificare sostanzialmente il meccanismo di incentivazione.

Il Quinto Conto Energia non è più applicabile dal 6 luglio 2013, cioè decorsi 30 giorni solari dalla data in cui è stato raggiunto un costo indicativo cumulato degli incentivi di 6,7 miliardi di euro l'anno. Chi ha ottenuto il diritto di beneficiare di questo incentivo entro tale data continua a ricevere il corrispettivo per l'intera durata prevista, mentre nuovi impianti non possono più avvalersi di questo strumento.

Tariffa incentivante “ex Certificati Verdi”

I Certificati Verdi (CV) sono titoli negoziabili rilasciati dal GSE in misura proporzionale all'energia prodotta da un impianto qualificato *impianto alimentato da fonti rinnovabili* (IAFR) in numero variabile a seconda del tipo di fonte rinnovabile e di intervento impiantistico realizzato (nuova costruzione, riattivazione, potenziamento e rifacimento).

Il meccanismo di incentivazione con i Certificati Verdi si basa sull'obbligo posto dalla normativa a carico dei produttori e degli importatori di energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili, di immettere annualmente nel sistema elettrico nazionale una quota minima di elettricità prodotta da fonti rinnovabili. Il possesso dei Certificati Verdi dimostra l'adempimento di questo obbligo: ogni CV attesta convenzionalmente la produzione di 1 MWh di energia rinnovabile. Hanno validità triennale, perciò quelli rilasciati in un dato anno possono essere usati per rispettare l'obbligo anche nei successivi due anni. L'obbligo può essere rispettato in due modi: immettendo in rete energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili (e guadagnando CV) oppure acquistando i Certificati Verdi dai produttori di energia da FER.

Alla prima emissione di Certificati Verdi il GSE attiva a favore del produttore un *conto proprietà* per il deposito dei certificati; il conto viene attivato anche a favore dei produttori e/o importatori di energia non rinnovabile soggetti all'obbligo, nonché dei soggetti che intendano effettuare attività di trading di Certificati Verdi. In tal modo si possono effettuare transazioni di scambio di questi titoli di cui il GSE può mantenere traccia mediante un sistema informatico dedicato al quale i titolari del conto proprietà possono accedere.

Dal 2016 il meccanismo dei Certificati Verdi non è più attivo mentre chi ha già ottenuto il diritto ai CV continua a mantenerlo ma con una remunerazione differente: il nuovo sistema garantisce una tariffa aggiuntiva ai ricavi derivanti dalla valorizzazione dell'energia netta prodotta. L'incentivo viene così calcolato:

$$I = k \cdot (180 - Re) \cdot 0.78 \quad [\text{€/MWh}] \quad (\text{A.1})$$

dove:

- k coefficiente moltiplicativo distinto in base alla fonte rinnovabile utilizzata
- 180 valore di riferimento di un CV in €/MWh
- Re prezzo di cessione dell'energia elettrica²³

Il coefficiente *k* è generalmente pari a 1 per gli impianti entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2007, mentre per quelli entrati in esercizio dopo tale data assume differenti valori a seconda del tipo di fonte rinnovabile utilizzata:

Fonte	Coefficiente <i>k</i>
Eolica	1,00
Geotermica	0,90
Idraulica	1,00
Rifiuti biodegradabili e biomasse diverse da quelle al punto successivo	1,30
Biomasse e biogas prodotti da attività agricola, allevamento e forestale da filiera corta	1,80
Gas di discarica e gas residuati dai processi di depurazione e biogas diversi da quelli al punto precedente	0,80

Tabella A.1- Valore del coefficiente *k* per il calcolo dell'incentivo ex CV per le diverse fonti

Tariffa onnicomprensiva ai sensi del D.M 18 dicembre 2008

La Tariffa Onnicomprensiva costituisce il meccanismo di incentivazione, alternativo ai Certificati Verdi, riservato agli impianti qualificati IAFR, di potenza nominale media annua non superiore ad 1 MW (200 kW per gli impianti eolici) entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2012.

La tariffa è detta *onnicomprendiva* in quanto il suo valore include una componente incentivante e una componente di valorizzazione dell'energia elettrica immessa in rete.

L'incentivo si differenzia sulla base della tipologia di fonte (*Tabella A.2*) e si applica a una quota parte o a tutta l'energia immessa in rete a seconda della tipologia di intervento impiantistico

²³ Definito annualmente dall'Autorità dell'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico. Per l'anno 2017 il valore di *Re* è pari a 42,38 €/MWh (Delibera 26 gennaio 2017)

Appendice A

realizzato (nuova costruzione, riattivazione, rifacimento e potenziamento); viene erogato per un periodo di 15 anni, durante il quale resta fisso e costituisce l'unica fonte di remunerazione.

Fonte	Tariffa [€/kWh]
Eolica (taglia < 200kW)	0,30
Geotermica	0,20
Moto ondoso e maremotrice	0,34
Idraulica deversa dal punto precedente	0,22
Biogas e biomasse, esclusi i biocombustibili liquidi ad eccezione degli oli vegetali puri tracciabili	0,28
Gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biocombustibili liquidi ad eccezione degli oli vegetali puri tracciabili	0,18

Tabella A.2- Valori della Tariffa Onnicomprensiva ai sensi del D.M. 18 dicembre 2008

Attualmente questa tariffa non è più applicabile ma lo stesso concetto di remunerazione “onnicomprensiva” è stata ripresa nei decreti degli anni successivi introducendo ulteriori diversificazioni e l'accesso attraverso l'iscrizione a registri dedicati come viene esposto nel seguito.

Scambio sul posto

Lo scambio sul posto è una modalità di valorizzazione dell'energia elettrica che consente di realizzare una particolare forma di autoconsumo; infatti, è possibile immettere in rete l'energia elettrica prodotta, per poi prelevarla in un momento differente da quello in cui è avvenuta la produzione. Il meccanismo di scambio sul posto consente al produttore di ottenere una compensazione tra il valore economico associabile all'energia elettrica prodotta e immessa in rete e il valore economico teorico associato all'energia elettrica prelevata e consumata in un periodo differente da quello in cui avviene la produzione.

Il GSE ha il compito di gestire le attività connesse allo scambio sul posto e di erogare il contributo in *conto scambio*, che garantisce il rimborso di una parte degli oneri sostenuti dall'utente per il prelievo di energia elettrica dalla rete.

L'accesso al meccanismo dello Scambio sul Posto esclude la possibilità di usufruire delle altre tipologie di incentivo (Ritiro Dedicato o Tariffa onnicomprensiva)

Ritiro dedicato

Il ritiro dedicato consiste nella cessione dell’energia elettrica immessa in rete al Gestore dei Servizi Energetici che provvede a remunerarla ad un prezzo fissato.

Possono richiedere l’accesso al regime di ritiro dedicato gli impianti alimentati da fonti rinnovabili e non rinnovabili che rispondano alle seguenti condizioni:

- Potenza apparente nominale < 10 MVA alimentati da fonti rinnovabili;
- Potenza qualsiasi per impianti che producano energia elettrica dalle seguenti fonti rinnovabili: eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice, idraulica (limitatamente agli impianti ad acqua fluente);
- Potenza apparente nominale ≥10 MVA, alimentati da fonti rinnovabili diverse dalla fonte eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice e idraulica, limitatamente, per quest’ultima fonte, agli impianti ad acqua fluente, purché in regime di autoproduzione.

L’energia elettrica immessa in rete viene valorizzata dal GSE al *prezzo medio zonale orario* (Tabella A.4, cioè il prezzo medio mensile per fascia oraria, formatosi sul mercato elettrico, corrispondente alla zona di mercato in cui è connesso l’impianto); gli impianti di potenza nominale elettrica fino a 1 MW possono ricevere dal GSE una remunerazione garantita, i cosiddetti *prezzi minimi garantiti* (Tabella A.5), per i primi 2 milioni di kWh annui immessi in rete, senza perdere la possibilità di ricevere di più nel caso in cui la remunerazione a prezzi orari zonali dovesse risultare più vantaggiosa. Alla fine di ogni anno, infatti, il GSE riconosce un conguaglio a favore degli impianti per i quali il ricavo associato ai prezzi orari zonali risulti più elevato di quello risultante dall’applicazione dei prezzi minimi garantiti.

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
lunedì-venerdì	F3						F2	F1											F2	F3				
sabato	F3						F2																F3	
domenica/festivi	F3																							

Tabella A.3- Fasce orarie definite dall’ AEEG in relazione agli orari giornalieri e ai giorni della settimana.

Prezzi 2017 (Euro/MWh)												
Fascia	F1											
Zona	gen.	feb.	mar.	apr.	mag.	giu.	lug.	ago.	set.	ott.	nov.	dic.
Centro Nord	85,88	59,06	43,88	42,61	45,31	40,07	58,80	62,57	53,32			
Centro Sud	66,64	55,59	42,99	42,11	45,15	39,76	49,19	59,56	49,29			
Nord	95,43	62,74	44,68	42,26	45,16	39,24	58,48	62,77	53,65			
Sardegna	65,92	56,08	42,74	41,93	45,08	39,72	49,00	59,64	46,96			
Sicilia	65,12	51,91	41,69	50,93	48,85	38,40	57,68	63,40	44,14			
Sud	63,83	51,50	39,75	42,16	44,96	38,32	47,34	49,20	45,25			
Fascia	F2											
Zona	gen.	feb.	mar.	apr.	mag.	giu.	lug.	ago.	set.	ott.	nov.	dic.
Centro Nord	70,08	54,73	42,11	42,70	43,39	37,97	45,84	51,88	44,59			
Centro Sud	60,93	54,32	41,20	42,45	43,44	36,34	45,41	50,69	44,72			
Nord	73,99	54,27	43,88	42,56	43,06	32,98	46,55	53,17	46,22			
Sardegna	57,93	51,07	37,15	40,39	40,70	37,26	44,69	49,37	42,71			
Sicilia	61,60	57,22	47,43	51,32	61,07	39,07	63,24	63,49	51,32			
Sud	57,85	50,16	40,89	41,77	41,68	36,59	44,93	48,41	44,10			
Fascia	F3											
Zona	gen.	feb.	mar.	apr.	mag.	giu.	lug.	ago.	set.	ott.	nov.	dic.
Centro Nord	59,02	47,38	39,67	35,00	32,01	33,31	38,25	41,21	39,78			
Centro Sud	52,17	47,54	39,80	35,06	31,83	32,94	38,17	40,85	40,05			
Nord	62,07	47,67	39,95	35,05	32,70	26,06	38,62	41,84	40,37			
Sardegna	51,23	47,80	40,91	32,83	27,37	33,14	37,20	39,97	38,67			
Sicilia	50,55	44,79	43,03	46,69	36,47	34,26	49,19	42,35	39,97			
Sud	50,17	47,28	39,95	34,48	31,53	33,32	38,24	40,38	38,76			

Tabella A.4- Prezzo medio zonale orario per l'anno 2017

Fonte	Quantità di energia elettrica ritirata su base annua	Prezzo minimo garantito (valore vigente per l'anno 2017)
		[€/MWh]
Biogas da fermentatori anaerobici, biomasse solide e biomasse liquide	fino a 2.000.000 kWh	92,3
Biogas da discarica	fino a 1.500.000 kWh	49,0
Eolica	fino a 1.500.000 kWh	49,0
Solare fotovoltaico	fino a 1.500.000 kWh	39,0
Idrica	fino a 250.000 kWh	153,3
	oltre 250.000 kWh e fino a 500.000 kWh	105,4
	oltre 500.000 kWh e fino a 1.000.000 kWh	66,6
	oltre 1.000.000 kWh e fino a 1.500.000 kWh	57,7
Geotermica	fino a 1.500.000 kWh	51,1
Fonti diverse dalle altre	fino a 1.500.000 kWh	39,0

Tabella A.5- Prezzi minimi garantiti per l'anno 2017

Gli impianti che beneficiano degli incentivi del V Conto Energia e della Tariffa onnicomprensiva non possono accedere al Ritiro Dedicato.

Strumenti di promozione del risparmio energetico

Certificati Bianchi

I Certificati Bianchi (CB), anche noti come *Titoli di Efficienza Energetica* (TEE), sono titoli negoziabili che certificano il conseguimento di risparmi energetici negli usi finali attraverso interventi e progetti di incremento di efficienza energetica. Un CB corrisponde ad una Tonnellata Equivalente di Petrolio risparmiata. Questo sistema si basa sulla definizione di obblighi di risparmio posti in capo ai distributori di energia elettrica e di gas naturale di maggiori dimensioni (con più di 50.000 utenti finali). I risparmi energetici che consentono di adempiere agli obblighi sono solo i *risparmi addizionali*, cioè provenienti dai soli interventi di diffusione delle tecnologie che comportino efficienze superiori a quelle derivanti dagli standard obbligatori per legge o già diffuse nel mercato.

I soggetti obbligati possono assolvere al proprio onere secondo diverse strategie:

- Sviluppare in proprio progetti di efficienza e risparmio energetico;
- Sviluppare progetti di efficienza e risparmio in concorso con soggetti terzi come produttori di apparecchi o società di servizi energetici;
- Acquistare Certificati Bianchi da soggetti terzi sul mercato dei TEE gestito dal GME²⁴ o a seguito di contratti bilaterali

In caso di inadempienza è prevista una sanzione.

I Certificati Bianchi non sono cumulabili con altri incentivi legati alle tariffe dell'energia elettrica e il gas e con altri incentivi statali.

Agevolazioni fiscali e rimborsi

Per conseguire ulteriori risultati di risparmio energetico e diffondere a livello più capillare l'importanza dell'efficienza energetica e la consapevolezza dei consumi energetici, sono state messe in campo anche forme di agevolazione fiscale e di rimborso in conto capitale che interessano interventi effettuati su abitazioni ed edifici privati.

- Le detrazioni sono riconosciute per:
- La riduzione del fabbisogno energetico per il riscaldamento;
- Il miglioramento termico dell'edificio attraverso coibentazioni o sostituzione di infissi;

²⁴ Gestore dei Mercati Energetici, società responsabile dell'organizzazione e della gestione del mercato elettrico Italiano

- L'installazione di pannelli solari
- La sostituzione degli impianti di climatizzazione invernale con sistemi più efficienti o alimentati da fonti rinnovabili.

Per l'anno 2017 questi incentivi sono stati estesi anche alle spese per l'acquisto e l'installazione di dispositivi multimediali per il controllo a distanza degli impianti di riscaldamento, produzione di acqua calda o climatizzazione delle abitazioni.

Con questi strumenti si promuove una forma di efficienza energetica diffusa che consegue un risparmio energetico agendo direttamente su quegli *sprechi energetici*, imputabili a impianti obsoleti e mal gestiti, singolarmente di ridotta entità ma che diventano rilevanti poiché moltiplicati per grandi numeri.

Appendice B

Tariffe incentivanti stabilite dal D.M. 23 giugno 2016



Fonte rinnovabile	Potenza	PERIODO DI DIRITTO agli INCENTIVI	TABELLA INCENTIVANTE BASE (per il 2016) (Tb)	PREMI (Pt)							
				Totale reiniezione fluido geotermico con emissioni nulle	Primi 10 MW su aree nuove	Abbattimento 95% gas incondensabili nel fluido in ingresso	Opere di connessione alla rete a proprie spese	Solare termodinamico con frazione di integrazione tra 0,15 e 0,5	Solare termodinamico con frazione di integrazione fino a 0,15		
	kW	anni	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh			
Eolica	On-shore										
	Off-shore										
	Idraulica	ad acqua fluente									
		a bacino o a serbatoio									
		Oceanica (comprese maree e moto ondoso)									
		Geotermica	tecnologie avanzate (art. 20, comma 2)								
			Gas di discarica								
		Gas residui dai processi di depurazione									
		Biogas	a) prodotti di origine biologica di cui alla Tabella 1-B								
b) sottoprodotti di origine biologica di cui alla Tabella 1-A; d) rifiuti non provenienti da raccolta differenziata diversi da quelli di cui alla lettera c)											
c) rifiuti per i quali la frazione biodegradabile è determinata forfaitariamente con le modalità di cui all'Allegato 2 nel DM 6 luglio 2012											
Biomasse	a) prodotti di origine biologica di cui alla Tabella 1-B										
	b) sottoprodotti di origine biologica di cui alla Tabella 1-A; d) rifiuti non provenienti da raccolta differenziata diversi da quelli di cui alla lettera c)										
Bioliquidi sostenibili											
	Solare termodinamico										

(1) Sempre Tariffa Onnicomprensiva con valore massimo pari a 200, nel caso la temperatura (T) del fluido geotermico sia maggiore di 151°C, la tariffa è pari a: 200 - (T - 151) * 0,75;
 (2) Tariffe decurtate del 5% se non sono rispettate le condizioni riportate in Allegato 1, al Decreto: punti a), b) e c).

Appendice C

Si descrivono nel dettaglio gli indicatori economico-finanziari che sono stati elencati brevemente nel paragrafo 5.4 e impiegati nell'analisi dei progetti ai capitoli 6 e 7.

Net Present Value – NPV

Il *Net Present Value* o *Valore Attuale Netto* indica l'utile complessivo generato dall'esercizio dell'impianto attualizzato all'anno zero della realizzazione. In formula:

$$NPV = \sum_{t=0}^T \frac{FC_t}{(1+k)^t} + \frac{V_T}{(1+k)^T} \quad [€] \quad (C.1)$$

dove:

- t orizzonte di pianificazione dall'anno zero di costruzione all'anno T di
 dismissione/cessione
- FC flussi di cassa netti [€]
- V_T valore terminale dell'impianto [€]
- k tasso di attualizzazione

Andando a definire nel dettaglio i termini del calcolo, l'orizzonte su cui si effettua la valutazione è normalmente di 30 anni pari cioè alla durata legale della concessione accordata dalla Provincia; al termine di tale periodo è possibile chiedere un rinnovo della concessione ma, in ogni caso il valore terminale V_T dell'impianto è nullo.

Per *flusso di cassa* si intende la differenza tra ricavi e costi differenziali imputabili a ogni anno di esercizio dell'impianto, i quali vengono attualizzati in modo da valutare la convenienza dell'investimento riportando all'anno zero gli utili a coprire l'esborso iniziale.

Per l'anno zero, cioè quello di costruzione, il flusso di cassa equivale al costo *overnight*²⁵ dell'impianto

$$FC_{t=0} = -I_0 \quad [€] \quad (C.2)$$

²⁵ Per costo di investimento overnight si intende l'ammontare complessivo dell'esborso come se l'impianto fosse costruito in una notte. Eventuali voci di costo dovute al protrarsi nel tempo della costruzione vengono considerate separatamente

Per gli anni successivi, invece, il flusso di cassa si compone di diverse voci di costo aggregate:

$$FC_{t \neq 0} = R_t - OPEX_t - TT_t \quad [€] \quad (C.3)$$

- R_t sono i ricavi relativi all'anno e vengono calcolati come

$$R_t = EE_t \cdot r_t \quad [€] \quad (C.4)$$

dove:

EE_t energia elettrica prodotta in un anno [kWh]

r_t ricavo in [€/kWh] derivante dalla vendita dell'energia

- $OPEX_t$ è il termine aggregato del costo annuo di gestione, conduzione e manutenzione di un impianto; per gli anni successivi al primo si tiene conto di un tasso di inflazione del 2% che aumenta l'importo inizialmente previsto

$$OPEX_t = OPEX \cdot (1 + t_{inf})^{t-1} \quad [€] \quad (C.5)$$

- TT_t è il totale della tassazione applicata all'impianto come somma delle imposte IRES²⁶ pari al 27,5% e IRAP²⁷ pari a 3,9%:

$$T_{IRES} = IRES \cdot (R_t - OPEX_t - AMM_t - qi_t) \quad [€] \quad (C.6)$$

$$T_{IRAP} = IRAP \cdot (R_t - OPEX_t - AMM_t) \quad [€] \quad (C.7)$$

dove AMM_t è l'ammortamento del costo di investimento, ossia il suo importo diviso per un arco di anni stabilito, e qi_t è la quota d'interesse del mutuo bancario acceso per coprire l'investimento iniziale.

²⁶ Imposta sul reddito delle società

²⁷ Imposta regionale sulle attività produttive

Infine il tasso di attualizzazione k è il coefficiente che tiene conto del costo del denaro e del rendimento minimo che viene richiesto per il capitale a prestito. Per definire k si possono perciò distinguere queste due voci:

$$k = \frac{E}{E + D} \cdot k_E + \frac{D}{E + D} \cdot k_D \quad [€] \quad (C.8)$$

dove il primo termine è la quota di capitale proprio sul totale investito per il rendimento minimo richiesto sul capitale proprio, mentre il secondo è la quota di capitale a debito sul totale investito per il rendimento minimo richiesto sul capitale a debito.

Pay Back Time – PBT

Per un'azienda che decide di affrontare un investimento di una certa portata non è solo rilevante quanto sarà stato il guadagno netto al termine dell'orizzonte di pianificazione, ma è altresì importante sapere dopo quanto tempo l'esborso di denaro iniziale viene pareggiato dagli utili di esercizio.

L'indicatore cui ci si rivolge per questa valutazione è il *Pay Back Time* o *Tempo di Rientro* calcolabile risolvendo la relazione seguente:

$$\sum_{t=0}^{PBT} \frac{FC_t}{(1+k)^t} = 0 \quad (C.9)$$

vale a dire che il tempo di rientro è l'anno in cui i flussi di cassa attualizzati uguagliano il valore dell'investimento iniziale. Normalmente per impianti di piccola taglia come quelli idroelettrici realizzati su acquedotto si ritiene accettabile un tempo di rientro inferiore a 10 anni.

Profitability Index – PI

Per ottenere una valutazione in termini relativi, è utile calcolare il *Profitability Index* o *Indice di Profitabilità* che misura l'utile assicurato dal progetto di investimento per ogni euro di capitale investito, secondo la formula:

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{FC_t}{(1+k)^t}}{I_0} \quad [-] \quad (C.10)$$

Il *PI* è dunque il rapporto tra la somma dei flussi di cassa attualizzati, relativi a tutto il periodo di esercizio dell'impianto, divisa per il costo d'investimento sostenuto. L'investimento è tanto più redditizio quanto più questo valore è maggiore di 1.

Internal Rate of Return – IRR

L'*Internal Rate of Return* o *Tasso Interno di Rendimento* è il tasso di attualizzazione che rende nullo il *NPV* dell'investimento. In altre parole può essere visto come quel tasso massimo al quale prendere a prestito risorse finanziarie affinché si mantenga la convenienza economica. In formula:

$$\sum_{t=0}^T \frac{FC_t}{(1+IRR)^t} = 0 \quad (C.11)$$

Un investimento può ritenersi conveniente quando il tasso interno di rendimento è maggiore del costo del capitale *k* cui si è soggetti.

Indice delle figure

Figura 1.1- Posizione dei Paesi rispetto al Protocollo di Kyoto nel 2005. Rosso: firmato in attesa di ratifica; Giallo: firmato ma non ratificato; Verde: firmato e ratificato; Grigio: nessuna posizione... 4	4
Figura 2.1- Distribuzione regionale della potenza idroelettrica a fine 2015	17
Figura 2.2- Evoluzione della produzione idroelettrica nel periodo 2002 - 2015. Dati in [GWh]	17
Figura 3.1- Esempio di rete di acquedotto tratto da una tavola dei servizi di PGT.....	22
Figura 3.2- Esempio di schema di un bottino di presa di una sorgente montana	23
Figura 4.1- a) schema di una turbina Pelton e dei suoi componenti caratteristici; b) dettaglio della sezione trasversale di una pala	31
Figura 4.2- Sequenza di intervento del tegolo deviatore	32
Figura 4.3- Confronto tra turbina Pelton e turbina Turgo	33
Figura 4.4- Schema di una turbina Francis: 1- voluta; 2- distributore; 3- girante; 4- diffusore	35
Figura 4.5- Variazione dei triangoli di velocità al variare della posizione delle pale del distributore. Con pedice 1 i vettori all'ingresso radiale della girante, con pedice 2 quelli all'uscita assiale	36
Figura 4.6- Schema di una turbina Kaplan: 1- voluta; 2- distributore; 3- girante; 4- diffusore	37
Figura 4.7- Esempio di Kaplan a bulbo.....	38
Figura 4.8- Tipologie di scarico di una turbina idraulica a reazione: a) scarico libero; b) scarico a sezione costante; c) scarico con diffusore	39
Figura 4.9- Schema di una turbina a Coclea	40
Figura 5.1- Esempio di idrogramma con sovrapposta la curva delle durate	48
Figura 5.2- Stramazzo tipo Thomson, dettaglio della geometria	52
Figura 6.1- Tracciato del ramo di acquedotto del comune di Piantedo preso in esame. In giallo la sorgente; in verde la vasca di valle; in blu il tracciato dell'acquedotto; in rosso i confini comunali.	61
Figura 6.2- Corografia del progetto di Piantedo.....	64
Figura 6.3- Pianta e sezioni della vasca di carico dell'impianto di Piantedo	66
Figura 6.4- Pianta e sezioni dell'edificio di centrale dell'impianto di Piantedo	68
Figura 7.1- Tracciato del ramo di acquedotto del comune di Montagna in Valtellina preso in esame. In giallo le sorgenti; in verde le vasca di valle; in blu il tracciato dell'acquedotto; in rosso i confini comunali.	79
Figura 7.2- Corografia del progetto di Montagna in Valtellina.....	82
Figura 7.3- Pianta e sezioni della vasca di carico dell'impianto di Montagna in Valtellina	84
Figura 7.4- Pianta e sezioni dell'edificio di centrale dell'impianto di Montagna in Valtellina	86

Indice dei grafici

Grafico 1.1- Grado di raggiungimento degli obiettivi nazionali in materia di FER.....	11
Grafico 1.2- Evoluzione della produzione da fonti rinnovabili nel periodo 2002 - 2015. Dati in [GWh]	12
Grafico 2.1- Andamento della produzione di energia elettrica in Italia nel periodo 1922 – 2014 ...	13
Grafico 2.2- Evoluzione della potenza e numerosità degli impianti idroelettrici nel periodo 2002 - 2015.....	16
Grafico 2.3- Confronto tra produzione idroelettrica effettiva e normalizzata. Dati in [GWh].....	18
Grafico 4.1- Curva di rendimento al variare del numero di getti di una turbina Pelton.....	32
Grafico 4.2- Rendimento di una turbina Banki in regolazione con dettaglio della modalità di parzializzazione.....	34
Grafico 4.3- Rendimento di una turbina Francis in funzione della parzializzazione	36
Grafico 4.4- Rendimento della turbina a Coclea al variare della portata [13].....	40
Grafico 4.5- Confronto dell'andamento del rendimento di una PaT rispetto a Pelton e Cross-flow [12].....	42
Grafico 4.6- Campo d'impiego delle famiglie di turbine idrauliche [12].....	44
Grafico 4.7- Curve di rendimento a confronto per turbine idrauliche per bassi salti [12]	45
Grafico 4.8- Curve di rendimento a confronto per turbine idrauliche per alti salti [12]	45
Grafico 5.1- Abaco di Moody	54
Grafico 5.2- Andamento del valor medio pesato dell'incentivo da RID dal 2007 al 2017	58
Grafico 6.1- Idrogramma e curva delle durate delle sorgenti Madriasco.....	63
Grafico 6.2- Confronto di costo della condotta su un orizzonte di 20 anni per l'impianto di Piantedo	67
Grafico 6.3- Producibilità elettrica dell'impianto di Piantedo	73
Grafico 6.4- Diagramma di Sankey relativo alle perdite dell'impianto di Piantedo	74
Grafico 6.5- Curva di costo specifico delle turbine Pelton	76
Grafico 6.6- Confronto percentuale delle voci di costo dell'impianto di Piantedo.....	76
Grafico 6.7- Flussi di cassa e Valore Attuale Netto per l'impianto di Piantedo	78
Grafico 7.1- Idrogramma e curva delle durate delle sorgenti di Montagna in Valtellina.....	81
Grafico 7.2- Confronto di costo della condotta su un orizzonte di 20 anni per l'impianto di Montagna in Valtellina.....	85
Grafico 7.3- Producibilità elettrica dell'impianto di Montagna in Valtellina	90
Grafico 7.4- Diagramma di Sankey relativo alle perdite dell'impianto di Montagna in Valtellina .	92

Grafico 7.5- Confronto percentuale delle voci di costo dell'impianto di Montagna in Valtellina...	93
Grafico 7.6- Flussi di cassa e Valore Attuale Netto per l'impianto di Montagna in Valtellina	95

Indice delle tabelle

Tabella 1.1- Requisiti per l'accesso diretto agli incentivi ai sensi del D.M. 23giugno 2016	9
Tabella 2.1- Parco idroelettrico italiano	15
Tabella 5.1- Coefficiente di scabrezza per diversi materiali da utilizzare nell'equazione di Hazen-Williams	55
Tabella 5.2- Esempio di coefficienti moltiplicativi per il calcolo delle perdite concentrate	56
Tabella 6.1- Potenziale teorico del sito di Piantedo secondo i dati preliminari a disposizione.....	61
Tabella 6.2- Portate medie mensili e portata media annuale delle sorgenti Madriasco	62
Tabella 6.3- Parametri principali del progetto di Piantedo	70
Tabella 6.4- Produzione media mensile e totale di energia elettrica dell'impianto di Piantedo	72
Tabella 6.5- Suddivisione delle voci di perdita per l'impianto di Piantedo	74
Tabella 6.6- Voci di costo aggregate per l'impianto di Piantedo	75
Tabella 6.7- Assunzioni per il calcolo economico	77
Tabella 6.8- Risultati dell'analisi economica per l'impianto di Piantedo	77
Tabella 7.1- Potenziale teorico del sito di Montagna in Valtellina secondo i dati preliminari a disposizione.....	79
Tabella 7.2- Portate medie mensili e portata media annuale delle sorgenti di Montagna in Valtellina	80
Tabella 7.3- Parametri principali del progetto di Montagna in Valtellina	88
Tabella 7.4-Produzione media mensile e totale di energia elettrica dell'impianto di Montagna in Valtellina.....	90
Tabella 7.5- Suddivisione delle voci di perdita per l'impianto di Montagna in Valtellina.....	91
Tabella 7.6- Voci di costo aggregate per l'impianto di Montagna in Valtellina	93
Tabella 7.7- Assunzioni per il calcolo economico	94
Tabella 7.8-Risultati dell'analisi economica per l'impianto di Montagna in Valtellina	94
Tabella A.1- Valore del coefficiente k per il calcolo dell'incentivo ex CV per le diverse fonti.....	XI
Tabella A.2- Valori della Tariffa Onnicomprensiva ai sensi del D.M. 18 dicembre 2008	XII
Tabella A.3- Fasce orarie definite dall' AEEG in relazione agli orari giornalieri e ai giorni della settimana.	XIII
Tabella A.4- Prezzo medio zonale orario per l'anno 2017.....	XIV
Tabella A.5- Prezzi minimi garantiti per l'anno 2017	XIV

Bibliografia

- [1] https://ec.europa.eu/clima/index_it
Azione per il clima
Commissione Europea

- [2] <http://www.consilium.europa.eu/it/meetings/international-summit/2015/11/30/>
Accordo di Parigi sui cambiamenti climatici
Consiglio Europeo

- [3] Autori Vari
Rapporto statistico. Energia da fonti rinnovabili in Italia, anno 2015
GSE, 2016

- [4] <http://www.gse.it/it/Qualifiche%20e%20certificati/pages/default.aspx>
Guida agli incentivi GSE
GSE, 2017

- [5] Ministero dello Sviluppo Economico
D.M. 23 giugno 2016

- [6] Autori Vari
Procedure applicative del D.M. 23 giugno 2016
GSE, 2017

- [7] Provincia di Como
Elenco derivazioni attive in Provincia di Como, aggiornamento 19 luglio 2016

- [8] Ufficio d'Ambito Provincia di Lecco
Stato di fatto dei servizi idrici – Schemi funzionali degli impianti di acquedotto

- [9] Ufficio d'Ambito Provincia di Bergamo
Piano d'Ambito

- [10] Ufficio d'Ambito Provincia di Sondrio
Piano d'Ambito

- [11] G. Cornetti, F. Millo
Macchine idrauliche
Edizioni il capitello, 2007

- [12] G. Belletti, L. Bignoli
Analisi di fattibilità tecnico-economica di impianti mini idroelettrici su acquedotti montani
Politecnico di Milano, 2014
- [13] M. Tavola
Analisi progettuale di un impianto mini idroelettrico inserito in un sistema di approvvigionamento idrico
Politecnico di Milano, 2012
- [14] Ministero dei Lavori Pubblici
Circolare n. 2136 – Istruzioni per l’impiego delle tubazioni in acciaio saldate
- [15] UNI – Ente Nazionale Italiano di Unificazione
UNI 1285-68 – Calcolo di resistenza dei tubi metallici soggetti a pressione interna
- [16] UNI – Ente Nazionale Italiano di Unificazione
UNI EN 10224 – Tubi e raccordi di acciaio non legato per il trasporto di liquidi acquosi inclusa l’acqua per il consumo umano
- [17] Autorità per l’Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico
Delibera 99/08 – Allegato A
- [18] Ministero della Salute
D.M. 6 aprile 2004, n.174 Regolamento concernente i materiali e gli oggetti che possono essere utilizzati negli impianti fissi di captazione, trattamento, adduzione e distribuzione delle acque destinate al consumo umano