

“La produzione di energia idroelettrica: principi di funzionamento e possibili sviluppi futuri”



1. STORIA DELL'IDROELETTRICO IN ITALIA

La storia dell'elettricità nel nostro Paese inizia alla fine del 1800. La prima centrale elettrica fu costruita a Milano nel 1883 per l'illuminazione pubblica di una zona entro un raggio di 1 km dalla centrale; funzionava con motori a vapore alimentati a carbone. Ma subito lo sviluppo dell'elettrificazione fu caratterizzato dal ruolo dell'idroelettrico. I costi del carbone e la tradizione plurisecolare della manifattura italiana nell'uso dell'acqua come forza motrice portarono infatti all'immediata introduzione delle centrali idroelettriche. Il primo impianto idroelettrico di un certo rilievo fu quello del Gorzente, realizzato nel 1889 per alimentare stabilimenti industriali nella zona di Genova. Sempre negli ultimi anni del secolo fu innovato il regime concessorio per le derivazioni d'acqua a scopo idroelettrico; anche questo contribuì a segnare un momento di svolta per la realizzazione di grandi impianti. E così, sotto la spinta del clima di concorrenza industriale, iniziò una sistematica rincorsa energetica che portò a delineare una nuova geografia delle risorse. L'idrografia della penisola fu percorsa accuratamente alla ricerca delle risorse idroelettriche, sfruttando i progressi intervenuti in campo tecnologico. Lo sviluppo si avviò soprattutto al Nord. Si progettaronο interventi sull'Adda, sul Ticino e sui corsi d'acqua della Valtellina e della Val d'Ossola, in Valle D'Aosta e nel Nord Est Italia. Anche per gli Appennini si valutarono caratteristiche e possibilità idroelettriche. Il mezzogiorno seguì l'evoluzione con qualche anno di ritardo e spesso con una maggior concomitanza tra interessi energetici ed agricoli rispetto a quanto accadeva al Nord. Per la produzione idroelettrica furono realizzati serbatoi artificiali di capacità via via maggiori mediante dighe di dimensioni sempre più rilevanti. Alla fine della prima guerra mondiale la produzione elettrica lorda era di 4,3 TWh, praticamente tutta idroelettrica. Alla fine degli anni '30 erano in esercizio circa 1000 centrali idroelettriche, delle quali il 70% al Nord. La produzione idroelettrica era più del 90% della produzione totale e ovunque largamente prevalente salvo che nelle isole (dove idroelettrico e termoelettrico avevano una frazione paragonabile). Oltre agli aspetti squisitamente tecnici e produttivi le centrali diventarono anche, in molti casi, realizzazioni con un forte impatto di rappresentatività e la progettazione dei relativi edifici fu spesso affidata ad architetti di grido. Alla fine della seconda guerra mondiale le distruzioni e i danni agli impianti di produzione di energia elettrica furono riparati molto rapidamente. I programmi di sviluppo messi a punto subito dopo la guerra dalle imprese elettriche confermarono fortemente l'opzione idroelettrica ma le riflessioni sulla sua vulnerabilità e l'esclusione del macchinario idroelettrico dagli aiuti americani alla ricostruzione furono tra gli elementi che più contribuirono ad indirizzare il maggior sviluppo verso la produzione termoelettrica. Alla metà degli anni '50 agli impianti termoelettrici arrivò ad essere affidato il soddisfacimento della crescita della domanda. All'inizio degli anni '60 l'idroelettrico offriva il 65% della produzione totale di energia. Le prospettive della produzione idroelettrica, ormai comunque arrivata a una percentuale molto elevata di sfruttamento delle risorse disponibili, furono rese ancor più problematiche dall'impatto sulla pubblica opinione del disastro del Vajont (1963), dalle conseguenti preoccupazioni in termini di sicurezza e dalle crescenti sensibilità ambientali.



Fig: disastro del Vajont

Enel definì e perseguì pertanto un programma di sviluppo basato su nuovi impianti termoelettrici. La realizzazione di nuovi impianti idroelettrici era prevista solo nei casi di verificata convenienza economica. Era invece previsto un programma graduale di rinnovamento degli impianti esistenti, per adeguarne caratteristiche e costi di gestione attraverso l'aumento della potenza unitaria dei gruppi, la dotazione di impianti di pompaggio, la graduale automazione del parco. E secondo tali linee sostanzialmente il programma effettivamente si sviluppò. A partire dagli anni '70, contestualmente al programma di realizzazione di nuove centrali nucleari che l'Italia aveva promosso, furono progettati e costruiti diversi impianti di pompaggio di grossa potenza, destinati ad equilibrare il bilancio tra l'energia richiesta e quella prodotta, tenendo presente che le centrali nucleari avrebbero avuto un funzionamento continuativo ininterrotto. Negli ultimi decenni, con l'attenzione crescente al problema delle emissioni, collegato ai temi dell'effetto serra e del clima, si è avuta una rivalutazione della fonte idroelettrica, componente largamente prevalente nel contesto delle rinnovabili, ferma restando ovviamente la sua modesta capacità residua di incremento.

Ad oggi l'energia idroelettrica è la principale risorsa alternativa alle fonti fossili usata in Italia e garantisce circa il 14% del fabbisogno energetico italiano. Secondo i dati pubblicati dal GSE (Gestore Servizi Energetici) nel 2009 in Italia sono presenti 2.249 impianti idroelettrici con una produzione di energia pari a 49,1 TWh. Sempre secondo i dati preliminari del GSE riguardo il 2015, l'energia idroelettrica in Italia ha prodotto 43,9 TWh su un totale di 106,7 TWh prodotti da fonti rinnovabili, rappresentando quindi il 41% della produzione rinnovabile del nostro Paese.

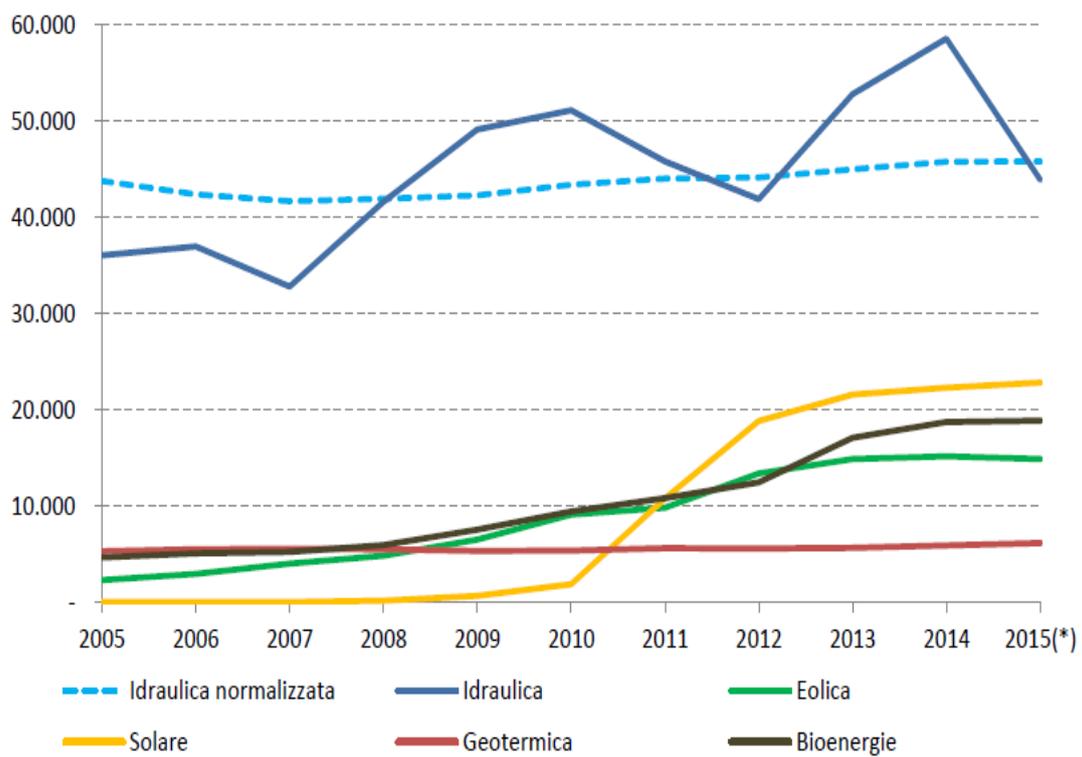


Fig: produzione lorda degli impianti di energia elettrica in GWh nel 2015 (GSE)

Nel 2015, le fonti rinnovabili coprono il 32,8% della produzione di energia elettrica nazionale totale di 325,6 TWh. Il leggero cedimento rispetto all'anno precedente è conseguenza dell'andamento fortemente variabile delle fonti rinnovabili, nonostante l'evidente riduzione della produzione nazionale. Occorre quindi considerare l'apporto delle rinnovabili mediato su un certo numero di anni e non citare i dati di un anno da primato, come, ad esempio, il 2014, ove grazie ad una notevole piovosità, l'idroelettrico ha prodotto 60,3 TWh.

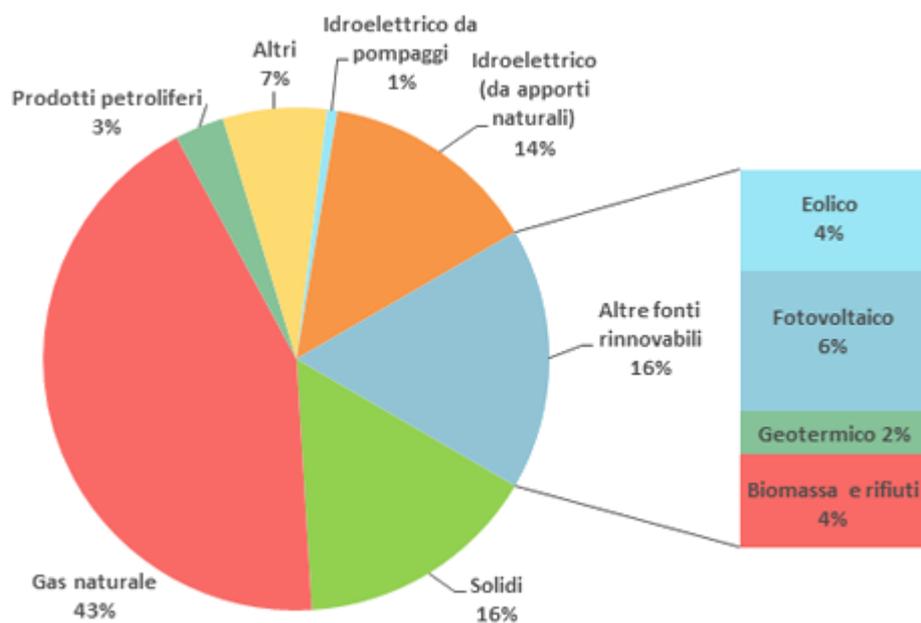


Fig: esempio qualitativo di produzione di energia elettrica complessiva in Italia

2. ENERGIA IDROELETTRICA: PRINCIPI DI FUNZIONAMENTO

Una centrale idroelettrica è un sistema di macchinari idraulici ed elettrici, edifici e strutture di servizio, ove il “cuore” della centrale è la turbina idraulica che ha il compito di convertire l’energia potenziale e cinetica dell’acqua in energia meccanica disponibile all’albero della turbina; la trasformazione in energia elettrica è completata da un generatore elettrico.

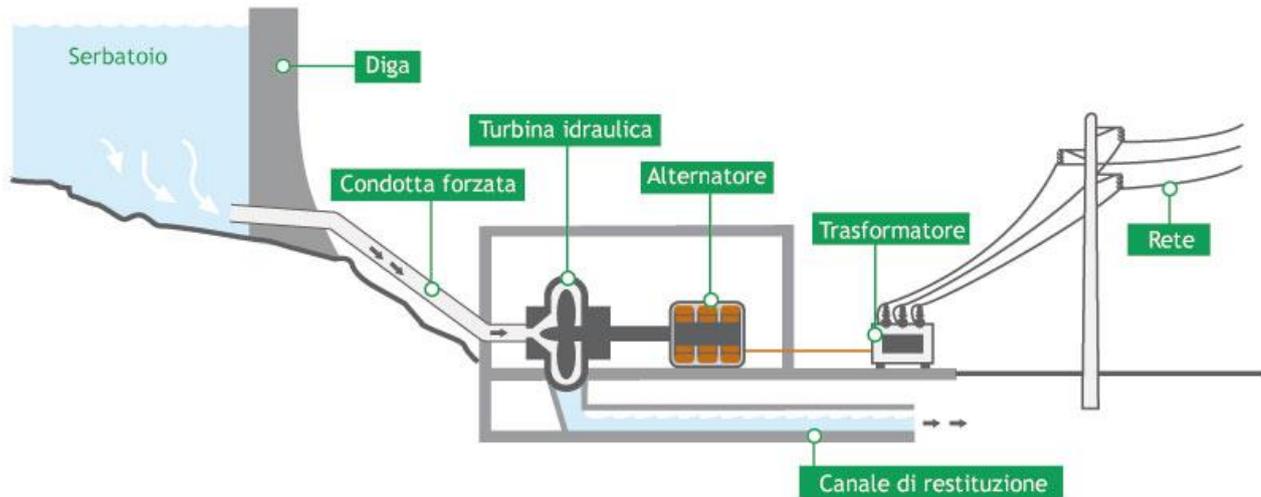


Fig: schema di funzionamento di un impianto idroelettrico

La produzione di energia dipende da due fattori principali, la caduta o salto e la portata d’acqua. Si definisce **salto lordo o geodetico** h la differenza di altezza fra la superficie libera della sezione di presa dell’acqua ed il livello nella sezione del corso d’acqua dove il flusso è restituito (ottenibile con una depressione naturale o artificiale). Il salto lordo dipende dall’orografia del luogo e presenta ampi margini di variazione (da 1 a 1.500 m); il **salto netto** o motore di una centrale idroelettrica è la caduta effettivamente utilizzata dalla turbina, ossia il salto lordo meno le perdite di carico che si verificano all’opera di presa e quelle dovute al sistema di trasporto dell’acqua (canali, tubazioni, condotte forzate, ecc.). Si devono valutare le perdite **distribuite** (per attrito nelle condotte in pressione)

$$\Delta H(\text{distribuite}) = (\lambda * L * v^2) / (2 * g * D)$$

λ = coefficiente di attrito (dipendente dalla rugosità della condotta, dal diametro)

L = lunghezza della condotta [m]

$g = 9,81$ [m/s²]

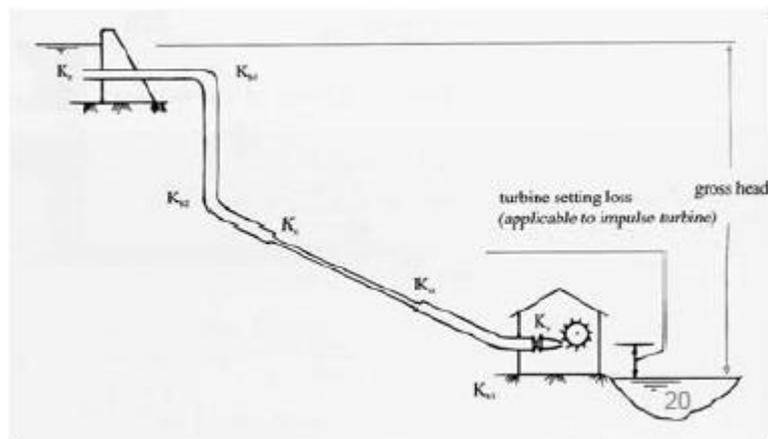
D = diametro della condotta [m]

e le perdite **localizzate** (curve, cambiamenti improvvisi di sezione, valvole, etc):

$$\Delta H(\text{concentrate}) = (K_e + K_b + K_c + K_{ex} + K_v) * v^2 / (2 * g)$$

- K_e = coeff. perdita in entrata
- K_b = coeff. perdita in uscita
- K_c = coeff. perdita per contrazione improvvisa
- K_{ex} = coeff. perdita per espansione improvvisa
- K_v = coeff. perdita nella valvola

Se il diametro della condotta non è costante lungo tutta la lunghezza, la velocità non è ovviamente costante e vanno considerate perdite diverse in sezioni diverse:



$$\Delta H1 + \Delta H2 + \Delta H3$$

Si definisce **portata** il volume di acqua che attraversa una determinata sezione del corso d'acqua nell'unità di tempo (si esprime abitualmente in m³/s).

La portata è estremamente variabile, dipende dalla superficie del bacino imbrifero, dalla permeabilità del suolo, dalla vegetazione e soprattutto dai fattori climatici che generano gli apporti positivi (le precipitazioni) e negativi (l'evaporazione, l'evapotraspirazione, ecc.).

Soprattutto se si tratta di regime torrentizio, la variabilità è elevata: se legata alla piovosità, la portata è massima in primavera ed autunno; se legata a scioglimento ghiacciai la portata è massima a inizio estate (minima in inverno).

La **potenza teorica** P in kW ricavabile da una massa d'acqua con una portata Q e con un dislivello h è data dalla seguente relazione:

$$P=9,81 \text{ m/s}^2 * Q * h$$

con Q espressa in m³/s e h in m.

La **potenza effettiva** è minore di quella teorica in quanto da essa vanno sottratte le perdite di carico nel calcolo del salto geodetico; la potenza così ottenuta viene poi moltiplicata per il rendimento della turbina che tiene conto delle perdite di carico in essa verificatesi.

Indicando con μ il rendimento dell'impianto idraulico (turbina) e con h il salto geodetico netto, la **potenza effettiva** diventa:

$$P = 9,81 \text{ m/s}^2 * \mu * Q * h$$

Il rendimento complessivo (compreso rendimento turbine e perdite di carico nelle condotte) di un impianto idroelettrico, nei moderni impianti, va dall'85% al 95% della potenza teorica calcolata, rappresentando un valore molto elevato (in particolare è il valore più elevato tra le varie fonti rinnovabili).

Per il dimensionamento di una centrale idroelettrica è estremamente importante determinare la **curva di durata delle portate**. La curva mostra il periodo di tempo durante il quale la portata è uguale o superiore ad un certo valore nella sezione considerata.

Elaborando i dati di portata relativi a lunghi periodi di osservazione (almeno 20-30 anni se possibile), si ricava la curva media di durata delle portate necessaria a valutare il potenziale energetico del corso d'acqua in una data sezione (l'area sottesa dalla curva rappresenta il volume di acqua che scorre attraverso la sezione data) e definire il massimo valore della portata che è conveniente indirizzare alla turbina.

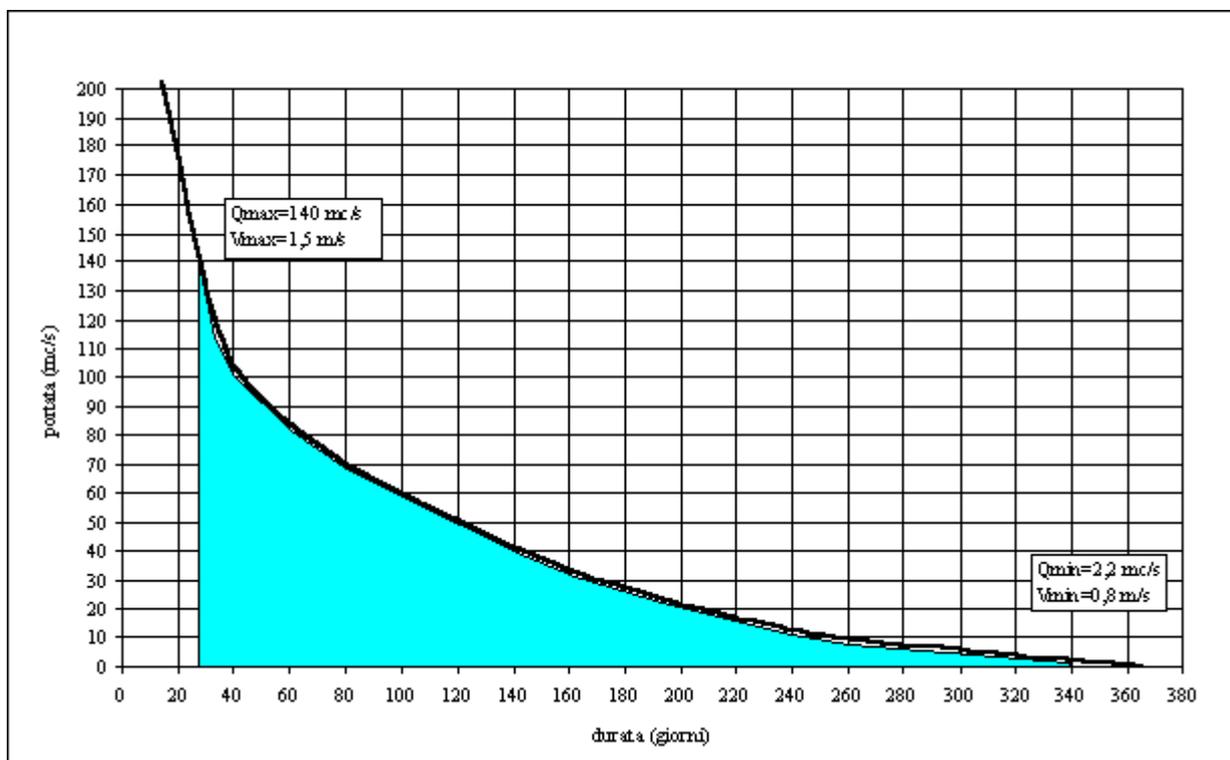


Fig: curva di durata delle portate

Il valore di portata per cui sarà dimensionata la turbina non corrisponde necessariamente alla massima portata registrata durante l'anno. Va ricordato infatti che non è sempre utile sovradimensionare l'impianto poiché in caso di portata di magra, questa non sarebbe sufficiente per azionare le macchine con un rendimento accettabile; allo stesso modo un impianto sottodimensionato non sfrutterebbe adeguatamente le portate derivabili per la maggior parte del periodo di funzionamento durante l'anno. E' necessario trovare quindi la portata di dimensionamento che massimizza la resa dell'impianto durante l'anno intero e minimizza le spese.

3. LE CLASSIFICAZIONI DELLE CENTRALI IDROELETTRICHE

La classificazione dell'Organizzazione delle Nazioni Unite per lo sviluppo industriale (Unido) è la seguente (con P potenza generata dalla centrale in condizioni nominali):

- micro centrali idroelettriche $P < 100$ kW;
- mini centrali idroelettriche $P < 1.000$ kW;
- piccole centrali idroelettriche $P < 10.000$ kW;
- grandi centrali idroelettriche $P > 10.000$ kW.

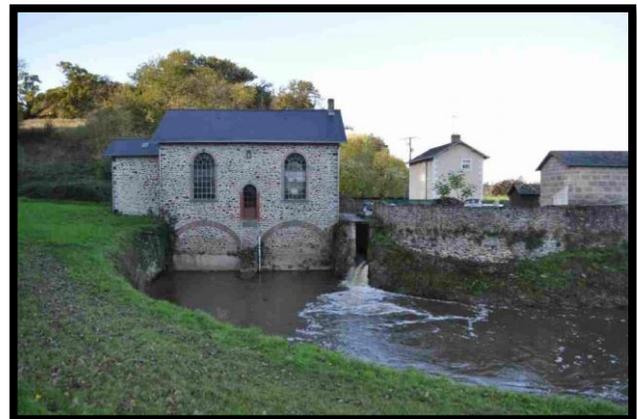


Fig: centrali idroelettriche, esempi.

3.1 IMPIANTI AD ACQUA FLUENTE

Gli impianti ad acqua fluente sono privi di capacità di regolazione (se non all'interno della centrale) e pertanto la portata utilizzata, e quindi la potenza istantanea, è pari alla quantità di acqua disponibile fino al limite consentito dall'opera di presa.

Portate elevate e basse cadute (fino a 20 m) sono tipiche di questi impianti.

Queste soluzioni comprendono di solito un sistema di sbarramento che intercetta il corso d'acqua ed una centrale di produzione elettrica situata sulla traversa stessa o nelle immediate vicinanze.

La turbina produce con modi e tempi totalmente dipendenti dalla disponibilità nel corso d'acqua.

Quando il corso d'acqua è in magra e la portata scende al di sotto di un certo valore predeterminato, che corrisponde alla portata minima per la turbina installata sull'impianto, la produzione di energia cessa.

Sono impianti relativamente economici.

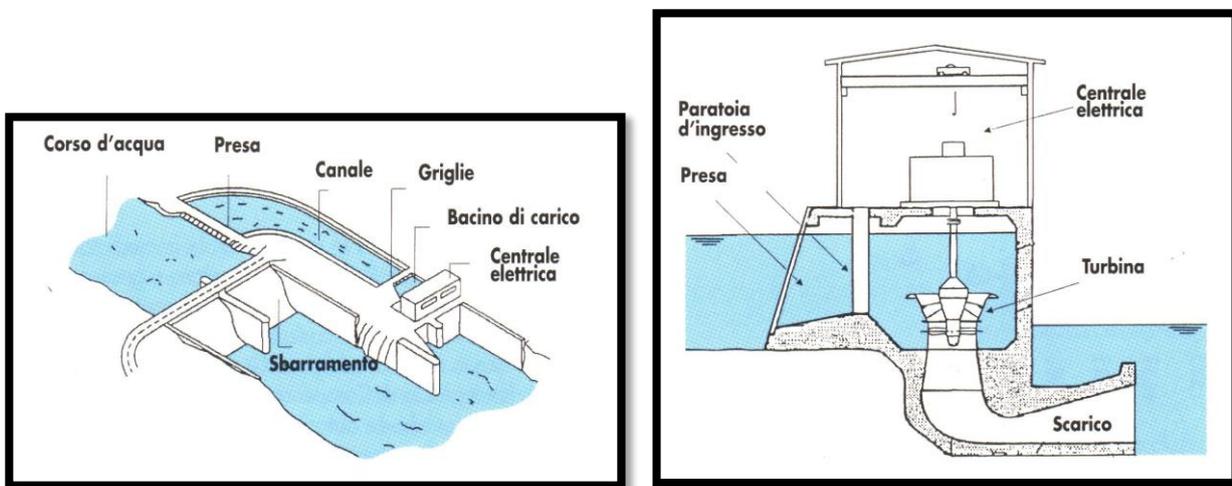


Fig: schemi di impianti ad acqua fluente

3.2 IMPIANTI A BACINO

Gli impianti a bacino sono caratterizzati da un bacino di raccolta dell'acqua a monte (**invaso**) in modo da regimare l'energia elettrica prodotta (deflusso regolato).

La funzione dell'invaso è quella di accumulare acqua in un certo periodo di tempo durante il quale non viene utilizzata o viene utilizzata in misura minore.

Questa massa d'acqua viene sfruttata nei periodi in cui aumenta la richiesta di energia elettrica.

Gli invasi conferiscono elasticità di servizio alla centrale perché si riesce a regolare in qualsiasi momento la quantità di acqua utilizzata in base alla richiesta di energia. L'invaso si può ottenere sbarrando la valle di un corso d'acqua con una diga, che costituisce l'opera più importante di tutto l'impianto. Il deflusso attraverso le macchine è regolato: l'afflusso al bacino è regolamentato in base a eventi meteorologici, mentre la portata prelevata è controllata in funzione delle esigenze di carico. Il bacino ha la funzione di un vero e proprio accumulatore di energia.

Questi impianti sono caratterizzati da salti notevoli e portate variabili, anche medio-basse.

Dal bacino, l'acqua viene addotta alla centrale mediante un sistema di gallerie, canali e condotte forzate. Una volta uscita dal sistema della turbina l'acqua viene raccolta in un bacino di quiete (opera di restituzione) dove si smorza la turbolenza per poi essere reimpressa nel corpo idrico recettore.

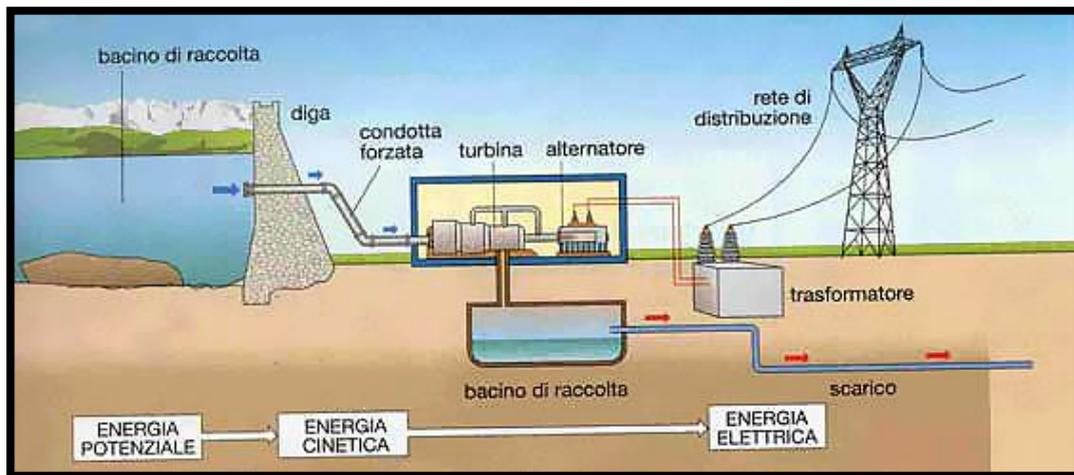


Fig: schema impianto a bacino

La dimensione della turbina idraulica non è scelta in base alla portata media ma in base ad una portata di progetto maggiore che dipenderà dal regime di funzionamento che si vuole attribuire alla centrale, la quale spesso funziona solo periodicamente, smaltendo il volume di acqua raccolto in un lungo tempo.

In Italia, la maggioranza degli impianti alpini e appenninici sono di tipo "a bacino".

Il costo di questi impianti è molto più elevato rispetto a quelli ad acqua fluente.

In questi impianti i problemi maggiori sono connessi al bilancio idrico ed all'impatto ambientale.



Fig: invaso di un impianto idroelettrico a bacino

3.3 IMPIANTI DI ACCUMULO TRAMITE POMPAGGIO

Questi impianti sono caratterizzati da un bacino di raccolta dell'acqua da cui essa defluisce producendo energia elettrica quando questa viene richiesta; l'acqua viene addotta nuovamente a tale bacino tramite un sistema di pompaggio, quando si ha minor richiesta di energia elettrica.

L'impianto è costituito da due serbatoi posti a quote diverse e collegati da un sistema di opere e tubazioni simili a quelle di un normale impianto idroelettrico.

La sola differenza sta nella possibilità di invertire il ciclo di funzionamento. Nelle ore di maggior richiesta di energia (ore di punta), l'acqua del serbatoio superiore fluisce verso il basso e la centrale produce energia elettrica.

Nelle ore di bassa richiesta di energia l'acqua raccolta nel bacino inferiore viene pompata attraverso le stesse condotte fino al serbatoio superiore, che viene così riempito in modo da poter essere nuovamente pronto a fornire energia nelle ore di punta.

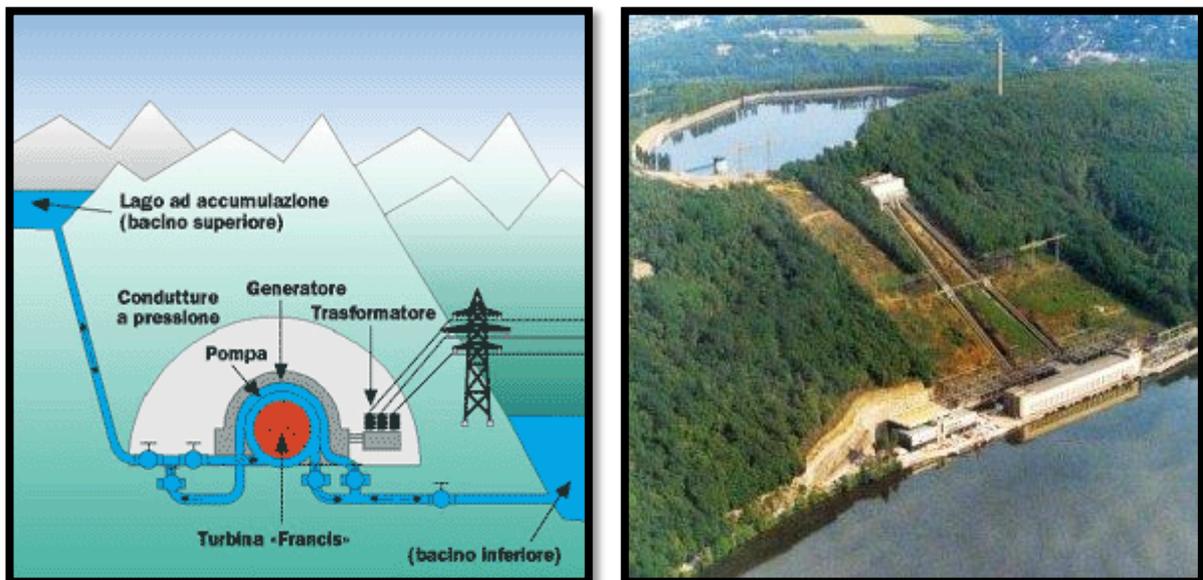


Fig: impianti ad accumulo tramite pompaggio

Durante il pompaggio l'alternatore (generatore) funziona da motore sincrono assorbendo energia elettrica dalla rete e la turbina funziona da pompa.

Questi impianti, per poter svolgere un ciclo intero di potenza e ripristino del livello iniziale del bacino superiore, devono prelevare energia elettrica dalla rete in quantità superiore a quella prodotta dall'impianto stesso (perdite di carico). Ma l'energia elettrica consumata con il pompaggio ha un valore commerciale inferiore rispetto a quella prodotta dalla centrale nelle ore di punta perché viene sfruttata in periodi di minore richiesta, pertanto questa utilizzazione è economicamente vantaggiosa.

3.4 IMPIANTI IN CONDOTTE IDRICHE

Un' interessante possibilità di sviluppo idroelettrico, solo di recente presa in considerazione, è costituita dagli impianti inseriti in un canale o in una condotta per approvvigionamento idrico.

L'acqua potabile è distribuita ad una città tramite, un serbatoio di testa, mediante una condotta. Solitamente in questo genere di impianti la dissipazione dell'energia all'estremo più basso della tubazione in prossimità dell'ingresso all'impianto di trattamento acque o alla rete di distribuzione viene conseguito mediante l'uso di apposite valvole.

Un'alternativa interessante è quella di inserire una turbina che recuperi l'energia che altrimenti verrebbe dissipata. Si ha così un recupero energetico, che può essere effettuato anche in altri tipi di impianti: fognature, sistemi di canali di bonifica, circuiti di raffreddamento di condensatori, sistemi idrici vari.

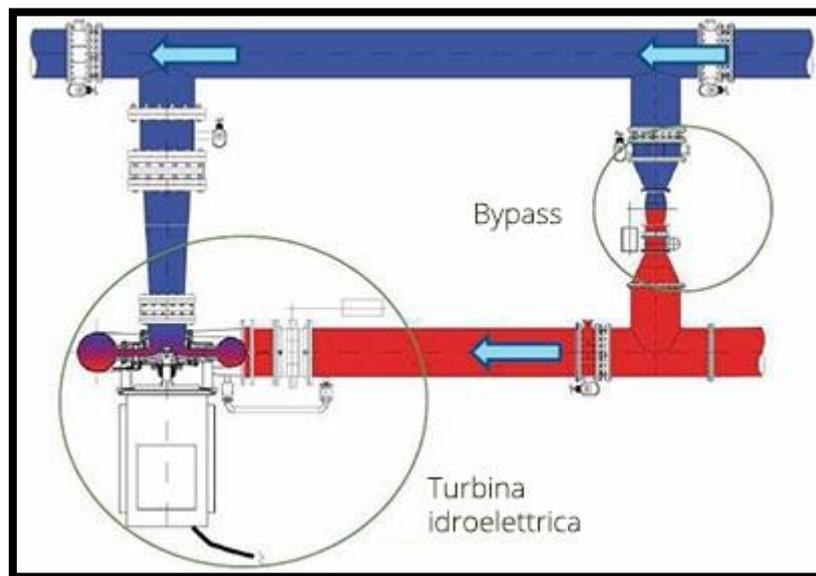


Fig: schema di turbina in tubazioni acquedottistiche

4. LE TURBINE IDRAULICHE

Le turbine idrauliche usate nelle centrali elettriche si dividono in due categorie:

- turbine ad azione (ruote Pelton): a monte e a valle del rotore (girante) la pressione è identica, ovvero pari a quella atmosferica (l'energia è quindi prodotta grazie alla variazione di energia cinetica dell'acqua).
- turbine a reazione (turbine Francis, Kaplan, ad elica, altre): sfruttano sia la velocità che la pressione dell'acqua; quest'ultima, quando entra nella girante, è superiore a quella atmosferica, mentre quando l'acqua viene rilasciata dalla turbina, torna ad assumerne lo stesso valore.

Un parametro importante per una turbina è il numero di giri caratteristico che esprime la velocità di rotazione [giri/min] che avrebbe una turbina qualora, rimanendo idraulicamente simile a se stessa, funzionasse, con le idonee dimensioni, sotto un salto netto di 1 m sviluppando una potenza di 1 kW.

4.1 LA TURBINA PELTON

La turbina Pelton è la più adatta ai salti elevati, ma a volte viene utilizzata anche in salti medi e bassi. La girante di questa ruota è costituita da un disco alla cui periferia sono collocate le palette con la tipica forma a doppio cucchiaio: essa viene alimentata da uno o più getti regolati da spine.

La ruota è racchiusa in una cassa opportunamente disegnata. Quando il getto colpisce la pala viene diviso in due parti uguali che vengono deviate sulle superfici interne dei cucchiai e abbandonano la pala dai bordi laterali.

Per regolare le portate si utilizza un distributore munito di una spina che può scorrere in direzione dell'asse del distributore fino alla chiusura completa.

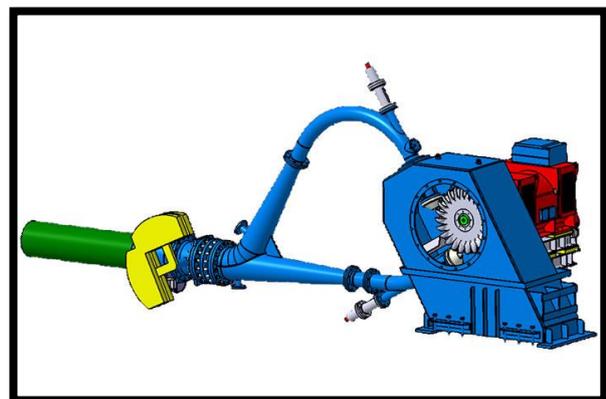
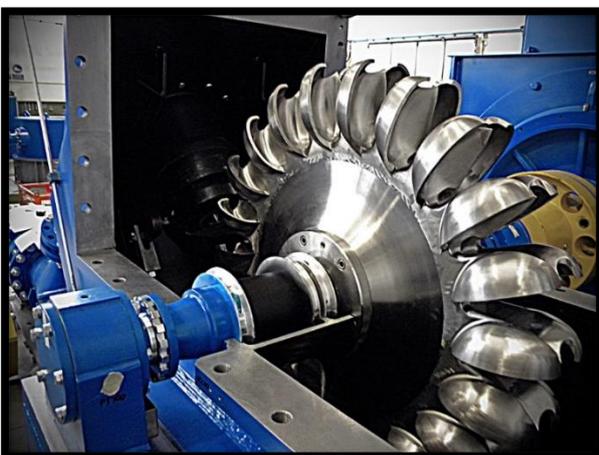


Fig: turbine Pelton

4.2 LA TURBINA FRANCIS

È una turbina a flusso centripeto: l'acqua raggiunge la girante tramite un condotto a chiocciola che la lambisce interamente, poi un distributore, ovvero dei palettamenti sulla parte fissa, statorica, indirizzano il flusso per investire le pale della girante.

Inoltre essa è detta a reazione perché non sfrutta solo la velocità ma anche la pressione del getto d'acqua che, quando giunge nella girante, è ancora superiore a quella atmosferica.

Infatti tramite il condotto convergente costituito dal canale tra le pale del distributore e da quello tra le pale della girante stessa si finisce di convertire la pressione ancora presente in velocità (energia cinetica). La sezione della voluta è decrescente in modo che, man mano che le porzioni di fluido attraversano il distributore, la velocità del getto si mantenga costante. Questa girante viene impiegata in corsi d'acqua con dislivelli da 25 m fino a 300-400 m e portate da 0,5 m³/s fino a 40-50 m³/s.

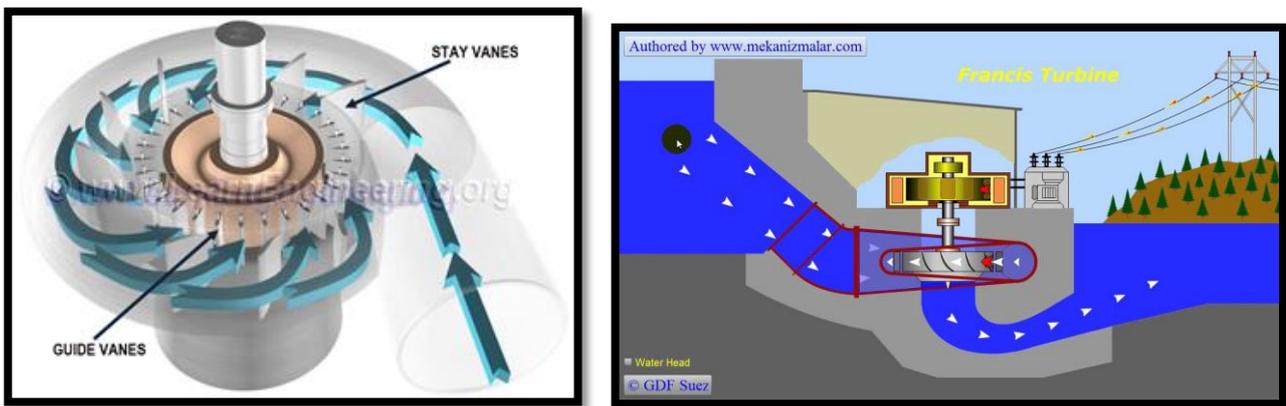


Fig: turbina Francis

4.2 LA TURBINA KAPLAN

È una turbina idraulica a reazione che sfrutta piccoli dislivelli (<50m), ma con grandi portate, anche oltre i 50 m³/s. Costruttivamente è un'elica, dove le pale si possono orientare, al variare della portata d'acqua permettendo di mantenere alto il rendimento fino a portate che variano del 20-30% rispetto alla portata nominale. Si può ottimizzare il rendimento della macchina per un range maggiormente ampio rispetto alla portata ideale tramite un sistema di orientamento dei deflettori statorici al variare della portata. Il liquido giunge sulla turbina grazie ad un condotto a forma di chiocciola che alimenta tutta la circonferenza, poi attraversa un distributore che dà al fluido una rotazione vorticoso, essenziale per imprimere il moto alla girante, dove il flusso deviato di 90° la investe assialmente. Le turbine Kaplan si adottano per basse cadute con forti variazioni della

portata. Al contrario delle altre turbine a elica con pale fisse, che non si adattano a variazioni della portata, e vengono quindi adottate per salti inferiori a 15-20 m e portate costanti.

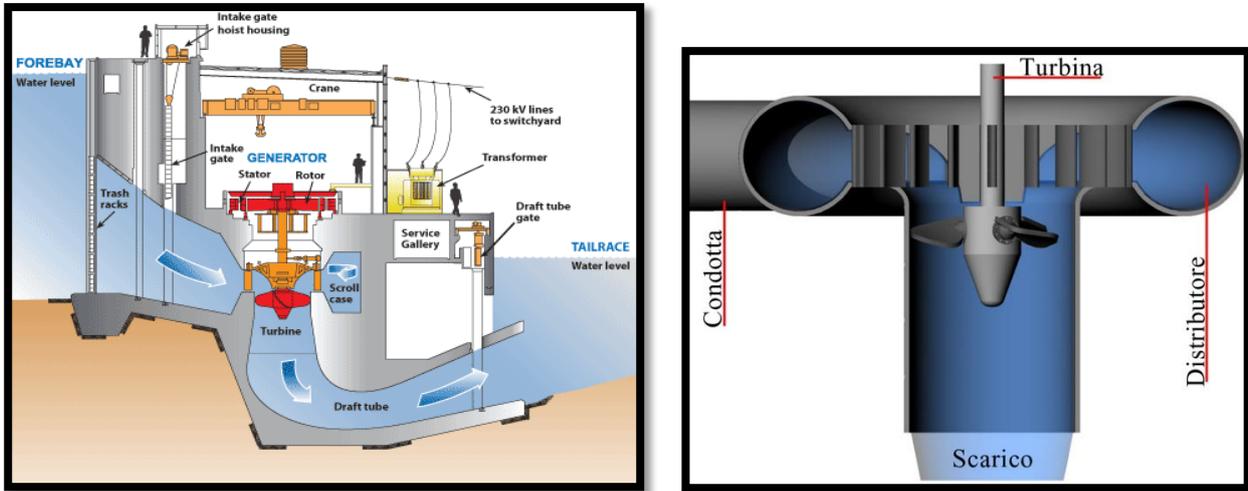


Fig: turbine Kaplan

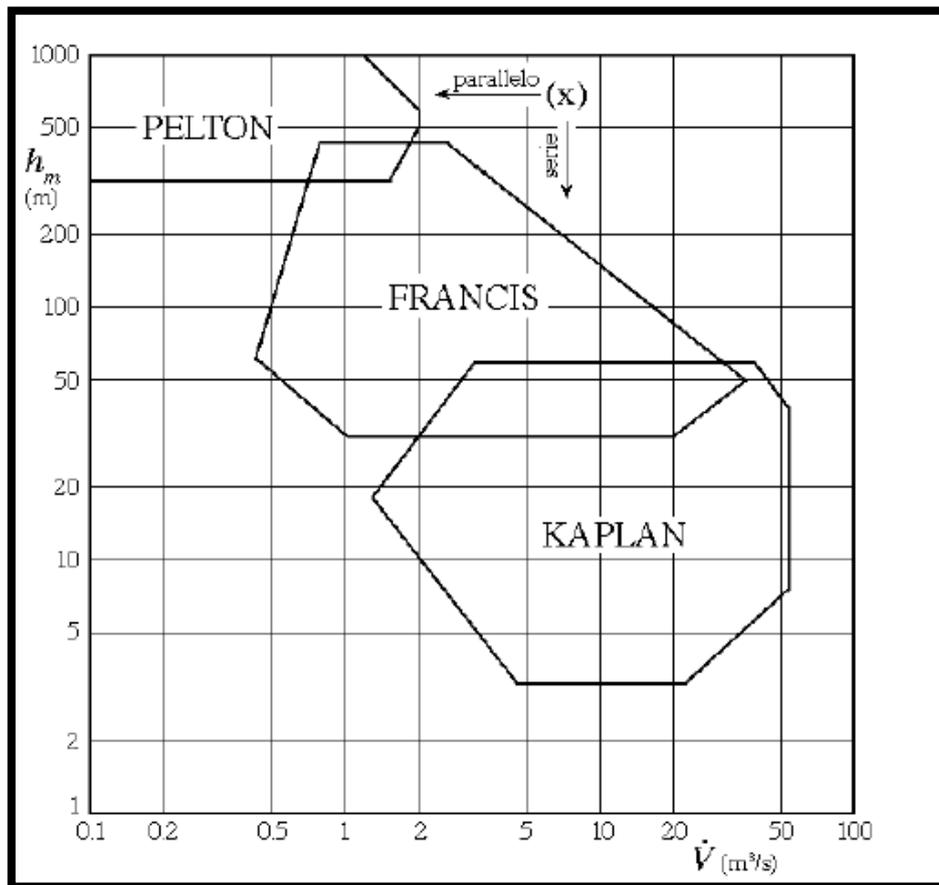


Fig: campi ottimali di funzionamento delle turbine idrauliche

5. LE PROBLEMATICHE LEGATE ALL'IDROELETTRICO

Dal punto di vista delle immissioni inquinanti in atmosfera l'energia idroelettrica ha indubbi effetti positivi sul clima e sull'atmosfera poiché non sono immesse polveri e altre sostanze che alterano la qualità dell'aria come avviene invece per effetto della combustione di materiali fossili. Ad esempio, un GWh di energia elettrica prodotta da un impianto (a discapito di una produzione da centrale termica a carbone) consente di evitare l'emissione in atmosfera di 480 tonnellate di CO₂.

Tuttavia, anche questa tecnologia determina impatti, spesso di grande calibro, sul paesaggio e sull'ambiente. Contrariamente ad altre fonti di energia rinnovabile, e come gli impianti eolici, gli impianti idroelettrici sono molto legati al sito, dato che a parità di portate e salto di quota, il costo di costruzione è enormemente influenzato dalle opere civili (dighe, briglie, ecc.) e di connessione alla rete elettrica.

Con riguardo all'**impatto paesaggistico**, l'influenza degli impianti a bacino è generalmente maggiore di quella degli impianti ad acqua fluente per la creazione di un lago artificiale più o meno grande a monte dello sbarramento (diga) e per il posizionamento spesso fuori terra di condotte forzate che si sviluppano lungo tutto il tratto dell'impianto; entrambe le soluzioni prevedono inoltre la costruzione di una centrale di produzione, spesso di dimensioni notevoli, e la presenza di linee elettriche, per l'allacciamento alla rete nazionale.

La realizzazione di impianti a bacino comporta inoltre cambiamenti ingenti all'**ecosistema** dell'area. Innanzitutto creando un invaso a monte della diga, si trasforma un regime di acque correnti in un regime di acque ferme, con tempi di ricambi dell'acqua maggiori e conseguente alterazione della capacità di autodepurazione. A valle della diga si modifica, inoltre, il regime delle portate sia in condizioni di esercizio sia di non esercizio. Alterando il regime delle acque e delle portate, si provoca una variazione del trasporto solido e della temperatura delle acque.

L'**impatto biologico** è legato a diversi fattori:

1 la derivazione di acqua riduce la **portata** nel tratto di alveo che va dall'opera di presa all'opera di restituzione; a risentire della scarsità d'acqua sono le biocenosi (comunità) acquatiche che vedono alterate le condizioni di naturalità del proprio habitat. Per ovviare al problema della scarsità d'acqua viene valutato l'indicatore Deflusso Minimo Vitale (**DMV**). Il DMV è la portata minima che deve transitare nel tratto di derivazione perché sia garantita la vita dell'ecosistema acquatico. La problematica risiede nel fatto che, soprattutto per gli impianti più anziani che non si sono adeguati alle nuove direttive, spesso la portata di deflusso minimo vitale non risulta effettivamente sufficiente per garantire il mantenimento delle condizioni di naturalità dell'alveo, ma, come da definizione, è appena sufficiente (non sempre) a garantire la sopravvivenza degli organismi acquatici.

2. La presenza di manufatti trasversali al corso d'acqua impedisce la naturale migrazione dei pesci verso monte o verso valle. La legge impone ai concessionari di opere idroelettriche la costruzione e la manutenzione della **scala per pesci**, un manufatto che permette la risalita dei pesci, creando una continuità idraulica tra monte e valle dell'impianto. Accade però che queste scale non vengano dimensionate in modo corretto o la mancata manutenzione delle stesse interferisca notevolmente con il loro effettivo funzionamento.

3. La presenza di un impianto idroelettrico può determinare problemi anche alla mobilità di animali terrestri. Infatti le condotte forzate o i canali costituiscono una barriera fisica al passaggio degli animali. Il problema viene ovviato con l'interramento delle condotte.

4. Le linee elettriche possono avere un impatto sulla fauna, oltre che paesaggistico. In generale è suggerito il loro interrimento.



Fig: scala per pesci



Fig: esempio di impatto visivo condotte

L'**impatto acustico** dell'impianto idroelettrico è dato sostanzialmente dal rumore della turbina ed eventualmente dal moltiplicatore di giri. Con le attuali tecnologie di insonorizzazione all'interno della centrale il rumore può essere ridotto fino a 70 dBA, mentre all'esterno di essa particolare attenzione dovrà essere data ai limiti del Piano acustico comunale, con accurate previsioni ante operam ed eventuali successive verifiche post operam.

Non da ultimo sono, assolutamente da non sottovalutare, i rischi derivanti dalla **piena a valle** o dall'**alterazione della stabilità dei versanti**.

6. IL DEFLUSSO MINIMO VITALE

La normativa vigente prevede che le Regioni determinino il Deflusso Minimo Vitale in base ai criteri individuati dalle Autorità di Bacino. In particolare la Regione Piemonte ha emanato il Regolamento regionale 17 luglio 2007, n. 8/R: “*Disposizioni per la prima attuazione delle norme in materia di deflusso minimo vitale (Legge regionale 29 dicembre 2000, n. 61)*”.

La stima del DMV è correlata alla componente idrologica, definita con riferimento sia alle peculiarità del regime delle precipitazioni, sia a fattori correttivi determinati con riferimento alle caratteristiche morfologiche dell'alveo, dello stato di naturalità, della destinazione funzionale e degli obiettivi di qualità definiti nell'ambito dei Piani di Tutela delle Acque.

Si parla quindi di dmv idrologico, di base e di dmv ambientale; il primo è connesso all'esigenza di determinare la portata da lasciare defluire a valle delle derivazioni esistenti perché siano ripristinate le condizioni minime per garantire la sopravvivenza delle comunità acquatiche. L'allegato A del Regolamento 8/R definisce le modalità per la determinazione del DMV idrologico da cui calcolare il DMV di base. Il prodotto del fattore k moltiplicato per la portata media annua specifica e per la superficie del bacino sotteso costituisce il DMV idrologico. Il DMV di base è quantificato moltiplicando il DMV idrologico per i fattori di correzione M e A che tengono conto rispettivamente dell'incidenza che le particolari caratteristiche morfologiche dell'alveo (granulometria, larghezza, pendenza e tipo di sezione) determinano sulle condizioni di deflusso dell'acqua e degli effetti degli scambi idrici tra le acque superficiali e sotterranee.

L'ultimo valore di DMV, quello “ambientale” è relativo alle nuove derivazioni (quindi valido per il rilascio di nuove concessioni), rispetto alle quali deve essere garantita non più solo la sopravvivenza delle comunità acquatiche ma non devono risultare compromesse le condizioni attuali di naturalità. Inoltre, al DMV di base vengono applicati ulteriori fattori correttivi riguardanti la qualità dell'acqua rispetto alla diluizione di eventuali inquinanti (Q), la fruizione turistico sociale del corso d'acqua (F) e le esigenze di modulazione (variazione dei rilasci) della portata durante l'anno (t). Tali fattori correttivi, ai sensi dell'art. 5, sono definiti dal Piano di Tutela delle Acque.



Fig: esempi rilascio DMV

7. IL FUTURO DELL'IDROELETTRICO

E' ormai diffusa in tutta l'Unione Europea, non solo in Italia, una grande difficoltà nell'ottenere le concessioni per la realizzazione di nuovi impianti idroelettrici. In particolare, nel nostro Paese, in generale si richiedono diverse autorizzazioni che comportano un iter autorizzativo mediamente triennale:

- autorizzazione al diritto di derivazione delle acque pubbliche;
- autorizzazione circa l'impatto sull'ambiente (i vincoli paesaggistici impongono installazioni più onerose e a volte precludono opere come bacini, dighe, ecc.);
- autorizzazione all'allacciamento alla rete elettrica;

Ad oggi risultano però ancora numerosissime le richieste per il rilascio di nuove concessioni; in alcune province addirittura superano i valori di potenza attualmente installata.

Risulta necessario effettuare le seguenti considerazioni:

- l'impatto ambientale e paesaggistico degli impianti idroelettrici non può più essere ignorato, come è avvenuto per decenni nel secolo precedente. Questo vale principalmente per i grandi impianti a bacino, ma non ne sono esclusi i piccoli impianti, anche ad acqua fluente, il cui impatto dovrebbe essere (ma non necessariamente lo è) più limitato;
- l'elevata anzianità di servizio degli impianti in esercizio (la cui età media è superiore ai 60 anni).
- il fatto che una buona parte del potenziale idroelettrico in Italia è già sfruttato, soprattutto per quanto riguarda i corpi idrici a portata elevata o quelli caratterizzati da notevoli salti geodetici.

Alla luce di queste considerazioni, l'attenzione del mondo dell'energia idroelettrica deve essere oggi soprattutto rivolta al mantenimento del patrimonio esistente e all'ottimizzazione della gestione delle risorse idriche in un contesto di sopraggiunte nuove esigenze, spesso tra loro conflittuali. Per il futuro le problematiche sopracitate non consentono un ulteriore sviluppo, se non attraverso gli impianti di piccola taglia, in particolare ad acqua fluente e gli interventi sugli impianti esistenti; questo significa rendere più efficienti dal punto di vista energetico gli impianti già installati, in particolare quelli caratterizzati da tecnologia obsoleta e superata, senza interferire ulteriormente con le risorse ambientali, ma, al contrario, intervenire contemporaneamente su questi impianti per ridurre l'impatto ambientale.

Si consideri inoltre che quella delle centrali idroelettriche è una tecnologia matura e ben sviluppata: anche dal punto di vista di una potenziale innovazione, un'attenzione particolare deve essere dedicata agli aspetti ambientali connessi alla costruzione ed al funzionamento degli impianti, considerando aspetti come perdite di olio, inquinamento acustico e progettazione o recupero degli edifici con soluzioni compatibili con il paesaggio circostante: l'utilizzo di materiali diversi dal cemento (murature in pietra e mattoni) avrebbe il doppio vantaggio di ottenere una soluzione

gradevole per l'ambiente (fig. a sinistra) e di creare occupazione a livello locale per la manodopera specializzata.



C'è ancora spazio per continuare nella ricerca e nello sviluppo di metodi per migliorare le prestazioni della turbina idraulica, soprattutto per le applicazioni con cadute modeste, per esempio attraverso la realizzazione di turbine in plastica, per aumentare il rendimento e ridurre la manutenzione.

Un aspetto che può risultare interessante per il presente e il futuro dell'idroelettrico è quello di investire nel recupero energetico di acque che,

allo stato attuale si presentano già deviate e/o canalizzate per scopi differenti da quello della produzione energetica (scarichi di impianti di depurazione, canali di bonifica, acquedotti etc). In questi casi, ove sia possibile installare un impianto di produzione idroelettrica, compatibilmente con le condizioni del sito in questione, si recupererebbe dell'energia cinetica utile che altrimenti andrebbe comunque dissipata.

Altra possibilità sarebbe quella di sfruttare traverse già esistenti sui corsi d'acqua (briglie), installando per esempio impianti ad acqua fluente. Questi interventi comporterebbero potenzialmente altri vantaggi: garantirebbero una sicura manutenzione delle opere trasversali, che oggi vengono realizzate e spesso abbandonate a loro stesse; questo accade per esempio per briglie selettive, ove le luci idrauliche vengono spesso otturate da deposito di materiali grossolani comportando un mal funzionamento delle stesse e quindi un rischio ambientale non indifferente.

8. L'IDROELETTRICO NELLA PROVINCIA DEL VERBANO CUSIO OSSOLA

Parlare di idroelettrico nel territorio del Verbano Cusio Ossola vuol dire parlare di un bel pezzo di storia, non solo legata alla realizzazione delle opere idrauliche e allo sviluppo della tecnologia dei macchinari per la produzione dell'energia elettrica, ma storia in senso ampio, connessa allo sviluppo culturale e socio economico del territorio. Verso la fine dell'800 si afferma in Italia la produzione dell'energia attraverso la forza dell'acqua e la grande disponibilità di acqua delle valli del VCO non poteva passare inosservata. A tal proposito un brillante imprenditore milanese, l'ing. Ettore Conti - che entra, nel 1895, nella soc. Edison, allora impegnata nello sfruttamento idroelettrico del fiume Adda - comincia ad eseguire personalmente sopralluoghi nella valle del Devero e dell'alto Toce.

Da quelle indagini e da quei sopralluoghi nascerà, in pratica, l'attuale struttura produttiva che sarà poi completata gradualmente dalla stessa soc. Edison, la quale nel tempo assorbirà tutte le altre società minori e resterà sul territorio sino all'avvento di ENEL. E' l'Ing. Conti che sviluppa il concetto, in seguito ampiamente applicato, di costruire grandi serbatoi sulle testate dei principali corsi d'acqua per compensare il diverso regime idraulico conseguente alla stagionalità. Il primo impianto ad entrare in funzione in Val D'Ossola è quello di Foppiano in valle Antigorio. Siamo nel 1909 ed ha una potenza di 7,5 MW. L'anno dopo si realizza il primo impianto di Goglio e nel 1912 viene realizzata la diga di Codelago, al Devero.

Negli stessi anni, la società Dinamo costruisce l'impianto di Varzo, alimentato dal serbatoio d'Avino, posto sopra l'Alpe Veglia.



Fig: Codelago e Lago d'Avino

Neppure la Grande Guerra impedisce questa titanica attività: nel 1917 viene costruito l'impianto di Crego. Negli anni venti del secolo scorso vengono realizzate le imponenti opere della diga del Vannino, il sottostante impianto di Valdo e la centrale di Cadarese. Nel 1930 si aggiungono le dighe del Cingino e Camposecco e si costruisce la centrale di Campliccioli, in valle Antrona.

Negli anni '30 in Val Formazza si realizza la centrale di Ponte, alimentata dal nuovo salto Vannino e dal serbatoio del Toggia.

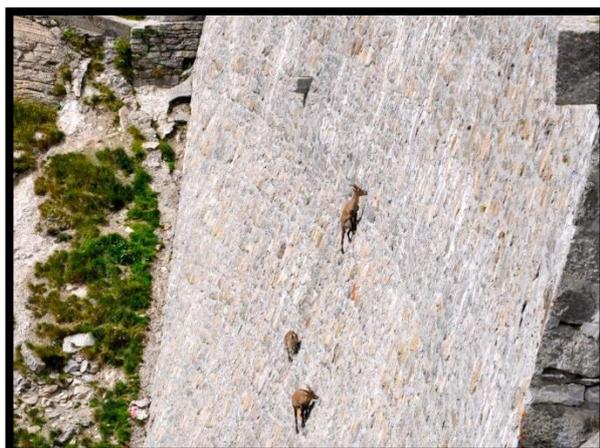


Fig: diga del Vannino e stambecchi sulla diga del Cingino

Con l'approssimarsi della seconda guerra mondiale viene cercata l'autonomia energetica e gli impianti idroelettrici hanno un nuovo vigoroso impulso.

Tra il 1938 ed il 1940 viene costruito l'attuale impianto di Goglio con sovrastante serbatoio di Agaro, nella valle del Devero, e la centrale di Ponte, in val Formazza, viene ampliata dalla possibilità di derivare l'acqua da Morasco, di cui si costruisce la omonima diga.

L'acqua turbinata a Ponte viene poi inviata al nuovo impianto di Fondovalle, sempre a Formazza.

Tra la fine della seconda guerra mondiale e la fine degli anni '50 si realizzano gli ultimi grandi impianti: la diga dei Sabbioni, sovrastante Morasco, e l'omonimo impianto, in caverna.

L'impianto di Crevola Diveria, in cascata su Varzo, è del 1960.



Fig: Lago dei sabbioni

E' facile immaginare come per realizzare tutto ciò occorresse una gran quantità di manodopera, reperita tra la popolazione locale, ma non solo. Nelle valli dell'Ossola si affaccia quindi una possibilità di impiego prima neppure immaginabile. Senza contare che molti, alla fine dei lavori, sono rimasti alle dipendenze di Edison, e successivamente di ENEL, per far funzionare gli impianti.

L'ing. Conti, sin dal 1910 si affida all'architetto Piero Portaluppi per gli aspetti architettonici delle costruzioni relative ai maggiori impianti. Ancora oggi sono indicate come tra gli esempi migliori di arte Decò la centrale di Verampio, di Cadarese, di Crevola Toce, di Valdo e Sottofrua.

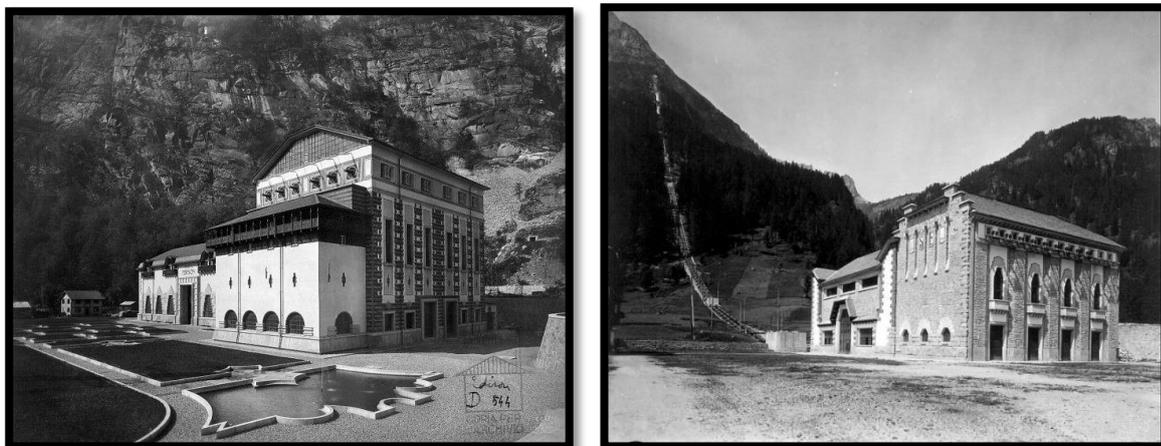


Fig: centrali di Cadarese e di Valdo

Gli impianti sopra illustrati sono stati periodicamente aggiornati tecnologicamente e potenziati con interventi anche importanti.

Ad essi si sono aggiunti nel tempo, soprattutto negli ultimi 15 anni, moltissimi impianti ad acqua fluente di piccola taglia realizzati da svariate società che utilizzano l'acqua dei corsi minori.

Oggi, la potenzialità del VCO è così sintetizzabile: 12 dighe ricadenti sotto l'autorità del Servizio Nazionale Dighe ed una capacità totale di invaso di **171 milioni di metri cubi**.

Le centrali ubicate sul territorio provinciale sono 177, di cui una dozzina sono di proprietà di enti pubblici. La potenza totale degli impianti è pari a circa 377.000 KW ovvero **377 MW**, di cui 303 MW dati dalle grandi derivazioni e 74 MW dalle piccole.

Questa è la potenza media nominale di concessione, che è quella sulla quale vengono corrisposti i canoni ed è calcolata in base alla portata media derivata per il salto disponibile. Non è quella massima ottenibile che, infatti, è data dalla quantità massima di acqua che si può turbinare e dipende ovviamente da fattori naturali (anno nevoso o piovoso oppure siccitoso).

Le derivazioni con $P > 3$ MW sono 27. La più grande centrale – dal punto di vista amministrativo - è quella di ENEL Produzione s.p.a. a Cadarese, in Comune di Premia, che ha una potenza media nominale di 30.5 MW.

La produzione di energia elettrica teorica media annua, data dalla potenza nominale media per le ore di funzionamento delle turbine (24 ore per 365 giorni, 8.760 ore), è quindi pari a circa 3.303.000 MWh, e cioè 3.303 GWh (circa l'8% della produzione totale italiana idroelettrica del 2015!). Il consumo effettivo viene preso dalle rilevazioni annuali effettuate dalla Agenzia delle Dogane.

Le richieste giacenti per realizzare nuovi impianti sono una cinquantina, per una potenza media nominale di concessione di circa 28.000 KW ovvero 28 MW.

10. GLI IMPIANTI IDROELETTRICI “ANTOLIVA 1” E “ANTOLIVA 2”

Un esempio pratico di centrale idroelettrica situato in Val d'Ossola che negli ultimi anni è stata oggetto di rimodernamento ed efficientamento energetico è costituito dall'impianto “Antoliva 1” della società “ANTOLIVA IDROELETTRICA S.r.l” la quale dispone di concessione ad uso idroelettrico per derivazione d'acqua dal Rio Antoliva in Comune di Druogno, provincia di Verbania. L'impianto, entrato in funzione nel 1985, è collocato sulla sponda sinistra del Rio Antoliva tra la quota di 982,00 m s.l.m. (quota di sfioro della traversa di presa) e la quota di 709,70 m s.l.m. (quota di scarico della centrale).

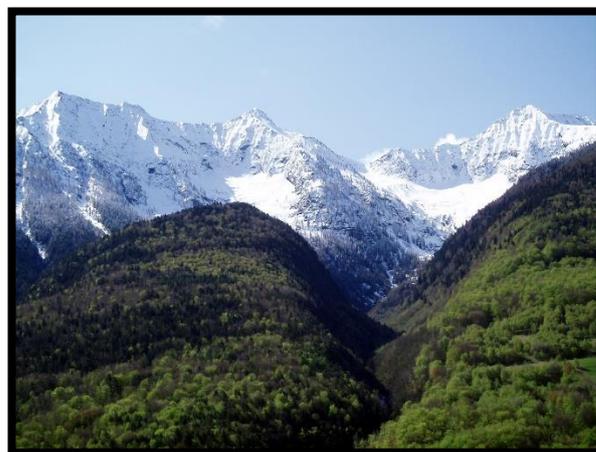


Fig: panoramica Valle Antoliva

Il bacino imbrifero di riferimento, chiuso alla sezione di presa sul Rio Antoliva (quota 982,00 m s.l.m.) ha superficie di 3,98 km² e si sviluppa tra la valletta Antoliva e la conca compresa tra il P.zzo Ragno, M.te Togano e P.zzo Marcio. La quota media stimata del bacino è di 1526,00 m s.l.m, ha esposizione verso Nord ed è caratterizzato dallo scioglimento delle nevi concentrato in Maggio/Giugno.

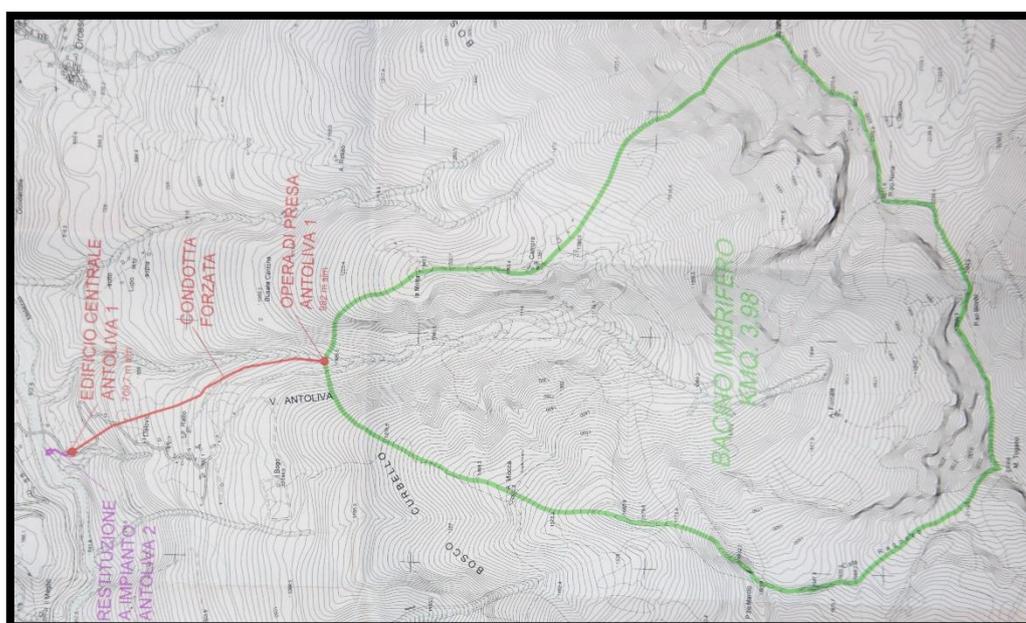


Fig: bacino imbrifero del Rio Antoliva

L'opera di presa è costituita da un piccolo muro di sbarramento posizionato su una balza rocciosa dell'alveo con quota di sfioro di 982,00 m. La derivazione è effettuata lateralmente, in sponda sinistra, ove è collocata la vasca di carico in cemento armato, adiacente alla traversa. L'acqua attraversa una griglia e, tramite una breve condotta viene convogliata nella vasca dissabbiatrice e successivamente nella vasca di calma; da qui passa in vasca di carico tramite una fessura regolatrice (23,5*100cm) dimensionata appositamente per non consentire la derivazione di portate superiori a quella prevista dalla concessione di 250,00 l/s.



Fig: muro di sbarramento e vasca di carico

Dalla vasca di carico si diparte la condotta forzata costituita da tubazione in acciaio, di sviluppo pari a 1100 m e diametro variabile (DN 350 per i primi 450 m e DN 300 per la restante parte). La condotta è posata fuori terra in alcuni tratti e interrata in altri.

L'edificio di produzione è collocato lungo la strada agricola che dalla strada provinciale 337 della Valle Vigizzo porta in località Dalovio. Al di sopra dell'edificio di produzione è collocata la cabina ENEL da cui si diparte la linea di consegna che attraversa la valle del Melezio Occidentale e si riallaccia alla rete nazionale in prossimità della frazione Coimo. La produzione di energia è basata su un gruppo idroelettrico a turbina Pelton.

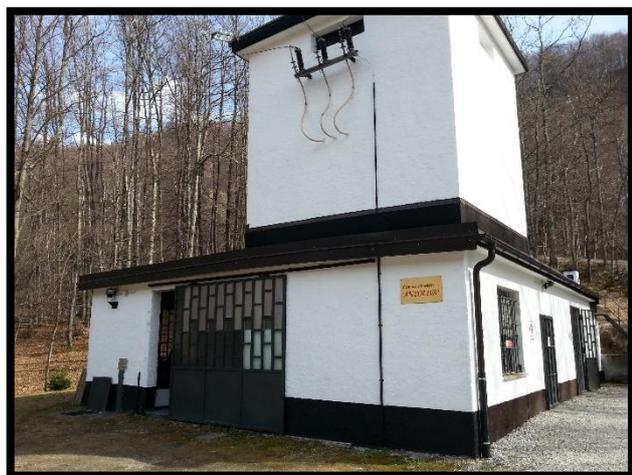


Fig: condotta forzata ed edificio di produzione con cabina Enel

L'attuale concessione di derivazione prevede:

- Portata massima derivabile: 250 l/s
- Portata media derivata (secondo stime idrologiche): 97,60 l/s
- Salto geodetico: 272,30 m

Potenza media teorica dell'impianto:

$$P_{med} = Q \cdot h \cdot 9,81 \text{ m/s}^2 = 260,55 \text{ KW}$$

Potenza massima teorica dell'impianto:

$$P_{max} = Q \cdot h \cdot 9,81 \text{ m/s}^2 = 667,81 \text{ KW}$$

Ovviamente questi valori di potenza dovranno essere moltiplicati per il rendimento della turbina e al salto lordo dovranno essere sottratte le perdite di carico, al fine di calcolare la potenza effettiva generata.

10.1 ADEGUAMENTO DEL RILASCIO DEL DEFLUSSO MINIMO VITALE

Il primo degli interventi che sono stati realizzati nell'impianto, effettuato nell'anno 2008, riguarda la modifica del valore del DMV, allo scopo di allinearsi alle nuove direttive regionali (Regolamento regionale 17 luglio 2007, n. 8/R) passando da un rilascio di 20 l/s alla portata di 50 l/s.

Tale valore è stato calcolato nel seguente modo:

$$DMV(\text{idrologico}) = Q(\text{media}) \cdot \text{Sup.bac} \cdot k = 50,5 \text{ l/s}$$

Con $K=0,13$ fattore che definisce la frazione di portata media legata al DMV idrologico

$$DMV(\text{di base}) = DMV(\text{idr.}) \cdot M \cdot A = 45,4 \text{ l/s}$$

Con $M=0,90$ fattore morfologico-classe morfologica 1.

$A=1,00$ parametro di intercambio con la falda.

$$DMV(\text{ambientale}) = DMV(\text{di base}) \cdot N \cdot F \cdot Q = 45,4 \text{ l/s}$$

Con $N=1,00$ parametro relativo al grado di naturalità

$F=1,00$ parametro relativo alla fruizione turistico-sociale

$Q=1,00$ parametro relativo alla qualità dell'acqua (diluizione degli inquinanti)

$$DMV = DMV(\text{amb}) \cdot t = 45,4 \text{ l/s}$$

Con $t=1,00$ parametro relativo alla modulazione del rilascio durante l'anno

Il valore del DMV è stato fissato, arrotondando precauzionalmente per eccesso, a 50 l/s.

E' stata effettuata inoltre una modifica strutturale nel bacino di presa: precedentemente il rilascio del DMV avveniva attraverso un semplice foro di 133 mm di diametro realizzato sulla paratoia della vasca di carico. In seguito è stata realizzata a valle del foro una canaletta larga 70 cm e dotata di stramazzo ed asta graduata per la verifica visiva del DMV rilasciato.



Fig: opera di rilascio dmv con asta graduata

10.2 SOSTITUZIONE DELLE TURBINE

Nel 2012 è stata effettuata la sostituzione delle due turbine Pelton funzionanti in parallelo dal 1985; al momento dell'installazione queste turbine provenivano da un precedente utilizzo e la loro fabbricazione risale agli anni '10 del ventesimo secolo. Si può quindi dedurre come l'usura e la tecnologia ormai obsoleta di questi macchinari potesse essere sostituita con turbine moderne e decisamente più efficienti dal punto di vista della produzione energetica.



Fig: turbine in parallelo sostituite nel 2012

La turbina di nuova fabbricazione (2011), di tipo Pelton a due getti (1000 giri/min), che è stata installata, garantisce un rendimento maggiore rispetto a quello ottenuto precedentemente dalle vecchie turbine funzionanti in parallelo.

In particolare, nei giorni in cui la portata sfruttata è pari al massimo della portata derivabile (250 l/s), la potenza prodotta dalla nuova turbina installata supera notevolmente i valori ottenuti con le apparecchiature precedenti.



Fig: installazione nuova turbina

Considerando che la potenza massima ottenibile dall'impianto è di 667,82 KW, e supponendo che le perdite di carico in entrambi i casi rimangono costanti (per quanto riguarda le perdite distribuite e concentrate in condotta i valori non variano), si possono analizzare i seguenti valori registrati empiricamente nelle ore di funzionamento a pieno carico:

P max (vecchie turbine)= 455 KW

P max (nuova turbina)= 530 KW

Si è quindi ottenuto un efficientamento energetico netto pari a 75 kW quando la centrale idroelettrica funziona a pieno carico, con la portata massima derivabile.



Fig: turbina Pelton, nuovo impianto.

10.3 AUTOMATIZZAZIONE DEI SISTEMI

In concomitanza con la sostituzione delle turbine è stato automatizzato il sistema di apertura e chiusura delle spine (fig. a destra), ovvero i coni metallici posizionati in ingresso alla turbina che, traslando assialmente, otturano parzialmente l'ugello, modificando la sezione di passaggio del flusso e regolando la velocità della portata in ingresso alla girante.

Precedentemente all'intervento la spina veniva azionata manualmente e la sua regolazione era quindi molto meno precisa; per esempio, in caso di precipitazioni abbondanti doveva essere aperta per permettere lo sfruttamento di una portata maggiore rispetto a quella media, mentre al termine dell'evento piovoso e una volta smaltita la portata "in eccesso", la spina veniva richiusa in modo da regolare l'afflusso della portata in turbina, per non comprometterne il rendimento.



Con gli interventi effettuati nel 2012 è stata posta una sonda a monte dell'impianto di produzione in grado di rilevare il livello dell'acqua nel bacino di carico e inviare le informazioni nella cabina di produzione dove, un sistema automatico, regola l'apertura della spina in modo solidale con la variazione della quota massima nel bacino di monte.

10.4 REALIZZAZIONE DI "ANTOLIVA 2"

Precedentemente alla realizzazione dell'impianto idroelettrico "Antoliva 2", l'acqua turbinata nell'impianto "Antoliva 1" era restituita in un pozzetto di scarico, e da qui convogliata in una condotta a cielo aperto (fig. a sinistra) sino alle vasche dell'allevamento ittico della ditta "Arcobaleno", collocato a 672,00 m s.l.m.



Nel 2015 è stato realizzato un nuovo impianto idroelettrico, "Antoliva 2", che sfrutta l'energia cinetica delle acque di scarico dell'impianto "Antoliva 1", prima che esse vengano riversate nelle vasche dell'allevamento ittico. Questo impianto non ha avuto alcun impatto sul corpo idrico, dal momento che le acque sfruttate erano già convogliate per scopi differenti. La condotta a cielo aperto che collegava il bacino di scarico di "Antoliva 1" con

le vasche dell'allevamento ittico è stata sostituita da una condotta un PEAD con diametro nominale DN=400 (fig. a destra).

In corrispondenza dell'allevamento ittico è stato realizzato un edificio centrale sede della produzione idroelettrica con gruppo idroelettrico basato su turbina Francis (anno 2015, 1000 giri/min).

La portata media che alimenta l'impianto è ovviamente la stessa portata calcolata per l'impianto "Antoliva 1". Si può quindi calcolare la potenza media e massima teoriche dell'impianto:

$$P_{med} = Q \cdot h \cdot 9,81 \text{ m/s}^2 = 97,60 \text{ l/s} \cdot 37 \text{ m} \cdot 9,81 \text{ m/s}^2 = 35,43 \text{ kW}$$

$$\text{Dove } h = 709,00 \text{ m} - 672,00 \text{ m} = 37 \text{ m}$$

$$P_{max} = Q \cdot h \cdot 9,81 \text{ m/s}^2 = 250,00 \text{ l/s} \cdot 37 \text{ m} \cdot 9,81 \text{ m/s}^2 = 90,74 \text{ kW}$$

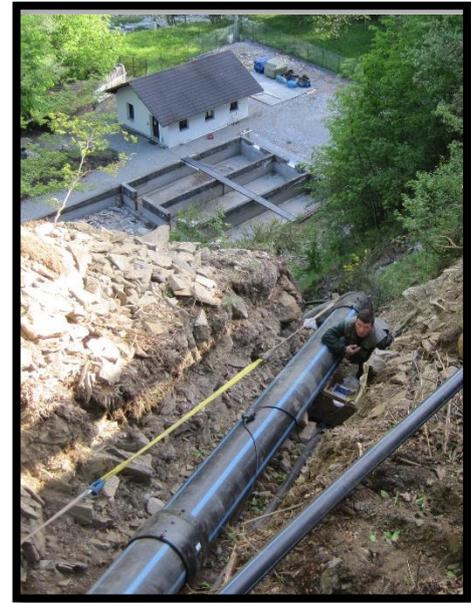


Fig: gruppo idroelettrico basato su turbina Francis e condotta in PEAD impianto "Antoliva 2"



10.5 POSSIBILI ULTERIORI INTERVENTI DI EFFICIENTAMENTO ENERGETICO E RIDUZIONE DELL'IMPATTO AMBIENTALE

Considerando la situazione attuale degli impianti, gli interventi potenziali che si potrebbero ancora realizzare sono:

- costruzione di una scaletta per pesci in corrispondenza della traversa di monte (fig. a destra), dal quale fare defluire la portata relativa al dmv, in corrispondenza della vasca di carico dell'impianto, in modo da ridurre l'impatto sull'ecosistema del corpo idrico.



- Rivestimento della traversa e dell'opera di presa in pietra, per ridurre al minimo l'impatto paesaggistico generato dalle costruzioni.
- Interramento della rete elettrica per l'allacciamento a quella nazionale.
- Sostituzione della condotta in acciaio che collega la vasca di carico all'impianto "Antoliva 1". La motivazione di questa scelta risiede nel fatto che le perdite di carico registrate nelle condotte, in particolare quando la centrale funziona a pieno

carico ($Q=250$ l/s), sono assai elevate ($H=50$ m rispetto a $272,30$ m di dislivello, costituisce il 18,4%). Le perdite di carico risultano così abbondanti sia perché le tubazioni sono relativamente anziane sia perché il diametro nominale (300 e 350) risulta troppo esiguo per supportare portate di 250 l/s; in corrispondenza di tali valori la velocità in condotta aumenta eccessivamente e così anche le perdite di carico. Inoltre con l'innalzamento eccessivo della velocità, si intensificano le pressioni su valvole e giunzioni, con maggiore rischio di rotture e/o perdite.

Sostituendo quindi la condotta esistente con una condotta a DN maggiore (ex: DN 400, allineandosi alla condotta "Antoliva 2") si potranno ridurre le perdite di carico e quindi si potenzierà il rendimento dell'impianto. Il valore del DN della nuova condotta dovrà essere calcolato tenendo conto non solo della riduzione delle perdite di carico ma anche del fatto che i costi di tubazioni a DN maggiori crescono sensibilmente e del fatto che la velocità dell'acqua non deve scendere oltre certi limiti. In caso di sostituzione della condotta l'ideale sarebbe interrirla completamente per evitare l'impatto visivo e sulla mobilità della fauna.

11.CONCLUSIONI

Alla luce delle considerazioni effettuate sin d'ora, le future innovazioni in ambito idroelettrico dovrebbero essere rivolte soprattutto ad interventi di ammodernamento degli impianti già esistenti, mirando ad un efficientamento energetico che non implichi un ulteriore sfruttamento delle risorse naturali e al contempo alla riduzione dell'impatto ambientale sul territorio. Solo in questo modo sarà reso possibile il mantenimento del parco idroelettrico italiano dando nuova linfa ad una tecnologia in grado di competere con le fonti fossili termoelettriche, migliorando i rendimenti e allo stesso tempo riducendo gli impatti ambientali. Come già discusso, non è consigliabile investire in nuovi impianti soprattutto di rilevante portata, per scarsa disponibilità di potenziale ulteriore di sfruttamento e per necessità di tutela delle risorse naturali. Le nuove concessioni, anche per impianti di modeste dimensioni, dovrebbero essere rilasciate esclusivamente agli impianti che realmente dimostrano di poter ridurre al minimo il proprio impatto ambientale; lo stesso dovrebbe valere per gli incentivi statali, che oggi in Italia premiano principalmente il nuovo mini e micro idroelettrico.

Anche il rinnovo delle concessioni esistenti dovrebbe essere attentamente valutato e garantito esclusivamente a quegli impianti che attuano interventi per la riduzione del proprio impatto ambientale, incentivando così i proprietari delle società idroelettriche non solo a rendere più efficienti le proprie centrali, ma anche a renderle più solidali con l'ambiente (sebbene questo, forse, non comporti un immediato ritorno economico alle loro tasche).

Con uno sguardo al futuro, possibilmente non troppo lontano, la ricerca scientifica dovrebbe concentrarsi principalmente su fonti di energia rinnovabile diverse dall'idroelettrico, per esempio quella solare, ove la tecnologia contemporanea offre ancora ampi margini di innovazione e sviluppo e il potenziale di sfruttamento è ancora immenso.

E, nel momento in cui potremo godere di una produzione energetica che, a livello nazionale, sarà garantita per la totalità (o quasi) da fonti rinnovabili, si potrebbe pensare ad un possibile smantellamento degli impianti idroelettrici esistenti una volta terminate le concessioni, partendo, per esempio dagli impianti più anziani, più imponenti e più impattanti dal punto di vista paesaggistico e ambientale.

BIBLIOGRAFIA E SITOGRAFIA

<http://www.arpa.veneto.it/temi-ambientali/energia/le-fonti-energetiche-rinnovabili-1/energia-idroelettrica>

<http://www.vettorelloenergy.it/turbina-idraulica/turbine-a-coclea.html>

<http://www.regione.piemonte.it/ambiente/acqua/dwd/usoAcquePubbliche/LineeGuidaDMV16maggio2006.pdf>

http://vfs.provincia.cuneo.it/_allegati/2013/07/08-D.2.1.pdf

http://www.igmi.org/prodotti/dati_numerici/dati_matrix.php

https://www.arpa.piemonte.gov.it/rischinaturali/accesso-ai-dati/annali_meteoidrologici/annali-meteo-idro/banca-dati-idrologica.html banca dati idrologica

<http://www.gse.it>

Pdf: “Lo sviluppo dell’energia idroelettrica in Italia” di Ruggeri e Adami

Slides: “Energia idroelettrica” di Ing. Giacomo Cenni

Slides “Energia idroelettrica” di Prof. Ing. Graniglia

Slides “Lucidi di lezione” di Geologia Ambientale, Prof. De Amicis Mattia

Seminario “Idroelettrico: risorsa per il territorio?” di Ing. Proverbio Mauro

Materiale didattico “Webidra” Unipv