

Politecnico di Milano

Corso di Laurea in Ingegneria Gestionale

ANALISI ECONOMICA DI UN IMPIANTO IDROELETTRICO



736416 Nicola Negri

Anno accademico 2009 / 2010

Relatore: Prof. Giancarlo Giudici

Correlatore: ing. Fulvio Ghisla

INDICE

1. INTRODUZIONE.....	6
2. L'IDROELETTRICO.....	8
2.1 La storia e il Protocollo di Kyoto.....	8
2.2 L'energia idroelettrica e le altre fonti rinnovabili.....	10
2.2.1 Analisi generale a livello mondiale e italiano.....	10
2.2.2 Confronto tra le fonti rinnovabili.....	13
2.3 Principio di funzionamento e composizione di una centrale idroelettrica.....	17
2.4 Tipologia di impianti idroelettrici.....	20
3. IL MINI IDROELETTRICO.....	25
3.1 Condizioni generali.....	25
3.2 Classificazione del mini idroelettrico.....	27
4. CONCETTI BASE PER UNA VALUTAZIONE ECONOMICA: ASPETTI TECNICI.....	31
4.1 La turbina idraulica: principio di funzionamento.....	32
4.1.1 Principali tipologie di turbine idrauliche.....	33
4.1.1.1 Turbine idrauliche ad azione.....	33
4.1.1.2 Turbine idrauliche a reazione.....	38
4.1.2 Criteri di scelta delle turbine.....	42
4.2 Il moltiplicatore di velocità: descrizione generale.....	48
4.2.1 Principali tipologie.....	49
4.3 Il generatore: principali tipologie.....	50
4.4 Quadri di controllo.....	52

5. CONCETTI BASE PER UNA VALUTAZIONE ECONOMICA: ASPETTI IDRAULICI.....	55
5.1 La diga.....	56
5.2 Le traverse e gli sfioratori.....	57
5.3 I dissipatori di energia.....	59
5.4 Le opere di presa.....	60
5.4.1 Principali tipologie.....	61
5.5 La condotta forzata.....	63
5.6 Il canale di restituzione.....	64
6. CONCETTI BASE PER UNA VALUTAZIONE ECONOMICA: ASPETTI NORMATIVI.....	66
6.1 La concessione.....	67
6.2 I vari tipi di valutazione.....	68
6.3 Il decreto amministrativo.....	70
6.4 Il deflusso minimo vitale.....	70
6.5 Gli incentivi: i Certificati Verdi.....	71
6.6 Gli incentivi: la Tariffa Onnicomprensiva.....	72
6.7 Il ritiro dedicato.....	74
6.8 Lo scambio sul posto.....	75
7. VALUTAZIONE ECONOMICA DI UN IMPIANTO IDROELETTRICO.....	77
7.1 Analisi dei costi.....	77
7.1.1 Costo opere idrauliche e civili.....	78
7.1.2 Costo apparecchiatura elettromeccanica.....	79
7.1.3 Costo opere di connessione elettrica.....	80
7.1.4 Autorizzazione.....	80
7.1.5 Altri costi.....	80
7.2 Analisi dei ricavi.....	82
7.2.1 Vendita da incentivi statali.....	82
7.2.2 Vendita da energia elettrica.....	83

7.3 Fattibilità economica.....	85
7.3.1 Metodi statici.....	85
7.3.2 Metodi dinamici.....	86
7.4 Altri strumenti.....	91
8. CONCLUSIONE.....	93
BIBLIOGRAFIA.....	95

RINGRAZIAMENTI

Per la possibilità concessa si desidera ringraziare Giancarlo Giudici, professore del Politecnico di Milano. Per la costante disponibilità, per il continuo sostegno e per i preziosi suggerimenti Fulvio Ghisla, neolaureato presso la nostra università. In merito al materiale fornito l'ingegner Celso Penche per avere scritto il manuale "giuda all'idroelettrico minore". Infine per il supporto e per la gentile consulenza si ringrazia la neo società Enerca srl.

Capitolo 1

INTRODUZIONE

Nell'ultimo decennio, a causa dell'aumento del costo delle risorse non rinnovabili e della maggior sensibilità verso le problematiche ambientali, la produzione di energia da fonti alternative ed eco-compatibili è divenuto argomento di acceso dibattito: negli ultimi vent'anni è stata posta l'attenzione sulla salvaguardia del pianeta. Il fabbisogno energetico è cresciuto considerevolmente trainato dallo sviluppo asiatico. Si pensi ad esempio al fatto che lo sviluppo di un elettrodomestico in Cina non solo richiede energia per essere realizzato, ma ne consumerà durante tutto il suo ciclo di vita. Le fonti fossili, che hanno di fatto dettato le regole degli sviluppi economici della seconda metà del secolo scorso, non sono più l'alternativa vincente (sebbene economicamente sia ancora il modo più vantaggioso per la produzione di energia), soprattutto in un'ottica di medio-lungo termine. La più gettonata delle fonti rinnovabili in Italia, che tratteremo in questo elaborato, riguarda il settore idroelettrico: capiremo perché sia al momento quella più efficiente ed economica. In particolare l'attenzione viene riposta sul mini idroelettrico che, come si vedrà, è il sottosegmento che è maggiormente cresciuto negli ultimi anni e che prospetta migliori opportunità di sviluppo nel medio termine. Questa fonte energetica presenta indiscutibili vantaggi, quali la produzione di energia senza emissioni inquinanti nell'ambiente, l'impatto ambientale praticamente nullo, la possibilità di sfruttamento degli introiti derivanti dalle sovvenzioni statali come i Certificati Verdi e la Tariffa Onnicomprensiva ed, infine, investimenti e costi di manutenzione contenuti. Proprio su questo si baserà il fine di questa discussione: la *valutazione economica di un impianto idroelettrico*.

Cominceremo col trattare tale fonte rinnovabile in generale nelle sue caratteristiche, composizione e tipi di impianti per poi passare a definire bene il mini idroelettrico. Nell'affrontare la valutazione economica è emersa la necessità di rispondere a determinati interrogativi riguardanti:

- basi tecniche e idrauliche inerenti ai componenti di una centrale idroelettrica;
- quadro normativo trattante la principale terminologia del settore e i principali incentivi.

Capitolo 2

L'IDROELETTRICO

In questo capitolo spiegheremo l' idroelettrico nel suo complesso partendo dalla sua storia fino ad arrivare a confrontare tale fonte rinnovabile con le altre utilizzate; continueremo soffermandoci su quali siano i principali componenti di una centrale idroelettrica ed infine sottolineeremo i principali tipi di impianti esistenti.

2.1 LA STORIA E IL PROTOCOLLO DI KYOTO

La prima diga a noi nota fu costruita verso il 4000 a.C. in Egitto, allo scopo di deviare il corso del Nilo ed edificare la città di Menfi sui terreni sottratti alle acque. Molte antiche dighe in terra, tra cui quelle costruite dai babilonesi, facevano parte di complessi sistemi di irrigazione che trasformavano regioni improduttive in fertili pianure. L'esigenza di trovare una energia diversa da quella muscolare degli uomini e degli animali portò, tra il IX e X secolo, ad un consistente sviluppo tecnico delle macchine idrauliche. Inizialmente utilizzate per far girare le macchine, trasformavano l'energia cinetica dello scorrere dell'acqua in energia meccanica, mediante ruote a pale immerse per metà nel fiume. Con lo stesso principio poi la ruota idraulica servì per azionare macchine per segherie, mantici, magli per le fucine, frantoi per olio, per minerali e per polvere da sparo, ecc. Quindi un progresso tecnico di enormi proporzioni si evolvse alla fine dell'Ottocento nella Seconda Rivoluzione Industriale avvenuta in Europa e poi nel resto del mondo, in seguito all'evoluzione della ruota idraulica in turbina, ovvero di una macchina motrice costruita da una ruota a pale imperniata su un asse, all'inizio grossolane e schematiche, che dalla prima metà del Novecento divennero sempre più perfezionate ed efficienti. Dagli anni '50 e '60 però, la concorrenza dei combustibili fossili per la produzione di energia causò il declino della tecnologia. Solo a metà degli anni '70, per l'aumento del prezzo del greggio, l'idroelettrico tornò competitivo in termini di costo di produzione. Questa seconda fase di sviluppo permise la saturazione di quasi tutti i bacini di grande salto

e/o portata, provocando una nuova perdita di interesse nei confronti di tale tecnologia.

Dal 2000, grazie ai progressi tecnologici che consentirono maggiori rendimenti e minori costi di produzione e soprattutto grazie agli incentivi messi in campo dall'Unione Europea, l'idroelettrico trovò un nuovo spiraglio grazie all'installazione di centrali di piccole dimensioni (mini idroelettrico) con potenza generalmente inferiore ai 10 MW.

Ora l'esigenza di trovare un'alternativa ai combustibili fossili e al nucleare deve guardare a questa fonte energetica con rinnovato interesse e concretezza.

Il XX° secolo verrà ricordato nella storia come momento della consapevolezza globale in materia di inquinamento e cambiamenti climatici; nel 1997, infatti, e precisamente l'11 dicembre, più di 160 Paesi in occasione della Conferenza COP3 della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (UNFCCC) si riunirono in Giappone per sottoscrivere un trattato internazionale in materia ambientale riguardante il riscaldamento globale: il *protocollo di Kyōto*. Tale Protocollo tratta di problemi che investono la totalità dei settori delle attività umane, quindi il settore energetico, i processi industriali, l'utilizzo di solventi, l'agricoltura, la gestione dei rifiuti e molto altro.

Il Protocollo è diviso in 28 articoli che essenzialmente disciplinano l'obbligo per i Paesi industrializzati di ridurre le emissioni di gas serra. Obiettivo principale è la riduzione media del 5% dei livelli di emissione del 1990, considerato come anno base, nel periodo tra il 2008 ed il 2012.

Per i Paesi più industrializzati e sviluppati, fra cui l'Unione Europea, è prevista una riduzione maggiore pari all'8%. Per altri Paesi, considerati in via di sviluppo, sono fissati limiti meno rigidi. In particolare la riduzione riguarda sei gas serra: Biossido di carbonio (CO₂); metano (CH₄); protossido di azoto (N₂O); idrofluorocarburi (HFC); perfluorocarburi (PFC); esafluoro di zolfo (SF₆).

Come suggerisce il Trattato di Kyoto, la riduzione delle emissioni e dei consumi energetici può avvenire fondamentalmente in due modi:

- Riduzione del consumo di energia fossile;
- Sostituzione con la produzione derivante dalle energie rinnovabili.

Per quanto concerne la riduzione dei combustibili fossili, molti ritengono che sia un'operazione destinata a rimanere un'utopia: infatti, con la crescita economica e le cifre che indicano gli aumenti del PIL di Paesi come Cina ed India, è intuitivo ritenere che la domanda sia destinata inevitabilmente a crescere. Addirittura, secondo il rapporto ENEA 2005, la tendenza del consumo nazionale di combustibili fossili per il futuro è in aumento di oltre il 2% all'anno.

Sull'energia rinnovabile, invece, ci sarebbe molto da dire, e forse neanche basterebbe. Sintetizzando la situazione allo stato italiano, i dati ENEA 2005 mostrano un contributo dell'energia rinnovabile endogena pari all' 8.3% del consumo complessivo e deriva in gran parte dalla produzione idro - geotermoelettrica (5.5%), mentre le NFER (Nuove Fonti Energia Rinnovabile) contribuiscono per l'1.3%.

2.2 L'ENERGIA IDROELETTRICA E LE ALTRE FONTI RINNOVABILI

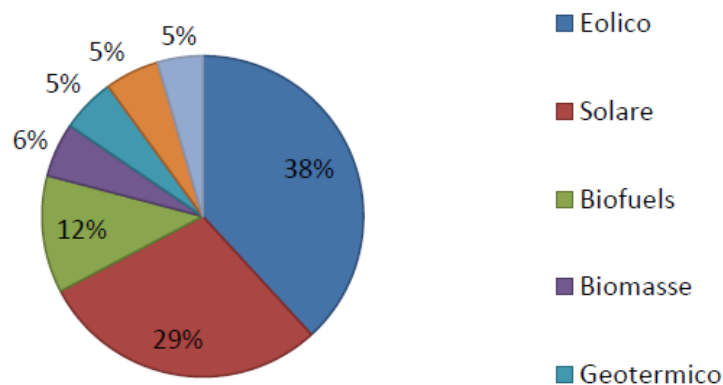
Prima di effettuare un confronto tra l'energia idroelettrica e le altre fonti rinnovabili ci soffermeremo su un'analisi generale inerente al quadro globale dell'utilizzo di tali fonti e una visione di esse inerente all'Italia.

2.2.1 ANALISI GENERALE A LIVELLO MONDIALE ED ITALIANO

Con l'avvicinarsi delle scadenze relative ai target nazionali (2010) ed al pacchetto clima energia approvato dalla UE, (entro il 2020 riduzione del 20% delle emissioni di gas serra ed aumento del 20% della quota delle energie rinnovabili nel consumo energetico) si è registrato un aumento considerevole a livello globale per quanto riguarda gli investimenti pubblici e privati nel mercato delle rinnovabili: se ci basiamo sui dati del 2008, è avvenuto un aumento pari al 15% rispetto al 2007 e

quasi del 100% se si considera l'anno 2006, attestandosi sui 120 miliardi di \$: tutto questo nonostante la crisi globale che ha colpito diversi settori dell'economia.

Investimenti nel mercato delle rinnovabili



Come si vede dalla figura precedente il 38% degli investimenti mondiali riguarda il mercato eolico, grazie anche al notevole aumento degli impegni in tale mercato degli Stati Uniti. Il 29% è relativo al mercato del solare seguito da biofuels (12%), biomasse (6%) e geotermico (5%), solare per il riscaldamento dell'acqua (5%) e mini idroelettrico (5%).

Il 2008 è stato un anno storico per quanto riguarda le energie rinnovabili e diversi target fissati per il 2010 sono già stati raggiunti e superati in tale anno. Ad esempio la Cina ha raggiunto i 10 GW di potenza eolica installata e la Spagna è diventata leader mondiale per quanto riguarda il fotovoltaico con 2,6 GW installati raggiungendo prematuramente l'obiettivo prefissato.

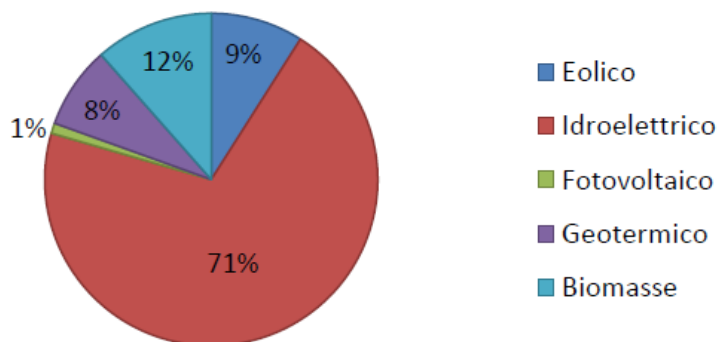
Se vogliamo soffermarci sul settore del mini idroelettrico possiamo affermare che esso ha un basso livello degli investimenti relativo al fatto che tale tecnologia vanta un costo €/KW minore rispetto al resto delle fonti rinnovabili: quindi a fronte di una

nuova potenza installata (8 GW), necessità di minore quantità di danaro, esattamente il contrario di quanto accade per il fotovoltaico.

Infatti, se calcoliamo il valore degli investimenti per ogni nuovo kW installato, otteniamo la seguente situazione: come accennato il mini idroelettrico ha il costo più basso (70,59 €/kW) a discapito del solare termico (12000 €/kW).

Energia Rinnovabile	Investimenti al kW
Wind power	€ 376,86
Small hydropower	€ 70,59
Biomass power	€ 138,46
Solar photovoltaic-grid	€ 2.676,92
Geothermal power	€ 600,00
Solar thermal power	€ 12.000,00

Per quanto riguarda esclusivamente la produzione di energia da fonti rinnovabili in Italia la situazione è diversa: il 71% dell'energia viene prodotta sfruttando la tecnologia dell'idroelettrico da apporti naturali. A differenza di quanto accade a livello mondiale, segue la produzione termica da biomasse e rifiuti con un 12%, il geotermico (8%), l'eolico (9%) ed il solare (1%). Si può quindi affermare che l'idroelettrico sia in Italia la principale fonte rinnovabile per produzione di energia elettrica.



2.2.2 CONFRONTO TRA LE FONTI RINNOVABILI

Vogliamo ora confrontare l'idroelettrico con le altre tipologie di energia rinnovabile: prendiamo in considerazione l'eolico, l'idroelettrico, il fotovoltaico, il geotermico e le biomasse.

Possiamo mirare a quattro principali di modalità di confronto:

- Maggiore contributo relativo al raggiungimento dell'obiettivo del 20% di energia prodotta da fonti rinnovabili sulla produzione totale;
- Miglior EROEI (Energy Returned on Energy Invested);
- Maggiore convenienza economica;
- Maturità tecnologica.

Per quanto riguarda il primo punto possiamo confermare che l'idroelettrico, come abbiamo accennato nel paragrafo precedente, si trova al primo posto per la produzione di energia e quindi da il maggior contributo per il raggiungimento dei target del 2020. Infatti la situazione nel nostro Paese è riportata in tabella:

Produzione da rinnovabili in Italia (GWh)	2009	2008	Diff. '08 - '09	%	Contributo % '09	Contributo % '08
Eolico	6.087	4.861	1.226	25%	9,0%	8,14%
Idroelettrico	47.534	41.623	5.911	14%	70,5%	69,70%
Fotovoltaico	750	193	557	289%	1,1%	0,32%
Geotermico	5.347	5.521	-174	-3%	7,9%	9,24%
Biomasse	7.740	7.523	217	3%	11,5%	12,60%
Produzione Totale	67.458	59.721	7.737	13%	-	-

Possiamo notare che a fronte di un aumento del 13% della produzione di energia a livello nazionale, ci sia una diversa ripartizione delle singole tecnologie: abbiamo un grande aumento per quanto riguarda idroelettrico, eolico e fotovoltaico; mentre bassa è l'evoluzione delle biomasse e del geotermico: quest' ultimo è caratterizzato da una crescita pressoché nulla della potenza installata. L'aumento del tasso di crescita conferma l'idroelettrico al primo posto con una potenza installata di +5911 GWh, seguita dall' eolico (+1226 GWh): queste sono le tecnologie principali su cui puntare

per una pianificazione nazionale su larga scala di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Per quanto riguarda il secondo punto si è scelto di operare utilizzando un indicatore che valutasse la convenienza della produzione di una determinata tecnologia: questo indicatore viene definito EROEI (Energy Returned on Energy Invested), ovvero è il rapporto tra l'energia necessaria a produrre un determinato impianto e l'energia prodotta da quest'ultimo nell'arco della sua vita utile e quindi indica la convenienza energetica di un sistema per la produzione di energia.

Il calcolo dell'EROEI è molto complesso ed è possibile trovare differenti valori attribuibili alle diverse tecnologie quindi forniamo dei range di valori relativi alle singole tecnologie.

Fonte Rinnovabile	EROEI
Eolico	5-80
Idroelettrico	50-250
Fotovoltaico	4-25
Geotermico	2-13
Biomasse	3-27

Se abbiamo un EROEI inferiore a 1 si tratta di una perdita netta di energia e cioè equiparabile ad un investimento non accettabile.

Un investimento energetico, come ad esempio la costruzione di un impianto, è giustificato soltanto se l'energia che viene prodotta durante la sua vita attiva è superiore a quella che è stata necessaria per costruirlo.

Come si può vedere dalla tabella precedente, l'idroelettrico si rivela per la seconda volta la più conveniente come tecnologia di primo piano per uno sviluppo efficace ed efficiente di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Come terza tipologia di posizionamento delle fonti rinnovabili si ritiene opportuno considerare la loro convenienza economica e la relativa attrattività d'investimento.

Consideriamo quindi il costo al kWh dell'energia prodotta e la disponibilità della risorsa primaria, considerata come ore di funzionamento dell'impianto, la quale influisce sulla produzione di energia e di conseguenza sul ricavo totale dell'impianto scelto.

Il ricavo complessivo di un impianto consiste nel valore dell'energia venduta al gestore della rete. La seguente tabella ci da un'idea della convenienza economica della diverse fonti rinnovabili.

Fonte Rinnovabile	CkWh (cent €)	Disponibilità (h anno)
Eolico	9-16	1580
Idroelettrico	1,5-2	3500
Fotovoltaico	22-45	700
Geotermico	5-10	6000
Biomasse	7-10	-

Come si può vedere l'eolico non permette un elevato numero di ore di utilizzazione ed ancor peggio è il fotovoltaico che, a parità di potenza installata, garantisce una produzione di energia inferiore anche a causa di un basso rendimento dei singoli pannelli.

Per la terza volta la tecnologia idroelettrica risulta essere la migliore anche in termini di convenienza economica; il tempo di funzionamento, però, dipende in parte dalla tipologia d'impianto preso in considerazione (a bacino, ad acqua fluente ecc.). Possiamo però stimare la media di ore di funzionamento annuale della totalità degli impianti, che risulta pari a 3.500 h.

Mettendosi nei panni di un ipotetico investitore si può affermare che l'idroelettrico sia la scelta più ottimale per massimizzare il ritorno economico nel medio-breve periodo.

Come quarto e ultimo punto si può trattare la maturità tecnologica di ciascun impianto, in particolare per quanto riguarda il fotovoltaico, l'eolico e l'idroelettrico.

Il primo è caratterizzato da una tecnologia ancora in fase di sviluppo: infatti con l'avvento del "nuovo fotovoltaico" si stanno ricercando soluzioni tecnologiche che non dipendano dal silicio come materia prima e che garantiscano un rendimento superiore ai vecchi pannelli solari.

L'eolico invece, possiamo considerarla una tecnologia avviata verso la maturità, con l'eccezione di particolari studi finalizzati alla realizzazione di nuovi impianti offshore o impianti "aerei" che non necessitano di un ancoraggio a terra della girante e che quindi possano sfruttare le forti correnti presenti alle alte quote.

Per quanto riguarda la tecnologia idroelettrica, il settore è ormai maturo ed utilizzato da più di un secolo nel campo energetico: scarseggiano i luoghi dove poter costruire grandi centrali e le possibilità di miglioramento sono minime.

Quindi per concludere questa analisi al fine di poter sviluppare una strategia di pianificazione energetica che sia efficace ed efficiente e che possa portare al raggiungimento dei target fissati dall'unione europea, le tecnologie idroelettriche ed eoliche risultano le migliori dato che sono le più affidabili, mature ed economiche; al fine di avere un futuro sostenibile in campo energetico bisognerebbe investire in tali tecnologie.

2.3 PRINCIPIO DI FUNZIONAMENTO E COMPOSIZIONE DI UNA CENTRALE IDROELETTRICA

Prima abbiamo parlato in generale di un impianto idroelettrico, ora andiamo ad analizzarlo più nel dettaglio specificandone il funzionamento e gli elementi da cui è composto.

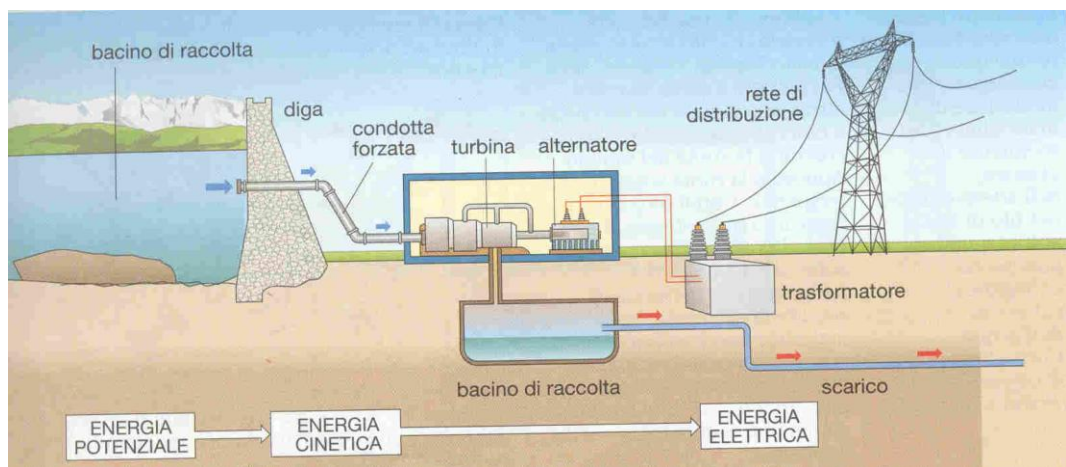
L'energia elettrica viene prodotta in appositi stabilimenti che prendono il nome di centrali elettriche. Le *centrali idroelettriche* usano l'acqua come materia prima: occorre naturalmente averne sempre a disposizione perché la centrale possa funzionare in ogni momento. Per realizzare tale centrale viene costruita una diga per sbarrare la valle in cui scorre il fiume. Le acque non potendo più proseguire il loro corso formano un lago artificiale. Da questo è facile prendere l'acqua anche quando il fiume è in magra, cioè ne ha poca, o addirittura quando è in secca: privo d'acqua. Un canale a lieve pendenza conduce l'acqua spillata alla base della diga, in un punto più avanzato che viene chiamato vasca di raccolta. Da questa, l'acqua viene inviata alla centrale idroelettrica per mezzo di grosse tubature, dette condotte forzate: si chiamano così perché hanno una fortissima pendenza e forzano l'acqua, cioè la costringono a scendere a grande velocità. Arrivata alla centrale, l'acqua inizia a "lavorare". Questo suo lavoro sarà capace di produrre l'energia elettrica.

Nella centrale l'acqua mette in azione una macchina che si chiama turbina, che è costituita da una grossa ruota metallica alla quale sono unite numerose pale, anch'esse del medesimo materiale. L'acqua, uscendo dalle condotte forzate con grande impeto, è proiettata sulle pale e permette la rotazione della ruota.

Dispositivi speciali sono in grado di far uscire una maggiore o minore quantità d'acqua dalla condotta forzata e, di conseguenza, di far girare più o meno rapidamente la ruota della turbina. Essa è collegata a sua volta con un'altra macchina, l'alternatore, la quale viene messa in movimento e trasforma in energia elettrica l'energia meccanica della turbina: possiamo dunque dire che l'alternatore è la macchina che produce energia elettrica.

A questo punto si presenta il problema di trasportare l'energia dalla centrale ai punti dove verrà poi utilizzata. Prima di essere convogliata nelle linee di trasmissione che

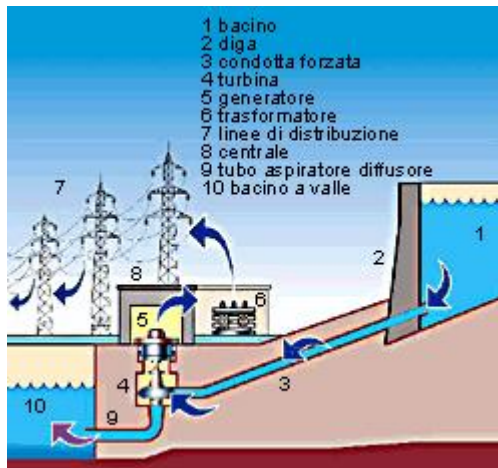
la trasporteranno ai luoghi di utilizzazione, la corrente elettrica passa attraverso uno speciale apparecchio, che prende il nome di trasformatore. Esso abbassa l'intensità della corrente prodotta dall'alternatore, elevandone però la tensione a migliaia di Volts. Giunta sul luogo di impiego, prima di essere utilizzata, la corrente passa di nuovo in un trasformatore che questa volta, alza l'intensità ed abbassa la tensione così da renderla adatta agli usi domestici.



Una volta spiegato il principio di funzionamento di un impianto idroelettrico andiamo a descrivere la serie di elementi che consentono la trasformazione dell'energia potenziale dell'acqua in energia cinetica e quindi in energia elettrica.

La potenza elettrica che un impianto di questo tipo è in grado di erogare dipende da:

- il salto compiuto dall'acqua, determinato dal dislivello in metri tra la quota cui è disponibile la risorsa idrica svasata e il livello cui la stessa viene restituita dopo il passaggio in turbina;
- la portata, ovvero la massa d'acqua, per unità di tempo, che fluisce attraverso la turbina: viene misurata in metri cubi al secondo. Mentre il salto è definito e fisso, la portata, negli impianti ad acqua fluente, è un parametro variabile.



Gli impianti idroelettrici di taglia limitata sono generalmente formati dai seguenti componenti:

- opere di sbarramento (dighe o traverse di altezza contenuta) con cui viene intercettato il corso d'acqua e innalzato il livello al fine di rendere possibile il prelievo;
- opere di presa e derivazione, poste a monte della turbina, mediante le quali l'acqua viene prelevata e trasportata alla centrale. Al punto di presa vengono installati dispositivi di filtraggio atti a trattenere le impurità e a salvaguardare la turbina. Il trasporto dell'acqua dal punto di prelievo alla turbina può avvenire o mediante condotta forzata in pressione o con canale aperto;
- centrale che ospita i macchinari che producono l'energia elettrica, ovvero:
 - la turbina idraulica (che trasforma l'energia potenziale e/o cinetica dell'acqua in energia meccanica) e l'eventuale moltiplicatore di giri (necessario quando la velocità di rotazione della turbina è insufficiente ai valori richiesti per il funzionamento del generatore). Esistono turbine ad azione (Pelton, Turgo, Banki) che, per generare il movimento della girante, sfruttano solo la velocità dell'acqua e turbine a reazione (Francis, Kaplan, turbine ad elica, turbina a bulbo, ecc.) che invece sviluppano energia dall'azione combinata della pressione e del movimento dell'acqua;

- il generatore (trasforma l'energia meccanica di rotazione prodotta dalla turbina in energia elettrica), solitamente costituito da un generatore a corrente alternata a trifase;
 - le apparecchiature di protezione, comando e controllo le quali permettono un controllo dell'impianto in tempo remoto eliminando la supervisione di un addetto;
- sistemi per la connessione alla rete elettrica e quindi il trasformatore che innalza la tensione in uscita dal generatore;
 - opere di scarico dell'acqua (canale a pelo libero o condotta in pressione) con cui viene restituita al corso d'acqua la portata utilizzata.

Negli impianti isolati dalla rete elettrica è necessario prevedere tra i vari componenti del sistema, al fine di evitare che esso vada in corto, anche delle apparecchiature (solitamente costituite da resistenze a raffreddamento con acqua o aria) con cui dissipare l'energia elettrica prodotta ma non utilizzata.

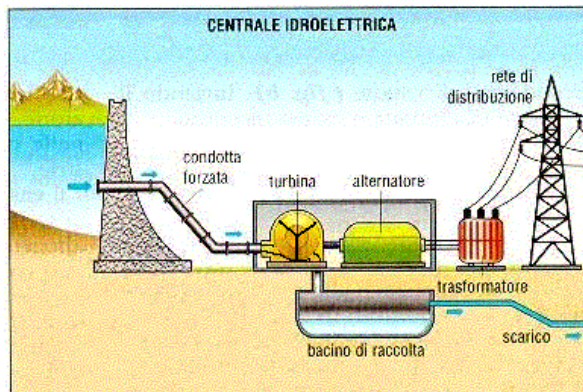
Nel caso invece di impianti di potenza estremamente ridotta (2-3 kW) la turbina può alloggiare direttamente all'interno del corso d'acqua, non richiedendo così la realizzazione di tutte le opere civili che servono per gli impianti di potenza superiore. Grazie alla semplicità delle centrali di piccola taglia è possibile ricorrere a sistemi automatizzati di gestione e sistemi di tele-controllo con cui si può sostituire la presenza permanente di personale.

2.4 TIPOLOGIA DI IMPIANTI IDROELETTRICI

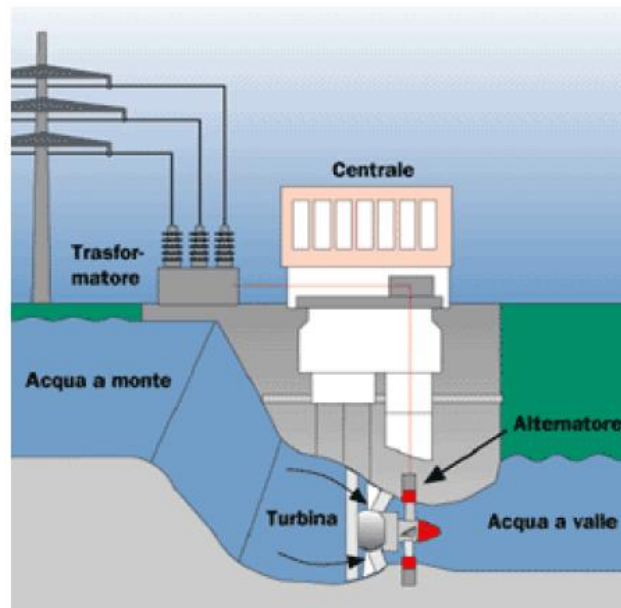
Le centrali idroelettriche hanno la peculiarità di poter essere attivate e disattivate in pochi minuti con l'immediata apertura delle saracinesche idrauliche, dando quindi la possibilità di coprire facilmente gli improvvisi picchi di richiesta che si possono verificare. Non sono molti i tipi di centrali che l'impianto idroelettrico può offrire; possiamo trovare a seconda della diversa tipologia:

- Impianti a bacino o serbatoio;
- Impianti a pompaggio;
- Impianti ad acqua fluente;
- Impianti inseriti in condotta idrica.

Le *centrali idroelettriche a bacino o serbatoio* sfruttano il dislivello tra un lago artificiale con afflusso naturale e una centrale posta più a valle. L'acqua scorre attraverso condotte forzate o gallerie fino alle turbine nella centrale idroelettrica a valle. Tali centrali vengono impiegate per coprire i periodi di punta, nei momenti di maggior fabbisogno energetico. Esse sono gli impianti più utilizzati per la produzione di grandi potenze, superiori ai 10 MW. Presentano un forte impatto ambientale a causa delle mastodontiche opere ingegneristiche necessarie e alla dimensione degli invasi. Un esempio di centrale a serbatoio è l'impianto idroelettrico Hydros di Lasa/Martello.



Le *centrali idroelettriche a pompaggio*, invece, convogliano l'acqua in un bacino, solitamente artificiale, posto a monte. Di norma ciò avviene nelle ore notturne, in modo da poter sfruttare la capacità elettrica in momenti in cui il fabbisogno energetico è ridotto. Nel momento in cui esso aumenta, l'acqua scorre dal

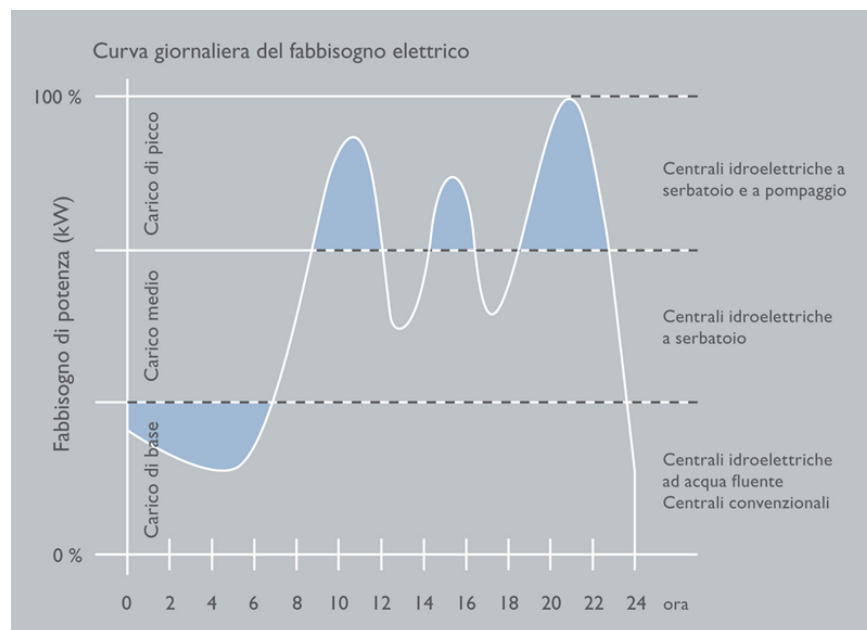


Per quanto riguarda gli *impianti inseriti in condotta ibrida* si tratta infatti di piccoli impianti idroelettrici inseriti in canali o in condotti utilizzati per l'approvvigionamento idrico: sono in via di sviluppo dato che da poco sono stati sperimentati.

Per concludere questo paragrafo distinguiamo ulteriormente le principali tipologie di impianto descritte in base al fabbisogno elettrico giornaliero.

Il consumo giornaliero di energia elettrica presenta dei picchi e dei periodi in cui esso è relativamente ridotto. Il cosiddetto “carico di base” copre il fabbisogno energetico di base. L'energia destinata a coprire tale fabbisogno viene prodotta dalle centrali idroelettriche ad acqua fluente, il cui funzionamento è in pratica continuo. Il fabbisogno di energia elettrica cresce durante il giorno, assestandosi nelle ore tra le 6 e le ore 24 principalmente nella zona di “carico medio”. Le centrali idroelettriche a serbatoio possono essere bloccate e fatte lavorare per coprire questo tipo di consumo. I picchi di carico sono caratterizzati da brevi ma consistenti richieste di energia nella rete che si verificano durante l'arco della giornata. L'energia necessaria per coprire

tali picchi viene fornita in modo particolare da centrali a serbatoio e a pompaggio. Diversi tipi di impianti idroelettrici possono non solo assolvere in modo flessibile a compiti differenti, ma anche sopperire ad un improvviso incremento della richiesta di energia elettrica nella rete. Un' immagine che sintetizza quello appena descritto è quella seguente.



Capitolo 3

IL MINI IDROELETTRICO

3.1 CONDIZIONI GENERALI

Non abbiamo ancora spiegato nel dettaglio il termine “*mini idroelettrico*” anche se è stato citato più volte nei capitoli precedenti: esso viene classificato in base alla potenza erogata dall’impianto.

Per mini idroelettrico si intende un piccolo impianto idroelettrico di potenza inferiore a 10 MW (in Italia la soglia è quella di 3MW anche se, facendo riferimento alla normativa italiana, è possibile identificare la potenza di 1 MW come valore discriminante poiché è quello massimo che consente di optare per la vantaggiosissima tariffa onnicomprensiva) in grado di produrre energia elettrica sfruttando un normale corso dell’acqua dei ruscelli. Questi infatti, possono rivelarsi un’ importante alternativa in termini di risparmio energetico, consentendo un grande taglio alla bolletta energetica per molte piccole comunità montane o extraurbane. Attualmente l’energia elettrica è prodotta con grandi dighe costruite soprattutto nel nord d’Italia. I grandi impianti idroelettrici hanno già sfruttato gran parte delle possibilità geomorfologiche presenti nel nostro Paese e non sembra possibile costruirne altri (come detto prima si ha raggiunto la maturità). L’idroelettrico è infatti una risorsa strettamente vincolata dalle caratteristiche del territorio e dei siti prescelti: qual’ora ci fossero bacini sfruttabili con grandi potenze, le opere civili avrebbero un impatto non trascurabile sul territorio e sulla vita del bacino stesso.

Diversamente il mini idroelettrico ha grandi potenzialità di investimento dato che quest’ultimo è molto contenuto: la realizzazione di tale impianto generalmente avviene su acqua fluente che non richiede la costruzione di opere particolarmente costose (come le grosse dighe); questo permette un veloce ritorno dell’investimento.

Contribuisce alla riduzione dell'effetto serra, e quindi beneficia dei certificati verdi per la produzione di energia da fonti rinnovabili



Qualsiasi impresa privata una volta ottenute le necessarie autorizzazioni può avviare un'attività legata allo sfruttamento di un piccolo corso d'acqua per trarre energia elettrica da rivendere all'operatore della rete nazionale. Il business dell'energia distribuita tramite il mini idroelettrico è simile a quello del fotovoltaico. In alcuni casi è possibile anche sfruttare corsi d'acqua "artificiali" per generare elettricità. In altre parole quei corsi d'acqua realizzati dall'uomo per fini agricoli, industriali o civili. Si pensi alle tubazioni degli acquedotti, ai canali di bonifica o irrigui ecc. L'installazione di un piccolo sistema a turbine collegato ad un alternatore potrebbe trasformare l'energia cinetica del movimento dell'acqua in energia elettrica da rivendere al gestore della rete o da utilizzare come consumo diretto. Un esempio di mini idroelettrico si può vedere nella seguente fotografia.



3.2 CLASSIFICAZIONE DEL MINI IDROELETTRICO

Gli impianti idroelettrici si differenziano in base alla potenza nominale della centrale, così come è stato stabilito dalla ESHA (European Small Hydro Association), al salto disponibile e alla portata utilizzata.

In funzione della potenza installata possiamo distinguere:

- Micro Impianti: Potenza < 100 kW;
- Mini Impianti: Potenza compresa tra i 100 ed i 1000 kW;
- Piccoli Impianti: Potenza compresa tra 1 e 10 MW;
- Grandi Impianti: Potenza > 10 MW (in Italia si considerano grandi impianti quelli con potenza superiore a 3 MW).

Per quanto riguarda il salto disponibile, gli impianti possono essere divisi in quattro diverse categorie:

- Altissima caduta: al di sopra di 1000 m;
- Alta caduta: 100 - 1000 m;
- Media caduta: 30 - 100 m;
- Bassa caduta: al di sotto di 30 m.

Infine se classifichiamo in base alla portata utilizzata:

- Grandissima portata: al di sopra di 1000 m³/s;
- Grande portata: 100 - 1000 m³/s;
- Media: 10 - 100 m³/s;
- Piccola: al di sotto di 10 m³/s.

Diversi studi, tra i quali uno dell'ENEA (1998), hanno ipotizzato la possibilità di realizzazione in Italia, entro il 2010, di 850 MW di impianti idraulici di piccola taglia.

Un impianto mini idroelettrico ha una modesta complessità costruttiva, di manutenzione e gestione, rispetto a impianti di taglia maggiore: le attuali tecnologie non richiedono la presenza di un custode fisso, ma di un operatore che saltuariamente verifichi la corretta funzionalità delle opere idrauliche (di presa e filtraggio) e di quelle elettromeccaniche (turbina-alternatore).

La gestione avviene in tempo remoto attraverso sistemi di comando e telecontrollo che consentono, mediante un pc, di ricevere dati e fornire comandi all'impianto. Per impianti di potenza oltre i 20 kW è necessaria la valutazione di impatto ambientale (VIA) rilasciata dalla regione; sempre per questi impianti si segue un particolare iter autorizzativo: il primo passo è la richiesta di Concessione per la derivazione delle acque a scopo idroelettrico e relativo Disciplinare, la cui domanda va inoltrata alla regione interessata attraverso l'Ufficio del Genio Civile, corredata dal progetto dell'impianto. Nel caso in cui l'impianto sia destinato in una zona a vincoli ambientali, una copia del progetto deve essere sottoposta alla Sovrintendenza per i beni ambientali, mentre una comunicazione di intenti deve essere presentata al Ministero delle Attività Produttive, al distributore elettrico locale e all'ufficio tecnico di finanza.

Qualora l'elettricità prodotta venga ceduta alla rete, si possono richiedere al Gestore dei Servizi Elettrici (GSE) la qualifica di Impianto Alimentato a fonti rinnovabili e generare così Certificati Verdi da rivendere sul relativo mercato in modo da aumentare i ricavi e recuperare più velocemente l'investimento sostenuto.

Per impianti che hanno potenza inferiore ai 20 kW invece, la realizzazione è molto più semplice: le regole variano a seconda delle effettive realtà locali; questi impianti sono opere da assoggettare a verifica di esclusione dalla procedura di VIA quando i prelievi d'acqua sono inferiori ai 200 litri al secondo.

Gli impianti fino a 20 kW, collegati in rete, beneficiano del regime dello scambio sul posto che permette di cedere energia quando non si utilizza e di prelevarla quando serve.

Nella progettazione di un impianto mini idroelettrico è importante considerare il valore del Deflusso Minimo Vitale del corso d'acqua e cioè la quota minima di acqua che occorre affinché non si degradino flora e fauna dell'alveo. Tutti questi concetti verranno ripresi nei capitoli successivi.

Quindi per concludere facciamo una sintesi di quanto detto: gli impianti mini idroelettrici sono più gettonati per:

- Investimenti contenuti: la realizzazione di un tale impianto generalmente avviene su acqua fluente che non richiede la costruzione di opere particolarmente costose (come le grosse dighe). Questo permette un veloce ritorno economico dell'investimento;
- Contribuisce alla riduzione dell'effetto serra;
- Miglioramento delle condizioni idrogeologiche del territorio;
- Alta automazione, con l'introduzione del telecontrollo, telesorveglianza e telecomando, che comportano minori costi di gestione;
- Costi di manutenzione contenuti;
- Si può produrre energia per se stessi;
- L'idroelettrico di grandi potenze è ormai saturo perché i bacini sono oggi quasi interamente sfruttati;
- Se si trovassero bacini sfruttabili per grandi potenze, le opere civili avrebbero un impatto non trascurabile sul territorio e sulla vita del bacino stesso;
- L'evoluzione tecnologica permette di sfruttare in modo molto efficiente anche bassi salti o piccole portate;

- Gli incentivi per il mini idroelettrico rendono l'investimento ancora più economicamente redditizio.

Idroelettrico e mini idroelettrico dunque, pur partendo dallo stesso concetto e dalla stessa tecnologia, si sviluppano in maniera differente e talvolta contrastante: i punti precedentemente elencati ne sono una vera e propria dimostrazione.

Capitolo 4

CONCETTI BASE PER UNA VALUTAZIONE ECONOMICA: ASPETTI TECNICI

Sebbene non sia facile fornire una guida dettagliata di come valutare un impianto, possiamo elencare i passi fondamentali da compiere prima di decidere se si debba procedere o meno con uno studio definitivo di fattibilità. Ecco una lista degli studi che si dovrebbe condurre per la progettazione di un impianto mini idroelettrico:

- Topografia e geomorfologia del sito;
- Valutazione della risorsa idrica e del suo potenziale energetico;
- Selezione del sito e schema base d'impianto;
- Turbine idrauliche, generatori elettrici e loro regolazione;
- Studio d'Impatto Ambientale e misure di mitigazione;
- Valutazione economica del progetto e possibilità di finanziamento;
- Ambito istituzionale e procedure amministrative per l'ottenimento delle autorizzazioni.

Per decidere se un impianto sia fattibile è necessario stimare l'entità delle risorse idriche esistenti sul posto; il potenziale energetico dell'impianto è proporzionale al prodotto delle portate e del salto; il salto lordo può generalmente considerarsi costante, mentre la portata varia nel corso dell'anno. La curva delle durate è molto utile per scegliere le apparecchiature idrauliche più appropriate, valutarne il potenziale e calcolare la produzione annua d'energia, ecc.

In questo capitolo non andremo nel dettaglio a descrivere tutti e sette i punti, ma solo quelli più rilevanti per effettuare la valutazione economica.

Sicuramente una delle parti più dispendiose oltre all'edificio della centrale di un impianto idroelettrico sono quelle meccaniche. Come primo punto infatti ci soffermeremo sui componenti accennati nel capitolo precedente e in particolare inizieremo a parlare della turbina.

4.1 LA TURBINA IDRAULICA: PRINCIPIO DI FUNZIONAMENTO

La *turbina idraulica* è un dispositivo meccanico che trasforma l'energia cinetica di un liquido in energia meccanica. Il suo antenato è la ruota idraulica, basata quasi esclusivamente sullo sfruttamento dell'energia potenziale, la quale non poteva fornire grandi potenze a causa della bassa altezza di caduta dell'acqua e delle limitate dimensioni delle camere. Di seguito ne spiegheremo brevemente il principio di funzionamento.

Le turbine idrauliche sono inserite in un impianto che prevede un serbatoio di monte e uno di valle di solito a pressione atmosferica. Esse sfruttano la caduta disponibile. Dal momento che nei due serbatoi l'energia cinetica è nulla e la pressione è la stessa, la caduta disponibile è praticamente uguale al dislivello geodetico o anche all'altezza a cui è posto il serbatoio di monte (misurata rispetto al serbatoio di valle). Indicando la caduta disponibile con H_d si ha che $H_d = z_2 - z_1 = h$.

Non tutta questa caduta è però utilizzabile dalla turbina, dal momento che sono presenti delle perdite di carico nella condotta: se indichiamo con H_w le perdite espresse in metri, indichiamo con caduta utile la differenza tra H_d e H_w , quindi $H_u = H_d - H_w$. Essa può essere espressa in funzione della sola H_d attraverso il rendimento della condotta pari al rapporto tra la caduta utile e quella disponibile. Definendo inoltre il rendimento idraulico della turbina, il rendimento volumetrico (dal momento che non tutta la portata G agisce sulle pale per via delle fughe attraverso i giochi), il rendimento meccanico (che tiene conto delle perdite di natura meccanica che inevitabilmente provocano la dissipazione di potenza) possiamo scrivere che la potenza utile (indicata con P_u) è uguale a: $P_u = \eta_g G g H_d$, dove η_g è il rendimento

globale dell'impianto pari al prodotto tra il rendimento della condotta e quello della turbina (a sua volta il prodotto del rendimento meccanico, idraulico e volumetrico).

Benché questo elaborato non pretenda di fornire informazioni particolari sulla progettazione delle turbine, attività specifica di costruttori di macchine, ci sembra tuttavia utile descrivere le principali tipologie di turbine e i criteri di scelta adatti caso per caso ed anche fornire qualche formula per valutare le dimensioni caratteristiche delle turbine, con le quali poter affrontare il progetto di massima della centrale.

4.1.1 PRINCIPALI TIPOLOGIE DI TURBINE IDRAULICHE

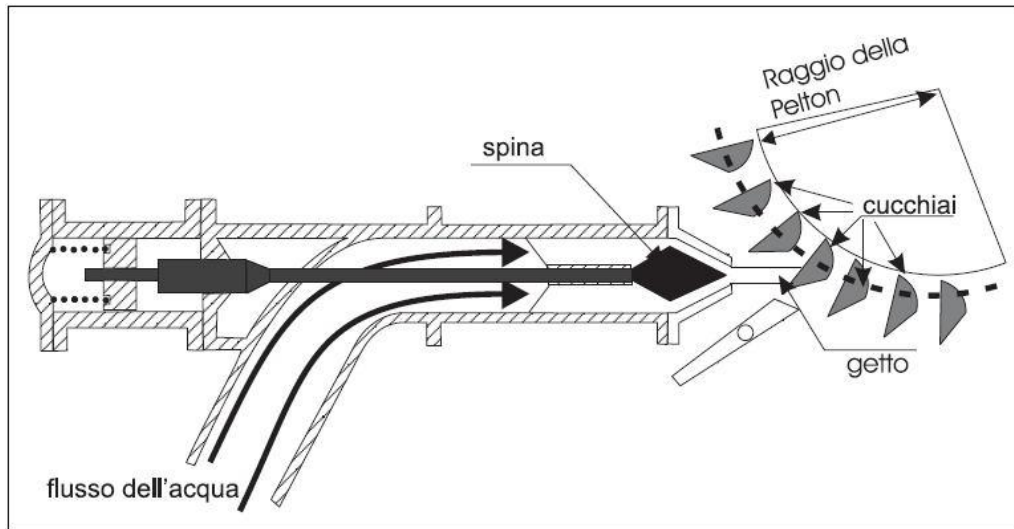
La turbina idraulica, come detto in precedenza, è quel dispositivo meccanico che trasforma l'energia potenziale e cinetica dell'acqua in energia meccanica; è essenzialmente costituita da un organo fisso, il distributore e da uno mobile, la girante. Il primo ha tre compiti essenziali: indirizza la portata in arrivo alla girante imprimendovi la direzione dovuta, regola la portata mediante organi di parzializzazione, provoca una trasformazione parziale o totale in energia cinetica dell'energia di pressione posseduta dalla portata. L'entità di questa trasformazione è l'elemento più importante per la classificazione delle turbine: quando la trasformazione da potenziale a cinetica avviene completamente nel distributore, si parla di *turbine ad azione*, altrimenti di *turbine a reazione*.

La girante infine trasforma l'energia potenziale e/o cinetica dell'acqua in energia meccanica resa sull'albero motore.

4.1.1.1 TURBINE IDRAULICHE AD AZIONE

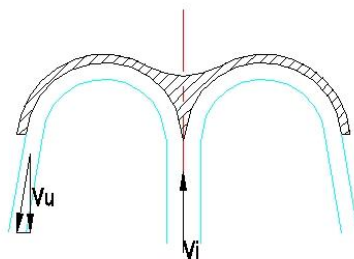
Le turbine Pelton

Le Pelton sono turbine ad azione nelle quali uno o più ugelli trasformano totalmente la pressione dell'acqua in energia cinetica: risultano ancora oggi le turbine con rendimento più elevato. Sono utilizzate per grandi salti e piccole portate; quindi è ubicata solitamente in bacini idroelettrici alpini.



L'energia potenziale dell'acqua accumulata ad elevate altitudini giunge alla turbina tramite dei condotti forzati che conducono l'acqua a valle. Un ugello (o più di uno) indirizzano l'acqua sulle pale della Pelton determinandone la rotazione. L'ugello grazie alla sua forma trasforma in energia cinetica tutta la pressione contenuta sui condotti, così il getto sulla turbina non sarà in pressione: proprio per questo la turbina Pelton è una turbina ad azione.

La forma delle pale, come si vede in figura, è quella di due cucchiaini appaiati, tra i quali si trova un tagliente che divide a metà il getto, per farlo uscire ai lati sotto forma di due getti separati e equilibrare la spinta sui due lati della turbina.



Le Pelton possono essere utilizzate sia in asse verticale che orizzontale, sia in grandi impianti che per impianti micro-idroelettrici. Un aspetto da non trascurare è il diametro della girante: più è grande, minore sarà la velocità di rotazione ω .

La massima spinta avviene a girante ferma, ovvero quando la differenza tra la velocità del getto e della girante è più grande, quindi una caratteristica positiva di questo tipo di turbina è avere un transitorio di avviamento molto breve.

Un altro aspetto particolarmente apprezzato è l'ampio margine di regolazione della girante: si può regolare la portata del getto, riducendolo in sezione (quindi ottenere una potenza minore), senza che vada ad influire negativamente sul rendimento della trasformazione energetica. La regolazione della sezione avviene mediante una valvola che scorrendo orizzontalmente va ad ostruire tutta la sezione del getto o parte di essa. Dato che la regolazione mediante tale valvola non può essere improvvisa, in modo da evitare colpi d'ariete indesiderati, si utilizza un altro strumento che prende il nome di tegolo deviatore, il quale intercetta parte del flusso in uscita dall'ugello, deviandolo.

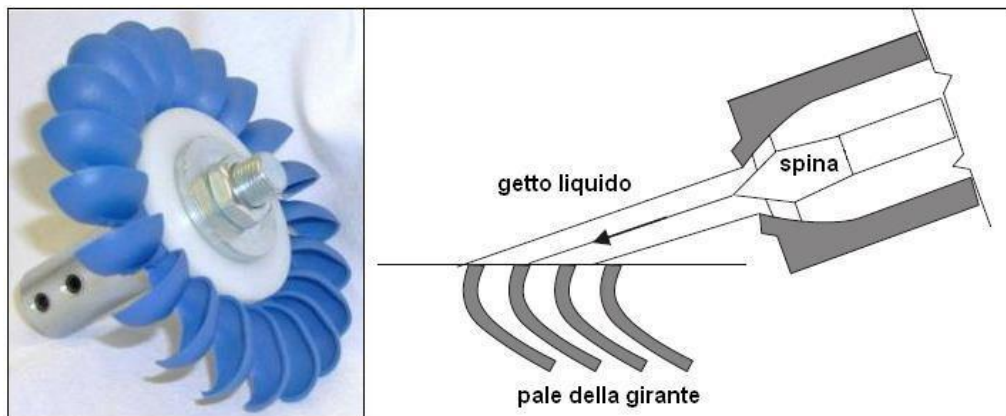
I salti su cui si impiegano le turbine Pelton vanno generalmente dai 1.300 m fino anche ai 50 m: ovviamente l'architettura della girante tra i due estremi varierà abbastanza. Man mano che il salto decresce, cioè scendendo a valle, si ha un bacino di raccolta maggiore con conseguenti portate più impegnative: per far fronte a questo fenomeno è necessario impiegare Pelton con cucchiari più grandi.

Un difetto intrinseco di questa turbina è il fatto che una parte del salto va sempre perso. La girante, non potendo essere immersa nel canale di scarico, viene mantenuta sollevata rispetto al pelo dell'acqua libera, e quindi una quota del salto - maggiore del suo raggio - è persa. L'inconveniente è chiaramente tanto più trascurabile quanto più il salto dell'acqua è elevato.

Le turbine Turgo

La Turgo è una turbina ad azione che può lavorare con salti tra i 15 ed i 300 m. Rispetto alla Pelton ha le pale con forma e disposizione diverse: esse assomigliano infatti ad una sorta di mezzo cucchiaino ed il flusso d'acqua che le investe da una

parte, successivamente, esce dall'altra, dopo aver ceduto tutta la sua energia alla girante. Il volume d'acqua che una turbina Pelton può elaborare è limitato dal fatto che il flusso di ogni ugello possa interferire con quelli adiacenti, mentre la turbina Turgo non soffre di questo inconveniente.

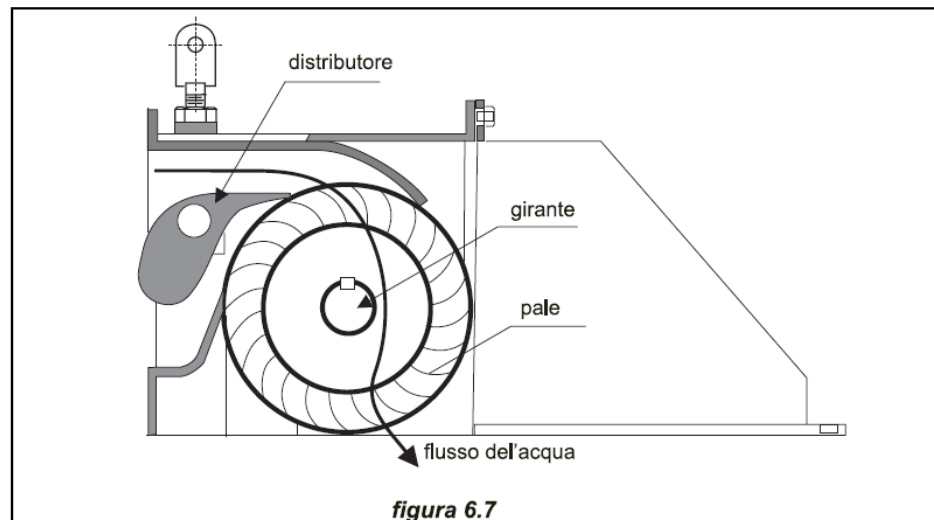


Il minor diametro necessario comporta, a parità di velocità periferica della girante, una maggiore velocità angolare, che consente quindi l'accoppiamento al generatore senza il moltiplicatore, con conseguente diminuzione dei costi ed aumento dell'affidabilità.

Non diffusa in Italia, bensì nel resto dell'Europa, i costruttori (la Cina è forse l'unico fabbricante di questa turbina) la consigliano per situazioni con notevole variazioni di afflussi ed acque torbide. Il rendimento è basso e vi sono pochissime applicazioni nel mondo.

Le turbine Cross-Flow

La turbina a flusso incrociato viene anche chiamata turbina Banki-Michell, in onore dei suoi inventori, oppure turbina Ossberger, cioè il nome della ditta che la fabbrica da più di 50 anni. Questa turbina ad azione si utilizza con una gamma molto ampia di portate e salti tra 5 m e 200 m.



Questo tipo di turbina è impiegato su impianti di piccola potenza (indicativamente fino a qualche centinaio di kW); ha il pregio della semplicità costruttiva, che la rende adatta all'autocostruzione e all'impiego anche in contesti poveri, con conoscenze e attrezzature limitate. Di contro, il suo rendimento (circa 0,85) è inferiore rispetto a quello ottenibile da altri tipi di turbine (le tipologie classiche, quali Pelton, Francis e Kaplan, possono superare lo 0,9), però rimane pressochè costante al variare della portata: proprio la sua costanza d'efficienza per un elevato range di funzionamento ne consente l'utilizzo in un campo di impiego piuttosto ampio.

Le componenti principali sono:

- il rotore, costituito dall'insieme delle pale e dall'albero centrale;
- l'iniettore, costituito da una cassa che avvolge in parte il rotore. La sua sagomatura e l'eventuale presenza di organi meccanici accessori, quali pale mobili, consentono di indirizzare correttamente il flusso idrico sulle pale del rotore;
- la carcassa, tramite la quale l'acqua esce dalla turbina per essere scaricata.

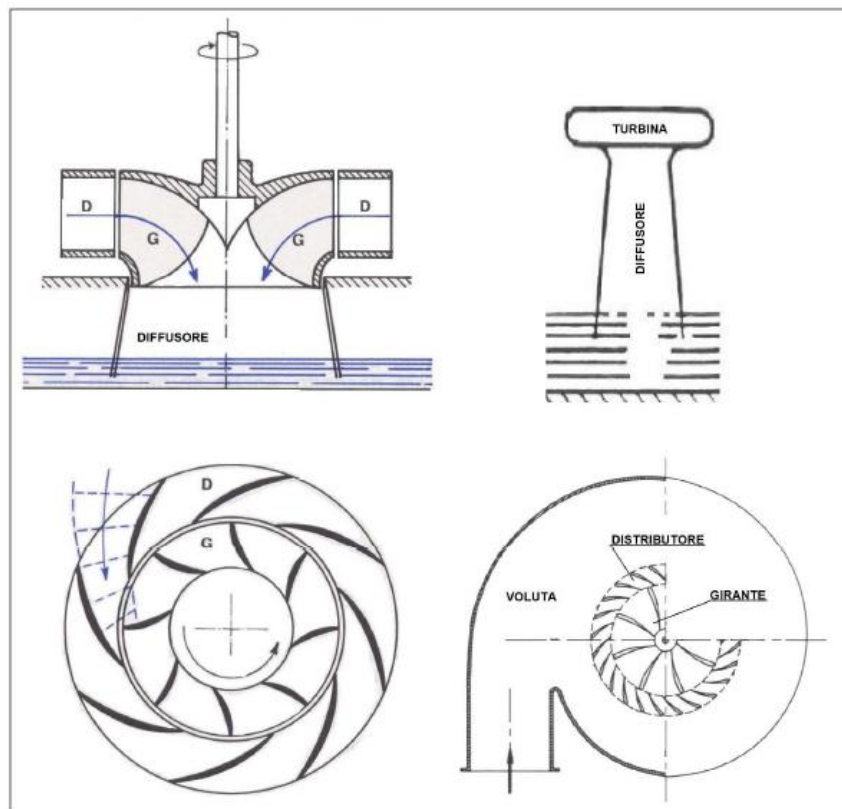
Il principio di funzionamento è il seguente: l'acqua, guidata dall'iniettore, entra tra le pale, percorre trasversalmente l'interno del rotore e quindi si scarica attraversando di nuovo le pale dalla parte opposta. Questo sistema fa sì che codeste pale siano

percorse dall'acqua in entrambi i sensi (dall'esterno verso l'interno in ingresso, viceversa in uscita), facilitando la rimozione di eventuali corpi estranei. Quando le pale vengono investite dal flusso idrico, il rotore entra in rotazione e l'albero centrale trasmette l'energia meccanica così prodotta al generatore di corrente elettrica ad esso collegato.

4.1.1.2 TURBINE IDRAULICHE A REAZIONE

Le turbine Francis

La Francis è una turbina a reazione sviluppata nel 1848 da James B. Francis, un ingegnere inglese trasferitosi negli Stati Uniti. Oggi rappresenta il tipo di turbina più utilizzato. 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, indirizzano il flusso per investire le pale della girante.

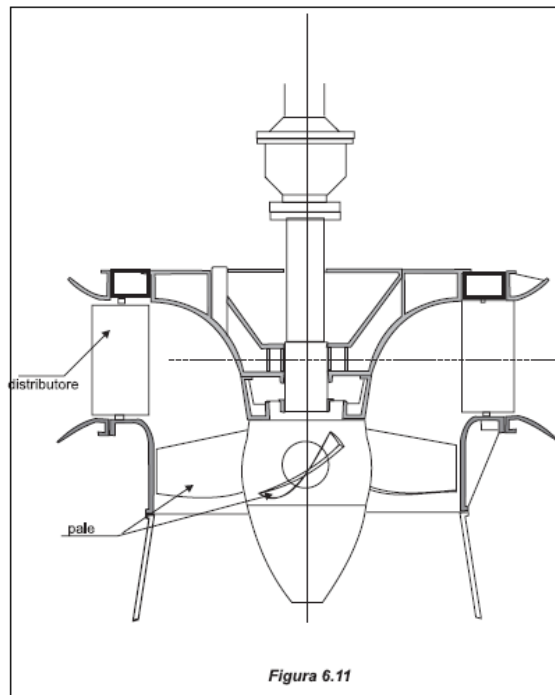


La turbina è detta a reazione poiché non sfrutta solo la velocità ma anche la pressione del getto d'acqua che, quando giunge nella girante, è ancora superiore a quella atmosferica. Infatti tramite il condotto convergente costituito dal canale tra le pale del distributore e da quello tra le pale della girante stessa si finisce di convertire la pressione ancora presente in velocità (energia cinetica). Per ottimizzare il funzionamento della turbina l'espansione dell'acqua viene prolungata al di sotto della pressione atmosferica, così da creare una sorta di effetto vuoto, che fa aumentare ancora di più la differenza di pressione. A valle della girante, nello scarico, è necessario riportarsi alle condizioni esterne, quindi si ricomprime il fluido grazie ad un diffusore, che converte la restante energia cinetica in pressione. Questo passaggio non solo consente di riportare la pressione del flusso d'acqua a quella atmosferica, ma permette di utilizzare quella quota finale di energia cinetica, non sfruttabile in turbina, che andrebbe altrimenti persa allo scarico. Se si esagera nella ricerca del vuoto però si rischia di incappare nel fenomeno, sgradito, della cavitazione per cui l'acqua, scesa al di sotto della pressione di liquido saturo, si trasformerebbe in vapore, corrodendo e distruggendo i palettamenti della girante. Questa girante viene impiegata in corsi d'acqua con dislivelli da 10 metri fino a 350.

Turbine Kaplan

È una turbina idraulica a reazione che sfrutta piccoli dislivelli, fino a qualche decina di metri, ma con grandi portate. Costruttivamente è un'elica, ove le pale si possono orientare, al variare della portata d'acqua permettendo di mantenere alto il rendimento fino a portate del 20-30% della portata nominale.

Le turbine Kaplan sono caratterizzate da un distributore con due diverse configurazioni: a pale fisse (turbina ad elica) oppure regolabili (in posizione di completa chiusura). Per quanto riguarda la girante, invece, solitamente si ha un basso numero di pale.



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, ove il flusso deviato di 90° la investe assialmente. Allo scarico, come per la turbina Francis, è possibile recuperare energia grazie al diffusore.

Con una turbina ad elica la regolazione è praticamente nulla, quindi può funzionare solo per una certa portata, ragion per cui il distributore non è nemmeno regolabile.

Con la turbina Kaplan, grazie all'orientazione delle pale della girante, è invece possibile l'adattamento alla portata presente. Questo perché ad ogni regolazione del distributore corrisponde un'orientazione delle pale e ciò permette di farla lavorare con rendimenti molto alti (fino al 90%) in un grande intervallo di portate.

Il campo di utilizzazione delle turbine Kaplan lente arriva a cadute massime attorno a 90 m e portate sino a $50 \text{ m}^3/\text{s}$, sovrapponendosi in parte al campo di utilizzo delle turbine Francis veloci le quali arrivano a cadute inferiori a 10 m e portate che possono superare $300 \text{ m}^3/\text{s}$

Si è soliti usare insieme turbine ad elica e turbine Kaplan: le turbine ad elica funzioneranno a pieno regime e il fluido eventualmente eccedente viene destinato alle turbine Kaplan, qualsiasi sia la sua entità. In questo modo si limitano i costi di installazione poiché una turbina Kaplan è più costosa di una turbina ad elica, perciò installare solamente turbine Kaplan sarebbe molto più dispendioso.

La progettazione, il dimensionamento e quindi la valutazione economica di un impianto idroelettrico si basa sulle caratteristiche del sito in cui si realizza l'opera e del corso d'acqua, naturale o artificiale, che si va a sfruttare. La specifica tipologia di turbina da installare dipende dalla portata del corso d'acqua e dal salto idraulico presente centrali ed è pertanto necessario effettuare una preliminare valutazione di questi parametri. Riportiamo in sintesi le principali caratteristiche delle turbine fino ad ora descritte.

Tipo di turbina	Salto dell'acqua	Caratteristiche peculiari
Pelton	Applicazioni con salto alto (50-1300 m)	Possibilità di impiego con portate limitate (1-1000 l/s). L'acqua abbandona le pale della turbina a velocità molto bassa e quindi la cassa che contiene la ruota può essere molto leggera.
Turgo	Applicazioni con salto alto (15-300 m)	Impiego con portate comprese tra 1 l/s e 2 m ³ /s. Permette di ottenere velocità angolari elevate che consentono un accoppiamento diretto con il generatore senza moltiplicatore di giri, con conseguente riduzione dei costi e incremento dell'affidabilità. Sono consigliate in presenza di acque torbide.
Flusso incrociato (Banki)	Applicazioni con salto alto (5-200 m)	Possibilità di impiego con portate limitate (20-2000 l/s). Ha un rendimento massimo inferiore rispetto ad altre tipologie di turbina ma è meno influenzato dalle variazioni della portata rispetto al valore nominale
Francis	Applicazioni con salto medio (10-350 m)	Impiego con portate comprese tra 5 l/s e 2 m ³ /s. Utilizzate prevalentemente negli impianti di media grandezza (sopra i 100 kW).
Kaplan	Applicazioni con salto basso (5-90 m)	Impiego con portate elevate.
Elica a pale fisse	Applicazioni con salto basso (2-20 m)	Utilizzate quando il salto e la portata sono praticamente costanti.

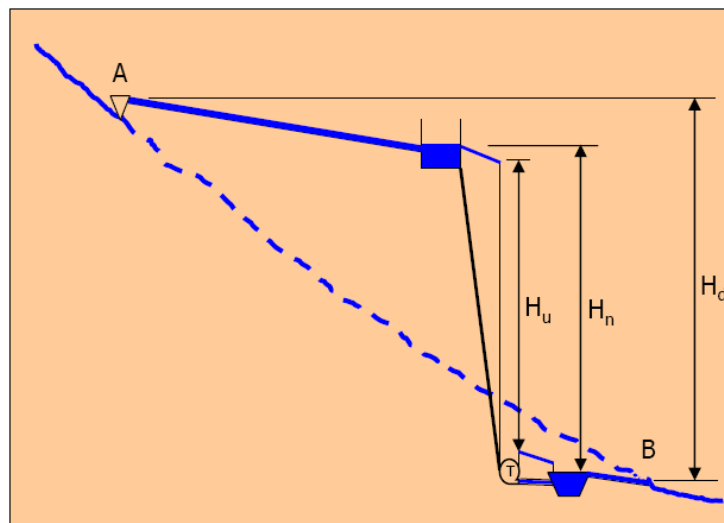
4.1.2 CRITERI DI SCELTA DELLE TURBINE IDRAULICHE

Dopo aver descritto le principali tipologie di turbine andiamo ad analizzare quali siano i criteri di scelta di esse, e quindi:

- il salto netto;
- il numero di giri caratteristico;
- la portata;
- la cavitazione;
- il rendimento.

Il salto netto

Il salto naturale (H_d) è la distanza verticale percorsa dall'acqua per produrre energia, cioè il dislivello tra il pelo dell'acqua più alto e quello del canale di scarico dell'impianto. Il salto utile netto (H_u) è dato dal salto naturale (H_d) meno tutte le perdite di carico lungo il percorso idraulico e quindi è il dislivello effettivamente disponibile per muovere la turbina. Nel caso in cui si opti per la scelta di turbine ad azione, alle perdite di carico è necessario aggiungere la parte di dislivello da sacrificare per mantenere la turbina ad una altezza tale da non permettere la sua sommersione a causa dell'innalzamento del livello di pelo libero di valle.



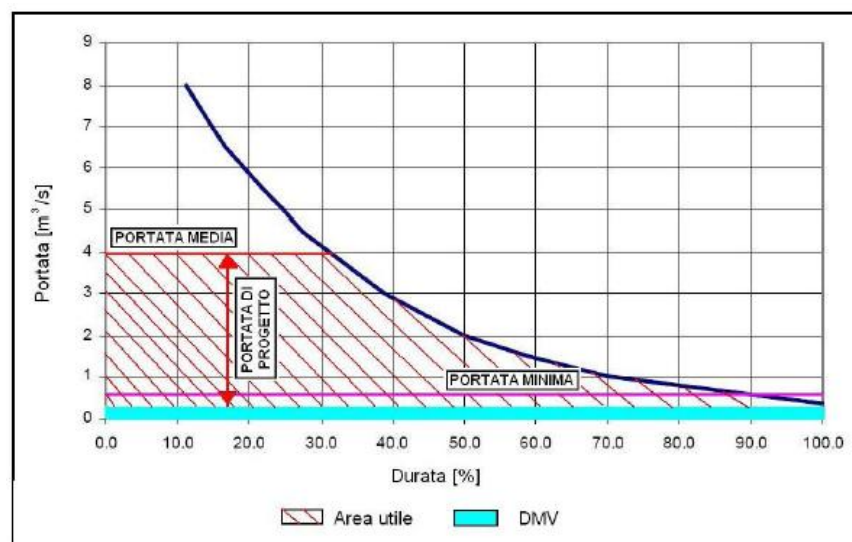
Il salto utile lordo (H_n) è invece pari alla distanza verticale tra l'ultimo pelo libero a monte della turbina e il pelo libero immediatamente a valle dell'impianto.

Nel paragrafo precedente sono già stati evidenziati in tabella i campi di funzionamento di tutti i tipi di turbine: si può notare che ci sono evidenti sovrapposizioni di tali campi. Questo rappresenta un vantaggio perché, per un determinato salto, si hanno diverse alternative tra le quali scegliere e quindi si possono studiare varie soluzioni progettuali.

La portata

Non ha significato definire un unico valore di portata; è necessario conoscere il regime delle portate, preferibilmente rappresentate dalla curva delle durate delle portate (FDC, Flow Duration Curve) ottenuta dai dati idrometrici oppure da studi idrologici, antecedenti alla scelta della turbina. Fatto questo si può stabilire il valore corretto della portata di progetto. Naturalmente si deve tener conto di:

- Portata media annua;
- Portata minima (Q_{min}) compatibile con il tipo di turbina;
- DMV (deflusso minimo vitale).



Nella figura precedente è tracciata la FDC con evidenziate portata media e portata minima; la portata di progetto (Q_d) è pari alla differenza tra la portata media annua ed il Deflusso Minimo Vitale. E' però opportuno considerare l'effetto sull'impianto di diverse portate di progetto in maniera tale da scegliere la soluzione migliore dal punto di vista tecnico-economico.

Riportiamo ora i campi delle portate di funzionamento delle turbine descritte nel paragrafo precedente.

Tipo di turbina	Campo delle portate [m ³ /s]
Pelton	$0,02 < Q_d < 7$
Turgo	$0,02 < Q_d < 10$
Cross - flow	$0,3 < Q_d < 9$
Francis	$0,4 < Q_d < 25$
Kaplan e ad elica	$2 < Q_d < 80$

Si può notare che ci sono evidenti sovrapposizioni di tali campi come nel caso dei salti: anche in questo caso abbiamo diverse alternative tra le quali scegliere il tipo di turbina.

Numero giri caratteristico

Il numero di giri caratteristico si indica con il simbolo n_c e rappresenta il numero di giri di una particolare turbina (definita turbina modello) che sotto il salto netto di 1 m eroga, con rendimento ottimale, una potenza di 1 kW. Per arrivare a questa definizione ci sono calcoli e dimostrazione da spiegare, le quali le tralascieremo dato che non sono inerenti ai fini di questa tesi.

Ogni tipo di turbina possiede un campo di n_c entro il quale è opportuno rimanere per non cadere in macchine mal proporzionate e per mantenere i rendimenti su buoni livelli. Il numero di giri caratteristico n_c di una certa turbina, noti il salto utile netto H_u , la potenza P e la velocità della turbina n , si può trovare con la seguente formula:

$$n_c = \frac{n}{H_u} \sqrt{\frac{P}{\sqrt{H_u}}}$$

Per le turbine di tipo Pelton a più getti (da 2 fino ad un massimo di 6) il numero di giri caratteristico cresce in ragione della radice quadrata del numero dei getti.

Nella seguente tabella troviamo, come per il salto e la portata, i campi dei numeri di giri caratteristici per le macchine idrauliche.

Tipo di turbine	Numero di giri caratteristico
Pelton ad un getto	$4 < n_c < 20$
Pelton a più getti	$20 < n_c < 70$
Turgo	$20 < n_c < 70$
Cross - flow	$20 < n_c < 80$
Francis	$50 < n_c < 400$
Kaplan & elica	$300 < n_c < 1000$

Quindi il numero di giri caratteristico costituisce un eccellente criterio di selezione delle turbine, senza dubbio maggiormente preciso di quello del salto netto e della portata.

La cavitazione

La cavitazione è un fenomeno fisico consistente nella formazione di zone di vapore all'interno di un fluido che poi implodono producendo un rumore caratteristico (una turbina che cava fa un rumore come se fosse attraversata da ghiaia). Ciò avviene a causa dell'abbassamento locale di pressione fino a raggiungere la tensione di vapore del liquido stesso, che subisce così un cambiamento di fase a gas, formando delle bolle (cavità) contenenti vapore. La dinamica del processo è molto simile a quella dell'ebollizione. La principale differenza tra quest'ultima e la cavitazione è che

nell'ebollizione, a causa dell'aumento di temperatura, la tensione di vapore sale fino a superare la pressione del liquido, creando quindi una bolla meccanicamente stabile, perché piena di vapore alla stessa pressione del liquido circostante: nella cavitazione invece è la pressione del liquido a scendere improvvisamente, mentre la temperatura e la tensione di vapore restano costanti. Per questo motivo la "bolla" da cavitazione resiste solo finché non esce dalla zona di bassa pressione idrostatica: appena ritorna in una zona del fluido in quiete, la pressione di vapore non è sufficiente a contrastare la pressione idrostatica e la bolla da cavitazione implode immediatamente.

L'azione continua ripetuta di queste pressioni a carattere impulsivo produce una specie di erosione diffusa, formando cavità nel metallo delle pale. Col tempo questa erosione provoca la formazione di cricche tra le cavità con asportazione del metallo. Le temperature elevate generate dagli impulsi di pressione e la presenza di ossigeno nei gas rilasciati aggravano il fenomeno, dando origine a corrosione, cosicché in un tempo relativamente breve la turbina risulta danneggiata seriamente ed alla fine deve essere fermata e riparata, se si è intervenuti in tempo. Si può notare un esempio nella seguente foto riportata dove vediamo una pala danneggiata dal fenomeno della cavitazione.



Esiste un coefficiente, chiamato sigma di Thoma (σ_t), che definisce con sufficiente precisione i parametri che danno luogo alla cavitazione. Il valore di tale coefficiente è funzione del numero di giri caratteristico n_c e viene normalmente ricavato dal costruttore mediante prove su modello. Non è oggetto di questo elaborato specificare

e dimostrare la formula del sigma di Thoma, la quale permette di evitare la cavitazione.

Il Rendimento

Il rendimento è definito come il rapporto tra la potenza meccanica trasmessa all'asse della turbina e la potenza idraulica assorbita nelle condizioni di salto e di portata nominali.

Ogni turbina possiede una curva di rendimento differente, strettamente legata alle caratteristiche della macchina idraulica stessa, in particolare al suo grado di regolazione. Una turbina fortemente regolabile riesce a sopperire a consistenti variazioni di salto e/o di portata mantenendo alti i livelli di rendimento.

Si ricorda che nelle turbine ad azione (Pelton, Turgo e cross-flow), il salto si misura dal punto d'impatto del getto, che è sempre sopra il livello di valle per evitare che la ruota sia sommersa durante le piene; ciò comporta una certa perdita di salto rispetto alle turbine a reazione, che utilizzano tutto il dislivello disponibile. La differenza è tutt'altro che trascurabile negli impianti a bassa caduta.

All'uscita della turbina l'acqua mantiene un certo movimento rotatorio, che se è eccessivo dà luogo a variazioni di pressione ed instabilità, però, entro certi limiti, migliora il rendimento del diffusore. È importante sottolineare che il comportamento del diffusore ha una tale importanza che si raccomanda sia fornito dal costruttore della turbina o, quanto meno, realizzato in base ad i disegni dallo stesso forniti.

Nella seguente tabella sono indicati i massimi valori di rendimento ricavabili dalle varie macchine idrauliche, i cui dati sono stati forniti dai rispettivi produttori.

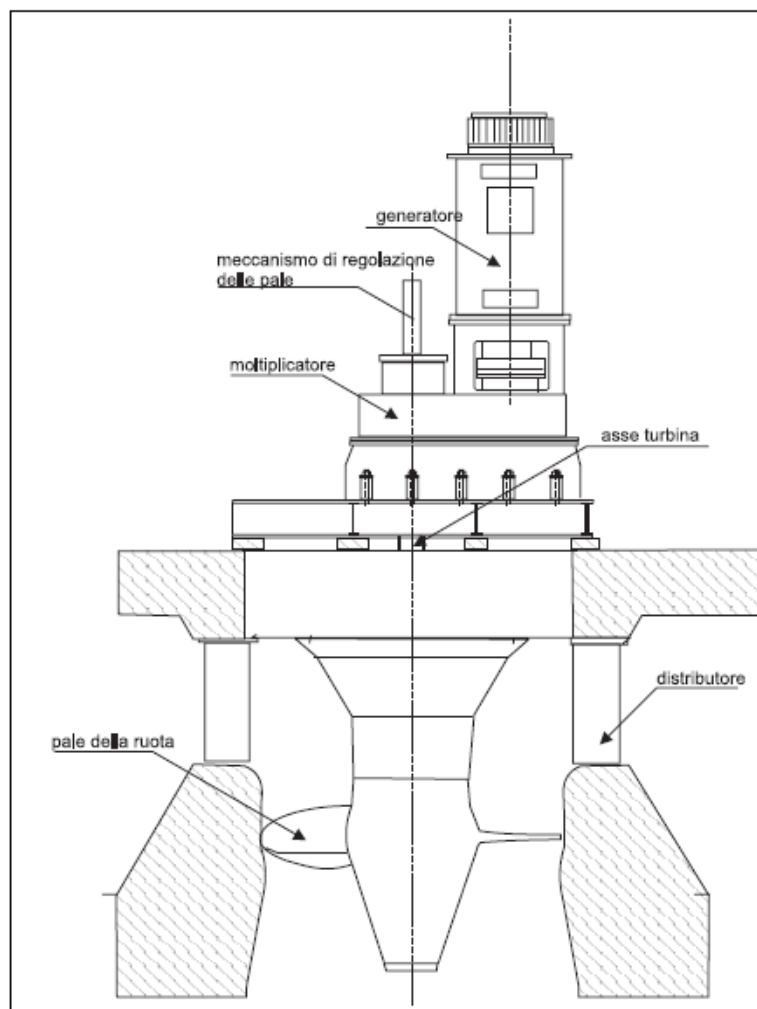
Tipo di turbine	Rendimento massimo
Pelton	$\eta = 0,89$
Turgo	$\eta = 0,85$
Cross flow	$\eta = 0,84$
Francis	$\eta = 0,94$
Kaplan	$\eta = 0,91$

Come si nota dalla tabella le migliori sono la Francis, Kaplan e Pelton.

4.2 IL MOLTIPLICATORE DI VELOCITA': DESCRIZIONE GENERALE

Dopo aver trattato la turbina nel suo funzionamento, nelle principale tipologie e nei criteri di scelta, andiamo a descrivere un altro componente meccanico dell' impianto idroelettrico: *il moltiplicatore*. Esso è adatto soprattutto a turbine di piccola potenza, le cui ruote girano meno e ciò comporta l'obbligo di ricorrere ad questo strumento meccanico per raggiungere la velocità degli alternatori standard.

Se la turbina ed il generatore girano alla stessa velocità e possono essere installati assialmente, si raccomanda l'accoppiamento diretto, che evita le perdite meccaniche e minimizza le manutenzioni.



Ci sono inconvenienti inerenti ad alcune situazioni ai quali il moltiplicatore deve resistere: difetti di sincronizzazione, cortocircuiti o velocità di fuga della turbina. Serve un limitatore di coppia per proteggere gli ingranaggi contro questi sforzi eccezionali, il quale però si può rompere se vengono superati i valori di sicurezza della coppia trasmessa.

I moltiplicatori sono progettati secondo le norme internazionali, che prevedono criteri molto conservativi nel calcolo degli sforzi.

Anche la scelta dei supporti è fondamentale: sotto 1 MW vengono usati i cuscinetti a rulli, ma per potenze superiori la situazione è diversa e risulta difficile trovare componenti capaci di permettere la durata dell'impianto. Quindi sopra 1 MW ci sono supporti idrodinamici (a bagno d'olio), che non sono soggetti a fenomeni di fatica come i cuscinetti a rulli e che accettano una certa contaminazione dell'olio.

Molto importante è la lubrificazione che assicura il livello d'affidabilità richiesto: il volume, la qualità, la temperatura e la viscosità dell'olio debbono rimanere sempre nei valori di specifica. Infatti il moltiplicatore richiede programmi di manutenzione molto intensivi dato che il 70% delle avarie sono dovute a problemi al circuito di lubrificazione: i filtri si intasano oppure entra acqua in tale circuito.

4.2.1 PRINCIPALI TIPOLOGIE

Le principali tipologie del moltiplicatore di velocità vengono classificate in funzione del tipo d'ingranaggi utilizzati per la loro costruzione. Abbiamo moltiplicatori:

- Paralleli: utilizzano ingranaggi elicoidali su assi paralleli e sono idonei per potenze medie;
- Conici: generalmente limitati a piccole potenze, utilizzano ingranaggi conici a spirale per un rinvio d'angolo di 90°;
- Epicicloidali: montano ingranaggi epicicloidali che garantiscono una grande compattezza; sono particolarmente adatti a potenze superiori a 2 MW.

4.3 IL GENERATORE: PRINCIPALI TIPOLOGIE

Come detto *il generatore* trasforma in energia elettrica l'energia meccanica trasmessa dalla turbina. Esso può essere ad asse orizzontale o ad asse verticale, indipendentemente da quale sia il tipo o la configurazione della turbina. Un tempo si utilizzava la dinamo mentre oggi si installano generatori a corrente alternata trifase. Abbiamo due tipologie:

- Alternatori sincroni: sono equipaggiati con un apparato di eccitazione a corrente continua o a magnete permanente associato ad un regolatore di tensione di modo che, prima di essere collegati alla rete, generano energia alla stessa tensione, frequenza ed angolo di fase e inoltre forniscono, una volta connessi, l'energia reattiva richiesta dal sistema. I generatori sincroni possono funzionare staccati dalla rete, in quanto il sistema di eccitazione è indipendente dalla stessa; si utilizzano generatori sincroni se la potenza è maggiore di 5.000 kW.
- Alternatori asincroni: sono semplici motori a induzione con rotore a gabbia di scoiattolo, senza possibilità di regolazione della tensione. Girano a una velocità direttamente rapportata alla frequenza della rete cui sono collegati. Da tale rete assorbono la corrente d'eccitazione e l'energia reattiva necessaria alla propria magnetizzazione. Quest'energia reattiva può essere compensata, se lo si ritiene conveniente, mediante banchi di condensatori. Non possono generare corrente quando sono scollegati dalla rete perché non sono in grado di provvedere alla propria corrente di eccitazione. Si impiegano sempre, se non è necessario che funzionino in isola, sotto i 500 kW di potenza. Tra i 500 kW ed 5.000 la scelta è condizionata dalle caratteristiche della rete di distribuzione.



Al di sotto di 1 MW di potenza, i generatori sincroni sono molto più costosi degli asincroni e vengono utilizzati per alimentare piccole reti all'interno delle quali la potenza del generatore rappresenta una porzione sostanziale del carico complessivo della sistema. I generatori asincroni, di cui qui sopra una fotografia, sono più economici e vengono utilizzati all'interno di reti stabili, nelle quali la loro potenza rappresenta una percentuale trascurabile del carico complessivo del sistema. Il rendimento dovrebbe essere attorno al 95% per una macchina da 100 kW e può aumentare fino al 97% se la potenza della macchina si avvicina a 1 MW. Il rendimento dei generatori sincroni è leggermente più alto. In generale, quando la potenza supera il valore di alcuni MW viene installato un generatore sincrono: notare la tabella sotto.

Potenza nominale (kW)	Massimo rendimento
10	0,91
50	0,94
100	0,95
250	0,955
500	0,96
1000	0,97

Da poco viene commerciato un generatore che permette di far girare la turbina a velocità variabile, frequenza e tensione costante (VSG). Un convertitore di frequenza, utilizzato per connettere il generatore alla rete attraverso un collegamento a corrente continua, consente di “sincronizzare” il generatore con la rete, prima ancora che abbia iniziato a girare. Questo sistema viene spesso suggerito come soluzione per aumentare le prestazioni e ridurre i costi; in ogni caso non è possibile ridurre i costi con turbine ad elica se si pensa di sostituire solo il regolatore della girante. Ciononostante ci sono un certo numero di casi in cui il funzionamento a velocità variabile può essere un’opzione conveniente, come ad esempio in presenza di un salto che può variare significativamente. Le sue uniche limitazioni, per il momento, sono la potenza massima piuttosto bassa, e il costo elevato.

La tensione di esercizio del generatore aumenta con la potenza del generatore stesso. I generatori da alcuni MW sono di solito progettati per tensioni di esercizio più alte e vengono connessi alla rete tramite trasformatori realizzati su misura. In questo caso è necessario un trasformatore indipendente MT/BT per alimentare i servizi ausiliari di centrale.

4.4 QUADRI DI CONTROLLO

La sicurezza e la qualità del servizio per l’erogazione di elettricità sono molto importanti e sono vincolate da norme. Il produttore indipendente deve gestire il proprio impianto, se è collegato alla rete, in modo che il distributore possa rispettare questi obblighi. Per questo è necessario il controllo e una protezione tra i morsetti del generatore e la linea; così in caso di guasto ci sono dispositivi che staccano

l'elettricità. Pertanto deve essere installato un *quadro elettrico per il controllo* del generatore e per gestire l'interfaccia con la rete, al fine di garantire protezione al generatore e ai trasformatori. È necessario un interruttore principale ad aria compressa, magnetico o sotto vuoto. Esso è capace di staccare il generatore dalla rete anche quando sta lavorando a pieno carico.

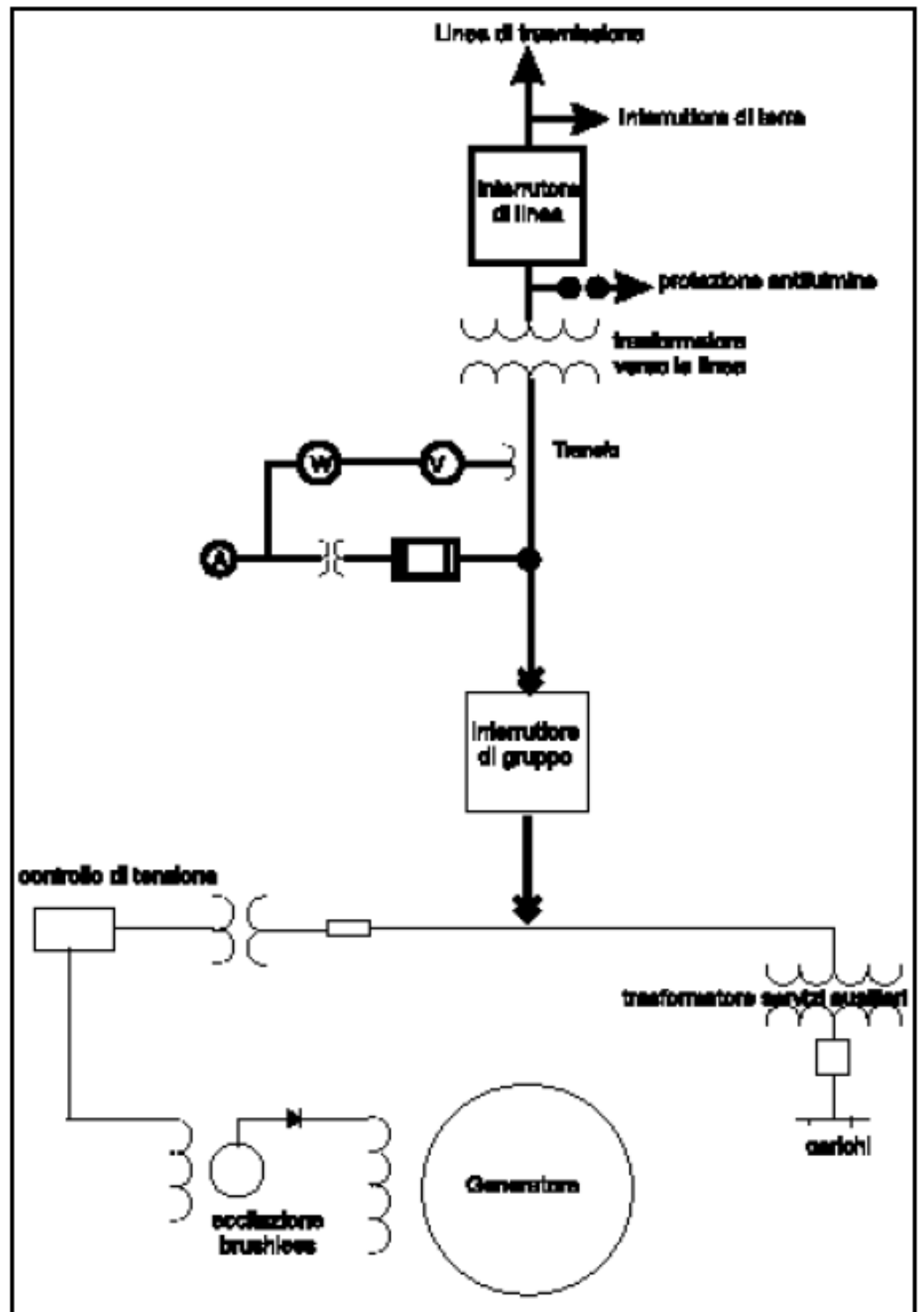
La tensione e l'intensità di corrente vengono misurati attraverso trasformatori di misura, i quali riducono il loro valore, generalmente molto elevato, a livelli più accessibili. I dispositivi di controllo del generatore sono utilizzati per regolare il voltaggio, il fattore di potenza e gli interruttori di corrente.

Gli elementi di protezione per un generatore asincrono devono includere:

- Relè di protezione dell'interconnessione, che garantiscano il distacco in caso di guasti alla rete;
- Relè di minima tensione collegati tra le fasi;
- Relè di massima tensione;
- Protezione di terra statorica;
- Relè di massima corrente, con intervento istantaneo o temporizzato;
- Protezioni contro il ritorno d'energia.

Esistono anche relè che intervengono sull'interruttore principale se le temperature del generatore o del trasformatore d'uscita oltrepassano i limiti accettabili, oppure nel caso di tensioni superiori o inferiori alla norma. Il produttore indipendente è responsabile dei sistemi di messa a terra dell'installazione e la centrale deve essere dotata di contatori per misurare l'energia attiva erogata alla rete e la reattiva della stessa.

Il seguente schema unifilare riporta un impianto con un solo gruppo generatore.



Capitolo 5

CONCETTI BASE PER UNA VALUTAZIONE ECONOMICA: ASPETTI IDRAULICI

Un impianto idroelettrico comprende una serie di opere la cui progettazione dipende dal tipo di configurazione, dalle condizioni locali, dalla disponibilità dei materiali da costruzione e anche dalle caratteristiche tipiche delle costruzioni locali. Le seguenti opere sono quasi sempre presenti in un impianto idroelettrico:

- Opere di derivazione:
 - Dighe;
 - Traverse e sfioratori;
 - Dissipatori di energia.

- Sistemi di adduzione dell'acqua:
 - Presa;
 - Condotte forzate;
 - Canali di restituzione;
 - Edificio della centrale.

Le caratteristiche progettuali e le soluzioni più diffuse per queste opere sono presentate di seguito; tralascieremo la descrizione della centrale idroelettrica, dato che è stata oggetto di spiegazione nei capitoli precedenti.

5.1 LA DIGA

Le dighe e le traverse sono elementi che hanno come scopo principale quello di deviare l'acqua dal fiume verso il sistema di adduzione che la conduce poi alla centrale.

Una *diga* è uno sbarramento permanente su un corso d'acqua naturale che serve a creare un lago artificiale, il quale innalza la quota del salto. A seconda dei materiali impiegati per la costruzione, la diga può essere di calcestruzzo, di pietrame o di materiale misto. Gli sbarramenti in calcestruzzo possono essere del tipo a gravità, ad arco o di tipologie miste (non entreremo nel dettaglio a descrivere tali tipologie).

La diga può anche essere usata per accumulare nelle stagioni piovose l'acqua necessaria alla generazione d'energia nelle stagioni secche. Data la sua enorme struttura, si può affermare che essa ha un elevato costo e raramente si impiega per piccoli impianti.



Sono la forma e la geologia della stretta del fiume e dai materiali da costruzione disponibili nelle vicinanze che permettono la scelta del tipo di diga. Quando si incontra una valle stretta ed alta con rocce sane affioranti si pensa in primo luogo ad una diga ad arco (un esempio è riportato nella fotografia precedente). Per una valle più larga e/o con rocce fratturate si pensa ad una diga a gravità in calcestruzzo.

Quando, invece, si incontrano strati di materiali sciolti (argille, sabbie, ghiaie) di grande spessore nel letto del fiume la scelta è obbligata per dighe deformabili come dighe in terra, dighe in rockfill (pietrame) con manto impermeabile in calcestruzzo o bituminoso o soluzioni intermedie tra le due.

5.2 LE TRASVERSE E GLI SFIORATORI

Il cedimento di una diga può causare gravi conseguenze a valle di essa. Nel corso della sua vita una diga sperimenta condizioni di portata molto differenti e deve essere in grado di sopportare anche portate eccezionali, che superano di qualche ordine di grandezza le normali condizioni di portata del corso d'acqua su cui sono collocate. In nazioni come quelle dell'Europa Meridionale, con una netta differenza di portate tra stagioni secche e piovose, le portate di piena possono produrre effetti catastrofici su qualsiasi struttura realizzata in alveo. Al fine d'evitare danneggiamenti, l'acqua in eccesso rispetto alle esigenze dell'impianto deve essere scaricata in sicurezza a valle dello sbarramento e per questa ragione vengono accuratamente progettate e integrate nel corpo delle dighe delle strutture di traboccamento per troppo-pieno, che sono comunemente chiamate *sfioratori*. A causa dell'alta velocità che possiede l'acqua che trabocca, alla base degli sfioratori vengono di solito collocati dei sistemi di dissipazione dell'energia. Abbiamo un'immagine nella foto seguente.

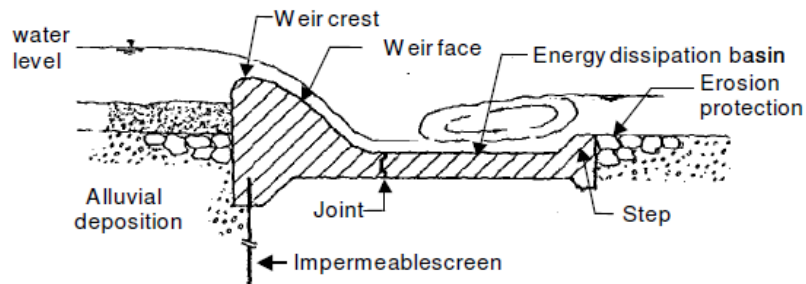


La *traversa*, invece, è una piccola diga il cui scopo non è quello di accumulare l'acqua. I piccoli impianti idroelettrici sono ad acqua fluente, dove l'energia elettrica è prodotta fintanto che nel corso d'acqua defluisce una portata superiore alla minima richiesta per il funzionamento delle turbine. In questi impianti viene di solito realizzata una piccola opera per la derivazione della quantità d'acqua necessaria all'impianto, mentre la frazione eccedente passa sopra il manufatto e continua a fluire nel corso d'acqua. Quando l'impianto è di una certa importanza, la struttura di derivazione diventa una piccola diga, usualmente denominata *traversa*, il cui ruolo come detto non è quello di accumulare l'acqua, bensì di innalzarne il livello affinché possa entrare nell'opera di presa.

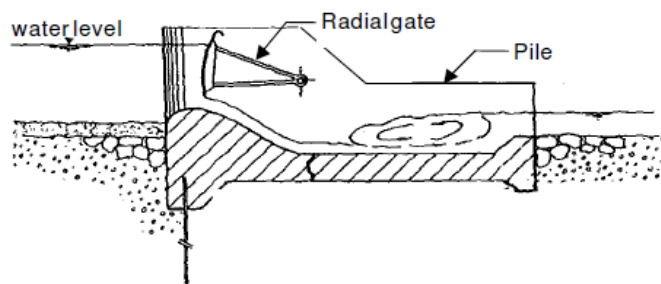
Le traverse vengono classificate in strutture fisse e mobili. Le opere di ritenuta fisse hanno il vantaggio di essere sicure, semplici, di facile manutenzione e poco costose. Per contro non permettono di regolare il livello dell'acqua e pertanto, sia il livello dell'acqua che la producibilità dell'impianto, variano in funzione della portata del corso d'acqua.

Le strutture di ritenuta mobili invece, permettono di regolare il livello dell'acqua in modo che rimanga più o meno costante entro un certo intervallo di portate. A seconda della loro configurazione e della loro capacità di scarico, possono anche essere in grado di scaricare a valle i sedimenti che si depositano a monte. Queste strutture sono in genere più costose di quelle fisse, sia in termini di realizzazione che di manutenzione, e il loro funzionamento è più complesso. Abbiamo una illustrazione delle due traverse nel disegno seguente.

Fixed structure



Mobile structure



5.3 I DISSIPATORI DI ENERGIA

Ai piedi della diga possono essere provocate erosioni dato che la fuoriuscita di acqua dallo scaricatore di superficie avviene in corrente veloce; se l'alveo è costituito da limi, argille, materiale incoerente o ghiaia il problema è ancora più grosso. Per evitare danneggiamenti alla struttura possono essere utilizzate diverse soluzioni, alcune delle quali molto costose. Le più utilizzate sono:

- bacini di dissipazione in successione;
- platea con denti di dissipazione;
- scivolo con vasca di smorzamento finale.

La maggior parte di queste strutture dissipano l'energia mediante la formazione di un risalto idraulico, dove la corrente passa da veloce a lenta, che permette di dissipare l'energia su distanze relativamente brevi. La progettazione e la costruzione dei *dissipatori di energia* è piuttosto complessa e pertanto è opportuno rivolgersi a degli

esperti. Maggiori informazioni possono essere reperite in Vischer & Hager (1995). Nelle dighe RCC è stato dimostrato che la parete inclinata a valle dello sfioratore è efficace nel ridurre la velocità del flusso e pertanto è possibile ridurre anche le dimensioni dei bacini di smorzamento.

5.4 LE OPERE DI PRESA

L'*opera di presa* è quella struttura che convoglia nel canale di carico, o nella condotta forzata, la quantità d'acqua prevista, riducendo al minimo ogni impatto negativo sull'ambiente locale. La presa funge da collegamento tra un corso d'acqua e il canale di derivazione. Il progetto della presa, basato su considerazioni geologiche, idrauliche, strutturali ed economiche, richiede un'attenzione particolare per evitare problemi di manutenzione e d'esercizio.



La localizzazione di un'opera di presa dipende da un gran numero di fattori, come la sommersione, le caratteristiche geotecniche del sito, i vincoli ambientali, il dissabbiamento e, in alcuni casi, la formazione di ghiaccio.

La configurazione ottimale è quella in cui la griglia è disposta perpendicolarmente alla traversa, così che durante i periodi di piena la corrente spinge i detriti sopra la

sua soglia. La presa non dovrebbe essere localizzata nelle vicinanze di un tratto in cui l'acqua ristagna, perché le correnti di risucchio tipiche di queste aree causano l'accumulo di detriti all'ingresso della presa.

Le principali opere complementari della presa sono:

- un bacino di decantazione (dissabbiatore), dove la velocità della corrente diminuisce;
- un sistema di sghiaimento, per eliminare il limo la sabbia e la ghiaia che si sono depositate con la minima perdita di acqua captata;
- una griglia, per ridurre la quantità di detriti e sedimenti grossolani trasportati dall'acqua in ingresso;
- uno sfioratore, per scaricare l'acqua in eccesso.

5.4.1 PRINCIPALI TIPOLOGIE

Ci sono vari tipi di presa: bisogna scegliere quello che si adatto all'impianto in considerazione. Esse possono essere classificate in base ai seguenti criteri:

- presa diretta da bacino: la presa alimenta direttamente la condotta forzata. Queste prese si rinvengono di solito in presenza di laghi o bacini artificiali e l'acqua viene convogliata in pressione.
- opera di derivazione: la presa alimenta altre vie d'acqua (canali di carico, gallerie, etc.) che di solito terminano nel bacino di carico. Queste prese si rinvengono di solito lungo i corsi d'acqua e i canali e trasportano l'acqua a pelo libero.

Le prese di derivazione lungo i corsi d'acqua possono essere ulteriormente classificate in laterali, frontali e a trappola. Le principali caratteristiche di questi tre tipo sono riassunte in tabella.

		Pendenza del corso d'acqua	Larghezza del corso d'acqua	Andamento planimetrico del corso d'acqua	Trasporto di sedimenti
Presale laterale	su lato esterno curva	0,001%<J<10%	Tutte le larghezze	In curva è ottimale	Forte trasporto di fondo, modesto trasporto in sospensione ($Q_{ep}<Q_{cr}$)
	con canale sghiaiatore	0,01%<J<10%	B<50m	Possibile su tratti rettilinei con contromisure	Forte trasporto di fondo con continuo spurgo, forte trasporto in sospensione
Presale frontale	con canale sghiaiatore	0,01%<J<10%	B<50m (B<500m per opere poco costose)	Rettilineo è l'optimum, con curve è possibile con contromisure	Forte trasporto di fondo con continuo spurgo, fortissimo trasporto in sospensione
Presale a trappola		J>10% preferibile, possibile anche con 2,5%	B<50m (B<500m per strutture che coprono solo parte della larghezza)	rettilineo	Forte trasporto di fondo (solo particelle di grandi dimensioni)

Le *prese laterali* sfruttano una curva del fiume oppure utilizzano un canale di sedimentazione. La portata di progetto deve essere minore del 50% della portata critica, dove quest'ultima è definita come la portata raggiunta alla quale inizia il trascinarsi del materiale di fondo.

Le *prese frontali* sono sempre equipaggiate con un canale di sedimentazione e sono particolarmente adatte per i tratti rettilinei dei corsi d'acqua. Il canale di sedimentazione deve essere continuamente sghiaiato e il corso d'acqua può essere largo al massimo 50 m. Il principale vantaggio di questo tipo di prese è la loro capacità di funzionare anche in presenza di grandi quantità di materiale trascinato sul fondo e sospeso. D'altro canto ciò richiede una continua attività di sghiaimento/spurgo e pertanto un notevole spreco di acqua. Le prese frontali sono largamente utilizzate in corsi d'acqua caratterizzati da letti molto larghi e da un elevato carico sospeso, come ad esempio in India e in Pakistan. In Europa trovano invece scarsa applicazione.

Le *prese a trappola* sono generalmente utilizzate in corsi d'acqua con forte pendenza, come i torrenti, e per tratti di fiume rettilinei. La presa di tipo "francese", ad esempio, è essenzialmente costituita da un canale, realizzato all'interno del letto

del fiume, che lo attraversa trasversalmente ed è protetto da una griglia con una pendenza maggiore di quella del letto del fiume. Le barre della griglia sono orientate parallelamente al flusso dell'acqua.

5.5 LA CONDOTTA FORZATA

Un particolare tipo di tubazione convogliante acqua è la *condotta forzata*, sostanzialmente un tubo che mette in comunicazione un bacino idroelettrico con le turbine. La particolarità di essa sta nell'elevata pressione di esercizio, che è di norma pari all'altezza geodetica del bacino rispetto alla bocca di alimentazione della turbina, occasionalmente soggetta a picchi dovuti ai colpi d'ariete causati da variazioni di portata, la quale avviene ad esempio da variazioni repentine del carico elettrico.

A causa della tortuosità del terreno montano, le condotte forzate presentano di solito numerosi cambi di direzione: questi sono punti critici, in quanto nei supporti che a questi corrispondono si concentrano forze dovute appunto alle alte pressioni. Per la stessa ragione i tubi sono rinforzati mediante cerchiature che fanno aumentare i costi. Il diametro interno è il dato fondamentale da calcolarsi in base alla portata minima richiesta; se si diminuisce il diametro aumenta la velocità dell'acqua nel tubo e aumentano di conseguenza le perdite di carico, e viceversa.

Le condotte possono essere interrate o posate fuori terra, a seconda di una serie di fattori come la natura del terreno, il materiale della condotta, la temperatura ambiente ed i vincoli ambientali: per quanto riguarda quest'ultimo fattore sarà preferibile la condotta interrata poiché il profilo del terreno può essere ripristinato completamente e la condotta non costituisce una barriera per gli spostamenti della fauna.

Possiamo vedere nella seguente foto un esempio di condotta forzata posata fuori terra.



Esiste una vasta gamma di materiali per condotte. Per alti salti e grandi diametri la soluzione migliore è l'acciaio saldato longitudinalmente oppure si possono prendere in considerazione anche tubi con saldatura meccanica a spirale, grazie al loro minor prezzo, sempre che siano disponibili nelle dimensioni richieste. Per gli alti salti l'acciaio o la ghisa sferoidale sono da preferirsi, ma per i medi ed i bassi salti divengono meno competitivi, poiché lo spessore dei film protettivi non decresce con lo spessore della condotta e perché esistono degli spessori minimi costruttivi sotto cui non si può scendere. Per diametri più piccoli si può scegliere tra tubi d'acciaio senza saldatura con giunto a bicchiere, che evitano le saldature in cantiere, calcestruzzo semplice o precompresso, plastici rinforzati con fibre di vetro, PVC o polietilene. I tubi di plastica sono una soluzione molto attraente per medi salti dato che sono più economici, più leggeri, più maneggevoli dei tubi d'acciaio ed in più non richiedono rivestimenti protettivi contro la corrosione.

5.6 CANALE DI RESTITUZIONE

Il *canale di restituzione* serve per riportare l'acqua nel fiume dopo che è stata turbinata. Le turbine ad azione hanno una velocità d'uscita elevata e pertanto il canale di restituzione deve essere progettato assicurando che l'acqua non crei problemi nella centrale. Tra essa ed il fiume devono prevedersi scogliere in massi o

platee antierosione. Il progetto deve anche assicurare che in caso di piena il livello d'acqua nella restituzione non salga fino ad interferire con la girante.

Nelle turbine a reazione invece, il livello nella restituzione può ostacolare il lavoro della turbina creando il fenomeno della cavitazione. Tale livello poi determina anche il salto netto disponibile e in impianti a bassa caduta può avere effetti negativi.

Capitolo 6

CONCETTI BASE PER UNA VALUTAZIONE ECONOMICA: ASPETTI NORMATIVI

La prima regolamentazione sulle acque e sulla disciplina del loro utilizzo risale alla metà del secolo scorso, in particolare compare in uno degli allegati che componevano la legge 20 marzo 1865 n° 2248 "Per la unificazione amministrativa del Regno d'Italia", che richiamava una precedente legge del 1859, già adottata nel Regno di Sardegna. Successive leggi, che tenevano sempre più conto dell'importanza della crescita industriale nell'economia del Paese e del progresso nel campo della produzione e trasmissione dell'energia elettrica, delinearono con più cura lo scenario dello sfruttamento dei fiumi e dei canali a scopo idroelettrico; esse culminarono con il R.D. 14 agosto 1920, n°1285 "Regolamento per le derivazioni ed utilizzazioni di acque pubbliche", e soprattutto con il R.D. 11 dicembre 1933, n°1775 "Testo Unico delle disposizioni di legge sulle acque e sugli impianti elettrici", che rappresentano l'antica e solida base della vigente legislazione in materia.

Dagli anni '60 l'idroelettrico ha vissuto una fioritura apparentemente inesauribile: dalle 563 centrali e 2.100 MW installati nel 1925 si passò a 1142 centrali e 12.150 MW installati nel 1962, periodo in cui la sua produzione raggiunse quasi il 70% del totale dell'energia prodotta in Italia. Più si andò avanti col tempo più le normative, intesa principalmente come iter burocratico che è necessario affrontare per giungere ad ottenere tutte le autorizzazioni, diventarono sempre più rigide: esse sono uno dei fattori che maggiormente limita l'effettiva realizzazione delle centrali. Questo perché bisogna tutelare sempre più i corsi d'acqua, dato che sono beni pubblici il cui utilizzo è giusto che sia controllato al fine di garantirne la disponibilità per tutti.

Aumentano anche gli obiettivi da raggiungere: nel novembre del 2008 l'Unione Europea ha definito una strategia che prende il nome di "20-20-20", la quale indica

entro il 2020 una riduzione del 20% delle emissioni e la provenienza da fonti rinnovabili del 20% dell'energia consumata. Il mancato conseguimento di quest'obiettivo da parte di uno stato comunitario comporterà una sua penalità. In Italia gli interventi sono stati di due tipi:

- Semplificare l'iter burocratico per l'ottenimento delle concessioni, delegando la responsabilità alle regioni e al limite alle province: si parla di Decentramento Amministrativo;
- Immettere sul mercato degli incentivi come i Certificati verdi e la Tariffa Onnicomprensiva, che permettano l'agevolazione alla produzione di energia da fonte rinnovabile e possano far fronte alla scarsa competitività di costo di produzione che queste tecnologie hanno nei confronti delle fonti fossili.

Prima di descrivere questi due punti vogliamo dare una definizione di alcuni concetti che si ritiene necessari per la realizzazione di un impianto idroelettrico.

6.1 LA CONCESSIONE

La *concessione* di derivazione d'acqua pubblica ad uso idroelettrico è uno dei fattori più critici e talvolta limitante nell'avviamento di una centrale mini idroelettrica. Bisogna chiederla presso la Provincia con tutti i dati di progetto della centrale (turbina, planimetria catastale, salto, portata, ubicazione, VIA, ecc). Un punto molto variabile è il tempo necessario per il rilascio della concessione: ci vogliono circa 10 anni, con casi non rari in cui ce ne sono voluti 15; questo causa una disincentivazione degli investimenti nel settore e non è possibile stabilire con che probabilità la concessione verrà effettivamente rilasciata. In ogni caso essa ha durata trentennale con possibilità di rinnovo a scadenza. Se si rimane sotto i 20 kW compresi, la situazione si semplifica e non serve la licenza di esercizio.

La concessione è molto importante ed ha un valore molto elevato perché è come se fosse un brevetto o una licenza protetta che garantisce di fatto il monopolio del mercato. Può capitare che più persone richiedano la stessa concessione: in questo caso si ha una "richiesta di concessione in concorrenza".

Si può fare una distinzione in base alla potenza nominale:

- Piccole derivazioni, con potenza nominale minore di 3 MW: concessione rilasciata dalle provincie;
- Grandi derivazioni, con potenza nominale maggiore di 3 MW: concessione rilasciata dalle Regioni.

In relazione alle concessioni idroelettriche, il Decreto Bersani prevede che ogni soggetto possa richiedere, almeno cinque anni prima della scadenza di una concessione di grande derivazione di acqua per uso idroelettrico e purché in possesso di adeguati requisiti organizzativi e finanziari, il rilascio della medesima concessione a condizione che presenti un programma di aumento dell'energia prodotta o della potenza installata, nonché un programma di miglioramento e risanamento ambientale del bacino idrografico di pertinenza.

In presenza di una o più richieste, l'amministrazione competente dovrà valutarne l'idoneità e provvedere a notificarne i contenuti al concessionario.

La mancata comunicazione del concessionario determinerà la rinuncia del medesimo al rinnovo della concessione.

6.2 I VARI TIPI DI VALUTAZIONE

La *valutazione di impatto ambientale* (VIA) è una procedura amministrativa per l'autorità decisionale finalizzata ad individuare, descrivere e valutare gli effetti che un determinato progetto comporta sull'ambiente. Viene svolta basandosi sia su informazioni fornite dal proponente, sia sulla consulenza data da altre strutture, nonché dalla partecipazione di gruppi sociali appartenenti alla comunità.

La VIA viene effettuata considerando i seguenti fattori ambientali, anche in correlazione tra di loro:

- essere umano, fauna e flora;
- suolo, acqua, aria, fattori climatici e paesaggio;
- beni materiali e patrimonio culturale.

I documenti richiesti sono:

- Dati legali del richiedente;
- Progetto definitivo dell'opera;
- Studio di impatto ambientale;
- Copia dell'avviso di pubblicazione;
- Elenco autorizzazioni, concessioni, licenze, pareri, nulla osta e assensi già acquisiti o da acquisire ai fini della realizzazione dell'esercizio dell'opera o intervento.

La tempistica va da un minimo di 150 giorni ad un massimo di 330.

Per quanto riguarda il mini idroelettrico, il quale ha un impatto ambientale piuttosto limitato, grazie alla piccola dimensione dell'impianto e delle opere civili di derivazione è sufficiente ottenere la *Verifica di Assoggettabilità*, senza dover ricorrere alla Valutazione Impatto Ambientale. Per entrambe l'ente competente in materia è la Regione che può dare una valutazione positiva o negativa.

I documenti richiesti per la Verifica di Assoggettabilità sono:

- Dati legali del richiedente;
- Progetto preliminare dell'impianto;
- Studio preliminare ambientale.

Sono necessari 90 giorni per ottenere tale procedimento.

La procedura di *verifica o screening*, invece, è una procedura tecnico amministrativa volta ad effettuare una valutazione preliminare della significatività dell'impatto ambientale di un progetto, determinando se lo stesso richieda, in relazione alle possibili ripercussioni sull'ambiente, lo svolgimento successivo della procedura di valutazione dell'impatto ambientale.

6.3 IL DECENTRAMENTO AMMINISTRATIVO

Vogliono spendere questo paragrafo per sottolineare un fatto importante per quanto riguarda le concessioni idroelettriche: il *decentramento amministrativo*.

L'art. 31 del DLgs 112/98 "attribuisce alle Province la competenza per il rilascio dell'autorizzazione all'installazione e all'esercizio degli impianti di produzione di energia di potenza inferiore a 300 MW". Essendo il Mini Idroelettrico di potenza inferiore ai 3MW (o comunque generalmente inferiore ai 10 MW), è evidente come esso sia di fatto regolato dalle Province. Questa normativa permette una grande semplificazione dell'iter burocratico da seguire per ottenere le concessioni evitando una gestione centralizzata.

Per potenze superiori ai 300 MW lo stato definisce un risultato che le Regioni debbono raggiungere, lasciando poi a queste ultime l'autonomia per quanto riguarda la concessione delle autorizzazioni ai vari impianti; come detto per potenze inferiori si effettua un decentramento alle Province.

Tale decentramento permette la ripartizione delle responsabilità e degli obiettivi senza però dettare delle regole: abbiamo dei target da raggiungere in termini di politica energetica, ma non sono definite le leve per arrivarci, quindi possono essere trascurate o prese superficialmente voci come, ad esempio l'impatto ambientale.

Al fine di raggiungere i target si innescano delle corse alla liberalizzazione in alcune regioni con la conseguenza di attirare molti investimenti che potrebbero finire col creare un eccessivo sfruttamento del territorio.

E' possibile che una regione, una volta raggiunto il risultato imposto, non vada avanti nel perseguire una politica virtuosa in termini di rinnovabili ed efficienza energetica, pur avendone le potenzialità e la possibilità.

6.4 IL DEFLUSSO MINIMO VITALE

Parlando di normativa è importante fermarsi a comprendere il concetto di *Deflusso Minimo Vitale*, un parametro del quale si deve tener conto se si vuole realizzare una centrale idroelettrica. Esso riguarda la quantità d'acqua del fiume che non può essere sfruttata per la produzione di energia, essendo la quantità minima per garantire la

sopravvivenza del fiume e degli animali, la cui vita dipende dal corso d'acqua in questione, e delle altre attività umane che ad esso si appoggiano (turismo, pesca, ecc.). La Regione Lombardia e l'Autorità di Bacino del Po stabiliscono un rilascio proporzionale alla superficie (S) di bacino sottesa dalla derivazione, secondo il fattore 1,6; quindi il DMV = 1,6 x S, con la possibilità di ritocchi in aumento correlati alle condizioni locali (piovosità, altitudine, qualità ambientale).



Il DMV è un concetto strettamente collegato con la progettazione dei passaggi artificiali per pesci: opere di derivazione idrica (dighe, traverse idroelettriche ed irrigue, ecc.), pertanto, si devono mettere in relazione con essi per quanto riguarda la portata rilasciata, costituente appunto il DMV stesso.

Ora andiamo a parlare dei due incentivi dell'idroelettrico: i Certificati Verdi e la Tariffa Onnicomprensiva.

6.5 GLI INCENTIVI: I CERTIFICATI VERDI

Un *certificato verde* è una forma di incentivazione di energia elettrica da fonti rinnovabili: sono stati introdotti dal decreto di liberalizzazione del settore elettrico noto come Decreto Bersani.

Si tratta in pratica di titoli negoziabili che permettono alle imprese che producono energia da fonti convenzionali (petrolio, carbone, metano, eccetera) di rispettare la legge che obbliga ogni produttore o importatore di energia a usare fonti rinnovabili per il 2%: tale quota si incrementa ogni anno, dal 2004, di 0,35% punti percentuali. In altre parole, una centrale elettrica a carbone o a petrolio dovrà acquistare tanti certificati verdi quanti sono necessari per far sì che il 2% dell'energia complessivamente prodotta o acquistata provenga da fonti rinnovabili.

Il Decreto Bersani stabilisce che i produttori possano richiedere i certificati verdi per 8 anni (per impianti entrati in servizio o revisionati dopo l'aprile del 1999) e per 15 anni per impianti successivi al 31/12/2007 (norma in finanziaria 2008).

In Italia essi sono emessi dal GSE (Gestore Servizi Energetici) su richiesta dei produttori di energia da fonti rinnovabili.

I certificati verdi possono essere accumulati e venduti successivamente, ad esempio quando il valore sia cresciuto a seguito della domanda di mercato. Nel 2005 il valore è stato fissato dal mercato a 108,92 €/MWh al netto dell'IVA per 86.136 certificati verdi emessi per complessivi 4.308 GWh.

Il prezzo è stato pari a circa 125 €/MWh nel 2006, valore a cui va aggiunto il prezzo di cessione dell'energia elettrica sul mercato (oltre 70 €/MWh), per un totale di circa 200 €/MWh.

Il risultato di questa politica è la creazione di un mercato in cui alcuni possono vendere l'energia con maggiori margini di profitto rispetto ad altri, in modo da incentivare, almeno in teoria, modi di produzione dell'energia che dovrebbero ridurre la quantità di gas-serra (anidride carbonica ed altri).

6.6 GLI INCENTIVI: LA TARIFFA ONNICOMPENSATIVA

Come detto, i certificati verdi vengono venduti al valore di mercato, come avviene nelle contrattazioni di borsa. Come tale essi hanno un valore che varia a seconda della domanda e offerta; da quando sono stati introdotti il loro prezzo è costantemente aumentato fino all'introduzione della *tariffa onnicompensativa*, che ha un valore fisso e sostituisce il certificato verde ed il prezzo al quale l'energia

verrebbe ritirata. Tale tariffa vale, come stabilito nel Decreto Bersani, per impianti di potenza nominale media annua non superiore a 1 MW (in cui rientra parte del mini idroelettrico) entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2007.

La tariffa onnicomprensiva può essere variata ogni tre anni, con Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, assicurando la congruità della remunerazione ai fini dell'incentivazione delle fonti energetiche rinnovabili.

Se la vendita dei certificati verdi sul mercato può permettere un maggior guadagno nel momento in cui ci sia un picco di domanda, la tariffa onnicomprensiva garantisce stabilità di prezzo e protegge il produttore di energia da manovre speculative che possono verificarsi sulla borsa elettrica.

Essa, come si vede nella tabella seguente, ha un valore diverso per ogni tipo di fonte rinnovabile: per quanto riguarda l'idroelettrico è di 22 €/Cent/kWh ed è sempre stata maggiore del prezzo dei certificati verdi, facendo sì che i piccoli produttori fossero incentivati a trattare la tariffa onnicomprensiva.

Fonte	Tariffa (€/cent/kWh)
Eolica per impianti di taglia inferiore a 200 kW	30
Geotermica	20
Moto ondoso e maremotrice	34
Idroelettrico	22
Rifiuti biodegradabili, biomasse	22
Biomasse e biogas prodotti da attività agricola, allevamento e forestale da filiera corta	30
Gas di discarica e gas residuati dai processi di depurazione e biogas	18

Le centrali di potenza inferiore a 1 MW si trovano così a beneficiare di una tariffa che è tra le maggiori in Europa e nel Mondo; questo, se da un lato rende il mini idroelettrico molto attrattivo, dall'altro introduce un inevitabile fattore di distorsione nel passaggio da potenza teorica sviluppabile a potenza effettivamente installata. Non è raro infatti che i titolari di impianti desiderino installare macchine di potenza

inferiore o uguale a 1 MW, nonostante potrebbe esserci la possibilità di sfruttare una maggiore potenza.

6.7 IL RITIRO DEDICATO

Dopo tutto quello descritto fino ad ora possiamo sottolineare che un produttore può cedere l'energia:

- al mercato;
- vendendola ad un cliente finale idoneo o grossista, tramite contrattazione bilaterale;
- vendendola in borsa;
- oppure, in alternativa, può richiederne il ritiro (è il cosiddetto *ritiro dedicato*).

Gli impianti di potenza inferiore a 10 MW (potenza nominale), qualunque sia la fonte, e di qualunque potenza alimentati da fonti rinnovabili, possono optare per il ritiro dedicato da parte del GSE. Questo si impegna a ritirare anche le eccedenze prodotte dagli impianti alimentati da fonti rinnovabili programmabili di potenza non inferiore a 10 MW purché nella titolarità di un autoproduttore. Il ritiro dedicato prevede quindi semplificazioni, non incentivi: per questo motivo al prezzo di ritiro si somma poi quello degli incentivi, tranne per il caso in cui il produttore opti per la tariffa omnicomprensiva.

Con la delibera n. 34/05 per il primo periodo fino al 31 dicembre 2007, il ritiro commerciale dell'energia elettrica veniva effettuato dal gestore di rete; con la delibera n. 280/07 dall'1 gennaio 2008 esso viene effettuato dal GSE.

Il GSE, per gli impianti che si avvalgono del ritiro dedicato, è utente del dispacciamento in immissione e utente del trasporto. A tal fine gestisce i rapporti con Terna e con le imprese distributrici applicando la regolazione vigente, senza deroghe. Il GSE, al tempo stesso, regola il ritiro commerciale e l'accesso alla rete dell'energia elettrica con i produttori.

Per il 2009 i prezzi minimi garantiti per gli impianti idroelettrici di potenza nominale media annua fino a 1 MW hanno assunto i seguenti valori:

- per i primi 250.000 kWh annui, 140,4 €/MWh;
- da oltre 250.000 fino a 500.000 kWh annui, 107,3 €/MWh;
- da oltre 500.000 fino a 1.000.000 kWh annui, 86,7 €/MWh;
- da oltre 1.000.000 fino a 2.000.000 kWh annui, 80,5 €/MWh;
- oltre i 2.000.000 kWh annui, il prezzo zonale orario.

6.8 LO SCAMBIO SUL POSTO

Lo *scambio sul posto* consente di immettere in rete l'energia elettrica prodotta ma non immediatamente autoconsumata, per poi prelevarla in un momento successivo per soddisfare i propri consumi. Il servizio di scambio sul posto è regolato su base economica dal GSE in forma di contributo associato alla valorizzazione, a prezzi di mercato, dell'energia scambiata con la rete.

La disciplina si applica dal 1° gennaio 2009 ai soggetti richiedenti che abbiano la disponibilità o la titolarità di impianti:

- alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW;
- alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 200 kW (se entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2007);

Il GSE riconosce un contributo, a favore del soggetto titolare dell'impianto, definito come Utente dello scambio (USSP), che si configura come ristoro di una parte degli oneri sostenuti per il prelievo di energia elettrica dalla rete. Ai fini del calcolo del contributo, da determinarsi su base annuale solare, viene presa in considerazione:

- la quantità di energia elettrica scambiata con la rete (l'ammontare minimo tra energia immessa e prelevata dalla rete nel periodo di riferimento);
- il controvalore in Euro dell'energia elettrica immessa in rete;
- il valore in Euro dell'onere di prelievo sostenuto per l'approvvigionamento dell'energia prelevata dalla rete, suddiviso in onere energia e onere servizi.

Abbiamo quindi affrontato in questo capitolo il quadro normativo inerente al settore idroelettrico partendo dalla definizione di concessione e dalle varie valutazioni

ambientali fino ad arrivare ai vari tipi di incentivi e ad altre terminologie che si è ritenuto necessario trattare. Per concludere ci soffermiamo su un fatto che farà notare l'importanza di quello descritto in questo capitolo.

Se facciamo una ricerca ed analizziamo la potenza lorda installata nei diversi anni, dal 1997 al 2007, si nota un andamento piuttosto irregolare e impossibile da interpretare, ma che diventa chiaro andando ad analizzarne i picchi in corrispondenza delle introduzioni normative dell'anno di riferimento.

Dal 1997 la potenza installata ha avuto sempre saldo annuale negativo tranne nel 1999 e nel 2004, anni in cui si ha il maggior incremento di energia installata, segno evidente di investimenti nel settore. Non è un caso che il 1999 sia l'anno in cui viene approvato il Decreto Bersani (Decreto legislativo n.79 16/03/1999), nel quale si introduce il meccanismo di incentivazione dei Certificati Verdi, liberalizzando di fatto il mercato dell'energia elettrica.

L'altro picco, quello relativo al 2004, può essere ricondotto alla Legge 239/04 (Legge Marzano), che "ha sancito la possibilità di estendere il trattamento previsto dal D.Lgs. 152/99 per le piccole derivazioni di pertinenza ENEL (che prorogava la concessione per ulteriori 30 anni a partire dal 1999) anche a soggetti diversi da ENEL, previa richiesta da inviare all'ente competente entro il 31/12/05". In altre parole, è dal 2004 che viene liberalizzato il settore del mini idroelettrico, permettendo a chiunque di richiedere le autorizzazioni per la derivazione dell'acqua e la costruzione dell'impianto. Per questa ragione si può ritenere che gran parte dell'incremento di potenza installata nel 2004 riguardi il mini idroelettrico.

Questo fa capire come le potenzialità di questo settore siano ancora nascoste e legate sostanzialmente al quadro normativo più che alla possibilità finanziaria e alla disponibilità di bacini adatti.

Capitolo 7

VALUTAZIONE ECONOMICA DI UN IMPIANTO IDROELETTRICO

Dopo aver descritto tutto il necessario che dovevamo sapere sull'idroelettrico, andiamo ad addentrarci nel capitolo che è oggetto di questo elaborato.

L'investimento in un piccolo impianto idroelettrico comporta un certo numero di pagamenti distribuiti lungo la vita del progetto e procura degli introiti, anch'essi distribuiti nel tempo. L'analisi economica ha lo scopo di confrontare le diverse alternative possibili per scegliere la più vantaggiosa oppure abbandonare definitivamente l'iniziativa. Cominceremo con l'analizzare i costi e i ricavi di un impianto idroelettrico per poi passare al vero e proprio studio di fattibilità economica.

7.1 ANALISI DEI COSTI

I costi rappresentano il capitale richiesto per la realizzazione dell'opera e per la sua corretta manutenzione. Gli elementi di costo che vengono considerati sono i seguenti:

- Costo opere civili;
- Costo opere idrauliche;
- Costo opere elettromeccaniche;
- Costo di progettazione;
- Costi di allacciamento alle rete elettrica;
- Autorizzazione.

A fianco di questi costi vengono considerati i costi di natura ricorrente:

- Costi di esercizio;
- Costi di manutenzione;
- Costi dei canoni.

Tra tutte le rinnovabili, la fonte idroelettrica è una di quelle che presenta le maggiori difficoltà nel momento in cui si tenta di ipotizzare un costo di investimento medio per kW installato.

7.1.1 COSTO OPERE IDRAULICHE E CIVILI

Consolidata l'intenzione di realizzare un impianto idroelettrico è opportuno cominciare con un'analisi di dove sarà ubicata la centrale: influiscono su questa ricerca non solo fattori economici, ma anche ambientali e normativi. Bisogna tenere conto delle *opere idrauliche* (opere di presa, condotta forzata, opere di sbarramento, ecc) e *civili* (edificio della centrale, eventuali escavazioni, eventuale disboscamento, eventuale realizzazione di nuovi collegamenti stradali, opere murarie in genere, eventuali scavi, ecc.) che nella determinazione del costo complessivo spesso incidono per il 40%, ben più della parte meccanica ed elettrica. Per queste opere, molte delle quali abbiamo trattato nei capitoli precedenti, è necessario molto tempo tra costruzione e fornitura materiali. Per avere qualche informazione in più si può prendere contatto con i produttori di opere idrauliche (possibilmente più di uno). Attraverso la loro esperienza, e mediante il confronto diretto tra le possibili soluzioni relative allo specifico sito, ci si potrà orientare verso le scelte tecniche più opportune: spesso nelle applicazioni a piccola scala i costruttori di apparecchiature sono anche in grado di fornire una consulenza alla fase di progettazione delle opere idrauliche e civili, così da consegnare un progetto chiavi in mano.

Le opere civili ed idrauliche sono inevitabilmente dipendenti dalle caratteristiche di ogni singolo sito e, data la loro importanza dal punto di vista economico, vanno attentamente valutate durante la fase progettuale preliminare.

7.1.2 COSTO APPARECCHIATURA ELETTROMECCANICA

Il costo dell'*apparecchiatura elettromeccanica* (turbina, moltiplicatore, generatore ed alternatore che abbiamo già trattato nei capitoli precedenti) ricopre una grossa percentuale dell'investimento, circa il 30% sul totale della spesa.

In base alle caratteristiche stimate di salto e portata si può individuare, mediante opportuni grafici rilasciati dai costruttori, la tipologia di turbina e la taglia più adatta. È perciò importante determinare il suo costo effettivo data la sua influenza sulla fattibilità del progetto. Si può ricavare un'espressione, nel caso di piccoli impianti, che dipende dalla potenza nominale dell'apparecchiatura installata (P) e dal salto utile netto (H_u):

$$\text{Costo} = a P^{b-1} H_u^c$$

dove a, b e c sono coefficienti che dipendono dalla geografia, dallo spazio e dal tempo in cui essi vengono usati.

Se ci basiamo sullo studio di due autori spagnoli, B. Ogayar e P. G. Vidal, possiamo giungere, tralasciando naturalmente la dimostrazione, al loro risultato che è oggetto di interesse questa tesi:

$$\text{Costo} = 33236 P^{-0,58338} H_u^{-0,113901}$$

La relazione ci dà il costo espresso in €/kW di potenza installata e si riferisce alla spesa per l'intero equipaggiamento elettromeccanico (turbina + moltiplicatore + generatore + alternatore) nel caso di impianto con turbina idraulica tipo Kaplan; naturalmente per altre turbine avremo altri risultati. Si ha un margine massimo di errore tra i risultati della relazione e i reali investimenti di ± 20%.

E importante soffermare che le due espressioni sono oggetti di numerosi calcoli e per i quali è necessario effettuare molte ipotesi che noi sicuramente tralasciamo.

7.1.3 COSTO DI OPERE DI CONNESSIONE ELETTRICA

Questa voce occupa il 20 % dell'investimento totale e comprende la costruzione di una nuova linea elettrica di collegamento tra l'impianto e la rete di distribuzione esistente (potenzialmente lunga anche fino a diversi chilometri), l'edificazione di una sottostazione elettrica esterna nei pressi della centrale, l'adattamento della rete di distribuzione esistente per accogliere la nuova energia in arrivo dall'impianto (generalmente a carico del Gestore dei Servizi Elettrici) ed il costo di tutte le varie apparecchiature di controllo e regolazione.

7.1.4 AUTORIZZAZIONE

Le *autorizzazioni* (concessione, VIA, ecc.) non sono un vero e proprio costo, ma ci sembra il caso di dedicare un paragrafo per sottolineare nuovamente un fatto importante: la tempistica. Abbiamo già detto in precedenza che per ottenere una concessione ci vogliono anni e non si è sicuri neanche di averla: quindi perché spendere tanto tempo a fare conti o ad ordinare materiale idraulico senza sapere se si potrà veramente edificare? La concessione è la prima cosa da avere in mano prima di dare inizio a tutto: senza di lei non si può far nulla. Ecco perché il fattore tempo è come se fosse un costo: col passare degli anni i preventivi, i prezzi e anche la situazione ambientale possono cambiare. Sempre tale fattore può contribuire a ritenere, anche se in maniera limitata, l'idroelettrico un business svantaggioso.

7.1.5 ALTRI COSTI

Costo di progettazione, esercizio e manutenzione

Comprendono tutte le spese di gestione dell'impianto durante il suo funzionamento e tutti gli oneri delle manutenzioni periodiche e straordinarie, oltre ai costi derivanti

dai canoni di concessione. Sono valutati come una percentuale variabile dall'1% al 4% del costo totale dell'investimento, risultando in linea con quanto proposto dall'ENEA (Ente per le Nuove tecnologie, l'Energia e l'Ambiente) nella pubblicazione "Le Fonti Rinnovabili 2005 - Lo sviluppo delle rinnovabili in Italia tra necessità e opportunità".

Data la modesta complessità costruttiva di un impianto mini idroelettrico, manutenzione e gestione risultano molto semplificate rispetto a quelle di impianti di taglia maggiore: non è richiesta la presenza di un custode fisso, ma di un operatore che saltuariamente verifichi la corretta funzionalità delle opere idrauliche (di presa e di filtraggio) e di quelle elettromeccaniche (turbina-alternatore). La gestione avviene come già detto in remoto, attraverso sistemi di comando e telecontrollo che consentono, mediante un PC, di ricevere dati e fornire comandi all'impianto.

Costi amministrativi e gestionali

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

Costi generali e le imposte d'esercizio

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

7.2 ANALISI DEI RICAVI

In una centrale idroelettrica oltre a vendere l'energia è importante ammortizzare i costi di impianto con forme di sovvenzione pubblica, tali da renderne competitivo l'esercizio. Negli ultimi anni, fortunatamente, una serie di incentivi statali sono stati resi disponibili ai produttori. Quindi i costi vengono comparati con i ricavi che sono derivanti da:

- Vendita da incentivi statali;
- Vendita di energia elettrica;
- Risparmio (costo evitato) di energia elettrica;

7.2.1 VENDITA DA INCENTIVI STATALI

Abbiamo già trattato le forme di incentivazione più gettonate e la loro entrata in vigore nello stato italiano. Come detto per impianti che entrano in esercizio a decorrere dal 1° gennaio 2008, i produttori possono richiedere l'incentivazione mediante Certificati Verdi (CV) o mediante uno speciale compenso definito Tariffa Omnicomprensiva (TO): ne riportiamo brevemente le principali caratteristiche.

Certificati Verdi

Il meccanismo dei *Certificati Verdi* (CV) impone l'obbligo, a partire dal 2001, per i produttori e per gli importatori di energia elettrica, di immissione sul mercato di una quota ricavata da fonti di energia rinnovabile pari al 2%, incrementata ogni anno dello 0.35%. Tale obbligo non riveste caratteristiche di assolutezza, nel senso che produttori ed importatori non sono obbligati a produrre in proprio l'energia elettrica da fonti rinnovabili, ma, mediante i CV, possono ottemperare alle prescrizioni attraverso meccanismi di negoziazione basati su regole di mercato (market oriented), e, conseguentemente, in linea con la filosofia di liberalizzazione introdotta dal corpus normativo del settore elettrico. I CV sono titoli negoziabili emessi dal Gestore del Mercato Elettrico (GME) e possono essere venduti e acquistati mediante contratti bilaterali o attraverso una piattaforma di negoziazione del GME. Nel primo caso i

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

Tariffa Onnicomprensiva

Per impianti di potenza nominale media annua non superiore a 1 MW, la finanziaria 2008 ha introdotto, in alternativa ai CV, la *tariffa onnicomprensiva*, che ha un valore fisso e sostituisce il certificato verde e il prezzo al quale l'energia verrebbe ritirata. La TO comprende sia il valore dell'incentivo che il ricavo per la vendita dell'energia elettrica prodotta. Inoltre solo una quota parte dell'energia elettrica netta da fonte rinnovabile prodotta dall'impianto ed immessa in rete può accedere alla TO. Per quanto riguarda l'idroelettrico tale tariffa ha un valore di 0,22 €/kWh di energia prodotto ed ha validità per i primi 15 anni di esercizio.

7.2.2 VENDITA DA ENERGIA ELETTRICA

Alternativamente agli incentivi, al fine di generare ricavi, si vende l'energia prodotta mediante gli impianti idroelettrici, la quale deve essere immessa sulla rete elettrica nazionale attraverso due tipologie di ritiro (Delibera 89/07 AEEG, Delibera 34/05 AEEG) da parte del GME, in funzione della potenza prodotta.

Le due principali tipologie di ritiro che anch'esse abbiamo già trattato sono lo scambio sul posto ed il ritiro dedicato.

Lo scambio sul posto

Lo *scambio sul posto* consente di immettere in rete l'energia elettrica prodotta ma non immediatamente autoconsumata, per poi prelevarla in un momento successivo per soddisfare i propri consumi. La disciplina si applica dal 1° gennaio 2009 ai piccoli impianti che sono alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW. Il servizio di scambio sul posto deve essere richiesto dal produttore, ha validità di un anno e può essere rinnovato. Al produttore viene retribuito, da parte de GSE, un prezzo che varia in base alla fascia oraria, all'area geografica e al giorno della settimana nei quali ha luogo lo scambio.

Il ritiro dedicato

Il *ritiro dedicato* vale per impianti con potenze superiori ai 20 kW e inferiore a 10 MW e prevede che tutta l'energia prodotta sia venduta al gestore della rete (GSE) tramite accordi diretti che prevedono o un prezzo di acquisto garantito (prezzi minimi garantiti) o un prezzo in base a fasce orarie. Il ritiro dedicato prevede quindi semplificazioni, non incentivi.

Per quanto riguarda i prezzi minimi garantiti, l'Autorità assicura agli impianti di potenza inferiore a 1 MW, alimentati da fonti rinnovabili, una tariffa minima, con l'intento di rendere più sopportabili i costi di produzione. Di queste tariffe minime possono beneficiare i primi 2 milioni di kWh immessi annualmente in rete.

Per il 2009 i prezzi minimi garantiti per gli impianti idroelettrici di potenza nominale media annua fino a 1 MW hanno assunto i seguenti valori:

- per i primi 250.000 kWh annui, 140,4 €/MWh;
- da oltre 250.000 fino a 500.000 kWh annui, 107,3 €/MWh;
- da oltre 500.000 fino a 1.000.000 kWh annui, 86,7 €/MWh;
- da oltre 1.000.000 fino a 2.000.000 kWh annui, 80,5 €/MWh;
- oltre i 2.000.000 kWh annui, il prezzo zonale orario.

Importante ricordare che quando chi produce dirige la sua scelta sulla tariffa onnicomprensiva, non può avvalersi di null'altro, né dei certificati verdi, né dei ricavi della vendita dell'energia prodotta. Come detto, infatti, questa speciale tariffa comprende sia il valore dell'incentivo che il ricavo per la vendita dell'energia.

7.3 FATTIBILITA' ECONOMICA

Lo *studio di fattibilità* di un impianto è finalizzato alla verifica dei costi e dei rientri economici ed è volto alla scelta delle macchine appropriate ed al loro dimensionamento; è un compito genericamente affidato ai progettisti, ai consulenti o ai costruttori stessi. Si tratta infatti di un'attività piuttosto complessa che deve tenere in considerazione diversi fattori. Lo Studio di fattibilità deve accertare che un determinato layout di impianto abbia il rapporto costi/ricavi adeguato alle aspettative del futuro produttore. Qualora il risultato economico derivante dall'applicazione al progetto di un business plan con le voci sopra indicate fornisca un risultato accettabile per l'investitore, si può procedere con la fase autorizzativa e di costruzione. Ci sono alcuni metodi per verificare la fattibilità economica che dividiamo in metodi statici, che non dipendono dal costo opportunità del capitale, e dinamici, che viceversa dipendono.

7.3.1 METODI STATICI

I metodi statici che andiamo a descrivere riguardano il tempo di Payback e il ROI.

Metodo del payback

Stabilisce il numero di anni necessari affinché un certo investimento di capitale sia compensato dalle entrate che ne derivano, cioè in poche parole stabilisce in quanto tempo un investimento viene ripagato. Tale numero di anni è definito *payback time* (tempo di ritorno dell'investimento) o periodo di pareggio.

Tempo di Payback = costi dell'investimento / ricavo annuale netto

Il payback time è calcolato tralasciando il costo opportunità del capitale, che è il guadagno che si conseguirebbe se si impiegasse il capitale in un investimento alternativo a quello scelto. Per costi dell'investimento si identificano i costi di costruzione (opere civili, elettriche ed elettromeccaniche, ecc) ed i benefici sono i ricavi annui netti, risultanti dalla vendita dell'energia prodotta dopo aver sottratto le spese di esercizio e manutenzione, oppure derivanti da incentivi; il tutto in condizioni di valore del denaro costante. Affinché un piccolo impianto possa considerarsi conveniente il payback time non dovrebbe superare i sette anni. In ogni caso il metodo del payback non consente di distinguere tra differenti soluzioni tecniche per lo stesso impianto o di scegliere tra diversi progetti che possano essere sviluppati dallo stesso investitore. Infatti non prende in considerazione i flussi di cassa successivi al periodo di payback e perciò non misura la bontà dell'investimento lungo il suo intero ciclo di vita.

Se si utilizza il metodo del tempo di ritorno, i progetti e gli investimenti con tempi di ritorno più brevi sono classificati meglio di quelli con tempi più lunghi. L'assunto è che i progetti con tempi di ritorno più brevi sono meno rigidi e quindi presentano rischi minori.

Metodo del ROI

Il *ritorno dell'investimento* (ROI = return of investment) è pari al rapporto percentuale tra le entrate medie annue, al netto delle spese e degli ammortamenti, e il costo totale dell'investimento.

$$\text{ROI} = (\text{entrate nette medie annue} / \text{costo dell'investimento}) \times 100$$

L'utilizzo del ROI fornisce una rapida stima dei rendimenti netti del progetto e può costituire una valida base per confrontare diversi progetti. Con questo metodo vengono presi in considerazione i ritorni sull'investimento per tutto il periodo di vita

del progetto (a differenza del metodo pay-back che considera solo il periodo che serve per rientrare dell'investimento iniziale). D'altro canto, il metodo ROI utilizza i valori relativi ai guadagni piuttosto che i flussi di cassa e ignora completamente il valore del denaro nel tempo. Per aggirare questo problema, si dovrebbero prendere in considerazione il valore attuale netto del progetto e il suo tasso interno di rendimento.

7.3.2 METODI DINAMICI

Questi metodi d'analisi finanziaria tengono conto dei costi totali e dei benefici durante l'intera durata dell'investimento e del momento in cui avvengono i flussi di cassa. Essi sono il VAN e il TIR.

Metodo del Valore Attuale Netto (VAN) o Net Present Value (NPV)

Il VAN è un metodo per creare una gerarchia tra varie proposte di investimento. Il *valore attuale netto* o *Net Present Value* è dato dalla differenza tra il valore attuale degli incassi futuri, scontati al costo marginale del capitale, e il costo dell'investimento; può essere ottenuto attraverso i seguenti passaggi:

- Calcolare i flussi di cassa attesi (di solito annui) che derivano dall'investimento;
- Sottrarre il costo del capitale scontato ad un tasso di interesse, da correggere in relazione alla durata dell'investimento e al rischio specifico, per avere il valore attuale;
- Sottrarre l'investimento iniziale.

Pertanto il VAN è un valore che esprime quanto renderà un investimento in termini di valore monetario attuale. La stima dei flussi di cassa lungo tutto il periodo all'indietro fino al presente permette di ottenere questo. Un progetto dovrebbe essere preso in considerazione solo se il VAN è positivo.

Sotto le ipotesi che i flussi di cassa si verificano ad intervalli di tempo regolari, cioè che il primo flusso avvenga alla fine del primo periodo e che i successivi flussi di cassa avvengano alla fine dei periodi successivi, si può ricavare la formula del VAN:

$$VAN = \sum_{i=0}^n \frac{R_i - (I_i + O_i + M_i)}{(1 + r^i)} + V_r$$

Dove diamo la definizione dei singoli valori:

I_i = investimento nel periodo i ;

R_i = entrata nel periodo i ;

O_i = costi di esercizio nel periodo i ;

M_i = costi di manutenzione e riparazione nel periodo i ;

V_r = valore residuo dell'investimento alla fine della sua vita quando la vita delle opere è più lunga di quella dell'impianto (solitamente pari alla durata della concessione);

r = tasso di attualizzazione o costo opportunità del capitale (se il periodo è un trimestre il tasso del periodo sarà $\frac{1}{4}$ del tasso annuo, etc.);

n = numero di periodi in cui è suddivisa la vita dell'impianto (anni, trimestri, mesi).

Il calcolo riguarda un periodo di 30 anni circa, perché, applicando il metodo dell'attualizzazione, sia le spese che le entrate diventano insignificanti dopo un gran numero di anni.

Progetti differenti possono essere classificati in ordine di VAN decrescente: quelli con valori di VAN negativi non vengono considerati, dato che i benefici attualizzati che essi generano nel corso della vita del progetto sono insufficienti per coprire i costi iniziali. Tra i progetti con valore VAN positivo, i migliori saranno quelli con il VAN maggiore.

Bisogna tener conto che il calcolo del VAN è molto sensibile al tasso d'attualizzazione ed mettendone uno errato può dare risultati non attendibili: la scelta di tale tasso deve essere quindi fatta con molta attenzione. Per un investitore privato il tasso sarà sempre superiore all'interesse che percepirebbe sulla stessa somma se la lasciasse in banca anziché investirla in un progetto idroelettrico. Comunque di norma il tasso, a seconda dell'inflazione, varia di solito tra il 5 ed il 12%.

Il metodo non fa distinzioni tra un progetto con alto costo di investimento che garantisce un certo livello di profitto e un altro che garantisce lo stesso guadagno ma con investimenti più bassi qualora entrambi i progetti abbiano lo stesso valore di VAN. Quindi, ad esempio, un progetto da 1.000.000 € in valore attuale che garantisce un guadagno attualizzato di 1.100.000 € ha lo stesso VAN di un progetto da 100.000 € in valore attuale che dà profitti attualizzati per 200.000 €. Entrambi i progetti avranno un VAN di 100.000 €, ma il primo richiede un investimento 10 volte maggiore del secondo.

C'è stato molto dibattito sull'utilizzo di un tasso di sconto costante per il calcolo del VAN. Alcune recenti teorie economiche suggeriscono che sarebbe più corretto utilizzare un tasso di sconto decrescente per i progetti di lungo periodo come quelli con un tempo di durata superiore ai trenta anni, e in particolare per i progetti di infrastrutture. Esempi di questi progetti possono essere gli interventi volti alla mitigazione dei cambiamenti climatici, la realizzazione di impianti di produzione di energia e gli investimenti a lungo termine in infrastrutture come le strade e le ferrovie. Prendendo come esempio i cambiamenti climatici, i costi di mitigazione sono sostenuti nel presente, mentre i benefici della riduzione delle emissioni si vedranno solo in un futuro distante. Se si utilizza un tasso di sconto costante, questi benefici sono scontati virtualmente a un tasso zero fornendo scarsi stimoli ad agire in questa direzione, mentre l'utilizzo di un tasso di sconto decrescente pone maggior enfasi sui benefici futuri. Un corretto uso di un tasso di sconto decrescente pone maggiore enfasi sui costi e sui benefici collocati in un futuro lontano. Opportunità di investimento con un flusso di profitti che vengono maturati su un lungo arco di tempo appaiono perciò più interessanti.

Rapporto Benefici/Costi

Parlando di VAN facciamo una piccola parentesi trattando il *metodo Benefici/Costi*. Esso semplicemente non è altro che il rapporto tra i valori attuali dei benefici con quelli dei costi. I progetti con un rapporto maggiore di 1 vengono presi in considerazione, quelli inferiori vengono di solito scartati. Basandoci sul significato dei termini del VAN il rapporto Benefici/Costi si esprime con la seguente formula:

$$R_{b/c} = \frac{\sum_0^n i \frac{R_i}{(1+r)^i}}{\sum_0^n i \frac{I_i + M_i + O_i}{(1+r)^i}}$$

Metodo del Tasso Interno di Rendimento (TIR)

Il *metodo del Tasso Interno di Rendimento* permette di considerare il valore temporale del denaro. In pratica, esso determina il tasso di interesse che è equivalente al rendimento che ci si attende dal progetto. Una volta calcolato il TIR, questo può essere confrontato con i tassi di rendimento relativi ad altri progetti o investimenti. Se il tasso interno di rendimento è minore del tasso di prestito utilizzato per finanziare il progetto, il progetto risulterà chiaramente in perdita. D'altronde di solito un proponente insisterà sul fatto che, per essere considerato fattibile, un progetto dovrà assicurare un TIR che sia almeno alcuni punti percentuali più alto del tasso di prestito. Questo serve a compensare il rischio, il tempo e i problemi associati alla realizzazione del progetto. Il criterio di selezione tra differenti alternative è di solito quello di scegliere l'investimento con il TIR più elevato.

Il TIR è calcolato iterativamente imponendo diversi valori di tasso d'attualizzazione, fino a quando il flusso di cassa netto del progetto si annulla. I fogli elettronici excel permettono di calcolarlo senza impiegare calcoli ripetitivi e risparmiano tempo.

7.4 ALTRI STRUMENTI

Fabbisogno finanziario

E' importante redigere un *fabbisogno finanziario* con i costi di tutte le opere che si andranno ad effettuare al fine di stimare l'importo complessivo dei lavori a partire, per esempio, dal taglio della vegetazione arbustiva ed estirpazione delle ceppaie, alla costruzione di mura di protezione a valle del canale di scarico, costruzioni dei canali di scarico, costruzioni della scala pesci, posa in opera di turbine fino ad arrivare alle opere di rifinitura. Naturalmente, nel caso di prestito, non si chiederà alla Banca l'importo esatto del fabbisogno, ma si aggiungerà un surplus arrotondando per eccesso tale importo col fine di prevedere altre spese impreviste.

Piano di restituzione del debito

E' importante redigere, quando si fa una richiesta di mutuo presso una Banca, un piano di ammortamento che ne prevede la restituzione del debito.

Abbiamo due tipologie:

- Ammortamento alla francese o a rate costanti;
- Ammortamento all'italiana o a quote capitali costanti.

L'ammortamento a rate costanti (francese) prevede che le rate siano posticipate e la somma ricevuta dal debitore all'inizio ($t = 0$) sia il valore di una rendita a rate costanti. Ciascuna di esse è composta dalla somma di una quota capitale e di una quota interessi sul capitale residuo: si assume che la prima sia progressivamente crescente e la seconda decrescente con il pagamento delle rate.

L'ammortamento con quote capitali costanti (italiano), invece, prevede che la rata e la quota interessi siano decrescenti, mentre come detto la quota capitale rimane costante.

Riportiamo un esempio nella seguente tabella dei flussi di cassa dove possiamo vedere un piano di ammortamento a rate costanti:

Proiezione dei flussi di cassa														
(valori in migliaia di €)														
Progression e temporale	anni	prezzo vendita corrente	altri rientri	totale entrate	costi operativi	rata mutuo quota capitale	oneri finanziari	totale spese	saldi di cassa	Ires	Irap	Risultato netto	fattore sconto	flusso attualizzato
0	2012												3,00%	
1	2013	593,7	1.014,7	1.608,4	556,3	800,6	131,8	1.488,7	119,7	38,3	24,1	57,3	1,0	55,7
2	2014	593,7	1.014,7	1.608,4	556,3	824,8	245,5	1.626,5	-18,1	0,0	20,0	-38,1	0,9	-35,9
3	2015	593,7	1.014,7	1.608,4	556,3	849,7	220,5	1.626,5	-18,1	0,0	20,0	-38,1	0,9	-34,8
4	2016	593,7	1.014,7	1.608,4	556,3	875,4	194,8	1.626,5	-18,1	0,0	20,0	-38,1	0,9	-33,8
5	2017	593,7	1.014,7	1.608,4	556,3	901,8	168,4	1.626,5	-18,1	0,0	20,0	-38,1	0,9	-32,8
6	2018	593,7	689,8	1.283,6	556,3	929,1	141,1	1.626,5	-343,0	0,0	6,2	-349,1	0,8	-292,4
7	2019	593,7	689,8	1.283,6	556,3	957,2	113,0	1.626,5	-343,0	0,0	6,2	-349,1	0,8	-283,9
8	2020	593,7	689,8	1.283,6	556,3	986,1	84,1	1.626,5	-343,0	0,0	6,2	-349,1	0,8	-275,6
9	2021	593,7	689,8	1.283,6	556,3	1.015,9	54,3	1.626,5	-343,0	0,0	6,2	-349,1	0,8	-267,6
10	2022	593,7	689,8	1.283,6	556,3	1.046,6	23,6	1.626,5	-343,0	0,0	6,2	-349,1	0,7	-269,8
11	2023	593,7	689,8	1.283,6	556,3	0,0	0,0	556,3	727,3	232,7	38,0	456,5	0,7	329,8
12	2024	593,7	689,8	1.283,6	556,3	0,0	0,0	556,3	727,3	232,7	38,0	456,5	0,7	320,2
13	2025	593,7	689,8	1.283,6	556,3	0,0	0,0	556,3	727,3	232,7	38,0	456,5	0,7	310,9
14	2026	593,7	689,8	1.283,6	556,3	0,0	0,0	556,3	727,3	232,7	38,0	456,5	0,7	301,8
15	2027	593,7	689,8	1.283,6	357,8	0,0	0,0	357,8	925,7	296,2	43,9	585,6	0,6	375,9
16	2028	593,7	0,0	593,7	278,4	0,0	0,0	278,4	315,3	100,9	17,0	197,5	0,6	123,1
17	2029	593,7	0,0	593,7	278,4	0,0	0,0	278,4	315,3	100,9	17,0	197,5	0,6	119,5
18	2030	593,7	0,0	593,7	278,4	0,0	0,0	278,4	315,3	100,9	17,0	197,5	0,6	116,0
19	2031	593,7	0,0	593,7	278,4	0,0	0,0	278,4	315,3	100,9	17,0	197,5	0,6	112,6
20	2032	593,7	0,0	593,7	278,4	0,0	0,0	278,4	315,3	100,9	17,0	197,5	0,6	109,3
21	2033	593,7	0,0	593,7	278,4	0,0	0,0	278,4	315,3	100,9	17,0	197,5	0,5	106,1
22	2034	593,7	0,0	593,7	278,4	0,0	0,0	278,4	315,3	100,9	17,0	197,5	0,5	103,1
23	2035	593,7	0,0	593,7	278,4	0,0	0,0	278,4	315,3	100,9	17,0	197,5	0,5	100,1
24	2036	593,7	0,0	593,7	278,4	0,0	0,0	278,4	315,3	100,9	17,0	197,5	0,5	97,1
25	2037	593,7	0,0	593,7	278,4	0,0	0,0	278,4	315,3	100,9	17,0	197,5	0,5	94,3
26	2038	593,7	0,0	593,7	278,4	0,0	0,0	278,4	315,3	100,9	17,0	197,5	0,5	91,6
27	2039	593,7	0,0	593,7	278,4	0,0	0,0	278,4	315,3	100,9	17,0	197,5	0,5	88,9
28	2040	593,7	0,0	593,7	278,4	0,0	0,0	278,4	315,3	100,9	17,0	197,5	0,4	86,3
29	2041	593,7	0,0	593,7	224,0	0,0	0,0	224,0	369,8	118,3	18,6	232,9	0,4	98,8
30	2042	593,7	0,0	593,7	151,4	0,0	0,0	151,4	442,4	141,6	20,7	280,1	0,4	115,4
valore netto attualizzato													VAN	1.739,8

CONCLUSIONI

Possiamo concludere questo elaborato ribadendo che il mini idroelettrico è un settore ancora da coltivare e rappresenta una concreta alternativa alla normale produzione di energia da combustibili fossili. L'idroelettrico su grande scala è già la fonte più gettonata in Italia, la quale dà il maggior contributo relativo al raggiungimento dell'obiettivo del 20% di energia prodotta da fonti rinnovabili sulla produzione totale, ha un elevato EROEI, un basso costo al kWh di energia prodotta e una vantaggiosa convenienza economica. In contrasto però vale la sua quasi totale maturità nel settore, la quale non permette quasi più l'edificazione di centrali, se non in campo *mini Hydro*. Esso, come detto, permette di avere investimenti e costi di manutenzione contenuti dato che la realizzazione di un tale impianto non richiede la costruzione di opere particolarmente costose come le grosse dighe; permette poi il miglioramento delle condizioni idrogeologiche del territorio, un'alta automazione e comporta l'introduzione del telecontrollo, telesorveglianza e telecomando, che danno minori costi di gestione.

Un fattore da non trascurare quando si parla di mini idroelettrico sono gli incentivi, i quali rendono l'investimento ancora più economicamente redditizio. I Certificati Verdi, infatti, sono titoli negoziabili emessi dal Gestore del Mercato Elettrico (GME) e possono essere, a partire dal 2001, venduti e acquistati nel mercato elettronico.

Altro incentivo molto vantaggioso è la Tariffa Onnicomprensiva introdotta dalla finanziaria 2008 per impianti di potenza nominale media annua non superiore a 1 MW; essa ha un valore fisso e sostituisce il certificato verde e il prezzo al quale l'energia verrebbe ritirata. Entrambe questi incentivi permettono una maggior entrata economica rendendo più appetibile la fattibilità economica.

L'unico fatto svantaggioso è il rilascio della concessione che può essere dato anche nell'arco di 10 – 15 anni dando alla valutazione economica già redatta, una

variazione per quanto riguarda sia i costi (idraulici, elettromeccanici, ecc), sia la situazione ambientale che può essere mutata nell'arco di tali anni.

Al fine di effettuare una fattibilità economica, i costi più rilevanti sono quelli delle opere idrauliche, apparecchiature elettromeccaniche, opere di connessione elettrica. Anche se non è un costo, l'autorizzazione influisce molto sulla valutazione, come detto in precedenza. Tali costi vengono compensati con gli incentivi statali e la vendita di energia elettrica. Per concretizzare la valutazione economica si utilizzano metodi statici, i quali non dipendono dal costo opportunità del valore. Essi sono il tempo di payback e il ROI. Il primo stabilisce in quanto tempo un investimento viene ripagato e il secondo fornisce una stima dei rendimenti netti del progetto permettendone il confronto con altri. Esistono anche metodi dinamici che tengono conto dei costi totali e dei benefici durante l'intera durata dell'investimento e del momento in cui avvengono i flussi di cassa: il VAN che esprime quanto renderà un investimento in termini di valore monetario attuale e il TIR che determina il tasso d'interesse equivalente al rendimento che ci si attende dal progetto.

Il mini idroelettrico dunque, è un settore ancora da coltivare e la sua valutazione economica, grazie anche agli incentivi statali, permette un vantaggio non trascurabile.

BIBLIOGRAFIA

- Alessandro Brusa, Elena Guarnone, Elio Smedile, *Dossier sul mini idroelettrico*, A.P.E.R., 2004
- Azienda Energetica Metropolitana Torino S.p.A., *Le linee guida per la definizione dei requisiti acquedottistici utilizzati anche a scopo idroelettrico*, 2005
- Camos Pietro Mauro, *Studio di impatto ambientale e relazione di compatibilità*, 2006
- Celso Penche, *Guida all'idroelettrico minore*, ESHA, 1998
- Farioli A., Magni C., *Mini-idro: una tecnologia poco conosciuta, ma un'ottima opportunità d'investimento*, L'Ambiente, 2006
- F. Miotto, P. Claps, R. Revelli & D. Poggi, *Produzione di energia elettrica eco-compatibile da acquedotti: analisi di fattibilità economica*, 2008
- Fulvio Ghisla, *Impianti mini-hydro nelle infrastrutture idriche urbane: aspetti tecnici e potenzialità applicative*, 2010
- G.M.E., *Relazione annuale 2008*
- G.S.E., *L'idrico: dati statistici al 31 dicembre 2008, 2009*
- Matteo Elli, Giancarlo Giudici, Luca Martin, Luciano Rodighiero, *Tecnologie e mercati per lo sviluppo di centrali energetiche Mini Hydro*, 2010
- Pesatori E., *Idroelettrico: tecnologie e applicazioni attuali e future*, Franco Tosi, 2009
- Peter Lewis Geti, *Concessione di grandi derivazioni d'acqua a fini idroelettrici*, Osservatorio legislativo interregionale, 2010
- Regione Abruzzo, *Analisi economica a supporto del Piano di Tutela delle Acque*, APRI, 2009
- Sergio Ciceri, *Mini Hydropower Report*, 2008
- Università Bocconi, *Analisi economica a supporto del piano della risorsa idrica dell'autorità di bacino del fiume Tevere*, IEFE, 2005

Risorse on line:

- www.enea.it
- www.gmhydro.it
- www.hydropower.org
- www.mercatoenergia.com
- www.minihydro.erse-web.it
- www.semea.it
- www.smallhydro.com
- www.wikypedia.com