

POLITECNICO DI MILANO

Facoltà di Ingegneria Industriale

Corso di Laurea Magistrale in

Ingegneria Meccanica



Revisione critica delle tecnologie utilizzate in ambito mini
idroelettrico, studio del potenziale e sviluppo di un caso
pratico lungo il Naviglio Bereguardo

Relatore: Prof. Paolo SILVA

Co-relatore: Ing. Nicola FERGNANI

Tesi di Laurea di:

Stefano MAZZETTI

Matricola 767552

Anno Accademico 2011 – 2012

“L’acqua è il carbone dell’avvenire.”

Jules Verne, *L’isola misteriosa*.

Ringraziamenti accademici

Desidero ringraziare il Dipartimento di Energia e in modo particolare il Prof. Ing. Paolo Silva, per avermi permesso di lavorare su un tema così coinvolgente e attuale.

Il secondo ringraziamento, ma non per importanza, va sicuramente all' Ing. Nicola Fergnani che, nonostante i suoi innumerevoli impegni, ha sempre trovato del tempo da dedicarmi per condividere con me la sua grande esperienza e indirizzare il mio lavoro.

La mia gratitudine va inoltre all' Ing. Antonio Carrozza, membro dell'Amministrazione comunale di Abbiategrasso, per avermi accompagnato nei sopralluoghi ai diversi mulini, all' Ing. Emanuele Onorati e a Massimiliano Boscolo, del Consorzio di Bonifica Est-Ticino Villoresi, per la loro utile collaborazione.

Infine, non posso dimenticare di ringraziare Luciano, Cristian, Luca, Giorgio e tutti i compagni di corso per aver condiviso con me questi indimenticabili anni al Politecnico: senza di voi sarebbe stato decisamente più difficile raggiungere questo traguardo!

Ringraziamenti affettivi

Un doveroso ringraziamento va alla mia famiglia: ai miei genitori e a mio fratello, che con il loro appoggio e i loro incoraggiamenti mi hanno costantemente accompagnato lungo questo percorso, ricordandomi come con dedizione e sacrificio si ottengano i risultati più gratificanti.

Voglio esprimere la più sentita gratitudine alla mia fidanzata Alana, per essere sempre stata al mio fianco e per tutto l'incoraggiamento che ha saputo darmi.

Infine un pensiero speciale è per mio nonno, unico ingegnere della famiglia, avrebbe voluto assistere al raggiungimento di questo mio traguardo.

Indice generale

Ringraziamenti accademici	V
Ringraziamenti affettivi	V
Indice generale	VII
Indice delle figure	XI
Indice delle tabelle	XVII
Sommario	21
Abstract	23
Introduzione	1
CAPITOLO 1	
1. L'energia idroelettrica	3
1.1. L'idroelettrico in Italia	5
1.2. L'idroelettrico nel mondo.....	10
1.3. La classificazione degli impianti idroelettrici	13
1.4. Introduzione all'idroelettrico minore	17
1.5. Vantaggi e svantaggi del mini-idroelettrico	18
CAPITOLO 2	
2. Le tecnologie utilizzate nel mini idroelettrico	21
2.1. La turbina VLH (Very Low Head).....	21
2.1.1. Cenni storici.....	21
2.1.2. Principio di funzionamento	24
2.2. La coclea idraulica	29
2.2.1. Cenni storici.....	29
2.2.2. Analisi della tecnologia	30

2.2.3.	Sviluppo di un modello analitico	34
2.2.4.	Confronto tra il modello analitico e i risultati sperimentali	43
2.2.5.	Conclusioni	45
2.3.	La ruota idraulica	47
2.3.1.	Cenni storici	47
2.3.2.	Le diverse tipologie di ruota idraulica	48
2.3.3.	La ruota idraulica Undershot.....	49
2.3.4.	La ruota idraulica Overshot.....	50
2.3.5.	La ruota idraulica Breastshot	52
2.3.6.	La ruota idraulica Stream Wheel	54
2.4.	La turbina Cross-Flow	57
2.4.1.	Cenni storici	57
2.4.2.	Principio di funzionamento.....	58
2.4.3.	Il rendimento di una turbina Cross-Flow	61
2.5.	La turbina Kaplan	65
2.5.1.	Cenni storici	65
2.5.2.	Turbine Kaplan e a elica	65
2.5.3.	Principio di funzionamento.....	70
2.5.4.	Il rendimento di una turbina Kaplan	71
2.6.	Scelta della turbina in funzione del salto netto e della portata .	72
2.7.	Confronto tra i rendimenti delle diverse tecnologie	76

CAPITOLO 3

3.	Incentivi e promozione dell'energia idroelettrica.....	79
3.1.	Modalità di incentivazione delle fonti rinnovabili ad esclusione degli impianti a energia solare	83
3.2.	Modello di incentivazione attuabile fino al 31 dicembre 2012 .	84
3.2.1.	Tariffa Onnicomprensiva	85
3.2.2.	Certificati Verdi	86

3.3. Modello di incentivazione attuabile dal 01 gennaio 2013.....	87
3.4. Modello di incentivazione attuabile nel periodo di transizione	91
3.4.1. Tabelle riassuntive (modalità di incentivazione).....	91
3.5. La valorizzazione dell'energia prodotta	93
3.5.1. L'Autoconsumo	93
3.5.2. Lo Scambio sul posto	94
3.5.3. Il Ritiro dedicato.....	96
3.5.4. Tabelle riassuntive (valorizzazione dell'energia).....	99

CAPITOLO 4

4. Il Patto dei Sindaci	101
4.1. L' impegno del Comune di Abbiategrasso.....	102
4.2. Scenario delle emissioni nel 2010 e previsione per il 2020	104
4.3. Obiettivo del PAES e obiettivo di riduzione.....	107
4.3.1. Caso obiettivo PAES 20% calcolato pro-capite	109
4.3.2. Caso obiettivo PAES 25% calcolato pro-capite	110
4.4. Azioni sulla produzione locale di energia elettrica	111
4.5. Risultati attesi e sintesi delle azioni da intraprendere	112
4.6. Analisi di fattibilità per la conversione di antichi mulini in centrali micro-idroelettriche.....	114
4.6.1. Mulino Reale	115
4.6.2. Mulino Comunale 1	116
4.6.3. Mulino a ruota tripla.....	118

CAPITOLO 5

5. Potenziale idroelettrico nel Comune di Abbiategrasso	121
5.1. Il Naviglio Grande.....	122
5.2. Il Naviglio Bereguardo.....	123
5.3. Il Canale Scolmatore di Nord Ovest	123
5.4. Metodologie per il bilancio idrico.....	124
5.5. Bilancio idrico del Naviglio Bereguardo	126

5.6. Autorizzazioni paesaggistiche	130
5.7. Linee guida per l'autorizzazione degli impianti FER.....	132
5.7.1. Procedura Abilitativa Semplificata (PAS)	133
5.7.2. Autorizzazione Unica (AU)	133

CAPITOLO 6

6. Dimensionamento di un impianto mini idroelettrico	135
6.1. Individuazione della tecnologia più idonea al sito.....	135
6.2. Ipotesi di dimensionamento dell' impianto con sistema a inverter	141
6.3. Ipotesi di dimensionamento dell'impianto senza sistema a inverter	151
6.4. Confronto tra le due tipologie di impianto.....	156
6.5. Tabelle riassuntive	161
 Conclusioni	 165
 Lista degli acronimi	 169
Bibliografia	171
Internet References	175

Indice delle figure

Figura 1-1	Producibilità energetica da nuovi impianti idroelettrici a) e dai nuovi impianti di tutte le altre fonti rinnovabili b). [3].....	4
Figura 1-2	Produzione energetica lorda degli impianti a fonti rinnovabili in Italia nel 2011. [2].....	6
Figura 1-3	Diversificazione della producibilità idroelettrica in Italia nel 2011. [2].....	6
Figura 1-4	Potenza efficiente lorda degli impianti elettrici di generazione in Italia al 31 dicembre 2011. [2].....	8
Figura 1-5	Producibilità lorda media annua degli impianti idroelettrici in Italia dal 1963 al 2011. [2].....	8
Figura 1-6	Potenza efficiente lorda degli impianti idroelettrici in Italia dal 1963 al 2011. [2].....	9
Figura 1-7	Stima del potenziale idroelettrico ancora installabile nel mondo. [2].....	12
Figura 1-8	Curva giornaliera del fabbisogno elettrico. [5].....	16
Figura 2-1	Confronto vista laterale in sezione tra differenti tecnologie. [7].....	22
Figura 2-2	Volume di calcestruzzo [m ³] e diametro di una turbina tradizionale [m] in funzione del salto netto a parità di potenza in output. [7].....	23
Figura 2-3	Vista in sezione della turbina VLH (a); esempio di installazione di una turbina VLH (b). [8].....	24
Figura 2-4	Rendimento idraulico di una turbina VLH in funzione della portata normalizzata. [8].....	25
Figura 2-5	Velocità di rotazione al variare del battente idraulico. [8].....	26
Figura 2-6	Rendimento massimo globale in funzione della portata nominale e del salto netto. [9].....	28
Figura 2-7	Coclea a 8 spirali descritta da Vitruvio nel De Architectura. [10].....	29
Figura 2-8	Sezione longitudinale di un impianto idroelettrico a coclea. [13].....	32

Figura 2-9	Componenti della portata (a); sezione frontale della coclea (b). [13]	35
Figura 2-10	Andamento di λvU in funzione di λ e di ρ per una coclea a 3 spire nella condizione di ottimo riempimento [10].	37
Figura 2-11	Angoli utili per determinare QG (a), canale di scarico a forma triangolare e parametri identificativi (b). [13].....	39
Figura 2-12	Vista assiale del flusso in ingresso coclea a), sezione trasversale del Piano 3 utile per il calcolo del modello analitico b). [13]	40
Figura 2-13	Andamento del volume totale adimensionale $vT = f(\kappa)$ per diversi valori di ρ (equazione (2-5)), le tre sezioni rappresentate corrispondono a un $\rho = 0,4$. [13].....	41
Figura 2-14	Impianto per la sperimentazione condotta da Brada sulla coclea idraulica con finalità “motrici”. 1. Coclea 2. Moltiplicatore di giri 3. Cinghia di trasmissione 4. Generatore 5. Appoggio superiore 6. Altezza paratoia 7. Portata di ricircolo della pompa 8. Paratoia per livellare flusso in ingresso 9. Bacino di valle 10. Deviatore flusso nella vasca di analisi portata 11. Canale di misurazione con misurazione a stramazzo 12. Portata di ritorno 13. Pompa 14. Sistema di controllo pompa 15. Calibro per la misura del livello acqua in prossimità dello sfioratore 16. Indicatore livello acqua nel bacino a valle 17. Indicatore livello acqua nel bacino a monte 18. Contagiri (rpm), wattometro, potenziometro 19. Dinamometro. [13]	43
Figura 2-15	Comparazione dei risultati ottenuti da Brada (in punti) e quelli ottenuti dal modello analitico sopra descritto (linea continua). [13]...44	44
Figura 2-16	Rendimento di una coclea idraulica prodotta dalla Ritz-Atro. (2)	46
Figura 2-17	Differenti tipologie di ruota idraulica. [16]	48
Figura 2-18	Caratteristiche ruota Zuppinger: incremento del salto geodetico a), principio di funzionamento b). [16]	49
Figura 2-19	Rendimento idraulico della ruota idraulica Undershot Zuppinger. [16]	50
Figura 2-20	Ruota idraulica Overshot. [16]	51
Figura 2-21	Rendimento idraulico di una ruota idraulica Overshot. [18].....	52

Figura 2-22	Geometria caratteristica di una ruota idraulica Breastshot a), modello in scala 1:4 realizzato dalla Queen's University of Belfast. [18]	53
Figura 2-23	Rendimento idraulico di una ruota idraulica Breastshot. [16].....	54
Figura 2-24	Ruota idraulica Stream Wheel. [19]	55
Figura 2-25	Definizione dei parametri variabili dell'esperimento condotto. [19].....	55
Figura 2-26	Potenza elaborata in funzione del numero di pale e della coppia resistente con un immersione pari a $i=0,5r$. [19]	56
Figura 2-27	Potenza elaborata da una ruota idraulica a 6 pale (a) [19], e a 8 pale (b) al variare della propria immersione. [19]	56
Figura 2-28	Geometria di una turbina Banki a), di una turbina Ossberger b). [22].....	58
Figura 2-29	Esplosivo di una turbina Cross-Flow. (3)	59
Figura 2-30	Schema del flusso in una turbina Cross-Flow a ingresso orizzontale (a) e a ingresso verticale (b). (4)	60
Figura 2-31	Vista in sezione del flusso d'acqua nel primo passaggio attraverso la palettatura del rotore.	60
Figura 2-32	Rendimento idraulico di una turbina Cross-Flow con sistema di parzializzazione. (4).....	62
Figura 2-33	Vettori velocità assoluta nel caso di distributore con una maggiore sezione trasversale a), e nel caso di distributore con una minore sezione trasversale b). [23]	63
Figura 2-34	Volumi occupati dall'acqua e dall'aria a), vettori velocità del fluido in presenza dello strato d'aria. [23].....	64
Figura 2-35	Impianto con turbina Kaplan a doppia regolazione ad asse verticale a), impianto con turbina a bulbo a doppia regolazione b), entrambi visti in sezione trasversale. [26]	66
Figura 2-36	Possibili configurazioni di impianti a turbina Kaplan. [26]	69
Figura 2-37	Vista di assieme di una turbina Kaplan. [4].....	70
Figura 2-38	Curva di rendimento in diverse configurazione di impianti con turbina Kaplan. [22].....	71

Figura 2-39	Andamento del rendimento idraulico in una turbina Kaplan in funzione del sistema di regolazione. [26].....	72
Figura 2-40	Campo di applicazione delle diverse tipologie di turbine idroelettriche.....	73
Figura 2-41	Esempio di curva di durata delle portate (scopo puramente illustrativo) [5].....	75
Figura 2-42	Curva di rendimento idraulico delle rispettive tecnologie.	77
Figura 3-1	Obiettivi da raggiungere entro il 2020. [27].....	79
Figura 3-2	Quota nazionale di energia da fonti rinnovabili da destinare al consumo	80
Figura 3-3	Consumi previsti per il 2012 ipotizzando due differenti scenari. [28]	82
Figura 3-4	Consumo finale lordo totale e per settore. [29].....	82
Figura 4-1	Sintesi dei consumi finali (grafico 1) e delle emissioni di CO ₂ (grafico 2) riferiti al 2005. [33]	103
Figura 4-2	Obiettivi imposti per l'adesione al Patto dei Sindaci. [33]	106
Figura 4-3	Variazione in percentuale delle emissioni nazionali per settore dal 2005 al 2020 nello scenario BAU. [33].....	107
Figura 4-4	Obiettivo riduzione al 20 % al 2020, calcolato pro capite. [33].....	109
Figura 4-5	Obiettivo riduzione 25 % al 2020, calcolato pro capite. [33]	110
Figura 4-6	Vista del mulino Reale.	115
Figura 4-7	Schema impiantistico illustrativo del Mulino Comunale 1.....	117
Figura 4-8	Vista frontale del mulino a ruota tripla.	119
Figura 5-1	Piantina dell'hinterland di Milano. (7).....	121
Figura 5-2	Piantina dei principali corsi d'acqua che attraversano Abbiategrasso e i Comuni limitrofi.....	122
Figura 5-3	Portate medie giornaliere derivate dal Naviglio Grande. [34]	128
Figura 5-4	Posizione del Comune di Abbiategrasso rispetto ai confini del Parco del Ticino (in verde). (10)	131
Figura 6-1	Foto della Conca Dazio scattata dalla pista ciclabile a) (10), foto della Conca Dazio scattata dal ponticello b) (11).	135

Figura 6-2	Range di funzionamento delle tecnologie idrauliche.....	136
Figura 6-3	Idrogramma rilevato in Conca Dazio.	137
Figura 6-4	Curva di durata registrata presso l'idrometro di Conca Dazio.	138
Figura 6-5	Curve di durata alle varie conche lungo il Naviglio Bereguardo.	138
Figura 6-6	Identificazione della tecnologia idraulica più idonea.	139
Figura 6-7	Coclea idraulica in condizioni di sotto riempimento a), coclea idraulica in condizione di riempimento ottimale b). [41].....	140
Figura 6-8	Rendimento di un inverter con potenza nominale di 100 kW. [42]..	142
Figura 6-9	Portata derivata in una prima ipotesi di dimensionamento.....	144
Figura 6-10	Rendimento complessivo di coclee idrauliche di differente produzione.	146
Figura 6-11	Andamento del rendimento complessivo della coclea (senza inverter), dell'inverter e totale. [42]	147
Figura 6-12	Curva di andamento del Pay Back Time per l'impianto con inverter.	151
Figura 6-13	Battente di monte in % in funzione della portata normalizzata.....	152
Figura 6-14	Rendimenti dell'impianto senza l'adozione di un inverter.	153
Figura 6-15	Andamento del Pay Back Time dell' impianto senza inverter.	156
Figura 6-16	Confronto PBT per le due configurazioni impiantistiche.....	157
Figura 6-17	Schematizzazione 2D dell'impianto installabile in Conca Dazio.....	160

Indice delle tabelle

Tabella 1-1	Paesi in cui più del 50 % del fabbisogno energetico su base annuale è soddisfatto da energia idroelettrica. [2]	11
Tabella 1-2	I primi 10 produttori di energia idroelettrica.[2]	12
Tabella 1-3	Sintesi riassuntiva per la mitigazione dei problemi derivanti dall'installazione di un impianto idroelettrico. [6]	20
Tabella 2-1	Range di installazione per turbine VLH della MJ2 Technologies. [9].....	26
Tabella 2-2	Rendimento massimo globale di un impianto a turbina VLH (MJ2 Technologies). [9].....	27
Tabella 2-3	Range di installazione di una turbina VLH.	28
Tabella 2-4	Leggenda dei parametri utilizzati per la realizzazione del modello analitico. [13].....	34
Tabella 2-5	Parametri della coclea idraulica sperimentale di Brada. [13]	44
Tabella 2-6	Range di installazione di una coclea idraulica.....	46
Tabella 2-7	Range di portata, potenza e salto per l'installazione di una turbina Cross-Flow.....	64
Tabella 2-8	Possibili configurazioni di impianti con turbine Kaplan. [26]	68
Tabella 2-9	Salto netto e portata nominale elaborabile da ciascuna tecnologia. ..	74
Tabella 3-1	Modalità di incentivazione per le fonti rinnovabili a esclusione dell'energia solare. [27]	84
Tabella 3-2	Importi della tariffa unitaria in funzione della tipologia di impianto. [27]	85
Tabella 3-3	Coefficiente K utile per il calcolo dei CV. [27].....	86
Tabella 3-4	Schema di accesso agli incentivi. [27].....	87
Tabella 3-5	Contingenti annuali di potenza espressi in MW relativi al periodo 2013-2015. [31]	87
Tabella 3-6	Vita utile degli impianti e tariffa incentivante base per impianti che entreranno in esercizio nel 2013. [31].....	88

Tabella 3-7	Costi specifici di riferimento per impianti idroelettrici. [31]	89
Tabella 3-8	Tabella riassuntiva utile alla determinazione degli incentivi. [27]	90
Tabella 3-9	Incentivazione per impianti entranti in funzione entro il 31/12/2012.[27]	91
Tabella 3-10	Riepilogo incentivazione per impianti entranti in funzione dopo il 30/04/2013. [27]	92
Tabella 3-11	Riepilogo incentivazione per impianti entranti in funzione nel periodo compreso tra il 01/01/2013 e il 30/04/2013. [27]	92
Tabella 3-12	Prospetto di confronto tra i due modelli di incentivazione. [27]	93
Tabella 3-13	Prezzi medi mensili a luglio 2012 e fasce orarie. [27]	95
Tabella 3-14	Compatibilità della disciplina Scambio sul Posto con i meccanismi incentivanti. [27]	96
Tabella 3-15	Prezzi minimi garantiti 2012. [27]	98
Tabella 3-16	Compatibilità del Ritiro Dedicato con i meccanismi incentivanti. [27]	98
Tabella 3-17	Riepilogo Autoconsumo. [27]	99
Tabella 3-18	Riepilogo Scambio sul Posto. [27]	99
Tabella 3-19	Riepilogo Ritiro Dedicato. [27]	100
Tabella 3-20	Prospetto di cumulabilità. [27]	100
Tabella 4-1	Variazione in % delle emissioni di CO ₂ per settore 2005-2020. [33]	108
Tabella 4-2	Fattore di emissione locale di energia elettrica previsto per il 2020.[33]	112
Tabella 4-3	Sintesi delle azioni da intraprendere per il PAES. [33]	113
Tabella 4-4	Tabella riassuntiva del progetto in ambito idroelettrico previsto dal PAES del Comune di Abbiategrasso.	120
Tabella 5-1	Parametri utilizzati nel bilancio idrico. [34]	124
Tabella 5-2	Pendenza e sezioni del Naviglio Bereguardo. [34]	127
Tabella 5-3	Derivazioni del Naviglio Bereguardo. [34] (8)	130
Tabella 5-4	Autorizzazioni necessarie per la costruzione e la messa in esercizio di un impianto idroelettrico. [38]	132

Tabella 6-1	Valori di portata utilizzati per il dimensionamento dell'impianto con inverter	144
Tabella 6-2	Analisi di dimensionamento dell'impianto con inverter.	148
Tabella 6-3	Dati economici utilizzati nella prima analisi di dimensionamento..	148
Tabella 6-4	Risultati dell'analisi di dimensionamento per l'impianto con inverter.	149
Tabella 6-5	Tabella economica analisi di dimensionamento dell'impianto con inverter.	150
Tabella 6-6	Valori di portata utilizzati per il dimensionamento.	153
Tabella 6-7	Analisi di dimensionamento impianto senza inverter.	153
Tabella 6-8	Risultati dell'analisi di dimensionamento dell'impianto senza inverter.	154
Tabella 6-9	Tabella economica analisi di dimensionamento impianto senza inverter.	155
Tabella 6-10	Confronto risultati delle due configurazioni impiantistiche.	157
Tabella 6-11	Confronto tra le due configurazioni impiantistiche con limite di potenza imposto.	159
Tabella 6-12	Tabella riassuntiva dei progetti in ambito idroelettrico attuabili dal Comune di Abbiategrasso.	161
Tabella 6-13	Scheda d'azione per la produzione locale di energia elettrica da fonte idroelettrica. [44]	163

Sommario

Al termine del mio percorso universitario ho ritenuto interessante ed ecologicamente corretto condurre uno studio che approfondisse le caratteristiche e le opportunità di sfruttamento di una fonte energetica rinnovabile, che allo stato tecnologico attuale presentasse interessanti evoluzioni. La scelta è ricaduta sull'idroelettrico minore, un settore in cui si sono concentrati gli sforzi e gli studi di numerosi ricercatori in passato, ma che ancora oggi nasconde grandi potenzialità di sviluppo. Il presente elaborato si occupa delle analisi idrologiche, idrauliche, energetiche ed economiche necessarie a valutare la concreta possibilità di realizzare un impianto mini idroelettrico "ad acqua fluente" alimentato dalle acque del Naviglio Bereguardo nel Comune di Abbiategrasso, in provincia di Milano.

La trattazione inizia con una breve introduzione all'idroelettrico e prosegue con una revisione critica delle tecnologie utilizzate nell'idroelettrico minore, quali: turbina Very Low Head, coclea idraulica, ruota idraulica, turbina Cross Flow e turbina Kaplan. Per ciascuna tipologia di macchina sono state analizzate nel dettaglio le caratteristiche costruttive, i principali parametri operativi e il campo di applicazione. Particolare attenzione è stata data alla tecnologia della coclea idraulica che, seppur di antichissima origine, ha visto negli ultimi anni importanti sviluppi che ne hanno permesso un efficiente impiego in ambito idroelettrico. L'analisi di questa tecnologia ha portato allo studio di un modello analitico di progettazione, in grado di fornire risultati attendibili poiché in linea con le prove sperimentali.

Si è poi lasciato spazio alla descrizione del nuovo modello di incentivazione approvato recentemente nel Decreto sulle Rinnovabili e che entrerà in vigore a partire da gennaio 2013.

Quindi è stato preso in considerazione l'idroelettrico come fonte rinnovabile principale del Comune di Abbiategrasso, la cui Amministrazione ha predisposto un Piano d'Azione per l'Energia Sostenibile in seguito all'adesione al Patto dei Sindaci. È stata condotta un'analisi di producibilità riguardante la conversione di antichi mulini in impianti micro idroelettrici, oltre a un'analisi di dimensionamento di un impianto mini idroelettrico a coclea idraulica. La fase iniziale ha riguardato un attento sopralluogo dei mulini sulle rogge comunali e della Conca Dazio lungo il Naviglio Bereguardo, luogo ideale per l'installazione del nuovo impianto mini idroelettrico.

La fase di progettazione del nuovo impianto è iniziata da una stima della risorsa idrica presente lungo il Naviglio e in particolare in corrispondenza del sito interessato dall'intervento, e ad essa è seguito il dimensionamento vero e proprio dell'impianto, che si conclude con un'attenta valutazione economica.

Parole chiave: energia idroelettrica, mini idroelettrico, coclea idraulica, ruota idraulica, turbina VLH, turbina Cross Flow.

Abstract

At the end of my university path, I considered interesting and environmentally fair to conduct a study that would fully explain the characteristics and opportunities for the use of a renewable energy source, a field that currently presents interesting technological developments. The choice fell on on the mini hydroelectric field, an area where once efforts and studies made by researchers have been focused, but nowadays it still hides a great potential for development. The present study deals with the hydrological, hydraulic, energetic and economic analysis needed to evaluate the practical feasibility of a mini hydroelectric plant of "flowing water" fed by the waters of the Naviglio Bereguardo located in the municipality Abbiategrasso, in the province of Milan.

The writing begins with a brief introduction to hydroelectricity and continues with a critical review of the technologies used in the mini hydroelectric, such as: the Very Low Head turbine, the Archimedes screw, the hydraulic wheels, the Cross Flow turbine and the Kaplan turbine. The structural characteristics, the main operating parameters and the scope of each machine have been analyzed in detail.

Particular attention has been given to the hydraulic cochlea technology, which despite its ancient origin, important developments have been made lately allowing its efficient use in the hydroelectric field. This technology's analysis led to the study of an analytical model of design, able to provide reliable results in line with the experimental tests.

The following chapters give a detailed description of the new model of incentives recently approved in the Renewable Energy Act, which will come into force in January 2013.

Therefore, the hydroelectric was considered as the main renewable source of the Abbiategrasso municipality, whose administration prepared a "Sustainable Energy Action Plan" in compliance with the Covenant of Mayor. An analysis of the electric energy production was conducted regarding the conversion of old mills into micro hydroelectric plants, in addition to a sizing analysis of a mini hydroelectric plant constituted by an Archimedes screw. The initial phase involved a careful inspection of the mills on the ditches and of the Conca Dazio along the Naviglio Bereguardo, the ideal place for the installation of the new mini hydroelectric plant.

The new plant's design phase started with an estimate of the water resource present along the Naviglio, in correspondence with the site concerned by the intervention. Consequently, the real proper sizing of the plant was made, which concluded with a diligent economic evaluation.

Keywords: hydroelectric energy, mini hydro, Archimedes screw, water wheel, Very Low Head turbine, Cross Flow turbine.

Introduzione

Negli ultimi anni si è osservato un crescente interesse per le problematiche legate all'inquinamento atmosferico e per le rispettive misure necessarie alla salvaguardia dell'ambiente; nel dicembre 2008 è stato raggiunto, in seno al Consiglio europeo, l'accordo sul pacchetto clima – energia 20-20-20, così definito poiché auspica ad una riduzione entro il 2020 del 20% delle emissioni responsabili dell'effetto serra, all'aumento del 20% dell'efficienza energetica e alla copertura del 20% dei consumi finali lordi mediante Fonti Energetiche Rinnovabili (FER). L'orientamento attuale riguarda principalmente la riduzione delle emissioni di CO₂ partendo da un'attenta analisi delle emissioni derivanti dalle varie tipologie di fonti energetiche. In questo contesto e, in particolare, in relazione alla quota di riduzione dei consumi finali lordi attesa nel settore della generazione elettrica, ricade la fonte idroelettrica trattata nel presente lavoro.

L'Italia nel 2010 ha aderito al pacchetto clima – energia 20-20-20 ponendosi l'obiettivo di raggiungere una riduzione del 17% dei consumi lordi totali e un consumo da FER pari al 26,4% entro il 2020; visti i risultati raggiunti nel 2011 (24,3% di consumo da FER) la nuova strategia energetica nazionale 2012 ha rivisto in positivo tale percentuale (36% entro il 2012). Il raggiungimento degli obiettivi energetici previsti, oltre a presentare vantaggi in termini ambientali permetterebbe all'Italia di liberarsi, almeno in parte, dalla dipendenza energetica estera.

In questo campo l'idroelettrico gioca un ruolo fondamentale sia per potenza installata in termini assoluti sia per la producibilità energetica annua; tuttavia le possibilità di sviluppo in questo campo sono ristrette al revamping delle grandi centrali a bacino esistenti ed allo sfruttamento dell'idroelettrico minore. La fonte idroelettrica vanta, a differenza di altre fonti, una buona continuità di produzione e margini di aleatorietà abbastanza ridotti.

In questo lavoro di tesi vengono messi in luce pregi e difetti della più antica delle Fonti Energetiche Rinnovabili: l'energia idroelettrica, cioè la produzione di energia elettrica mediante lo sfruttamento dell'energia potenziale posseduta dall'acqua in corrispondenza di un salto idraulico. È bene soffermarsi sul termine con cui è stata definita l'energia idroelettrica: si è parlato proprio di sfruttamento e non di consumo in quanto la portata d'acqua utilizzata non subisce né aumenti né riduzioni, secondo il principio di conservazione della massa.

Ricorrendo all'idroelettrico è possibile produrre energia pulita, contenendo fortemente le emissioni di anidride carbonica e di inquinanti, le quali risultano limitate solo ai processi necessari alla realizzazione della centrale e dei relativi componenti elettromeccanici. Un incremento della quota di produzione idroelettrica permetterebbe all'Italia di sviluppare un legame inscindibile con una risorsa ampiamente disponibile sul territorio nazionale: la risorsa idrica.

A causa del maggior costo di investimento degli impianti a fonte rinnovabile rispetto agli impianti tradizionali è necessario che lo sviluppo degli stessi venga supportato da un adeguato sistema di incentivi. I suddetti meccanismi di incentivazione hanno interessato sia i grandi impianti idroelettrici sia quelli di più piccola taglia, rendendo quest'ultimi economicamente convenienti.

L'interesse della ricerca per lo sviluppo di nuove tecnologie si giustifica facilmente se si tiene presente che nelle micro, mini e piccole centrali idroelettriche il costo del macchinario incide sensibilmente sul costo complessivo dell'impianto e quindi sul ritorno economico dell'investimento. In tale contesto i costi della progettazione possono essere ridotti al minimo ricorrendo a modelli analitici di progettazione ed eliminando la fase di verifica sperimentale sul progetto finale.

L'obiettivo del presente lavoro di tesi è proprio quello di condurre una revisione critica delle tecnologie utilizzate nell'idroelettrico minore (cap 2), quali: turbina Very Low Head, coclea idraulica, ruota idraulica, turbina Cross Flow e turbina Kaplan. Per ciascuna tipologia di macchina sono state analizzate nel dettaglio le caratteristiche costruttive, i principali parametri operativi e il campo di applicazione. Ci si soffermerà in particolare sulla tecnologia della coclea idraulica che, seppur di antichissima origine, ha visto negli ultimi anni importanti sviluppi che ne hanno permesso un efficiente impiego in ambito idroelettrico. L'analisi di questa tecnologia ha portato allo studio di un modello analitico di progettazione che consente di determinare il battente di monte in modo da permettere il riempimento ottimale della coclea e il raggiungimento delle massime efficienze idrauliche.

Verrà fornita una panoramica generale sul nuovo modello di incentivazione (cap 3), approvato attraverso il Decreto sulle Rinnovabili il 6 luglio 2012, che entrerà in vigore a partire da gennaio 2013, soffermandosi in particolar modo sulle differenze rispetto al modello di incentivazione anteriore. Quindi ci si occuperà di un'analisi del potenziale riguardante le iniziative in ambito idroelettrico che il Comune di Abbiategrasso ha intenzione di intraprendere per rispettare l'impegno preso tramite l'adesione al Patto dei Sindaci (cap 4).

Dopo un'analisi di producibilità riguardante la conversione di antichi mulini in impianti micro idroelettrici (cap 4 seconda parte) verrà infine condotta un'analisi di fattibilità e di dimensionamento per l'installazione di un impianto mini idroelettrico in Conca Dazio, sul Naviglio Bereguardo (cap 6); si tratta di un progetto che se diventasse effettivamente realtà permetterebbe al Comune di Abbiategrasso di raggiungere gli obiettivi energetici previsti nel Piano d'Azione per l'Energia Sostenibile. L'analisi economica del progetto in questione consentirà di dimostrare la fattibilità energetica ed economica di un impianto mini idroelettrico.

CAPITOLO 1

1. L'energia idroelettrica

La più antica opera idraulica di cui siamo venuti a conoscenza riguarda la costruzione di una diga intorno al 4000 a.C. in Egitto, con lo scopo di deviare il corso del Nilo ed edificare la città di Menfi sui terreni particolarmente fertili sottratti alle acque.

Successivamente l'esigenza di trovare una energia diversa da quella muscolare degli uomini e degli animali portò, nel I secolo a.C., alla nascita della ruota idraulica per opera di Vitruvio, la ruota idraulica può pertanto essere considerata capostipite di una tecnologia in grado di sfruttare la forza sprigionata dall'acqua. Le prime macchine idrauliche, inizialmente utilizzate per azionare le macine, erano in grado di trasformare l'energia cinetica dell'acqua in energia meccanica, mediante ruote a pale immerse nel corso del 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 sviluppò alla fine dell'Ottocento nella Seconda Rivoluzione Industriale, in questo contesto la ruota idraulica si evolse in turbina, ovvero di una macchina motrice costituita da una ruota a pale calettata su un albero di trasmissione. Inizialmente grossolane e schematiche, le turbine idrauliche, a partire dalla prima metà del Novecento, furono oggetto di numerosi studi e divennero sempre più efficienti.

Con la nascita dei generatori elettrici, l'impiego delle risorse idrauliche per l'azionamento dei generatori stessi fu naturale premessa a quella che attualmente è ritenuta la massima utilizzazione dell'acqua: l'energia idroelettrica. Dagli anni '50 e '60 però, la concorrenza dei combustibili fossili per la produzione di energia elettrica causò il declino della tecnologia idroelettrica. Solo a metà degli anni '70, a causa dell'aumento del prezzo del greggio, l'idroelettrico tornò competitivo in termini di costi di produzione. Questa seconda fase di sviluppo permise la saturazione di quasi tutti i bacini di grande salto e/o portata, provocando negli anni seguenti 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 introdotti dall'Unione Europea, l'idroelettrico trovò un nuovo momento di gloria nell'installazione di centrali di piccole dimensioni (mini idroelettriche) con potenza generalmente inferiore ai 10 MW.

Al giorno d'oggi esiste l'esigenza concreta di trovare una valida alternativa all'energia derivante dai combustibili fossili e dal nucleare, in questo contesto torna protagonista l'energia idroelettrica come una delle fonti energetiche rinnovabili più accreditate.

Per "idroelettrica" si definisce l'energia elettrica ottenibile attraverso la conversione dell'energia potenziale posseduta da una massa d'acqua in energia meccanica prima mediante una turbina idraulica, e poi in energia elettrica per mezzo di un generatore, grazie al fenomeno dell'induzione elettromagnetica.

L'energia idroelettrica è una fonte di energia pulita e rinnovabile, tuttavia con la costruzione di dighe e grandi bacini artificiali può portare allo stravolgimento dell'ecosistema locale, determinando quindi un grande impatto ambientale. [1]

La capacità di produzione degli impianti idroelettrici è in continuo aumento e raggiunge la soglia dei 1000 GW di potenza installata a livello mondiale alla fine del 2010. Il suo tasso di crescita medio annuo, pari al 2,5%, sembra piccolo, soprattutto se confrontato con i tassi di crescita "esplosivi" di altre fonti energetiche come l'eolico e il solare, ma ciò ignora l'entità degli impianti idroelettrici già installati e su cui viene calcolato l'aumento in percentuale.

Negli ultimi dieci anni, la produzione di elettricità da nuovi impianti idroelettrici (Figura 1-1 a)) ha tenuto il passo con la generazione di tutte le altre fonti rinnovabili (Figura 1-1 b)).[2]

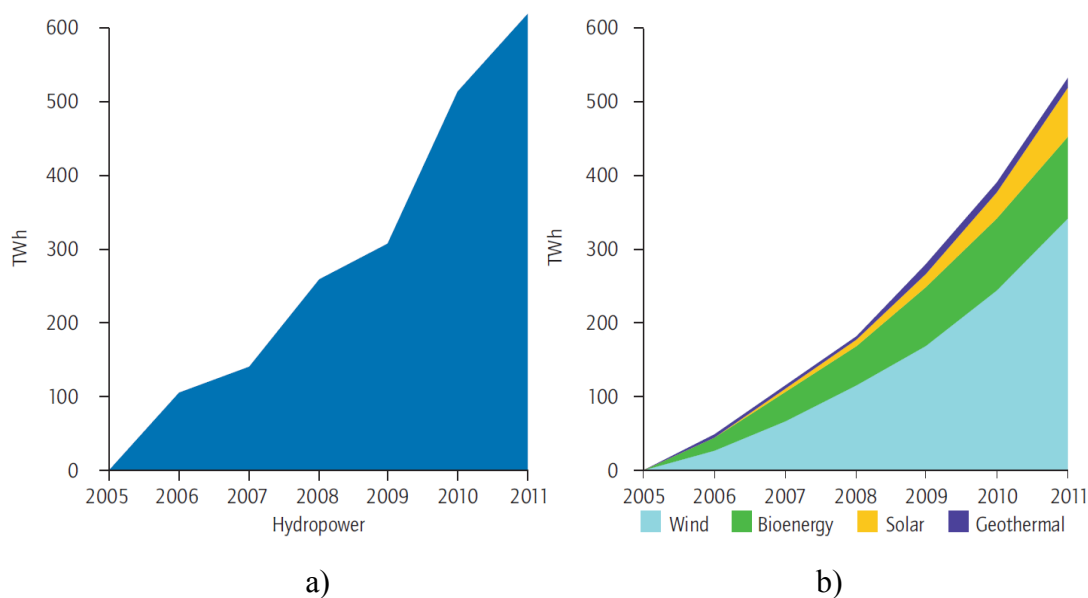


Figura 1-1 Producibilità energetica da nuovi impianti idroelettrici a) e dai nuovi impianti di tutte le altre fonti rinnovabili b). [3]

1.1. L'idroelettrico in Italia

L'Italia ha avuto la prerogativa di essere uno stato pioniere nello sfruttamento dei salti idrici con le prime installazioni avvenute sul finire dell'Ottocento. Per un lungo periodo l'idroelettrico fu la principale fonte di generazione elettrica per l'intero Paese, tanto che nel 1963 ricopriva il 65% del fabbisogno energetico nazionale. Tuttavia negli anni successivi tale settore perse sempre più importanza, dato anche il rapido aumento dei consumi (quadruplicati dal '63 ad oggi). Gli impianti idroelettrici in termini di potenza installata, sono passati dai 12517 MW del 1963 ai 21736 MW odierni, anche grazie ai grandi impianti di pompaggio.

Per un paese come l'Italia, in cui le riserve di fonti fossili sono limitate, l'energia idroelettrica rappresenta una ricchezza sia in termini economici che ambientali. Attualmente è difficile ipotizzare la realizzazione di altre grandi centrali idroelettriche, tuttavia è possibile migliorare l'efficienza di quelle esistenti, recuperare quelle in disuso e costruire nuovi impianti mini e micro idroelettrici. [4]

Attualmente il fabbisogno italiano di energia elettrica viene soddisfatto per il 62,8 % da centrali termoelettriche utilizzando combustibili fossili in gran parte importati dall'estero (solo una piccola percentuale riguarda la biomassa, rifiuti industriali o civili e il combustibile nazionale), tuttavia è bene sottolineare che la produzione da fonti rinnovabili sta seguendo un trend decisamente positivo (+7,8% dal 2010 al 2011), con un'incidenza sul consumo interno lordo di energia elettrica al netto degli apporti di pompaggio pari al 24,3% nel 2011 (era il 22,4% nel 2010) e con una producibilità energetica normalizzata di 81560,7 GWh. A tal proposito si chiarisce che il dato relativo alla producibilità energetica da fonte eolica e idraulica è stato normalizzato secondo quanto previsto dalla direttiva 2009/28/CE, al fine di limitare gli effetti dovuti alle variazioni climatiche (venosità o particolari siccità), poiché in grado di influenzare la producibilità annuale di queste fonti. La restante parte del fabbisogno energetico nazionale, pari al 13,2%, viene soddisfatto da importazioni energetiche dall'estero. [2]

L'energia idroelettrica nel 2011 soddisfaceva per il 15,78 % il fabbisogno di energia elettrica in Italia e, come mostrato in Figura 1-2, risulta essere la principale fonte energetica rinnovabile. Gli impianti idroelettrici, suddivisi in impianti a bacino, a serbatoio e ad acqua fluente (Figura 1-3) di fatto hanno consentito di ottenere nel 2011 una producibilità energetica lorda pari a 47756,9 GWh, corrispondente al 56% dell'intera producibilità energetica da fonte rinnovabile.

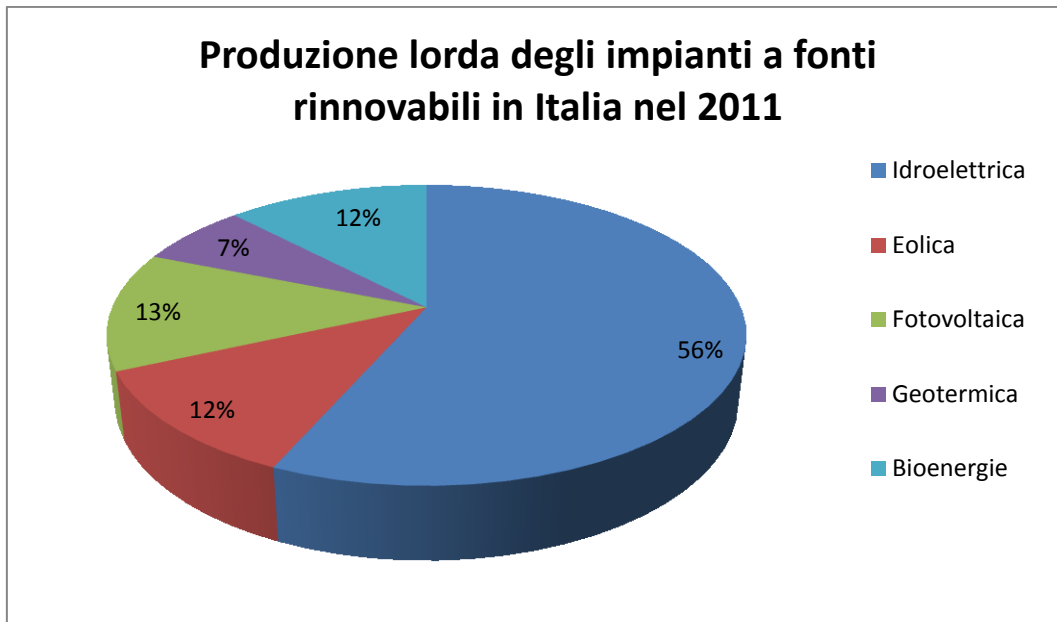


Figura 1-2 Produzione energetica lorda degli impianti a fonti rinnovabili in Italia nel 2011. [2]

Per produzione energetica lorda si intende la somma delle quantità di energia elettrica prodotte da un insieme di impianti di generazione e misurate ai morsetti dei generatori elettrici.

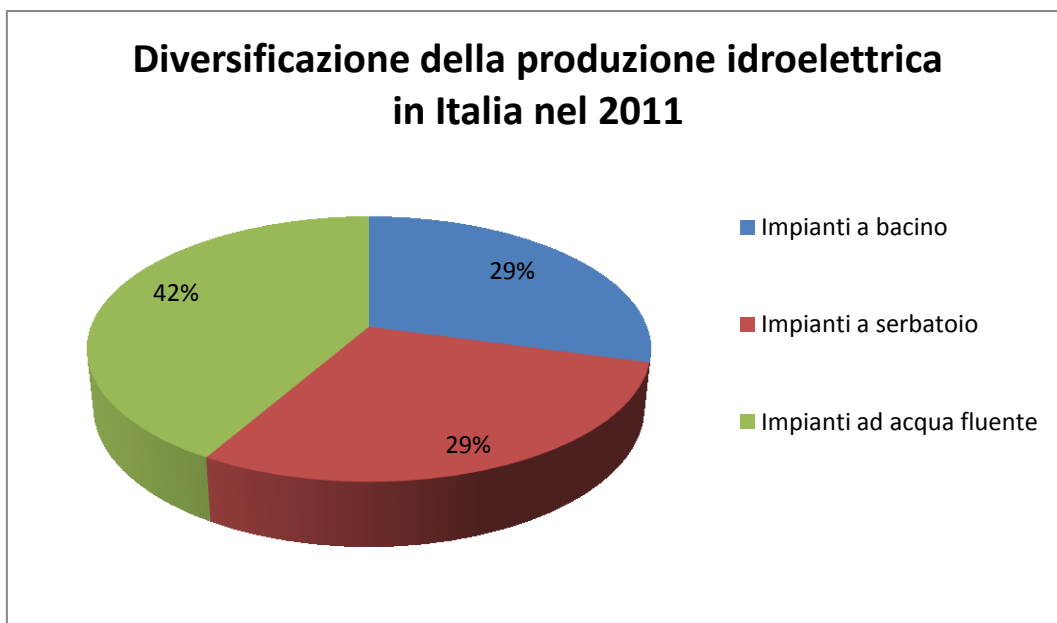


Figura 1-3 Diversificazione della producibilità idroelettrica in Italia nel 2011. [2]

Nell'ultimo decennio hanno assunto sempre più importanza le bioenergie che, attraverso la combustione di biomasse solide (es. RSU) biogas e bioliquidi, hanno raggiunto il 12% dell'energia elettrica generata da fonti rinnovabili. È bene specificare che tale fonte può rientrare nella categoria delle fonti rinnovabili ma si discosta nettamente dalle fonti di energia "pulita" per la presenza di inquinanti (NO_x , CO , SO_x) prodotti dalla combustione delle biomasse in generale.

In Figura 1-4 è raffigurata la ripartizione della potenza efficiente lorda degli impianti elettrici di generazione in Italia al 31 dicembre 2011 e viene messa in luce l'importanza predominante degli impianti termoelettrici tradizionali e l'aumento di potenza degli impianti eolici e fotovoltaici, privilegiati da incentivi molto vantaggiosi. A questo punto è di fondamentale importanza avere bene in mente la differenza tra potenza elettrica e producibilità energetica in modo da non confondersi con i dati che verranno successivamente mostrati.

La potenza efficiente di un impianto di generazione è la massima potenza elettrica generabile per una durata di funzionamento sufficientemente lunga da produrre esclusivamente una potenza attiva, supponendo tutte le parti dell'impianto interamente in efficienza e nelle condizioni ottimali, di portata e di salto nel caso degli impianti idroelettrici e di disponibilità di combustibile e di acqua di raffreddamento nel caso degli impianti termoelettrici. La potenza efficiente è lorda se misurata ai morsetti dei generatori elettrici dell'impianto o netta se misurata all'uscita della centrale, dedotta cioè la potenza assorbita dai servizi ausiliari dell'impianto e dalle perdite nei trasformatori della centrale. [2]

La producibilità naturale è la producibilità data da apporti naturali di un impianto idroelettrico (ossia da tutti gli apporti esclusi quelli di pompaggio) in un determinato periodo e corrisponde alla quantità massima di energia elettrica che gli apporti naturali nel periodo considerato gli permetterebbero di produrre o invasare, supponendo una utilizzazione completa di detti apporti e tutte le parti dell'impianto interamente in efficienza. La producibilità può essere lorda o netta in modo analogo a quanto è stato chiarito per la potenza.

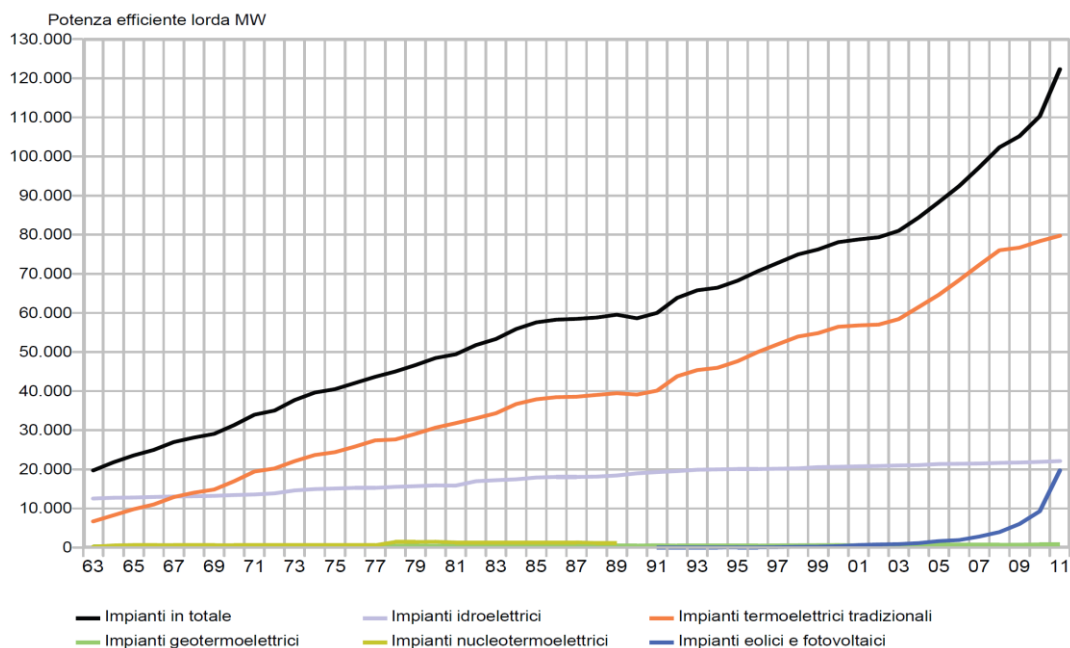


Figura 1-4 Potenza efficiente lorda degli impianti elettrici di generazione in Italia al 31 dicembre 2011. [2]

Al fine di garantire una migliore comprensione si riporta un grafico esaustivo riguardante sia la producibilità elettrica (Figura 1-5) che la potenza elettrica (Figura 1-6) degli impianti idroelettrici installati in Italia, aggiornati fino al 2011.

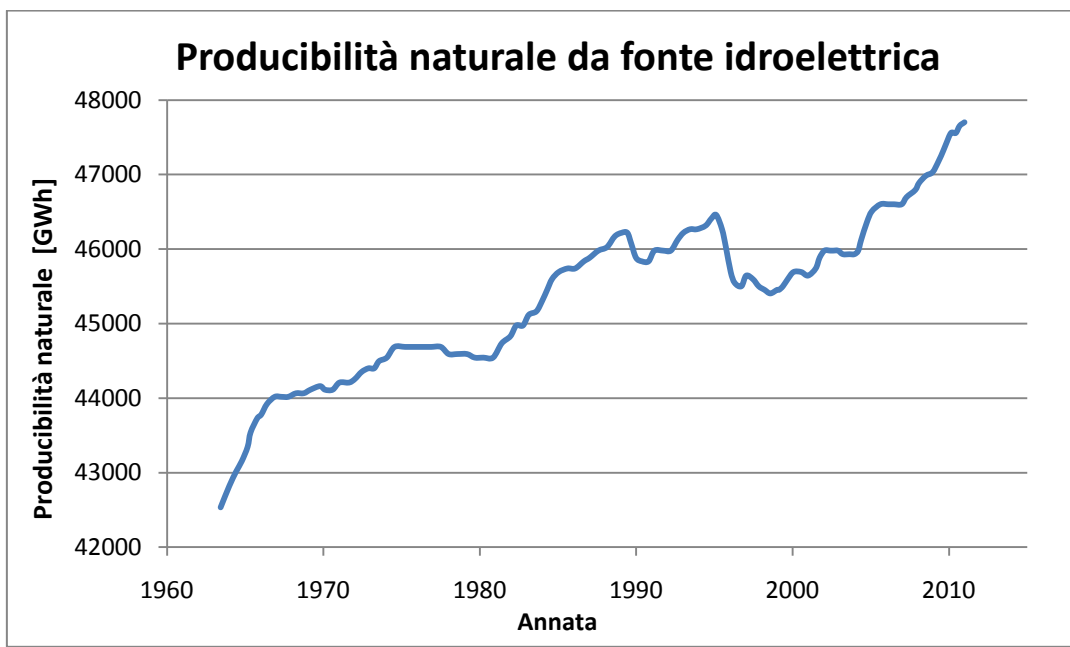


Figura 1-5 Producibilità lorda media annua degli impianti idroelettrici in Italia dal 1963 al 2011. [2]

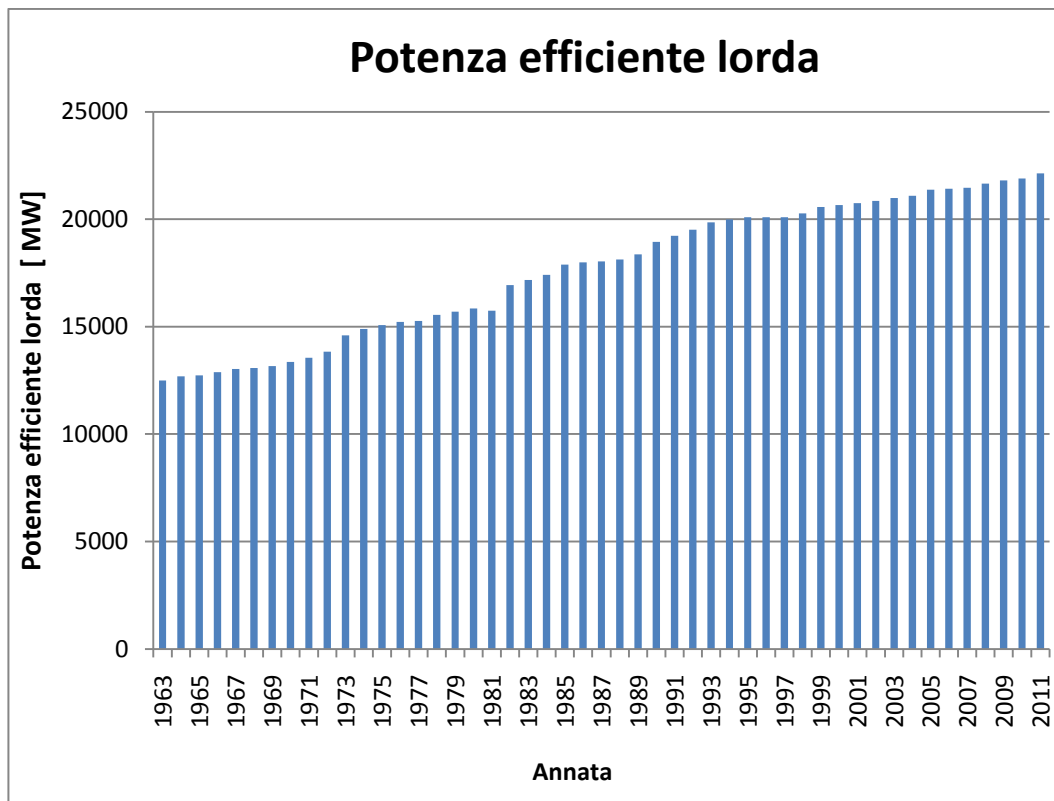


Figura 1-6 Potenza efficiente lorda degli impianti idroelettrici in Italia dal 1963 al 2011. [2]

Come mostrato in Figura 1-5 l'industria idroelettrica italiana ha avuto fasi alterne di sviluppo e crisi. Il maggiore sviluppo in Italia è avvenuto nel periodo del primo dopo guerra, quando sono state costruite le principali centrali idroelettriche, molte delle quali tutt'oggi in funzione. In termini percentuali, la produzione di energia elettrica da fonte idraulica nel 1963 rappresentava il 65% della produzione energetica complessiva, mentre nel 1980 arrivava solo al 25%.

L'enorme richiesta di energia elettrica legata al boom economico degli anni '60 e alla forte industrializzazione portò all'installazione di numerose centrali termoelettriche poiché, rispetto alle centrali idroelettriche, esse sono indipendenti dalla conformazione del territorio e non necessitano di ampie disponibilità di risorse naturali. Il tutto si tradusse in un periodo di stasi nell'industria idroelettrica europea e italiana in particolare, poiché proprio in quegli'anni vennero emanate dallo Stato italiano alcune leggi chiave riguardanti l'industria elettrica nazionale.

Il 6 dicembre 1962 venne emanata la Legge 1643 che prevedeva la nazionalizzazione del sistema elettrico e istituiva l'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica (ENEL) a cui venivano demandate tutte le attività di produzione, importazione ed esportazione, trasporto, trasformazione, distribuzione e vendita dell'energia elettrica da qualsiasi fonte di produzione. Il monopolio da parte di un

solo ente comportò una maggiore efficienza nella gestione della rete e degli impianti già esistenti, ma una certa staticità per quanto riguarda l'installazione di nuovi impianti mini idroelettrici. La progressiva diminuzione degli ordini di turbine idrauliche con, in molti casi, la vendita di interi rami di azienda a grandi multinazionali estere, portò nell'arco di un ventennio, alla perdita del know-how che era stato acquisito sulle turbine idrauliche.

I primi segni di ripresa si ebbero nei primi anni '80 quando, con la legge 308 del 29/05/1982, lo Stato tolse all' ENEL il monopolio degli impianti di potenza inferiore ai 3MW e alimentati da fonti rinnovabili, permettendo la costruzione di nuove centrali idroelettriche. L'unico vincolo imposto era l'obbligo di vendere l'energia all'ente statale. Questa operazione portò sì ad una prima liberalizzazione del settore, ma di fatto non lo rese economicamente strategico per una decina di anni. La svolta si ebbe nei primi anni '90 quando si cominciò a parlare di liberalizzazione del mercato elettrico e di energia rinnovabile. Nel 1992 lo stato trasformò l' ENEL in una società per azioni e nel 1996 la direttiva europea 92/96/CE diede le prime indicazioni per la liberalizzazione del mercato elettrico.

Nel 1999 con il decreto legislativo 79/99 (noto come Decreto Bersani) e l'introduzione dei Certificati Verdi (CV) il mercato delle fonti rinnovabili e di conseguenza quello delle turbine idroelettriche, cominciò a crescere notevolmente. Con la finanziaria del 2008 e il nuovo Decreto sulle Rinnovabili, approvato a luglio 2012, i nuovi sistemi di incentivazione introdotti contribuirono ulteriormente a incentivare la nascita di nuovi impianti idroelettrici, soprattutto di piccola taglia. [4]

1.2. L'idroelettrico nel mondo

All'inizio del XX secolo l'energia idroelettrica era la principale fonte di energia elettrica a livello mondiale e in particolare negli Stati Uniti era in grado di coprire il 40% della produzione energetica nazionale. Per questo l'energia idroelettrica venne ben presto soprannominata il "Carbone Bianco". Nel tempo l'energia idroelettrica si è sviluppata diventando una fonte energetica sempre più sicura, affidabile e conveniente.

Al giorno d'oggi l'energia idroelettrica fornisce il maggior contributo nella generazione di elettricità rispetto a tutte le altre fonti rinnovabili in tutto il mondo e possiede ancora un grande potenziale per uno sviluppo futuro. Inoltre, le capacità di controllo nella produzione di energia tipica degli impianti a bacino e di pompaggio hanno attribuito a questa fonte enormi doti di dispacciabilità, in grado quindi di seguire le oscillazioni della domanda di energia elettrica e di sopperire alle "mancanze energetiche" date da fonti meno flessibili.

L'energia idroelettrica è una tecnologia ormai affermata e comprovata in uso in 159 paesi nel mondo, ma ancora oggi in continuo sviluppo ed evoluzione.

Nel complesso l'energia idroelettrica contribuisce per il 16,3 % ai consumi elettrici mondiali, come contributo in percentuale segue il carbone e il gas naturale ma precede l'energia di origine nucleare (12,8 %). Alla fine del 2011 la potenza degli impianti idroelettrici installati nel mondo, compresi gli impianti a pompaggio, era di 1067 GW (fonte IEA) e si presume raggiunga i 1300 GW entro il 2017 (fonte IEA). La produzione di elettricità da fonte idroelettrica a livello mondiale si aggira intorno ai 3500 TWh/anno e, secondo i ricercatori, ha ancora grandi possibilità di crescita fino al quadruplo del valore attuale. [2]

L'idroelettrico è sicuramente l'energia rinnovabile più sviluppata e fondamentale per più di 35 Paesi al mondo, poiché in grado di produrre da fonte idroelettrica più del 50 % del loro fabbisogno energetico nazionale, come mostrato in Tabella 1-1.

Dalla Tabella 1-2 si nota come solo 4 paesi (Cina, Brasile, Canada, Stati Uniti) insieme generino la metà della produzione di energia idroelettrica mondiale, e i primi 10 Paesi insieme generino circa il 70%.

<i>Share of hydropower</i>	<i>Countries</i>	<i>Hydropower Generation (TWh)</i>
≈100%	Albania, DR of Congo, Mozambique, Nepal, Paraguay, Tajikistan, Zambia	54
>90%	Norway	126
>80%	Brazil, Ethiopia, Georgia, Kyrgyzstan, Namibia	403
>70%	Angola, Columbia, Costa Rica, Ghana, Myanmar, Venezuela	77
>60%	Austria, Cameroon, Canada, Congo, Iceland, Latvia, Peru, Tanzania, Togo	38; 351
>50%	Croatia, Ecuador, Gabon, DPR of Korea, New Zealand, Switzerland, Uruguay, Zimbabwe	25; 36

Tabella 1-1 Paesi in cui più del 50 % del fabbisogno energetico su base annuale è soddisfatto da energia idroelettrica. [2]

Country	Hydro electricity (TWh)	Share of electricity generation (%)
China	694	14.8
Brazil	403	80.2
Canada	376	62.0
United States	328	7.6
Russia	165	15.7
India	132	13.1
Norway	122	95.3
Japan	85	7.8
Venezuela	84	68
Sweden	67	42.2

Tabella 1-2 I primi 10 produttori di energia idroelettrica.[2]

Per un'analisi del possibile sviluppo a cui questa tecnologia può ancora andare incontro, recenti studi [2] stimano la possibilità di raggiungere una produzione energetica di origine idroelettrica intorno a 15000 TWh/anno dal momento che in tutti i continenti, esclusa l'Europa, la potenza idroelettrica installabile può essere più che raddoppiata (Figura 1-7).

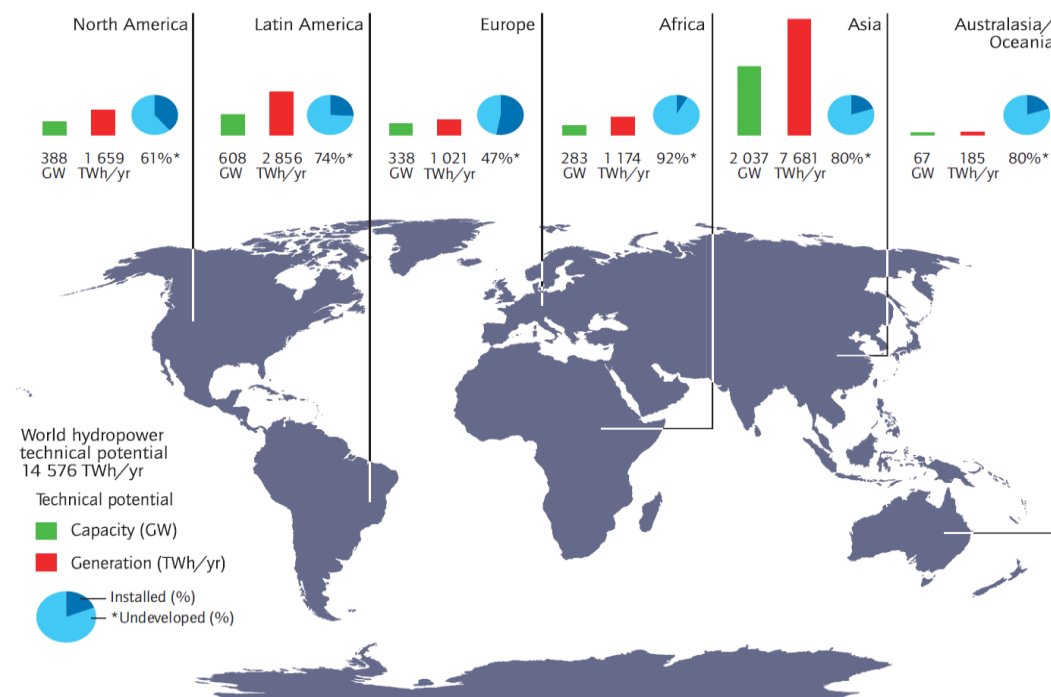


Figura 1-7 Stima del potenziale idroelettrico ancora installabile nel mondo. [2]

1.3. La classificazione degli impianti idroelettrici

Una prima distinzione tra gli impianti idroelettrici può essere fatta in funzione della loro conformazione, identificando le seguenti tipologie:

- Impianti a bacino o serbatoio;
- Impianti a pompaggio;
 - ◆ Pompaggio di gronda;
 - ◆ Pompaggio puro o misto;
- Impianti ad acqua fluente;
- Impianti inseriti in condotta idrica.

Gli **impianti idroelettrici a bacino o serbatoio** sfruttano il dislivello esistente tra un lago artificiale con afflusso naturale e una centrale posta più a valle. L'acqua scorre attraverso condotte forzate o gallerie, passando per un pozzo piezometrico in modo da evitare gli effetti disastrosi derivanti dal colpo di ariete, per giungere fino alle turbine situate nella centrale idroelettrica. Tali centrali vengono impiegate per coprire i fabbisogni energetici nei periodi di punta, compatibilmente con la disponibilità idrica e, più specificatamente, in funzione del rapporto tra portata nominale della turbina e portata media affluente nel bacino.

Per definizione l'energia elettrica si deve produrre contemporaneamente (a meno di considerare il ritardo dovuto alla propagazione degli elettroni lungo le linee elettriche alla velocità della luce ☺) al suo utilizzo dal momento che non è possibile conservarla, per cui il fabbisogno altalenante viene compensato collegando, scollegando e modulando l'energia proveniente da questo tipo di centrali. Questa tipologia di impianto è in grado di sviluppare potenze superiori ai 1000 MW tuttavia le imponenti opere civili necessarie per la messa in funzione causano generalmente un forte impatto ambientale.

Gli **impianti idroelettrici a pompaggio**, invece, convogliano l'acqua in un bacino, solitamente artificiale, posto a monte della centrale. Di norma la fase di pompaggio avviene nelle ore notturne, in modo da poter sfruttare momenti in cui la richiesta energetica è inferiore, e convertire l'energia elettrica, prodotta in eccesso, sotto forma di energia potenziale idrica. Nel momento in cui aumenta il fabbisogno energetico, solitamente durante le ore diurne, l'acqua torna a fluire dal bacino artificiale alle turbine della centrale idroelettrica generando energia elettrica. Dagli impianti a pompaggio ne deriva un vantaggio in termini di dispacciabilità e un guadagno di tipo economico derivante dalla differenza di prezzo dell'energia elettrica tra le ore diurne e le ore notturne.

A seconda di come le pompe sono collegate al serbatoio o ai serbatoi inferiori si distinguono due tipologie di impianti di pompaggio:

- **Impianti con stazioni di pompaggio di gronda**, nei quali le pompe sono collegate ad un serbatoio inferiore fisicamente distinto da quello in cui scaricano le turbine. In questo caso i cicli di pompaggio sono subordinati alla disponibilità della risorsa idrica presente nel serbatoio ad accumulo naturale e le pompe, che possono essere installate nello stesso edificio della centrale di produzione o in un altro diverso, hanno il solo scopo di sollevare nel serbatoio superiore gli apporti captati dal serbatoio che le alimenta.
- **Impianti di pompaggio puro o misto** sono impianti nei quali le pompe e le turbine sono collegate allo stesso serbatoio inferiore. In questo caso il ciclo di pompaggio può essere ripetuto a volontà, un gran numero di volte. Questi impianti sono designati col termine impianti di pompaggio puro o impianti di pompaggio misto quando, rispettivamente, gli apporti naturali che alimentano il serbatoio superiore siano in media inferiori o superiori al 5% del volume d'acqua mediamente turbinata in un anno. Il pompaggio effettuato con questi impianti è definito “pompaggio volontario”.

Gli **impianti ad acqua fluente** sono il tipo di impianto idroelettrico più diffuso e, compatibilmente con la disponibilità di acqua, possono garantire un funzionamento continuo lungo tutto l'arco della giornata. Sono impianti che sfruttano salti geodetici abbastanza ridotti, se paragonati a quelli sfruttati dagli impianti ad accumulo, e una portata discontinua, che risente di grandi variazioni stagionali. Pertanto le tecnologie utilizzate in questa tipologia di impianti devono essere in grado di garantire una buona efficienza in un ampio range di portate.

Sono impianti che non necessitano di grandi bacini di accumulo e di lunghe condotte forzate, tuttavia possono necessitare di canali di derivazione anche molto lunghi; in generale si può dire che, a parità di potenza, un impianto ad acqua fluente abbia un impatto ambientale inferiore rispetto a un impianto ad accumulo.

Gli **impianti inseriti in condotta ibrida** sono piccoli impianti idroelettrici inseriti in canali o in condotti utilizzati per altre finalità, come ad esempio i canali irrigui o i canali per l'approvvigionamento idrico: sono tuttavia impianti in via di sviluppo e di sperimentazione. [5]

Secondo quanto è stato stabilito dalla ESHA (European Small Hydro Association), un'altra possibile classificazione degli impianti idroelettrici può essere fatta in base alla loro potenza nominale, al salto disponibile e alla portata utilizzata. [6]

In funzione della potenza installata si possono 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 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.

Un'ultima possibile classificazione degli impianti idroelettrici può essere effettuata in base alla durata di invaso dei serbatoi, in tre categorie: a serbatoio, a bacino, ad acqua fluente. La durata di invaso di un serbatoio è il tempo necessario per accumulare un volume d'acqua pari alla sua capacità utile, considerando come afflusso la portata media annua dei corsi d'acqua che in esso si riversano, escludendo gli eventuali apporti da pompaggio.

In base alle rispettive "durate di invaso" i serbatoi sono classificati in:

- **serbatoi di regolazione stagionale**, con una durata di invaso maggiore o uguale a 400 ore;
- **bacini di modulazione settimanale o giornaliera**, con una durata di invaso minore di 400 ore e maggiore di 2 ore.

Le tre categorie di impianti sono pertanto così definite:

- **impianti a serbatoio:** gli impianti dotati di un serbatoio classificato come "serbatoio di regolazione" stagionale;
- **impianti a bacino:** gli impianti dotati di un serbatoio classificato come "bacino di modulazione" settimanale o giornaliera;
- **impianti ad acqua fluente:** gli impianti che non hanno un serbatoio di accumulo o hanno un serbatoio con durata di invaso uguale o minore di 2 ore.

Quando due o più impianti, tra loro in serie, a breve distanza e senza apporti intermedi apprezzabili, sono collegati a uno stesso serbatoio a monte, essi sono classificati nella categoria definita dal tempo di riempimento di questo serbatoio.

Per concludere questo paragrafo si fa un'ulteriore distinzione tra le principali tipologie di impianto descritte in base alle loro capacità di assolvimento del fabbisogno elettrico giornaliero. Il fabbisogno di potenza, necessario a soddisfare il consumo elettrico giornaliero, presenta un andamento molto discontinuo ed altalenante, come mostrato in Figura 1-8 e può essere suddiviso in 3 differenti carichi: un carico di base, un carico medio e un carico di picco.

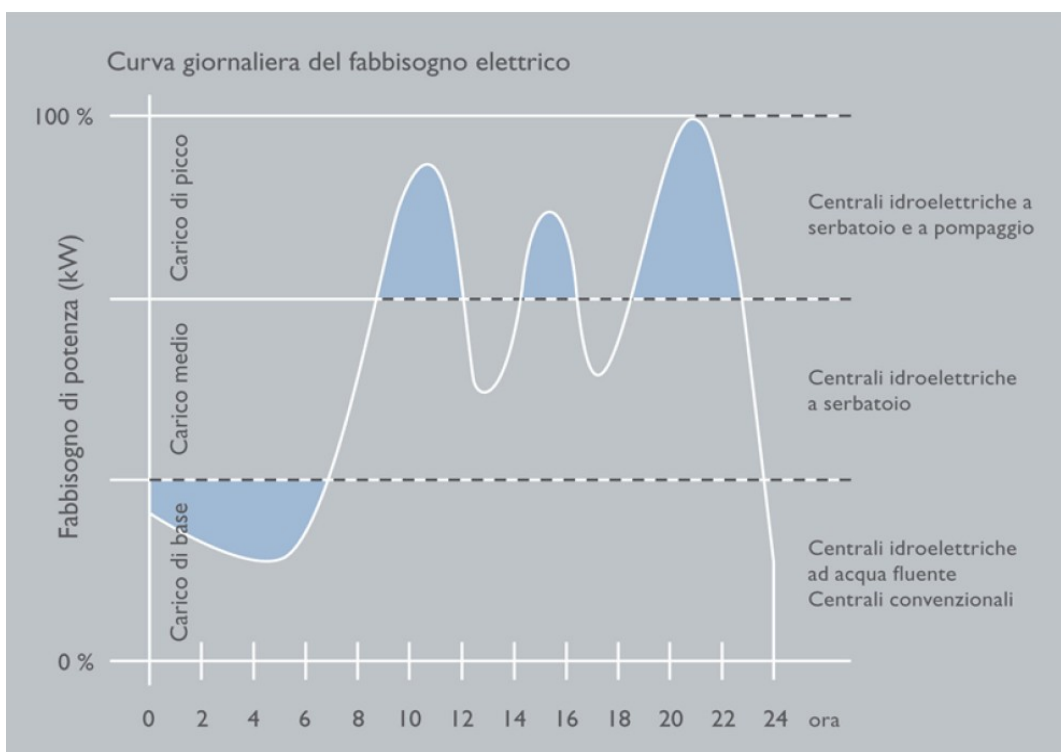


Figura 1-8 Curva giornaliera del fabbisogno elettrico. [5]

Il "carico di base" è soddisfatto da tutti quegli impianti, idroelettrici e non, in grado di assicurare una produzione elettrica continua e, nel caso di impianti idroelettrici, essi sono rappresentati dalle centrali ad acqua fluente, il cui funzionamento tuttavia è subordinato alla disponibilità d'acqua. Non avendo possibilità di accumulo, lo spegnimento delle centrali ad acqua fluente, in presenza della risorsa idrica, costituirebbe una mancata produzione, quindi una perdita energetica.

Il fabbisogno di energia elettrica cresce durante la giornata, assestandosi nel periodo compreso tra le 6 e le 24 principalmente nella zona di "carico medio". Tale carico viene soddisfatto dalle centrali idroelettriche a serbatoio, le quali possono essere spente e riaccese in un lasso di tempo abbastanza ridotto e rappresentano pertanto un'ottima soluzione per coprire questo tipo di consumo energetico.

Esistono poi delle fasce orarie in cui si concentrano dei picchi di carico, in questo caso l'energia necessaria per coprire tali picchi viene fornita dalle centrali a serbatoio (facendole funzionare a potenza nominale) e dalle centrali a pompaggio.

Le considerazioni fin qui fatte tuttavia riguardano un possibile funzionamento degli impianti idroelettrici, anche se non sempre viene verificato, in generale si può dire che gli impianti idroelettrici, grazie alla loro dispacciabilità e alla bassa inerzia nell'erogazione di potenza, consentono di completare l'apporto energetico dato dalle altre fonti energetiche meno flessibili.

1.4. Introduzione all'idroelettrico minore

Tra tutte le Fonti di Energia Rinnovabile (FER) la fonte idroelettrica è sicuramente la più antica e la più sviluppata, in grado di garantire una producibilità energetica superiore a tutte le altre, sia in Europa che nel mondo.

La producibilità idroelettrica può essere ulteriormente incrementata seguendo due differenti strategie: attraverso il ripotenziamento degli impianti esistenti (revamping) oppure promuovendo la costruzione di nuovi piccoli impianti; quest'ultimo è il caso dell'energia mini idroelettrica.

Non c'è accordo tra gli Stati Membri dell'Unione Europea sulla definizione di mini idroelettrico. Alcuni paesi come Austria, Germania, Portogallo, Spagna, Irlanda e Belgio accettano 10 MW come limite superiore per la potenza installata. In Italia il limite è fissato a 3 MW, poiché soglia di potenza al di sotto della quale l'ENEL non poteva esercitare il proprio monopolio secondo il decreto legge 308 del 29/05/1982.

Poiché tale limite di potenza venne successivamente tolto con la conversione dell'ENEL in una società per azioni, in questa pubblicazione si farà riferimento alla soglia limite di 10 MW per la definizione di impianti mini idroelettrici; tale valore di riferimento è stato adottato da importanti enti quali l'ESHA (European Small Hydropower Association), dalla Commissione Europea e dall'UNIPÉDE (Union Internationale des Producteurs et Distributeurs d'Energie Electrique). [6]

La suddivisione tra idroelettrico e idroelettrico minore si riscontra anche nella diversa tipologia di impianti: impianti di potenza superiore richiedono solitamente la realizzazione di grandi laghi artificiali per immagazzinare l'acqua, un impianto mini idroelettrico invece prevede la realizzazione di un bacino di approvvigionamento di entità decisamente inferiore o addirittura può funzionare ad acqua fluente, provocando un impatto ambientale decisamente più modesto.

Lo sviluppo di nuovi impianti mini idroelettrici trova particolare slancio in Italia in cui i grandi impianti idroelettrici hanno già sfruttato gran parte delle possibilità geomorfologiche presenti nel territorio e non sembra possibile costruirne altri. L'idroelettrico è infatti una risorsa strettamente vincolata dalle caratteristiche del territorio e dei siti prescelti: qualora ci fossero bacini sfruttabili con impianti idroelettrici di grandi potenze, le opere civili avrebbero un impatto non trascurabile sull'ambiente e sulla vita del bacino stesso.

Diversamente il mini idroelettrico ha ancora grandi possibilità di sviluppo. La realizzazione di piccoli impianti permette di utilizzare siti in precedenza scartati perché di piccola entità; gli impianti ad acqua fluente in particolare necessitano di opere civili molto modeste e poco costose, tali da garantire investimenti iniziali non eccessivi e un rapido ritorno economico.

Gli impianti mini idroelettrici possono altresì trovare applicazione in tutte quelle situazioni in cui esiste un fabbisogno energetico e la disponibilità di una portata d'acqua, anche limitata, su di un salto geodetico di pochi metri. In simili circostanze l'introduzione di sistemi di utilizzo delle acque risulta avere un impatto ambientale limitato e permette di non modificare l'uso prevalente del corso d'acqua, come ad esempio l'approvvigionamento idrico di utenze isolate.

Il ruolo del mini idroelettrico viene ulteriormente valorizzato anche per l'attenzione che viene data alla salvaguardia dell'ambiente, integrando gli impianti in un uso plurimo ed equilibrato della risorsa idrica. Da questo punto di vista gli impianti idroelettrici di piccola taglia godono del vantaggio di essere caratterizzati da modalità costruttive e organizzative di scarso impatto sul territorio, oltre a poter essere gestiti, almeno per l'ordinario funzionamento, da un ridotto numero di personale.

1.5. Vantaggi e svantaggi del mini-idroelettrico

Tra i principali vantaggi che caratterizzano un impianto mini idroelettrico possiamo citare: [1]

- La risorsa idrica è una fonte di energia sicura in quanto inesauribile e disponibile sul territorio italiano in modo capillare. La piovosità media annua sul territorio italiano è di 1000 mm/mq, ciò rende il territorio particolarmente propenso all'installazione di questo tipo di impianti.

- L'idroelettrico gode di una comprovata tecnologia. Il principio di sfruttamento delle acque prima per la produzione di forza meccanica e poi con finalità elettriche è di antica data.
- L'idroelettrico spesso facilita la regionalizzazione della produzione. La possibilità di installare impianti mini idroelettrici su tutto il territorio italiano consente di produrre energia vicino alle utenze.
- Necessita di poca manutenzione. Il fatto di lavorare a basse velocità ed esigue temperature rende un impianto idroelettrico affidabile e duraturo nel tempo.
- Le applicazioni mini idroelettriche sono a basso impatto ambientale. Le ridotte dimensioni degli impianti mini idroelettrici consentono di ridurre l'impatto visivo e paesaggistico; nel caso di impianti ad acqua fluente l'assenza delle condotte forzate permette all'impianto di restituire l'acqua subito a valle delle opere di presa.
- Favorisce la manutenzione del territorio. Le installazioni idroelettriche favoriscono la pulizia degli alvei e un'accurata gestione delle acque.
- Una semplificazione nella gestione degli impianti da un punto di vista operativo. L'automatizzazione e il telecontrollo consentono di ridurre il personale di gestione.
- Benefici economici a lungo termine. Il costo dell'energia idroelettrica è molto contenuto soprattutto se confrontato con il costo dei combustibili fossili (energia termoelettrica) e con le sue prospettive di continua crescita.

Nonostante i numerosi vantaggi prima citati, è d'obbligo riportare alcune problematiche spesso inevitabili.

Si deve accettare che la produzione di piccoli impianti idroelettrici è, dal punto di vista ambientale, delicata poiché, a causa delle localizzazioni in aree sensibili, gli impianti possono indurre a impatti non trascurabili su scala locale.

Esistono tuttavia sufficienti misure di mitigazione per ovviare a tali svantaggi:

Impatti in fase di COSTRUZIONE		
Azione	Impatto	Mitigazione
Costruzione di strade	Rumore, emissioni, sollevamento polvere	Attenta pianificazione del cantiere
Costruzione di canali e condotte	Rumore, rimozione della vegetazione, intorbidamento delle acque	Pianificazione degli scavi nella stagione secca
Costruzione opere di presa	Possibile erosione delle sponde	Studio di opportuni rinforzi per le sponde
Impatti in fase di ESERCIZIO		
Modifica delle portate	Perdita habitat e riduzione della diluizione dei contaminanti	Attenta gestione del Deflusso Minimo Vitale (DVM)
Rumore turbina e moltiplicatore	Disturbo acustico per uomini e animali	Applicazione di pannelli insonorizzanti
Impatto visivo dell'impianto e delle opere	Disturbo visivo	Uso di vegetazione e vernice appropriata, utilizzo di elementi naturali (legno, roccia)
Impatti per la TRASMISSIONE ELETTRICA		
Linee elettriche fuori terra	Disturbo visivo Ostacolo per gli uccelli	Interramento e mitigazione nel paesaggio Attenta disposizione dei tralicci

Tabella 1-3 Sintesi riassuntiva per la mitigazione dei problemi derivanti dall'installazione di un impianto idroelettrico. [6]

CAPITOLO 2

2. Le tecnologie utilizzate nel mini idroelettrico

In passato si è sempre cercato di ottimizzare i progetti e le tecnologie destinate allo sfruttamento di salti geodetici molto elevati, mentre la tecnologia atta allo sfruttamento di bassi salti geodetici è passata in secondo piano, poiché poco remunerativa da un punto di vista economico a causa degli elevati costi per le opere civili ed elettromeccaniche in rapporto alle inferiori producibilità conseguibili.

Ultimamente sta tuttavia acquistando un interesse sempre maggiore lo sfruttamento di bassi salti geodetici, sia a seguito dell'esaurimento di grandi salti sfruttabili senza compromettere l'ambiente circostante, sia a seguito dello sviluppo di nuove soluzioni impiantistiche particolarmente idonee all'ambito di applicazione in oggetto. Lo sviluppo della tecnologia ha messo in evidenza soluzioni che consentono di ridurre al minimo i costi relativi alle opere civili e di utilizzare turbine più semplici ed economiche rispetto alle macchine convenzionali; i risultati raggiunti in ambito tecnologico riuscirono a rendere interessanti investimenti in siti che solo pochi decenni fa non venivano neanche lontanamente presi in considerazione.

L'ottimizzazione del rendimento e lo sviluppo di sistemi di controllo sono stati affrontati utilizzando il know-how acquisito nello sviluppo della tecnologia dell'idroelettrico a bacino tradizionale, adattandolo alle nuove esigenze degli impianti fluviali a basso salto geodetico.

A fianco della tradizionale turbina Kaplan e all'antica ruota idraulica, tra le migliori tecnologie utilizzate in impianti mini idroelettrici si trovano sicuramente la turbina VLH, acronimo di Very Low Head, la turbina cross-flow o Banki Mitchell, dal nome dei suoi inventori, e infine la vite di Archimede o coclea idraulica.

2.1. La turbina VLH (Very Low Head)

2.1.1. Cenni storici

Tradizionalmente il reparto R&D (Research and Development) dei grandi produttori di turbine idroelettriche si è sempre spinto verso la riduzione delle dimensioni della turbina al fine di poterne ottimizzarne il più possibile la geometria. Riuscirono sicuramente nei loro intento, tuttavia resero necessarie la costruzione di opere civili atte a ottimizzare il flusso in ingresso e in uscita dalla

girante. Diventò dunque necessaria la presenza di un distributore a monte della turbina e di un diffusore a valle, atto a convertire l'energia cinetica allo scarico in quota piezometrica. La presenza di importanti opere civili comportò un aumento dei costi che risultò essere insostenibile per la realizzazione di impianti mini idroelettrici.

La turbina VLH, invece, è stata progettata specificatamente per bassi salti geodetici, compresi tra 1,4 e 3,2 metri; i progettisti hanno pertanto seguito un approccio completamente opposto rispetto alla progettazione di una classica turbina idroelettrica. Come risultato ottennero una turbina di grandi dimensioni, di facile installazione, che necessita di opere civili limitate ma soprattutto offre un elevato grado di affidabilità a un costo ragionevole per kW installato. [7]

La turbina VLH si presenta come una tecnologia innovativa: se all'esterno presenta una palettatura orientabile già vista sulle turbine Kaplan, la vera innovazione è nel bulbo, poiché accoglie al proprio interno sia il sistema di regolazione sia il generatore elettrico.

In Figura 2-1 viene mostrata la differenza delle opere civili necessarie per due tecnologie convenzionali e con l'utilizzo di una turbina VLH.

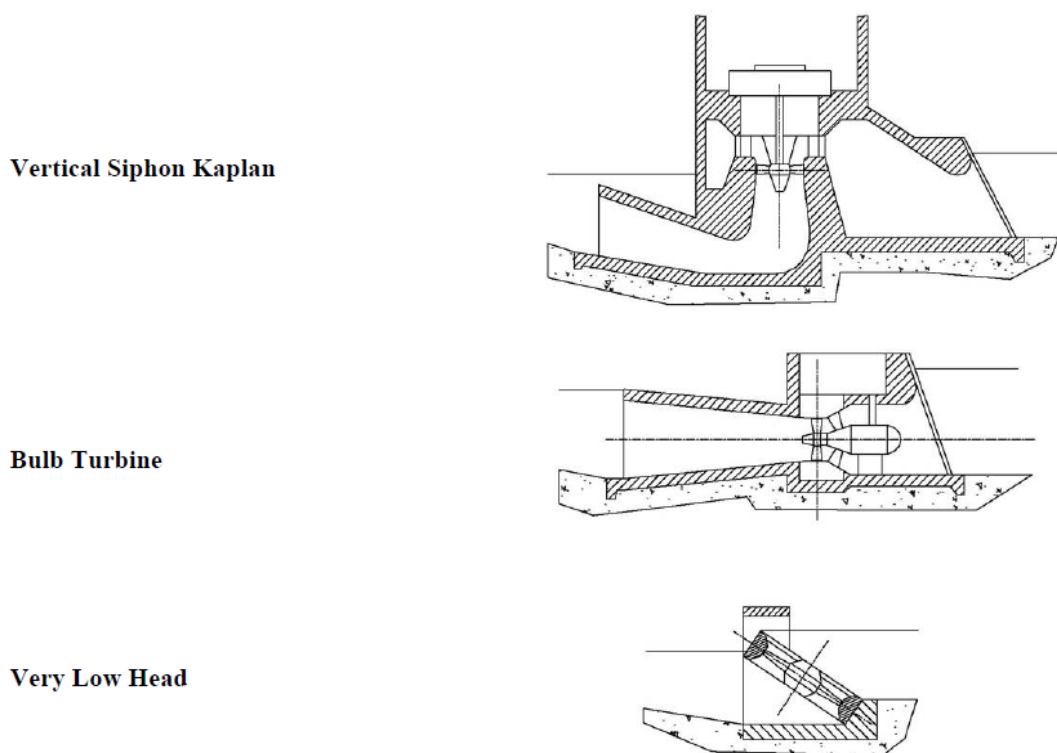


Figura 2-1 Confronto vista laterale in sezione tra differenti tecnologie. [7]

Le tre soluzioni impiantistiche mostrate in Figura 2-1 sfruttano lo stesso salto geodetico e sono disegnate con la stessa scala; per ogni tecnologia viene mostrata la direzione del flusso, le dimensioni indicative della turbina e soprattutto la complessità e l'estensione delle opere civili necessarie. Si nota come la turbina VLH, a differenza delle altre due tecnologie convenzionali, consenta di evitare la realizzazione delle opere di canalizzazione dell'acqua in ingresso e del diffusore in uscita, grazie alle modeste velocità di attraversamento.

Una recente indagine statistica e matematica sviluppata dal produttore francese MJ2 Technologies (Figura 2-2) ha dimostrato che per bassi salti geodetici e a parità di potenza in output esiste una relazione tra la riduzione del salto e l'aumento di volume del calcestruzzo necessario per la costruzione delle opere civili; in particolare con le turbine convenzionali se il salto scende da 3,2 m a 1,4 m (con il conseguente aumento di portata al fine di poter mantenere la potenza costante) il volume del calcestruzzo dovrebbe essere quintuplicato e il diametro della turbina dovrebbe essere raddoppiato.

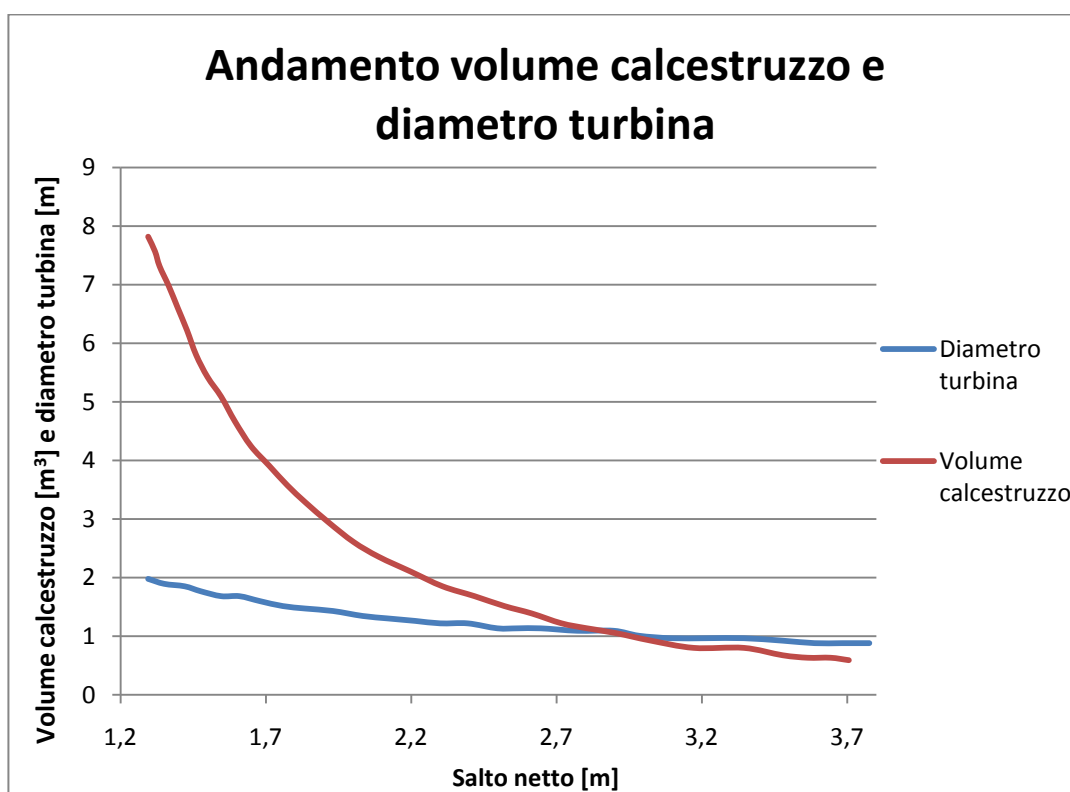


Figura 2-2 Volume di calcestruzzo [m³] e diametro di una turbina tradizionale [m] in funzione del salto netto a parità di potenza in output. [7]

Pertanto l'utilizzo di tecnologie convenzionali nello sfruttamento di salti inferiori a 3,2 m è possibile tecnicamente ma assolutamente sconveniente da un punto di vista economico.

2.1.2. Principio di funzionamento

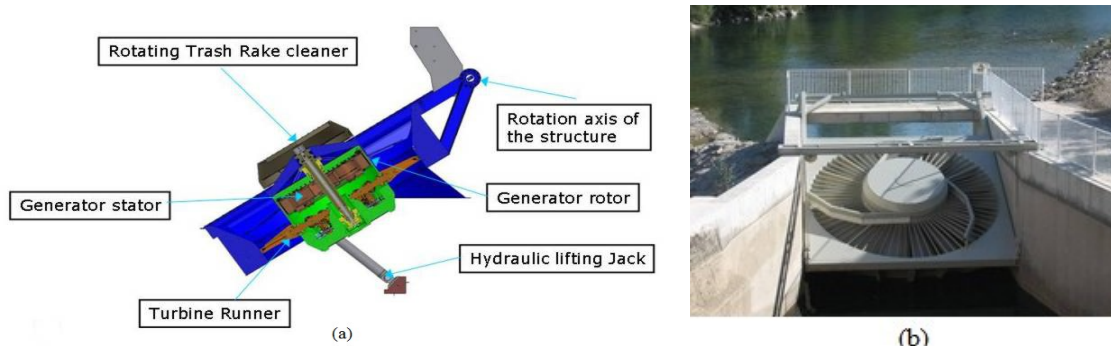


Figura 2-3 Vista in sezione della turbina VLH (a); esempio di installazione di una turbina VLH (b). [8]

Come mostrato in Figura 2-3, l'intera struttura delle turbine VLH è costituita da una griglia esterna che impedisce il passaggio di oggetti di grandi dimensioni, nel bulbo invece è presente il sistema di regolazione delle pale e il generatore elettrico a velocità variabile, accorgimento che permette di incrementare il rendimento e di garantire il collegamento alla rete elettrica in anche in condizioni di flusso parzializzato. Lo statore è in posizione centrale mentre i magneti permanenti del rotore sono montati all'interno della girante della turbina, il generatore nel momento dell'assemblaggio viene pressurizzato ad una pressione leggermente superiore rispetto a quella atmosferica al fine di evitare fenomeni di trafilamento attraverso le tenute ed essiccare l'aria umida contenuta all'interno in modo da impedire la nascita di condensa.

Le basse velocità della turbina VLH (max 41 rpm) comportano la generazione di corrente a bassa frequenza (intorno a 12 Hz) all'uscita del generatore, la quale viene poi opportunamente rivasata per poter essere messa in rete dal HPGS (Hydroelectric Power Generation System). [7]

Il rotore della turbina è costituito solitamente da 8 pale che possono essere opportunamente orientate in funzione del salto netto e della portata disponibile. La regolazione dell'inclinazione delle pale permette alla turbina di assumere una posizione "neutra" rispetto al flusso quando essa non risulta connessa in rete.

L'intera struttura è autoportante e mediante la rotazione attorno all'asse superiore della struttura può essere estratta dall'acqua per permettere interventi di manutenzione o per salvaguardare la turbina e garantire il libero deflusso delle acqua in caso di eventi di piena. Inoltre caratteristiche come la bassa velocità di rotazione (intorno a 34 rpm), un diametro molto grande (da 3,5 m a 5,6 m) e basse velocità del flusso (circa 2 m/s) consentono di eliminare il diffusore allo scarico e

opere di convogliamento in ingresso, oltre a permettere ai pesci di attraversare senza problemi il rotore della turbina.

La turbina VLH può essere gestita attraverso due differenti regolazioni: l'inclinazione delle pale sul rotore e la variazione di velocità nel generatore elettrico. Questa caratteristica permette di mantenere rendimenti elevati in siti in cui varia sia il salto geodetico sia la portata d'acqua.

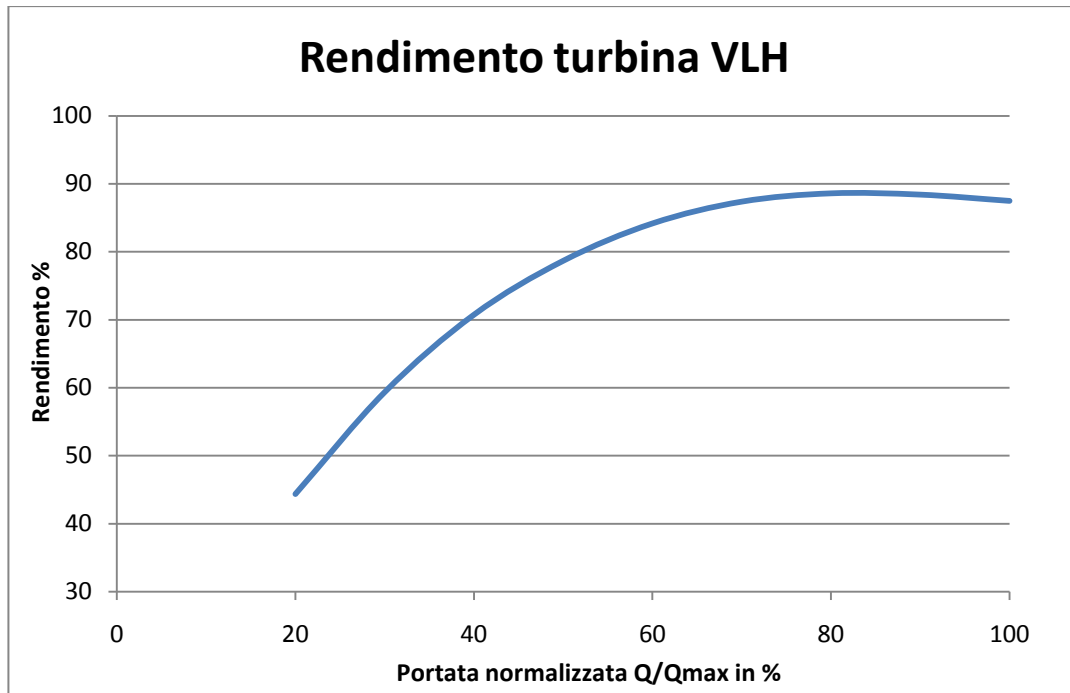


Figura 2-4 Rendimento idraulico di una turbina VLH in funzione della portata normalizzata. [8]

In Figura 2-4 viene mostrato l'andamento del rendimento idraulico di una turbina VLH in funzione della portata normalizzata rispetto alla portata nominale; tali rendimenti sono raggiungibili solo con un'opportuna regolazione dell'inclinazione delle pale, variabile in funzione della portata. Il rendimento idraulico massimo raggiungibile da una turbina VLH si aggira intorno all' 89% alla portata nominale.

Il grafico in Figura 2-4 è stato ottenuto da una serie di test eseguiti su un modello in scala nel Hydraulic Machinery Laboratory (LAMH) of Laval University. Questi test hanno fornito una serie estremamente preziosa di informazioni tecniche relative alle performances della macchina al variare delle condizioni operative.

La possibilità di variare la velocità di rotazione del rotore permette alla turbina di mantenere un rendimento idraulico massimo molto elevato (89%) anche in presenza di una quota geodetica variabile. (Figura 2-5).

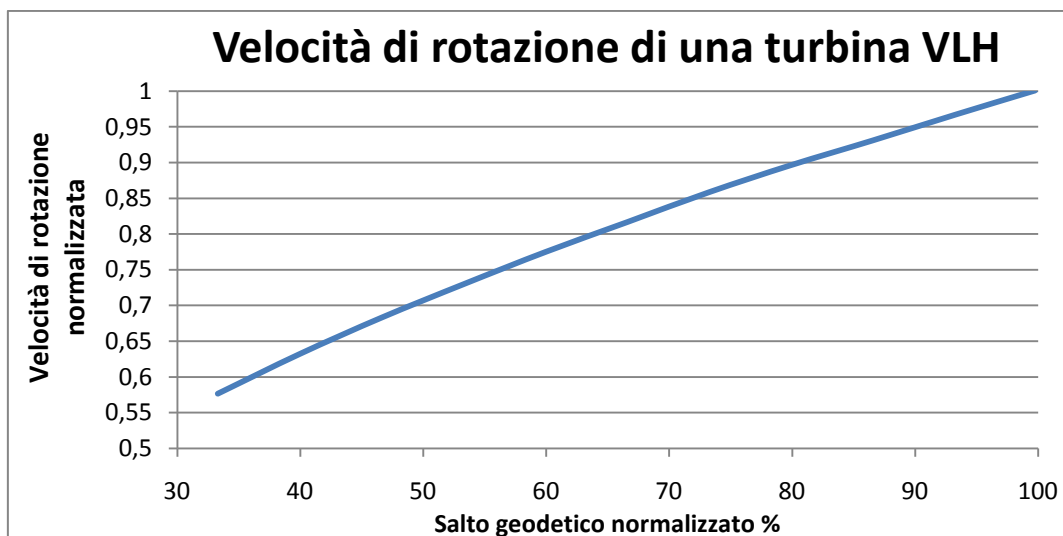


Figura 2-5 Velocità di rotazione al variare del battente idraulico. [8]

		Massima portata per unità in m ³ /s					Massimo output elettrico in kW				
		Diametro della turbina [mm]					Diametro della turbina [mm]				
		3150	3550	4000	4500	5000	3150	3550	4000	4500	5000
Salto netto [m]	1,4	8,2	10,4	13,3	16,8	20,7	88	112	143	182	225
	1,5	8,5	10,8	13,7	17,4	21,4	98	124	159	201	249
	1,6	8,8	11,2	14,2	17,9	22,1	107	137	175	222	275
	1,7	9,1	11,5	14,6	18,5	22,8	118	150	191	243	301
	1,8	9,3	11,8	15,0	19,0	23,5	128	163	208	265	328
	1,9	9,6	12,2	15,4	19,5	24,1	139	177	226	287	356
	2,0	9,8	12,5	15,8	20,0	24,7	150	191	244	310	384
	2,1	10,1	12,8	16,2	20,5	25,4	162	206	263	334	413
	2,2	10,3	13,1	16,6	21,0	26,0	173	221	282	358	443
	2,3	10,5	13,4	17,0	21,5	26,5	185	236	301	382	474
	2,4	10,8	13,7	17,4	22,0	27,1	197	252	321	408	
	2,5	11,0	13,9	17,7	22,4		210	268	341	433	
	2,6	11,2	14,2	18,1	22,9		223	284	362	460	
	2,7	11,4	14,5	18,4	23,3		236	300	383	486	
	2,8	11,6	14,8	18,7			249	317	404		
	2,9	11,8	15,0	19,1			262	334	426		
3,0	12,0	15,3	19,4			276	352	448			
3,1	12,2	15,5	19,7			290	370	471			
3,2	12,4	15,8	20,0			304	388	494			

Tabella 2-1 Range di installazione per turbine VLH della MJ2 Technologies. [9]

In Tabella 2-1 vengono riassunti a titolo di esempio il range di utilizzo per i 5 diametri di turbine attualmente in commercio della MJ2 Technologies.

Dai risultati sperimentali condotti dalla MJ2 Technologies sulle proprie turbine VLH si possono fare alcune considerazioni sul rendimento globale di impianto (idraulico, meccanico ed elettrico).

Partendo dalla legge fondamentale della potenza di una turbina idraulica si estrapola il rendimento globale:

$$(2-1) \quad \eta_{max\ globale} = \frac{P_{reale}}{HQ\rho g}$$

Rendimento massimo globale dell'impianto [%]

		Diametro della turbina [mm]				
		3150	3550	4000	4500	5000
Salto Netto [m]	1,4	78,24	78,51	78,38	78,98	79,24
	1,5	78,45	78,12	78,97	78,60	79,17
	1,6	77,56	78,03	78,61	79,11	79,38
	1,7	77,85	78,31	78,54	78,86	79,26
	1,8	78,04	78,33	78,63	79,08	79,14
	1,9	77,78	77,93	78,83	79,06	79,35
	2,0	78,11	77,98	78,81	79,10	79,34
	2,1	77,95	78,22	78,90	79,18	79,03
	2,2	77,92	78,26	78,81	79,09	79,05
	2,3	78,19	78,15	78,57	78,84	79,37
	2,4	77,57	78,22	78,45	78,87	
	2,5	77,94	78,71	78,65	78,92	
	2,6	78,16	78,51	78,51	78,85	
	2,7	78,26	78,21	78,68	78,85	
2,8	78,24	78,07	78,75			
2,9	78,14	78,37	78,50			
3,0	78,25	78,27	78,56			
3,1	78,26	78,59	78,72			
3,2	78,19	78,32	78,78			

Tabella 2-2 Rendimento massimo globale di un impianto a turbina VLH (MJ2 Technologies). [9]

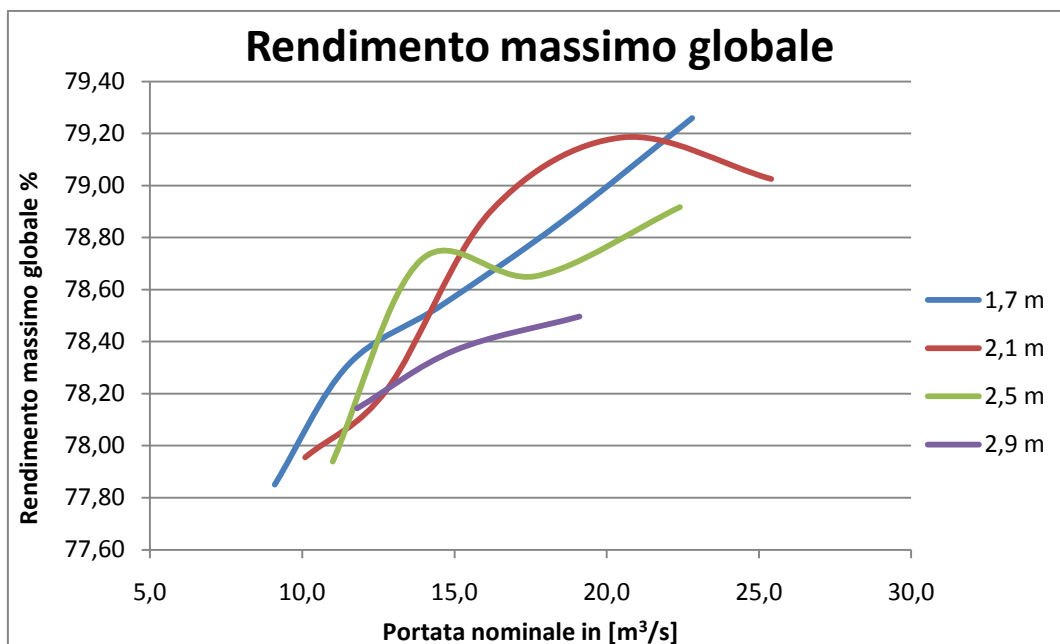


Figura 2-6 Rendimento massimo globale in funzione della portata nominale e del salto netto. [9]

In questo caso (Figura 2-6) il rendimento risulta avere un andamento molto “altalenante” e ciò è dovuto principalmente all’interazione di numerosi fattori quali gli attriti viscosi e meccanici, il sistema di controllo della velocità di rotazione e l’accuratezza del sistema di controllo della variazione dell’inclinazione della palettatura in funzione della portata. È bene specificare che al variare della portata nominale cambia anche il diametro della turbina.

La variazione del rendimento massimo globale nelle diverse configurazioni rientra comunque in un range di valori abbastanza limitato ($77,8 < \eta_{max\ globale} < 79,3$), pertanto la turbina VLH rientra tra le tecnologie più adatte per lo sfruttamento di piccoli salti geodetici. [9]

Il range di installazione per turbine VLH può essere riassunto nella seguente tabella (Tabella 2-3):

Tecnologia	Diametro rotore	Salto geodetico sfruttabile	Portata d’acqua	Potenza nominale
Turbina VLH	Da 3 m a 5 m	Da 1,5 m a 3 m	Da 8 m ³ /s a 30 m ³ /s	Da 100 kW a 500 kW

Tabella 2-3 Range di installazione di una turbina VLH.

2.2. La coclea idraulica

2.2.1. Cenni storici

Uno dei principali problemi dell'antichità fu quello di riuscire a prelevare l'acqua da fiumi e canali irrigui; prima che dispositivi ingegneristici efficaci entrassero in funzione, il dispendio di energie necessario per attingere acqua dai pozzi era notevole.

Secondo la tradizione Archimede (287-212 a.C.), durante i suoi studi ad Alessandria d'Egitto, elaborò un meccanismo di geniale semplicità ed efficacia; sostanzialmente una pompa, a forma di spirale, costituita da una vite senza fine all'interno di un cilindro di contenimento e che poteva essere messa in funzione anche da un solo uomo. L'acqua veniva sollevata dagli anelli della spirale, sostituendo così modalità di trasporto energeticamente molto dispendiose e decisamente meno efficienti. Il sistema prese il nome dal suo inventore e tutt'oggi si chiama "vite di Archimede". La narrazione risale alla Biblioteca Storica di Diodoro Siculo (circa 90 a.C. – circa 27 a.C.), il quale racconta come la zona del delta del Nilo fosse irrigata facilmente grazie ad una pompa a spirale, inventata da Archimede di Siracusa e chiamata «chiocciola» per la sua forma. [10]

Anche l'architetto ingegnere Vitruvio nel *De Architectura* descrive la coclea (Figura 2-7), ne spiega dettagliatamente le modalità di costruzione, di funzionamento e la mette giustamente in relazione alla spirale, figura dinamica che è alla base del funzionamento della macchina.

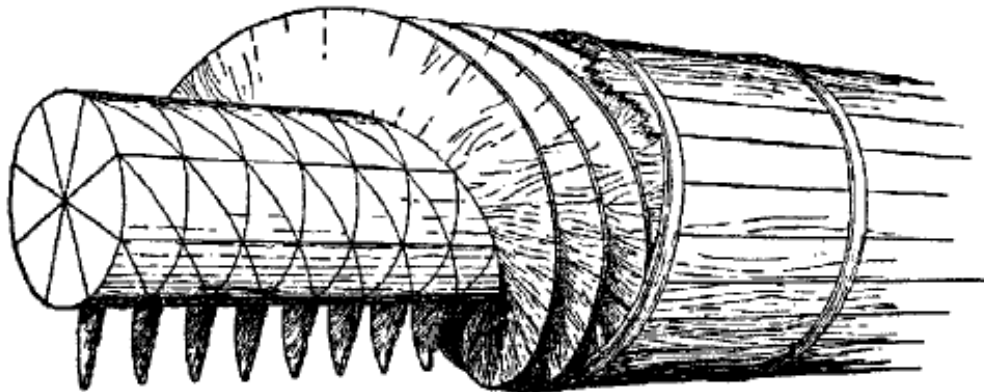


Figura 2-7 Coclea a 8 spirali descritta da Vitruvio nel *De Architectura*. [10]

Alcuni studiosi mettono oggi in dubbio che il meccanismo sia stato inventato da Archimede, sostenendo che in realtà sia di origini più antiche; lo scienziato

siracusano avrebbe tutt'al più studiato ed eventualmente perfezionato lo strumento dopo gli studi fatti ad Alessandria d'Egitto. In effetti, né Vitruvio, né Strabone, né Filone di Bisanzio, parlando della coclea, nominano esplicitamente Archimede come suo inventore, a differenza di quanto fece Diodoro Siculo e Ateneo di Naucrati.

Quel che è certo è che lo strumento ebbe diffusione nell'antichità: presso le miniere di Hueva, in Spagna, sono stati rinvenuti i resti di viti "a chiocciola" di dimensioni imponenti, perfettamente in grado di trasportare un flusso d'acqua tra due quote che differiscono di diverse decine di metri; inoltre, anche in un affresco pompeiano si può vedere una coclea in funzione, attivata dalla forza-lavoro di uno schiavo. Come numerose altre invenzioni legate al nome di Archimede, anche la coclea ha attirato l'ammirata attenzione dei maggiori scienziati di tutti i tempi. Galileo Galilei, a proposito della "vite di Archimede", si esprime così:

«Non mi pare che in questo luogo sia da passar con silenzio l'invenzione di Archimede d'alzar l'acqua con la vite: la quale non solo è maravigliosa, ma è miracolosa; poiché troveremo, che l'acqua ascende nella vite discendendo continuamente». (1)

Ancora oggi il sistema della vite di Archimede è usato per sollevare acqua in diversi impianti di bonifica, nonché in numerosi stabilimenti industriali; in Olanda è impiegato per drenare l'acqua dai Polder.

Se la vite di Archimede nel ruolo di pompaggio è conosciuta fin dall'antichità, solo nell'ultimo secolo, funzionando in senso inverso, ha trovato una nuova applicazione come macchina motrice, trovando largo utilizzo in ambito idroelettrico poiché in grado di raggiungere ottimi rendimenti idraulici nello sfruttamento di salti geodetici relativamente piccoli. Poiché questa sembra essere una novità importante, di seguito vengono analizzati i concetti su cui si basa questo meccanismo nel ruolo di convertitore di potenza. [11]

2.2.2. Analisi della tecnologia

La coclea idraulica utilizzata come macchina motrice contava, già nel 2011, più di 180 installazioni in impianti mini idroelettrici, questo è un risultato sorprendente se si considera che la prima installazione come macchina motrice risale al 1998. [12]

L'applicazione di una coclea idraulica in centrali idroelettriche è stata proposta da Radlik nel 1992, il quale registrò un brevetto in Germania (DEE4139134C2); tuttavia esistono testimonianze più antiche (Ruhlmann 1862) che ipotizzano l'utilizzo della coclea come una sorta di "ruota idraulica" per la generazione di potenza meccanica. Nonostante fossero riconosciute le proprietà "motrici" della

coclea essa non trovò applicazione prima del 1992 per l'incapacità di sfruttare la coppia motrice su un albero parallelo al corso del fiume.

La Vite di Archimede utilizzata come macchina operatrice venne ampiamente analizzata dall'ingegnere olandese J. Muysken il quale descrisse le equazioni e i parametri necessari per la progettazione [14]. Tuttavia non tutti i risultati ottenuti da Muysken sono utilizzabili per la progettazione di una coclea idraulica con finalità "motrici". Le principali differenze tra una coclea con finalità operatrici e una coclea con finalità motrici riguardano soprattutto la direzione del flusso e le relative condizioni in ingresso e in uscita dall'impianto.

Brada tra il 1993 e il 1995, presso l'University of Prague, fu il primo a condurre delle verifiche sperimentali sull'utilizzo della coclea idraulica per la produzione di energia elettrica. Gli esperimenti condotti da Brada dimostrarono che l'80% dell'energia potenziale posseduta dall'acqua su un piccolo salto geodetico poteva essere convertita in energia meccanica all'albero di una coclea idraulica di dimensioni contenute. Questi risultati vennero confermati successivamente da altri due ricercatori tedeschi: Kleemann e Hellmann (2003), i quali affermarono la possibilità di poter raggiungere rendimenti addirittura superiori con l'utilizzo di coclee di grandi dimensioni. Attualmente le coclee di maggiori dimensioni hanno un diametro esterno di 4 metri; per dimensioni superiori nascono problemi di affidabilità dovuti alla fatica oligociclica soprattutto in prossimità delle saldature, oltre ad avere criticità legate all'esecuzione delle lavorazioni meccaniche necessarie per la costruzione della coclea (tornitura) e al trasporto della stessa.

La coclea idraulica riuscì a soddisfare anche un altro requisito fondamentale per la legislazione europea sulle nuove tecnologie ad utilizzo idroelettrico, poiché si tratta di una tecnologia che richiede poche opere civili, quindi a basso impatto ambientale, ma soprattutto risulta essere "fish friendly" cioè si integra perfettamente con la fauna ittica presente nel corso d'acqua. Esperimenti condotti da Schmalz dimostrarono un tasso di mortalità ittica pari a zero in presenza di un impianto a coclea idraulica.

La vite idraulica ha una fabbricazione di tipo metalmeccanico a saldatura. Il rotore è costituito da un albero cavo, opportunamente irrigidito per sopportare carichi flessionali elevati, su cui vengono generalmente saldate eliche cilindriche (spiral) a flusso ottimizzato. Lo "statore" invece è costituito da un cilindro esterno (trogolo) aperto superiormente. Per la realizzazione di un impianto l'insieme statore-rotore viene calato in un canale di forma rettangolare in calcestruzzo e successivamente viene riempito il gap compreso tra trogolo e canale con del calcestruzzo, in modo da formare una solida base di appoggio. In alternativa è possibile utilizzare un trogolo autoportante realizzato in carpenteria metallica, il quale necessita unicamente di due appoggi alle estremità.

Entrambe le estremità sono dotate di supporti per il rotore, il supporto superiore è un cuscinetto a rulli cilindrici a lubrificazione grassa continua, resistente alle forze

radiali e assiali. Il supporto inferiore è costituito da un cuscinetto flottante auto-lubrificante e sigillato per evitare dispersioni di lubrificante in acqua, adeguatamente progettato in modo che non necessiti di manutenzione.

Il “drivetrain” della coclea, o gruppo motore, è costituito da giunti elastici, supporti, moltiplicatore, generatore ed eventualmente di trasmissione a cinghia. La semplicità d’installazione di una coclea idraulica garantisce tempi ristretti e costi contenuti; per contro la portata massima che può essere elaborata da una coclea risulta, a pari dimensioni del rotore, sensibilmente inferiore rispetto a quanto non si verifichi per una turbina Kaplan. Tale fattore rende necessario l’impiego di più macchine in parallelo per lo sfruttamento di portate elevate, situazione nella quale potrebbe risultare più economico l’impiego di tecnologie differenti.

Lo schema di un impianto a coclea viene riportato in Figura 2-8

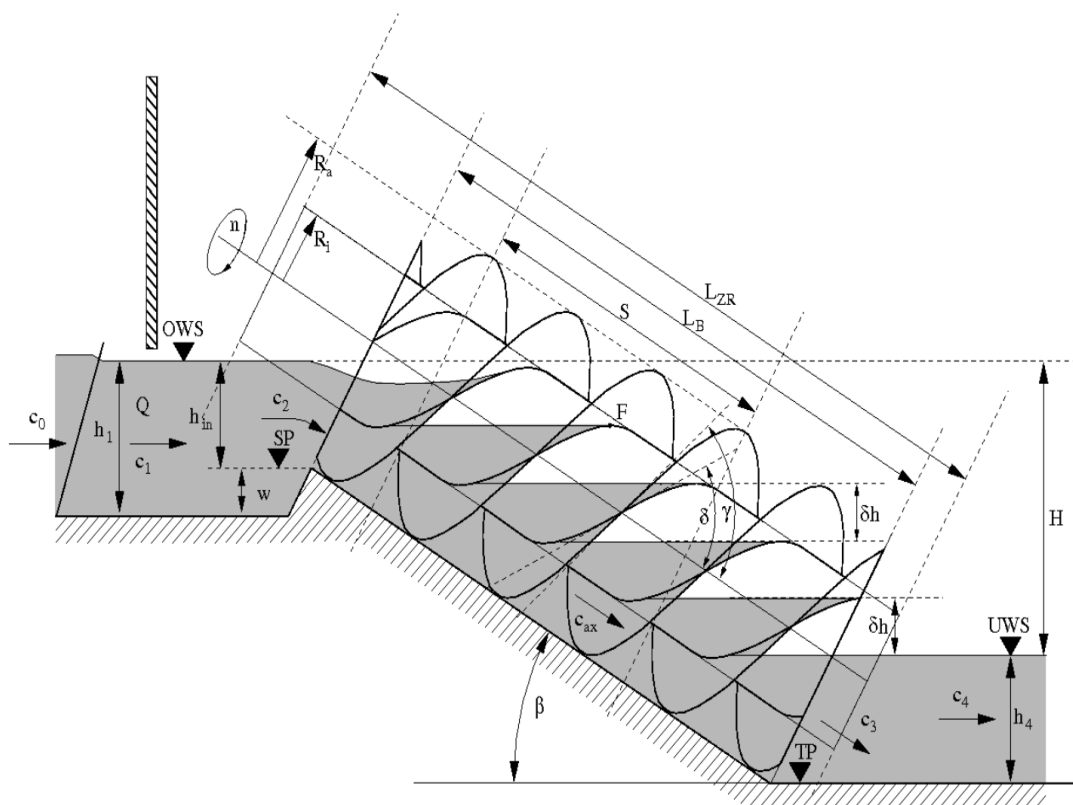


Figura 2-8 Sezione longitudinale di un impianto idroelettrico a coclea. [13]

In Tabella 2-4 vengono messi in evidenza tutti i parametri fondamentali da prendere in considerazione per la progettazione di una coclea idraulica, di fondamentale importanza è il volume d’acqua rinchiuso in ogni spazio interspirale poiché strettamente dipendente dalla portata elaborata dall’impianto.

Parameters index	
A1 = area of the approach channel (m ²)	ζ = dimensionless loss factor (1)
A2 = area of the inflow section (m ²)	n = rotational speed (min ⁻¹)
A3 = area of the average flow (m ²)	VB = volume of a bucket (m ³)
c0 = flow speed before the debris rake (m/s)	VU = volume of N buckets (m ³)
c1 = flow speed at the approach channel (m/s)	S = pitch of the screw (m)
c2 = flow speed in cross section K- SP (m/s)	ssp = gap between the trough and the blades (m)
c3 = flow speed at outflow of the screw (m/s)	w = sill height (m)
c4 = flow speed at tail race (m/s)	SP = geodetic height above sea level (m)
cax = axial transport speed in the screw (m/s)	TP = geodetic height above sea level (m)
g = gravitational constant (m/s ²)	α3 = leakage angle (rad)
H = head difference (m)	α4 = leakage angle (rad)
h1=water depth at the inflow channel (m)	α5 = leakage angle (rad)
hin = inflow water depth (m)	β = inclination of the screw (rad)
h2 = water depth in cross section K - SP (m)	δh = head difference between two adjacent buckets (m)
h3 = water depth at the tail water (m)	κ = dimensionless normalized value of the inflow height
hue = overfallhead(m)	λ = dimensionless normalized pitch
LB = length of the bladed screw (m)	λvU= dimensionless total normalized transported volume per turn
L = length of the central tube (m)	vU = dimensionless normalized volume per turn
N = dimensionless number of blades	vT = dimensionless total normalized volume
Q = overallflow (m ³ /s)	μA = dimensionless discharge coefficient
QW = torque-generating flow (m ³ /s)	μW = dimensionless basic weir discharge coefficient
QG = leakage flow through the gap (m ³ /s)	ρ = dimensionless radius ratio

QO = leakage flow over the central tube (m ³ /s)	Ra = outer radius of the screw (m)
QF = friction-leakage flow (m ³ /s)	Ri = outer radius of the screw (m)
QP = leakage flow without guiding plate (m ³ /s)	

Tabella 2-4 Leggenda dei parametri utilizzati per la realizzazione del modello analitico. [13]

In Figura 2-8 viene raffigurata la condizione di massimo riempimento di ogni spazio interspira, corrispondente al raggiungimento dell'altezza F , per altezze superiori a F l'acqua trafilerebbe nello spazio interspira inferiore compiendo un movimento rotatorio e soprattutto dissipando la propria energia potenziale.

Di seguito viene presentato lo sviluppo di un modello analitico per la progettazione di un impianto idroelettrico a coclea, basato sull'analisi dell'altezza del fluido in entrata nell'impianto (h_{in}) al fine di individuare la condizione di ottimo riempimento di ciascun spazio interspira in funzione della portata elaborata, come riportato da Dirk M. Nuernbergk e Chris Rorres [13].

Per la stesura di tale modello si presuppone che l'acqua affluisca attraverso un canale rettangolare, la cui larghezza corrisponde a $2R_a$ (diametro della coclea) e che l'altezza del flusso entrante sia pari a R_a ; questa condizione è ben nota e ha la finalità di minimizzare le perdite per attrito viscoso in un canale a sezione rettangolare (Bollrich e Preissler 1992), oltre a garantire una velocità di transito nel canale prossima a quella di ingresso nella coclea, con conseguente minimizzazione delle perdite legate alla dissipazione di energia cinetica all'ingresso.

2.2.3. Sviluppo di un modello analitico

La portata totale elaborata dalla coclea può essere divisa in 5 differenti contributi, come mostrati in Figura 2-9 a).

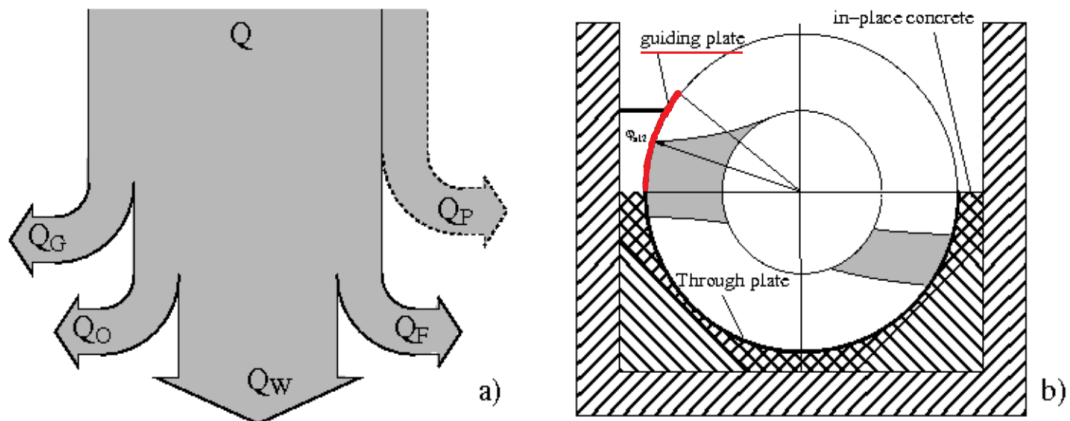


Figura 2-9 Componenti della portata (a); sezione frontale della coclea (b). [13]

La portata totale può essere suddivisa nei seguenti termini (Figura 2-9 a):

- Q_W Portata che genera coppia all'asse della coclea
- Q_G Portata persa attraverso il gioco presente tra il trogolo e le spire elicoidali
- Q_O Portata persa se la coclea venisse riempita al di sopra del punto di riempimento ottimale F
- Q_F Portata persa per il trascinamento viscoso a opera delle pareti del rotore
- Q_P Portata che si perderebbe in assenza del prolungamento del trogolo evidenziato in rosso in Figura 2-9 b).

La perdita della portata Q_P può essere eliminata prolungando opportunamente il trogolo mentre la portata Q_F ha un'entità molto piccola e pertanto può essere trascurata.

Il bilancio di portata dunque risulta:

$$(2-2) \quad Q = Q_W + Q_G + Q_O$$

Queste tre componenti della portata vengono dettagliatamente analizzate nel seguito della trattazione.

Il volume d'acqua contenuto in ogni spazio interspira (V_B) rimane costante lungo tutta la coclea in quanto le perdite di portata Q_G e Q_O defluiscono nello spazio interspira inferiore, ma a loro volta vengono controbilanciate dall'afflusso delle portate Q_G e Q_O provenienti dallo spazio interspira superiore. La portata Q_W , che genera una coppia motrice all'albero della coclea, può essere vista come una porzione dell'intera portata elaborata, mentre l'energia idraulica associata alla portata Q_G e Q_O viene persa in moti turbolenti, quindi in energia termica. Soltanto

L'energia idraulica associata al volume d'acqua contenuto in uno spazio interspira viene convertita in energia meccanica dalla coclea.

La portata Q_W è data dalla relazione di Weisbach (1855):

$$(2-3) \quad Q_W = \frac{n}{60} V_U$$

In questo caso V_U è il volume che entra e fuoriesce dalla coclea ad ogni sua completa rivoluzione e corrisponde a $V_U = NV_B$; n è la velocità di rotazione della coclea in $[\text{min}^{-1}]$. Per il calcolo della massima velocità di rotazione ci si riferisce alla relazione di Muysken [14]:

$$(2-4) \quad n \leq \frac{50}{(2R_a)^{2/3}}$$

Secondo gli esperimenti di Muysken velocità di rotazione maggiori provocavano eccessive perdite per attrito viscoso e per l'aumento delle forze centrifughe. Per determinare il volume V_U si introducono i parametri di Rorres [10]:

$$(2-5) \quad \rho = \frac{R_i}{R_a} \quad (\text{rapporto dei raggi})$$

$$(2-6) \quad \lambda = \frac{s \tan \beta}{2\pi R_a} \quad (\text{pitch ratio})$$

$$(2-7) \quad \nu_U = \frac{V_U}{\pi R_a^2 s} \quad (\text{volume ratio})$$

$$(2-8) \quad \lambda \nu_U = \lambda \cdot \nu_U = \frac{V_U \tan \beta}{2\pi^2 R_a^3} \quad (\text{volume per turn ratio})$$

In cui il rapporto dei raggi deve essere sicuramente compreso tra 0 e 1. Va nuovamente sottolineato il fatto che ν_U (volume ratio) dipenda solo da parametri geometrici, quali: N, ρ e λ e non da parametri cinematici [10]. Invertendo l'equazione (2-8) in modo da isolare V_U si riesce a riscrivere l'equazione (2-3):

$$(2-9) \quad Q_W = \frac{2\pi^2 R_a^3}{\tan \beta} \lambda \nu_U \frac{n}{60}$$

Quindi per una coclea con uno specifico raggio esterno R_a , un angolo di inclinazione β , e una velocità di rotazione n , la portata Q_W risulta essere solo in funzione di $\lambda \nu_U$ (volume per turn ratio).

Un grafico elaborato da Rorres sui possibili valori di $\lambda \nu_U$ in funzione dell'altezza F di ottimo riempimento è il seguente (Figura 2-10):

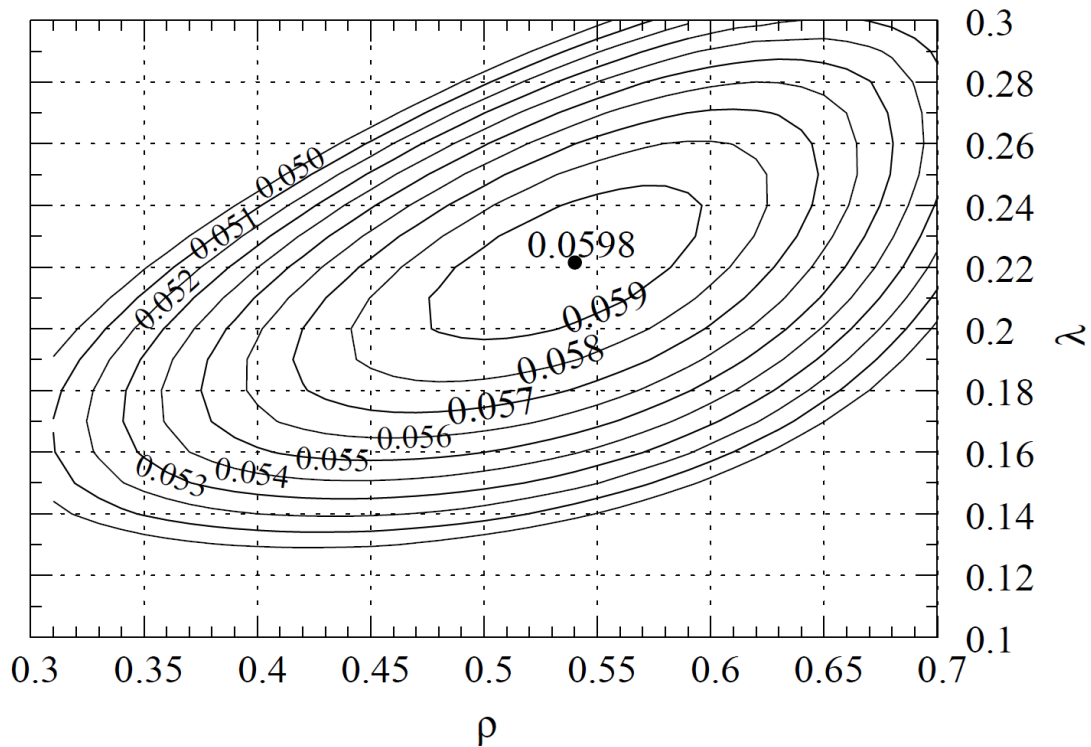


Figura 2-10 Andamento di $\lambda \nu_U$ in funzione di λ e di ρ per una coclea a 3 spire nella condizione di ottimo riempimento [10].

La portata persa attraverso il gioco presente tra il trogolo e le spire elicoidali in funzione della differenza di altezza tra uno spazio interspira e il successivo $\delta h = S/N \sin \beta$, è stata analizzata dal ricercatore Muysken [14]:

$$(2-10) \quad Q_G = \mu_A s_{sp} R_a \left(1 + \frac{s_{sp}}{2R_a} \right) \sqrt{1 + \left(\frac{s}{2\pi R_a} \right)^2} \left(\frac{2}{3} \alpha_3 + \alpha_4 + \frac{2}{3} \alpha_5 \right) \sqrt{2g\delta h}$$

Il gioco s_{sp} che deve essere lasciato tra il tra il trogolo e le spire, al fine di garantire l'assenza di interferenze, dipende dal peso della coclea, dallo spessore delle spire e dalla lunghezza compresa tra i due cuscinetti di sostegno. Il gioco massimo viene solitamente stimato tramite una relazione empirica:

$$(2-11) \quad s_{sp} = 0,0045 \sqrt{2R_a} \quad [m]$$

Il parametro μ_A rappresenta il coefficiente per la contrazione del flusso allo scarico e ha un valore compreso tra 0,65 e 1,00 a seconda della forma e del bordo della spira, solitamente si considera $\mu_A = 1,00$ in modo da permanere in una condizione conservativa (massima perdita). Gli angoli α_3 , α_4 e α_5 utili per la determinazione di Q_G e raffigurati in Figura 2-11 sono stati determinati graficamente da Muysken [14] e poi analiticamente da Rorres [10].

Nel caso di una coclea ben progettata e che lavora nel punto di riempimento ottimale ($Q_f = Q_o = Q_p = 0$), il rendimento idraulico della macchina risulta essere funzione del rapporto tra la portata persa Q_G e la portata entrante Q e delle perdite per gli attriti meccanici e fluidodinamici. Dall'equazione (2-10) si nota che la perdita di portata Q_G non risulta essere funzione della velocità di rotazione n (nella condizione di riempimento ottimale) quindi non varia al variare della portata complessiva Q , mentre gli attriti meccanici e fluidodinamici diminuiscono al diminuire di n , quindi al diminuire della portata (permanendo sempre nelle condizioni di riempimento ottimale). Di conseguenza nelle condizioni di riempimento ottimale ad ogni n corrisponde una determinata portata Q , pertanto a parità di condizioni di funzionamento (n) le perdite di portata determinano il rendimento idraulico massimo raggiungibile da una coclea.

A questo punto è possibile fare alcune considerazioni riguardanti il rendimento idraulico di un impianto a coclea, quest'ultimo può essere definito come:

$$(2-12) \quad \eta = \frac{\text{Potenza Reale}}{\text{Potenza Ideale}} = \frac{H_r Q_W \rho g}{H_i Q \rho g} = \left(1 - \frac{Q_G}{Q}\right) \left(1 - \frac{h_{in} - h_2}{H_i}\right)$$

Nell'equazione (2-12) si indicano i pedici "r" e "i" indicano rispettivamente delle grandezze reali e ideali. Mentre h_{in} e h_2 sono quote geodetiche definite in Figura 2-12.

In relazione all'equazione (2-12) possono essere fatte alcune considerazioni sul rendimento al variare della velocità di rotazione n , quindi della portata in condizioni di riempimento ottimale, in particolar modo all'aumentare di n la frazione di perdita di portata si riduce poiché Q_G rimane costante, come detto in precedenza, mentre Q_W risulta essere direttamente proporzionale a n ; mentre la perdita di salto utile ($h_{in} - h_2$) aumenta a causa dell'aumento delle velocità e quindi delle perdite per attrito.

L'equazione (2-10) mostra che per una coclea idraulica con una determinata velocità di rotazione, la perdita di portata Q_G , secondo Muysken, può essere scritta nella forma $\beta_1 R_a^2 + \beta_2 R_a^{3/2}$ con le costanti β_1 e β_2 sicuramente positive, mentre dall'equazione (2-9) si nota che la portata Q_W può essere scritta nella forma $\beta_3 R_a^3$ con la costante β_3 sicuramente positiva, quindi:

$$(2-13) \quad Q = Q_G + Q_W = \beta_1 R_a^2 + \beta_2 R_a^{3/2} + \beta_3 R_a^3$$

Alla luce di questa considerazione potrebbero essere fatte ulteriori riflessioni riguardanti la variazioni di alcuni parametri dimensionali.

La portata Q_o rappresenta la portata persa in presenza di un eccessivo afflusso; in condizioni di sovra riempimento l'acqua all'interno della coclea oltrepassa il punto di riempimento ottimale F e fluisce verso gli spazi interspira inferiori. La sovra

alimentazione all'imbocco di una coclea comporta la nascita di un canale di scarico a sezione triangolare (Figura 2-11) con cui l'acqua fluisce nello spazio interspira inferiore perdendo la propria energia potenziale.

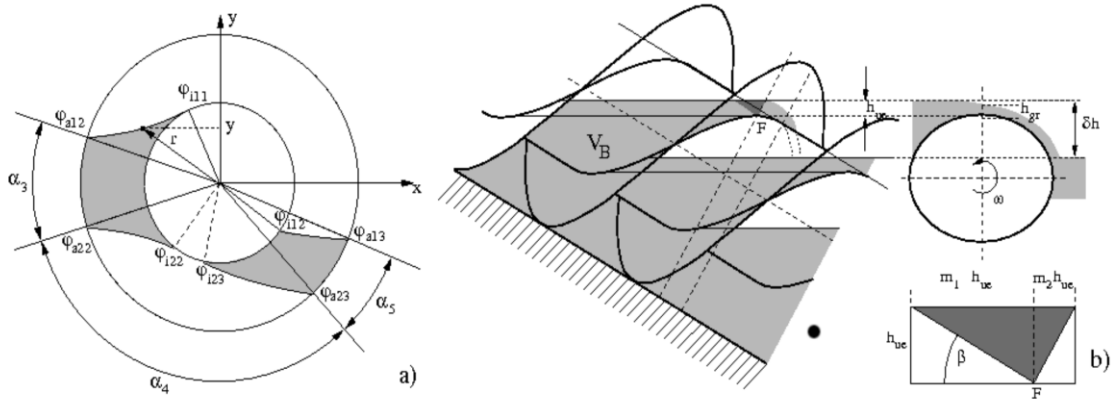


Figura 2-11 Angoli utili per determinare Q_G (a), canale di scarico a forma triangolare e parametri identificativi (b). [13]

Secondo Aigner (2008) la portata transitante nel canale di scarico a sezione triangolare è data da:

$$(2-14) \quad Q_O = \frac{4}{15} \mu \sqrt{2g} \left(\frac{1}{\tan \beta} + \tan \beta \right) h_{ue}^{5/2}$$

Nell'equazione (2-14) il valore del coefficiente μ dipende dalla forma del canale di scarico che si viene a creare e dalla direzione del flusso; per permanere in condizioni conservative solitamente si considera il valore massimo pari a 0,537.

In Figura 2-11 risulta evidente che quando l'acqua, nello spazio interspira, raggiunge il punto di riempimento ottimale F, non si crea nessun canale di scarico poiché $h_{ue} = 0$ e quindi $Q_O = 0$.

Secondo i test sperimentali condotti da Brada [11] la coclea idraulica con finalità motrici consente di elaborare fino al 120% della portata nominale senza significative perdite di rendimento; tuttavia in fase di progettazione si cerca sempre di non avere perdite di sovra riempimento al fine di garantire la generazione di potenza nominale di progettazione.

Per raggiungere tale obiettivo risulta fondamentale poter determinare l'altezza del flusso in ingresso coclea (h_{in}), tale da garantire il riempimento ottimale.

A tal fine torna utile il calcolo del volume totale adimensionale:

$$(2-15) \quad v_T = \frac{Q}{\pi R_a^2 c_{ax}} = v_U + \frac{Q_G}{\pi R_a^2 c_{ax}} + \frac{Q_O}{\pi R_a^2 c_{ax}}$$

In cui c_{ax} è la velocità del flusso assiale data da:

$$(2-16) \quad c_{ax} = S \frac{n}{60} \quad [m/s]$$

Questo nuovo volume adimensionale include il contributo dato dalle perdite di portata e può pertanto essere considerato un'elaborazione del volume v_U adimensionale dato da Rorres [10]. Nella condizione di ottimo riempimento $Q_O = 0$ e pertanto il volume totale diventa:

$$(2-17) \quad v_T = v_U + \frac{Q_G}{\pi R_a^2 c_{ax}}$$

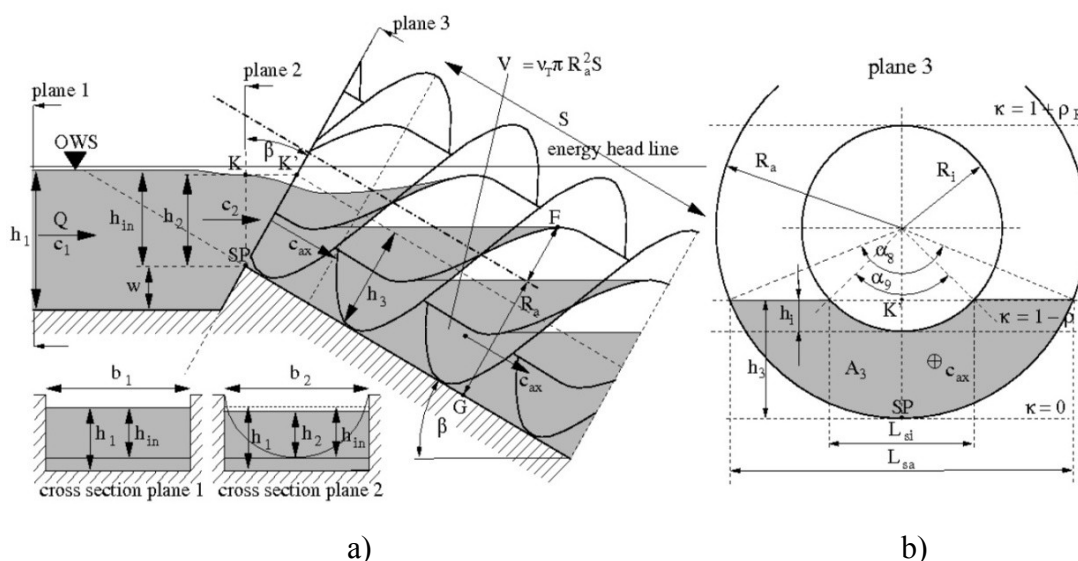


Figura 2-12 Vista assiale del flusso in ingresso coclea a), sezione trasversale del Piano 3 utile per il calcolo del modello analitico b). [13]

La Figura 2-12 mostra il profilo del flusso in entrata nella coclea idraulica; nel piano 1 il flusso ha una velocità c_1 e una altezza h_1 , che è la somma di h_{in} e w . Il flusso entra nella coclea attraversando il piano 2, perpendicolare alla direzione del flusso e con un'altezza h_2 leggermente inferiore rispetto ad h_{in} , a causa dell'aumento di velocità del flusso in quel piano. Tuttavia il flusso attraverso il piano 2 non presenta condizioni di stazionarietà e pertanto è di difficile definizione; risulta invece accettabile l'ipotesi semplificativa (in condizioni stazionarie) di considerare il flusso uniforme all'interno della coclea con altezza h_3 e velocità c_{ax} . Considerando A_3 come sezione media trasversale dell'acqua allora il volume totale adimensionale può essere riscritto come:

$$(2-18) \quad v_T = \frac{A_3}{\pi R_a^2}$$

Il volume totale adimensionale risulta essere in funzione di h_3 , o dell'altezza adimensionale.

$$(2-19) \quad \kappa = \frac{h_3}{R_a}$$

In Figura 2-13 viene mostrato l'andamento del livello del fluido in relazione all'albero della coclea.

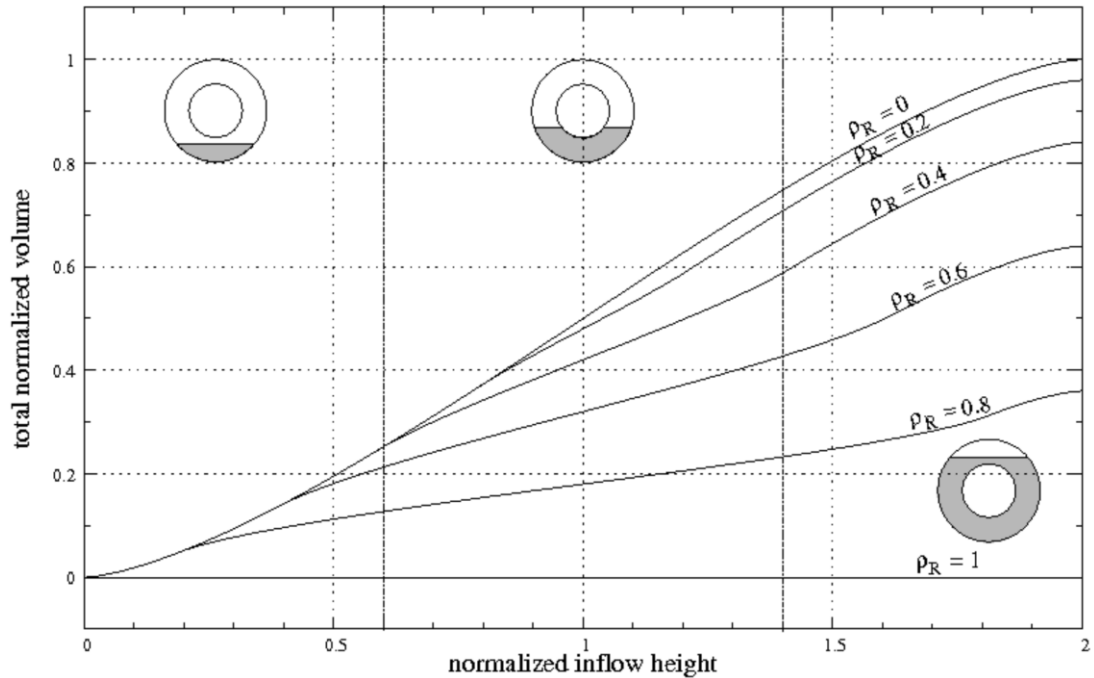


Figura 2-13 Andamento del volume totale adimensionale $v_T = f(\kappa)$ per diversi valori di ρ (equazione (2-5)), le tre sezioni rappresentate corrispondono a un $\rho = 0,4$. [13]

Decidendo di assumere h_2 come la semplice proiezione verticale di h_3 ($h_2 = h_3 \cos \beta$), allora il calcolo di h_{in} si riduce all'applicazione del Teorema di Bernoulli tra il piano 1 e il piano 2 (Figura 2-12).

$$(2-20) \quad h_1 + \frac{c_1^2}{2g} = w + h_2 + \frac{c_2^2}{2g} (1 + \zeta)$$

In cui ζ è il fattore di perdita idraulica e c_1 e c_2 sono le velocità del flusso nel piano 1 e nel piano 2.

$$(2-21) \quad h_{in} = h_1 - w = h_2 + \frac{1}{2g} \left(\frac{Q}{h_2 b_2} \right)^2 \left[1 + \zeta - \left(\frac{h_2}{h_1} \right)^2 \right]$$

Il fattore di perdita idraulica ζ , può essere calcolato con la formula empirica elaborata da Borda-Carnot (Bollrich and Preissler 1992) per un afflusso da canale rettangolare:

$$(2-22) \quad \zeta = \left(\frac{A_3}{A_2} - 1 \right)^2 = \left(\frac{v_T \pi R_a}{\kappa \cos \beta b_2} - 1 \right)^2$$

Considerando:

$$(2-23) \quad A_2 = \kappa R_a b_2 \cos \beta$$

$$(2-24) \quad A_3 = v_T \pi R_a^2$$

L'algorithmo di calcolo per determinare h_{in} è pertanto completo; in particolare dati i parametri geometrici della coclea, tra cui N , β , R_a , R_i , S , w (Figura 2-12) e la sua velocità di rotazione n in giri al minuto (equazione (2-21)) è possibile giungere al calcolo di h_{in} .

Ipotizzando che : il flusso entri nella coclea ad un'altezza $h_1 = R_a$ (Figura 2-12) e il canale di ingresso abbia forma rettangolare e una larghezza pari a $b_1 = 2 R_a$, l'algorithmo può essere sviluppato in 5 passi fondamentali:

1. Si determina il rapporto ρ (radius ratio) e il rapporto λ (pitch ratio) rispettivamente dalle equazioni (2-5) e (2-6). Poi, usando l'algorithmo descritto da Rorres [10], si determina il gruppo adimensionale "volume per turn ratio" λv_U , (per $N = 3$ il grafico in Figura 2-10 può essere utilizzato per determinare λv_U). Conoscendo λv_U si può trovare V_U invertendo l'equazione (2-8) e quindi $V_B = V_U / N$.
2. Si determina con l'equazione (2-9) la portata Q_W responsabile della generazione della coppia motrice all'albero della coclea.
3. Si determinano gli angoli α_3 , α_4 , e α_5 graficamente, come definiti in Figura 2-11 oppure dall'algorithmo descritto da Rorres [10], quindi si determina la portata persa attraverso il gioco presente tra il trogolo e le spire elicoidali dall'equazione (2-10), avendo considerato il fattore di scarico μ_A uguale a 1 e $s_{sp} = 0,0045 \sqrt{2R_a}$ [m].
4. In condizioni di riempimento ottimale si ricava la portata totale $Q = Q_W + Q_G$ [m³/s] e la velocità del flusso c_{ax} secondo l'equazione (2-2) e (2-16), infine il volume totale adimensionale v_T dall'equazione (2-17).
5. Infine κ dalla (2-19) e quindi $h_2 = \kappa R_a \cos \beta$, il fattore di perdita idraulica ζ dall'equazione (2-22) e per concludere h_{in} dall'equazione (2-21).

2.2.4. Confronto tra il modello analitico e i risultati sperimentali

Gli esperimenti condotti da Brada avevano lo scopo di misurare la portata complessiva Q transitante nella coclea al variare dell'altezza del fluido in ingresso, mediante l'impiego di un canale di scarico a stramazzo posto al termine di quest'ultima.

Per una data velocità di rotazione n solo una determinata altezza del flusso in ingresso h_{in} permette di ottenere il riempimento ottimale della coclea. Per altezze inferiori la coclea risulta sotto alimentata mentre per altezze superiori la coclea risulta sovra alimentata e il fluido oltrepassa l'albero della coclea traboccando verso lo spazio interspira inferiore ($Q_o \neq 0$).

L'impianto utilizzato per la sperimentazione condotta da Brada presso l'University of Prague è rappresentato in Figura 2-14

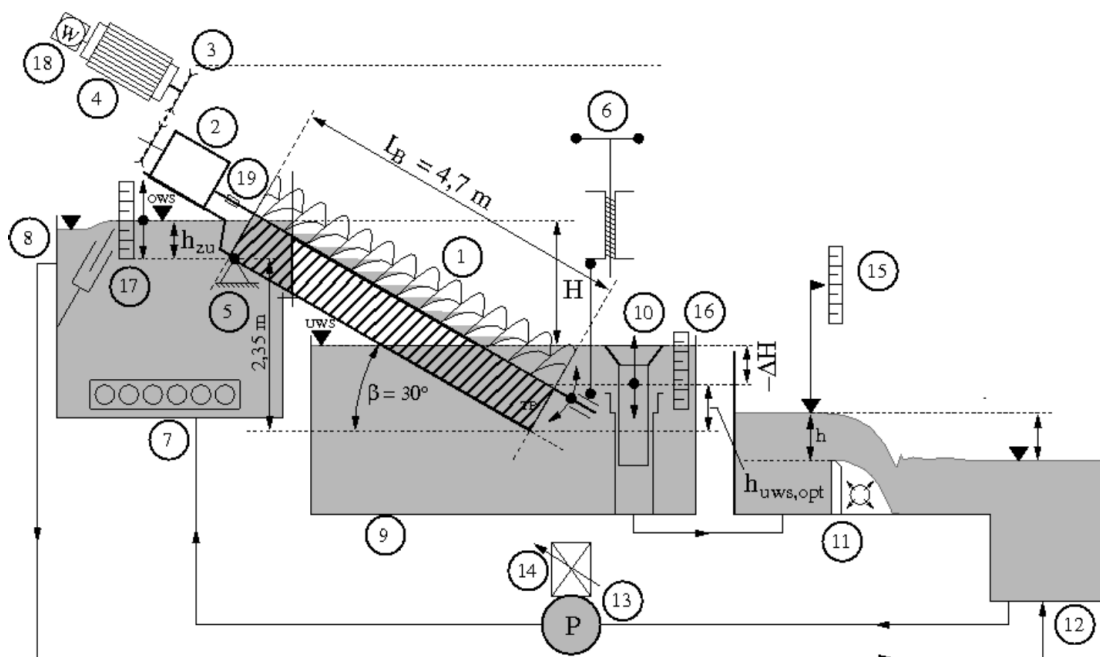


Figura 2-14 Impianto per la sperimentazione condotta da Brada sulla coclea idraulica con finalità "motrici". 1. Coclea 2. Moltiplicatore di giri 3. Cinghia di trasmissione 4. Generatore 5. Appoggio superiore 6. Altezza paratoia 7. Portata di ricircolo della pompa 8. Paratoia per livellare flusso in ingresso 9. Bacino di valle 10. Deviatore flusso nella vasca di analisi portata 11. Canale di misurazione con misurazione a stramazzo 12. Portata di ritorno 13. Pompa 14. Sistema di controllo pompa 15. Calibro per la misura del livello acqua in prossimità dello sfioratore 16. Indicatore livello acqua nel bacino a

valle 17. Indicatore livello acqua nel bacino a monte 18. Contagiri (rpm), wattometro, potenziometro 19. Dinamometro. [13]

Parameter	Value	Unit	Description
H	2.00	[m]	Head
R_a	0.525	[m]	outer radius
R_i	0.265	[m]	inner radius
S	1.050	[m]	pitch
N	3	[1]	number of flights
L_B	4.70	[m]	Length of the bladed screw
β	30°	[1]	fixed inclination angle
n	48 ... 79	[1/min]	adjustable rotational speed
ϱ	0.505	[1]	radius ratio R_i/R_a
λ	0.1838	[1]	pitch ratio
ν_U	0.3156	[1]	calculated volume ratio at $\beta = 30^\circ$
ν_T	0.3327	[1]	calculated total volume ratio at $\beta = 30^\circ$
$\lambda \nu$	0.058	[1]	normalized volume per turn (Fig. 4)
Q	0.2672	[m ³ /s]	calculated optimum flow at $n_{WKS} = 53 \text{ min}^{-1}$
h_{in}	0.409	[m]	calculated optimal inflow head h_{in}

Tabella 2-5 Parametri della coclea idraulica sperimentale di Brada. [13]

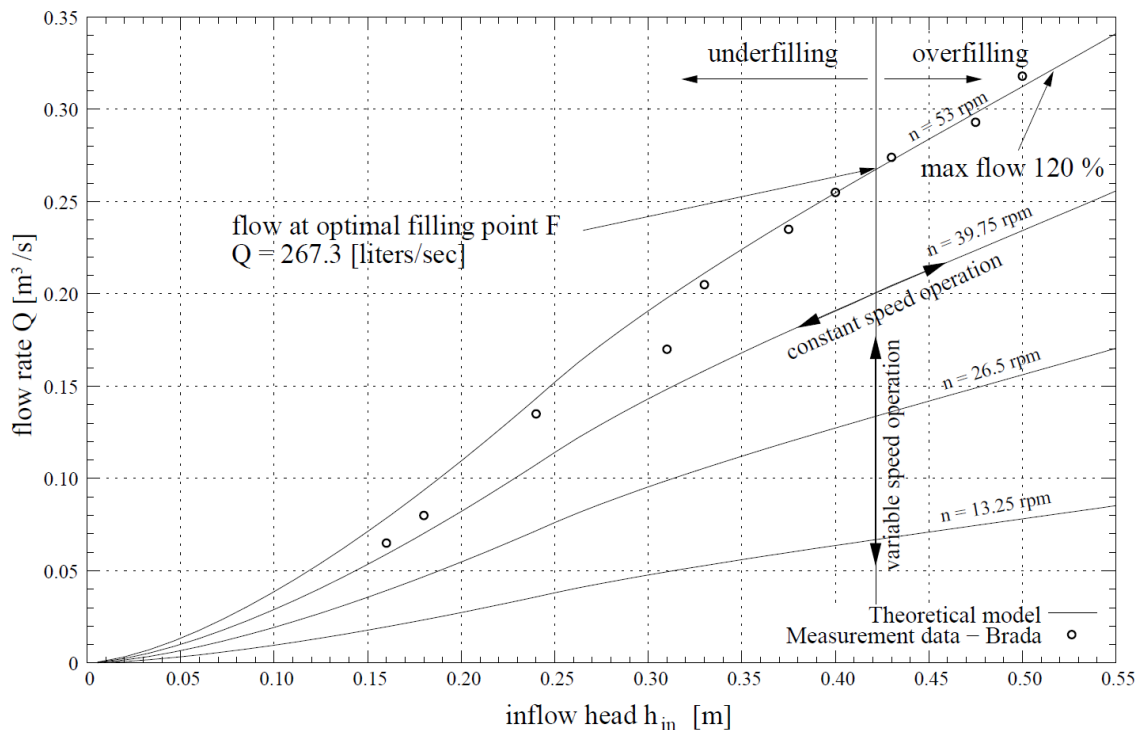


Figura 2-15 Comparazione dei risultati ottenuti da Brada (in punti) e quelli ottenuti dal modello analitico sopra descritto (linea continua). [13]

In Figura 2-15 vengono mostrati i risultati ottenuti da Brada (in punti) al variare dell' altezza del flusso in ingresso e mantenendo la velocità di rotazione costante e pari a 53 rpm. Per questa velocità di rotazione il modello analitico riporta i seguenti valori nel punto di riempimento ottimale: $Q = 267,3$ l/s e una altezza del flusso $h_{in}=0,424$ m.

Come si può vedere dalla Figura 2-15 nell'ambito degli esperimenti condotti da Brada [11] i due metodi (analitico e sperimentale) forniscono le stesse portate nell'intorno di h_{in} ottimale (i punti si sovrappongono alla linea).

In particolare è bene sottolineare come i valori sperimentali nel campo della sotto alimentazione forniscano valori di h_{in} leggermente superiori rispetto ai valori trovati analiticamente; questa lieve discordanza può trovare spiegazione nel fatto che nelle prove sperimentali l'acqua proveniva da un bacino a monte con una larghezza decisamente superiore rispetto al diametro della coclea, mentre il modello analitico considera un canale di adduzione con una larghezza pari al diametro della coclea (condizione che permette di minimizzare le perdite di carico). La presenza di un bacino più largo provoca un lieve aumento delle perdite di carico ed esse vengono compensate da un aumento di h_{in} .

In generale i risultati ottenuti per via analitica seguono fedelmente i risultati ottenuti per via sperimentale. In ambito analitico si è potuto variare la velocità di rotazione della coclea ottenendo altre curve; sfortunatamente Brada non seguì la stessa metodologia nel condurre le proprie sperimentazioni e non analizzò la portata ottenuta al variare della velocità di rotazione. [11]

Come mostrato in Figura 2-15 è possibile mantenersi nella condizione di riempimento ottimale per diversi valori di portata mediante la variazione della velocità di rotazione della coclea. Per una coclea idraulica con funzionalità motrici si predilige un sistema a velocità variabile (possibile attraverso l'uso di un sistema a inverter) in modo da rimanere nella condizione di riempimento ottimale ed eliminare perdite di carico supplementari.

2.2.5. Conclusioni

Il modello analitico sopra descritto ha preso in considerazione tutti i principali fattori di perdite presenti in una coclea idraulica e ha permesso di ottenere risultati in pieno accordo con quelli ottenuti sperimentalmente da Brada [11]. Il modello pertanto risulta di estremo aiuto per la progettazione di impianti idroelettrici e per adeguare la sezione di afflusso in ogni particolare sito di installazione.

Il modello presentato porta a un'ultima considerazione: se i parametri geometrici e operativi possono essere scelti indipendentemente, per quali valori di questi parametri è possibile raggiungere il rendimento idraulico massimo per una coclea?

Si potrebbero considerare le interazioni sul rendimento al variare di alcuni parametri dimensionali quali il raggio esterno, il numero di spire e il loro passo, la velocità di rotazione nominale o il rapporto tra il raggio esterno ed interno.

Intuitivamente si potrebbe dire che alla riduzione del passo interspira, ad esempio, si raggiungerebbero portate nominali più alte (a parità delle altre dimensioni) a fronte di un aumento della superficie bagnata e quindi delle perdite dovute all'attrito viscoso, oltre ad un aumento dei costi di produzione della coclea. Considerazioni analoghe potrebbe essere fatte al variare degli altri parametri geometrici, tenendo in considerazione che all'aumentare del volume di contenimento interspira diminuisce il rapporto superficie/volume e di conseguenza le perdite dovute all'attrito viscoso seppur aumentando, diminuiscono in %.

Sul sito di uno dei più grandi costruttori (Ritz Atro (2)) di coclee è disponibile un grafico in cui viene riportato l'andamento del rendimento in funzione della portata normalizzata (Figura 2-16).

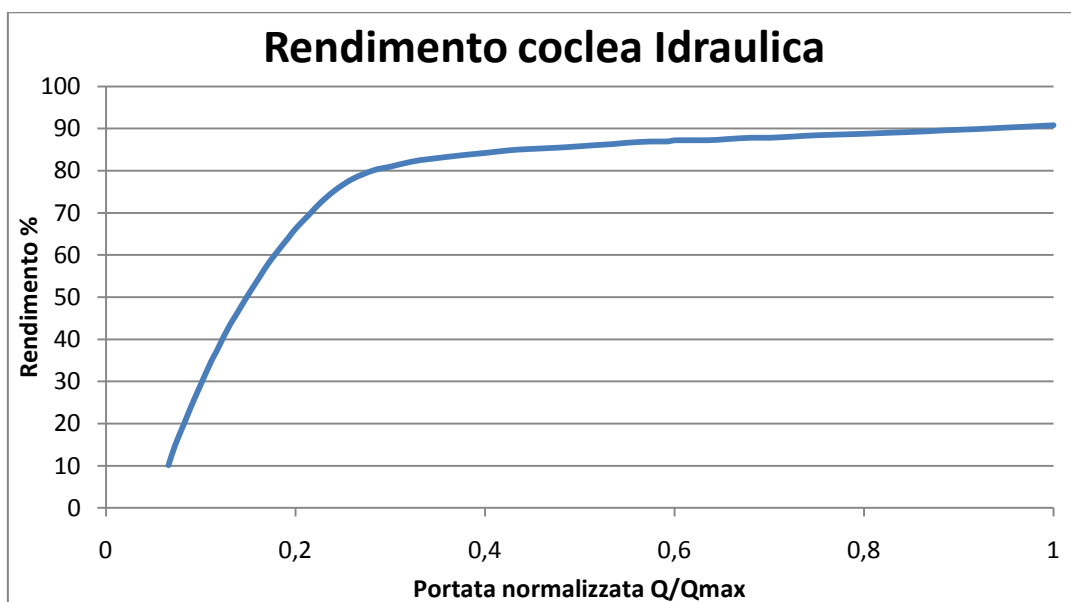


Figura 2-16 Rendimento di una coclea idraulica prodotta dalla Ritz-Atro. (2)

Il range di installazione della Coclea può quindi essere riassunto nella seguente tabella (Tabella 2-6):

Tecnologia	Rendimento meccanico	Salto geodetico sfruttabile	Portata d'acqua	Potenza nominale
Coclea Idraulica	Fino a 90 %	Da 1 m a 7 m	Da 0,5 m ³ /s a 6,5 m ³ /s	Da 3 kW a 300 kW

Tabella 2-6 Range di installazione di una coclea idraulica.

2.3. La ruota idraulica

2.3.1. Cenni storici

La ruota idraulica può essere considerata la più antica tecnologia idraulica, poiché nota all'uomo fin dall'antichità. La nascita della ruota idraulica risale al I secolo a.C., quando Vitruvio nel suo *De Architectura* descrisse un tipo di mulino idraulico ad asse orizzontale e ruota verticale.

Vitruvio prese l'ispirazione dalla ruota persiana, un congegno utilizzato per sollevare l'acqua, caratterizzato da una serie di recipienti disposti lungo la circonferenza di una ruota ed azionato da forza umana o animale. Questa ruota era usata in Egitto nel IV secolo a.C. e Vitruvio ne riprese il concetto apportando delle modifiche a ciò che era conosciuta come la "ruota a tazze"; la ruota idraulica vitruviana è sostanzialmente una ruota a tazze con un principio di funzionamento uguale ma opposto.

Il mulino "vitruviano" permise di convertire l'energia idraulica in energia meccanica, a sua volta utilizzata per azionare segherie, follatoi, frantoi di minerali e di cereali. L'utilizzo dell'energia idraulica al posto di quella animale o umana per la macinazione permise un aumento della produttività senza precedenti nell'antichità, basti pensare che, secondo le testimonianze dell'epoca, l'energia prodotta da ciascuna ruota di un mulino ad acqua poteva macinare 150 kg di grano in un'ora, ed era equivalente al lavoro di 40 schiavi nell'arco di un'intera giornata.[15]

In principio le ruote idrauliche erano costruite in legno con geometrie molto semplici e rendimenti idraulici piuttosto bassi; successivamente, con lo sviluppo dell'ingegneria idraulica e la scoperta di nuovi materiali, la potenza e il rendimento delle ruote idrauliche incrementò notevolmente. Lo sviluppo di questa tecnologia continuò anche con l'avvento della Prima Rivoluzione Industriale e la nascita del motore a vapore, raggiungendo il suo apice nei primi decenni del XX secolo. Oggi lo sviluppo di questa tecnologia è stato quasi totalmente soppiantato dall'analisi e lo studio di nuove tecnologie.

Ancora oggi le ruote idrauliche sono considerate come una tecnologia empirica appartenente all'epoca pre-industriale, nonostante nel tempo abbiano attirato l'attenzione di molti scienziati ed ingegneri. L'ingegnere inglese Jhon Smeaton, nel 1759, fu il primo ad analizzare sperimentalmente il rendimento raggiungibile dalle varie tipologie di ruota idraulica. Egli scoprì che le ruote idrauliche Overshot erano in grado di raggiungere un rendimento del 60% mentre le ruote Undershot raggiungevano un rendimento massimo del 30%; tali rendimenti aumentarono ulteriormente con la scoperta di nuovi materiali e lo sviluppo della tecnologia.

2.3.2. Le diverse tipologie di ruota idraulica

Esistono quattro tipologie di ruote idrauliche [16]:

- La ruota idraulica Undershot, con afflusso dal basso (Figura 2-17 a).
- La ruota idraulica Overshot, con afflusso dall'alto (Figura 2-17 b).
- La ruota idraulica Breastshot, con afflusso laterale (Figura 2-17 c).
- La ruota idraulica Stream Wheel, ad energia cinetica (Figura 2-17 d).

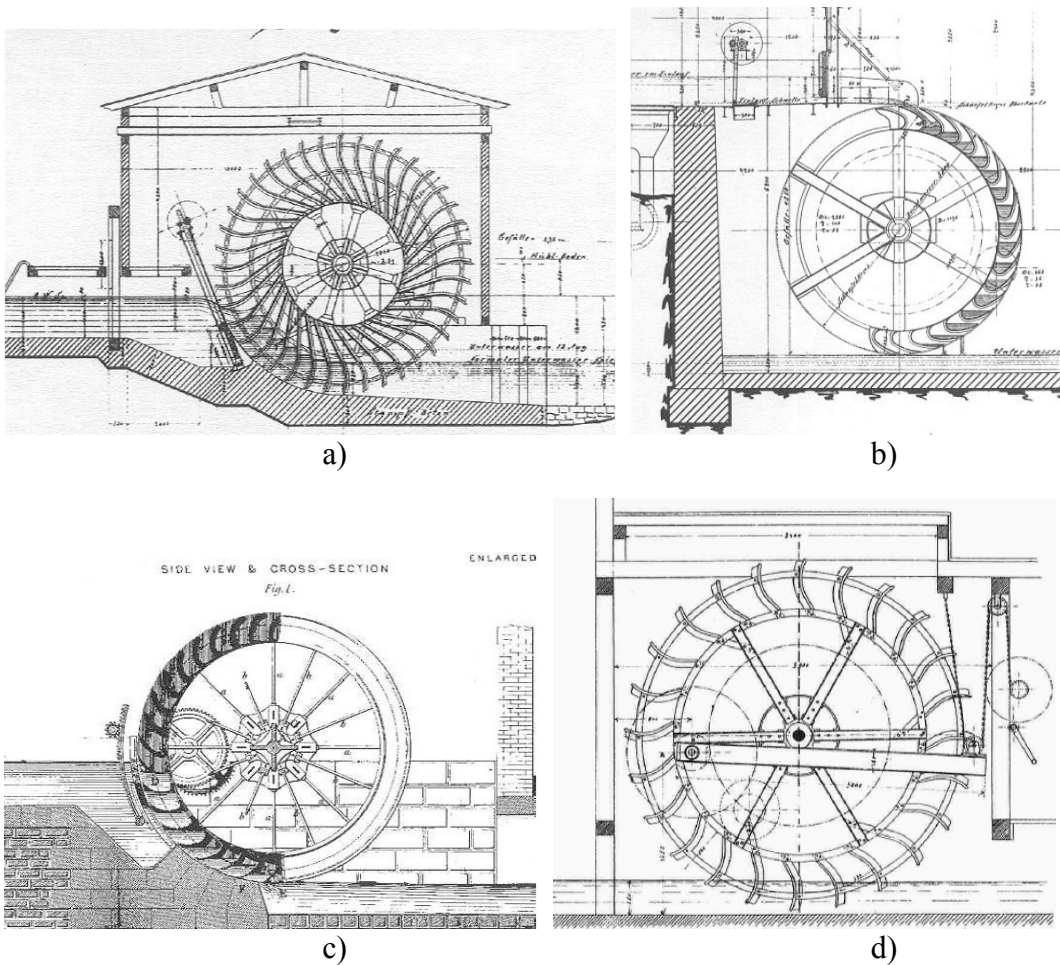


Figura 2-17 Differenti tipologie di ruota idraulica. [16]

Le prime tre tipologie di ruote sono le più comuni e grazie allo sfruttamento dell'energia potenziale dell'acqua sono in grado di raggiungere rendimenti e potenze specifiche apprezzabili. L'ultima tipologia di ruota invece sfrutta unicamente l'energia cinetica del corso d'acqua e pertanto è in grado di raggiungere potenze specifiche limitate. [16]

2.3.3. La ruota idraulica Undershot

La ruota idraulica Undershot o Zuppinger, con afflusso d'acqua ad un'altezza inferiore rispetto all'asse di rotazione, è stata la prima ruota idraulica utilizzata dagli antichi e descritta da Vitruvio. L'installazione di questa tipologia è riservata per lo sfruttamento di bassi salti geodetici (da 0,5 m a 2,5 m) e portate d'acqua comprese tra 0,5 e 0,95 m³/s per metro di larghezza.

Originariamente la ruota Undershot era stata progettata in modo da poter sfruttare solo l'energia cinetica del flusso e pertanto aveva un rendimento molto basso, intorno al 25% [17]. Questa tipologia venne successivamente ripresa e ottimizzata dall'ingegnere francese Poncelet, il quale modificò il progetto originale dopo aver intuito che l'energia potenziale del flusso era più facilmente sfruttabile rispetto all'energia cinetica e permetteva il raggiungimento di rendimenti idraulici più elevati.

Tuttavia la ruota idraulica Undershot più efficiente venne sviluppata dall'ingegnere svizzero Zuppinger, il quale disegnò una palettatura "all'indietro" in grado di massimizzare la conversione di energia cinetica in energia potenziale del flusso (Figura 2-18).

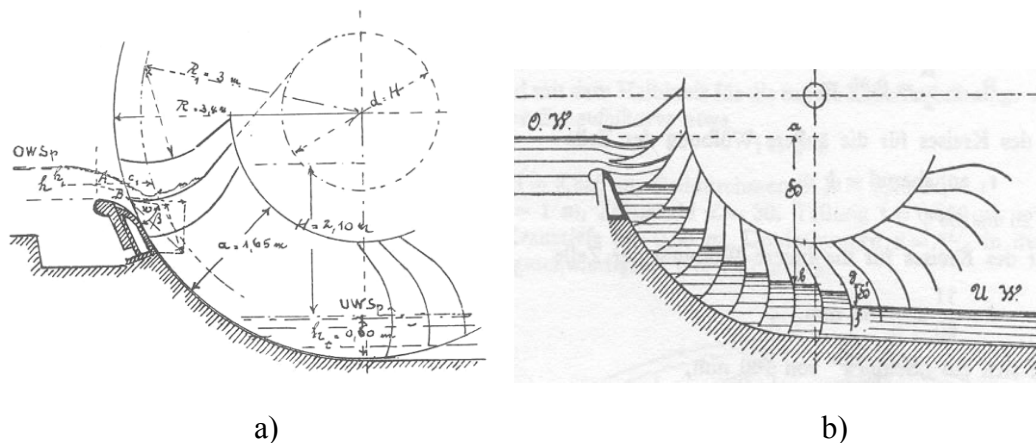


Figura 2-18 Caratteristiche ruota Zuppinger: incremento del salto geodetico a), principio di funzionamento b). [16]

Per analizzare il rendimento idraulico raggiungibile da questa tipologia di ruota la Technical University of Stuttgart, in Germania, condusse una campagna di misurazioni su di un mulino costruito nel 1886 e tutt'oggi funzionante. La ruota Zuppinger ha un diametro di 6 metri e una larghezza di 3,5 metri ed era stata progettata per sfruttare un salto geodetico di 1,36 m e una portata pari a 3 m³/s. Nel momento delle sperimentazioni alla ruota vennero sostituite solo alcune pale in legno mantenendo la geometria conforme all'originale.

La campagna di misurazione portò ai risultati mostrati in Figura 2-19; sono rendimenti idraulici molto elevati se si considera che la ruota era in funzione da 91 anni sui cuscinetti originali e che i giochi presenti tra le pale e il fondo e tra le pale e le sponde laterali erano rispettivamente di 30 mm e 50 mm.

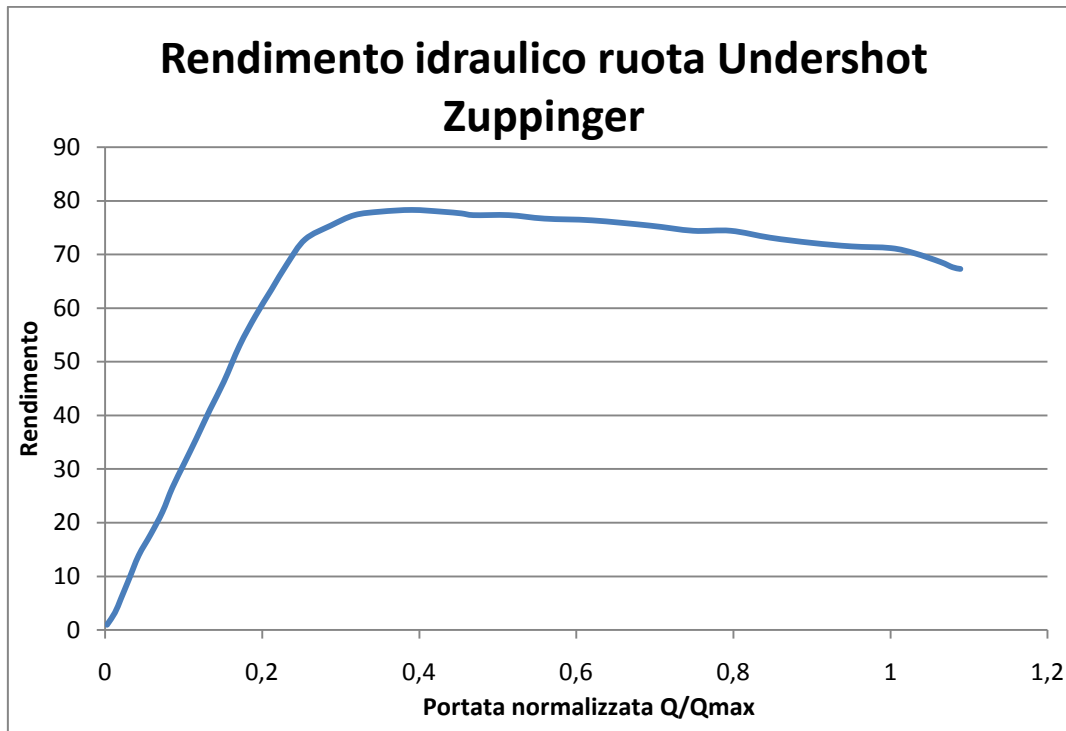


Figura 2-19 Rendimento idraulico della ruota idraulica Undershot Zuppinger. [16]

2.3.4. La ruota idraulica Overshot

Nella ruota idraulica Overshot l'acqua, proveniente dall'alto, viene immagazzinata in una specie di cellule; queste cellule hanno una geometria tale a favorire l'ingresso dell'acqua (seguono l'angolo naturale di caduta dell'acqua) e la fuoriuscita dell'aria. Durante il funzionamento le cellule vengono riempite per circa 30% - 50% del loro volume al fine di evitare una fuoriuscita precoce di acqua (Figura 2-20). La ruota idraulica viene quindi messa in movimento sotto l'effetto della forza peso dell'acqua, ottimizzando lo sfruttamento dell'energia potenziale del fluido.

La tipologia Overshot presenta alcuni aspetti negativi, tra cui la possibilità di elaborare una portata d'acqua inferiore rispetto alle altre tipologie a parità di dimensioni.

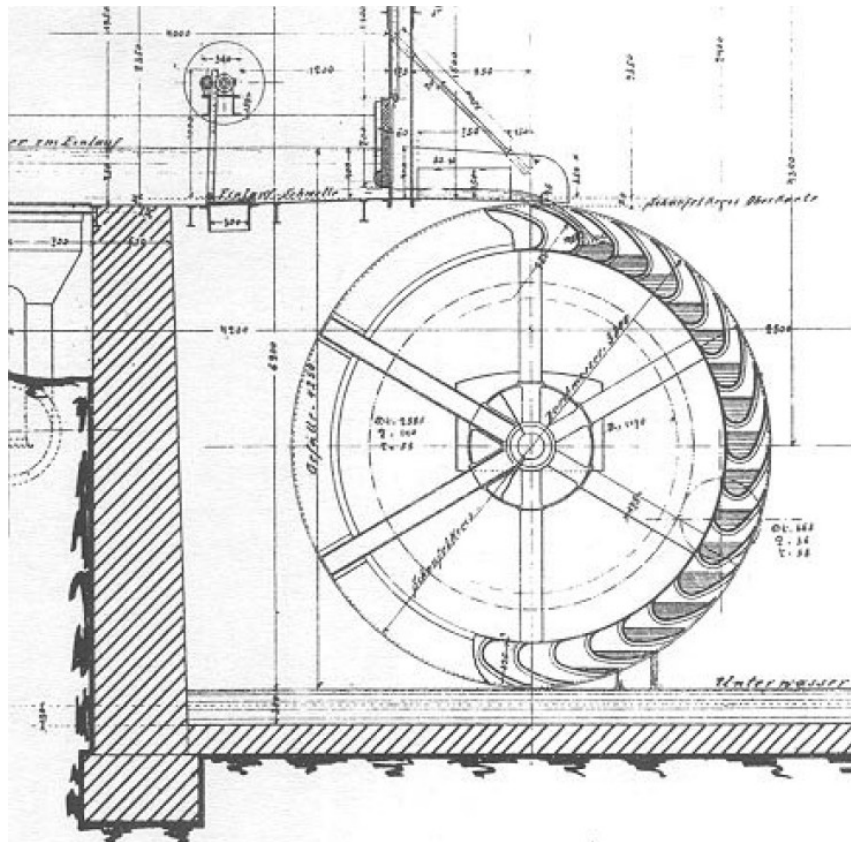


Figura 2-20 Ruota idraulica Overshot. [16]

La progettazione di una ruota idraulica Overshot dipende dal salto geodetico e dalla portata del corso d'acqua; in particolare il diametro deve essere scelto in funzione del salto geodetico mentre la velocità di rotazione della ruota e il numero, la forma e la profondità delle cellule, così come la larghezza della ruota, devono essere scelti in funzione della portata del corso d'acqua. Esistono diversi testi di ingegneria in cui vengono riportate tutte le formule (empiriche) relative alla progettazione di una ruota Overshot.

Per l'analisi del rendimento idraulico della tipologia Overshot venne effettuata una campagna di misurazione su uno dei numerosi mulini appartenenti a questa tipologia e tutt'oggi funzionanti. I risultati di tali test, condotti in Germania nei primi anni del 900 vennero pubblicati solo recentemente [15].

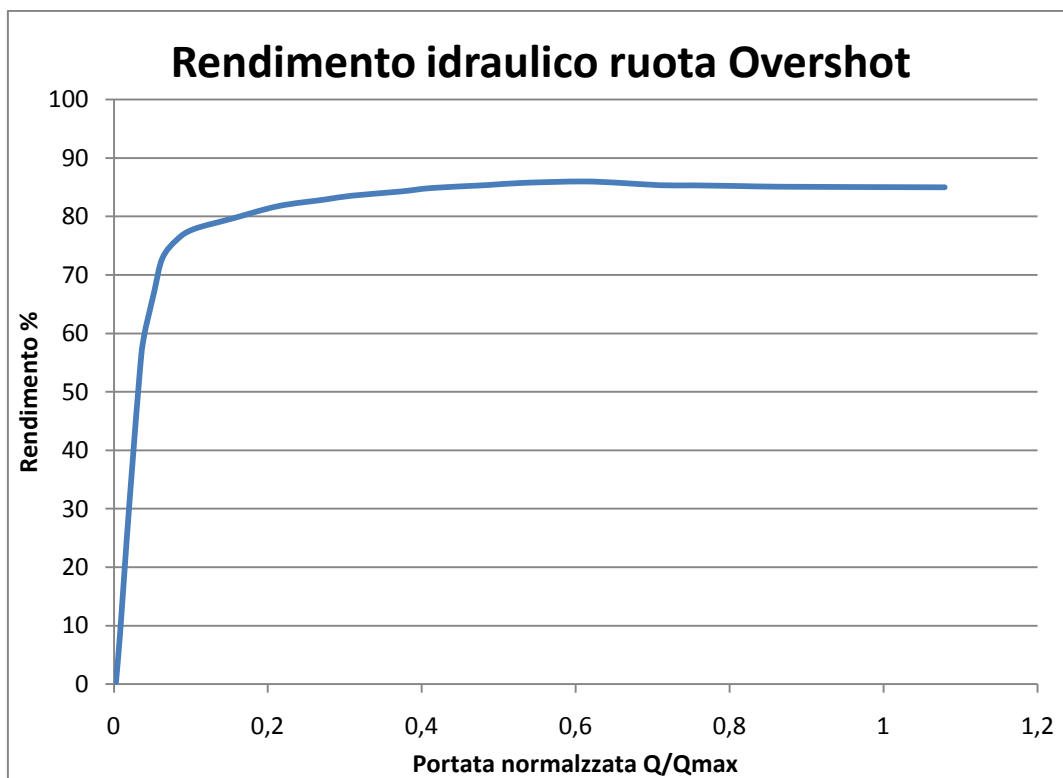


Figura 2-21 Rendimento idraulico di una ruota idraulica Overshot. [18]

Il rendimento idraulico massimo raggiungibile da una ruota idraulica Overshot è del 85% e in generale ha un andamento lineare a partire da un rapporto di portata pari a 0,3 fino alla portata nominale; quest' ultima caratteristica rende la ruota idraulica Overshot un'ottima tecnologia utile per lo sfruttamento di piccoli salti geodetici e portate decisamente limitate.

2.3.5. La ruota idraulica Breastshot

La ruota idraulica Breastshot è stata sviluppata nel XVI secolo e può essere considerata una via di mezzo tra la tipologia Undershot e la tipologia Overshot, poiché l'acqua affluisce da un'altezza pari a quella dell'asse di rotazione della ruota (Figura 2-22 a)). Questa tipologia di ruota risulta particolarmente adatta per lo sfruttamento di salti geodetici compresi tra 1,5 e 4 metri e in passato trovò numerose applicazioni nei mulini inglesi.

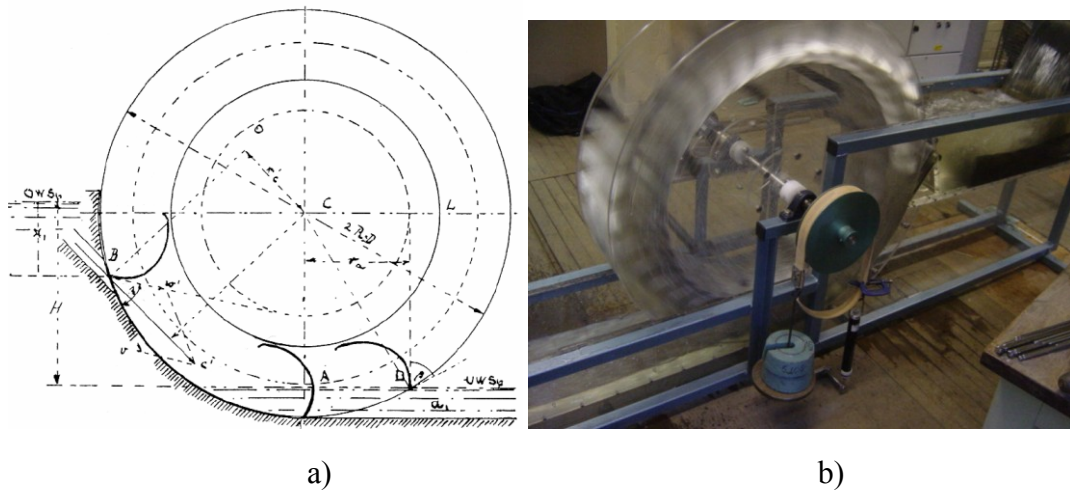


Figura 2-22 Geometria caratteristica di una ruota idraulica Breastshot a), modello in scala 1:4 realizzato dalla Queen's University of Belfast. [18]

Questa tipologia venne accuratamente analizzata dall'ingegner Bach (1886), il quale elaborò un'accurato modello di progettazione. Il flusso d'acqua entra nella schiera palettata con un angolo piuttosto accentuato, in modo da garantire un rapido riempimento della palettatura; tale geometria consente anche di minimizzare le perdite durante la fase di scarico. Come per la tipologia Overshot, anche in questa tipologia le "cellule" di contenimento sono aperte, in modo da favorire l'ingresso dell'acqua e la fuoriuscita dell'aria. Al fine di mantenere la velocità di rotazione costante della ruota la portata in ingresso può essere regolata da un'apposita paratia.

Per l'analisi del rendimento idraulico sono state condotte delle campagne di misurazione su un modello in scala 1:4 (e 1 metro di diametro) di ruota idraulica Breastshot presso la Queen's University of Belfast (Figura 2-22 b)). Per la realizzazione del modello venne utilizzato il modello di progettazione riportato da Bach (1886), a cui venne aggiunto un freno e una frizione in modo a simulare la presenza di un carico.

Il rendimento idraulico massimo raggiungibile da una ruota idraulica Breastshot risulta essere pari a 79 %, ma il dato che più sorprende è l'incapacità della ruota stessa di elaborare tutta la portata d'acqua per cui era stata progettata (Figura 2-23); ciò è dovuto principalmente alle perdite significative che si verificano all'ingresso e all'uscita del flusso dalla ruota. Un aumento del rendimento idraulico sarebbe possibile solo dopo un attento studio fluidodinamico nelle condizioni di ingresso e di uscita dalla ruota.

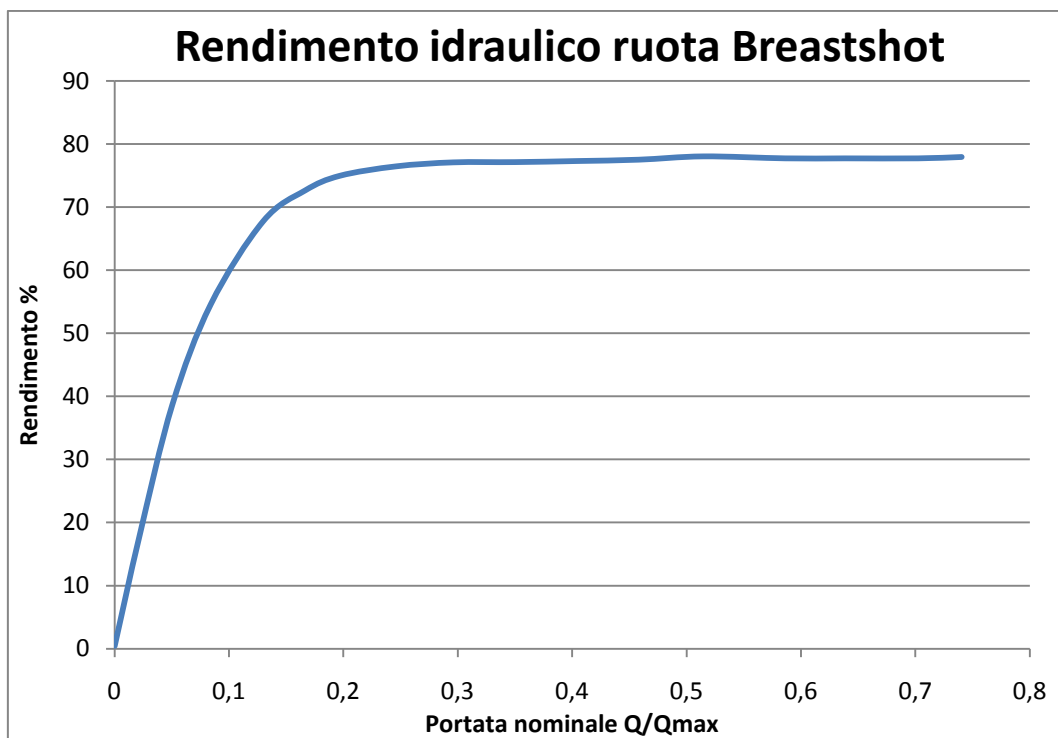


Figura 2-23 Rendimento idraulico di una ruota idraulica Breastshot. [16]

2.3.6. La ruota idraulica Stream Wheel

La ruota idraulica Stream Wheel predilige l'installazione su canali ad acqua corrente, convertendo l'energia cinetica dell'acqua in energia meccanica (Figura 2-24). Tuttavia riguardo questa tipologia non esistono parametri di progettazione ben definiti in quanto la sua diffusione è molto limitata a seguito della ridotta potenza producibile.

Quest'ultima tipologia di ruota idraulica è stata oggetto di approfonditi studi da parte del dipartimento di meccanica della Rajamangala University of Technolog Lanna Tak, in Thailandia.

In particolare è stato analizzato il comportamento della ruota al variare del numero di pale e della propria immersione all'interno del corso d'acqua. Il numero di pale è stato fatto variare tra 6, 8 e 12; mentre la quota parte di raggio immerso nel corso d'acqua è stato fatto variare tra $0,25r$, $1,5r$ e $0,75r$. Tutte le sperimentazioni sono state eseguite mantenendo costante l'area di ciascuna pala, la portata d'acqua e il raggio esterno della ruota idraulica. [19]

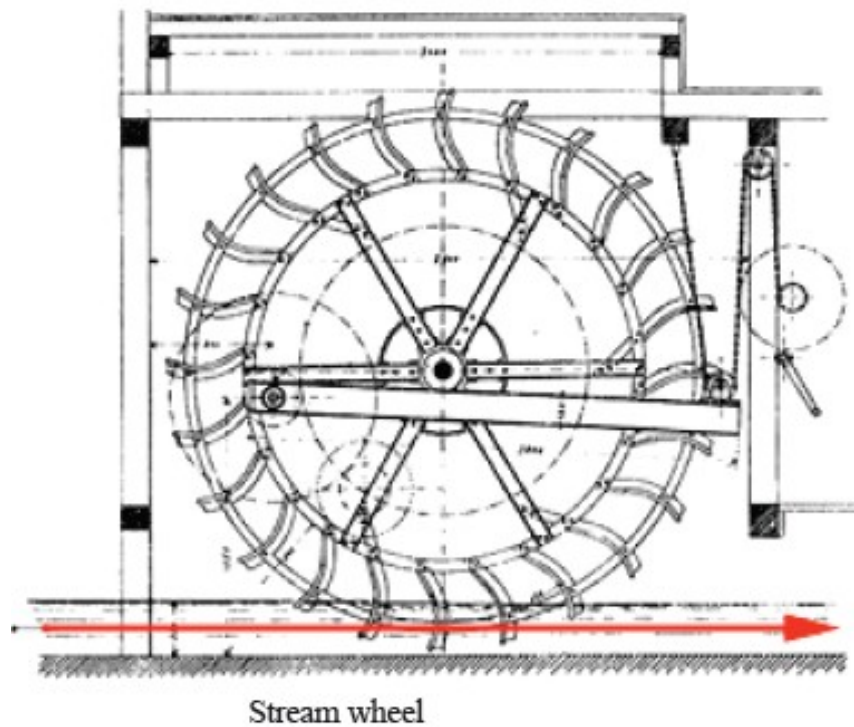


Figura 2-24 Ruota idraulica Stream Wheel. [19]

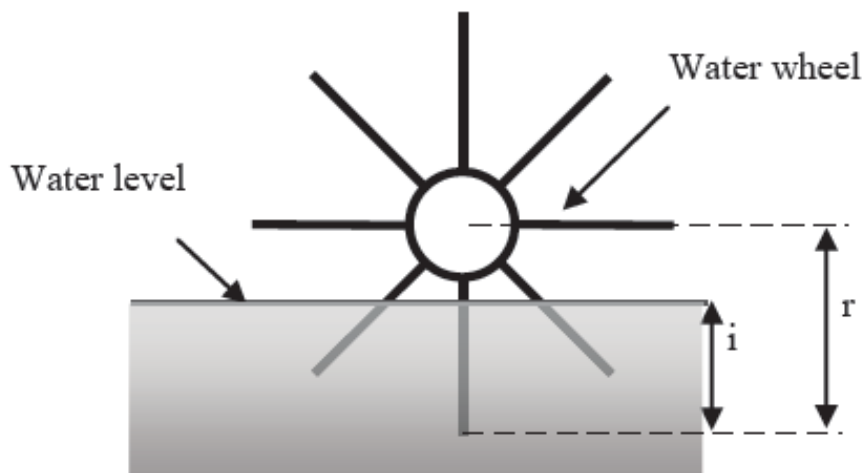


Figura 2-25 Definizione dei parametri variabili dell'esperimento condotto. [19]

In Figura 2-25 (i) rappresenta la quota parte di raggio (r) immerso in acqua.

Per primo è stato valutato l'effetto dato dalla variazione del numero di pale a parità di raggio e di portata d'acqua.

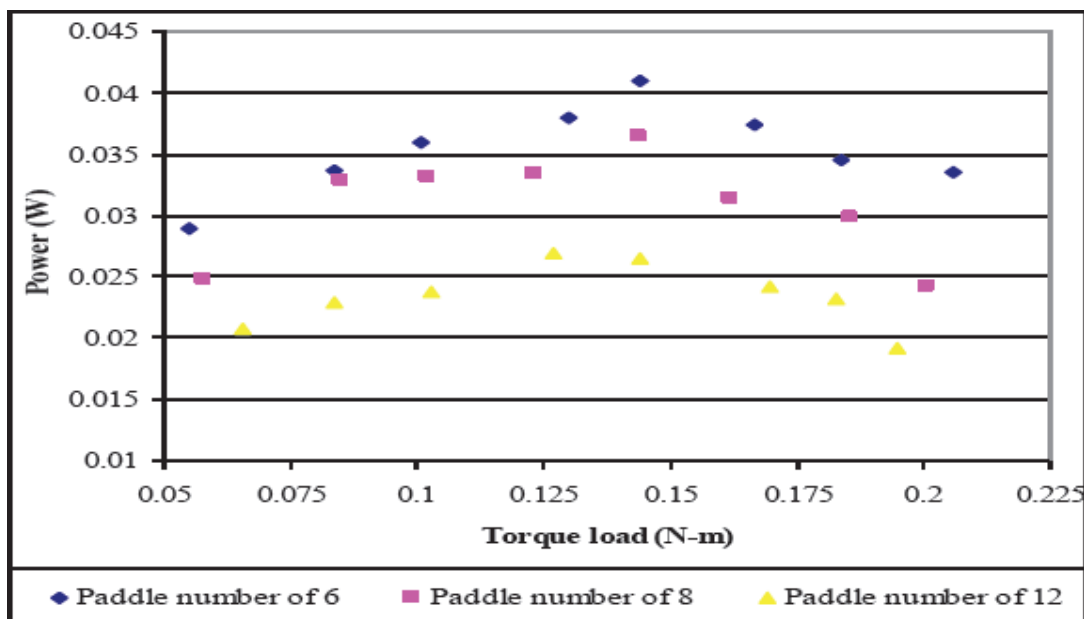


Figura 2-26 Potenza elaborata in funzione del numero di pale e della coppia resistente con un immersione pari a $i=0,5r$. [19]

Dalla Figura 2-26 si nota come la potenza massima sia raggiungibile per le tre configurazioni di palettatura ad una coppia resistente pari a 0,14 Nm; in particolare si raggiunge la massima potenza con una configurazione a 6 pale in quanto viene massimizzata la forza di Drag utile al trascinarsi della pala. La potenza estraibile si riduce all'aumentare del numero di pale e allontanandosi dalla coppia resistente ottimale. Per tutte le tre configurazioni si raggiunge la massima potenza in corrispondenza della stessa coppia resistente e, dal momento che l'immersione della ruota idraulica rimane costante a 0,5 r, ciò fa ipotizzare all'esistenza di una velocità di rotazione ottimale.

Il secondo esperimento ha analizzato la potenza estraibile al variare dell'immersione della ruota idraulica rispetto al raggio.

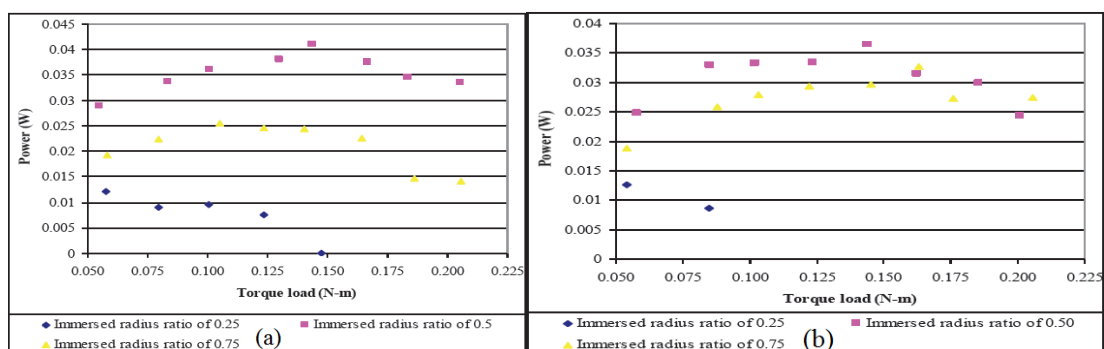


Figura 2-27 Potenza elaborata da una ruota idraulica a 6 pale (a) [19], e a 8 pale (b) al variare della propria immersione. [19]

In Figura 2-27 si nota che la potenza massima è raggiungibile per un'immersione della ruota idraulica pari a 0,5 del raggio sia per la ruota a 6 pale che per la ruota a 8 pale e in corrispondenza di una coppia resistente pari a 0,14 Nm.

L'immersione della ruota idraulica pari a 0,5 r definisce una superficie bagnata tale da rappresentare il miglior compromesso tra le dissipazioni viscosse e la capacità di convertire l'energia cinetica del flusso in forza di Drag agente sulle pale. Un'immersione pari a 0,75 r comporta un notevole incremento delle dissipazioni viscosse a fronte di un lieve incremento da un punto di vista energetico; pertanto la potenza elaborata è inferiore alla configurazione precedentemente analizzata. L'immersione pari a 0,25 r invece comporta una diminuzione della superficie bagnata tale da compromettere la conversione di energia cinetica del flusso in energia meccanica in quanto parte del flusso passa indisturbato. In quest'ultima configurazione la ruota idraulica a 8 pale si arresta con una coppia resistente pari a 0,09 Nm.

2.4. La turbina Cross-Flow

2.4.1. Cenni storici

Nella maggior parte dei paesi del terzo mondo vi è la necessità di produrre energia in modo indipendente e autonomo dalla rete elettrica, poiché essa risulta essere spesso assente e comunque soggetta a frequenti interruzioni di servizio. In questo contesto la turbina Cross-Flow è sempre stata considerata una buona soluzione e ha trovato largo impiego nelle applicazioni "stand alone".

Nel tempo questa tecnologia ha attirato la curiosità di molti ricercatori che operano nel settore mini idroelettrico, i quali contribuirono ad uno sviluppo di turbine Cross-Flow sempre più efficienti. La turbina a flusso incrociato trova largo utilizzo nello sfruttamento di salti medio-bassi, in una range compreso tra 3 m a 200 m, e permette di gestire differenti portate d'acqua (da 0,4 m³/s a 9 m³/s) con buoni rendimenti anche in condizioni di parzializzazione. [20]

L'inventore della turbina Cross-Flow è l'australiano A.G.M Michell, che brevettò la tecnologia nel 1903. La turbina è stata successivamente brevettata in Germania dal professor Donat Banki (Figura 2-28 a)) e divenne nota in seguito a una serie di pubblicazioni tra il 1917 e il 1919. La diffusione della turbina Cross-Flow si deve soprattutto alle modifiche progettuali apportate dal tedesco Ossberger, come il flap deviatore all'interno del distributore che permette di regolare l'angolo di ingresso del flusso nella palettatura rotorica e un accurato sistema di parzializzazione dell'ammissione. (Figura 2-28 b)) [21]

Ancora oggi l'azienda tedesca Ossberger risulta essere uno dei maggiori produttori di turbine Cross-Flow, con l'installazione ad oggi più di 10000 turbine in tutto il mondo.

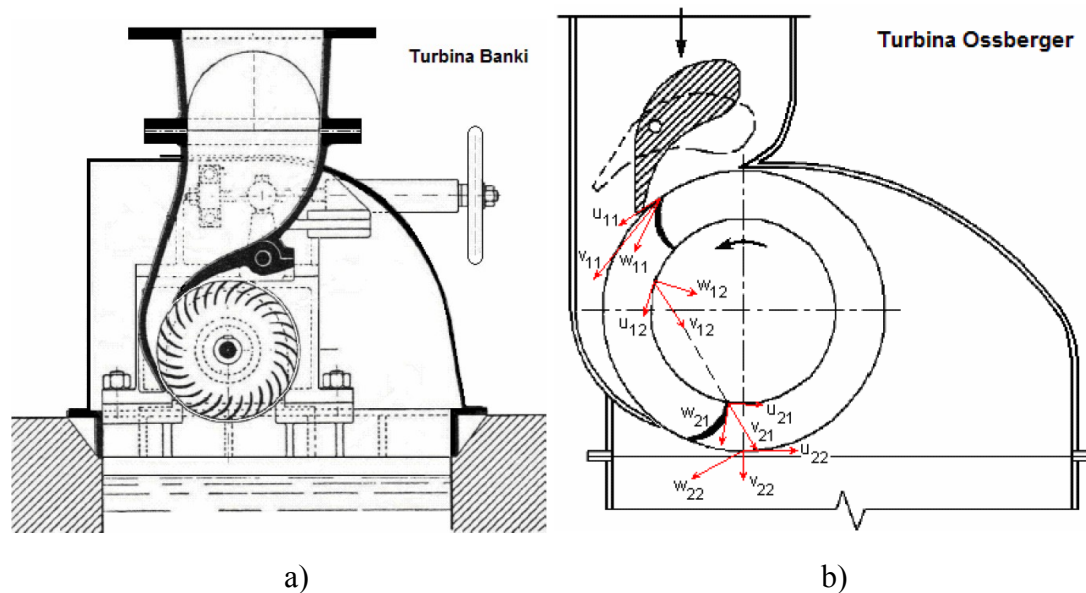


Figura 2-28 Geometria di una turbina Banki a), di una turbina Ossberger b). [22]

2.4.2. Principio di funzionamento

La turbina Cross-Flow, o a flusso incrociato, viene così definita dal momento che il flusso d'acqua attraversa il rotore della turbina per due volte seguendo direzioni opposte, in modo da ottimizzare la spinta sulla palettatura rotorica e trasferire una maggiore coppia all'albero del rotore. La particolare elaborazione del flusso d'acqua all'interno della turbina Cross-Flow attirò nel tempo l'attenzione di numerosi ricercatori. [20]

Il vantaggio principale delle turbine Cross Flow è sicuramente la facilità e i bassi costi di produzione; la turbina è costituita da un distributore opportunamente progettato e da un rotore palettato contenuto in un involucro e collegato a un generatore elettrico per mezzo di un moltiplicatore di giri.

Come mostrato in Figura 2-29 la palettatura del rotore è semplicemente costituita da delle lamiere piegate e saldate alle estremità a dei dischi calettati all'albero della turbina. La semplicità costruttiva della turbina Cross-Flow ne consente l'autocostruzione nei paesi in via di sviluppo, anche a fronte di una perdita di rendimento di qualche punto percentuale rispetto ai modelli industriali.

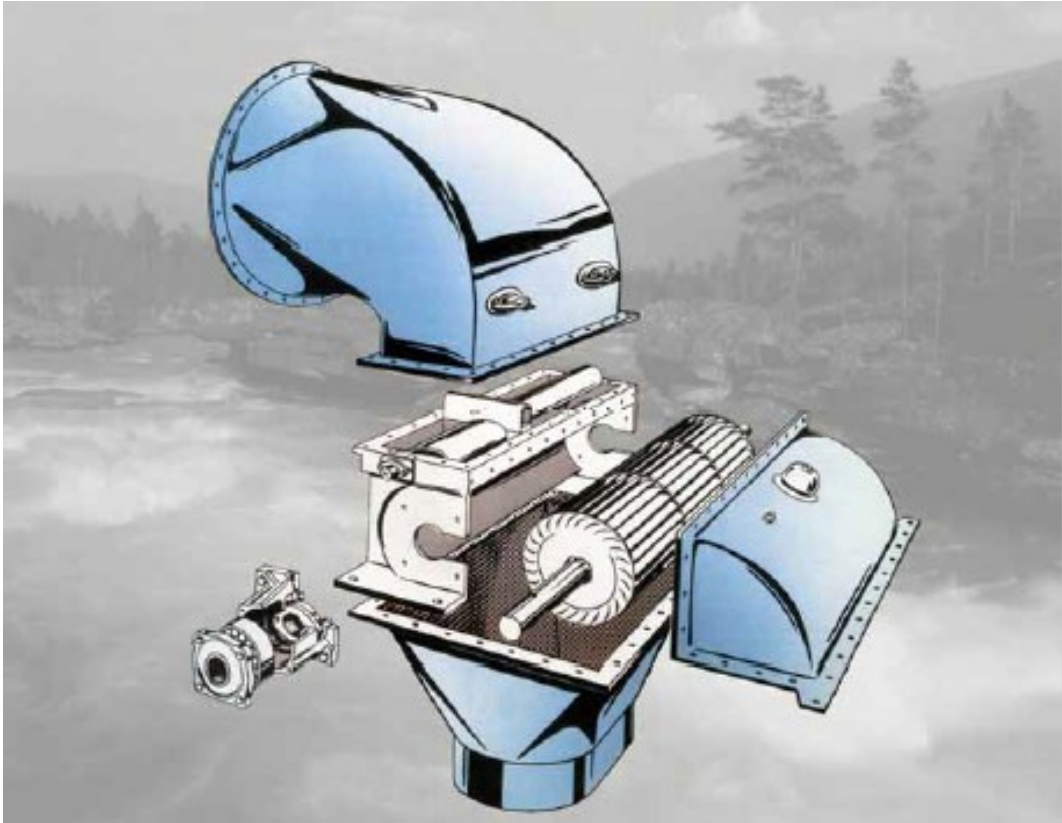


Figura 2-29 Esploso di una turbina Cross-Flow. (3)

Il distributore ha solitamente una sezione rettangolare e fa in modo che il flusso d'acqua entri in turbina con un angolo pari all'angolo d'ingresso della palettatura, l'ingresso del flusso in turbina può essere orizzontale o verticale (Figura 2-30).

Le principali caratteristiche della turbina Cross-Flow sono le seguenti:

- Possibilità di variare la velocità di rotazione in un range abbastanza esteso, al fine di poter compensare eventuali variazioni di battente.
- Il diametro della turbina è indipendente dalla portata elaborata. La portata infatti può essere regolata mediante un adeguato sistema di parzializzazione.
- I rendimenti ottenibili sono soddisfacenti se si considera la semplicità costruttiva.
- Il flusso e di conseguenza la potenza della turbina può essere semplicemente regolato da un flap deviatore presente all'interno dell'ugello e da un sistema di parzializzazione.
- La semplicità costruttiva permette la realizzazione "in loco" della turbina.

La caratteristica principale di questa turbina consiste nella particolare direzione che assume il flusso d'acqua attraversando il rotore, come mostrato in Figura 2-30

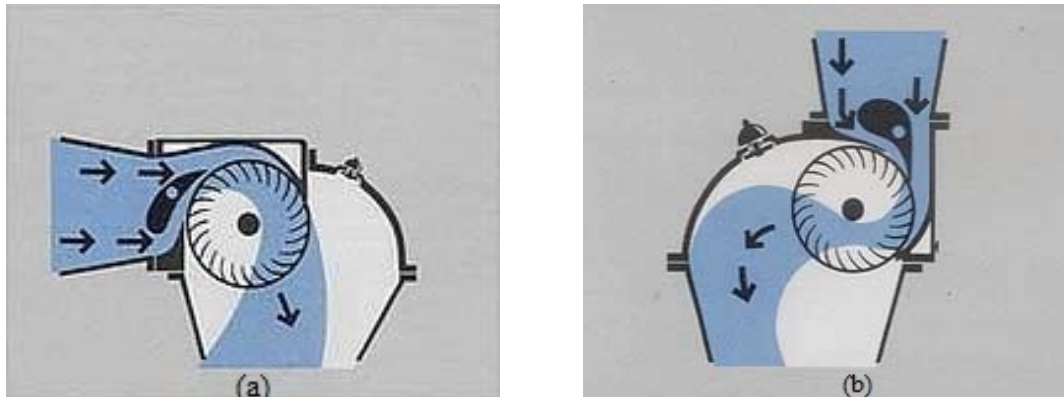


Figura 2-30 Schema del flusso in una turbina Cross-Flow a ingresso orizzontale (a) e a ingresso verticale (b). (4)

Il flusso d'acqua viene guidato dal distributore in ingresso e, dopo aver attraversato la schiera palettata rotorica con un angolo di deviazione massimo di 120° (Figura 2-31), attraversa l'interno del rotore per poi percorrere la schiera palettata in senso opposto (dall'interno verso l'esterno). La turbina Cross flow può pertanto essere considerata una turbina ad azione, ciò significa che la spinta sulle pale è dovuta alla variazione di quantità di moto esercitata dal flusso d'acqua nell'incurvarsi lungo il profilo delle pale stesse e che non esiste una differenza di pressione nell'acqua a cavallo della palettatura.

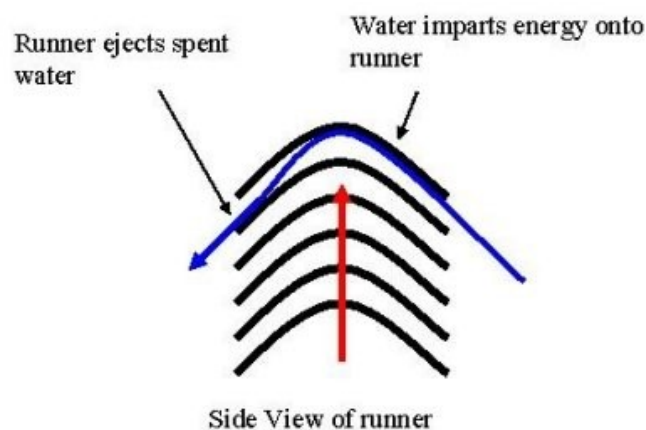


Figura 2-31 Vista in sezione del flusso d'acqua nel primo passaggio attraverso la palettatura del rotore.

Tuttavia il fatto di classificare la turbina Cross Flow come una turbina ad azione non è un'affermazione del tutto corretta, probabilmente si riferisce al progetto

originale della turbina, il quale poteva essere considerato a pressione costante. Il progetto originale prevedeva la presenza di una intercapedine tra distributore e schiera rotorica tale da permettere la distensione del flusso, facendo in modo che si raggiungesse la pressione atmosferica. Il progetto originale pertanto poteva contare su due stadi ad azione.

Tuttavia gli esperimenti condotti dal professor Euler nel Hagen Technical College dimostrarono che l'avvicinamento del distributore alla schiera rotorica dava la possibilità di sfruttare il gradiente di pressione del fluido che si veniva a creare tra l'ingresso e l'uscita della schiera rotorica. L'assenza dell'intercapedine impediva al flusso di espandersi e dunque di raggiungere la pressione atmosferica. Questa piccola modifica al progetto originale permise di far assumere al primo stadio un modesto grado di reazione, incrementando il rendimento complessivo della turbina. [20]

2.4.3. Il rendimento di una turbina Cross-Flow

Per l'analisi del rendimento si prende in considerazione una turbina Cross-Flow prodotta dalla Ossberger, poiché oltre al flap deviatore interno al distributore che consente di regolare l'angolo di incidenza del flusso, è presente anche un sistema di parzializzazione dell'ammissione in turbina, in modo da ottimizzarne il rendimento in un più ampio range di portata.

Come mostrato in Figura 2-32 il sistema di parzializzazione della turbina Ossberger, composto da tre sezioni nel caso in esame, permette di mantenere un rendimento elevato lungo un esteso range di portate. In particolare, nel caso della macchina in esame, il rendimento massimo è pari a circa 85% e mantiene valori elevati fino al 18% della portata nominale di progettazione. Il sistema di parzializzazione opera in funzione della portata disponibile, in particolare fino al 33% della portata nominale la sezione del distributore si riduce a 1/3 della sezione disponibile, dal 33% al 66% della portata nominale la sezione di ammissione è i 2/3 della sezione del distributore, mentre con una portata superiore al 66% della portata nominale si utilizza l'intera sezione del distributore. (4)

Il sistema di parzializzazione consente di ottenere un andamento del rendimento della turbina Cross-Flow molto "appiattito", tale caratteristica si dimostra particolarmente adeguata per applicazioni in impianti mini idroelettrici ad acqua fluente, in cui la portata risente di molti fattori e risulta essere molto "discontinua".

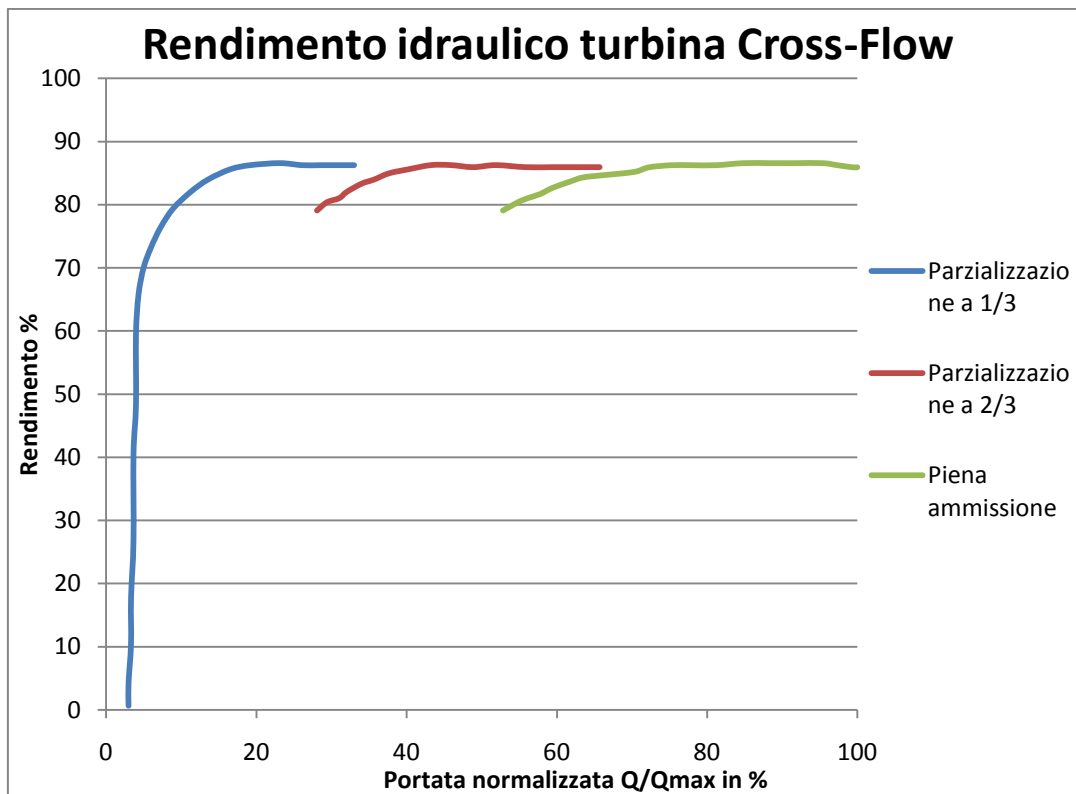


Figura 2-32 Rendimento idraulico di una turbina Cross-Flow con sistema di parzializzazione. (4)

In Figura 2-32 risulta evidente che il rendimento idraulico massimo raggiungibile da una turbina Cross-Flow (circa 85%) è inferiore se paragonato ai valori di rendimento idraulico di altre tecnologie convenzionali, tuttavia il suo andamento “piatto” è tale da garantire un rendimento elevato in un vasto range di portate. Turbine convenzionali, come ad esempio le Kaplan o le Pelton, sono in grado di raggiungere rendimenti massimi più elevati anche se in presenza di maggiori portate le prime e di un salto geodetico più elevato le seconde. [24]

L’analisi e l’ottimizzazione del rendimento ha spinto diversi ricercatori a condurre analisi fluidodinamiche computazionali CFD (Computational Fluid Dynamics) finalizzate allo studio del passaggio del fluido in turbina. Nel seguito sono riportate alcune conclusioni significative derivanti dallo studio condotto nel dipartimento di meccanica della Korea Maritime University [23]:

- La pressione e la velocità del flusso in turbina risulta essere particolarmente sensibile al variare della geometria del distributore, degli angoli delle pale e del loro numero.
- Per quanto riguarda la geometria della turbina si ottengono ottimi risultati con un distributore “stretto” e che favorisca un’entrata tangenziale del flusso.

- La presenza di uno strato d'aria nella parte superiore della turbina è di fondamentale importanza per garantire un buon rendimento della turbina, dal momento che guida il flusso all'interno del rotore e impedisce la formazione di un'area di ricircolo nella parte superiore della turbina.

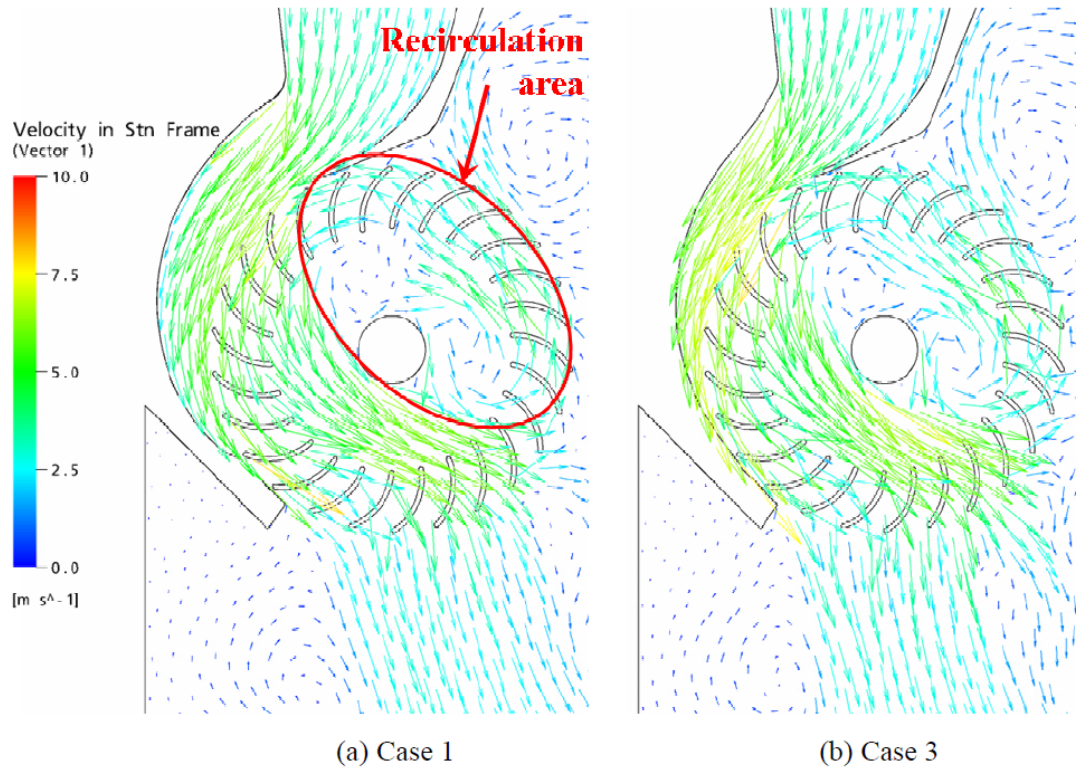


Figura 2-33 Vettori velocità assoluta nel caso di distributore con una maggiore sezione trasversale a), e nel caso di distributore con una minore sezione trasversale b). [23]

In Figura 2-33 vengono messi in evidenza i vettori velocità assunti dal flusso nel passaggio in turbina con una velocità di rotazione tale da garantire il miglior rendimento. Risultano chiare le differenze che intercorrono tra essi a seconda del canale distributore utilizzato, in particolare (caso 3 in Figura 2-33 b)) per il distributore con una minore sezione trasversale (al flusso) le velocità assunte dal flusso all'interno del distributore sono decisamente più elevate rispetto a distributore con una maggiore sezione trasversale (caso 1 in Figura 2-33 a)).

Il raggiungimento di velocità assolute più elevate all'interno del rotore (caso 3) consente il raggiungimento di rendimenti idraulici leggermente superiori (variazione relativa del 20%) rispetto a quelli raggiungibili con l'utilizzo di un distributore con una maggiore sezione trasversale al flusso (caso 1). Dopo aver attraversato per la prima volta la schiera palettata il fluido accelera ulteriormente prima di attraversare la palettatura per la seconda volta (Figura 2-33 b)). In Figura

2-33 a) viene evidenziato in rosso la presenza di un flusso di ricircolo dissipativo, la cui entità varia in funzione della velocità di rotazione e della geometria della palettatura.

Le considerazioni appena fatte mettono in risalto l'importanza della geometria del diffusore sulla direzione del flusso in turbina e quindi il rendimento di quest'ultima. Al fine di evitare la formazione del flusso di ricircolo è stata considerata l'idea di inserire uno strato d'aria come mostrato in Figura 2-34.

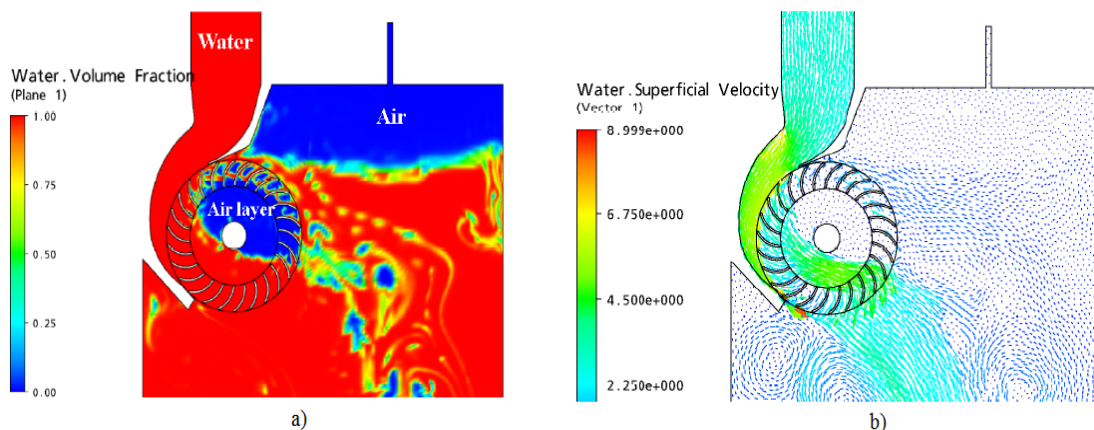


Figura 2-34 Volumi occupati dall'acqua e dall'aria a), vettori velocità del fluido in presenza dello strato d'aria. [23]

Come mostrato in Figura 2-34 lo strato d'aria impedisce la collisione del flusso con l'asse del rotore oltre ad evitare la formazione del flusso di ricircolo; il risultato ottenuto, visto in termini di vettori della velocità assoluta del flusso, sembra essere molto soddisfacente.

Il range di installazione della Turbina Cross Flow può quindi essere riassunto nella seguente tabella:

Tecnologia	Salto geodetico sfruttabile	Portata d'acqua	Potenza nominale
Turbina Cross Flow	Da 3 m a 200 m	Da 0,4 m ³ /s a 9 m ³ /s	Da 15 kW a 1000 kW

Tabella 2-7 Range di portata, potenza e salto per l'installazione di una turbina Cross-Flow.

2.5. La turbina Kaplan

2.5.1. Cenni storici

La nascita della turbina Kaplan si può far risalire alla fine del 1800, dall'interesse per lo sfruttamento di bassi salti geodetici ma con alti valori di portata, quindi in grado di sprigionare una notevole quantità di energia.

I primi tentativi prevedevano l'utilizzo di giranti ricavate da eliche per navi con le quali si raggiunsero risultati poco incoraggianti. Il difetto principale di queste installazioni era il brusco calo di rendimento non appena ci si spostava dalle condizioni ottimali di deflusso. Questo obbligava ad installare nei fiumi un numero elevato di turbine, per cui la regolazione avveniva spegnendo una o più macchine non appena ci si allontanava dalle condizioni di progetto.

Il Professor Victor Kaplan (1876-1934), ingegnere austriaco e professore presso il Politecnico di Brunn, realizzò per primo un prototipo di macchina a flusso totalmente assiale con le pale sia della girante che del distributore regolabili. Questo permise la realizzazione di una turbina che mantenesse rendimenti molto elevati anche in condizioni fuori progetto.

Un'evoluzione della turbina inventata da Kaplan si è avuta con Paul Deriaz, che creò una macchina a flusso misto, con pale regolabili montate su un mozzo conico. La turbina Deriaz può essere considerata un ibrido tra le turbine Kaplan e le turbine Francis e che però, visti i costi di realizzazione legati alla geometria complicata delle pale e del mozzo, ha un campo di applicazione piuttosto ridotto. [4]

2.5.2. Turbine Kaplan e a elica

Le turbine Kaplan sono turbine a reazione e a flusso assiale, utilizzate generalmente per bassi salti geodetici (da 3 m a 70 m) e con elevati valori di portata (da 0,01 m³/s a 50 m³/s).

La principale differenza tra le turbine Kaplan e le turbine a elica, denominate anche Propeller, sta nel fatto che il rotore delle turbine ad elica non permette di orientare le pale, montate su mozzo cilindrico, mentre le turbine Kaplan dispongono di giranti con pale orientabili in funzione del carico. Le turbine Propeller, non essendo regolabili si allontanano dalla condizione di massima efficienza in condizioni di funzionamento diverse da quelle ottimali di progetto (portata nominale), a causa dello scostamento dal valore ottimale dell'angolo di incidenza del flusso sulle pale del rotore. (Figura 2-38)

Le turbine Kaplan invece, al variare del carico orientano sia le pale rotoriche che le pale distributrici (nel caso di Kaplan biregolanti) oppure soltanto le pale rotoriche (nel caso di Kaplan monoregolanti), in modo da mantenere il bordo di ingresso delle pale parallelo alla velocità relativa. In questa maniera si riesce a mantenere un elevato rendimento in un ampio range di funzionamento. In seguito si utilizzerà la terminologia “Semi-Kaplan” per identificare una turbina Kaplan a singola regolazione.

L’ampia capacità di regolazione di queste turbine ha portato nel tempo, ad estendere ancora di più il campo di funzionamento delle stesse fino a raggiungere i 70 metri di caduta idrica e sconfinare nel settore delle turbine Francis.

Per le turbine Kaplan, come per le altre tecnologie convenzionali, le dimensioni della girante sono fortemente influenzate dall’entità della portata, con una conseguente variazione del costo per kW installato. Questo è l’inconveniente che accompagna gli impianti a tecnologia convenzionale aventi cadute idriche molto basse e dove è sulla portata che si deve agire al fine di aumentare la potenza producibile.

In molti casi si ha la tendenza, per mantenere bassi i costi dell’impianto, ad installare Kaplan monoregolanti o, se la curva di durata lo consente, giranti ad elica. Questo può causare degli inconvenienti anche gravi quando le condizioni di esercizio dell’impianto non coincidono con quelle di progetto.

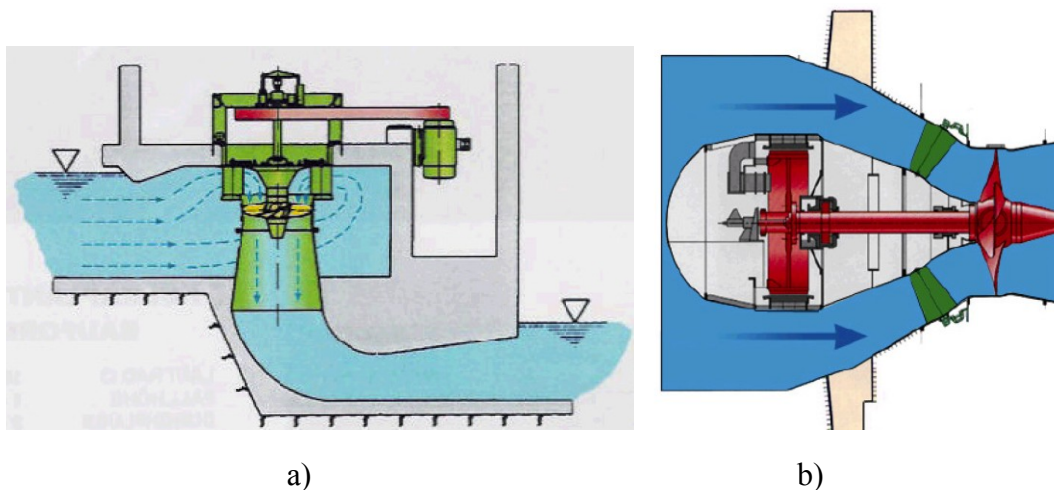


Figura 2-35 Impianto con turbina Kaplan a doppia regolazione ad asse verticale a), impianto con turbina a bulbo a doppia regolazione b), entrambi visti in sezione trasversale. [26]

In Figura 2-35 a) viene riportato un impianto con Kaplan a doppia regolazione e ad asse verticale, con cassa a spirale e distributore a configurazione radiale. Il flusso in questo caso entrando nel distributore compie una svolta ad angolo retto prima di entrare nella girante in direzione assiale.

Il sistema di regolazione è progettato in modo che a ogni variazione dell'inclinazione delle pale della girante corrisponda una variazione delle pale del distributore, allo scopo di ottimizzare il rendimento della macchina in corrispondenza di una vasta gamma di valori di portata e salto. Le pale della girante possono ruotare con la turbina in funzione grazie a un sistema di bielle-manovelle collegate a un tirante verticale, che scorre all'interno dell'albero cavo della turbina, e a sua volta azionato da un servomotore idraulico.

In Figura 2-35 b) invece viene raffigurato un impianto a bulbo con una turbina ad asse orizzontale e a flusso assiale e con il generatore racchiuso in un involucro stagno a profilo idrodinamico immerso nella tubazione, chiamato appunto bulbo.

Sotto l'aspetto idraulico la configurazione a bulbo, in presenza di un flusso assiale, porta ad un minor disturbo della vena liquida e quindi ad un miglior rendimento idraulico rispetto alla configurazione radiale, come mostrato in Figura 2-38. L'eliminazione della camera a spirale permette di ridurre anche l'interasse tra due gruppi contigui; ciò, unito alla sensibile riduzione della sezione trasversale, comporta una diminuzione (pari a circa un terzo) del costo delle opere di ingegneria civile, relative al manufatto di alloggiamento delle macchine.

Di fronte a questi vantaggi la configurazione a bulbo presenta alcuni inconvenienti. Infatti il progetto dell'alternatore è soggetto a limitazioni dimensionali, dal momento che il diametro esterno dello statore deve essere minore o tutt'al più uguale al diametro della ruota della turbina, per avere un migliore percorso della vena fluida. Ciò comporta che l'alternatore sia di diametro relativamente piccolo e debba svilupparsi in lunghezza, aumentando le problematiche per progettazione dell'impianto di raffreddamento dello stesso.

Tutto questo limita la corrente di eccitazione e quindi la capacità di produzione di potenza reattiva. Il piccolo momento d'inerzia e l'elevato valore della reattanza, dovuto allo sfruttamento dei materiali attivi, influiscono negativamente sull'attitudine alla stabilità dinamica del funzionamento in parallelo, oltre che sul contenimento delle velocità in caso di improvvisa apertura del parallelo con la rete.

La tecnologia legata alla turbina Kaplan è stata ampiamente studiata da ingegneri di tutto il mondo, i quali, soprattutto nel corso del XX secolo, sono giunti ad analizzare un gran numero di possibili configurazioni di installazione.

La scelta di una configurazione adeguata (a bulbo o standard) è particolarmente delicata negli impianti a basso salto, poiché per essere convenienti devono utilizzare grandi volumi d'acqua. Per impianti con un salto tra 2 e 5 metri e con portate tra 10 e 100 m³/s, sono necessarie giranti con un diametro di 1,6-3,2 m, accoppiate al generatore tramite un moltiplicatore di giri. [26]

In impianti idroelettrici con turbina Kaplan le canalizzazioni idrauliche, e in particolar modo le opere di derivazione, assumono dimensioni molto grandi e

richiedono ingenti opere civili, con un costo che generalmente supera quello degli equipaggiamenti elettromeccanici. A tal proposito si fa riferimento alla Figura 2-1 e alla Figura 2-2 del paragrafo 2.1.1 (VLH Cenni storici) per sottolineare l'imponenza delle opere civili che una tecnologia convenzionale, quale la Kaplan, necessita in confronto alle nuove tecnologie appositamente studiate per applicazioni in ambito mini idroelettrico.

Numerosi studi sono stati condotti al fine di ottimizzare le opere di derivazione per impianti con turbine Kaplan, in modo da ridurre i costi complessivi (opere civili + elettromeccaniche); questi studi portarono alla nascita di diverse configurazioni ormai considerate classiche.

Le diverse configurazioni differiscono a seconda della direzione con cui il flusso d'acqua entra nella turbina (assiale, radiale, misto), il sistema di intercettazione dell'acqua (paratoia o sifone) e il tipo di moltiplicatore di giri (ingranaggi paralleli, a rinvio d'angolo, epicicloidali).

La seguente tabella illustra tutte le possibili configurazioni:

Configurazione	Flusso	Sistema di chiusura	Moltiplicatore di giri	Figura
Kaplan verticale	Radiale	Distributore	Assi paralleli	Figura 2-36 a)
Semi-Kaplan con adduzione a sifone	Radiale	Sifone	Assi paralleli	Figura 2-36 b)
Semi-Kaplan con scarico sifonato	Radiale	Sifone	Assi paralleli	Figura 2-36 c)
Semi-Kaplan inclinata sifonata	Assiale	Sifone	Assi paralleli	Figura 2-36 d)
Kaplan a S	Assiale	Paratoia di macchina	Assi paralleli	Figura 2-36 e)
Kaplan inclinata a rinvio d'angolo	Assiale	Paratoia di macchina	Conico	Figura 2-36 f)
Semi-Kaplan a pozzo	Assiale	Paratoia di macchina	Parallelo	Figura 2-36 g)

Tabella 2-8 Possibili configurazioni di impianti con turbine Kaplan. [26]

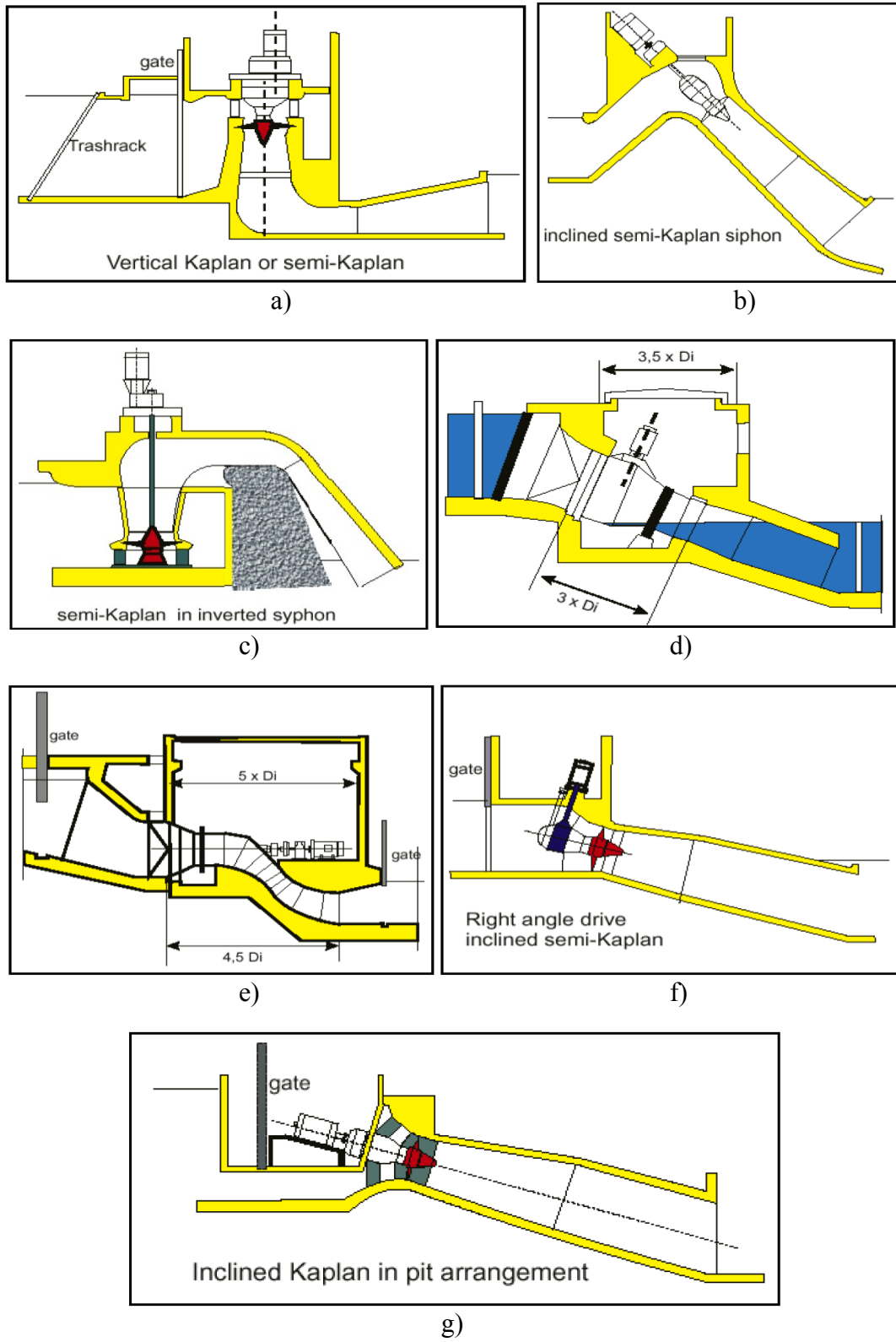


Figura 2-36 Possibili configurazioni di impianti a turbina Kaplan. [26]

Le centrali interrate sono la soluzione ottimale per mitigare gli impatti visivi e acustici, ma sono realizzabili solo adottando configurazioni di turbina a S, inclinata, a rinvio d'angolo a 90° o in pozzo.

2.5.3. Principio di funzionamento

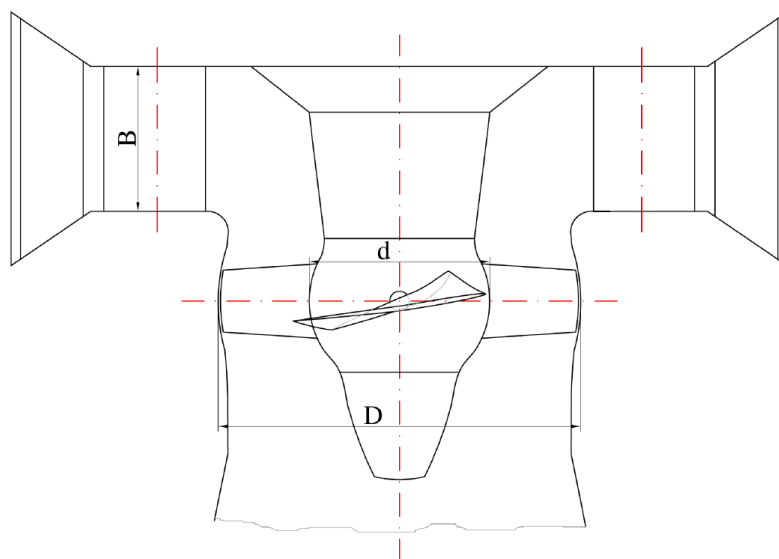


Figura 2-37 Vista di assieme di una turbina Kaplan. [4]

Dal momento che la girante delle turbine Kaplan è dotata di simmetria assiale (Figura 2-37), essa consente alla corrente fluida di assumere le medesime condizioni di flusso all'interno di ciascun condotto interpallare, in analogia a quanto accade per una schiera piana composta da un numero infinito di profili.

Le relazioni che permettono di legare il campo di moto all'interno di una schiera ai parametri di prestazione di essa sono tuttavia basate sulla conoscenza, ottenuta per mezzo di prove sperimentali in galleria aerodinamica, dell'angolo di incidenza della corrente fluida rispetto alla direzione costruttiva dei profili e del coefficiente di perdita nel passaggio attraverso la schiera stessa.

La progettazione di una schiera di determinate prestazioni può essere realizzata, quindi, solo riferendosi ai risultati di prove sperimentali su schiere di proprietà geometriche simili. D'altro canto, l'impossibilità di quantificare analiticamente l'effetto dell'interazione aerodinamica tra profili adiacenti sulle proprietà del campo di moto a valle della schiera non consente il dimensionamento diretto di una schiera di profili su base esclusivamente teorica.

A tal fine, è quindi necessario procedere innanzitutto al dimensionamento per via analitica dei profili supposti isolati e, successivamente, legare le prestazioni di essi a quelle degli stessi profili posti in schiera, attraverso l'uso di coefficienti di mutua influenza determinati sperimentalmente. [25]

2.5.4. Il rendimento di una turbina Kaplan

In Figura 2-38 viene mostrato l'andamento del rendimento idraulico nelle tre configurazioni a turbina Kaplan analizzate precedentemente.

Le turbine Kaplan a flusso radiale e in configurazione a bulbo hanno rendimenti idraulici molto elevati (intorno al 90%) e un andamento dello stesso appiattito su un ampio range di portata grazie alla loro capacità di regolazione. Come detto precedentemente la configurazione a bulbo permette di raggiungere rendimenti idraulici leggermente superiori rispetto alla configurazione radiale poiché presenta caratteristiche idrauliche tali da minimizzare le perdite fluidodinamiche del flusso che la attraversa, il tutto a scapito di maggiori vincoli dimensionali.

Nel caso delle turbine a elica, o Propeller, il rendimento idraulico è fortemente influenzato dall'impossibilità delle stesse di regolare l'inclinazione delle pale al variare della portata; il rendimento idraulico massimo rimane molto elevato (circa il 92%) anche se raggiungibile solo nelle condizioni di funzionamento nominali.

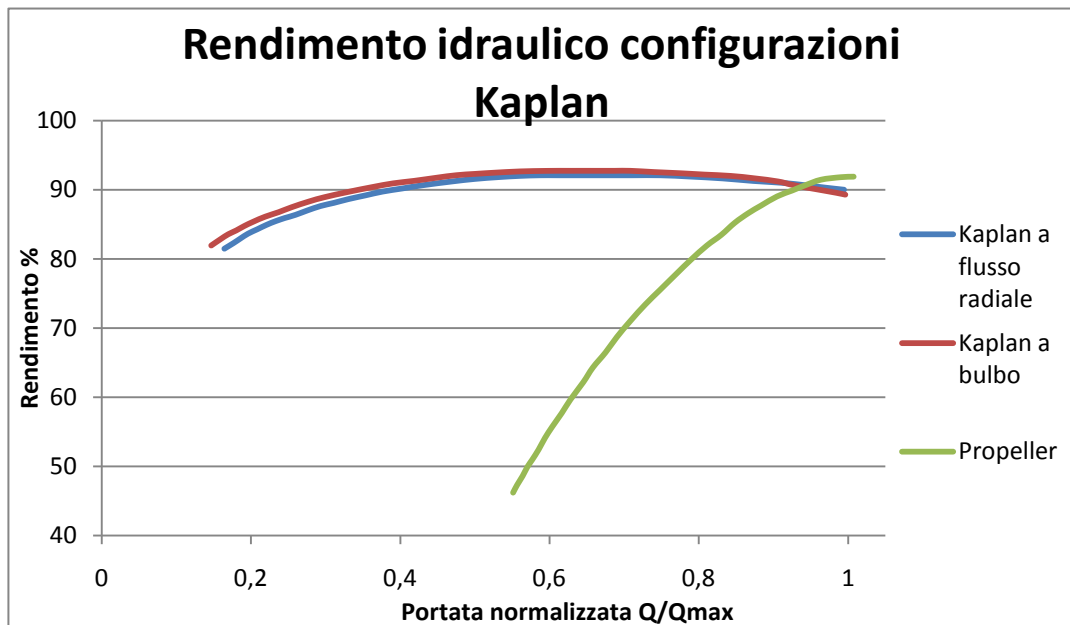


Figura 2-38 Curva di rendimento in diverse configurazioni di impianti con turbina Kaplan. [22]

Il grafico in Figura 2-38 mette in risalto i vantaggi derivanti dall'orientabilità delle pale nel funzionamento a portata variabile e ciò è di grande importanza per quelle turbine che sono destinate a funzionare negli impianti fluviali con forti oscillazioni di disponibilità d'acqua.

La Kaplan biregolante o "a doppia regolazione" è quindi più flessibile e permette di lavorare con portate comprese tra il 15% e il 100% della portata nominale. Le Kaplan monoregolanti o "a singola regolazione" consentono un buon adattamento alle variazioni di portata, ma sono invece meno flessibili in caso di significative variazioni di salto geodetico; di norma possono lavorare con portate comprese tra il 30% e il 100% del portata nominale. [26]

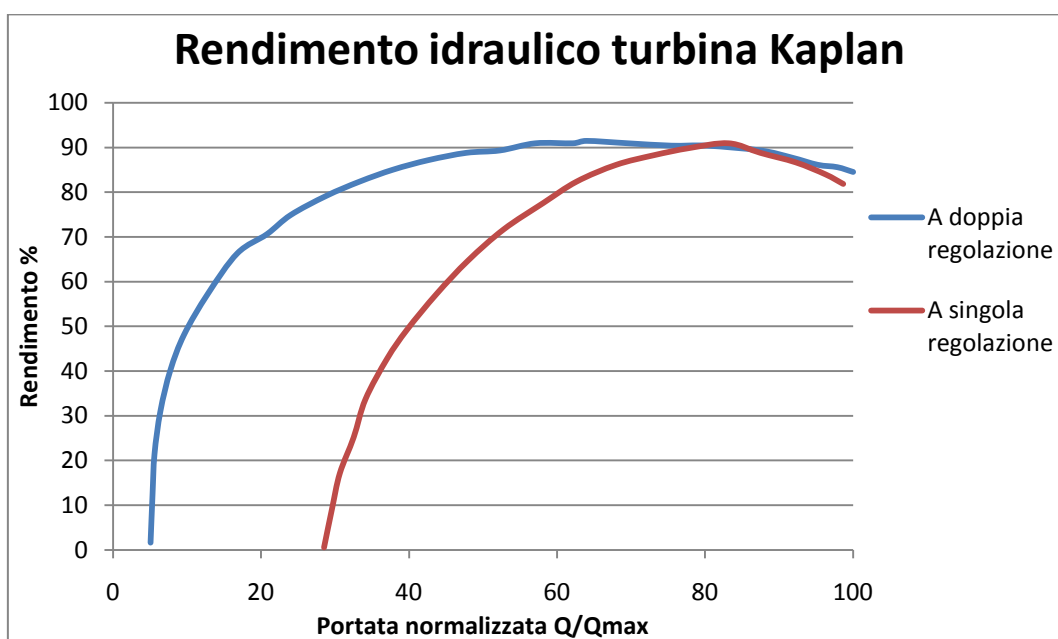


Figura 2-39 Andamento del rendimento idraulico in una turbina Kaplan in funzione del sistema di regolazione. [26]

2.6. Scelta della turbina in funzione del salto netto e della portata

I criteri di scelta di una turbina si basano in primo luogo su due caratteristiche fondamentali del sito prescelto:

- Il salto netto
- La portata elaborabile

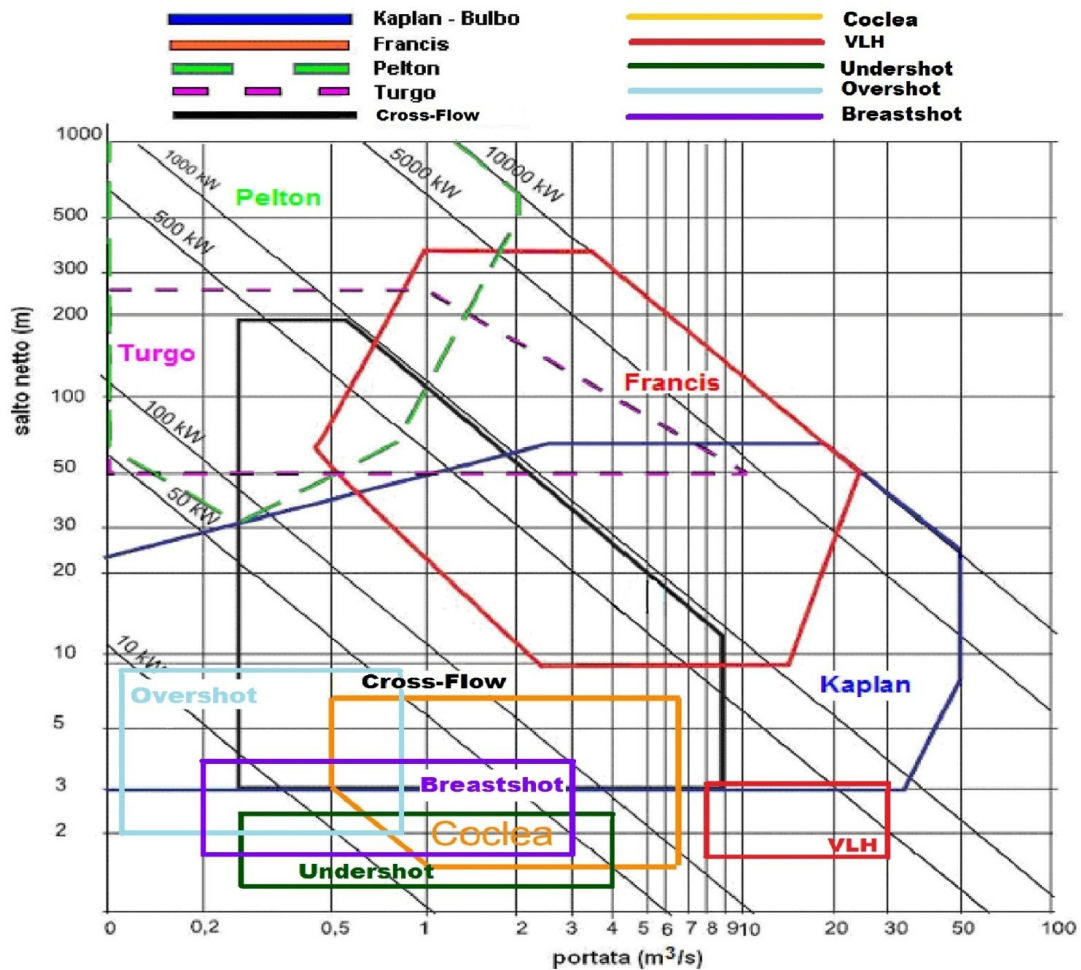


Figura 2-40 Campo di applicazione delle diverse tipologie di turbine idroelettriche.

In Figura 2-40 per una questione di completezza, sono state riportate tutte le tipologie di turbine, anche quelle che non state attentamente analizzate in questa trattazione (Turgo, Pelton e Francis).

Si è preferito dare importanza a tutte quelle tecnologie che rientrano in applicazioni mini idroelettriche e che pertanto si concentrano in basso a sinistra (piccole potenze) del grafico in Figura 2-40. Per facilitare la lettura del grafico in Figura 2-40 si ricorda che sia il salto che la portata sono in scala logaritmica e che le rette inclinate relative alla potenza si riferiscono alla potenza ideale e pertanto non tengono conto dei rendimenti di ciascuna tecnologia.

Il primo criterio da prendere in considerazione nella scelta della turbina è il salto netto. A questo punto torna utile ricordare la differenza tra salto netto e salto lordo: Il salto lordo è la distanza verticale tra il livello del pelo libero alla presa e quello

nel canale di scarico (nelle turbine a reazione), oppure tra il livello del pelo libero alla presa e quello dell'asse dei getti (nelle turbine ad azione).

Il salto netto o motore è il rapporto tra l'energia idraulica specifica della macchina e l'accelerazione di gravità. Il salto netto è il salto lordo al netto di tutte le perdite di carico concentrate e distribuite. Questa definizione è particolarmente importante in quanto negli impianti a basso salto l'energia cinetica residua non può essere trascurata.

La Tabella 2-9 indica il campo di valori di salto netto e di portata nominale turbinabile entro cui ciascun tipo di turbina, precedentemente analizzata, è in grado di lavorare.

Tecnologia	Tipologia	Salto netto [m]	Portata nominale turbinabile [m³/s]
Very Low Head (VLH)		$1,5 < H_n < 3$	$8 < Q < 30$
Coclea Idraulica		$1 < H_n < 7$	$0,5 < Q < 6,5$
Ruota idraulica	Undershot	$0,5 < H_n < 2,5$	$0,3 < Q < 4$
Ruota idraulica	Overshot	$2 < H_n < 8$	$0,02 < Q < 0,8$
Ruota idraulica	Breastshot	$1,5 < H_n < 4$	$0,2 < Q < 3$
Cross Flow		$3 < H_n < 200$	$0,4 < Q < 9$
Kaplan		$3 < H_n < 70$	$0,01 < Q < 50$

Tabella 2-9 Salto netto e portata nominale elaborabile da ciascuna tecnologia.

Tuttavia un unico dato relativo alla portata di un corso d'acqua ha poco significato per la progettazione di un impianto idroelettrico; è necessario conoscere il regime delle portate, tipicamente rappresentato attraverso una curva delle durate delle portate o Flow Duration Curve (FDC) ottenuta dai dati idrometrici oppure da studi idrologici. Una volta ricavata la curva di durata delle portate del sito in analisi 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;
- Deflusso Minimo Vitale (DMV).

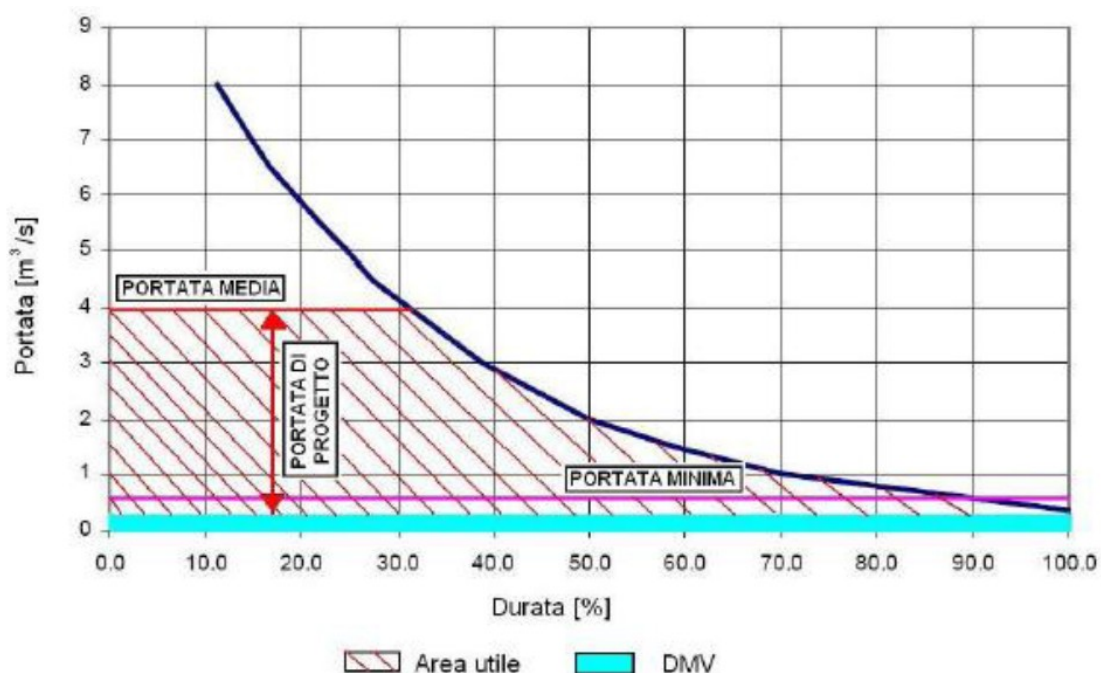


Figura 2-41 Esempio di curva di durata delle portate (scopo puramente illustrativo) [5]

Nella Figura 2-41 è tracciata una curva di durata con evidenziate la portata media e la portata minima; la portata di progetto (Q_d) è pari alla differenza tra la portata media annua ed il Deflusso Minimo Vitale. È 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.

La portata stimata e il salto netto determinano l'insieme delle turbine idonee al sito e alle condizioni ambientali. Le turbine idonee sono quelle per cui la portata disponibile e il salto netto individuano un punto che ricade all'interno del campo di funzionamento (Figura 2-40). Solitamente il punto individuato dalle caratteristiche di un sito ricade all'interno del campo di funzionamento di diverse turbine, solo un'accurata analisi economica riuscirà a dare indicazioni utili per la scelta della tecnologia più adeguata.

Bisogna però ricordare che il campo di funzionamento relativo a ciascuna tecnologia subisce lievi variazioni seconda del costruttore pertanto quelli illustrati in Figura 2-40 devono essere considerati solo come indicativi.

Dal momento che una turbina può lavorare solo con valori di portata compresi tra un massimo e un minimo tecnico, potrebbe risultare economicamente vantaggioso installare alcune piccole turbine al posto di una sola di grandi dimensioni. In questo caso le turbine potrebbero essere avviate in modo sequenziale, in modo da

permettere alle turbine in funzione di permanere nelle condizioni di portata nominale e quindi di massima efficienza.

La scelta di optare per l'installazione di due o più turbine in parallelo può nascere anche nel caso in cui le caratteristiche idrologiche di un sito identifichino un punto di funzionamento leggermente più a destra rispetto al campo di utilizzo di una determinata tecnologia (Figura 2-40).

Inoltre se si optasse per l'installazione di 2 o 3 turbine in parallelo, ciascuna unità avrebbe dimensioni minori e pertanto le operazioni di trasporto e di installazione risulterebbero più facili. Infine la ripartizione della portata tra due o più turbine consentirebbe a ciascuna di esse di avere una velocità di rotazione maggiore, riducendo la necessità di un moltiplicatore di giri. [6]

2.7. Confronto tra i rendimenti delle diverse tecnologie

È importante sottolineare il fatto che il rendimento idraulico è un dato fondamentale per mettere in luce le capacità di una turbina di sfruttare efficacemente il potenziale idraulico presente in un determinato sito.

Avere a disposizione l'andamento del rendimento idraulico in tutto il range di funzionamento permette di giungere a un'adeguata ed attendibile analisi di fattibilità, invece affidarsi a un rendimento idraulico medio in fase di progettazione può essere rischioso in quanto possono verificarsi dei problemi (quali cavitazione, vibrazioni, etc) che a loro volta causano una riduzione della producibilità e danni alle macchine.

Per l'analisi di producibilità energetica di una turbina si hanno a disposizione 2 metodi.

1. Analisi e sperimentazioni in sito.
2. Analisi e sperimentazioni in laboratorio.

Il primo metodo consiste nell'eseguire delle prove in sito dopo aver messo in funzione la turbina. Per ottenere misure adeguatamente precise, devono essere utilizzate delle tecniche complesse, difficili da applicare e spesso non adatte ai piccoli impianti. Diventa perciò generalmente necessario far ricorso a metodologie più semplici, i cui risultati sono però sempre discutibili. Se i test dimostrano che non si ottengono i rendimenti garantiti, di solito è troppo tardi per perfezionare la macchina. È un metodo "rischioso" poiché nemmeno delle penali imposte al costruttore potrebbero compensare le perdite per la minor producibilità subite dal produttore lungo tutto l'arco di vita della turbina.

Il secondo metodo consiste nell'effettuare test di laboratorio su una turbina prototipo che sia fluidodinamicamente simile alla turbina presa in analisi. Nel caso di piccoli impianti, le dimensioni dei modelli che vengono testati non si discostano eccessivamente da quelle delle macchine reali. Il comportamento idraulico di una turbina può essere esaminato sull'intero intervallo di funzionamento e perciò è possibile correggere eventuali difetti prima che la macchina venga effettivamente costruita.[6]

Sulla base di quest'ultimo metodo si riportano i rendimenti delle tecnologie analizzate nel presente capitolo (Figura 2-42)

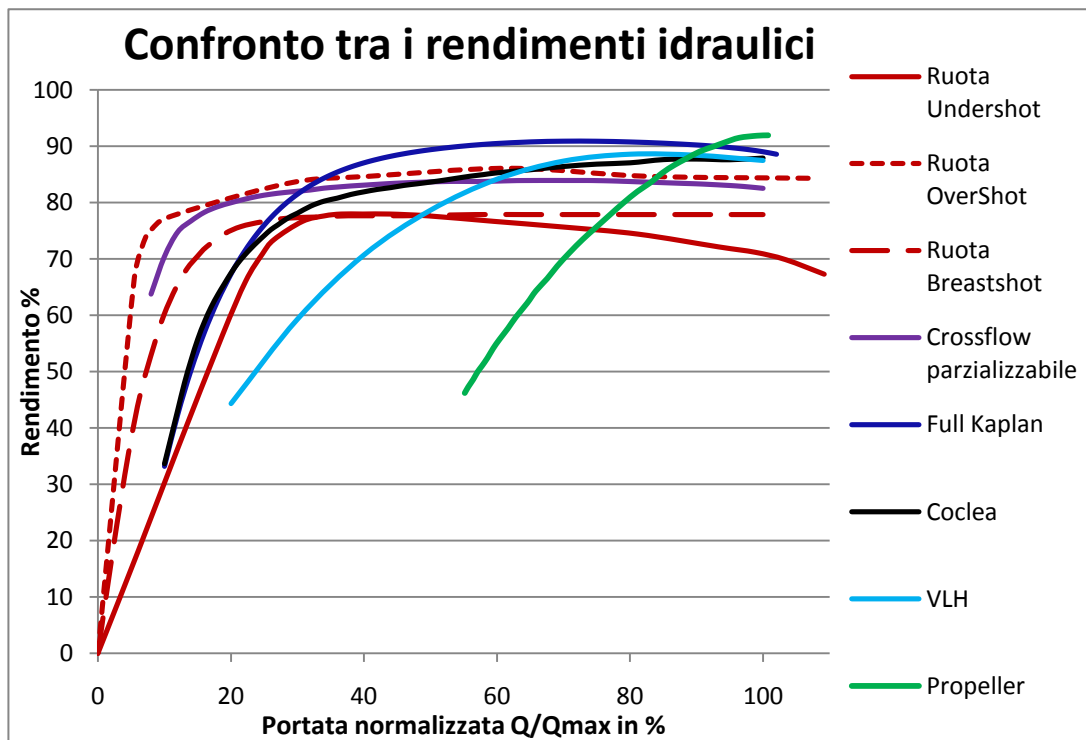


Figura 2-42 Curva di rendimento idraulico delle rispettive tecnologie.

In Figura 2-42 si nota come le curve di rendimento delle tecnologie analizzate siano abbastanza "simili" tra loro e in generale raggiungano valori piuttosto elevati (tutti superiori al 70 %), questo a dimostrazione del fatto che l'uomo ha sempre dimostrato un grande interesse per l'energia idroelettrica e per lo sviluppo delle tecnologie in grado di sfruttare questo tipo di energia.

CAPITOLO 3

3. Incentivi e promozione dell'energia idroelettrica

Le fonti rinnovabili sono oggi considerate come uno degli strumenti principali nella lotta all'inquinamento ambientale, poiché soddisfano la domanda sempre crescente di energia senza produrre inquinanti e residui fossili. Esse hanno assunto in breve tempo un'importanza strategica e la loro diffusione capillare sul territorio è stata permessa dall'emanazione di numerose politiche economiche a livello internazionale.

Le fonti rinnovabili oggi conosciute e diffuse sono molteplici: ciascuna di esse presenta peculiarità uniche, da cui deriva la possibilità di realizzarne un impianto solamente in presenza di condizioni compatibili con le loro caratteristiche. Di conseguenza, ogni tipologia richiede competenze diverse e specifiche, relative non solo alle tecniche di costruzione ma anche ai meccanismi incentivanti emessi nei suoi confronti. In relazione a ciò, anche le normative regolatrici del settore si presentano in continua evoluzione, al fine garantire una buona diffusione delle Fonti Energetiche Rinnovabili (FER), contendo al contempo i costi a carico del sistema e limitando l'impatto sul paesaggio.

Poiché la disciplina si presenta complessa, anche in conseguenza dei recenti aggiornamenti normativi che hanno interessato il settore, saranno presenti dei sottoparagrafi con una serie di tabelle riassuntive, riepiloganti le caratteristiche di ciascuna tipologia di incentivo, in modo da permettere una rapida e veloce consultazione delle specifiche di ciascun meccanismo incentivante.

A livello comunitario, l'attuale piano di sviluppo e promozione delle fonti rinnovabili è stato delineato dalla Direttiva 2009/28/CE che, attraverso l'istituzione del "Pacchetto Clima-Energia", ha indicato un obiettivo vincolante per la Comunità Europea, da raggiungere entro il 2020,



Figura 3-1 Obiettivi da raggiungere entro il 2020. [27]

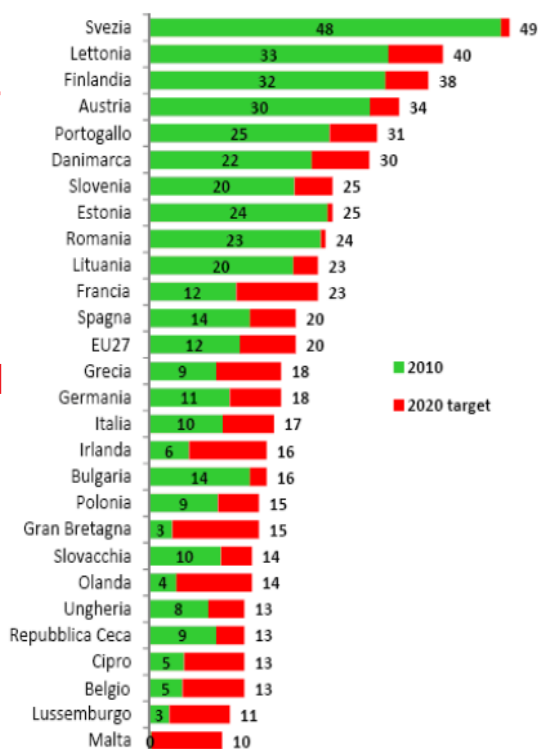
Il Pacchetto prevede il raggiungimento di tre obiettivi chiave al 2020, conseguenti alla distribuzione capillare di impianti a energia verde su tutto il territorio comunitario:

- Aumento del 20% della produzione da fonti rinnovabili da destinare al consumo;
- Diminuzione del 20% delle emissioni di gas serra rispetto al 2005;
- Diminuzione del 20% dei consumi di energia.

Le percentuali di variazione identiche del 20% hanno sin da subito diffuso la denominazione del progetto come “Obiettivi 20-20-20”. Benché l’obiettivo di aumento del 20% della produzione di energia da fonti rinnovabili da destinare al consumo sia definito a livello comunitario, l’Unione Europea ha stabilito che ciascuno Stato membro debba concorrervi singolarmente, attraverso il raggiungimento di un traguardo di aumento nazionale, calcolato in funzione delle sue potenzialità e dell’incidenza della popolazione nazionale su quella comunitaria.

	Quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale di energia al 2005	Quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale di energia al 2020
Austria	23,3%	34%
Belgio	2,2%	13%
Bulgaria	9,4%	16%
Cipro	2,9%	13%
Danimarca	17%	30%
Estonia	18%	25%
Finlandia	28,5%	38%
Francia	10,3%	23%
Germania	5,8%	18%
Grecia	6,9%	18%
Irlanda	3,1%	16%
Italia	5,2%	17%
Lettonia	32,6%	40%
Lituania	15%	23%
Lussemburgo	0,9%	11%
Malta	0%	10%
Paesi Bassi	2,4%	14%
Polonia	7,2%	15%
Portogallo	20,5%	31%
Regno Unito	1,3%	15%
Repubblica ceca	6,1%	13%
Repubblica slovacca	6,7%	14%
Romania	17,8%	24%
Slovenia	16%	25%
Spagna	8,7%	20%
Svezia	39,8%	49%
Ungheria	4,3%	13%

a)



b)

Figura 3-2 Quota nazionale di energia da fonti rinnovabili da destinare al consumo a); Quota di obiettivi 20-20-20 raggiunti al 2010 b). [27]

Ciascuno Stato membro presenta quindi un obiettivo nazionale distinto da raggiungere al 2020 (Figura 3-2 a)), cui si affianca un sotto-obiettivo, comune a tutti i membri, di riduzione delle emissioni nel settore dei trasporti del 10%. Al

2010 il perseguimento degli obiettivi prefissati per il 2020 da parte di ogni Stato membro della Comunità è raffigurato in Figura 3-2 b).

Il recepimento a livello nazionale della Direttiva riportante gli obiettivi nazionali ha comportato l'adozione obbligatoria di un Piano di Azione Nazionale (PAN), al cui interno devono essere indicate le azioni e le misure da adottare in funzione del raggiungimento degli obiettivi preposti: successivamente il PAN deve essere approvato dalla Commissione Europea.

Il PAN ha previsto un'ulteriore frammentazione dell'obiettivo nazionale, da suddividere su base regionale: il documento indica infatti le competenze amministrative che devono essere gestite dalle Regioni, da cui deriva l'obbligo per ciascuna di esse di stipulare un piano energetico al cui interno siano indicati gli interventi in programma, gli obiettivi di breve, medio e lungo termine e gli strumenti e i vincoli detenuti da ciascuna Regione.

Al fine di incentivarne la crescita, e in particolare al fine di premiare l'autoconsumo da parte dei piccoli produttori, il PAN ha ventilato l'ipotesi di sostituire il meccanismo di incentivazione basato sulla remunerazione dell'energia immessa in rete (feed-in-tariff), con un meccanismo di incentivazione di entità inferiore, basato invece sulla totalità dell'energia prodotta (feed-in-premium). In riferimento a quest'ultimo punto, il Decreto sulle Rinnovabili, approvato il 6 luglio 2012 definisce un'incentivazione feed-in-tariff per gli impianti con potenza di concessione inferiore a 1 MW e un'incentivazione feed-in-premium per gli impianti di taglia superiore oppure per gli impianti che ne fanno esplicita richiesta.

I principali riferimenti normativi presenti nel seguente capitolo si riferiscono al Decreto sulle Rinnovabili del 6 luglio 2012 e all'attuazione dell'art. 24 del Decreto Legislativo del 3 marzo 2011, n. 28, recante l'incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti a fonti rinnovabili ad esclusione degli impianti solari.

L'obiettivo italiano sulle energie rinnovabili derivante dal Pacchetto clima-energia "20-20-20" è pari al 17% del consumo complessivo di energia al 2020, come raffigurato in Figura 3-2 a). In Figura 3-3 vengono riportati i consumi finali lordi previsti in Italia per il 2020 dallo scenario di riferimento e lo scenario con l'efficienza energetica supplementare (SEES), calcolati in Mtep ossia Milioni di Tonnellate Equivalenti di Petrolio.

Ad oggi lo stato di avanzamento complessivo ai fini del raggiungimento dell'obiettivo del 17% al 2020 è positivo, in quanto al 2010 oltre il 10% dei consumi finali lordi è stato coperto mediante fonti rinnovabili, contro l'8,86% del 2009; mantenendo lo stesso trend di crescita che si è avuto negli ultimi anni si riuscirebbe a superare l'obiettivo finale del 17% intorno al 2015.

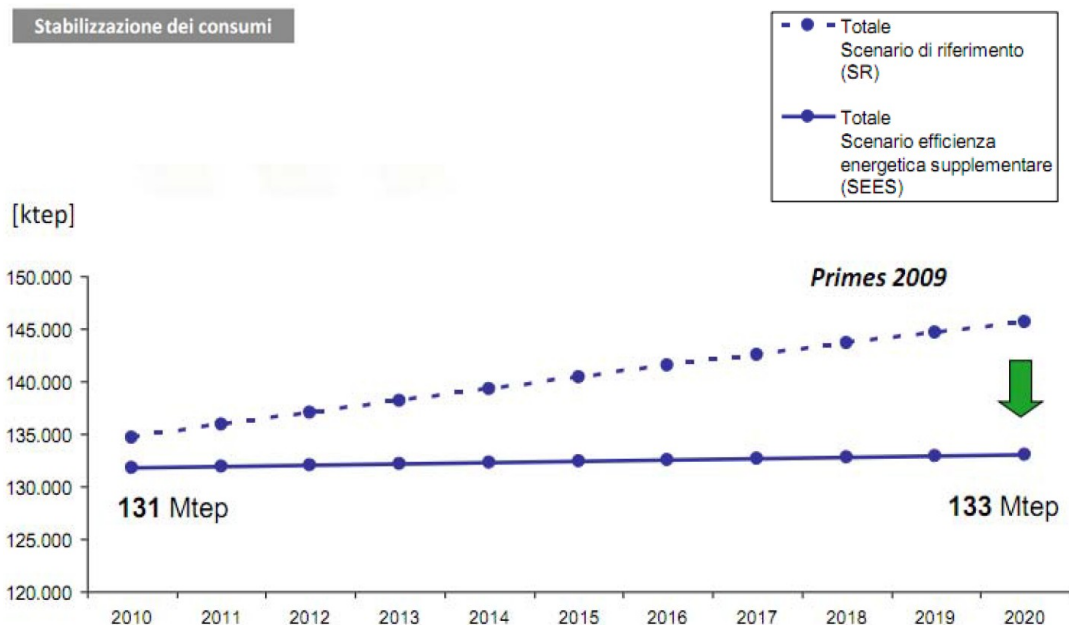


Figura 3-3 Consumi previsti per il 2012 ipotizzando due differenti scenari. [28]

Il Piano d’Azione Nazionale sulle energie rinnovabili, adottato dal Governo italiano nel giugno 2010, ha scomposto il predetto obiettivo del 17% dei consumi totali nei tre settori principali:

- calore;
- trasporti;
- energia elettrica.

(Dati statistici 2008 e previsione al 2020)

	2008			2020			
	Consumi da FER	Consumi finali lordi (CFL)	FER / Consumi	Consumi da FER	Consumi finali lordi (CFL)	FER / Consumi	
	[Mtep]	[Mtep]	[%]	[Mtep]	[Mtep]	[%]	
Elettricità	5,03	30,40	16,53%	8,50	32,23	26,39%	→ x 1,7
Calore	3,24	58,53	5,53%	10,46	61,19	17,09%	→ x 3,2
Trasporti	0,72	42,62	1,70%	2,53	39,63	6,38%	→ x 3,5
Trasferimenti da altri Stati	-	-	-	1,13	-	-	
Consumo finale lordo	8,99	131,55	6,83%	22,62	133,04	17,00%	→ Consumi totali stabili

Figura 3-4 Consumo finale lordo totale e per settore. [29]

Per il settore dell'energia elettrica è stato stabilito un obiettivo al 2020 pari al 26,4% del consumo da coprire tramite energia rinnovabile (Figura 3-4), corrispondente ad una produzione di circa 100 TWh/anno.

Al 2010 si è raggiunto in Italia un numero di impianti alimentati da fonti rinnovabili pari a 160.000, per una potenza cumulata di 30.000 MW e una produzione annua di 76 TWh. Rispetto all'anno precedente, il numero degli impianti a fonte rinnovabile è più che raddoppiato, anche se si attesta una conseguente variazione della produzione limitata a una crescita del 14%.

Nel 2011 l'Italia ha superato l'obiettivo nel settore elettrico del 19,6% indicato nel Piano di Azione Nazionale, raggiungendo il 23,5% (contro il 16,53% del 2008). L'obiettivo al 2020 del 26,4%, come indicato nella prima anticipazione della Strategia Energetica Nazionale (SEN), potrà pertanto essere rivisto al rialzo. [30]

La principale fonte di energia rinnovabile utilizzata sul territorio italiano è sicuramente quella solare; non a caso gli impianti fotovoltaici installati rappresentano il 97% del parco impianti a fonti rinnovabili. Benché ne sia presente una diffusione così capillare sul territorio, la produzione derivante da questa tipologia di impianti contribuisce per poco più del 10% alla produzione nazionale da impianti FER: il vero apporto in termini di energia prodotta è infatti dato dagli impianti idroelettrici, responsabili per quasi il 60% della produzione, a fronte di un numero di impianti pari all'1,7% del parco nazionale.

In particolare nel settore elettrico l'Italia è in anticipo rispetto agli obiettivi fissati, poiché la capacità installata a fine 2011 è in grado di assicurare una produzione di circa 94 TWh/anno, a fronte dell'obiettivo di produzione di 100 TWh previsto per il 2020.

3.1.Modalità di incentivazione delle fonti rinnovabili ad esclusione degli impianti a energia solare

Le modalità di incentivazione di queste fonti si presentano, al pari di quelle per l'energia solare, discontinue: a partire dal 2013 è infatti previsto un avvicendamento nella normativa di riferimento, che non comporta solamente un cambio delle tariffe, ma una variazione completa del meccanismo di incentivazione.

È previsto, nei confronti degli impianti che entrano in funzione nel periodo a cavallo tra i due meccanismi di incentivazione, ovvero nei primi mesi del 2013, che sia adottato un meccanismo di transizione, simile a quello in vigore fino al 2012, al fine di agevolare il passaggio. Di seguito vengono riportate le tre modalità di incentivazione, suddivise per periodo di validità.

3.2. Modello di incentivazione attuabile fino al 31 dicembre 2012

Gli impianti che entrano in esercizio entro il 31 dicembre 2012 possono beneficiare di due modalità distinte, alternative tra loro: le Tariffe Onnicomprensive (TO) e i Certificati Verdi (CV). La scelta tra le due modalità di incentivo non è a discrezione del proprietario, ma si basa sulla potenza dell'impianto: le Tariffe Onnicomprensive possono infatti essere rilasciate solamente nei confronti di impianti con potenza non superiore a 1 MW (o 200 kW per gli impianti eolici), questa tipologia di impianti potrebbe accedere anche ai Certificati Verdi ma per potenze così ridotte solitamente risultano essere meno convenienti. In ogni caso, l'accesso agli incentivi è possibile solo per impianti di potenza superiore a 1 kW.

Le Tariffe Onnicomprensive vengono rilasciate solamente nei confronti dell'energia immessa in rete, mentre i Certificati Verdi sono calcolati sulla base di tutta l'energia elettrica prodotta dall'impianto, comprendente quindi anche la quota destinata all'autoconsumo. Ai CV possono essere inoltre affiancati ulteriori incentivi, che si riferiscono alla valorizzazione dell'energia prodotta, mentre le TO rappresentano invece l'unica forma di incentivo possibile (una volta terminato il loro periodo di validità, il produttore può decidere di richiedere la valorizzazione dell'energia prodotta).

Entrambi gli incentivi sono rilasciati per un periodo di 15 anni: tale periodo è considerato al netto di eventuali fermi causati da problemi legati a eventi calamitosi o connessi alla sicurezza di rete e disposti dalle autorità competenti. In questo caso, il periodo di validità è prorogato del periodo di fermo incrementato del 20%.

Sia la Tariffa Onnicomprensiva che i Certificati Verdi possono essere rilasciati solamente dopo l'ottenimento da parte dell'impianto della Qualifica IAFR: la richiesta è effettuata mediante sottoscrizione telematica all'interno del portale applicativo del GSE, corredata dalla documentazione tecnica richiesta.

	Tariffa Onnicomprensiva (Potenza < 1MW; <200 kW solo per impianti eolici)	Certificati Verdi
Fonti aventi diritto di percepire gli incentivi	Eolica Geotermica Marina Idroelettrica Biomassa	Eolica Geotermica Marina Idroelettrica Biomassa
Base di remunerazione	Energia prodotta dall'impianto	Energia immessa in rete
Periodo di validità	15 anni	
Cumulabilità con altri meccanismi	Nessuna cumulabilità	Valorizzazione dell'energia prodotta

Tabella 3-1 Modalità di incentivazione per le fonti rinnovabili a esclusione dell'energia solare. [27]

3.2.1. Tariffa Onnicomprensiva

Le Tariffe Onnicomprensive sono tariffe fisse di remunerazione rilasciate nei confronti dell'energia immessa in rete. Vengono dette "onnicomprensive" in quanto al loro interno comprendono sia la quota di valorizzazione dell'energia prodotta sia la parte riferita all'energia immessa in rete. Le TO possono essere emesse solamente a consuntivo, ovvero nei confronti dell'energia immessa dall'impianto nell'anno precedente. Requisito essenziale per poter accedere alle Tariffe è la potenza dell'impianto, che deve essere inferiore a 1 MW, a eccezione degli impianti eolici, per cui è prevista una soglia massima di 200 kW di potenza.

L'importo della Tariffa deriva dal prodotto dell'energia immessa in rete dall'impianto per una quota fissa di remunerazione al MWh. Entrambe le componenti sono gestite dal Gestore dei Servizi Elettrici (GSE): la tariffa fissa è infatti variabile in funzione della tipologia di fonte rinnovabile per cui è richiesto l'incentivo, mentre la quantità di energia da prendere in considerazione è calcolata in funzione degli interventi subiti dall'impianto (ad esempio, nei confronti di impianti di nuova costruzione, l'ammontare di energia incentivabile è definita come la totalità dell'energia immessa in rete). Tuttavia, nel caso in cui gli interventi effettuati sull'impianto comportino un aumento di potenza tale da superare le soglie massime per cui si può avere accesso alle TO, gli incentivi decadono automaticamente, e il GSE emette a favore dell'impianto i Certificati Verdi.

$$(3-1) \quad TO = \text{tariffa unitaria} * q. \text{tà di energia immessa in rete}$$

Fonte	Tariffa (€/MWh)
Impianti eolici (on-shore e off-shore)	300
Impianti geotermici	200
Impianti marini	340
Impianti idroelettrici	220
Biomassa	
Le tariffe si differenziano in funzione dell'origine della biomassa	180/280

Tabella 3-2 Importi della tariffa unitaria in funzione della tipologia di impianto. [27]

3.2.2. Certificati Verdi

I Certificati Verdi sono titoli negoziabili rilasciati nei confronti dell'energia prodotta dall'impianto: inizialmente sono stati introdotti dalla normativa europea al fine di assicurare, negli Stati membri dell'Unione Europea, una produzione annua minima di energia elettrica da fonti rinnovabili, che prende il nome di quota d'obbligo. Ogni CV ha un taglio standard e attesta la produzione di 1 MWh di energia rinnovabile: l'incentivo può essere emesso a consuntivo o a preventivo.

L'emissione dei CV a consuntivo comporta che il calcolo dell'energia utile sia fatto in merito all'energia prodotta durante l'anno precedente: quelli a preventivo sono invece emessi sulla base delle stime di produzione dell'anno in corso o di quello successivo. In questo caso, per poter procedere al rilascio, il produttore deve rispettare criteri molto stringenti previsti dalla normativa, che fanno riferimento alle modalità di garanzia dell'energia elettrica che il GSE andrà a finanziare.

Il primo rilascio dei Certificati Verdi comporta l'apertura di un conto proprietà a favore del richiedente sul portale applicativo del GSE, dove è indicato in tempo reale lo stato dei Certificati Verdi in possesso del produttore.

Analogamente alle Tariffe Onnicomprensive, anche i Certificati Verdi sono calcolati sul prodotto tra un coefficiente fisso K, determinato sulla base della tipologia di fonte rinnovabile utilizzata, e la quantità di energia definita dalla normativa come avente diritto al rilascio dei Certificati, diversa in funzione degli interventi subiti dall'impianto.

$$(3-2) \quad CV = K * q. \text{tà di energia prodotta dall'impianto}$$

Fonte	Coefficiente K
Impianti eolici on-shore	1
Impianti eolici off-shore	1,5
Impianti geotermici	0,9
Impianti marini	1,8
Impianti idroelettrici	1
Biomassa	
Le tariffe si differenziano in funzione dell'origine della biomassa	0,8/1,3/1,8

Tabella 3-3 Coefficiente K utile per il calcolo dei CV. [27]

La compravendita dei CV può avvenire all'interno del mercato elettrico, organizzato dal Gestore del Mercato Elettrico (GME), o mediante un contratto

bilaterale stipulato tra acquirente e venditore. Nel caso di negoziazioni sul mercato, anche il GSE partecipa allo scambio, offrendo e domandando i propri Certificati.

Nel corso degli ultimi anni si è verificato un eccesso di offerta dei CV, causato dal grande aumento della produzione da fonti rinnovabili: come conseguenza, la normativa vigente prevede che il GSE ritiri annualmente i CV rilasciati nella misura eccedente la quota d'obbligo, a un importo fissato al 78% del prezzo di offerta dei Certificati di proprietà del GSE.

3.3. Modello di incentivazione attuabile dal 01 gennaio 2013

L'accesso agli incentivi è subordinato a diverse modalità, che dipendono dalla tipologia di impianto: in relazione alla sua classificazione, un impianto può essere tenuto a iscriversi all'interno di un apposito registro o richiedere la partecipazione a un'asta al ribasso (Tabella 3-4).

Tipologia di impianto	Accesso agli incentivi tramite registro	Accesso agli incentivi tramite asta al ribasso
Impianti nuovi, riattivati, integralmente ricostruiti o ibridi	Potenza complessiva non superiore al limite di soglia	Potenza complessiva superiore al limite di soglia
Impianti a seguito di un intervento di potenziamento	La variazione di potenza non è superiore al limite di soglia	La variazione di potenza è superiore al limite di soglia
Impianti a seguito di interventi di rifacimento parziale o totale	Devono rispettare i requisiti definiti dalla normativa	Nessun accesso

Tabella 3-4 Schema di accesso agli incentivi. [27]

I limiti di soglia della potenza individuati come discriminanti sono di 5 MW per tutte le tipologie di fonte, a eccezione degli impianti idroelettrici, per cui la soglia è di 10 MW, e degli impianti geotermici la cui soglia è di 20 MW.

Contingenti annuali di potenza [MW]	2013 [MW]	2014 [MW]	2015 [MW]
Eolico onshore	60	60	60
Eolico offshore	0	0	0
Idroelettrico	70	70	70
Geotermoelettrico	35	35	35
Biomassa	170	160	160
Biomassa (rifiuti da raccolta differenziata)	30	0	0
Oceanica	3	0	0

Tabella 3-5 Contingenti annuali di potenza espressi in MW relativi al periodo 2013-2015. [31]

Per l'accesso ai meccanismi di incentivazione del nuovo Decreto si deve richiedere al GSE l'iscrizione al registro informatico relativo alla fonte e tipologia di appartenenza dell'impianto. Il bando relativo alla procedura di iscrizione al registro informatico si riferisce ai contingenti annuali di potenza, espressi in MW per ciascuna fonte rinnovabile (Tabella 3-5).

Secondo il nuovo Decreto sulle Rinnovabili gli impianti mini idroelettrici accedono direttamente ai meccanismi di incentivazione con una Tariffa Onnicomprensiva, quindi senza partecipare alle procedure competitive di aste al ribasso, nel caso in cui presentino una potenza di concessione <50kW, soglia che viene estesa fino a 250 kW nel caso in cui l'impianto ricada in una delle seguenti casistiche:

- Sono realizzati su canali o condotte esistenti, senza incremento di portata derivata;
- Utilizzano acque di restituzioni o di scarico;
- Utilizzano il deflusso minimo vitale al netto della quota destinata alla scala di risalita, senza sottensione di alveo naturale;

Il periodo di diritto ai meccanismi incentivanti decorre dalla data di entrata in esercizio commerciale dell'impianto ed è pari alla vita media utile convenzionale; tale periodo è considerato al netto di eventuali fermate, disposte dalle competenti autorità, secondo la normativa vigente, per problemi connessi alla sicurezza della rete riconosciuti dal gestore di rete, per eventi calamitosi riconosciuti dalle competenti autorità, nonché, per gli impianti sottoposti ad autorizzazione integrata ambientale, dei tempi di fermo causati da ritardo di rilascio della predetta autorizzazione da parte dell'Amministrazione competente. A tal fine, al produttore è concessa un'estensione del periodo nominale di diritto, pari al periodo complessivo di fermate.

Fonte rinnovabile	Tipologia	Potenza	VITA UTILE degli IMPIANTI	tariffa incentivante base
		kW	anni	€/MWh
Idraulica	ad acqua fluente (compresi gli impianti in acquedotto)	1<P≤20	20	257
		20<P≤500	20	219
		500<P≤1000	20	155
		1000<P≤10000	25	129
		P>10000	30	119
	a bacino o a serbatoio	1<P≤10000	25	101
		P>10000	30	96

Tabella 3-6 Vita utile degli impianti e tariffa incentivante base per impianti che entreranno in esercizio nel 2013. [31]

In Tabella 3-6 viene riportata la vita utile dell'impianto in base al suo range di potenza nominale; in particolare si nota che per impianti micro e mini idroelettrici

le tariffe di incentivazione sono particolarmente vantaggiose e vanno da un massimo di 257 €/MWh a un minimo pari a 129 €/MWh.

Tuttavia il nuovo Decreto stabilisce che per gli impianti che entreranno in esercizio negli anni successivi al 2013, il valore delle tariffe incentivanti indicati in Tabella 3-6 sia decurtato del 2% all'anno, con arrotondamento commerciale alla terza cifra decimale. La predetta decurtazione non verrà applicata alle tipologie per le quali, nell'anno precedente, la potenza complessivamente assegnata tramite le procedure di aste e registro, resa nota dal GSE sul proprio sito internet, sia inferiore all'80% rispetto alle quantità rese disponibili per l'anno.

Un modello di incentivazione in grado di favorire anche gli impianti di piccola taglia è fondamentale e necessario al fine di rendere interessante economicamente l'installazione di queste tipologie di impianti, dal momento che i costi specifici di riferimento sono decisamente più elevati rispetto a impianti di taglie superiori (Tabella 3-7).

Fonte rinnovabile	Tipologia	Potenza	Cr
		kW	€/kW
Idraulica	ad acqua fluente (compresi gli impianti in acquedotto)	1<P≤20	4.500
		20<P≤500	4.000
		500<P≤1000	3.600
		1000<P≤5000	2.800
		P>5000	2.700
	a bacino o a serbatoio	1<P≤5000	2.300
		P>5000	2.200

Tabella 3-7 Costi specifici di riferimento per impianti idroelettrici. [31]

Per gli impianti entranti in funzione a partire dal 2013 sono state stabilite due diverse modalità di incentivazione, in funzione della potenza dell'impianto e corrisposte sulla base della produzione netta immessa in rete, ovvero sul minor valore tra la produzione netta e l'energia effettivamente immessa in rete.

- Gli impianti di potenza inferiore a 1 MW beneficiano di una Tariffa Onnicomprensiva;
- Gli impianti di potenza superiore a 1 MW e quelli aventi diritto alla Tariffa Onnicomprensiva che ne hanno fatto esplicita richiesta al GSE, percepiscono un incentivo economico diverso, definito semplicemente come "Incentivo".

Entrambe le tipologie risultano dipendenti da un importo fisso (denominato Tariffa Incentivante Base in Tabella 3-6) calcolato in funzione dalla tipologia di fonte di alimentazione, dalla potenza e del tipo di intervento subito dall'impianto (quale nuova costruzione, potenziamento, rifacimento, etc).

Per gli impianti di potenza fino a 1 MW, il GSE provvede, ove richiesto, al ritiro dell'energia elettrica immessa in rete, erogando, sulla produzione netta immessa in rete, una tariffa incentivante omnicomprensiva, calcolata in base alla tariffa incentivante base, come da Tabella 3-6 (tariffa incentivante base) e corretta aggiungendo eventuali premi aggiuntivi riconosciuti all'impianto.

Per gli impianti di potenza nominale superiore a 1 MW, anche soggetti alle aste al ribasso, il GSE eroga, in riferimento alla produzione netta immessa in rete, il pertinente incentivo determinato con le modalità contenute nel nuovo Decreto. L'energia prodotta dai medesimi impianti resta nella disponibilità del produttore. Entrambi i meccanismi sono in ogni caso alternativi alle discipline del Ritiro Dedicato e dello Scambio sul Posto. La Tariffa Incentivante Base è infine cumulabile con gli eventuali premi indicati dalla norma e cui l'impianto ha diritto, come mostrato nella Tabella 3-8.

Tariffa Onnicomprensiva (TO)	Incentivo (I)
Rilasciata esclusivamente per gli impianti di potenza inferiore a 1 MW L'energia immessa in rete viene ceduta al GSE	Rilasciato per impianti di potenza superiore a 1 MW o per quelli di potenza inferiore che ne abbiano fatta esplicita richiesta L'energia prodotta rimane di disponibilità del produttore
$TO = Tb + Pr$	$I = Tb + Pr - Pz$

Dove:

Tb: Tariffa Incentivante Base calcolata sulla produzione netta immessa in rete
Pr: Premi aggiuntivi riconosciuti per l'impianto
Pz: Prezzo zonale orario (se negativo, fatto pari a 0)

Tabella 3-8 Tabella riassuntiva utile alla determinazione degli incentivi. [27]

Una delle più grandi novità inserite nell'ultimo Decreto sulle Rinnovabili è rappresentato dallo smantellamento del sistema dei Certificati Verdi, i quali erano stati i protagonisti nel precedente decreto; essi verranno convertiti ed annullati completamente entro il 2015.

In particolare i Certificati Verdi rilasciati entro il 31 dicembre 2012 per impianti entrati in funzione prima di tale data e non ancora decorsi a scadenza perdono la loro validità a partire dal 2013. Il GSE provvede a corrispondere, come remunerazione del loro annullamento, incentivi equivalenti, diversi in funzione del periodo:

- Per il periodo intercorrente il 2013 e il 2015 il GSE rilascia con cadenza trimestrale speciali Certificati Verdi, basati sulla produzione del trimestre precedente;
- Per gli impianti aventi il diritto di fruire dei Certificati Verdi per un periodo successivo al 2015, viene riconosciuto un incentivo sulla produzione di energia elettrica, da sommare alla valorizzazione dell'energia prodotta.

L'incentivo proposto in questo caso è pari al 78% del prezzo di riferimento dei Certificati Verdi moltiplicato per un coefficiente (K) che tiene conto dell'anno dell'entrata in funzione dell'impianto, come mostrato nell'equazione (3-3).

$$(3-3) \quad Incentivo = K * (180 - Re) * 78\%$$

Re è il prezzo di cessione dell'energia elettrica definito dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas in attuazione dell'articolo 13, comma 3, del Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, registrato nell'anno precedente e comunicato dalla stessa Autorità.

3.4. Modello di incentivazione attuabile nel periodo di transizione

Al fine di consentire un passaggio fluido tra i due meccanismi di incentivazione, è stata definita una modalità di incentivazione intermedia, da applicare per gli impianti entranti in funzione nel periodo compreso tra il 01 gennaio e il 30 aprile 2013 (prorogato al 30 giugno per i soli impianti a biomassa che rispettino determinati criteri) e che hanno ottenuto l'autorizzazione a procedere.

Esso si presenta del tutto simile a quello del periodo precedente, a eccezione degli importi delle tariffe: la base di calcolo è rappresentata dalle tariffe in uso fino al 31 dicembre 2012, decurtate però del 3% ogni mese a partire da gennaio 2013.

3.4.1. Tabelle riassuntive (modalità di incentivazione)

Tariffa Onnicomprensiva altre fonti rinnovabili al 31 dicembre 2012

	Tariffa Onnicomprensiva	Certificati Verdi
Base di rilascio incentivi	Energia immessa in rete	Energia prodotta dall'impianto
Requisiti di accesso	Potenza compresa tra 1 kW e 1 MW (o 200 kW per eolico)	Incentivazione alternativa alla Tariffa Onnicomprensiva
Modalità di accesso	Sottoscrizione della richiesta di rilascio degli incentivi al GSE	
Periodo di corresponsione	Importo fisso per 15 anni dalla data di entrata in funzione	
Articolazione degli importi	Importi subordinati alla tipologia di fonte utilizzata	
Regolazione economica	Emissione a consuntivo	Emissione a consuntivo o preventivo
Incentivi cumulabili	Nessun incentivo cumulabile	Incentivi per la valorizzazione dell'energia prodotta
Periodo di validità della normativa di riferimento	Dal 31 dicembre 2008 al 31 dicembre 2012	

Tabella 3-9 Incentivazione per impianti entranti in funzione entro il 31/12/2012.[27]

Tariffa Onnicomprensiva altre fonti rinnovabili dal 1° gennaio 2013

Base di rilascio incentivi	Energia prodotta dall'impianto
Requisiti di accesso	Limite massimo di potenza di 5 MW (per gli impianti idroelettrici il limite sale a 10 MW e per gli impianti geotermici a 20 MW)
Categorie ad accesso diretto	Sì
Modalità di accesso	Accesso tramite iscrizione al registro o a un'asta al ribasso e successivamente accesso in graduatoria (per i soli impianti a biomassa, l'accesso è subordinato anche al rispetto dei criteri di sostenibilità)
Periodo di corresponsione	Importo fisso per il periodo di vita utile indicato dalla norma
Articolazione degli importi	Importi subordinati alla tipologia di fonte utilizzata
Oneri aggiuntivi	Contributo per le spese di istruttoria
Incentivi cumulabili	Autoconsumo Per gli impianti geotermici, biomassa e biogas sono presenti tariffe premio cumulabili con la Tariffa Onnicomprensiva
Periodo di validità della normativa di riferimento	Dal 1° gennaio 2013 al momento di avvicendamento della norma

Tabella 3-10 Riepilogo incentivazione per impianti entranti in funzione dopo il 30/04/2013. [27]

Tariffa Onnicomprensiva altre fonti rinnovabili per il periodo di transizione

	Tariffa Onnicomprensiva	Certificati Verdi
Base di rilascio incentivi	Energia immessa in rete	Energia prodotta dall'impianto
Requisiti di accesso	Potenza compresa tra 1 kW e 1 MW (o 200 kW per eolico)	Incentivazione alternativa alla Tariffa Onnicomprensiva
Modalità di accesso	Sottoscrizione della richiesta di rilascio degli incentivi al GSE	
Periodo di corresponsione	Importo fisso per 15 anni dalla data di entrata in funzione (con decorrenza mensile avviene una decurtazione del 30% alle tariffe incentivanti da gennaio 2013 - maggio per gli impianti a biomassa)	
Articolazione degli importi	Importi subordinati alla tipologia di fonte utilizzata	
Regolazione economica	Emissione a consuntivo	Emissione a consuntivo o preventivo
Incentivi cumulabili	Nessun incentivo cumulabile	Incentivi per la valorizzazione dell'energia prodotta
Periodo di validità della normativa di riferimento	Dal 1° gennaio al 30 aprile 2013 (prolungato al 30 giugno per i soli impianti a biomassa)	

Tabella 3-11 Riepilogo incentivazione per impianti entranti in funzione nel periodo compreso tra il 01/01/2013 e il 30/04/2013. [27]

Variazioni intervenute negli incentivi per le altre fonti rinnovabili

Tipologia di incentivo	La distinzione tra Certificati Verdi e Tariffe Onnicomprensive cessa di esistere: indipendentemente dalla potenza dell'impianto è rilasciata una sola tipologia di incentivi
Modalità di accesso	L'accesso diventa subordinato all'accesso a un registro o a un bando d'asta, cui segue l'entrata in graduatoria e, se rientrando in una posizione favorevole, il rilascio degli incentivi. È introdotta una categoria di impianti ad accesso diretto
Periodo di corresponsione	Varia da un numero fisso di anni a un periodo subordinato alla stima di vita utile dell'impianto, suddivisa per tipologia e potenza
Oneri aggiuntivi	Introduzione del contributo per le spese di istruttoria
Incentivi cumulabili	A decorrere dal 1° gennaio, l'autoconsumo si presenta come l'unica forma di incentivo cumulabile

Tabella 3-12 Prospetto di confronto tra i due modelli di incentivazione. [27]

3.5. La valorizzazione dell'energia prodotta

Le tariffe descritte in precedenza rappresentano una delle modalità di incentivo contemplate per le energie rinnovabili. Accanto a questi incentivi è presente un'altra categoria di "premi incentivanti", rappresentata dalla valorizzazione dell'energia prodotta. A differenza dei meccanismi di incentivazione analizzati in precedenza, per cui gli incentivi presentano come discriminante solamente la tipologia e la potenza dell'impianto, i meccanismi di valorizzazione dipendono dal singolo impianto, ovvero dalle sue specifiche modalità di consumo, da quelle di immissione in rete e da come viene retribuita tale energia.

Le tre modalità di valorizzazione disponibili prendono il nome di Autoconsumo, Scambio sul Posto e Ritiro Dedicato. Gli avvicendamenti normativi appena susseguitisi hanno determinato, al pari delle tariffe incentivanti, un cambiamento rispetto al passato, in questo caso riferito alla possibilità di affiancare la valorizzazione dell'energia agli incentivi. Precedentemente infatti la normativa consentiva, nella maggior parte dei casi, la compatibilità tra i due meccanismi, mentre oggi essi si presentano alternativi gli uni agli altri.

3.5.1. L'Autoconsumo

L'autoconsumo si identifica come la quantità di energia prodotta e consumata dall'impianto stesso durante il processo di produzione di energia. L'incentivazione che ne deriva, salvo il caso specifico del solare fotovoltaico, non si configura quindi come un incentivo di natura economica rilasciato dal GSE, bensì come un costo evitato, dato dalla possibilità di rifornire l'impianto dell'energia elettrica

necessaria al suo funzionamento direttamente dall'energia prodotta dall'impianto stesso, anziché acquistarla dal Gestore.

L'unica eccezione a tale meccanismo, come anticipato in precedenza, è data dagli impianti fotovoltaici, per cui il Quinto Conto Energia ha previsto una vera e propria tariffa incentivante per la quota di energia auto consumata, cumulabile con l'incentivo per l'immissione totale riguardante la quota parte di energia immessa in rete. Analogamente alle tariffe incentivanti per l'immissione in rete dell'energia prodotta, gli incentivi per l'autoconsumo sono erogati in due soluzioni, una in acconto, basata sulla previsione di produzione, e una a conguaglio.

3.5.2. Lo Scambio sul posto

Lo Scambio sul Posto è una procedura che permette al proprietario di un impianto l'utilizzo della rete nazionale per immagazzinare l'energia da lui prodotta ma non immediatamente utilizzata. Il produttore ha la facoltà di immettere tale energia in rete, per poi prelevarla successivamente, qualora il suo fabbisogno sia maggiore della quantità di energia che l'impianto può produrre in quel momento.

Possono richiedere lo Scambio sul Posto gli impianti a fonti rinnovabili e a cogenerazione, i cui proprietari possono essere definiti come clienti finali, di potenza non superiore a 200 kW: gli impianti ibridi possono accedere al meccanismo solamente nel caso in cui la parte di produzione imputabile a fonti convenzionali non sia superiore al 5% della produzione totale.

Il contratto, stipulato con il GSE, ha durata di un anno solare ed è tacitamente rinnovabile: i produttori che intendono sottoscriverlo devono farne richiesta sul portale applicativo del Gestore entro 60 giorni dalla data di entrata in esercizio dell'impianto. La richiesta deve essere corredata da tutte le informazioni tecniche richieste: ogni modifica e aggiornamento dell'impianto deve essere trasmessa al GSE, sempre attraverso il portale applicativo, entro 30 giorni dalla data in cui sono state effettuate.

In merito all'energia immessa e prelevata dall'impianto aderente allo Scambio sul Posto, viene corrisposta una tariffa unitaria, denominata "corrispettivo in conto scambio" (CS): tale importo deriva dalla somma algebrica del valore economico della totalità di energia immessa in rete dal produttore (CE_i), e del corrispettivo unitario di scambio forfetario annuo (CU_{Sf}), relativo alla quantità di energia elettrica scambiata (ES).

$$(3-4) \quad CS = CE_i + CU_{Sf} * ES$$

Il produttore deve in ogni caso corrispondere un contributo per i costi di amministrazione calcolati sulla base di scaglioni di potenza dell'impianto. Il

corrispettivo per l'energia immessa in rete (CE_i) è il valore economico, quantificato secondo i prezzi medi zionali orari, relativo alla totalità di energia immessa in rete dal produttore nel corso dell'anno. Si differenzia rispetto alla precedente modalità di calcolo in quanto in passato la remunerazione avveniva solamente in merito alla compensazione tra l'energia immessa e quella prelevata dalla rete. [27]

A titolo informativo, si riportano le tariffe relative ai prezzi medi zionali orari del mese di luglio 2012, aggiornate con cadenza mensile sulla pagina del GSE dedicata al Ritiro Dedicato e disponibili sul sito del GME (Gestore dei Mercati Energetici).

Prezzi medi mensili luglio 2012

	Prezzo medio per fascia oraria (€/MWh)		
	F1	F2	F3
Zona Centro Nord	80,17	85,01	73,02
Zona Centro Sud	78,29	82,61	72,25
Zona Nord	80,41	85,14	72,63
Zona Sardegna	90,27	142,22	91,89
Zona Sicilia	108,05	127,99	83,13
Zona Sud	69,88	77,15	71,50



Definizione delle fasce orarie

	F1	F2	F3
Lunedì - Venerdì	8-18	7; 19-22	23-6
Sabato	-	7-22	23-6
Domenica e festivi	-	-	0-24

Tabella 3-13 Prezzi medi mensili a luglio 2012 e fasce orarie. [27]

Il corrispettivo unitario di scambio forfettario annuo (CU_{Sf}) viene definito come la parte unitaria variabile dell'onere sostenuto per i servizi di trasporto e dispacciamento dell'energia elettrica, e si basa sulla media aritmetica dei corrispettivi forfettari calcolati dall'Autorità su base trimestrale (a eccezione di impianti con consumi medi mensili superiori a 4 GWh, per cui tale contributo è calcolato su base mensile), espressi in c€/kWh. Il CU_{Sf} è corrisposto sulla base di scaglioni progressivi di consumo di energia, i cui importi sono pubblicati, in riferimento all'anno precedente, sul sito dell'Autorità.

L'introduzione di un meccanismo di corresponsione a scaglioni ha determinato uno snellimento nelle procedure di quantificazione degli oneri, in quanto il calcolo era precedentemente effettuato sulla base dei consumi effettivi presenti in bolletta, diversi quindi per ciascun utente.

La quantificazione dell'energia elettrica scambiata (ES) si configura come il valore minimo tra l'energia immessa in rete e quella prelevata. In riferimento a ciò, l'Autorità ha stabilito che l'utente debba corrispondere il contributo per tutta l'energia consumata al proprio fornitore di energia, ma a sua volta gli verrà

corrisposta dal GSE la valorizzazione di tutta l'energia che ha immesso in rete più la compensazione degli oneri per la parte consumata.

A differenza della disciplina precedente, il produttore richiedente lo Scambio sul Posto non ha più la facoltà di scegliere tra la liquidazione su base annuale o il mantenimento del credito presso il GSE dell'eventuale tariffa a suo favore: la regolazione economica avviene solamente attraverso il versamento del corrispettivo al produttore da parte del GSE in due fasi distinte, una in acconto e una a conguaglio. Il versamento dell'acconto avviene in anticipo rispetto al periodo di corresponsione, ed è definito sulla base dei conguagli effettuati negli anni precedenti, affinché esso possa essere prossimo all'importo effettivo: come ulteriore garanzia, il GSE può richiedere i dati di immissione e prelievo di energia elettrica dalla rete fino a un massimo di cinque anni precedenti.

La decorrenza della disciplina avviene a partire dal 2013, quando saranno erogati i conguagli riferiti all'anno 2012, tenuto conto dei tempi di implementazione del nuovo programma di gestione. L'attuale disciplina dello Scambio sul Posto è entrata in vigore in seguito all'approvazione del Decreto sulle Rinnovabili (del 6 luglio 2012): l'aggiornamento delle modalità di incentivazione ha comportato, oltre a una variazione della disciplina, anche un cambiamento all'interno delle sue modalità di applicazione. In passato infatti essa si presentava compatibile con gli altri incentivi identificati dalla normativa, mentre ora la sua modalità di applicazione è subordinata alla tipologia di impianto.

Compatibilità dello Scambio sul Posto con i meccanismi incentivanti

Impianti fotovoltaici	Alternativo alle tariffe incentivanti previste dal Quinto Conto
Impianti solari termodinamici	Compatibile con le incentivazioni previste
Impianti rinnovabili non solari entranti in funzione entro il 31/12/2012	Compatibile con le incentivazioni previste solamente per gli impianti che beneficiano dei Certificati Verdi (potenza dell'impianto maggiore di 1 MW o 200 kW per gli impianti eolici)
Impianti rinnovabili non solari entranti in funzione dall'1/1/2013	Alternativo ai meccanismi incentivanti

Tabella 3-14 Compatibilità della disciplina Scambio sul Posto con i meccanismi incentivanti. [27]

3.5.3. Il Ritiro dedicato

Il Ritiro Dedicato si caratterizza per la possibilità di cedere l'energia elettrica prodotta da un impianto, in eccesso rispetto alla quota autoconsumata, al GSE, ottenendone in cambio una remunerazione economica. Il meccanismo offre ai produttori la possibilità di ottenere un ritorno economico da tale energia, evitando

al tempo stesso di ricorrere alla vendita diretta sul mercato energetico: l'energia è infatti venduta direttamente al GSE, il quale garantisce una remunerazione basata sul pezzo medio zonale orario, suscettibile alle oscillazioni della Borsa elettrica.

Il contratto può essere stipulato solamente sulla totalità dell'energia prodotta dall'impianto a eccezione della quota autoconsumata e di quella sottoposta a eventuali convenzioni di cessione pluriennale già stipulate dal produttore: esso ha valenza un anno ed è rinnovato tacitamente. La normativa non prevede limiti massimi di accesso: tuttavia, a tutela dei piccoli produttori, per impianti di potenza inferiore a 1 MW, è prevista una remunerazione diversa dal prezzo medio zonale orario, definita dalla normativa come "prezzi minimi garantiti".

Tutti gli impianti sono tenuti a corrispondere degli oneri aggiuntivi, riferiti ai costi di trasmissione e di dispacciamento dell'energia elettrica (corrisposti successivamente dal GSE direttamente a Terna). In aggiunta, è previsto un onere dello 0,5% dell'energia immessa (fino a un massimo di €3.500) a copertura dei costi amministrativi. Per corrispettivo di sbilanciamento si intende un contributo, da corrispondere al GSE, nel caso in cui l'energia immessa in rete dall'impianto si discosti dalle previsioni di produzione effettuate e comunicate precedentemente.

In passato il corrispettivo di sbilanciamento doveva essere corrisposto solamente da parte di impianti a fonti programmabili, considerati in grado di poter stabilire a preventivo le proprie quantità di produzione (quali ad esempio gli impianti a combustibili fossili, quelli a biomassa e gli idroelettrici a bacino).

Il 2012 ha tuttavia visto l'aggiornamento di tale norma da parte dell'Autorità: a decorrere dal 2013 anche gli impianti non programmabili sono tenuti a fornire al GSE una previsione di produzione, al fine di una maggiore responsabilizzazione dell'utente.

Per agevolare il passaggio tra i due meccanismi, è previsto tuttavia un periodo transitorio durante il quale verranno applicate delle franchigie entro le quali lo sbilanciamento continuerà a essere valorizzato come in precedenza: tale franchigia si determina come una percentuale del 20% del programma di previsione per il periodo compreso tra l' 01 gennaio 2013 e il 31 luglio 2013, che verrà ridotta al 10% per il semestre successivo.

I prezzi minimi garantiti sono tariffe di remunerazione particolarmente convenienti, solitamente maggiori dei prezzi medi zonalari orari, riservate ai piccoli produttori titolari di impianti con potenza inferiore a 1 MW, concepite al fine di agevolare la produzione da fonti rinnovabili. Possono beneficiare dei prezzi minimi garantiti i primi 2 milioni di kWh immessi in rete nel corso dell'anno solare: tali tariffe sono tuttavia corrisposte solamente nel caso in cui risultino essere superiori ai prezzi medi zonalari: nel caso in cui questi ultimi siano maggiori, a fine anno il GSE provvede a effettuare un conguaglio nei confronti del produttore. I prezzi minimi garantiti sono definiti su base annuale dall'Autorità, suddivisi per fonte e per

scaglioni di energia immessa: sono pubblicati sulla pagina del GSE relativa al Ritiro Dedicato.

Tipologia di fonte	Intervallo di produzione	Tariffa
Prezzi minimi garantiti (€/MWh)		
Biomassa diverso in funzione dell'origine della biomassa	< 2.000.000 kWh	116,1/78,3
Energia eolica	< 2.000.000 kWh	78,3
	< 3.750 kWh	102,7
Energia solare fotovoltaica	3.750 - 25.000 kWh	92,4
	25.000 - 2.000.000	78,3
Energia geotermica	< 2.000.000 kWh	78,3
	< 250.000 kWh	154,1
Energia idroelettrica	250.000 - 500.000 kWh	97,6
	500.000 - 1.000.000 kWh	84,2
	1.000.000 - 2.000.000 kWh	78,3
Fonti rinnovabili non elencate in precedenza	< 500.000 kWh	106,2
	500.000 - 1.000.000 kWh	89,6
	1.000.000 - 2.000.000 kWh	78,3

Tabella 3-15 Prezzi minimi garantiti 2012. [27]

Come conseguenza dell'aggiornamento delle normative di riferimento relative all'incentivazione degli impianti a fonti rinnovabili, la disciplina del Ritiro Dedicato presenta anch'essa differenti modalità di applicazione, relative alla tipologia di fonte rinnovabile.

Compatibilità del Ritiro Dedicato con i meccanismi incentivanti

Impianti fotovoltaici	Alternativo alle tariffe incentivanti previste dal Quinto Conto
Impianti solari termodinamici	Compatibile con le incentivazioni previste
Impianti rinnovabili non solari entranti in funzione entro il 31/12/2012	Compatibile con le incentivazioni previste solamente per gli impianti che beneficiano dei Certificati Verdi (potenza dell'impianto maggiore di 1 MW o 200 kW per gli impianti eolici)
Impianti rinnovabili non solari entranti in funzione dall'1/1/2013	Alternativo ai meccanismi incentivanti

Tabella 3-16 Compatibilità del Ritiro Dedicato con i meccanismi incentivanti. [27]

3.5.4. Tabelle riassuntive (valorizzazione dell'energia)

Autoconsumo

Base di riferimento	Energia autoconsumata dall'impianto
Categorie di impianto a diritto	Accesso consentito a tutte le tipologie di impianto
Regolazione economica	Incentivo di natura non economica, ma configurato come un costo evitato (per i soli impianti fotovoltaici è prevista una regolazione economica, articolata in modo simile alla Tariffa Onnicomprensiva)
Incentivi cumulabili	Cumulabilità con la Tariffa Onnicomprensiva per i soli impianti fotovoltaici

Tabella 3-17 Riepilogo Autoconsumo. [27]

Scambio sul Posto

Base di rilascio	Energia immessa in rete
Requisiti di accesso	Potenza dell'impianto non superiore a 200 kW; per gli impianti ibridi, la produzione da fonte convenzionale non deve eccedere il 5%
Categorie di impianto a diritto	Accesso consentito a tutte le tipologie di impianto
Modalità di accesso	Sottoscrizione della richiesta di rilascio degli incentivi al GSE
Periodo di corresponsione	Contratto a durata annuale e tacitamente rinnovabile
Articolazione degli importi	Erogazione del contributo in conto scambio
Regolazione economica	Acconto e saldo su base annuale
Incentivi cumulabili	Tariffa Incentivante il per solare termodinamico e per le altre tipologie di impianto beneficianti dei Certificati Verdi
Cumulabilità con l'autoconsumo	L'autoconsumo, assumendo la forma di un costo evitato, si presenta compatibile con tutte le tipologie di impianto a eccezione del fotovoltaico, in quanto in questo prevede una remunerazione economica
Periodo di validità della normativa di riferimento	Dal pagamento del conguaglio 2012 al momento di avvicendamento della norma. Attualmente in fase di aggiornamento

Tabella 3-18 Riepilogo Scambio sul Posto. [27]

Ritiro Dedicato

Base di rilascio	Energia immessa in rete
Requisiti di accesso	Nessun requisito di accesso
Categorie di impianto a diritto	Accesso consentito a tutte le tipologie di impianto
Modalità di accesso	Sottoscrizione della richiesta di rilascio degli incentivi al GSE
Periodo di corresponsione	Contratto a durata annuale e tacitamente rinnovabile
Articolazione degli importi	Erogazione del prezzo medio zonale orario (per gli impianti inferiori a 1 MW, si erogano i prezzi minimi garantiti)
Oneri aggiuntivi	Oneri di trasmissione e dispacciamento dell'energia Oneri a copertura dei costi amministrativi Corrispettivo di sbilanciamento per impianti programmabili
Incentivi cumulabili	Tariffa Incentivante il per solare termodinamico e per le altre tipologie di impianto beneficianti dei Certificati Verdi
Cumulabilità con l'autoconsumo	L'autoconsumo, assumendo la forma di un costo evitato, si presenta compatibile con tutte le tipologie di impianto a eccezione del fotovoltaico, in quanto in questo prevede una remunerazione economica
Periodo di validità della normativa di riferimento	Dal 1° gennaio 2008 al momento di avvicendamento della norma. Attualmente in fase di aggiornamento

Tabella 3-19 Riepilogo Ritiro Dedicato. [27]

	Tariffa incentivante¹	Scambio sul Posto	Ritiro Dedicato
Impianti fotovoltaici	Sì		
Impianti solari termodinamici	Sì	Sì, a scelta tra le tre soluzioni	
Impianti rinnovabili non solari entranti in funzione entro il 31/12/2012	Sì	Sì, a scelta tra le tre soluzioni ma solamente per gli impianti beneficianti dei Certificati Verdi	
Impianti rinnovabili non solari entranti in funzione dal 1/1/2013	Sì		

¹: La tariffa incentivante si intende includente l'autoconsumo

Tabella 3-20 Prospetto di cumulabilità. [27]

CAPITOLO 4

4. Il Patto dei Sindaci

Il Patto dei Sindaci, o Covenant of Mayor, ha avuto inizio ufficialmente nel febbraio 2009 e presenta come fine ultimo il raggiungimento ed il miglioramento dell'obiettivo "tre volte venti per il 2020":

- ridurre le emissioni di CO₂ di almeno il 20% rispetto ai valori del 2005;
- aumentare del 20% il livello di efficienza energetica, ossia ridurre i consumi finali del 20% rispetto alle previsioni per il 2020;
- aumentare la quota di utilizzo delle fonti di energia rinnovabile giungendo al 20% sul totale del consumo interno lordo dell'Unione Europea.

Il Patto dei Sindaci è stato sottoscritto dagli stati dell'Unione Europea al fine di contrastare i cambiamenti climatici e ridurre il tasso di CO₂ nell'atmosfera.

Il programma Covenant of Mayors, coinvolge i Sindaci delle Amministrazioni locali come protagonisti nel processo europeo teso al risparmio energetico, dandogli la possibilità di sottoscrivere un protocollo che li impegna ad attuare un Piano d'Azione, in grado di raggiungere gli obiettivi "tre volte venti per il 2020".

Il coinvolgimento delle Amministrazioni locali dà la possibilità di agire "dal basso" e in modo mirato, su tutti quei settori energivori di loro diretta competenza, come il comparto edilizio, i trasporti e l'informazione. [32]

Per attuare tale impegno, i Comuni devono predisporre un "Piano d'Azione per l'Energia Sostenibile" (PAES) o "Sunstainable Energy Action Plan" (SEAP) nel quale devono essere indicate le misure e le politiche concrete, che dovranno essere realizzate per raggiungere gli obiettivi indicati nel Piano. Per le Amministrazioni locali che sottoscrivono il Patto dei Sindaci, la realizzazione del Piano è obbligatoria e deve avvenire entro un anno dall'approvazione e dalla firma del Patto, da parte dei Consigli comunali della città.

Il PAES è uno strumento innovativo poiché prevede delle azioni strategiche per il raggiungimento di obiettivi specifici e le mette a sistema, considerandole parte di un approccio globale e completo all'efficienza energetica applicata al territorio. Un nuovo modo, quindi, di concepire la pianificazione territoriale, soprattutto a livello di piccoli-medi Comuni.

Il PAES è una componente chiave nell'impegno dei Comuni verso una strategia programmata e operativa di risparmio energetico, perché permette di valutare:

- il livello di consumo di energia e di emissioni di CO₂;
- gli eventuali campi di intervento;

- i settori d'azione con più ampio margine di intervento;
- la messa in opera delle politiche e dei programmi necessari al raggiungimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni di CO₂.

L'ambito di azione del PAES, deve includere, in linea di massima, i seguenti settori:

- edilizia, comprese le nuove costruzioni, i nuovi insediamenti, le riqualificazioni e ristrutturazioni importanti;
- infrastrutture urbane;
- trasporti e mobilità urbana;
- partecipazione dei cittadini;
- comportamento energetico intelligente di cittadini, consumatori e imprese;
- pianificazione territoriale.

La politica industriale, non essendo di competenza delle municipalità, come anche le industrie ricadenti nel settore ETS (Emission Trading Scheme), verranno escluse dal PAES. Di interesse, invece, è l' inclusione di azioni concernenti le piccole imprese e l'artigianato.

Secondo le indicazioni della Commissione Europea, l'anno base per l'inventario è il 1990. Tuttavia se l'ente non dispone dei dati riferiti al 1990, può essere scelto l'anno 2005, già adottato dall'Unione Europea come anno di riferimento per analizzare i consumi energetici e stimarne i futuri.

4.1. L' impegno del Comune di Abbiategrasso

Il Comune di Abbiategrasso ha aderito formalmente al Patto dei Sindaci dell'Unione Europea il 28 luglio 2009, con l'obiettivo di ridurre le emissioni di CO₂ di oltre il 20% entro il 2020. Per attuare tale impegno, il Comune ha deciso di predisporre un "Piano d'Azione per l'Energia Sostenibile" (PAES) nel quale sono state indicate le misure e le politiche concrete che dovranno essere realizzate per raggiungere gli obiettivi prefissati.

La stesura del PAES prende come base di partenza i risultati dell'Inventario Base delle Emissioni (IBE) in cui è stata analizzata la situazione energetica comunale nell'anno di riferimento adottato (2005), dal momento che non sono disponibili i dati relativi al 1990.

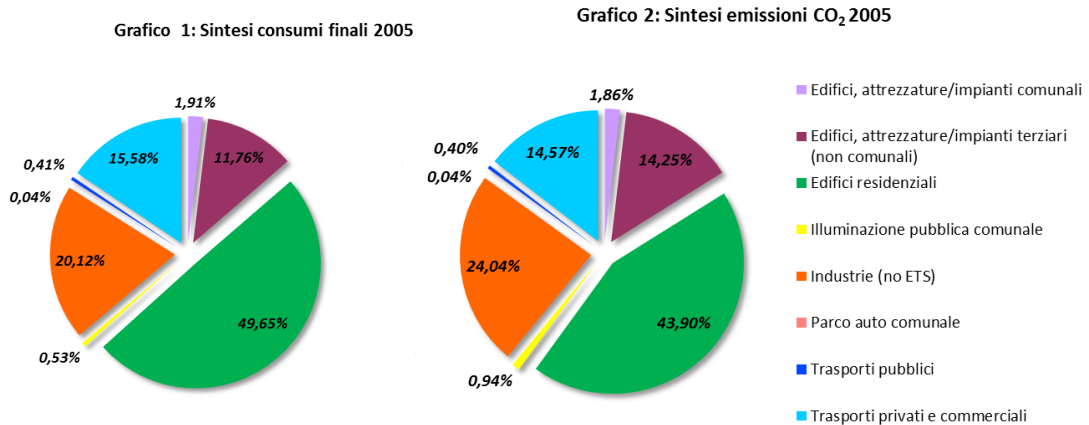


Figura 4-1 Sintesi dei consumi finali (grafico 1) e delle emissioni di CO₂ (grafico 2) riferiti al 2005. [33]

Dalla Figura 4-1 risulta evidente che il settore che pesa maggiormente, sia in termini di consumi finali che di emissioni, sia il settore residenziale, seguito dalle industrie, dai trasporti privati e commerciali e dal terziario. Modesto invece è il contributo dato dagli edifici e dai servizi comunali, così come quello dato dai trasporti pubblici e dal parco dei veicoli comunali.

Nel passaggio dai consumi finali di energia alle emissioni di CO₂, a causa dei diversi fattori di emissione associati ai vettori energetici predominanti, aumenta il peso percentuale di quei settori dove vi è un forte uso dell'energia elettrica, il quale presenta un fattore di emissione nazionale piuttosto elevato: 0,483 tCO₂/MWh. Così, aumenta il peso dell'industria (20,12% dei consumi e 24,04% delle emissioni) e del terziario (11,76% dei consumi e 14,25% delle emissioni), mentre si riduce lievemente quello del trasporto commerciale e privato (15,58% dei consumi e 14,57% delle emissioni). Infatti, il settore trasporti, così come quello residenziale, sono caratterizzati da vettori con fattori di emissione più bassi (0,202 t CO₂/MWh per il metano e 0,267 t CO₂/MWh per il gasolio). [33]

A partire dall'analisi dei dati contenuti nell'IBE (Inventario Base delle Emissioni) e sulla base delle linee di pianificazione strategica, definita negli incontri con il comitato strategico, gli stakeholders e i cittadini, il Comune di Abbiategrasso ha identificato i settori di azione prioritari e le iniziative da intraprendere, a breve e a lungo termine, per raggiungere i propri obiettivi di riduzione di CO₂. Gli obiettivi di riduzione, dettagliati in ciascuna "Scheda Azione", sono stati calcolati attraverso l'applicazione di metodologie innovative e in collaborazione con le unità organizzative dell'Amministrazione a livello di pianificazione strategica.

Tra le principali azioni previste, si è deciso di intervenire anche a livello energetico, promuovendo lo sviluppo e l'utilizzo delle fonti rinnovabili sul territorio comunale: il Comune, secondo quanto scritto nel contratto di adesione al Patto dei Sindaci, si impegna a coprire il 100% del proprio fabbisogno elettrico tramite

energia rinnovabile, parte prodotta da impianti fotovoltaici siti sui propri edifici e parte proveniente dalla conversione di antichi mulini siti in Abbiategrasso e convertiti in impianti micro idroelettrici.

L'inventario base definito per Abbiategrasso al 2005 porta, in conclusione, a un totale di emissioni annue pari a 139.002,71 tonnellate di CO₂, che, proporzionate ad una popolazione di 29830 abitanti, corrispondono a 4,66 t CO₂/abitante anne.

Tra i principali gas clima-alteranti, che rappresentano la maggior fonte di inquinanti nella realtà municipale, ci sono sicuramente la CO₂, CH₄ e N₂O. La contabilizzazione è universalmente tenuta in base alla sola CO₂, convertendo dunque gli altri tipi di gas con opportuni fattori di equivalenza in molecole equivalenti di CO₂, in base al loro potere clima-alterante:

- 1 unità di CH₄ = 21 CO₂ eq
- 1 unità di N₂O = 289 CO₂ eq

Tra il 2005 ed il 2010 nel territorio comunale è aumentata la produzione di elettricità da fonte rinnovabile. Sono infatti stati installati diversi impianti fotovoltaici (sia privati che pubblici) per una potenza complessiva di 1.146 kW (dati Atlasole GSE, verificati con dati contenuti nelle pratiche edilizie), per i quali si stima una producibilità media annua pari a 1.260 MWh. Questa energia verde comporta una parziale riduzione del fattore di emissione locale per l'energia elettrica al 2010 rispetto al fattore di emissione nazionale; nel Comune di Abbiategrasso si raggiunge la produzione di 0,46 tCO₂/MWh a fronte di un fattore di emissione nazionale pari a 0,483 tCO₂/MWh. [33]

4.2. Scenario delle emissioni nel 2010 e previsione per il 2020

L'obiettivo del PAES è il target emissivo a cui il Comune si prefigge di giungere nel 2020 ed è la base fondamentale per la programmazione delle future azioni di riduzione delle emissioni. Di seguito vengono chiariti gli elementi decisionali utili al raggiungimento del fine ultimo:

1. Definizione dell'obiettivo minimo del PAES, secondo le modalità stabilite dalle linee guida europee. All'anno 2020, misurando il livello di emissioni complessive del territorio, si dovranno registrare emissioni non superiori a questo valore.
2. Elaborazione degli scenari di emissione al 2020, ossia delle stime sull'andamento delle emissioni a livello nazionale e locale. Queste informazioni rappresentano ragionamenti su quello che potrebbe essere l'andamento futuro al 2020 senza l'attuazione del PAES ossia lo scenario

naturale o BAU, (Business As Usual) per poter disporre di uno strumento decisionale in più al fine di definire l'obiettivo specifico che il Comune intende porsi nel PAES, il quale può essere anche superiore all'obiettivo minimo.

3. A partire dallo stato attuale delle emissioni nel territorio comunale (scenario emissioni al 2010) e degli scenari stimati al punto 2, definizione del:
 - Obiettivo del PAES: percentuale di riduzione delle emissioni pro capite di CO₂ rispetto alla baseline, comunque superiore o uguale al 20%.
 - Obiettivo di riduzione: il set delle azioni pianificate dovrà produrre, annualmente, una riduzione nelle emissioni pari all'obiettivo di riduzione, espresso in tonnellate di CO₂.

L'obiettivo di riduzione di CO₂ da raggiungere per il Comune di Abbiategrasso parte da un'analisi delle emissioni totali al 2005 e, così come stabilito dalle linee guida europee, può essere calcolato su base pro-capite oppure su base assoluta. Nel territorio comunale si è registrato un andamento demografico positivo nell'ultimo quinquennio (+7,4%) e si prevede un ulteriore aumento della popolazione nel prossimo decennio, pertanto risulta opportuno stabilire un obiettivo pro capite, come segue:

Popolazione al 31/12/2005 = 29830 ab

Emissioni pro-capite al 2005 = 4,66 t CO₂/ab

Obiettivo pro-capite al 2020 = 0,8 * 4,66 t CO₂ = 3,728 t CO₂/ab

Popolazione prevista al 2020 = 33.572 ab

Obiettivo complessivo al 2020 = 33.572 * 3,728 t CO₂ = 125.151,84 t CO₂

L'Amministrazione comunale, quindi, deve porsi come obiettivo minimo di giungere, entro il 2020, ad un livello di emissioni complessive del territorio pari a 125.151,84 t CO₂. [33]

In Figura 4-2 sono rappresentate:

- le emissioni reali al 2005 e al 2010, **in colore blu**;
- le quote ad emissioni pro-capite costanti, secondo una crescita variabile con la popolazione, **in colore rosso**;
- le quote di emissioni obiettivo al 2020 e al 2015 (obiettivo intermedio), **in colore verde**.

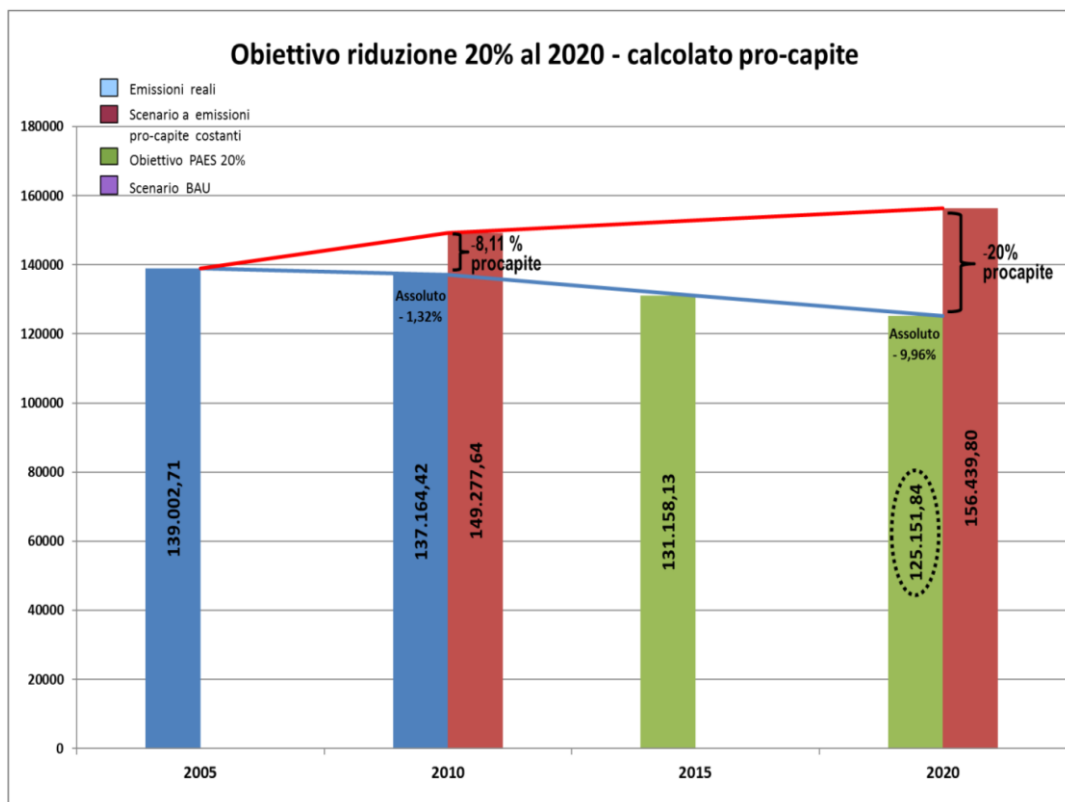


Figura 4-2 Obiettivi imposti per l'adesione al Patto dei Sindaci. [33]

Dalla Figura 4-2 si evince che, rispetto allo scenario tendenziale ad emissioni pro-capite costanti, nel quinquennio 2005-2010 il Comune ha già ottenuto una riduzione complessiva di 12.113,22 t CO₂, corrispondente appunto a una riduzione pro-capite dell'8,11% e ad una riduzione dell'1,32% in valore assoluto. Se si prende in considerazione il fatto che il numero di abitanti nell'area comunale nel 2010 è salito a 32035 (erano 29830 nel 2005), l'emissione di CO₂ pro capite è scesa a 4,282 t CO₂/ab. Tale riduzione può però trovare spiegazione nella crisi che, a partire dal 2008, ha influito sul settore industriale e sul terziario.

L'obiettivo di riduzione pro-capite del 20% al 2020, invece, corrisponde ad una riduzione del 9,96% in valore assoluto. La definizione dello scenario al 2020 consiste nel prevedere il trend delle emissioni future. L'analisi è particolarmente complessa per la scarsità di studi aggiornati e l'incertezza della situazione economica generale; in questa trattazione si effettua dapprima un'analisi dello scenario nazionale, per poi riportarlo alla situazione specifica rilevata nell'area comunale al 2010.

4.3. Obiettivo del PAES e obiettivo di riduzione

La domanda a cui rispondere è dunque: quale obiettivo porsi e quante tonnellate di CO₂ si devono ridurre, annualmente, per poter raggiungere il valore di emissioni prefissato al 2020?

Il censimento delle emissioni effettuato per l'anno 2010 consente di compiere una valutazione a partire da tale anno, calcolando quindi la differenza tra le emissioni pro-capite obiettivo e le emissioni pro-capite al 2010. Per conoscere l'obiettivo complessivo di riduzione da oggi al 2020, è sufficiente moltiplicare tale differenza per la popolazione prevista al 2020.

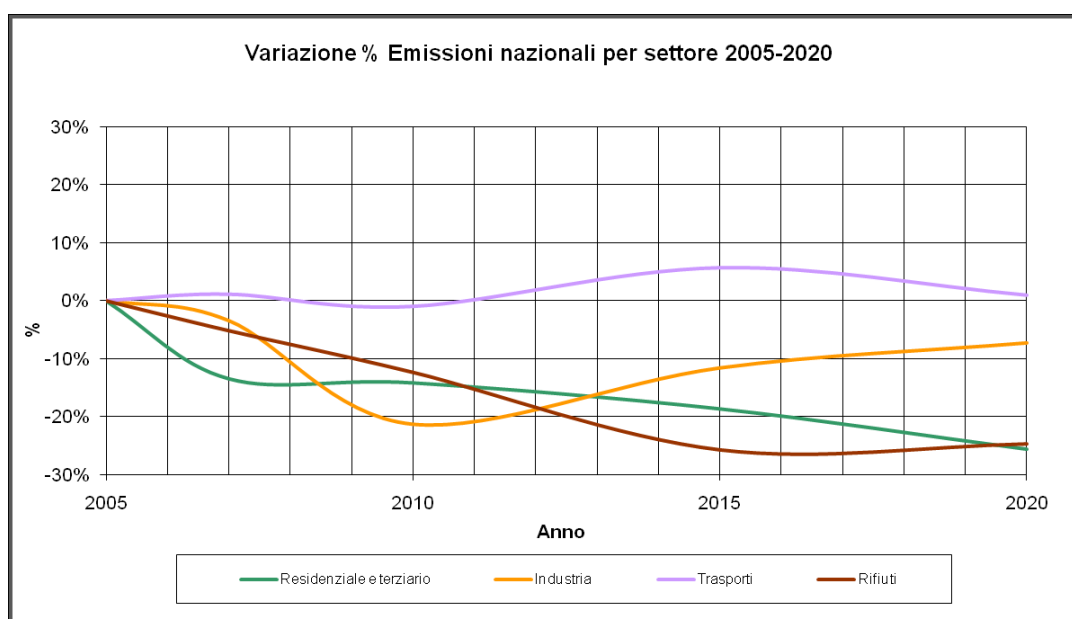


Figura 4-3 Variazione in percentuale delle emissioni nazionali per settore dal 2005 al 2020 nello scenario BAU. [33]

Andando ad analizzare le previsioni sull'andamento delle emissioni per ciascun settore (Figura 4-3), nell'orizzonte temporale 2005 - 2020 si possono trarre le seguenti osservazioni:

- le emissioni relative ai settori residenziale e terziario tendono a diminuire (-25,09%), ciò è legato alle varie misure atte a migliorare l'efficienza energetica nell'edilizia sia per quanto riguarda l'involucro (obblighi di legge, certificazione energetica) che per gli impianti (sostituzione caldaie, sistemi di emissione a bassa temperatura, obblighi solare termico e fotovoltaico).

- Le emissioni relative all'industria sono strettamente legate alla congiuntura economica e dunque tendono ad aumentare con la ripresa economica. Tale aumento rimane contenuto dalle restrizioni imposte per gli impianti ETS e dal miglioramento dell'efficienza energetica, ma risulta comunque significativo (-6,43%).
- Le emissioni relative ai trasporti, in costante aumento fino al 2015, tendono a diminuire tra 2015 e 2020 a causa della saturazione del settore e della maggiore efficienza energetica raggiunta (sia per la migliore tecnologia dei veicoli che per la diversione modale): +0,59%.
- Le emissioni derivanti dalla gestione dei rifiuti hanno anch'esse una tendenza a diminuire (-23,83%) grazie a un aumento dell'efficienza dei termovalorizzatori e alle campagne di sensibilizzazione alla raccolta differenziata per gli abitanti.

Lo scenario sopra descritto è stato applicato al contesto locale di Abbiategrasso, considerando come base di partenza l'inventario delle emissioni al 2010. Tale elaborazione serve a definire uno scenario emissivo comunale, chiamato BAU (Business As Usual), che stima l'andamento delle emissioni al 2020 senza PAES e mantenendo una politica energetica in linea rispetto a quella nazionale, senza nessun ulteriore strumento di incentivazione.

Nella Tabella 4-1 sono riportate le variazioni percentuali delle emissioni pro-capite per i diversi settori e totale derivanti dallo studio [1].

Emissioni CO₂ variazione % per settore dal 2005 al 2020 SCENARIO BAU	
SETTORE	Variazione % dal 2005 al 2020
Residenziale e terziario	-25,09%
Rifiuti	-23,83%
Trasporti	+0,59%
Industria	-6,43%
Media Totale	-13,69%

Tabella 4-1 Variazione in % delle emissioni di CO₂ per settore 2005-2020. [33]

Si può osservare che nello scenario BAU si ha una riduzione delle emissioni pro-capite al 2020 del 13,69% rispetto al 2005, corrispondente a 4,022 t CO₂/ab. Riportato alla popolazione prevista al 2020 si ottiene:

$$\text{Scenario BAU al 2020} = 33.572 * 4,022 \text{ t CO}_2 = 135.023,2 \text{ t CO}_2.$$

Tali previsioni costituiscono una stima dell'andamento emissivo e, essendo di così lungo termine, sono passibili di errore, ragion per cui sono stati introdotti due scenari ulteriori:

- “Scenario pessimistico” (ipotesi di aumento del 5% della percentuale di emissioni al 2020 rispetto al Trend BAU);
- “Scenario ottimistico” (ipotesi di diminuzione del 5% della percentuale di emissioni al 2020 rispetto al Trend BAU).

4.3.1. Caso obiettivo PAES 20% calcolato pro-capite

In Figura 4-4 si riportano i valori delle emissioni in tCO₂ per l'intero orizzonte temporale, dagli anni 2005 fino al 2020, confrontando i dati reali con gli scenari elaborati in base alle proiezioni ISPRA ed ENEA.

Ipotizzando che l'andamento futuro reale delle emissioni senza PAES (scenario BAU) si collocherà nella fascia compresa tra lo scenario pessimistico ed ottimistico (rappresentato in viola), è possibile stabilire con un buon margine di sicurezza il “gap” da coprire per raggiungere l'obiettivo minimo imposto dall'adesione al Patto dei Sindaci. Come già osservato, nello scenario medio (Trend BAU) si avrà una riduzione delle emissioni pro-capite del 13,69% rispetto al 2005.

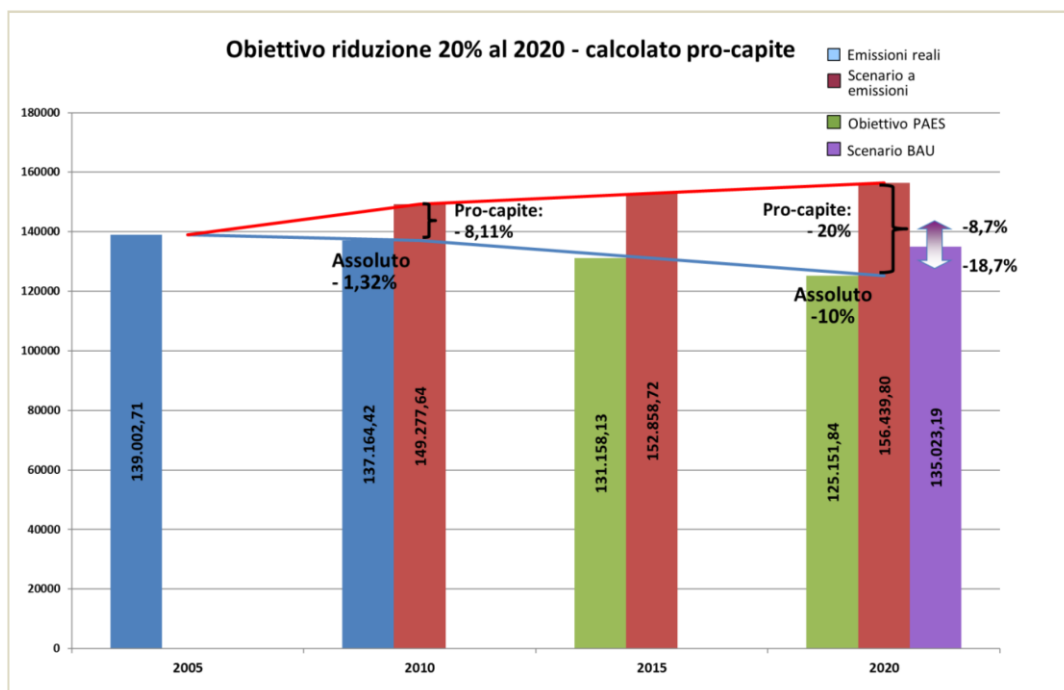


Figura 4-4 Obiettivo riduzione al 20 % al 2020, calcolato pro capite. [33]

Nello scenario BAU ottimistico (-18,7% di emissioni rispetto allo scenario con emissioni procapite costanti e popolazione prevista al 2020) il gap da coprire per il raggiungimento dell'obiettivo è pari al 1,3% in valore assoluto, mentre nello scenario BAU pessimistico (-8,7% di emissioni rispetto allo scenario con emissioni procapite costanti e popolazione prevista al 2020), il divario da coprire è del 11,3% in valore assoluto. Dalla Figura 4-4 si possono trarre le seguenti conclusioni:

Obiettivo pro-capite per il 2020 (con riduzione 20% dal 2005) = 3,728 t CO₂ /ab
 Gap emissioni 2010-2020 = (4,282 – 3,728)* Popolazione 2020 = 18.593,56 t CO₂.

Ossia il PAES deve programmare azioni che producano un risparmio complessivo annuale pari a 18.593,56 t CO₂ (obiettivo di riduzione del 20% delle emissioni pro-capite del 2005).

4.3.2. Caso obiettivo PAES 25% calcolato pro-capite

Visti i risultati raggiunti dal 2005 al 2010, l'Amministrazione comunale può ragionevolmente porsi un obiettivo più ambizioso rispetto al minimo richiesto. Nel caso di un Piano di Azione che raggiunga il 25% di riduzione rispetto al 2005 si otterrebbe il seguente scenario, corrispondente a una riduzione delle emissioni pari al 15,6% in valore assoluto (Figura 4-5):

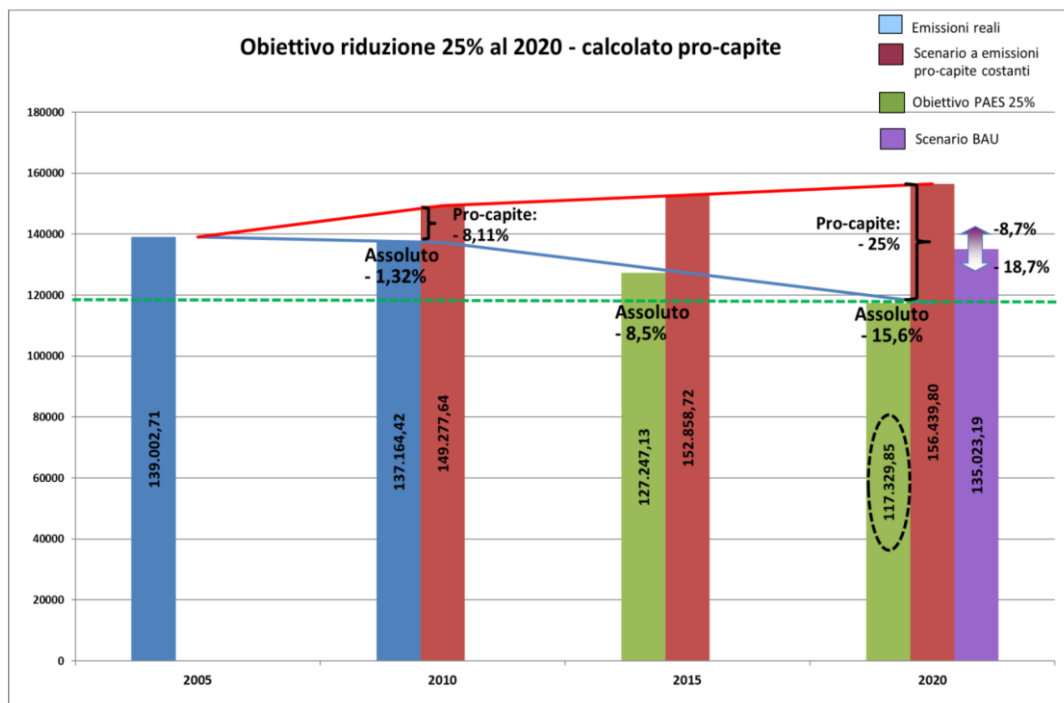


Figura 4-5 Obiettivo riduzione 25 % al 2020, calcolato pro capite. [33]

Dalla Figura 4-5 si possono trarre le seguenti conclusioni:

Obiettivo pro-capite per il 2020 (con riduzione 25% dal 2005) = 3,495 t CO₂ /ab
 Gap emissioni 2010-2020 = (4,282 – 3,495)* Popolazione 2020 = 26.415,55 t CO₂

Ossia il PAES deve programmare azioni che producano un risparmio complessivo annuale pari a 26.415,55 t CO₂ (obiettivo di riduzione del 25% delle emissioni pro capite del 2005).

Al fine di raggiungere i livelli di emissioni previsti per il 2020 il PAES sottoscritto dall'Amministrazione comunale ha previsto di attuare alcune azioni in ambito energetico, tali da consentire il raggiungimento degli obiettivi attraverso la produzione locale di energia elettrica.

4.4. Azioni sulla produzione locale di energia elettrica

Una volta stabilite le emissioni rilevate nel 2010 e i vari trend di evoluzione, rimangono da definire le azioni da attuare per raggiungere gli obiettivi prefissati dall'Amministrazione. Le azioni appartenenti alla macro categoria "Produzione locale di energia elettrica" si riferiscono principalmente all'utilizzo della tecnologia fotovoltaica, idroelettrica e a biogas.

L'Amministrazione comunale ha in progetto l'installazione di una serie di impianti fotovoltaici sugli edifici comunali per una potenza nominale complessiva pari a 744 kW, la realizzazione di attività di promozione della produzione di energia elettrica da biogas nelle aziende agricole operative nel territorio comunale e infine condurre un'analisi di fattibilità per la riqualificazione dei mulini esistenti e in disuso sul territorio comunale, al fine di trasformarli in impianti micro idroelettrici.

A differenza delle altre azioni, che agiscono sulla domanda di energia e quindi producono un risparmio energetico diretto, le azioni che portano ad una produzione locale di energia elettrica da fonte rinnovabile agiscono sulla offerta di energia e, pur presentando una eventuale quota di risparmio (pari alla quota stimata di autoconsumo), vanno principalmente a influire sulla riduzione del fattore di emissione locale per l'elettricità (EFE).

Il fattore di emissione locale al 2020 è stato calcolato per poter considerare i benefici ottenuti dal differente mix energetico previsto a compimento delle azioni contenute nel PAES. A tale scopo, è necessario stimare il consumo elettrico totale al 2020 sulla base della popolazione prevista, e la produzione di energia elettrica al 2020. I consumi di energia elettrica del territorio sono stati stimati cautelativamente moltiplicando la popolazione prevista al 2020 per il consumo pro-capite al 2010, a cui si sottraggono i risparmi dovuti alle azioni che agiscono sul risparmio diretto di consumo elettrico (ottenendo il fattore TCE nell'equazione (4-1)).

Ai consumi totali si detraggono la produzione locale di energia elettrica prevista (LPE) e l'eventuale energia verde acquistata, e si moltiplica per il fattore di emissione nazionale per ottenere il totale di emissioni dovute al consumo elettrico; a questo si sommano le emissioni di CO₂ dovute alla produzione locale di energia elettrica (pari a zero se proveniente da fonte rinnovabile). Dividendo il quantitativo di CO₂ ottenuto per i consumi totali comunali precedentemente stimati si ottiene il nuovo fattore di emissione al 2020.

Il fattore di emissione locale di energia elettrica nel 2020 può essere calcolato nel seguente modo:

$$(4-1) \quad EFE = [(TCE - LPE - GEP) * NEEFE + CO_2LPE]/TCE$$

Acronimi	Unità di misura
TCE = Consumi totali di energia elettrica nel territorio comunale al 2020	MWhe
LPE = Produzione locale energia elettrica al 2020	MWhe
GEP = Energia elettrica verde acquistata al 2020	MWhe
NEEFE = Fattore di emissione nazionale (JRC guidelines)	t/MWhe
CO ₂ LPE = Emissioni di CO ₂ dovute a produzione locale di energia elettrica	t

Tabella 4-2 Fattore di emissione locale di energia elettrica previsto per il 2020.[33]

Moltiplicando tale fattore per i MWh risparmiati grazie alle azioni intraprese si ottengono le emissioni di CO₂ evitate, che vengono poi ridistribuite percentualmente alle singole azioni di risparmio.

4.5. Risultati attesi e sintesi delle azioni da intraprendere

Di seguito vengono sintetizzate le azioni del PAES, con le informazioni rilevanti. In Tabella 4-3 vengono riportate:

- le rispettive quote di risparmio di energia primaria e di CO₂ o di produzione di energia;
- le tempistiche di attuazione;
- le risorse finanziarie, distinguendo tra risorse interne (fondi propri del Comune) ed esterne.

Il risparmio energetico stimato delle azioni scelte dal Comune e inserite nel PAES, da attuare tra il 2011 e il 2020, è pari a 127.159,61 MWh e corrisponderebbe a una riduzione di emissioni in valore assoluto pari a circa 34.244,11 t CO₂, ossia quasi 2 volte l'obiettivo minimo di riduzione calcolato precedentemente. [33]

In relazione ai dati “energetici” è bene specificare che tutti i dati sono espressi in energia primaria ad eccezione di quelli riguardanti la produzione di energia elettrica che sono espressi in kWhel. I risparmi di energia elettrica sono stati espressi in energia primaria per consentire la sommatoria con i risparmi di energia primaria delle altre fonti.

SINTESI AZIONI PAES

Codice N° Azione	Risparmio energetico (MWh)	Riduzione CO2 (t)	Energia rinnovabile (MWh _{el})	Risorse finanziarie
EE PRODUZIONE LOCALE DI ENERGIA ELETTRICA	0,00	260,60	6306,78	€ 12.000,00
EE 16 Fotovoltaico	0,00	260,60	781,20	€ 3.000,00
16 A Impianto fotovoltaico sugli edifici comunali	0,00	260,60	781,20	€ 3.000,00
EE 18 Altro - Specificare	0,00	0,00	5525,58	€ 9.000,00
18 A Promozione della produzione di energia elettrica da biogas	0,00	0,00	3525,58	€ 4.000,00
18 B Recupero dei mulini ad acqua per realizzare mini centrali idroelettriche	0,00	0,00	2000,00	€ 5.000,00

Tabella 4-3 Sintesi delle azioni da intraprendere per il PAES. [33]

In Tabella 4-3 è stata evidenziata in rosso la riga relativa all’azione da intraprendere in campo idroelettrico, attraverso la quale si prospetta una produzione energetica annua pari a 2000 MWhel.

Per calcolare l’obiettivo raggiungibile, è necessario innanzitutto calcolare le emissioni effettive al 2020 con l’attuazione delle Azioni, sottraendo la riduzione di emissioni sopra citata allo scenario ad emissioni pro-capite costanti (scenario costruito prendendo come riferimento il 2010):

Emissioni al 2020 = (emissioni pro-capite 2010 * popolazione 2020) – (totale riduzione da Azioni)

Emissioni totali al 2020 = (4,282 * 33.572) – 34.244,11 = 109.501,29 t CO₂

Emissioni pro-capite al 2020 = 109.501,29 / 33.572 = 3,26 t CO₂/ab

Rapportando questi valori alle emissioni del 2005 (assolute e pro-capite), otteniamo gli obiettivi (assoluto e pro-capite) raggiungibili dall’Amministrazione attraverso l’attuazione delle Azioni di Piano, applicando la formula:

Obiettivo PAES = (Emissioni al 2020 – Emissioni al 2005) / Emissioni al 2005

Obiettivo assoluto PAES = 21,2 %

Obiettivo pro-capite PAES = 30 %

Ciò vuol dire che, attuando tutte le azioni previste dal PAES, il Comune potrà raggiungere l’obiettivo di riduzione del 30% di emissioni pro-capite, un risultato decisamente superiore a quanto richiesto per l’adesione al Patto dei Sindaci.

4.6. Analisi di fattibilità per la conversione di antichi mulini in centrali micro-idroelettriche

Con la collaborazione dell'ingegnere Antonio Carrozza, responsabile del servizio ecologia e ambiente per il Comune di Abbiategrasso, sono stati visitati i mulini con possibili potenzialità idroelettriche. I mulini visitati sono stati molteplici, ma soli alcuni di essi presentano caratteristiche (principalmente salto e portata) tali da permettere un possibile sfruttamento idroelettrico. Pertanto di seguito vengono riportati i casi in cui si è ritenuto valido e sensato un investimento per la conversione del mulino a impianto micro-idroelettrico.

Sono stati analizzati antichi mulini, tutti di proprietà privata, i cui proprietari si sono dimostrati, chi più chi meno, interessati ad una possibile conversione a impianto micro idroelettrico a condizione che si mantenga la ruota idraulica nella conformazione originaria. Tale condizione è stata imposta dai proprietari al fine di non intaccare la storicità e la bellezza architettonica di un mulino.

L'analisi sistematica del rendimento idraulico di ruote con differenti geometrie risulta assai difficoltosa, tuttavia è possibile riferirsi al paragrafo 2.3.3. del capitolo 2 per un' adeguata stima. Tutti i mulini visitati risultano avere una ruota idraulica di tipo Undershot, che, se ben progettata, è in grado di raggiungere un rendimento massimo idraulico del 78%, tuttavia in fase di progettazione si rimarrà in una condizione conservativa e per ogni applicazione si considererà un rendimento idraulico medio pari al 70% e un'efficienza pari al 90% sia per il moltiplicatore di giri che per il generatore elettrico.

Pertanto il rendimento globale risulta essere:

$$(4-2) \quad \eta_{Globale} = \eta_{idraulico\ medio} * \eta_{moltiplic} * \eta_{gen} = 0,7 * 0,9 * 0,9 = 0,567$$

I risultati ottenuti non sono frutto di un'analisi sperimentale su ciascuna ruota idraulica ma risultano utili nel definire l'ordine di grandezza della producibilità energetica.

I dati relativi alla portata media d'acqua delle relative rogge sono stati forniti dal Consorzio di Bonifica Est Ticino Villoresi ad eccezione della roggia Rile che è di origine sorgiva e pertanto esclusa dal controllo da parte del Consorzio.

Per ciascun mulino è stato ipotizzato l'installazione di un moltiplicatore di giri e di un generatore elettrico asincrono. Per tutti i casi analizzati nel calcolo delle emissioni di CO_2 evitate è stato considerato il fattore di emissione nazionale pari a 0,483 t CO_2 /MWh.

4.6.1. Mulino Reale

Il mulino Reale ha una ruota idraulica di tipo Undershot, la quale è stata recentemente ristrutturata dai proprietari al fine di rimetterla in funzione; la palettatura pertanto segue quello che poteva essere il profilo originario e non è frutto di alcuna analisi atta all'ottimizzazione del rendimento.

Il mulino Reale è situato sulla roggia Roma, la quale ha una portata di concessione pari a $0,518 \text{ m}^3/\text{s}$ nel periodo compreso tra aprile ed ottobre. La roggia Roma ha finalità irrigue tuttavia è bene specificare che il mulino è installato a monte di tutte le varie derivazioni e pertanto la portata elaborata non subisce alterazioni in funzione delle bocche secondarie di derivazione agricola.



Figura 4-6 Vista del mulino Reale.

Il salto medio stimato è 2,1 metri mentre il rendimento globale, secondo quanto detto precedentemente, è pari a $\eta_{Globale} = 0,567$

La potenza nominale pertanto risulta essere pari a:

$$(4-3) \quad P_{Mulino\ Reale} = Q * H * \gamma * \eta \cong 6,05 \text{ kW}$$

L'energia elettrica producibile sarebbe pari a:

$$(4-4) \quad EE_{Mulino\ Reale} = P * 24\ h * 30\ (gg) * 5\ (mesi) \cong 21,78\ MWh\ annui$$

Per il calcolo dell'energia producibile si è considerato solo 5 mesi di attività a fronte dei 6/7 mesi di concessione, in modo da tener conto di eventuali indisponibilità temporanee di portata che possono verificarsi nel corso dell'anno. Si ritiene opportuno sottolineare che i 5 mesi di attività è una stima di massima in quanto per rogge così piccole non è possibile né conveniente effettuare uno studio idrologico per ricavare la curva delle portate.

Emissioni CO_2 evitate:

$$(4-5) \quad EE_{Mulino\ Reale} * \left(0,483\ \frac{kg}{kWh_{el}} \right) \cong 10,52\ ton/anno$$

4.6.2. Mulino Comunale 1

Il Mulino Comunale 1 ha una ruota idraulica che risale al 1895 e, poiché non restaurata, presenta evidenti segni di corrosione ed erosione. Il mulino Comunale 1 o mulino Bava, dal nome del proprietario, è uno dei pochissimi mulini ancora funzionanti e utilizzati per macinare il grano. È situato sulla roggia Rile, una roggia di origine sorgiva e che elabora una portata d'acqua media pari a $0,9\ m^3/s$.

La ruota idraulica del mulino è di tipo Undershot, con un diametro esterno pari a $5,52\ m$ ed è costituita da 48 pale. In questo caso il proprietario, ultimo di una famiglia di mugnai da 6 generazioni, si è dimostrato attento e favorevole a una possibile conversione del suo mulino con finalità energetiche, dal momento che la macinazione artigianale risulta essere sempre meno remunerativa.

Anche in questo caso può solo essere stimata la producibilità energetica annua, dal momento che la roggia è di tipo sorgiva e il rendimento idraulico è stato ipotizzato partendo da un'analisi della tipologia di ruota idraulica Undershot, come descritto nel paragrafo 2.3.3. La ruota idraulica, previa una adeguata ristrutturazione della palettatura, si stima possa raggiungere un rendimento pari a: $\eta_{Globale} = 0,567$ come ipotizzato inizialmente.

Come il Mulino Reale anche il Mulino Comunale 1 è installato a monte di tutte le varie derivazioni e pertanto la portata elaborata non subisce modificazioni in funzione delle bocche secondarie di derivazione agricole. Il salto medio disponibile è stimato pari a $1,5\ m$.

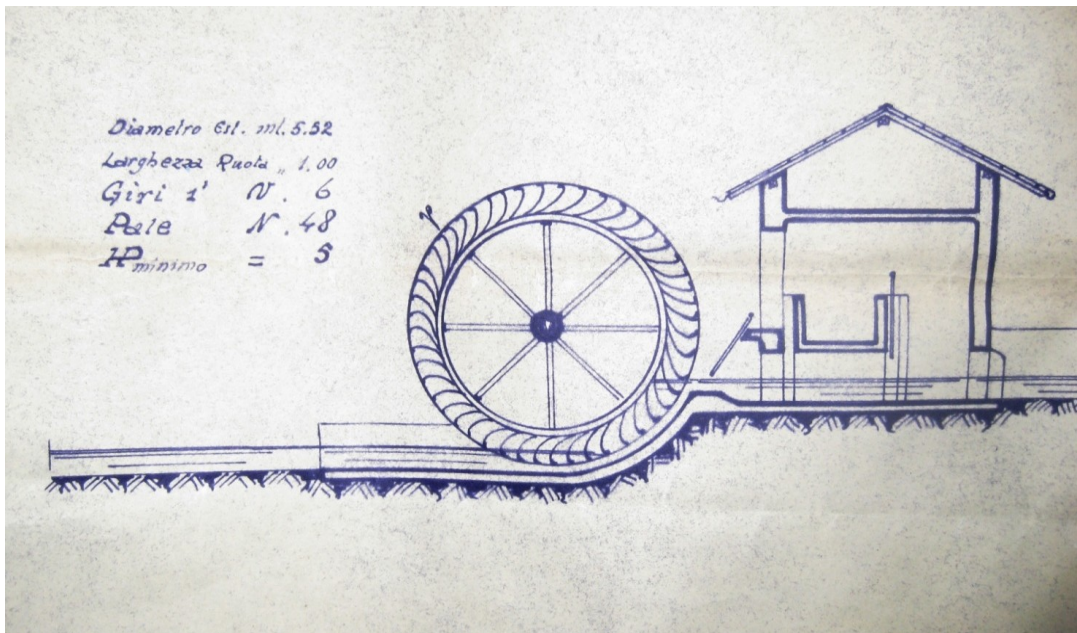


Figura 4-7 Schema impiantistico illustrativo del Mulino Comunale 1.

La potenza nominale pertanto risulta essere pari a:

$$(4-6) \quad P_{\text{Mulino Comunale 1}} = Q * H * \gamma * \eta \cong 7,5 \text{ kW}$$

Nonostante sia una roggia di tipo sorgiva anche in questo caso si è ipotizzato una disponibilità di portata pari a circa 5 mesi, mantenendosi in un caso conservativo.

L'energia elettrica producibile sarebbe pari a:

$$(4-7) \quad EE_{\text{Mulino Comunale 1}} = P * 24 \text{ h} * 30 \text{ gg} * 5 \text{ mesi} \cong 27 \text{ MWh annui}$$

Emissioni CO_2 evitate:

$$(4-8) \quad EE_{\text{Mulino Comunale 1}} * \left(0,483 \frac{\text{kg}}{\text{kWh}_{el}} \right) \cong 13,04 \text{ ton/anno}$$

4.6.3. Mulino a ruota tripla

Il mulino a ruota tripla, localizzato in via del Molino ad Abbiategrasso, è ormai in disuso da molti anni e addirittura di una delle tre ruote idrauliche è rimasta solo la struttura, mentre la palettatura si è completamente erosa fino a scomparire. Le tre ruote idrauliche poste in parallelo ma disassate fra loro presentano una larghezza complessiva di circa 5 metri e pertanto si è considerato interessante valutare la producibilità energetica in due diverse configurazioni impiantistiche, alternativa una all'altra: la prima configurazione (1) considera l'installazione di un impianto micro idroelettrico a coclea idraulica, mentre la seconda configurazione (2) prevede il restauro e l'impiego delle tre ruote idrauliche Undershot.

Il mulino è situato sulla roggia Cardinala, la quale elabora una portata media d'acqua pari a $1,3 \text{ m}^3/\text{s}$ da aprile ad ottobre. Il salto medio stimato è 2,4 metri mentre il rendimento globale viene stimato pari $\eta_{Globale} = 0,567$ per l'impianto a ruote idrauliche opportunamente restaurate, mentre viene stimato pari al 78% circa per l'impianto a coclea idraulica.

La potenza nominale pertanto risulta essere pari a:

$$(4-9) \quad (1) \quad P_{Coclea \text{ idraulica}} = Q * H * \gamma * \eta = 23,8 \text{ kW}$$

$$(4-10) \quad (2) \quad P_{Ruote \text{ idrauliche}} = Q * H * \gamma * \eta = 17,35 \text{ kW}$$

L'energia elettrica producibile sarebbe pari a:

$$(4-11) \quad (1) \quad EE_{Coclea \text{ idraulica}} = P * 24 \text{ h} * 30 \text{ gg} * 5 \text{ mesi} \cong 85 \text{ MWh annui}$$

$$(4-12) \quad (2) \quad EE_{Ruote \text{ idrauliche}} = P * 24 \text{ h} * 30 \text{ gg} * 5 \text{ mesi} \cong 62,5 \text{ MWh annui}$$

È bene ricordare che le due configurazioni (1) e (2) sono due possibili alternative pertanto non si possono sommare i due contributi energetici.

Anche in questo caso, come ipotizzato per i casi precedenti, per il calcolo dell'energia elettrica producibile si è considerato solo 5 mesi di attività a fronte dei 6/7 mesi di concessione, in modo da tener conto di eventuali indisponibilità temporanee di portata che possono verificarsi nel corso dell'anno.

Emissioni CO_2 evitate:

$$(4-13) \quad (1) \quad EE_{Coclea \text{ idraulica}} * \left(0,483 \frac{\text{kg}}{\text{kWh}_{el}} \right) \cong 41,1 \text{ ton/anno}$$

$$(4-14) \quad (2) \quad EE_{Ruote \text{ idrauliche}} * \left(0,483 \frac{\text{kg}}{\text{kWh}_{el}} \right) \cong 30,17 \text{ ton/anno}$$



Figura 4-8 Vista frontale del mulino a ruota tripla.

Alcune considerazioni possono essere fatte riguardo le due alternative impiantistiche possibili per la riattivazione del mulino a ruota tripla, la configurazione a coclea idraulica offre una maggiore producibilità energetica a fronte di una spesa economica leggermente superiore rispetto alla riattivazione del mulino con la relativa ristrutturazione delle ruote idrauliche. Come mostrato in Figura 4-8 le ruote idrauliche sono “nascoste” fra due casolari quindi poco visibili, pertanto una loro sostituzione a favore di una configurazione a coclea idraulica non ne pregiudicherebbe la bellezza artistica.

La Tabella 4-4 riassume i risultati derivanti dall'analisi di fattibilità per la trasformazione dei mulini esistenti e in disuso in impianti micro-idroelettrici, considerando l'installazione di un impianto a coclea idraulica nel caso del mulino a ruota tripla, tale azione garantirebbe una producibilità energetica annua pari a 134 MWhel a fronte dei 2000 MWhel previsti durante la stesura del PAES.

Progetto	Descrizione	Potenza nominale	Producibilità energetica annua	Emissioni di CO ₂ evitate
Recupero dei mulini per la realizzazione di mini centrali idroelettriche	Mulino reale	$P \cong 6,05 \text{ kW}$	$EE \cong 21,8 \text{ MWh annui}$	$10,5 \text{ ton/anno}$
	Mulino Comunale 1	$P \cong 7,5 \text{ kW}$	$EE \cong 27 \text{ MWh annui}$	13 ton/anno
	Mulino a ruota tripla (cofig. a coclea)	$P \cong 23,8 \text{ kW}$	$EE \cong 85 \text{ MWh annui}$	$39,1 \text{ ton/anno}$
TOTALE		$P \cong 37,4 \text{ kW}$	$EE \cong 133,8 \text{ MWh annui}$	$62,7 \text{ ton/anno}$

Tabella 4-4 Tabella riassuntiva del progetto in ambito idroelettrico previsto dal PAES del Comune di Abbiategrasso.

Inutile dire che al momento della stesura del PAES la producibilità energetica attesa dai mulini era stata decisamente ottimistica, probabilmente la sovrastima deriva dal fatto che agli occhi di un inesperto in materia la presenza di numerosi mulini possa comportare una producibilità idroelettrica molto elevata. Di fatto però la gran parte dei mulini dispone di un salto geodetico molto esiguo (in alcuni casi anche inferiore a 1 metro) e la potenza sviluppabile in questi casi è tanto bassa da rendere la trasformazione insensata e sconveniente da un punto di vista economico.

Il raggiungimento dell'obiettivo di producibilità energetica da fonte idroelettrica previsto dal PAES potrebbe essere raggiunto affiancando alla trasformazione dei mulini esistenti la progettazione di nuovi impianti idroelettrici in grado di sviluppare potenze nominali decisamente superiori.

CAPITOLO 5

5. Potenziale idroelettrico nel Comune di Abbiategrasso

Lo studio del potenziale idrico nel Comune di Abbiategrasso parte da un'attenta analisi dell'area comunale e della sua posizione rispetto a Milano.

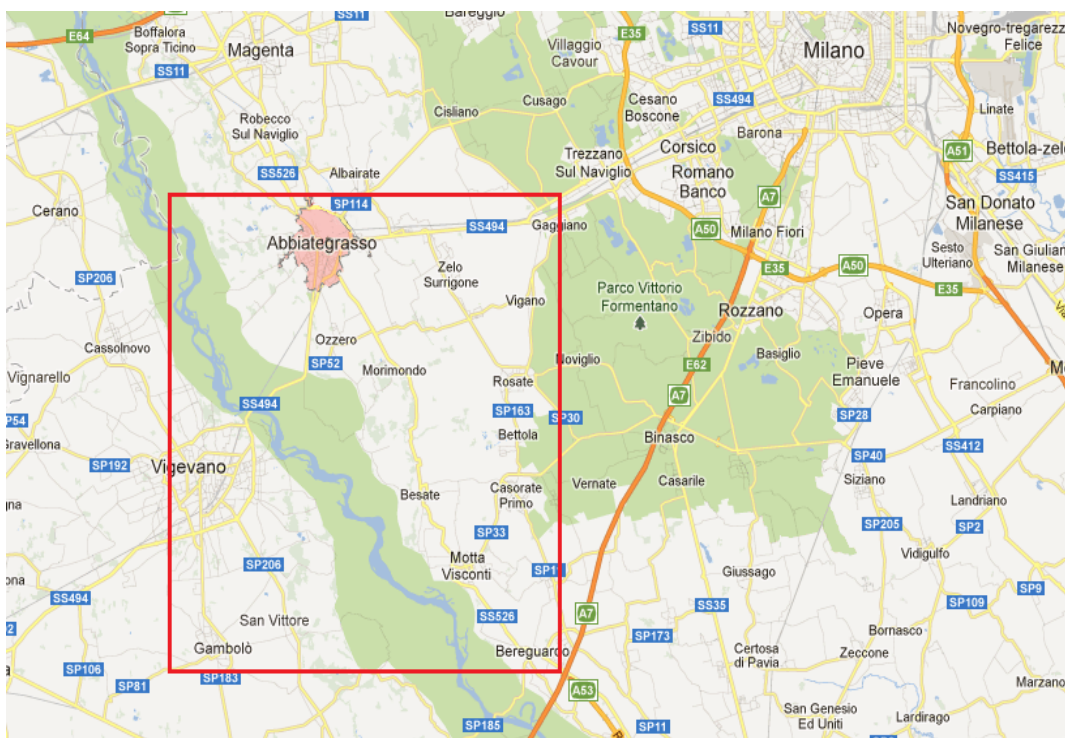


Figura 5-1 Piantina dell'hinterland di Milano. (7)

Come possibile vedere in Figura 5-1 il Comune di Abbiategrasso si trova a Sud-Ovest rispetto a Milano, in un area particolarmente fertile poiché in vicinanza del fiume Ticino.

Di seguito viene riportata una piantina dettagliata dei corsi d'acqua che attraversano il Comune di Abbiategrasso e i Comuni limitrofi.

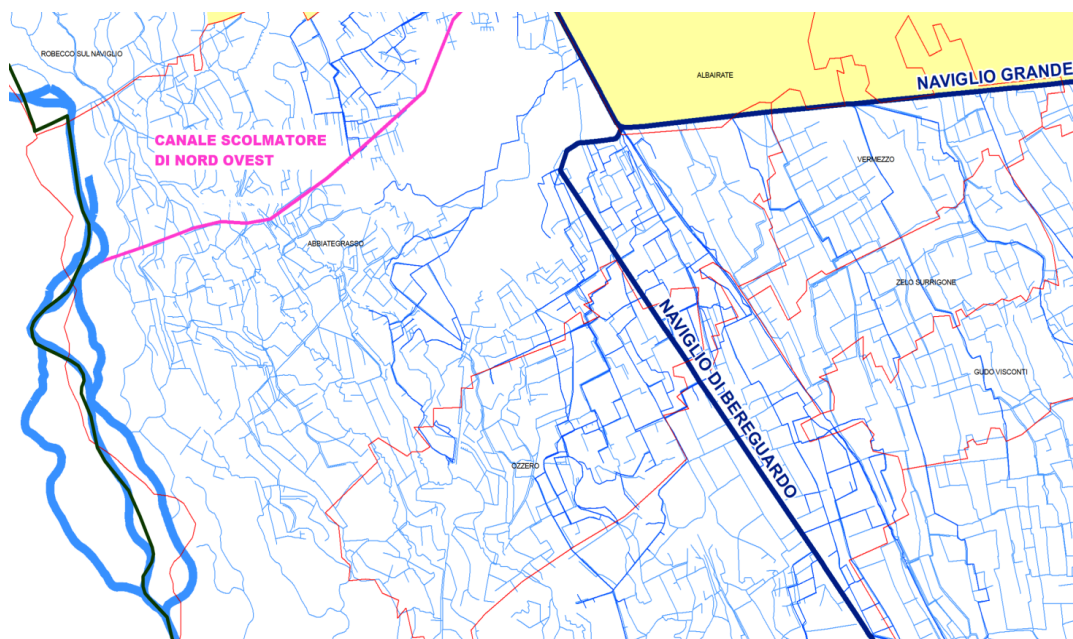


Figura 5-2 Piantina dei principali corsi d'acqua che attraversano Abbiategrasso e i Comuni limitrofi.

Il Comune di Abbiategrasso è attraversato da diversi corsi d'acqua tra cui i più importanti, oltre al Ticino, sono sicuramente il Naviglio Grande, il Naviglio Bereguardo e il Canale Scolmatore di Nord Ovest (C.S.N.O). (Figura 5-2).

Data l'importanza sul territorio comunale è necessaria una loro breve descrizione:

5.1. Il Naviglio Grande

Il Naviglio Grande deriva dal fiume Ticino nella frazione di Tornavento del Comune di Lonate Pozzolo. Il primo tratto va dall'incile fino a Boffalora scorrendo all'interno della valle del Ticino; l'andamento è irregolare e per la metà del percorso è sostenuto da alte arginature. Un secondo tratto, tra Boffalora Ticino e Abbiategrasso, si allontana dal Ticino e scorre incassato nella pianura con un andamento più regolare e rettilineo del tratto precedente. Un terzo tratto, infine, pressoché rettilineo e delimitato da muri, costeggia la strada statale Vigevanese e raggiunge Milano, attraversando i Comuni dell'hinterland milanese. [34]

La lunghezza totale del Naviglio Grande è di 50,8 km. Nel tratto che va dall'incile di Tornavento sul fiume Ticino al Ponte di Turbigo, vi sono le opere di presa e di restituzione della grande derivazione ad uso industriale (per raffreddamento dei condensatori della centrale termoelettrica di Turbigo Ponente e Levante dell'ENEL) e di conseguenza la gestione di questo primo tratto è di competenza

dell'ENEL; il tratto successivo sino alla Darsena di Porta Ticinese in Milano, invece, è di competenza del Consorzio di Bonifica Est Ticino Villoresi. (8)

5.2. Il Naviglio Bereguardo

Il Naviglio di Bereguardo deriva dal Naviglio Grande in sponda destra subito a valle del ponte della strada statale Vigevanese in Frazione Castelletto Mendosio del Comune di Abbiategrasso; dopo un brevissimo tratto ad ovest verso Abbiategrasso, il Naviglio di Bereguardo si dirige verso sud-est per proseguire con un percorso pressoché rettilineo di 23,27 km fino al fiume Ticino.

Nel suo percorso, il Naviglio di Bereguardo attraversa i Comuni di Abbiategrasso, Ozzero, Morimondo, Besate, Casorate Primo, Motta Visconti, Trovo e infine Bereguardo. Lungo tutto il suo corso è di competenza del Consorzio di Bonifica Est Ticino Villoresi.

Lungo il Naviglio sono presenti 11 conche di navigazione: Conca del Dazio (Abbategrasso), Conca dei Bardani (tra Abbiategrasso ed Ozzero), Conca di Bugo (Ozzero), Conca di Morimondo (tra Ozzero e Morimondo), Conca di Coronate (Morimondo), Conca di Basiano (Morimondo), Conca di Fallavecchia (Morimondo), Conca di Riviera (tra Morimondo e Besate), Conca Inferno (tra Besate e Casorate Primo), Conca Motta (tra Casorate Primo e Motta Visconti), Conca Zelata (tra Motta Visconti e Bereguardo). [34]

5.3. Il Canale Scolmatore di Nord Ovest

Il Canale Scolmatore di Nord Ovest (C.S.N.O.) è un corso d'acqua artificiale realizzato per la difesa idraulica di Milano; in particolare preleva le acque in eccesso del Seveso per riversarle nel Ticino all'altezza di Abbiategrasso, nel suo percorso intercetta le portate del Garbogera, del Nirone, del Lura, del Bozzente ed infine dell'Olonza ed eventualmente del deviatore Olona. Il C.S.N.O. incrocia il Naviglio Grande al confine tra Albairate e Abbiategrasso, dove può riceverne gli eccessi attraverso un manufatto scolmatore. Lungo tutto il suo corso è di competenza del Consorzio di Bonifica Est Ticino Villoresi.

Ai fini di una possibile installazione idroelettrica all'interno del Comune di Abbiategrasso risulta particolarmente favorevole l'analisi del Canale Scolmatore di Nord Ovest e del Naviglio Bereguardo, invece poca importanza può essere attribuita al Naviglio Grande poiché, nonostante la grande disponibilità di portata, presenta un andamento molto lineare e senza interessanti salti geodetici.[34]

Per quanto riguarda il Canale Scolmatore di Nord Ovest è stata da poco approvata la concessione d'acqua per la realizzazione di un impianto idroelettrico a coclea

idraulica [35]. La potenza nominale del impianto è di 380 kW ed è stata stimata una producibilità annua di 1310 MWh. Si tratta di un impianto a doppia coclea in parallelo che riesce a sfruttare un salto lordo di 6,7 metri. [36]

La producibilità di questo impianto permette al Comune di Abbiategrasso di avvicinarsi, per lo meno come ordine di grandezza, alla producibilità di energia elettrica da fonte idroelettrica prevista dal Piano d'Azione per l'Energia Sostenibile (PAES).

Dal momento che la producibilità di energia elettrica derivante dalla conversione dei mulini in micro centrali idroelettriche (paragrafo 4.6. del capitolo 4) e dall'impianto idroelettrico sul C.S.N.O. non permette di raggiungere l'intero obiettivo previsto dal PAES (2000 MWh), si è preso in considerazione lo svolgimento di un'analisi di fattibilità e di progettazione di un impianto mini-idroelettrico nella prima conca del Naviglio Bereguardo (Conca Dazio).

Pertanto si inizia con un'attenta analisi del corso d'acqua su cui si andrebbe a installare il nuovo impianto.

5.4. Metodologie per il bilancio idrico

Per prima cosa si chiarisce la metodologia di calcolo utilizzata per valutare il bilancio idrico.

L'equazione alla base de calcolo è la seguente: [34]

$$(5-1) \quad (Q_i + P + Q_S + S) = (Q_d + E + I + Q_r)$$

I cui parametri vengono chiariti in Tabella 5-1.

Q_i	Volume in ingresso nella sezione di monte
P	Apporto diretto dalle precipitazioni sulla superficie liquida del canale
Q_S	Apporto dalla falda superficiale al canale
S	Volume degli scarichi nel canale, sia di tipo puntuale che distribuito dalle aree limitrofe in occasione di eventi meteorologici intensi
Q_d	Volume complessivamente derivato dai canali gerarchicamente inferiori
E	Volume dell'evaporazione della superficie liquida
I	Perdite del canale dal fondo e dalle sponde
Q_r	Volume uscente al termine del canale

Tabella 5-1 Parametri utilizzati nel bilancio idrico. [34]

Il primo gruppo di variabili considerate nell'equazione (4-1), tra parentesi al primo membro, comprende degli apporti, mentre la seconda parentesi racchiude le derivazioni e le perdite. Alcune di queste variabili sono facilmente misurabili, mentre altre risultano avere una complessa quantificazione.

Le variabili di più facile misurazione sono i volumi in ingresso Q_i , in uscita Q_r e derivati Q_d . I volumi in ingresso sono effettivamente misurati in modo sistematico per tutti i Navigli, per ovvie ragioni di verifica del rispetto dei disciplinari di concessione. Per quanto riguarda, invece, i volumi in uscita e derivati, essi sono noti solamente a livello approssimativo o in termini puramente nominali e solo raramente sono oggetto di un monitoraggio continuo. Nei punti di derivazione dei canali secondari, infatti, è nota la portata derivabile, stabilita al momento della concessione che spesso si rifà ad antichi diritti e consuetudini, ma non è generalmente dato conoscere la portata effettivamente derivata e la sua eventuale variabilità nel tempo, in generale comunque si cerca di fornire tutta la portata stabilita da concessione approssimando al limite per eccesso. Carente è anche la rete di monitoraggio idrometrico lungo il corso del Naviglio Bereguardo ed in uscita.

Gli apporti di precipitazione P e le perdite per evaporazione E , se non direttamente misurabili sono comunque quantificabili con una certa facilità sulla base di misure delle variabili meteorologiche e sono comunque di modesta entità rispetto agli altri termini e, di conseguenza, trascurabili.

Per quanto riguarda gli scarichi, i Navigli ricevono alcuni scarichi puntuali di reti artificiali, tra cui scarichi di reti fognarie, ma sono anche recettori finali di corsi d'acqua naturali. Per la prima tipologia di scarichi, in linea di principio, presso i Comuni ed i consorzi di depurazione dovrebbero esistere tutte le informazioni ad essi relative, ma in realtà è assai raro che esse siano raccolte in modo sistematico, omogeneo e, soprattutto, coordinato. Per quanto riguarda le altre tipologie di scarichi, invece, in genere si hanno indicazioni di massima sulle portate scaricate, ma non vengono, di norma, misurati in maniera sistematica. Il volume degli scarichi S è quindi sostanzialmente incognito. D'altra parte, dato che la funzione del Naviglio Bereguardo non è certamente quella della difesa idraulica, questi apporti hanno carattere di straordinarietà ed entità presumibilmente modesta.

Nell'applicazione dell'equazione (4-1) di bilancio alle condizioni di funzionamento ordinario (ovvero di sostanziale stazionarietà delle portate immesse e derivate), essi sono quindi trascurabili. Per tali condizioni l'equazione (4-1) di bilancio si semplifica quindi nel modo seguente: [34]

$$(5-2) \quad Q_i + Q_S - Q_d - I - Q_r = 0$$

Rimangono nell'equazione (5-2) due variabili di difficile quantificazione, quali l'apporto dalla falda superficiale al canale (Q_S) e le perdite per infiltrazione lungo il

canale (*I*). E' evidente, infatti, che esse sono determinate sia dalle caratteristiche e dalle condizioni idrauliche nel canale, sia dalle caratteristiche e dalle condizioni idrogeologiche del territorio circostante.

Nel caso di canali con sponde e/o fondo in terra, o con rivestimento deteriorato, quando vengono attraversate porzioni di territorio con una soggiacenza della falda particolarmente piccola, vi possono essere interazioni con la falda stessa ed un contributo di questa alla portata del canale, ma ciò non riguarda il corso del Naviglio Bereguardo (è il caso, ad esempio, di tratti del Naviglio Grande).

La notevole variabilità spaziale delle caratteristiche idrauliche ed idrogeologiche e la variabilità spaziale e temporale delle relative condizioni rendono difficile la quantificazione di tali apporti, di fatto non misurabili direttamente. I metodi e modelli matematici proposti da vari autori per una loro valutazione indiretta (ad esempio, Bouwer, 1965; Chin, 1991; Demetracopulos e Hadjitheodorou, 1996) richiedono una dettagliata conoscenza delle caratteristiche costruttive del canale (materiale del fondo e delle sponde, rivestimenti, geometria) e delle condizioni idrauliche ed idrologiche al contorno (tirante idrico, profondità della falda e permeabilità degli strati), che sono in genere assenti o inadeguate e che richiedono necessariamente studi mirati ed approfonditi.

E' evidente, tuttavia, che disponendo di misure affidabili dei volumi in ingresso in uscita e derivati sarebbe possibile utilizzare l'equazione di bilancio per ottenere una stima della somma algebrica di perdite e apporti. Avendo poi la possibilità di applicare l'equazione stessa a più tratti di canale, in cui sia possibile discriminare (sulla base di informazioni sulla soggiacenza della falda ed altro) la presenza o meno di apporti da falda, si otterrebbe una valutazione sufficientemente dettagliata dell'entità e della localizzazione degli apporti e delle perdite. Ovviamente ciò richiede la disponibilità di dati che non sono attualmente disponibili per il Naviglio Bereguardo. [34]

In sostanza le informazioni reperite ed elaborate ai fini dell'implementazione del bilancio idrico per il Naviglio Bereguardo sono:

- interconnessioni con elementi della rete idrografica superficiale naturale ed artificiale;
- posizione delle derivazioni verso la rete secondaria con le relative portate nominali.

5.5. Bilancio idrico del Naviglio Bereguardo

Il Naviglio Bereguardo ha una larghezza media al pelo d'acqua di circa 10 m e presenta la caduta totale di 23,269 m, di cui 20,606 suddivisi in 11 sostegni (uno

dei quali doppio) mentre il resto viene superato dalla pendenza dei 12 tronchi interposti fra i salti. (Tabella 5-2)

Tratto	Dislivello [m]	Lunghezza [m]	Pendenza [‰]	Sezione [m]
Imbocco				
	0,220	1450	0,1517	12,00
Conca del Dazio	1,900			
	0,137	1170	0,1171	10,50
Conca dei Bardani	1,187			
	0,067	1130	0,0593	10,70
Conca di Bugo	2,038			
	0,179	1680	0,1065	10,80
Conca di Morimondo	1,915			
	0,213	1720	0,1238	10,50
Conca di Coronate	2,140			
	0,245	1625	0,1508	11,00
Conca di Dasiano	2,300			
	0,083	1450	0,0572	10,00
Conca di Fallavecchia	1,300			
	0,496	935	0,5305	10,80
Conca di Riviera	1,982			
	0,152	2330	0,0652	10,00
Conca Inferno	2,078			
	0,312	1865	0,1673	11,00
Conca Motta	2,166			
	0,147	1710	0,0860	10,00
Conca Zelata	1,600			
	0,412	1715	0,2402	11,00
Scaricatore Residuo				

Tabella 5-2 Pendenza e sezioni del Naviglio Bereguardo. [34]

Il Naviglio Bereguardo, essendo derivato dal Naviglio Grande, non necessita di particolari opere di regolazione; infatti, vi sono 3 soli scaricatori: il primo poco dopo la derivazione nel Comune di Abbiategrasso, il secondo a metà del percorso nel Comune di Morimondo che scarica nel Fosso Morto (che confluisce, unitamente alla roggia Rile, nel Ticino) e l'ultimo a Bereguardo che scarica nella roggia Tolentina.

Il Naviglio di Bereguardo ha una portata nominale di derivazione di circa 11 m³/s nel periodo estivo e di 9,4 m³/s nel periodo invernale. L'andamento delle portate nel periodo compreso tra il 1991 e il 2000 (Figura 5-3) evidenzia una certa alternanza dovuta alla variabilità delle portate che pervengono dal Naviglio Grande. Seppur il periodo preso in considerazione non sia molto recente di fatto si può affermare che non ci siano stati grandi cambiamenti fino ai giorni d'oggi.

Il grafico in Figura 5-3 evidenzia, inoltre, i due periodi in cui non è presente acqua in corrispondenza delle asciutte del Naviglio Grande, che si collocano nel mese di marzo e tra la metà di settembre e la fine di ottobre; come per il Naviglio Grande, si osserva una tendenza ad anticipare l'asciutta primaverile. La durata delle asciutte è di un mese circa per quella primaverile, mentre è di una cinquantina di giorni per quella autunnale; negli ultimi tre anni quest'ultima mostra una durata crescente che

va da 76 a 99 giorni. Distinguendo i due periodi, estivo ed invernale, la portata derivata media pluriennale è rispettivamente di 11,65 m³/s (deviazione standard tra le medie estive annuali 0,52 m³/s) e 3,01 m³/s (deviazione standard tra le medie invernali annuali 0,82 m³/s). [34]

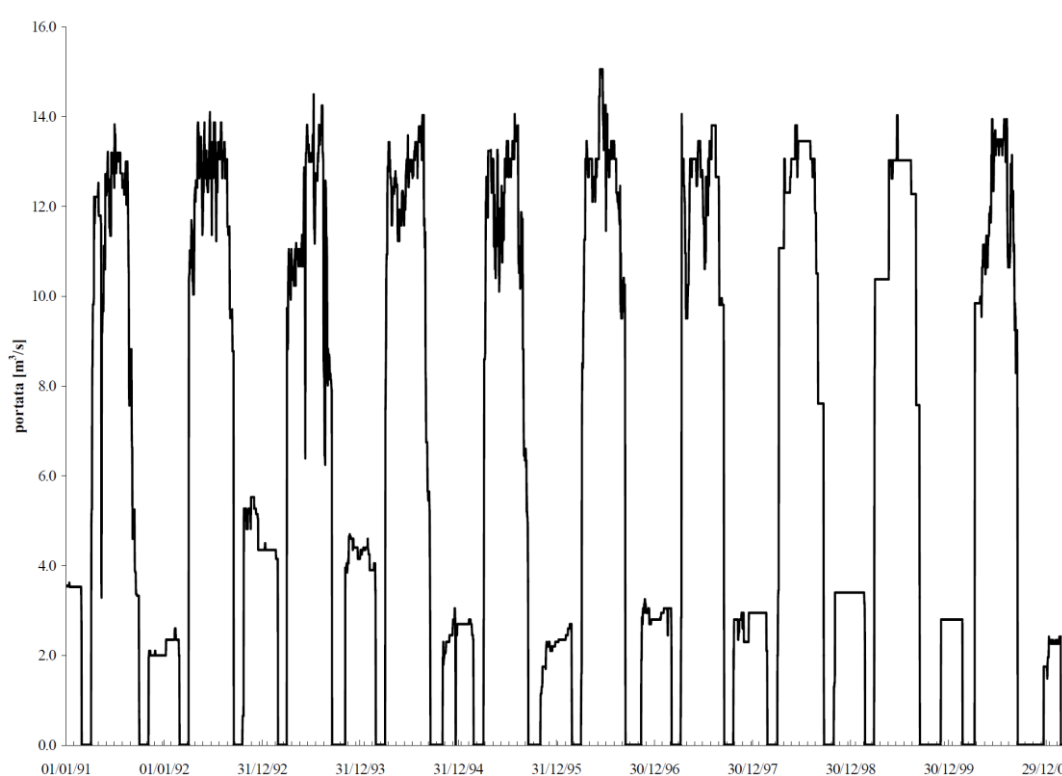


Figura 5-3 Portate medie giornaliere derivate dal Naviglio Grande. [34]

La derivazione del Naviglio di Bereguardo dal Naviglio Grande è a luce libera, ha una larghezza di 31,50 m tra i due muri di sponda, e la rilevazione dei dati idrometrici avviene alla prima conca detta Conca Dazio, poco a valle dell'incile.

Al 2002 risultano attive 33 derivazioni per una portata derivata complessiva di 11,688 m³/s (Tabella 5-3). La superficie irrigata è stimabile in circa 7500 ha e di questa la parte integrata con la rete dei fontanili ammonta a circa 2250 ha (30%).

Naviglio Bereguardo	Conca	Portata nominale [m³/s]	Nome Derivazione	Portata di conc. [m³/s]
Bocche di derivazione dal Naviglio Grande		11,7		
			Roggione	0,105
			Sant. Antonio	0,687
			Galuppa	0,082

Naviglio Bereguardo	Conca	Portata nominale [m ³ /s]	Nome Derivazione	Portata di conc. [m ³ /s]
			Cagnola	0,477
			Gennara	0,0175
			Boschetto	0,21
			Totale derivazioni	1,5785
	Conca Dazio	10,1215		
			Barzizza	0,28
			Totale derivazioni	0,28
	Conca dei Bardani	9,8415		
			Schiaffinata di Bugo	0,42
			Cavallazzi	0,105
			Bucchello di Bugo	0,083
			Totale derivazioni	0,608
	Conca di Bugo	9,2335		
			Schiaffinata della Valle	0,7
			Locatelli	0,05
			Morimondo-Ariatta	0,232
			Totale derivazioni	2,758
	Conca di Morimondo	7,3635		
			Mainetti	0,035
			Schiaffinata di Fallavecchia	0,69
			Schiaffinata Coronate	0,46
			Totale derivazioni	1,185
	Conca di Coronate	6,1785		
			Clerici	0,137
			Sant Agostino	0,103
			Totale derivazioni	0,24
	Conca di Dasiano	5,9385		
			Nuovo osp Basiano	0,518
			Visconti	0,6
			Maina	0,538
			Totale derivazioni	1,656
	Conca di Fallavecchia	4,2825		
			Molinetto	0,146
			Bertoglio	0,11
			Totale derivazioni	0,256
	Conca di Riviera	4,0265		
			Landriana	0,07
			Re	0,21

Naviglio Bereguardo	Conca	Portata nominale [m ³ /s]	Nome Derivazione	Portata di conc. [m ³ /s]
			Totale derivazioni	0,28
	Conca Inferno	3,7465		
			Balzaresca	0,226
			Zelata piccola	0,529
			Scolari-Spagnola	0,37
			Totale derivazioni	1,125
	Conca Motta	2,6215		
			Carini	0,17
			Cappelletti	0,025
			Zelata Grande	0,539
			Pavesi	0,115
			Preda	0,08
			Totale derivazioni	0,929
	Conca Zelata	1,6925		
	Scaricatore residuo	1,6925		

Tabella 5-3 Derivazioni del Naviglio Bereguardo. [34] (8)

Come per il Naviglio Grande, anche per il Naviglio Bereguardo la mancanza di informazioni sulle caratteristiche costruttive del canale e le possibili interazioni con la falda e le acque meteoriche, nonché l'assenza di dati certi circa i prelievi reali, non ha consentito una stima accurata delle perdite idriche lungo il tracciato.

In termini di massima, sulla base delle informazioni precedentemente illustrate, la portata estiva derivata dal Naviglio Bereguardo risulta pari a 11,65 m³/s (superiore al valore nominale di 11 m³/s), la portata residua è stata stimata mediamente in 1,69 m³/s circa, mentre il totale delle derivazioni sottoscritte è pari a 10,89 m³/s. In realtà, ciò è poco verosimile ed occorrerebbe considerare, come per il Naviglio Grande, la possibilità di un contributo della falda e di scarichi. [34]

Si tenga infine presente che, dal momento che la gestione del Naviglio Bereguardo e del Naviglio Grande è operata da un unico Consorzio, è possibile che esso operi con una certa flessibilità nell'ambito dei vincoli stabiliti dai disciplinari di concessione. (8)

5.6. Autorizzazioni paesaggistiche

I confini del Comune di Abbiategrasso rientrano interamente nell'area protetta del Parco del Ticino e pertanto è necessario un rapido excursus sulle autorizzazioni

paesaggistiche richieste per la realizzazione di un impianto idroelettrico in quest'area (Figura 5-4).

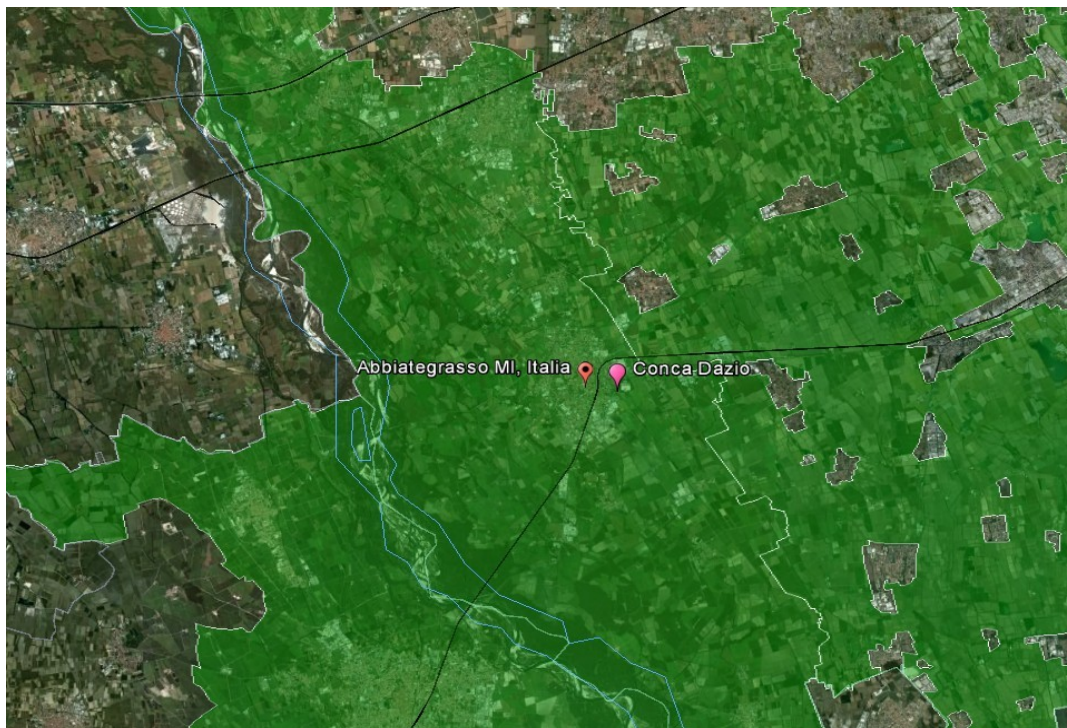


Figura 5-4 Posizione del Comune di Abbiategrasso rispetto ai confini del Parco del Ticino (in verde). (10)

Il Parco del Ticino, rappresentato dall'area verde in Figura 5-4, è un'area protetta anche se di fatto non rientra nelle Zone a Protezione Speciale (ZPS) né tra i Siti di Interesse Comunitario (SIC); pertanto alla costruzione di un nuovo impianto idroelettrico, entro determinati limiti di potenza, viene richiesta solo un'autorizzazione paesaggistica che deve essere approvata dall'Amministrazione del Parco o dall'Amministrazione comunale qualora l'impianto rientri in una zona di Interesse Comunale (zona IC). (9)

La Conca Dazio rientra nella zona IC quindi l'eventuale realizzazione di un impianto idroelettrico deve avvenire previo il ricevimento di un'autorizzazione paesaggistica da parte dell'Amministrazione comunale, la cui richiesta deve avvenire presentando i seguenti documenti: [37]

- Una relazione paesaggistica del sito interessato
- Una relazione fotografica con indicazione dei punti di scatto
- Alcuni elaborati per la rappresentazione dello stato di fatto
- Alcuni elaborati di progetto completi di planimetrie ed interventi di mitigazione e compensazione
- Una simulazione tridimensionale delle opere in progetto.

5.7. Linee guida per l'autorizzazione degli impianti FER

La Direttiva europea 2009/28/CE, al fine di favorire lo sviluppo delle Fonti Energetiche Rinnovabili, ha richiesto agli Stati Membri di far sì che le procedure autorizzative siano proporzionate e necessarie, nonché semplificate e accelerate al livello amministrativo adeguato. La recente approvazione delle Linee Guida nazionali per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili e del Decreto Legislativo 28/2011 di recepimento della Direttiva europea 28, nel rispondere a tale intento, ha ridefinito l'intero quadro delle autorizzazioni per gli impianti a fonti rinnovabili in Italia.

Le Linee Guida approvate con il Decreto Ministeriale del 10 settembre 2010, pur nel rispetto delle autonomie e delle competenze delle Amministrazioni locali, sono state emanate allo scopo di armonizzare gli iter procedurali regionali per l'autorizzazione degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da Fonti Energetiche Rinnovabili (FER).

Il Decreto Legislativo 28 del 3 marzo 2011 ha introdotto misure di semplificazione e razionalizzazione dei procedimenti amministrativi per la realizzazione degli impianti a fonti rinnovabili, sia per la produzione di energia elettrica che per la produzione di energia termica.

A tal proposito si riassume nella Tabella 5-4 l'iter autorizzativo necessario (in funzione della potenza nominale) per la costruzione e la messa in esercizio degli impianti idroelettrici.

	Potenza	Autorizzazione	Valutazione Impatto Ambientale (VIA)
Impianti idroelettrici	<100 kW	Procedura Abilitativa Semplificata (PAS)	Non necessaria
	>100 kW	Autorizzazione Unica (AU)	Necessaria

Tabella 5-4 Autorizzazioni necessarie per la costruzione e la messa in esercizio di un impianto idroelettrico. [38]

È necessaria quindi un'analisi delle due differenti procedure autorizzative:

- Procedura Abilitativa Semplificata (PAS)
- Autorizzazione Unica (AU)

5.7.1. Procedura Abilitativa Semplificata (PAS)

La Procedura Abilitativa Semplificata (PAS) è la procedura introdotta dal Decreto Legislativo 28/2011 in sostituzione della Dichiarazione di Inizio Attività (DIA). La PAS è utilizzabile per la realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da FER al di sotto di prefissate soglie di potenza (oltre le quali si ricorre alla AU) e per alcune tipologie di impianti di produzione di caldo e freddo da FER.

La PAS deve essere presentata al Comune almeno 30 giorni prima dell'inizio lavori, accompagnata da una dettagliata relazione, firmata da un progettista abilitato, e dagli opportuni elaborati progettuali, attestanti anche la compatibilità del progetto con gli strumenti urbanistici e i regolamenti edilizi vigenti, nonché il rispetto delle norme di sicurezza e di quelle igienico-sanitarie.

Per la PAS vale il meccanismo del silenzio assenso: trascorso il termine di 30 giorni dalla presentazione della PAS senza riscontri o notifiche da parte del Comune è possibile iniziare i lavori. [39]

5.7.2. Autorizzazione Unica (AU)

L'Autorizzazione Unica è il provvedimento introdotto dall'articolo 12 del Decreto Legislativo 387/2003 per l'autorizzazione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da FER, al di sopra di prefissate soglie di potenza. L'AU, rilasciata al termine di un procedimento unico svolto nell'ambito della Conferenza dei Servizi alla quale partecipano tutte le Amministrazioni interessate, costituisce il titolo a costruire e a esercire l'impianto e, ove necessario, diventa variante allo strumento urbanistico.

Il procedimento unico ha durata massima pari a 90 giorni al netto dei tempi previsti per la procedura di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA). La competenza per il rilascio dell'Autorizzazione Unica è in capo alle Regioni o alle Province da esse delegate.

Risulta evidente come la Procedura Abilitativa Semplificata abbia tempistiche amministrative decisamente inferiori rispetto alla Autorizzazione Unica e soprattutto non implichi la realizzazione della Valutazione di Impatto Ambientale (VIA). Pertanto gli impianti idroelettrici con potenza nominale inferiore ai 100 kW presentano un'iter amministrativo e burocratico decisamente più snello rispetto agli impianti idroelettrici di taglia superiore. [39]

CAPITOLO 6

6. Dimensionamento di un impianto mini idroelettrico

Si vuole condurre un'analisi di fattibilità e di progettazione per un impianto mini idroelettrico ad acqua fluente da realizzare in prossimità dell'incile del Naviglio Bereguardo, in Conca Dazio (Figura 6-1), nel Comune di Abbiategrasso, e caratterizzato da un dislivello lordo tra pelo libero di monte e di valle pari a 1,9 m.



Figura 6-1 Foto della Conca Dazio scattata dalla pista ciclabile a) (10), foto della Conca Dazio scattata dal ponticello b) (11).

6.1. Individuazione della tecnologia più idonea al sito

La scelta della tecnologia più adatta per ciascun impianto idroelettrico viene fatta sulla base di diverse considerazioni legate alle caratteristiche idrauliche del sito ed alle caratteristiche tecniche della turbina, come descritto nel paragrafo 2.6. del capitolo 2.

Il primo parametro da considerare è il salto lordo, definito dalla distanza verticale tra il pelo dell'acqua a monte e quello del canale di scarico (nelle turbine a reazione e volumetriche), oppure come la distanza tra il pelo dell'acqua alla presa e la quota dei getti nelle turbine ad azione. Successivamente si procede al calcolo

del salto netto, dato dalla differenza tra il salto lordo del sito e tutte le perdite di carico che si hanno lungo il percorso idraulico.

L'altro parametro da prendere in considerazione nella scelta della tecnologia è la disponibilità di portata, anche se un unico valore di portata del corso d'acqua ha poco senso in fase di progettazione. Risulta fondamentale ai fini di una buona progettazione avere a disposizione una serie di rilevazioni giornaliere di portata relative a differenti annate.

Una volta note le portate caratteristiche del sito e il salto lordo, si può assumere un valore di portata di progetto di primo tentativo, così da identificare un punto di funzionamento in Figura 6-2 e stabilire quale tecnologia risulti più idonea per un'installazione idroelettrica.

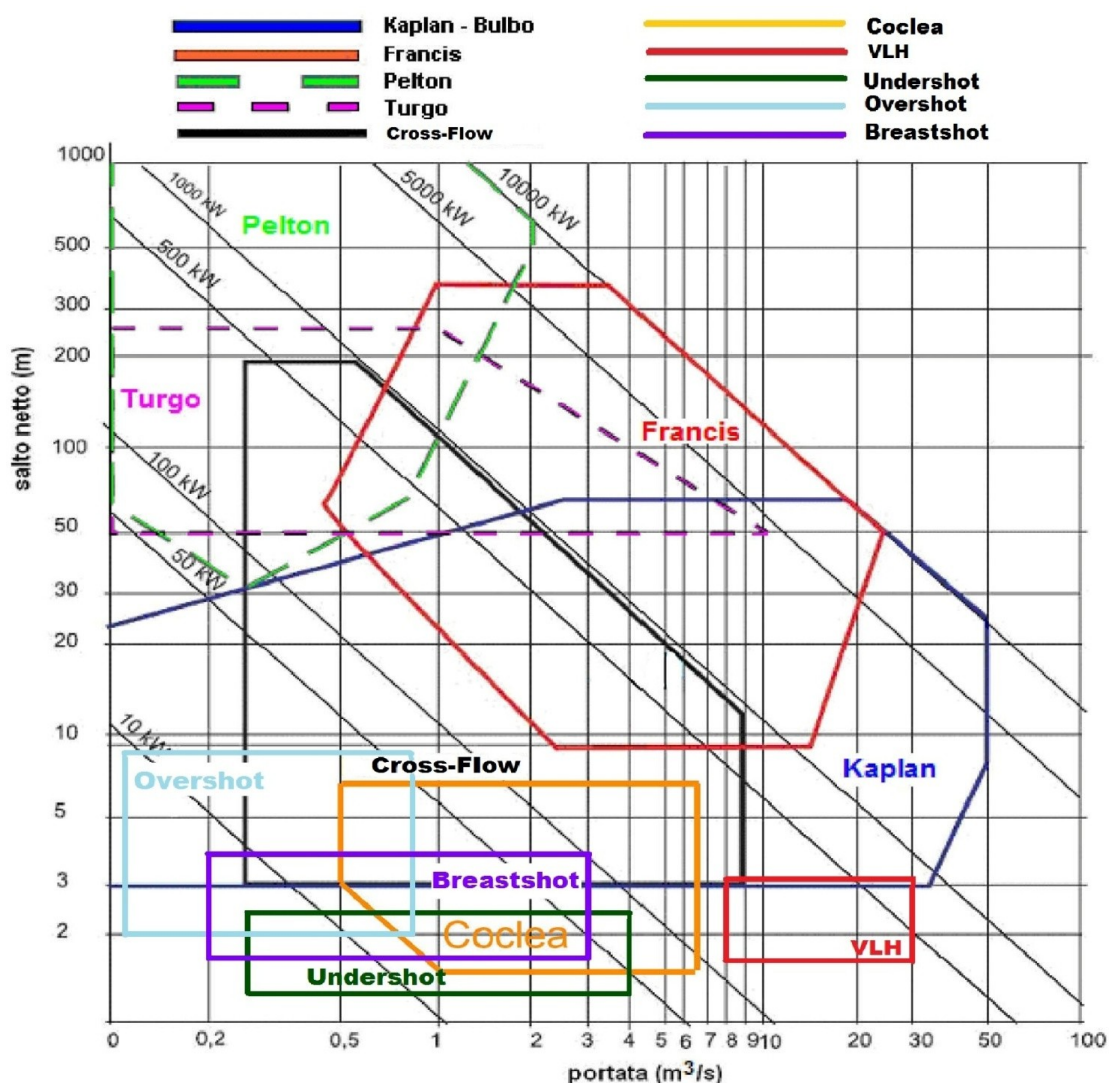


Figura 6-2 Range di funzionamento delle tecnologie idrauliche.

Per procedere nel dimensionamento dell'impianto sul sito preso in considerazione (Conca Dazio) si hanno a disposizione le rilevazioni giornaliere di portata relative a tre differenti annate: 2010, 2011 e 2012.

Tuttavia è bene specificare che le rilevazioni di portata in possesso relative all'anno 2012 sono effettive solo fino al 3 maggio 2012, mentre i dati di portata successivi a questa data sono stati cautelativamente ipotizzati uguali alle rilevazioni di portata minima registrate tra l'annata 2010 e quella del 2011 giorno per giorno, così da completare la serie annuale.

Un modo per organizzare le rilevazioni giornaliere di portata è quello di tracciare un grafico riportando i dati di portata in funzione del giorno in cui sono stati rilevati. Il Grafico creato in Figura 6-3 viene definito idrogramma. [40]

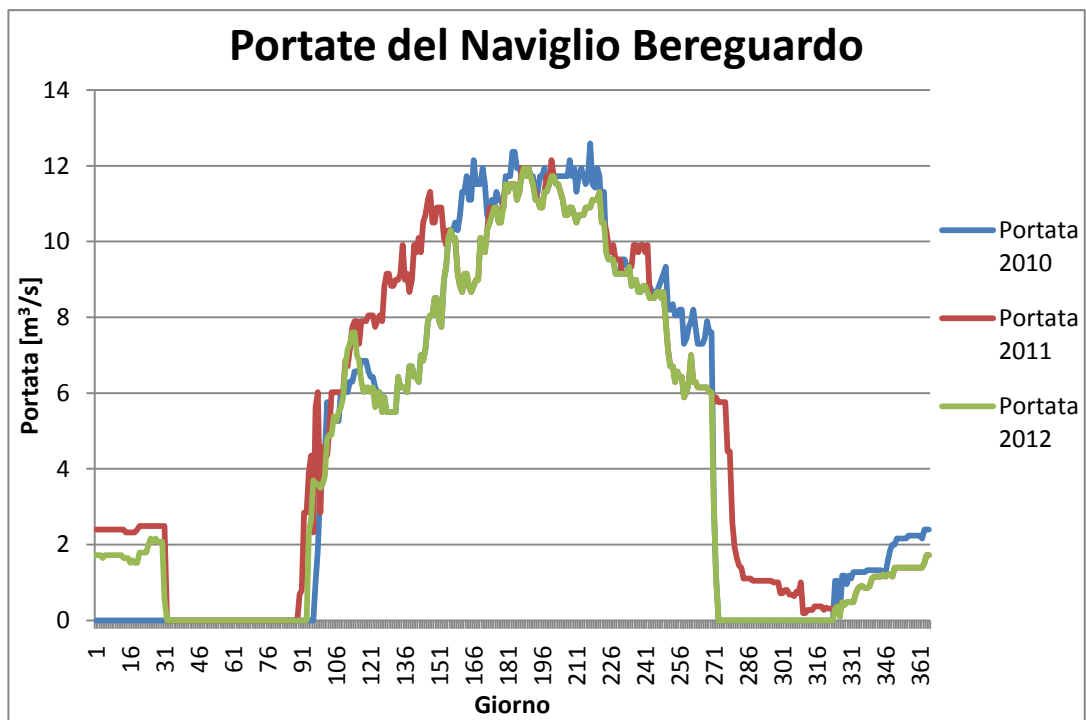


Figura 6-3 Idrogramma rilevato in Conca Dazio.

La Figura 6-3 mette in luce la chiusura stagionale nel periodo compreso da febbraio ai primi giorni di aprile, in cui si concentrano le opere di manutenzione e di pulizia del letto del corso d'acqua ed un'eventuale asciutta nel periodo autunnale tra la metà di settembre e la fine di ottobre.

Un altro metodo per organizzare le rilevazioni di portata è quello di tracciare la curva di durata, detta anche Flow Duration Curve (FDC). Tale curva riporta, per un particolare punto di un corso d'acqua, il periodo di tempo durante il quale la portata in quel punto è uguale o superiore a un certo valore. La curva di durata può essere

ottenuta ordinando le rilevazioni giornaliere di portata in senso decrescente anziché cronologicamente. [40]

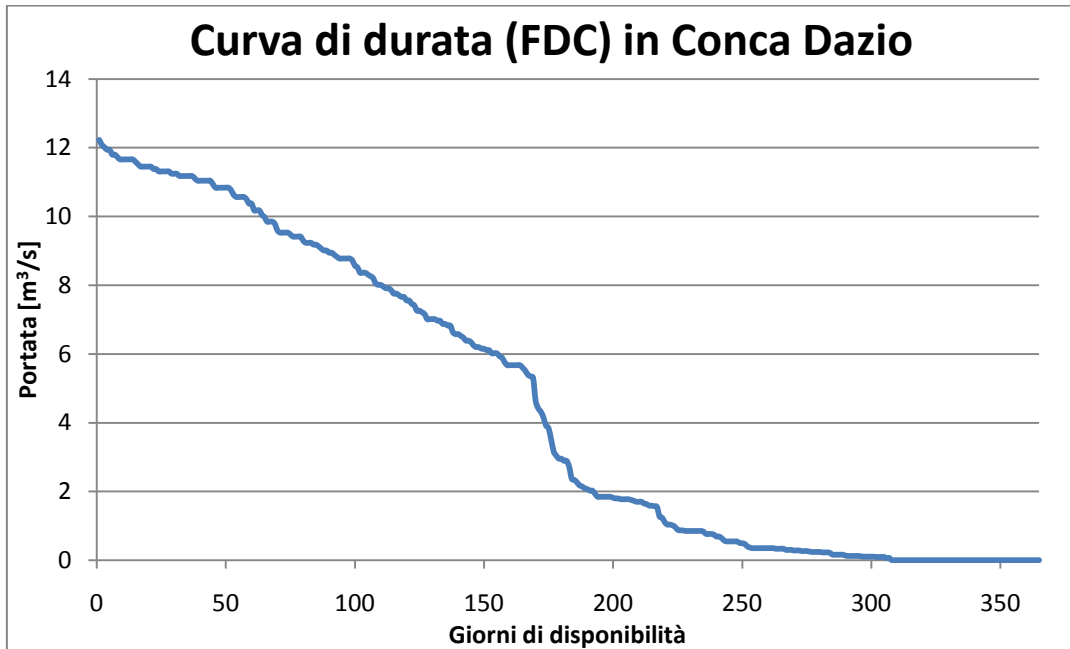


Figura 6-4 Curva di durata registrata presso l'idrometro di Conca Dazio.

È bene specificare che questi valori di portata sono stati registrati all'idrometro posizionato immediatamente a valle della Conca Dazio e pertanto sono al netto di tutte le varie derivazioni poste a monte.

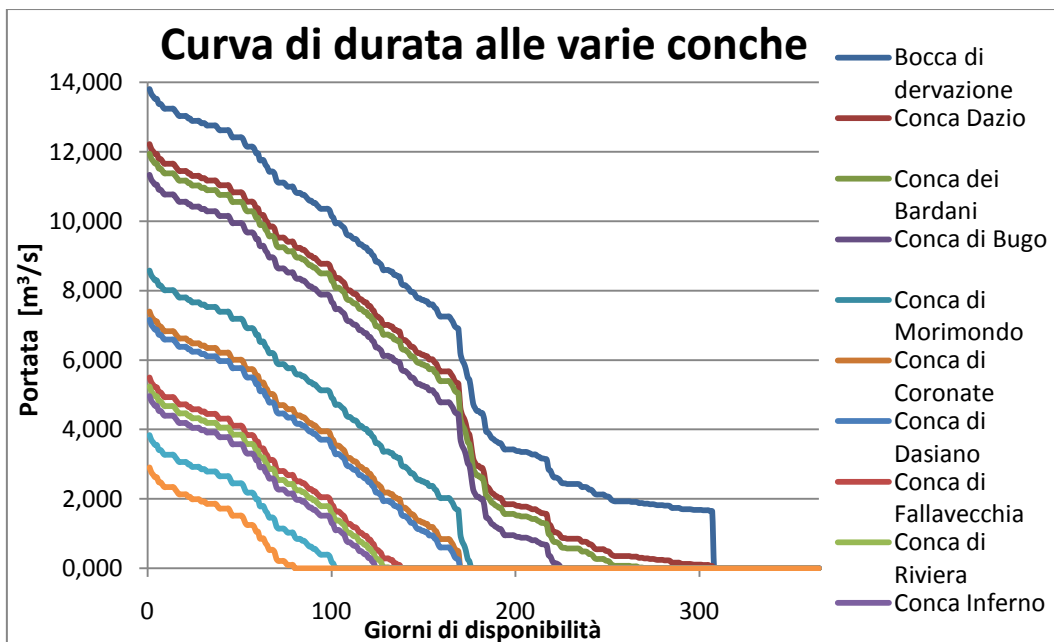


Figura 6-5 Curve di durata alle varie conche lungo il Naviglio Bereguardo.

In Figura 6-5 vengono raffigurate le curve di durata delle varie conche lungo il Naviglio Bereguardo, tuttavia è bene specificare che esse non sono frutto di rilevazioni giornaliere come è avvenuto per la stesura della curva di durata in Conca Dazio, ma sono state ottenute sottraendo dalle portate rilevate in Conca Dazio la sommatoria delle derivazioni a monte di ciascuna conca. Le portate di derivazione erano state definite in Tabella 5-3 del capitolo 5.

Per avere una prima idea di quale tecnologia potrebbe essere utilizzata per questa applicazione si può prendere in considerazione la portata media registrata nel corso dell'anno e mediata tra i valori delle tre annate.

(6-1) $Portata\ media = 4,58\ m^3/s$

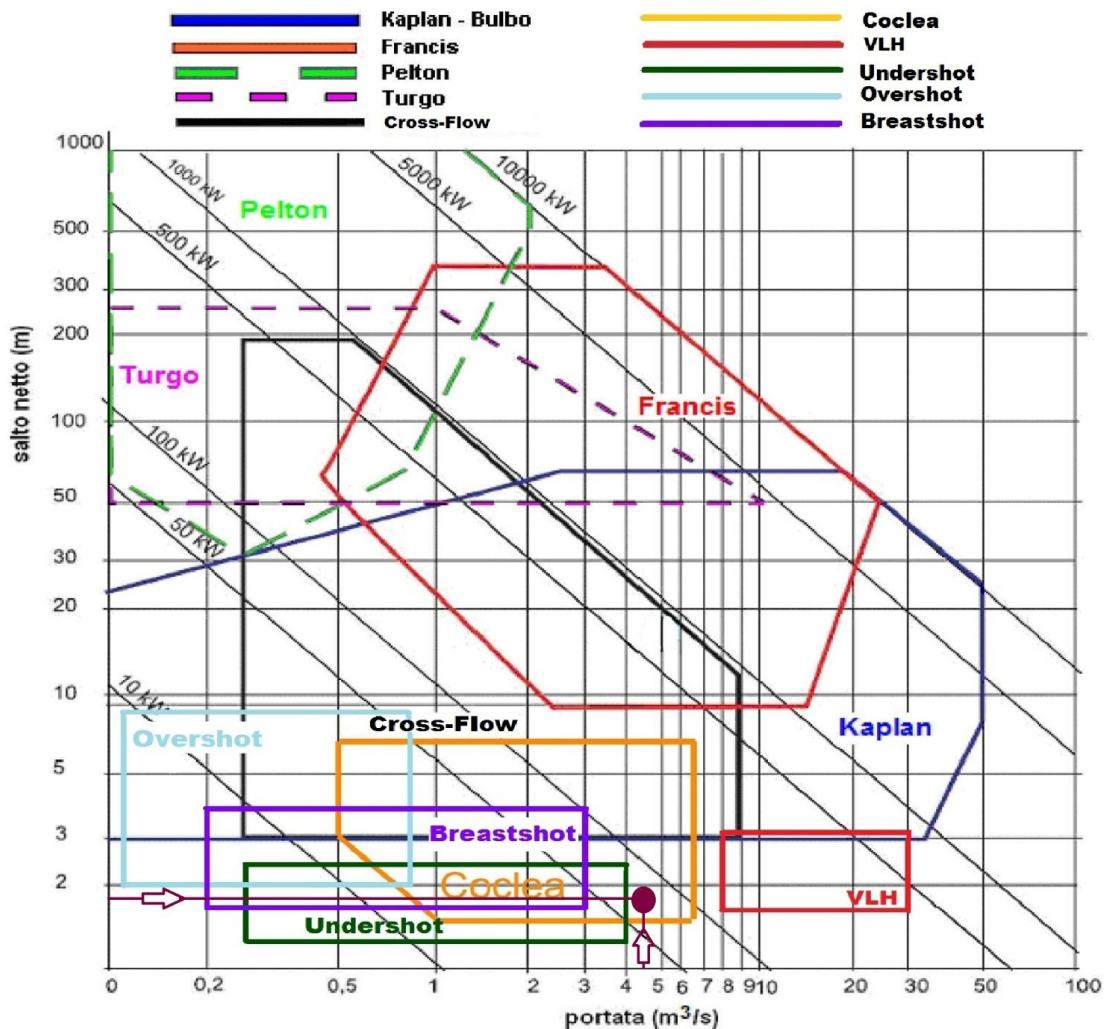


Figura 6-6 Identificazione della tecnologia idraulica più idonea.

Il punto raffigurato in Figura 6-6 è tuttavia solo indicativo poiché calcolato prendendo in considerazione la portata media; il punto di funzionamento definitivo dell'impianto verrà scelto sulla base di numerose considerazioni di diversa natura: economiche, progettuali ed ambientali.

Il punto di funzionamento ipotizzato, considerando solo la media delle portate, cade nel campo di applicazione delle coclee idrauliche ma risulta essere molto prossimo al range di applicazione delle ruote idrauliche Undershot e delle turbine VLH.

Di fatto si prenderà in considerazione la progettazione di un impianto a coclea idraulica poiché tale tecnologia rappresenta un ottimo compromesso tra un'elevata efficienza idraulica (superiore a quelle delle ruote idrauliche Undershot) e contenuti costi di installazione (decisamente inferiori rispetto alla "recente" turbina Very Low Head). La coclea idraulica, grazie alle sue caratteristiche "fish friendly" e un'elevata tolleranza per i corpi galleggianti, risulta essere la tecnologia più adeguata per un'installazione idroelettrica lungo il Naviglio Bereguardo.

Per l'installazione di un impianto a coclea idraulica in Conca Dazio, caratterizzata da un basso salto geodetico e portate molto variabili, risulta particolarmente difficile mantenere il battente di monte ad un livello costante (h_{in}), in grado di garantire il riempimento ottimale della coclea. Riguardo la determinazione del valore di h_{in} si rimanda all'esautiva trattazione fatta nel capitolo 2 e al paragrafo 2.2.3.

L'adozione di un sistema a inverter permetterebbe alla coclea di permanere nella condizione di massima efficienza idraulica e quindi di massimizzare la produzione di energia elettrica. Di fatto un impianto a coclea idraulica senza inverter ruota a velocità costante e in corrispondenza di portate inferiori rispetto a quella nominale non è in grado di mantenersi nelle condizioni di riempimento ottimali (h_{in} costante e ottimale come mostrato in Figura 6-7 b)) determinando una condizione di sotto riempimento, come mostrato in Figura 6-7 a).

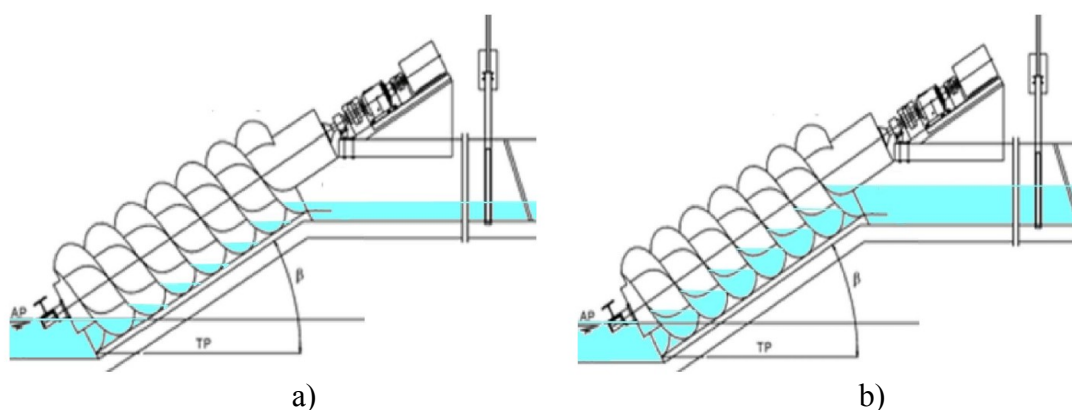


Figura 6-7 Coclea idraulica in condizioni di sotto riempimento a), coclea idraulica in condizione di riempimento ottimale b). [41]

L'adozione di un sistema a inverter, invece, consente di poter variare il regime di rotazione della coclea in modo da far permanere la coclea idraulica nella condizione di massima efficienza idraulica anche a carichi parziali.

Risulta utile ai fini di un'esaustiva progettazione eseguire una analisi economica per le due configurazioni possibili: con o senza l'adozione di un sistema a inverter.

6.2. Ipotesi di dimensionamento dell' impianto con sistema a inverter

L'utilizzo di un sistema a inverter consente di poter variare il regime di rotazione della coclea agendo sulla frequenza del generatore. In questo modo diviene possibile, anche in caso di riduzione di portata rispetto alla portata nominale, ridurre la velocità di rotazione e quindi mantenere costante il livello di monte, permanendo nella condizione di riempimento ottimale e di massima efficienza idraulica. [41]

Il sistema a inverter deve essere dotato di un sistema di controllo che permetta di rilevare la quota istantanea del pelo libero di monte (tramite un sensore ad ultrasuoni) e quindi di far variare la frequenza del generatore in modo da variare le condizioni di funzionamento della coclea (agendo sulla velocità di rotazione n) e garantire la permanenza nelle condizioni di afflusso ottimali. La scelta di dotare l'impianto idroelettrico di un sistema a inverter deve scaturire da valutazioni economiche, considerando l'aumento del costo di impianto e un'evitabile calo di rendimento globale di qualche punto percentuale in condizioni nominali, a fronte di una maggiore producibilità energetica a carichi parziali per tutta la vita utile d'impianto.

Per l'applicazione in Conca Dazio si considera, come prima analisi di dimensionamento, l'adozione di un sistema a inverter con una potenza nominale pari a 100 kW. Di fondamentale importanza risulta l'andamento del rendimento dell'inverter in funzione della potenza nominale, quindi della portata nominale nel caso di un'applicazione in ambito idroelettrico (Figura 6-8). [42]

Riferendoci alla curva di durata della portata, si procede ipotizzando un valore di portata nominale in modo da poter effettuare l'analisi economica dell'impianto con l'adozione di un inverter. Da questo valore si calcola la portata massima e minima sfruttabile, la potenza teorica ottenibile e successivamente si conduce un'analisi economica derivante dall'impianto mini idroelettrico. Variando poi il valore di portata nominale, si è in grado di trovare l'ottimo economico in grado di

minimizzare il tempo necessario al ritorno economico dell'investimento (Pay Back Time).

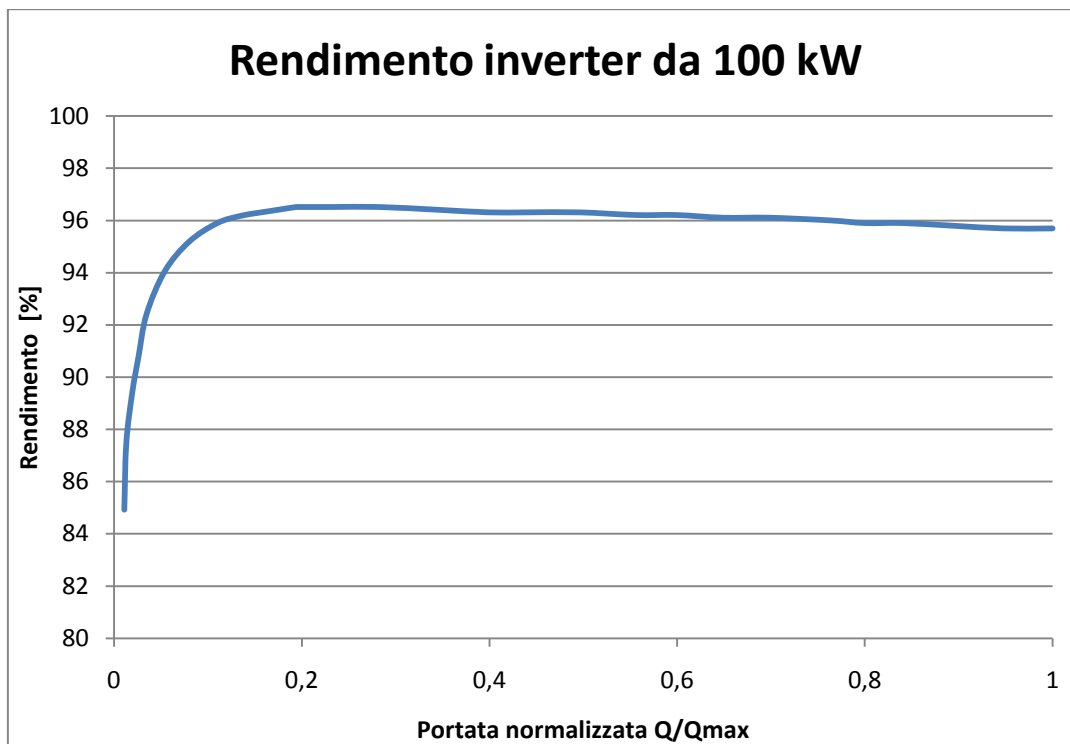


Figura 6-8 Rendimento di un inverter con potenza nominale di 100 kW. [42]

Per il dimensionamento dell' impianto vengono presi in considerazione i seguenti parametri:

- Dislivello lordo tra pelo libero di monte e di valle **H = 1,9 m**
- Peso specifico dell'acqua a una temperatura di 4° **$\gamma = 9810 \text{ N/m}^3$**
- Coefficiente massimo di perdita di carico della griglia all'imbocco **$\epsilon_1 = 3,0$**
- Area di passaggio della griglia di protezione **$A_{GP} = 10 \text{ m}^2$**
- Costo O&M annuo (Operation&Maintenance) % rispetto al C tot **O&M = 1 %**
- Fattore di disponibilità dell'impianto **$F_D = 0,98$**
- Potenza media assorbita dagli ausiliari **$P_{aux} = 3,0 \text{ kW}$**

Per l' analisi economica si suppone che l'investimento venga fatto interamente all'anno 0 (Overnight) e che l'ammortamento dell'impianto venga considerato nell' arco di 8 anni a quote costanti. Vengono inoltre stabiliti i seguenti parametri:

- Tasso di interesse **4,5 %**
- Tasso di inflazione **2,7 %**
- Aliquota tasse **38,0 %**

Il costo specifico dell'impianto in [€/kW], in funzione della potenza nominale, viene definito secondo la seguente formula, ottenuta mediante regressione a partire dal costo di diversi impianti costruiti:

$$(6-2) \quad C = \frac{20000}{P} + 15000 * P^{-0,3} \quad [€/kW]$$

A cui va aggiunto il costo dell'inverter, anch'esso in funzione della potenza nominale e pari a:

$$(6-3) \quad C_{Inverter} = 330 * P \quad [€/kW]$$

Dove P rappresenta la potenza nominale dell'impianto.

Per la determinazione della portata massima e minima derivabile è necessario prendere in considerazione la normativa regionale che definisce l'entità del Deflusso Minimo Vitale (DMV).

Per il caso preso in considerazione, la normativa regionale lombarda in materia di impatto ambientale definisce, secondo quanto previsto dall'articolo 3.6 delle "Direttive per l'adeguamento delle derivazioni al rilascio del Deflusso Minimo Vitale" [43] approvate con Decreto del Governo Regionale VIII/6332 del 19.12.2007, che: *"le derivazioni idroelettriche ad acqua fluente con centrale collocata nel corpo della traversa o in adiacenza ad essa, che restituiscono le acqua turbinate immediatamente a valle della traversa, garantendo la continuità idraulica del corso d'acqua, non necessitano di rilascio di DMV; sono fatte salve le eventuali necessità di realizzazione di passaggio artificiale per ittiofauna"*.

Vista la normativa regionale lombarda, che non impone la necessità di un DMV per un impianto ad acqua fluente, la portata di derivazione potrà essere anche pari alla portata totale del corso d'acqua, mentre la portata minima di derivazione dipenderà dalla convenienza economica della produzione energetica in condizioni di carichi fortemente parzializzati.

Dal grafico relativo al rendimento di una coclea idraulica (Figura 6-10) e dalla curva di durata del sito preso in considerazione (Figura 6-4) si determina il rapporto tra portata minima di funzionamento (Q_{min}) e portata nominale (Q_{nom}) in modo da garantire una producibilità energetica sufficiente anche in condizioni di portata minima.

$$(6-4) \quad \alpha = \frac{Q_{min}}{Q_{nom}} = 0,1$$

Di seguito vengono chiariti i differenti valori di portata utilizzati nel corso dell'analisi, condotta considerando una portata nominale superiore alla portata media calcolata precedentemente e tale da minimizzare il tempo di ritorno

dell'investimento (PBT) nel caso di un impianto a coclea idraulica dotata di inverter.

Q_N	6,900	m^3/s
Q_2	0,690	m^3/s

Tabella 6-1 Valori di portata utilizzati per il dimensionamento dell'impianto con inverter

Dove:

- Q_N è la portata nominale che servirà per il dimensionamento delle macchine e delle opere civili.
- Q_2 è la portata minima disponibile nel fiume per permettere il funzionamento dell'impianto, in condizione di carico minimo (portata nominale * α).

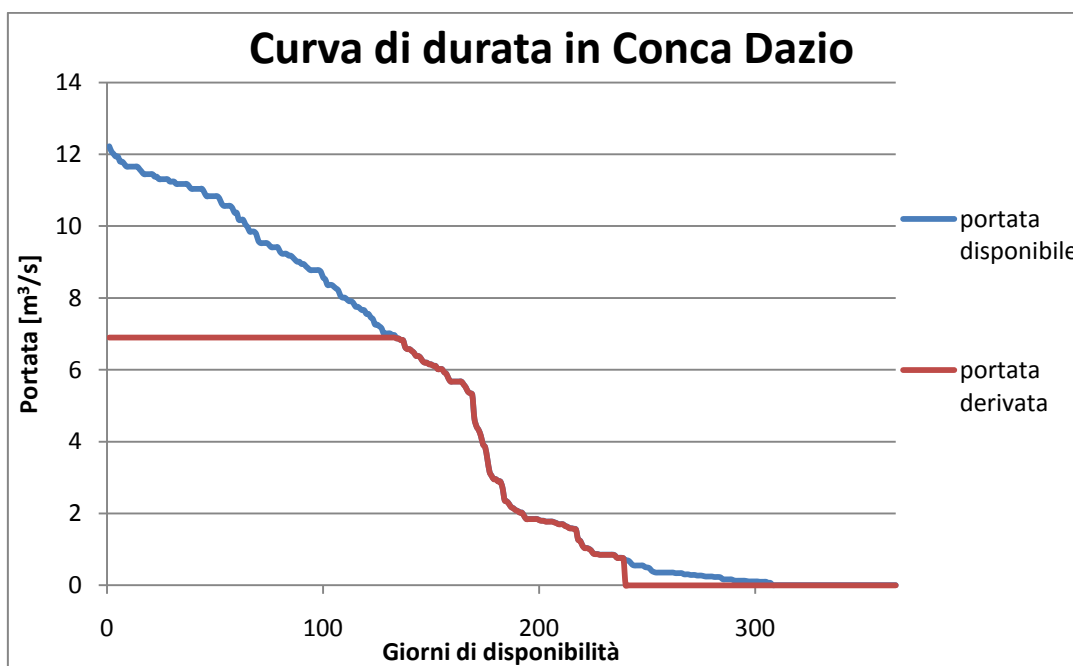


Figura 6-9 Portata derivata in una prima ipotesi di dimensionamento.

Dalla curva di durata rappresentata in Figura 6-9 l'impianto risulta funzionare in condizioni nominali per circa 130 giorni, a carichi parziali per un centinaio di giorni e spento per i restanti giorni dell'anno. Dato il funzionamento a carichi parziali per un periodo temporale abbastanza prolungato, da una prima analisi potrebbe sembrare necessaria e fondamentale l'installazione di un sistema a inverter al fine di massimizzare la producibilità energetica. Tuttavia questa risulta

solo una considerazione iniziale, la scelta per l'installazione o meno di un inverter dovrà essere supportata da attente valutazioni economiche.

Per quanto riguarda il modello di incentivazione ci si riferisce al nuovo modello introdotto dal Decreto sulle Rinnovabili del 6 luglio 2012 e attuabile per tutti gli impianti entranti in funzione a partire dal 01 gennaio 2013, come descritto nel paragrafo 3.3. del capitolo 3. Si considera quindi una tariffa di incentivazione pari a 219 €/MWh per una durata complessiva di 20 anni (vita utile dell'impianto). Di fatto la vita utile di un impianto idroelettrico è ben più duratura e solitamente a partire dal 21esimo anno di vita l'impianto continua ad essere esercito e l'energia prodotta viene venduta al prezzo concordato con il GSE in assenza di incentivazioni.

Per un' accurato dimensionamento è opportuno considerare le perdite di carico concentrate e distribuite lungo il canale di adduzione e di scarico; in questo caso l'impianto a coclea verrebbe installato lungo il corso d'acqua (senza necessità di derivazioni) pertanto le uniche perdite di carico non trascurabili risultano essere le perdite concentrate a cavallo della griglia di protezione.

Assegnate le sezioni di passaggio, è possibile ricavare la velocità di passaggio attraverso la griglia di protezione conoscendo il valore di portata.

$$(6-5) \quad v_{Griglia} = \frac{\dot{Q}_N}{A_{Griglia}} \quad [m/s]$$

Il calcolo della perdita di carico concentrata relativa alla griglia di protezione risulta essere:

$$(6-6) \quad \Delta P_{Griglia} = \frac{v^2}{2} * \frac{\varepsilon}{g} \quad [m]$$

In condizioni di portata nominale la perdita di carico concentrata in prossimità della griglia di protezione risulta essere: $\Delta P_{Griglia} = 0,073 \text{ m}$.

In conclusione il salto utile netto risulta:

$$(6-7) \quad \Delta H_{netto} = \Delta H_{lordo} - \Delta P_{Griglia} \quad [m]$$

È importante considerare che a carichi parziali, ogni tipo di macchina idraulica si comporta diversamente in termini di rendimento e più in generale di funzionamento.

Nel caso della coclea, si considera quanto detto precedentemente al capitolo 2 del Paragrafo 2.2.5. e si è scelto di considerare un rendimento complessivo (idraulico della coclea, meccanico del moltiplicatore di giri ed elettrico del generatore) mediato tra le curve di rendimento fornite da 4 differenti produttori di coclee:

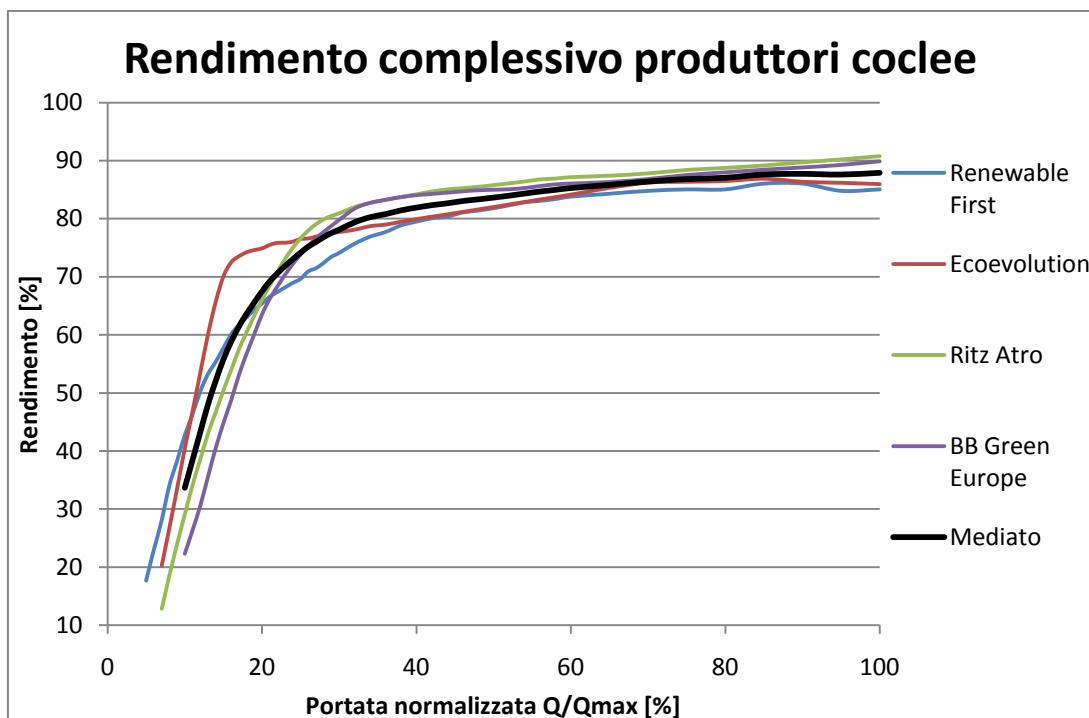


Figura 6-10 Rendimento complessivo di coclee idrauliche di differente produzione.

A tal proposito è bene chiarire che i rendimenti complessivi raffigurati in Figura 6-10 sono stati reperiti sui siti dei relativi produttori e pertanto non hanno carattere “oggettivo”, molto probabilmente rappresentano i rendimenti per coclee molto lunghe (elevato salto geodetico) e con diametri abbastanza ridotti, in modo da minimizzare le perdite di battente di monte durante il funzionamento a carichi parziali (si presuppone non siano dotate di un sistema a inverter).

Per il calcolo del rendimento totale si deve prendere in considerazione sia il rendimento complessivo (idraulico_meccanico_elettrico) della coclea sia del rendimento elettrico dell’inverter.

Il rendimento totale dell’impianto risulta essere pari a:

$$(6-8) \quad \eta_{TOT} = \eta_{complessivo} * \eta_{Inverter}$$

A questo punto è possibile calcolare il rendimento totale dell’impianto in ogni condizioni di funzionamento (portata istantanea in % rispetto alla portata nominale), mediante l’utilizzo di una funzione di interpolazione lineare tra diversi punti del grafico in Figura 6-11.

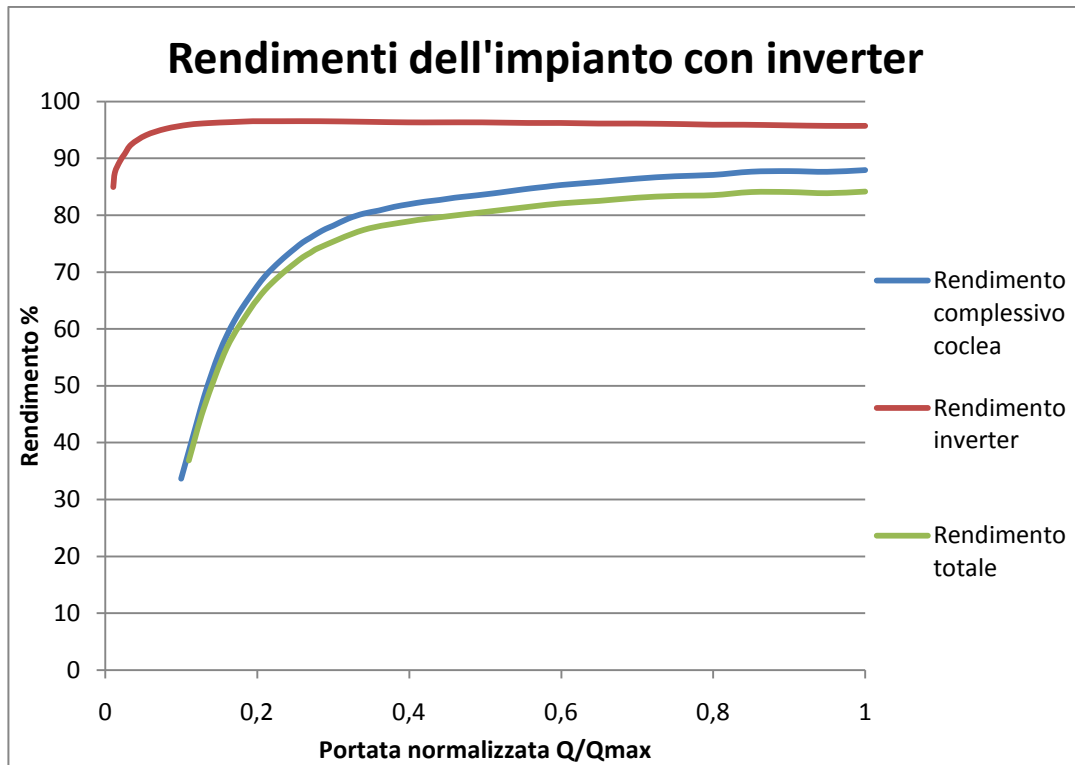


Figura 6-11 Andamento del rendimento complessivo della coclea (senza inverter), dell'inverter e totale. [42]

La potenza nominale risulta essere:

$$(6-9) \quad P_{nom} = \dot{Q}_N * \Delta H_{netto} * \gamma * \eta_{nom}$$

Si calcola la potenza elettrica, considerando la portata disponibile e la potenza media assorbita dagli ausiliari:

$$(6-10) \quad P_{el} = (\dot{Q}_{disp} * \Delta H_{netto} * \gamma * \eta_{ist}) - P_{aux}$$

Dove η_{ist} è il rendimento totale istantaneo della coclea in funzione della portata disponibile \dot{Q}_{disp} .

L'energia elettrica producibile è quindi:

$$(6-11) \quad EE_{prod} = P_{el} * 24 h * F_D$$

In tabella 6.2 vengono riportati i risultati derivanti dalla prima analisi di dimensionamento, caratterizzata da una potenza nominale di poco superiore a 100 kW.

[m ³ /s]	[m/s]	[m]	[m]			[kW]	[kW]	[kWh]
Qdisp	v₁	Δp	Hn	Q %	η %	P nom	P el netta	EE prod
6,900	0,690	0,073	1,827	100,00	84,26	104,22	101,22	2380,65

Tabella 6-2 Analisi di dimensionamento dell' impianto con inverter.

Sommando i contributi giornalieri di energia elettrica prodotta sia a potenza nominale che a carichi parziali, si ottiene la generazione annuale di energia e il corrispettivo introito (anch'esso annuale) derivante dall' immissione in rete dell'energia prodotta. Utilizzando poi la relazione fornita (equazione (4-1)), è possibile ricavare il costo specifico dell'impianto per kW di potenza nominale, con l' equazione (6-3) il costo del sistema a inverter e dunque il conseguente costo d'investimento totale.

COSTO INVERTER AL kW	330	€/kW _n
COSTO INVERTER	34392	€
COSTO IMPIANTO AL kW	4243,3228	€/kW _n
INVESTIMENTO	476.623	€
O&M	4.766	€/anno
DURATA AMMORTAMENTO	8	anni
AMMORT.	59578	€/anno
VITA UTILE	20	anni

Tabella 6-3 Dati economici utilizzati nella prima analisi di dimensionamento.

Dalla Tabella 6-3 risulta subito evidente l' importante aumento dei costi dovuto all'installazione del sistema a inverter (+ 8% sul costo dell'impianto). Il calcolo del Pay Back Time (PBT) diventa utile per stabilire il numero di anni necessari affinché le entrate pareggino il capitale investito. Il PBT viene calcolato al netto delle tasse e tralasciando il costo opportunità del capitale (il costo opportunità del capitale è il guadagno che si conseguirebbe se si impiegasse lo stesso capitale in un altro investimento).

I costi d'investimento sono individuati dai costi di costruzione (opere civili ed elettromeccaniche) ed i benefici sono le entrate nette risultanti dalla vendita annua dell'energia, a cui vanno sottratte le spese di esercizio e di manutenzione, il tutto in condizioni di valore del denaro costante (flussi di cassa attualizzati all'anno di entrata in funzione dell'impianto). Il periodo di incentivazione corrisponde alla vita utile attribuita all'impianto secondo il Decreto sulle Rinnovabili e in questo caso corrisponde a 20 anni, l'energia immessa in rete viene valorizzata attraverso il Ritiro Dedicato (capitolo 3.5.3 paragrafo 3).

INCENTIVI	0,219	€/kWh
P el NETTA	101,22	kW
EE rete annua	429107	kWh/anno
Ore equivalenti	4117	h/anno

Tabella 6-4 Risultati dell' analisi di dimensionamento per l'impianto con inverter.

Le tasse possono essere calcolate secondo l'equazione (6-12):

$$(6-12) \quad Tasse = (vendita - costiO\&M - ammortamento) * (\% tasse)/100$$

È infine possibile calcolare il Cash Flow attualizzato all' anno 0, ricordando che l'analisi economica può essere condotta in termini reali includendo l'effetto dell'inflazione, oppure in termini nominali non tenendone conto.

Di fatto lavorare in termini nominali ha il vantaggio di rendere l'analisi indipendente dal tasso di inflazione.

$$(6-13) \quad CF_{attualizzato} = CF * \frac{(1+int\%)^{-i}}{(1+inflaz\%)^i}$$

Nell' equazione (6-13) l'apice i corrisponde al rispettivo anno rispetto al quale si sta effettuando il calcolo.

In Tabella 6-5 vengono riportati tutti i risultati ottenuti dall'analisi economica.

anno	EE	O&M (-)	AMM. (-)	TASSE (-)	CF	Cfa	Cfa cum
	€	€	€	€	€	€	€
0	0	0	0	0	-476.623	-476.623	-476.623
1	93974,441	4.766	59578	11259,54	77.949	72.631	-403.992
2	93974,441	4.766	59578	11259,54	77.949	67.676	-336.316
3	93974,441	4.766	59578	11259,54	77.949	63.059	-273.256
4	93974,441	4.766	59578	11259,54	77.949	58.757	-214.499
5	93974,441	4.766	59578	11259,54	77.949	54.749	-159.750
6	93974,441	4.766	59578	11259,54	77.949	51.014	-108.736
7	93974,441	4.766	59578	11259,54	77.949	47.534	-61.203
8	93974,441	4.766	59578	11259,54	77.949	44.291	-16.912
9	93974,441	4.766	0	33899,12	55.309	29.283	12.371
10	93974,441	4.766	0	33899,12	55.309	27.285	39.657
11	93974,441	4.766	0	33899,12	55.309	25.424	65.080
12	93974,441	4.766	0	33899,12	55.309	23.689	88.770
13	93974,441	4.766	0	33899,12	55.309	22.073	110.843
14	93974,441	4.766	0	33899,12	55.309	20.568	131.411

anno	EE	O&M (-)	AMM. (-)	TASSE (-)	CF	Cfa	Cfa cum
15	93974,441	4.766	0	33899,12	55.309	19.164	150.575
16	93974,441	4.766	0	33899,12	55.309	17.857	168.432
17	93974,441	4.766	0	33899,12	55.309	16.639	185.071
18	93974,441	4.766	0	33899,12	55.309	15.504	200.575
19	93974,441	4.766	0	33899,12	55.309	14.446	215.021
20	93974,441	4.766	0	33899,12	55.309	13.461	228.481

Tabella 6-5 Tabella economica analisi di dimensionamento dell' impianto con inverter.

Dalla Tabella 6-5 si ricavano:

- Net Present Value (NPV) = 228.481 €, ottenuto dalla sommatoria dei flussi di cassa attualizzati.
- Internal Rate of Return (IRR) = 13,78%.
- Pay Back Time (PBT) è compreso tra gli 8 e i 9 anni di funzionamento e tramite una linearizzazione è possibile trovare il valore puntuale.

$$(6-14) \quad \text{Pay Back Time} \left(\dot{Q}_N = 6,9 \text{ m}^3/\text{s} \right) = 8,5775 \text{ anni} = \mathbf{8 \text{ anni e 7 mesi}}$$

Il modello realizzato in Excel permette di ricavare l' andamento del Pay Back Time al variare della portata nominale (Figura 6-12); la portata nominale pari a 6,9 m³/s ipotizzata all'inizio del dimensionamento è il valore di portata che permette di minimizzare il Pay Back Time per l'impianto preso in considerazione.

Tuttavia tale valore di portata non rientra nel campo di funzionamento della coclea e impone l'installazione di due coclee più piccole e in parallelo al posto di una sola coclea di grandi dimensioni.

Il calcolo della portata nominale, effettuato mediante la minimizzazione del Pay Back Time, è una delle tante considerazioni necessarie in fase di progettazione; ulteriori considerazioni andrebbero fatte tenendo in considerazione vincoli impiantistici secondari e le soglie di potenza definite dalle procedure autorizzative necessarie per la costruzione e l'esercizio degli impianti idroelettrici.

In questa configurazione impiantistica le emissioni di CO₂ evitate, considerando il fattore di emissione nazionale di CO₂ pari a 0,483 tCO₂/MWh_{el}, risultano essere:

$$(6-15) \quad EE_{Prodotta} * \left(0,483 \text{ kg}/\text{kWh}_{el} \right) \cong 207,26 \text{ ton}/\text{anno}$$

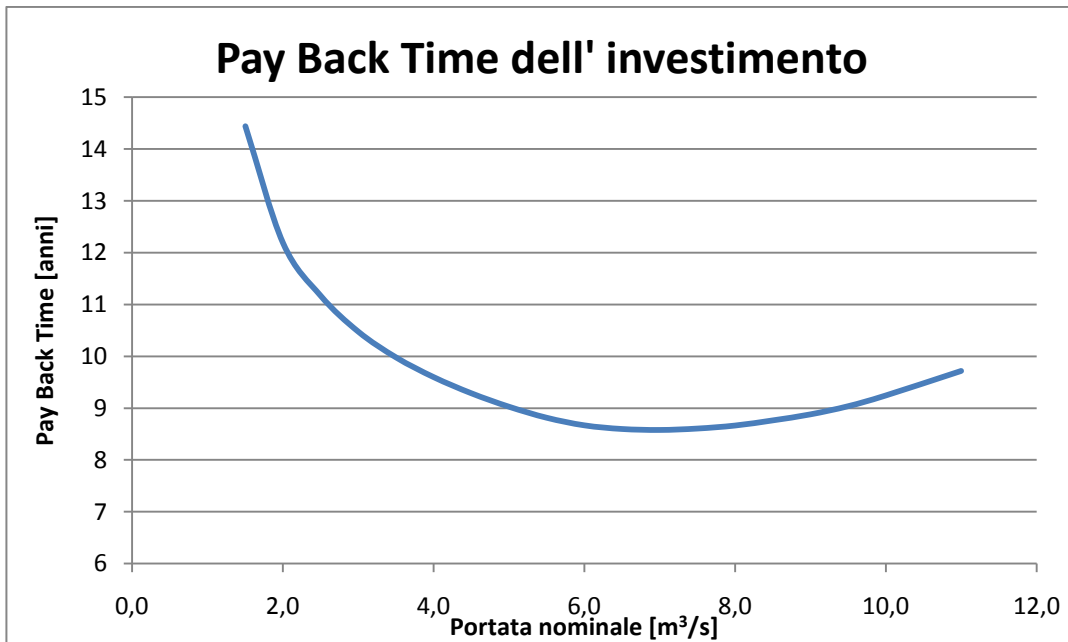


Figura 6-12 Curva di andamento del Pay Back Time per l'impianto con inverter.

6.3. Ipotesi di dimensionamento dell'impianto senza sistema a inverter

Come anticipato nel paragrafo precedente, nel caso di un impianto sprovvisto di inverter, una riduzione della portata affluente rispetto al valore nominale comporta di fatto una riduzione del battente di monte e tale diminuzione può risultare significativa per installazioni la cui coclea idraulica presenta un rapporto Lunghezza/Diametro ridotto.

La coclea idraulica che si andrebbe a installare in Conca Dazio avrebbe un diametro elevato, pari a 3,6 m, dal momento che deve essere in grado di elaborare portate superiori a 6 m³/s, e una lunghezza abbastanza esigua calcolata prendendo in considerazione un'inclinazione della stessa di 22° (inclinazione standard).

$$(6-16) \quad \text{Lunghezza} = \frac{H_{\text{lordo}}}{\sin 22^\circ} = 5,07 \text{ m}$$

Il rapporto L/D pertanto risulta pari a:

$$(6-17) \quad \text{Rapporto } L/D = \frac{5,07}{3,6} = 1,4$$

Poiché il rapporto L/D risulta essere molto basso diventa molto significativa la riduzione del battente di monte per le condizioni di funzionamento della coclea stessa.

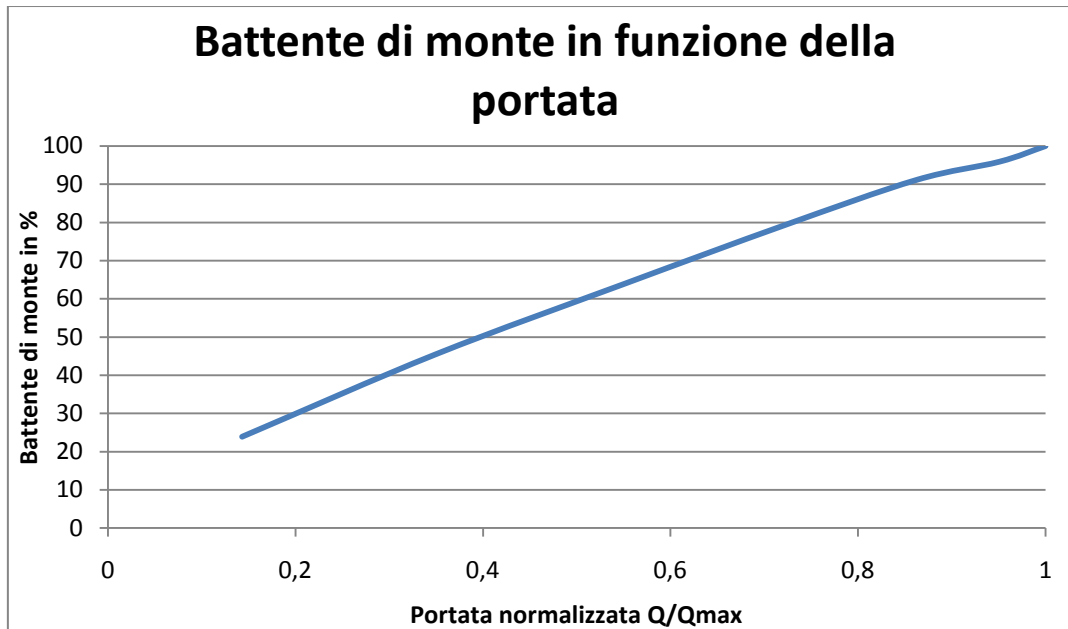


Figura 6-13 Battente di monte in % in funzione della portata normalizzata.

In Figura 6-13 vengono riportati i risultati di un'analisi sperimentale condotta su un impianto a coclea idraulica di dimensioni analoghe rispetto al caso in esame.

A questo punto risulta utile definire un rendimento legato alla riduzione di battente al variare della portata, che verrà moltiplicato per il rendimento complessivo (idraulico_meccanico_elettrico) dell'impianto a coclea così da ottenere un rendimento totale equivalente, specifico rispetto all'impianto in esame.

Il rendimento totale viene definito come:

$$(6-18) \quad \eta_{TOT} = \eta_{complessivo} * \eta_{perdita\ battente}$$

A questo punto è possibile calcolare il rendimento totale dell'impianto in ogni condizione di funzionamento (portata istantanea in % rispetto alla portata nominale), mediante l'utilizzo di una funzione di interpolazione lineare tra diversi punti del grafico in Figura 6-14.

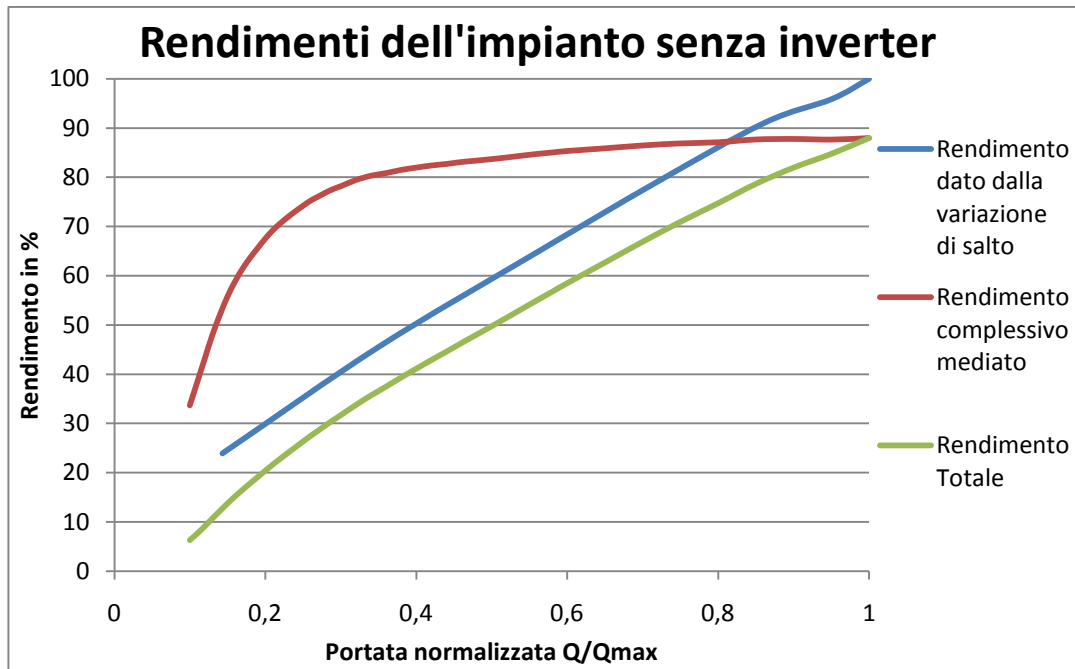


Figura 6-14 Rendimenti dell'impianto senza l'adozione di un inverter.

Per il dimensionamento dell'impianto senza inverter si considera una portata nominale tale da minimizzare il tempo di ritorno dell'investimento (PBT).

Q_N	6,200	m^3/s
Q_2	0,620	m^3/s

Tabella 6-6 Valori di portata utilizzati per il dimensionamento.

La portata nominale in questo caso risulta essere inferiore rispetto al caso precedente in quanto in assenza di un inverter si privilegia un funzionamento a carichi nominali più duraturo nel tempo.

In Tabella 6-7 vengono riportati i risultati derivanti dall'analisi di dimensionamento dell'impianto senza inverter, caratterizzata da una potenza nominale di poco inferiore a 100 kW.

$[m^3/s]$	$[m/s]$	$[m]$	$[m]$			$[kW]$	$[kW]$	$[kWh]$
Qdisp	v_1	Δp	Hn	Q %	η %	P nom	P el netta	EE prod
6,200	0,620	0,059	1,841	100,00	87,94	98,48	95,48	2245,59

Tabella 6-7 Analisi di dimensionamento impianto senza inverter.

COSTO AL kW	3988,3262	€/kWn
INVESTIMENTO	392.754	€
O&M	3.928	€/anno
DURATA AMMORTAMENTO	8	anni
AMMORTAMENTO	49094	€/anno
VITA UTILE	20	anni
INCENTIVI	0,219	€/kWh
P el NETTA	95,48	kW
EE rete annua	392104	kWh/anno
Ore equivalenti	3982	h/anno

Tabella 6-8 Risultati dell'analisi di dimensionamento dell'impianto senza inverter

Rispetto al dimensionamento fatto precedentemente il nuovo impianto senza inverter prevede un investimento iniziale decisamente inferiore, dovuto appunto all'assenza di quest' ultimo componente, tuttavia presenta un'efficienza idraulica decisamente inferiore soprattutto a carichi parzializzati. Solo un'attenta analisi economica sarà in grado di stabilire quali delle due configurazioni rappresenti la miglior soluzione energetica e quindi economica.

anno	EE	O&M (-)	AMM. (-)	TASSE (-)	CF	Cfa	Cfa cum
	€	€	€	€	€	€	€
0	0	0	0	0	-392.754	-392.754	-392.754
1	85870,869	3.928	49094	12482,66	69.461	64.722	-328.032
2	85870,869	3.928	49094	12482,66	69.461	60.307	-267.725
3	85870,869	3.928	49094	12482,66	69.461	56.193	-211.532
4	85870,869	3.928	49094	12482,66	69.461	52.359	-159.173
5	85870,869	3.928	49094	12482,66	69.461	48.787	-110.386
6	85870,869	3.928	49094	12482,66	69.461	45.459	-64.927
7	85870,869	3.928	49094	12482,66	69.461	42.358	-22.570
8	85870,869	3.928	49094	12482,66	69.461	39.468	16.898
9	85870,869	3.928	0	31138,47	50.805	26.898	43.797
10	85870,869	3.928	0	31138,47	50.805	25.063	68.860
11	85870,869	3.928	0	31138,47	50.805	23.353	92.213
12	85870,869	3.928	0	31138,47	50.805	21.760	113.974
13	85870,869	3.928	0	31138,47	50.805	20.276	134.249
14	85870,869	3.928	0	31138,47	50.805	18.893	153.142
15	85870,869	3.928	0	31138,47	50.805	17.604	170.746

anno	EE	O&M (-)	AMM. (-)	TASSE (-)	CF	Cfa	Cfa cum
16	85870,869	3.928	0	31138,47	50.805	16.403	187.148
17	85870,869	3.928	0	31138,47	50.805	15.284	202.432
18	85870,869	3.928	0	31138,47	50.805	14.241	216.673
19	85870,869	3.928	0	31138,47	50.805	13.270	229.943
20	85870,869	3.928	0	31138,47	50.805	12.364	242.307

Tabella 6-9 Tabella economica analisi di dimensionamento impianto senza inverter

Dalla Tabella 6-9 si ricavano:

- Net Present Value (NPV) = 242.307 €, ottenuto dalla sommatoria dei flussi di cassa attualizzati.
- Internal Rate of Return (IRR) = 15,45%.
- Pay Back Time (PBT) risulta essere leggermente inferiore rispetto al caso analizzato precedentemente:

$$(6-19) \quad \text{Pay Back Time} \left(\dot{Q}_N = 6,2 \text{ m}^3/\text{s} \right) = 7,5718 \text{ anni} = \mathbf{7 \text{ anni e } 7 \text{ mesi}}$$

Il modello realizzato in Excel permette di ricavare l'andamento del Pay Back Time al variare della portata nominale; la portata nominale pari a 6,2 m³/s ipotizzata all'inizio del dimensionamento è il valore di portata che permette di minimizzare il Pay Back Time per l'impianto preso in considerazione (senza inverter).

Per questa tipologia di impianto il Pay Back Time risulta avere questo andamento, mostrato in Figura 6-15.

In questa configurazione impiantistica le emissioni di CO₂ evitate, considerando il fattore di emissione nazionale di CO₂ pari a 0,483 tCO₂/MWh_{el}, risultano essere:

$$(6-20) \quad EE_{Prodotta} * \left(0,483 \text{ kg}/\text{kWh}_{el} \right) \cong 189,39 \text{ ton}/\text{anno}$$

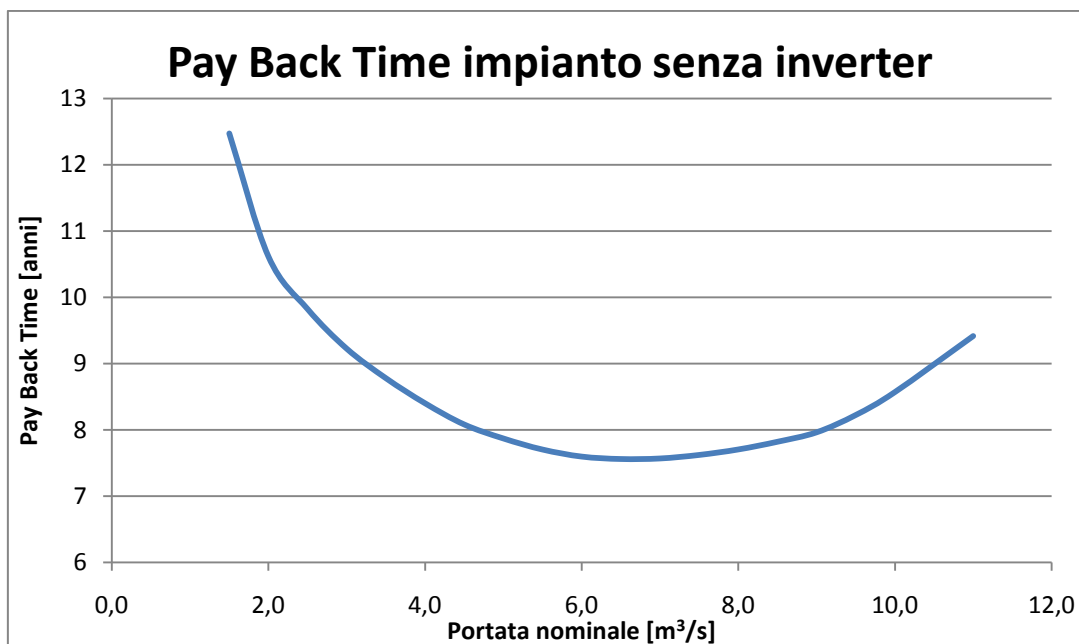


Figura 6-15 Andamento del Pay Back Time dell' impianto senza inverter.

6.4. Confronto tra le due tipologie di impianto

Il confronto tra le due possibili configurazioni risulta essere fondamentale al fine di poter individuare la soluzione energeticamente ed economicamente migliore per l'installazione di un impianto in Conca Dazio. La scelta della miglior configurazione impiantistica dovrà scaturire non solo da un confronto dei risultati economici, ma anche da diverse configurazioni impiantistiche ed autorizzative.

In ambito economico possono essere messi a confronto l'andamento del Pay Back Time nelle due diverse configurazioni, come mostrato in Figura 6-16.

Le curve relative all'andamento del Pay Back Time nelle due differenti configurazioni risultano essere ben distinte tra loro, senza punti di intersezione. In Figura 6-16 si può osservare che la configurazione con il sistema a inverter risulta essere fortemente penalizzata dall'aumento dell'investimento iniziale a causa del costo elevato del sistema a inverter (34392 €), in questo caso l'aumento del costo dell'intero impianto non riesce ad essere compensato dall'aumento di producibilità energetica a carichi parziali.

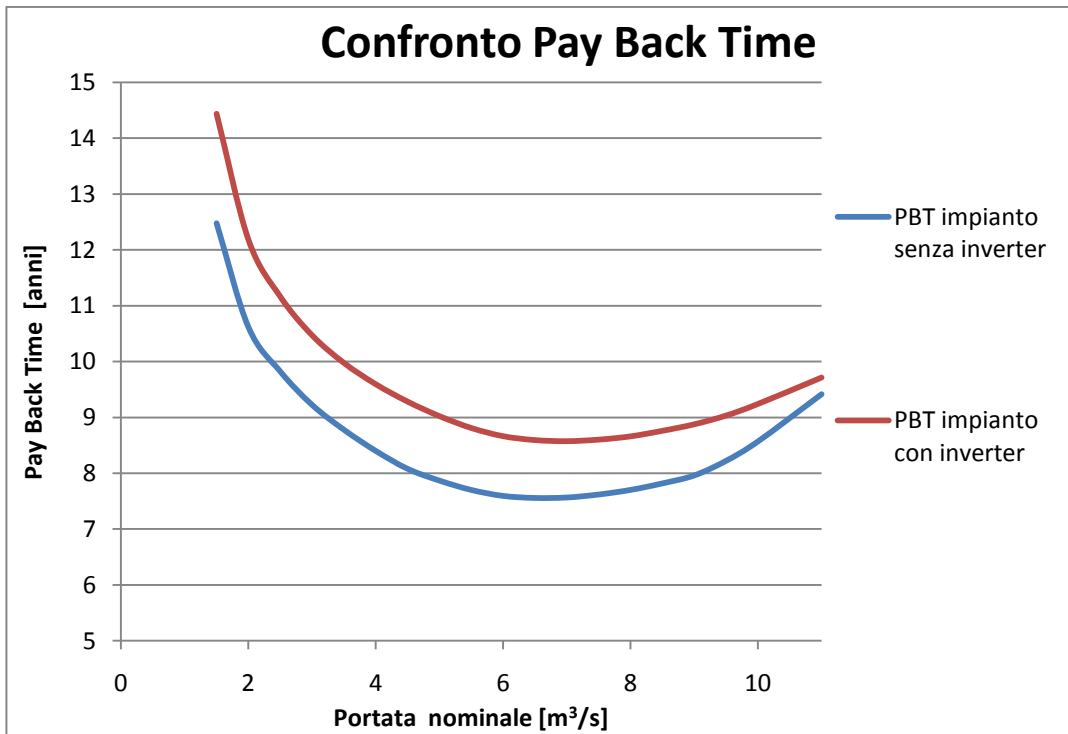


Figura 6-16 Confronto PBT per le due configurazioni impiantistiche.

Il confronto dei risultati economici (Tabella 6-10) fa propendere per l'installazione di un impianto senza inverter.

Confronto tra le configurazioni impiantistiche secondo il metodo di minimizzazione del Pay Back Time					
Tipologia di impianto	Portata ottimale [m³/s]	Producibilità energetica [MWh/anno]	Pay Back Time (PBT)	Internal Rate of Return (IRR)	Net Present Value (NPV)
Impianto con inverter	6,9	429107	8 anni e 7 mesi	13,78%	228481 €
Impianto senza inverter	6,2	392104	7 anni e 7 mesi	15,45%	242307 €

Tabella 6-10 Confronto risultati delle due configurazioni impiantistiche.

Dalle analisi di dimensionamento precedentemente effettuate, la minimizzazione del Pay Back Time viene raggiunto con una portata pari a 6,9 m³/s per la prima tipologia di impianto (con inverter) e di 6,2 m³/s per la seconda tipologia (senza inverter).

Tale differenza di portata per le due configurazioni impiantistiche può trovare spiegazione nel fatto che in un impianto a inverter venga ottimizzato il rendimento a carichi parzializzati e l' aumento del valore di portata nominale comporti un funzionamento a carichi parziali più duraturo nel tempo. Nonostante la differenza di portata possa sembrare abbastanza esigua essa è sufficiente a scaturire due enormi differenze impiantistiche; se si fa riferimento alla Figura 6-2 si nota che una portata di $6,2 \text{ m}^3/\text{s}$ si avvicina al limite massimo elaborabile da un'unica coclea idraulica ($6,5 \text{ m}^3/\text{s}$), invece per poter elaborare una portata di $6,9 \text{ m}^3/\text{s}$ sarà necessario installare due coclee in parallelo, con un conseguente aumento degli ingombri e dei costi.

Un'ultima considerazione, ma non meno importante, riguarda le procedure autorizzative necessarie per avviare la costruzione del nuovo impianto; nel caso dell'installazione di un impianto senza inverter e una portata nominale pari a $6,2 \text{ m}^3/\text{s}$ si raggiungerebbe una potenza nominale di poco inferiore a 100 kW (vedere Tabella 6-7); ciò permetterebbe di entrare nei limiti di potenza imposti (potenza nominale inferiore a 100 kW) per presentare solo la Procedura Abilitativa Semplificata (PAS) e l'autorizzazione paesaggistica comunale al posto dell'Autorizzazione Unica (AU) e della Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) necessarie per la costruzione della tipologia di impianto con inverter (con potenza nominale di poco superiore a 100 kW). A tal proposito si rimanda al paragrafo 5.7. del capitolo 5. per un'esaustiva spiegazione riguardanti autorizzazioni prima citate.

Risulta evidente come la Procedura Abilitativa Semplificata abbia tempistiche amministrative decisamente inferiori rispetto alla Autorizzazione Unica e soprattutto non implichi la realizzazione della Valutazione di Impatto Ambientale (VIA), necessaria per determinate soglie di potenze e nel caso l'installazione del nuovo impianto rientri in Zone a Protezione Speciale (ZPS) oppure in Siti di Interesse Comunitario (SIC). Pertanto gli impianti idroelettrici con potenza nominale inferiore ai 100 kW presentano un' iter amministrativo e burocratico decisamente più snello rispetto agli impianti idroelettrici di taglia superiore.

L'ultimo confronto tra le due possibili configurazioni impiantistiche è stato eseguito imponendo il limite di potenza definito per la presentazione della Procedura Abilitativa Semplificata (100 kW). Come è possibile vedere in Tabella 6-11 l'impianto senza inverter rimane con una portata nominale pari a $6,2 \text{ m}^3/\text{s}$, mentre l'impianto con inverter vede ridurre la portata nominale a $6,5 \text{ m}^3/\text{s}$, distaccandosi leggermente dalle condizioni di portata in grado di garantire il ritorno dell'investimento nel minor tempo possibile. In particolar modo la riduzione di portata comporta una riduzione nella producibilità elettrica annuale e una riduzione del Net Present Value rispetto al primo dimensionamento.

Confronto tra le configurazioni impiantistiche con limite di potenza imposto a 100 kW					
Tipologia di impianto	Portata [m³/s]	Producibilità energetica [MWh/anno]	Pay Back Time (PBT)	Internal Rate of Return (IRR)	Net Present Value (NPV)
Impianto con inverter	6,5	411.928	8 anni e 7 mesi	13,76%	218.807 €
Impianto senza inverter	6,2	392.104	7 anni e 7 mesi	15,45%	242.307 €

Tabella 6-11 Confronto tra le due configurazioni impiantistiche con limite di potenza imposto.

Di seguito vengono riassunte le motivazioni che portano ad orientarsi per la configurazione impiantistica che non prevede l'installazione del sistema a inverter:

- Maggiori vantaggi da un punto di vista costruttivo poiché la riduzione di portata a 6,2 m³/s consente l'installazione di un'unica coclea di grandi dimensioni rispetto all'installazione di due coclee in parallelo nel caso si fosse optato per una portata nominale d'impianto pari a 6,9 m³/s.
- Maggiori vantaggi da un punto di vista economico per la riduzione del Pay Back Time, l'aumento del Net Present Value e l'incremento dell' Internal Rate of Return, come mostrato in Tabella 6-10
- Semplificazione impiantistica e incremento dell'affidabilità del sistema.
- Semplificazioni nell'iter burocratico necessario per ottenere l'autorizzazione ai lavori.

Infine è si cercato di schematizzare in due dimensioni l'installazione del impianto a coclea idraulica (Figura 6-17); l'impianto andrebbe installato subito a valle del ponticello, adibendo a vasca di carico tutta l'area compresa tra le vecchie chiuse e l'opera di presa dell'impianto. Le nuove chiuse di fatto non sarebbero altro che delle aperture a stramazzo con un'altezza tale da garantire la permanenza dell'impianto nelle condizioni di afflusso ottimale (h_{in} costante) e lo smaltimento di eventuali portate eccedenti la capacità nominale dell'impianto.

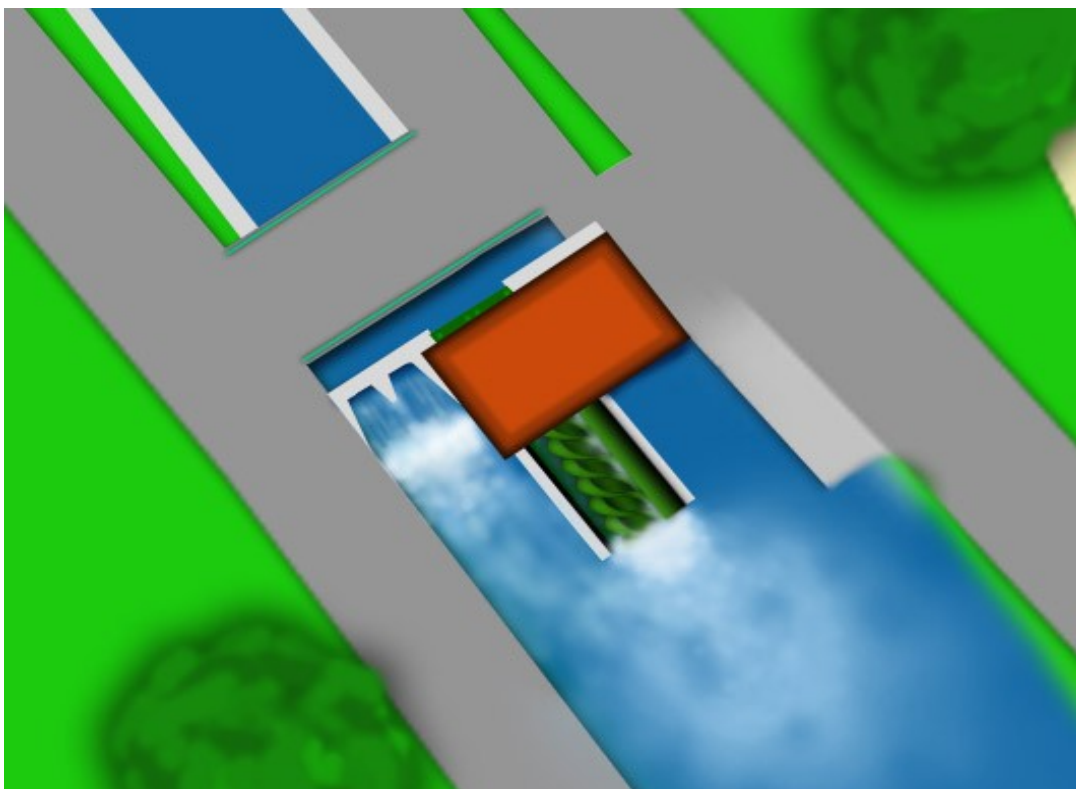


Figura 6-17 Schematizzazione 2D dell'impianto installabile in Conca Dazio.

6.5. Tabelle riassuntive

L'obiettivo prefissato dal Comune di Abbiategrasso riguardante la producibilità energetica annua da fonte idroelettrica è di 2000 MWhel mentre la producibilità energetica derivante dai singoli progetti viene riassunta nella Tabella 6-12.

Progetto	Descrizione	Potenza nominale	Producibilità energetica annua	Emissioni di CO ₂ evitate
Recupero dei mulini per la realizzazione di mini centrali idroelettriche	Mulino reale	$P \cong 6,05 \text{ kW}$	$EE \cong 21,8 \text{ MWh annui}$	10,52 <i>ton/anno</i>
	Mulino Comunale 1	$P \cong 7,5 \text{ kW}$	$EE \cong 27 \text{ MWh annui}$	13,04 <i>ton/anno</i>
	Mulino a ruota tripla (config. a coclea)	$P \cong 23,8 \text{ kW}$	$EE \cong 85 \text{ MWh annui}$	39,1 <i>ton/anno</i>
Impianto idroelettrico sul Canale Scolmatore	Impianto a coclea idraulica	$P \cong 380 \text{ kW}$	$EE \cong 1310 \text{ MWh annui}$	632,7 <i>ton/anno</i>
Impianto idroelettrico sul Naviglio Bereguardo	Impianto a coclea idraulica in Conca Dazio	$P \cong 98,5 \text{ kW}$	$EE \cong 392 \text{ MWh annui}$	189,4 <i>ton/anno</i>
TOTALE:		$P \cong 515,8 \text{ kW}$	$EE \cong 1836 \text{ MWh annui}$	895,9 <i>ton/anno</i>

Tabella 6-12 Tabella riassuntiva dei progetti in ambito idroelettrico attuabili dal Comune di Abbiategrasso.

Al termine di tutte le analisi di fattibilità, con il relativo dimensionamento del nuovo impianto in Conca Dazio, è stato possibile compilare la “Scheda d’Azione” relativa alle azioni da intraprendere per garantire la producibilità attesa da fonte idroelettrica.

Codice EE 18B	Settore	PRODUZIONE LOCALE DI ENERGIA ELETTRICA
	Campo di azione	ENERGIA IDROELETTRICA
	Azione chiave	RECUPERO DEI MULINI AD ACQUA PER REALIZZARE MINI CENTRALI IDROELETTRICHE
	Azioni correlate	PT24A – Sviluppo urbano sostenibile – Realizzazione e adeguamento del P.G.T.
Descrizione dell'azione	<p>L'Amministrazione comunale si impegna a realizzare un progetto di analisi di fattibilità per la riqualificazione dei mulini esistenti nell'area comunale e in disuso, al fine di trasformarli in impianti micro idroelettrici. L'analisi di fattibilità comprende anche la progettazione di un impianto a coclea idraulica lungo il Naviglio Bereguardo. In particolare:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Impianto a coclea idraulica in Conca Dazio sul Naviglio Bereguardo Potenza nominale: 98,5 kW Energia producibile: 392 MWh annui Emissioni di CO₂ evitate: 189,4 tonnellate annue • Riqualificazione Mulino Reale Potenza nominale: 6,05 kW Energia producibile: 21,8 MWh annui Emissioni di CO₂ evitate: 10,52 tonnellate annue • Riqualificazione Mulino Comunale 1 Potenza nominale: 7,5 kW Energia producibile: 27 MWh annui Emissioni di CO₂ evitate: 13,04 tonnellate annue • Impianto a coclea idraulica in sostituzione al mulino a ruota tripla Potenza nominale: 23,8 kW Energia producibile: 85 MWh annui Emissioni di CO₂ evitate: 39,1 tonnellate annue • Impianto a coclea idraulica sul Canale Scolmatore di Nord Ovest Potenza nominale: 380 kW Energia producibile: 1310 MWh annui Emissioni di CO₂ evitate: 632,73 tonnellate annue 	
Risultati attesi	Producibilità energetica	Totale: 1836 MWh annui
	Riduzione delle emissioni di CO ₂ [t]:	Totale: 895 tonnellate annue
Tempistiche di attuazione	Periodo prevista di inizio	2012
	Periodo prevista di fine	2020

Risorse umane coinvolte	Responsabile operativo dell'azione	Amministrazione Comunale
	Attori coinvolti nell'Amministrazione Comunale	Settore Gestione del Territorio
	Attori esterni coinvolti	Politecnico di Milano
Costi e risorse finanziarie	Costo stimato dell'azione	Realizzazione dell'analisi di fattibilità: 5.000 €
	<i>Autofinanziamento</i>	€ 5.000,00
Modalità di Monitoraggio	Indicatori di riferimento	MWh di energia prodotta/anno
	Frequenza di monitoraggio	Annuale
	Strumenti e sistemi per il monitoraggio	M.A.P.S (foglio di calcolo)
	Responsabile dell'attività di monitoraggio	Amministrazione Comunale; Settore Gestione del Territorio
Note: Costo stimato per la realizzazione del progetto: Impianti a coclea idraulica lungo il Naviglio Bereguardo = 392.754 € + Riquilificazione mulini (4500€/kW) = 60.975 € + Impianto a coclea sul C.S.N.O. 1.714.000 [35]. Totale = 2.167.729 €		

Tabella 6-13 Scheda d'azione per la produzione locale di energia elettrica da fonte idroelettrica. [44]

CAPITOLO 7

Conclusioni

Nel presente lavoro di tesi è stata condotta un'indagine relativa allo stato dell'arte della tecnologia nel settore mini-idroelettrico, prendendo in considerazione tutte le tecnologie utilizzabili in impianti di piccola taglia ad acqua fluente. Infatti se le tecnologie usate per lo sfruttamento di alti salti geodetici ed elevate portate d'acqua hanno raggiunto elevate efficienze idrauliche (vedi il rendimento idraulico raggiungibile da una turbina Kaplan al paragrafo 2.5.4.) e uno stadio di sviluppo avanzato, lo stesso discorso non può essere fatto per le tecnologie adibite allo sfruttamento dell' idroelettrico minore.

Dopo una breve introduzione all'idroelettrico nel mondo e in Italia si è dato spazio ad un'ampia trattazione relativa a tutte le tecnologie riguardanti l'idroelettrico minore, soffermandosi in particolare su una tecnologia con antiche origini seppur di nuova adozione in ambito idroelettrico: la coclea idraulica, per la quale è stato esaminato un modello analitico di progettazione (paragrafo 2.2.3.).

La revisione critica ha portato alla luce i punti di forza e di debolezza per ciascuna tipologia di macchina: la turbina VLH è una tecnologia molto specifica e ancora poco diffusa, che consente di raggiungere elevati rendimenti idraulici (anche se in un ristretto range di dislivelli geodetici) a fronte di elevati costi e rendimenti ridotti a carichi parziali. La coclea idraulica è favorita da costi di installazione piuttosto ridotti, grazie anche le esigue opere civili necessarie, ed è in grado di mantenere elevate efficienze idrauliche anche a carichi parziali; questa tecnologia risulta limitata in termini di portata massima elaborabile. Successivamente sono state analizzate 4 tipologie di ruote idrauliche, la cui applicazione è limitata ai bassi salti geodetici, per i quali le altre tecnologie non sono utilizzabili. La turbina Cross Flow è una macchina molto flessibile e adatta allo sfruttamento di salti geodetici medi per i quali però entra in competizione con tecnologie tradizionali più efficienti (Francis e Kaplan). Infine la turbina Kaplan rientra tra le tecnologie tradizionali ed ampiamente utilizzate in presenza di elevate portate d'acqua (decine di m^3/s); tuttavia richiede opere civili più consistenti rispetto alle tecnologie prima citate. In generale è stato possibile individuare per ciascuna di queste tecnologie un proprio campo di funzionamento, come riportato in Figura 2-40.

Il terzo capito è stato adibito alla presentazione del nuovo modello di incentivazione, introdotto dal Decreto sulle Rinnovabili del 6 luglio 2012, che entrerà in vigore dal 01 gennaio 2013; rispetto al precedente modello di incentivazione gli impianti mini idroelettrici aventi potenze di concessione fino a

500 kW vengono favoriti da incentivi più duraturi (la durata di incentivazione passa da 15 anni a 20 anni).

Successivamente è stato preso in considerazione l'idroelettrico come fonte rinnovabile principale del Comune di Abbiategrasso, la cui Amministrazione ha predisposto un Piano d'Azione per l'Energia Sostenibile in seguito all'adesione al Patto dei Sindaci. Sono stati ipotizzati diversi trend di andamento delle emissioni di CO₂ pro capite in modo da poter stimare le emissioni finali al 2020.

Una volta definito l'obiettivo di riduzione relativo alle emissioni di CO₂, l'Amministrazione del Comune di Abbiategrasso ha steso un Piano d'Azione per l'Energia Sostenibile (PAES) prevedendo di ricavare 2000 MWhel annui con la sola conversione dei mulini esistenti e in disuso in micro centrali idroelettriche. La producibilità energetica attesa da questi mulini si è tuttavia rilevata di un ordine di grandezza inferiore rispetto a quella prevista (Tabella riassuntiva 4-4 del capitolo 4).

I capitoli successivi sono stati dedicati alla stesura del bilancio idrico del Naviglio Bereguardo e al dimensionamento di un impianto mini idroelettrico a coclea idraulica in Conca Dazio, lungo il suddetto Naviglio.

Sulla base dell'andamento medio annuo delle portate in prossimità del sito prescelto è stata condotta un'analisi di dimensionamento per due configurazioni impiantistiche differenti: (i) con inverter e macchina a giri variabili in grado di mantenere il livello di monte nominale (ii) senza inverter e macchina a giri costanti e battente variabile in funzione della portata .

Il dimensionamento (paragrafo 6.2. e 6.3.) ha permesso di individuare per ciascuna configurazione impiantistica la portata nominale in grado di minimizzare il tempo di rientro del capitale investito. La scelta per l'adozione di una configurazione "standard", quindi senza l'utilizzo di un inverter, è stata presa in seguito a diverse considerazioni di natura tecnica, economica e burocratica (paragrafo 6.4.).

La producibilità energetica derivante dalla realizzazione dei progetti presentati negli ultimi capitoli, tra cui la realizzazione dell'impianto idroelettrico a coclea idraulica in Conca Dazio e la realizzazione dell'impianto sul Canale Scolmatore di Nord Ovest permetterebbe il raggiungimento di una quota di poco inferiore all'obiettivo che si era prefissato il Comune di Abbiategrasso al momento della stesura del PAES (ai 134 MWh derivanti dai mulini si sommano i 1702 MWh degli impianti a coclea, a fronte dei 2000 MWh previsti).

Ciò rappresenta comunque il raggiungimento di un ottimo risultato soprattutto se si prende in considerazione il fatto che l'obiettivo prefissato mediante la sola conversione dei mulini in impianti mini idroelettrici sarebbe stato decisamente irraggiungibile.

Al termine di tutte le analisi di fattibilità descritte in questa tesi è stato possibile compilare la Scheda d'Azione, riportata alla fine del sesto capitolo; questa scheda è stata inviata all'Amministrazione comunale di Abbiategrasso e sarà inserita in un libro dedicato al Patto di Sindaci di prossima pubblicazione.

In accordo con l'Ingegnere Carrozza a breve verrà organizzata una conferenza nella sala riunioni del Comune in cui sarà possibile presentare ai proprietari dei mulini l'analisi di fattibilità eseguita, lasciando a loro la possibilità di decidere se effettuare personalmente l'investimento o consentire l'intervento da parte di finanziatori esterni.

Lista degli acronimi

AU	Autorizzazione Unica
BAU	Business As Usual
CF	Cash Flow
CFA	Cash Flow Attualizzato
CFD	Computational Fluid Dynamics
CSNO	Canale Scolmatore di Nord Ovest
CV	Certificati Verdi
DIA	Dichiarazione di Inizio Attività
DMV	Deflusso Minimo Vitale
ENEL	Ente Nazionale per l'Energia Elettrica
ESHA	European Small Hydro Association
ETS	Emission Trading Scheme
FDC	Flow Duration Curve
FER	Fonti di Energia Rinnovabile
GME	Gestore del Mercato Elettrico
GSE	Gestore dei Servizi Elettrici
HPGS	Hydroelectric Power Generation System
IAFR	Impianto Alimentato da Fonti Rinnovabili
IBE	Inventario Base delle Emissioni
IEA	Internation Energy Agency
IC	(zona di) Interesse Comunale
IRR	Internal Rate of Return
NPV	Net Present Value
PAES	Piano d'Azione per l'Energia Sostenibile
PAN	Piano d' Azione Nazionale
PAS	Procedura Abilitativa Semplificata
PBT	Pay Back Time
R&D	Researce and Development
SEAP	Sustainable Energy Action Plan
SEN	Strategia Energetica Nazionale
SIC	Siti di Interesse Comunitario
TO	Tariffe Onnicomprensive
UNIPEDA	Union Internationale des Producteurs et Distributeurs d'Energie Electrique
VIA	Valutazione di Impatto Ambientale
VLH	Very Low Head
ZPS	Zone a Protezione Speciale

Bibliografia

- [1] Alessandro Davitti, *Fattibilità tecnico-economiche di impianti mini-idro: software e applicazioni*, tesi di laurea, rel. Alberto Bianchi; co-rel. Maximo Aurelio Peviani, Politecnico di Milano 2006/07.
- [2] Terna S.p.a., *Dati statistici sull'energia elettrica in Italia*, 2011, pp 6, 7, 11, 33, 39-49.
- [3] IEA (International Energy Agency), *Technology Roadmap Hydropower*, pp 9-11, IEA Publications, 9 rue de la Fédération, 75739 PARIS CEDEX 15 printed in France, October 2012.
- [4] Alberto Santolin, *Procedure per la progettazione standardizzata delle turbine delle piccole centrali idroelettriche*, Tesi di dottorato, Università di Padova, facoltà di ingegneria industriale, indirizzo energetica, supervisore: Guido Ardizzon, pp 16-18, pp 147-151, 2009.
- [5] Nicola Negri, *Analisi economica di un impianto idroelettrico*, Tesi di laurea, rel. Giancarlo Giudici, co-rel. Fulvio Ghisla. Politecnico di Milano 2009/2010.
- [6] ESHA (European Small Hydro Association), *Guida alla realizzazione di un piccolo impianto idroelettrico*, pp 3-8, 202-234, anno pubblicazione: 2007; versione aggiornata di "Layman's Guidebook on How to Develop a Small Hydro Site" di Celso Penche nel 1998.
- [7] Marc Leclerc, *The very low head turbo generator*, General Manager, MJ2 Technologies, France pag 1-5.
- [8] Philippe Lautier, *Variable speed operation of a new Very Low Head Hydro Turbine with Low Environmental Impact*, pag 85-90; Claude O'Neil, Cleire Deschenes, Hervè Joel Nanga Ndjana, Richard Frasn, Marc Leclerc, 2007 IEEE anada Electrical Power Conference.
- [9] MJ2 Technologies S.A.R.L., *VLH turbine General Data*, Project web site: www.vlh-turbine.com, La Cavalerie (France) 2010.
- [10] Chris Rorres. *The turn of the screw: optimal design of an archimedes screw*. Journal of Hydraulic Engineering, 126(1), 2000, pp 72–80.
- [11] Brada, K., Radlik, K.-A. *Water screw motor for micropower plant*. 6th Intl. Symp. Heat exchange and renewable energy sources, pp 43-52, 1996, W. Nowak, ed. Wydaw Politechniki Szczecifiskiej, Szczecin, Poland.

- [12] Lashofer, A., Kaltenberger, F. and Pelikan, F. *Wie gut bewahrt sich die Wasserkraftschnecke in der Praxis*. *Wasserwirtschaft*, (7-8), 2011, pp 76–82.
- [13] Dirk M. Nuernbergk and Chris Rorres. *An analytical model for the water inflow of an Archimedean screw used in hydropower generation*. *Journal of Hydraulic Engineering*, 23 July 2012 doi: 10.1061/(ASHE)HY. 1943-7900.0000661.
- [14] Muysken, J. *Berekening van het nuttig effect van de vijzel*. *De Ingenieur*, 1932, pp 77–91.
- [15] Jean Gimpel, *La révolution industrielle du Moyen Age*, Paris, Seuil, 1975, pp. 149-150.
- [16] Gerard Muller, *Water wheels as a power source*, Queen’s University of Belfast, civil engineering department, pp 1-8.
- [17] James Senior and Gerald Muller, (IAHR Member), *Simplified Theory of Archimedean Screws*, University of Southampton, School of Civil Engineering and the Environment, Highfield, Southampton, S017 1BJ, UK;
- [18] Muller G. & Kauppert K., *Old water mills, Britain’s new source of energy?* 2002, pp 1-9, *Proc. ICE Civ. Eng.*, Vol. 150, No. 4, 178-186.
- [19] Anurat Tevata and Chainarong Inprasit, *The Effect of Paddle Number and Immersed Radius Ratio on Water Wheel Performance*, *Energy Procedia* 9 (2011) 358-365, 9th Eco-Energy and Materials Science and Engineering Symposium.
- [20] Hayati Olgun, *Investigation of the performance of a Cross-Flow turbine*, *Internal Journal of Energy Research*, 22 pp 953-964 (1998), Karadeniz Technical University, Trabzon, Turkey, John Wiley & Sons Ltd
- [21] L.A.Haimeri: *The Cross Flow Turbine*, articolo indipendente, pp 1-4
- [22] Carlo Belli, *Le centrali idroelettriche*, Capitolo 2, Università di Pavia, Facoltà di Ingegneria, Dipartimento di Ingegneria Elettrica, corso di conversione dell’energia, 2009, pp 59-61.
- [23] Young-Do Choi, Jae-Ik Lim, You-Taek Kim and Young-Ho Lee; *Performance and internal flow characteristics of a Cross-Flow hydro turbine by the shapes of nozzle and runner blade*. *Journal of fluid science and technology*. Korea. Vol. 3 num. 3, 2008 pp 398-409. Project no. 2006-N-SH02-P-01-0
- [24] Kaldellis, L.K., Vlachou, D.S. and G. Korbakis. *Techno-economic evaluation of small hydro power plants in Greece: a complete sensitivity analysis*. 2005 *Energy Policy* 33: 1969-1985

- [25] Carlo Osnaghi, *Teoria delle turbomacchine*, Progetto Leonardo, Società editrice Esculapio s.r.l. 2006, pp 175-182.
- [26] ESHA, *Guide on How to Develop a Small Hydropower Plant*. European Small Hydropower Association, 2004, pp 163-167.
- [27] Repower Italia, *Le Fonti Rinnovabili*, 2012, pp 1-9; pp 63-73.
- [28] Ministero dello Sviluppo Economico, *Piano d'Azione italiano per l'Efficienza Energetica 2011*, 01 luglio 2011.
- [29] Nicola Fergnani, *Sistema di incentivazione delle FER in Italia*, Milano 2012, pp 2.
- [30] Gestore dei Servizi Energetici (GSE), *Rapporto statistico 2011 Impianti a fonti rinnovabili*. 2011, pp 2.
- [31] Il ministro dello Sviluppo Economico (Passera), il ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare (Clini), il ministro delle politiche agricole, alimentari e forestali (Catania). *Decreto sulle Rinnovabili del 6 luglio 2012*, Roma.
- [32] Infoenergia, *Redazione di un Piano di Azione*, Patto dei Sindaci, 14/12/2009
- [33] Sustainable Energy Action Plan 2011, *Patto dei Sindaci*, Comune di Abbiategrasso, Provincia di Milano, DOC. 001-24.10.2011 pp: 1-78.
- [34] Claudio Gandolfi, *Bilancio Idrico Master Plan Navigli*, competenza 1, Università degli studi di Milano, coordinatore scientifico Andrea Tosi, 2002, pp 8-25.
- [35] Massimo Sartorelli e Cesare Puzzi, *Realizzazione di una micro centrale idroelettrica sul Canale Scolmatore Nord-Ovest (Progetto Preliminare)*, Blu Progetti s.r.l., 23 febbraio 2009, pp 8.
- [36] Cesare Puzzi, *Studio preliminare ambientale per le opere di realizzazione di una micro centrale idroelettrica sul Canale Scolmatore Nord-Ovest*, 2009.
- [37] Comune di Abbiategrasso, *Domanda di autorizzazione paesaggistica*, Provincia di Milano, settore gestione del territorio, sportello unico edilizia, 9 luglio 2010
- [38] Regione Lombardia, *Linee guida regionali per l'autorizzazione degli impianti per la produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili (FER) mediante recepimento della normativa nazionale in materia*. Delibera 18/04/2012 n. IX/3298

- [39] Gestore dei Servizi Energetici (GSE), *Autorizzazioni per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili*, 2011.
- [40] Andrea Bartolazzi, *Le energie rinnovabili*, Editore Ulrico Hoepli Milano, 2006, Cap 7, pp 224.
- [41] Giannecchini Michele, *Progetto di un impianto idroelettrico sul torrente Lucido in località Pian di Molino*, tesi di laurea magistrale pp 69, Università di Pisa, rel. Carlo Viti, co-rel. Alessandro Peruginelli. 2010.
- [42] B. Burger, R. Ruther, *Inverter sizing of grid-connected photovoltaic systems in the light of local solar resource distribution characteristics and temperature* *Solar Energy* 80, 2006, pp 32–45
- [43] Regione Lombardia, Reti, Servizi di Pubblica Utilità e Sviluppo Sostenibile, *Direttive per l'adeguamento delle derivazioni al rilascio del Deflusso Minimo Vitale*, Milano febbraio 2008, Articolo 3.6, pp 13.
- [44] Comune di Abbiategrasso, *Piano d'Azione per l'Energia Sostenibile, Allegato B*, Scheda codice EE 18 B.

Internet References

- (0) www.vlh-turbine.com
- (1) <http://www.arkimedeion.it>
- (2) <http://www.ritz-atro.de>
- (3) <http://www.renewhydro.com>
- (4) <http://www.ossberger.de>
- (5) <http://www.gse.it/it/EnergiaFacile/guide/Energiaelettrica/Idroelettrico/Pages/default.aspx>
- (6) www.eumayors.eu
- (7) <http://maps.google.it/>
- (8) <http://www.etvilloresi.it/portal-villoresi/sv1.do>
- (9) <http://www.comune.abbiategrasso.mi.it/Il-Comune/Modulistica/Sportello-Unico-per-Edilizia/Documentazione-per-le-procedure-paesaggistiche>
- (10) <http://www.google.com/earth/index.html>
- (11) <http://www.panoramio.com/photo/32771242?source=wapi&referrer=kh.google.com>
- (12) <http://www.panoramio.com/photo/53362753?source=wapi&referrer=kh.google.com>