



**POLITECNICO DI TORINO**  
DITIC – Dipartimento di Idraulica,  
Trasporti e Infrastrutture Civili

---

**RELAZIONE CONCLUSIVA** delle attività relative al Progetto CIPE C55

**“Produzione di energia idroelettrica ecocompatibile  
dagli acquedotti: studio di sostenibilità sul territorio piemontese”**

finanziato da



*Responsabile della ricerca*  
Prof. Roberto **REVELLI**

*Co-responsabile scientifico*  
Prof. Pierluigi **CLAPS**

*Collaboratore tecnico-scientifico*  
Ing. Davide **POGGI**

*Collaboratori*  
Ing. Fabio **PLEBANI**  
Ing. Filippo **MIOTTO**



---

## INDICE

<b>INDICE.....</b>	<b>1</b>
<b>PRESENTAZIONE .....</b>	<b>7</b>
<b>PREMESSA.....</b>	<b>9</b>
<b>DESCRIZIONE DEL PROGETTO .....</b>	<b>10</b>
<b>I. I SISTEMI ACQUEDOTTISTICI DEL PIEMONTE.....</b>	<b>13</b>
<b>I.I. DESCRIZIONE DELLA BANCA DATI .....</b>	<b>13</b>
<b>I.II. CONSISTENZA DEI DATI: LE SORGENTI.....</b>	<b>19</b>
<b>I.II.I. Validazione dei dati relativi alle portate delle sorgenti.....</b>	<b>23</b>
<b>I.II.II. Valutazione delle portate in base ai valori di volumi derivati dalle sorgenti.....</b>	<b>23</b>
<b>I.II.III. Valutazione delle portate in base ai valori di volume immesso in rete.....</b>	<b>26</b>
<b>I.II.IV. Valutazione delle portate in base ai dati di dotazione idrica e di popolazione residente .....</b>	<b>29</b>
<b>I.II.V. Dati relativi alla quota delle sorgenti .....</b>	<b>32</b>
<b>I.III. CONSISTENZA DEI DATI: I SERBATOI DI LINEA .....</b>	<b>38</b>
<b>I.III.I. Dati relativi alla quota dei serbatoi .....</b>	<b>38</b>
<b>I.IV. CONSISTENZA DEI DATI: LE CONDOTTE DI ADDUZIONE .....</b>	<b>45</b>
<b>II. VALUTAZIONE DEL POTENZIALE ENERGETICO A SCALA REGIONALE .....</b>	<b>46</b>
<b>II.I. DEFINIZIONI DI POTENZIALE .....</b>	<b>47</b>
Definizione A .....	47
Definizione B .....	48
<b>II.II. CALCOLO DEL POTENZIALE PER DIVERSE IPOTESI DI BASE.....</b>	<b>50</b>
<b>II.II.I. Descrizione dei casi per <math>P_{ni\_B}</math> .....</b>	<b>51</b>
<b>II.II.II. Descrizione dei casi per <math>P_{ni\_B}</math> .....</b>	<b>52</b>
<b>II.II.III. Risultati per <math>P_{ni\_A}</math>.....</b>	<b>53</b>
<b>II.II.IV. Risultati - <math>P_{ni\_B}</math>.....</b>	<b>58</b>
<b>II.III. RIEPILOGO DEI RISULTATI OTTENUTI.....</b>	<b>62</b>

---

<b>II.III.I. Considerazioni sui risultati ottenuti</b> .....	75
<b>III. LE FONTI DI ENERGIA RINNOVABILE: LA NORMATIVA DI SETTORE</b> .....	<b>77</b>
<b>III.I. IMPIANTI ENTRATI IN ESERCIZIO PRIMA DEL 31 DICEMBRE 2007</b> .....	<b>79</b>
<b>III.I.I. I sistemi di incentivazione in vigore fino al 31 dicembre 2007</b> .....	<b>79</b>
Il quadro normativo complessivo.....	79
Il D.Lgs. n.79 del 16/3/1999: il “decreto Bersani”.....	80
Il sistema CIP 6 ed il meccanismo dei Certificati Verdi.....	82
Il sistema CIP 6.....	82
Il meccanismo di incentivazione dei Certificati Verdi.....	83
<b>III.I.II. Le procedure autorizzative precedenti la realizzazione dell’opera</b> .....	<b>86</b>
Concessione per la derivazione di acqua ad uso idroelettrico.....	86
Valutazione di Impatto ambientale.....	87
Valutazione di incidenza ambientale.....	88
Autorizzazione paesaggistica e nulla osta ente di gestione area protetta.....	88
Parere antincendio VV.FF.....	88
Comunicazione di intenti al Ministero delle Attività Produttive.....	88
Comunicazione di intenti al Distributore Elettrico Locale.....	88
Comunicazione di intenti all’Ufficio Tecnico di Finanza (U.T.F.).....	88
Domanda al Corpo Forestale dello Stato.....	89
Domanda di rilascio del Permesso di Costruire e D.I.A.....	89
<b>III.I.III. Le procedure autorizzative successive alla realizzazione dell’opera</b> .....	<b>89</b>
Denuncia all’U.T.F. per potenze nominali superiori ai 20 kW.....	89
Certificato di Collaudo dell’opera.....	90
Qualifica I.A.F.R.....	90
Imposte di legge.....	90
<b>III.I.IV. Modalità di connessione degli impianti FER alle reti</b> .....	<b>91</b>
<b>III.I.V. Modalità di cessione dell’energia</b> .....	<b>92</b>
D.Lgs. 387/2003 e delibera 28/06: lo scambio sul posto.....	92
Delibera AEEG 34/05: tariffe per la cessione di energia elettrica ai gestori.....	93
<b>III.II. IMPIANTI ENTRATI IN ESERCIZIO DOPO IL 1 GENNAIO 2008</b> .....	<b>95</b>
<b>III.II.I. Il nuovo quadro normativo in vigore dal 1 gennaio 2008</b> .....	<b>95</b>
Delibera AEEG 280/07: modalità e condizioni economiche per il ritiro dell’energia elettrica.....	95
I prezzi per il ritiro dell’energia.....	97
Corrispettivi di trasporto.....	98
Corrispettivi di aggregazione delle misure.....	98
Corrispettivi di sbilanciamento per impianti alimentati da fonti programmabili.....	99

La Legge 24 dicembre 2007 n.244: “Finanziaria 2008” .....	99
Certificati Verdi .....	100
Attuale modalità di ritiro dell’energia elettrica prodotta .....	100
<b>IV. VALUTAZIONE DI MASSIMA DEI COSTI E DEI BENEFICI.....</b>	<b>101</b>
<b>IV.I. LA FATTIBILITÀ ECONOMICA .....</b>	<b>102</b>
<b>IV.I.I. “Valore attuale netto” (VAN) e payback period.....</b>	<b>104</b>
<b>IV.I.II. “Tasso interno di rendimento” (TIR) .....</b>	<b>104</b>
<b>IV.II. IPOTESI E SCENARI DI ANALISI.....</b>	<b>105</b>
<b>IV.II.I. Costi.....</b>	<b>105</b>
Dati relativi all’impianto .....	105
Costi per la realizzazione dell’impianto .....	105
Costi della turbina, del generatore e del quadro di comando .....	106
Costi delle opere civili e delle opere idrauliche di collegamento.....	107
Costi annui di esercizio e costi straordinari di manutenzione .....	108
Costi annui generali ed assicurativi.....	109
Costi per l’allacciamento alla rete elettrica e costi amministrativi e gestionali dovuti al GSE.....	110
Imposte di esercizio .....	111
<b>IV.II.II. Ricavi.....</b>	<b>112</b>
<b>IV.II.III. Tempo.....</b>	<b>113</b>
<b>IV.III. IMPIANTI CON POTENZA NOMINALE FINO A 20KW .....</b>	<b>114</b>
<b>IV.III.I. Costi.....</b>	<b>114</b>
<b>IV.III.II. Ricavi .....</b>	<b>114</b>
<b>IV.III.III. Tempo .....</b>	<b>115</b>
<b>IV.IV. CONFIGURAZIONI ANALIZZATE .....</b>	<b>115</b>
<b>IV.IV.I. Impianti entrati in funzione prima del 31 dicembre 2007 .....</b>	<b>116</b>
Rendimento di produzione .....	123
Il sistema incentivante nell’era pre-Finanziaria 2008.....	124
<b>IV.IV.II. IMPIANTI ENTRATI IN FUNZIONE DOPO IL 1 GENNAIO 2008.....</b>	<b>124</b>
<b>V. POTENZIALE ECONOMICO .....</b>	<b>132</b>
<b>V.I. CALCOLO DEL POTENZIALE PER DIVERSE IPOTESI DI BASE.....</b>	<b>133</b>
<b>V.I.I. Impianti entrati in funzione prima del 31 dicembre 2007 .....</b>	<b>134</b>

V.I.II. Impianti entrati in funzione dopo il 1° gennaio 2008.....	140
<b>CONCLUSIONI.....</b>	<b>151</b>
<b>BIBLIOGRAFIA.....</b>	<b>153</b>
<b>APPENDICE A: CASI STUDIO .....</b>	<b>155</b>
A.1. INTRODUZIONE.....	153
A.2. ACQUEDOTTI DEL BIELLESE.....	157
A.2.1. Inquadramento geografico dell’area.....	157
A.2.2. Caratteristiche generali delle infrastrutture acquedottistiche presenti.....	159
A.2.3. Valutazione del potenziale idroelettrico.....	160
A.2.4. Analisi della consistenza dei dati.....	161
A.2.5. CASO STUDIO RELATIVO AL COMUNE DI PRAY.....	163
A.2.5.1. Dati tecnici da analizzare .....	164
A.2.5.2. Analisi economica.....	172
A.2.5.3. Situazione 2007.....	173
A.2.6. CASO STUDIO RELATIVO AL COMUNE DI PORTULA.....	175
A.2.6.1. Dati tecnici da analizzare .....	176
A.2.6.2. Analisi economica.....	181
A.2.6.3. Situazione 2007.....	182
A.2.7. CASO STUDIO RELATIVO AL COMUNE DI TRIVERO.....	184
A.2.7.1. Dati tecnici da analizzare .....	187
A.2.7.2. Analisi economica.....	190
A.2.7.3. Situazione 2007.....	192
A.3. CASO STUDIO RELATIVO AL COMUNE DI LIMONE PIEMONTE.....	196
<b>APPENDICE B: ASPETTI TECNICI RELATIVI ALLA PRODUZIONE IDROELETTRICA DA RETI ACQUEDOTTISTICHE.....</b>	<b>201</b>
B.1. INTRODUZIONE.....	202
B.2. PRINCIPALI ELEMENTI COSTITUENTI UN SISTEMA ACQUEDOTTISTICO DI ADDUZIONE ..	203
B.2.1. L’opera di captazione .....	203
B.2.2. Le condotte di adduzione .....	204

<b>B.2.3. Serbatoi.....</b>	<b>206</b>
<b>B.2.4. Disposizione delle turbine.....</b>	<b>207</b>
<b>B.3. LE MACCHINE IDRAULICHE.....</b>	<b>208</b>
<b>B.3.1. Turbine ad azione.....</b>	<b>209</b>
<u>Turbine PELTON</u> .....	209
<u>Turbine CROSS-FLOW O BANKI</u> .....	210
<b>B.3.2. Turbine a reazione .....</b>	<b>211</b>
<u>Turbine FRANCIS</u> .....	211
<u>Turbine KAPLAN e AD ELICA</u> .....	213
<u>Pompe INVERSE: pompe utilizzate come turbine</u> .....	213
<b>B.3.3. SCELTA DELLA TURBINA.....</b>	<b>214</b>
<b>B.3.4. POTENZA DELL’IMPIANTO E RENDIMENTO DELLE TURBINE.....</b>	<b>216</b>
<b>B.4. PROBLEMATICHE DI INTERAZIONE CON LA RETE ELETTRICA.....</b>	<b>218</b>
<b>B.4.1. COMPONENTI ELETTROMECCANICHE.....</b>	<b>219</b>
<u>Generatori sincroni ed asincroni</u> .....	219
<u>Moltiplicatore di giri</u> .....	220
<u>Trasformatore</u> .....	220
<u>Quadri di controllo e di potenza</u> .....	221
<u>Quadri di automazione</u> .....	221
<b>B.5. VALUTAZIONI COMPLESSIVE DI FATTIBILITÀ: ANALISI TECNICA PRELIMINARE.....</b>	<b>222</b>
<b>B.6. VALUTAZIONI COMPLESSIVE DI FATTIBILITÀ: PROGETTO PRELIMINARE E DEFINITIVO.....</b>	<b>224</b>
<u>Determinazione delle portate e dei salti</u> .....	224
<u>Condotte</u> .....	225
<u>Principi della messa in opera delle turbine</u> .....	226
<u>Dimensionamento</u> .....	227
<b>ALLEGATO I - ANALISI DELLA CONSISTENZA DEI SISTEMI ACQUEDOTTISTICI .228</b>	
<b>SORGENTI PRIVE DI GEOREFERENZIAZIONE O SPROVVISTE DI ATTRIBUTI ALFANUMERICI</b>	
<b>(file xls) .....</b>	<b>229</b>
<b>SORGENTI CON ACDIPOMI MAGGIORE DI ACDIPOMA .....</b>	<b>231</b>
<b>SORGENTI CON VALORE DI PORTATA NON DISPONIBILE.....</b>	<b>232</b>
<b>SORGENTI CON VALORE DI PORTATA PARI A 99 (VALORE NON DISPONIBILE) .....</b>	<b>250</b>
<b>SORGENTI CON VALORE DI PORTATA PARI A 0.....</b>	<b>257</b>
<b>SORGENTI CON VALORE DI QUOTA NON DISPONIBILE .....</b>	<b>262</b>

---

<b>SERBATOI PRIVE DI GEOREFERENZIAZIONE O SPROVVISTE DI ATTRIBUTI ALFANUMERICI (FILE XLS) .....</b>	<b>264</b>
<b>ALLEGATO II - DISTRIBUZIONE DEGLI IMPIANTI IDONEI PER CLASSI DI POTENZA .. .....</b>	<b>268</b>
<b>GRAFICI.....</b>	<b>271</b>
<b>TABELLE .....</b>	<b>316</b>
<b>ALLEGATO III - VALUTAZIONE DELLA REDDITIVITÀ DEGLI IMPIANTI.....</b>	<b>379</b>

## **PRESENTAZIONE**

Il presente rapporto descrive l'impostazione, lo sviluppo delle attività ed i risultati del progetto "Produzione di energia idroelettrica ecocompatibile dagli acquedotti: studio di sostenibilità sul territorio piemontese". Il progetto è stato finanziato dalla Regione Piemonte nel Bando Regionale sulla Ricerca Scientifica Applicata 2004 (CIPE C55).

Il rapporto presenta i risultati in forma grafica e tabellare, anche con l'ausilio di tabelle sistematiche fornite su CD. Ancora su CD è fornita la cartografia prodotta, in formato ARCVIEW.

In un volume a parte è inoltre disponibile una "Guida alla produzione idroelettrica ecocompatibile dagli acquedotti".

La redazione di questo lavoro è stata resa possibile dalla collaborazione di diversi enti e persone. Si ringraziano, in particolare, i tecnici del CORDAR di Biella, l'Ing. Aldo Leo, e l'Ing. Claudia Soffia.



## PREMESSA

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

Sebbene risulti già ampiamente diffusa in altri paesi europei, quale ad esempio la Svizzera, in Italia la generazione di energia pulita mediante tale approccio risulta ancora decisamente al di sotto dei possibili livelli di sfruttamento. Questa fonte energetica, sebbene dal punto di vista quantitativo non sia di enorme rilevanza, presenta indiscutibili vantaggi, quali la produzione di energia senza emissioni inquinanti nell'ambiente, l'impatto ambientale praticamente nullo, poichè va ad integrarsi ad infrastrutture già esistenti e la possibilità di sfruttamento degli introiti derivanti dalle sovvenzioni statali in materia di fonti energetiche rinnovabili (delibera 34/05 AEEG, Legge 24 dicembre 2007 n.244).

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

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

Stabilito, dunque, l'interesse allo sfruttamento del potenziale energetico acquedottistico, la fattibilità economica delle opere può essere valutata con criteri di letteratura (Pence, 1998; Kilchmann et al. 2006) ed, in analogia a quanto fatto in passato con riferimento agli studi sui piccolissimi impianti idroelettrici (AA.VV., 1996), esaminando i casi in un contesto regionale, allo scopo di quantificare la rilevanza economica complessiva dell'energia producibile. Tale scale di



del servizio idrico in Piemonte” (maggio 2000). L’analisi delle diverse configurazioni degli acquedotti esterni (attività 1.b-1.c-1.d) ha permesso l’individuazione dei possibili punti delle condotte di adduzione in cui poter inserire una turbina e quindi predisporre l’impianto idroelettrico vero e proprio. Questa fase si è resa necessaria al fine di definire il salto utile e stabilire il potenziale energetico derivabile dall’impianto.

Poichè il potenziale energetico è stato valutato in via preliminare su una macro-scala, si è introdotta una semplificazione nella valutazione del salto utile, considerando l’installazione della turbina in corrispondenza del serbatoio o del nodo di distribuzione posti a quota minima lungo la condotta principale di adduzione. In questo modo, è stato possibile valutare il potenziale energetico massimo di ogni impianto senza entrare nel dettaglio di ogni schema acquedottistico. Lo schema verrà meglio chiarito in seguito (Cap. I e II).

Una volta definita la potenzialità idroelettrica, si è affrontato l’aspetto legato alla fattibilità (tecnica ed economica) di un impianto micro-idroelettrico (attività 1.c e attività 2), analizzando solo casi in cui si procede inserendo la turbina in asse con la condotta di adduzione, intervenendo, quindi, su di una infrastruttura già esistente.

Da un punto di vista strettamente tecnico, un simile impianto micro-hydro segue gli standard degli schemi degli impianti idroelettrici, essendo costituito da: una vasca di carico, ad esempio in corrispondenza delle sorgenti a monte della condotta, una condotta di adduzione in pressione ed una turbina. La turbina sarà di tipo Pelton, nel caso di restituzione in un serbatoio a pelo libero, oppure sarà una pompa inversa nel caso in cui il flusso permanga in pressione. La problematica principale da curare negli impianti esistenti riguarda la condotta di adduzione: essa deve possedere delle caratteristiche meccaniche tali da sopportare gli eventuali sovraccarichi di pressione dovuti a manovre di sicurezza (chiusura o apertura) eseguite sulla turbina.

Per definire la fattibilità economica degli impianti, durante il progetto si sono analizzati tutti gli aspetti normativi ed economici legati alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

A livello sia internazionale che nazionale, dagli anni '90 in avanti si è sviluppata, ed è tuttora in una fase di fervido sviluppo, una normativa specifica per gli impianti di produzione di elettricità alimentati da fonti di energia rinnovabile.

In Italia, al fine di promuovere la diffusione di questi impianti anche su piccola scala, quindi per produzioni di energia molto ridotte, sono state introdotte delle forme di incentivazione economiche quali, ad esempio, il prezzo garantito di acquisto dell’energia prodotta (Delibera AEEG 34/05) o, per gli impianti più piccoli, la modalità di scambio sul posto dell’energia, introdotta dal

---

D.Lgs. 387/2003, basata sul principio di effettuare un saldo tra energia prodotta ed energia consumata dal gestore dell'impianto, configurando i mancati costi di consumo come dei guadagni.

La forma di incentivazione maggiore deriva comunque dalla vendita dei Certificati Verdi (CV) per i primi 12 anni (D.Lgs. 152/2006) o per i primi 15 anni (Legge 24 dicembre 2007, n.244), rispettivamente per impianti entrati in funzione prima di dicembre 2007 e dopo gennaio 2008. Attualmente il meccanismo di incentivazione dei Certificati Verdi si basa su regole di mercato (market oriented) e conseguentemente risulta in linea con la filosofia di liberalizzazione introdotta dal corpus normativo del settore elettrico.

Nel seguito saranno presentate le ricerche effettuate sui diversi aspetti illustrati ed i risultati ottenuti, con particolare riferimento agli effetti della normativa in vigore, oltre che il risultato dell'analisi a macro-scala del potenziale energetico disponibile nella regione Piemonte con approfondimenti derivati da indagini di dettaglio svolte su acquedotti campione.

# I. I SISTEMI ACQUEDOTTISTICI DEL PIEMONTE

## I.I. DESCRIZIONE DELLA BANCA DATI

La principale fonte di dati, nonché punto di partenza per lo studio del potenziale idroelettrico della rete acquedottistica montana e pedemontana regionale, è rappresentata dal censimento realizzato dalla Regione Piemonte, documentata nel rapporto “Infrastrutture del servizio idrico in Piemonte” (maggio 2000). Tale censimento riguarda lo stato di consistenza delle opere acquedottistiche sulla base della campagna di indagini eseguita negli anni 1997 e 1998.

Il database, redatto dal CSI Piemonte, è organizzato in elementi distinti per classe di appartenenza (es. condotte di adduzione, prese superficiali, sorgenti), per ognuna delle quali sono disponibili due categorie di informazioni, contenute in due tipi di file:

- Shapefile, in cui sono contenuti i riferimenti geografici (georeferenziazione) ed alcuni dati alfanumerici (attributi);
- Microsoft Excel®, con ulteriori dati alfanumerici relativi agli elementi censiti e georiferiti negli shapefile.

Il potenziale idroelettrico di un impianto è dato dalla relazione

$$P = \eta \cdot \gamma \cdot Q \cdot H, \quad (1.1)$$

che verrà discussa più ampiamente nell'Appendice B.

Il salto disponibile  $H$  è dato dal dislivello tra la quota di monte di inizio condotta in pressione e quella di valle all'imbocco della turbina.

Ai fini della valutazione del potenziale energetico, le classi infrastrutturali di interesse nell'ambito del presente progetto sono le seguenti:

- “*sorgenti*”<sup>1</sup>;
- “*serbatoi di impianto*”<sup>2</sup> nel seguito indicati come *serbatoi di linea*;
- “*condotte di impianti di acquedotto*”<sup>3</sup> nel seguito indicate come *condotte di adduzione*.

---

<sup>1</sup> Denominazione in accordo al metafile acq\_ATO#.doc del Database.

<sup>2</sup> Denominazione in accordo al metafile acq\_ATO#.doc del Database.

<sup>3</sup> Denominazione in accordo al metafile acq\_ATO#.doc del Database.

Nelle tabelle seguenti, per ogni classe oggetto di analisi, vengono riportati gli schemi di raccolta delle informazioni contenute nei due tipi di file. Per ciascuno di questi vengono evidenziati in grassetto gli attributi ritenuti di interesse per il presente studio.

### **SORGENTI**

**Tabella I.1.** Campi del file sorgem\_#.shp

<b>Nome Colonna</b>	<b>Descrizione</b>
***	Attributi interni delle geometrie
CODICE	Codice Rilievo
<b>SEZIONE</b>	<b>Numero sezione CTR</b>
<b>COD_NEW</b>	<b>Nuovo codice</b>

**Tabella I.2.** Campi del file sorgem\_#.xls

<b>Nome Colonna</b>	<b>Descrizione</b>
CODICE_GESTORE	Codice gestore
GESTORE	Nome gestore
<b>COMUNE</b>	<b>Denominazione comune</b>
<b>ISTAT</b>	<b>Codice Istat</b>
PROVVEDIMENTO	Descrizione provvedimento
CODICE_OLD	Codice Rilievo
<b>COD_IMPCAP_NEW</b>	<b>Nuovo codice impianto captazione</b>
ANNOCOMP	Anno di compilazione
DENOMINA	Denominazione impianto captazione
LOCALITA	Localita'
<b>QUOTA</b>	<b>Quota (m s.l.m.)</b>
ACDIANNO	Acqua disponibile: anno di riferimento
<b>ACDIPOMI</b>	<b>Acqua disponibile: portata minima (l/sec)</b>
<b>ACDIPOMA</b>	<b>Acqua disponibile: portata massima estraibile (l/sec)</b>
<b>ACDIVODE</b>	<b>Acqua disponibile : volume derivato (m<sup>3</sup>/anno)</b>
UTILIZZO_IMP	Utilizzo
MESIUTIL	Utilizzo: Mesi
CONCESSN	Numero del provvedimento di concessione
CONCESSD	Data del provvedimento di concessione
INIGEST	Periodo attivita' gestore: data inizio
FINEGEST	Periodo attivita' gestore: data fine
QUAANNOR	Qualità acque: anno di riferimento
TIPOCAPTAZIONE	Tipologia di captazione
AFFIORAMENTO	Tipo di affioramento
LUNGHALL	Lunghezza delle gallerie drenanti (m)

**SERBATOI DI LINEA**

Tabella I.3. Campi del file serimp\_#.shp

Nome Colonna	Descrizione
***	Attributi interni delle geometrie
CODICE	Codice Rilievo
SEZIONE	Numero sezione CTR
COD_NEW	Nuovo codice

Tabella I.4. Campi del file serimp\_#.xls

Nome Colonna	Descrizione
COMUNE	Denominazione comune
ISTAT	Codice Istat
MATERIALE	Descrizione materiale
CODICE_OLD	Codice Rilievo
COD_SERBIMP_NE	Nuovo codice serbatoio impianto acquedotto
ANNOCOMP	Anno di compilazione
CAPACITA	Capacita' (m <sup>3</sup> )
QUOTASFI	Quota di sfioro (m s.l.m.)
TIPO_SERB	Tipologia

**CONDOTTE DI ADDUZIONE**

Tabella I.5. Campi del file impacq\_#.shp

Nome Colonna	Descrizione
***	Attributi interni delle geometrie
CODICE	Codice Rilievo
DIAMETRO	Diametro della condotta
MATERIAL	Materiale
NUMERO	Numero di condotte
ID_RIFER	Attributo di servizio usato nel caso di condotte spostate rispetto alla loro localizzazione reale
VERSO	Verso di scorrimento dell'acqua nelle condotte*
SEZIONE	Numero sezione CTR
COD_NEW	Nuovo codice
MAT_DIAM	Materiale e diametro concatenati

\*Verso: valori

1 - verso di scorrimento dell'acqua non conosciuto

2 - l'acqua può scorrere nei due sensi

0 - vale il verso col quale sono stati digitalizzati gli archi

Tabella I.6. Campi del file impacq\_#.xls

Nome Colonna	Descrizione
CODICE_GESTORE	Codice gestore
GESTORE	Nome gestore
CODICE_OLD	Codice rilievo
<b>CODICE_NEW</b>	<b>Nuovo codice impianto acquedotto</b>
DENOMINA	Denominazione impianto acquedotto
ANNOCOMP	Anno di compilazione
ES_TERR	Estensione territoriale
<b>ANNOENES</b>	<b>Anno entrata in esercizio</b>
<b>VOLUACQUA</b>	<b>Volume d'acqua erogato (m<sup>3</sup>/anno)</b>
INIGEST	Periodo attivita' gestore: data inizio
FINEGEST	Periodo attivita' gestore: data fine
<b>DIAMIN</b>	<b>Condotte di trasporto: diametro minimo (mm)</b>
<b>DIAMAX</b>	<b>Condotte di trasporto: diametro massimo (mm)</b>
KM_L	KM pelo libero
KM_P	KM pressione

Ogni elemento presente nel DataBase è univocamente identificato mediante un codice numerico. I dati contenuti nei file .shp e nei file .xls, relativi ad uno stesso elemento, possono essere collegati tramite il campo COD\_NEW (codice del file shp) e il relativo nuovo codice identificativo di classe (codice del file xls) nel seguente modo:

- COD\_NEW → COD\_IMPCAP\_NEW per le SORGENTI;
- COD\_NEW → COD\_SERBIMP\_NEW per i SERBATOI DI LINEA;
- COD\_NEW → CODICE\_NEW per le CONDOTTE DI ADDUZIONE.

Per le opere di captazione, in accordo alla L.R. 22/99, è previsto un codice identificativo (“targa delle opere di captazione”) di 9 cifre:

- La prima cifra (X xxx xx xxx) individua l’ATO (Ambito Territoriale Ottimale) di appartenenza;
- La seconda, la terza e la quarta cifra (x XXX xx xxx) costituiscono il progressivo dell’acquedotto<sup>4</sup> all’interno dell’ATO; oltre all’infrastruttura viene identificato in maniera univoca anche il Comune di appartenenza; si segnala a tal proposito che ad uno stesso Comune possono corrispondere più codici identificativi dell’acquedotto.

<sup>4</sup> In questa sede, in coerenza con il Database “Infrastrutture del servizio idrico in Piemonte”, per acquedotto si intende l’insieme delle opere di captazione, adduzione e distribuzione mediante le quali si realizza il servizio idrico nell’ambito di uno stesso Comune.

- La quinta e la sesta cifra (x xxx XX xxx) rappresentano il progressivo dell'impianto all'interno dell'acquedotto;
- Le ultime tre cifre (x xxx xx XXX) identificano il progressivo dell'entità puntuale di captazione all'interno dell'impianto.

Per i serbatoi la codifica adottata è analoga a quella utilizzata per le sorgenti, mentre per le condotte di adduzione il codice impiegato è di sei cifre con significato analogo a quello delle prime sei cifre del codice delle opere puntuali.

Nel seguito si riportano degli esempi di interpretazione dei codici attribuiti ai vari elementi della rete acquedottistica.

*Codice per le sorgenti.*

**102501001...1025010015**

1: identificativo ATO 1

025: identificativo acquedotto - Comune (Verbania)

01: numero dell'impianto

001..015: numero progressivo della sorgente all'interno dell'impianto

*Codice per i serbatoi:*

**102501001**

1: identificativo ATO 1

025: identificativo acquedotto - Comune (Verbania)

01: numero dell'impianto

001: numero del serbatoio all'interno dell'impianto

*Codice per le condotte di adduzione.*

**102501**

1: identificativo ATO 1

025: identificativo acquedotto - Comune (Verbania)

01: numero progressivo dell'impianto

Nei paragrafi che seguono viene effettuata un'analisi sulla consistenza delle informazioni contenute nella banca dati, con particolare attenzione alle opere di captazione da sorgente per quanto concerne le portate e le quote ed ai serbatoi riguardo alle quote. Le condotte di adduzione sono esaminate con riferimento alla disponibilità di informazioni sui diametri, sui materiali e sull'anno di entrata in esercizio.

## I.II. CONSISTENZA DEI DATI: LE SORGENTI

Analizzando i dati relativi alle sorgenti contenuti nei due tipi di file (.shp e .xls) è possibile fare le seguenti considerazioni:

- la georeferenziazione delle opere di captazione (sistema ED50 - UTM fuso 32) è contenuta nel file shape;
- tutte le informazioni riguardo alla quota, portata minima e massima sono invece memorizzate nel file Microsoft Excel®.

Poiché non sempre il numero di sorgenti nei due file coincide, i record che non sono presenti in entrambe le tipologie di file risultano di fatto inutilizzabili, o per mancata georeferenziazione o per mancanza di dati relativi alla quota e alle portate. Nelle tabelle seguenti, per i diversi ATO, si riporta il conteggio delle opere di captazione nei files sopra descritti. In allegato si riporta l'elenco completo delle sorgenti per le quali manca la georeferenziazione (assenza nel file \*.shp) o i dati in formato Microsoft Excel®.

**Tabella I.7.** Presenza delle sorgenti nei files.

<i>ATO</i>	<i>Sorgenti presenti in sorgen #.shp</i>	<i>Sorgenti presenti in sorgen #.xls</i>	<i>Sorgenti presenti in entrambi i files</i>
ATO1 – Novara e Verbania	439	439	<b>439</b>
ATO2 – Biella	709	712	<b>709</b>
ATO3 – Torino	865	852	<b>850</b>
ATO4 – Cuneo	878	891	<b>878</b>
ATO5 – Asti	1	1	<b>1</b>
ATO6 – Alessandria	228	231	<b>228</b>

All'interno del DataBase le informazioni sulle portate sono memorizzate nei file excel alle voci ACDIPOMI (portata minima) e ACDIPOMA (portata massima). Non sono quindi presenti indicazioni sulla variabilità stagionale della grandezza. Per una valutazione preliminare del potenziale potrà allora essere, cautelativamente, utilizzato un valore di portata ottenuto tramite media aritmetica tra ACDIPOMI e ACDIPOMA.

Dall'analisi dei dati di portata emerge che un numero significativo di sorgenti presenti in entrambi i files presenta valori non utilizzabili per la valutazione del potenziale; in particolare esistono tre tipologie di sorgenti non utilizzabili:

- q senza valore (NULL);

- q con valore 99 (convenzionalmente adottato per indicare valore non disponibile);
- q con valore 0.

In allegato si riporta la lista delle sorgenti per le quali i dati di portata minima, massima e media risultano rispettivamente senza valore (NULL), pari a 99 e pari a 0. Nel caso in cui il valore medio tra portata massima e minima sia pari a 0, la sorgente risulta di fatto non sfruttabile per la valutazione del potenziale idroelettrico.

Nelle Tabelle I.8, I.9 e I.10 si riporta le consistenza dei dati relativi alle portate minima, massima e media (valore medio tra i valori massimi e minimi), per tutte le sorgenti dei sei ATO.

**Tabella I.8.** Consistenza dati relativi alla portata minima (ACDIPOMI)

<i>ATO</i>	<i>Num. sorgenti totali</i>	<i>Num. sorgenti con <math>q_{min}</math> disponibile</i>	<i>Num. sorgenti con <math>q_{min}</math> mancante (NULL)</i>	<i><math>q_{min}</math> pari a 99</i>	<i><math>q_{min}</math> pari a 0</i>
ATO1	439	<b>400</b>	27	0	12
ATO2	709	<b>531</b>	48	78	52
ATO3	850	<b>585</b>	256	4	5
ATO4	878	<b>713</b>	89	9	67
ATO5	1	<b>0</b>	1	0	0
ATO6	228	<b>191</b>	28	1	8

**Tabella I.9.** Consistenza dati relativi alla portata massima (ACDIPOMA)

<i>ATO</i>	<i>Num. di sorgenti totali</i>	<i>Num. sorgenti con <math>q_{max}</math> disponibile</i>	<i>Num. sorgenti con <math>q_{max}</math> mancante (NULL)</i>	<i><math>q_{max}</math> pari a 99</i>	<i><math>q_{max}</math> pari a 0</i>
ATO1	439	<b>410</b>	25	0	4
ATO2	709	<b>523</b>	50	89	47
ATO3	850	<b>596</b>	246	6	2
ATO4	878	<b>733</b>	82	9	54
ATO5	1	<b>0</b>	1	0	0
ATO6	228	<b>193</b>	28	1	6

**Tabella I.10.** Consistenza dei dati relativi alla portata media (ACDIPOMA+ACDIPOMI)/2

<i>ATO</i>	<i>Numero di sorgenti totali</i>	<i>Num. sorgenti con <math>q_{media}</math> disponibile</i>	<i>Num. sorgenti con <math>q_{media}</math> mancante (NULL)</i>	<i><math>q_{media}</math> pari a 99</i>	<i><math>q_{media}</math> pari a 0</i>
ATO1	439	<b>408</b>	27	0	4
ATO2	709	<b>544</b>	55	78	32
ATO3	850	<b>550</b>	294	1	2
ATO4	878	<b>723</b>	92	9	54
ATO5	1	<b>0</b>	1	0	0
ATO6	228	<b>193</b>	28	1	6

Si segnala la presenza di un numero contenuto di casi in cui i valori di portata sono disponibili, ma presentano un'anomalia in quanto il valore di portata minima ACDIPOMI risulta

maggiore del valore di portata massima ACDIPOMA. Si ritiene probabile che tale incongruenza sia imputabile ad un errore di trascrizione in cui i due dati sono stati invertiti.

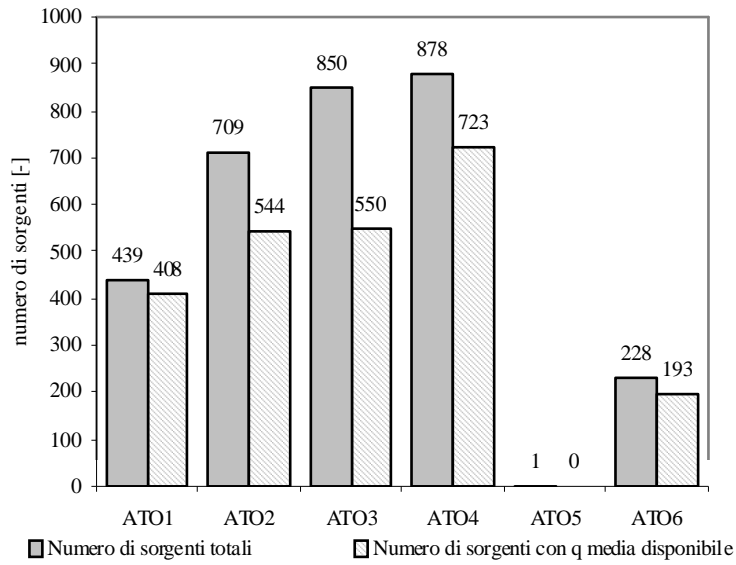
In Tabella I.11 si riporta il numero di casi per cui si presenta tale anomalia mentre in allegato si riporta l'elenco delle sorgenti.

**Tabella I.11.** Numero di sorgenti con ACDIPOMI maggiore di ACDIPOMA

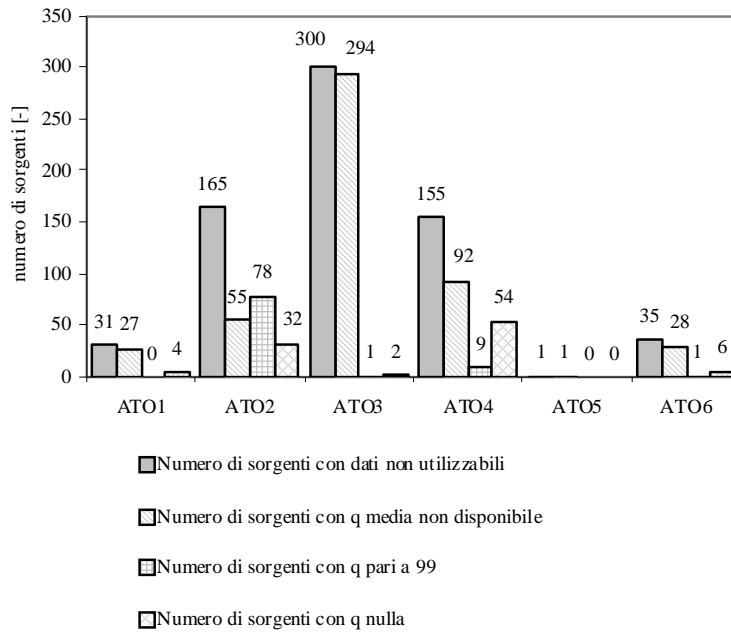
<i>ATO</i>	<i>Num. di sorgenti totali</i>	<i>Num. sorgenti con <math>q_{media}</math> disponibile</i>	<i>Num. sorgenti con ACDIPOMI maggiore di ACDIPOMA</i>
ATO1	439	<b>410</b>	2
ATO2	709	<b>523</b>	18
ATO3	850	<b>596</b>	2
ATO4	878	<b>733</b>	5
ATO5	1	<b>0</b>	0
ATO6	228	<b>193</b>	2

In Figura I.1 sono rappresentati gli istogrammi di consistenza per i dati di portata media. In tutti gli ATO esiste una percentuale di sorgenti con dati non utilizzabili; in particolare, per ATO 3 e ATO 2, questa assume valori superiori al 20% dei dati presenti (35% e 23% rispettivamente). Per i restanti ATO, ad eccezione dell'ATO 5, dove si ha una sola sorgente censita con dati non disponibili, la percentuale varia tra il 7% e il 18%.

In Figura I.2 si riporta l'analisi di consistenza dati per le sorgenti con portata non disponibile, con classificazione in base alla tipologia di non disponibilità del dato.



**Figura I.1.** Istogrammi di consistenza dati relativi alla portata media delle sorgenti



**Figura I.2.** Istogrammi di consistenza dei dati di portata media non disponibili relativi alle sorgenti.

### **I.II.I. VALIDAZIONE DEI DATI RELATIVI ALLE PORTATE DELLE SORGENTI**

L'analisi condotta sui dati di portata ha evidenziato alcune criticità legate alla loro attendibilità e disponibilità per un significativo numero di opere di captazione. Al fine di verificare l'incertezza delle informazioni disponibili, sono stati applicati dei metodi specifici rivolti alla validazione dei dati del DataBase.

La mancanza di dati di portata per un significativo numero di sorgenti, con conseguente esclusione dalla valutazione di potenzialità idroelettrica degli impianti da esse alimentati, spinge ad adottare degli approcci di valutazione indiretta delle portate.

Nei paragrafi seguenti vengono illustrati i tre approcci utilizzati, descrivendo il metodo con cui è effettuata la stima ed operando, ove possibile, un confronto con i dati del DataBase. I metodi descritti sono:

- Valutazione delle portate in base ai valori di volumi derivati dalle sorgenti;
- Valutazione delle portate in base ai valori di volumi immessi in rete;
- Valutazione delle portate in base ai dati di dotazione idrica e popolazione residente.

### **I.II.II. VALUTAZIONE DELLE PORTATE IN BASE AI VALORI DI VOLUMI DERIVATI DALLE SORGENTI**

Il valore di portata può essere valutato a partire dal volume derivato, il cui valore, ove disponibile, è presente alla voce ACDIVODE nel file sorgem\_#.xls, ed esprime i m<sup>3</sup> di acqua derivati annualmente dalla sorgente. In Tabella I.12 si riporta l'analisi di consistenza di tale attributo, segnalando anche il numero di casi in cui l'approccio si rivela utile per la stima delle portate non disponibili da DataBase.

La portata stimata  $q_{ACDIVODE}$  risulta essere pari a  $ACDIVODE \cdot 1000 / (60 \cdot 60 \cdot 24 \cdot 365)$  ed è espressa in l/s. Il valore ottenuto rappresenta la portata media che, integrata nell'anno, fornisce il volume derivato. Si segnala che tale valore non necessariamente coincide con la media tra portata minima (ACDIPOMI) e massima (ACDIPOMA) e che, per sua stessa definizione, non può risultare superiore ad ACDIPOMA.

Nella Figura I.3, per i vari ATO, viene presentato il confronto grafico tra la portata media del DataBase (media aritmetica tra portata massima e minima) e la portata ricavata da ACDIVODE ove questi valori sono disponibili. Dai grafici riportati è possibile fare le seguenti considerazioni:

- Si nota una consistente dispersione dei dati;
- I dati di portata valutata risultano mediamente inferiori ai dati di portata media da DB (maggioranza di punti al di sotto della linea a pendenza 1:1);
- In alcuni casi il valore stimato coincide con quello presente nel DB. Ciò fa presupporre che il valore di portata o il valore di volume derivato siano stati ricavati l'uno dall'altro in modo indiretto.

In Tabella I.13 si segnalano alcuni casi anomali in cui la portata stimata da ACDIVODE risulta maggiore della portata massima ACDIPOMA.

**Tabella I.12.** Consistenza dati relativi alle sorgenti per la portata massima (ACDIVODE)

<i>ATO</i>	<i>Sorgenti totali</i>	<i>Sorgenti con <math>q_{media}</math> disponibile</i>	<i>Sorgenti con ACDIVODE disponibile</i>	<i>Sorgenti con ACDIVODE mancante (NULL)</i>	<i>Sorgenti con ACDIVODE pari a 99</i>	<i>Sorgenti con ACDIVODE pari a 0</i>	<i>Sorgenti con <math>q_{ACDIVODE}</math> disponibile e <math>q_{DB}</math> non disponibile</i>
ATO1	439	408	407	26	0	6	<b>1</b>
ATO2	709	544	514	176	1	18	<b>56</b>
ATO3	850	550	322	516	0	12	<b>24</b>
ATO4	878	723	464	354	4	56	<b>21</b>
ATO5	1	0	0	1	0	0	<b>0</b>
ATO6	228	193	182	40	1	5	<b>6</b>

**Tabella I.13.** Casi in cui  $q_{ACDIVODE}$  risulta maggiore della  $q_{DBmax}$

<i>Codice sorgente</i>	<i>Comune</i>	<i><math>q_{ACDIVODE}</math></i>	<i><math>q_{DBmedia}</math></i>	<i><math>q_{DBmin}</math></i>	<i><math>q_{DBmax}</math></i>
200703001	Andorno Micca	0.16	0.10	0.10	0.10
210401001	Portula	0.95	0.55	0.50	0.60
213312002	Sabbia	1.00	0.20	0.10	0.30
406202001	Frassino	1.66	1.00	0.60	1.40
406204002	Frassino	1.24	0.25	0.10	0.40
603502001	Cantalupo Ligure	1.90	1.25	0.70	1.80

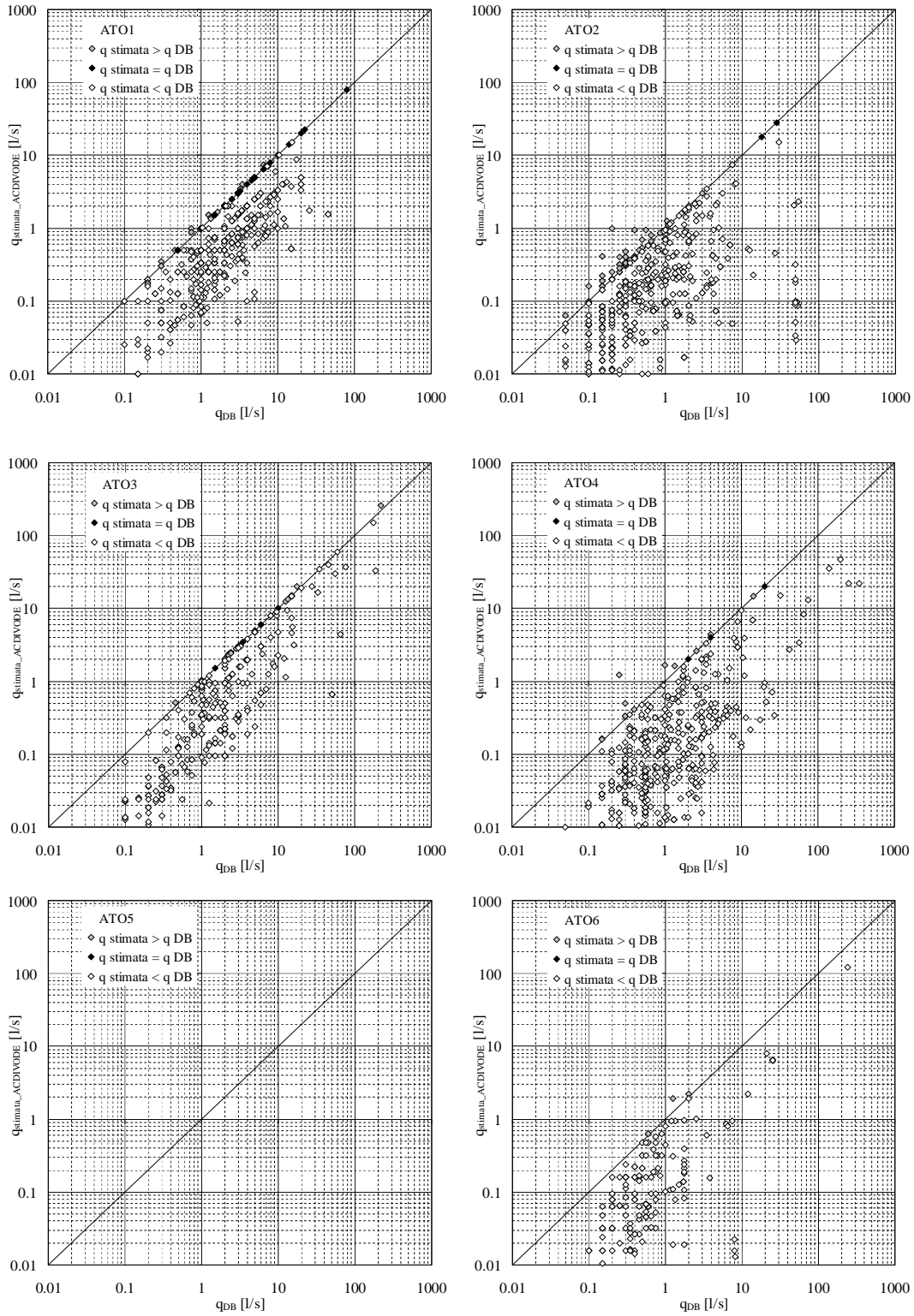


Figura I.3: Confronto  $q_{DB}$  -  $q_{STIMATA\_ACDIVODE}$  per i vari ATO (NOTA:  $q_{DB}$  è la media aritmetica tra  $q_{MAXDB}$  e  $q_{MINDB}$ ).

### I.II.III. VALUTAZIONE DELLE PORTATE IN BASE AI VALORI DI VOLUME IMMESSO IN RETE

Il secondo metodo utilizzato stima il valore di portata media a partire dal volume immesso in rete (voce VOLUACQUA nel file impacq\_#.xls). Tale valore differisce dal volume ACDIVODE derivato dalle sorgenti, in quanto comprende anche gli apporti idrici provenienti da prese superficiali e da pozzi.

In Tabella I.14 si riporta l'analisi di consistenza per i dati degli impianti di acquedotto relativamente a tale voce indicando, per ogni ATO, il numero di impianti con dati non disponibili per tipologia di non disponibilità (NULL, serie 99... e valore pari a 0).

La portata valutata con l'approccio qui descritto,  $q_{VOLUACQUA}$ , è data dalla seguente:

$$q_{VOLUACQUA} = VOLUACQUA \cdot 1000 / (60 \cdot 60 \cdot 24 \cdot 365 \cdot num\_sorgenti\_imp) \quad [l/s] \quad (1.2)$$

dove:

- VOLUACQUA è il volume immesso in rete (impianto di acquedotto) espresso in m<sup>3</sup>/anno;
- num\_sorgenti\_imp è il numero di sorgenti che alimentano l'impianto di acquedotto.

In Tabella I.15 si riporta il numero di sorgenti per le quali è possibile utilizzare il secondo metodo di stima delle portate medie.

Nella Figura I.4 viene presentato, per i diversi ATO, il confronto grafico tra la portata media del DataBase e la portata stimata da VOLUACQUA ove questi valori siano disponibili. Analizzando questi grafici è possibile fare le seguenti considerazioni:

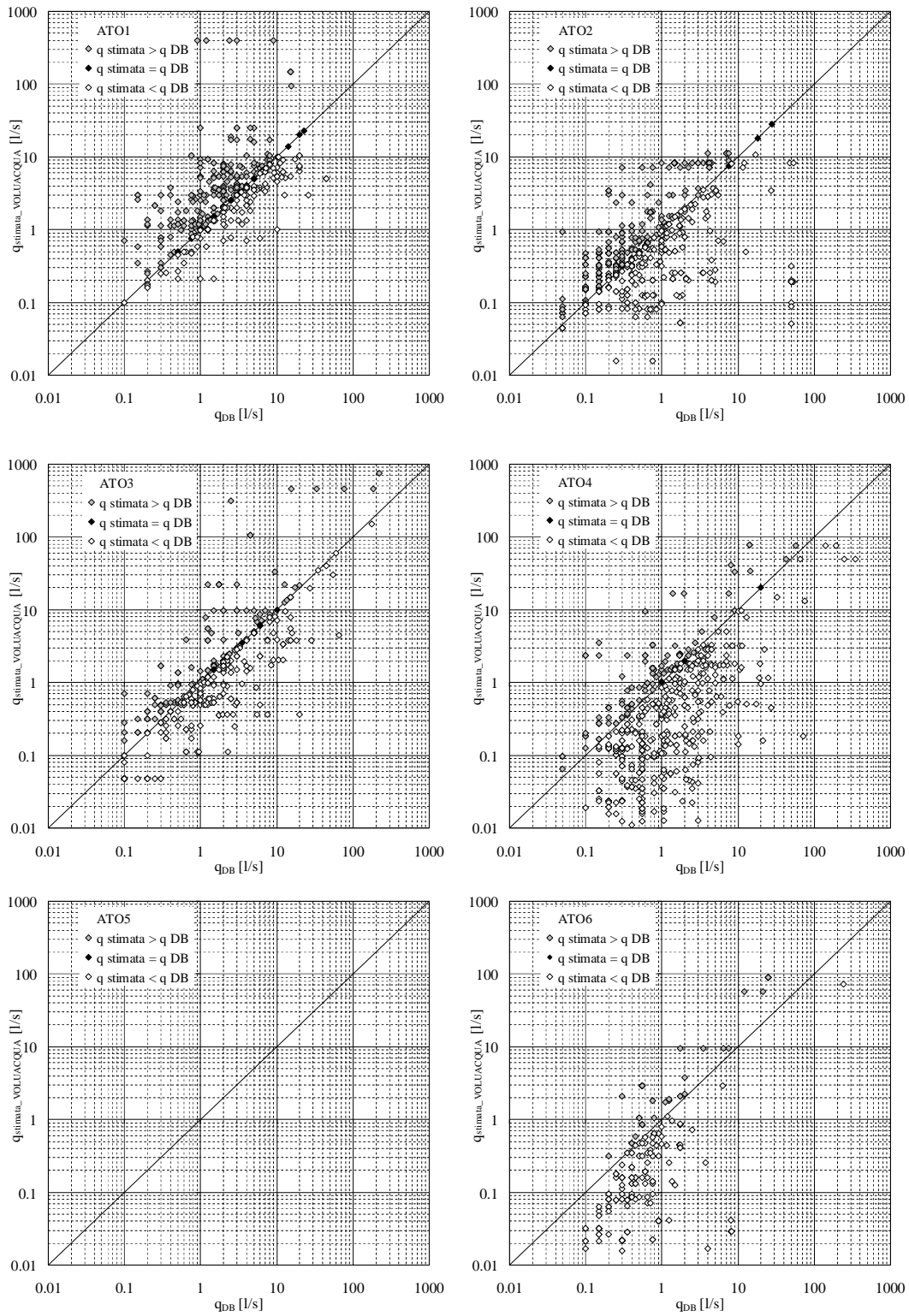
- La dispersione dei dati è analoga al caso precedente;
- Per l'ATO 3, l'ATO 4 e l'ATO 6 i valori stimati risultano mediamente inferiori a quelli medi del DB, mentre per l'ATO1 e l'ATO2 non sembra emergere una tendenza predominante di disposizione dei punti rispetto alla retta a pendenza 1:1;
- Anche con questo approccio si segnala che in alcuni casi il valore stimato coincide con quello medio del DB, facendo presupporre che uno dei due dati sia stato ricavato in modo indiretto.

**Tabella I.14.** Consistenza dati relativi alle sorgenti per la portata massima (VOLUACQUA)

<i>ATO</i>	<i>Impianti totali</i>	<i>Impianti con VOLUACQUA disponibile</i>	<i>Impianti con VOLUACQUA non disponibile</i>	<i>Impianti con VOLUACQUA mancante (NULL)</i>	<i>Impianti con VOLUACQUA pari a 99...</i>	<i>Impianti con VOLUACQUA pari a 0</i>
ATO1	327	321	6	0	2	4
ATO2	420	362	58	3	51	4
ATO3	572	467	105	5	92	8
ATO4	520	467	53	1	5	47
ATO5	41	40	1	1	0	0
ATO6	244	222	22	0	18	4

**Tabella I.15.** Consistenza dati relativi alle sorgenti per la portata  $q_{VOLUACQUA}$ 

<i>ATO</i>	<i>Sorgentii totali</i>	<i>Sorgenti con <math>q_{VOLUACQUA}</math> disponibile</i>	<i>Sorgenti con <math>q_{VOLUACQUA}</math> disponibile e <math>q_{DB}</math> non disponibile</i>
ATO1	439	437	<b>29</b>
ATO2	709	609	<b>102</b>
ATO3	850	620	<b>190</b>
ATO4	878	871	<b>153</b>
ATO5	1	1	<b>1</b>
ATO6	228	206	<b>22</b>



**Figura I.4.** Confronto  $q_{DB}$  -  $q_{STIMATA\_VOLUACQUA}$  per i vari ATO

(NOTA:  $q_{DB}$  è la media aritmetica tra  $q_{MAXDB}$  e  $q_{MINDB}$ ).

### I.II.IV. VALUTAZIONE DELLE PORTATE IN BASE AI DATI DI DOTAZIONE IDRICA E DI POPOLAZIONE RESIDENTE

L'ultimo metodo seguito si basa sulla valutazione delle portate a partire dai valori di dotazione idrica media per ATO e dai valori di popolazione residente nel comune servito dall'impianto acquedottistico.

I valori di dotazione idrica media sono stati assunti in accordo alla Tabella I.16 (fonte ISTAT – SIA: sistema di indagini sulle acque, 1999).

**Tabella I.16.** Dotazione idrica media per i vari ATO (ISTAT – SIA, 1999)

ATO	Dotazione (litri/ab.*giorno)
ATO 1 – Verbano, Cusio, Ossola, Pianura Novarese	231.4
ATO 2 – Biellese, Vercellese, Casalese	195.6
ATO 3 – Torinese	247.5
ATO 4 – Cuneese	207.6
ATO 5 – Astigiano, Monferrato	195.0
ATO 6 – Alessandrino	191.8
<b>Totale</b>	<b>227.7</b>

Per i valori di popolazione residente si è fatto riferimento al campo popolazione del file comuni.shp (dati risalenti al 2003) consegnato dalla Regione Piemonte in data 15/05/2006.

La portata delle sorgenti viene stimata con la seguente procedura:

- Calcolo del volume annuo  $Vol_{COM}$  per ogni Comune = Dotazione · Num abitanti;
- Attribuzione ad ogni impianto di acquedotto del volume annuo  $Vol_{IMP}$  valutato equidistribuendo il volume annuo  $Vol_{COM}$  tra il numero ( $n_{IMP}$ ) di impianti di acquedotti che forniscono acqua ad uno stesso Comune:  $Vol_{IMP} = Vol_{COM}/n_{IMP}$ ;
- Stima della portata a partire da  $Vol_{IMP}$  per tutte le sorgenti che alimentano l'impianto:  $q_{STIMATA} = Vol_{IMP} \cdot 1000 / (60 \cdot 60 \cdot 24 \cdot 365 \cdot num\_sorgenti\_imp)$ .

In Figura I.5 si riporta il confronto tra portate da DataBase e portate stimate per ogni ATO.

Analizzando i grafici di tale figura è possibile fare le seguenti considerazioni:

- La dispersione dei dati è maggiore che nei due casi precedenti;
- Le portate valutate risultano mediamente minori alle portate medie del DB, anche se sono presenti dei casi in cui la portata stimata risulta significativamente maggiore;

- Tra i fattori che condizionano la valutazione, e quindi limiti dell'approccio, si evidenzia l'adozione di un valore di dotazione idrica medio per ogni ATO e il fatto che non si tiene conto delle dotazioni idriche destinate alle attività industriali, e quello di dover trascurare i prelievi idrici che avvengono lungo le condotte di adduzione;
- Il metodo presenta il vantaggio di poter stimare la portata per tutte le sorgenti censite nel DB.

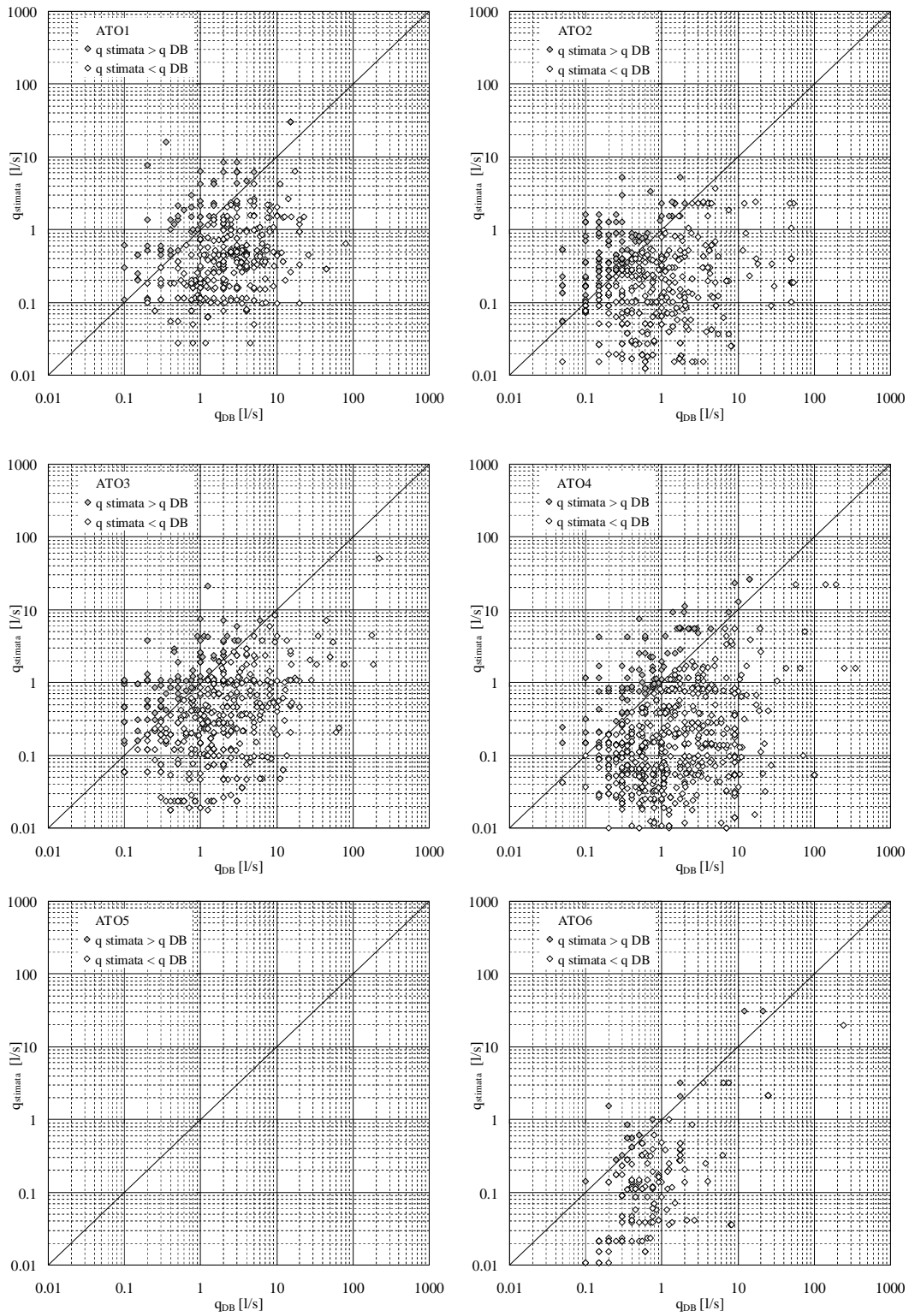


Figura I.5. Confronto  $q_{DB}$  -  $q_{STIMATA}$  per i vari ATO (NOTA:  $q_{DB}$  è la media aritmetica tra  $q_{MAXDB}$  e  $q_{MINDB}$ ).

**I.II.V. DATI RELATIVI ALLA QUOTA DELLE SORGENTI**

Ai fini della valutazione del potenziale, i valori di quota delle sorgenti assumono un ruolo importante nella definizione del salto disponibile.

In Tabella I.17 si riporta la consistenza dei dati relativamente alle quote delle sorgenti; le tipologie di non disponibilità sono le seguenti:

- Quota mancante (valore NULL);
- Quota pari a 0;
- Quota non nulla ma minore di 10 m s.l.m.m (valore anomalo);
- Quota con valore pari a 999 (valore convenzionalmente adottato per indicare la non disponibilità del dato).

**Tabella I.17.** Consistenza dei dati di quota relativi alle sorgenti.

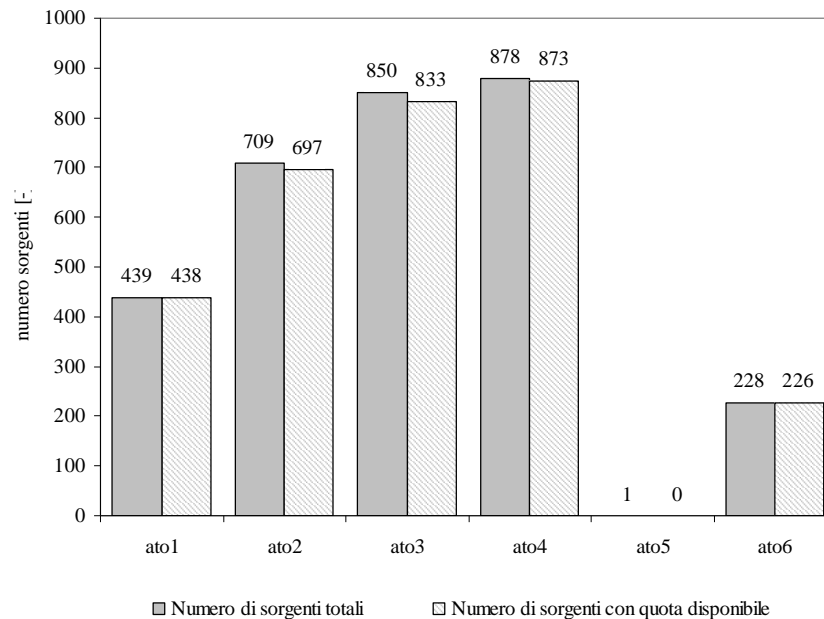
<i>ATO</i>	<i>Numero di sorgenti</i>	<i>Numero di sorgenti con dati relativi alla quota</i>	<i>Numero di sorgenti con dati di quota mancanti (NULL)</i>	<i>Numero di sorgenti con dati di quota pari a 0</i>	<i>Numero di sorgenti con dati di quota pari anomali (&lt;10 m s.l.m.m)</i>	<i>Numero di sorgenti con dati di quota pari a 999</i>
ATO1	439	<b>438</b>	1	0	0	0
ATO2	709	<b>697</b>	6	6	0	0
ATO3	850	<b>833</b>	5	0	0	12
ATO4	878	<b>873</b>	4	1	0	0
ATO5	1	<b>0</b>	0	0	0	1
ATO6	228	<b>226</b>	1	1	0	0

In allegato si riporta l'elenco delle opere di captazione per le quali i valori di quota non sono disponibili.

Rispetto ai dati di portata, si nota che le percentuali dei dati non disponibili sono in numero esiguo; tuttavia, al fine di operare un controllo sui record disponibili e per colmare le poche lacune riscontrate, sono stati ricavati i valori di quota di ciascuna sorgente censita nel database utilizzando due differenti DTM della Regione Piemonte:

- Il DTM a 250 m disponibile nel sistema ED50 UTM fuso 32;
- Il DTM a 50 m disponibile nel sistema Roma40 Gauss-Boaga fuso Ovest, riproiettato nel sistema ED50 UTM fuso 32 con la tecnica nearest-neighbour.

In Tabella I.18 si riportano le schede dei metadati relative ai due DTM utilizzati.



**Figura I.6.** Istogrammi di consistenza dati relativi alla quota delle sorgenti.

**Tabella I.18.** Scheda metadati per i DTM utilizzati

<i>DTM</i>	<i>Datum</i>	<i>Ellissoide</i>	<i>Localizzazione</i>	<i>Riferimento altezze</i>
DTM 250	ED50	INTERNATIONAL909	UTM – fuso 32	metri
DTM 50	Roma40	INTERNATIONAL909	Gauss-Boaga – fuso Ovest	metri

Nella Figura I.7 e Figura I.8, per ogni ATO, si riportano i grafici con il confronto tra le quote da DB e quote ricavate rispettivamente da DTM250 e DTM50. In tali grafici, tra le quote del database e le quote ricavate dai due DTM vengono determinati anche le rette di regressione lineare e il coefficiente di determinazione  $R^2$ .

Nella Tabella I.19 si riportano il coefficiente angolare  $a$ , l'intercetta  $b$  della retta di regressione e il valore del coefficiente di determinazione  $R^2$ .

Analizzando i confronti è possibile fare le seguenti considerazioni:

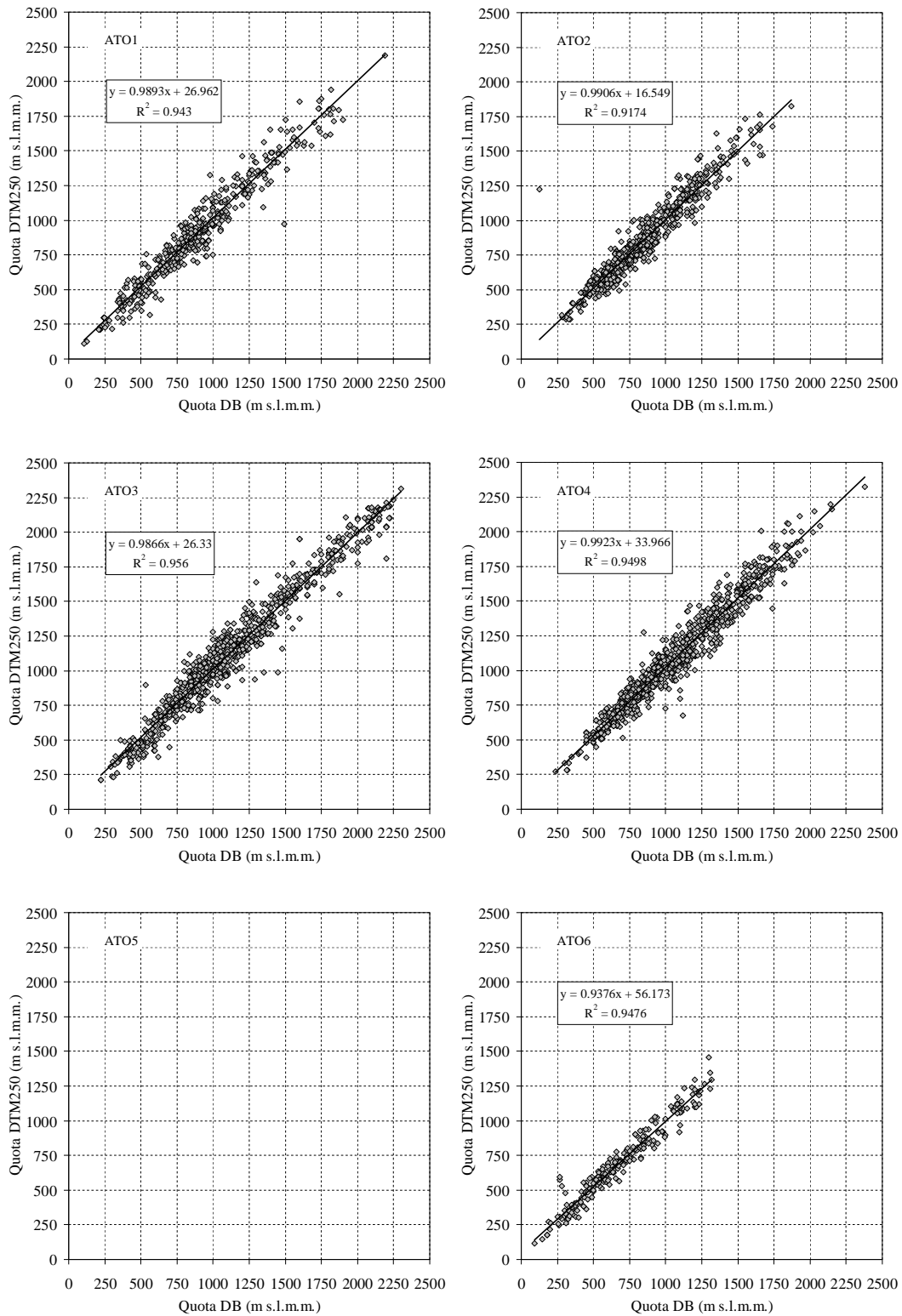
- Le rette di regressione presentano coefficienti angolari prossimi all'unità;
- Le intercette delle rette di regressione sono, ad eccezione di quella relativa all'ATO 4 – DTM 50, positive con valori variabili tra 16 e 56 m;
- I coefficienti di determinazione  $R^2$  assumono, in tutti i casi, valori superiori a 0.9; in particolare gli  $R^2$  per il DTM 50 risultano sempre superiori agli  $R^2$  del DTM250;

- In Tabella I.20 vengono riportati i valori della media e della deviazione standard delle funzioni  $|z_{DB}-z_{DTM}|$  e  $(z_{DB}-z_{DTM})$  per i due DTM, da cui si nota che:
  - La media della funzione  $|z_{DB}-z_{DTM}|$ , che esprime la differenza media tra quota DB e quota DTM in valore assoluto, assume valori variabili da 49 m a 73 m per il DTM250 e valori da 39 m a 54 m per il DTM50;
  - La media della funzione  $(z_{DB}-z_{DTM})$ , che esprime la differenza media tra quota DB e quota DTM, assume valori variabili da 7 m a 26 m per il DTM250 e valori da 5 m a 24 m per il DTM50;
  - La deviazione standard assume valori variabili da 67 m a 96 m per il DTM250 e valori da 56 m a 73 m per il DTM50.
- In base alle considerazioni dei punti precedenti è possibile affermare che le quote valutate dal DTM 50 appaiono più allineate con le quote del DB rispetto alle valutazioni di quota dal DTM 250 e che le quote da DTM risultano mediamente superiori a quelle del DB;
- Pur considerando le incertezze che accompagnano l'uso di un DTM per la stima della quota di un punto, si nutrono dubbi circa alcune quote del DB legati a scostamenti dalle quote da DTM dell'ordine delle decine di metri.

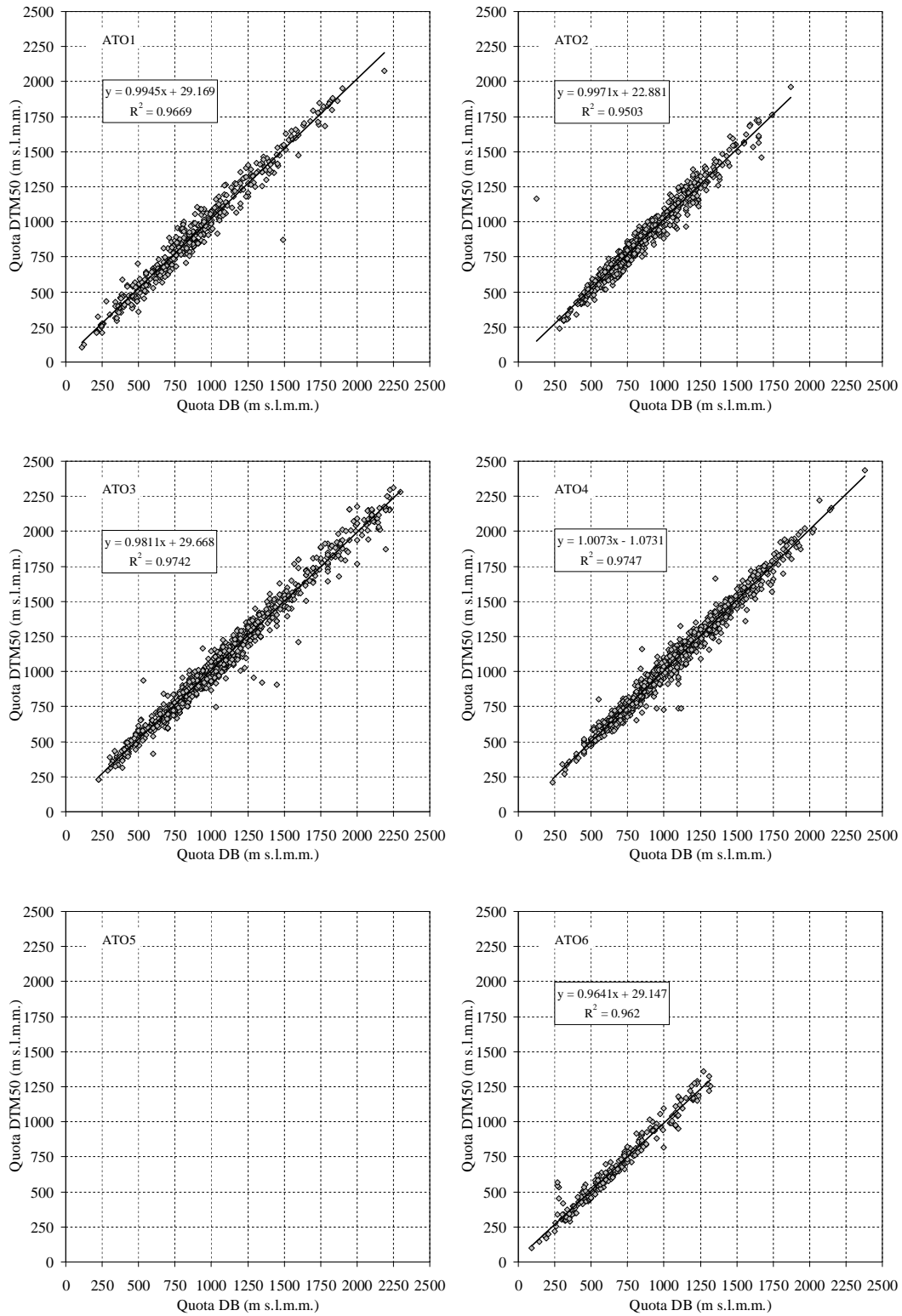
**Tabella I.19.** Parametri delle rette di regressione relative ai confronti tra quote DB e quote dai due DTM per le sorgenti

<i>ATO</i>	<i>DTM</i>	<i>a</i> *	<i>b</i> *	<i>R</i> <sup>2</sup>
ATO1	DTM250	0.9893	+26.962	0.9430
	DTM50	0.9945	+29.169	0.9669
ATO2	DTM250	0.9906	+16.549	0.9174
	DTM50	0.9971	+22.881	0.9503
ATO3	DTM250	0.9866	+26.330	0.9560
	DTM50	0.9811	+29.668	0.9742
ATO4	DTM250	0.9923	+33.966	0.9498
	DTM50	1.0073	-1.0731	0.9747
ATO5	DTM250	-	-	-
	DTM50	-	-	-
ATO6	DTM250	0.93760	+56.173	0.9476
	DTM50	0.96471	+29.147	0.9620

\* La retta di regressione lineare ha la seguente espressione:  $z_{DTM} = a \cdot z_{DB} + b$



**Figura I.7.** Confronto tra quote DB e quote DTM250 delle sorgenti per i vari ambiti territoriali ottimali



**Figura I.8.** Confronto tra quote DB e quote DTM50 delle sorgenti per i vari ambiti territoriali ottimali.

**Tabella I.20.** Media e deviazione standard per  $|z_{DB}-z_{DTM}|$  e  $(z_{DB}-z_{DTM})$  per le sorgenti.

ATO	DTM	Media $ z_{DB}-z_{DTM} $	Media $(z_{DB}-z_{DTM})$	Deviazione standard
ATO1	DTM250	69	18	93
	DTM50	54	24	73
ATO2	DTM250	56	7	84
	DTM50	45	20	67
ATO3	DTM250	73	12	96
	DTM50	54	9	73
ATO4	DTM250	66	26	88
	DTM50	45	7	60
ATO5	DTM250	-	-	-
	DTM50	-	-	-
ATO6	DTM250	49	14	67
	DTM50	39	5	56

### I.III. CONSISTENZA DEI DATI: I SERBATOI DI LINEA

I serbatoi della rete di adduzione rivestono un ruolo importante in fase di valutazione preliminare del potenziale in quanto possibili punti di ubicazione dell'impianto di produzione di energia elettrica; infatti le turbine in impianti di acquedotto vengono generalmente installate immediatamente a monte di vasche di accumulo che possono essere quindi rappresentate dai serbatoi già esistenti.

Nella Tabella I.21, per i vari ATO, si riporta la consistenza dei dati relativamente al numero di serbatoi presenti nei due files.

In allegato si riporta in dettaglio l'elenco completo dei serbatoi per i quali mancano la georeferenziazione (assenza nel file shape) o i dati in formato Microsoft Excel®.

**Tabella I.21.** Numero di serbatoi di impianto presenti nei file \*.shp e \*.xls

<i>ATO</i>	<i>Serbatoi presenti in serimp #.shp</i>	<i>Serbatoi presenti in serimp #.xls</i>	<i>Serbatoi presenti in entrambi i files</i>
ATO1 – Novara e Verbania	519	522	<b>519</b>
ATO2 – Biella	715	720	<b>715</b>
ATO3 – Torino	772	785	<b>772</b>
ATO4 – Cuneo	827	849	<b>827</b>
ATO5 – Asti	160	161	<b>160</b>
ATO6 – Alessandria	523	533	<b>523</b>

#### I.III.I. DATI RELATIVI ALLA QUOTA DEI SERBATOI

La conoscenza dei dati di quota dei serbatoi risulta importante in quanto tali informazioni possono entrare in gioco nella definizione del salto dell'impianto nel caso in cui la turbina venga installata subito a monte del serbatoio.

Di seguito si riporta la consistenza dei dati relativamente alle quote dei serbatoi; le tipologie di non disponibilità sono le seguenti:

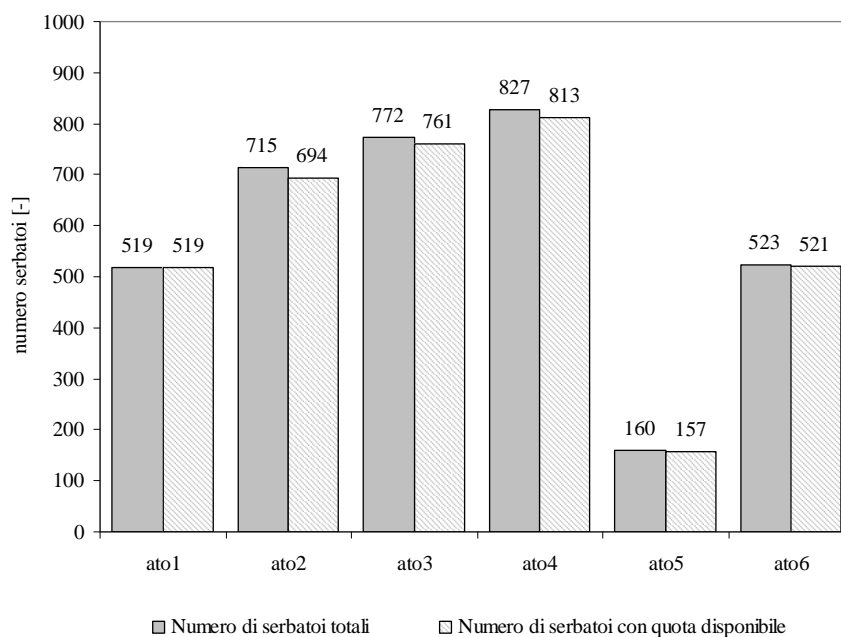
- Quota mancante (valore NULL);
- Quota pari a 0;
- Quota non nulla ma minore di 10 m s.l.m.m (valore anomalo);
- Quota con valore pari a 999 (valore convenzionalmente adottato per indicare la non disponibilità del dato).

**Tabella I.22.** Consistenza dei dati di quota relativi alle serbatoi.

<i>ATO</i>	<i>Numero di serbatoi</i>	<i>Numero di serbatoi con dati relativi alla quota</i>	<i>Numero di serbatoi con dati di quota mancanti (NULL)</i>	<i>Numero di serbatoi con dati di quota pari a 0</i>	<i>Numero di serbatoi con dati di quota pari anomali (&lt; 10 m s.l.m.m.)</i>	<i>Numero di serbatoi con dati di quota pari a 999</i>
ATO1	519	<b>519</b>	0	0	0	0
ATO2	715	<b>694</b>	3	2	4	12
ATO3	772	<b>761</b>	9	0	0	2
ATO4	827	<b>813</b>	2	12	0	0
ATO5	160	<b>157</b>	3	0	0	0
ATO6	523	<b>521</b>	1	0	0	1

In allegato si riporta l'elenco dei serbatoi con quota non disponibile (valore NULL, valore 0, valore <10 o valore pari a 999).

Come per i dati di quota delle sorgenti anche per i serbatoi si nota che le percentuali dei dati di quota non disponibili non sono significative; anche in questo caso, al fine di operare un controllo sui record disponibili e per colmare le poche lacune riscontrate, i valori di quota di ciascun serbatoio censito nel database sono stati ricavati utilizzando i due DTM di cui alla Tabella I.23.

**Figura I.9.** Istogrammi di consistenza dati relativi alla quota dei serbatoi di impianto.

In Figura I.10 e in Figura I.11, per ogni ATO, si riportano i grafici con il confronto tra le quote da DB e quote ricavate rispettivamente da DTM250 e DTM50.

Nella Tabella I.23 si riportano il coefficiente angolare  $a$  e l'intercetta  $b$  della retta di regressione e il valore del coefficiente  $R^2$ .

Analizzando i confronti è possibile fare le seguenti considerazioni:

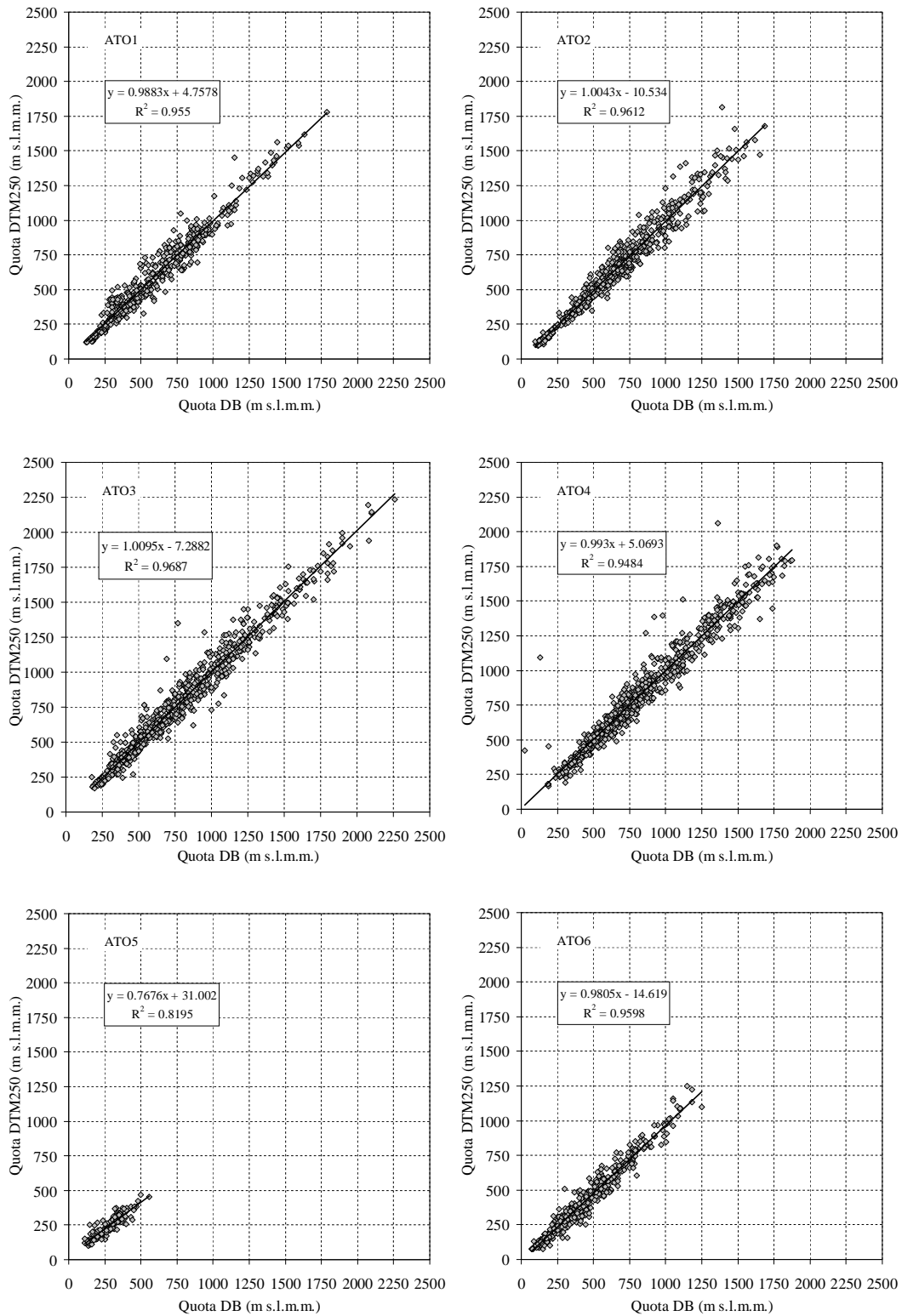
- Le rette di regressione presentano coefficienti angolari prossimi all'unità;
- Le intercette delle rette di regressioni assumono valori variabili tra -18 e 54 m;
- I coefficienti di determinazione  $R^2$  assumono valori superiori a 0.9, tranne per l'ATO 5 dove il valore di  $R^2$  risulta pari a 0.81 (DTM250) e 0.87 (DTM50);
- Gli  $R^2$  per il DTM50 risultano sempre superiori agli  $R^2$  del DTM250;
- In Tabella I.24 vengono riportati i valori della media e della deviazione standard di  $|z_{DB-Z_{DTM}}|$  e  $(z_{DB-Z_{DTM}})$  per i due DTM; si nota che:
- La media della funzione  $|z_{DB-Z_{DTM}}|$ , che esprime la differenza media tra quota DB e quota DTM in valore assoluto, assume valori variabili da 40 m a 54 m per il DTM250 e valori da 31 m a 42 m per il DTM50;
- La media della funzione  $(z_{DB-Z_{DTM}})$ , che esprime la differenza media tra quota DB e quota DTM, assume valori variabili da -32 m a 1 m per il DTM250 e valori da -26 m a 12 m per il DTM50;
- La deviazione standard assume valori variabili da 50m a 84m per il DTM250 e valori da 41 m a 72 m per il DTM50;
- Le incertezze sulla stima sono analoghe a quelle che hanno caratterizzato la ricostruzione della quota delle sorgenti.

**Tabella I.23.** Parametri delle rette di regressione relative ai confronti tra quote DB e quote dai due DTM

ATO	DTM	a*	b*	R <sup>2</sup>
ATO1	DTM250	0.9883	+4.8	0.9550
	DTM50	1.0337	+8.1	0.9736
ATO2	DTM250	1.0043	-10.5	0.9612
	DTM50	1.0291	-9.3	0.9804
ATO3	DTM250	1.0095	-7.3	0.9687
	DTM50	1.0178	-5.4	0.9806
ATO4	DTM250	0.9930	+5.1	0.9484
	DTM50	1.0152	-7.4	0.9633
ATO5	DTM250	0.7676	+31.0	0.8195
	DTM50	0.8215	+22.8	0.8773
ATO6	DTM250	0.9805	-14.7	0.9598
	DTM50	1.0015	-14.7	0.9752

---

\* La retta di regressione lineare ha la seguente espressione:  $z_{DTM} = a \cdot z_{DB} + b$



**Figura I.10.** Confronto tra quote DB e quote DTM250 dei serbatoi per i vari ambiti territoriali ottimali

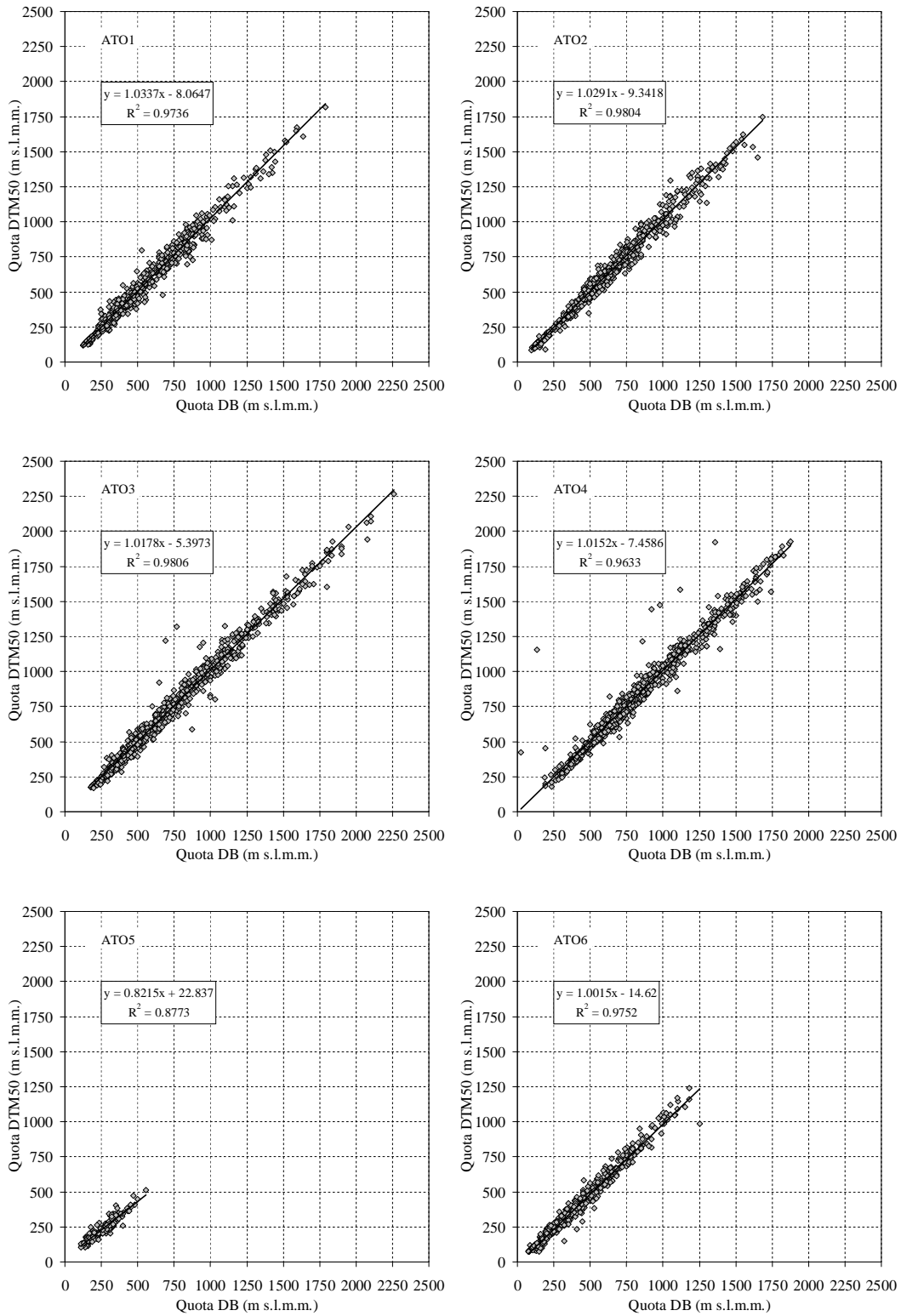


Figura I.11. Confronto tra quote DB e quote DTM50 delle serbatoi per i vari ambiti territoriali ottimali.

**Tabella I.24.** Media e deviazione standard per  $|z_{DB}-z_{DTM}|$  e  $(z_{DB}-z_{DTM})$  per i serbatoi.

ATO	DTM	Media $ z_{DB}-z_{DTM} $	Media $(z_{DB}-z_{DTM})$	Deviazione standard
ATO1	DTM250	49	-2	67
	DTM50	42	12	55
ATO2	DTM250	45	-8	65
	DTM50	35	9	48
ATO3	DTM250	53	0	75
	DTM50	41	8	60
ATO4	DTM250	54	1	84
	DTM50	42	5	72
ATO5	DTM250	40	-32	50
	DTM50	34	-26	41
ATO6	DTM250	40	-23	54
	DTM50	31	-14	41

#### I.IV. CONSISTENZA DEI DATI: LE CONDOTTE DI ADDUZIONE

La conoscenza della topologia della rete di adduzione e delle caratteristiche geometriche e meccaniche delle tubazioni rappresenta una condizione necessaria per la valutazione della fattibilità di realizzazione di un impianto di produzione di energia idroelettrica. In particolare, in base alla configurazione della rete, alle caratteristiche delle condotte e al loro stato di usura è possibile valutare l' idoneità o meno delle stesse a sopportare le pressioni (sia pressioni statiche che sovrappressioni legate a fenomeni di colpo d'ariete) indotte dalla messa in servizio di un impianto di produzione di energia idroelettrica.

Le informazioni di cui sopra sono disponibili nel file `impacq_#.xls`, dove sono riportati i dati relativi agli impianti di acquedotto, e nel file `impacq_#.shp` in cui sono censite tutte le condotte degli acquedotti.

In Tabella I.25 si riporta l' analisi sulla consistenza dei dati dei file `impacq_#.xls` relativamente alle informazioni circa la data di entrata in esercizio, il diametro minimo e massimo.

In Tabella I.26 si riporta l' analisi sulla consistenza dei dati dei file `impacq_#.shp` relativamente alle informazioni circa il diametro della condotta, il materiale e la voce `MAT_DIAM`.

Si nota che le informazioni relative agli impianti e alle condotte di adduzione presentano numerose lacune.

**Tabella I.25.** Consistenza dei dati di interesse nei file `impacq_#.xls`

ATO	Numero di impianti	Numero di impianti con data di entrata in esercizio non disponibile (annoenes NULL o pari a 1212)	Numero di impianti diametro minimo non disponibile	Numero di impianti diametro massimo non disponibile
ATO1	327	39	0	0
ATO2	420	62	2	1
ATO3	572	278	1	1
ATO4	520	100	0	0
ATO5	41	5	1	1
ATO6	244	7	1	0

**Tabella I.26.** Consistenza dei dati di interesse nei file `impacq_#.shp`

ATO	Numero di condotte	Numero di condotte con DIAMETRO non disponibile	Numero di condotte con voce MATERIALE non disponibile	Numero di condotte con MAT_DIAM non disponibile
ATO1	2503	202	273	190
ATO2	5952	1025	969	921
ATO3	3014	715	618	432
ATO4	4984	674	577	509
ATO5	1077	79	71	71
ATO6	2600	130	123	122

## **II. VALUTAZIONE DEL POTENZIALE ENERGETICO A SCALA REGIONALE**

La valutazione della fattibilità e della convenienza economica di un'installazione idroelettrica lungo una rete acquedottistica è il risultato di un'analisi condotta per fasi successive in cui il livello di dettaglio di indagine va aumentando. In una prima fase, oggetto del progetto CIPE C55, deve essere condotta una valutazione a macro-scala del potenziale intrinseco di ogni impianto di acquedotto; in una fase successiva, le mappe di potenzialità potranno essere utilizzate per individuare con facilità i siti potenzialmente idonei per i quali effettuare sopralluoghi ed avviare indagini per il monitoraggio delle portate sorgentizie, al fine di realizzare una valutazione di fattibilità tecnica ed economica per stabilire se l'installazione di una o più turbine possa garantire una produzione annua di energia elettrica economicamente conveniente.

La necessità di definire un potenziale intrinseco ( $Pn_i$ ) di una rete acquedottistica di adduzione nasce dall'esigenza di poter valutare la massima producibilità teorica di energia elettrica ricavabile in seguito all'installazione di una o più centraline idroelettriche lungo le condotte di adduzione di un impianto di acquedotto, senza conoscere a priori i dettagli progettuali dei componenti dell'impianto.

La conoscenza del potenziale intrinseco permette di individuare agevolmente tutti quegli impianti per i quali è opportuno andare ad approfondire le fasi di indagine e progettuale.

## II.1. DEFINIZIONI DI POTENZIALE

Per potenziale intrinseco (Pni) di un acquedotto montano si intende il massimo potenziale teorico derivante dall'installazione di una centrale di produzione di energia elettrica in corrispondenza del punto più depresso della rete di adduzione, cui corrisponde il massimo salto sfruttabile dell'impianto (salto intrinseco). Per la sua definizione risulta necessaria la conoscenza delle portate medie stagionali, delle quote delle sorgenti e della quota del punto più depresso della rete di adduzione. L'inserimento di una turbina all'interno di una rete di adduzione deve essere tale da non compromettere il cielo piezometrico richiesto per il corretto funzionamento dell'acquedotto. In tal senso un corretto approccio per il calcolo di Pni considera come punto più depresso della rete di adduzione quello corrispondente al serbatoio di linea situato alla quota minore tra tutti i serbatoi di linea che fanno capo ad uno stesso impianto (definizione A). In molti casi, soprattutto per i piccoli acquedotti montani, la presenza di serbatoi solo in corrispondenza delle sorgenti non consente la valutazione del potenziale intrinseco secondo la predetta procedura; in queste circostanze il punto di installazione può essere pertanto valutato come punto più basso tra i nodi della rete di adduzione (definizione B).

Alla luce di quanto esposto sono state adottate le seguenti due definizioni di Pni:

### **Definizione A**

*Il potenziale intrinseco di un impianto di acquedotto risulta essere pari alla sommatoria dei singoli potenziali delle sorgenti che alimentano l'impianto, ottenuti utilizzando come valore  $q$  la portata derivata dalla sorgente e come salto la differenza tra la quota della sorgente e la quota del serbatoio di linea posto alla quota più bassa tra tutti i serbatoi di linea dell'impianto di acquedotto (Figura II.1).*

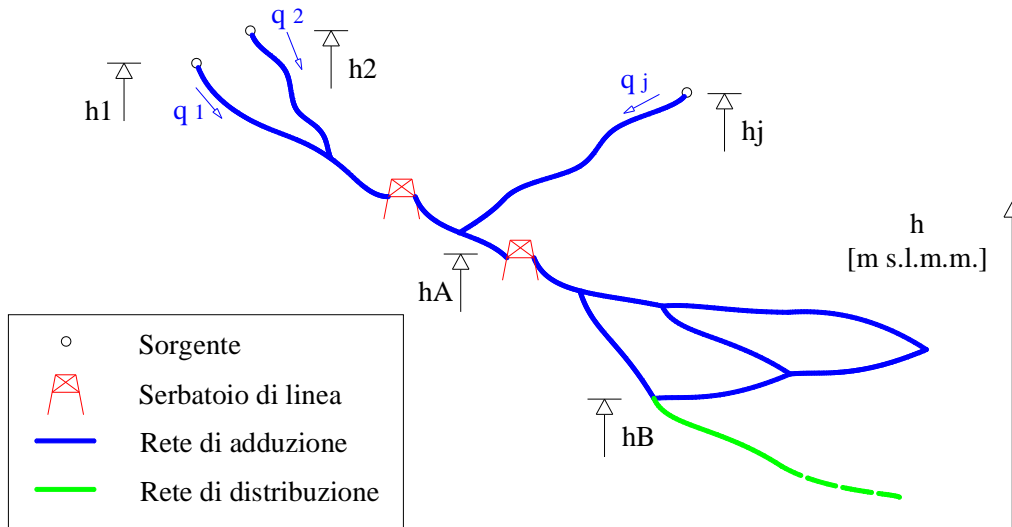
La formula per la valutazione di  $Pn_{i-A}$  risulta pertanto:

$$Pn_{i-A} = \sum_{j=1}^{n_s} \gamma \cdot q_j \cdot (h_j - h_A) \quad (2.1)$$

dove

- $n_s$  è il numero di sorgenti che alimentano uno stesso impianto;
- $\gamma$  è il peso specifico dell'acqua pari a 9,81 kN/m<sup>3</sup>;
- $q_j$  è la portata derivata dalla sorgente  $j$ -esima di uno stesso impianto di acquedotto espressa in m<sup>3</sup>/s;

- $h_j$  è la quota in m s.l.m.m. della sorgente  $j$ -esima di uno stesso impianto di acquedotto;
- $h_A$  è la quota in m s.l.m.m. del serbatoio di linea con la quota più bassa tra tutti i serbatoi di linea di uno stesso impianto.



**Figura II.1.** Schema considerato per la valutazione dei potenziali Pni-A e Pni-B.

### **Definizione B**

*Il potenziale intrinseco di un impianto di acquedotto risulta essere pari alla sommatoria dei singoli potenziali delle sorgenti che alimentano l'impianto, ottenuti utilizzando come valore  $q$  la portata derivata dalla sorgente e come salto la differenza tra la quota della sorgente e la quota del nodo della rete di adduzione posto alla quota più bassa tra tutti i nodi della rete di adduzione dell'impianto di acquedotto (Figura II.1).*

La formula per la valutazione di  $P_{ni-B}$  è:

$$P_{ni-B} = \sum_{j=1}^{n_s} \gamma \cdot q_j \cdot (h_j - h_B) \quad (2.2)$$

dove

- $n_s$  è il numero di sorgenti che alimentano uno stesso impianto;
- $\gamma$  è il peso specifico dell'acqua pari a 9,81 kN/m<sup>3</sup>;

- $q_j$  è la portata derivata dalla sorgente j-esima di uno stesso impianto di acquedotto espressa in  $m^3/s$ ;
- $h_j$  è la quota in m s.l.m.m. della sorgente j-esima di uno stesso impianto di acquedotto;
- $h_B$  è la quota in m s.l.m.m del nodo della rete di adduzione con la quota più bassa tra tutti i nodi di una rete di uno stesso impianto.

## II.II. CALCOLO DEL POTENZIALE PER DIVERSE IPOTESI DI BASE

Le considerazioni fatte nel capitolo precedente hanno evidenziato la presenza di incertezze e incongruenze nelle informazioni disponibili nel database della Regione Piemonte, soprattutto per quanto concerne i valori di portata sorgentizia, e hanno spinto alla validazione dei dati mediante approcci di valutazione delle grandezze di interesse; nel presente lavoro, per tener conto delle suddette incertezze, la valutazione del potenziale intrinseco è stata condotta, per entrambe le definizioni, considerando più casi a seconda dei diversi valori di  $q$  e  $h$  disponibili.

In particolare i valori disponibili per  $q$  sono:

- $q_{DB}$  media (media aritmetica tra la portata massima e minima del DB della Regione Piemonte) nel seguito indicata con  $q_D$ ;
- $q_{ACDIVODE}$  (portata ricavata a partire dal volume annuo derivato dalle sorgenti) nel seguito indicata con  $q_A$ ;
- $q_{VOLUACQUA}$  (portata ricavata a partire dal volume annuo immesso in rete) nel seguito indicata con  $q_V$ ;
- $q_{STIMATA}$  (portata stimata a partire dai valori di dotazione idrica e di popolazione) nel seguito indicata con  $q_S$ ;

mentre i valori di quota sono:

- $h_{DB}$  nel seguito indicata con  $h_D$ ;
- $h_{DTM50}$  nel seguito indicata con  $h_{50}$ ;
- $h_{DTM250}$  nel seguito indicata con  $h_{250}$ .

Come già anticipato, la necessità di definire il potenziale intrinseco secondo due differenti procedure (A e B), nasce dalla presenza di alcune configurazioni tali per cui la definizione A non fornisce validi risultati; in particolare esistono alcuni casi in cui  $P_{ni\_A}$  risulta:

- inesistente (non esiste nessun serbatoio di linea);
- zero (serbatoi di linea e sorgenti hanno la medesima quota);
- minore di zero (serbatoi di linea e sorgenti con valori di  $h$  tali da rendere negativa la (2.1).

L'adozione della definizione B, sebbene meno realistica, in quanto presuppone l'installazione della turbina in corrispondenza di un nodo della rete di adduzione, consente di superare tali inconvenienti pervenendo conseguentemente in tutti i casi ad un valore di  $P_{ni}$ .

In entrambe le definizioni, per ragioni di semplicità e per mancanza di informazioni più dettagliate, non si considera la necessità di installazione di una camera di carico e si valuta il salto

risultante H come media dei singoli salti h sorgente – punto di installazione (A – serbatoio di linea, B – nodo della rete di adduzione) ponderati sulle singole portate sorgentizie; per tale ragione il potenziale P<sub>ni</sub> risulterà essere sicuramente maggiore del potenziale che effettivamente si potrà andare ad installare (potenziale effettivo lordo). Nella fase di valutazione preliminare, tale sovrastima si ritiene tuttavia accettabile, in quanto lo scopo finale è quello di pervenire ad una mappa siti idonei per i quali è opportuno andare ad approfondire lo studio di fattibilità.

I dati sono raggruppati, per comodità, in base ai singoli Ambiti Territoriali Ottimali (ATO), per i quali, nella Tabella II.1, si riportano alcune informazioni relative alle infrastrutture acquedottistiche.

**Tabella II.1.** Dati relativi agli impianti acquedottistici nella Regione Piemonte.

ATO	Numero di impianti di acquedotto	Numero di abitanti serviti
1 – Novara, Verbania	176	501 723
2 – Vercelli, Biella	271	433 852
3 – Torino	288	2 135 488
4 – Cuneo	312	546 294
5 – Asti	175	233 852
6 – Alessandria	225	319 661
<b>TOTALE</b>	<b>1447</b>	<b>4 170 870</b>

### II.II.I. DESCRIZIONE DEI CASI PER P<sub>NL\_B</sub>

La valutazione del potenziale P<sub>ni</sub> secondo la definizione A (equazione (2.1)), presuppone che la centralina venga installata in corrispondenza del serbatoio di linea posizionato alla quota più bassa. Alla luce di quanto esposto nel precedente paragrafo relativamente ai diversi valori di q e h, nel presente lavoro sono stati considerati i casi riportati in Tabella II.2.

**Tabella II.2.** Casi considerati per la valutazione del potenziale  $P_{ni-A}$ .

<i>N</i>	<i>ID</i>	<i>q</i>	<i>h<sub>i</sub></i> (quota della sorgente)	<i>h<sub>A</sub></i> (quota serbatoio di linea più basso)
01	$q_D H_{DD\_A}$	$q_{DBmedia}$	$h_{DB}$	$h_{DB}$
02	$q_D H_{5050\_A}$		$h_{DTM50}$	$h_{DTM50}$
03	$q_D H_{250250\_A}$		$h_{DTM250}$	$h_{DTM250}$
04	$q_A H_{DD\_A}$	$q_{ACDIVODE}$	$h_{DB}$	$h_{DB}$
05	$q_A H_{5050\_A}$		$h_{DTM50}$	$h_{DTM50}$
06	$q_A H_{250250\_A}$		$h_{DTM250}$	$h_{DTM250}$
07	$q_V H_{DD\_A}$	$q_{VOLUACQUA}$	$h_{DB}$	$h_{DB}$
08	$q_V H_{5050\_A}$		$h_{DTM50}$	$h_{DTM50}$
09	$q_V H_{250250\_A}$		$h_{DTM250}$	$h_{DTM250}$
10	$q_S H_{DD\_A}$	$q_{STIMATA}$	$h_{DB}$	$h_{DB}$
11	$q_S H_{5050\_A}$		$h_{DTM50}$	$h_{DTM50}$
12	$q_S H_{250250\_A}$		$h_{DTM250}$	$h_{DTM250}$

**II.II.II. DESCRIZIONE DEI CASI PER  $P_{ni-B}$** 

La valutazione del potenziale  $P_{ni}$  secondo la definizione B (equazione (2.2)), presuppone che la centralina venga installata in corrispondenza del nodo della rete di adduzione ubicato alla quota più bassa. Tale valore, non disponibile da DB, viene ricavato a mezzo del modello digitale del terreno della Regione Piemonte alle risoluzioni 50m e 250m, a seconda del caso considerato.

I casi esaminati per la valutazione del potenziale sono riportati nella Tabella II.3.

**Tabella II.3.** Casi considerati per la valutazione del potenziale  $P_{ni-B}$ .

<i>N</i>	<i>ID</i>	<i>q</i>	<i>h<sub>i</sub></i> (quota della sorgente)	<i>h<sub>b</sub></i> (quota nodo più basso)
01	$q_D H_{D50\_B}$	$q_{DBmedia}$	$h_{DB}$	$h_{DTM50}$
02	$q_D H_{5050\_B}$		$h_{DTM50}$	$h_{DTM50}$
03	$q_D H_{250250\_B}$		$h_{DTM250}$	$h_{DTM250}$
04	$q_A H_{D50\_B}$	$q_{ACDIVODE}$	$h_{DB}$	$h_{DTM50}$
05	$q_A H_{5050\_B}$		$h_{DTM50}$	$h_{DTM50}$
06	$q_A H_{250250\_B}$		$h_{DTM250}$	$h_{DTM250}$
07	$q_V H_{D50\_B}$	$q_{VOLUACQUA}$	$h_{DB}$	$h_{DTM50}$
08	$q_V H_{5050\_B}$		$h_{DTM50}$	$h_{DTM50}$
09	$q_V H_{250250\_B}$		$h_{DTM250}$	$h_{DTM250}$
10	$q_S H_{D50\_B}$	$q_{STIMATA}$	$h_{DB}$	$h_{DTM50}$
11	$q_S H_{5050\_B}$		$h_{DTM50}$	$h_{DTM50}$
12	$q_S H_{250250\_B}$		$h_{DTM250}$	$h_{DTM250}$

### II.II.III. RISULTATI PER PN<sub>I</sub>-A

In Tabella II.4 si riportano i campi (attributi) presenti nei file shape Pni\_A.

**Tabella II.4.** Attributi dei file shape Pni\_A (metafile).

Attributo	Note	Unità di misura
cod_imp	Codice identificativo dell'impianto	-
comune	Comune di appartenenza dell'impianto	-
istat	Codice Istat del Comune di appartenenza	-
quota_imp	Quota del serbatoio più basso	m s.l.m.m
pni	Potenza intrinseca	kW
qimp	Portata turbinata (sommatoria di portate medie q <sub>j</sub> )	l/s
qimp_min	Portata turbinata (sommatoria di portate minime q <sub>min<i>j</i></sub> ) – solo per qDB	l/s
himp	Salto medio sorgente – serbatoio ponderato sulle portate q <sub>j</sub>	m
n_tot	Numero di sorgenti censite che alimentano l'impianto	-
n_util	Numero di sorgenti con dato di q disponibile	-
d_min	Diametro minimo tra tutti i diametri delle condotte di adduzione	mm
d_med	Diametro medio tra tutti i diametri delle condotte di adduzione	mm
d_max	Diametro massimo tra tutti i diametri delle condotte di adduzione	mm
dh_med	Perdite di carico corrispondenti al diametro medio	m
dh_max	Perdite di carico corrispondenti al diametro massimo	m
himp_net_med	Salto netto corrispondente al diametro medio	m
himp_net_max	Salto netto corrispondente al diametro massimo	m
pni_net_med	Potenza netta corrispondente al diametro medio	kW
pni_net_max	Potenza netta corrispondente al diametro massimo	kW

Per tutti i casi, oltre a Pni, valutato tramite la (2.1), si forniscono anche le potenze intrinseche al netto delle perdite di carico lungo le condotte. Le perdite di carico sono state valutate in modo semplificato secondo la seguente procedura:

- Individuazione dei diametri minimo, massimo e medio tra tutti i diametri delle condotte di uno stesso impianto;
- Individuazione di un k<sub>s</sub> di Strickler medio tra tutti i k<sub>s</sub> di Strickler attribuiti ad ogni condotta di adduzione in funzione del materiale della tubazione;
- Calcolo delle perdite di carico totali dell'impianto per d<sub>med</sub> e d<sub>max</sub> con la seguente:

$$DH = \Delta H = \sum_{j=1}^{n_s} J_j \cdot L_j \quad (2.3)$$

dove:

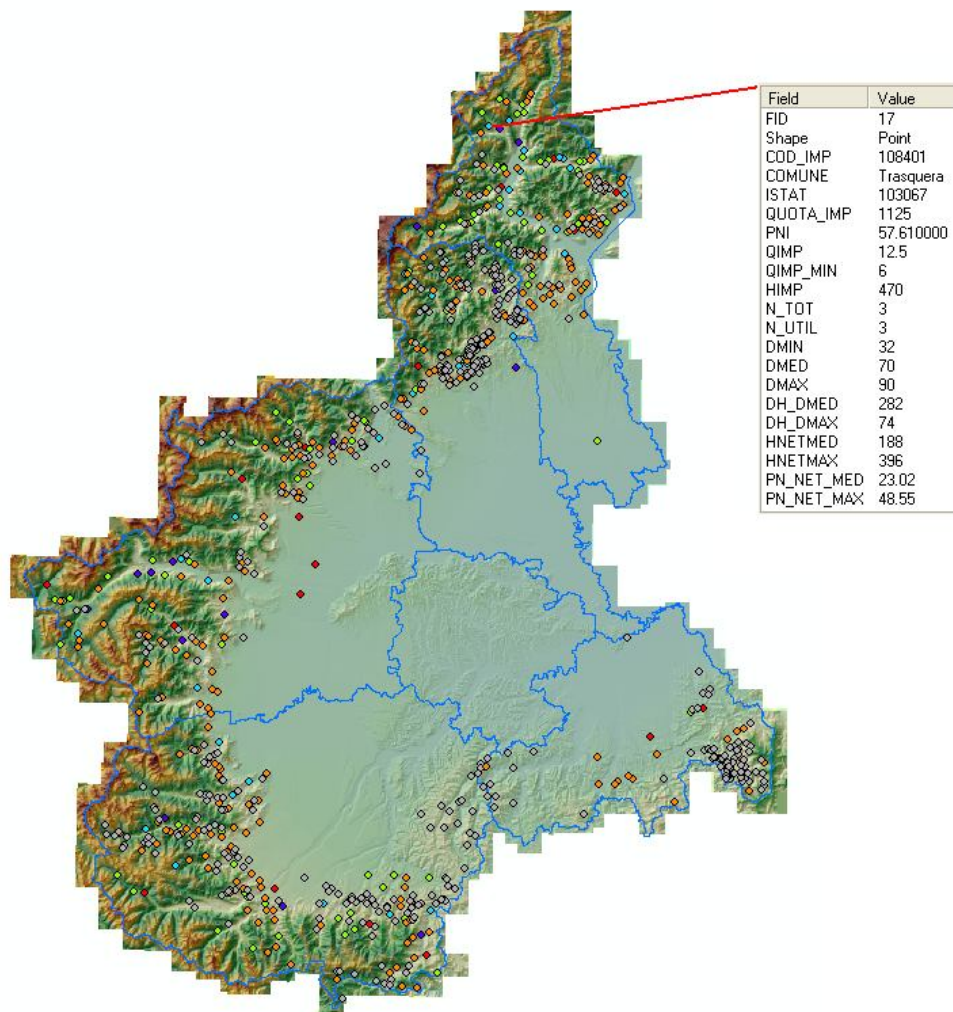
- $J_j = \frac{10.33}{k_{s\_medio}^2} \cdot \frac{q_j^2}{d^{5.33}}$ , cadente piezometrica valutata per d<sub>med</sub> e d<sub>max</sub>;
- $L_j = \overline{jA}$  pari alla distanza tra la sorgente j e il serbatoio A;

- Calcolo del salto al netto delle perdite ( $H_{imp\_net}$ ) per  $d_{med}$  e  $d_{max}$ ;
- Calcolo del potenziale al netto delle perdite ( $Pni_{imp\_net}$ ) per  $d_{med}$  e  $d_{max}$ .

Sebbene semplificato, il metodo consente di valutare, in termini grossolani, se le dimensioni (diametro e lunghezza) delle condotte sono compatibili con la presenza di una centralina idroelettrica, a prescindere dalle loro caratteristiche meccaniche.

In allegato alla presente relazione, si forniscono i file vettoriali in cui si riportano i risultati relativi al potenziale intrinseco Pni-A per i sei ATO della Regione Piemonte per i dodici casi considerati.

In Figura II.2 si riporta a titolo di esempio uno screenshot in ambiente GIS per l'interrogazione dei risultati.



**Figura II.2.** Esempio di interrogazione dei risultati in ambiente GIS (caso  $q_D H_{DD\_A}$ ).

Nella Figura II.3 si riportano i grafici a torta con la distribuzione per classe di potenza degli impianti individuati secondo la definizione A per il caso  $q_D H_{DD\_A}$  (vedi Tabella II.2). Nella Figura II.4 si riportano gli stessi risultati nel piano Q-H.

I restanti casi sono riportati in Allegato II.

Osservando i risultati ottenuti è possibile fare le seguenti considerazioni:

- gli impianti con potenziale intrinseco superiore a 200 kW risultano essere maggiormente concentrati nell'Ambito Territoriale Ottimale Torinese e Cuneese, e comunque in numero inferiore alle dieci unità;
- la maggior parte degli impianti rilevati si colloca, per tutti gli ATO e per tutti i casi considerati, nella classe di potenza inferiore ai 20 kW con percentuali superiori al 50%; in particolare più del 50% di questi impianti risulta avere un potenziale intrinseco compreso nel range 3kW – 10kW;
- per l'ATO 5 nessun impianto acquadottistico risulta sfruttabile per la produzione di energia idroelettrica;
- le differenze che si rilevano tra i risultati dei dodici casi ricalcano in modo fedele le differenze tra le portate e le quote analizzate nel primo report semestrale.

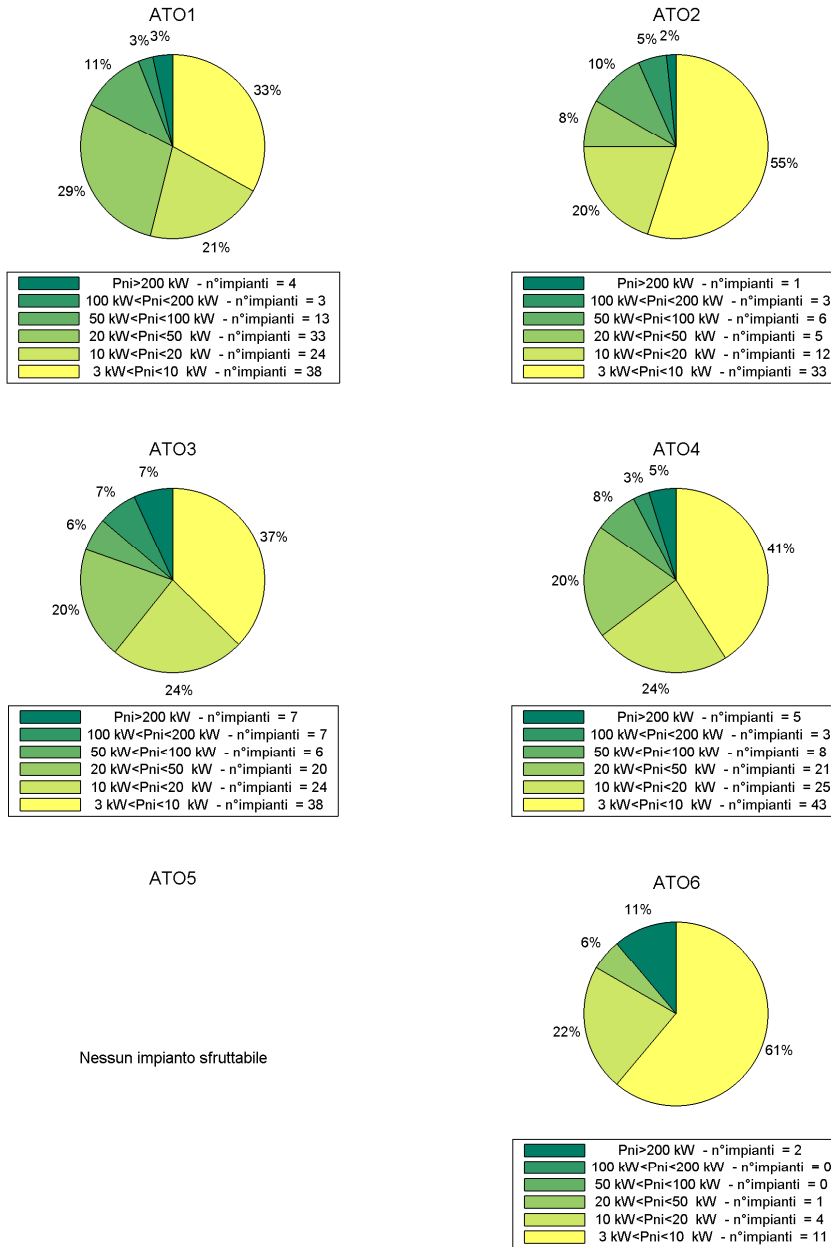
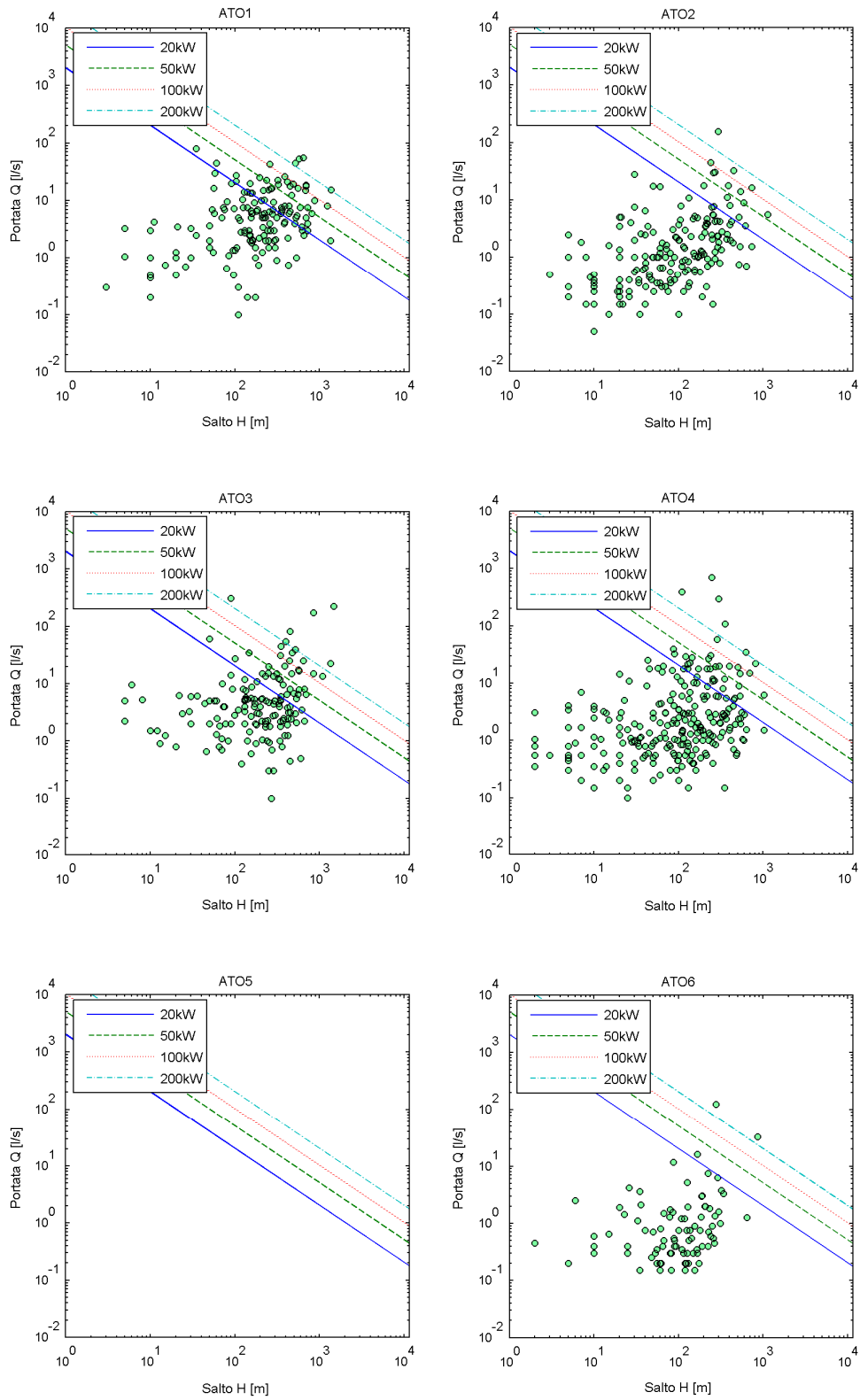


Figura II.3. Distribuzione per classi di potenza degli impianti (caso  $q_D H_{DD\_A}$ ).



**Figura II.4.** Diagramma Q-H – caso  $q_D H_{DD\_A}$

**II.II.IV. RISULTATI - PNI-B**

Analogamente a quanto fatto per il potenziale con definizione Pni-A viene fornito, per ognuno dei casi elencati in Tabella II.5, lo shapefile degli impianti individuati.

**Tabella II.5.** Attributi dei file shape Pni\_B (metafile).

<i>Attributo</i>	<i>Note</i>	<i>Unità di misura</i>
cod_imp	Codice identificativo dell'impianto	-
comune	Comune di appartenenza dell'impianto	-
istat	Codice Istat del Comune di appartenenza	-
quota_imp	Quota del nodo della rete di adduzione più basso	m s.l.m.m
pni	Potenza intrinseca	kW
qimp	Portata turbinata (sommatoria di portate medie $q_j$ )	l/s
qimp_min	Portata turbinata (sommatoria di portate minime $q_{min_j}$ ) – solo per qDB	l/s
himp	Salto medio sorgente – serbatoio ponderato sulle portate $q_j$	m
n_tot	Numero di sorgenti censite che alimentano l'impianto	-
n_util	Numero di sorgenti con dato di q disponibile	-
d_min	Diametro minimo tra tutti i diametri delle condotte di adduzione	mm
d_med	Diametro medio tra tutti i diametri delle condotte di adduzione	mm
d_max	Diametro massimo tra tutti i diametri delle condotte di adduzione	mm
dh_med	Perdite di carico corrispondenti al diametro medio	m
dh_max	Perdite di carico corrispondenti al diametro massimo	m
himp_net_med	Salto netto corrispondente al diametro medio	m
himp_net_max	Salto netto corrispondente al diametro massimo	m
pni_net_med	Potenza netta corrispondente al diametro medio	kW
pni_net_max	Potenza netta corrispondente al diametro massimo	kW

In analogia a quanto fatto per la definizione A, per tutti i casi, oltre alla Pni, valutata tramite la (2.2), si forniscono le potenze intrinseche al netto delle perdite di carico lungo le condotte. Le perdite di carico sono state valutate in modo semplificato secondo la seguente procedura:

- Individuazione dei diametri minimo, massimo e medio tra tutti i diametri delle condotte di uno stesso impianto;
- Individuazione di un  $k_s$  di Strickler medio tra tutti i  $k_s$  di Strickler attribuiti ad ogni condotta di adduzione in funzione del materiale della tubazione;
- Calcolo delle perdite di carico totali dell'impianto per  $d_{med}$  e  $d_{max}$  con la seguente:

$$DH = \Delta H = \sum_{j=1}^{n_s} J_j \cdot L_j$$

dove:

$$\circ J_j = \frac{10.33}{k_{s\_medio}^2} \cdot \frac{q_j^2}{d^{5.33}}, \text{ cadente piezometrica valutata per } d_{med} \text{ e } d_{max};$$

$$\circ L_j = \overline{jB} \text{ pari alla distanza tra la sorgente } j \text{ e il nodo } B;$$

- Calcolo del salto al netto delle perdite ( $H_{imp\_net}$ ) per  $d_{med}$  e  $d_{max}$ ;
- Calcolo del potenziale al netto delle perdite ( $Pni_{imp\_net}$ ) per  $d_{med}$  e  $d_{max}$ .

In allegato alla presente relazione, si forniscono i file vettoriali in cui si riportano i risultati relativi al potenziale intrinseco Pni-B per i sei ATO della Regione Piemonte.

Nella Figura II.5 si riportano i grafici a torta con la distribuzione per classe di potenza degli impianti individuati secondo la definizione A per il caso  $q_D H_{DD\_A}$  (vedi Tabella II.1). Nella Figura II.6, si riportano gli stessi risultati nel piano Q-H.

In allegato sono riportati i restanti grafici.

Osservando i risultati ottenuti è possibile fare le seguenti considerazioni:

- il numero degli impianti di produzione di energia idroelettrica individuati risulta essere maggiore rispetto quelli trovati con la definizione A;
- il potenziale intrinseco B risulta sempre maggiore o uguale al potenziale intrinseco A;
- analogamente a quanto visto per la definizione A, gli impianti con potenziale intrinseco superiore a 200 kW risultano essere maggiormente concentrati nell'Ambito Territoriale Ottimale Torinese e Cuneese; nei casi in cui si considera come portata il valore  $q_v$ , il numero di impianti superiori ai 200kW per l'ATO1 sale alle 13 unità;
- la maggior parte degli impianti rilevati si colloca, per tutti gli ATO e per tutti i casi considerati, nella classe di potenza inferiore ai 20 kW con percentuali superiori al 50%; in particolare più del 50% di questi impianti risulta avere un potenziale intrinseco compreso nel range 3 – 10 kW;
- per l'ATO 5 nessun impianto acquedottistico risulta sfruttabile per la produzione di energia idroelettrica;

- le differenze che si rilevano tra i risultati dei dodici casi ricalcano in modo fedele le differenze tra le portate e le quote analizzate nel primo report semestrale.

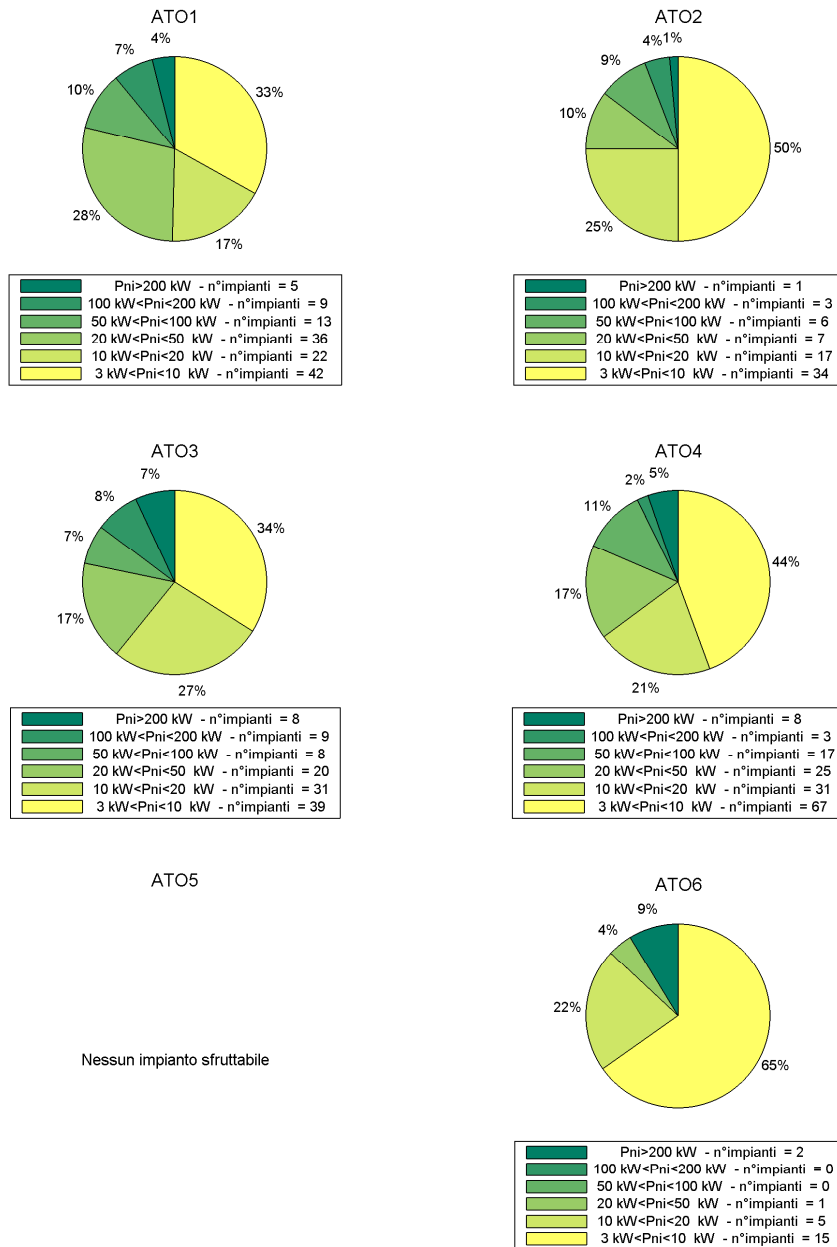


Figura II.5. Distribuzione per classi di potenza degli impianti (caso q<sub>D</sub>H<sub>D50\_B</sub>).

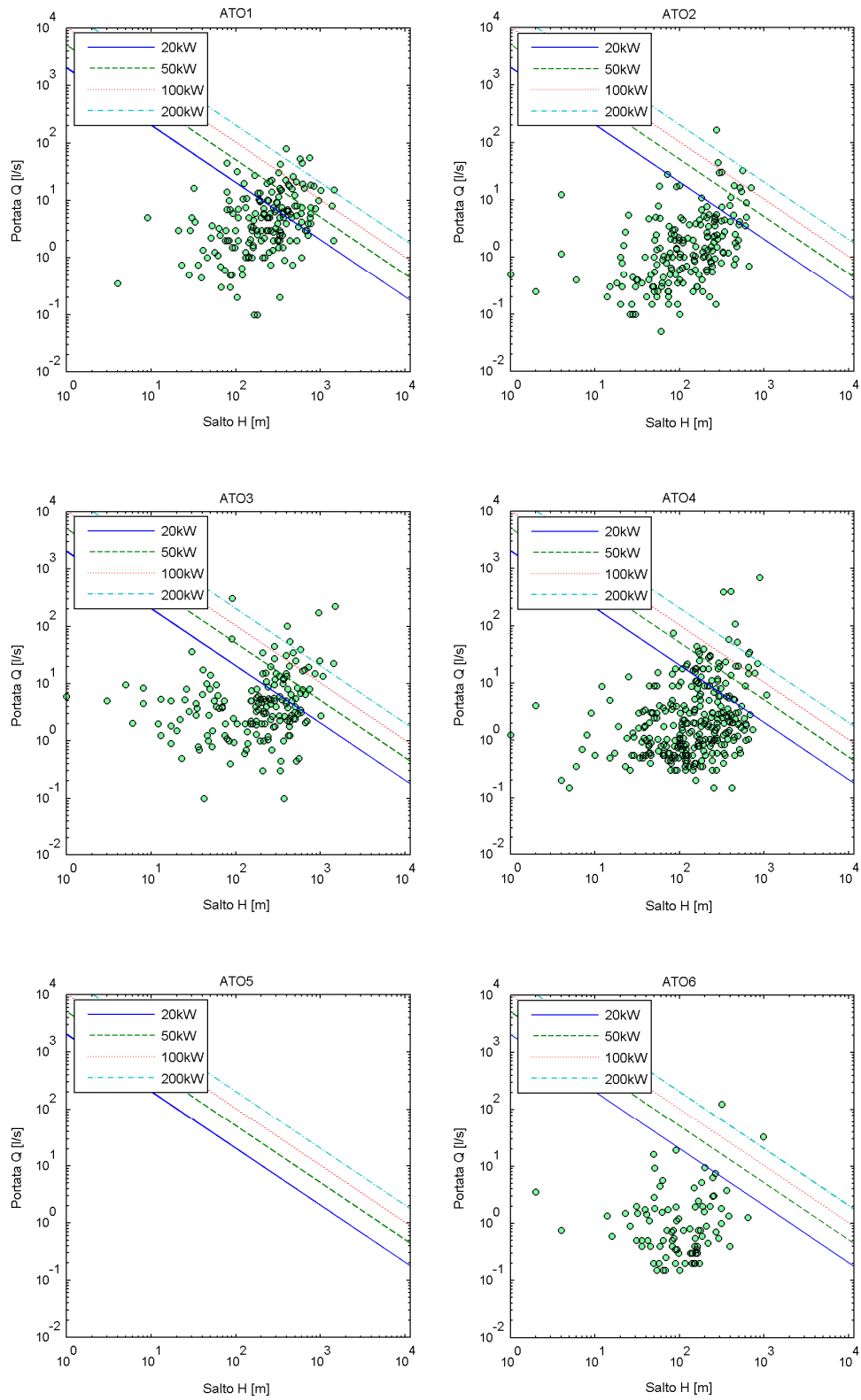


Figura II.6. Diagramma Q-H – caso  $q_D H_{D50\_B}$

**II.III. RIEPILOGO DEI RISULTATI OTTENUTI**

Al fine di rendere più facilmente consultabili i risultati ottenuti e di presentare un quadro riepilogativo, per entrambe le definizioni e per ogni ATO, vengono forniti i file vettoriali con la sintesi dei risultati ottenuti; in particolare sono stati considerati i soli casi  $q_{Dh_{DD\_A}}$ ,  $q_{Ah_{DD\_A}}$ ,  $q_{Vh_{DD\_A}}$  e  $q_{Sh_{DD\_A}}$  per la definizione A e i casi  $q_{Dh_{D50\_B}}$ ,  $q_{Ah_{D50\_B}}$ ,  $q_{Vh_{D50\_B}}$  e  $q_{Sh_{D50\_B}}$  per la definizione B; il motivo di tale restrizione risiede nell'incertezza legata ai soli valori di portata sorgentizia. In Tabella II.6 si riportano i campi riportati nei file vettoriali `ato#.pni_A_riepilogo.shp` e `ato#.pni_B_riepilogo.shp`.

**Tabella II.6.** Attributi dei file ato#.pni\_A\_riepilogo.shp e ato#.pni\_B\_riepilogo.shp (metafile).

Attributo	Note	Unità di misura
cod_imp	Codice identificativo dell'impianto	-
comune	Comune di appartenenza dell'impianto	-
istat	Codice Istat del Comune di appartenenza	-
quota_imp	Quota del nodo della rete di adduzione più basso	m s.l.m.m.
pqdhdd/50_A/B	Potenza intrinseca qDB_HDBDB	kW
pqahdd/50_A/B	Potenza intrinseca qACDIVODE_HDBDB	kW
pqvhd/50_A/B	Potenza intrinseca qVOLUACQUA_HDBDB	kW
pqshdd/50_A/B	Potenza intrinseca qSTIMATA_HDBDB	kW
qqdhdd/50_A/B	Portata turbinata qDB_HDBDB	l/s
qqahdd/50_A/B	Portata turbinata qACDIVODE_HDBDB	l/s
qqvhdd/50_A/B	Portata turbinata qVOLUACQUA_HDBDB	l/s
qqshdd/50_A/B	Portata turbinata qSTIMATA_HDBDB	l/s
hqdhdd/50_A/B	Salto lordo qDB_HDBDB	m
hqahdd/50_A/B	Salto lordo qACDIVODE_HDBDB	m
hqvhdd/50_A/B	Salto lordo qVOLUACQUA_HDBDB	m
hqshdd/50_A/B	Salto lordo qSTIMATA_HDBDB	m
d1	Diam. medio tra tutti i diametri delle condotte di adduzione	mm
d2	Diam. massimo tra tutti i diametri delle condotte di adduzione	mm
pn1qdhdd/50_A/B	Potenza intrinseca netta qDB_HDBDB ( $d_{med}$ )	kW
pn1qahdd/50_A/B	Potenza intrinseca netta qACDIVODE_HDBDB/50 ( $d_{med}$ )	kW
pn1qvhdd/50_A/B	Potenza intrinseca netta qVOLUACQUA_HDBDB/50 ( $d_{med}$ )	kW
pn1qshdd/50_A/B	Potenza intrinseca netta qSTIMATA_HDBDB/50 ( $d_{med}$ )	kW
pn2qdhdd/50_A/B	Potenza intrinseca netta qDB_HDBDB/50 ( $d_{max}$ )	kW
pn2qahdd/50_A/B	Potenza intrinseca netta qACDIVODE_HDBDB ( $d_{max}$ )	kW
pn2qvhdd/50_A/B	Potenza intrinseca netta qVOLUACQUA_HDBDB ( $d_{max}$ )	kW
pn2qshdd/50_A/B	Potenza intrinseca netta qSTIMATA_HDBDB ( $d_{max}$ )	kW

Oltre al precedente riepilogo, con lo scopo di poter avere un unico valore di Pni per ogni sito analizzato, viene presentata un'ulteriore sintesi basata sul seguente ordine di priorità nella scelta del tipo di portate da utilizzarsi, stabilito sulla base dell'attendibilità del valore di q disponibile:

- $q_D$  ( $q_{DB}$  valore medio tra  $q_{max}$  e  $q_{min}$ );
- $q_A$  ( $q_{ACDIVODE}$  valore ricavato dal volume derivato annuo);
- $q_V$  ( $q_{VOLUACQUA}$  valore ricavato dal volume immesso annualmente nella rete);

- $q_s$  ( $q_{STIMATA}$  valore stimato a partire dal numero di abitanti serviti e dalla dotazione idrica media); tale valore essendo disponibile per tutte le sorgenti censite consente di realizzare un'analisi completa del potenziale intrinseco laddove i precedenti valori non siano disponibili.

Per quanto riguarda invece le quote si assumono i valori presenti nel DataBase. Gli impianti così selezionati vengono riportati nei file vettoriali `ato#.pni_A_riepilogo2.shp` e `ato#.pni_B_riepilogo2.shp` i cui campi di attributo vengono riportati nella Tabella II.7.

**Tabella II.7.** Attributi dei file `ato#.pni_A_riepilogo2.shp` e `ato#.pni_B_riepilogo2.shp` (metafile).

<i>Attributo</i>	<i>Note</i>	<i>Unità di misura</i>
cod_imp	Codice identificativo dell'impianto	-
comune	Comune di appartenenza dell'impianto	-
istat	Codice Istat del Comune di appartenenza	-
quota_imp	Quota del nodo della rete di adduzione più basso	m s.l.m.m
pni	Potenza intrinseca	kW
qimp	Portata turbinata	l/s
himp	Salto intrinseco	m
q	Metodo usato per la valutazione di $q$	-
d_med	Diam. medio tra tutti i diametri delle condotte di adduzione	mm
d_max	Diam. massimo tra tutti i diametri delle condotte di adduzione	mm
pninet_dmed	Potenza intrinseca netta (dmed)	kW
pninet_dmax	Potenza intrinseca netta (dmax)	kW

In Figura II.7 ed in Figura II.8 si riportano le distribuzioni per classe di potenza degli impianti così individuati a livello di ogni singolo ATO secondo le definizioni A e B.

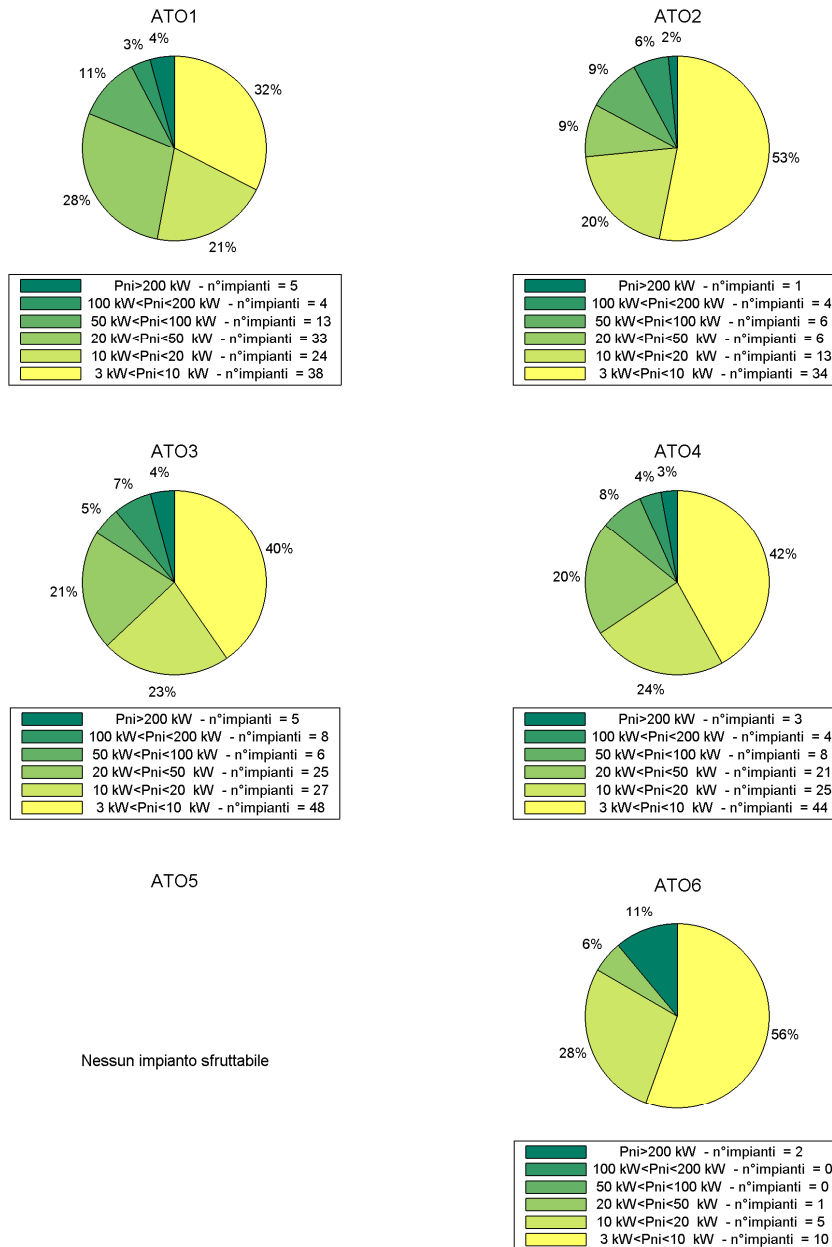
In Figura II.9 ed in Figura II.10 si riportano gli impianti individuati nel piano Q-H a livello di ogni singolo ATO secondo le definizioni A e B.

In Figura II.11 ed in Figura II.12 si riportano le cumulate di potenza intrinseca degli impianti individuati a livello di ogni singolo ATO secondo le definizioni A e B.

In Figura II.13 ed in Figura II.14 si riportano gli istogrammi di frequenza degli impianti individuati nel range 5-500kW a livello di ogni singolo ATO secondo le definizioni A e B.

In Figura II.15 ed in Figura II.16 si riportano le distribuzioni per classe di potenza degli impianti così individuati a livello regionale secondo le definizioni A e B considerando unicamente le valutazioni di potenziale che utilizzano come valore di portata  $q_D$  e  $q_A$ .

In Figura II.17 ed in Figura II.18 si riportano le cumulate di potenza intrinseca degli impianti individuati a livello regionale secondo le definizioni A e B considerando unicamente le valutazioni di potenziale che utilizzano come valore di portata  $q_D$  e  $q_A$ .



**Figura II.7.** Distribuzione per classi di potenza degli impianti (definizione A - riepilogo).

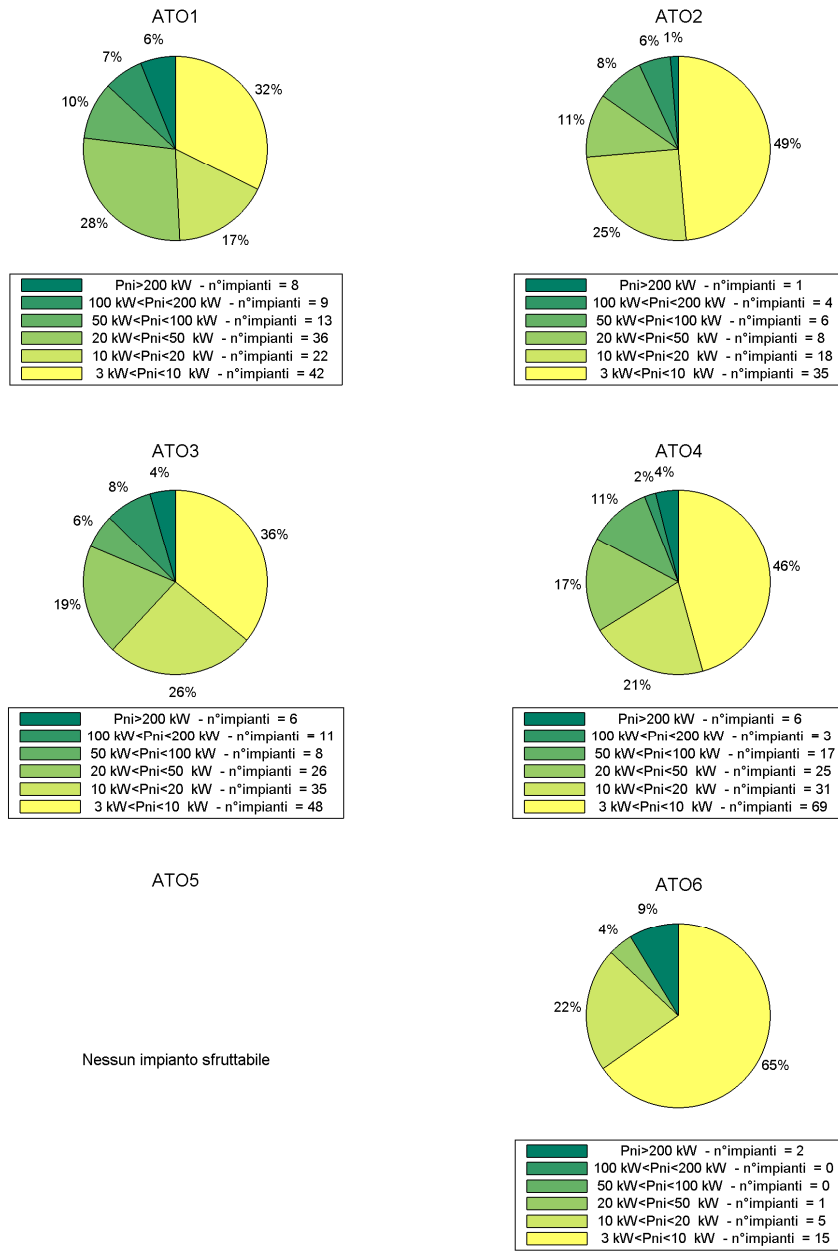


Figura II.8. Distribuzione per classi di potenza degli impianti (definizione B - riepilogo).

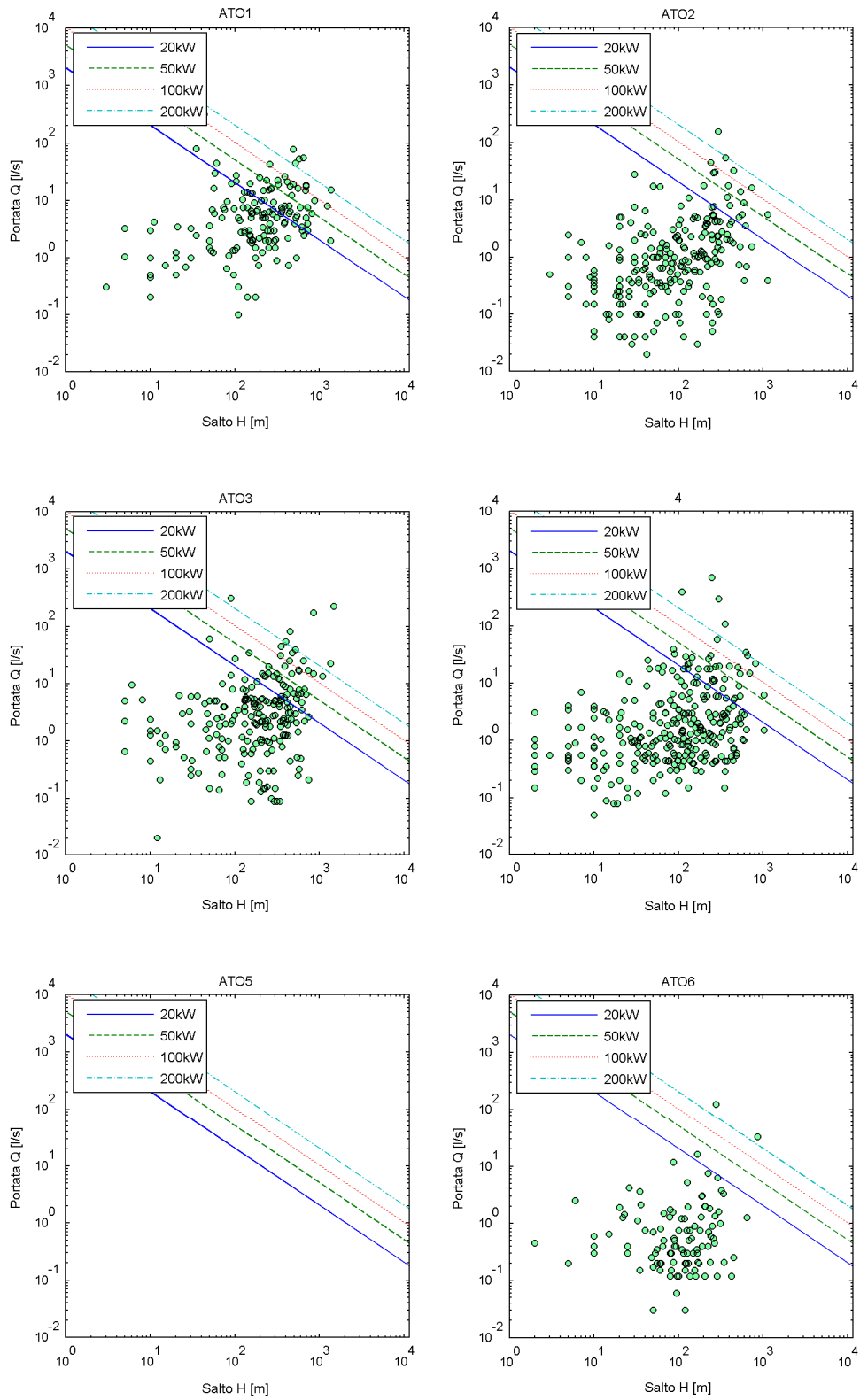


Figura II.9. Diagramma Q-H (definizione A - riepilogo).

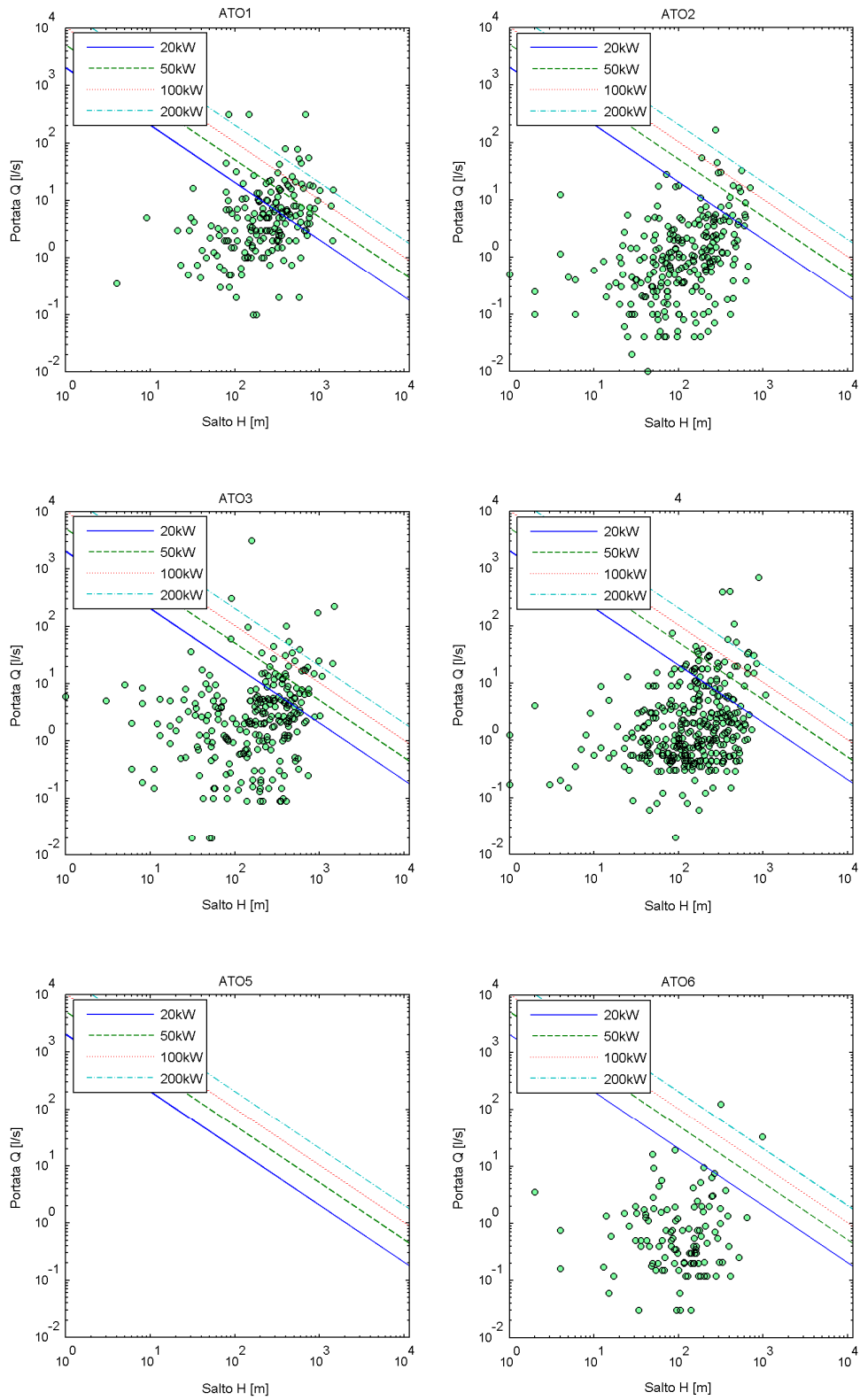
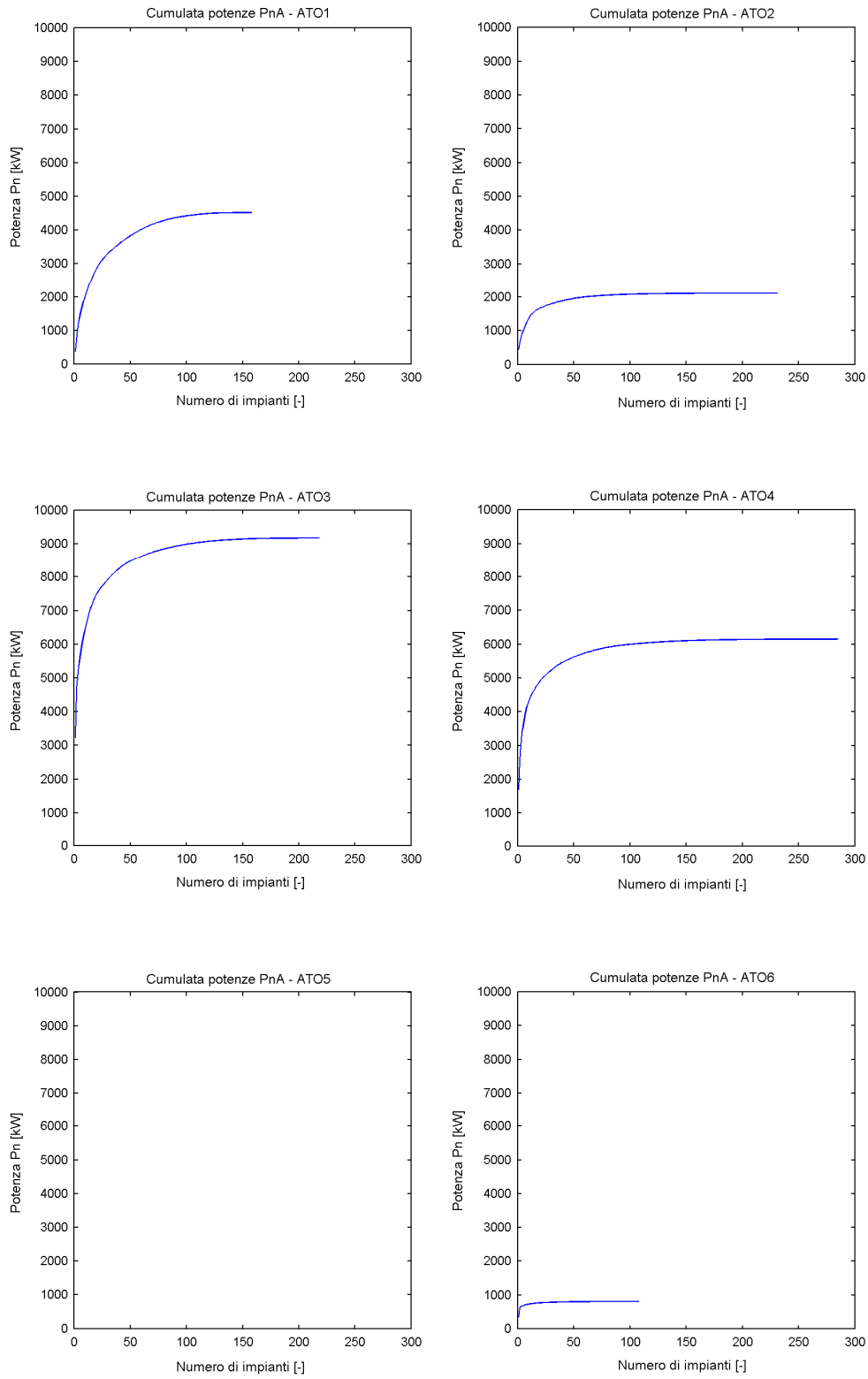
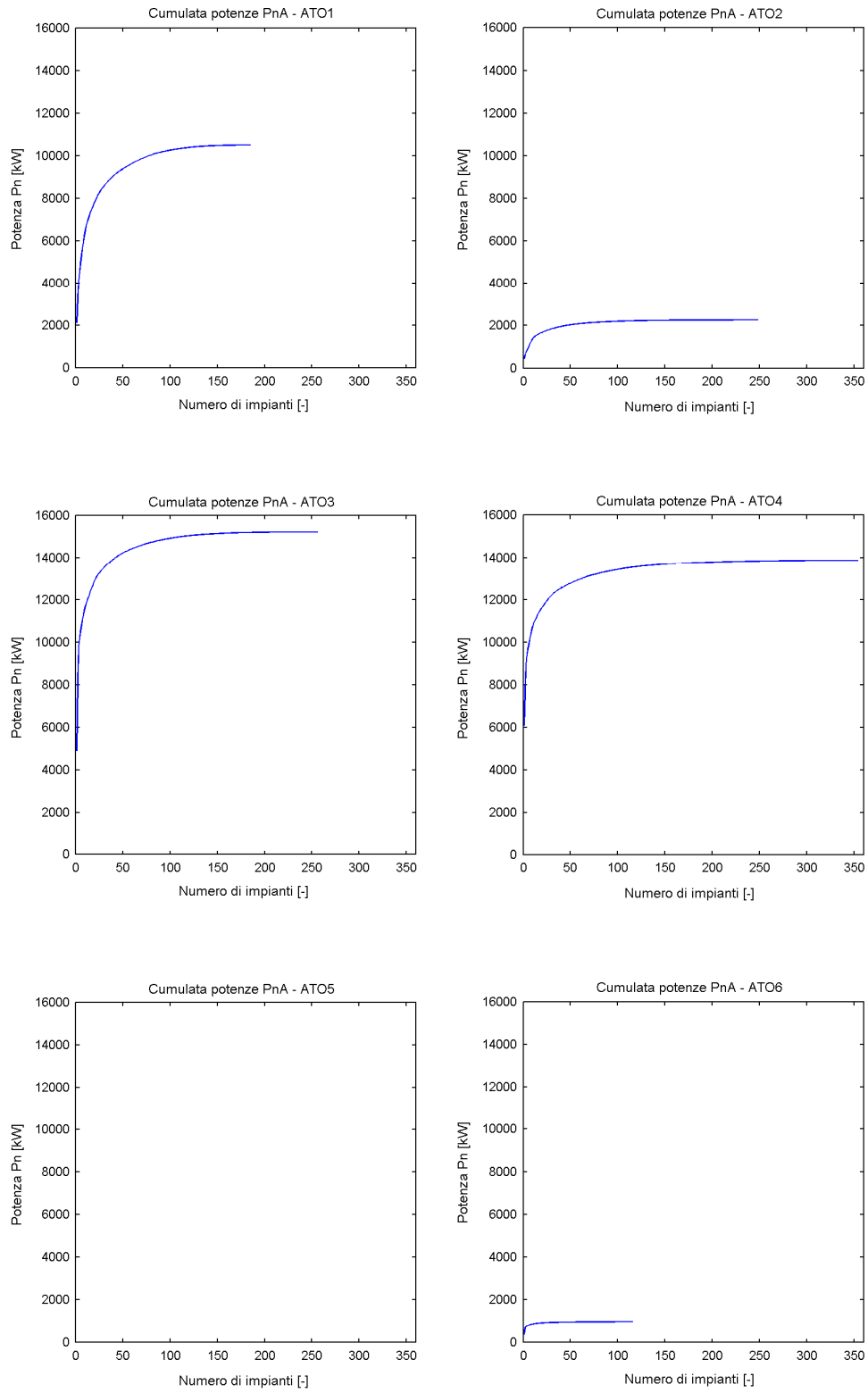


Figura II.10. Diagramma Q-H (definizione B - riepilogo).



**Figura II.11.** Cumulata di potenza per gli impianti individuati (definizione A - riepilogo).



**Figura II.12.** Cumulata di potenza per gli impianti individuati (definizione B - riepilogo).

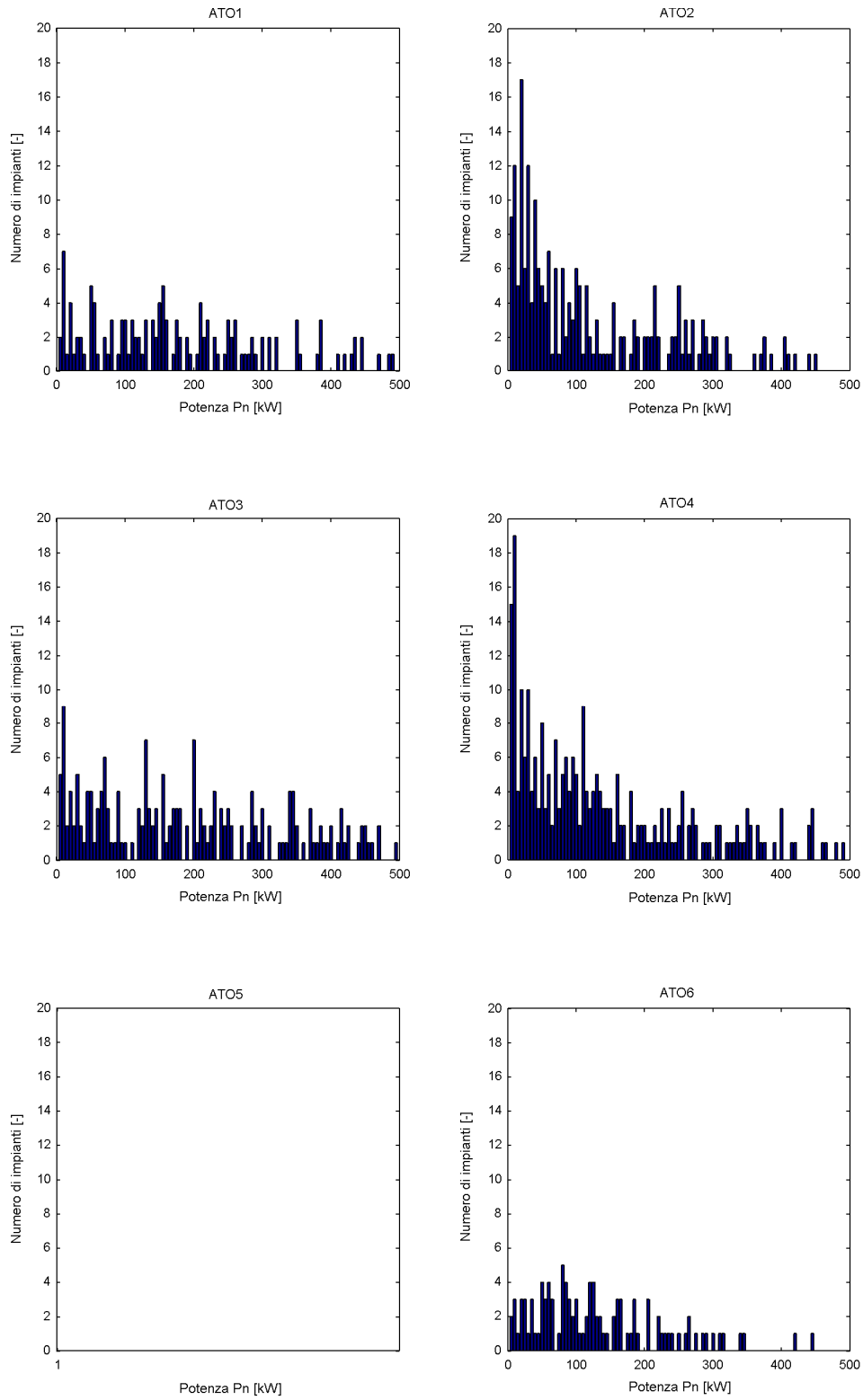
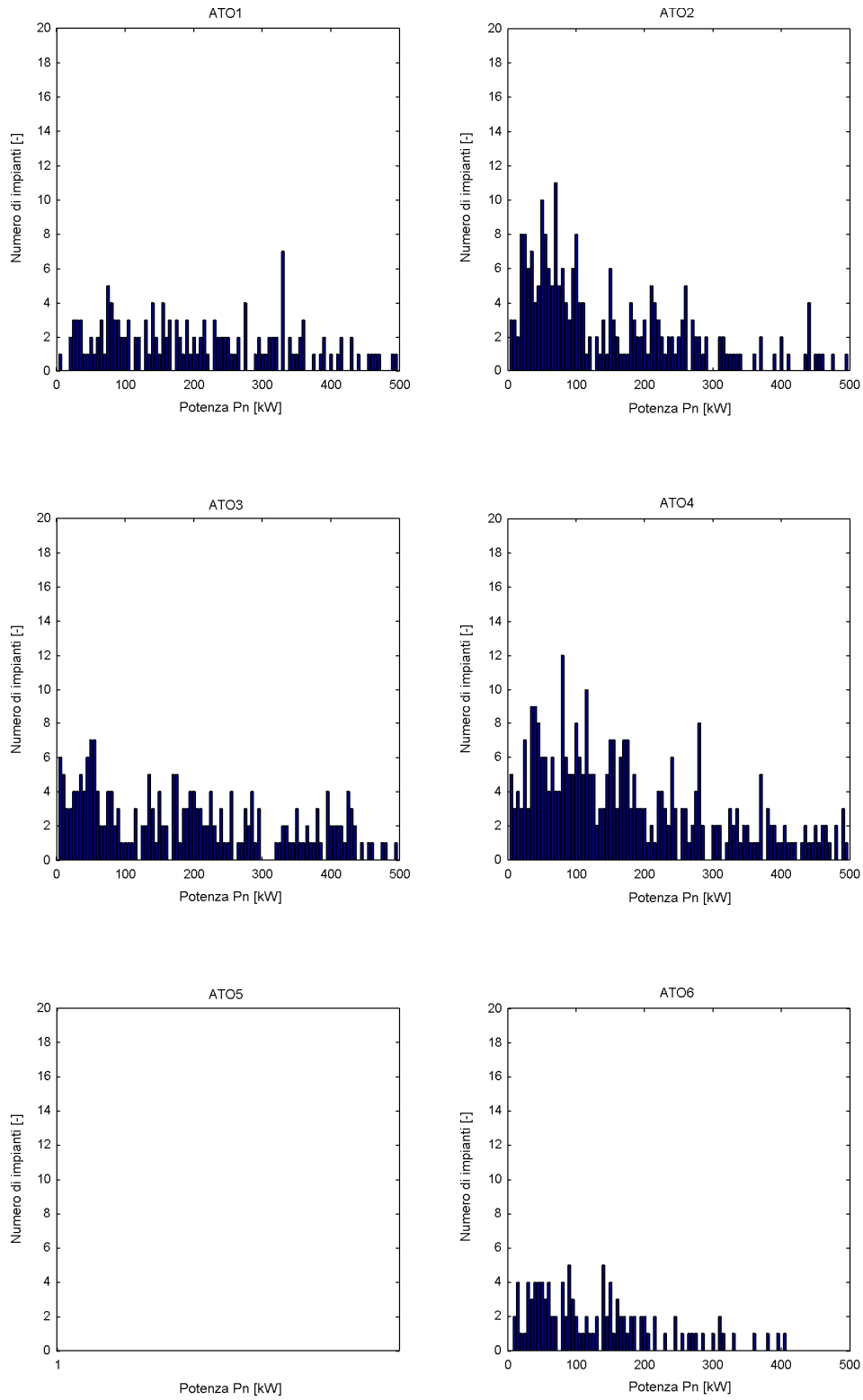
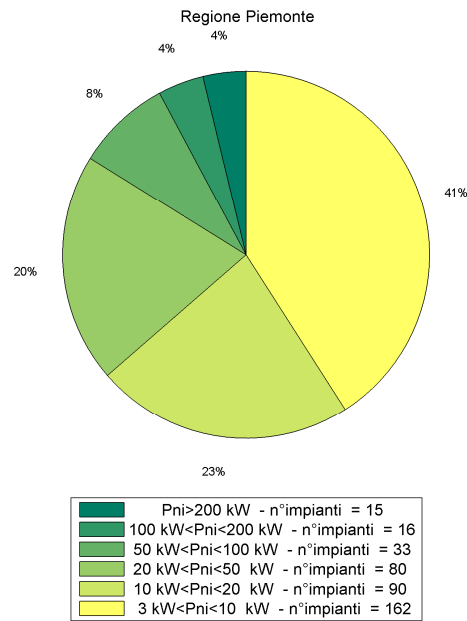


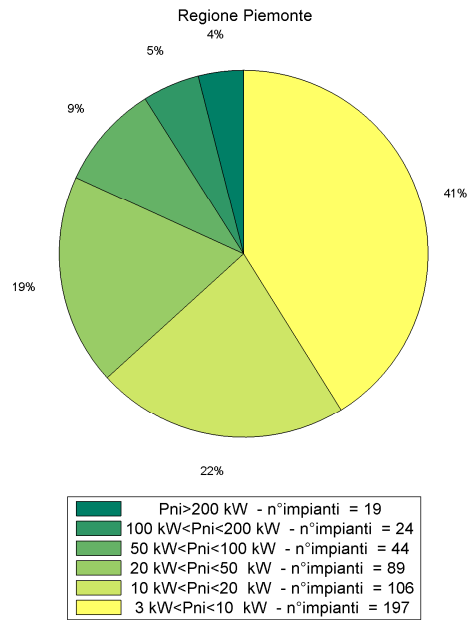
Figura II.13. Istogrammi di frequenza degli impianti individuati (definizione A - riepilogo).



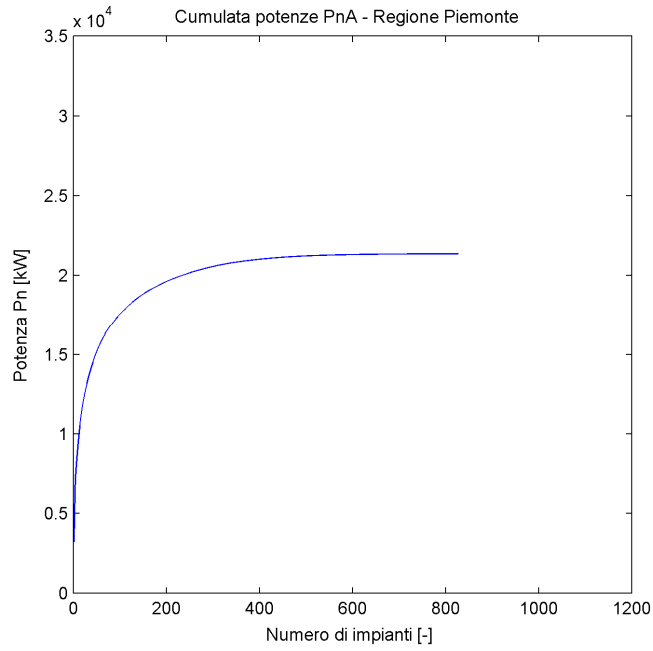
**Figura II.14.** Istogrammi di frequenza degli impianti individuati (definizione B - riepilogo).



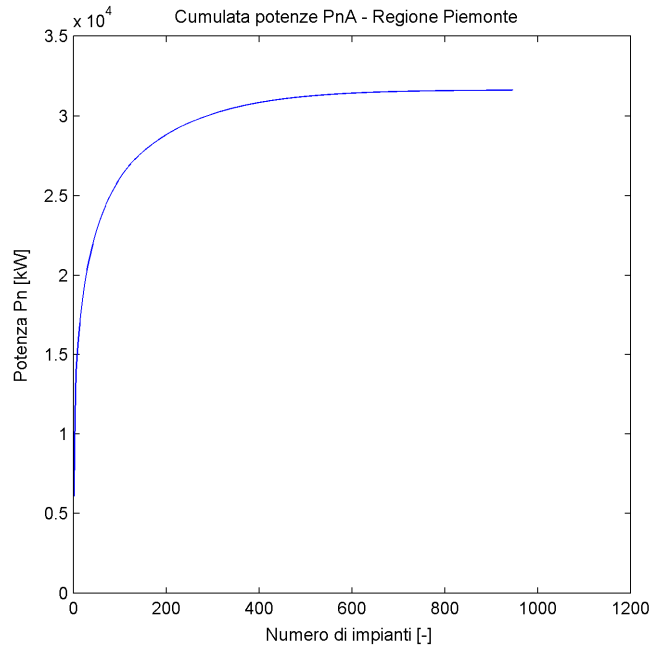
**Figura II.15.** Distribuzione per classi di potenza degli impianti (definizione A – riepilogo casi q<sub>D</sub> e q<sub>A</sub>).



**Figura II.16.** Distribuzione per classi di potenza degli impianti (definizione B – riepilogo casi q<sub>D</sub> e q<sub>A</sub>).



**Figura II.17.** Cumulata di potenza degli impianti (definizione A – riepilogo casi  $q_D$  e  $q_A$ ).



**Figura II.18.** Cumulata di potenza degli impianti (definizione B – riepilogo casi  $q_D$  e  $q_A$ ).

### II.III.I. CONSIDERAZIONI SUI RISULTATI OTTENUTI

Osservando le figure è possibile giungere alle seguenti considerazioni:

- Secondo la definizione A, gli ATO 1 e 3 presentano il maggior numero di impianti con potenziale intrinseco superiore a 200kW (5 impianti); secondo la definizione B il numero maggiore di impianti (8) si rileva nell'ATO 1;
- Prescindendo dal valore di Pni, l'ATO 4 risulta essere l'ambito con il maggior numero di siti potenzialmente idonei pari a 285 e 354 rispettivamente per la definizione A e la definizione B;
- L'ATO 3 risulta possedere il potenziale intrinseco globale maggiore, pari a 9MW e 15MW rispettivamente per la definizione A e la definizione B; tale valore, di una considerevole entità, è in parte spiegabile con la presenza dei seguenti impianti (definizione A):

**Tabella II.8.** Impianti superiori con potenziale maggiore di 500 kW

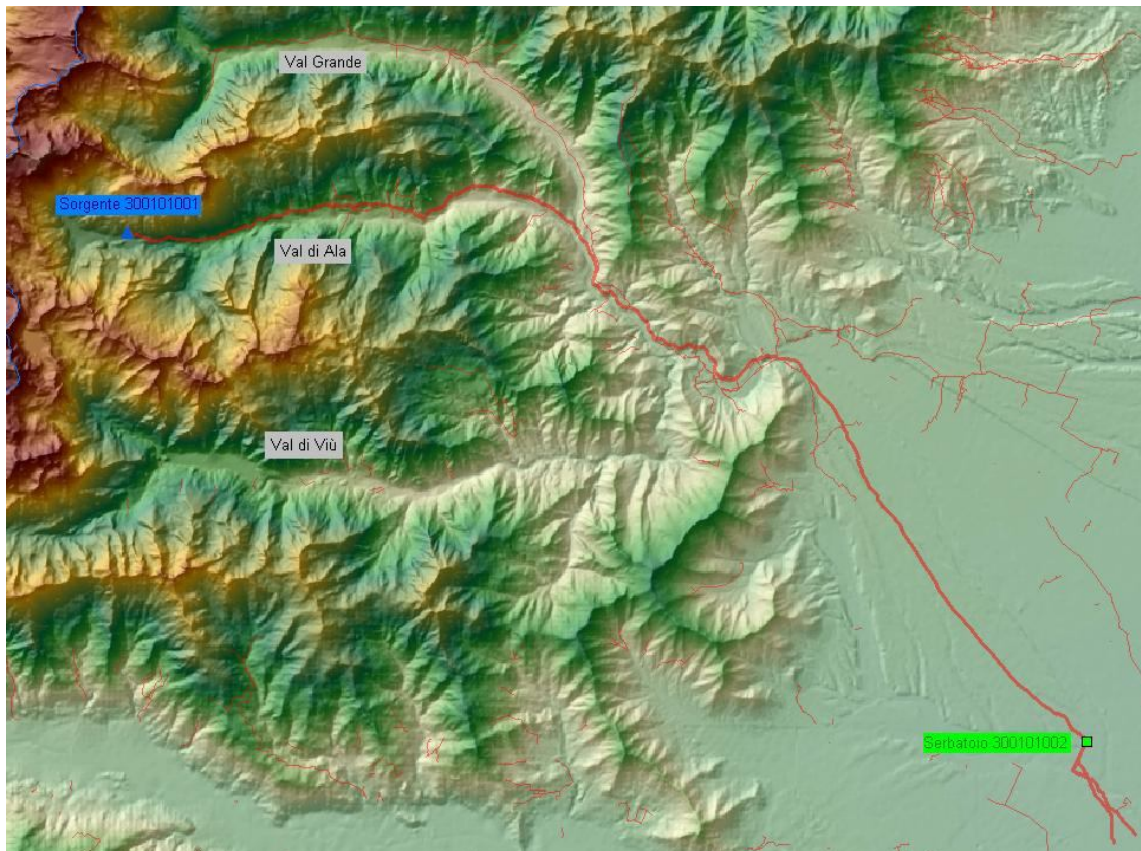
<i>cod_imp</i>	<i>Comune</i>	<i>Istat</i>	<i>Pni (kW)</i>	<i>Qimp (l/s)</i>	<i>Himp (m)</i>
300101	Venaria	001292	3228.25	222.50	1479
319401	Lanzo Torinese	001016	1450.65	175.00	845

A titolo di esempio si riporta in Figura II.19 la configurazione dell'impianto 300101, il quale è contraddistinto da un'unica sorgente (300101001) ubicata nella piana di Balme in Val di Ala; la sua portata media risulta pari 222.5 l/s. La quota molto alta fa sì che il dislivello tra sorgente e serbatoio di linea (300101002) più depresso sia piuttosto elevato (1479m) portando, nella definizione A, ad un potenziale intrinseco pari a 3228 kW. Analoga situazione si verifica per la definizione B, dove il salto risulta pari a 1502 m in virtù della minor quota del punto di valle per la sua valutazione. Anche il valore elevato per l'impianto 319401, situato in Val Grande, è spiegabile con il notevole dislivello e con i valori cospicui di portata sorgentizia che vanno ad alimentarlo;

- in tutti i casi analoghi ai due casi precedenti, dove i dislivelli e/o le portate sono cospicui, i valori del potenziale intrinseco possono verosimilmente essere sensibilmente più elevati rispetto ai valori di potenziale effettivo lordo derivanti dalle effettive installazioni. Questo dipende dal fatto che l'effettiva installazione di una o più centraline idroelettriche deve ovviamente interfacciarsi con la reale configurazione dell'impianto relativamente a eventuali derivazioni, interconnessioni

con altre reti contigue, distribuzioni che avvengono lungo la rete di adduzione. Il caso di valutazione potenziale intrinseca ovviamente si astrae da quelle che sono le reali condizioni impiantistiche, andando a considerare solamente i punti sorgenti e il punto finale, unico per ogni impianto;

- per gli ATO 1, ATO 3 e ATO 6, gli impianti si distribuiscono equamente nell'intervallo tra 5 e 500 kW di Potenziale Intrinseco, mentre per gli ATO 2 e ATO 4 si osserva una maggiore frequenza degli impianti nel range tra 5 e 100kW;
- a livello regionale sono stati individuati 827 e 946 siti con potenziale intrinseco maggiore di zero rispettivamente utilizzando la definizione A e B, considerando unicamente le valutazioni di potenziale che utilizzano come valore di portata  $q_D$  e  $q_A$ ; le potenze globali risultano essere pari a 21364kW per la definizione A e 31616 kW per la definizione B.



**Figura II.19.** Impianto 300101 (linea più marcata), sorgente 300101001 (triangolo) e serbatoio 300101002 (quadrato) usati per la definizione del potenziale intrinseco in accordo alla definizione A.

### III. LE FONTI DI ENERGIA RINNOVABILE: LA NORMATIVA DI SETTORE

Lo sviluppo delle energie rinnovabili è sempre stato un obiettivo centrale della politica europea nel campo energetico e della sostenibilità ambientale. I miglioramenti tecnologici per lo sfruttamento delle fonti rinnovabili da un lato, ed il concomitante aumento dei prezzi delle fonti tradizionali dall'altro, hanno ridotto, se non addirittura eliminato, quello che un tempo era il principale fattore penalizzante delle fonti rinnovabili, vale a dire gli alti costi di generazione.

Il significativo aumento dei prezzi del petrolio a partire dal 2000, da valori attorno ai 30 dollari/barile ai recenti picchi largamente superiori a 100 dollari/barile, ha contribuito ad aumentare significativamente tutti i costi legati alla generazione da fonti fossili tradizionali, diminuendo ulteriormente il distacco con le fonti rinnovabili. Gli elevati prezzi del petrolio sono destinati probabilmente a perdurare, mentre in Europa l'avvio del mercato dei permessi di emissione di CO<sub>2</sub> ha anche aggiunto alla produzione elettrica da fonti fossili ulteriori costi.

Per questi motivi, la normativa riguardante le fonti di energia rinnovabile, i relativi impianti di produzione ed i sistemi di incentivazione è piuttosto recente, con un incremento nel numero di decreti ad esso riferiti in continuo aumento dal 2000 ad oggi.

La prima spinta alla diffusione delle fonti rinnovabili si ha nella seconda metà degli anni '90 con il *Libro Bianco - energia per il futuro – FER (Fonti Energia Rinnovabili)*, in cui si ricorda che *“...L'Unione europea ha riconosciuto l'urgente necessità di affrontare la questione del cambiamento climatico e ha adottato per i paesi industrializzati una posizione di negoziato per una riduzione del 15% entro il 2010, rispetto al livello 1990, delle emissioni dei gas ad effetto serra. Per facilitare il raggiungimento da parte degli Stati membri di questo obiettivo, la Commissione nella sua comunicazione sul cambiamento climatico ha individuato una serie di azioni energetiche per le Rinnovabili...”*.

La prima normativa europea in materia di fonti rinnovabili è rappresentata dalla Direttiva 2001/77/CE nella quale viene posto l'obiettivo di produzione da FER al 2010 pari al 22% del consumo globale di elettricità nel mercato europeo. Gli obiettivi principali della Direttiva sono:

- protezione dell'ambiente in accordo con il Protocollo di Kyoto;
- riduzione della dipendenza dalle importazioni di energia elettrica da paesi politicamente instabili;

- sviluppo economico tramite la creazione di nuovi posti di lavoro.

In seguito, l'Unione Europea è intervenuta in materia energetica attraverso le politiche economiche di libero mercato e le politiche ambientali. Le prime hanno attivato i processi di privatizzazione e liberalizzazione, in particolare con la Direttiva n. 96/92/CE del 19 dicembre 1996 per quanto concerne il settore elettrico, e con la Direttiva n. 98/30/CE del 28 giugno 1998, per quello del gas. Le seconde, invece, hanno permesso di accelerare il processo di promozione e diffusione delle fonti rinnovabili ed hanno rappresentato un forte fattore di controllo della domanda, in seguito ai limiti/requisiti imposti in termini di efficienza e risparmio energetico, qualità dei carburanti, limiti alle emissioni di gas inquinanti e di gas serra (Protocollo di Kyoto).

In Italia il primo intervento in materia di fonti di energia rinnovabili è rappresentato dall'adozione dei piani energetici del 1981 e del 1988. In particolare in seguito al Piano Energetico Nazionale del 1988 sono state emanate due leggi, la 9 e la 10 del 1991. La prima ha di fatto introdotto una parziale liberalizzazione nel settore della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, mentre la seconda si è fatta promotrice di una maggiore sensibilità ambientale nella produzione e nei consumi di energia elettrica.

In attuazione delle suddette leggi, è stato successivamente emanato il noto provvedimento CIP6 del 20/04/1992 contenente le condizioni tecniche per l'ammissibilità alla produzione da fonti rinnovabili ed i prezzi di cessione dell'energia elettrica.

Nel presente capitolo sono forniti gli elementi per tracciare il percorso seguito in ambito italiano dalla normativa relativa alle fonti di energia rinnovabile, in particolare per quanto riguarda il sistema di incentivazione degli impianti. Essendo gli incentivi di notevole entità, uno studio di fattibilità deve necessariamente tenerne conto.

### **III.I. IMPIANTI ENTRATI IN ESERCIZIO PRIMA DEL 31 DICEMBRE 2007**

#### **III.I.I. I SISTEMI DI INCENTIVAZIONE IN VIGORE FINO AL 31 DICEMBRE 2007**

##### **Il quadro normativo complessivo**

In Italia i primi provvedimenti adottati per incentivare le fonti rinnovabili sono stati introdotti dalle **leggi 9 e 10 del 1991**: in particolare, tali atti cogenti hanno posto l'obbligo alle Regioni e alle Pubbliche Amministrazioni locali di predisporre dei Piani Regionali e Provinciali relativi all'utilizzo delle fonti rinnovabili e hanno previsto specifici incentivi in conto capitale.

Parallelamente a tali provvedimenti, sempre in accordo alle suddette leggi, è stata emanata la **delibera CIP 6 del 26 aprile 1992** che ha stabilito i prezzi di vendita dell'energia per gli impianti qualificati CIP 6 di nuova realizzazione, fornendo conseguentemente incentivi in conto energia.

Il **Decreto 79/1999 (decreto "Bersani")** ha introdotto un'ulteriore forma di incentivazione rappresentata dal meccanismo dei Certificati Verdi (art. 11), in seguito indicati come CV. L'obbligo per i produttori ed importatori non è assoluto, nel senso che produttori ed importatori non devono produrre in proprio l'energia elettrica da fonti rinnovabili e, in questo senso, i CV consentono l'ottemperanza alle prescrizioni suddette, essendo titoli negoziabili attestanti la produzione di energia verde.

Il decreto che definisce gli aspetti tecnici ed operativi del meccanismo dei CV è il **Decreto Ministeriale 11 novembre 1999**. Per ulteriori dettagli si rimanda al paragrafo successivo nel quale si presenta un confronto tra il CIP6 e i CV.

Il **Decreto Ministeriale 18 marzo 2002** introduce alcune modifiche ed integrazioni al precedente decreto, colmando alcuni vuoti normativi.

Il **Decreto MAP (oggi MiSE) del 14 marzo 2003** ha sancito l'avvio della piattaforma di negoziazione dei CV predisposta dal Gestore del Mercato Elettrico (GME).

Il **Decreto Lgs. 387/2003 del 29/12/2003**, che recepisce della Direttiva 2001/77/CE sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità, stabilisce un incremento annuale dello 0,35% nel periodo 2004-2006 rispetto al 2% iniziale relativamente alla quota di immissione sul mercato di energia elettrica proveniente da fonti rinnovabili. Il decreto introduce la possibilità dello scambio sul posto (art. 6) per gli impianti di potenza nominale fino a 20 kW.

La **legge 23 agosto 2004, n. 239 (legge “Marzano”)** introduce alcune modifiche ai precedenti atti legislativi; in particolare il comma 87 modifica la taglia minima dei CV, abbassandola da 100 MWh a **50 MWh**. Facendo valere il criterio dell’arrotondamento commerciale, la minima produzione che può accedere ad un CV risulta essere di 26 MWh. Ne segue che una produzione compresa tra i 26 e i 76 MWh dà diritto ad 1 CV, mentre una produzione compresa tra i 76 e i 126 MWh dà diritto a 2 CV e così via.

Il **D.M. 24/10/05 “Aggiornamento delle direttive per l’incentivazione dell’energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili ai sensi dell’articolo 11, comma 5, del D. Lgs. 16 marzo 1999, n. 79”** fornisce alcuni chiarimenti al sistema di incentivazione, con particolare riferimento ai CV, per quanto riguarda sia la modalità di rilascio (art. 5) sia di contrattazione (art. 6).

Il **D. Lgs. del 3 aprile 2006, n. 152**, “Norme in materia ambientale”, nell’art. 267 comma 4 lettera d) estende a tutte le tipologie di fonti che beneficiano del meccanismo dei CV il periodo di validità dei CV stessi a **12 anni**.

#### **Il D.Lgs. n.79 del 16/3/1999: il “decreto Bersani”**

L’attuazione della Direttiva 96/92/CE, relativa alle norme comuni per il mercato interno dell’energia, avviene con l’emanazione della **Legge 24 aprile 1998, n. 124**, recante le disposizioni per l’adempimento di obblighi derivanti dall’appartenenza dell’Italia alla Comunità europea, e del **Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79**, noto come decreto “Bersani”. Gli effetti di questo decreto hanno consentito l’apertura del mercato elettrico, che fin dalla nazionalizzazione del 1962 era di fatto monopolistico (cioè con il solo operatore nazionale ENEL, che poteva produrre e vendere energia elettrica agli utenti), ad altri operatori che diventano così concorrenti.

In merito alla produzione di energia elettrica, il decreto Bersani ha introdotto due importanti novità: ha imposto all’ENEL una soglia massima di produzione pari al 50% della produzione di energia elettrica in Italia ed ha posto l’obbligo allo stesso operatore di vendere parte della capacità di produzione ad altri soggetti, in modo da permettere la nascita di altri operatori elettrici.

Relativamente alla trasmissione ed alla distribuzione dell’energia il decreto ha imposto il regime di monopolio per la gestione della rete tramite due azioni. Da un lato ha portato alla creazione di una società proprietaria della concessione delle infrastrutture della rete, prima di proprietà di ENEL. Da un altro lato ha previsto la creazione di un ente pubblico, denominato Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN), per la gestione operativa di tale rete.

---

Il 31 maggio 1999, in base a quanto previsto dal decreto, si è attuata una divisione societaria di una parte della rete di trasmissione di proprietà dell'operatore monopolistico a favore di una nuova società denominata TERNA, che ne ha assunto la gestione. La proprietà della rete è rimasta in mano a ENEL fino al giugno 2004 quando più del 50% del pacchetto azionario è passato a TERNA. La completa indipendenza di TERNA da ENEL ha fatto venir meno la necessità di una gestione terza della rete, consentendo il riassorbimento delle competenze del GRTN da parte di TERNA che di fatto è diventata concessionaria e gestore della rete. Dopo tale trasformazione, avvenuta nel 2005, il GRTN ha cambiato denominazione in Gestore Servizi Elettrici, GSE con il compito principale di promuovere ed incentivare le fonti rinnovabili.

La fase della distribuzione è costituita dal trasporto e dalla consegna dell'energia elettrica agli utenti a basse e medie tensioni. Il decreto ha assegnato a tale fase la caratteristica di monopolio locale, affidando al distributore di energia elettrica locale il compito di svolgere tale servizio. Le tariffe di distribuzione sono determinate per legge.

Il decreto ha introdotto anche la possibilità, per i clienti idonei, ossia clienti con consumi oltre una determinata soglia, di poter scegliere da chi acquistare l'energia elettrica. La soglia prevista dal decreto Bersani era pari a 30 GWh/anno. Nel 2000 tale soglia è stata ridotta a 20 GWh/anno per arrivare a 9 GWh/anno nel 2002. Dal 1 gennaio 2004 la fascia di clienti idonei è stata allargata a tutti i possessori di partita IVA. Con il Decreto Legge del 18 giugno 2007, n. 73, è stata abbattuta l'ultima barriera alla liberalizzazione aprendo il mercato libero dell'energia anche alle utenze domestiche.

Nell'arco di tempo compreso tra il 1° gennaio 2000 e il 1° luglio 2007 gli utenti di energia elettrica in Italia sono stati divisi in due grossi gruppi, di consistenza mutevole con il procedere delle liberalizzazioni: i clienti idonei, quelli che cioè potevano acquistare energia elettrica sul libero mercato, ed i clienti vincolati.

Con la mancanza di un monopolista si è reso necessario istituire una società denominata Acquirente Unico (AU) la quale ha il compito di fornire elettricità ai clienti vincolati, acquistandola dalla pluralità di operatori produttori alle condizioni più favorevoli e cedendola alle imprese distributrici.

Il Decreto ha previsto due modalità di vendita dell'energia elettrica:

- contratti bilaterali, realizzati direttamente tra il venditore e il compratore;
- contrattazione nella Borsa Elettrica, realizzata tra il venditore ed il compratore attraverso una piattaforma telematica.

Dal punto di vista della promozione delle fonti rinnovabili, il decreto ha introdotto per i grandi produttori l'obbligo di immettere ogni anno in rete una percentuale di energia prodotta da fonti rinnovabili pari al 2% dell'energia prodotta o importata nell'anno precedente, valutata sulla parte eccedente i 100 GWh annui. Parallelamente a tale obbligo è stato introdotto il meccanismo dei Certificati Verdi (CV) di seguito più dettagliatamente descritto.

### **Il sistema CIP 6 ed il meccanismo dei Certificati Verdi**

#### *Il sistema CIP 6.*

Fino all'entrata in vigore del Decreto Bersani (D.M. 79/99), il principale strumento legislativo per la promozione delle fonti rinnovabili è stato rappresentato dalla Delibera n. 6 del 29 aprile 1992 del Comitato Interministeriale Prezzi (CIP). Tramite tale delibera sono stati fissati i prezzi relativi alla cessione, al vettoriamento ed alla produzione di energia e sono stati stabiliti i parametri per lo scambio dell'energia elettrica prodotta da impianti da fonti rinnovabili o assimilate.

Il sistema introdotto aveva l'obiettivo di consentire il recupero del capitale investito per la realizzazione degli impianti da fonti rinnovabili o assimilate, tramite contributi incentivanti, valutati sulla base di parametri legati alla tipologia dell'impianto. In tal modo si voleva favorire le tecnologie eco-compatibili e quelle non ancora competitive in termini di produzione.

I prezzi di cessione dell'energia elettrica, in base al provvedimento, vengono valutati secondo il criterio del costo evitato all'ENEL. Tale costo è composto da una serie di voci quali il costo di impianto, di esercizio, di manutenzione, spese generali e costo della fonte fossile. Nel prezzo di cessione, per i primi otto anni, era inclusa la componente incentivante legata ai maggiori costi dovuti alla tecnologia impiegata.

Le varie componenti del prezzo di cessione sono state aggiornate, come previsto dal provvedimento, sulla base dell'indice ISTAT dei prezzi al consumo e dell'andamento del prezzo del combustibile naturale.

Nel provvedimento CIP 6, come già anticipato, rientrano anche tutti gli impianti di produzione di energia elettrica da fonti assimilate, vale a dire tutti gli impianti di cogenerazione, quelli che utilizzano calore di risulta, fumi di scarico e altre forme di energia recuperabile in processi e impianti, quelli che usano gli scarti di lavorazione e/o di processi, e quelli che utilizzano fonti fossili prodotte solo da giacimenti minori isolati. Questo, andando in parte contro la filosofia

di incentivazione e promozione delle fonti rinnovabili “pulite”, ha fatto scaturire diverse polemiche che hanno indotto all’eliminazione, nelle recenti normative di incentivazione, delle fonti cosiddette assimilate.

Nel 2004 il GSE ha ritirato una quantità di energia elettrica prodotta da impianti incentivanti pari a 56,7 TWh, di cui 43,3 TWh da impianti alimentati da fonti assimilate e 13,4 TWh da impianti alimentati da fonti rinnovabili.

I programmi legati al CIP 6 sono ad oggi in esaurimento, anche se esistono ancora impianti con qualifica CIP 6 in costruzione. Il D.M. 24/01/1997 ha sospeso l'applicazione del Provvedimento ai progetti rientrati in graduatoria entro il giugno 1995.

I costi dell’incentivazione CIP 6 vengono a gravare direttamente sui consumatori mediante maggiorazioni tariffarie (componente A3 della bolletta dell’energia elettrica).

### ***Il meccanismo di incentivazione dei Certificati Verdi***

Come già anticipato, il meccanismo dei CV è stato introdotto dall’art. 11 del Decreto Legislativo n. 79 del 1999, di recepimento della Direttiva 96/92/CE. Il nuovo meccanismo di incentivazione si basa su regole di mercato (market oriented) e, conseguentemente, risulta in linea con la filosofia di liberalizzazione introdotta dal corpus normativo del settore elettrico.

I CV sono titoli, emessi dal GSE, che attestano la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Ogni CV attesta la produzione di 50 MWh di energia elettrica ed ha una bancabilità pari a 2 anni. A partire dal 2002 gli operatori che hanno prodotto e/o importato nell'anno precedente energia da fonte convenzionale, sono obbligati ad immettere in rete una quota di energia “verde”, cioè ricavata da fonti rinnovabili. Rispetto all’incentivazione CIP 6, il CV è venduto separatamente dall’energia elettrica e i costi legati ai contributi gravano sui produttori e importatori di energia elettrica.

Uno schema generale di funzionamento del mercato dei CV è riassunto nella Figura III.1.

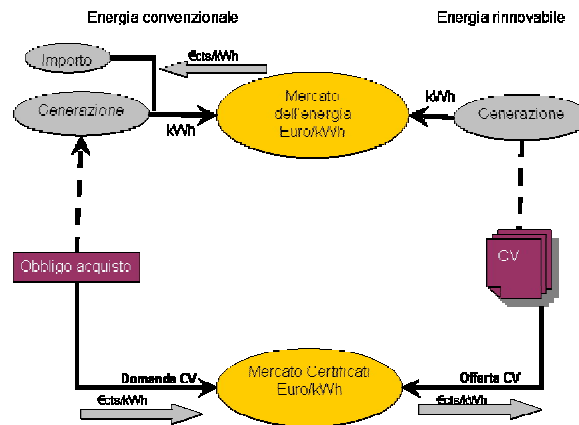


Figura III.1: Schema di funzionamento del mercato dei CV.

I CV possono essere venduti e acquistati mediante contratti bilaterali o tramite piattaforma di negoziazione del GME (Gestore del Mercato Elettrico).

Nel primo caso, i titoli sono scambiati tra possessori di CV e produttori o importatori soggetti agli obblighi previsti dal decreto Bersani e successivi atti normativi. Le transazioni sono gestite dal GSE a seguito di due richieste di vendita e acquisto tra loro compatibili inviate da acquirente e venditore. Tutta la procedura avviene tramite apposite aree web che si trovano sul sito internet del GSE.

Nel secondo caso, tutte le contrattazioni avvengono attraverso la piattaforma del Mercato Elettrico e sono disciplinate dal D.M. 14/03/2003 contenente la “Disciplina del Mercato elettrico” in accordo all’art. 6 del D.M. “Bersani” n. 79 del 1999. L’accesso alla piattaforma per gli operatori avviene tramite sito web del Gestore del Mercato Elettrico (GME) dove possono essere inserite le proposte di vendita e acquisto dei CV in un apposito “book” di negoziazione organizzato dal GME. Tutte le proposte, caratterizzate da due valori, quantità e prezzo, vengono riorganizzate in due *merit order* secondo la priorità di prezzo, decrescente per le proposte di acquisto e crescente per quelle di vendita, e in caso di identità di prezzo in ordine temporale. Le transizioni avvengono con continuità tramite un meccanismo automatico che abbina le proposte di acquisto a quelle di vendita di pari o maggiore importo e viceversa. L’abbinamento tra una proposta di vendita ed una di acquisto si verifica in corrispondenza del prezzo legato alla proposta depositata per prima (pay as bid).

Sul fronte della Domanda i soggetti che sono interessati all’acquisto dei CV sono:

- I produttori che hanno prodotto più di 100 GWh/anno da fonti non rinnovabili, esclusi gli impianti riconosciuti “di cogenerazione”;

- Gli importatori che hanno importato più di 100 GWh/anno, escluse le importazioni da fonti rinnovabili.

Sul fronte dell’Offerta i soggetti impegnati nella vendita dei CV sono:

- I produttori di energia da fonti rinnovabili i cui impianti sono entrati in esercizio dopo il 1° aprile 1999;
- Il Gestore del Servizio Elettrico GSE relativamente all’energia prodotta da sole fonti rinnovabili e acquistata da impianti CIP 6 entrati in esercizio dopo il 1° aprile 1999.

Il GSE è obbligato a vendere i propri CV a un prezzo imposto e reso noto agli operatori (prezzo di riferimento), che costituisce un price-cap (prezzo massimo) per il mercato dei CV. Questo impone al singolo produttore privato di vendere i propri CV ad un prezzo inferiore rispetto a quello di riferimento del GSE. La domanda residua, non coperta dalla vendita dei CV dei produttori privati, viene soddisfatta con i CV propri del GSE.

Il prezzo di riferimento dei CV del GSE viene fissato annualmente sulla base di quanto stabilito dall’art. 9 del D.M. 11/11/1999. In particolare il prezzo per l’anno di valutazione è dato dalla differenza tra il costo medio dell’energia CIP 6 (prodotta dai soli impianti a fonti rinnovabili che godono dell’incentivo) acquistata dal GSE nell’anno e il ricavo derivante dalla cessione della stessa energia CIP 6 nello stesso anno. I prezzi dei CV dall’anno 2002 di entrata in vigore al 2007 sono riportati in Tabella III.1. Il prezzo dei CV del GSE per il 2007 è risultato essere pari a: 13,749 €/kWh.

Il GSE può emettere CV:

- A **preventivo** per l’anno in corso e per l’anno successivo, sulla base della producibilità attesa (stimata) dell’impianto;
- A **consuntivo** per l’anno precedente, sulla base della dichiarazione di produzione presentata dal produttore all’Ufficio Tecnico di Finanza (UTF).

Una volta emessi, i CV vengono depositati su di un “conto proprietà” aperto dal GSE a favore del produttore, assimilabile ad un conto corrente bancario elettronico, residente sul sistema informatico del GSE.

**Tabella III.1.** Prezzo di riferimento del mercato dei CV.

Anno	Prezzo di riferimento (€/MWh)
2002	84,18
2003	82,40
2004	97,39
2005	108,92
2006	125,28
2007	137,49

I produttori e gli importatori hanno l’obbligo di comunicare entro il 31 marzo di ogni anno, mediante autocertificazione, il valore dell’energia prodotta od importata da fonti non rinnovabili riferita all’anno precedente. Il GSE successivamente effettua il calcolo del numero di CV che devono essere acquistati dal produttore/importatore applicando il 2% sul valore dichiarato e una franchigia pari a 100 GWh annui.

Sempre entro il 31 marzo coloro che sono soggetti all’obbligo devono consegnare i CV acquistati sul mercato dei CV che vengono “annullati” dal GSE. Entro il 30 aprile il GSE effettua la verifica tra numero di CV dovuti e numero di CV consegnati. In caso di esito negativo il produttore/importatore ha tempo fino al 30 maggio per adempiere agli obblighi di legge senza incorrere in sanzioni.

### **III.I.II. LE PROCEDURE AUTORIZZATIVE PRECEDENTI LA REALIZZAZIONE DELL’OPERA**

Per la realizzazione di impianti idroelettrici su acquedotto e per poter beneficiare degli incentivi previsti per legge, è necessario ottemperare ad una serie di obblighi autorizzativi, di seguito elencati.

#### ***Concessione per la derivazione di acqua ad uso idroelettrico***

La domanda per la concessione per la derivazione di acqua ad uso idroelettrico va inoltrata alla Regione interessata attraverso il suo ufficio del Genio Civile, corredata dal progetto dell’impianto.

Le centraline idroelettriche, oggetto di analisi nella presente guida, vengono ad essere installate su impianti acquedottistici esistenti che hanno già una concessione di uso potabile dell'acqua. La nuova configurazione prevista da simili installazioni implica un uso promiscuo della risorsa idrica poichè viene ad aggiungersi un utilizzo a scopo idroelettrico. Alla stregua di quanto previsto per l'idroelettrico tradizionale, occorre anche in questi casi ottemperare agli obblighi di autorizzazione e concessione per tale uso.

Relativamente alle modalità per l'ottenimento della concessione di utilizzo dell'acqua per la Regione Piemonte, l'atto di riferimento è la Legge Regionale 29 dicembre 2000, n. 6, il cui regolamento è contenuto nel Decreto del Presidente della Giunta Regionale 29 luglio 2003, n. 10/R, Regolamento regionale recante: "Disciplina dei procedimenti di concessione di derivazione di acqua pubblica (Legge regionale 29 dicembre 2000, n. 61)". Nel caso in esame, l'uso primario dell'acqua è quello potabile, punto g) articolo 3 comma 1 del D.P.G.R. n. 10/R del 2003 e l'ulteriore utilizzo, in caso di installazione idroelettrica, è quello energetico, punto d) dell'art. 3 comma 1.

Nel caso di rete acquedottistica da realizzare ex novo con contestuale installazione di centralina, è necessario presentare domanda congiunta di concessione per uso promiscuo potabile ed energetico della risorsa idrica. Il canone annuo dovuto è, ad oggi, stabilito dal Regolamento regionale 10 ottobre 2005, n. 6/R. "Regolamento regionale recante: Misura dei canoni regionali per l'uso di acqua pubblica (Legge regionale 5 agosto 2002, n. 20) e modifiche al regolamento regionale 6 dicembre 2004, n. 15/R (Disciplina dei canoni regionali per l'uso di acqua pubblica)".

Tale regolamento, oltre a fissare gli importi annuali da versare all'amministrazione regionale, prevede che (art. 7 comma 1), nei casi di uso promiscuo, tra i corrispettivi legati ai diversi usi della risorsa sia dovuto solamente quello più elevato.

Per ulteriori dettagli si rimanda al testo normativo.

Nel caso in cui non sia già stata rilasciata una concessione per la derivazione dell'acqua per uso potabile occorre richiedere anche tale concessione. La richiesta di concessione preferenziale va presentata all'ufficio competente della Provincia del territorio interessato dall'intervento.

### ***Valutazione di Impatto ambientale***

Rientra tra i documenti previsti in fase di progettazione in base a quanto previsto dal D.P.R. 554 del 1999.

***Valutazione di incidenza ambientale***

Tale procedimento è obbligatorio per qualsiasi progetto che possa avere incidenze significative su un sito o proposto sito della *rete Natura 2000 (SIC, Siti d'Interesse Comunitario, ZPS, Zone Protezione Speciale)*, singolarmente o congiuntamente ad altri piani o progetti, e tenuto conto degli obiettivi di conservazione del sito stesso. In ambito nazionale, la valutazione d'incidenza viene disciplinata dall'art. 6 del **D.P.R. 12 marzo 2003**.

***Autorizzazione paesaggistica e nulla osta ente di gestione area protetta***

Nel caso in cui le opere in progetto ricadano all'interno di zone sottoposte a tutela e a vincoli di tipo ambientale, in base a quanto previsto dal Piano Territoriale Regionale e dal Piano Regolatore di competenza, è fatto obbligo di presentare una copia del progetto all'ufficio di competenza della Soprintendenza per i Beni Ambientali.

***Parere antincendio VV.FF.***

In base a quanto previsto dalla **Legge 26/7/1965 n. 966**, dal **D.P.R. 29/7/1982 n. 577** e dal **D.P.R. 12/1/1998 n. 37**, occorre sottoporre il progetto a parere antincendio dei VV.FF. a cui seguirà il certificato di prevenzione incendi una volta ultimato l'impianto e dopo sopralluogo effettuato dal comando provinciale dei VV.FF.

***Comunicazione di intenti al Ministero delle Attività Produttive***

Tale comunicazione si rende necessaria nel caso in cui si realizzi un impianto per la produzione di energia elettrica destinata alla vendita sul mercato.

***Comunicazione di intenti al Distributore Elettrico Locale***

Tale comunicazione serve per ottenere il nulla osta alla connessione alla rete elettrica. In ogni caso, ad eccezione degli impianti stand-alone che risulteranno scollegati dalla rete, occorre comunicare l'intento di produrre energia elettrica al Distributore Elettrico Locale.

***Comunicazione di intenti all'Ufficio Tecnico di Finanza (U.T.F.)***

---

Tale comunicazione si rende necessaria nei casi in cui è necessario in seguito presentare denuncia all'U.T.F.

***Domanda al Corpo Forestale dello Stato***

La domanda al Corpo Forestale dello Stato deve essere fatta nel caso in cui il progetto preveda lavori interferenti con aree di competenza dello stesso. Nel caso in cui le opere in progetto ricadano all'interno di zone di competenza del Corpo Forestale, così come previsto dal Piano Territoriale Regionale e dal Piano Regolatore di competenza, può essere fatto obbligo di presentare una copia del progetto all'ufficio di competenza del Corpo Forestale.

***Domanda di rilascio del Permesso di Costruire e D.I.A.***

Così come previsto dal D.Lgs. n. 380 del 2001, nel caso in cui il progetto preveda la costruzione di nuove strutture edilizie, è necessario presentare domanda per ottenere il Permesso di Costruire da parte del Comune di competenza. Nei casi previsti dal suddetto decreto è possibile presentare Denuncia di Inizio Attività al posto del Permesso di Costruire. Per ulteriori dettagli si rimanda al testo normativo.

**III.I.III. LE PROCEDURE AUTORIZZATIVE SUCCESSIVE ALLA REALIZZAZIONE DELL'OPERA**

Ultimato l'impianto occorrerà procedere alla presentazione di ulteriori documenti, elencati nel seguito.

***Denuncia all'U.T.F. per potenze nominali superiori ai 20 kW***

In base a quanto previsto dalla **Legge n. 133 del 1999 (art. 10 c. 7)** gli impianti con potenza nominale fino a 20 kW non sono considerati officine elettriche e, conseguentemente, non sono soggetti a regime fiscale derivante da denuncia all'U.T.F., così come previsto dall'art. 53 c. 1 del Testo Unico approvato con **D.Lgs. 26 ottobre 1995, n. 504**. La Licenza U.T.F. contiene le dichiarazioni bimestrali dell'energia prodotta ai fini della corresponsione delle relative imposte.

***Certificato di Collaudo dell'opera***

Relativamente alle strutture occorre procedere al collaudo statico delle stesse, così come previsto dall'art. 7 della **Legge n. 1086 del 1971**.

Oltre al collaudo statico, occorre realizzare il collaudo idraulico dell'impianto ed il collaudo dell'impianto elettrico, così come previsto dalla **Legge n. 46 del 1990**.

***Qualifica I.A.F.R.***

Per ottenere il diritto di emissione dei CV, gli impianti di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabili devono ottenere la qualifica I.A.F.R. (Impianto Alimentato da Fonti Rinnovabili) da parte del GSE.

Per gli impianti in esercizio si deve presentare:

- Relazione Tecnica di Riconoscimento (RTR) dell'impianto e dell'intervento effettuato;
- Denuncia UTF di apertura dell'officina elettrica;
- Documentazione autorizzativa.

Per gli impianti in progetto si deve presentare:

- Relazione Tecnica di Riconoscimento (RTR) dell'impianto e dell'intervento effettuato;
- Progetto definitivo dell'intervento / progetto preliminare (per impianti con autorizzazione unica di cui all'art. 12 del D.Lgs. n.387/2003);
- Documentazione autorizzativa / copia della richiesta di autorizzazione unica di cui all'art. 12 del D.Lgs. n.387/2003.

***Imposte di legge***

L'esercizio di impianti da fonti rinnovabili di potenza elettrica non superiore a 20 KW, anche collegati alla rete, non è soggetto agli obblighi di cui all'art. 53 c.1 del testo unico approvato con D.Lgs. n. 504 del 26 ottobre 1995. L'energia consumata, sia autoprodotta che ricevuta in conto scambio, non è sottoposta all'imposta erariale ed alle relative addizionali sull'energia elettrica, mentre negli altri casi occorre ottemperare al pagamento delle imposte erariali quali, ad esempio, l'IRPEG e l'IRAP.

**III.IV. MODALITÀ DI CONNESSIONE DEGLI IMPIANTI FER ALLE RETI**

La connessione di impianti alimentati da Fonti di Energie Rinnovabili alle reti elettriche esistenti è regolamentata dalla **Delibera 89/07** della Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas, AEEG. Tale documento definisce le procedure e le condizioni tecnico-economiche per la connessione alle reti elettriche.

La richiesta di connessione va presentata nei casi di impianti di produzione di nuova realizzazione o oggetto di interventi che comportino un aumento della potenza di generazione installata. In questi casi il soggetto responsabile della connessione deve presentare all'impresa distributrice competente una richiesta di nuova connessione, ovvero di valutazione di adeguamento della connessione esistente.

La richiesta deve comprendere le seguenti informazioni:

- Potenza complessivamente richiesta per la connessione in immissione;
- Potenza nominale dell'impianto di produzione;
- Fonte primaria utilizzata per la produzione di energia elettrica;
- Documentazione progettuale redatta secondo norma CEI 0-2 (Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici);
- Eventuali esigenze tecniche dell'utente della rete che possono influire sulla definizione della soluzione per la connessione;
- Eventuale decisione di avvalersi delle condizioni di ritiro dell'energia elettrica di cui all'art. 13, c. 3 e 4, del D.Lgs n. 387/03, e al c. 41 della Legge n. 239/04;
- Eventuale decisione di avvalersi del servizio di scambio sul posto.

Per la connessione l'impresa distributrice ne deve presentare il preventivo entro 20 giorni lavorativi dalla presentazione della domanda, di validità non inferiore a 3 mesi.

Entro 30 giorni lavorativi dalla data di comunicazione di accettazione del preventivo da parte del soggetto responsabile della connessione, l'impresa distributrice è tenuta a presentare le richieste di autorizzazione eventualmente necessarie per la realizzazione degli interventi in capo alla medesima impresa distributrice.

Nel caso di:

- Lavori semplici, il tempo di realizzazione della connessione è pari, al massimo, a 30 giorni lavorativi;
- Lavori complessi, il tempo di realizzazione della connessione è pari, al massimo, a 120 giorni lavorativi.

Nel caso di richieste di connessione riguardanti impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili i corrispettivi per la connessione sono attribuiti in misura pari al:

- 50% a carico del soggetto responsabile della connessione;
- 50% a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di cui all'art. 59 c. 59.1 lettera b) del Testo Integrato AEEG.

I contributi di connessione a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate sono versati dalla Cassa Conguaglio per il settore elettrico alle imprese distributrici su base semestrale.

### **III.I.V. MODALITÀ DI CESSIONE DELL'ENERGIA**

#### **D.Lgs. 387/2003 e delibera 28/06: lo scambio sul posto**

L'art. 6 del D.Lgs. n. 387/2003 prevede per gli impianti di potenza nominale fino a 20 kW la modalità di scambio sul posto (net metering), disciplinata dalla Delibera 28/06 AEEG, che sostituisce ogni altro adempimento, a carico dei soggetti che realizzano gli impianti, connesso all'accesso e all'utilizzo della rete elettrica. La Delibera 28/06 riporta le condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto.

I soggetti che si avvalgono dello scambio sul posto sono soggetti che, mediamente, su base annua, presentano un prelievo complessivo di energia elettrica superiore rispetto alle immissioni.

Lo scambio sul posto è definito nel seguente modo: *“servizio erogato dal gestore che opera un saldo annuo tra l'energia elettrica immessa in rete dagli impianti di  $P < 20$  kW e l'energia elettrica prelevata dalla rete”*.

La Delibera 28/06 prevede alcune importanti semplificazioni e, tra queste, vi è l'esenzione per i produttori che si avvalgono dello scambio sul posto dal dovere versare una serie di corrispettivi, quali quello relativo al servizio di trasmissione e al servizio di misura nei punti di immissione. I produttori non sono inoltre tenuti alla stipula del contratto di dispacciamento.

I produttori che possono avvalersi della modalità di scambio sul posto stipulano un contratto con il gestore, nonché distributore.

Il servizio di misura dell'energia viene affidato in toto al gestore contraente che diviene unico responsabile di installazione, manutenzione, rilevazione e registrazione di tutte le misure di immissione e prelievi di energia elettrica.

Il servizio di scambio sul posto si basa sul calcolo del saldo di energia. Esso può essere valutato in due modi:

- Saldo annuo: l'energia elettrica immessa e quella prelevata si compensano tra loro sulla base dell'anno, indipendentemente dalle fasce orarie in cui l'energia elettrica viene immessa e prelevata;
- Saldo annuo per fasce: l'energia elettrica immessa e quella prelevata si compensano tra di loro sulla base dell'anno in ciascuna fascia oraria. Questa modalità può essere scelta solo se il misuratore è in grado di effettuare rilevazioni per ciascuna fascia oraria.

Il saldo annuo può risultare diverso da zero: se esso risulta maggiore (energia immessa superiore a quella consumata), esso si trasforma in un credito per compensare eventuali saldi negativi. La compensazione è fatta su base triennale, al termine della quale gli eventuali crediti residui vengono in ogni caso azzerati.

#### **Delibera AEEG 34/05: tariffe per la cessione di energia elettrica ai gestori**

La Delibera AEEG 34/05 e successive modifiche e integrazioni, stabilisce le modalità ed i prezzi di cessione dell'energia elettrica prodotta ai gestori della rete ai sensi dell'art. 13 c. 3 e 4 del D.Lgs. 387/03 e dell'art. 41 della Legge n.239/04. La norma si applica agli impianti di produzione da energia rinnovabile con potenza fino a 10MVA. L'energia prodotta in questi casi, in seguito alla richiesta del produttore, deve essere obbligatoriamente ritirata dal gestore della rete cui l'impianto è connesso o dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale.

La Delibera AEEG 34/05 riconosce ai produttori che si avvalgono delle modalità da essa previste, il prezzo di vendita dell'energia definito dall'art.30, c. 30.1 lettera a) del **Testo Integrato** (Allegato A della Delibera AEEG 5/04).

Il produttore, dietro esplicita richiesta nella fase di stipula della convenzione, così come allegata alla Delibera AEEG 165/05, può richiedere un prezzo unico indifferenziato per fasce orarie. In particolare, per impianti con potenza fino a 1 MW vengono riconosciuti prezzi minimi garantiti per scaglioni progressivi di produzione, così come riportati nella Tabella III.2. I prezzi sono aggiornati al 07/02/2007.

Nella Tabella III.3 si riportano a titolo di esempio i prezzi di cessione dell'energia elettrica per il mese di agosto 2007 ai sensi dell'art. 30 del Testo Integrato (Delibera AEEG 5/04). Tali

prezzi vengono aggiornati mensilmente e sono reperibili sul sito internet dell'Acquirente Unico ([www.acquirenteunico.it](http://www.acquirenteunico.it)).

**Tabella III.2.** Prezzi minimi garantiti in funzione della energia annua prodotta (Delibera AEEG 34/05).

<b>Produzione</b>	<b>Prezzo riconosciuto</b>
fino a 500'000 kWh annui	96,40 €/MWh
da oltre 500'000 fino a 1'000'000 di kWh annui	81,20 €/MWh
da oltre 1'000'000 fino a 2'000'000 di kWh annui	71,00 €/MWh
Oltre i 2'000'000 di kWh annui	È riconosciuto il prezzo secondo l'art. 30 del Testo Integrale

**Tabella III.3.** Prezzi di cessione dell'energia elettrica per fasce orarie.

<b>Fasce orarie</b>	<b>Prezzo comma 30.1 a) €/kWh</b>	<b>Prezzo comma 30.1 b) €/kWh</b>	<b>Prezzo comma 30.1 c) €/kWh</b>	<b>Totale €/kWh</b>
<b>F1</b>	9,1315	0,6411	0,0073	9,7799
<b>F2</b>	7,3487	0,6411	0,0073	7,9971
<b>F3</b>	4,67775	0,6411	0,0073	5,3259

Il prezzo di cessione è pari, in ciascuna delle fasce orarie F1, F2 e F3 di un mese, alla somma di tre componenti:

- La media, ponderata per le rispettive quantità di energia elettrica, dei costi unitari sostenuti dall'Acquirente unico nelle ore comprese in detta fascia oraria (c. 30.1 a));
- Il costo unitario sostenuto dall'Acquirente Unico in qualità di utente del dispacciamento per il mercato vincolato nelle ore comprese in detta fascia oraria (c. 30.1 b));
- Il corrispettivo unitario riconosciuto all'Acquirente Unico per l'attività di acquisto e vendita dell'energia elettrica per il mercato vincolato (c. 30.1 c)).

Le tre fasce orarie sono definite con la Delibera 181/06:

- F1, ore di punta lun.-ven. dalle 8.00 alle 19.00;
- F2, ore intermedie lun.-ven. dalle 7.00 alle 8.00 e dalle 19.00 alle 23.00 e sab. dalle 7.00 alle 23.00;
- F3, ore fuori punta lun.-sab. dalle 23.00 alle 7.00 e domenica intera giornata.

## **III.II. IMPIANTI ENTRATI IN ESERCIZIO DOPO IL 1 GENNAIO 2008**

### **III.II.I. IL NUOVO QUADRO NORMATIVO IN VIGORE DAL 1 GENNAIO 2008**

Dal 1° gennaio 2008 sono entrate in vigore due disposizioni che in parte hanno modificato l'approccio al sistema di incentivazione e le condizioni economiche di riferimento per gli impianti alimentati da fonti da energia rinnovabile. Queste disposizioni sono state sancite tramite la Delibera 280/07 dell'AEEG, facente riferimento alla modalità di ritiro dedicato dell'energia, e la Legge 24 dicembre 2007 n. 244, che costituisce la "Finanziaria" per l'anno 2008.

Restano comunque valide le prescrizioni esposte al paragrafo 1 del presente capitolo per quanto riguarda le procedure autorizzative, le connessioni di impianti FER alle reti e le Delibere ed i Decreti Legislativi precedentemente riportati salvo specifiche indicazioni.

La Delibera 280/07, infatti, tende a semplificare l'iter amministrativo per l'allaccio degli impianti di produzione alla rete, mentre la Finanziaria 2008 modifica in parte il sistema di incentivazione degli impianti alimentati da FER. Nel seguito sono comunque fornite le indicazioni necessarie a comprendere l'aggiornamento apportato da dette disposizioni agli impianti idroelettrici qui trattati.

#### **Delibera AEEG 280/07: modalità e condizioni economiche per il ritiro dell'energia elettrica**

Il produttore di energia, ad eccezione delle convenzioni di cessione destinata pluriennali, può scegliere di cedere l'energia con due modalità:

- Al mercato, vendendo l'energia elettrica ad un cliente finale idoneo o grossista, tramite contrattazione bilaterale, oppure vendendola direttamente in borsa;
- **Ritiro dedicato:** il produttore può richiedere il ritiro dell'energia elettrica prodotta, ammesso che rientri nell'ambito di applicazione previsto dell'art.13, commi 3 e 4, del D.Lgs. n.387/03 e dal comma 41 della Legge n. 239/04.

Dal 1° gennaio 2008, grazie all'entrata in vigore della Delibera 280/07, che recepisce la Direttiva 2003/54/CE (con la quale dal 1° luglio 2007 tutti i clienti hanno acquisito la qualifica di cliente idoneo), il ritiro dell'energia elettrica viene effettuato dal GSE. Poiché le imprese distributrici non svolgono più l'attività di commercializzazione dell'energia, si è stabilito che la funzione di ritiro fisico dell'energia elettrica, oltre alla funzioni di rilevazione e registrazione delle misure, venga affidata al gestore di rete.

In ottemperanza a quanto indicato, l'AEEG ha deciso di affidare al GSE il ruolo di intermediazione commerciale tra i produttori ed il sistema elettrico, diventando in questo modo la controparte commerciale dei produttori, provvedendo a collocare l'energia sul mercato.

Con la Delibera 280/07, chi accetta il ritiro dedicato, riconosce il GSE come utente del dispacciamento in immissione e come utente del trasporto. In questo modo, il GSE gestisce anche i rapporti con Terna e con le imprese distributrici applicando la regolazione vigente. Il GSE, tra l'altro, regola anche il ritiro commerciale e l'accesso alla rete dell'energia elettrica con i produttori applicando le semplificazioni proposte nel documento per la consultazione.

Lo scopo della modalità di ritiro dedicato è quello di fornire una semplificazione nella procedura di commercializzazione dell'energia prodotta, senza fornire nessuna forma di incentivazione.

In effetti, i produttori che accedono al ritiro dedicato stipulano una sola convenzione con il GSE, ottenendo una maggiore semplicità gestionale ed organizzativa rispetto alla precedente Delibera n. 34/05. Tale convenzione comprende tutto tranne le connessioni e la misura (servizi che continuano ad essere erogati dalle imprese distributrici), oltre a non riguardare i prelievi di energia elettrica che continuano ad essere regolati come avviene oggi (come ad esempio per lo scambio sul posto in cui si prevede un'immissione/prelievo di energia verso e dalla rete).

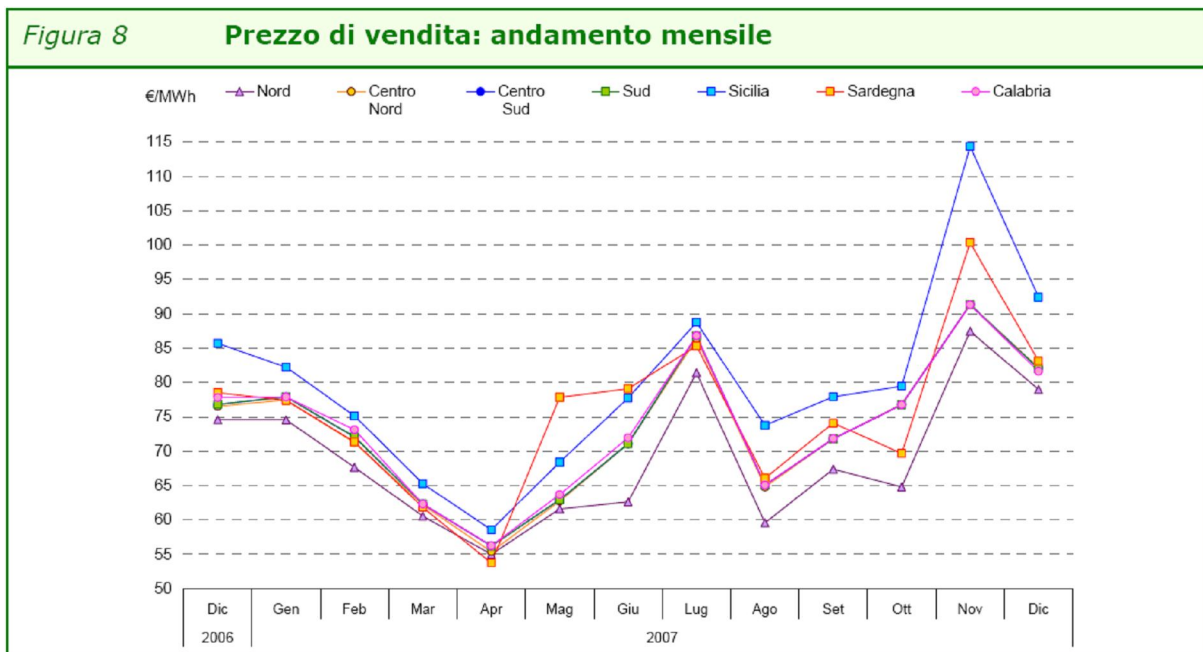
Accedendo alla modalità del ritiro dedicato, tramite questa unica convenzione, il GSE:

- Riconosce i prezzi definiti dall'AEEG per l'energia elettrica immessa in rete, maggiorandola delle perdite standard, valutate del 5,1% per allacciamenti in MT e del 10,8% in BT (per le definizioni di reti in bassa tensione e media tensione, fare riferimento all'Appendice B);
- Applica il CTR (un ricavo per il produttore) ed il corrispettivo di trasmissione (un costo per il produttore);
- Per i soli impianti di potenza nominale superiore a 50kW, applica i corrispettivi per il servizio di aggregazione delle misure delle immissioni;
- Per i soli impianti alimentati da fonti programmabili, applica i corrispettivi di sbilanciamento;
- Applica un corrispettivo pari allo 0,5% del controvalore dell'energia elettrica ritirata a copertura dei costi amministrativi, fino ad un massimo di 3500 euro all'anno per impianto.

### ***I prezzi per il ritiro dell'energia***

I prezzi per il ritiro dell'energia non sono stati sostanzialmente modificati dalla Delibera 280/07, permettendo al produttore di scegliere tra due modalità.

La prima modalità prevede che il ritiro dell'energia sia effettuato riconoscendo al produttore i prezzi zionali orari, variabili in base alla zona in cui l'impianto è posizionato, avendo individuato sul territorio nazionale alcune macro-aree di riferimento, come emerge dall'esempio riportato in Figura III.2. Questi coincidono con i prezzi che il produttore otterrebbe se partecipasse direttamente al mercato. Tali prezzi non sono differenziati tra fonti rinnovabili, cogenerazione ad alto rendimento ed altro. Inoltre, non comportano oneri a carico della collettività in quanto coincidono i costi ed i ricavi del GSE.



**Figura III.2:** Andamento mensile del prezzo zonale di vendita (fonte: “Rapporto mensile sulle contrattazioni di borsa – Dicembre 2007”, [www.mercatoelettrico.org](http://www.mercatoelettrico.org) ).

In alternativa ai prezzi di mercato, in ottemperanza alla Legge 24 dicembre 2007 n. 244, è possibile ottenere i prezzi minimi garantiti per i primi 2 milioni di kWh, ritirati da impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 1MW.

In base ai dati validi per il 2008, il GSE riconosce:

- Per i primi 500'000 kWh annui, 98,0 euro/MWh;
- Da 500'000 a 1'000'000 kWh annui, 82,6 euro/MWh;

- Da 1'000'000 a 2'000'000 kWh annui 72,2 euro/MWh;
- Oltre i 2'000'000 kWh annui, il prezzo zonale orario, valutato per la regione Piemonte in 69,0 euro/MWh.

Questi prezzi sono aggiornati applicando, su base annuale, ai valori in vigore nell'anno solare precedente, il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat.

Nel caso in cui il prezzo di vendita dell'energia sul libero mercato sia maggiore dei valori indicati per i prezzi garantiti, con conguaglio annuale il GSE versa ai produttori la differenza.

Al momento della redazione della guida l'AEEG ha dichiarato di voler rivedere i prezzi minimi garantiti, ridefinendo per fonte di produzione il valore ed il numero del scaglioni, mantenendo comunque la taglia massima pari a 1MW e la quantità massima di energia elettrica ammissibile a tali prezzi a 2GWh annui.

#### ***Corrispettivi di trasporto***

Nel caso di ritiro dedicato, il GSE riconosce ai produttori la componente CTR (rappresenta quindi un incasso), nel caso di impianti connessi in MT o BT, ricevendo la stessa componente dalle imprese distributrici. Il valore per il 2008 è di 0,326 €/kWh per l'energia elettrica immessa, aumentata del 9,9% in BT e del 4,2% in MT.

I produttori sono comunque tenuti a versare al GSE il corrispettivo di trasmissione (rappresenta un costo), identificabile in una componente per il servizio di trasmissione, pari a 0,0256 €/kWh nel 2008 per l'energia elettrica immessa. A sua volta il GSE versa questa componente a TERNA.

#### ***Corrispettivi di aggregazione delle misure***

Per i soli impianti di potenza nominale elettrica superiore a 50 kW, il produttore riconosce al GSE i corrispettivi di aggregazione delle misure, per un importo pari a 11 euro al mese (valore del 2007). Il GSE riconosce questi corrispettivi a TERNA per tutti gli impianti, anche di potenza fino a 50kW.

***Corrispettivi di sbilanciamento per impianti alimentati da fonti programmabili***

La Delibera 280/07 permette anche la modalità di ritiro dedicato anche agli impianti alimentati da fonti programmabili, con i quali il produttore si impegna a fornire energia alla rete con modalità (fasce orarie di produzione e quantità) stabilite a priori, identificabili in un programma di immissione in rete di elettricità. In questi casi il GSE ribalta nei confronti dei produttori, titolari di questa tipologia di impianti, la quota onerosa degli sbilanciamenti afferente a ciascun punto di dispacciamento.

Il caso qui trattato di un impianto idroelettrico in cui la turbina è posizionata in asse alla condotta di adduzione dell'acquedotto è da ritenersi un impianto alimentato da fonte non programmabile. L'acqua in transito nella turbina alimenta anche l'acquedotto, imponendo che il suo funzionamento sia indipendente dalle esigenze produttive. E', infatti, più plausibile che esso funzioni in continuo trattando sempre la massima quantità di acqua possibile, al limite sfiorando al serbatoio di valle la portata in eccesso.

**La Legge 24 dicembre 2007 n.244: “Finanziaria 2008”**

La Legge 24 Dicembre 2007, n. 244 “Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato”, pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale n. 300 del 28 dicembre 2007, nel seguito indicata come “Finanziaria 2008”, prevede importanti novità nel panorama delle fonti rinnovabili, quali, per esempio, i commi dal 143 al 174 dell'art. 2 che introducono alcune modifiche sugli incentivi legati alla produzione di energia da fonti rinnovabili.

La produzione di energia elettrica mediante impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili, entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2007, a seguito di nuova costruzione, rifacimento o potenziamento, è incentivata con i meccanismi di cui ai commi da 144 a 154. Tale disposizione annulla di fatto, per i nuovi impianti, il precedente sistema.

Per gli impianti idroelettrici di taglia inferiore a 1 MW valgono i disposti del comma 145 e, in particolare, **per un periodo di 15 anni** e dietro esplicita richiesta, il produttore può vendere l'energia elettrica ad una tariffa onnicomprensiva di cui al comma indicato, che può essere variata ogni tre anni con decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, assicurandone la congruità della remunerazione, al fine di incentivare lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili. Il valore al kWh riconosciuto è pari a 22 Eurocent.

### ***Certificati Verdi***

La taglia dei CV, che continuano a valere per gli impianti già in esercizio al 31 dicembre 2007 e per gli impianti di potenza superiore a 1MW, viene ridotta a 1 MWh e vengono emessi dal GSE per ciascun impianto a produzione incentivata di cui al art. 2 c. 143 della “Finanziaria 2008”, in numero pari al prodotto della produzione netta di energia elettrica da fonti rinnovabili moltiplicata per un coefficiente, riferito alla tipologia della fonte (1 per l'idroelettrico).

A partire dal 2008, i CV emessi dal GSE, ai sensi dell'art. 2 c. 3, del D.Lgs. n. 79 del 16 marzo 1999, sono collocati sul mercato ad un prezzo, riferito al MWh elettrico, pari alla differenza tra il valore di riferimento, fissato in sede di prima applicazione in 180,00€ per MWh, ed il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica, definito dall'AEEG in attuazione dell'art. 13 c. 3, del D.Lgs. n. 387 del 29 dicembre 2003, registrato nell'anno precedente e comunicato dalla stessa AEEG entro il 31 gennaio di ogni anno a decorrere dal 2008.

Il prolungamento del periodo di diritto ai CV a 12 anni, di cui all'art. 267 c. 4, lettera d), del D.Lgs. n. 152 del 3 aprile 2006, si applica ai soli impianti alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio dopo il 1° aprile 1999 fino al 31 dicembre 2007. Negli altri casi il periodo di validità torna ad essere pari a 8 anni (comma 157).

L'art. 2 c. 150 della “Finanziaria 2008” pone le basi per l'estensione della modalità di scambio sul posto agli impianti fino a 200kW.

### ***Attuale modalità di ritiro dell'energia elettrica prodotta***

Risulta utile a questo punto fare una precisazione: quanto riportato nei due paragrafi precedenti rappresenta lo scenario futuro a cui dovranno adeguarsi i nuovi impianti basati su FER. In realtà, a maggio 2008 non esistono ancora decreti attuativi o disposizioni dell'AEEG o del GSE che permettano di applicare completamente le nuove disposizioni.

I gestori degli impianti di nuova costruzione possono così scegliere tra le seguenti opzioni:

- Se la potenza nominale è inferiore a 200kW, possono avvalersi dello scambio sul posto;
- Altrimenti, possono scegliere solo tra la vendita dell'energia al prezzo di mercato o la vendita in base ai prezzi garantiti, non essendo ancora entrata in vigore la possibilità della vendita con la tariffa onnicomprensiva;
- Possibilità di scegliere la modalità del ritiro dedicato, rimanendo valida l'indicazione del punto precedente.

## **IV. VALUTAZIONE DI MASSIMA DEI COSTI E DEI BENEFICI**

La realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica, con la turbina installata lungo una condotta acquedottistica montana di adduzione, passa attraverso il soddisfacimento di una serie di requisiti legati alla compatibilità impiantistica, alla fattibilità tecnica ed economica dell'intervento.

Supponendo soddisfatti i primi due requisiti, la convenienza di realizzazione dipende unicamente dai risultati delle analisi di fattibilità economica.

Nel presente capitolo, attraverso diversi scenari economici, sono presentati gli esiti di possibili analisi di fattibilità economica relative all'installazione di turbine lungo le condotte di adduzione degli acquedotti, per diversi valori di potenza nominale.

L'obiettivo di tali analisi è quello di pervenire ad un primo strumento per la valutazione dei principali parametri di redditività di un investimento (VAN, TIR, payback period) in funzione della potenza nominale installabile in un generico sito e dei diversi scenari economici analizzati.

## IV.I. LA FATTIBILITÀ ECONOMICA

La valutazione di un investimento per la realizzazione e la gestione di un impianto idroelettrico equivale ad analizzare il suo sviluppo finanziario. Come per tutte le analisi di investimento, i parametri da considerare per poter esprimere la convenienza dell'intervento sono:

- I costi
- I ricavi
- Il tempo

I costi rappresentano il capitale richiesto per la realizzazione dell'opera e per la sua corretta manutenzione al fine di garantire un adeguato e corretto funzionamento. Essi possono essere suddivisi per diverse tipologie di oneri, quali:

- *I costi per la realizzazione dell'impianto*: essi rappresentano gli oneri per la realizzazione dell'impianto e di tutte le opere accessorie ad esso connesse, nonché quelli legati alle progettazioni delle opere idrauliche, elettriche ed edili. In questo studio, di carattere generale, non si considera la necessità di sostituzione della condotta di adduzione, considerandola idonea alla nuova configurazione impiantistica e quindi in grado di sopportare le sovrappressioni statiche e dinamiche (fenomeni di colpi di ariete). Sebbene apparentemente troppo semplificata, tale assunzione ben si inserisce in un contesto di valutazione dell'investimento esclusivamente dal lato dell'impianto di produzione di energia elettrica. La sostituzione della condotta è, infatti, una eventualità che si verifica nei casi di obsolescenza della stessa e che comporterebbe la sua sostituzione a prescindere dall'installazione di una turbina. Gli oneri per la sostituzione non rientrano, pertanto, come quota parte del costo per gli impianti su acquedotto: solo nei casi in cui un incremento di diametro garantisca una cospicua riduzione delle perdite di carico, è corretto addebitare il surplus di investimento al costo iniziale dell'impianto idroelettrico.

Rientrano in questa categoria i costi per:

- le opere civili;
- la turbina e il generatore;
- il quadro di comando;
- la sonda di livello per la vasca di carico;

- il montaggio dei vari componenti e loro messa in esercizio;
- la progettazione di tutte le opere idrauliche, elettriche, meccaniche ed edili;
- *I costi annui di esercizio e di manutenzione:* essi comprendono tutte le spese di gestione dell'impianto durante il suo funzionamento e tutti gli oneri delle manutenzioni periodiche ordinarie e straordinarie. Rientrano in questa tipologia di costi anche quelli legati ai canoni di concessione;
- *I costi generali:* comprendono i costi legati all'assicurazione e all'amministrazione dell'impianto quali conduzione del registro UTF, imposta di fabbricazione, servizi ed illuminazione;
- *Le imposte d'esercizio:* sono costituite dal regime fiscale da applicare alla rendita dell'impianto.

I ricavi sono rappresentati dagli introiti derivanti dalla vendita dell'energia elettrica prodotta. Nel caso di impianti di potenza fino a 10 MVA, è possibile avvalersi della possibilità di vendita dell'energia elettrica a prezzi garantiti che consente di avere introiti sicuri che non sono soggetti alla variabilità di mercato.

Oltre a tali entrate, nei casi di produzioni annue pari ad almeno 26 MWh, per i primi 12 anni di produzione, un'ulteriore fonte di guadagno è rappresentata dalla vendita dei CV.

Il parametro tempo è legato alla vita fisica, tecnica e commerciale dei beni che caratterizzano l'investimento. In generale è un'informazione nota dai dati sulla durabilità delle turbomacchine usate negli impianti tradizionali.

In base alle informazioni riportate, è possibile effettuare un'analisi dell'investimento, al fine, quindi, di comprendere se sia conveniente o meno procedere con l'installazione di simili impianti laddove i siti lo consentano, dal punto di vista del potenziale idroelettrico.

La valutazione della convenienza di un investimento viene in questa sede condotta e proposta attraverso la determinazione di alcuni parametri economici (VAN, TIR, payback period) con criteri basati sull'attualizzazione dei flussi di cassa. Tale modo di valutare la convenienza economica di un investimento rientra tra i metodi di valutazione chiamati "DCF" (Discounted Cash Flow).

#### IV.I.I. “VALORE ATTUALE NETTO” (VAN) E PAYBACK PERIOD

La convenienza economica di un investimento è legata al valore del tasso di attualizzazione scelto. Usualmente esso si pone uguale al valore del tasso di interesse, che corrisponde al costo medio del capitale che l'azienda deve sostenere per i suoi prestiti. La positività del VAN è sinonimo di convenienza economica dell'investimento.

Sfruttando il metodo di calcolo del VAN è possibile ricavare il tempo di ritorno dell'investimento (payback period), vale a dire il tempo per cui si ha l'annullamento del VAN e conseguentemente il recupero dell'investimento iniziale. Esso è dato dalla formula

$$VAN = \sum C_k / (1+i)^k \quad (4.1)$$

dove:

- $k$  rappresenta le scadenze temporali;
- $C_k$  è il flusso finanziario (positivo o negativo) al tempo  $k$ ;
- $i$  è il tasso di attualizzazione. Esso è la somma di tre componenti:
  - la prima rappresenta il tasso di inflazione (3-4%);
  - la seconda rappresenta il tasso di rendimento sicuro che si avrebbe impegnando il denaro in investimenti sicuri quali ad esempio BOT e titoli di Stato (2-3%);
  - la terza componente rappresenta il fattore di rischio il cui valore può variare dal 3% al 9%. Esso è di difficile determinazione e spinge ad adottare più valori in altrettanti scenari di analisi.
- $1/(1+i)^k$ : fattore di attualizzazione al tempo  $k$ . Come si nota al crescere di  $i$  diminuisce il valore attualizzato.

#### IV.I.II. “TASSO INTERNO DI RENDIMENTO” (TIR)

Il tasso di rendimento interno viene definito come il tasso di attualizzazione ( $i$ ) che rende nullo il valore attuale netto.

Determinato il TIR è possibile effettuare la valutazione dell'investimento confrontando il valore ottenuto con un valore di rendimento prefissato o con un costo in termini di tasso di interesse predefinito. Se il TIR risulta superiore al tasso di attualizzazione ( $i$ ), il VAN risulta positivo e viceversa.

Anche il metodo del TIR, come quello del VAN, rientra tra i metodi di valutazione degli investimenti di tipo economico, da preferire di conseguenza rispetto a quelli di tipo contabile.

## **IV.II. IPOTESI E SCENARI DI ANALISI**

Nel seguente paragrafo sono eseguite una serie di analisi economiche di investimento a carattere generale sulla base di diversi scenari e assunzioni che vengono di seguito illustrati.

L'obiettivo di analisi generale del presente studio comporta inevitabilmente l'adozione di forti semplificazioni, con l'assunzione di ipotesi diversificate per i vari scenari investigati. In particolare l'indeterminatezza che caratterizza alcuni dei parametri economici, legata in parte alla mancanza di informazioni di dettaglio circa l'investimento, obbliga ad assumere più valori che rendono, quindi, variabili più parametri.

Di seguito si descrivono tutte le ipotesi e gli scenari considerati.

### **IV.III. COSTI**

#### ***Dati relativi all'impianto***

Nel presente studio l'analisi economica è effettuata considerando la potenza nominale (definita come somma aritmetica delle potenze nominali dei generatori elettrici, compresi quelli di riserva destinati alla produzione di energia elettrica ai sensi dell'art. 1 Delibera AEEG n.5/04) variabile tra 3 kW e 400 kW con intervallo di 10 kW per le potenze comprese tra 10 e 400 kW e 1 kW per quelle tra 3 e 10 kW.

#### ***Costi per la realizzazione dell'impianto***

In questa sede si analizzano a carattere generale unicamente i casi in cui l'installazione dell'impianto sia completamente compatibile con la situazione esistente e, in particolare, si ipotizza la presenza di una condotta di adduzione di diametro e caratteristiche meccaniche adeguate ai nuovi scopi idroelettrici. Si effettua l'analisi economica considerando la presenza di tutti i componenti, quali vasche di carico a monte e serbatoio di valle. Il motivo di tale scelta risiede nella impossibilità di generalizzare, poichè i sopraccitati componenti risultano variabili da caso a caso relativamente alle caratteristiche costruttive.

Sotto tali ipotesi, l'investimento iniziale comprende l'installazione della/e turbina/e, del quadro elettrico e di tutti i componenti elettrici necessari, la realizzazione dei collegamenti idraulici con la condotta esistente, del sistema di by-pass atto a garantire l'approvvigionamento di acqua al serbatoio di valle anche in caso di guasto all'impianto idroelettrico, l'edificio di contenimento degli

impianti sopracitati, nonché la progettazione delle opere e tutti gli oneri amministrativi necessari per la realizzazione.

***Costi della turbina, del generatore e del quadro di comando***

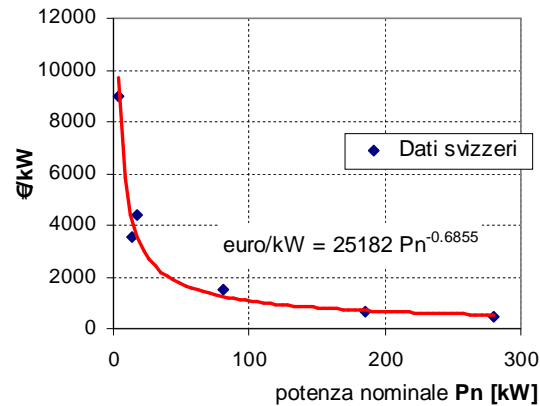
Il cuore degli impianti oggetto di studio è costituito, senza dubbio, dalle turbomacchine. Come riportato in appendice, a seconda delle esigenze è possibile procedere con diversi tipi di installazione. Senza dubbio la soluzione più frequente è rappresentata dall'installazione di turbine Pelton, mentre, in alcuni casi, si può optare per l'installazione di una pompa inversa (PAT).

In questa sede, dopo aver condotto un'indagine di mercato, si è giunti alla definizione di un'espressione che individua il costo unitario riferito al kW del sistema costituito dalla turbina e dal generatore, dal montaggio e loro messa in esercizio, dal quadro di comando, dalla sua regolazione e gestione, dalla sonda di livello e dalla sua messa esercizio.

Il costo, unitario riferito al kW, è dato da:

$$C = 25182 \cdot P_n^{-0,6855} \text{ [€kW]} \quad (4.2)$$

Il costo viene approssimato per eccesso alla migliaia di euro. Come si nota il costo unitario decresce al crescere della potenza  $P_n$ . La curva è stata ricavata sulla base di una indagine di mercato effettuata su impianti con potenza variabile tra 4 e 280 kW, di cui si riporta in Figura IV.1 il grafico della corrispondenza tra il costo di ogni kW di potenza nominale installata e la corrispondente potenza. In totale è stato possibile accedere ai dati di 6 impianti realizzati in Svizzera tramite i quali è stato possibile ricavare la relazione precedentemente riportata.



**Figura IV.1.:** Costo della turbina e degli impianti elettromeccanici: corrispondenza tra il costo per kW di potenza nominale della turbina e la potenza nominale stessa. In rosso è riportata la curva interpolante.

Si ricorda nuovamente che i costi effettivi dell'installazione dell'impianto sono inequivocabilmente legati al singolo caso. Fattori come l'accessibilità dell'area possono infatti fortemente influenzare verso l'alto i costi.

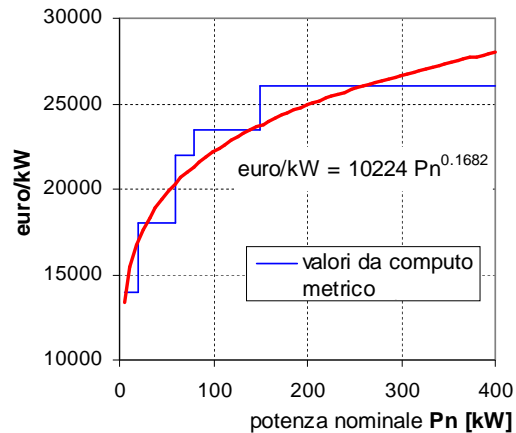
#### ***Costi delle opere civili e delle opere idrauliche di collegamento***

Relativamente ai costi delle opere civili e delle opere idrauliche accessorie per l'installazione dell'impianto, si è adottata l'espressione

$$C = 10'124 \cdot Pn^{0,1682} \text{ [€kW]} \quad (4.3)$$

Anche in questo caso il valore ricavato viene approssimato per eccesso alla migliaia.

La curva è stata ottenuta sulla base di computi metrici sommari per l'edificio tipo in funzione delle dimensioni degli stessi a loro volta legati alla potenza Pni. In Figura IV.2 si riporta la variazione del costo delle opere civili, valutato in base alla potenza nominale della turbina installata, e la corrispondente curva interpolatrice utilizzata nelle analisi.



**Figura IV.2:** Costo delle opere civili: corrispondenza tra il costo per kW di potenza nominale della turbina e la potenza nominale stessa. In rosso è riportata la curva interpolante.

#### ***Costi annui di esercizio e costi straordinari di manutenzione***

Per quanto riguarda le spese di gestione e manutenzione (ordinaria e straordinaria), i valori ipotizzati risultano essere in linea con quanto proposto dall'ENEA (Ente per le Nuove tecnologie, l'Energia e l'Ambiente) nella pubblicazione “Le Fonti Rinnovabili 2005 - Lo sviluppo delle rinnovabili in Italia tra necessità e opportunità” dove i costi operativi sono valutati come il 2% - 3% del costo di investimento.

Nella Tabella IV.1 sono riportate le percentuali rispetto all'investimento iniziale a cui ci si deve riferire per quantificare i costi di esercizio e manutenzione ordinaria e straordinaria.

**Tabella IV.1.** Costi di esercizio e manutenzione al variare della vetustà dell'impianto. Valori espressi in termini percentuale rispetto al valore dell'investimento iniziale.

<b>Periodo di riferimento</b>	<b>Percentuale rispetto all'investimento iniziale</b>
1-2 anni	1%
3-10 anni	2%
10-20 anni	3%
20-40 anni	4%

Nei costi annui di esercizio rientrano inoltre i canoni di concessione per l'utilizzo dell'acqua.

Nel caso di impianto idroelettrico su acquedotto si ha un uso promiscuo dell'acqua ovvero un uso a scopo potabile e un altro a scopo energetico. La normativa regionale vigente prevede che sia dovuto unicamente il maggiore tra i due canoni di utilizzazione. In questa sede, per semplicità si ammette che il canone maggiore sia sempre quello dovuto per uso energetico e, sebbene questo sia determinato in maniera precisa e sia trascurabile rispetto alla quantificazione sommaria degli altri costi di esercizio, viene conteggiato in maniera dettagliata con l'unico di scopo di evidenziare tale voce di spesa.

Quanto sopra risulta in base al regolamento della Regione Piemonte n. 6/R del 10 ottobre 2005 che prevede un canone per uso energetico pari a 13,70 € per ogni kW di potenza nominale, con un minimo di 330,00 € per impianti con portate medie di prelievo superiori a 0,1 l/s.

Per gli impianti con Pn maggiore o uguale a 220 kW è previsto un sovracanone pari a 4,91 € per ogni kW di potenza installata così come previsto dal Decreto Direttoriale 31 gennaio 2006 dell'Agenzia del Demanio.

#### ***Costi annui generali ed assicurativi***

Gli oneri generali sono in relazione alla taglia della centrale. Dai dati ufficiali forniti dall'APER, Associazione Produttori di Energia da fonti Rinnovabili, per il 1998 si può assumere che il costo in Euro di questo onere sia funzione dei kW installati secondo la seguente legge logaritmica<sup>1</sup>:

$$C_{\text{gen}} = C_{\text{att}} \cdot (1'156,80 \cdot \ln(P_n) - 4'075,10) \quad (4.4)$$

dove con  $C_{\text{att}}$  si indica il coefficiente che permette di attualizzare i prezzi al 2007 assumendolo pari a 1,03 ipotizzando quindi un incremento annuo del 3%.

Per potenze inferiori a 35 kW la curva utilizzata risulta, però, essere minore di 0. Per ovviare a questa anomalia e per evitare cifre inverosimilmente troppo basse, si è introdotta una soglia minima pari a 500 €

---

<sup>1</sup> La curva è ricavata con riferimento al seminario dell'INEA "Energia verde – sfruttamento del potenziale idroelettrico inutilizzato negli schemi irrigui del centro-sud". I dati sono estesi all'idroelettrico su acquedotto.

Per quanto riguarda i costi assicurativi è possibile, sempre partendo da dati ufficiali forniti dall'A.P.E.R. nel 1998, assumere una curva che lega gli oneri alla potenza installata<sup>2</sup>:

$$C_{\text{ass}} = C_{\text{att}} \cdot (4,474 \cdot P + 1'865,5) \text{ [€kW]} \quad (4.5)$$

Anche per tale voce si assume un  $C_{\text{att}}$  pari a 1,30.

### ***Costi per l'allacciamento alla rete elettrica e costi amministrativi e gestionali dovuti al GSE***

Gli impianti oggetto del presente studio sono alimentati da fonti rinnovabili e vale, quindi, la seguente prescrizione: le condizioni economiche per l'allacciamento degli impianti di produzione di energia elettrica alla rete vengono fissate con la **Delibera AEEG 89/07**. In particolare all'art.7 c. 7.6 si afferma che, nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili, i costi per l'allacciamento alla rete elettrica sono per il 50% a carico del soggetto responsabile della connessione e per il restante 50% a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di cui all'art. 59, c. 59.1, lettera b), del Testo Integrato, ovvero il Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili alimentato dalla componente tariffaria A3.

Ne segue che da lato produttore tali oneri di allacciamento sono nulli poiché interamente assorbiti dal GSE. Tale aspetto può rappresentare un indubbio vantaggio nel caso di impianti situati a distanza considerevole dalla rete esistente.

I produttori, ai sensi dell'art. 6 della delibera AEEG 34/05, per l'energia elettrica ritirata, debbono riconoscere al gestore della rete:

- un corrispettivo fisso pari a 120,00 € all'anno e uno proporzionale allo 0,5% del controvalore dell'energia ritirata a copertura dei costi amministrativi;
- un ulteriore corrispettivo fisso pari a 120,00 € all'anno e uno proporzionale allo 0,5% del controvalore dell'energia ritirata a copertura dei costi gestionali nel caso di gestione dei contratti di cui al comma 3.7;

Oltre ai corrispettivi di cui sopra in base all'art.19 del Testo Integrato AEEG (Delibera 05/04) il produttore deve riconoscere un onere pari a 0,0267 €/kWh quale corrispettivo per il

---

<sup>2</sup> La curva è ricavata con riferimento al seminario dell'INEA "Energia verde – sfruttamento del potenziale idroelettrico inutilizzato negli schemi irrigui del centro-sud". I dati sono estesi all'idroelettrico su acquedotto.

servizio di trasmissione dell'energia. Un ulteriore onere da riconoscere è quello pertinente al servizio di misura dell'energia, così come stabilito dall'art. 40 del Testo Integrato. Nel presente studio si assume un onere forfettario pari a 800,00€ annui. Tale onere è sicuramente in linea con quanto previsto dai distributori di energia, quali, ad esempio, AEM Distribuzione che prevede due oneri differenti in base al tipo di collegamento alla rete: per i produttori connessi in BT è previsto un onere di 340,00 € che sale a 774,00 € per la connessione in MT, così come sancito dal documento redatto in ottemperanza alla Delibera AEEG 88/07. Nella presente analisi si ipotizza una connessione in MT.

### ***Imposte di esercizio***

Sono rappresentate dall'IRES (Imposta sul Reddito delle Società), che per l'anno 2007 risultava pari al 33%, e dall'IRAP (Imposta regionale sulle attività produttive) pari al 4,25%. Tali valori sono stati ridotti, così come previsto dalla legge Finanziaria 2008, diminuendo le precedenti aliquote rispettivamente a 27,5% e 3,9%. In questa sede sono condotte entrambe le analisi considerando entrambe le aliquote.

Le percentuali suddette si applicano all'imponibile IRES e IRAP, dato dalla differenza tra *marginale operativo* (Ricavi totali – Costi totali) e *quota di ammortamento*.

Il **D.M. 31/12/1998** stabilisce, per le centrali idroelettriche, le aliquote di ammortamento riportate nella Tabella IV.2 per il gruppo di interesse.

Le opere necessarie alla realizzazione di un impianto di energia elettrica lungo acquedotti montani appartengono a categorie diverse per le quali sono previste aliquote per l'ammortamento fiscale.

Nel presente studio, per semplicità, si adotta un unico coefficiente di ammortamento pari al 5%.

**Tabella IV.2.** Aliquota di ammortamento dei vari elementi che compongono un impianto idroelettrico.

<b>Gruppo XVII INDUSTRIE DELL'ENERGIA ELETTRICA, DEL GAS E DELL'ACQUA Specie 1/a Produzione e distribuzione di energia elettrica idroelettrica</b>	
Fabbricati destinati all'industria	3%
Costruzioni leggere (tettoie, baracche, ecc.)	1%
Opere idrauliche fisse	1%
Condotte forzate	4%
Centrali idroelettriche esclusi i fabbricati	7%
Linee di trasporto A.T.	4%
Sottostazioni di trasformazione	7%
Rete di distribuzione B.T.	8%
Attrezzatura varia e minuta, apparecchi di misura e controllo	10%
Impianti destinati al trattamento ed al depuramento delle acque, fiumi nocivi, ecc. mediante impiego di reagenti chimici	15%
Mobili e macchine ordinarie d'ufficio	12%
Macchine d'ufficio elettromeccaniche ed elettroniche compresi i computers e i sistemi telefonici elettronici	20%
Autoveicoli da trasporto (autoveicoli pesanti in genere, carrelli elevatori, mezzi di trasporto interno, ecc.)	20%
Autovetture, motoveicoli e simili	25%

#### IV.II.II. RICAVI

Le modalità e le condizioni economiche per il ritiro dell'energia elettrica sono descritte nella Delibera AEEG 34/05, art 5. Per gli impianti idroelettrici di potenza nominale media annua fino a 1 MW sono previsti prezzi minimi garantiti per scaglioni progressivi di produzione, secondo quanto riportato alla Tabella III.1, qui riproposta per comodità di lettura (Tabella IV.3).

**Tabella IV.3.** Prezzi minimi garantiti in funzione della energia annua prodotta (Delibera AEEG 34/05)

<b>Produzione</b>	<b>Prezzo riconosciuto</b>
fino a 500'000 kWh annui	96,40 €/MWh
da oltre 500'000 fino a 1'000'000 di kWh annui	81,20 €/MWh
da oltre 1'000'000 fino a 2'000'000 di kWh annui	71,00 €/MWh
Oltre i 2'000'000 di kWh annui	È riconosciuto il prezzo secondo l'art. 30 del Testo Integrato

Per i primi dodici anni di esercizio è possibile beneficiare della vendita dei CV, ognuno dei quali certifica la produzione di 50MWh. Il prezzo di riferimento individuato dal GRTN per i CV per l'anno 2007 è pari a 137,49 €/MWh (al netto dell'IVA del 20 %).

Sebbene dal 2006 al 2007 il prezzo di riferimento, passando da 125,92 €/MWh a 137,49 €/MWh, abbia subito un incremento del 9%, nella presente analisi viene adottato per l'intero periodo di diritto all'ottenimento dei CV il prezzo del 2007 non prevedendo alcun tipo di aumento. Non solo, poiché il prezzo di riferimento fissato dall'AEEG rappresenta una soglia massima oltre la quale non è possibile vendere i titoli sul mercato ed essendo prevedibile una vendita degli stessi a prezzi inferiori, nelle analisi degli investimenti qui presentate viene previsto un ribasso forfettario pari al 20% rispetto al prezzo fissato dall'AEEG.

La producibilità di un impianto, legata alle condizioni di funzionamento (ore di funzionamento dell'impianto) e alla variabilità della portata in arrivo, viene calcolata come:

$$\text{Prod [kWh]} = \eta_q \cdot \eta_t \cdot \eta_g \cdot P_n \text{ [kw]} \cdot 365 \cdot 24 \quad (4.6)$$

dove

- $\eta_q$  è un coefficiente che tiene conto della variabilità della portata;
- $\eta_t$ , è un coefficiente che tiene conto del possibile funzionamento discontinuo dell'impianto per consentire le operazioni di manutenzione;
- $\eta_g$  è il rendimento globale dell'impianto, legato alle sue caratteristiche meccaniche, che può essere assunto cautelativamente pari a 75%.

Un ulteriore ricavo per il produttore è rappresentato dalla componente CTR a copertura dei costi relativi al servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale fissato in 0,33 €/kWh dalla Delibera AEEG 203/06. Tale corrispettivo va ad applicarsi all'energia immessa in rete incrementata del 9,8% o del 4,2% per le perdite, rispettivamente per i collegamenti in BT e in MT. Nel presente studio si considera un collegamento in MT.

#### IV.II.III. TEMPO

Stabilire in modo univoco la vita utile di un impianto di turbinaggio per la produzione di energia elettrica non è un'operazione semplice: le variabili che entrano in gioco, infatti, sono

numerose e di difficile definizione. Per tale motivo, in questa sede, vengono esplorate cinque diverse situazioni, facendo variare la vita utile da 20 a 40 anni con un intervallo di 5 anni.

#### **IV.III. IMPIANTI CON POTENZA NOMINALE FINO A 20KW**

Per gli impianti con potenza nominale fino a 20 kW, oltre alle possibilità descritte nei paragrafi precedenti valevoli anche per gli impianti di taglia superiore, l'art. 6 del D.Lgs. 387/03 prevede la possibilità di usufruire del servizio di scambio sul posto. Tale servizio, regolamentato dalla Delibera AEEG 28/06, comporta una serie di semplificazioni amministrative e burocratiche, oltre che l'esenzione degli oneri fiscali. In questo caso il soggetto che richiede il servizio non può vendere l'energia elettrica prodotta, ma può solo utilizzarla, anche in maniera differita nel tempo, per coprire i propri consumi.

La tecnologia dello scambio sul posto consente al produttore di sfruttare la rete come un accumulatore, potendo cedere alla rete stessa l'energia non consumata ed assorbirla nei momenti di mancata copertura dei propri fabbisogni. Per gli impianti con potenze nominali fino a 20 kW, tale soluzione può risultare senza dubbio più conveniente rispetto alle possibilità illustrate nei precedenti paragrafi, in virtù delle semplificazioni amministrative e burocratiche oltre che delle esenzioni esattoriali.

#### **IV.III.I. COSTI**

I costi sono rappresentati dagli oneri di costruzione ed installazione dell'impianto, dai costi assicurativi e di gestione. Tra questi rientra anche il canone per l'utilizzo dell'acqua ed il costo di 30,00 € annuale per la gestione del servizio di scambio sul posto, così come previsto dall'art.8 della Delibera AEEG 28/06. Lo scambio sul posto prevede l'esenzione dagli oneri esattoriali quali IRAP e IRES. Per il servizio di scambio sul posto è dovuto al Gestore un corrispettivo pari a 30,00 € annui ai sensi dell'art. 7 c. 1 del Testo Integrato dello scambio sul posto approvato con Atto 31/07 del 31 luglio 2007.

#### **IV.III.II. RICAVI**

I ricavi sono rappresentati dal costo evitato per l'acquisto di energia elettrica dal gestore. Nel presente studio si assume un prezzo medio di acquisto del kWh pari a 0,21 €/kWh (fonte Eurostat 1/1/2006). Si ipotizza un'inflazione annua pari al 4%.

Nel caso in cui la produzione annua sia sufficiente, vale a dire pari ad almeno 26 MWh, (ad esempio con un impianto di 10 kW occorrerebbero 6500 ore di funzionamento a pieno carico, ipotizzando un rendimento globale pari al 40%) è possibile fare rientrare nella voce dei ricavi annui anche i CV, sempre per i primi dodici anni di esercizio.

#### **IV.III.III. TEMPO**

In questo caso, dovendo essere soggetti al regime fiscale, perde di significato parlare di vita utile fiscale e, quindi, di ammortamento dell'impianto. Restano valide, nell'ottica di analisi dell'investimento, le ipotesi fatte per gli impianti di taglia superiore relativamente alla vita utile fisica delle opere.

Lo scambio sul posto (net metering) diventa conveniente nel caso in cui l'energia consumata sia mediamente pari a quella autoprodotta. Sotto queste condizioni, infatti, si materializzano i guadagni come costi evitati. Nei casi in cui, invece, tali condizioni non si verificano, occorre valutare l'investimento nella stessa prospettiva relativa agli impianti con taglia superiore ai 20 kW. In questo studio, per gli impianti con potenza inferiore ai 20 kW, viene assunta come soddisfatta l'ipotesi di cui sopra in virtù della quale può risultare conveniente la scelta di avvalersi dello scambio sul posto.

#### **IV.IV. CONFIGURAZIONI ANALIZZATE**

Dato che quanto esposto nel presente studio è volto a fornire delle indicazioni di massima su come condurre un'analisi di fattibilità tecnico/economica per questa tipologia di impianti idroelettrici, si è scelto di analizzare diverse configurazioni potenzialmente individuabili in casi reali.

Sono stati analizzati diversi impianti, con potenza nominale variabile tra 5 kW e 400 kW, considerando diversi scenari sia per quanto riguarda il rendimento complessivo dell'impianto che il tasso WACC con il quale valutare la sua capacità in termini di rendita economica.

Essi possono distinguersi in due macro gruppi: il primo, relativo agli impianti con potenza nominale installata compresa tra 20 kW e 400 kW; il secondo, relativo agli impianti con potenza nominale compresa tra 5 kW e 20 kW, per i quali è stata considerata l'opzione di scambio sul posto.

Per entrambi i macro gruppi si considerano variabili i seguenti parametri:

- tasso di attualizzazione: variazione della componente di rischio secondo le seguenti percentuali: 3% - 6% - 9%. I tassi di attualizzazione risultano pertanto pari a 8% - 11% - 14%.
- rendimento di produzione: comprende anche il rendimento globale, fatto variare in funzione delle ore di disponibilità della massima potenzialità. Si considera un rendimento globale pari a 30%, 40% e 50% che corrispondono rispettivamente a 3600, 4900 e 6100 ore di funzionamento annuo a pieno carico su 8760 ore disponibili, assumendo un rendimento globale dell'impianto pari a 75% e un rendimento legato al non funzionamento dell'impianto per operazioni di manutenzione anche in presenza di disponibilità di portata pari a 95%.

E' evidente che, oltre ai due parametri citati, esistono una infinità di fattori che possono variare l'analisi degli investimenti. Essi sono, tuttavia, assunti costanti a dispetto della loro incertezza per ragioni di semplicità, essendo lo scopo di tale guida quello di fornire un esempio da seguire per condurre simili analisi che devono, poi, essere calate e plasmate sul caso specifico di interesse dell'utilizzatore della presente guida.

Dato che, per gli impianti entrati in funzione dopo il 1° gennaio 2008 è necessario applicare le disposizioni previste nella Legge 24 dicembre 2007 n.244 ed è possibile avvalersi delle semplificazioni previste dalla Delibera 280/07 AEEG, i risultati delle analisi economiche sono stati suddivisi in due parti principali. La prima fa riferimento agli impianti entrati in esercizio prima del 31 dicembre 2007, per i quali è ancora possibile applicare le disposizioni previste nelle precedenti normative. La seconda, invece, contiene i risultati delle analisi svolte in base ai dettami della nuova normativa in vigore.

#### **IV.IV.I. IMPIANTI ENTRATI IN FUNZIONE PRIMA DEL 31 DICEMBRE 2007**

I risultati esposti in questo paragrafo si riferiscono ad un'analisi economica svolta in base a quanto previsto dal sistema incentivante precedente le disposizioni contenute nella Delibera 280/07 e nella Legge 24 dicembre 2007 n. 244, quindi valida per impianti entrati in funzione prima del 31 dicembre 2007.

Anche se gli impianti progettati e realizzati attualmente, quindi dopo il 1° gennaio 2008, devono sottostare alle nuove disposizioni in materia, si è ritenuto opportuno mostrare i risultati per gli impianti entrati in funzione prima di tale data, in quanto per essi è ancora in parte valida la

normativa precedente. Quanto esposto, inoltre, permette anche una discussione sugli sviluppi della normativa nel campo degli incentivi agli impianti alimentati da FER.

Nel caso di scambio sul posto (Figure IV.3 – IV.5), valido per potenze installate inferiori a 20kW, si nota che, se da un'analisi preliminare è possibile installare un gruppo di produzione con potenza superiore a 6kW è possibile avere un ritorno economico se il rendimento complessivo dell'impianto è superiore al 50%. Nel momento in cui il rendimento scende a valori inferiori, si deve poter installare un gruppo di produzione con potenze superiori, con soglia inferiore posta a circa 10kW. Per potenze così basse, infatti, i costi dell'impianto sono decisamente elevati e, seppur presenti delle forme di incentivazione, non si è in grado di avere una resa economica significativa.

Il risultato è evidente in termini di VAN (Figura IV.3), di TIR (Figura IV.5) e, soprattutto, in termini di Payback Period (Figura IV.4), da cui si desume che per riuscire ad ammortizzare l'impianto in tempi ragionevoli (minori di 10 anni) sono necessarie potenze superiori a 6 kW.

Nel caso di vendita dell'energia a prezzi garantiti, procedura valida per potenze installate superiori a 20kW, si nota dalla Figura IV.6 che il VAN è positivo solo se le potenze installate sono superiori a circa 50 kW, con rendimenti complessivi superiori al 50%. Nel momento in cui il rendimento scende a valori inferiori, si deve poter installare un gruppo di produzione con potenze superiori a circa 80kW. Si presenta infatti lo stesso problema ottenuto per potenze inferiori: anche nel caso di incentivi statali, il costo di realizzazione dell'impianto è tale da richiedere potenze elevate.

Lo stesso risultato è evidente in termini di TIR (Figura IV.8) e, soprattutto, in termini di Payback Period (Figura IV.7), da cui si desume che per riuscire ad ammortizzare l'impianto in tempi ragionevoli (minori di 10 anni) sono necessarie potenze superiori a 50 kW.

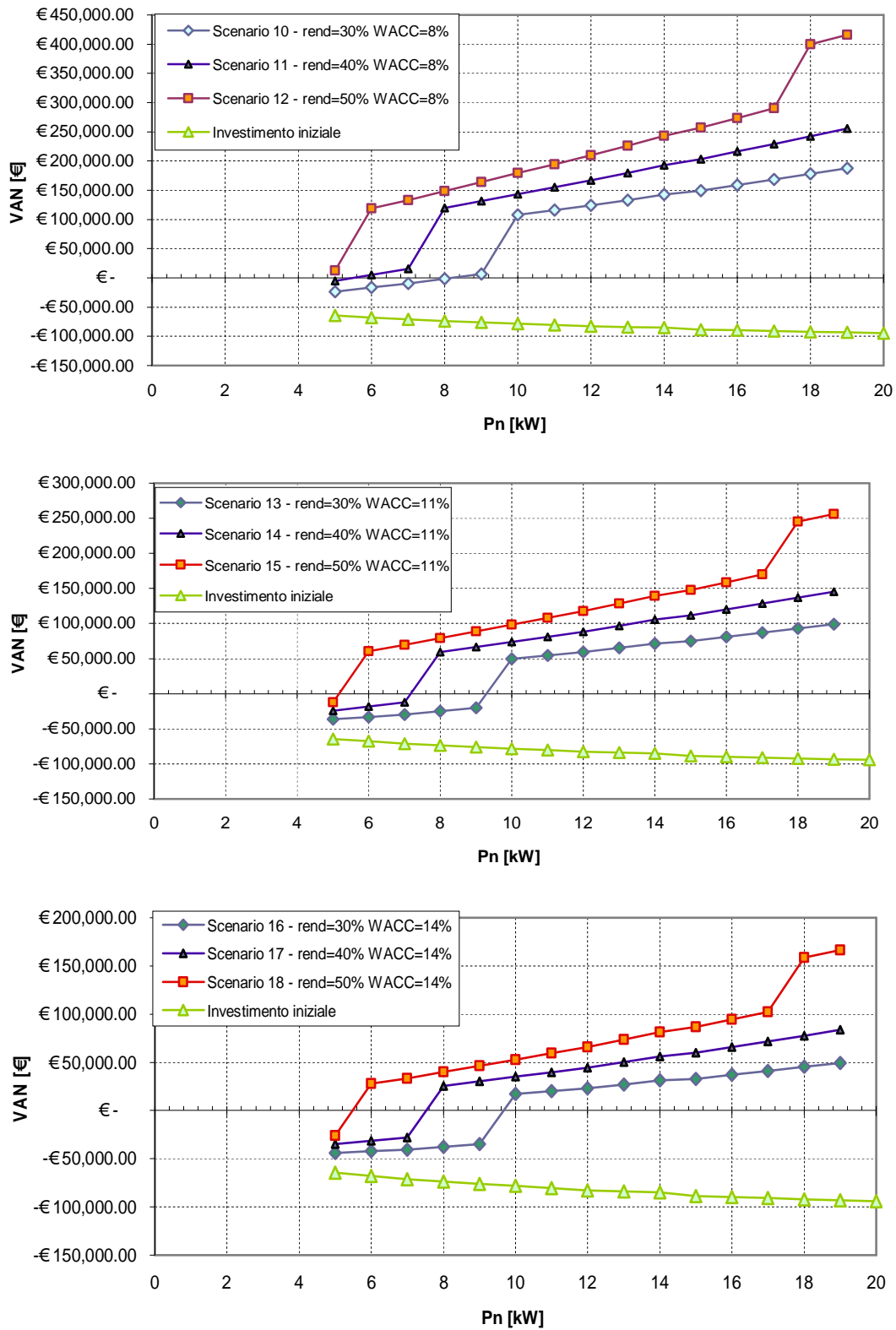
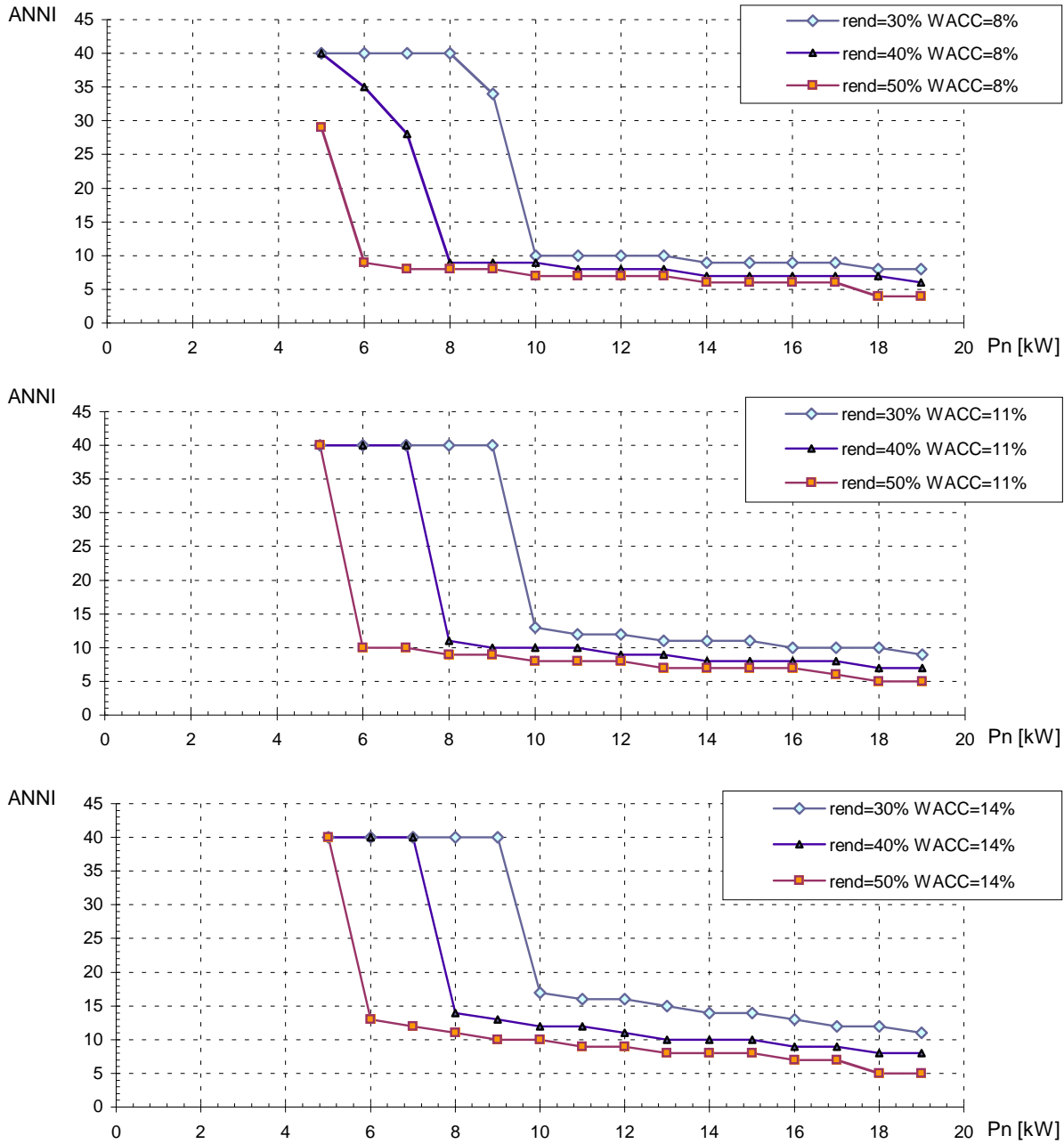
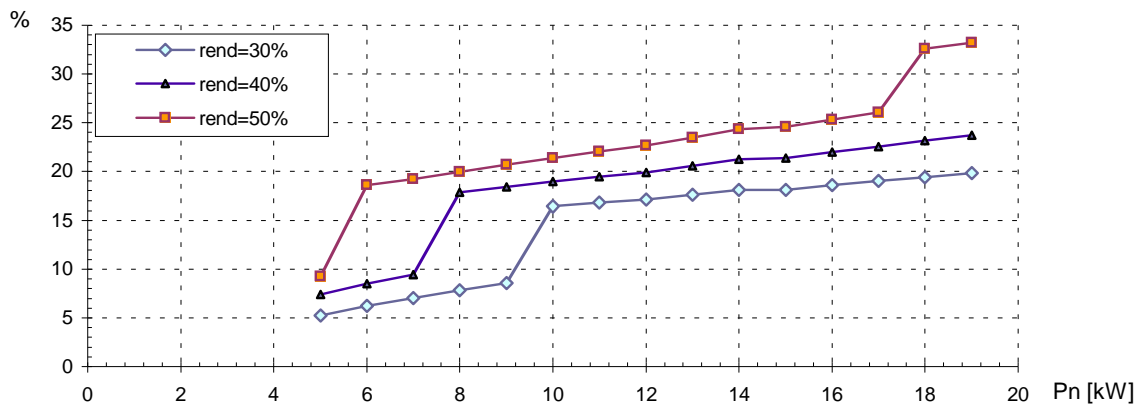


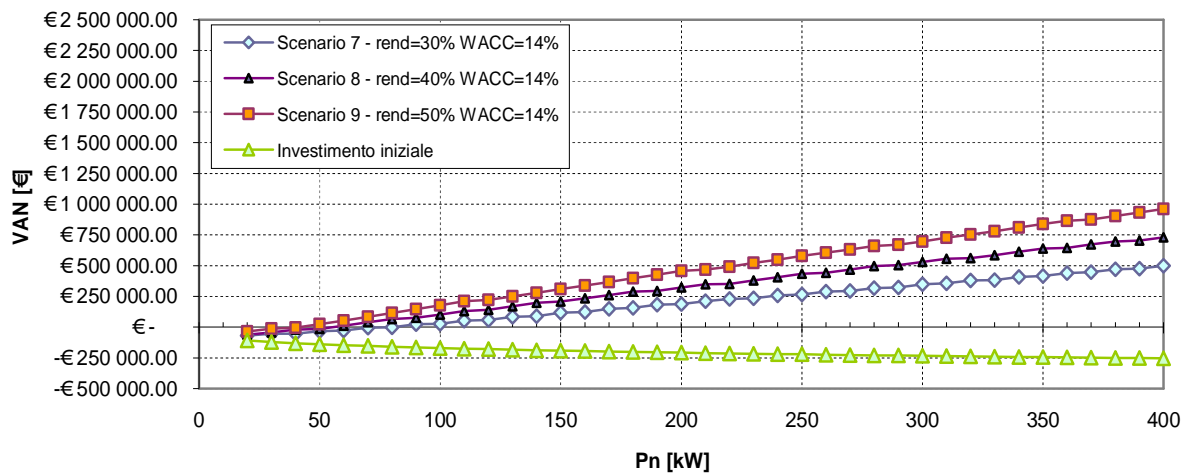
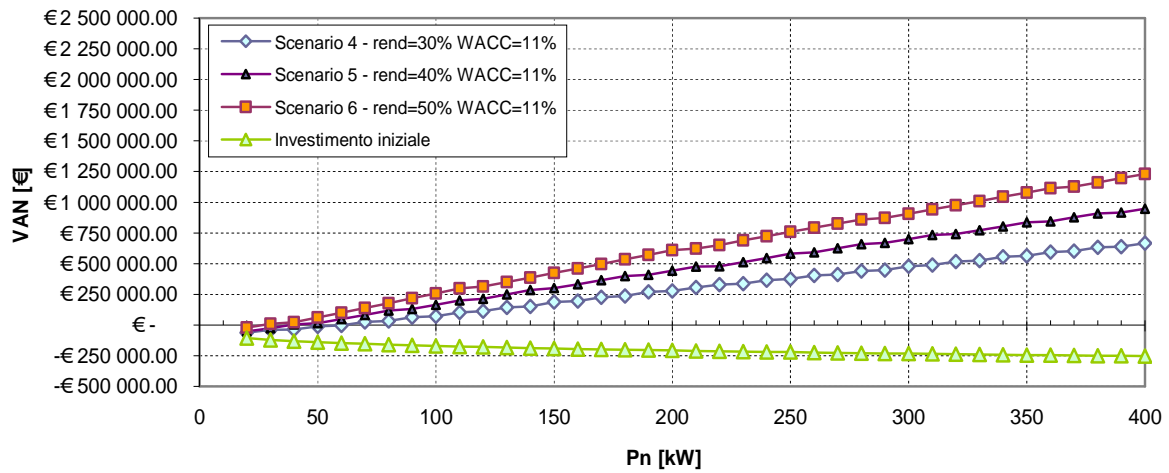
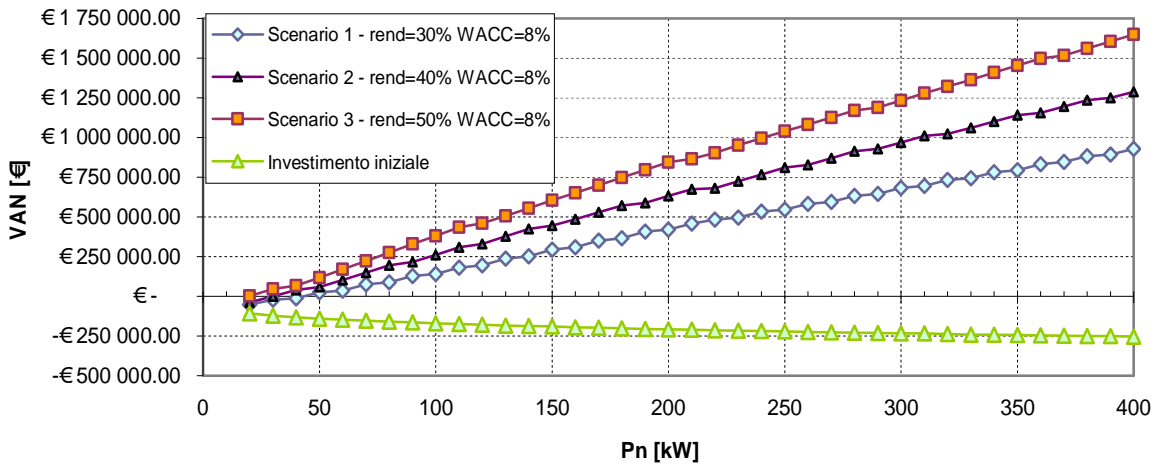
Figura IV.3: Ipotesi di scambio sul posto: valori del VAN a 40 anni ottenuti al variare della potenza e per alcuni scenari di riferimento. Impianti entrati in funzione prima del 31 dicembre 2007.



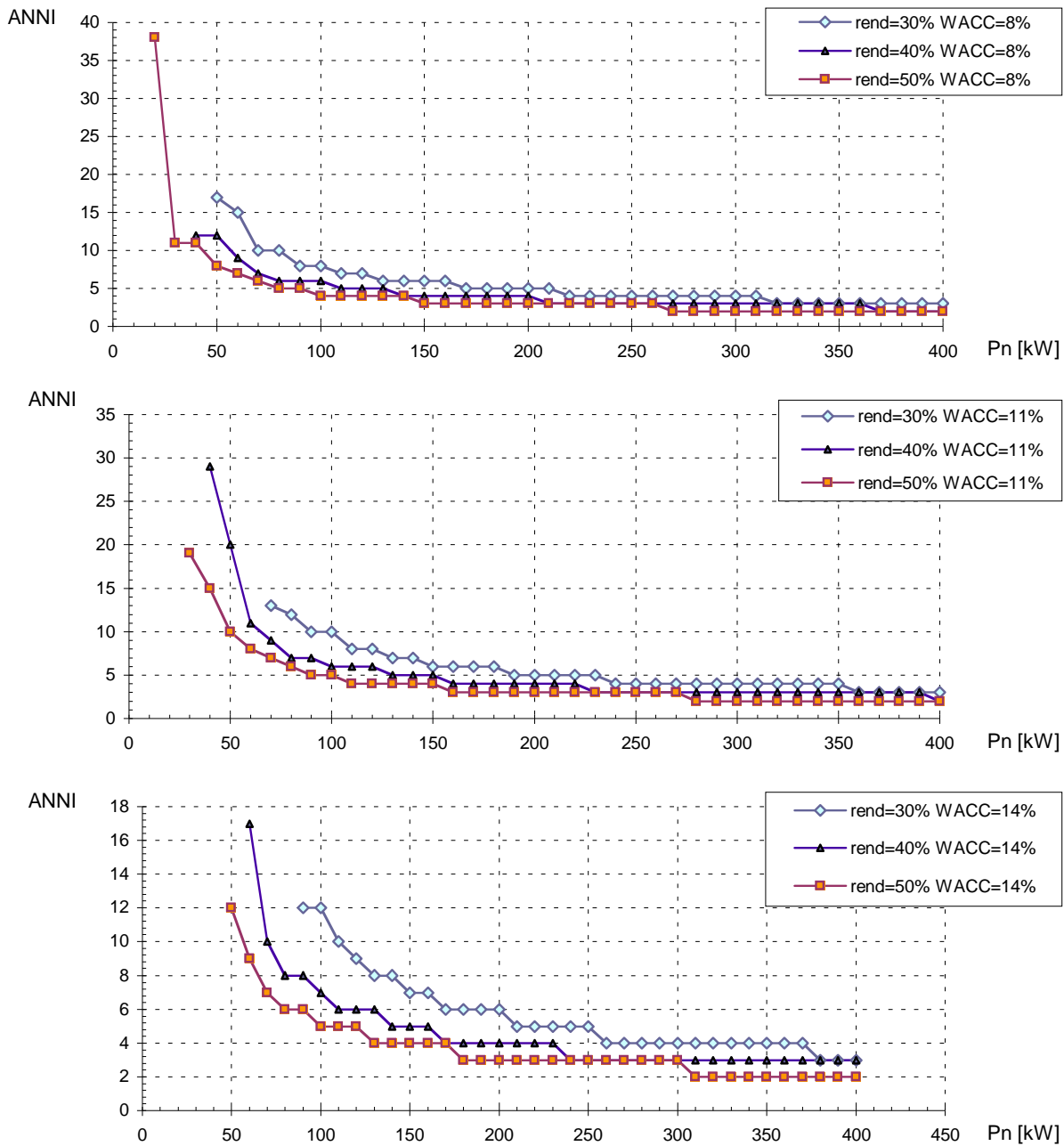
**Figura IV.4:** Ipotesi di scambio sul posto: valori del Payback Period ottenuti al variare della potenza e del rendimento dell'impianto. Impianti entrati in funzione prima del 31 dicembre 2007.



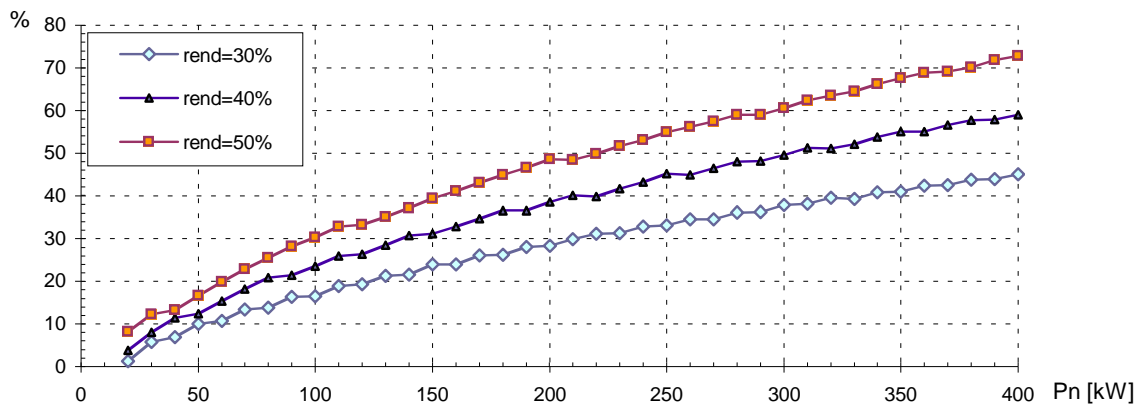
**Figura IV.5:** Ipotesi di scambio sul posto: valori del TIR (durata di vita dell’impianto di 40 anni) ottenuti al variare della potenza e del rendimento dell’impianto. Impianti entrati in funzione prima del 31 dicembre 2007.



**Figura IV.6:** Ipotesi di vendita dell'energia a prezzi garantiti: valori del VAN a 40 anni ottenuti al variare della potenza e per alcuni scenari di riferimento. Impianti entrati in funzione prima del 31 dicembre 2007



**Figura IV.7:** Ipotesi di vendita dell'energia a prezzi garantiti: valori del Payback Period ottenuti al variare della potenza e del rendimento dell'impianto. Impianti entrati in funzione prima del 31 dicembre 2007.



**Figura IV.8:** Ipotesi di vendita dell'energia a prezzi garantiti: valori del TIR (durata di vita dell'impianto di 40 anni) ottenuti al variare della potenza e del rendimento dell'impianto. Impianti entrati in funzione prima del 31 dicembre 2007.

Alla luce dei risultati presentati nei precedenti grafici è possibile fare alcune considerazioni generali relative ai vari sistemi di incentivazioni, valutando anche la convenienza economica di un investimento sul micro-hydro acquedottistico.

### ***Rendimento di produzione***

In tutti i casi analizzati, a prescindere dai meccanismi di incentivazione, i parametri economici dell'investimento, VAN, TIR e payback period, sono fortemente influenzati dalla reale produzione di energia elettrica (kWh), sul cui valore vengono a determinarsi le entrate annuali. Nel presente studio sono stati considerati vari scenari con rendimenti di produzioni globali, che tengono conto di tutti i fattori che possono arrecare mancate produzioni rispetto alla quota teorica massima raggiungibile. I tre valori utilizzati, riferiti a rendimenti dell'impianto del 30%, 40% e 50%, applicati sulla produzione annua di kWh, sono sicuramente cautelativi, soprattutto nei confronti del regime delle portate sorgentizie disponibili: applicare un coefficiente pari a 0,5 significa, infatti, poter disporre della massima potenzialità teorica per meno della metà dell'anno, e prevedendo lo stop dell'impianto per il resto del periodo. Invero, tale scelta permette di considerare in modo semplificato periodi con disponibilità della massima portata ridotta e che pertanto risulta essere sicuramente congrua.

***Il sistema incentivante nell'era pre-Finanziaria 2008.***

La Finanziaria 2008 ha introdotto novità importanti nel sistema di incentivazione delle fonti rinnovabili. Il precedente meccanismo, che resta in vigore per gli impianti già in esercizio che hanno aderito a tale sistema, alla luce delle analisi qui condotte, risulta sicuramente valido per impianti che presentano determinate taglie tali da consentire una convenienza certa dell'investimento. Osservando i grafici del VAN è possibile affermare che la convenienza economica certa, in tutti i casi contemplati, si ha con potenze superiori ai 90 kW, mostrando comunque che in alcuni casi è possibile avere una rendita già a partire da potenze di 20-30kW (Figura IV.6).

Da quanto sopra emerge che, per gli impianti compresi tra 20 kW e 50 kW, esiste una certa percentuale di rischio che nell'arco di vita di 40 anni l'investimento iniziale possa non essere remunerato. Il ruolo che gioca un fattore chiave è senza dubbio la quantità di ore annue con funzionamento al massimo delle potenzialità che regola i kWh prodotti.

Anche dal punto di vista del TIR (Figura IV.8) i risultati di convenienza rispecchiano quelli ottenuti per il VAN.

Maggiore completezza di informazione circa la qualità dell'investimento si può ricavare nei grafici del payback period (Figura IV.7), dai quali è possibile individuare anche il periodo in anni necessario per vedere remunerato l'investimento iniziale. Per gli impianti con potenze superiori ai 60 kW entro i primi 10 anni è possibile azzerare le spese di investimento sostenute.

**IV.IV.II. IMPIANTI ENTRATI IN FUNZIONE DOPO IL 1 GENNAIO 2008**

Gli impianti entrati in funzione dopo il 1 gennaio 2008 sono sottoposti alle nuove direttive in materia di impianti alimentati da FER. Risulta quindi necessario applicare quanto riportato nella Legge 24 dicembre 2007, lasciando alla libera scelta del produttore se avvalersi o meno anche della possibilità del ritiro dedicato, così come previsto dalla Delibera 280/07 dell'AEEG.

Il nuovo meccanismo di incentivazione, congiuntamente agli sgravi fiscali introdotti dalla nuova finanziaria 2008, ha portato ulteriori vantaggi nei confronti della redditività degli investimenti.

In analogia a quanto fatto precedentemente, anche per gli impianti entrati in vigore dopo il 1 gennaio 2008 si espongono i risultati dell'analisi economica per gli impianti caratterizzati da una potenza nominale installata fino a 400 kW.

Una delle principali differenze rispetto al precedente sistema normativo riguarda le modalità di vendita dell'energia prodotta. Stando al nuovo regime normativo, esistono due soglie di potenza principali: 200 kW e 1 MW.

Nel caso in cui un impianto sia caratterizzato da una potenza nominale installata maggiore di 1 MW la vendita dell'energia prodotta avviene al prezzo di mercato, utilizzando come sistema incentivante il meccanismo dei Certificati Verdi, rilasciati nel rapporto di 1CV per 1MWh di energia prodotta.

Per gli impianti con potenza nominale inferiore ad 1MW esiste la possibilità, oltre alla vendita dell'energia ai prezzi di mercato, di avvalersi della vendita dell'energia a prezzi garantiti, fornendo, come mezzo di incentivazione, la possibilità di vendere l'energia ad una tariffa onnicomprensiva per i primi 15 anni. Dato che, allo stato attuale, l'AEEG non permette ancora questa modalità di vendita, in quanto si è in attesa dei decreti attuativi, questa tipologia di incentivi viene utilizzata come possibile scenario futuro.

Al di sotto di 200 kW, inoltre, è possibile accedere alla modalità di vendita definita di "scambio sul posto", già ampiamente trattata, e con la quale i ricavi si configurano come mancati costi.

In definitiva, nelle Figure dalla IV.9 alla IV.12, si espongono i risultati dell'analisi economica secondo tre diverse modalità di vendita dell'energia:

- scambio sul posto per impianti fino a 200kW;
- ritiro dedicato in base alla Delibera 280/07, tenendo conto della situazione attuale che permette la vendita a prezzi garantiti;
- ipotesi di un possibile scenario futuro in cui tutti gli incentivi previsti dalla Legge 24 dicembre 2007 n.244 diventino effettivi.

Gli scenari economici trattati, essendo tutto ancora in fase di sviluppo, hanno riguardato due valori del rendimento complessivo dell'impianto, pari al 30% e al 50%, e due valori del WACC, valutato del 8% e del 14%.

I risultati ottenuti, mostrati nelle successive figure, evidenziano il fatto che, per impianti fino a 200 kW, la modalità di scambio sul posto è quella più vantaggiosa per i produttori. La possibilità di evitare i costi dovuti all'acquisto dell'energia elettrica comporta un netto vantaggio rispetto alle altre due modalità di vendita dell'energia rappresentate. In particolare, si ha che nell'ipotesi migliore da qui prevista, ottenuta ipotizzando un rendimento del 50% ed un WACC del 8%, è

possibile avere una rendita economica, misurata in termini di VAN valutato per una durata dell'impianto di 40 anni, con una potenza installata superiore a 9 kW (figura IV.10).

Per potenze installate inferiori ai 20 kW si può notare un netto peggioramento rispetto a quanto previsto per gli impianti realizzati prima del 31 dicembre 2007, in quanto per essi era possibile avere una rendita già con potenze di circa 5 kW.

Il vantaggio offerto dalle nuove disposizioni risiede, però, nel fatto che da 9 kW a 200 kW tutti gli impianti presentano un VAN positivo, colmando l'intervallo compreso tra 20 kW e circa 50 kW per il quale, tramite le disposizioni precedenti la Legge 24 dicembre 2007 n.244, gli impianti non riuscivano nemmeno a prevedere il rientro del capitale investito.

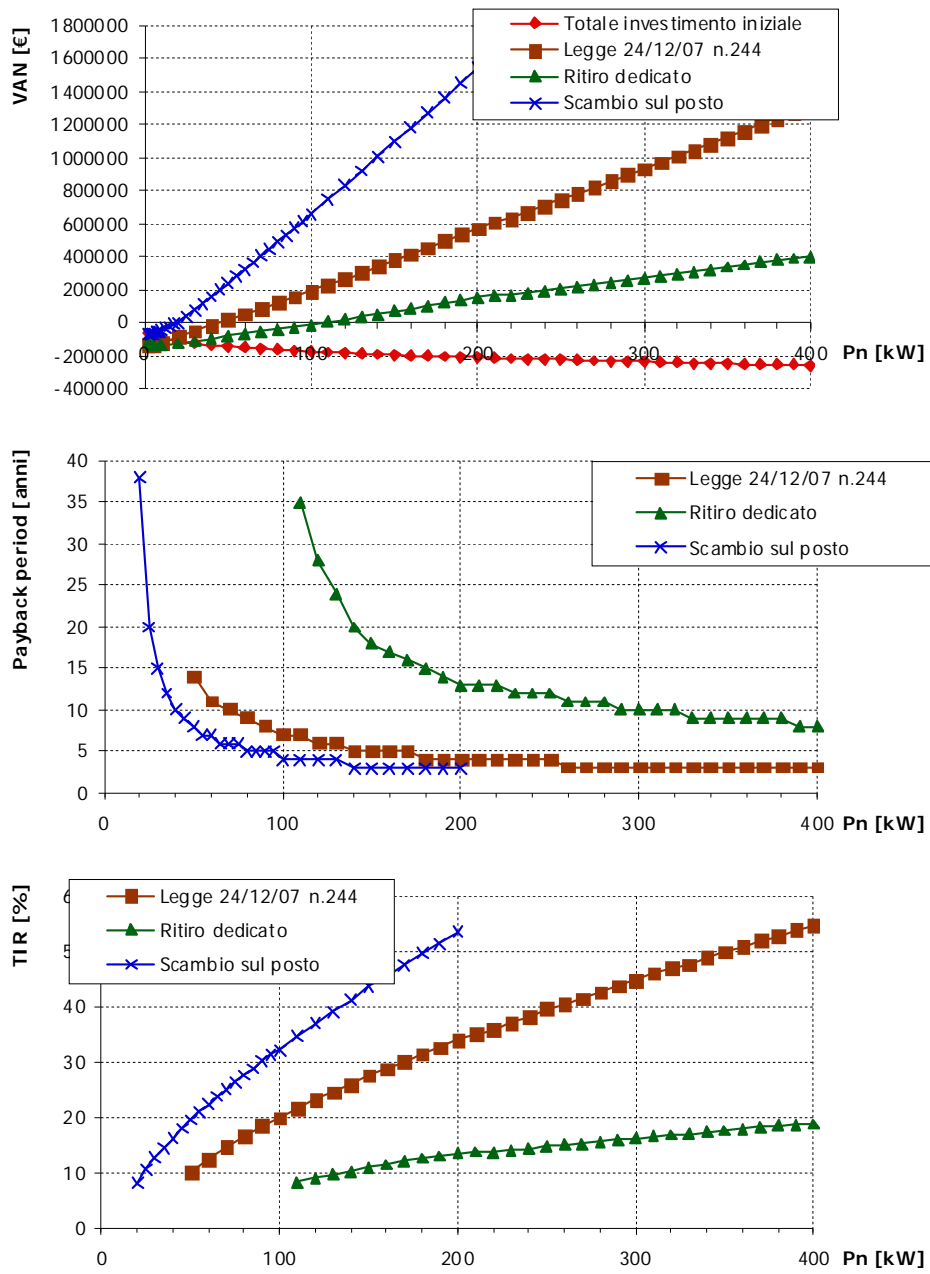
Operando in questo modo, inoltre, se da un punto di vista strettamente economico si perde la convenienza ad installare piccolissimi impianti, dall'altro si evita una rincorsa verso l'utilizzo indiscriminato di questi impianti, favorendo la realizzazione solo di quelli di una certa dimensione che, per come sono concepiti, garantiscono una maggiore resa, almeno dal punto di vista della continuità di produzione di energia.

Potenze elevate, infatti, sono normalmente legate a portate in transito nelle condotte più elevate, e quindi a reti acquedottistiche di una certa importanza, per cui i maggiori controlli e manutenzione degli impianti lasciano ipotizzare una più elevata probabilità di garantire dei livelli minimi di produzione.

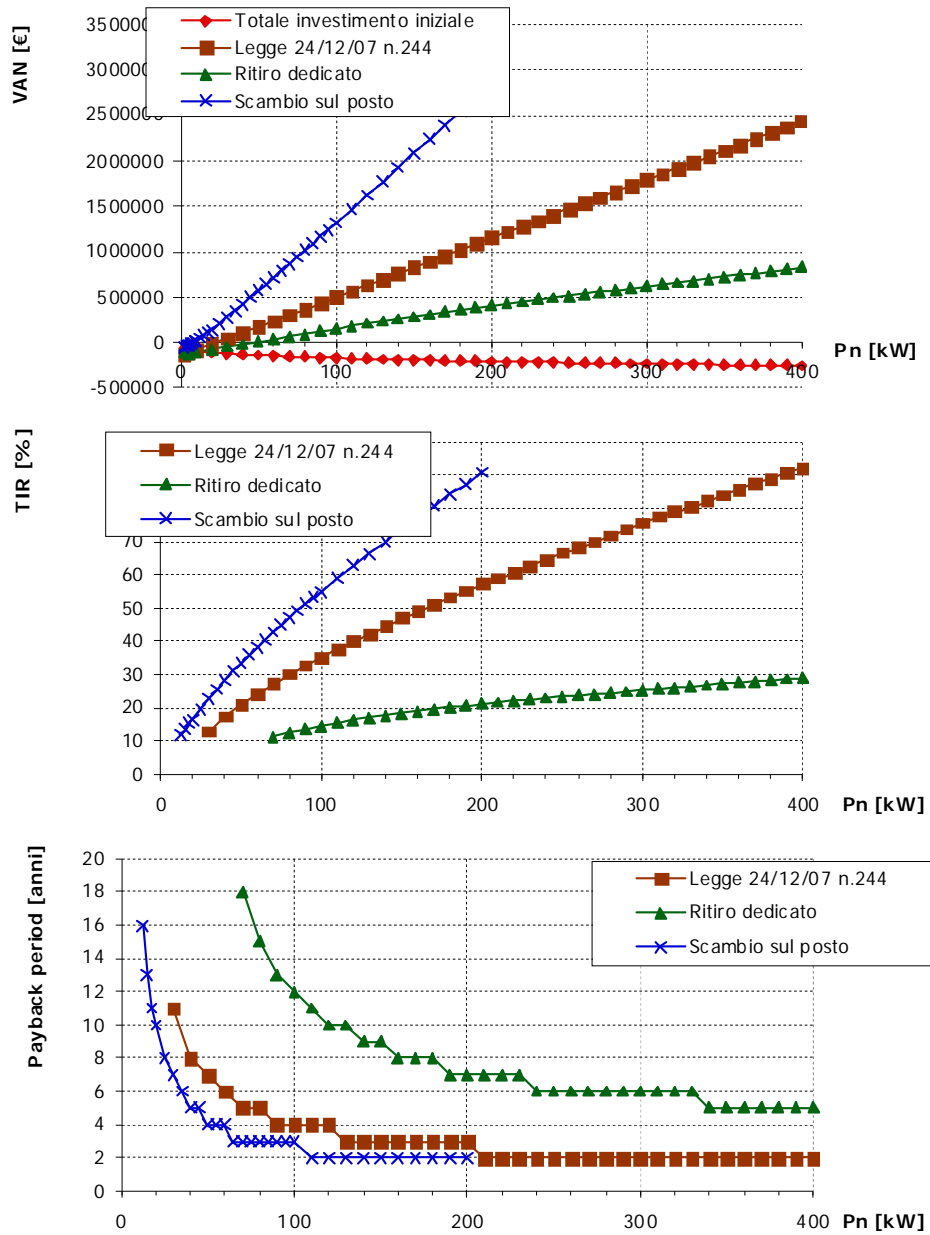
Non a caso sono presenti dei corrispettivi di sbilanciamento al fine di "obbligare" il produttore ad assicurare una continuità nel caso in cui l'impianto venga alimentato tramite fonti programmabili.

Quanto previsto dal ritiro dedicato, pur essendo riportato, al momento non è da ritenersi significativo, in quanto la normativa è ancora in fase di sviluppo. Quando le disposizioni contenute nella Legge 24 dicembre 2007 n.244 saranno completamente applicate, si avranno degli incentivi economici in grado di migliorare la rendita degli impianti.

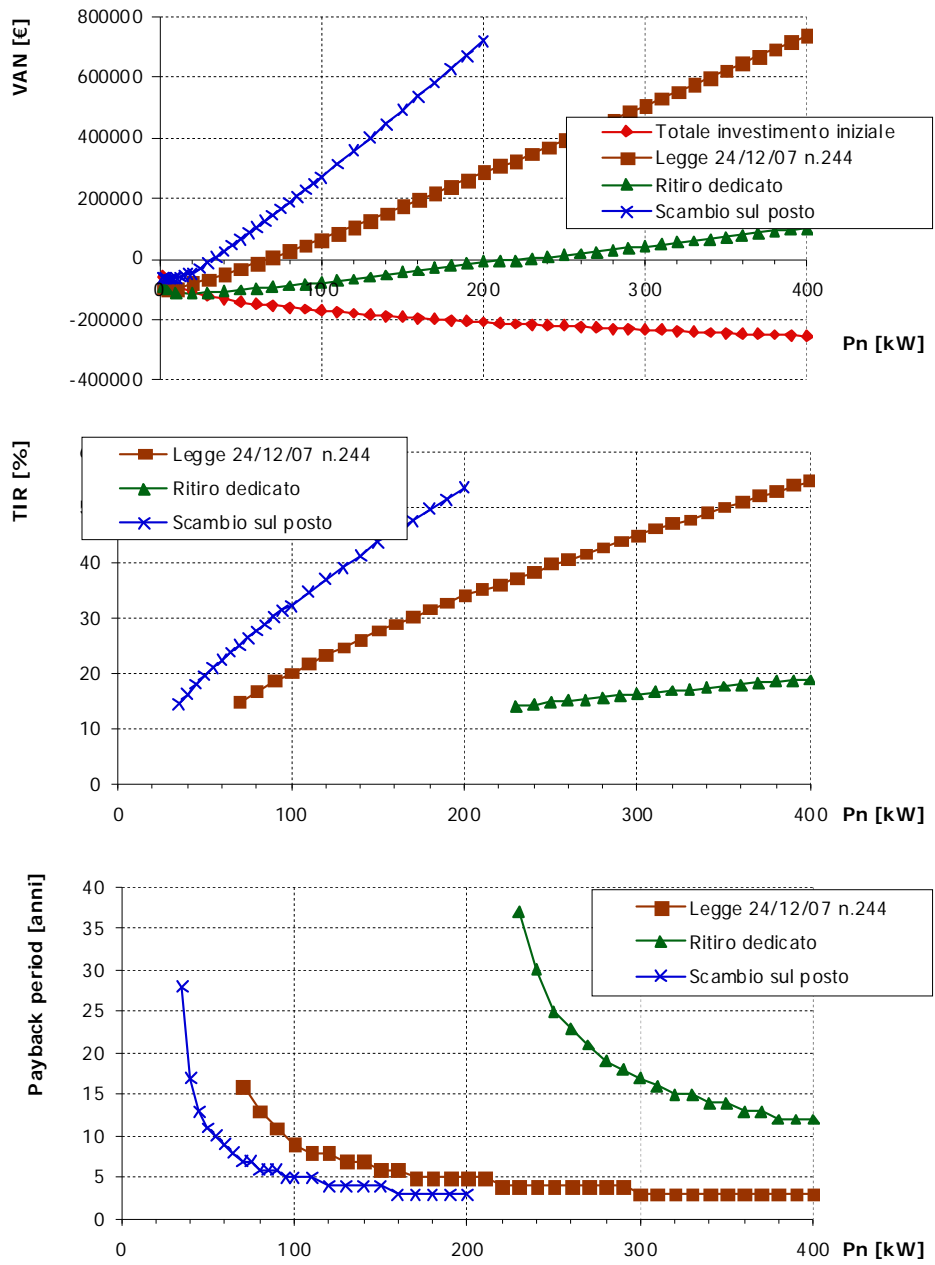
Se si esegue un confronto tra i grafici, si nota ad esempio che per un rendimento del 30% ed un WACC del 8% il VAN passa dai circa 800'000 euro attribuibili ad impianti realizzati prima del 31 dicembre 2007 ai circa 1'200'000 euro per i nuovi impianti, con un miglioramento complessivo sui 40 anni di circa il 50%.



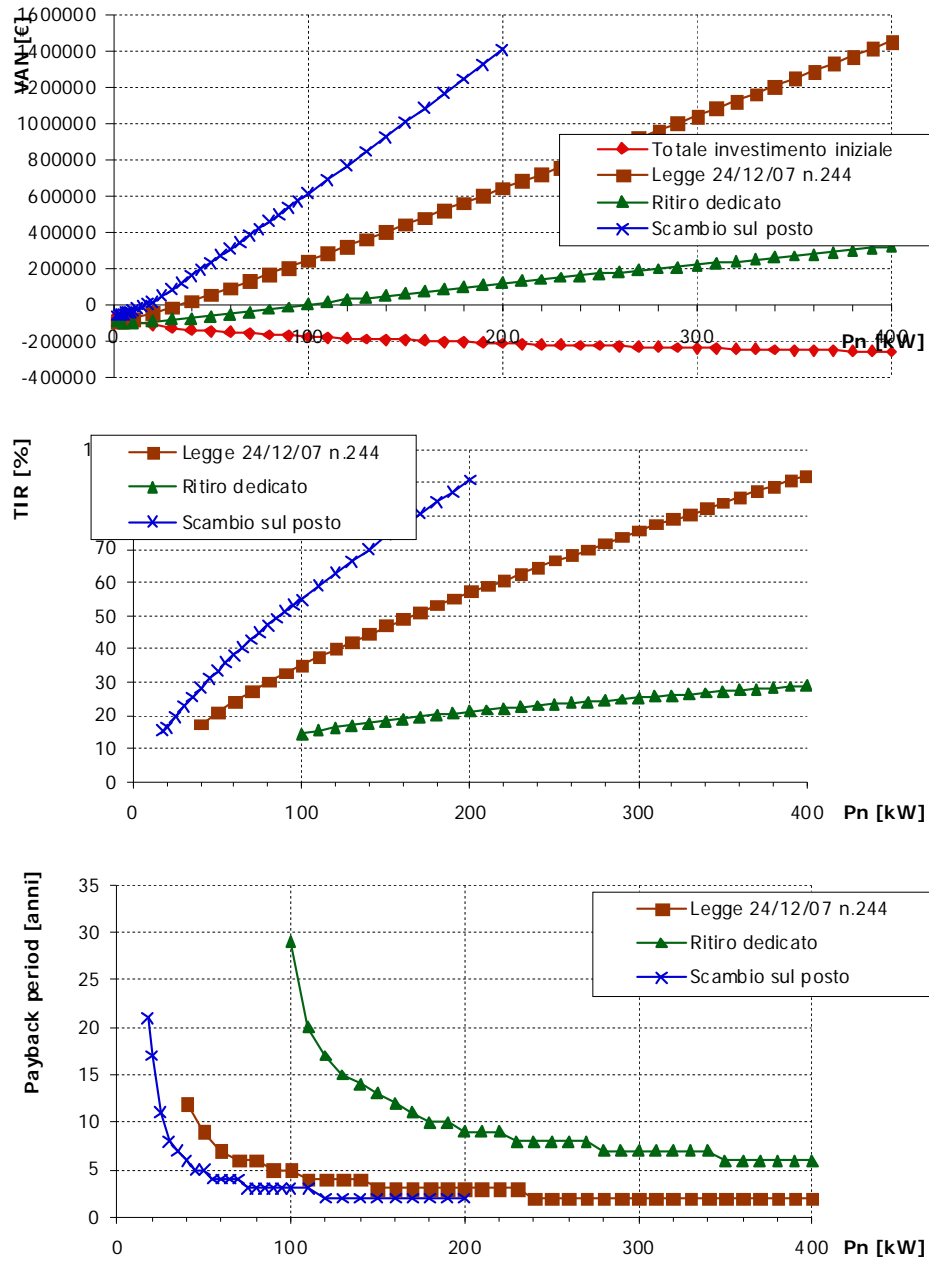
**Figura IV.9:** Impianti entrati in funzione dopo il 1 gennaio 2008. Risultati delle analisi nell'ipotesi di un rendimento dell'impianto del 30% ed un WACC del 8%.



**Figura IV.10:** Impianti entrati in funzione dopo il 1 gennaio 2008. Risultati delle analisi nell'ipotesi di un rendimento dell'impianto del 50% ed un WACC del 8%.



**Figura IV.11:** Impianti entrati in funzione dopo il 1 gennaio 2008. Risultati delle analisi nell'ipotesi di un rendimento dell'impianto del 30% ed un WACC del 14%.



**Figura IV.12:** Impianti entrati in funzione dopo il 1 gennaio 2008. Risultati delle analisi nell'ipotesi di un rendimento dell'impianto del 50% ed un WACC del 14%.



## V. POTENZIALE ECONOMICO

Nei capitoli precedenti sono stati presi in esame gli impianti di adduzione delle reti acquedottistiche della Regione Piemonte ed è stata effettuata una valutazione a scala regionale delle potenzialità idroelettriche di ogni singolo impianto di acquedotto. I risultati di questa prima fase di studio hanno permesso la redazione di mappe di potenzialità che potranno essere utilizzate per approfondimenti successivi. Lo scopo di questa prima fase di studio è stato di creare degli strumenti che semplificassero la ricerca dei siti potenzialmente idonei e per i quali eseguire sopralluoghi, avviare indagini approfondite e realizzare una valutazione di fattibilità tecnica ed economica per stabilire se l'installazione di una o più turbine potesse garantire una produzione annua di energia elettrica economicamente conveniente.

Sono stati presentati, inoltre, i risultati di possibili analisi di fattibilità economica relative all'installazione di turbine lungo le condotte di adduzione degli acquedotti, per diversi valori di potenza nominale e in funzione di diversi scenari economici. L'obiettivo delle analisi è stato di produrre un primo strumento per la valutazione dei principali parametri di redditività di un investimento (VAN, TIR, payback period) in funzione della potenza nominale installabile in un generico sito e dei diversi scenari economici analizzati.

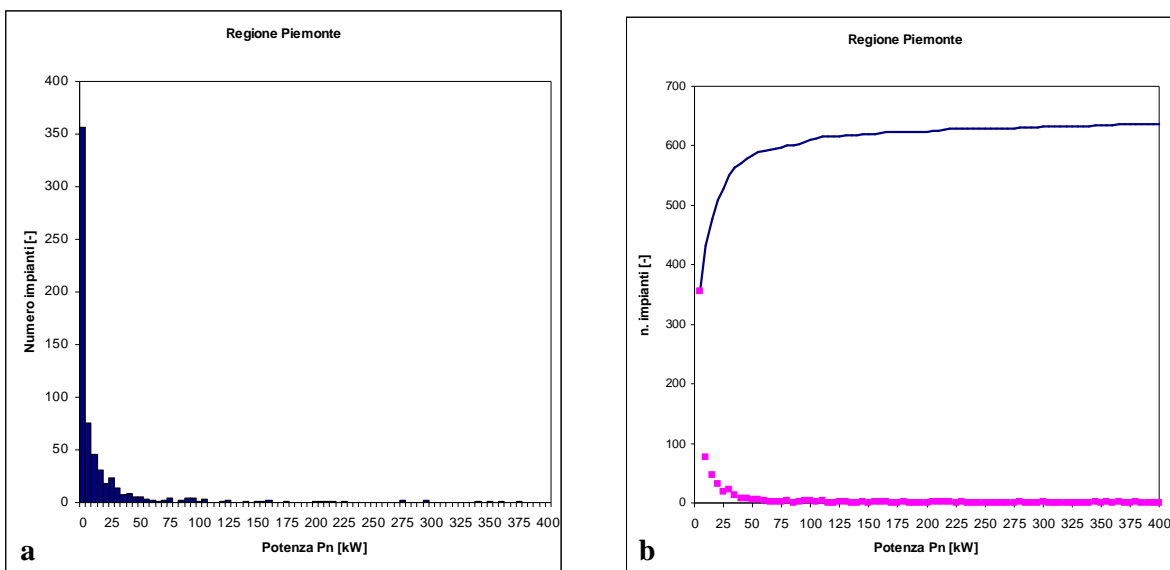
Nel presente capitolo verranno applicati gli strumenti sviluppati ed illustrati in precedenza per l'analisi di fattibilità economica ai risultati ottenuti dalla valutazione del potenziale energetico a scala regionale. L'obiettivo è di poter stimare in questo modo il massimo ricavo derivante dall'installazione di una o più centraline idroelettriche lungo le condotte di adduzione degli impianti d'acquedotto della Regione Piemonte.

## V.I. CALCOLO DEL POTENZIALE PER DIVERSE IPOTESI DI BASE

L'analisi è stata condotta sulla base sia delle disposizioni che si riferiscono al sistema incentivante precedente alle disposizioni contenute nella Delibera 280/07 e nella Legge 24 Dicembre 2007 n. 244, sia seguendo le disposizioni del sistema incentivante previsto da queste ultime. In questo modo, è stato inoltre possibile verificare quale sia l'entità dei miglioramenti introdotti dai nuovi meccanismi.

Punto di partenza per l'analisi è stata la costruzione degli istogrammi di frequenza degli impianti presenti sul territorio piemontese, suddivisi in classi di potenza di 5 kW.

Osservando i risultati in Fig. V.1 è immediato notare come la maggior parte degli impianti si collochi in classi di potenza comprese tra i 5 kW ed i 50 kW, raggiungendo un valore di potenza massimo cumulato di oltre 21 MW (Cap. II, Fig. II.17).



**Figura V.1.** (a) Istogramma di frequenza degli impianti individuati (definizione A); (b) cumulata della potenza e distribuzione di frequenza per gli impianti individuati (definizione A).

A partire dalla distribuzione di frequenza del numero di impianti in funzione della potenza erogabile è stato condotto il calcolo del potenziale economico a livello regionale. In particolare è stato valutato il potenziale economico della regione sulla base dei risultati di potenziale idroelettrico calcolati attraverso la definizione di  $P_{niA}$  (Cap. II).

Per l'analisi economica a scala regionale sono stati presi in considerazione diversi scenari: con VAN a 40 anni, con rendimento pari al 50% ed al 30%, e con WACC dell'8% e del 14%,

combinati tra loro per poter visualizzare sia le condizioni maggiormente favorevoli che quelle meno vantaggiose in termini di redditività dell'investimento.

### **V.I.I. IMPIANTI ENTRATI IN FUNZIONE PRIMA DEL 31 DICEMBRE 2007**

I risultati esposti in questo paragrafo si riferiscono ad un'analisi economica svolta in base a quanto previsto dal sistema incentivante precedente alle disposizioni contenute nella Delibera 280/07 e nella Legge 24 dicembre 2007 n. 244, quindi valida per impianti entrati in funzione prima del 31 dicembre 2007. Poiché tale normativa è ancora in parte valida, riteniamo interessante illustrare i risultati ottenuti ipotizzando che tutti i potenziali impianti fossero entrati in funzione prima del 1° gennaio 2008, anche in funzione di una successiva discussione sugli sviluppi introdotti dalle nuove normative nel campo degli incentivi relativi agli impianti alimentati da FER.

Per ogni scenario l'analisi è stata condotta a partire dal VAN a 40 anni di un singolo impianto, considerando sia la possibilità di scambio sul posto sia la possibilità di vendita dell'energia a prezzi garantiti, rispettivamente valide per potenze installate inferiori a 20 kW e superiori ai 20 kW. Successivamente si è calcolato il VAN totale degli impianti presenti nella Regione. I risultati sono riportati nelle Figure dalla V.2 fino alla V.5.

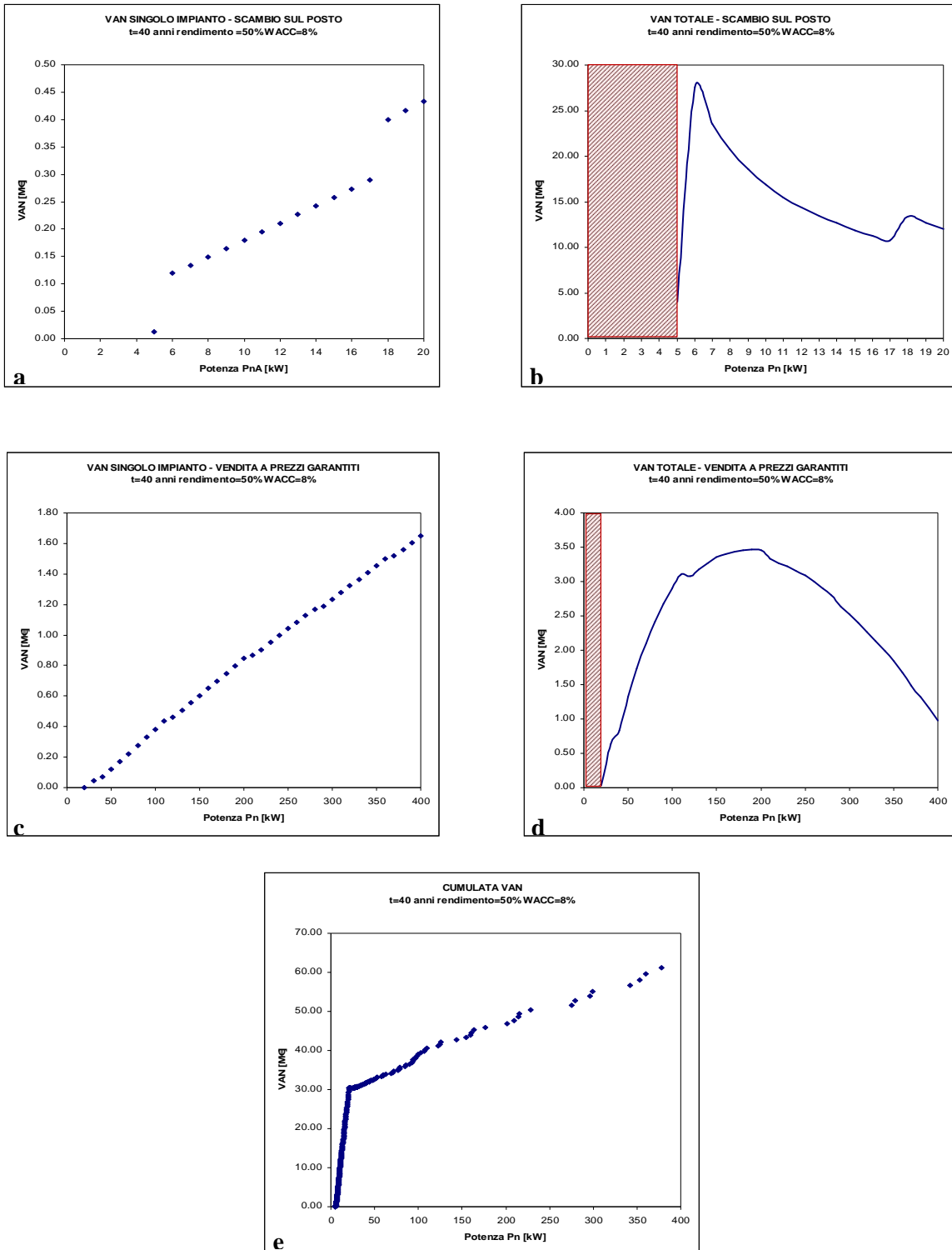
Come già anticipato nel precedente capitolo, nel caso di scambio sul posto si nota che il ritorno economico risulta possibile quando si possa installare un gruppo di produzione con potenza superiore a 6 kW (Figura V.3 (b)) se il rendimento complessivo dell'impianto è superiore al 50%, mentre per valori del rendimento complessivo dell'impianto inferiori, quale per esempio il 30%, è possibile un ritorno economico quando si possa installare un gruppo di potenza superiore ai 10 kW (Figura V.5 (b)).

Nel caso di vendita dell'energia a prezzi garantiti, il VAN è positivo solo se le potenze installate sono superiori a circa 50 kW, con rendimenti complessivi superiori al 50%. Nel momento in cui il rendimento scende a valori inferiori, per esempio 30%, si deve poter installare un gruppo di produzione con potenze superiori a circa 80 kW. Si presenta infatti lo stesso problema ottenuto per potenze inferiori, cioè, anche nel caso di incentivi statali, il costo di realizzazione dell'impianto è tale da richiedere potenze elevate.

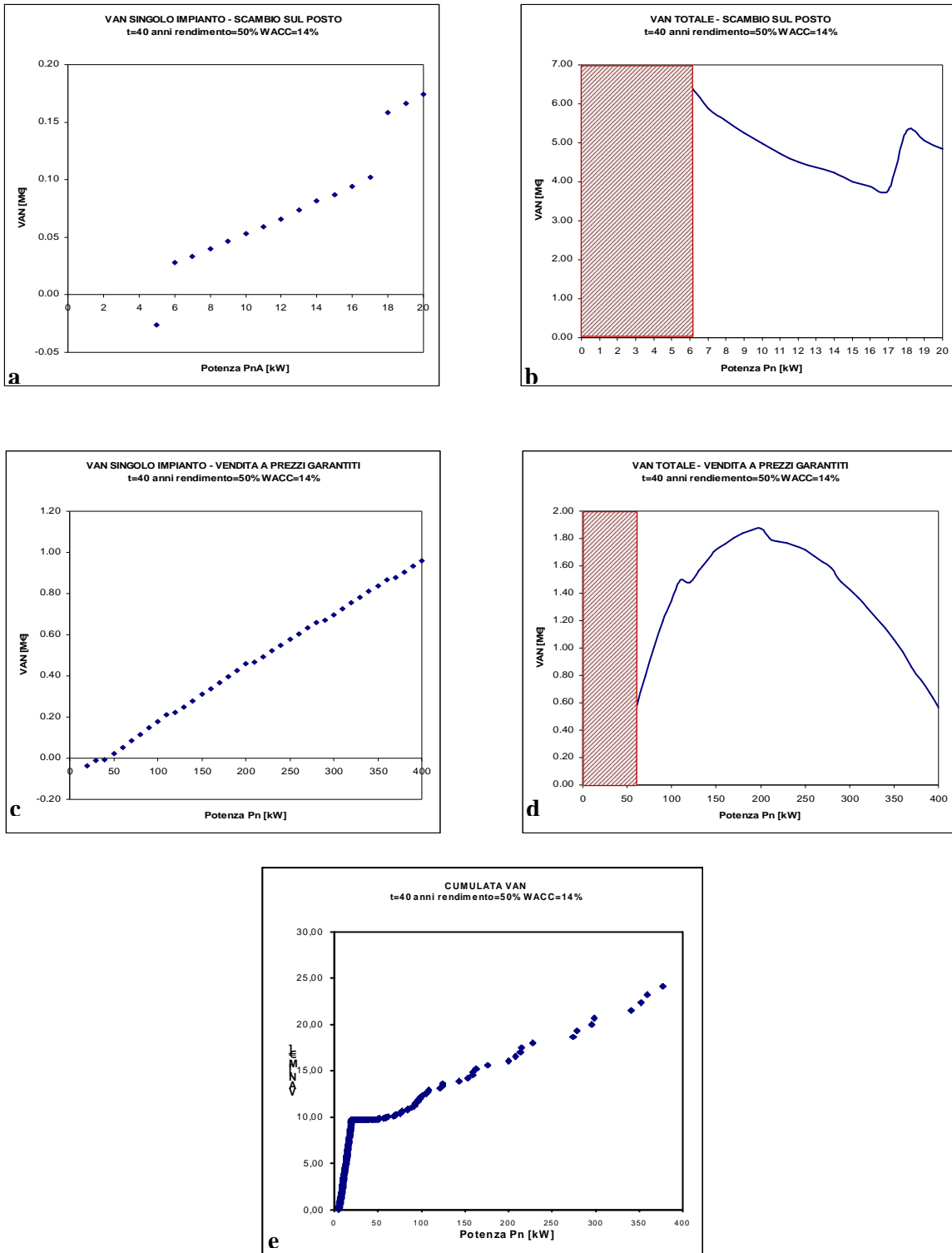
Per ciascuno scenario identificato si sono poi individuate le cumulate di VAN degli impianti presenti nella Regione, considerando la possibilità di scambio sul posto per gli impianti con possibilità di installazione di un gruppo di produzione fino a 20 kW e la possibilità di vendita

dell'energia a prezzi garantiti per gli impianti con possibilità di installazione di un gruppo di produzione superiore.

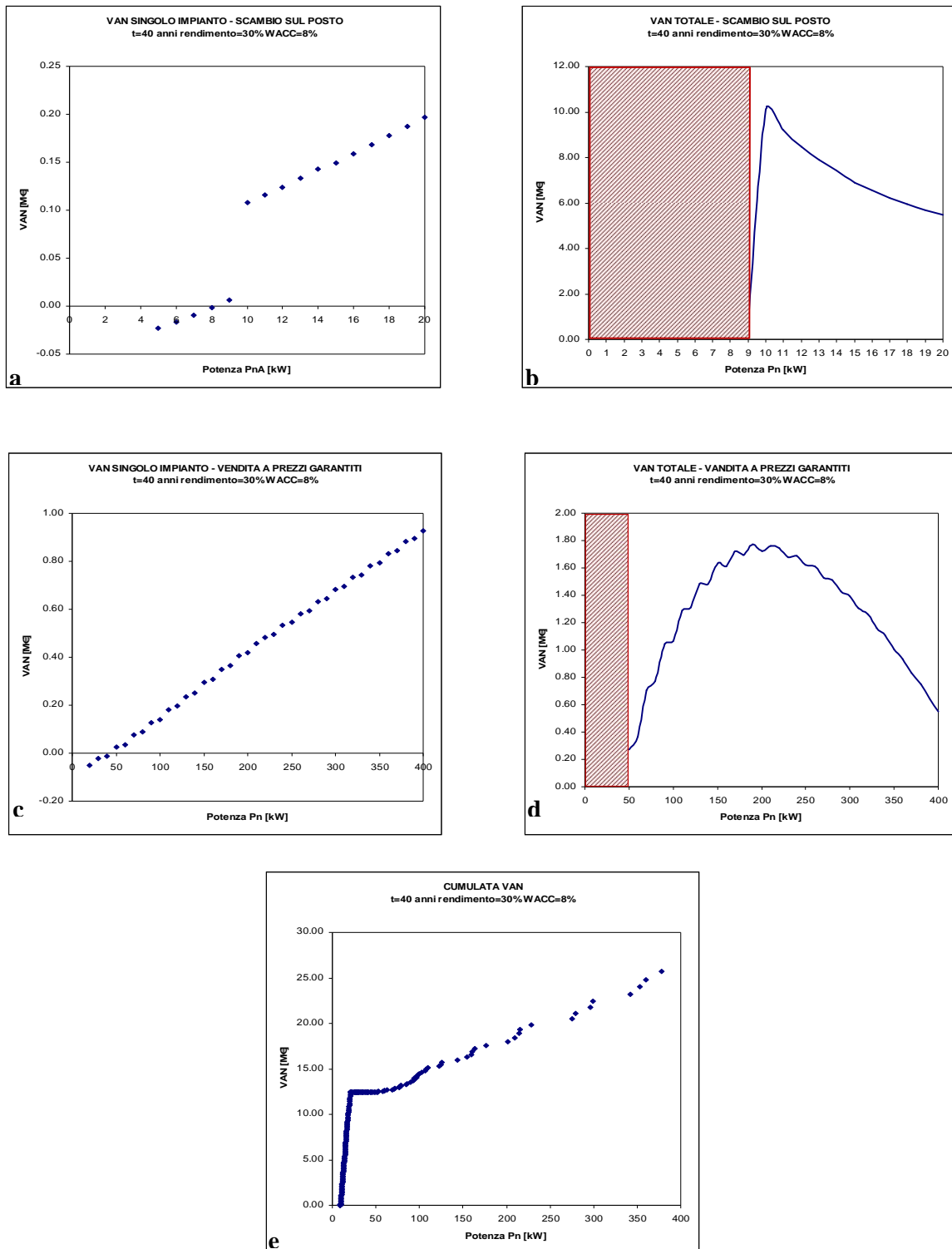
Nell'ipotesi più favorevole, ossia rendimento complessivo del 50% e WACC dell'8%, il VAN globale dell'investimento è dell'ordine di €60 milioni (Figura V.2 (e)), mentre secondo lo scenario più sfavorevole, con rendimento complessivo del 30% e WACC del 14%, il VAN globale dell'investimento scende a €8 milioni (Figura V.5 (e)).



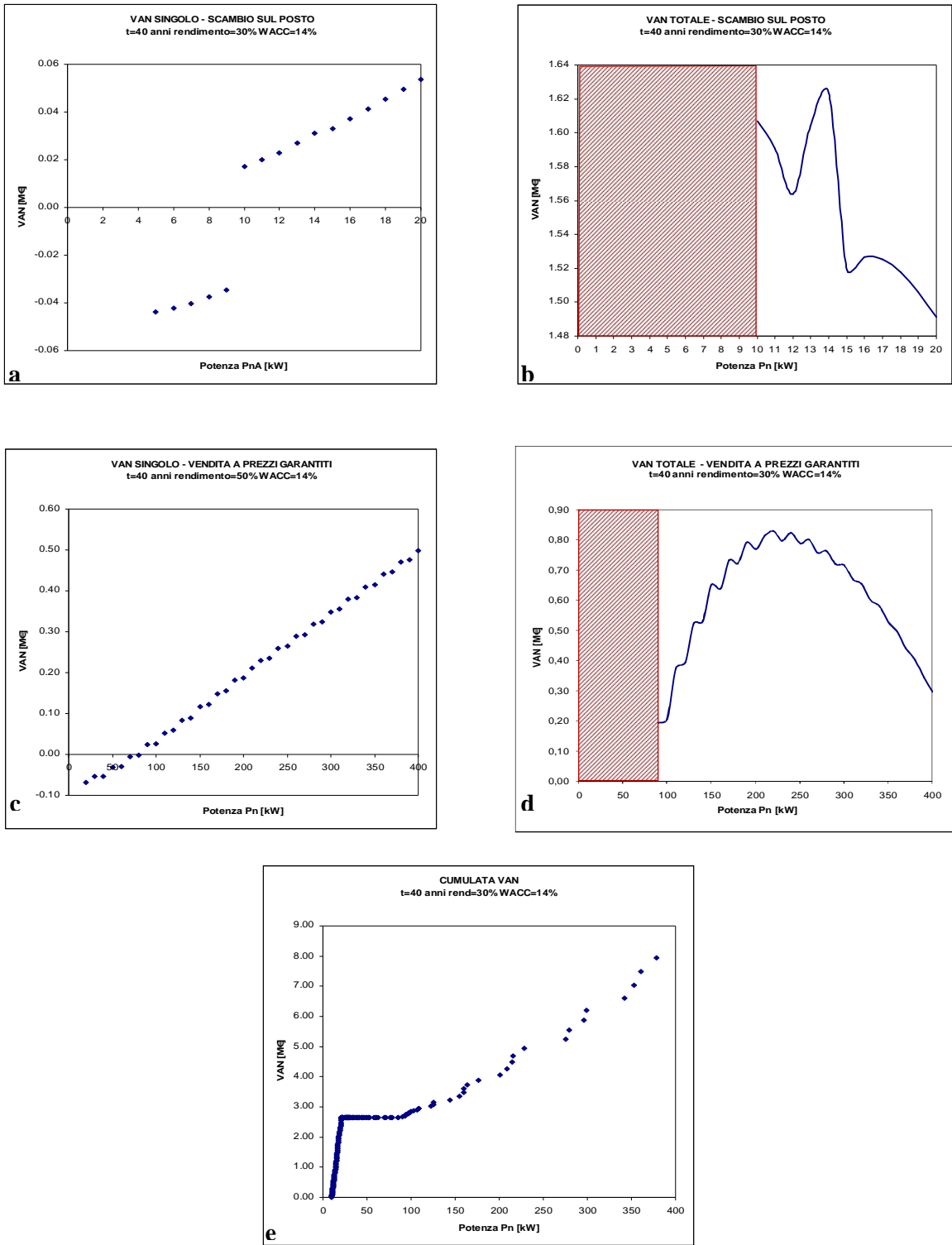
**Figura V.2.** Ipotesi di VAN a 40 anni con rendimento del 50% e WACC dell’8%; (c) VAN calcolato al variare della potenza dell’impianto; (b), (d) VAN totale sulla Regione Piemonte calcolato per classe di potenza degli impianti; (e) cumulata del VAN per gli impianti individuati.



**Figura V.3.** Ipotesi di VAN a 40 anni con rendimento del 50% e WACC del 14%. (a) , (c) VAN calcolato al variare della potenza dell’impianto; (b), (d) VAN totale sulla Regione Piemonte calcolato per classe di potenza degli impianti; (e) cumulata del VAN per gli impianti individuati.



**Figura V.4.** Ipotesi di VAN a 40 anni con rendimento del 30% e WACC dell'8%. (a) , (c) VAN calcolato al variare della potenza dell'impianto; (b), (d) VAN totale sulla Regione Piemonte calcolato per classe di potenza degli impianti; (e) cumulata del VAN per gli impianti individuati.



**Figura V.5.** Ipotesi di VAN a 40 anni con rendimento del 30% e WACC del 14%. (a) , (c) VAN calcolato al variare della potenza dell’impianto; (b), (d) VAN totale sulla Regione Piemonte calcolato per classe di potenza degli impianti; (e) cumulata del VAN per gli impianti individuati.

## **V.II.IMPIANTI ENTRATI IN FUNZIONE DOPO IL 1° GENNAIO 2008**

Gli impianti entrati in funzione dopo il 1° gennaio 2008 sono sottoposti alle nuove direttive in materia di impianti alimentati da FER e, per questa ragione, abbiamo voluto indagare quale fosse il rendimento globale degli impianti ipotizzabili nella Regione alla luce di quanto previsto dalla Legge 24 dicembre 2007, la quale permette al produttore di scegliere se avvalersi o meno anche della possibilità del ritiro dedicato, così come previsto dalla Delibera 280/07 dell'AEEG.

Il nuovo meccanismo di incentivazione, congiuntamente agli sgravi fiscali introdotti dalla nuova finanziaria 2008, ha portato ulteriori vantaggi nei confronti della redditività degli investimenti.

In analogia a quanto fatto precedentemente, anche per gli impianti entrati in vigore dopo il 1° gennaio 2008 si espongono i risultati dell'analisi economica per gli impianti caratterizzati da una potenza nominale installata fino a 400 kW.

Gli scenari economici ipotizzati hanno riguardato due valori del rendimento complessivo dell'impianto, pari al 30% e al 50%, e due valori del WACC, valutato pari all'8% ed al 14%.

I risultati ottenuti, mostrati nelle Fig. V.6 fino a V.13, in analogia a quanto già evidenziato nel capitolo precedente, mostrano che per impianti fino a 200 kW la modalità di scambio sul posto è quella più vantaggiosa per i produttori. In particolare, nell'ipotesi migliore qui prevista, ottenuta ipotizzando un rendimento del 50% ed un WACC del 8%, è possibile avere un attivo economico, misurato in termini di VAN con una potenza installata superiore a 9 kW (Figura V.6 (b)).

Per potenze installate inferiori ai 20 kW si può notare un netto peggioramento rispetto a quanto previsto per gli impianti realizzati prima del 31 dicembre 2007, in quanto per essi era possibile avere una rendita già con potenze di circa 5 kW.

Il vantaggio offerto dalle nuove disposizioni risiede, però, nel fatto che da 9 kW a 200 kW tutti gli impianti presentino un VAN positivo, colmando l'intervallo compreso tra 20 kW e circa 50 kW per il quale, tramite le disposizioni precedenti la Legge 24 dicembre 2007 n. 244, gli impianti non riuscivano nemmeno a prevedere il rientro del capitale investito.

Operando in questo modo, inoltre, se da un punto di vista strettamente economico si perde la convenienza ad installare piccolissimi impianti, dall'altro si evita una rincorsa verso l'utilizzo indiscriminato di questi impianti, favorendo la realizzazione solo di quelli di una certa dimensione che, per come sono concepiti, garantiscono una maggiore resa, almeno dal punto di vista della continuità di produzione di energia.

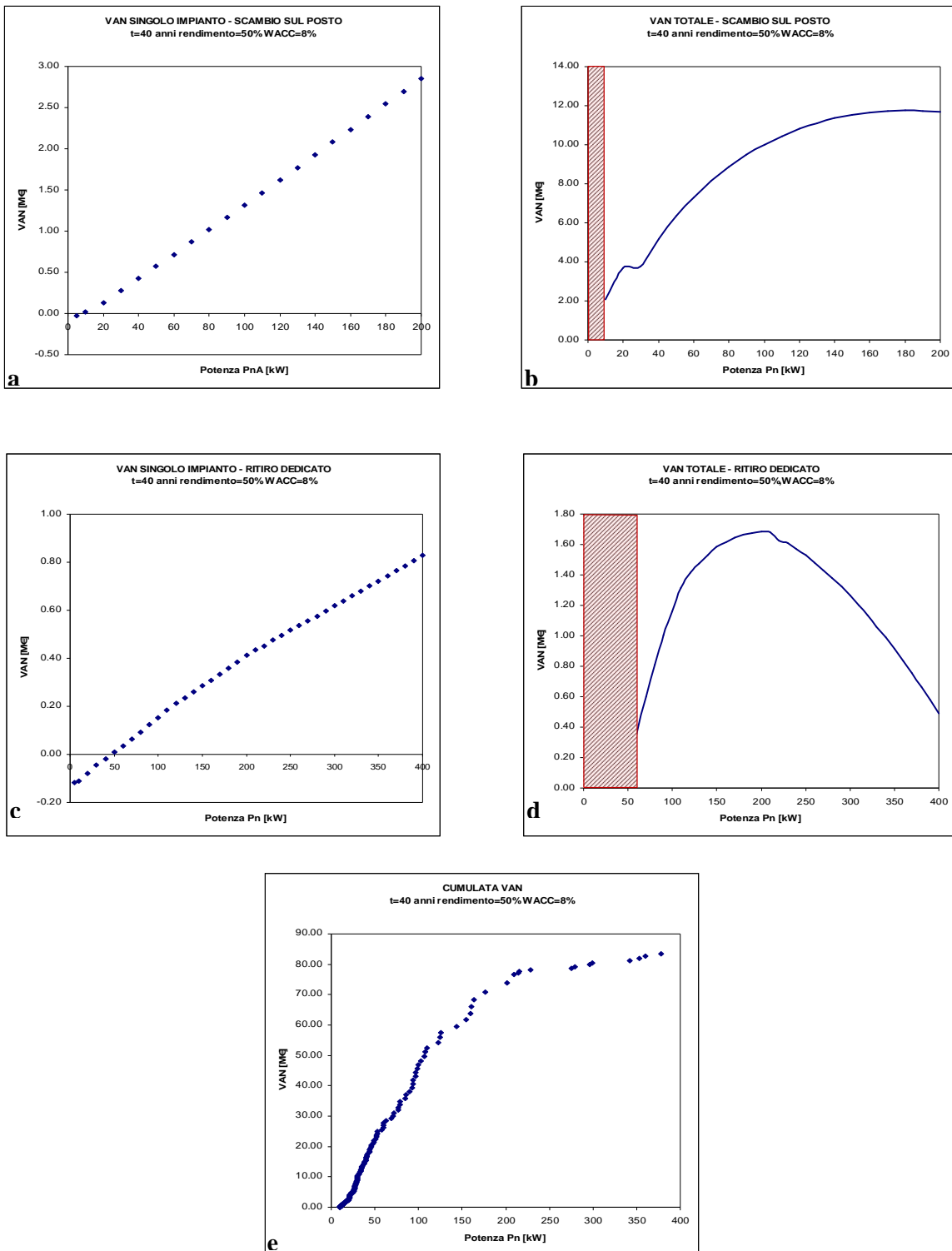
Potenze elevate, infatti, sono normalmente legate a portate in transito nelle condotte più elevate, e quindi a reti acquedottistiche di una certa importanza, per cui i maggiori controlli e manutenzione degli impianti lasciano ipotizzare una più elevata probabilità di garantire dei livelli minimi di produzione. Non a caso sono presenti dei corrispettivi di sbilanciamento al fine di “obbligare” il produttore ad assicurare una continuità nel caso in cui l’impianto venga alimentato tramite fonti programmabili.

Dalle cumulate di VAN degli impianti presenti nella Regione risulta che, nell’ipotesi più favorevole, ossia rendimento complessivo del 50% e WACC dell’8%, il VAN globale dell’investimento è dell’ordine di €80 milioni, corrispondente ad una potenza globale di circa 21 MW. Secondo lo scenario più sfavorevole, con rendimento complessivo del 30% e WACC del 14%, il VAN globale dell’investimento scende a €12 milioni.

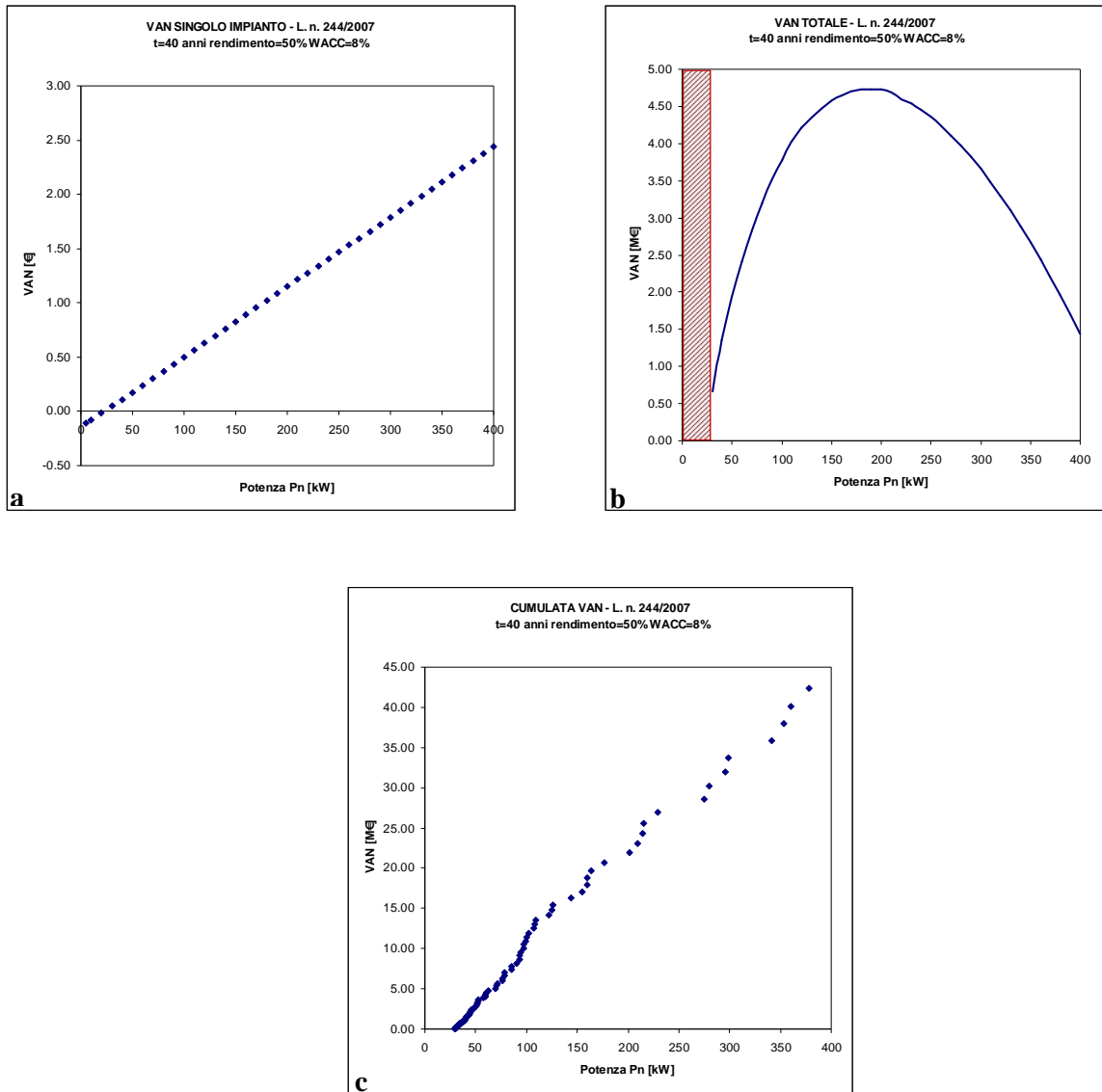
In Figura V.14 è stata riportata una sequenza dei VAN cumulati nell’ipotesi di rendimento pari al 50% e di WACC pari all’8% e al 14%, secondo le ipotesi di vendita e/o cessione dell’energia prodotta previste dalla normativa precedente alla L. n. 244/2007 e secondo quelle introdotte da quest’ultima.

È ipotizzabile che quando le disposizioni contenute nella Legge 24 dicembre 2007 n. 244 siano completamente applicate, si avranno degli incentivi economici in grado di migliorare la rendita degli impianti.

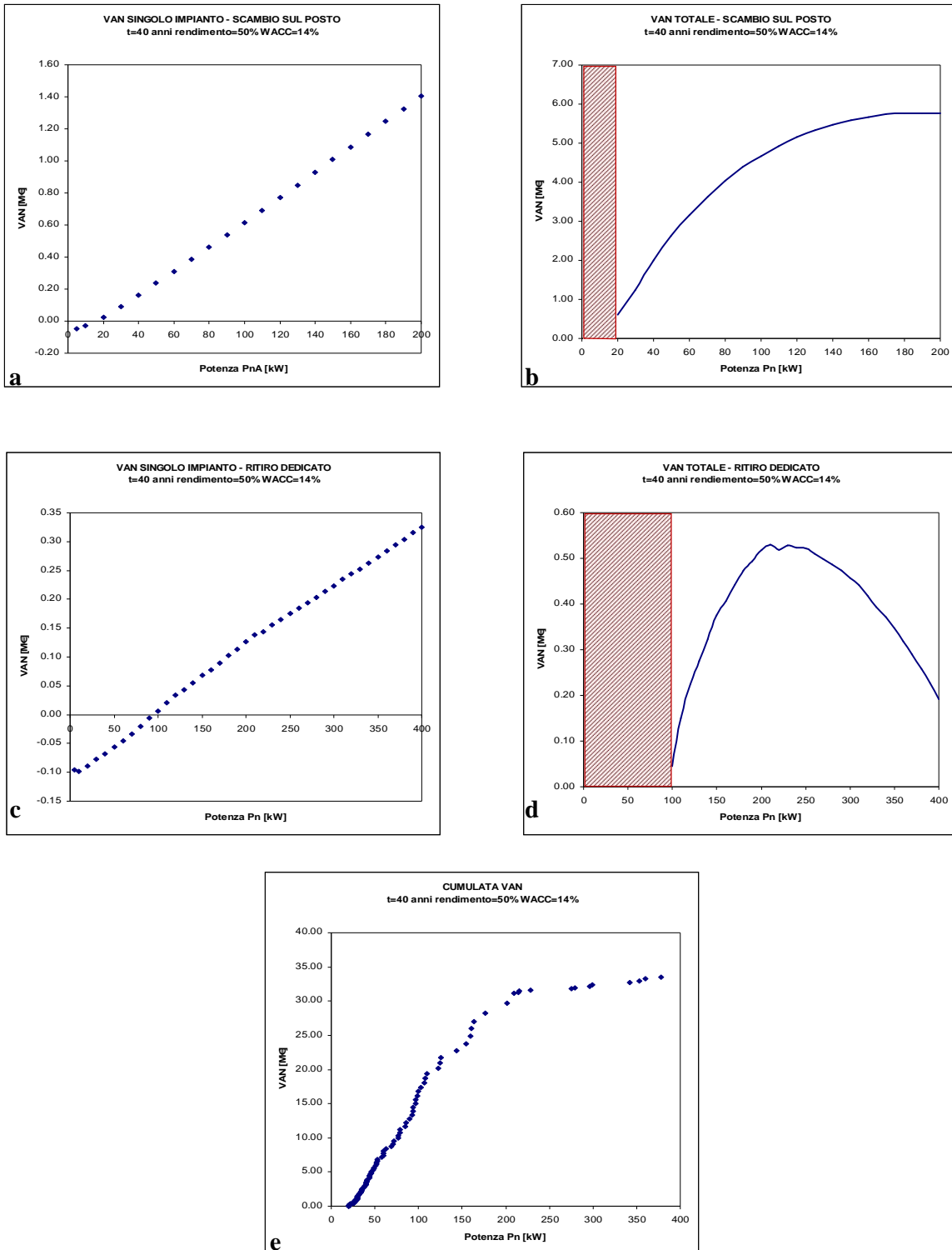
Concludendo, possiamo affermare che il perno su cui ruota l’intero comparto è strettamente legato al peso che gli incentivi governativi hanno raggiunto rispetto alla convenienza economica dei progetti qui illustrati e, in quest’ottica, le analisi qui condotte risultano un utile strumento che consente una veloce rivalutazione della redditività dell’investimento a fronte di nuove disposizioni normative.



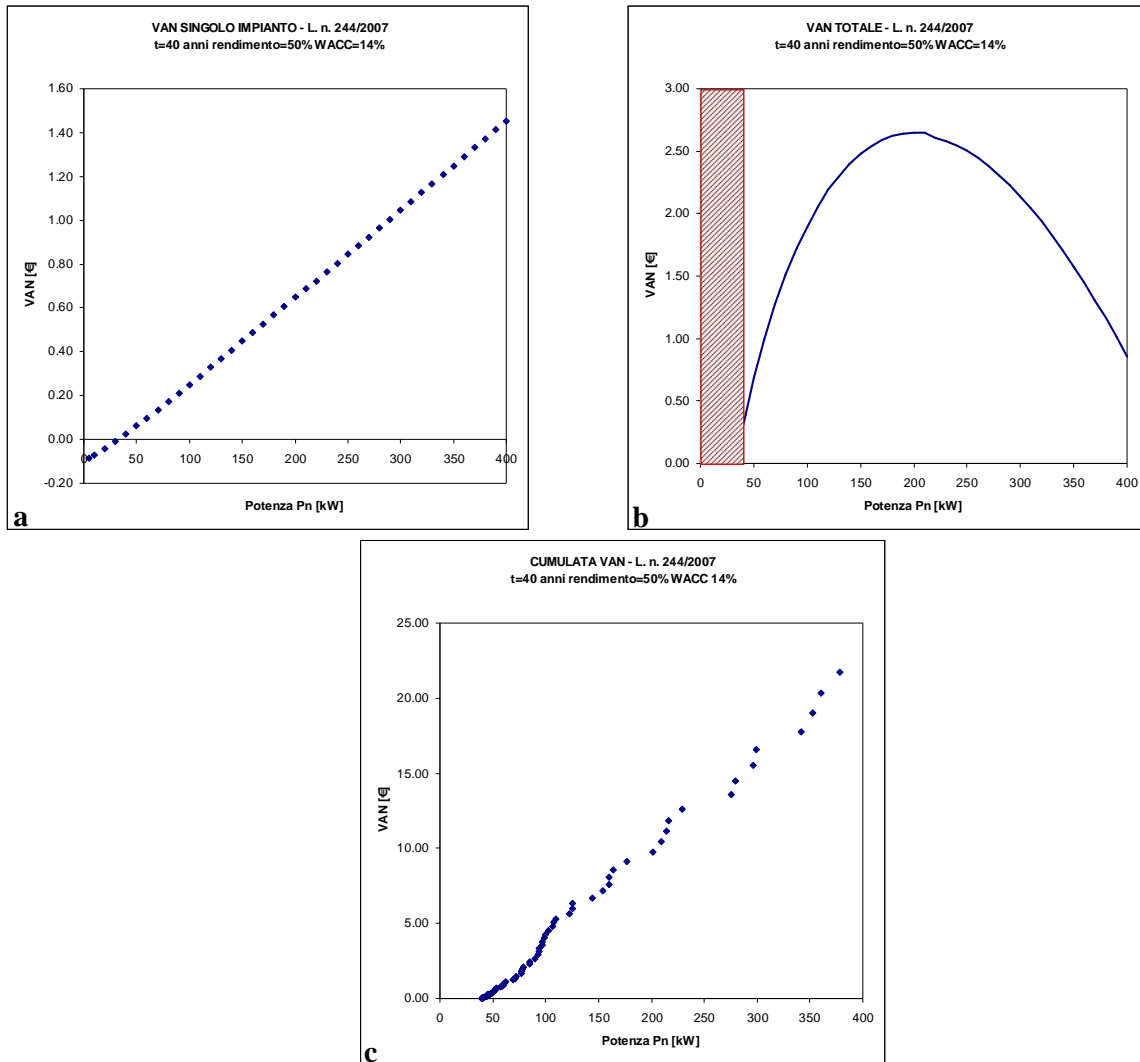
**Figura V.6.** Ipotesi di VAN a 40 anni con rendimento del 50% e WACC dell'8% calcolato nel caso di scambio sul posto e di ritiro dedicato. (a), (c) VAN calcolato al variare della potenza dell'impianto; (b), (d) VAN totale sulla Regione Piemonte calcolato per classe di potenza degli impianti; (e) cumulata del VAN per gli impianti individuati.



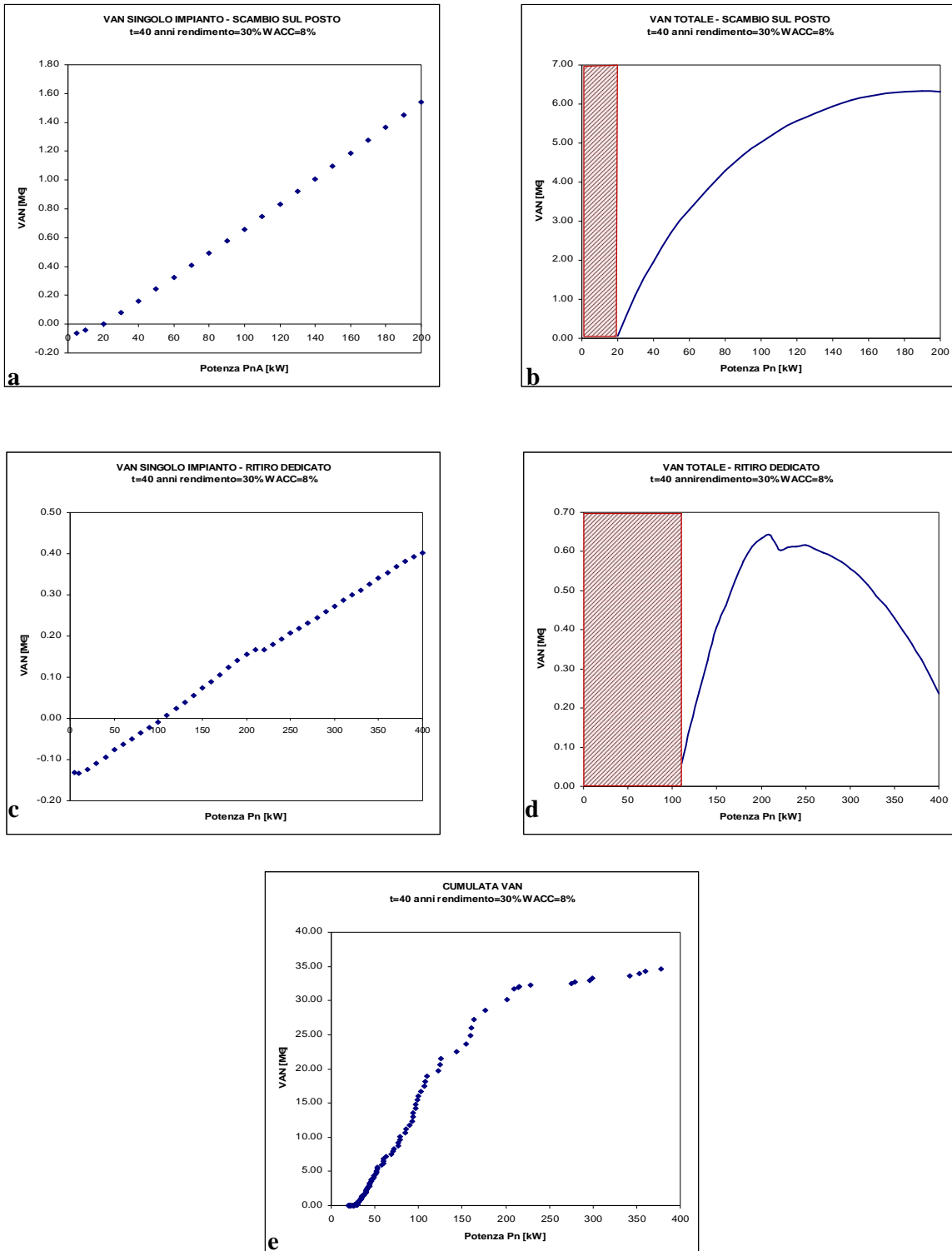
**Figura V.7.** Ipotesi di VAN a 40 anni con rendimento del 50% e WACC dell'8%. (a) calcolato secondo le disposizioni contenute nella L. 24 dicembre 2007 n. 244; (b) VAN totale sulla Regione Piemonte; (c) cumulata del VAN per gli impianti individuati.



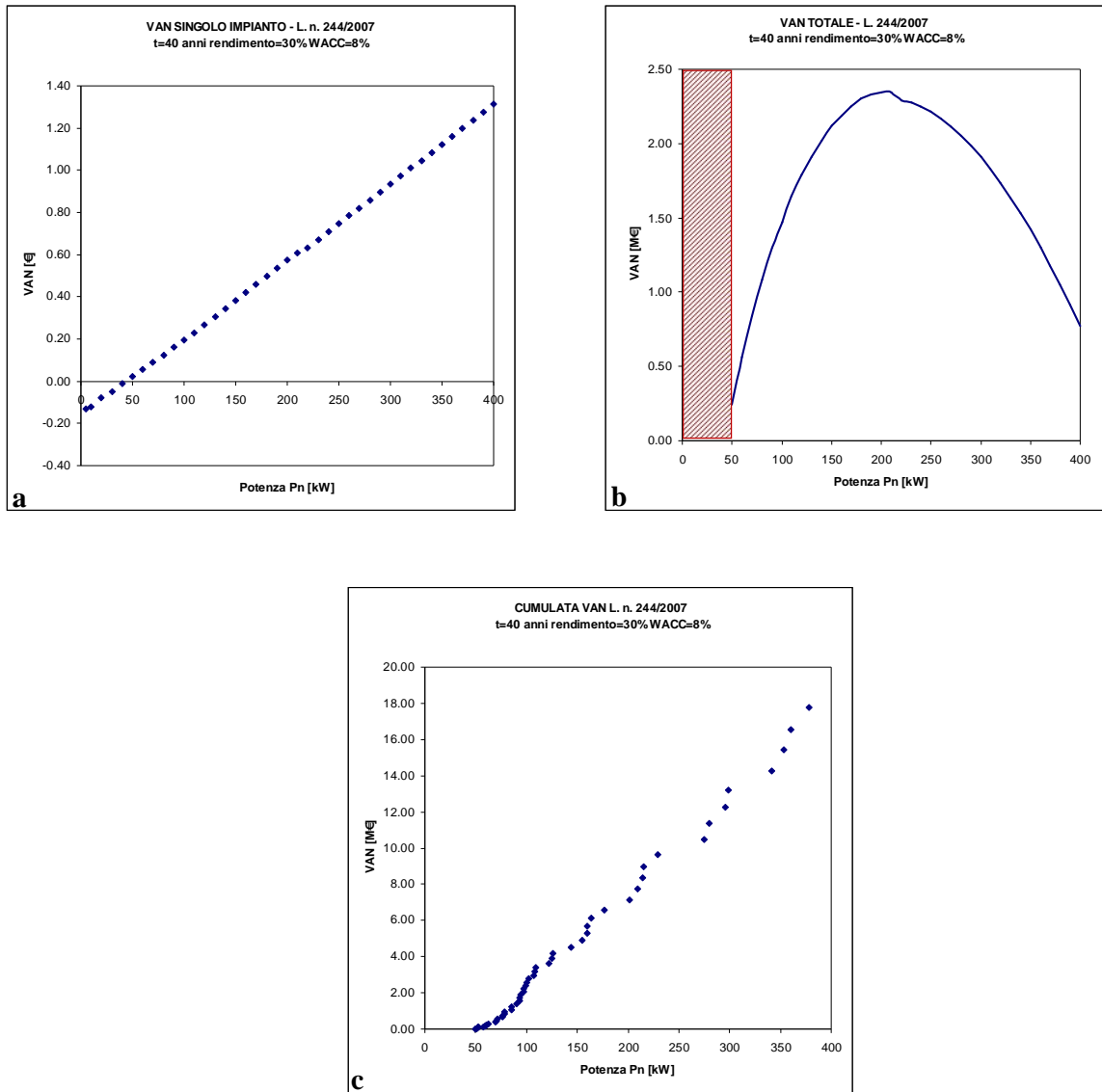
**Figura V.8.** Ipotesi di VAN a 40 anni con rendimento del 50% e WACC del 14% calcolato nel caso di scambio sul posto e di ritiro dedicato. (a), (c) VAN calcolato al variare della potenza; (b), (d) VAN totale sulla Regione Piemonte calcolato per classe di potenza degli impianti; (e) cumulata del VAN per gli impianti individuati.



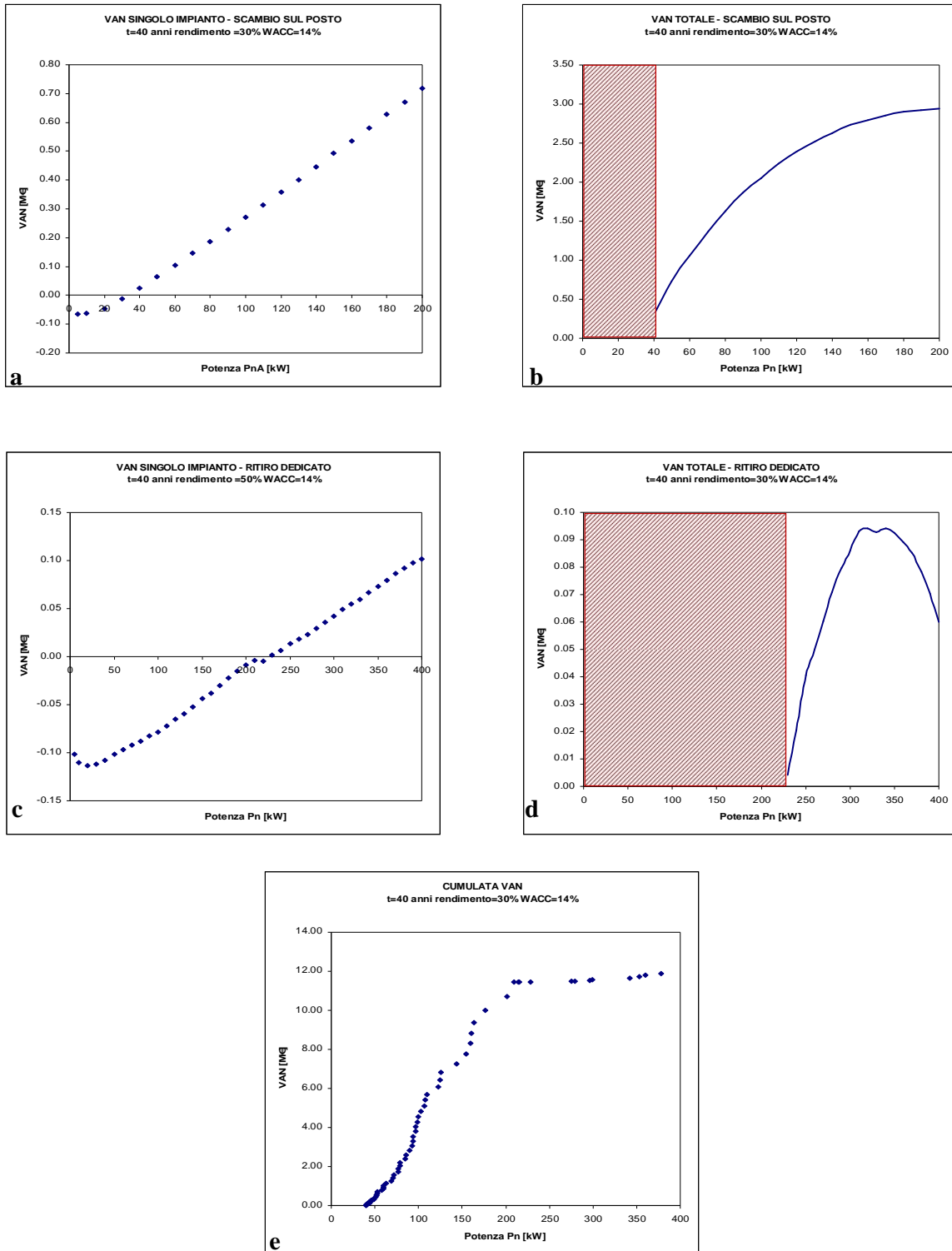
**Figura V.9.** Ipotesi di VAN a 40 anni con rendimento del 50% e WACC del 14%. (a) calcolato secondo le disposizioni contenute nelle L. 24 dicembre 2007 n. 244; (b) VAN totale sulla Regione Piemonte; (c) cumulata del VAN per gli impianti individuati.



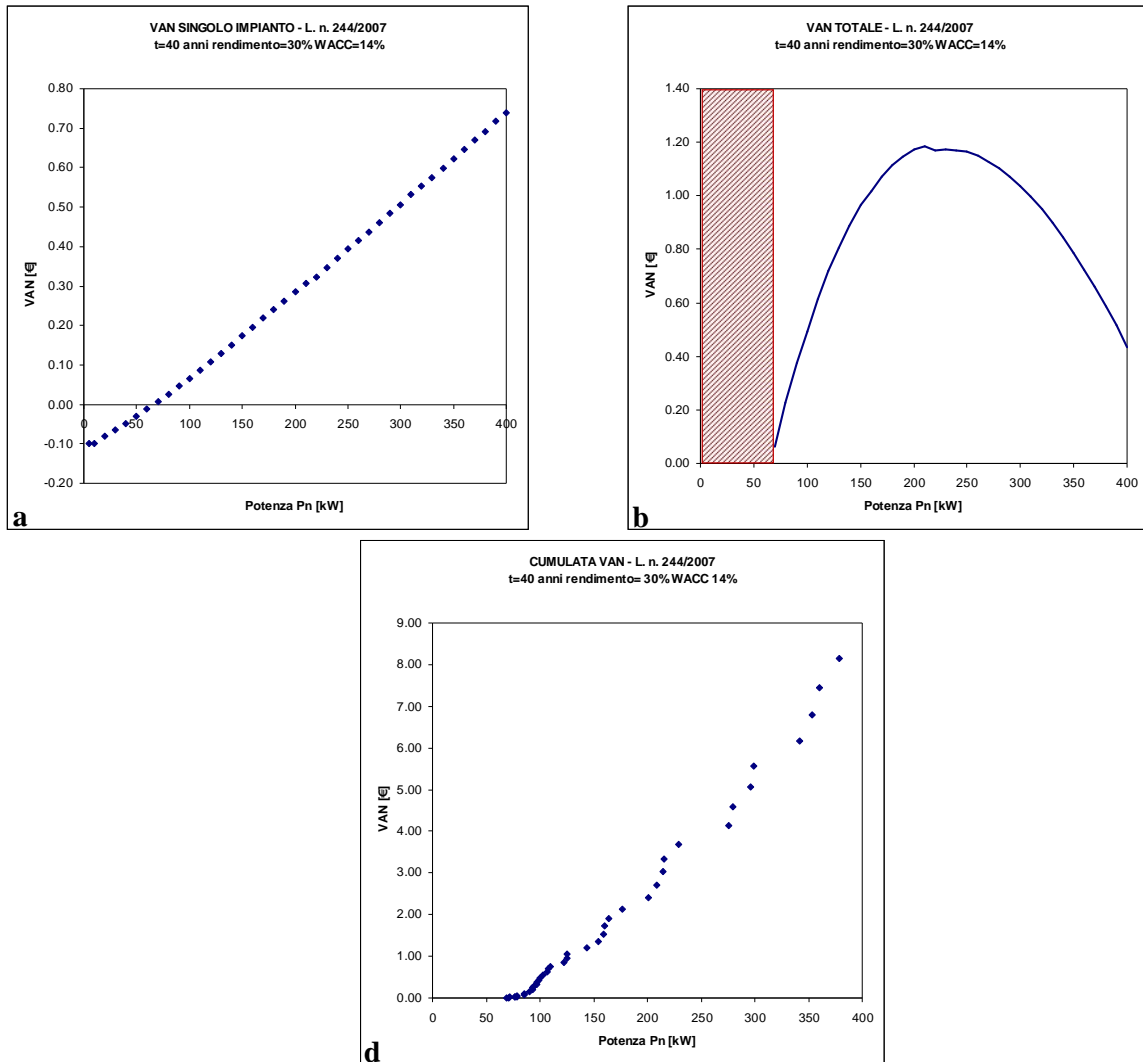
**Figura V.10.** Ipotesi di VAN a 40 anni con rendimento del 30% e WACC dell'8% calcolato nel caso di scambio sul posto e di ritiro dedicato. (a), (c) VAN calcolato al variare della potenza; (b), (d) VAN totale sulla Regione Piemonte calcolato per classe di potenza degli impianti; (e) cumulata del VAN per gli impianti individuati.



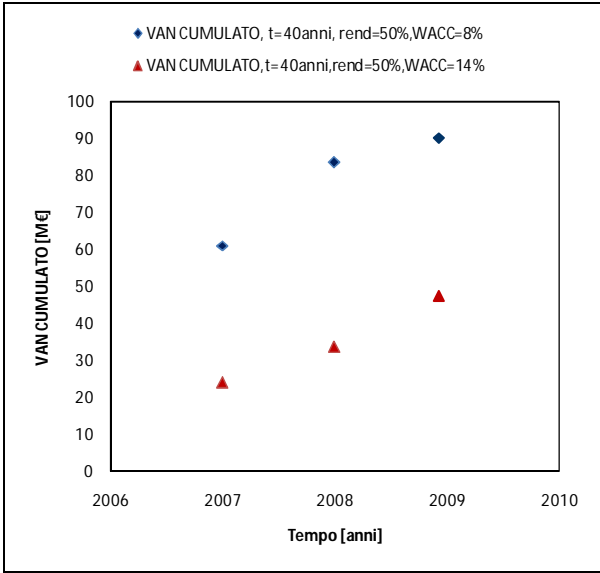
**Figura V.11.** Ipotesi di VAN a 40 anni con rendimento del 30% e WACC dell'8%. (a) calcolato secondo le disposizioni contenute nelle L. 24 dicembre 2007 n. 244; (b) VAN totale sulla Regione Piemonte; (c) cumulata del VAN per gli impianti individuati.



**Figura V.12.** Ipotesi di VAN a 40 anni con rendimento del 30% e WACC del 14% calcolato nel caso di scambio sul posto e di ritiro dedicato. (a), (c) VAN calcolato al variare della potenza; (b), (d) VAN totale sulla Regione Piemonte calcolato per classe di potenza degli; (e) cumulata del VAN per gli impianti individuati.



**Figura V.13.** Ipotesi di VAN a 40 anni con rendimento del 30% e WACC del 14%. (a) calcolato secondo le disposizioni contenute nelle L. 24 dicembre 2007 n. 244; (b) VAN totale sulla Regione Piemonte; (c) cumulata del VAN per gli impianti individuati.



**Figura V.14.** Distribuzione dei VAN cumulati nell'ipotesi di rendimento del gruppo di produzione installato pari al 50% e di un WACC pari all'8% e al 14%.

## CONCLUSIONI

Il presente rapporto è stato redatto al termine dell'attività relativa al progetto CIPE C55 “Produzione di energia idroelettrica ecocompatibile dagli acquedotti: studio di sostenibilità sul territorio piemontese” finanziato dalla Regione Piemonte. Scopo del progetto è fornire un quadro generale dal punto di vista tecnico ed economico sulla fattibilità di costruzione di impianti micro-hydro lungo le condotte di adduzione degli acquedotti. Tali impianti sono finalizzati a recuperare il salto geodetico che andrebbe altrimenti dissipato mediante organi di riduzione delle sovrappressioni.

I risultati delle attività svolte nei due anni nei quali è stato sviluppato e concluso il progetto sono descritti secondo la sequenza di seguito riportata:

- Nei primi capitoli è illustrata la prima fase del progetto, in cui si è analizzato lo stato di fatto dei sistemi acquedottistici nella regione Piemonte e si sono poste le basi per la valutazione del potenziale, sia energetico che economico, degli impianti realizzabili nella regione. I risultati ottenuti, riassunti in Figura II.10 e successive, mostrano che a livello regionale è possibile individuare una potenzialità idroelettrica compresa tra 21000 kW, secondo la definizione A di potenziale Pn, e 32000 kW, secondo la definizione B di potenziale Pn (Capitolo II).
- Nei capitoli successivi, definita la potenzialità idroelettrica, si è affrontato l'aspetto legato alla fattibilità (tecnica ed economica) degli impianti. In essi vengono presentate diverse analisi mirate a valutare la fattibilità economica degli impianti, alla luce di alcune semplificazioni necessarie per poter effettuare un esame generale della redditività di un investimento al variare della potenza installata. L'analisi è stata condotta applicando le “regole” ante e post Finanziaria 2008, legge che ha introdotto significative novità a livello di incentivazione. Si è potuto quindi verificare l'entità del miglioramento introdotto da nuovi meccanismi, quali la nuova tariffa unica omnicomprensiva valevole per 15 anni.
- Nel Capitolo V sono stati esposti i risultati ottenuti dall'analisi del potenziale economico a scala regionale. Le Figure V.2 e successive mostrano che a livello regionale è possibile individuare una redditività dell'investimento, espressa in termini di VAN, compresa tra €8 milioni, nell'ipotesi più sfavorevole per impianti entrati in funzione prima del 31 dicembre

2007, e € 80 milioni, nell'ipotesi più favorevole secondo quanto previsto dalla L. 24 dicembre 2007 n. 244.

Pur essendo già state fornite le regole a cui dovranno attenersi i nuovi impianti, non esistono ancora i decreti attuativi o le delibere degli enti direttamente interessati, come l'AEEG ed il GSE, che permetteranno la piena applicazione delle nuove disposizioni. Si è scelto quindi di effettuare l'analisi economica sia in base a quanto è in vigore attualmente sia proponendo lo scenario futuro in cui si realizzi completamente quanto previsto nella Legge 24 dicembre 2007 n.244.

La redditività degli impianti qui esaminati dipende, oltre che dalla tipologia di incentivi proposti, anche dalla reale produzione idroelettrica, a sua volta influenzata principalmente dalla disponibilità della portata di dimensionamento nel corso dell'anno. In uno studio di fattibilità tecnica ed economica va pertanto prestata molta attenzione alla variabilità delle portate sorgentizie, al fine di verificare la stabilità della risorsa idrica nei diversi mesi dell'anno.

In tutte le analisi condotte non si è volutamente tenuta in conto la necessità di adeguare e sostituire la condotta di adduzione a monte dell'impianto. Tale necessità si può presentare sia in relazione all'utilità di incrementare il diametro sia in relazione alle caratteristiche di resistenza meccanica alla pressione. Va da sé che tale aspetto giochi un ruolo rilevante nel contesto dell'investimento, spostando in senso peggiorativo i parametri dell'investimento a causa del maggior esborso iniziale di capitale.

Il peso che gli incentivi governativi hanno raggiunto rispetto alla convenienza economica dei progetti qui trattati rappresenta, in definitiva, il perno su cui gira l'intero comparto. In tal senso diventa importante disporre di uno strumento, come quello qui fornito, in grado di consentire una veloce rivalutazione della redditività dell'investimento a fronte di eventuali nuove disposizioni di legge.

## BIBLIOGRAFIA

- Autori vari, Proceedings of the 2nd International Minihydro Conference, September 5-7, 1996 –Palinuro (SA)
- R. Breasley, S. Myers, S. Sandri, *Principi di finanza aziendale*, McGraw Hill Libri Italia, 2003
- ENEA, *Le fonti rinnovabili 2005 – Lo sviluppo delle rinnovabili in Italia tra necessità e opportunità.*
- Kilchmann, U. Kamm, B. Kobel, S. Kempf, R. Marugg, P. Loeffel, U. Riesen, R. Baumann, W. Ott, J. Ruegsegger, E. Muller, F. Schmid, *Energie dans les réseaux d'eau, Guide pour l'optimisation des coûts énergétiques et de l'exploitation*, Société suisse de l'industrie du gaz et des eaux, Lausanne, 2006
- F. Miotto, P. Claps, R. Revelli, D. Poggi, *Produzione di energia idroelettrica eco-compatibile da acquedotti: analisi di fattibilità economica*, 31° Convegno Nazionale di Idraulica e Costruzioni Idrauliche, Perugia 9-12 settembre 2008
- Penche, Guida all'idroelettrico minore – Per un corretto approccio alla realizzazione di un piccolo impianto, Commissione Europea, Direktorat generale per l'energia, settembre 1998
- F. Plebani, D. Poggi, R. Revelli, P. Claps, *Produzione di energia idroelettrica eco-compatibile dagli acquedotti montani e pedemontani: valutazione a scala regionale delle potenzialità delle reti di adduzione*, Approvvigionamento e distribuzione idrica: esperienza, ricerca ed innovazione, Ferrara 28-29 giugno 2007
- Regione Piemonte, Infrastrutture del servizio idrico in Piemonte, maggio 2000



## **APPENDICE A: CASI STUDIO**

## **A.1. INTRODUZIONE**

In questa appendice si procede all'applicazione delle procedure esposte ad alcuni casi studio individuati sul territorio piemontese, proponendo alcune indicazioni sul livello di dettaglio base che deve essere raggiunto per poter fare una stima attendibile dell'opera, evidenziando anche gli aspetti tecnici ed economici che devono essere presi in considerazione e che possono influenzare le scelte di tipo progettuale.

In particolare, da questo punto di vista, si dimostrerà come alcuni impianti ritenuti significativi in termini di potenza prodotta non sono fattibili in termini economici e, inizialmente, si porrà l'attenzione sul fatto che agendo opportunamente su alcuni aspetti tecnici si possano ottenere rendimenti elevati anche da impianti di modesta dimensione.

In un approccio di questo tipo è necessario conoscere in modo dettagliato le caratteristiche dell'impianto acquedottistico, sia in termini di condotte (tipologia, materiale, dimensione, posizionamento,...) che in termini di risorsa idrica alla fonte e all'utenza: infatti, solo questo livello di dettaglio permette l'affidabilità del risultato proposto.

## **A.2. ACQUEDOTTI DEL BIELLESE**

Si è scelto di utilizzare come casi studio gli impianti acquedottistici presenti nel progetto IMONT, relativo all’“Analisi della vulnerabilità dei sistemi di approvvigionamento idrico montano, con riferimento al comprensorio dell’alta Val Sessera”, Settembre 2004, lavoro svolto dal Politecnico di Torino e cofinanziato dall’Istituto Nazionale della Montagna e dal Consorzio Ovest Sesia Baraggia –Gestione Territoriale Baraggia, e di analizzare il caso dell’acquedotto del Comune di Limone Piemonte. Data l’affidabilità dei dati presenti in tale studio, poiché oggetto dell’indagine condotta durante i lavori rivolgendosi agli enti gestori delle reti acquedottistiche, si è deciso di utilizzare questa base dati per effettuare una valutazione in termini di potenziale idroelettrico.

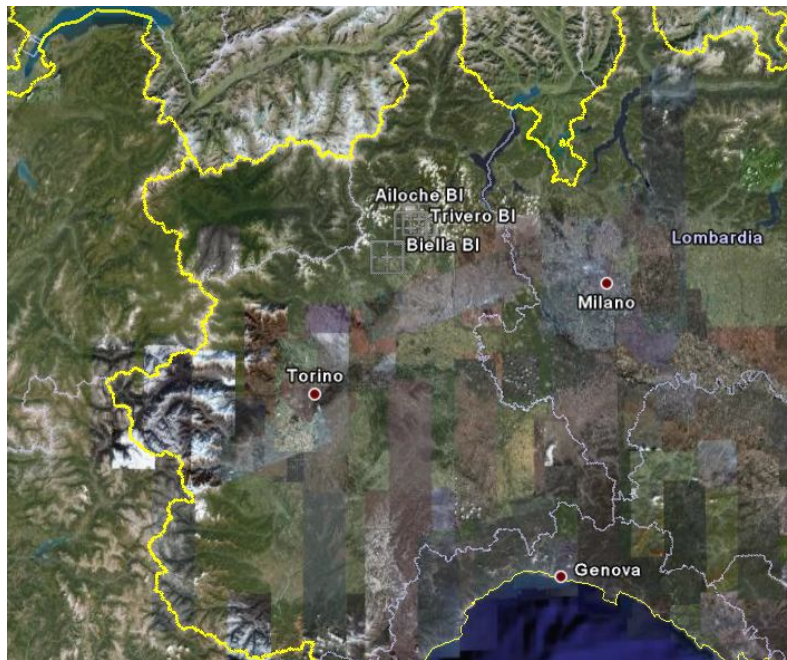
Nel seguito vengono descritte le informazioni deducibili dal suddetto elaborato, evidenziando le informazioni necessarie per la valutazione del potenziale idroelettrico, verificando la consistenza dei dati e segnalando le problematiche legate alla mancanza e/o all’incongruenza delle informazioni con la banca dati della Regione Piemonte. Successivamente, sono calcolati i potenziali producibili dagli impianti.

### **A.2.1. INQUADRAMENTO GEOGRAFICO DELL’AREA**

Il bacino idrografico del Torrente Sessera è situato in provincia di Biella, a Nord-Ovest del capoluogo di provincia, ed è individuato dalle coordinate geografiche approssimate 45°42’ latitudine Nord, 8°10’ longitudine Est.

Il comprensorio oggetto di studio è costituito dai Comuni di Ailoche, Caprile, Coggiola, Crevacuore, Guardabosone, Pray, Postua, Portula e Sostegno, appartenenti alla Comunità Montana Valle Sessera, e dal Comune di Trivero che, nonostante sia situato nel bacino idrografico del Torrente Sessera, fa parte della Comunità Montana Valle di Mosso.

Il Comune di Sostegno non rientra nel bacino idrografico del Torrente Sessera, ma viene ugualmente considerato in questo lavoro, poiché è alimentato da fonti di approvvigionamento idropotabile situate nel territorio del bacino.



**Figura A.1:** Immagine satellitare Regione Piemonte (fonte: [www.googleearth.com](http://www.googleearth.com))



**Figura A.2:** Immagine satellitare Valle Sessera con indicazione dei Comuni di interesse (fonte: [www.googleearth.com](http://www.googleearth.com))

## **A.2.2. CARATTERISTICHE GENERALI DELLE INFRASTRUTTURE ACQUEDOTTISTICHE PRESENTI**

In bassa Val Sessera sono concentrati tutti gli insediamenti abitativi, con una densità demografica media di 162 ab/km<sup>2</sup>. L'Alta Val Sessera è, dal punto di vista amministrativo, suddivisa in enclaves montane appartenenti a ben 17 Comuni ed appare come un'area chiusa, relativamente isolata e selvaggia e priva di insediamenti stabili. La popolazione residente è stata ricavata dalle tabelle dell'ISTAT: in particolare, la popolazione totale residente è di poco superiore ai 17000 abitanti. Dai dati sulla popolazione si osserva la tendenza ad una diminuzione dei residenti che anticipa l'andamento demografico negativo dell'intera nazione. Questo effetto è mitigato però dallo sviluppo notevole che ha avuto il turismo negli ultimi anni, soprattutto grazie alle seconde abitazioni, non essendo diffuse strutture alberghiere o di accoglienza per i turisti.

L'afflusso turistico è stato stimato attraverso il numero di case di vacanza (n. abitazioni non occupate) ricavato dai dati ISTAT relativi all'anno 1999 su base comunale. Per il calcolo della popolazione fluttuante si è ipotizzato che ogni casa di vacanza possa avere una occupazione media pari a 2,5 persone, e che queste ultime soggiornino mediamente per 100 giorni all'anno.

In riferimento all'anno 2001 la popolazione totale convenzionale così ricavata è stata di quasi 9000 abitanti con un contributo della popolazione fluttuante di circa 1600 abitanti (incremento della popolazione di circa 10%).

In generale i sistemi acquedottistici in ambienti montani si presentano molto frammentati, isolati tra loro e senza opere di connessione reciproca. In montagna gli invasi artificiali sono utilizzati esclusivamente per la produzione di energia elettrica e difficilmente si trovano opere che creino capacità idriche supplementari per limitare il rischio di carenze idriche: i sistemi risultano pertanto molto semplici dal punto di vista strutturale e funzionale. Questa situazione è tipica del comprensorio in studio, caratterizzato anche da diverse tipologie di acquedotto e diverse forme di gestione.

Le caratteristiche dei sistemi acquedottistici della zona sono state ricavate dal Catasto delle Infrastrutture del Servizio Idrico redatto dalla Regione Piemonte. Da questo database si è ricavato che sul territorio sono stati censiti 39 acquedotti suddivisi tra queste tipologie: il 26% comunale, il 64% privato rurale e il 10% consortile e comunale consorziato. Questi dati sono stati confrontati con la popolazione servita dalla tipologia di acquedotto considerata e si è ricavato che la popolazione totale servita dal servizio di acquedotto relativa al 1997, anno della ricognizione delle infrastrutture, è pari a 19091 abitanti, suddivisa tra queste tipologie di acquedotto: il 60% è servita

---

da acquedotti comunali, il 24% da acquedotti privati e il 16% da acquedotti consortili e comunali consorziati.

Sotto l'aspetto gestionale prevale nettamente la tipologia comunale, ma la presenza di un maggior numero di acquedotti privati mette in evidenza la contemporanea presenza di soggetti diversi che gestiscono le infrastrutture a servizio di singoli agglomerati all'interno dello stesso territorio comunale. Gli acquedotti privati sono in genere di modesta entità e caratterizzano i Comuni di Trivero, Portula, Postua e Ailoche. Gli abitanti dei Comuni di Crevacuore, Sostegno, Guardabosone rappresentano la parte di popolazione servita dall'acquedotto consortile e comunale consorziato, gestito dal consorzio della Fontana Ronda. Se si confronta il dato della popolazione servita dal servizio di acquedotto, di oltre 19000 abitanti, con il dato della popolazione residente, stimata in quasi 18000 abitanti, si osserva che una parte di popolazione è servita da più tipologie di acquedotto. Questa realtà è tipica del Comune di Trivero dove circa il 20% della popolazione è allacciata sia all'acquedotto comunale sia all'acquedotto privato, a differenza invece di tutti gli altri Comuni dove il numero di residenti supera la popolazione allacciata al servizio di acquedotto, rivelando che circa il 4% della popolazione residente totale si auto-provvigiona tramite, in genere, pozzi privati. Lo scenario complessivo che ne emerge è caratterizzato da un'elevata frammentazione degli acquedotti.

Nel comprensorio del bacino idrografico del torrente Sessera sono stati censiti 39 acquedotti caratterizzati da un totale di 95 fonti di alimentazione ad uso strettamente idropotabile, di cui 92 sono sorgenti mentre 3 sono prese d'acqua superficiali. La lunghezza complessiva delle condotte d'adduzione è di circa 32 km con un'incidenza maggiore di tubazioni in acciaio e polietilene rispetto ad altri materiali quali ghisa, acciaio e cemento-amianto. Nel territorio sono presenti 58 serbatoi con una capacità di accumulo totale pari a 6296 m<sup>3</sup>.

### **A.2.3. VALUTAZIONE DEL POTENZIALE IDROELETTRICO**

Il potenziale idroelettrico di un impianto è, come ben noto, dato dalla seguente relazione:

$$P = \eta \cdot \gamma \cdot Q \cdot H_v \quad (1)$$

dove

- P: potenza espressa in kW;
- $\eta$ : rendimento complessivo dell'impianto;
- $\gamma$ : peso specifico dell'acqua pari a 9,81 kN/m<sup>3</sup>;

- Q: portata turbinata espressa in m<sup>3</sup>/s;
- H: salto utile espresso in m.

Il salto utile H è dato dal dislivello tra la quota di monte di inizio condotta in pressione e quella di valle all’imbocco della turbina a cui vengono sottratte le perdite di carico distribuite lungo la condotta di adduzione.

Ai fini della valutazione del potenziale energetico, quindi, le classi infrastrutturali di interesse nell’ambito del presente progetto sono le seguenti:

- “*sorgenti*”;
- “*serbatoi di impianto*” nel seguito indicati come *serbatoi di linea*;
- “*condotte di impianti di acquedotto*” nel seguito indicate come *condotte di adduzione*.

Si procede, dunque, individuando sul territorio l’infrastruttura idraulica di interesse ed effettuando una valutazione preliminare delle potenze ricavabili da ogni condotta: attraverso questa valutazione iniziale è possibile ottenere, per ogni acquedotto, la posizione ottimale di inserimento dell’impianto idroelettrico. A questo punto si passa alla valutazione di dettaglio delle perdite di carico e delle portate, in modo da poter calcolare l’effettiva potenza disponibile all’impianto e verificarne la sua fattibilità tecnica. Infine, con la successiva analisi di fattibilità economica e, eventualmente, la proposta di modifiche all’impianto come, per esempio, la sostituzione della condotta di adduzione, si conclude l’analisi del caso studio.

Si ritiene utile, ai fini dello studio, proporre un confronto con quanto desumibile dall’approccio preliminare proposto nel progetto complessivo che permetteva una valutazione speditiva del potenziale energetico della Regione.

#### **A.2.4. ANALISI DELLA CONSISTENZA DEI DATI**

Nei paragrafi che seguono viene effettuata un’analisi sulla consistenza delle informazioni contenute nelle tavole del database della Regione Piemonte, con particolare attenzione alle opere di captazione da sorgente, per quanto concerne le portate e le quote, ed ai serbatoi, riguardo alle quote. Le condotte di adduzione sono esaminate con riferimento alla disponibilità di informazioni sui diametri, sui materiali e sulle lunghezze.

Attraverso il software Arcview GIS 3.2 si sono caricati i file immagine contenenti tutti i fogli della Carta Tecnica Regionale relativamente al territorio della provincia di Biella ed i file .shp

che traggono origine dal censimento delle infrastrutture idriche redatto dalla Regione Piemonte, in cui trovano posto tutte le opere delle infrastrutture idriche, con le relative descrizioni alfanumeriche, e si è proceduto ad una osservazione a scala maggiore di ogni singolo caso. Inoltre, si è analizzato il file contenente la descrizione di tutte le sorgenti presenti all'interno del territorio dell'ATO 2 e, successivamente, si è analizzata la configurazione acquedottistica di ogni sito. Tramite questa operazione è stato possibile confrontare i dati contenuti nel database della Regione Piemonte con il dato fornito dal gestore dell'impianto acquedottistico, al fine di verificarne la consistenza per i casi analizzati.

Per quanto riguarda le sorgenti, i dati interessanti ai fini dell'analisi sono la quota geodetica e la portata prelevata: è possibile notare immediatamente come il database della Regione Piemonte accorpi gruppi di sorgenti in un unico dato, falsando sia il dato di quota che quello di portata. Come ben noto, la potenza di un impianto micro-hydro dipende da entrambi questi dati e ciò fa sì che il potenziale calcolato attraverso un'analisi basata su di essi possa essere molto distante dalle reali possibilità di sfruttamento della rete di adduzione.

Per quanto riguarda, invece, il dato relativo alle caratteristiche della condotta di adduzione si è riscontrata omogeneità nell'informazione, sia per la dimensione che per il materiale e la lunghezza della condotta.

Per ogni caso vengono presentati:

- i dati di base che sono presenti nel database del censimento della Regione Piemonte ed i dati presenti nello studio “Analisi della vulnerabilità dei sistemi di approvvigionamento idrico montano, con riferimento al comprensorio dell'alta Val Tessa”;
- l'estratto della Carta Tecnica Regionale relativo al territorio comunale in cui si situa il caso studio;
- la planimetria dell'infrastruttura idrica, sovrapposta alla Carta Tecnica Regionale;
- il calcolo della potenza media annua e della producibilità media annua;
- una stima del numero di Certificati Verdi con la normativa relativa alla Legge Finanziaria 2007.

### A.2.5. CASO STUDIO RELATIVO AL COMUNE DI PRAY

L'acquedotto oggetto del caso studio serve il Comune di Pray e Frazione Pianceri. In Figura A.3 si può osservare l'ubicazione del territorio comunale, che si trova a circa 35 km in direzione Nord-Est da Biella. Si tratta di un piccolo centro con una popolazione residente di 2439 persone.

Il Comune di Pray è servito completamente da un acquedotto comunale alimentato da 2 gruppi di sorgenti, di cui il gruppo formato dalle sorgenti Tassere e la sorgente Pian delle Rape è il più importante, con una portata media di 450 l/min situato in località Solivo a una quota media di 820 m s.l.m. Attraverso una condotta di lunghezza 2,4 km l'acqua derivata dal primo gruppo di sorgenti è convogliata nel serbatoio in località Colle del Tortolino a quota 549 m s.l.m. con capacità di accumulo pari a 100 m<sup>3</sup>. Questo serbatoio alimenta la rete di distribuzione della Frazione Pianceri Alto e precede due serbatoi, di 100 m<sup>3</sup> ciascuno, da cui parte la rete di distribuzione della zona più popolata del Comune. Il secondo gruppo di sorgenti è formato da 14 captazioni che servono circa il 20% della popolazione residente nelle frazioni più isolate del Comune.



**Figura A.3:** Foto aerea Comune di Pray e Comuni limitrofi (fonte: [www.googleearth.com](http://www.googleearth.com))

Di seguito viene riportato un riassunto dei dati di base caratterizzanti l'impianto:

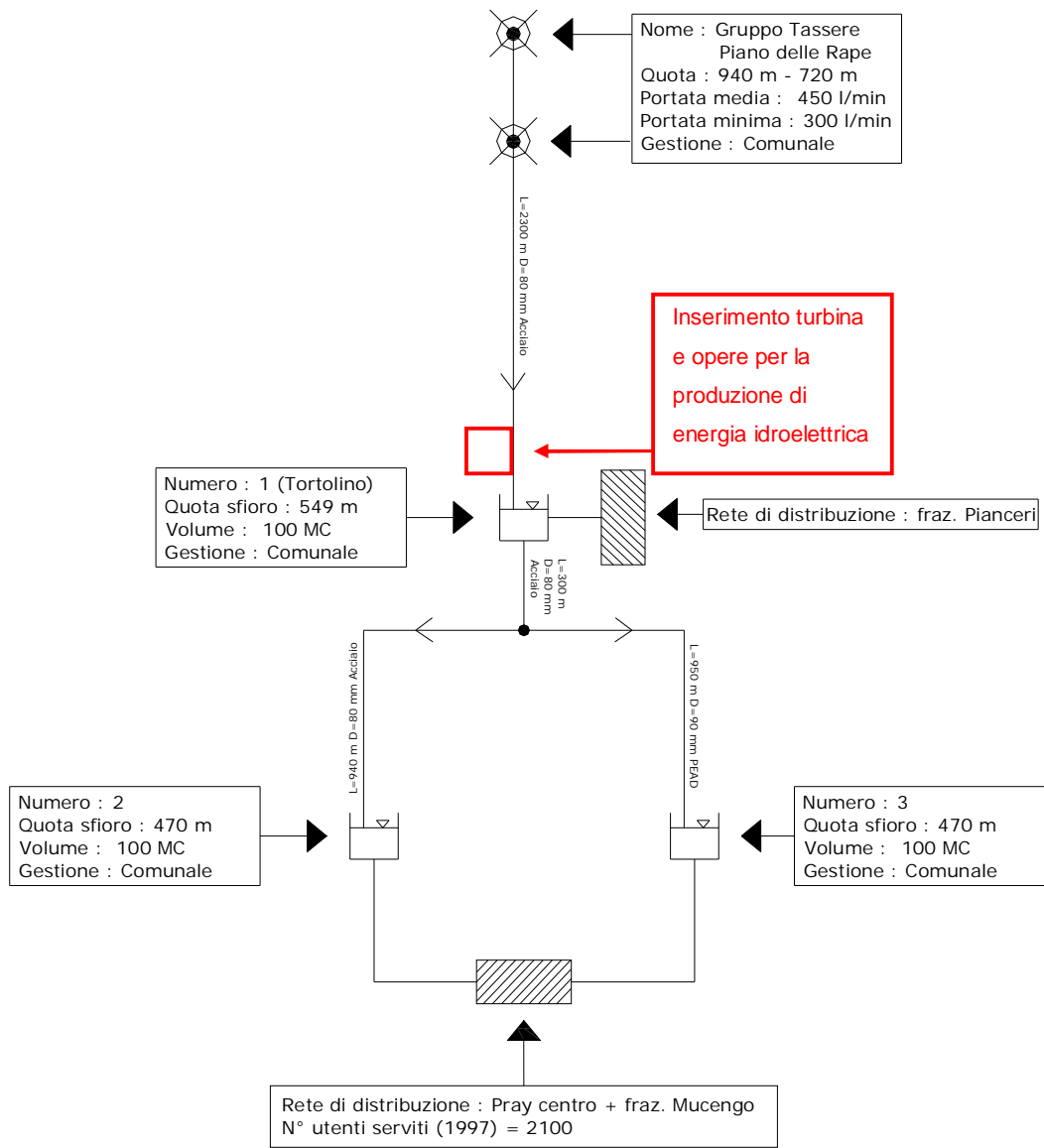
- Sorgenti:

- quota: Piano delle Rape - 940 m s.l.m.m.;  
Gruppo Tassere – 720 m s.l.m.m.
- gestione: comunale;
- portata media: 7.5 l/s;
- Serbatoio:  
capacità: 100 m<sup>3</sup>;  
quota di sfioro: 549 m s.l.m.m.;
  - Condotta di adduzione:  
lunghezza: 2305 m;  
materiale: acciaio;  
coefficiente di Strickler: 75 m<sup>1/3</sup>s<sup>-1</sup>;  
diametro nominale 100 mm;

#### **A.2.5.1. DATI TECNICI DA ANALIZZARE**

L'ipotesi progettuale prevede l'installazione di una mini-turbina allo sbocco della condotta che trasporta la portata dalla sorgente al serbatoio di Frazione Pianceri (Figura A.4). Operando in questo modo si riesce a recuperare completamente il salto idraulico che, in alternativa, dovrebbe essere imposto con una valvola di regolazione al fine di garantire la funzionalità dell'infrastruttura. Il salto utile è ottenuto dal confronto tra la linea dei carichi piezometrici e l'andamento della condotta, così come esposto in Figura A.5.

L'installazione della turbina è prevista in prossimità dello sbocco della condotta verso il serbatoio, in modo da prevedere con il ridotto numero di opere civili, la costruzione di un fabbricato dove troveranno luogo, oltre al gruppo turbina-alternatore, tutte le apparecchiature di raddrizzamento della corrente elettrica e di gestione e controllo della stessa, nonché le apparecchiature di controllo della portata ed i dispositivi di by-pass per assicurare sempre condizioni di sicurezza, sia in situazioni ordinarie, sia in situazioni di criticità quali, ad esempio, durante periodi di manutenzione.



**Figura A.4:** Schema dell'acquedotto del Comune di Pray

Noti i dati necessari, è possibile calcolare i valori delle perdite di carico distribuite, tenendo conto di:

- diametro nominale della condotta, pari a 100 mm;
- coefficiente di Strickler, per condotta in acciaio e in condizione di tubi usati, pari a  $75 \text{ m}^{1/3} \text{ s}^{-1}$ ;
- lunghezza della condotta oggetto del caso studio pari a 2305 m.

COMUNE		PRAY	
		DATI RILEVATI	DATI REGIONE
SORGENTE	Quota [m s.l.m.m.]	720	940
	Portata [l/s]	7,5	10
CONDOTTA	Materiale	Acciaio	Acciaio
	D [mm]	80	80
	ks [m <sup>1/3</sup> s <sup>-1</sup> ]	75	75
	L [m]	2297	2400
PERDITE DI CARICO	J [-]	0,072	0,128
	$\Delta H$ [m]	166	308
SERBATOIO	Quota [m s.l.m.m.]	549	549
P [kW]		0,324	8,105

**Tabella A.1:** Riassunto dei due casi

Non avendo altre informazioni di rilievo sulla portata come ad esempio una serie annuale, in realtà indispensabile onde assicurare la veridicità di stime di questo tipo, l'analisi viene effettuata utilizzando il valore di portata misurato dal personale del Comune come portata media annua, ottenendo un salto utile pari a:

$$H_v = 4,41 \text{ m}$$

che determina un valore di potenza nominale pari a:

$$P_n = 0,324 \text{ kW}$$

Il valore ottenuto, molto ridotto, sconsiglia l'installazione di un impianto micro-hydro in queste condizioni.

PORTATA [m³/s]	0.0075
MATERIALE CONDOTTA	Acciaio
DIAMETRO [mm]	80
POTENZA [kW]	0.324

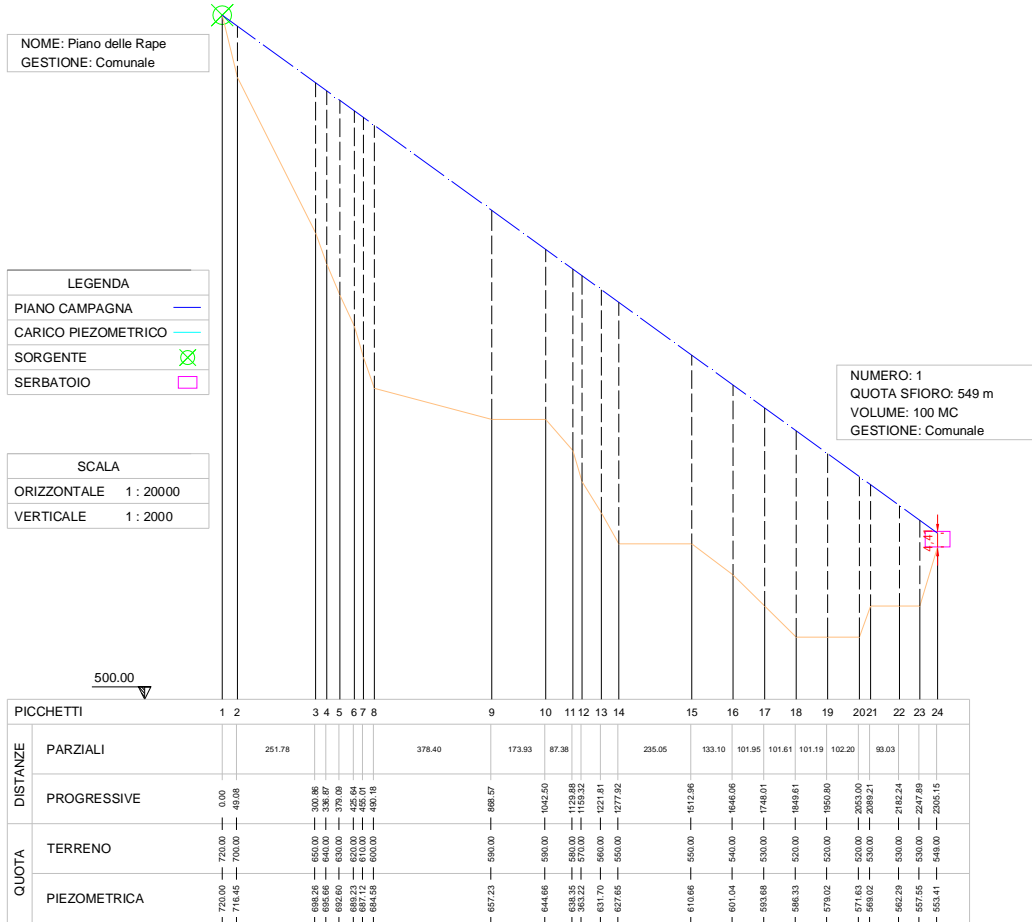
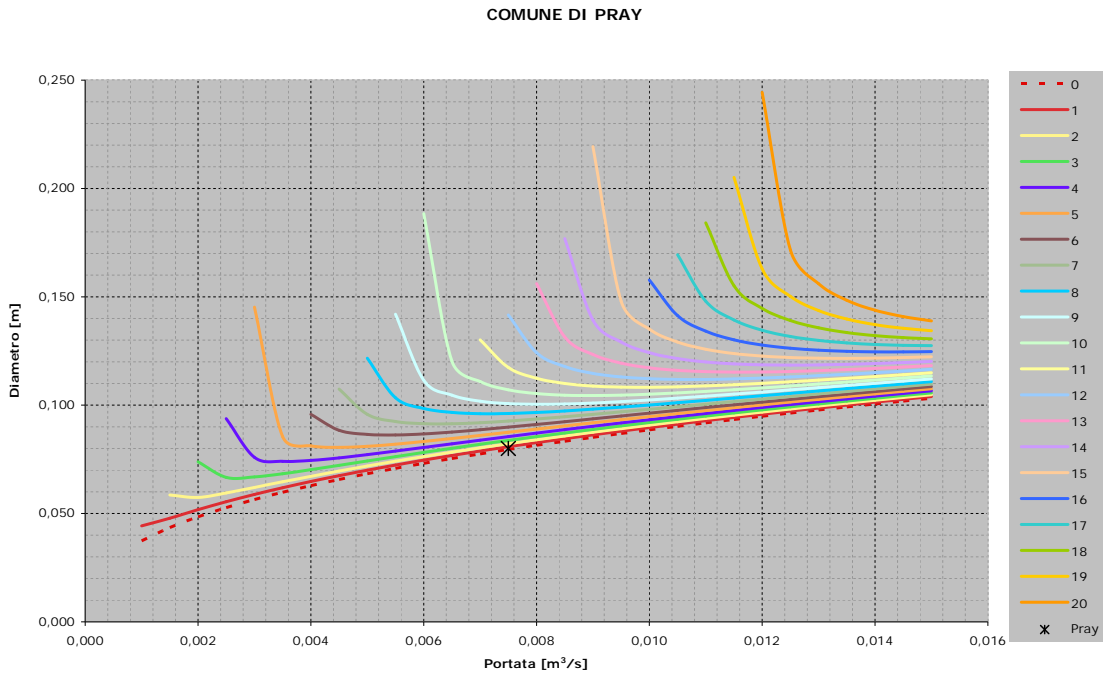


Figura A.5: Profilo condotta-carico piezometrico caso studio Pray



**Figura A.6:** Curve di isopotenza in funzione della portata e del diametro della condotta di adduzione per l’acquedotto del Comune di Pray oggetto di studio

Si consideri ora il diagramma riportato in Figura A.6, in cui sono fornite le curve isopotenza, valutate per la condotta in esame al variare della portata e del diametro (il troncamento delle curve è determinato dal non poter raggiungere il livello di potenza richiesto per determinati valori di portata e di diametro): si può notare come un incremento del diametro, a parità di portata, comporti un netto miglioramento in termini di produzione.

Al momento di sostituire la condotta si potrà pensare all’ipotesi di una rivalutazione dell’impianto acquedottistico con il preciso scopo di asservire lo stesso a fini idroelettrici e, in questo caso, l’eventuale costo aggiuntivo, dovuto alla scelta di una condotta di diametro maggiore rispetto a quello necessario per scopi idropotabili, imputato all’impianto idroelettrico, può essere completamente ammortizzato dall’incremento di introiti dovuti alla maggiore potenza disponibile.

COMUNE		PRAY	
		DATI SOSTITUZIONE	DATI REGIONE
SORGENTE	Quota [m s.l.m.m.]	720	940
	Portata [l/s]	7,5	10
CONDOTTA	Materiale	Acciaio	Acciaio
	D [mm]	100	80
	ks [m <sup>1/3</sup> s <sup>-1</sup> ]	75	75
	L [m]	2305	2400
PERDITE DI CARICO	J [-]	0,022	0,128
	$\Delta H$ [m]	120,29	308
SERBATOIO	Quota [m s.l.m.m.]	549	549
P [kW]		8,847	8,105

**Tabella A.2:** Riassunto dei due casi

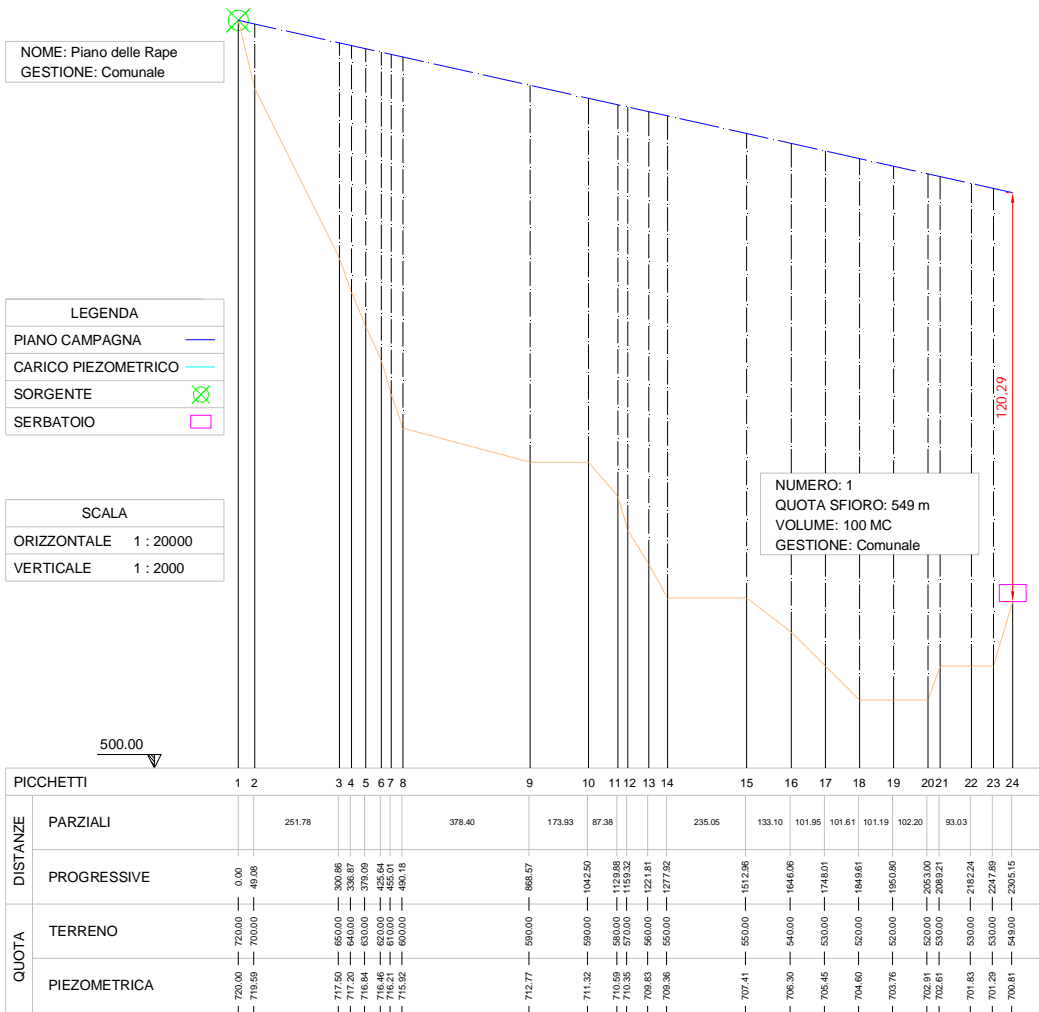
Dai calcoli sviluppati, utilizzando il valore di portata media annua e sostituendo la condotta con una condotta in acciaio di diametro nominale pari a 100 mm, si ottiene un salto utile pari a:

$$H_v = 120,29 \text{ m}$$

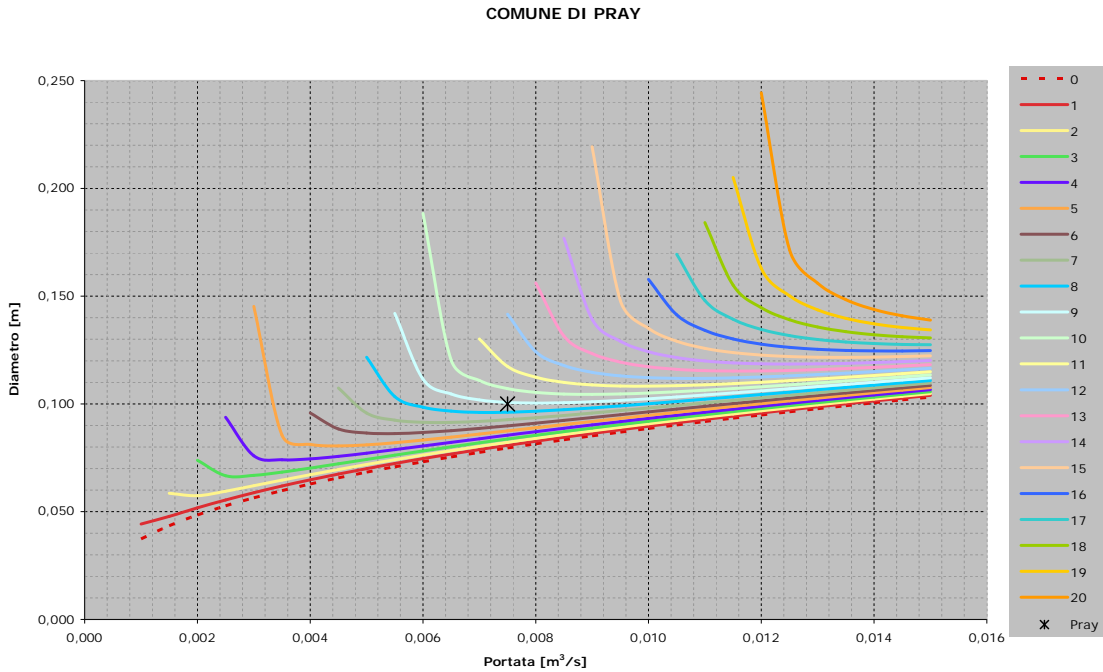
che determina un valore di potenza nominale pari a:

$$P_n = 8,847 \text{ kW}$$

PORTATA [m³/s]	0.0075
MATERIALE CONDOTTA	Acciaio
DIAMETRO [mm]	100
POTENZA [kW]	8.847



**Figura A.7:** Profilo condotta-carico piezometrico caso studio Pray nel caso di sostituzione della condotta di adduzione esistente



**Figura A.8:** Curve di isopotenza in funzione della portata e del diametro della condotta di adduzione per l’acquedotto del Comune di Pray oggetto di studio

In situazioni di portata massima in condizioni di massimo consumo è opportuno che le velocità si mantengano tra 0.2 m/s e 2 m/s, dove il primo limite è necessario per ragioni igienico-sanitarie (al fine di ridurre i tempi di permanenza dell’acqua nella rete), mentre il secondo limite per la necessità di minimizzare le sollecitazioni nella rete.

A tal fine, si sono calcolate le velocità di percorrenza della condotta che nel caso di diametro nominale pari a 100 mm sono uguali a 0.96 m/s e rientrano nei limiti fissati.

Il calcolo della quantità di energia prodotta durante l’anno, nonché del relativo numero di Certificati Verdi, viene eseguito mediante un foglio di calcolo, un estratto del quale viene presentato nel seguito.

QUANTITA' DI ENERGIA PRODOTTA		
<i>rendimento di produzione</i>	0,3 ←	Il rendimento comprende sia il rendimento globale della turbina che il rendimento legato alla disponibilità
<i>giorni annui</i>	365 giorni	
<i>ore giorno</i>	24 ore	
<i>Producibilità annua</i>	23652 kWh	
<i>Producibilità annua</i>	23,652 MWh	
<i>CV da 50MWh</i>	0 CV	

### A.2.5.2. ANALISI ECONOMICA

Per lo studio della fattibilità si procede stimando le quantità con valutazioni di massima derivanti dall'esperienza tecnica: esse sono perlopiù funzioni che sommano ad un valore costante un valore che è funzione della potenza nominale dell'impianto.

L'analisi economica viene condotta sul secondo scenario, ossia nel caso di sostituzione della condotta.

Il computo è stato eseguito per mezzo di un foglio di calcolo, di cui vengono presentati alcuni estratti, specificando a lato le formule utilizzate nei calcoli.

DATI DI INVESTIMENTO		
<i>Opere civili + IVA</i>	15000,00 €	← €kW valutato con legge di regressione (potenza) $y = 10224x^{(0.1682)}$ da valutazione di massima
<i>Turbina e generatore</i>		
<i>Montaggio e messa in esercizio</i>		
<i>Quadro comando, regolazione e gestione</i>		← €kW valutato con legge di regressione (potenza) $y = 25182x^{(-0.6855)}$ da preventivi Sciarini
<i>Sonda livello</i>		
<i>Messa in esercizio</i>		
<i>+IVA 20%</i>	51000 €	
<i>Progettazione, varie ed eventuali</i>	9900,00 €	
<b><i>Totale investimento iniziale</i></b>	<b>75900,00 €</b>	← Incremento del 15% per progettazione, imprevisti e varie ed eventuali

Tra i dati di maggior interesse vi è quello dell'ammontare dell'investimento iniziale, somma a cui deve far fronte la committenza per portare a termine i lavori di progettazione, acquisto dei materiali e messa in esercizio dell'intero impianto, che nel caso da noi studiato raggiunge la cifra di:

€76000,00

a cui vanno aggiunte le spese di sostituzione della condotta stessa.

Successivamente vengono analizzati quelli che sono i costi di esercizio e manutenzione, stimati come percentuale, crescente negli anni, del costo della macchina, i costi generali, assicurativi, amministrativi e gestionali, infine i costi relativi al canone uso acqua.

DATI DI GESTIONE		
<i>costi di esercizio e manutenzione (% costo macchina)</i>		fonte: ENEA per turbine eoliche dimezzate
<i>1-2 anni</i>	0,5 %	
<i>3-10 anni</i>	1 %	
<i>10-20 anni</i>	1,5 %	
<i>20-40 anni</i>	2 %	
<i>costi generali</i>	230,00	(Fonte APER 1998 con introduzione soglia minima)
<i>costi assicurativi</i>	1005,10	(Fonte APER 1998)
<i>costi amministrativi delibera 34/05 art.6</i>	0	(120 €+ 0.5% controvalore energia art 6 delibera 34/05 )
<i>costi gestionali delibera 34/05 art.6</i>	0	(120 €+ 0.5% controvalore energia art 6 delibera 34/05 )

In realtà, l'adozione della modalità dello scambio sul posto determina l'annullamento dei costi di amministrazione e gestione nonché dei costi dovuti alle imposte.

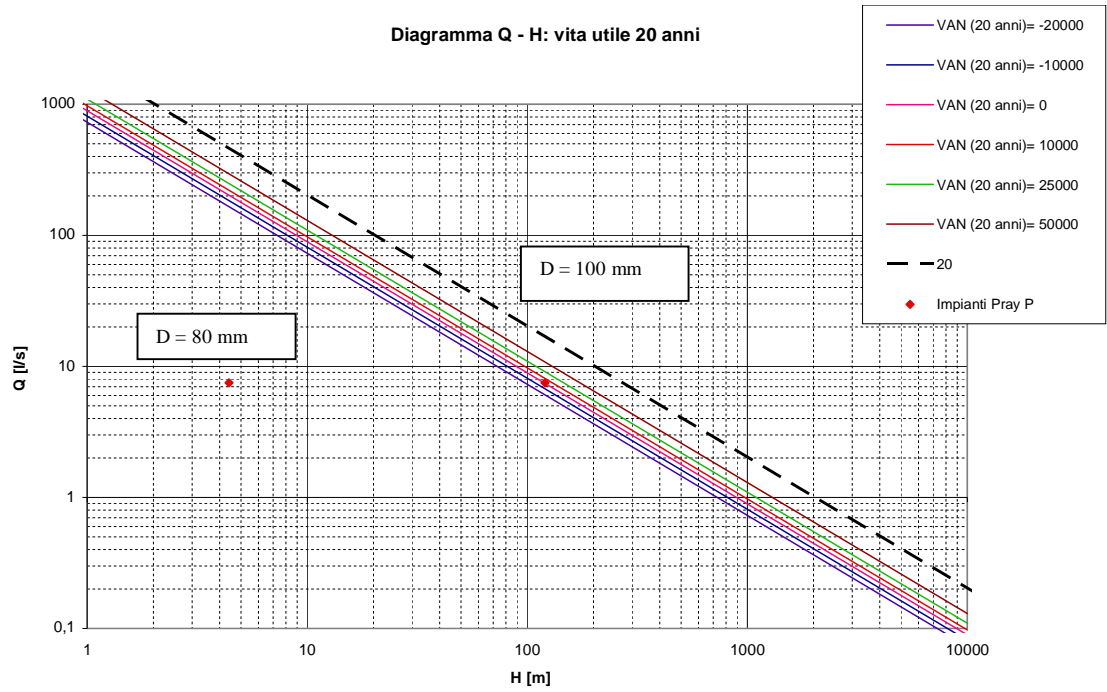
CANONE USO ACQUA		
<i>canone annuo</i>	330 €	- si ipotizza che quello per uso energetico sia maggiore di quello ad uso potabile
<i>sovraccanone annuo</i>	0 €	- (solo se $P_n > 220\text{kW}$ ) importo pari a 4.91 €/kW (decreto 925 del 31 gennaio 2006: revisione della misura del sovraccanone per impianti idroelettrici, ai sensi dell'articolo 3 della legge 22 dicembre 1980, n. 925)

Va notato che la normativa relativa alla vendita di energia elettrica prodotta attraverso fonti rinnovabili, ha subito alcune modifiche, inserite nel testo della Legge Finanziaria 2008. Non essendo ancora stati pubblicati i decreti attuativi della norma suddetta, nel presente lavoro si è svolta l'analisi avvalendosi della Legge Finanziaria 2007.

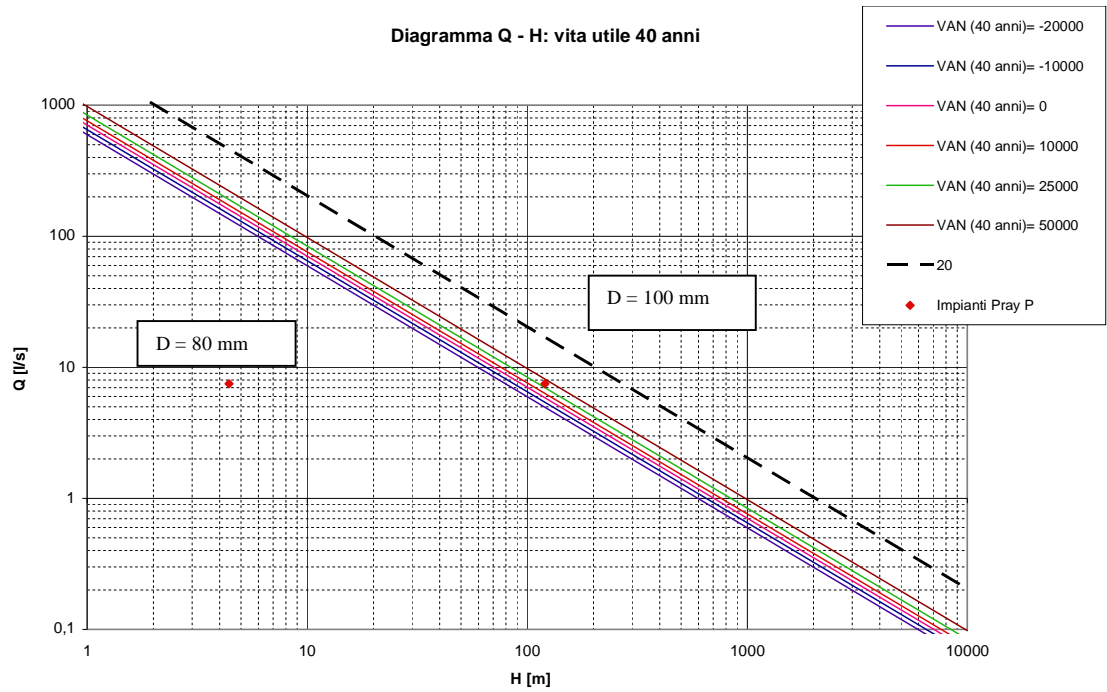
### A.2.5.3. SITUAZIONE 2007

DATI DI RICAVO		
<i>kWh suddivisi per fasce</i>	23652 kWh	prezzo garantito delibera
<i>Prezzo di acquisto energia</i>	0,21 €/kWh	34/05 art. 5
<i>Prezzo di vendita CV</i>	0,109 €/kWh	
<i>Costo evitato per l'acquisto di energia</i>	4966,92 €	
<i>Ricavi vendita CV</i>	0,00 €	
<b><i>Ricavi totali</i></b>	<b>4966,92 €</b>	

INPUT ANALISI ECONOMICO-FINANZIARIA		
Inflazione prezzo energia elettrica	4 %	- non è stato considerato poiché l'impianto non è soggetto ad alcun regime fiscale
Inflazione	3 %	
IRES (Imposta sul reddito delle società)	0 %	- dato dalla somma degli indici:
IRAP (Imposta regionale delle attività produttive)	0 %	
Ammortamento annuo (20 anni)	0 %	
Tasso di attualizzazione (WAAC)	8 %	- Inflazione 4%
		- Rendimento sicuro 3%
		- Fattore di rischio 1%



**Figura A.9:** Grafico del VAN per una vita utile pari a 20 anni



**Figura A.10:** Grafico del VAN per una vita utile pari a 40 anni

In Figura A.9 e A.10 sono riportate le curve del VAN per una vita utile pari a 20 e 40 anni.

### A.2.6. CASO STUDIO RELATIVO AL COMUNE DI PORTULA

L'acquedotto oggetto del caso studio serve il Comune di Portula. In Figura A.11 si può osservare l'ubicazione del territorio comunale, che si trova a circa 30 km in direzione Nord-Est da Biella. Si tratta di un centro abitato con una popolazione residente di 6883 persone.



Figura A.11: Foto aerea del Comune di Portula e Comuni limitrofi (fonte: [www.googleearth.com](http://www.googleearth.com))

Il Comune di Portula è caratterizzato dalla presenza sul territorio di 6 acquedotti privati rurali che servono tutta la popolazione. Esiste anche un acquedotto comunale, ma serve un numero molto limitato di utenti. Gli acquedotti privati sono alimentati da 26 sorgenti con portate molto variabili, la maggior parte sono situate nei pressi frazione Castagnea nel sottobacino del Rio Carnasco. I serbatoi di accumulo sono 8 e hanno un capacità totale di 375 m<sup>3</sup>.

Di seguito viene riportato un riassunto dei dati di base caratterizzanti l'impianto:

- Sorgenti – quota:
  - Aldana – 750 m s.l.m.m.;
  - Borrello – 860 m s.l.m.m.
  - F. Preti – 750 m s.l.m.m.

Sassello – 670 m. s.l.m.m.

gestione: privata;

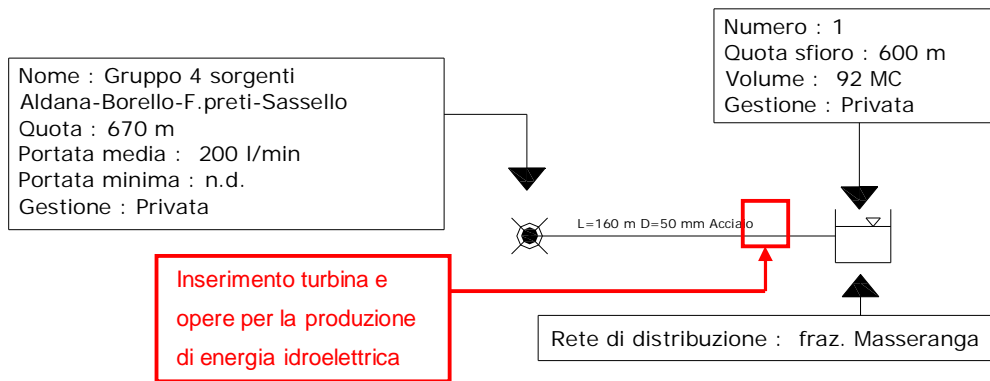
portata media: 3.33 l/s;

- Serbatoio:
  - capacità: 92 m<sup>3</sup>;
  - quota di sfioro: 600 m s.l.m.m.;
- Condotta di adduzione:
  - lunghezza: 160 m;
  - materiale: Acciaio;
  - coefficiente di Strickler: 75 m<sup>1/3</sup>s<sup>-1</sup>;
  - diametro nominale 50 mm;

#### **A.2.6.1. DATI TECNICI DA ANALIZZARE**

L'ipotesi progettuale prevede l'installazione di una mini-turbina allo sbocco della condotta che trasporta la portata dalla sorgente Sassello al serbatoio a quota 600 m s.l.m.m. (Figura A.12). Operando in questo modo si riesce a recuperare completamente il salto idraulico che, in alternativa, dovrebbe essere imposto con una valvola di regolazione al fine di garantire la funzionalità dell'infrastruttura. Il salto utile è ottenuto dal confronto tra la linea dei carichi piezometrici e l'andamento della condotta, così come esposto nella Figura A.13.

L'installazione della turbina è prevista in prossimità dello sbocco della condotta verso il serbatoio, in modo da prevedere con un ridotto numero di opere civili la costruzione di un fabbricato dove troveranno luogo, oltre al gruppo turbina-alternatore, tutte le apparecchiature di raddrizzamento della corrente elettrica e di gestione e controllo della stessa, nonché le apparecchiature di controllo della portata ed i dispositivi di by-pass per assicurare sempre condizioni di sicurezza, sia in situazioni ordinarie, sia in situazioni di criticità quali, ad esempio, durante periodi di manutenzione.



**Figura A.12: Schema dell'acquedotto del Comune di Portula**

Noti i dati necessari, è possibile calcolare i valori delle perdite di carico distribuite, tenendo conto di:

- diametro nominale della condotta, pari a 50 mm;
- coefficiente di Strickler, per condotta in acciaio, non nuova, pari a  $75 \text{ m}^{1/3} \text{ s}^{-1}$ ;
- lunghezza della condotta oggetto del caso studio pari a 160 m.

COMUNE		PRAY	
		DATI RILEVATI	DATI REGIONE
SORGENTE	Quota [m s.l.m.m.]	670	860
	Portata [l/s]	3,367	2,3
CONDOTTA	Materiale	Acciaio	Acciaio
	D [mm]	50	50
	ks [m <sup>1/3</sup> s <sup>-1</sup> ]	75	75
	L [m]	160	760
PERDITE DI CARICO	J [-]	0,178	0,083
	$\Delta H$ [m]	29	63
SERBATOIO	Quota [m s.l.m.m.]	600	600
P [kW]		1,369	4,437

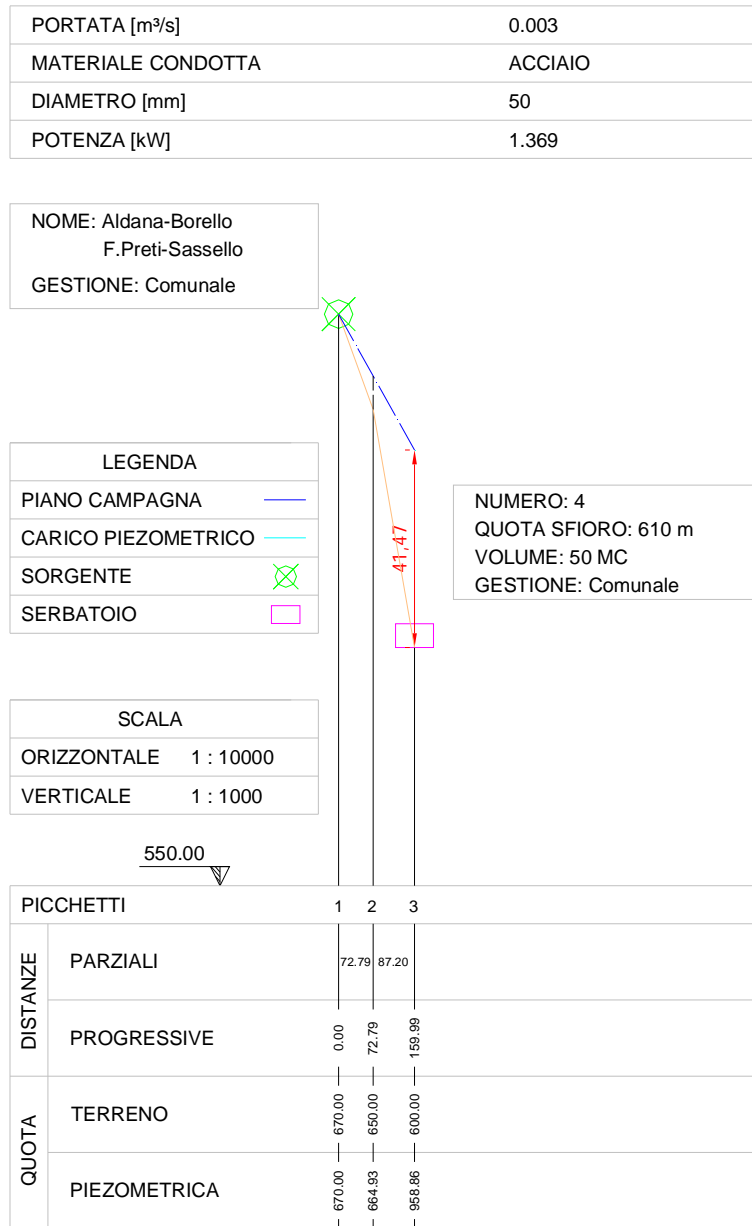
**Tabella A.3:** Riassunto dei due casi

Non avendo altre informazioni sulla portata come ad esempio una serie annuale, in realtà indispensabile onde assicurare la veridicità di stime di questo tipo, l'analisi viene effettuata utilizzando il valore di portata misurato dal personale del Comune come portata media annua, ottenendo un salto utile pari a:

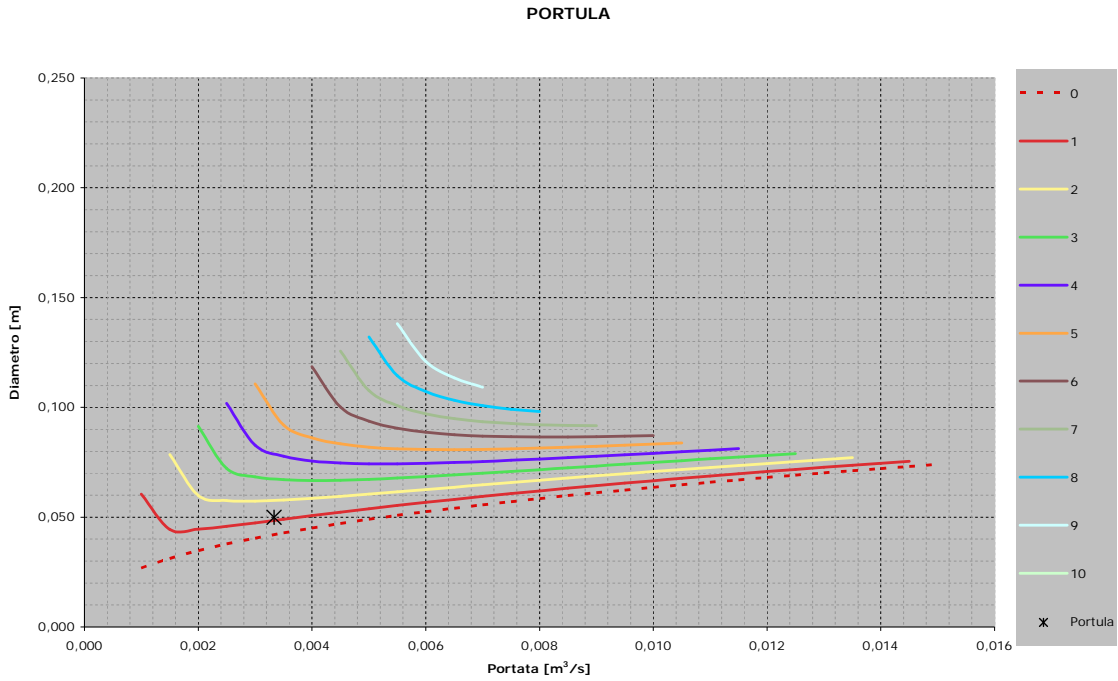
$$H_v = 41,47 \text{ m}$$

che determina un valore di potenza nominale pari a:

$$P_n = 1,369 \text{ kW}$$



**Figura A.13:** Profilo condotta-carico piezometrico caso studio Trivero



**Figura A.14:** Curve di isopotenza in funzione della portata e del diametro della condotta di adduzione per l’acquedotto del Comune di Portula oggetto di studio

In questo caso, la sostituzione della condotta esistente con una di diametro superiore per ottenere un salto utile maggiore al fine di incrementare la potenza prodotta dall’impianto non è un’operazione vantaggiosa: infatti, il diametro commerciale immediatamente superiore, a parità di portata transitante, è il  $D_n$  100 mm, ossia il doppio di quello attuale. Oltre ad essere economicamente non vantaggioso, poiché il costo della sostituzione della condotta sarebbe elevato, non sarebbero rispettati i limiti di carattere igienico-sanitario imposti sulle velocità di transito delle portate idropotabili nelle condotte di adduzione.

Il calcolo della quantità di energia prodotta durante l’anno, nonché del relativo numero di Certificati Verdi, viene eseguito mediante un foglio di calcolo, un estratto del quale viene presentato sotto:

**QUANTITA' DI ENERGIA PRODOTTA**

*rendimento di produzione*  
giorni annui  
ore giorno

0,3 ←  
365 giorni  
24 ore

- Il rendimento comprende sia il rendimento globale della turbina che il rendimento legato alla disponibilità

*Producibilità annua*  
*Producibilità annua*  
*CV da 50MWh*

3942 kWh  
3,942 MWh  
0 CV

### A.2.6.2. ANALISI ECONOMICA

Per lo studio della fattibilità si procede stimando le quantità con valutazioni di massima derivanti dall'esperienza tecnica: esse sono perlopiù funzioni che sommano ad un valore costante un valore che è funzione della potenza nominale dell'impianto.

Il computo è stato eseguito per mezzo di un foglio di calcolo, di cui vengono presentati alcuni estratti, specificando a lato le formule utilizzate nei calcoli.

<b>DATI DI INVESTIMENTO</b>			€kW valutato con legge di regressione
Opere civili + IVA	11000,00 €	←	(potenza) $y = 10224x^{(0.1682)}$ da valutazione di massima
Turbina e generatore			€kW valutato con legge di regressione
Montaggio e messa in esercizio			(potenza) $y = 25182x^{(-0.6855)}$ da
Quadro comando, regolazione e gestione			preventivi Sciarini
Sonda livello			
Messa in esercizio			
+IVA 20%	29000 €	↙	
Progettazione, varie ed eventuali	6000,00 €	←	Incremento del 15% per progettazione, imprevisti e varie ed eventuali
<b>Totale investimento iniziale</b>	<b>46000,00 €</b>		

Tra i dati di maggior interesse vi è quello dell'ammontare dell'investimento iniziale, somma a cui deve far fronte la committenza per portare a termine i lavori di progettazione, acquisto dei materiali e messa in esercizio dell'intero impianto, che nel caso da noi studiato raggiunge la cifra di:

€46000.00

Successivamente vengono analizzati quelli che sono i costi di esercizio e manutenzione, stimati come percentuale, crescente negli anni, del costo della macchina, i costi generali, assicurativi, amministrativi e gestionali, infine i costi relativi al canone uso acqua.

<b>DATI DI GESTIONE</b>		
costi di esercizio e manutenzione (% costo macchina)		fonte: ENEA per turbine eoliche dimezzate
1-2 anni	0,5 %	
3-10 anni	1 %	
10-20 anni	1,5 %	
20-40 anni	2 %	
costi generali	230,00	(Fonte APER 1998 con introduzione soglia minima)
costi assicurativi	164,57	(Fonte APER 1998)
costi amministrativi delibera 34/05 art.6	0	(120 € + 0.5% controvalore energia art 6 delibera 34/05 )
costi gestionali delibera 34/05 art.6	0	(120 € + 0.5% controvalore energia art 6 delibera 34/05 )

In realtà, l'adozione della modalità dello scambio sul posto determina l'annullamento dei costi di amministrazione e gestione nonché dei costi dovuti alle imposte.

**CANONE USO ACQUA**

*canone annuo*  
*sovraccanone annuo*

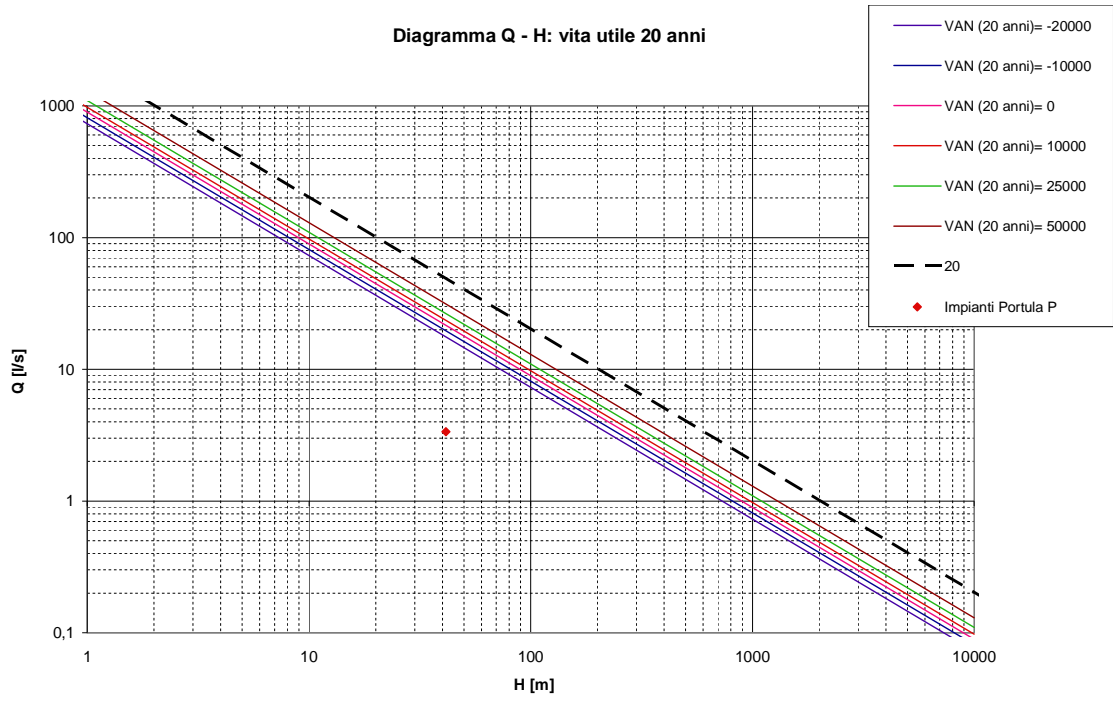
- si ipotizza che quello per uso energetico  
330 € sia maggiore di quello ad uso potabile  
0 € - (solo se  $P_n > 220\text{kW}$ ) importo pari a  
4.91€/kW (decreto 925 del 31 gennaio  
2006: revisione della misura del  
sovraccanone per impianti idroelettrici, ai  
sensi dell'articolo 3 della legge 22  
dicembre 1980, n. 925)

**A.2.6.3. SITUAZIONE 2007****DATI DI RICAPO**

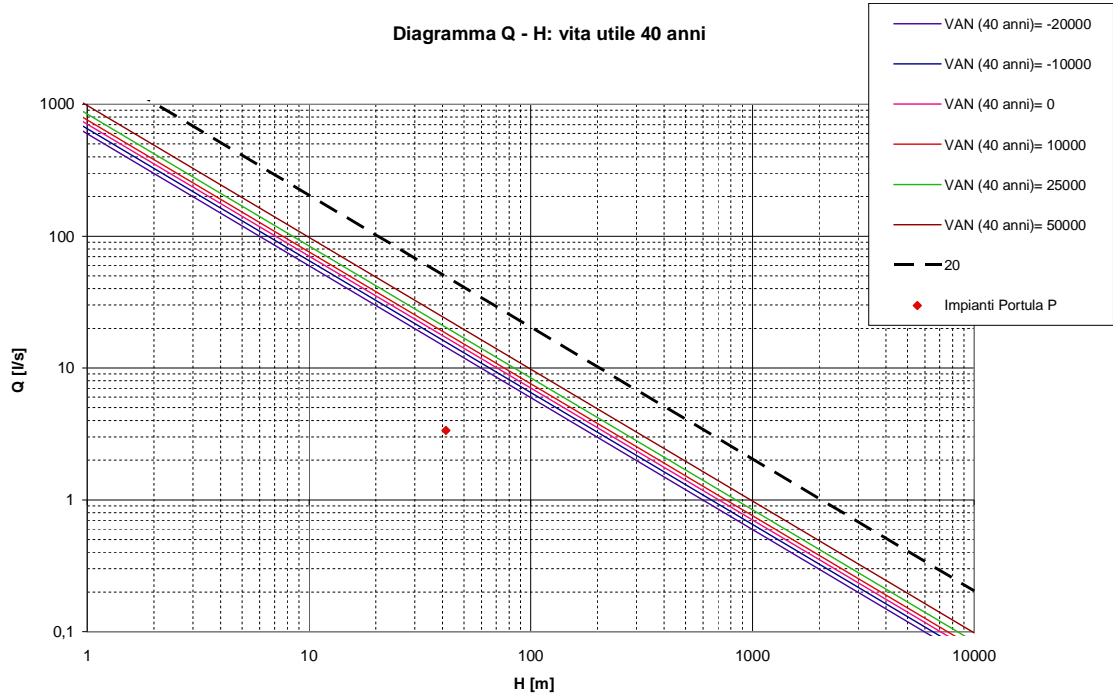
<i>kWh suddivisi per fasce</i>	3942 kWh
<i>Prezzo di acquisto energia</i>	0,21 €/kWh
<i>Prezzo di vendita CV</i>	0,109 €/kWh
<i>Costo evitato per l'acquisto di energia</i>	827,82 €
<i>Ricavi vendita CV</i>	0,00 €
<b><i>Ricavi totali</i></b>	<b>827,82 €</b>

**INPUT ANALISI ECONOMICO-FINANZIARIA**

Inflazione prezzo energia elettrica	4 %
Inflazione	3 %
IRES (Imposta sul reddito delle società)	0 %
IRAP (Imposta regionale delle attività produttive)	0 %
Ammortamento annuo (20 anni)	0 %
Tasso di attualizzazione (WAAC)	8 %



**Figura A.15:** Grafico del VAN per una vita utile pari a 20 anni



**Figura A.16:** Grafico del VAN per una vita utile pari a 40 anni

### A.2.7. CASO STUDIO RELATIVO AL COMUNE DI TRIVERO

L'acquedotto oggetto del caso studio serve il Comune di Trivero. In Figura A.17 si può osservare l'ubicazione del territorio comunale, che si trova a circa 30 km in direzione Nord-Est da Biella. Si tratta di un centro abitato con una popolazione residente di 6883 persone.



Figura A.17: Foto aerea del Comune di Trivero e Comuni limitrofi (fonte: [www.googleearth.com](http://www.googleearth.com))

Il Comune di Trivero è servito da un acquedotto comunale alimentato da due prese superficiali situate sul Rio Croso delle Lacere a quota 650 m s.l.m.m. e sul Canale della Costa a quota 800 m s.l.m.m., entrambi affluenti di destra del torrente Sesslera. Sul Rio Croso delle Lacere sono disposte una serie di briglie che creano delle vasche di calma, dall'ultima delle quali è derivata la portata di circa 50 l/s. In questa vasca si raccolgono anche le acque derivate dal Canale della Costa tramite una tubazione di circa 2 km di lunghezza.

La portata totale derivata è raccolta in un serbatoio a quota 650 m s.l.m.m., vicino alla derivazione sul Croso delle Lacere, da cui, tramite un impianto di pompaggio, è sollevata fino ad un bottino di raccolta a quota 950 m s.l.m.m.. La stazione di sollevamento è composta da due pompe, che lavorano alternativamente, da 75 kW con portata di 15 l/s e prevalenza 300 m. In genere l'impianto è in funzione per 12 ore al giorno ma in periodi di siccità rimane in funzione anche per

24 ore, infatti, in base al livello d'acqua nei serbatoi di distribuzione alle utenze, il fontaniere decide se accendere o spegnere l'impianto.

Al bottino di raccolta si aggiungono anche le acque derivate da un gruppo di 5 sorgenti, di cui una è stata sommersa da una frana, situate all'Alpe Scalveuci a quota 1.000 m s.l.m.m. circa. Tramite una galleria in roccia, scavata negli anni '50 e lunga circa 2 km, le acque vengono convogliate nel serbatoio in località Craviolo, avente una capacità d'accumulo di 400 m<sup>3</sup> e quota di sfioro a 934 m s.l.m.m.. All'interno della galleria vengono inoltre captate le acque di 16 sorgenti di modesta entità, che, in condizioni di siccità, sono praticamente asciutte.

Da questo serbatoio parte una condotta, di lunghezza totale di 3,6 km circa, che alimenta 5 serbatoi, con una capacità totale di accumulo di 2.300 m<sup>3</sup>, disposti a cascata da cui partono le distribuzioni agli utenti del Comune. L'ultimo serbatoio è a quota 550 m s.l.m.m. e quando il livello d'acqua si trova alla quota di sfioro, vengono spente le pompe della stazione di sollevamento. I serbatoi sono necessari per ridurre la pressione troppo alta dovuta al dislivello tra il primo serbatoio e l'ultima utenza, rappresentata dalla frazione di Ponzzone a quota 480 m s.l.m.m.. Inoltre le portate sfiorate dal troppo pieno di ogni serbatoio sono recuperate e convogliate verso il serbatoio più a valle.

Oltre all'acquedotto comunale esistono anche 15 acquedotti privati rurali che servono le singole frazioni comunali. Si tratta di sistemi molto semplici che si aggiungono al servizio comunale. Infatti molti utenti sono serviti sia dall'acquedotto comunale sia da quello frazionale, ma, in caso di siccità, i sistemi acquedottistici privati sono i primi ad andare in crisi e gli utenti devono così ricorrere all'acquedotto comunale che, inevitabilmente, si trova così a dover rispondere ad una domanda maggiore in periodo di carenza idrica. Un'altra situazione anomala è dovuta al fatto che gli stessi serbatoi degli acquedotti privati sono alimentati anche dall'acquedotto comunale oltre che dalle proprie fonti, in quanto queste ultime non sono sufficienti a soddisfare la richiesta idrica.



Di seguito viene riportato un riassunto dei dati di base caratterizzanti l'impianto:

- Sorgenti – quota:

Rio Croso delle Lacere – 650 m s.l.m.m.;

Canale della Costa – 800 m s.l.m.m.

Gruppo Trivero 1 – 940 m s.l.m.m.

Gruppo Trivero 2 – 1130 - 1050 m. s.l.m.m.

gestione: comunale;

portata media: 113.33 l/s;

- Serbatoio:

capacità: 400 m<sup>3</sup>;

quota di sfioro: 934 m s.l.m.m.;

- Condotta di adduzione:

lunghezza: 238 m;

materiale: PVC;

coefficiente di Strickler: 120 m<sup>1/3</sup>s<sup>-1</sup>;

diametro nominale 200 mm;

### **A.2.7.1. DATI TECNICI DA ANALIZZARE**

L'ipotesi progettuale prevede l'installazione di una mini-turbina posizionata allo sbocco della condotta che trasporta la portata dal bottino di riunione, a quota 950 m s.l.m.m., al serbatoio, a quota 934 m s.l.m.m. in modo da sfruttare l'attuale perdita totale del carico piezometrico in quel punto, dovendo l'acqua passare dalla condotta in pressione alla vasca a pelo libero.

In prossimità dello sbocco della condotta verso il serbatoio può essere prevista la costruzione di un fabbricato dove troveranno luogo, oltre al gruppo turbina-alternatore, tutte le apparecchiature di raddrizzamento della corrente elettrica e di gestione e controllo della stessa, nonché le apparecchiature di controllo della portata ed i dispositivi di by-pass per assicurare sempre condizioni di sicurezza, sia in situazioni ordinarie, sia in situazioni di criticità quali, ad esempio, durante periodi di manutenzione od i periodi di siccità.

Noti i dati necessari, è possibile calcolare i valori delle perdite di carico distribuite, tenendo conto di:

- diametro nominale della condotta, pari a 200 mm;
- coefficiente di Strickler, per condotta in acciaio, non nuova, pari a  $120 \text{ m}^{1/3}\text{s}^{-1}$ ;
- lunghezza della condotta oggetto del caso studio pari a 238 m.

COMUNE		TRIVERO	
		DATI RILEVATI	DATI REGIONE
SORGENTE	Quota [m s.l.m.m.]	970	950
	Portata [l/s]	113,33	12
CONDOTTA	Materiale	PVC	PVC
	D [mm]	200	200
	ks [ $\text{m}^{1/3}\text{s}^{-1}$ ]	120	120
	L [m]	238	2000
PERDITE DI CARICO	J [-]	0,049	0,001
	$\Delta H$ [m]	12	1
SERBATOIO	Quota [m s.l.m.m.]	934	934
P [kW]		27,129	1,754

**Tabella A.4:** Riassunto dei due casi

Non avendo altre informazioni sulla portata come ad esempio una serie annuale, in realtà indispensabile onde assicurare la veridicità di stime di questo tipo, l'analisi viene effettuata utilizzando il valore di portata misurato dal personale del Comune come portata media annua, ottenendo un salto utile:

$$H_v = 24.41 \text{ m}$$

che determina un valore di potenza nominale pari a:

$$P_n = 27.129 \text{ kW}$$

PORTATA [m³/s]	0.113
MATERIALE CONDOTTA	PVC
DIAMETRO [mm]	200
POTENZA [kW]	27.129

NOME: Bottino di riunione  
GESTIONE: Comunale

NUMERO: 1  
QUOTA SFIORO: 934 m  
VOLUME: 400 MC  
GESTIONE: Comunale

LEGENDA	
PIANO CAMPAGNA	
CARICO PIEZOMETRICO	
SORGENTE	
SERBATOIO	

SCALA	
ORIZZONTALE	1 : 10000
VERTICALE	1 : 1000

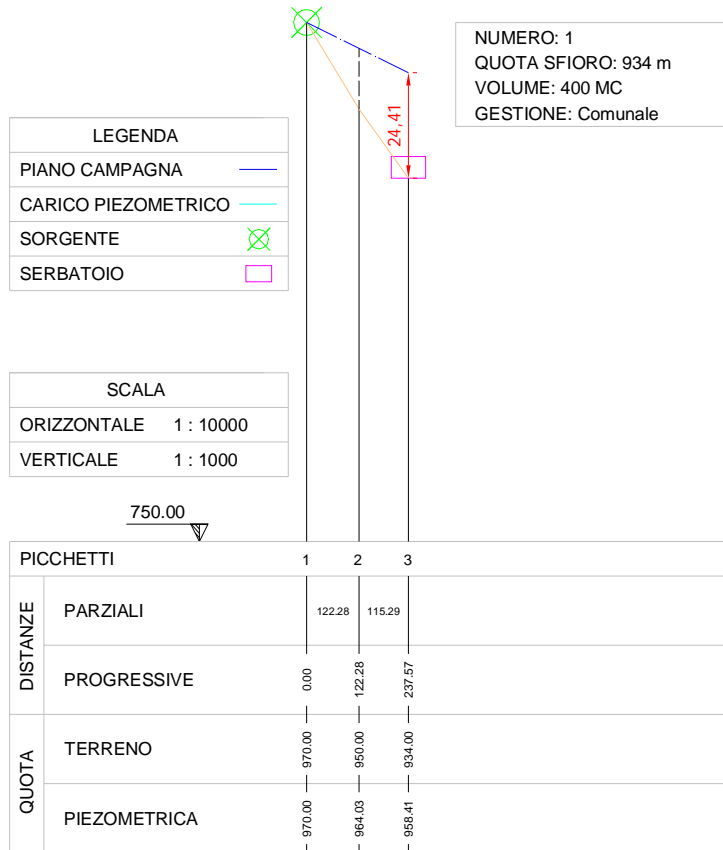
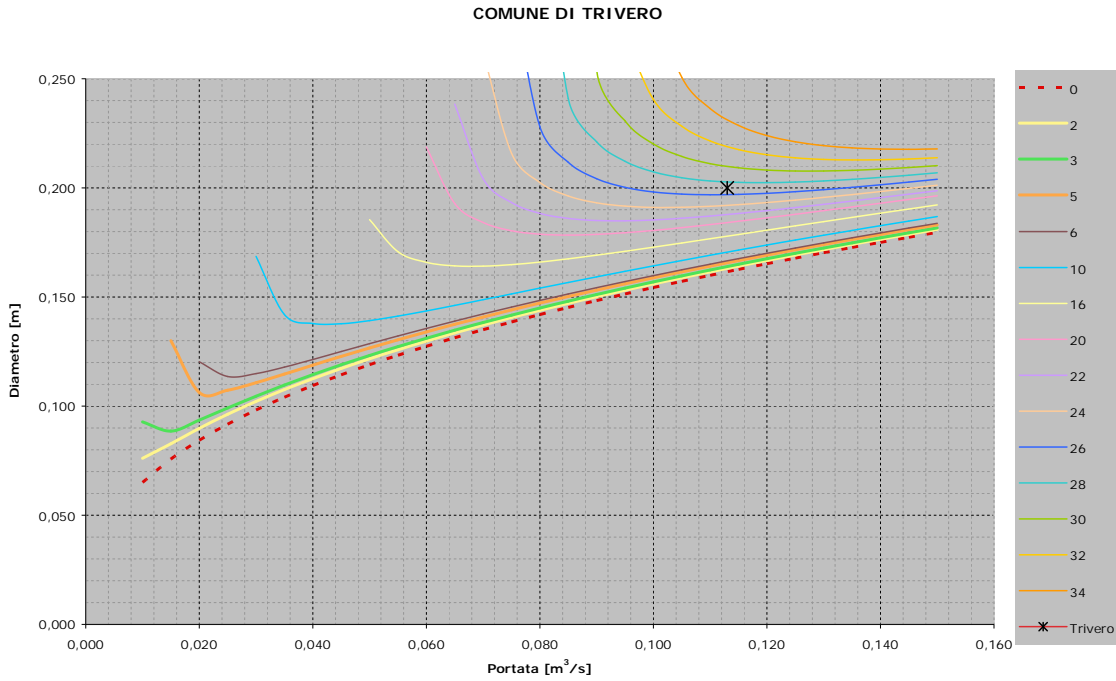


Figura A.19: Profilo condotta-carico piezometrico caso studio Trivero



**Figura A.20:** Curve di isopotenza in funzione della portata e del diametro della condotta di adduzione per l’acquedotto del Comune di Trivero oggetto di studio

Il calcolo della quantità di energia prodotta durante l’anno, nonché del relativo numero di Certificati Verdi, viene eseguito mediante un foglio di calcolo, un estratto del quale viene presentato sotto:

**QUANTITA' DI ENERGIA PRODOTTA**

rendimento di produzione  
giorni annui  
ore giorno

Producibilità annua  
Producibilità annua  
CV da 50MWh

0,3 ←  
365 giorni  
24 ore

73584 kWh  
73,584 MWh  
1 CV

- Il rendimento comprende sia il rendimento globale della turbina che il rendimento legato alla disponibilità della portata di progetto

**A.2.7.2. ANALISI ECONOMICA**

Per lo studio della fattibilità si procede stimando le quantità con valutazioni di massima derivanti dall’esperienza tecnica: esse sono perlopiù funzioni che sommano ad un valore costante un valore che è funzione della potenza nominale dell’impianto.

Il computo è stato eseguito per mezzo di un foglio di calcolo, di cui vengono presentati alcuni estratti, specificando a lato le formule utilizzate nei calcoli.

DATI DI INVESTIMENTO		
Opere civili + IVA	18000 €	← €kW valutato con legge di regressione (potenza) $y = 10224x^{(0.1682)}$ da valutazione di massima
Turbina e generatore		
Montaggio e messa in esercizio		
Quadro comando, regolazione e gestione		€kW valutato con legge di regressione (potenza) $y = 25182x^{(-0.6855)}$ da preventivi Sciarini
Sonda livello		
Messa in esercizio		
+IVA 20%	72000,00 €	←
Progettazione, varie ed eventuali	27000,00 €	←
<b>Totale investimento iniziale</b>	<b>117000,00 €</b>	← Incremento del 30% per progettazione, imprevisti e varie ed eventuali

Tra i dati di maggior interesse vi è quello dell'ammontare dell'investimento iniziale, somma a cui deve far fronte la committenza per portare a termine i lavori di progettazione, acquisto dei materiali e messa in esercizio dell'intero impianto, che nel caso da noi studiato raggiunge la cifra di:

€117000.00

Successivamente vengono analizzati quelli che sono i costi di esercizio e manutenzione, stimati come percentuale, crescente negli anni, del costo della macchina, i costi generali, assicurativi, amministrativi e gestionali, infine i costi relativi al canone uso acqua.

DATI DI GESTIONE		
<i>costi di esercizio e manutenzione (% costo macchina)</i>		fonte: ENEA per turbine eoliche
1-2 anni	1 %	
3-10 anni	2 %	
10-20 anni	3 %	
20-40 anni	4 %	
<i>costi generali</i>	500,00 €	(Fonte APER 1998 con introduzione soglia minima)
<i>costi assicurativi</i>	2588,00 €	(Fonte APER 1998)
<i>costi amministrativi delibera 34/05 art.6</i>	155,47 €	(120 € + 0.5% controvalore energia art 6 delibera 34/05 )
<i>costi gestionali delibera 34/05 art.6</i>	155,47 €	(120 € + 0.5% controvalore energia art 6 delibera 34/05 )
<i>costi vari art 19 e 40 Testo Integrato</i>	2764,6928 €	800€ servizio di misura + 0,0267*kWh prodotti per trasmissione

In questo caso, essendo la potenza prodotta superiore ai 20 kW, non è possibile adottare la modalità dello scambio sul posto, per cui non si ha l'annullamento dei costi di amministrazione e gestione nonché dei costi dovuti alle imposte.

## CANONE USO ACQUA

canone annuo  
sovraccanone annuo

383,6 € - si ipotizza che quello per uso energetico  
0 € sia maggiore di quello ad uso potabile  
- (solo se  $P_n > 220 \text{kW}$ ) importo pari a  
4.91 €/kW (decreto 925 del 31 gennaio  
2006: revisione della misura del  
sovraccanone per impianti idroelettrici, ai  
sensi dell'articolo 3 della legge 22  
dicembre 1980, n. 925)

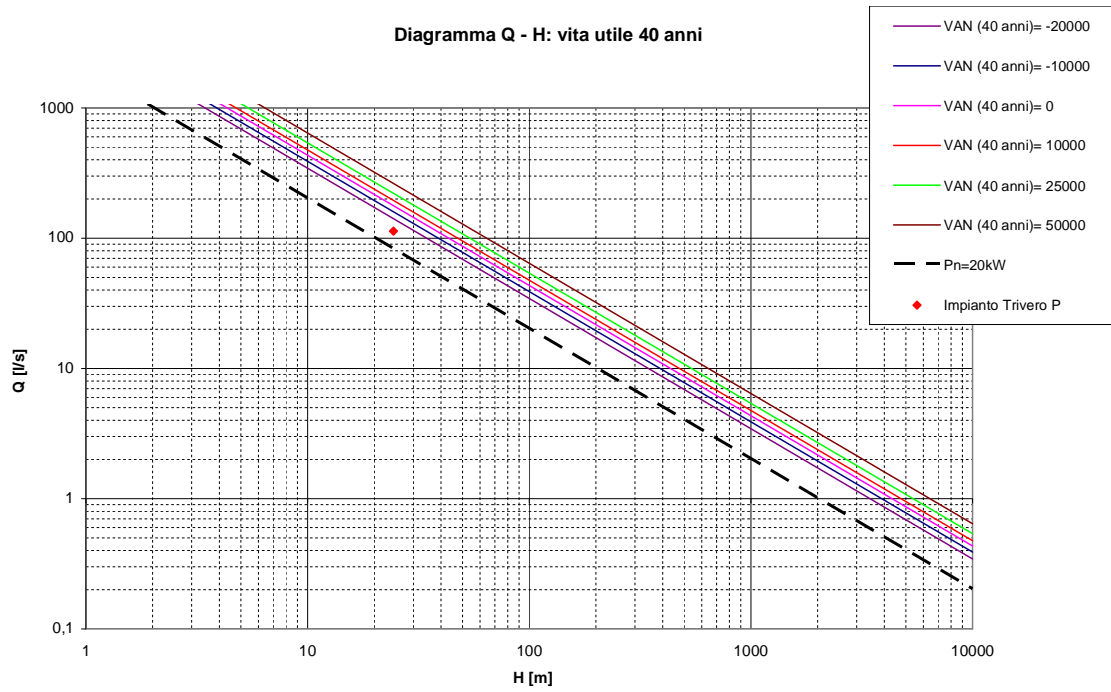
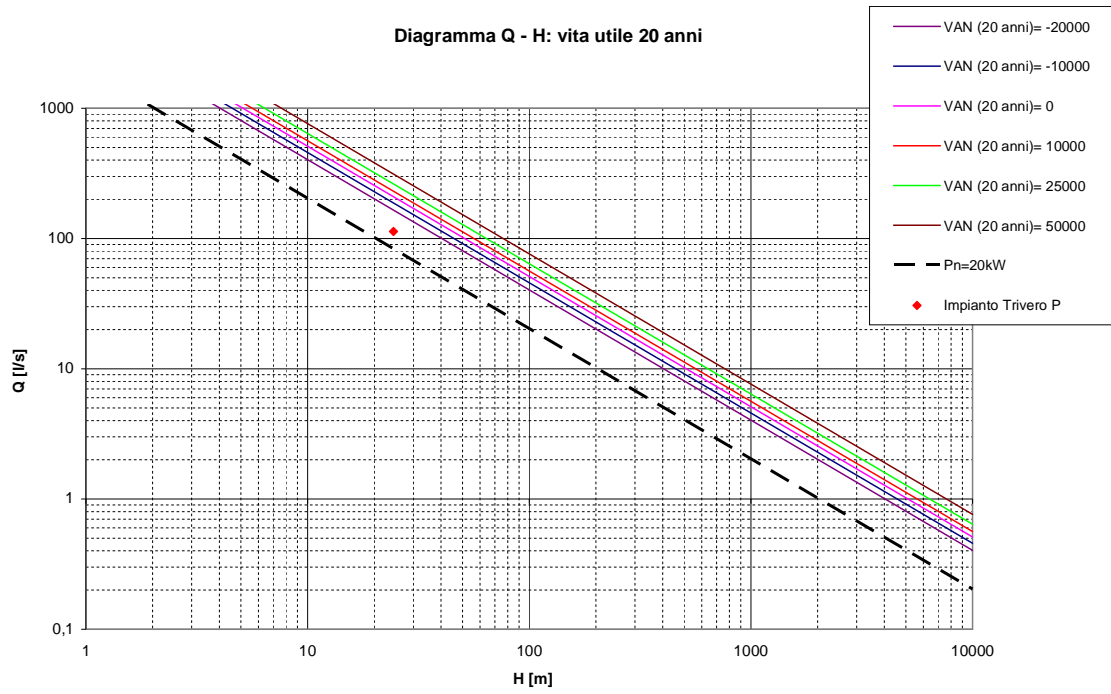
## A.2.7.3. SITUAZIONE 2007

## DATI DI RICAVO

<i>kWh suddivisi per fasce</i>	73584	0	0	0 kWh
<i>Prezzo di vendita energia</i>	0,0964	0,0812	0,071	0,069 €/kWh
<i>Prezzo di vendita CV</i>	0,13749 €/kWh			(prezzo di riferimento 2006) solo per i
<i>Ricavi vendita energia</i>	7093,4976 €			
<i>Ricavi vendita CV</i>	5499,60 €			Applicato fattore pari a 0.8 sul prezzo
<i>Ricavi componente CTR</i>	242,8272 €			0,0033

## INPUT ANALISI ECONOMICO-FINANZIARIA

Inflazione	3 %
IRES (Imposta sul reddito delle società)	33 %
IRAP (Imposta regionale delle attività produttive)	4,25 %
Ammortamento annuo (20 anni)	5 %
Tasso di attualizzazione (WAAC)	8 %
(si considerano scenari con WACC variabile tra l'8% e il 14%)	



Le stesse analisi sono state svolte per i Comuni di Ailoche, Caprile, Coggiola, Crevacuore, Guardabosone, Sostegno, Portula, e Postua, ottenendo i valori di potenza che si riportano in Tabella A.5.

Comune	Codice Impianto	Database		Caso studio						
		PNI,A [kW]	PNI,B [kW]	P [kW]	Q <sub>med</sub> [m <sup>3</sup> /s]	H <sub>u</sub> [m]	L [m]	D [mm]	Materiale	k <sub>s</sub> [m <sup>1/3</sup> /s]
Ailoche	208501001/2	8,103	9,75	3,354	0,001	342	2223	50	Acciaio	75
Ailoche	208601001	0,98	12,9	2,369	0,004	64	1759	63	PEAD	120
Ailoche	208501001/2	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Caprile	208301001	n.d.	n.d.	2,481	0,002	126	681	80	Acciaio	75
Caprile	208301001	n.d.	n.d.	0,899	0,001	92	1165	50	Acciaio	75
Caprile	208301001	11,26	16,72	1,092	0,001	111	1823	50	Acciaio	75
Coggiola	208001001/2/3	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Coggiola	208001001/2/3	0,37	0,45	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Coggiola	209002001/2	0,1	0,1	0,415	0,0003	127	1467	48	Acciaio	75
Coggiola	209002001/2	0,03	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Crevacuore	208802001/2/3/4/5	n.d.	n.d.	n.d.	0,008	23	2379	80	Acciaio	75
Portula	210001001/2/3/4	2,07	4,85	1,369	0,003	41	820	50	Acciaio	75
Portula	210101001	0,26	0,51	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Portula	210401001	0,97	1,32	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Portula	210201001	1,96	2,83	1,049	0,002	64	820	50	Acciaio	75
Portula	210501001/2	0,03	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Postua	208201001	1,67	2,17	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Postua	208401001	0,59	1,94	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Pray	209602001	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Pray	209602002	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Pray	209601004/209601001	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Pray	209601001	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Pray	209601001	18,1	23,32	0,324	0,008	4	2297	80	Acciaio	75
Pray_nuovo	209601001	-	-	8,847	0,008	120	2305	100	Acciaio	75
Trivero	209901001/2	31,78	30,92	27,129	0,113	24	238	200	PVC	120

Tabella A.5: Potenze ottenute per gli impianti acquedottistici comunali del comprensorio della Valle Sessera

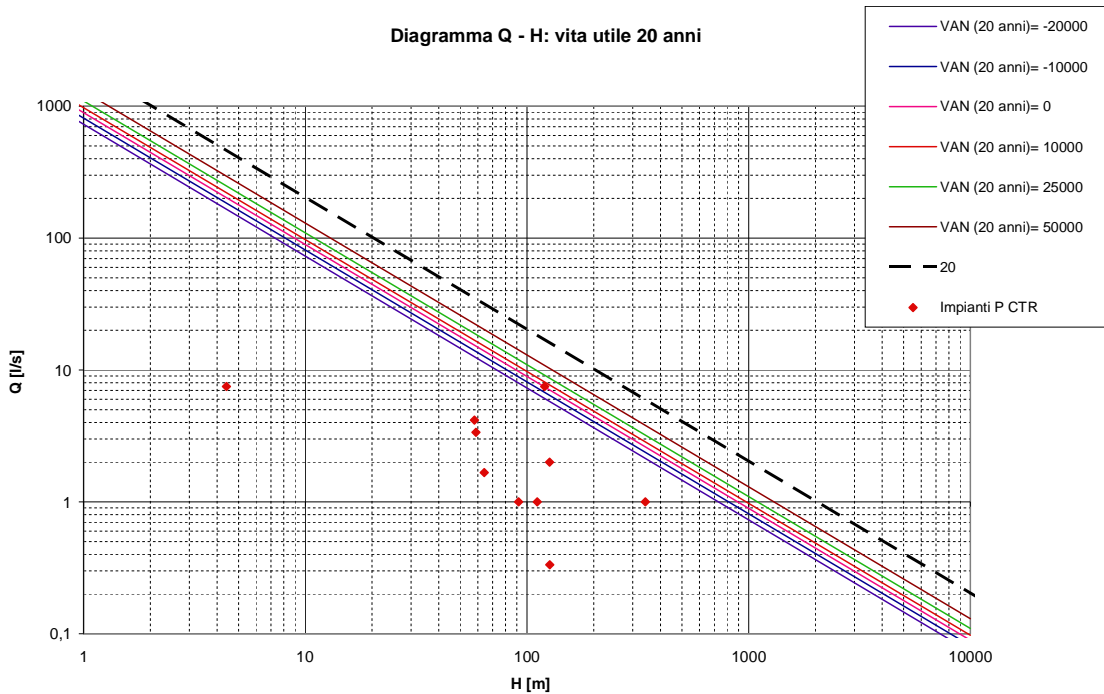
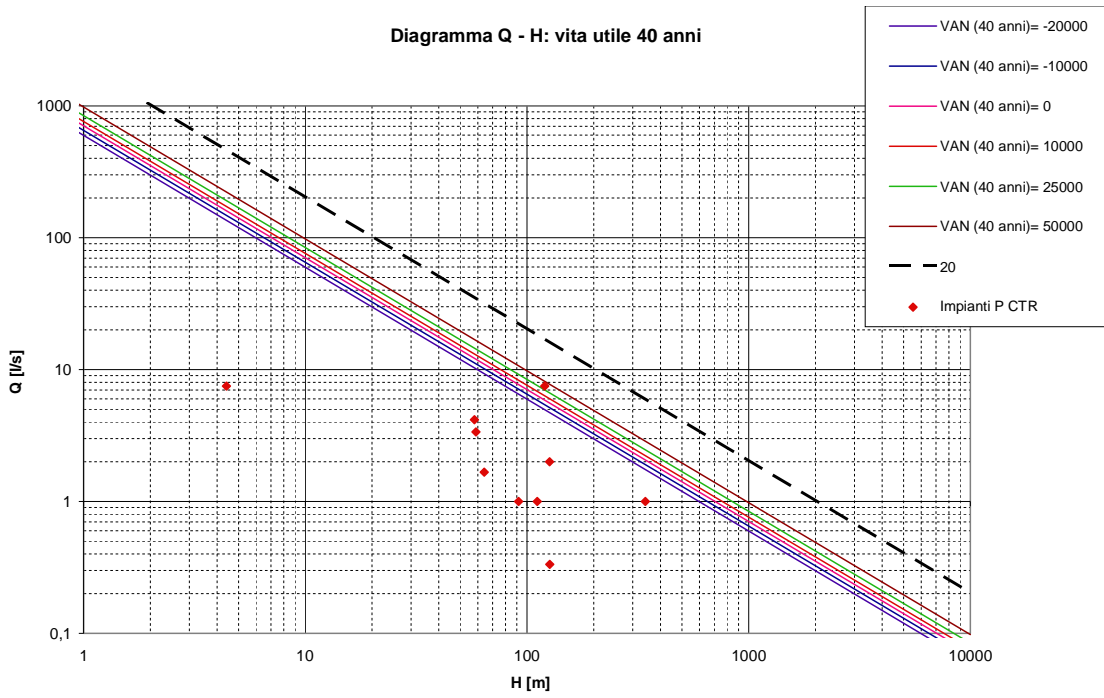


Figura A.23: Grafico del VAN per una vita utile pari a 20 anni



**Figura A.24:** Grafico del VAN per una vita utile pari a 20 anni

### A.3. CASO STUDIO RELATIVO AL COMUNE DI LIMONE PIEMONTE

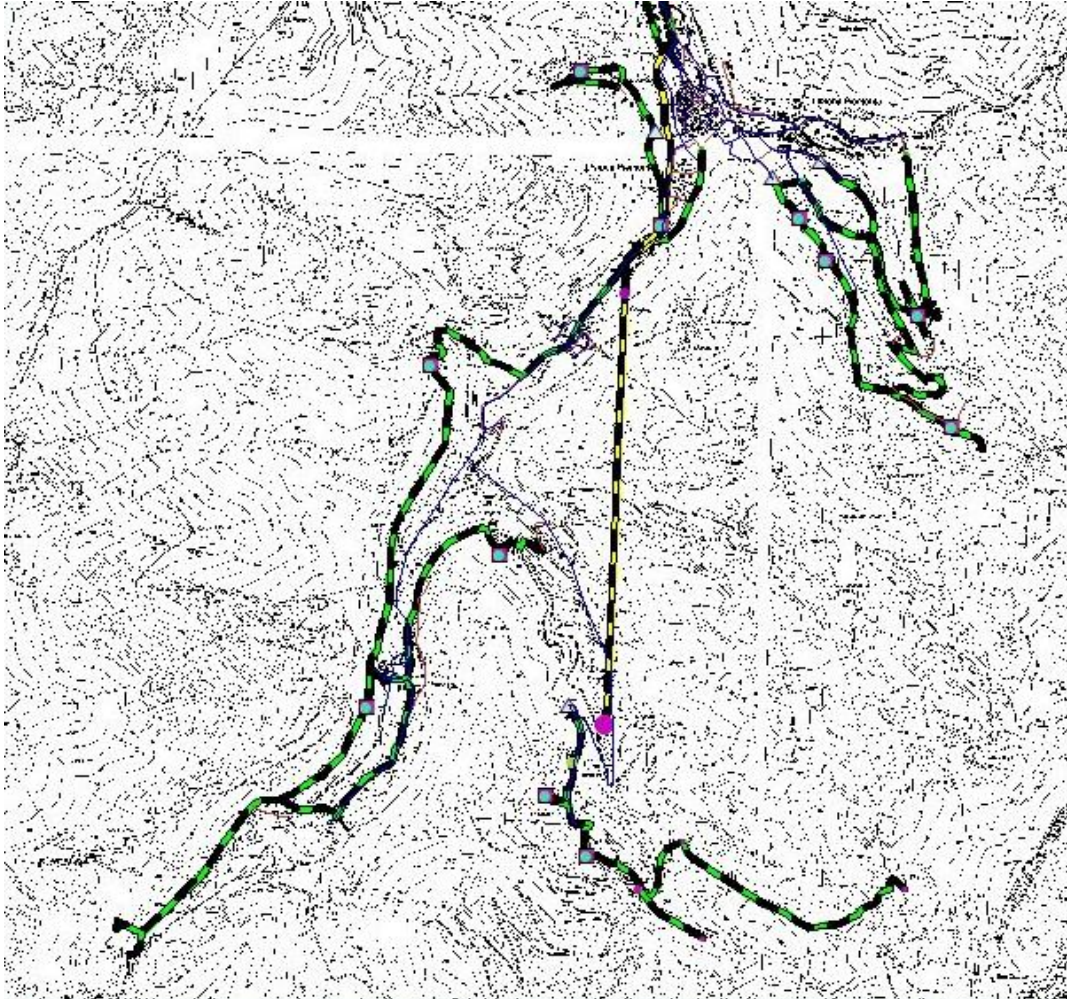


Figura A.25 Estratto CTR e planimetria rete idrica Comune di Limone Piemonte

Prendendo visione della planimetria della rete idrica del Comune di Limone Piemonte e indagando tramite l'ausilio del software GIS i dati riguardanti la portata emunta dalle sorgenti presenti nel territorio Comunale, si osserva la presenza di una sorgente, denominata: "Sorgente Colle di Tenda" gestita dall'Azienda Consortile Acquedotto delle Langhe e Alpi Cuneesi, posta a quota 1270 m s.l.m, con una portata media (dato ACDIPOME) pari a 250 l/s che risulta essere la seconda in termini di portata nell'ambito dell'ATO 4. Come si può osservare in Figura A.25, all'altro estremo della condotta che parte dalla sorgente Colle di Tenda, incrociando la linea che descrive la condotta con la curva di livello più prossima, si può leggere una quota pari a circa 1020 m s.l.m.m.

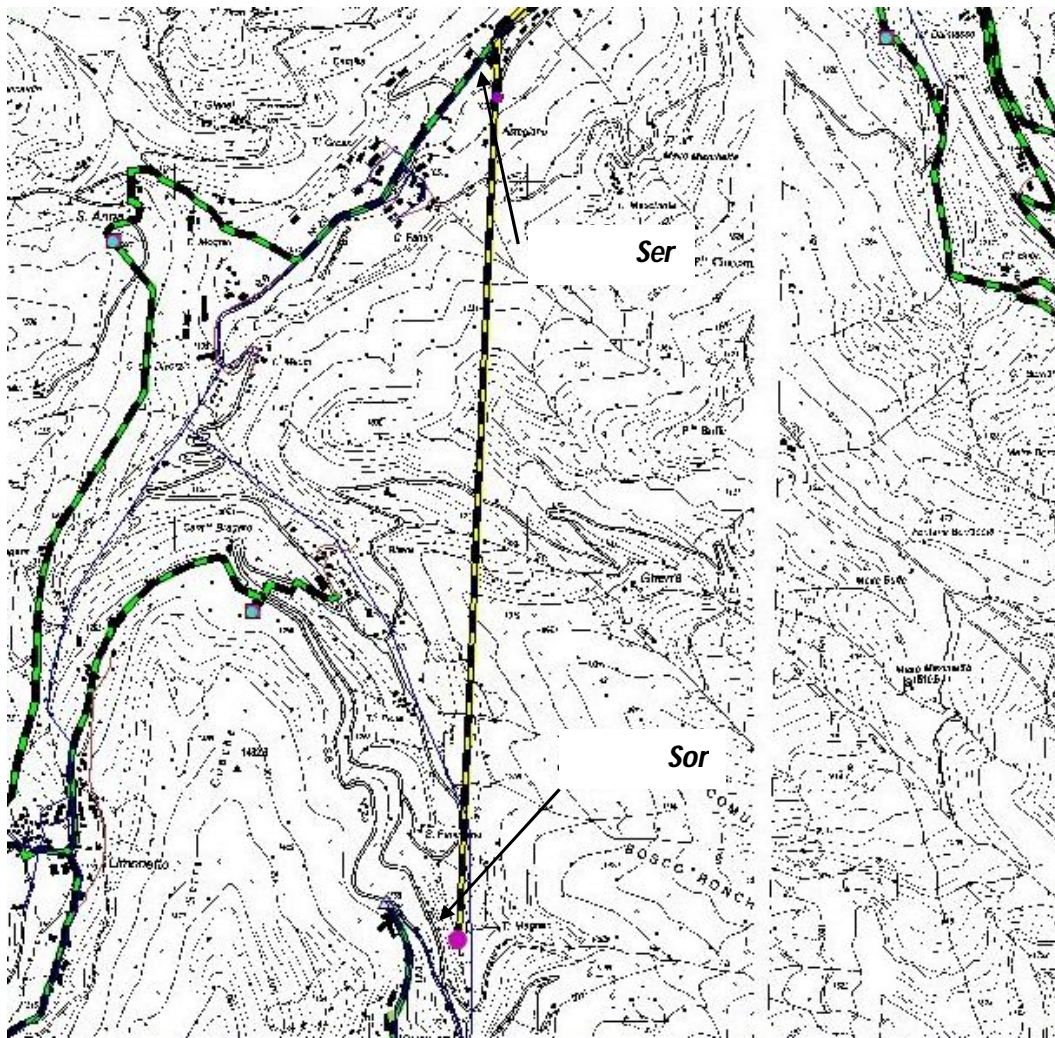


Figura A.26: Estratto CTR e planimetria rete idrica caso studio nel Comune di Limone Piemonte

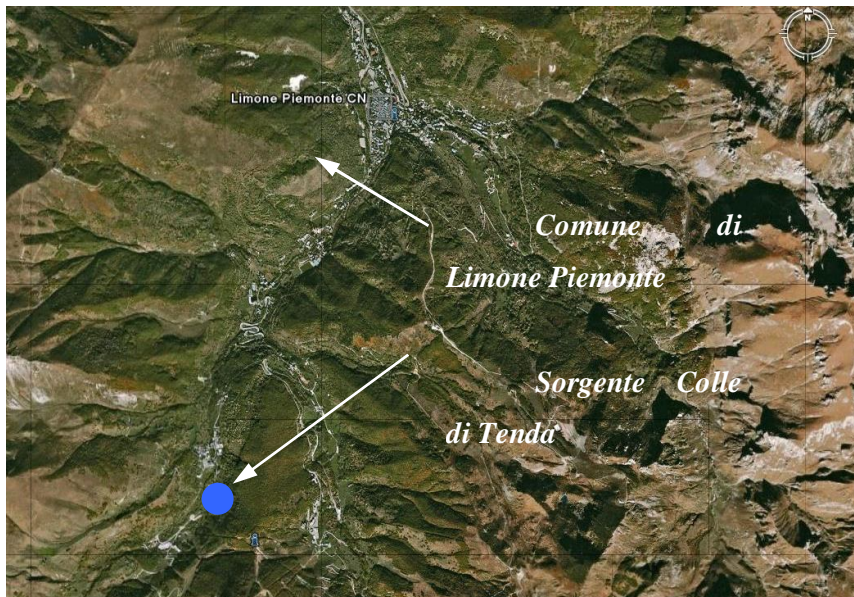
Ci si trova quindi in presenza di una portata elevata associata ad un dislivello considerevole, pari a circa 250 m. Inoltre, la condotta che collega la sorgente Colle di Tenda al Comune di Limone Piemonte risulta essere di acciaio e avere un diametro pari a 700 mm. A primo impatto sembra di aver trovato un caso significativo. La perfetta linearità della condotta, però, se paragonata al resto delle condotte presenti nel database, fa sorgere subito dubbi riguardo la veridicità dei dati estrapolati dal database. Si è proceduto quindi contattando il gestore della rete idrica oggetto di studio.

Dopo il sopralluogo presso gli uffici dell'Acquedotto delle Langhe e Alpi Cuneesi si è dedotto quanto riassunto in Tabella A.6:

**Tabella A.6:** Riassunto dati identificativi sorgente in esame

<b>Codice gestore</b>	<b>MO55</b>
Gestore	Acquedotto delle Langhe e Alpi Cuneesi
Comune	Limone Piemonte
Codice Impianto di captazione	417901001
Denominazione	Sorgente di Tenda
Località	Galleria ferroviaria

Dalla foto aerea proposta in Figura A.26, è possibile osservare la posizione della sorgente: essa si trova a un chilometro circa in linea d'aria a sud dell'abitato del Comune di Limone Piemonte.

**Figura A.27:** Foto aerea Comune di Limone Piemonte (fonte [www.googleearth.com](http://www.googleearth.com))

La portata estratta dalla sorgente viene immessa in una condotta rettilinea, nonostante le irregolarità del terreno. Questa particolarità è dovuta alla posizione della condotta stessa: essa, infatti, è stata collocata all'interno della galleria ferroviaria che porta a Limone Piemonte. Allo sbocco della galleria, la portata viene riversata in una vasca di raccolta a pelo libero e immessa nella condotta in pressione, che mantiene l'altezza piezometrica costante al suo interno, al lordo delle

perdite di carico, sino al serbatoio di Bric Berico, dove viene riversata in una vasca di carico di capacità 5000 m<sup>3</sup>.

Lungo il suo percorso, una parte minoritaria della portata viene distribuita agli abitati di Pianfei, Magliano Alpi e Fossano.

L'Acquedotto delle Langhe e Alpi Cuneesi integra quindi i fabbisogni dei Comuni allacciati lungo la condotta principale benchè essi siano già serviti da un altro impianto. L'incidenza della derivazione è codificata da un contratto che stabilisce le portate massime, ma il consumo delle stesse è demandato al libero arbitrio dei Comuni che, all'interno della portata contrattuale, ne gestiscono il prelievo. L'acqua prelevata viene addotta da un serbatoio di compenso e quindi l'incidenza sulla portata trasportata è mediata su un periodo più lungo. Occorre poi notare che, alla distanza di 6900 m dalla sorgente di Limone Piemonte, la condotta riceve la portata di un'altra sorgente, i cui dati sono definiti nella Tabella A.7.

**Tabella A.7:** Riassunto dati identificativi sorgente RENETTA

<b>Codice gestore</b>	<b>MO55</b>
Gestore	Comune di Vernante
Comune	Vernante
Codice Impianto di captazione	415501001
Denominazione	Sorgente Renetta
Località	Renetta

Dai dati derivanti dal censimento della Regione Piemonte ricaviamo una portata minima di 15 l/s e una portata massima di 50 l/s.

Dalla sorgente al serbatoio, pur subendo la condotta notevoli cambiamenti di intensità e verso di pendenza, il dislivello tra il serbatoio di Bric Berico, dove la portata viene raccolta, e la sorgente risulta essere pari a 206 m. Nei pressi del serbatoio la portata avrebbe ancora, secondo le prime stime, una energia potenziale pari a circa 120 m di colonna d'acqua.

Risulta ovvio individuare quindi un errore molto grave nell'inserimento del dato della quota della Sorgente di Tenda nel database che esclude il sito da un ulteriore approfondimento di indagine. L'errore è causato con molta probabilità dall'aver letto la quota della sorgente dalla carta

CTR attraverso una stima della curva di livello più vicina alla sorgente, senza tenere conto del fatto che la sorgente non si trova in superficie, ma all'interno di una galleria ferroviaria.

In un'attività di valutazione di inserimento di impianti micro-hydro in sistemi acquedottistici è possibile riscontrare simili errori di valutazione, avendo a che fare con dati relativi all'intera Regione che devono sempre essere verificati in una fase di indagine approfondita.

**APPENDICE B: ASPETTI TECNICI RELATIVI  
ALLA PRODUZIONE IDROELETTRICA  
DA RETI ACQUEDOTTISTICHE**

## **B.1. INTRODUZIONE**

Ogni volta che lungo una condotta di adduzione è presente un carico piezometrico residuo, dissipato in normali condizioni di utilizzo tramite una valvola dissipatrice, è possibile in via teorica installare una turbina e quindi sfruttare la perdita di carico come salto utile al fine di produrre energia.

Allo stato attuale l'installazione di una turbina in asse ad una condotta di adduzione non presenta particolari difficoltà. Impianti idroelettrici del tipo di quelli qui considerati sono già stati realizzati e discretamente diffusi in altri Stati. La tecnologia per realizzarli è ormai consolidata ed è tale da garantire innanzitutto il mantenimento delle caratteristiche qualitative dell'acqua trattata necessarie per l'uso idropotabile. L'impianto realizzato non va quindi a pregiudicare né la quantità né la qualità dell'acqua, garantendo, tramite l'installazione di appositi by-pass ed elementi di attenuazione delle variazioni brusche di pressione, il servizio all'utenza anche in caso di guasti od interventi di manutenzione.

In questo capitolo vengono descritti gli elementi tipici da considerare per la predisposizione di un impianto micro-hydro, prestando particolare attenzione all'apparato di produzione vero e proprio.

## **B.2. PRINCIPALI ELEMENTI COSTITUENTI UN SISTEMA ACQUEDOTTISTICO DI ADDUZIONE**

La condotta sul cui asse sarà installata la turbina fa generalmente parte di un sistema di adduzione, detto anche *acquedotto esterno*. La condotta risulta essere quindi quella principale di collegamento tra il punto di captazione (sorgenti, pozzi,...) ed il nodo di distribuzione verso la rete interna, rappresentato da un nodo effettivo o da un possibile serbatoio di sconnessione.

Gli elementi principali da considerare in un sistema acquedottistico di adduzione risultano quindi essere:

- L'opera di captazione;
- La condotta di adduzione;
- I serbatoi di sconnessione.

### **B.2.1. L'OPERA DI CAPTAZIONE**

Le fonti convenzionali di approvvigionamento idrico sono le acque sotterranee e quelle superficiali, con le prime che si distinguono in acque di sorgente e acque di falda superficiale o profonda, mentre le seconde sono quelle derivanti da prelievi da corsi d'acqua e da laghi.

Dato che l'utilizzo della risorsa prelevata è quello potabile, gli aspetti da valutare nel processo di captazione sono le interazioni con la linea piezometrica, la protezione sanitaria ed anche le limitazioni del trasporto solido e di sabbia e ghiaia. Quest'ultimo fatto, in particolare, risulta essere in accordo con quanto previsto anche per l'utilizzo idroelettrico, in quanto, per garantire una maggiore resa ed una minore usura della turbina, è necessario che l'acqua utilizzata nell'impianto idroelettrico sia il più possibile priva di elementi in sospensione.

L'opera di captazione necessita sempre di una camera di manovra o delle valvole, dove sono ubicati tutti gli organi di comando delle varie tubazioni (valvole, saracinesche di regolazione, deviazioni, intercettazioni ecc.), azionando i quali è possibile, ad esempio, regolare la portata da derivare, aprire lo scarico di fondo ed effettuare delle deviazioni del flusso. Nella camera di manovra trovano inoltre posto i quadri di lettura di tutte le grandezze di interesse quali, per esempio, gli indicatori di livello nelle vasche e i registratori di portata.

Anche nel caso in cui la captazione avvenga da sorgenti è necessario realizzare più vasche di raccolta con lo scopo sia di effettuare il dissabbiamento dell'acqua che di garantire la copertura del nodo di presa (corrispondente all'inizio effettivo della condotta di adduzione), in modo da evitare

l'ingresso di aria nella condotta durante il normale esercizio. Queste vasche, dotate di scarichi di regolazione e di troppo pieno, possono essere eventualmente utilizzate anche come vasche di carico per la condotta vista, però, dal punto di vista dell'utilizzo idroelettrico.

### **B.2.2. LE CONDOTTE DI ADDUZIONE**

La selezione idonea e la corretta messa in opera delle tubazioni è importante in un impianto acquedottistico poiché può definire i parametri più importanti di vita e funzionalità dell'impianto. Nel momento in cui la tubazione è utilizzata anche come condotta forzata per un impianto idroelettrico si deve prestare maggiore attenzione alle sue caratteristiche meccaniche, in quanto potrebbe essere sottoposta a sovraccarichi eccessivi dovuti ai transitori dati dal funzionamento della turbina.

Tra le caratteristiche principali si ricorda innanzitutto il materiale della tubazione, le cui caratteristiche fisiche, chimiche e meccaniche determinano le prestazioni secondo vari aspetti: il grado di rugosità, quindi la scabrezza, del materiale e la sua variazione nel tempo hanno un'influenza notevole sulle perdite di carico in condotta, per la determinazione delle quali si assegnano coefficienti tipici per ogni materiale.

Dalle caratteristiche chimiche del materiale dipende la resistenza della tubazione all'azione aggressiva degli agenti esterni e all'azione esercitata dal liquido in moto. Dalle caratteristiche meccaniche del materiale, quali carico di rottura e di snervamento, moduli di elasticità normale e trasversale, dipende la resistenza della tubazione alle sollecitazioni interne ed esterne; infine la natura del materiale ha grande importanza dal lato igienico.

Dal punto di vista geometrico una caratteristica fondamentale è il diametro interno, molto importante ai fini idraulici, poiché da esso dipendono le velocità e le perdite di carico, quindi anche la portata e le pressioni che si ottengono. Da questo punto di vista si ricorda che le condotte sono caratterizzate da un diametro nominale DN, espresso in millimetri [mm], che normalmente non rappresenta il diametro interno, ma un diametro di riferimento maggiore. In base al costruttore, al tipo di materiale con cui è realizzata la condotta ed in base alle caratteristiche meccaniche che deve garantire, è possibile ottenere dal diametro nominale il diametro interno di calcolo.

Lo spessore delle condotte è importante in quanto da esso dipendono la resistenza della tubazione alle varie sollecitazioni quali pressione interna, peso proprio, carichi esterni dovuti al terreno di rinterro e ai sovraccarichi accidentali, variazioni termiche e azioni sismiche, che influenzano quindi la durata della tubazione stessa. Ai fini della conservazione nel tempo delle

tubazioni, sono di enorme importanza anche le modalità di posa in opera all'interno della trincea di scavo, che giocano un ruolo non trascurabile sulla resistenza delle tubazioni stesse alle sollecitazioni esterne.

I materiali impiegati per le tubazioni d'acquedotto si distinguono essenzialmente in metallici, acciaio e ghisa, cementizi, calcestruzzo armato, calcestruzzo armato precompresso, plastici, come cloruro di polivinile (PVC), polietilene a bassa densità (PEBD) o polietilene ad alta densità (PEAD), polipropilene (PP), polipropilene autoestinguente (PPAE), vetroresina (PRFV), che è costituita da una resina termoindurente rinforzata con fibre di vetro. La scelta del materiale più idoneo della tubazione e del tipo di giunto dipende da vari fattori di natura tecnica, igienica ed economica.

La progettazione, la costruzione e il collaudo delle tubazioni sono regolate in Italia dalla "Normativa tecnica sulle tubazioni", contenuta nel Decreto del Ministero dei Lavori Pubblici del 12.12.1985, pubblicata sul n. 61 della GU del 14.3.1986, le cui linee di lettura vengono chiarite nella circolare del Ministero dei Lavori Pubblici del 20 marzo 1986 n. 27291.

Nella Tabella B.2 sono fornite alcune indicazioni sul principale utilizzo, i vantaggi e gli inconvenienti legati alla scelta di un particolare materiale per la realizzazione della condotta.

**Tabella B.1.** Caratteristiche delle condotte in funzione della tipologia di materiale con cui sono realizzate.

<b>Tipo di tubo/materiale</b>	<b>Utilizzo</b>	<b>Vantaggi</b>	<b>Inconvenienti</b>
<b>Ghisa, acciaio</b>	- per tutti i diametri e le pressioni	- robustezza alle sollecitazioni meccaniche esterne - resistenza a pressioni elevate	- costo elevato - peso elevato - soggetto a corrosione se non adeguatamente trattato
<b>Polietilene PEAD</b>	- pressioni nominali fino a 25 bar - economico per i diametri più piccoli (fino a 200 mm).	- si può curvare, è infrangibile; - consegnabile su rulli fino a diametri di circa 100 mm - saldabile	- diametri e pressioni elevati comportano investimenti elevati;
<b>PVC</b>	- pressioni nominali limitate - economico per i diametri piccoli e medi	- peso ridotto - economico	- relativamente fragile e dunque sensibile ai colpi di ariete e alla presenza di pietre (posa onerosa)
<b>Polipropilene PP</b>	da classificare tra PEAD e PVC per ciò che concerne le sue proprietà (è pertanto più caro del PVC e meno sensibile alla temperatura).		
<b>Tubi in resina epossidica rinforzate da fibra di vetro (GUP)</b>	- pressioni da deboli a medie - economici per diametri superiori a 300 mm	- resistenza molto alta per un peso modesto	- oneroso per piccoli diametri (forma poco stabile, posa onerosa)
<b>Fibro cemento</b>	- pressioni medie - diametri a partire da 80 mm	- robustezza rispetto alle sollecitazioni meccaniche	- peso e prezzo elevato

### **B.2.3. SERBATOI**

I serbatoi consentono di assolvere a diverse funzioni, quali quelle di:

- Compenso o di regolazione, nel senso che permettono di avere un regime delle portate in uscita, o deflussi, diverso da quello delle portate in arrivo, o afflussi;
- Sconnessione idraulica, in quanto non essendo in pressione e con la condotta in arrivo che sbocca a pressione atmosferica, permette di stabilizzare, a meno di piccole oscillazioni di livello, la linea dei carichi piezometrici;
- Riserva idrica, perché evitano l'interruzione del deflusso a valle quando la tubazione a monte è fuori servizio per interventi di manutenzione o per rotture, guasti delle apparecchiature, interruzione dell'energia elettrica di alimentazione delle macchine operatrici, pompe o turbine.

Le caratteristiche dei serbatoi degli acquedotti devono essere tali da garantire completa impermeabilità e resistenza nel tempo alle sollecitazioni agenti e inalterabilità nel tempo dei materiali in cui sono realizzati. Si devono prevedere, inoltre, opportune protezioni dall'inquinamento, assicurando il deposito del materiale solido in sospensione, devono essere dotati di apparecchiature di comando, misura e controllo, devono essere realizzati in posizioni facilmente raggiungibili per favorire le operazioni di manutenzione ordinaria o straordinaria, devono essere provvisti di una recinzione per evitare l'accesso di persone non autorizzate o animali, e opportune opere che impediscano l'ingresso di acque superficiali esterne all'interno del serbatoio.

La presenza di serbatoi lungo la condotta di adduzione può favorire la realizzazione dell'impianto idroelettrico: infatti, per impianti di produzione di energia elettrica che sfruttano il lavoro di micro-centraline, la portata di ingresso nelle turbine deve essere in condizioni quanto più stazionarie possibili. Questo impone, data la frequenza delle oscillazioni degli afflussi negli impianti acquedottistici, il posizionamento di uno strumento di regolazione, cioè di una vasca di carico.

La vasca di carico, posta all'inizio della condotta forzata, è costituita da un serbatoio solitamente di modesta capacità che serve da polmone di carico in grado di assorbire le eccedenze di portata creando un vaso di espansione tra la presa e la centrale, evitando conseguenze sugli impianti in caso di brusche variazioni della portata, anche per effetto di manovre sulle valvole. Oltre alla funzione di protezione e regolazione, in quanto opere di accumulo hanno anche la possibilità di rendere immediatamente disponibile un buon quantitativo d'acqua, se richiesto, e minimizzare la probabilità di ingresso di aria in condotta.

Ciò detto, è possibile constatare come si possa utilizzare un serbatoio già presente nel sistema acquedottistico per scopi idroelettrici.

#### **B.2.4. DISPOSIZIONE DELLE TURBINE**

Supponendo di avere a disposizione una risorsa idrica tale da poter alimentare in modo corretto l'impianto in progetto, resta da definire la posizione in cui installare la turbina nella rete acquedottistica. Oltre a dover rispettare un criterio base che è quello dell'accessibilità del sito in cui è installata la turbina, la sua posizione dipende dal profilo plano-altimetrico e dal tipo di restituzione, a pelo libero od in pressione.

Nei casi in cui sia presente una vera e propria rete di adduzione, ovvero quando sia presente un bacino di compensazione o siano presenti diversi serbatoi in serie, è possibile l'installazione delle turbine lungo le condotte di raccordo di tali serbatoi. In queste situazioni è invalso l'uso delle cosiddette pompe inverse, PATS (Pumps As TurbineS), la cui installazione è possibile già a partire da un salto pari a 20 m.

Un'altra possibilità consiste nell'utilizzare la differenza di carico tra zone a pressione diversa laddove siano presenti reti distributive distinte. Anche in queste situazioni, nei casi già realizzati, si è preferito l'uso di pompe inverse.

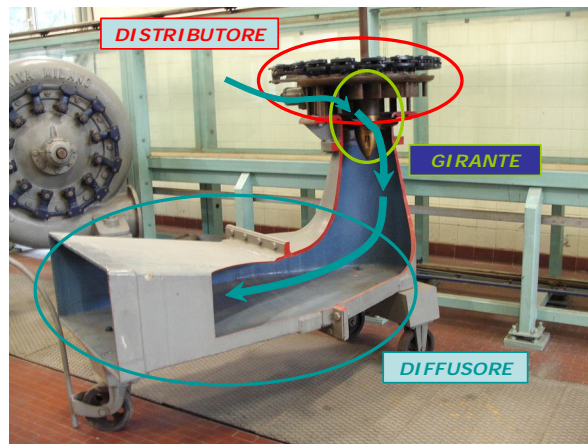
Un ultimo possibile caso riguarda l'installazione di turbine nei punti più depressi della rete di distribuzione e la derivazione dell'acqua sfiorata dai serbatoi. Una simile installazione si trova in Svizzera nel territorio di Engadina: il comune di Sent capta l'acqua potabile dal versante opposto conducendola fino all'Inn al fondo della valle omonima e riportandola verso un altro serbatoio. Nel punto più basso, appena prima della traversata dell'Inn, l'acqua in eccesso viene turbinata. In questo tipo di configurazione è fondamentale effettuare indagini a lungo termine sull'entità della portata di troppo pieno.

### B.3. LE MACCHINE IDRAULICHE

La componente fondamentale di un impianto idroelettrico è il complesso dei gruppi di produzione di energia, le relative apparecchiature di protezione, comando e controllo, nonché i servizi ausiliari. Questi vengono posizionati in piccoli fabbricati che possono essere realizzati all'aperto con struttura sopra terra, seminterrata o anche sotterranea. L'acqua viene convogliata su una o più turbine, ciascuna delle quali è accoppiata ad un alternatore che trasforma il movimento di rotazione da energia meccanica in energia elettrica.

Una turbina idraulica è una macchina motrice che consente di trasformare l'energia potenziale dell'acqua in energia meccanica. Pur esistendo diverse tipologie di turbine, queste, da un punto di vista generale sono sempre composte da (Figura B.1):

- *Organo fisso - distributore* - con la funzione meccanica di indirizzo e regolazione della portata in arrivo alla girante e la funzione idraulica di trasformazione dell'energia potenziale dell'acqua in energia cinetica;
- *Organo mobile - girante* - messo in movimento dall'acqua in uscita dal distributore con la funzione di trasmettere energia meccanica all'albero su cui è montata.



**Figura B.1:** Spaccato di una turbina a reazione di tipo Kaplan. Sono visibili gli elementi principali: distributore, girante e diffusore.

In rapporto alle caratteristiche dinamiche le turbine possono essere classificate in:

- *turbine ad azione:* l'energia dell'acqua in uscita dal distributore è tutta cinetica (la trasformazione da potenziale a cinetica avviene nel passaggio attraverso un ugello

che provoca un restringimento rispetto al diametro della condotta forzata). Lungo tutto il percorso attraverso la girante il fluido si trova a pressione atmosferica.

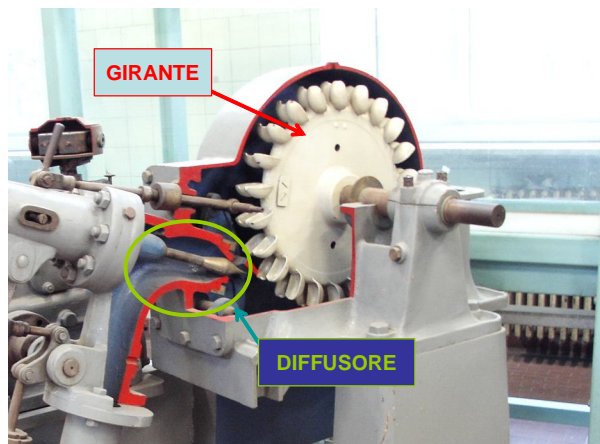
- *turbine a reazione*: l'energia dell'acqua in uscita dal distributore è parzialmente cinetica e parzialmente di pressione (la trasformazione da potenziale a cinetica che avviene nel distributore non è completa: l'acqua ne esce con una velocità minore rispetto alle turbine ad azione, ma dotata di una pressione non nulla). Le turbine a reazione lavorano completamente immerse in acqua e sono dotate nella loro parte terminale di un diffusore.

Per la produzione di elettricità nelle reti idriche si utilizzano principalmente turbine Pelton e pompe inverse: questi due tipi di macchine idrauliche sono particolarmente indicate per le condizioni tipiche che si ritrovano nelle reti idriche (salti importanti, portate relativamente deboli), contrariamente ad altri tipi di macchine, quali le turbine Francis, Kaplan o a elica. Le pompe inverse sono utilizzate soprattutto per modeste potenze, mentre le turbine Pelton vengono impiegate generalmente a partire da 20 kW.

### **B.3.1. TURBINE AD AZIONE**

#### **Turbine PELTON**

Le turbine Pelton, di cui si può vedere uno spaccato in Figura B.2, sono turbomacchine idrauliche ad azione adatte ad impianti caratterizzati da salti elevati. Essendo turbine ad azione, trasformano l'energia potenziale dell'acqua totalmente in energia cinetica attraverso degli ugelli posti nella parte terminale del distributore.



**Figura B.2:** Spaccato di una turbina Pelton. E' visibile la particolare forma della girante con la palettatura ed il diffusore munito di ago Doble per la regolazione della portata.

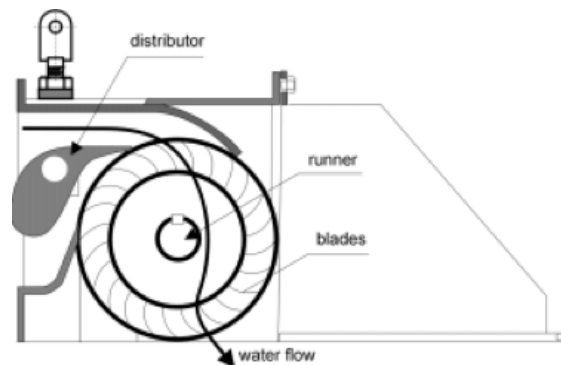
Sono caratterizzate da una costruzione semplice, possono essere ad asse orizzontale o verticale e dotate da 1 a 6 getti, così da essere estremamente adattabili alle variazioni di portata, e generalmente tutte le principali parti meccaniche sono in acciaio inox. Il getto d'acqua in uscita dal distributore raggiunge le pale della girante alla pressione atmosferica (salvo per le turbine Pelton a sovrappressione) e con variazione nulla dell'energia cinetica alla girante e con conseguente trasferimento completo dell'energia dell'acqua all'ugello. Il getto colpisce le pale quasi centralmente ed è ripartito tra i due cucchiai con una deviazione di circa 180 gradi, conservando una componente ortogonale al getto che consente lo smaltimento laterale della portata. Per effetto della variazione della quantità di moto del getto che colpisce la pala, si determina su essa una spinta che mette in rotazione la girante: a causa della rotazione della stessa, la pala, dopo aver percorso un certo angolo, si sottrarrà all'interazione col getto e, prima che ciò avvenga, sarà sostituita dalla pala successiva. Per ragioni pratiche, la ruota deve essere disposta sopra la superficie libera del serbatoio di scarico, e il salto residuo tra turbina e superficie libera del serbatoio di scarico, avvenendo a pressione atmosferica, non può essere utilizzato per produrre energia. La turbina Pelton raggiunge i suoi limiti quando le pressioni sono deboli e le portate importanti.

### **Turbine CROSS-FLOW O BANKI**

Le turbine a flusso incrociato (cross-flow) o Banki (Figura B.3), sono indicate nelle reti idriche per piccole potenze e salti bassi o medi, da pochi metri fino a circa 100. A differenza delle

turbine Pelton, possono essere impiegate in presenza di portate importanti anche quando la pressione è debole.

Si tratta di macchine ad ingresso radiale dell'acqua, caratterizzate da una doppia azione del fluido sulle pale, possibilità di regolazione della portata da 0 a 100% tramite un particolare tegolo e trasmissione del moto al generatore affidata ad una cinghia dentata. Generalmente i componenti metallici sono realizzati in acciaio inox. Rispetto alle turbine Pelton sono più facili da costruire e più facilmente gestibili in fase di manutenzione. Presentano tuttavia l'inconveniente di un rendimento inferiore a quello delle turbine Pelton ed è inoltre necessario un moltiplicatore di velocità tra la turbina ed il generatore.

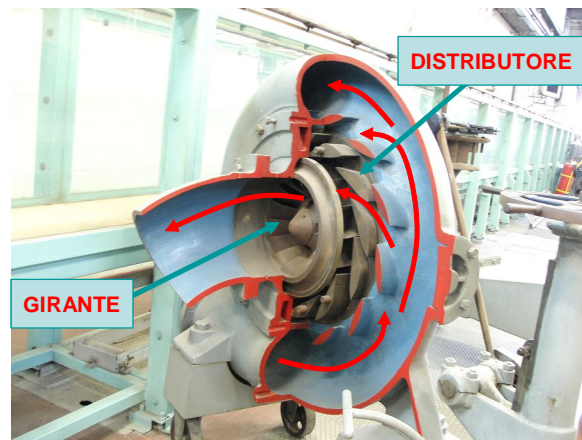


**Figura B.3:** Esempio di turbina Banki o a flusso incrociato.

## B.3.2. TURBINE A REAZIONE

### Turbine FRANCIS

Sono turbine a reazione a vena chiusa, vale a dire senza punti di contatto con l'atmosfera e con pressione variabile da punto a punto tra l'ingresso del distributore e l'uscita della girante.



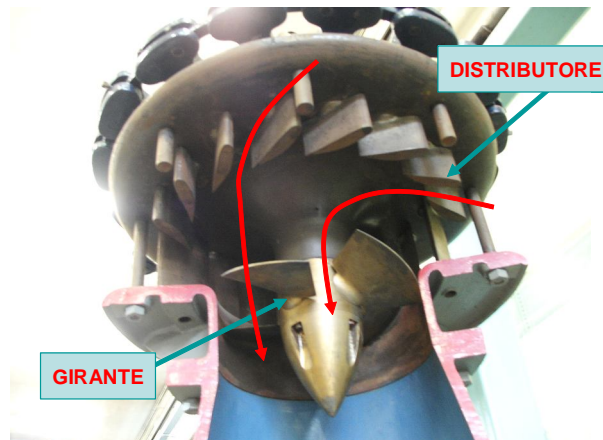
**Figura B.4:** Spaccato di una turbina Francis, caratterizzata dall'ingresso radiale del flusso e l'uscita assiale.

Come si può vedere dalla Figura B.4, le turbine sono dotate di una cassa a spirale che consente l'alimentazione graduale di un distributore palettato e di una girante, nei cui canali la corrente passa da una direzione prevalentemente radiale all'ingresso, ad una praticamente assiale allo scarico. L'acqua in uscita dalla ruota transita, prima di essere scaricata nel canale di restituzione, nel tubo d'aspirazione (detto anche diffusore), la cui funzione è quella di recuperare parte dell'energia cinetica contenuta nell'acqua che abbandona la ruota a velocità elevata. Un distributore ben progettato permette di installare, entro certi limiti, la turbina sopra il livello d'acqua allo scarico, senza sacrificare una parte del salto.

Queste turbine sono molto utilizzate per medi salti (da una decina a qualche centinaio di metri). Gli svantaggi della loro applicazione sono dovuti a problemi di tenuta, di cavitazione, di attrito e di usura.

### **Turbine KAPLAN e AD ELICA**

Si tratta di turbine a reazione a flusso assiale, utilizzate generalmente per bassi salti e valori di portata consistenti, un cui esempio è visibile in Figura B.5.



**Figura B.5:** Turbina di tipo Kaplan, con pale della ruota regolabili.

Le pale della ruota nella Kaplan sono sempre regolabili, mentre quelle del distributore possono essere fisse o regolabili, da cui la distinzione tra Kaplan e semi-Kaplan. Le pale della ruota si muovono girando intorno ad un perno solidale con un sistema di bielle-manovelle collegate ad un tirante verticale – posto all’interno dell’albero cavo della turbina – che è azionato da un servomotore idraulico.

Le turbine ad elica hanno distributore e ruota a pale fisse e sono utilizzate quando il salto e la portata sono praticamente costanti.

### **Pompe INVERSE: pompe utilizzate come turbine**

Sotto questa designazione rientrano le pompe centrifughe di serie a funzionamento inverso. La gamma di potenza varia da 1 a 500 kW. I principali vantaggi sono rappresentati dal costo minore rispetto alle turbine Pelton, dal breve margine di consegna della macchina e dei pezzi di ricambio e dalle poche conoscenze specifiche necessarie per la manutenzione. Per contro, sono caratterizzate da una vita utile nettamente più corta e da rendimenti inferiori rispetto alle Pelton.

Al punto di funzionamento ottimale, il rendimento di tali pompe è solo leggermente inferiore a quello delle turbine Pelton, ma, a carico parziale, il loro rendimento scende bruscamente e, per carichi inferiori al 40%, non producono più elettricità. Le pompe inverse, non essendo munite

di distributori (palette direttrici), necessitano di una portata regolare. L'adattamento a portate variabili può farsi con uno sfruttamento ad intervalli o con l'esecuzione dell'installazione in più stadi.

L'utilizzo di pompe centrifughe inverse come turbine esige la prevenzione di quei fenomeni che possono mettere in pericolo le installazioni di una rete idrica e per tale ragione devono essere previsti dei dispositivi di sicurezza adeguati quali, ad esempio, volano di inerzia, valvole di derivazione, e freni.

### **B.3.3. SCELTA DELLA TURBINA**

Gli elementi più importanti per la scelta del sistema idraulico di generazione sono:

- la sicurezza di gestione (in particolare in relazione con la gestione della rete idrica);
- il salto disponibile e la portata;
- i costi di investimento;
- la curva di rendimento;
- le prescrizioni e le tariffe per la corrente reattiva;
- le prescrizioni provenienti dall'utilizzo dell'energia.

Inizialmente la scelta dipende dalla presenza o meno di un raccordo alla rete elettrica pubblica: in caso favorevole è possibile utilizzare sia delle installazioni sincrone che asincrone, mentre, in caso contrario, possono essere realizzate solo delle installazioni isolate, per le quali è più vantaggioso utilizzare delle turbine Pelton.

Il sistema idraulico ha poi un'influenza decisiva sulla scelta del sistema, dato che la scelta della turbina dipende dalla variazione della portata d'acqua a disposizione: costante, variabile o intermittente. Nel primo caso, piuttosto raro, si può utilizzare una pompa inversa, mentre nel secondo caso, il più frequente, si utilizza generalmente una turbina Pelton, la cui potenza può essere regolata in funzione dell'offerta d'acqua.

In Tabella B.2 è riportato un confronto tra la turbina di tipo Pelton e la pompa inversa, indicando il loro grado di adattabilità alle caratteristiche di utilizzo dell'impianto.

Tabella B.2. Confronto tra le caratteristiche principali delle turbine Pelton e delle pompe inverse.

<b>Tipo di Turbina</b>	<b>Pel ton</b>	<b>Pompa Inversa PAT</b>
<b>Altre designazioni</b>	Turbina a getto libero (turbina ad azione)	Turbomacchina a reazione
<b>Tipi</b>	Turbina ad ugelli	Pompa inversa
<b>Salto per piccole installazioni</b>	Da 100m a 1000m (fino all'asse degli iniettori)	Da 100m a 300m (fino al livello dopo la pompa)
<b>Rendimento a pieno carico</b>	Da 84% a 93%	Da 75% a 90%
<b>Rendimento a carico parziale</b>	Molto buono	Scarso
<b>Portata utile da turbinare minima</b>	10% di Qmax	40% di Qmax, necessaria portata costante
<b>Adattamento al carico parziale<sup>1)</sup></b>	- aggiungere/togliere iniettori - regolare gli iniettori	nessun adattamento possibile
<b>Velocità di fuga rispetto alla velocità di rotazione nominale<sup>2)</sup></b>	1,8 volte	in funzione del tipo di costruzione
<b>Colpi di ariete in caso di guasto elettrico<sup>3)</sup></b>	nessun colpo d'ariete	- motore a debole velocità (alta pressione): sì (prestare attenzione alla scelta delle condotte) - motore a media velocità (media pressione): debole - motore a velocità rapida (bassa pressione): nessun colpo d'ariete
<b>Genere di installazione</b>	- orizzontale - verticale - inclinata	in funzione del tipo di costruzione
<b>Altezza al di sopra del livello saturo<sup>4)</sup></b>	con discesa libera	Altezza di aspirazione massima ammissibile per un uso senza cavitazione: - motori a debole velocità: elevata - motori a velocità rapida: da debole a negativa (al di sotto del livello dell'acqua)
<b>Esecuzione semplificata<sup>5)</sup></b>	senza regolazione degli iniettori	nessuna
<b>Tipo di fabbricazione<sup>6)</sup></b>	- con pezzi staccati standardizzati - gamme di fabbricazione - esecuzioni individuali	- con pezzi staccati standardizzati - gamme di fabbricazione
<b>Disponibilità</b>	Elevata	
<b>Costi di investimento (a potenza comparabile)</b>	Più elevati	Più contenuti
<b>Vita utile</b>	da 40 a 60 anni (e più)	Da 15 a 20 anni

1) Un buon comportamento a carico parziale è importante quando bisogna produrre molta energia malgrado una portata fortemente variabile.

2) In caso di rottura di carico lato consumatore, cioè quando il generatore non frena più, la velocità di rotazione si alza fino ad un valore massimo. Il generatore, legato in maniera fissa alla turbina, dovrebbe resistere alle forze che appaiono a questa velocità di fuga.

3) Prima che la portata o la frequenza si siano stabilizzati in caso di improvvisa rottura di carico, la turbina può, secondo la sua esecuzione e il suo tipo e secondo il dimensionamento della condotta sotto pressione, provocare dei colpi di ariete considerevoli a partire da un certo fuori giro.

4) "Discesa libera" significa perdita di salto, cosa poco significativa per salti importanti, là dove sono utilizzate le turbine Pelton. L'installazione appena al di sopra o anche al di sotto del livello di rigetto dell'acqua turbinata, per i motori a velocità rapida, può generare dei costi di costruzione elevati. Devono essere ottenute delle garanzie per ciò che concerne il fenomeno della cavitazione.

5) Per portate costanti, tipi di costruzioni semplificate offrono una possibilità meno onerosa.

6) Il tipo di fabbricazione influenza da una parte il prezzo di vendita e, d'altra parte, le eventuali spese di fabbricazione. Ciò che è importante in questa ottica, è la disponibilità di pezzi di ricambio.

La pressione dell'acqua all'uscita della turbina gioca un ruolo importante: l'acqua può essere in pressione o a pressione atmosferica. Nel primo caso è necessario l'utilizzo di una turbina ad azione che rilascia l'acqua turbinata a pressione atmosferica. Nel caso in cui in una rete si abbiano zone a valori di pressione differenti, con necessità di avere acqua in pressione, è obbligata

l'adozione di turbine a reazione. Dalle esperienze acquisite, soprattutto in territorio elvetico, per le turbine ad azione la scelta cade sempre sulle Pelton, mentre, per le turbine a reazione, si impiegano pompe a funzionamento inverso (le turbine Francis sono in generale troppo onerose).

Per quanto riguarda i rendimenti, le turbine Pelton presentano dei rendimenti molto elevati che possono raggiungere il 90% a pieno carico e a carico parziale (fino al 30% di  $Q_{max}$ ). Il rendimento crolla solo quando il tasso di utilizzo è inferiore al 10%.

Le pompe inverse presentano ugualmente dei buoni rendimenti a pieno carico, ma nello sfruttamento a carico parziale, al contrario, il loro rendimento è basso.

### B.3.4. POTENZA DELL'IMPIANTO E RENDIMENTO DELLE TURBINE

L'individuazione del potenziale idroelettrico di un impianto inizia valutando la sua capacità di produrre energia, identificando quest'ultima nei chilowattora prodotti in un intervallo di tempo ben definito, normalmente un anno. La valutazione dell'energia prodotta  $E[kWh]$  è, quindi, effettuata in base alla relazione:

$$E[kWh] = P[kW] \cdot 8760[h/anno] \quad (1)$$

in cui la potenza  $P[kW]$  prodotta è ottenuta come

$$P = \eta \cdot \gamma \cdot Q \cdot H_U \quad (2)$$

dove:

- $\eta$ : rendimento complessivo dell'impianto;
- $\gamma$ : peso specifico dell'acqua pari a 9,81 kN/m<sup>3</sup>;
- $Q$ : portata turbinata espressa in m<sup>3</sup>/s;
- $H_U$ : salto utile espresso in m.

Il salto utile  $H_U$  è ottenuto dalla relazione:

$$H_U = H_g - \sum j L - \sum \Delta Y_c \quad (3)$$

ossia come differenza tra il salto geodetico  $H_g$ , valutato tra il punto di prelievo a monte ed il punto di restituzione a valle, le perdite di carico distribuite  $\sum jL$ , dovute alla scabrezza delle condotte, e le perdite concentrate  $\sum \Delta Y_c$ , dovute ad elementi particolari presenti lungo le condotte.

Il rendimento di una macchina idraulica, sia essa una turbina o una pompa, è dato dal prodotto di più rendimenti di diversi. Escludendo ovviamente le perdite idrauliche distribuite sulla condotta forzata a monte dell'impianto in quanto conteggiate separatamente, dal carico netto  $H_U$  occorre sottrarre le seguenti perdite:

- $H_{mec}$ : perdite dovute allo strisciamento delle parti meccaniche a contatto e in moto relativo tra loro (asse delle macchine e cuscinetti, attriti agli anelli di tenuta e ai premistoppa, etc);
- $H_{idr}$ : perdite dovute al moto del fluido lungo le superfici mobili e fisse;
- $H_{vol}$ : perdite dovute al trafileamento attraverso i giochi tra parti mobili e fisse;

da cui risulta:

$$H_{net} = H_U - H_{mec} - H_{idr} - H_{vol} \quad (4)$$

Riportando tali perdite ai rispettivi rendimenti è possibile definire il rendimento globale  $\eta_g$  come:

$$\eta_g = \eta_{mec} \cdot \eta_{idr} \cdot \eta_{vol} \quad (5)$$

La potenza che effettivamente sarà ricavata ai morsetti dell'alternatore, accoppiato alla turbina, sarà influenzata oltre che da  $\eta_g$  anche da altri rendimenti di natura elettrica.

In linea generale tale rendimento elettrico  $\eta_e$  è dato dal prodotto dei seguenti rendimenti:

- $\eta_{el}$ : rendimento globale del motore elettrico o dell'alternatore, comprensivo a sua volta del rendimento della trasformazione elettrica e del rendimento meccanico dell'alternatore;
- $\eta_t$ : rendimento di un'eventuale trasmissione inserita tra motore e pompa, o tra turbina e alternatore, che permetta una velocità di rotazione diversa tra le due macchine;
- $\eta_o$ : rendimento organico che tiene conto dell'energia spesa per l'azionamento di organi di controllo o di regolazione necessari al funzionamento della macchina;

da cui è possibile ottenere la relazione

$$\eta_e = \eta_{el} \cdot \eta_t \cdot \eta_o \quad (6)$$

La potenza netta sulla base della quale è possibile calcolare i kWh annui è data quindi da:

$$P = \gamma \cdot Q_{max} \cdot \eta_g \cdot \eta_e \quad (7)$$

Il rendimento globale  $\eta_g$  della turbina è funzione del tipo di macchina e del carico a cui sottoposta. A pieno carico ( $Q = Q_{max}$ ) per una Pelton si ha un rendimento variabile tra l'84% ed il 93%. Il rendimento del motore elettrico  $\eta_e$  è in generale molto prossimo all'unità.

#### **B.4. PROBLEMATICHE DI INTERAZIONE CON LA RETE ELETTRICA**

La maggioranza delle installazioni di turbine sono concepite per funzionare in parallelo con la rete elettrica pubblica (in questo caso vengono dette on-grid o grid-connected). L'elettricità prodotta grazie alla turbina viene immessa nella rete elettrica e, in genere, per una parte è destinata al consumo della comunità locale, mentre per la rimanente viene ceduta al distributore della zona.

Esistono principalmente quattro modalità di funzionamento dei gruppi elettrogeni connessi alle reti di I e II categoria, chiamate rispettivamente reti in bassa tensione (BT) e reti in media tensione (MT):

- Funzionamento in isola, caratterizzato da nessuna connessione con la rete pubblica;
- Funzionamento in parallelo alla rete pubblica di I e II categoria, definita come connessione concorrente e contemporanea alla rete pubblica;
- Funzionamento misto, con possibilità di funzionamento sia in parallelo che in isola;
- Funzionamento transitorio in parallelo alla rete pubblica di I e II categoria, in cui, per garantire la continuità della tensione di alimentazione, è previsto il funzionamento in isola con parallelo per brevi durate.

Il funzionamento in parallelo alla rete è quello che in generale determina i maggiori problemi in quanto deve interfacciarsi con la rete elettrica pubblica.

La normativa in vigore (CEI 11-20) fornisce solamente dei valori puramente indicativi per la potenza massima del sistema di produzione, stabilendo che, se questo ha una potenza fino a 50 kVA, deve essere allacciato alla rete pubblica a Bassa Tensione, mentre se è inferiore a 8 MVA deve essere allacciato in Media Tensione.

Per il funzionamento in parallelo devono essere inoltre garantite particolari condizioni tecniche, quali:

- Il cliente produttore non deve causare disturbi alla tensione di alimentazione e alla continuità del servizio sulla rete, permettendo, in caso contrario, l'interruzione immediata ed automatica del collegamento in parallelo;
- In caso di mancata tensione sulla rete pubblica l'impianto di produzione collegato non deve alimentare la rete.

I dispositivi che permettono di soddisfare i due punti precedenti sono previsti e devono essere conformi alla Norma CEI 11-20, relativa anche ai sistemi di protezione dell'interfaccia ed ai dispositivi di generatore.

Devono perciò essere presenti i seguenti elementi:

- Dispositivo generale, atto a separare l'intero impianto del produttore dalla rete pubblica;
- Dispositivo di interfaccia, asservito alle protezioni di interfaccia, con lo scopo di separare i gruppi di generazione dalla rete pubblica;
- Dispositivo di generatore, che separa il singolo generatore dal resto dell'impianto del cliente.

I gruppi di generazione possono essere di tipo monofase o trifase, con allacciamenti monofase possibili solo se la massima taglia è pari a 6 kW. Per allacciamenti di tipo trifase è ammesso collegare, fra le fasi ed il neutro, generatori monofase di potenza non uguale purché lo squilibrio complessivo (differenza fra la potenza installata sulla fase con più generazione e quella con meno generazione) non superi 6 kW.

La scelta del livello di tensione cui allacciare un produttore dipende dalla potenza dell'impianto di produzione e da quella dei carichi passivi e di altri impianti di produzioni presenti sulla stessa rete. Generalmente gli impianti di produzione di potenza nominale complessiva  $\leq 50$  kW vengono allacciati alla rete di BT ed allacciati alla rete di MT se di potenza nominale complessiva superiore a 75 kW.

L'allacciamento alla rete BT può avvenire su linea esistente, su linea dedicata o tramite cabina di trasformazione MT/BT dedicata.

Le prescrizioni generali sopra riportate, riguardanti principalmente il sistema di protezione e scambio dell'energia prodotta e/o consumata, sono valide anche nel caso di allacciamenti in MT ed AT. Si ricorda comunque che in caso di allacciamento con la modalità di funzionamento in parallelo ogni impresa distributrice dell'elettricità ha proprie norme e prescrizioni alle quali fare riferimento, come ad esempio la società ENEL che, tramite le disposizioni DK 5740 e DK 5940 stabilisce i "Criteri di allacciamento di impianti di produzione alla rete BT e MT".

## **B.4.1. COMPONENTI ELETTROMECCANICHE**

### **Generatori sincroni ed asincroni**

Il generatore ha il ruolo di trasformare in energia elettrica l'energia meccanica trasmessa dalla turbina. In origine si utilizzavano generatori a corrente continua (dinamo), mentre attualmente, salvo rarissime eccezioni, si installano generatori a corrente alternata trifase. In funzione della rete che deve alimentare, il progettista può scegliere tra:

- **alternatori sincroni**, equipaggiati con un apparato di eccitazione associato ad un regolatore di tensione di modo che, prima di essere collegati alla rete, generino energia alla stessa tensione, frequenza ed angolo di fase ed inoltre forniscano, una volta connessi, l'energia reattiva richiesta dal sistema. I generatori sincroni possono funzionare staccati dalla rete (in isola). Normalmente, se la potenza è maggiore di 5000 kVA si impiegano generatori sincroni;
- **alternatori asincroni**, sono semplici motori ad induzione con rotore a gabbia di scoiattolo, senza possibilità di regolazione della tensione. Girano ad una velocità direttamente rapportata alla frequenza della rete cui sono collegati. Dalla rete assorbono la corrente d'eccitazione e l'energia reattiva necessaria alla propria magnetizzazione. Quest'energia reattiva può essere compensata, se lo si ritiene conveniente, mediante banchi di condensatori. Gli alternatori asincroni non possono generare corrente quando sono scollegati dalla rete perché non sono in grado di provvedere alla propria corrente di eccitazione.

### **Moltiplicatore di giri**

A seconda dei regimi di rotazione nominali della turbina e del generatore può essere installato un particolare elemento, il moltiplicatore di giri, che permette la variazione dei giri del generatore rispetto a quelli della ruota della turbina.

Se la turbina ed il generatore girano alla stessa velocità e se possono essere installati assialmente, è consigliato l'accoppiamento diretto, senza moltiplicatore, evitando così perdite meccaniche e minimizzando le manutenzioni. In generale, le ruote delle turbine di modesta potenza girano a meno di 400 rpm obbligando al ricorso ad un moltiplicatore per raggiungere i 700-1500 rpm degli alternatori standard.

### **Trasformatore**

Il trasformatore è quell'elemento che si interpone tra la centrale e la rete elettrica: esso ha la funzione di variare la tensione della corrente in uscita dall'alternatore, in particolare di portare la corrente dalla tensione di uscita del generatore a quella della linea elettrica.

**Quadri di controllo e di potenza**

In tutte le nazioni, le norme per l'erogazione d'elettricità obbligano le società di distribuzione a mantenere, entro limiti molto stretti, la sicurezza e la qualità del servizio. Il produttore indipendente, se la centrale è collegata alla rete, deve gestirla in modo che il distributore possa rispettare tali obblighi. Per questa ragione, tra i morsetti del generatore e la linea si installano dispositivi che, controllando il funzionamento della macchina, la proteggono, la mettono in parallelo con la rete o la staccano dalla stessa in caso di guasto. Il controllo si realizza mediante apparati più o meno complessi che misurano la tensione, l'intensità e la frequenza di potenza ed eventualmente il livello dell'acqua nella camera di carico. La tensione e l'intensità di corrente si misurano mediante trasformatori di misura.

**Quadri di automazione**

La maggior parte delle piccole centrali lavora senza presidio permanente di personale e funziona mediante un sistema automatico di controllo, richiedendo però alcuni requisiti generali che devono essere soddisfatti. In particolare, tutti gli equipaggiamenti devono essere dotati di controlli manuali e misure, indipendenti dal controllo automatico, da usarsi solamente per l'avviamento iniziale dell'impianto e per le operazioni di manutenzione. Il sistema, inoltre, deve includere i dispositivi necessari per individuare il funzionamento difettoso ed i dati di funzionamento devono essere registrati. Il sistema di controllo, infine, deve essere tale da permettere il funzionamento della centrale senza personale e si deve poter accedere ad esso da un punto remoto e poterne prendere il controllo.

### B.5. VALUTAZIONI COMPLESSIVE DI FATTIBILITÀ: ANALISI TECNICA PRELIMINARE

L’analisi tecnica preliminare indica la possibilità di realizzare un’installazione di turbine lungo le condotte di adduzione dell’acqua potabile e in un quadro economicamente compatibile, cioè fornisce ai proprietari e ai gestori della rete idrica la base per giudicare se sia fattibile procedere con il progetto dell’impianto.

Attraverso un’analisi di questo tipo, lo specialista incaricato inquadra la situazione e verifica se le pre-condizioni (resistenza meccanica delle condotte, prossimità di un raccordo elettrico, necessità di una nuova costruzione dei locali per la turbina) non rendano economicamente svantaggiosa la realizzazione di un impianto micro-hydro. Le pre-condizioni possono definirsi *criteri eliminatori*.

In linea generale può essere seguito lo schema rappresentato in Figura B. 6 in cui sono riportati i nodi decisionali in base all’esito dei quali si stabilisce fino a che punto addentrarsi nella valutazione di costi/benefici e, quindi, stabilire se procedere alla progettazione dell’impianto.

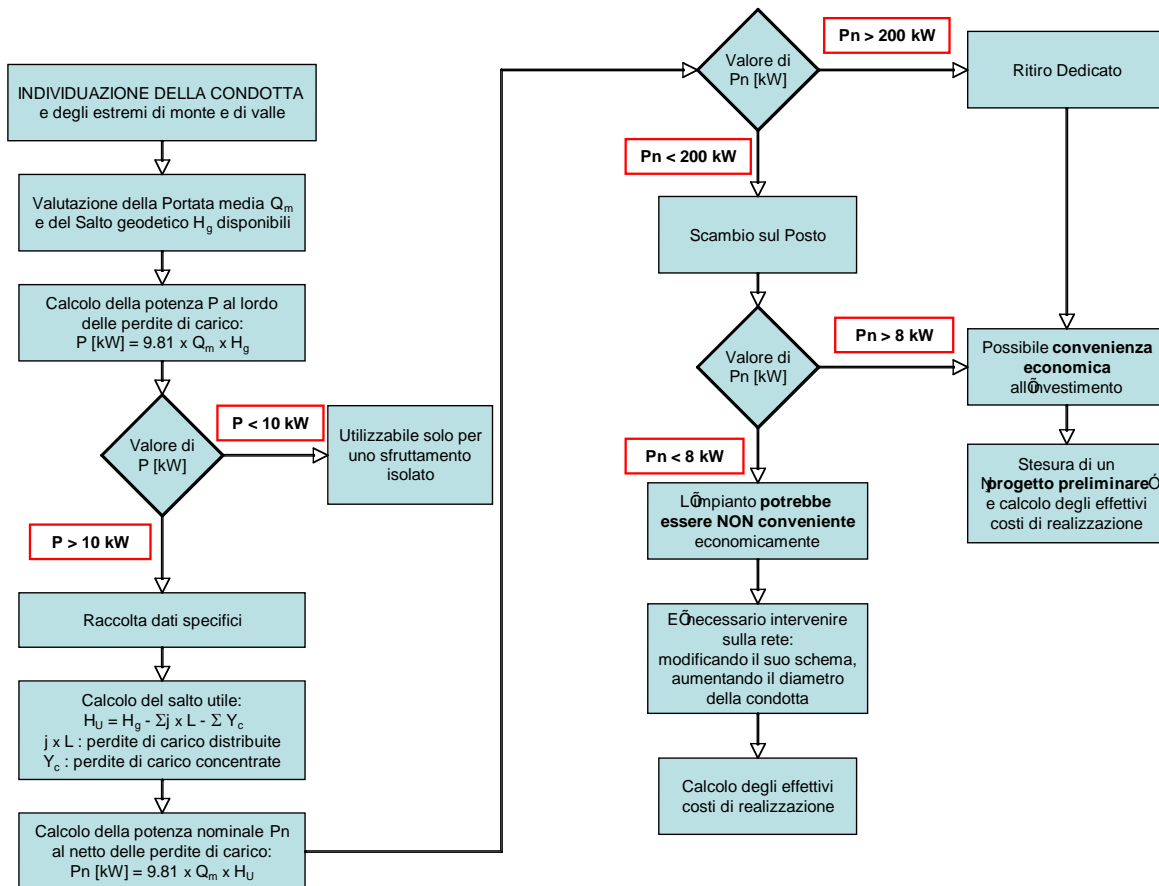


Figura B. 6: Schema semplificato per la valutazione di fattibilità dell’impianto.

L'analisi tecnica preliminare deve contenere:

- La valutazione della situazione di partenza, in particolare relativa alla resistenza delle condotte esistenti, alla prossimità del raccordo elettrico ed alla disponibilità dei locali per la turbina;
- La presentazione di soluzioni tecniche realistiche;
- La valutazione della produzione elettrica ipotizzabile;
- La stima degli investimenti (separando quelli da imputare esclusivamente all'installazione delle turbine da quelli necessari per la manutenzione della rete) e delle possibilità di sovvenzione dagli Enti;
- La valutazione economica (prezzo di produzione al kWh tenendo conto degli investimenti, dell'ammortamento e delle spese di gestione);
- Il rapporto tecnico con raccomandazioni per le tappe successive (Progetto preliminare/definitivo: sì o no?).

## **B.6. VALUTAZIONI COMPLESSIVE DI FATTIBILITÀ: PROGETTO PRELIMINARE E DEFINITIVO**

L'analisi tecnica preliminare contiene una stima dei costi, mentre il progetto preliminare/definitivo comporta dei calcoli precisi e dei dati tecnici dettagliati. La qualità dello studio deve essere tale che il progetto così eseguito possa essere utilizzato per ottenere le autorizzazioni necessarie. Per tale ragione devono essere definite le dimensioni principali degli elementi costruttivi, così come delle grandezze elettriche caratteristiche. E' così possibile rendersi conto più precisamente dei costi, dei processi di costruzione e delle loro ripercussioni, prima di indire la gara d'appalto per i lavori.

Il progetto preliminare/definitivo è composto di vari elementi tra cui:

- Il dimensionamento della turbina sulla base della curva delle portate registrate e del salto disponibile;
- La descrizione tecnica dell'installazione e dei suoi componenti;
- La presentazione di varianti con una produzione elettrica più importante o dei costi di produzione più deboli;
- Il calcolo della produzione elettrica annua e degli introiti;
- La stima degli investimenti, separando quelli da imputare esclusivamente all'installazione di turbine da quelli necessari alla manutenzione della rete;
- L'esame di questioni relative alla protezione del paesaggio, al rumore, ecc;
- Il calcolo della redditività;
- Le raccomandazioni riguardanti le tappe successive.

### **Determinazione delle portate e dei salti**

La prima tappa di un progetto preliminare o definitivo relativo alla produzione elettrica da turbine sfruttanti l'acqua potabile è la determinazione delle portate d'acqua a disposizione e dei salti utili.

Per la scelta della turbina è necessario conoscere le curve di variabilità delle portate, vale a dire i valori mensili e giornalieri di disponibilità d'acqua, se possibile rilevati su almeno 2 o 3 anni.

Purtroppo questi dati sono raramente disponibili e istituire una campagna di indagini può richiedere troppo tempo. Occorre pertanto stimare le portate sulla base dei documenti e misure a disposizione o secondo le indicazioni del personale di gestione. Inoltre bisogna sempre prendere in

considerazione i volumi sfiorati per non sottostimare il potenziale. Se le indicazioni riguardanti le portate sono troppo imprecise e incomplete, per garantire una valutazione attendibile della produzione occorre eseguire una serie di misure sufficientemente ampia da consentire la determinazione della curva di durata delle portate.

Riassumendo i punti da seguire sono i seguenti:

- Raccolta e analisi delle misure disponibili;
- Stima sulla base delle indicazioni del personale di gestione;
- Installazione di un misuratore di portata nei casi in cui non siano disponibili le misure.

Le portate subiscono in generale delle variazioni nel tempo anche rilevanti e si pone quindi la necessità di sapere per quale portata la turbina deve essere dimensionata. Nel caso di un utilizzo in rete le installazioni di turbine devono essere concepite per garantire la massima produzione di energia e devono, dunque, essere dimensionate per valori di portata da medi ad elevati. Per contro, nel caso di utilizzo detto isolato, la produzione di elettricità deve ugualmente essere garantita quando le portate sono minime ed il dimensionamento è dunque effettuato allo scopo di turbinare anche le piccole portate.

La determinazione del salto utile è possibile in condotte esistenti attraverso la misura della pressione statica nella posizione in cui si prevede di installare la turbina (misura senza scorrimento dell'acqua). Il salto utile può essere derivato da questo.

Per le nuove installazioni, invece, la differenza tra la quota del livello d'acqua di captazione e quello della posizione della turbina definisce il salto disponibile lordo. Per determinare il salto utile, è necessario sottrarre a questo valore le perdite di carico.

### **Condotte**

La capacità delle condotte esistenti di sopportare, parzialmente o totalmente, le pressioni indotte dalla messa in servizio di un impianto idroelettrico è un fattore preponderante nella stima degli investimenti necessari. Le condotte colleganti zone con pressione differente sono già dimensionate per sopportare la pressione esistente, perciò tali situazioni consentono una installazione senza modifica delle condotte.

Nel momento in cui le condotte debbano essere risanate, sia per motivi di vetustà che per esigenze di manutenzione, può essere interessante realizzare i lavori in previsione dell'installazione di turbine.

In tale caso, solo i costi aggiuntivi legati all'aumento della resistenza delle condotte, della pressione o del diametro sono da conteggiare nel progetto di produzione elettrica. La restante parte dell'investimento è a carico della manutenzione e del risanamento della rete idrica. Al contrario, è talvolta possibile limitare gli investimenti necessari alla realizzazione di opere di sconnessione con la messa in opera di una turbina.

Se la condotta esistente non consente l'installazione di una turbina, possono essere presi in considerazione la sua sostituzione o il suo adattamento. La possibilità di installare una turbina può permettere l'ottimizzazione del sistema di adduzione in vista di un'installazione futura.

Sono talvolta possibili delle soluzioni intermedie, come la sostituzione di certi tratti di condotte.

In tali tipologie di impianto la condotta di adduzione diventa anche una condotta forzata, dovendo così resistere sufficientemente alla pressione statica ed a quella indotta nel caso di colpi d'ariete. Lo stesso discorso dicasi per i raccordi delle condotte così come per gli ancoraggi e i supporti delle condotte.

I diametri delle condotte non dovrebbero, in regola generale, avere dimensioni tali da indurre delle perdite di carico troppo importanti.

Per le nuove condotte, inoltre, la velocità di scorrimento non dovrebbe superare i 1,5-2 m/s. Se questi valori non sono rispettati per le condotte esistenti, vale la pena valutare la necessità di sostituire la condotta, variando opportunamente il diametro o scegliendone una con caratteristiche di scabrezza diverse.

### **Principi della messa in opera delle turbine**

I principi su cui si basa la messa in opera delle turbine, sono quelli legati alla richiesta di soddisfare entrambi gli usi a cui l'acqua in transito è destinata, ossia l'uso idroelettrico e quello idropotabile. Dato che l'uso principale al quale deve essere data la priorità è quello idropotabile, si ha che l'utilizzo energetico dell'acqua potabile non deve pregiudicare la sicurezza di approvvigionamento del consumatore e la qualità dell'acqua potabile. A ciò è strettamente collegato il fatto che la rete idrica deve funzionare senza problemi, anche in caso di guasto delle turbine e che l'approvvigionamento dei serbatoi verso valle dalle acque turbinate deve essere garantito in maniera ineccepibile.

Un altro principio, non meno importante, è quello di garantire che nessuna sostanza estranea, come lubrificanti od olio, giunga nella rete d'acqua potabile. A ciò si aggiunge il fatto che le acque provenienti dalla condensazione non devono giungere nella rete idrica.

Naturalmente, infine, tutti i materiali devono rispondere alle prescrizioni di legge e le condotte devono resistere alla pressione richiesta, sia quella di esercizio, sia quella dovuta a sovraccarichi dati dalle manovre sulle turbine.

### **Dimensionamento**

Prevedendo una possibile installazione della turbina su una condotta preesistente, bisogna tener conto del fatto che le perdite di carico sono inversamente proporzionali al diametro. Il punto di funzionamento ottimale dipende essenzialmente dal diametro della condotta e dalle perdite e deve essere stabilito scrupolosamente. Per portate superiori a tale punto di funzionamento ottimale, la potenza delle installazioni decresce. Si tratta dunque di trovare la portata ottimale che garantisca un reddito annuo minimo, tenendo conto dei parametri tecnici di tutti i tronchi delle condotte sollecitate.

Per determinare, su una condotta esistente, la portata capace di fornire la massima potenza, occorre misurare la pressione alla posizione della turbina per differenti portate. Nella realtà, le misure di portata sono raramente disponibili, e quando le portate e/o le velocità di scorrimento sono importanti la misura diviene impossibile. Quando si desidera utilizzare una condotta sfruttata normalmente in scorrimento libero per alimentare un'installazione di turbina, si raccomanda di verificare che la pressione sia sopportabile, riempiendo progressivamente la condotta.

Poiché si deve garantire all'utenza idropotabile la quantità richiesta, se si ottimizza la produzione energetica agendo sulle portate e sul diametro, si dovrà provvedere anche ad un dimensionamento opportuno dei serbatoi per poter bilanciare le due esigenze.

## **ALLEGATO I**

### *ANALISI DELLA CONSISTENZA DEI SISTEMI ACQUEDOTTISTICI*

## SORGENTI PRIVE DI GEOREFERENZIAZIONE O SPROVVISTE DI ATTRIBUTI ALFANUMERICI (FILE XLS)

**Tabella 1:** Sorgenti presenti nel file xls ma non georeferenziate (assenza nel file \*.shp).

ATO	Codice sorgente	Comune	ISTAT
ATO1	-	-	-
ATO2	200504001	San Paolo Cervo	096060
	203102002	Tavigliano	096066
	211201002	Trivero	096070
ATO3	319501008	Monastero di Lanzo	001155
	322004002	Rubiana	001229
	322004003	Rubiana	001229
ATO4	404401005	Barge	004012
	404401009	Barge	004012
	404401010	Barge	004012
	404401011	Barge	004012
	404401012	Barge	004012
	404401013	Barge	004012
	404401014	Barge	004012
	408201001	Paesana	004157
	408401012	Envie	004085
	408701001	Saluzzo	004203
	409401004	Venasca	004237
	417502003	Castelmagno	004053
	424303001	Lisio	004111
ATO5	-	-	-
ATO6	603906002	Roccaforte Ligure	006146
	617701001	Grogardo	006084
	617701002	Grogardo	006084

**Tabella 2:** Sorgenti presenti nel file shp ma assenza del file xls corrispondente.

ATO	Codice sorgente	Codice Rilievo	Comune <sup>1</sup>	ISTAT <sup>2</sup>
ATO1	-		-	-
ATO2	-		-	-
ATO3	nd	F01302002	Rubiana	001229
	nd	F01302003	Rubiana	001229
	nd	F01303003	Rubiana	001229
	nd	F01303004	Rubiana	001229
	nd	F01303005	Rubiana	001229
	nd	F01303006	Rubiana	001229
	nd	F01303007	Rubiana	001229
	nd	F01303008	Rubiana	001229
	nd	F01303009	Rubiana	001229
	nd	F01304002	Rubiana	001229
	nd	F01304003	Rubiana	001229
	nd	F01305002	Rubiana	001229
	nd	F01305003	Rubiana	001229
	nd	F01306002	Rubiana	001229
nd	F01306003	Rubiana	001229	
ATO4	-		-	-
ATO5	-		-	-
ATO6	-		-	-

---

<sup>1</sup> Voce ricavata tramite elaborazioni in ambiente GIS.

<sup>2</sup> Voce ricavata tramite elaborazioni in ambiente GIS.

**SORGENTI CON ACDIPOMI MAGGIORE DI ACDIPOMA****Tabella 2a:** Sorgenti con valore di portata minima maggiore del valore di portata massima.

ATO	Codice sorgente	Comune	ISTAT
ATO1	105401003	Cambiasca	103015
	105401004	Cambiasca	103015
ATO2	201801001	Veglio	096075
	201801002	Veglio	096075
	201801003	Veglio	096075
	201901001	Callabiana	096008
	201901002	Callabiana	096008
	201901003	Pettinengo	096042
	201901004	Valle Mosso	096073
	201901005	Trivero	096070
	201901006	Valle Mosso	096073
	201901007	Valle Mosso	096073
	201901008	Valle Mosso	096073
	201901009	Valle Mosso	096073
	201901010	Bioglio	096005
	209502001	Pila	002096
	209502002	Pila	002096
	211001001	Portula	096048
213305001	Sabbia	002123	
213310001	Sabbia	002123	
ATO3	314001005	Bollengo	001027
	315001001	Loranze'	001137
ATO4	405201001	Brondello	004032
	411201001	Bergolo	004021
	421201010	Roccabruna	004187
	422401007	Alto	004005
	422506001	Viola	004249
ATO5	-	-	-
ATO6	609001003	Tagliolo Monferrato	006169
	615401001	San Giorgio Scarampi	005098

**SORGENTI CON VALORE DI PORTATA NON DISPONIBILE****Tabella 2b\_MIN.ATO1:** Sorgenti con valore di ACDIPOMI NULL.

ATO	Codice sorgente	Comune	ISTAT
ATO1	104903001	Villadossola	103075
	105001003	Arizzano	103003
	108201001	Crodo	103026
	108201002	Crodo	103026
	108201003	Crodo	103026
	108202001	Crodo	103026
	108601001	Formazza	103031
	108602001	Formazza	103031
	108603001	Formazza	103031
	108604001	Formazza	103031
	108605001	Formazza	103031
	108606001	Formazza	103031
	111701001	Madonna del Sasso	103040
	111701002	Madonna del Sasso	103040
	111701003	Madonna del Sasso	103040
	111701004	Madonna del Sasso	103040
	111701005	Madonna del Sasso	103040
	111701006	Madonna del Sasso	103040
	111701007	Madonna del Sasso	103040
	111701008	Madonna del Sasso	103040
	111701009	Madonna del Sasso	103040
	111701010	Madonna del Sasso	103040
	111701011	Madonna del Sasso	103040
	111701012	Madonna del Sasso	103040
	111701013	Madonna del Sasso	103040
	111701014	Madonna del Sasso	103040
	112101001	Colazza	003051

Tabella 2b\_ MIN.ATO2: Sorgenti con valore di ACDIPOMI NULL.

ATO	Codice sorgente	Comune	ISTAT	Codice sorgente	Comune	ISTAT
ATO2	200101001	Campiglia Cervo	096011	224401001	Donato	096024
	200401001	Quittengo	096052	224401002	Donato	096024
	200401002	Quittengo	096052	224401003	Donato	096024
	200401003	Quittengo	096052	224401004	Donato	096024
	200402001	Quittengo	096052	224401005	Donato	096024
	200403001	Quittengo	096052	224401006	Donato	096024
	200501001	San Paolo Cervo	096060	224402001	Donato	096024
	200502001	San Paolo Cervo	096060	224601001	Graglia	096028
	200503001	San Paolo Cervo	096060	224601002	Graglia	096028
	202701004	Piatto	096043	224801001	Donato	096024
	203301006	Mosso S.Maria	096036	224801002	Donato	096024
	208001003	Coggiola	096019	225001001	Andrate	001010
	208801003	Postua	002102	225001002	Andrate	001010
	209901003	Trivero	096070	225002001	Sala B.	096057
	213102001	Cravagliana	002048	225101001	Sala B.	096057
	213102002	Cravagliana	002048	225101002	Zubiena	096082
	213102003	Cravagliana	002048	225102001	Zubiena	096082
	213104001	Cravagliana	002048	226701001	Pettinengo	096042
	213105001	Cravagliana	002048	226702001	Pettinengo	096042
	213106001	Cravagliana	002048	226801001	Callabiana	096008
	213107001	Cravagliana	002048	226801002	Pettinengo	096042
	213107002	Cravagliana	002048			
	213109001	Cravagliana	002048			
	213110001	Cravagliana	002048			
	213111001	Cravagliana	002048			
	213801001	Cravagliana	002048			
	214201001	Cravagliana	002048			

Tabella 2b\_ MIN.ATO3\_1: Sorgenti con valore di ACDIPOMI NULL.

ATO	Codice sorgente	Comune	ISTAT	Codice sorgente	Comune	ISTAT
ATO3	301801002	Germagnano	001113	303104001	Ala di Stura	001003
	301801003	Germagnano	001113	303104002	Ala di Stura	001003
	301801004	Germagnano	001113	303104003	Ala di Stura	001003
	301801005	Germagnano	001113	303105001	Ala di Stura	001003
	301801006	Germagnano	001113	303106001	Ala di Stura	001003
	301803001	Germagnano	001113	303106002	Ala di Stura	001003
	302701001	Varisella	001289	303106003	Ala di Stura	001003
	302701002	Varisella	001289	303106004	Ala di Stura	001003
	302802001	Viu'	001313	303106005	Ala di Stura	001003
	302903001	Lemie	001131	303106006	Ala di Stura	001003
	302904001	Lemie	001131	303106007	Ala di Stura	001003
	302904002	Lemie	001131	303107001	Ala di Stura	001003
	302905001	Lemie	001131	303107002	Ala di Stura	001003
	302905002	Lemie	001131	303107003	Ala di Stura	001003
	302906001	Lemie	001131	303108001	Ala di Stura	001003
	302907001	Lemie	001131	303108002	Ala di Stura	001003
	303001001	Usseglio	001282	303109001	Ala di Stura	001003
	303002001	Usseglio	001282	303201001	Mezzenile	001152
	303003001	Usseglio	001282	303201002	Mezzenile	001152
	303004001	Usseglio	001282	303202001	Mezzenile	001152
	303005001	Usseglio	001282	303202002	Mezzenile	001152
	303006001	Usseglio	001282	303203001	Mezzenile	001152
	303006002	Usseglio	001282	303204001	Mezzenile	001152
	303101001	Ala di Stura	001003	303401001	Traves	001279
	303101002	Ala di Stura	001003	303402001	Traves	001279
	303101003	Ala di Stura	001003	303601001	Coassolo T.	001088
	303102001	Ala di Stura	001003	303601002	Coassolo T.	001088
	303102002	Ala di Stura	001003	303602001	Coassolo T.	001088
	303102003	Ala di Stura	001003	305602001	Ceres	001072
	303103001	Ala di Stura	001003	305603001	Ceres	001072
	303103002	Ala di Stura	001003	305603002	Ceres	001072
	303103003	Ala di Stura	001003	305604001	Ceres	001072

Tabella 2b\_ MIN.ATO3\_2: Sorgenti con valore di ACDIPOMI NULL.

ATO	Codice	Comune	ISTAT	Codice	Comune	ISTAT
ATO3	305604002	Ceres	001072	306607002	Ingria	001121
	305604003	Ceres	001072	306607003	Ingria	001121
	305604004	Ceres	001072	306607004	Ingria	001121
	305604005	Ceres	001072	306609001	Ingria	001121
	305604006	Ceres	001072	307201001	Canischio	001052
	305604007	Ceres	001072	307201002	Canischio	001052
	305604008	Ceres	001072	307201003	Canischio	001052
	305604009	Ceres	001072	307201004	Canischio	001052
	305604010	Ceres	001072	307201005	Canischio	001052
	305606001	Ceres	001072	307201006	Canischio	001052
	305606002	Ceres	001072	307401006	Pratiglione	001207
	305701001	Groscavallo	001118	307401007	Pratiglione	001207
	305702001	Groscavallo	001118	307401008	Pratiglione	001207
	305703001	Groscavallo	001118	307401009	Pratiglione	001207
	305801002	Chialamberto	001075	311801001	Quincinetto	001210
	305802001	Chialamberto	001075	311901001	Carema	001057
	305802002	Chialamberto	001075	311901002	Carema	001057
	305905001	Ceresole R.	001073	311901003	Carema	001057
	306401001	Valprato S.	001288	311902001	Carema	001057
	306401002	Valprato S.	001288	311902002	Carema	001057
	306402001	Valprato S.	001288	311902003	Carema	001057
	306403001	Valprato S.	001288	311902004	Carema	001057
	306404001	Valprato S.	001288	311903001	Carema	001057
	306501002	Traversella	001278	312001001	Tavagnasco	001271
	306501003	Traversella	001278	312102001	Settimo Vittone	001266
	306601001	Ingria	001121	312102002	Settimo Vittone	001266
	306602001	Ingria	001121	312102003	Settimo Vittone	001266
	306603001	Ingria	001121	312201001	Nomaglio	001167
	306604001	Ingria	001121	312702001	Borgofranco Ivrea	001030
	306605001	Ingria	001121	312702002	Borgofranco Ivrea	001030
	306606001	Ingria	001121	312702003	Borgofranco Ivrea	001030
	306607001	Ingria	001121	312703001	Borgofranco Ivrea	001030

Tabella 2b\_ MIN.ATO3\_3: Sorgenti con valore di ACDIPOMI NULL.

ATO	Codice	Comune	ISTAT	Codice	Comune	ISTAT
ATO3	312704001	Brosso	001036	322201005	Val della Torre	001284
	312704002	Brosso	001036	322202001	Val della Torre	001284
	313301001	Pecco	001182	322203001	Val della Torre	001284
	313402004	Vico Canavese	001297	322204001	Val della Torre	001284
	313402006	Vico Canavese	001297	322701001	Caprie	001055
	313801001	Chiaverano	001077	322701002	Caprie	001055
	313801002	Chiaverano	001077	322702001	Caprie	001055
	314201001	Borgiallo	001029	322703001	Caprie	001055
	314201002	Borgiallo	001029	323001001	Condove	001093
	314301001	Borgiallo	001029	323001002	Condove	001093
	314302001	Colleretto C.	001091	323001003	Condove	001093
	314303001	Colleretto C.	001091	323001004	Condove	001093
	318901001	Vallo Torinese	001286	323002001	Condove	001093
	318902001	Vallo Torinese	001286	323003001	Condove	001093
	318902002	Vallo Torinese	001286	323004001	Condove	001093
	318902003	Vallo Torinese	001286	323005001	Condove	001093
	318902004	Vallo Torinese	001286	323005002	Condove	001093
	318902005	Vallo Torinese	001286	323006001	Condove	001093
	318902006	Vallo Torinese	001286	323007001	Condove	001093
	318902007	Vallo Torinese	001286	323008001	Condove	001093
	321601001	Valgioie	001285	323008002	Condove	001093
	321601002	Valgioie	001285	323009001	Condove	001093
	321601003	Valgioie	001285	323010001	Condove	001093
	321601004	Valgioie	001285	323101002	Vaie	001283
	321601005	Valgioie	001285	323101003	Vaie	001283
	321601006	Valgioie	001285	323101004	Vaie	001283
	321602001	Valgioie	001285	323301001	Villar Focchiardo	001305
	321602002	Valgioie	001285	323301002	Villar Focchiardo	001305
	322201001	Val della Torre	001284	323301003	Villar Focchiardo	001305
	322201002	Val della Torre	001284	324501001	Moncenisio	001157
	322201003	Val della Torre	001284	324501002	Moncenisio	001157
	322201004	Val della Torre	001284	325401017	Sauze d'Oulx	001259

Tabella 2b\_ MIN.ATO3\_4: Sorgenti con valore di ACDIPOMI NULL.

ATO	Codice	Comune	ISTAT	Codice	Comune	ISTAT
ATO3	325401018	Sauze d'Oulx	001259	327101009	Perosa Argentina	001184
	326208001	Roreto Chisone	001227	327101010	Perosa Argentina	001184
	326209001	Angrogna	001011	327101011	Perosa Argentina	001184
	326210003	Angrogna	001011	327101012	Perosa Argentina	001184
	326210007	Pramollo	001204	327101013	Perosa Argentina	001184
	326210008	Pramollo	001204	327101014	Perosa Argentina	001184
	326210009	Pramollo	001204	327101015	Perosa Argentina	001184
	326210010	Angrogna	001011	327101016	Perosa Argentina	001184
	326210011	Angrogna	001011	327401001	Perrero	001186
	326210012	Angrogna	001011	327407001	Perrero	001186
	326211001	Angrogna	001011	327408001	Perrero	001186
	326211002	Angrogna	001011	328001002	Salza di Pinerolo	001234
	326216003	Inverso Pinasca	001122	328002002	Salza di Pinerolo	001234
	326501001	Bibiana	001025	328201001	Fenestrelle	001103
	326501002	Bibiana	001025	328201002	Fenestrelle	001103
	326501003	Bibiana	001025	328201003	Fenestrelle	001103
	326501004	Bibiana	001025	328202001	Fenestrelle	001103
	326601001	Bibiana	001025	328203001	Fenestrelle	001103
	326601002	Bibiana	001025	328206001	Fenestrelle	001103
	326601003	Bibiana	001025	328207001	Fenestrelle	001103
	326601004	Bibiana	001025	328208001	Fenestrelle	001103
	326601005	Bibiana	001025	328208002	Fenestrelle	001103
	326901002	San Germano C.	001242	328208003	Fenestrelle	001103
	327001001	Pinasca	001190	328402001	Pragelato	001201
	327101001	Perosa A.	001184	328501001	Rora'	001226
	327101002	Perosa A.	001184	328502001	Rora'	001226
	327101003	Perosa A.	001184	328503001	Rora'	001226
	327101004	Perosa A.	001184	328503002	Rora'	001226
	327101005	Perosa A.	001184	328602001	Usseaux	001281
	327101006	Perosa A.	001184	328602002	Usseaux	001281
	327101007	Perosa A.	001184	328603001	Usseaux	001281
	327101008	Perosa A.	001184	328604001	Usseaux	001281

Tabella 2b\_ MIN.ATO4\_1: Sorgenti con valore di ACDIPOMI NULL.

ATO	Codice	Comune	ISTAT	Codice	Comune	ISTAT
ATO4	404501001	Barge	004012	415702003	Limone Piemonte	004110
	405403002	Casteldelfino	004047	415702004	Limone Piemonte	004110
	407101001	Martiniana Po	004121	415703001	Limone Piemonte	004110
	407101002	Martiniana Po	004121	415704001	Limone Piemonte	004110
	407101003	Martiniana Po	004121	415704002	Limone Piemonte	004110
	407101004	Martiniana Po	004121	415704003	Limone Piemonte	004110
	407101005	Martiniana Po	004121	415704004	Limone Piemonte	004110
	407101006	Martiniana Po	004121	415704005	Limone Piemonte	004110
	407102001	Martiniana Po	004121	415801001	Demonte	004079
	407102002	Martiniana Po	004121	415801002	Demonte	004079
	407102003	Martiniana Po	004121	415801003	Demonte	004079
	408202001	Rifreddo	004181	415801004	Demonte	004079
	408202002	Rifreddo	004181	415802001	Demonte	004079
	409401002	Venasca	004237	415802002	Demonte	004079
	409405001	Venasca	004237	415802003	Demonte	004079
	409601001	Verzuolo	004240	415802004	Demonte	004079
	409601002	Verzuolo	004240	415802005	Demonte	004079
	409601003	Verzuolo	004240	415803001	Demonte	004079
	409601004	Verzuolo	004240	415805001	Demonte	004079
	409601005	Verzuolo	004240	415805002	Demonte	004079
	410301001	Cossano Belbo	004074	415805003	Demonte	004079
	412601002	Mombarcaro	004124	415807001	Demonte	004079
	412602001	Mombarcaro	004124	415808001	Demonte	004079
	412901002	Rocchetta Belbo	004193	415808002	Demonte	004079
	414802001	Moiola	004123	415809001	Demonte	004079
	414803001	Moiola	004123	415809002	Demonte	004079
	414803002	Moiola	004123	415810001	Demonte	004079
	414804001	Moiola	004123	415811001	Demonte	004079
	415701001	Limone P.	004110	415811002	Demonte	004079
	415701002	Limone P.	004110	416002001	Entracque	004084
	415702001	Limone P.	004110	416002002	Entracque	004084
	415702002	Limone P.	004110	416801001	Vinadio	004248

**Tabella 2b\_ MIN.ATO4\_2:** Sorgenti con valore di ACDIPOMI NULL.

ATO	Codice	Comune	ISTAT
ATO4	416801002	Vinadio	004248
	416801003	Vinadio	004248
	416801004	Vinadio	004248
	416801005	Vinadio	004248
	416801006	Vinadio	004248
	416801007	Vinadio	004248
	416801008	Vinadio	004248
	416802001	Vinadio	004248
	416803001	Vinadio	004248
	416804001	Vinadio	004248
	416804002	Vinadio	004248
	416805001	Vinadio	004248
	416806001	Vinadio	004248
	417001001	Pradleves	004173
	417001002	Pradleves	004173
	417201006	Valgrana	004234
	418409001	Elva	004083
	418411001	Elva	004083
	419101002	Dronero	004082
	419101004	Dronero	004082
	419101005	Dronero	004082
	420301003	Roccaforte Mondovi'	004190
	424102001	Scagnello	004216
424103002	Scagnello	004216	
424104001	Scagnello	004216	

**Tabella 2b\_ MIN.ATO5:** Sorgenti con valore di ACDIPOMI NULL.

ATO	Codice	Comune	ISTAT
ATO5	512001001	Castelnuovo Belbo	005029

**Tabella 2b\_ MIN.ATO6:** Sorgenti con valore di ACDIPOMI NULL.

ATO	Codice	Comune	ISTAT
ATO6	612901001	Fabbrica Curone	6067
	612901002	Fabbrica Curone	6067
	612902001	Fabbrica Curone	6067
	612903001	Fabbrica Curone	6067
	612903002	Fabbrica Curone	6067
	612903003	Fabbrica Curone	6067
	612904001	Fabbrica Curone	6067
	612905001	Fabbrica Curone	6067
	612906001	Fabbrica Curone	6067
	612907001	Fabbrica Curone	6067
	613001001	Montacuto	6102
	613001002	Montacuto	6102
	613401001	Fabbrica Curone	6067
	613401002	Fabbrica Curone	6067
	613601001	Fabbrica Curone	6067
	613801001	Fabbrica Curone	6067
	613802001	Fabbrica Curone	6067
	614001001	Fabbrica Curone	6067
	614101001	Fabbrica Curone	6067
	614201001	Fabbrica Curone	6067
	614301001	Fabbrica Curone	6067
	614701001	Rocchetta Palafea	5095
	615301011	Cessole	5037
	620301001	Melazzo	6092
	621701001	Cassinelle	6044
	621701002	Cassinelle	6044
	622101001	Pareto	6125
	622201001	Spigno Monferrato	6165

**Tabella 2b\_MAX.ATO1:** Sorgenti con valore di ACDIPOMA NULL.

ATO	Codice sorgente	Comune	ISTAT
ATO1	104903001	Villadossola	103075
	105001003	Arizzano	103003
	108201001	Crodo	103026
	108201002	Crodo	103026
	108201003	Crodo	103026
	108202001	Crodo	103026
	108601001	Formazza	103031
	108602001	Formazza	103031
	108603001	Formazza	103031
	108604001	Formazza	103031
	108605001	Formazza	103031
	108606001	Formazza	103031
	111701002	Madonna del Sasso	103040
	111701003	Madonna del Sasso	103040
	111701004	Madonna del Sasso	103040
	111701005	Madonna del Sasso	103040
	111701006	Madonna del Sasso	103040
	111701007	Madonna del Sasso	103040
	111701008	Madonna del Sasso	103040
	111701009	Madonna del Sasso	103040
	111701010	Madonna del Sasso	103040
	111701011	Madonna del Sasso	103040
	111701012	Madonna del Sasso	103040
	111701013	Madonna del Sasso	103040
	111701014	Madonna del Sasso	103040

Tabella 2b\_ MAX.ATO2: Sorgenti con valore di ACDIPOMA NULL.

ATO	Codice sorgente	Comune	ISTAT	Codice sorgente	Comune	ISTAT
ATO2	200101001	Campiglia Cervo	096011	213107002	Cravagliana	002048
	200401001	Quittengo	096052	213109001	Cravagliana	002048
	200401002	Quittengo	096052	213110001	Cravagliana	002048
	200401003	Quittengo	096052	213111001	Cravagliana	002048
	200402001	Quittengo	096052	213801001	Cravagliana	002048
	200403001	Quittengo	096052	214201001	Cravagliana	002048
	200501001	San Paolo Cervo	096060	224401001	Donato	096024
	200502001	San Paolo Cervo	096060	224401002	Donato	096024
	200503001	San Paolo Cervo	096060	224401003	Donato	096024
	202701004	Piatto	096043	224401004	Donato	096024
	203301006	Mosso S. Maria	096036	224401005	Donato	096024
	208001003	Coggiola	096019	224401006	Donato	096024
	208802001	Crevacuore	096021	224402001	Donato	096024
	208802002	Crevacuore	096021	224601001	Graglia	096028
	208802003	Crevacuore	096021	224601002	Graglia	096028
	208802004	Crevacuore	096021	224801001	Donato	096024
	208802005	Crevacuore	096021	224801002	Donato	096024
	209901003	Trivero	096070	225001001	Andrate	001010
	210701001	Piode	002097	225001002	Andrate	001010
	210702001	Piode	002097	226701001	Pettinengo	096042
	213102001	Cravagliana	002048	226702001	Pettinengo	096042
	213102002	Cravagliana	002048	226801001	Callabiana	096008
	213102003	Cravagliana	002048	226801002	Pettinengo	096042
	213104001	Cravagliana	002048			
	213105001	Cravagliana	002048			
	213106001	Cravagliana	002048			
	213107001	Cravagliana	002048			

Tabella 2b\_ MAX.ATO3\_1: Sorgenti con valore di ACDIPOMA NULL.

ATO	Codice sorgente	Comune	ISTAT	Codice sorgente	Comune	ISTAT
ATO3	301801002	Germagnano	001113	303104003	Ala di Stura	001003
	301801003	Germagnano	001113	303105001	Ala di Stura	001003
	301801004	Germagnano	001113	303106001	Ala di Stura	001003
	301801005	Germagnano	001113	303106002	Ala di Stura	001003
	301801006	Germagnano	001113	303106003	Ala di Stura	001003
	302701001	Varisella	001289	303106004	Ala di Stura	001003
	302701002	Varisella	001289	303106005	Ala di Stura	001003
	302903001	Lemie	001131	303106006	Ala di Stura	001003
	302904001	Lemie	001131	303106007	Ala di Stura	001003
	302904002	Lemie	001131	303107001	Ala di Stura	001003
	302905001	Lemie	001131	303107002	Ala di Stura	001003
	302905002	Lemie	001131	303107003	Ala di Stura	001003
	302906001	Lemie	001131	303108001	Ala di Stura	001003
	302907001	Lemie	001131	303108002	Ala di Stura	001003
	303001001	Usseglio	001282	303109001	Ala di Stura	001003
	303002001	Usseglio	001282	303203001	Mezzenile	001152
	303003001	Usseglio	001282	303204001	Mezzenile	001152
	303004001	Usseglio	001282	303601001	Coassolo T.	001088
	303005001	Usseglio	001282	303601002	Coassolo T.	001088
	303006001	Usseglio	001282	303602001	Coassolo T.	001088
	303006002	Usseglio	001282	305606001	Ceres	001072
	303101001	Ala di Stura	001003	305606002	Ceres	001072
	303101002	Ala di Stura	001003	305701001	Groscavallo	001118
	303101003	Ala di Stura	001003	305702001	Groscavallo	001118
	303102001	Ala di Stura	001003	305703001	Groscavallo	001118
	303102002	Ala di Stura	001003	305801002	Chialamberto	001075
	303102003	Ala di Stura	001003	305802001	Chialamberto	001075
	303103001	Ala di Stura	001003	305802002	Chialamberto	001075
	303103002	Ala di Stura	001003	306401001	Valprato Soana	001288
	303103003	Ala di Stura	001003	306401002	Valprato Soana	001288
	303104001	Ala di Stura	001003	306402001	Valprato Soana	001288
	303104002	Ala di Stura	001003	306403001	Valprato Soana	001288

Tabella 2b\_ MAX.ATO3\_2: Sorgenti con valore di ACDIPOMA NULL.

ATO	Codice	Comune	ISTAT	Codice	Comune	ISTAT
ATO3	306404001	Valprato Soana	001288	314201001	Borgiallo	001029
	306501002	Traversella	001278	314201002	Borgiallo	001029
	306501003	Traversella	001278	314301001	Borgiallo	001029
	306601001	Ingria	001121	314302001	Colleretto C.	001091
	306602001	Ingria	001121	314303001	Colleretto C.	001091
	306603001	Ingria	001121	318901001	Vallo Torinese	001286
	306604001	Ingria	001121	318902001	Vallo Torinese	001286
	306605001	Ingria	001121	318902002	Vallo Torinese	001286
	306606001	Ingria	001121	318902003	Vallo Torinese	001286
	306607001	Ingria	001121	318902004	Vallo Torinese	001286
	306607002	Ingria	001121	318902005	Vallo Torinese	001286
	306607003	Ingria	001121	318902006	Vallo Torinese	001286
	306607004	Ingria	001121	318902007	Vallo Torinese	001286
	306609001	Ingria	001121	321601001	Valgioie	001285
	307201001	Canischio	001052	321601002	Valgioie	001285
	307201002	Canischio	001052	321601003	Valgioie	001285
	307201003	Canischio	001052	321601004	Valgioie	001285
	307201004	Canischio	001052	321601005	Valgioie	001285
	307201005	Canischio	001052	321601006	Valgioie	001285
	307201006	Canischio	001052	321602001	Valgioie	001285
	307401006	Pratiglione	001207	321602002	Valgioie	001285
	307401007	Pratiglione	001207	322201001	Val della Torre	001284
	307401008	Pratiglione	001207	322201002	Val della Torre	001284
	307401009	Pratiglione	001207	322201003	Val della Torre	001284
	313301001	Pecco	001182	322201004	Val della Torre	001284
	313402004	Vico Canavese	001297	322201005	Val della Torre	001284
	313402005	Vico Canavese	001297	322202001	Val della Torre	001284
	313402006	Vico Canavese	001297	322203001	Val della Torre	001284
	314101001	Palazzo C.	001177	322204001	Val della Torre	001284
	314101002	Palazzo C.	001177	322601001	S.Ambrogio Torino	001255
	314101003	Palazzo C.	001177	322601002	S.Ambrogio Torino	001255
	314101004	Palazzo C.	001177	322601003	S.Ambrogio Torino	001255

**Tabella 2b\_ MAX.ATO3\_3:** Sorgenti con valore di ACDIPOMA NULL.

ATO	Codice	Comune	ISTAT	Codice	Comune	ISTAT
ATO3	322701001	Caprie	001055	326210007	Pramollo	001204
	322701002	Caprie	001055	326210008	Pramollo	001204
	322702001	Caprie	001055	326210009	Pramollo	001204
	322703001	Caprie	001055	326210010	Angrogna	001011
	323001001	Condove	001093	326210011	Angrogna	001011
	323001002	Condove	001093	326210012	Angrogna	001011
	323001003	Condove	001093	326211001	Angrogna	001011
	323001004	Condove	001093	326211002	Angrogna	001011
	323002001	Condove	001093	326215001	Cumiana	001097
	323003001	Condove	001093	326216001	Inverso Pinasca	001122
	323004001	Condove	001093	326216002	Inverso Pinasca	001122
	323005001	Condove	001093	326216003	Inverso Pinasca	001122
	323005002	Condove	001093	326216004	Inverso Pinasca	001122
	323006001	Condove	001093	326216005	Inverso Pinasca	001122
	323007001	Condove	001093	326217002	Pinasca	001190
	323008001	Condove	001093	326217003	Pinasca	001190
	323008002	Condove	001093	326217004	Pinasca	001190
	323009001	Condove	001093	326217005	Pinasca	001190
	323010001	Condove	001093	326221001	Inverso Pinasca	001122
	323101002	Vaie	001283	326223001	Porte	001200
	323101003	Vaie	001283	326223003	Porte	001200
	323101004	Vaie	001283	326224001	Cantalupa	001053
	323301001	Villar Focchiardo	001305	326224004	Cantalupa	001053
	323301002	Villar Focchiardo	001305	326225001	Pinerolo	001191
	323301003	Villar Focchiardo	001305	326501001	Bibiana	001025
	324501001	Moncenisio	001157	326501002	Bibiana	001025
	324501002	Moncenisio	001157	326501003	Bibiana	001025
	325401017	Sauze d'Oulx	001259	326501004	Bibiana	001025
	325401018	Sauze d'Oulx	001259	326601001	Bibiana	001025
	326208001	Roreto Chisone	001227	326601002	Bibiana	001025
	326209001	Angrogna	001011	326601003	Bibiana	001025
	326210003	Angrogna	001011	326601004	Bibiana	001025

Tabella 2b\_ MAX.ATO3\_4: Sorgenti con valore di ACDIPOMA NULL.

ATO	Codice	Comune	ISTAT	Codice	Comune	ISTAT
ATO3	326601005	Bibiana	001025	328208001	Fenestrelle	001103
	326901002	S. Germano C.	001242	328208002	Fenestrelle	001103
	327001001	Pinasca	001190	328208003	Fenestrelle	001103
	327101001	Perosa A.	001184	328402001	Pragelato	001201
	327101002	Perosa A.	001184	328403002	Pragelato	001201
	327101003	Perosa A.	001184	328403003	Pragelato	001201
	327101004	Perosa A.	001184	328404001	Pragelato	001201
	327101005	Perosa A.	001184	328405001	Pragelato	001201
	327101006	Perosa A.	001184	328405002	Pragelato	001201
	327101007	Perosa A.	001184	328405003	Pragelato	001201
	327101008	Perosa A.	001184	328405004	Pragelato	001201
	327101009	Perosa A.	001184	328405005	Pragelato	001201
	327101010	Perosa A.	001184	328405006	Pragelato	001201
	327101011	Perosa A.	001184	328405007	Pragelato	001201
	327101012	Perosa A.	001184	328405008	Pragelato	001201
	327101013	Perosa A.	001184	328406001	Pragelato	001201
	327101014	Perosa A.	001184	328602001	Usseaux	001281
	327101015	Perosa A.	001184	328602002	Usseaux	001281
	327101016	Perosa A.	001184	328603001	Usseaux	001281
	327401001	Perrero	001186	328604001	Usseaux	001281
	327407001	Perrero	001186	328605001	Usseaux	001281
	327408001	Perrero	001186	328605002	Usseaux	001281
	328001002	Salza di Pinerolo	001234			
	328002002	Salza di Pinerolo	001234			
	328101005	Lusernetta	001140			
	328201001	Fenestrelle	001103			
	328201002	Fenestrelle	001103			
	328201003	Fenestrelle	001103			
	328202001	Fenestrelle	001103			
	328203001	Fenestrelle	001103			
	328206001	Fenestrelle	001103			
	328207001	Fenestrelle	001103			

Tabella 2b\_ MAX.ATO4\_1: Sorgenti con valore di ACDIPOMA NULL.

ATO	Codice	Comune	ISTAT	Codice	Comune	ISTAT
ATO4	404501001	Barge	004012	415702003	Limone P.	004110
	405403002	Casteldelfino	004047	415702004	Limone P.	004110
	407101001	Martiniana Po	004121	415703001	Limone P.	004110
	407101002	Martiniana Po	004121	415704001	Limone P.	004110
	407101003	Martiniana Po	004121	415704002	Limone P.	004110
	407101004	Martiniana Po	004121	415704003	Limone P.	004110
	407101005	Martiniana Po	004121	415704004	Limone P.	004110
	407101006	Martiniana Po	004121	415704005	Limone P.	004110
	407102001	Martiniana Po	004121	415802003	Demonte	004079
	407102002	Martiniana Po	004121	415804001	Demonte	004079
	407102003	Martiniana Po	004121	415805001	Demonte	004079
	408202001	Rifreddo	004181	415805002	Demonte	004079
	408202002	Rifreddo	004181	415805003	Demonte	004079
	409401002	Venasca	004237	415806001	Demonte	004079
	409405001	Venasca	004237	415806002	Demonte	004079
	409601001	Verzuolo	004240	415807001	Demonte	004079
	409601002	Verzuolo	004240	415808001	Demonte	004079
	409601003	Verzuolo	004240	415809001	Demonte	004079
	409601004	Verzuolo	004240	415809002	Demonte	004079
	409601005	Verzuolo	004240	415810001	Demonte	004079
	410301001	Cossano Belbo	004074	415811001	Demonte	004079
	412601002	Mombarcaro	004124	415811002	Demonte	004079
	412602001	Mombarcaro	004124	416002001	Entracque	004084
	412901002	Rocchetta Belbo	004193	416002002	Entracque	004084
	414802001	Moiola	004123	416801001	Vinadio	004248
	414803001	Moiola	004123	416801002	Vinadio	004248
	414803002	Moiola	004123	416801003	Vinadio	004248
	414804001	Moiola	004123	416801004	Vinadio	004248
	415701001	Limone P.	004110	416801005	Vinadio	004248
	415701002	Limone P.	004110	416801006	Vinadio	004248
	415702001	Limone P.	004110	416801007	Vinadio	004248
	415702002	Limone P.	004110	416801008	Vinadio	004248

**Tabella 2b\_ MAX.ATO4\_2:** Sorgenti con valore di ACDIPOMA NULL.

ATO	Codice	Comune	ISTAT
ATO4	416802001	Vinadio	004248
	416803001	Vinadio	004248
	416804001	Vinadio	004248
	416804002	Vinadio	004248
	416805001	Vinadio	004248
	416806001	Vinadio	004248
	417001001	Pradleves	004173
	417001002	Pradleves	004173
	417201006	Valgrana	004234
	418409001	Elva	004083
	418411001	Elva	004083
	419101002	Dronero	004082
	419101004	Dronero	004082
	419101005	Dronero	004082
	420301003	Roccaforte Mondovi'	004190
	424102001	Scagnello	004216
	424103002	Scagnello	004216
	424104001	Scagnello	004216
	416802001	Vinadio	004248
	416803001	Vinadio	004248
	416804001	Vinadio	004248
	416804002	Vinadio	004248
	416805001	Vinadio	004248
	416806001	Vinadio	004248
	417001001	Pradleves	004173

**Tabella 2b\_ MIN.ATO5:** Sorgenti con valore di ACDIPOMI NULL.

ATO	Codice	Comune	ISTAT
ATO5	512001001	Castelnuovo Belbo	005029

**Tabella A2b\_ MAX.ATO6:** Sorgenti con valore di ACDIPOMA NULL.

ATO	Codice	Comune	ISTAT
ATO6	612901001	Fabbrica Curone	006067
	612901002	Fabbrica Curone	006067
	612902001	Fabbrica Curone	006067
	612903001	Fabbrica Curone	006067
	612903002	Fabbrica Curone	006067
	612903003	Fabbrica Curone	006067
	612904001	Fabbrica Curone	006067
	612905001	Fabbrica Curone	006067
	612906001	Fabbrica Curone	006067
	612907001	Fabbrica Curone	006067
	613001001	Montacuto	006102
	613001002	Montacuto	006102
	613401001	Fabbrica Curone	006067
	613401002	Fabbrica Curone	006067
	613601001	Fabbrica Curone	006067
	613801001	Fabbrica Curone	006067
	613802001	Fabbrica Curone	006067
	614001001	Fabbrica Curone	006067
	614101001	Fabbrica Curone	006067
	614201001	Fabbrica Curone	006067
	614301001	Fabbrica Curone	006067
	614701001	Rocchetta Palafea	005095
	615301011	Cessole	005037
	620301001	Melazzo	006092
	621701001	Cassinelle	006044
	621701002	Cassinelle	006044
	622101001	Pareto	006125
	622201001	Spigno Monferrato	006165

**SORGENTI CON VALORE DI PORTATA PARI A 99 (VALORE NON DISPONIBILE)**

**Tabella 2c\_ MIN.ATO1:** Sorgenti con valore di ACDIPOMI 99.

ATO	Codice	Comune	ISTAT
ATO1	-	-	-

Tabella 2c\_ MIN.ATO2\_1: Sorgenti con valore di ACDIPOMI 99.

ATO	Codice	Comune	ISTAT	Codice	Comune	ISTAT
ATO2	204801002	Pollone	096046	214801001	Breia	002019
	204801003	Pollone	096046	214801002	Breia	002019
	204801004	Pollone	096046	214801003	Breia	002019
	204801005	Pollone	096046	214901001	Valduggia	002152
	204801006	Pollone	096046	214901002	Valduggia	002152
	204801007	Pollone	096046	215001001	Breia	002019
	204801008	Pollone	096046	215001002	Breia	002019
	204801009	Pollone	096046	215203001	Cellio	002038
	204801010	Pollone	096046	215203002	Cellio	002038
	213101001	Cravagliana	002048	215204001	Borgosesia	002016
	213101002	Cravagliana	002048	215204002	Cellio	002038
	213701001	Cravagliana	002048	215205001	Cellio	002038
	213702001	Cravagliana	002048	215205002	Madonna del Sasso	103040
	213901001	Cravagliana	002048	215206001	Cellio	002038
	214303001	Rossa	002121	215207001	Cellio	002038
	214501001	Vocca	002166	215207002	Cellio	002038
	214501002	Vocca	002166	215301001	Breia	002019
	214501003	Vocca	002166	215301002	Breia	002019
	214501004	Vocca	002166	215701001	Cellio	002038
	214501005	Vocca	002166	215701002	Cellio	002038
	214503001	Vocca	002166	216602001	Valduggia	002152
	214503002	Vocca	002166	216602002	Valduggia	002152
	214503003	Vocca	002166	216602003	Valduggia	002152
	214503004	Vocca	002166	216602004	Valduggia	002152
	214503005	Vocca	002166	216602005	Valduggia	002152
	214504001	Vocca	002166	216602006	Valduggia	002152
	214505001	Vocca	002166	216603001	Valduggia	002152
	214611001	Varallo	002156	216603002	Valduggia	002152
	214611002	Varallo	002156	216605001	Valduggia	002152
	214611003	Varallo	002156	216605002	Valduggia	002152
	214618001	Varallo	002156	216605003	Valduggia	002152
	214619001	Varallo	002156	216605004	Valduggia	002152

**Tabella 2c\_ MIN.ATO2:** Sorgenti con valore di ACDIPOMI 99.

ATO	Codice	Comune	ISTAT
ATO2	216801001	Borgosesia	002016
	216801002	Borgosesia	002016
	216801003	Borgosesia	002016
	216801004	Borgosesia	002016
	217201001	Valduggia	002152
	217301001	Borgosesia	002016
	217301002	Borgosesia	002016
	217301003	Borgosesia	002016
	217301004	Borgosesia	002016
	217401001	Breia	002019
	217401002	Breia	002019
	217401003	Breia	002019
	217501001	Varallo	002156
	217501002	Varallo	002156

**Tabella 2c\_ MIN.ATO3:** Sorgenti con valore di ACDIPOMI 99.

ATO	Codice	Comune	ISTAT
ATO3	302701003	Varisella	001289
	302701004	Varisella	001289
	302701005	Varisella	001289
	302701006	Varisella	001289

**Tabella 2c\_ MIN.ATO4:** Sorgenti con valore di ACDIPOMI 99.

ATO	Codice	Comune	ISTAT
ATO4	410501001	Cossano Belbo	004074
	411801001	Castino	004057
	412601001	Mombarcaro	004124
	412901003	Rocchetta Belbo	004193
	413401003	Gottasecca	004098
	420509001	San Damiano Macra	004207
	420512001	San Damiano Macra	004207
	420517001	Cartignano	004044
	420601009	Celle di Macra	004060

**Tabella 2c\_ MIN.ATO5:** Sorgenti con valore di ACDIPOMI 99.

ATO	Codice	Comune	ISTAT
ATO5	-	-	-

**Tabella 2c\_ MIN.ATO6:** Sorgenti con valore di ACDIPOMI 99.

ATO	Codice	Comune	ISTAT
ATO6	614301002	Fabbrica Curone	006067

**Tabella 2c\_ MAX.ATO1:** Sorgenti con valore di ACDIPOMA 99.

ATO	Codice	Comune	ISTAT
ATO1	-	-	-

Tabella 2c\_ MAX.ATO2\_1: Sorgenti con valore di ACDIPOMA 99.

ATO	Codice	Comune	ISTAT	Codice	Comune	ISTAT
ATO2	203301001	Mosso S. Maria	96036	214611001	Varallo	2156
	203301002	Mosso S. Maria	96036	214611002	Varallo	2156
	203301004	Mosso S. Maria	96036	214611003	Varallo	2156
	203301005	Mosso S. Maria	96036	214618001	Varallo	2156
	203301007	Mosso S. Maria	96036	214619001	Varallo	2156
	204801002	Pollone	96046	214801001	Breia	2019
	204801003	Pollone	96046	214801002	Breia	2019
	204801004	Pollone	96046	214801003	Breia	2019
	204801005	Pollone	96046	214901001	Valduggia	2152
	204801006	Pollone	96046	214901002	Valduggia	2152
	204801007	Pollone	96046	215001001	Breia	2019
	204801008	Pollone	96046	215001002	Breia	2019
	204801009	Pollone	96046	215202001	Cellio	2038
	204801010	Pollone	96046	215203001	Cellio	2038
	213101001	Cravagliana	2048	215203002	Cellio	2038
	213101002	Cravagliana	2048	215204001	Borgosesia	2016
	213701001	Cravagliana	2048	215204002	Cellio	2038
	213702001	Cravagliana	2048	215205001	Cellio	2038
	213901001	Cravagliana	2048	215205002	Madonna del Sasso	103040
	214303001	Rossa	2121	215206001	Cellio	2038
	214501001	Vocca	2166	215207001	Cellio	2038
	214501002	Vocca	2166	215207002	Cellio	2038
	214501003	Vocca	2166	215301001	Breia	2019
	214501004	Vocca	2166	215301002	Breia	2019
	214501005	Vocca	2166	215401001	Cellio	2038
	214503001	Vocca	2166	215701001	Cellio	2038
	214503002	Vocca	2166	215701002	Cellio	2038
	214503003	Vocca	2166	216602001	Valduggia	2152
	214503004	Vocca	2166	216602002	Valduggia	2152
	214503005	Vocca	2166	216602003	Valduggia	2152
	214504001	Vocca	2166	216602004	Valduggia	2152
	214505001	Vocca	2166	216602005	Valduggia	2152

Tabella 2c\_ MAX.ATO2: Sorgenti con valore di ACDIPOMA 99.

ATO	Codice	Comune	ISTAT
ATO2	216602006	Valduggia	002152
	216603001	Valduggia	002152
	216603002	Valduggia	002152
	216604001	Valduggia	002152
	216605001	Valduggia	002152
	216605002	Valduggia	002152
	216605003	Valduggia	002152
	216605004	Valduggia	002152
	216606001	Valduggia	002152
	216607001	Valduggia	002152
	216801001	Borgosesia	002016
	216801002	Borgosesia	002016
	216801003	Borgosesia	002016
	216801004	Borgosesia	002016
	216801005	Borgosesia	002016
	217201001	Valduggia	002152
	217301001	Borgosesia	002016
	217301002	Borgosesia	002016
	217301003	Borgosesia	002016
	217301004	Borgosesia	002016
	217401001	Breia	002019
	217401002	Breia	002019
	217401003	Breia	002019
	217501001	Varallo	002156
	217501002	Varallo	002156

**Tabella 2c\_ MAX.ATO3:** Sorgenti con valore di ACDIPOMA 99.

ATO	Codice	Comune	ISTAT
ATO3	302701003	Varisella	001289
	302701004	Varisella	001289
	302701005	Varisella	001289
	302701006	Varisella	001289
	326207001	Cumiana	001097
	326207002	Cumiana	001097
	302701003	Varisella	001289

**Tabella 2c\_ MIN.ATO4:** Sorgenti con valore di ACDIPOMI 99.

ATO	Codice	Comune	ISTAT
ATO4	410501001	Cossano Belbo	004074
	411801001	Castino	004057
	412601001	Mombarcaro	004124
	412901003	Rocchetta Belbo	004193
	413401003	Gottasecca	004098
	420509001	San Damiano Macra	004207
	420512001	San Damiano Macra	004207
	420517001	Cartignano	004044
	420601009	Celle di Macra	004060

**Tabella 2c\_ MAX.ATO5:** Sorgenti con valore di ACDIPOMA 99.

ATO	Codice	Comune	ISTAT
ATO5	-	-	-

**Tabella 2c\_ MAX.ATO6:** Sorgenti con valore di ACDIPOMA 99.

ATO	Codice	Comune	ISTAT
ATO6	614301002	Fabbrica Curone	006067

**SORGENTI CON VALORE DI PORTATA PARI A 0**

Si riporta l'elenco delle sorgenti per cui sia ACDIPOMI che ACDIPOMA risultano pari a 0.

**Tabella 2d\_ ATO1:** Sorgenti con valore di ACDIPOMI e ACDIPOMA pari a 0.

ATO	Codice	Comune	ISTAT
ATO1	110501006	Oleggio Castello	003109
	110501007	Oleggio Castello	003109
	110501008	Oleggio Castello	003109
	110501009	Oleggio Castello	003109

**Tabella 2d\_ ATO2:** Sorgenti con valore di ACDIPOMI e ACDIPOMA pari a 0.

ATO	Codice	Comune	ISTAT
ATO2	204301001	Pralungo	096049
	204301002	Pralungo	096049
	204301003	Pralungo	096049
	204301004	Pralungo	096049
	204301005	Pralungo	096049
	204301006	Pralungo	096049
	204301007	Pralungo	096049
	204301008	Tollegno	096068
	204301009	Sagliano Micca	096056
	204301010	Sagliano Micca	096056
	204301011	Sagliano Micca	096056
	204301012	Sagliano Micca	096056
	204601001	Valle Mosso	096073
	208101001	Coggiola	096019
	208901001	Postua	002102
	210001001	Portula	096048
	210001002	Portula	096048
	210101002	Portula	096048
	212605001	Boccioleto	002014
	212606001	Boccioleto	002014
	212607001	Boccioleto	002014
	212801002	Alagna Valsesia	002002
	213402001	Fobello	002057
	213402002	Fobello	002057
	214608001	Varallo	002156
	214608002	Varallo	002156
	214701001	Valduggia	002152
	214701002	Valduggia	002152
	214701003	Valduggia	002152
	216401001	Cellio	002038
	220801001	Salussola	096058
	220801002	Salussola	096058

**Tabella 2d\_ ATO3:** Sorgenti con valore di ACDIPOMI e ACDIPOMA pari a 0.

ATO	Codice	Comune	ISTAT
ATO3	323701003	Bruzolo	001040
	327801002	Bobbio Pellice	001026

**Tabella 2d\_ ATO4:** Sorgenti con valore di ACDIPOMI e ACDIPOMA pari a 0.

ATO	Codice	Comune	ISTAT	Codice	Comune	ISTAT
ATO4	408004001	Pontechianale	4172	414701012	Peveragno	4163
	408801001	Sampeyre	4205	414701013	Peveragno	4163
	408801002	Sampeyre	4205	414701014	Peveragno	4163
	408801003	Sampeyre	4205	414701015	Peveragno	4163
	408801004	Sampeyre	4205	414701016	Peveragno	4163
	408801005	Sampeyre	4205	414701017	Peveragno	4163
	408802001	Sampeyre	4205	415101001	Rittana	4182
	408803001	Sampeyre	4205	415101002	Rittana	4182
	408804001	Sampeyre	4205	415101003	Rittana	4182
	408805001	Sampeyre	4205	415102001	Rittana	4182
	408806001	Sampeyre	4205	415102002	Rittana	4182
	409303001	Valmala	4236	415103001	Rittana	4182
	409401001	Venasca	4237	415401007	Roccasparvera	4191
	409401003	Venasca	4237	428001001	Lequio Berria	4106
	409402001	Venasca	4237	428001002	Lequio Berria	4106
	409403001	Venasca	4237	428001003	Lequio Berria	4106
	409404001	Venasca	4237			
	409501001	Venasca	4237			
	409501002	Venasca	4237			
	409501003	Venasca	4237			
	409602001	Verzuolo	4240			
	414701001	Peveragno	4163			
	414701002	Peveragno	4163			
	414701003	Peveragno	4163			
	414701004	Peveragno	4163			
	414701005	Peveragno	4163			
	408004001	Pontechianale	4172			
	408801001	Sampeyre	4205			
	408801002	Sampeyre	4205			
	408801003	Sampeyre	4205			
	408801004	Sampeyre	4205			
	408801005	Sampeyre	4205			

**Tabella 2d\_ ATO5:** Sorgenti con valore di ACDIPOMI e ACDIPOMA pari a 0.

ATO	Codice	Comune	ISTAT
ATO5	-	-	-

**Tabella 2d\_ ATO6:** Sorgenti con valore di ACDIPOMI e ACDIPOMA pari a 0.

ATO	Codice	Comune	ISTAT
ATO6	602002001	Sardigliano	6157
	603503001	Cantalupo Ligure	6028
	603504001	Cantalupo Ligure	6028
	603506001	Cantalupo Ligure	6028
	603507001	Cantalupo Ligure	6028
	603507002	Cantalupo Ligure	6028

**SORGENTI CON VALORE DI QUOTA NON DISPONIBILE****Tabella 2e\_ATO1, ATO2 e ATO3:** Sorgenti con valore di quota non disponibile.

ATO	Codice	Comune	ISTAT
ATO1	104903001	Villadossola	103075
ATO2	200403001	Quittengo	096052
	201501001	Selve Marcone	096061
	202701003	Piatto	096043
	202701004	Piatto	096043
	203301006	Mosso Santa Maria	096036
	205901013	BIELLA	096004
	205901014	BIELLA	096004
	205901015	BIELLA	096004
	205901016	BIELLA	096004
	205901017	BIELLA	096004
	211801001	Trivero	096070
	212401002	Trivero	096070
	ATO3	322004001	Rubiana
322701002		Caprie	001055
323001003		Condove	001093
323001004		Condove	001093
323005002		Condove	001093
325301001		Oulx	001175
325301002		Oulx	001175
325301003		Oulx	001175
325301005		Oulx	001175
325303001		Oulx	001175
325303002		Oulx	001175
326210007		Pramollo	001204
328301002		Fenestrelle	001103
328301003		Fenestrelle	001103
328405007		Pragelato	001201
328603001		Usseaux	001281
328604001		Usseaux	001281

**Tabella 2e\_ATO4, ATO5 e ATO6:** Sorgenti con valore di quota non disponibile.

ATO	Codice	Comune	ISTAT
ATO4	407605001	Paesana	004157
	409601002	Verzuolo	004240
	409601003	Verzuolo	004240
	409601004	Verzuolo	004240
	409601005	Verzuolo	004240
ATO5	512001001	Castelnuovo Belbo	005029
ATO6	605101004	Molare	006095
	620301001	Melazzo	006092

## SERBATOI PRIVE DI GEOREFERENZIAZIONE O SPROVVISTE DI ATTRIBUTI ALFANUMERICI (FILE XLS)

**Tabella 3a.1:** Serbatoi presenti nel file xls ma non georeferenziate (assenza nel file \*.shp).

ATO	Codice sorgente	Comune	ISTAT
ATO1	102801004	Baveno	103008
	109101004	Cannobio	103017
	110801001	Oleggio Castello	003109
ATO2	200401001	Quittengo	096052
	200504001	San Paolo Cervo	096060
	201402001	Callabiana	096008
	220901008	Masserano	096032
	221801002	Motta dei Conti	002082
ATO3	302401001	Givoletto	001116
	303801001	Balangero	001016
	312601001	Quassolo	001209
	319501010	Nole	001166
	320101005	Vidracco	001298
	322001002	Rubiana	001229
	323001002	Condove	001093
	323001003	Condove	001093
	323001004	Condove	001093
	323001005	Condove	001093
	323001006	Condove	001093
	323001007	Condove	001093
323001008	Condove	001093	

**Tabella A3a.2:** Serbatoi presenti nel file xls ma non georeferenziate (assenza nel file \*.shp).

ATO	Codice sorgente	Comune	ISTAT
ATO4	404401005	Barge	004012
	404401006	Barge	004012
	405201004	Brondello	004032
	405201005	Brondello	004032
	405201006	Brondello	004032
	405201007	Brondello	004032
	405201008	Brondello	004032
	405202002	Brondello	004032
	405202003	Brondello	004032
	405202004	Brondello	004032
	405202005	Brondello	004032
	405202006	Brondello	004032
	407605001	Paesana	004157
	407605002	Paesana	004157
	408201001	Rifreddo	004181
	409401002	Venasca	004237
	417501001	Castelmagno	004053
	418601003	Montemale di Cuneo	004138
	420513001	San Damiano Macra	004207
	422901005	Ormea	004155
424303001	Lisio	004111	
428901001	Murazzano	004145	
ATO5	509501009	Calosso	005015
ATO6	600503001	ALESSANDRIA	006003
	603906001	Roccaforte Ligure	006146
	604302001	Bosio	006022
	610201001	Casalnoceto	006040
	612903001	Fabbrica Curone	006067
	612903002	Fabbrica Curone	006067
	614901001	Sessame	005105
	617701004	Visone	006187
	617701005	Visone	006187
	622401036	Montacuto	006102

**SERBATOI CON VALORE DI QUOTA NON DISPONIBILE****Tabella 3b.1:** Serbatoi con dati di quota non disponibili.

ATO	Codice sorgente	Comune	ISTAT
ATO1	-	-	-
ATO2	200401004	Quittengo	96052
	202501001	Camandona	96009
	204201001	Valle San Nicolao	96074
	205501001	Zumaglia	96083
	212401003	Trivero	96070
	212901003	Campertogno	2025
	220301001	Cavaglia'	96016
	220801009	Massazza	96031
ATO3	226702002	Ronco Biellese	96053
	300104004	Chivasso	001082
	300901001	Caselle Torinese	001063
	307201001	Canischio	001052
	307201002	Canischio	001052
	312802001	Castelnuovo Nigra	001067
	313601001	Montalto Dora	001160
	326225001	Pinerolo	001191
	328405001	Pragelato	001201
328405002	Pragelato	001201	

**Tabella 3b.2:** Serbatoi con dati di quota non disponibili.

ATO	Codice sorgente	Comune	ISTAT
ATO4	409601002	Verzuolo	004240
	426101011	Priocca	004176
	426101012	Magliano Alfieri	004113
	426101013	Magliano Alfieri	004113
	426101014	Castellinaldo	004051
	426101015	Castellinaldo	004051
	426101016	Castagnito	004046
	426101017	Castagnito	004046
	427001001	Guarene	004101
	427001002	Guarene	004101
	427001003	Guarene	004101
	427001004	Guarene	004101
	428901002	Murazzano	004145
	428901003	Niella Tanaro	004151
ATO5	512001001	Castelnuovo Belbo	005029
	517201045	Odalengo Grande	006116
	517201109	Castelnuovo Don Bosco	005031
ATO6	613801002	Fabbrica Curone	006067

## **ALLEGATO II**

### *DISTRIBUZIONE DEGLI IMPIANTI IDONEI PER CLASSI DI POTENZA*

Nelle tabelle seguenti si riportano i risultati relativi ai file ato#.pni\_A\_riepilogo2.shp e ato#.pni\_B\_riepilogo2.shp. Per tutti gli altri risultati si rimanda ai file contenuti nel CD allegato.

**ELENCO FILE CONTENUTI NEL CD:**

Per ogni ATO si forniscono i file \*.csv e \*.shp per i seguenti casi

Definizione A:

ato#\_a01\_qDHDD\_A  
ato#\_a02\_qDH5050\_A  
ato#\_a03\_qDH250250\_A  
ato#\_a04\_qAHDD\_A  
ato#\_a05\_qAH5050\_A  
ato#\_a06\_qAH250250\_A  
ato#\_a07\_qVHDD\_A  
ato#\_a08\_qVH5050\_A  
ato#\_a09\_qVH250250\_A  
ato#\_a10\_qSHDD\_A  
ato#\_a11\_qSH5050\_A  
ato#\_a12\_qSH250250\_A

Definizione B:

ato#\_b01\_qDHD50\_B  
ato#\_b02\_qDH5050\_B  
ato#\_b03\_qDH250250\_B  
ato#\_b04\_qAHD50\_B  
ato#\_b05\_qAH5050\_B  
ato#\_b06\_qAH250250\_B  
ato#\_b07\_qVHD50\_B  
ato#\_b08\_qVH5050\_B  
ato#\_b09\_qVH250250\_B  
ato#\_b10\_qSHD50\_B  
ato#\_b11\_qSH5050\_B  
ato#\_b12\_qSH250250\_B

ato#\_riepilogo\_A

ato#\_riepilogo2\_A

ato#\_riepilogo\_B

ato#\_riepilogo2\_B

Si forniscono inoltre per ogni ATO i seguenti file vettoriali :

- ato#\_sorgenti.shp
- ato#\_serbatoi.shp

nei quali vengono riportati i valori di quota da DTM e, per le sorgenti, i valori delle portate determinate nel precedente report.

**LEGENDA:**

- $q_{DB}$  media: media aritmetica tra la portata massima e minima del DB della Regione Piemonte, nel seguito indicata con  $q_D$ ;
- $q_{ACDIVODE}$ : portata ricavata a partire dal volume annuo derivato dalle sorgenti, nel seguito indicata con  $q_A$ ;
- $q_{VOLUACQUA}$ : portata ricavata a partire dal volume annuo immesso in rete) nel seguito indicata con  $q_V$ ;
- $q_{STIMATA}$ : portata stimata a partire dai valori di dotazione idrica e di popolazione) nel seguito indicata con  $q_S$ ;
- $h_{DB}$ : quote ricavate da Database, in seguito indicata con  $h_D$ ;
- $h_{DTM50}$ : quote ricavate da DTM50, nel seguito indicata con  $h_{50}$ ;
- $h_{DTM250}$ : quote ricavate da DTM250, nel seguito indicata con  $h_{250}$ ;
- Pni\_A: potenziale intrinseco calcolato secondo la definizione A;
- Pni\_B: potenziale intrinseco calcolato secondo la definizione B.

## **GRAFICI**

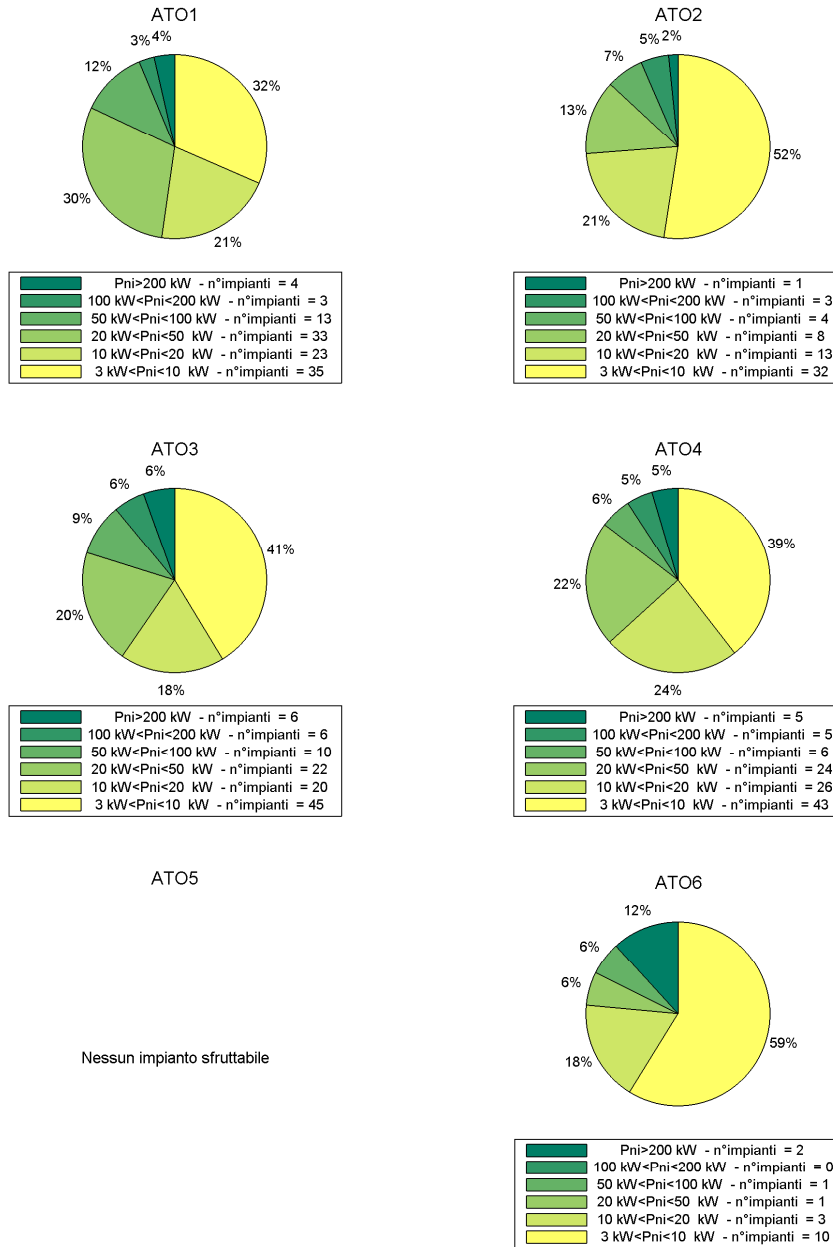


Figura 1: Distribuzione per classi di potenza degli impianti (caso  $q_D H_{5050\_A}$ ).

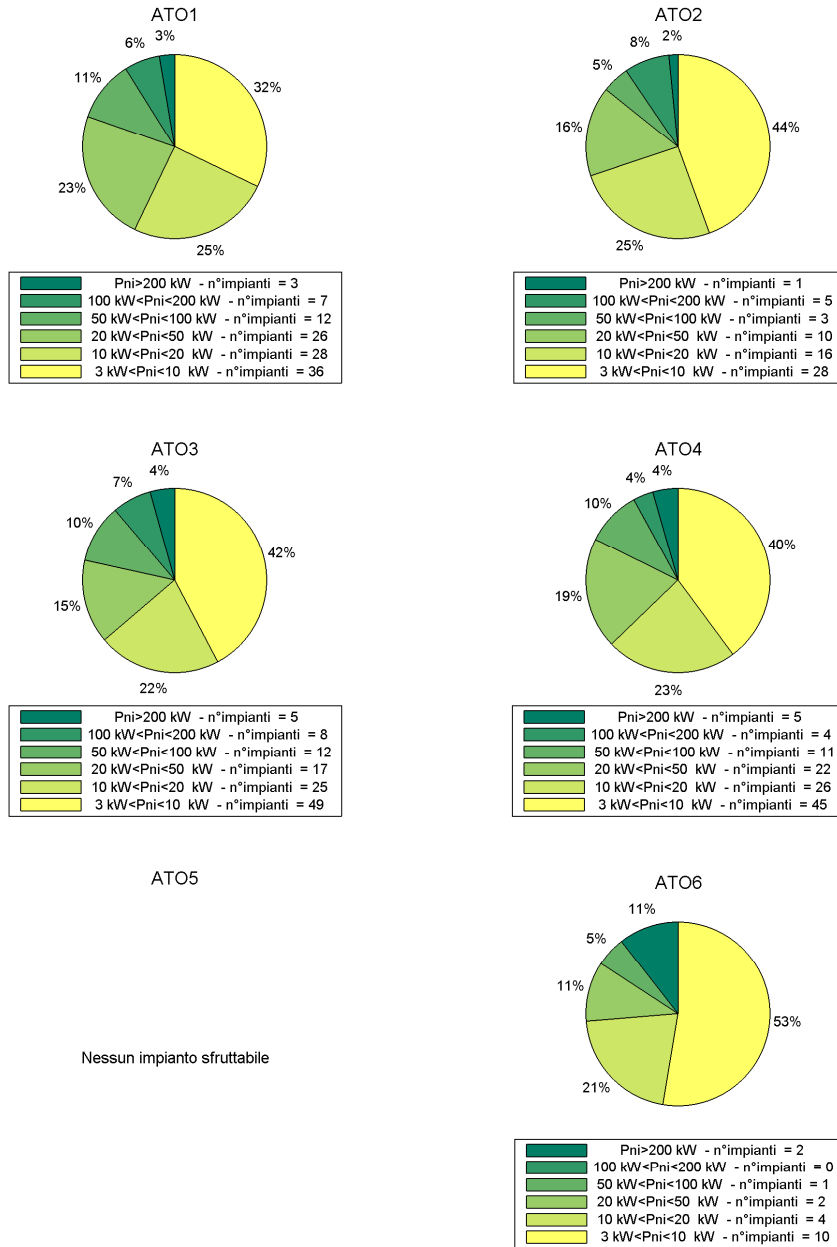


Figura 2: Distribuzione per classi di potenza degli impianti (caso q<sub>D</sub>H<sub>250250\_A</sub>).

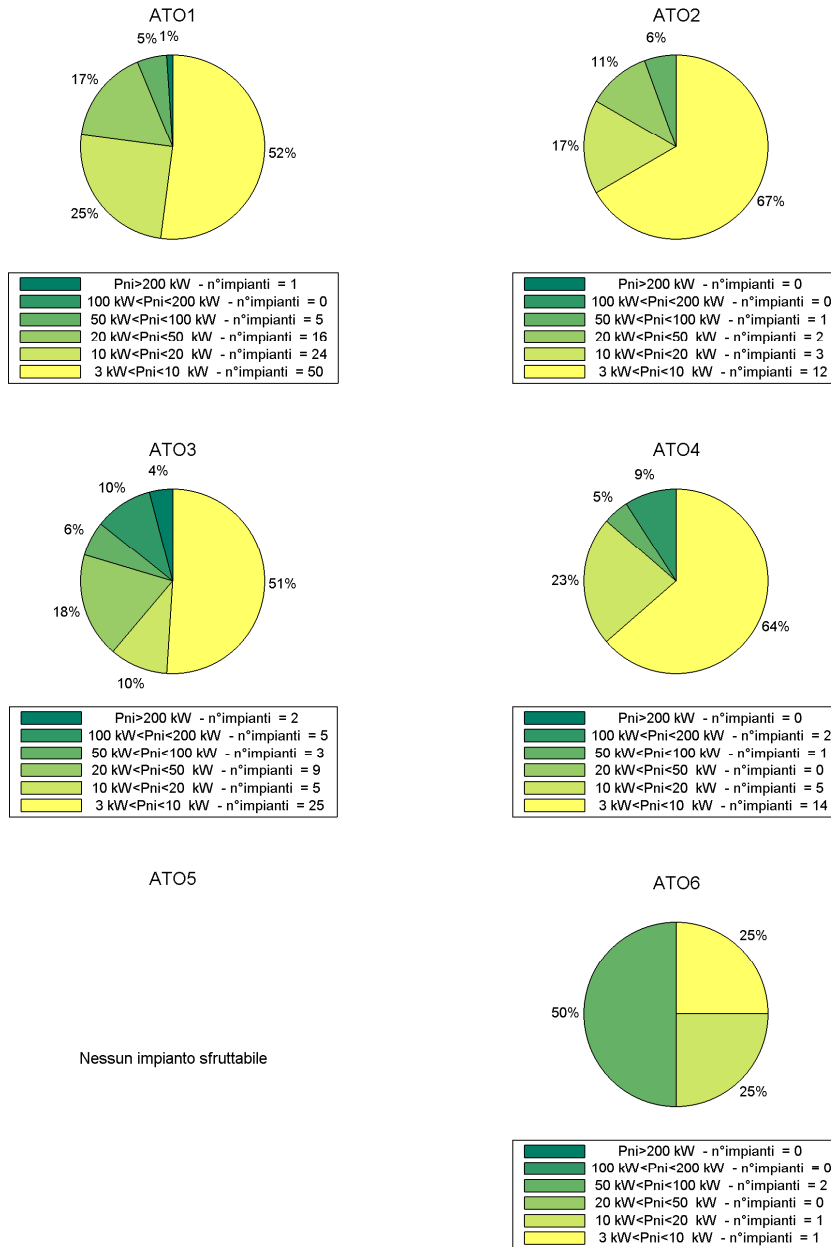


Figura 3: Distribuzione per classi di potenza degli impianti (caso q<sub>A</sub>H<sub>DD\_A</sub>).

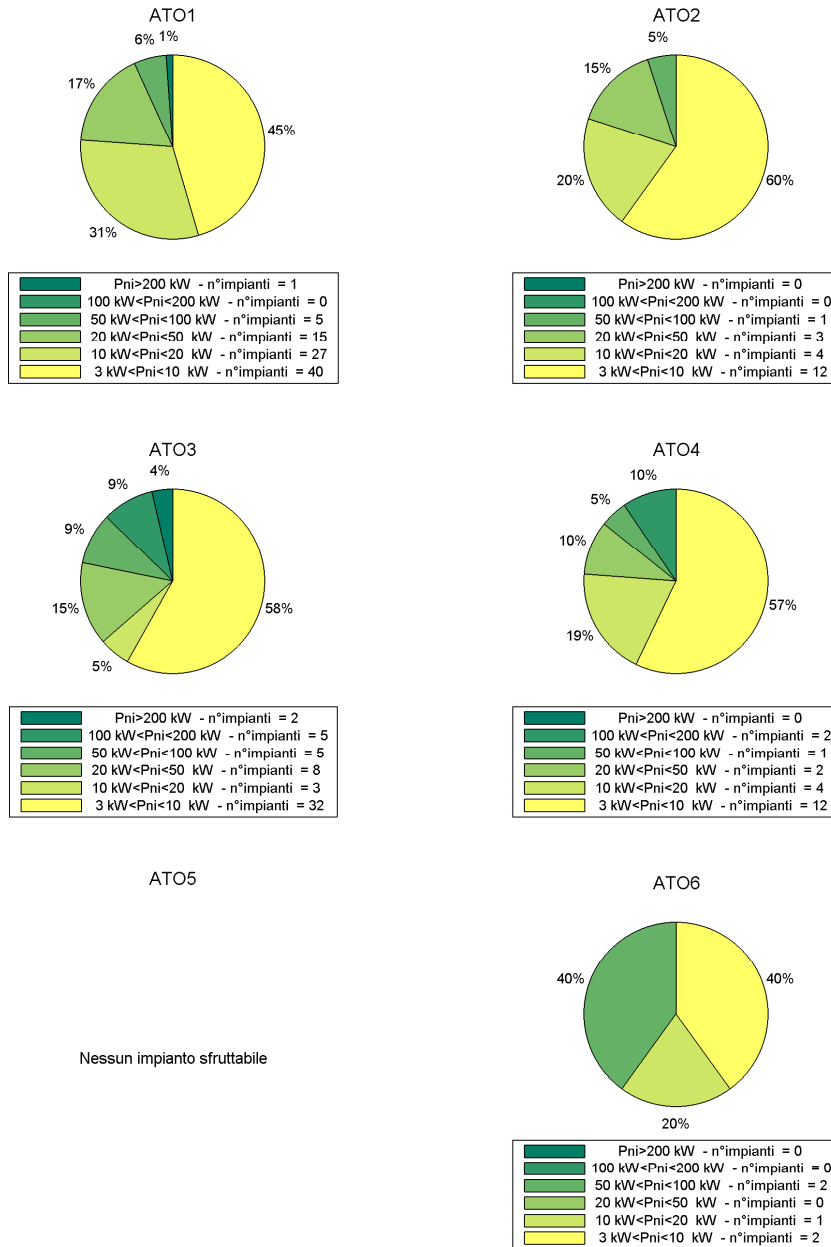


Figura 4: Distribuzione per classi di potenza degli impianti (caso q<sub>A</sub>H<sub>5050\_A</sub>).

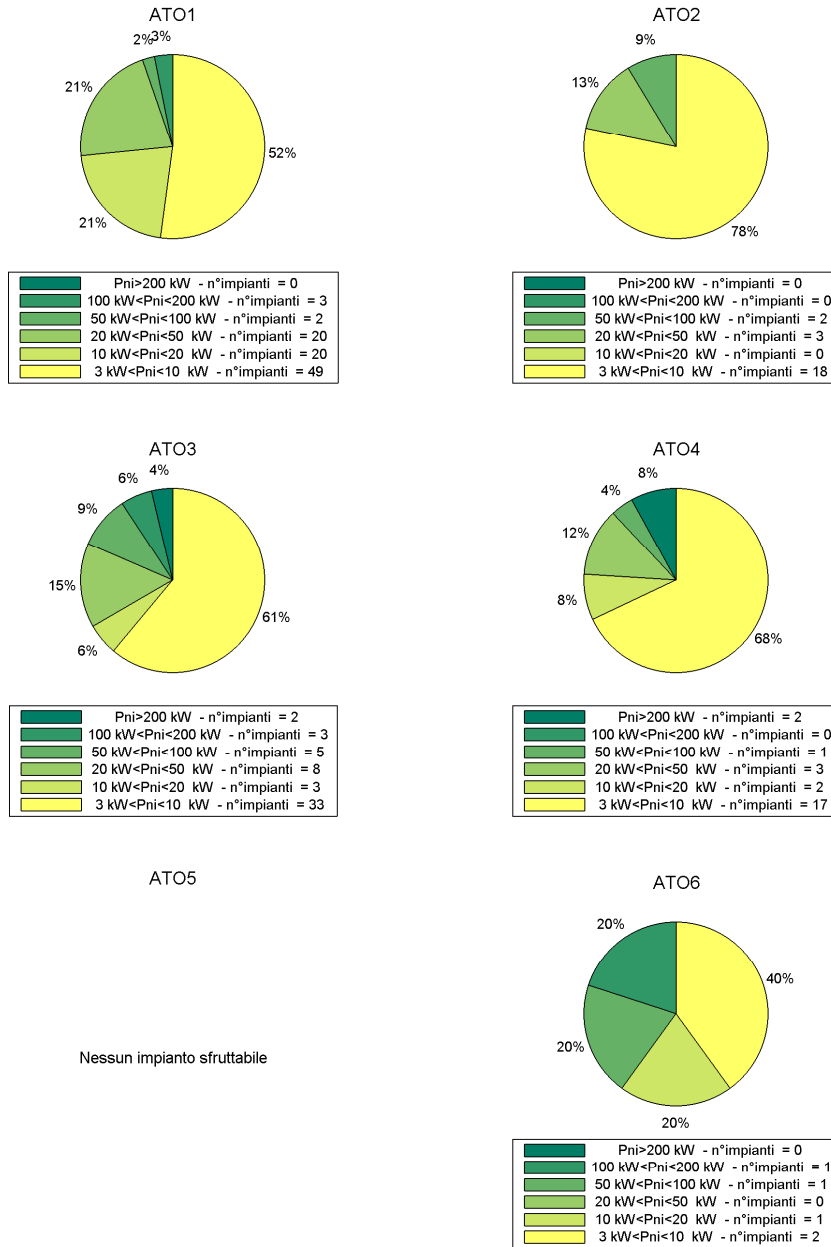


Figura 5: Distribuzione per classi di potenza degli impianti (caso q<sub>A</sub>H<sub>250250\_A</sub>).

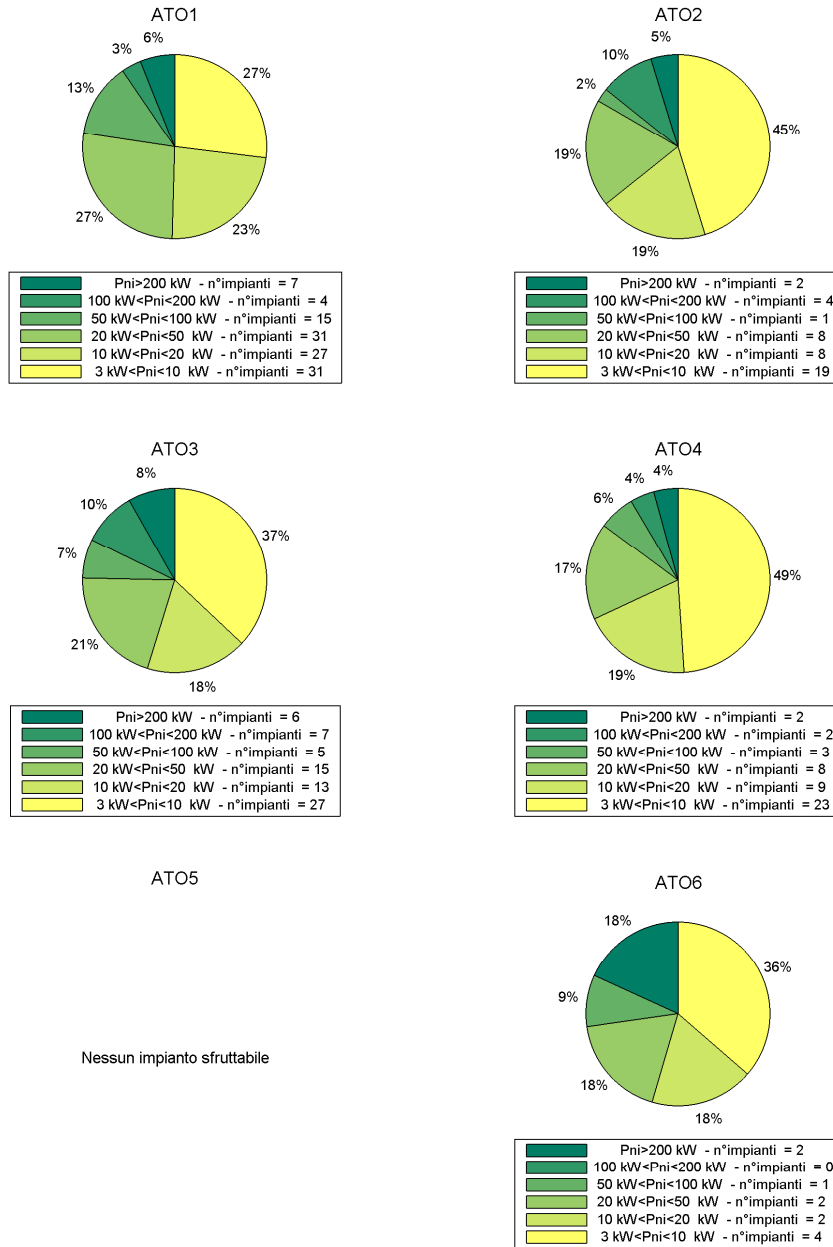


Figura 6: Distribuzione per classi di potenza degli impianti (caso  $q_v H_{DD\_A}$ ).

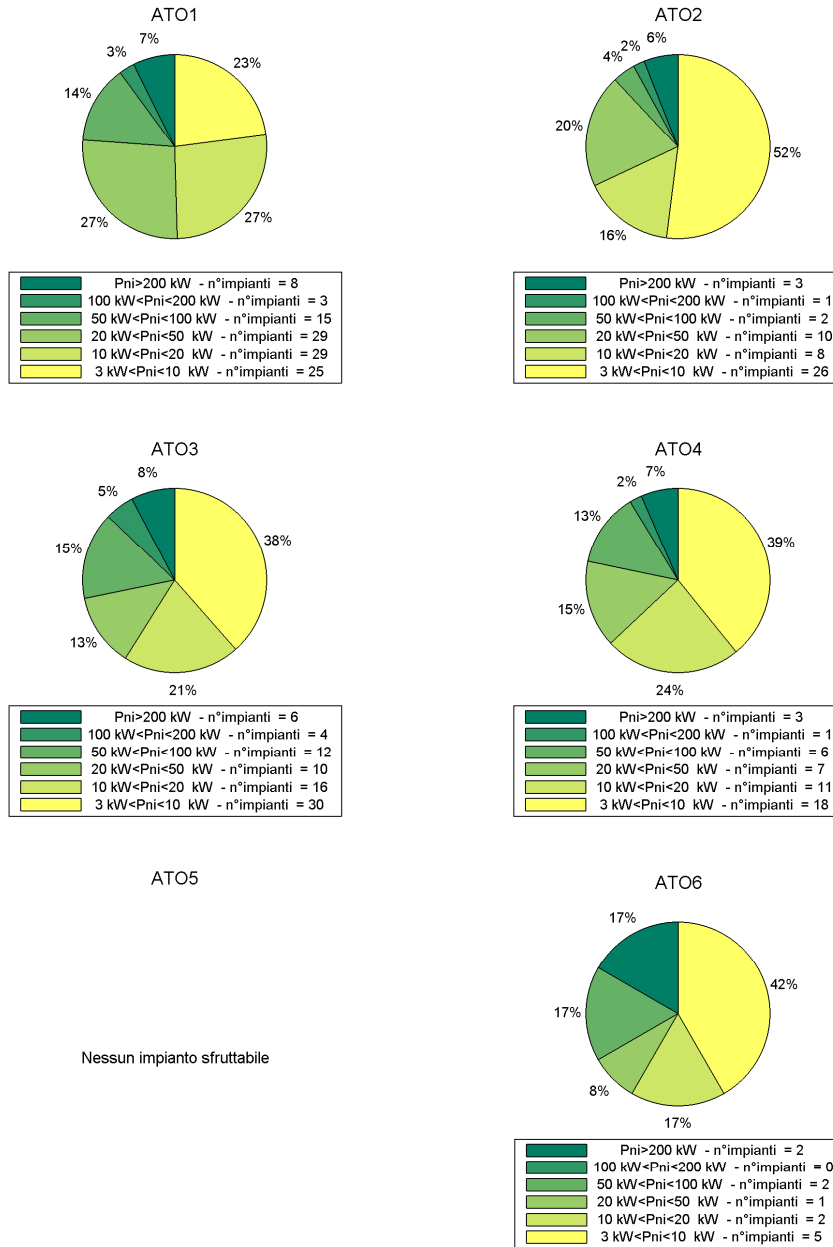


Figura 7: Distribuzione per classi di potenza degli impianti (caso  $q_v H_{5050\_A}$ ).

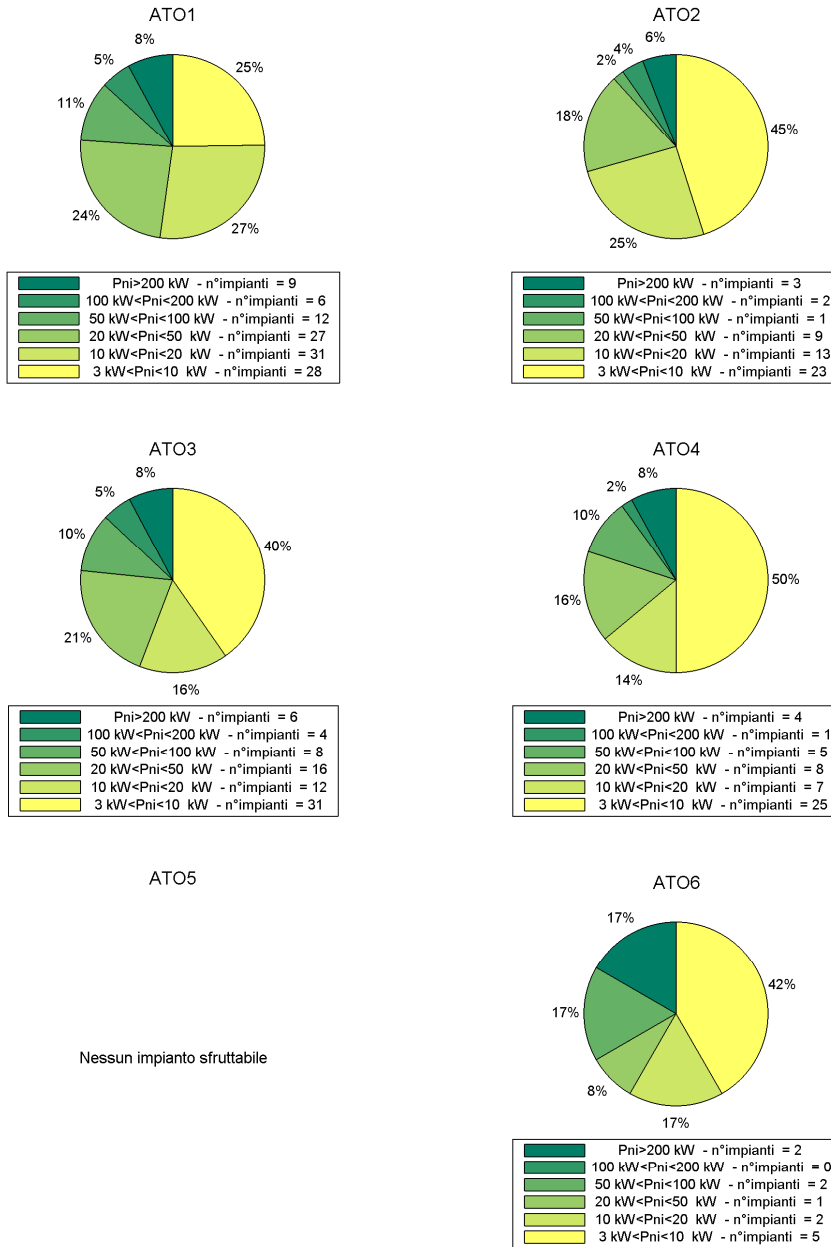


Figura 8: Distribuzione per classi di potenza degli impianti (caso q<sub>v</sub>H<sub>250250\_A</sub>).

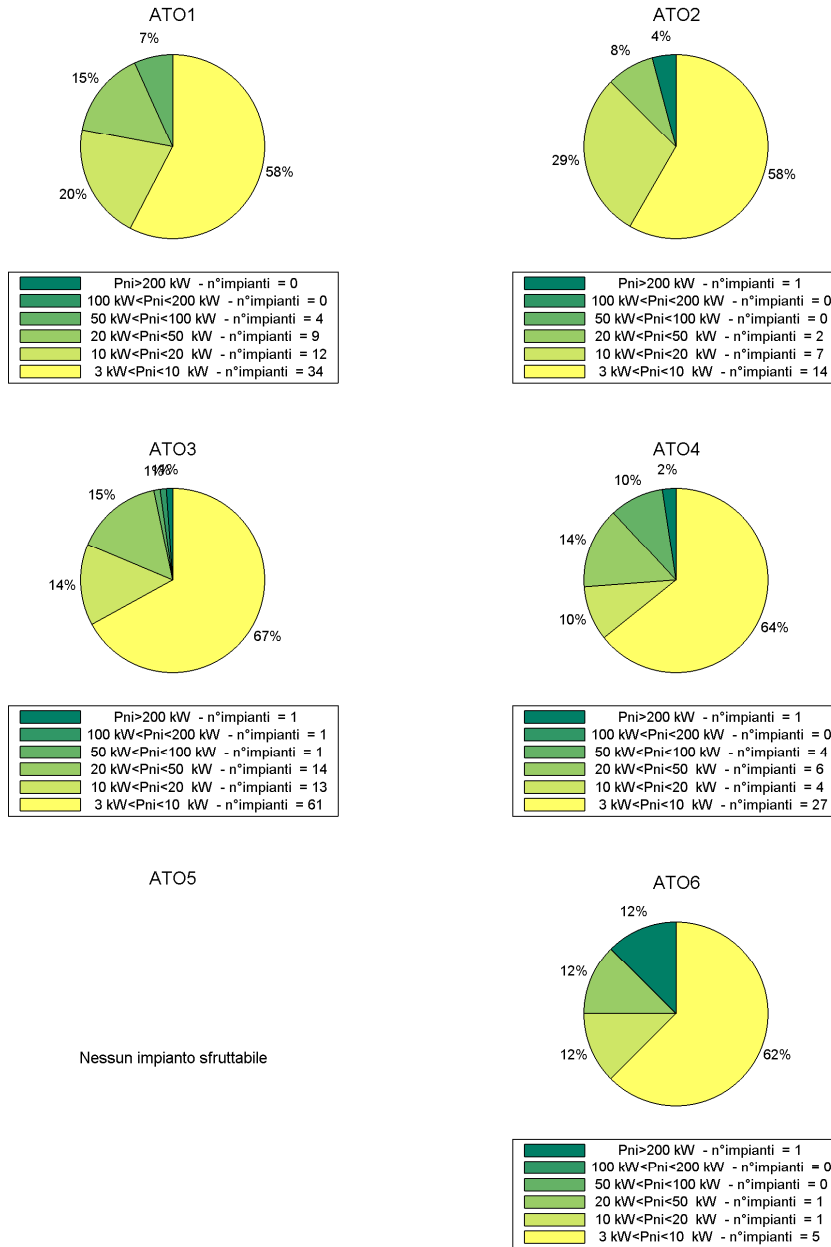


Figura 9: Distribuzione per classi di potenza degli impianti (caso  $q_s H_{DD\_A}$ ).

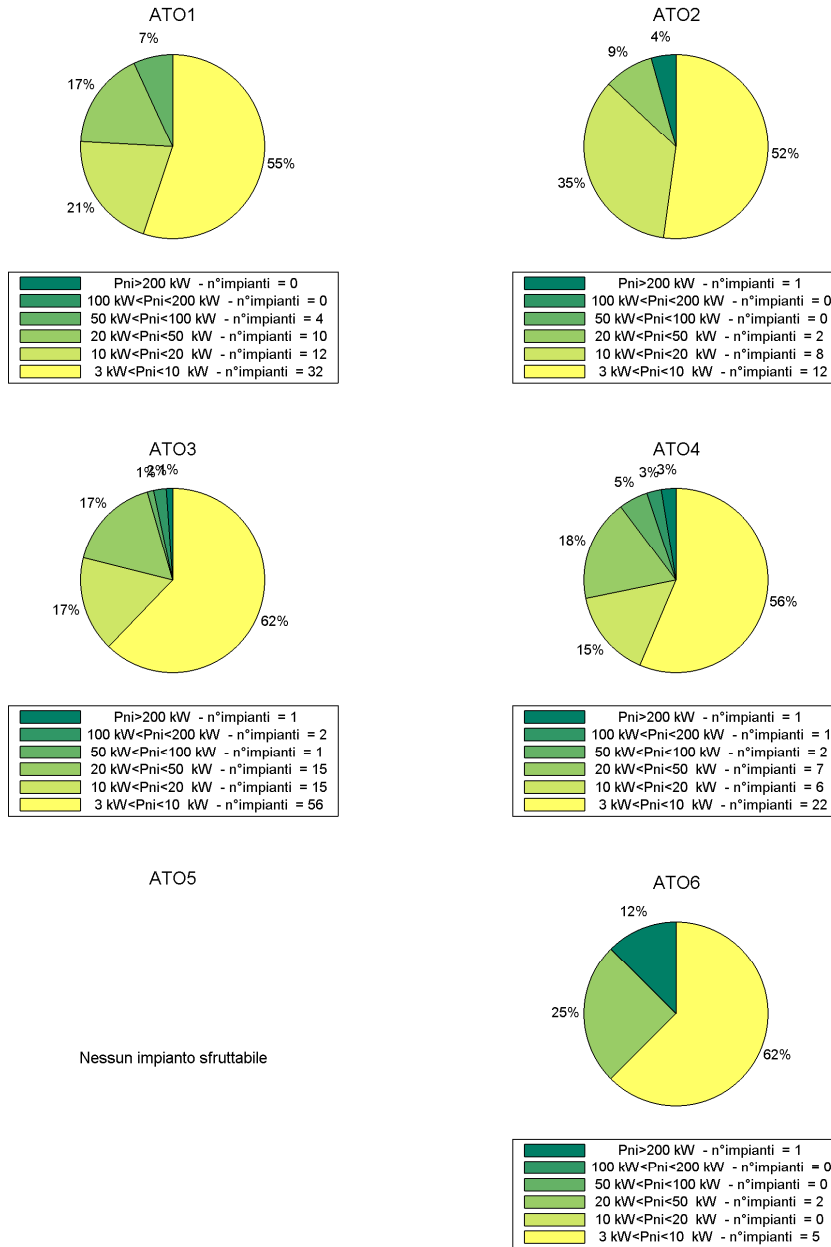


Figura 10: Distribuzione per classi di potenza degli impianti (caso q<sub>s</sub>H<sub>5050\_A</sub>).

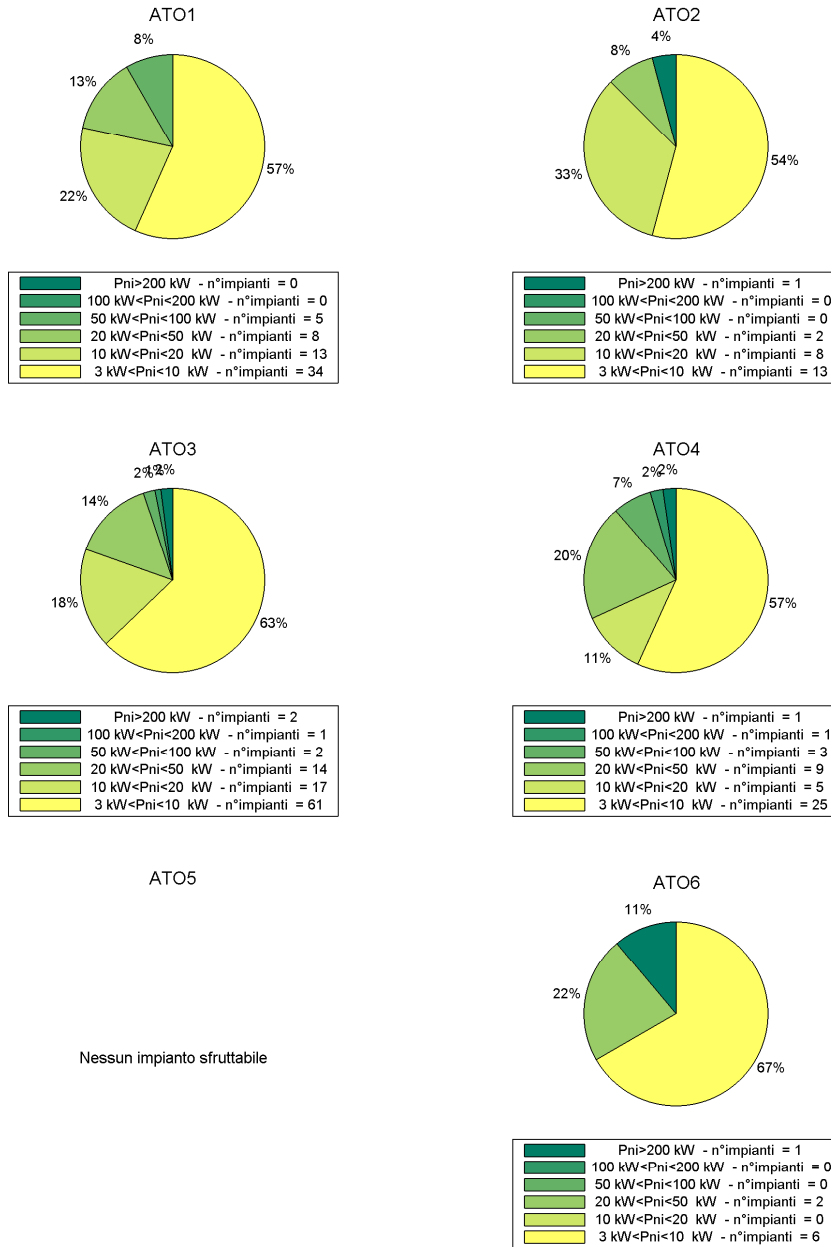


Figura 11: Distribuzione per classi di potenza degli impianti (caso q<sub>s</sub>H<sub>250250\_A</sub>).

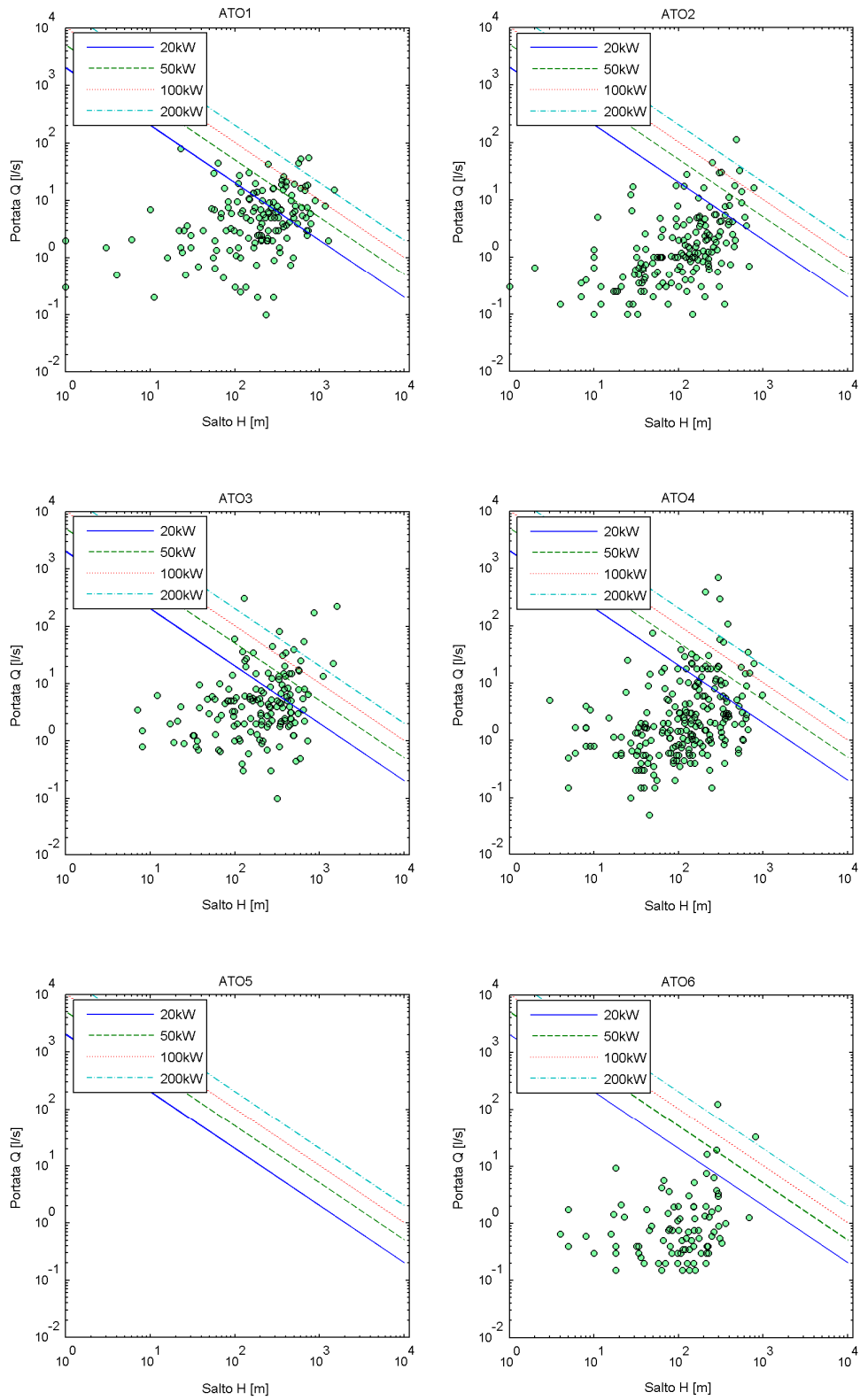


Figura 12: Diagramma Q-H – caso q<sub>D</sub>H<sub>5050\_A</sub>.

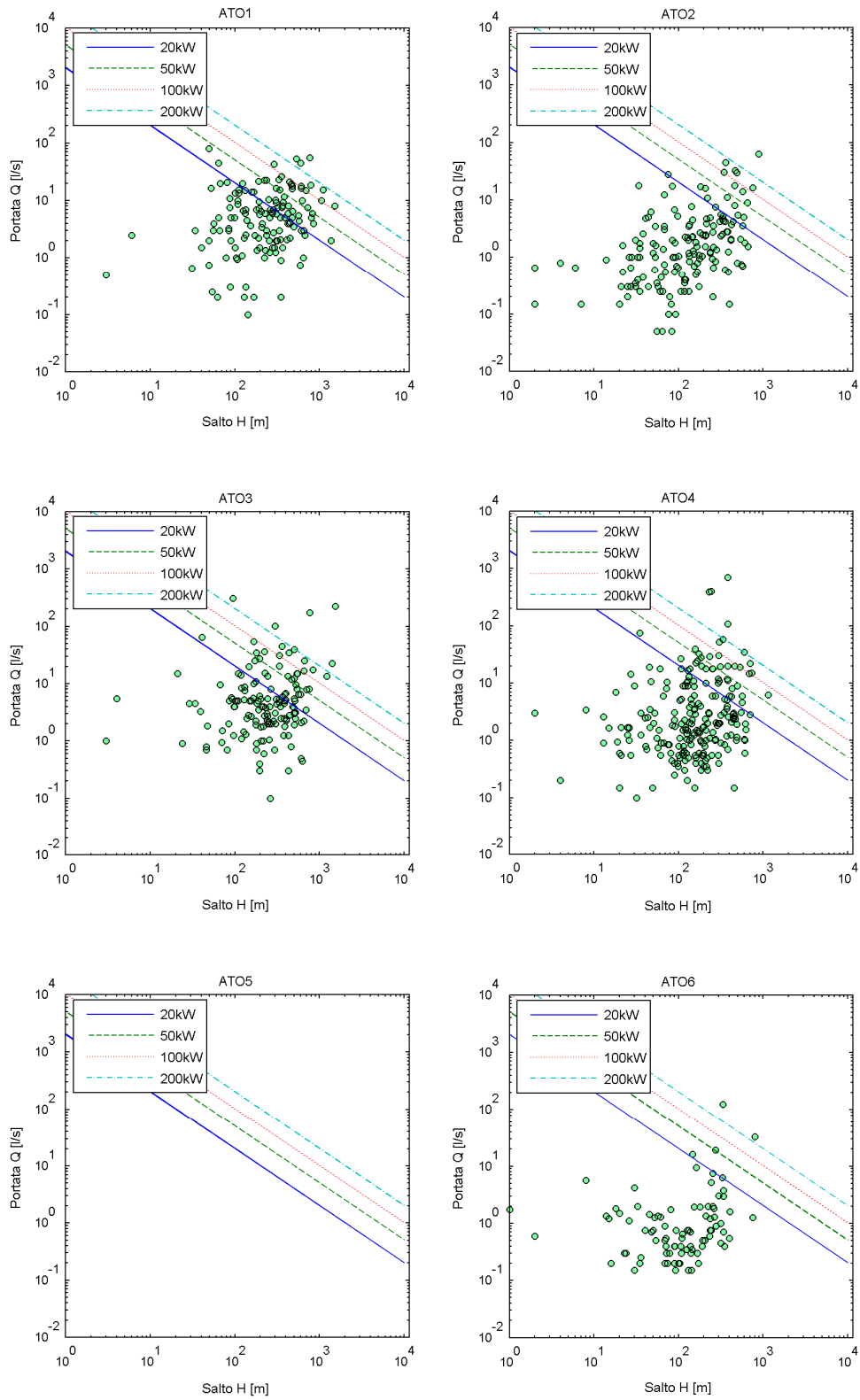


Figura 13: Diagramma Q-H – caso qpH<sub>250250</sub>\_A.

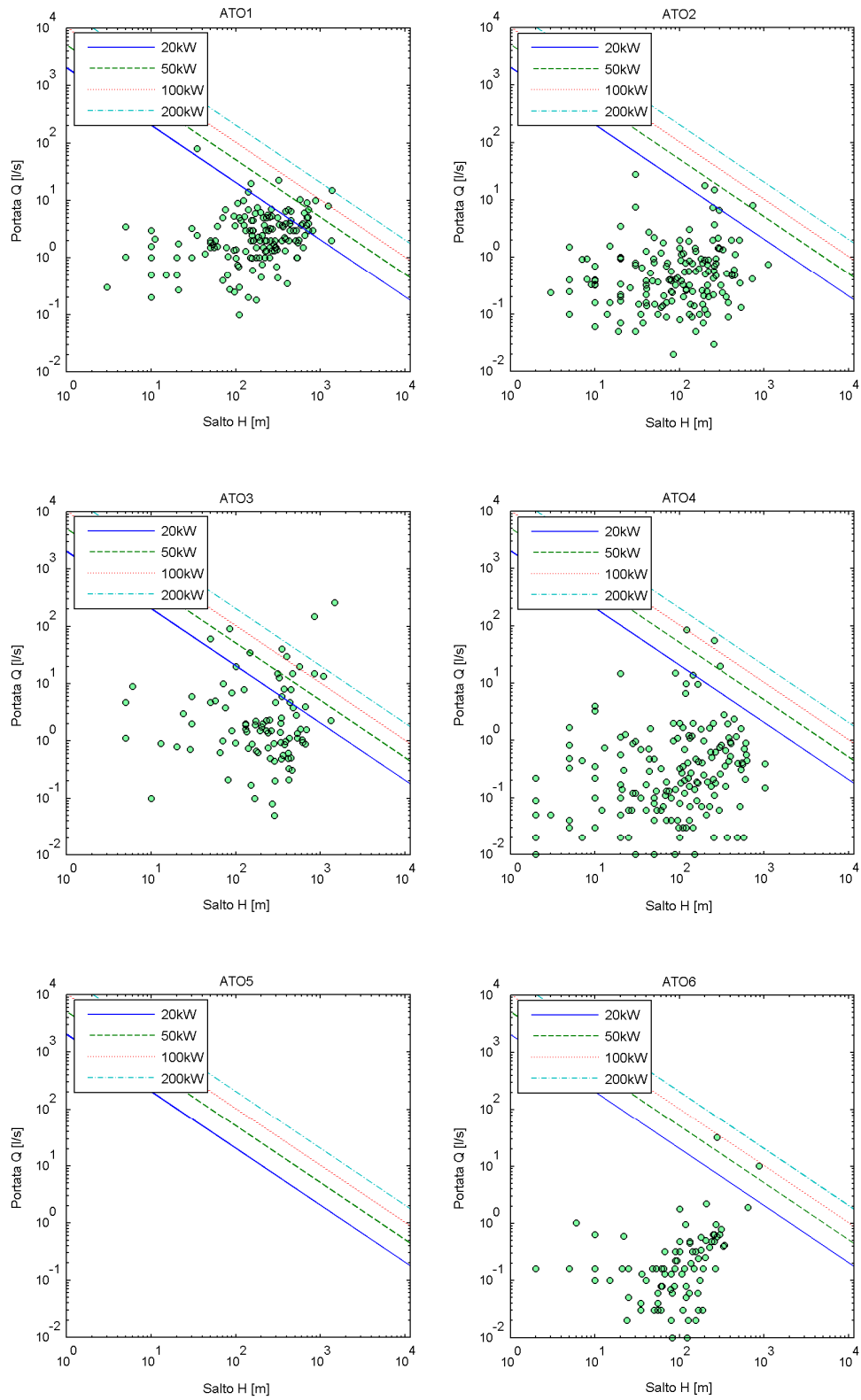


Figura 14: Diagramma Q-H – caso  $q_A H_{DD\_A}$ .

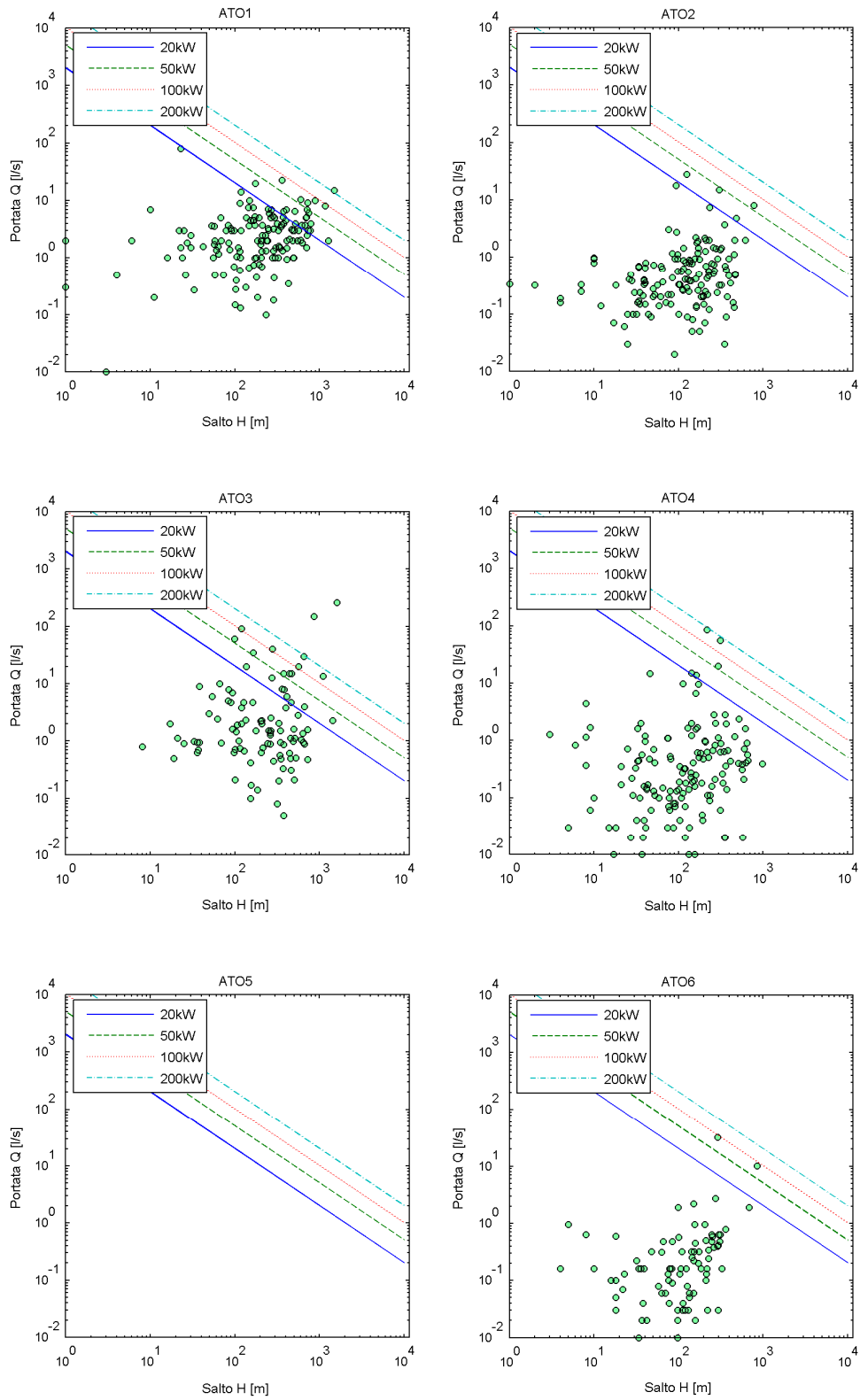


Figura 15: Diagramma Q-H – caso  $q_A H_{5050\_A}$ .

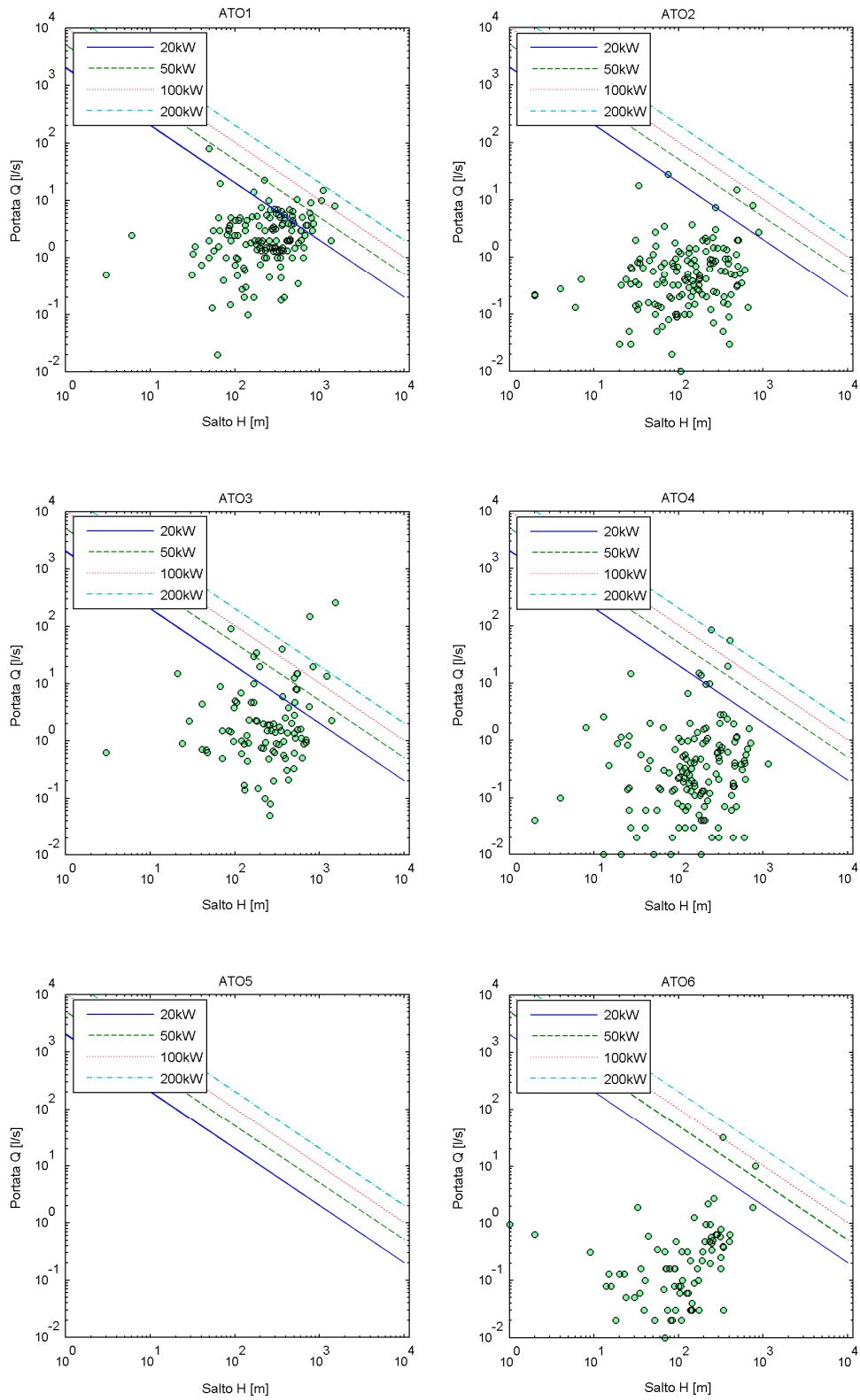


Figura 16: Diagramma Q-H – caso  $q_A H_{250250\_A}$ .

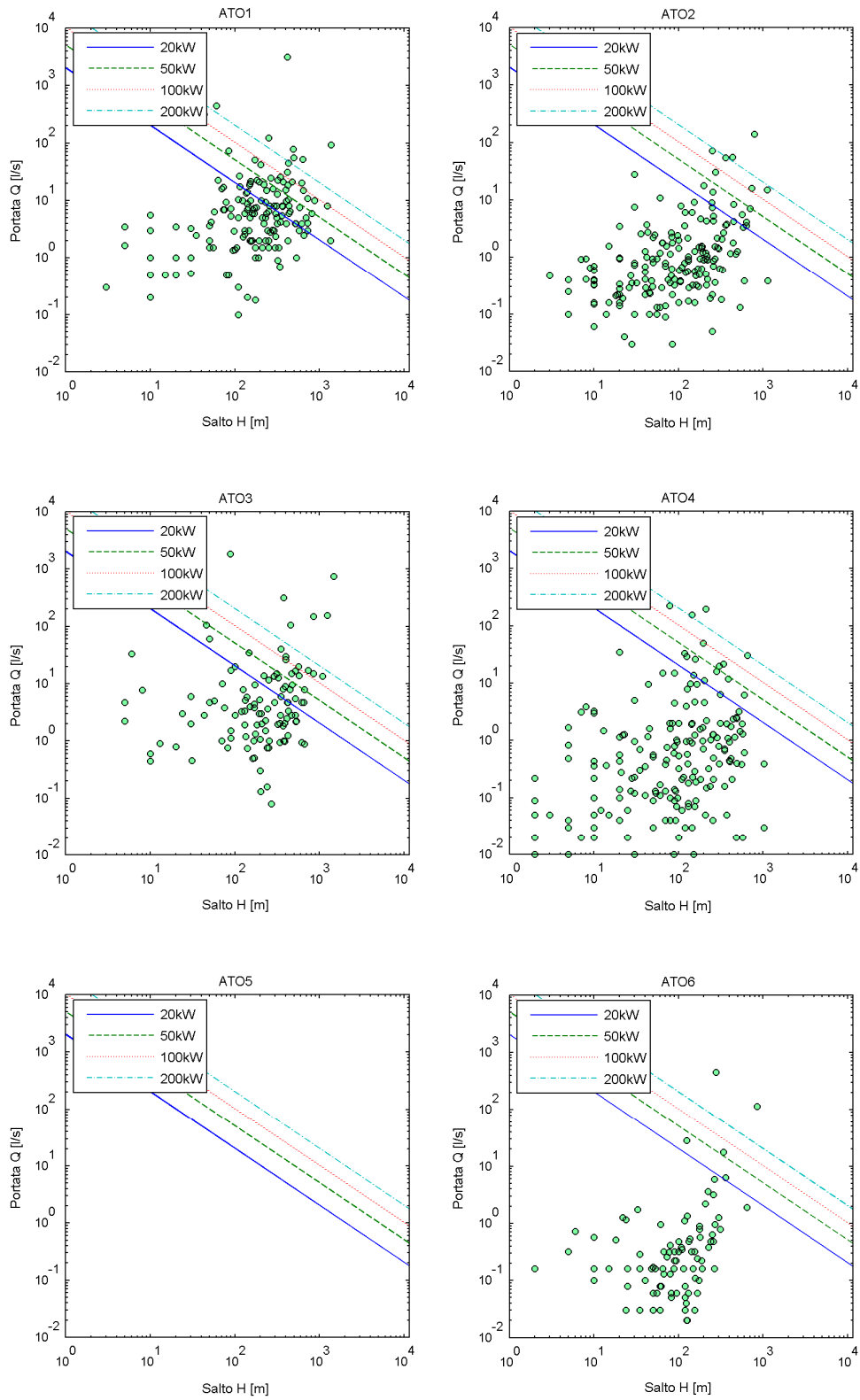


Figura 17: Diagramma Q-H – caso  $q_v H_{DD\_A}$ .

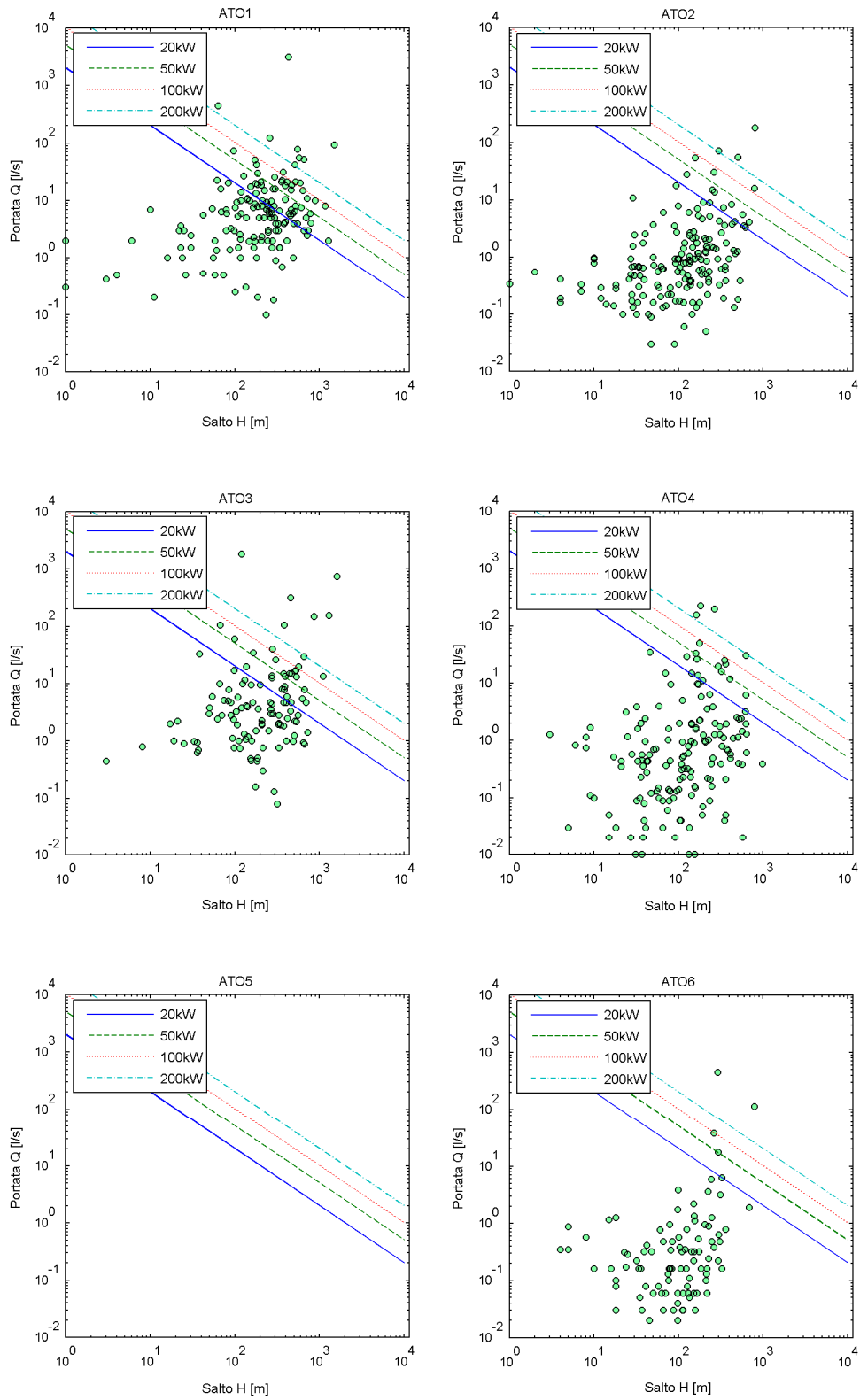


Figura 18: Diagramma Q-H – caso  $q_v H_{5050\_A}$ .

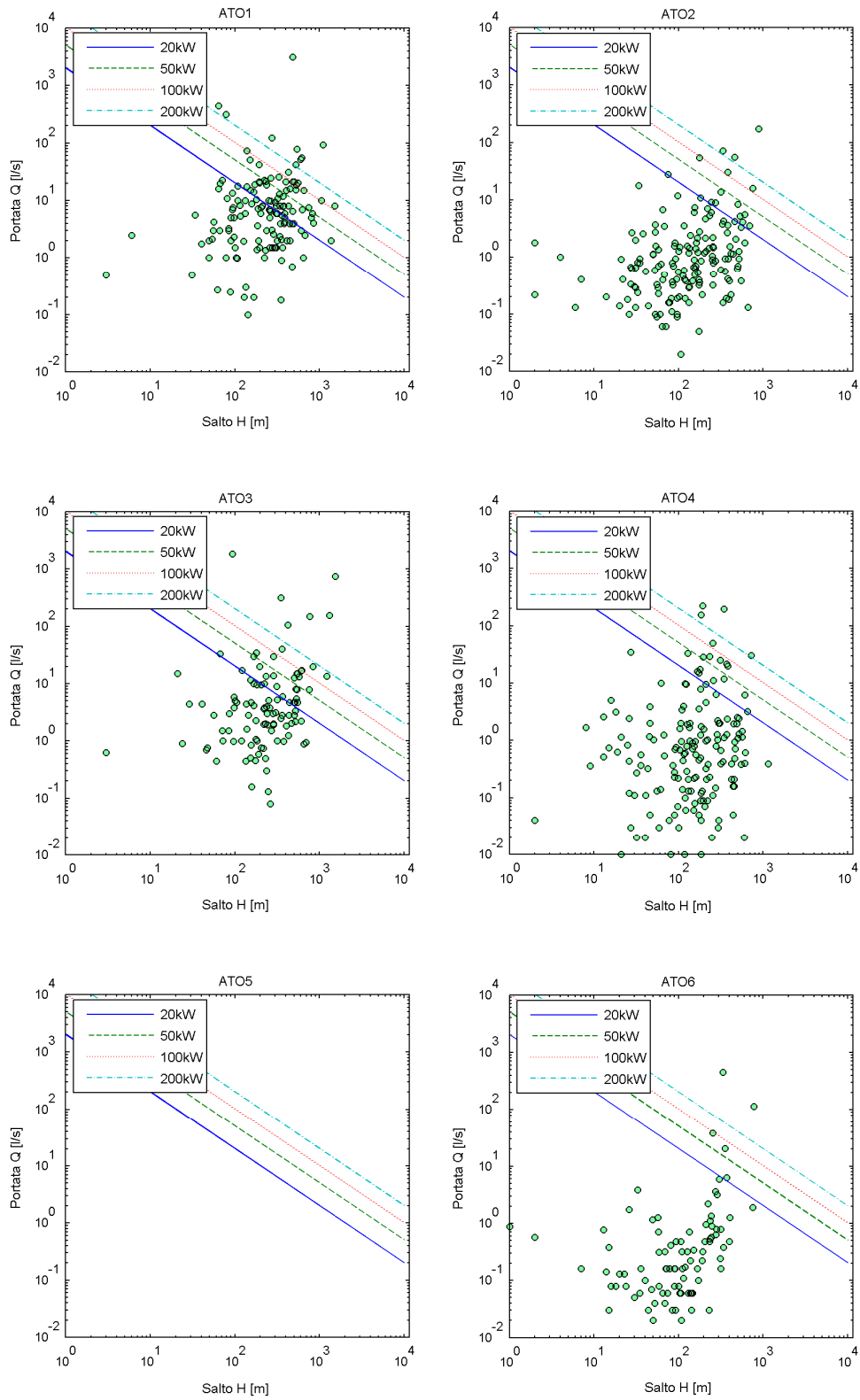


Figura 19: Diagramma Q-H – caso  $qvH_{250250\_A}$ .

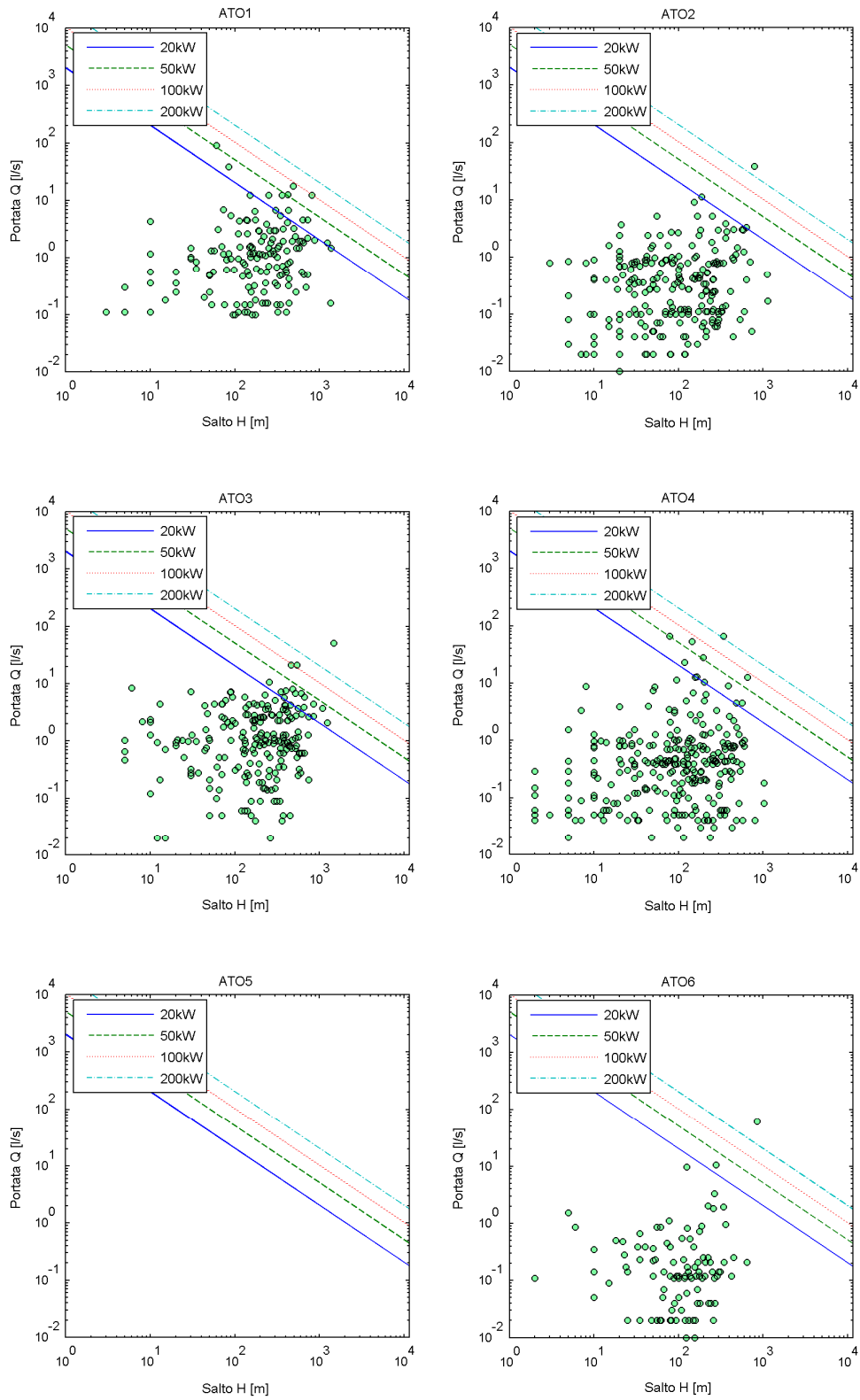


Figura 20: Diagramma Q-H – caso  $q_s H_{DD\_A}$ .

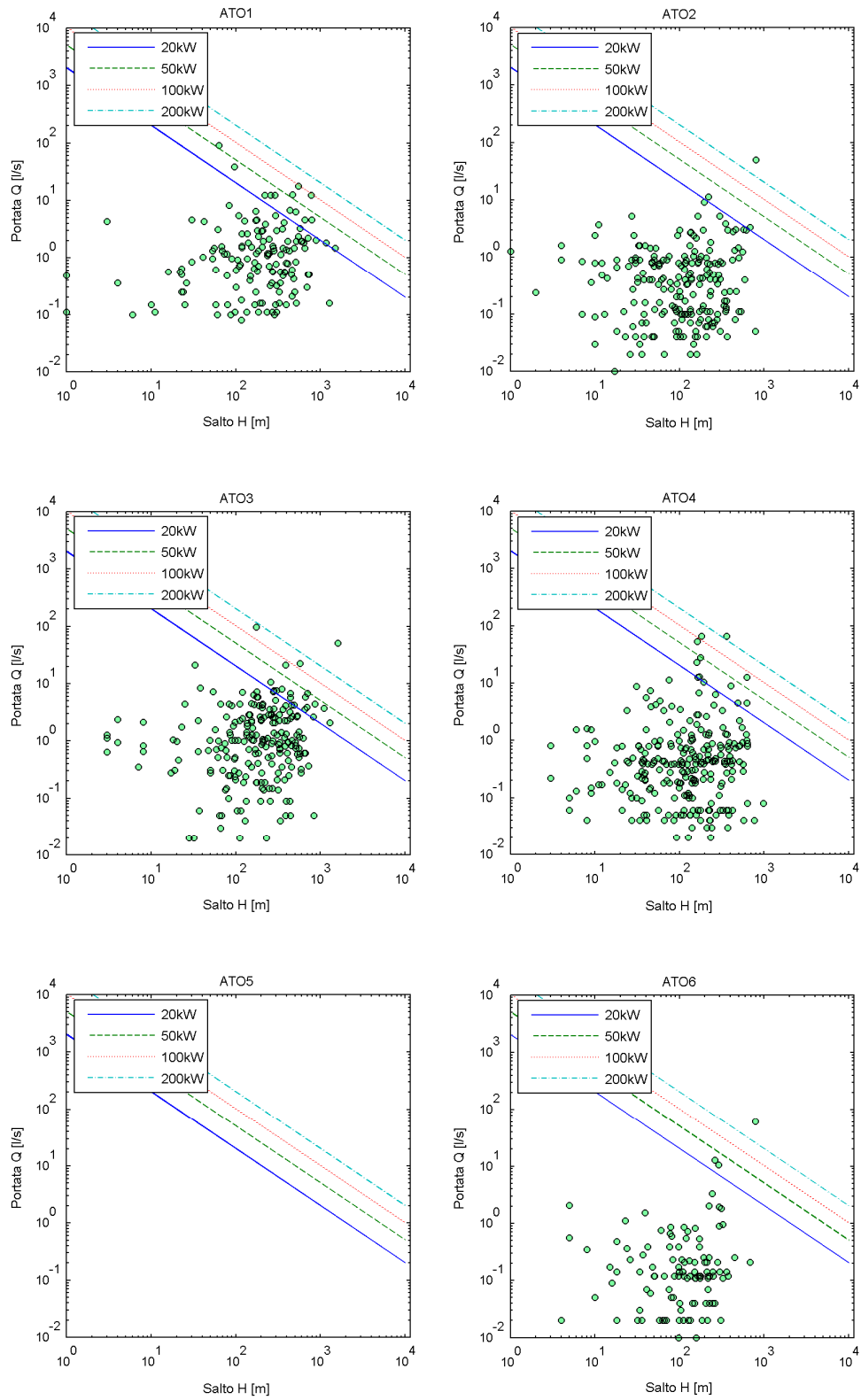


Figura 21: Diagramma Q-H – caso  $q_s H_{5050\_A}$ .

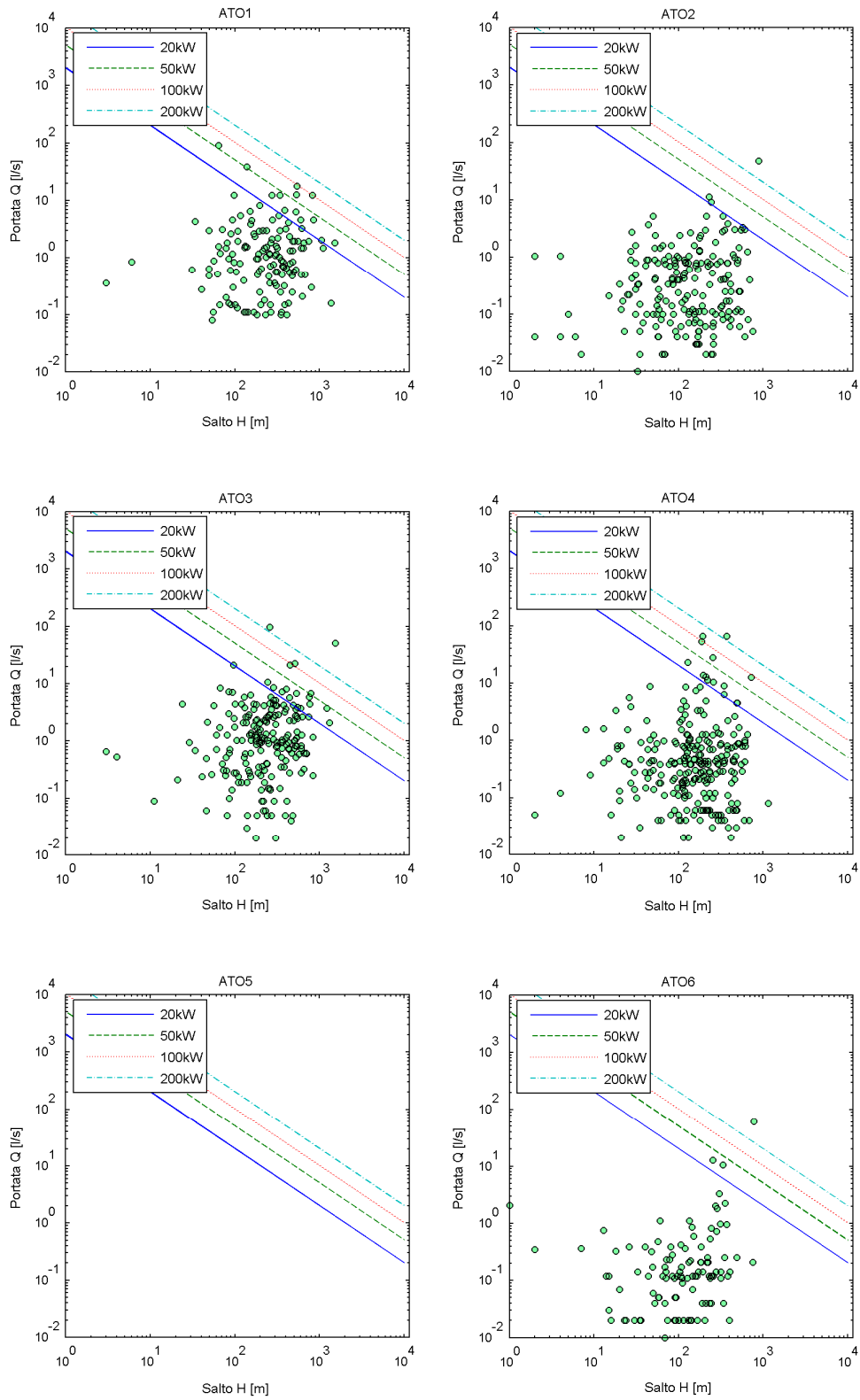


Figura 22: Diagramma Q-H – caso qSH250250\_A.

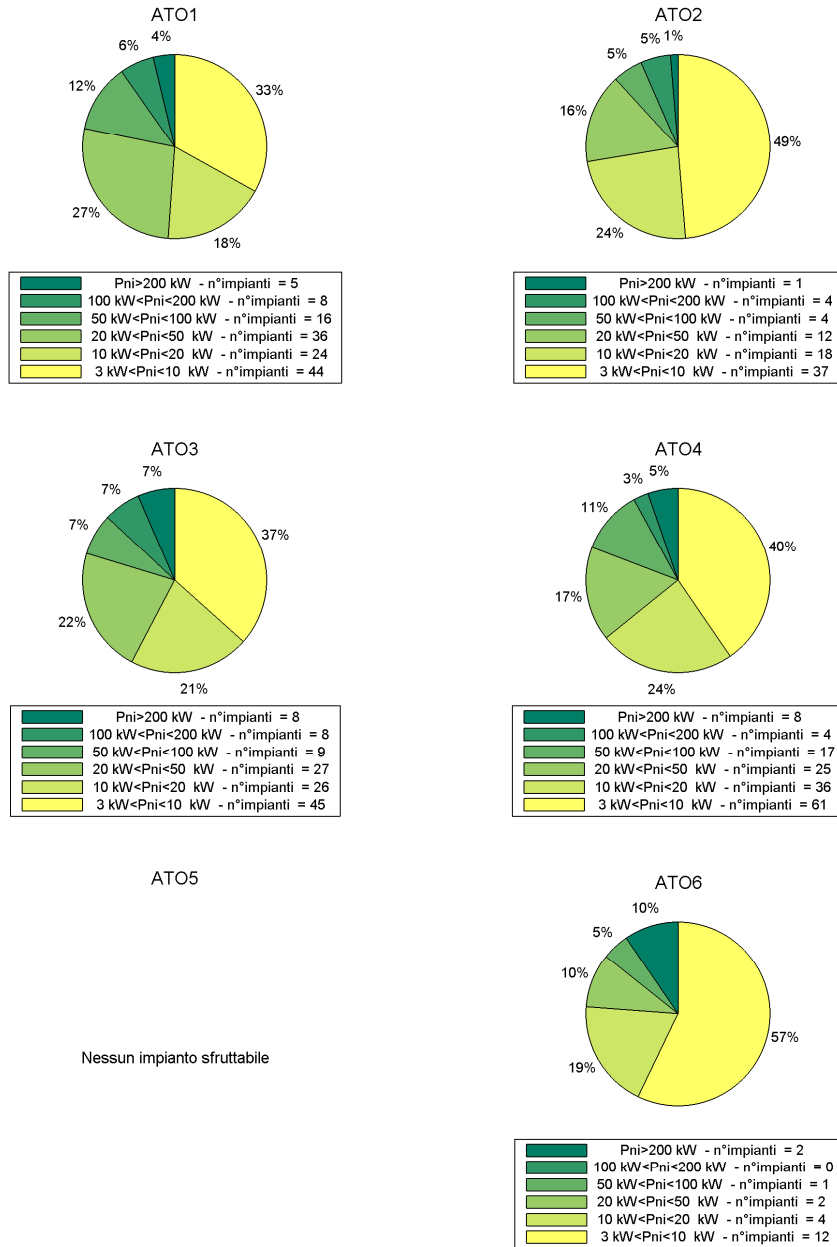


Figura 23: Distribuzione per classi di potenza degli impianti (caso  $q_D H_{50\_B}$ ).

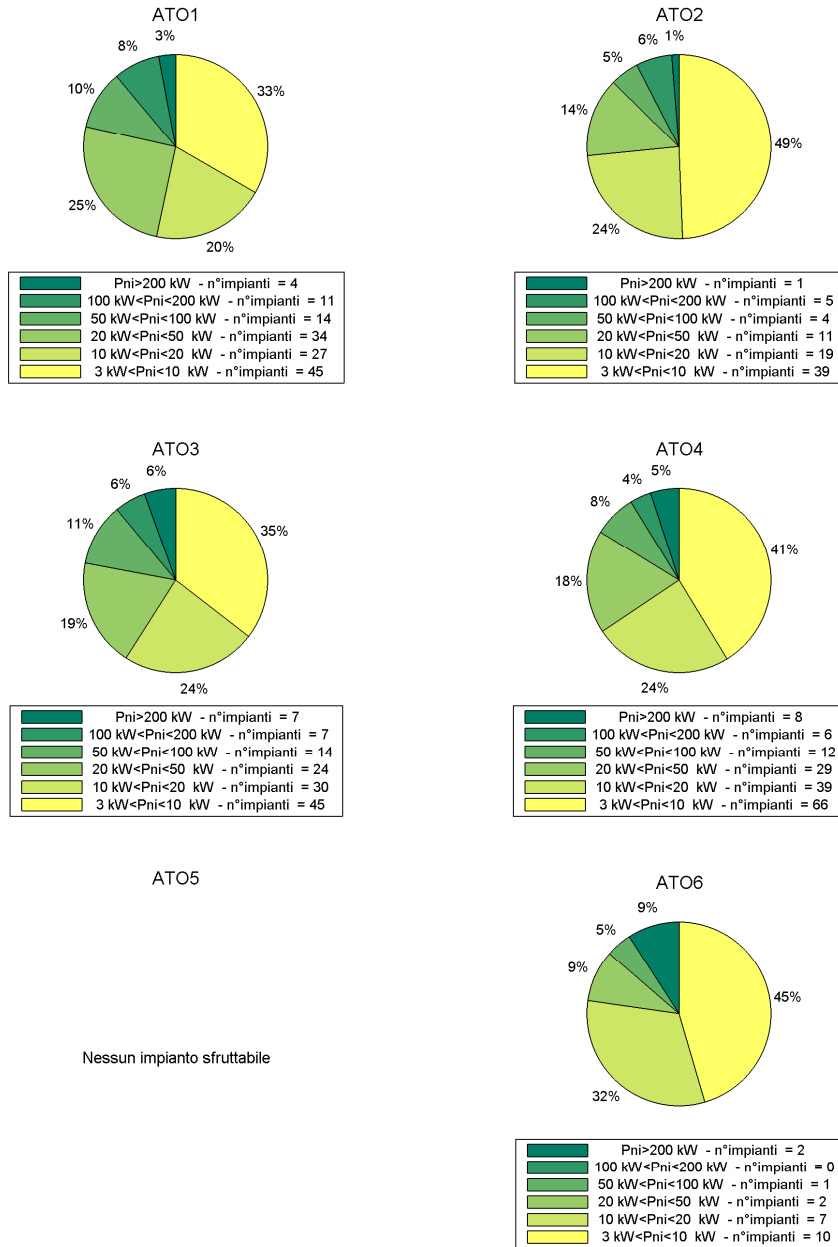


Figura 24: Distribuzione per classi di potenza degli impianti (caso  $q_{DH_{250250\_B}}$ ).

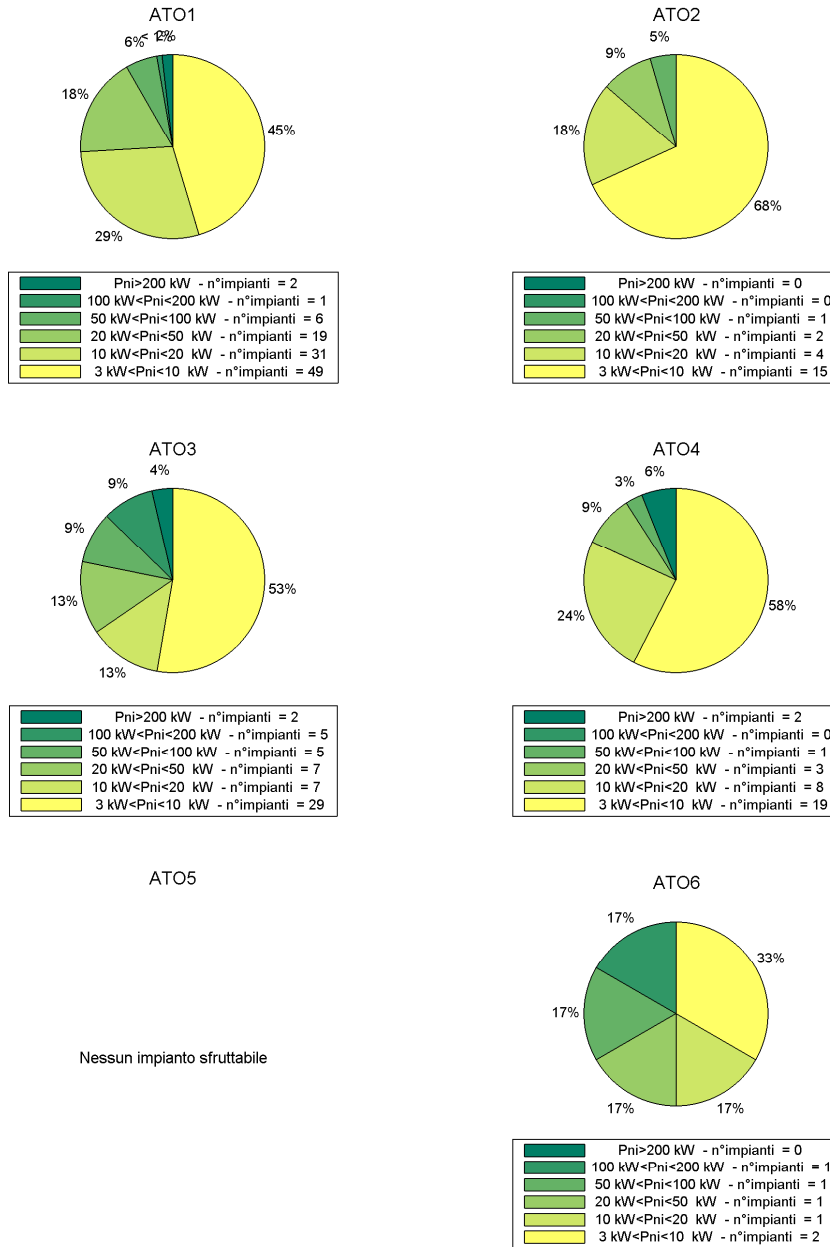


Figura 25: Distribuzione per classi di potenza degli impianti (caso  $q_{A}H_{D50\_B}$ ).

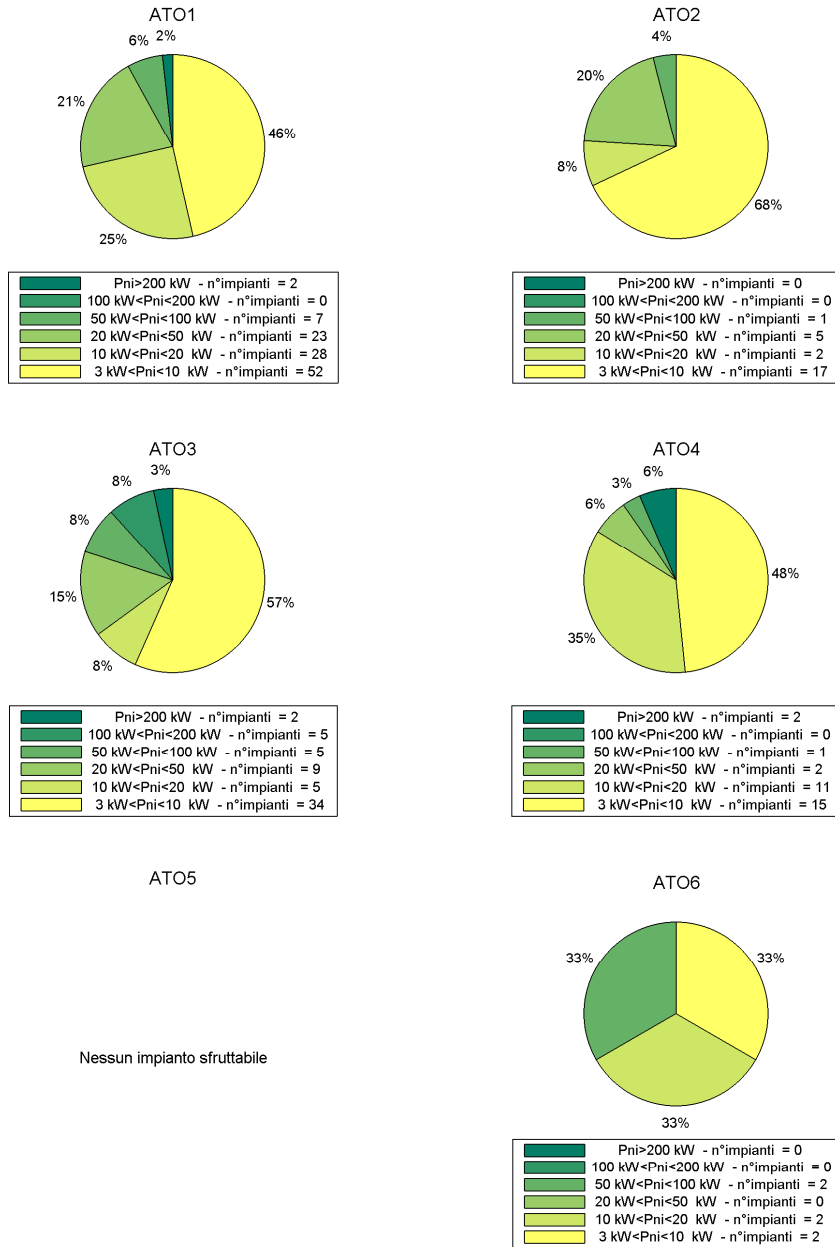


Figura 26: Distribuzione per classi di potenza degli impianti (caso q<sub>A</sub>H<sub>50-50</sub>\_B).

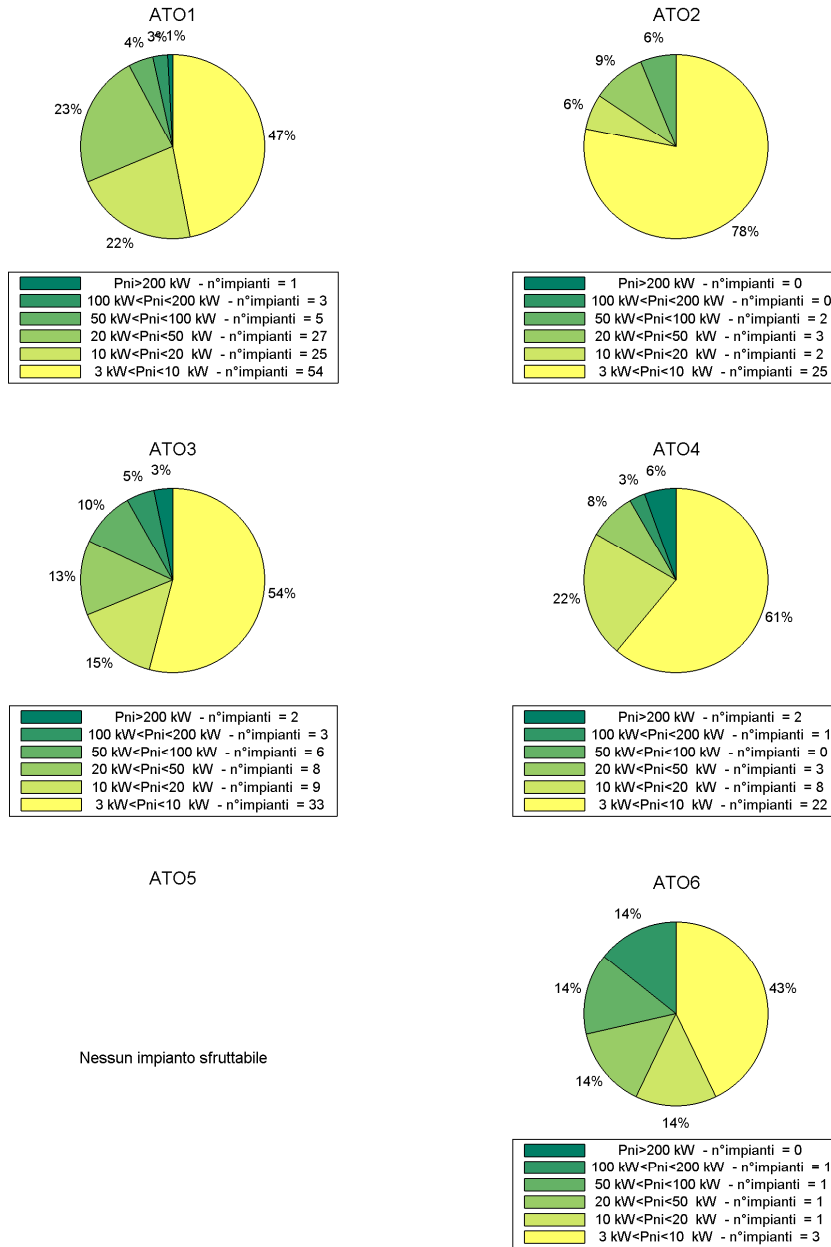


Figura 27: Distribuzione per classi di potenza degli impianti (caso q<sub>A</sub>H<sub>250250\_B</sub>).

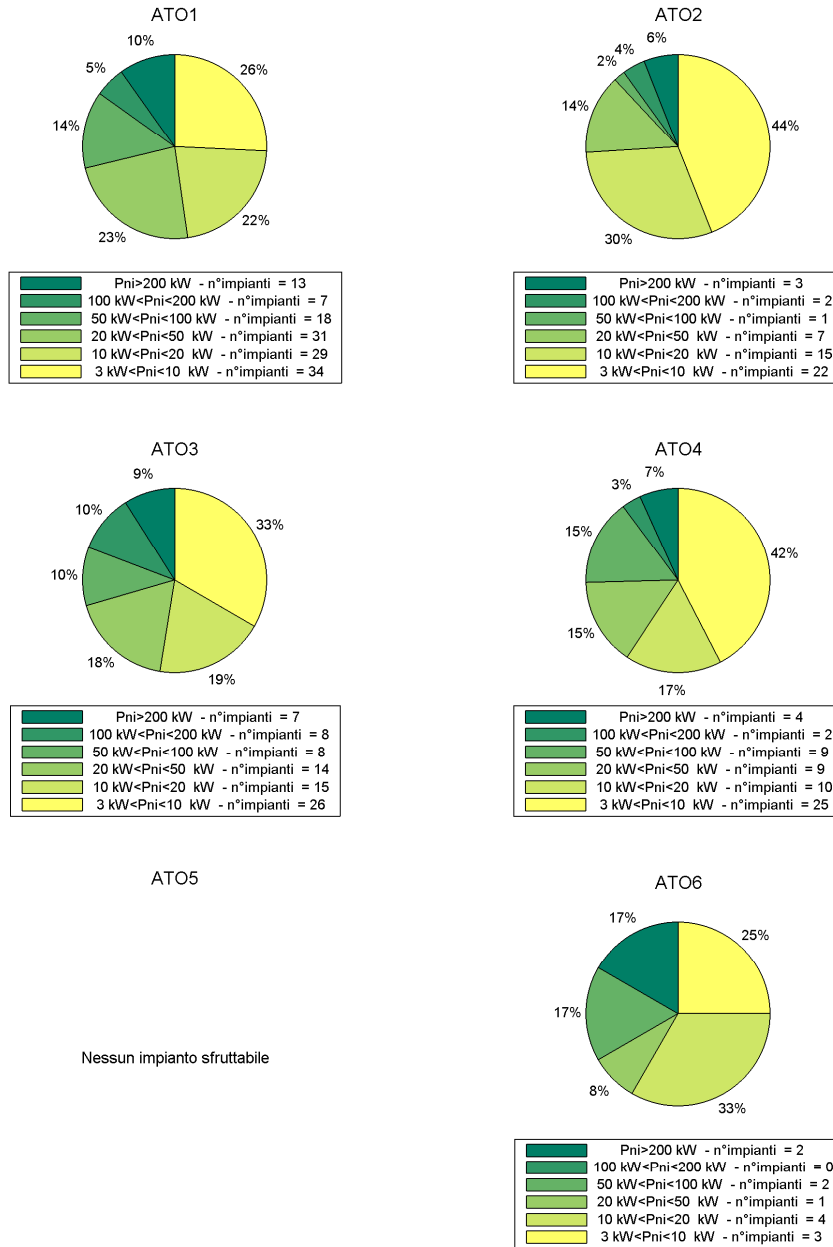


Figura 28: Distribuzione per classi di potenza degli impianti (caso  $q_v H_{D50\_B}$ ).

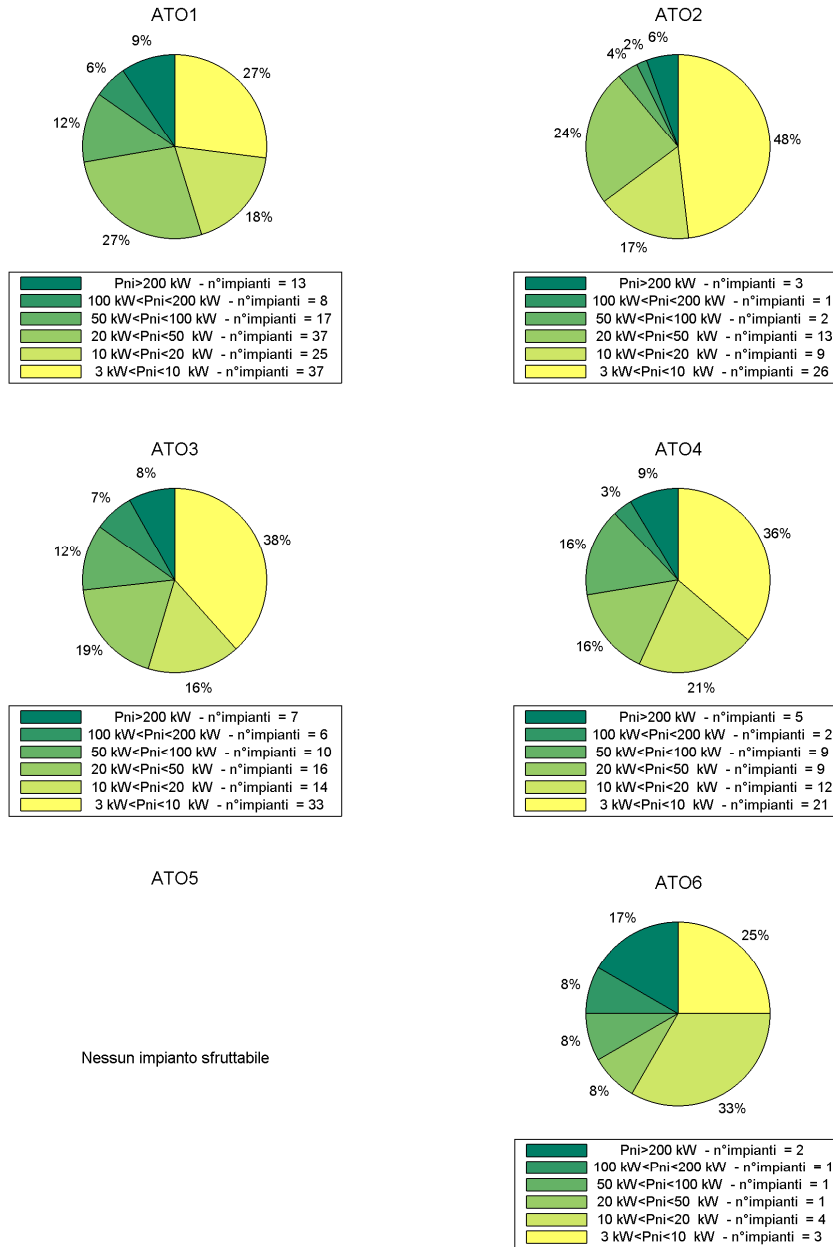


Figura 29: Distribuzione per classi di potenza degli impianti (caso qvH<sub>50</sub>\_B).

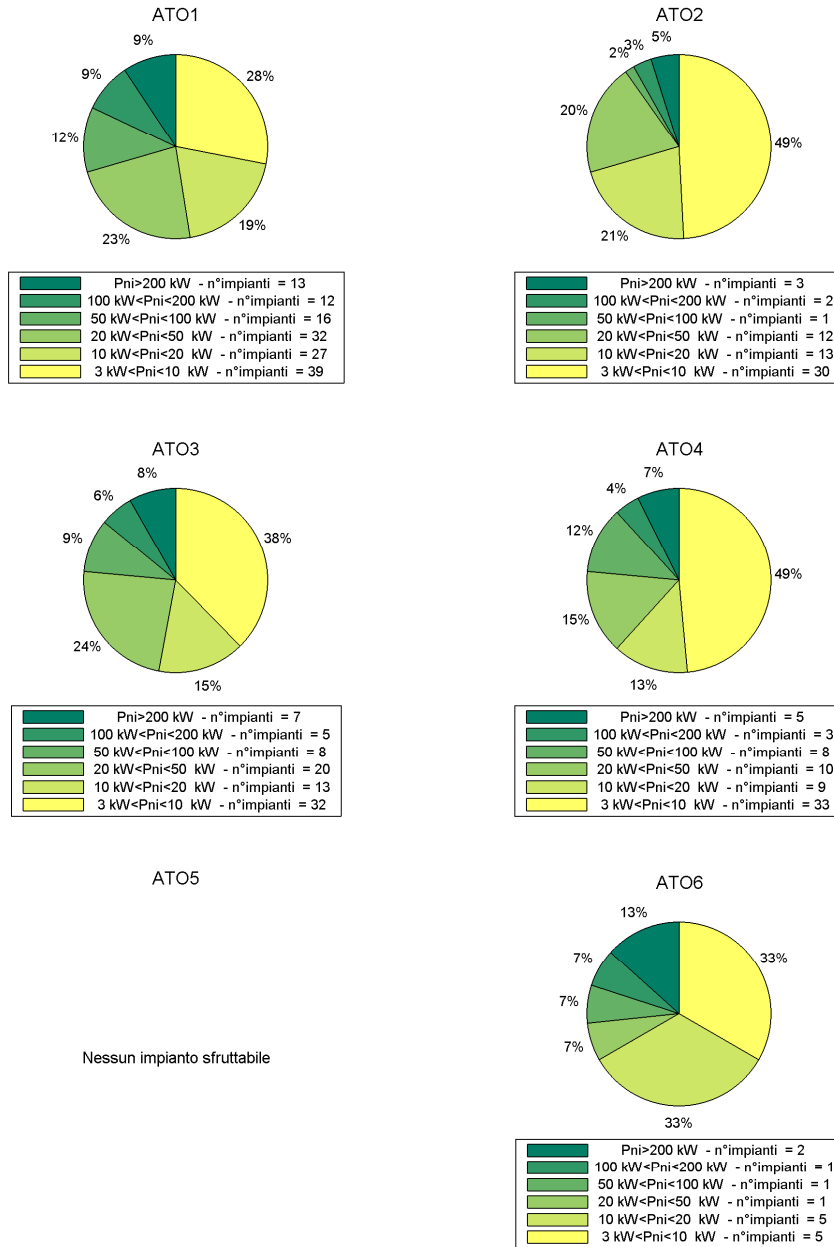


Figura 30: Distribuzione per classi di potenza degli impianti (caso  $q_vH_{250250\_B}$ ).

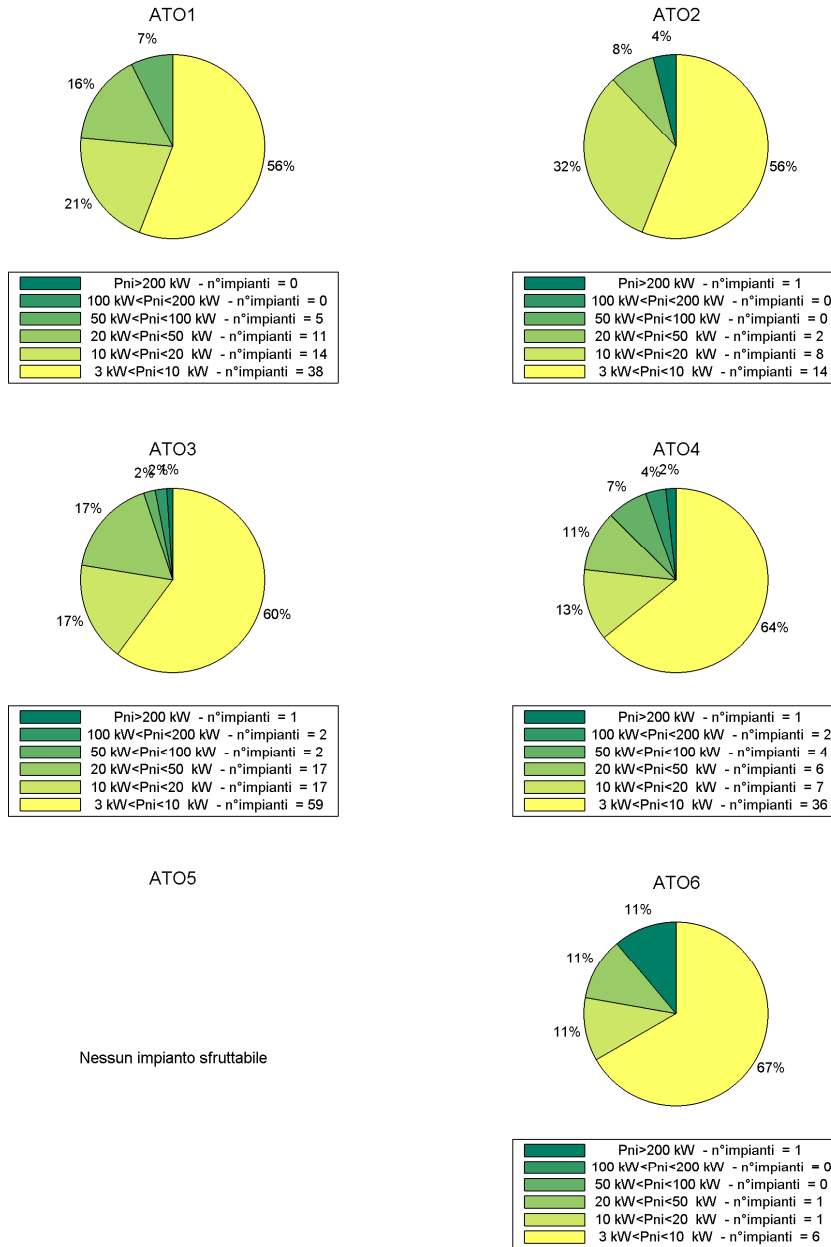


Figura 31: Distribuzione per classi di potenza degli impianti (caso  $q_s H_{D50\_B}$ ).

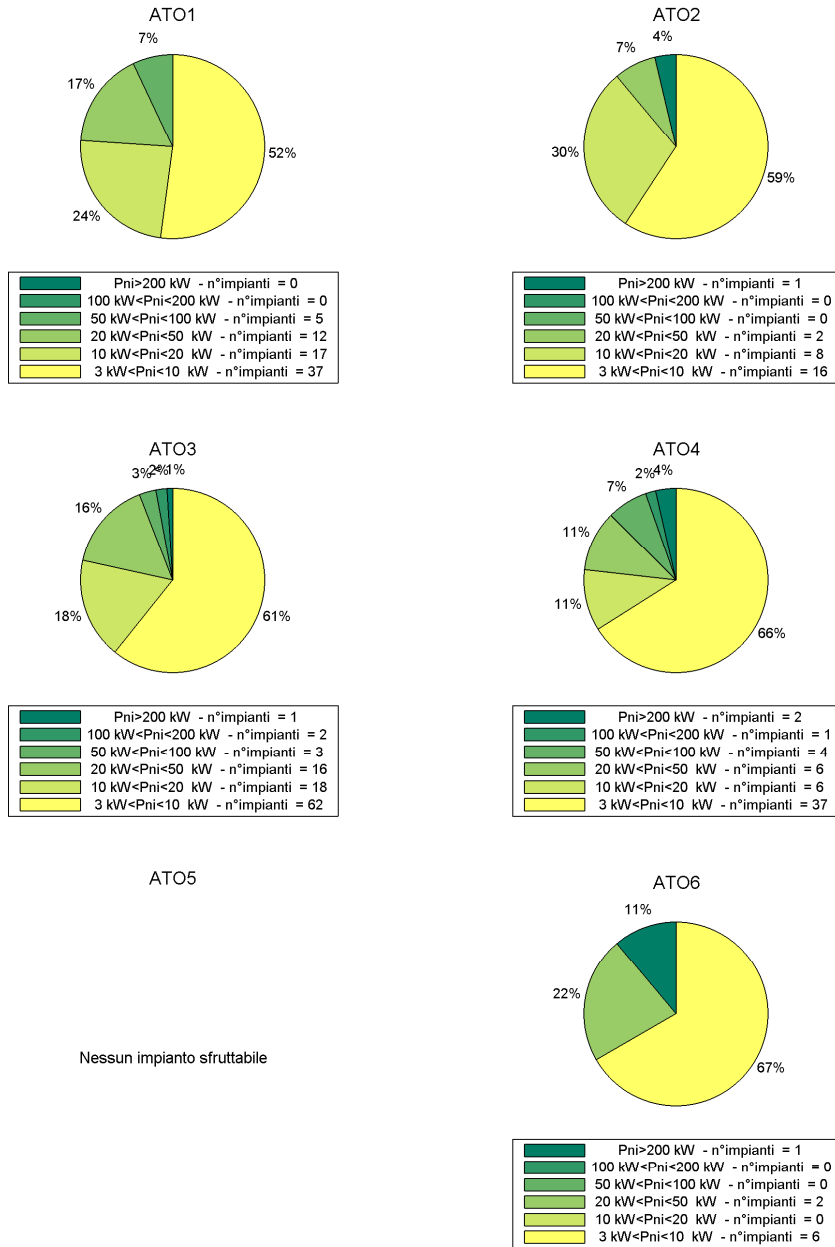


Figura 32: Distribuzione per classi di potenza degli impianti (caso q<sub>S</sub>H<sub>5050\_B</sub>).

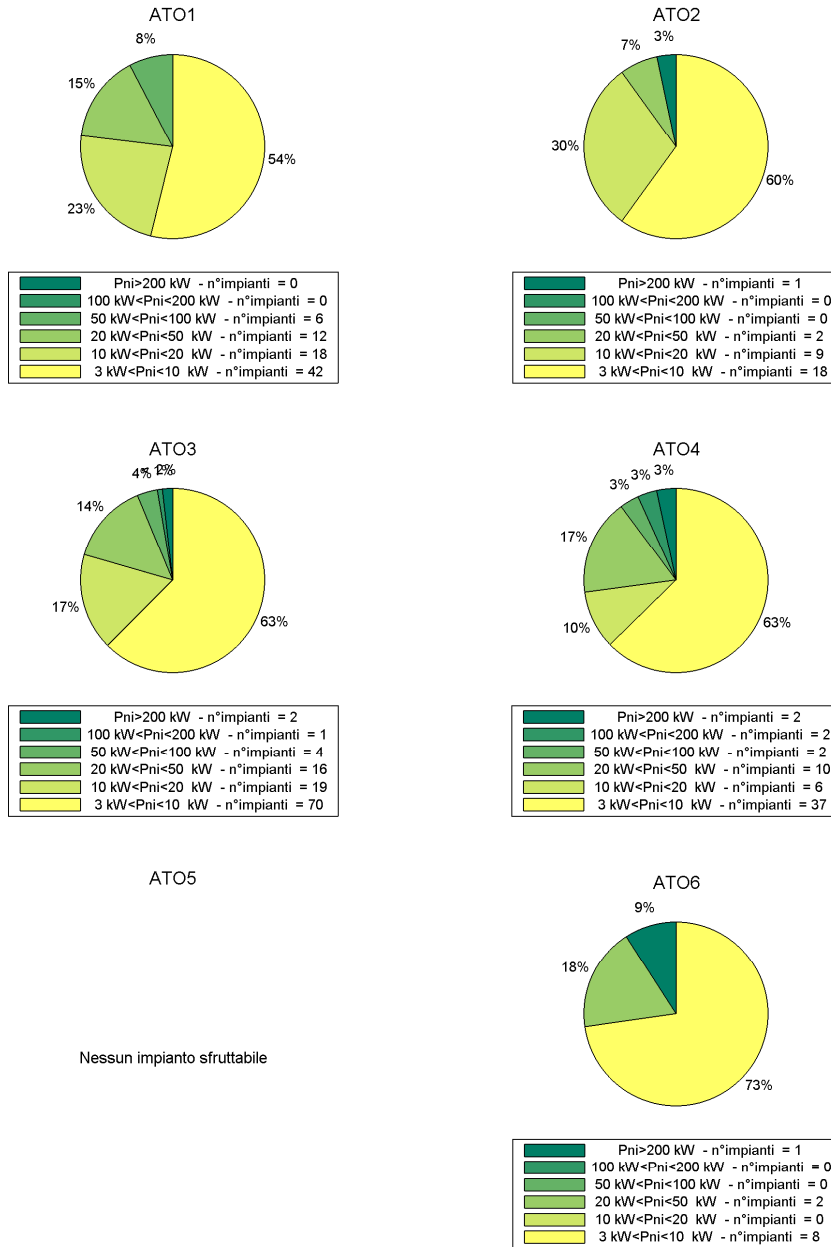


Figura 33: Distribuzione per classi di potenza degli impianti (caso  $q_{sH_{250250\_B}}$ ).

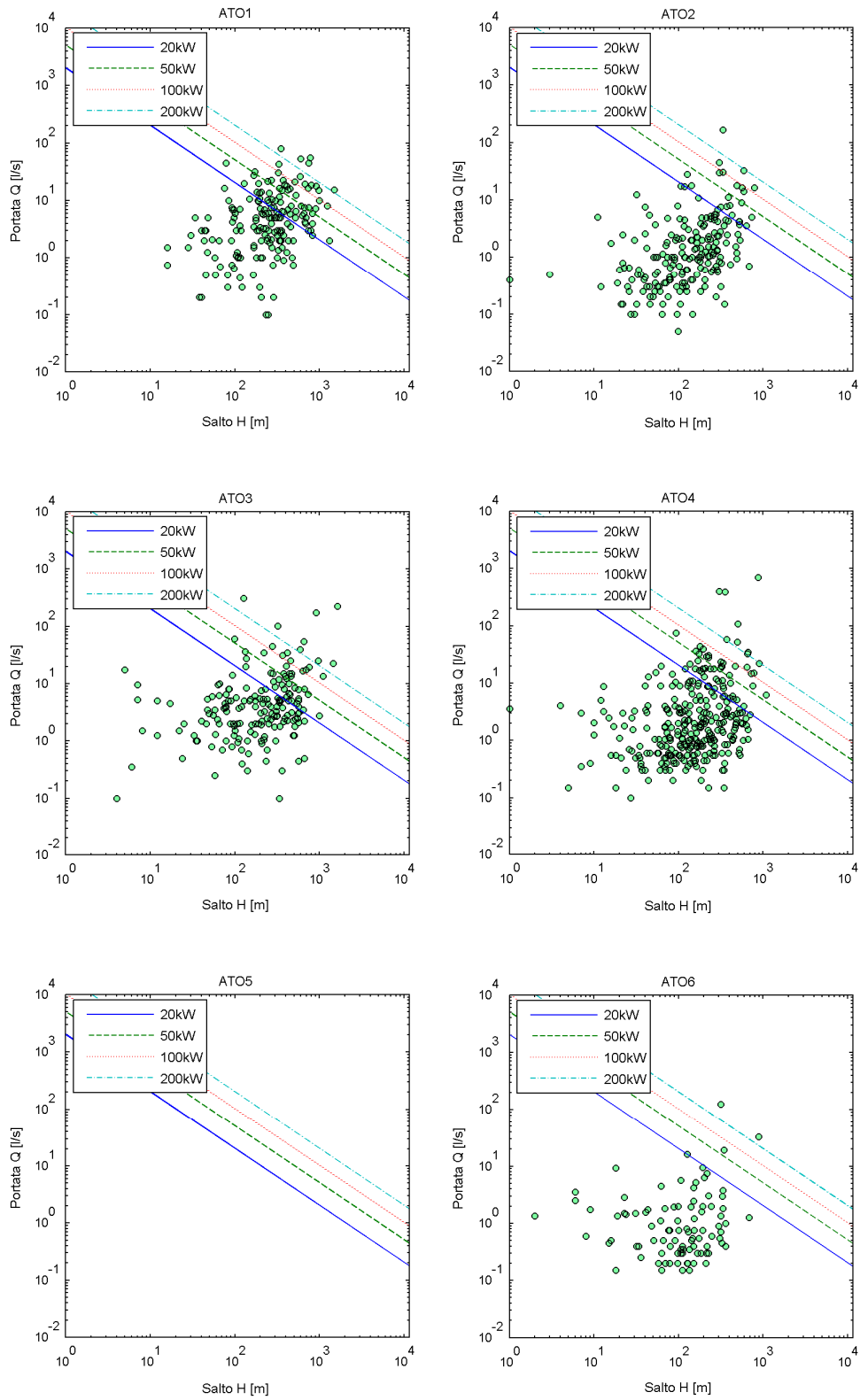


Figura 34: Diagramma Q-H – caso q<sub>D</sub>H<sub>5050\_B</sub>.

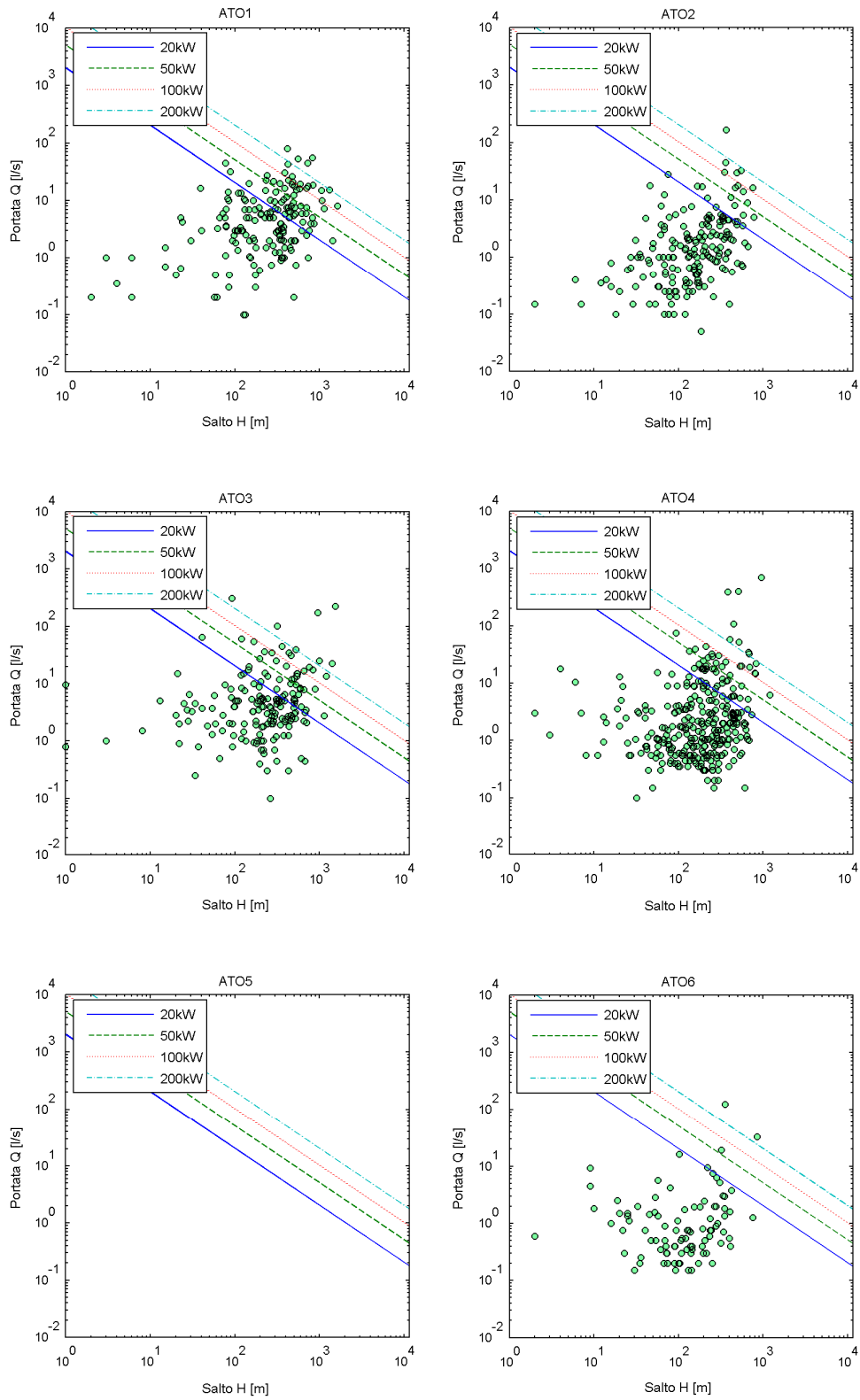


Figura 35: Diagramma Q-H – caso qpH<sub>250250</sub>\_B.

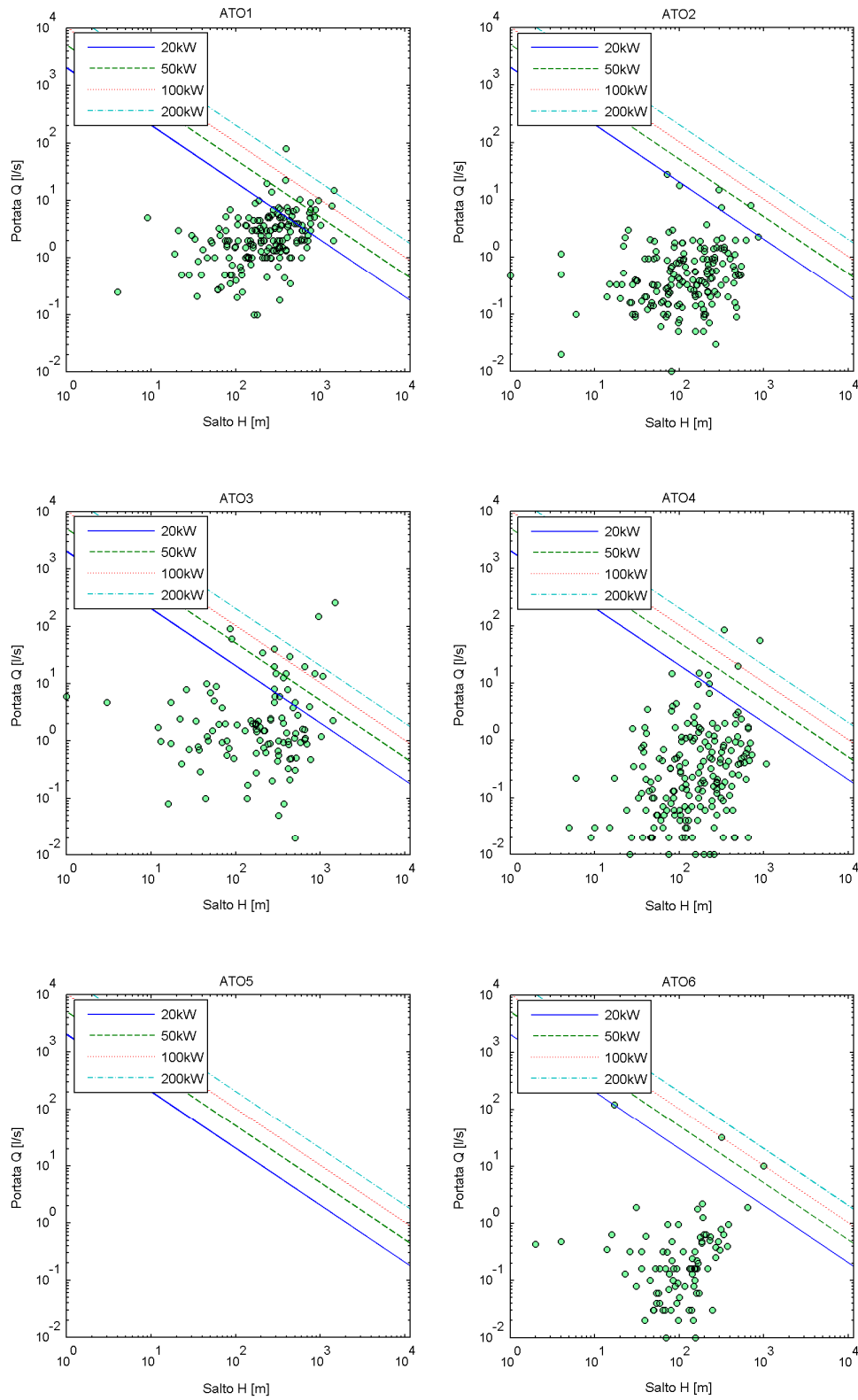


Figura 36: Diagramma Q-H – caso  $q_A H_{D50\_B}$ .

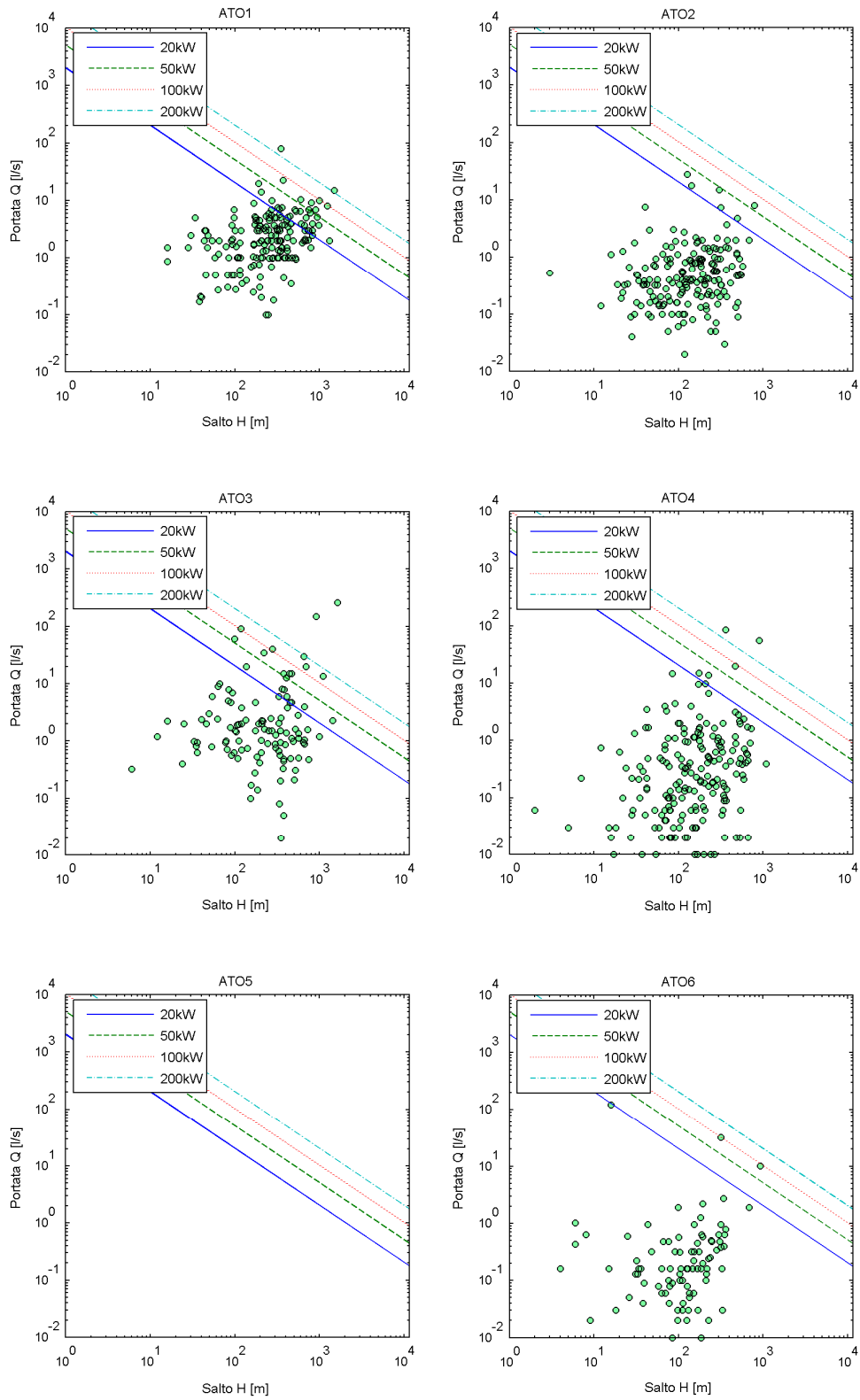


Figura 37: Diagramma Q-H – caso  $q_A H_{5050\_B}$ .

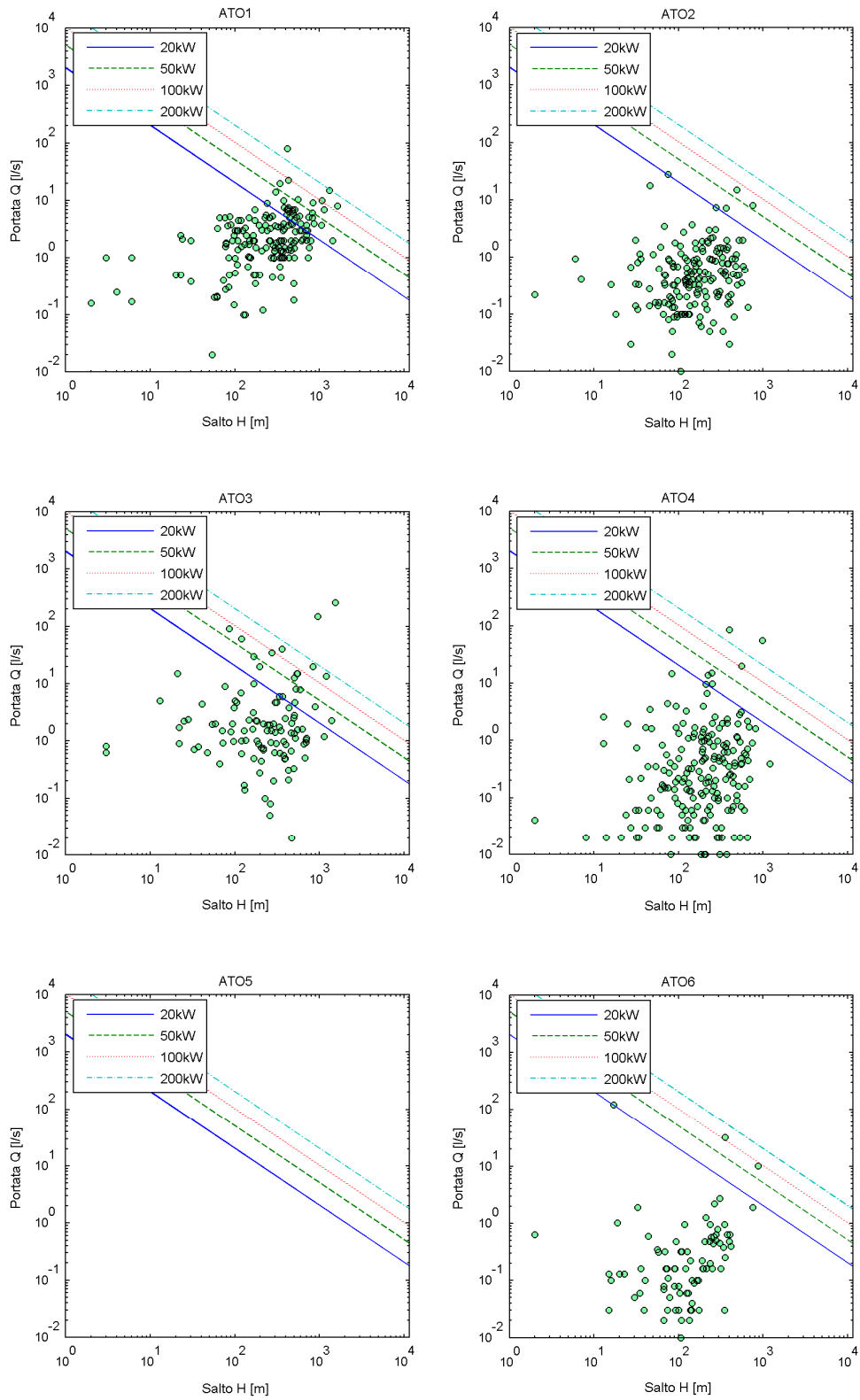


Figura 38: Diagramma Q-H – caso  $q_A H_{250250\_B}$ .

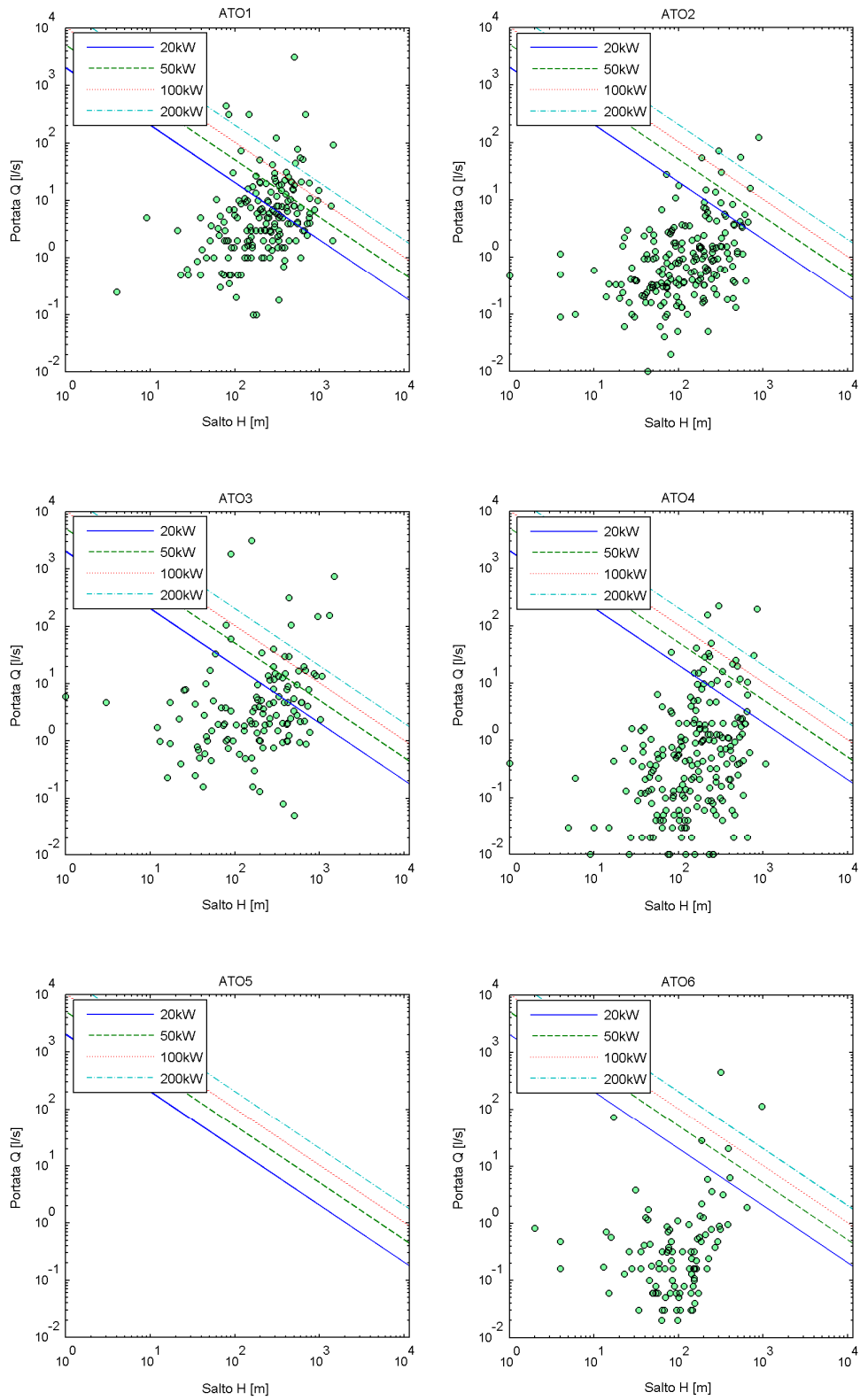
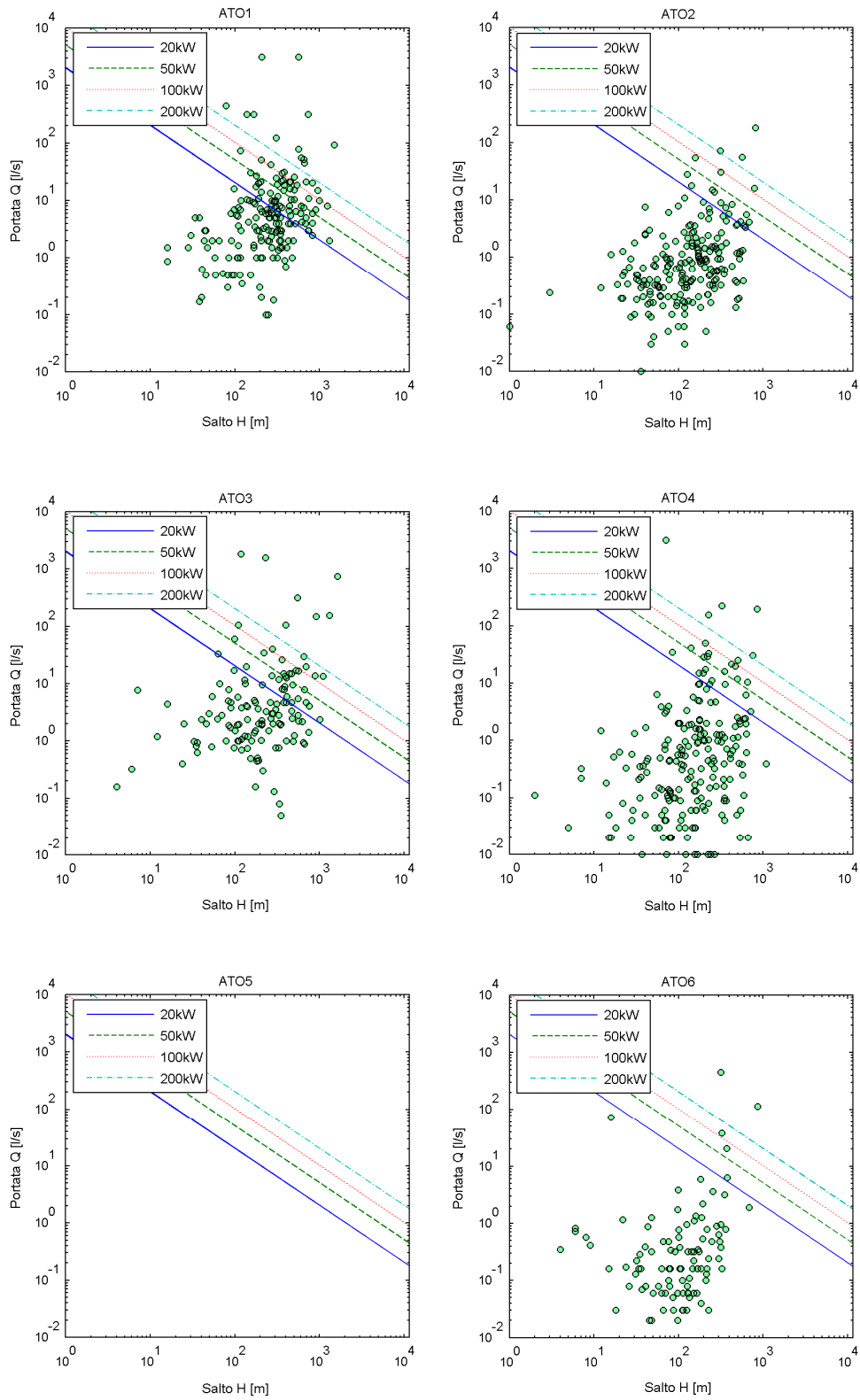


Figura 39: Diagramma Q-H – caso  $q_v H_{D50\_B}$ .



**Figura 40:** Diagramma Q-H – caso  $q_v H_{50\%_B}$ .

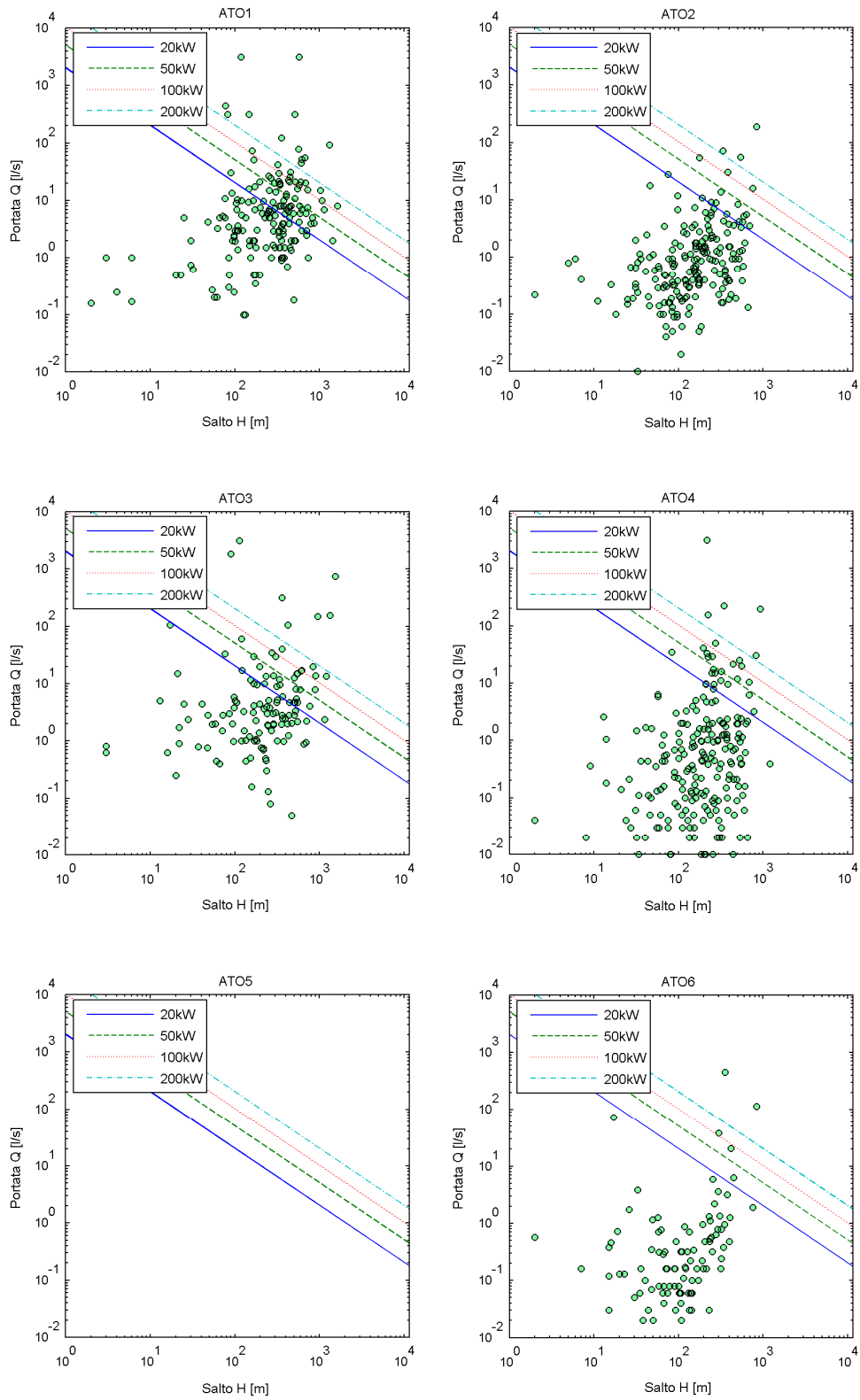


Figura 41: Diagramma Q-H – caso  $qvH_{250250\_B}$ .

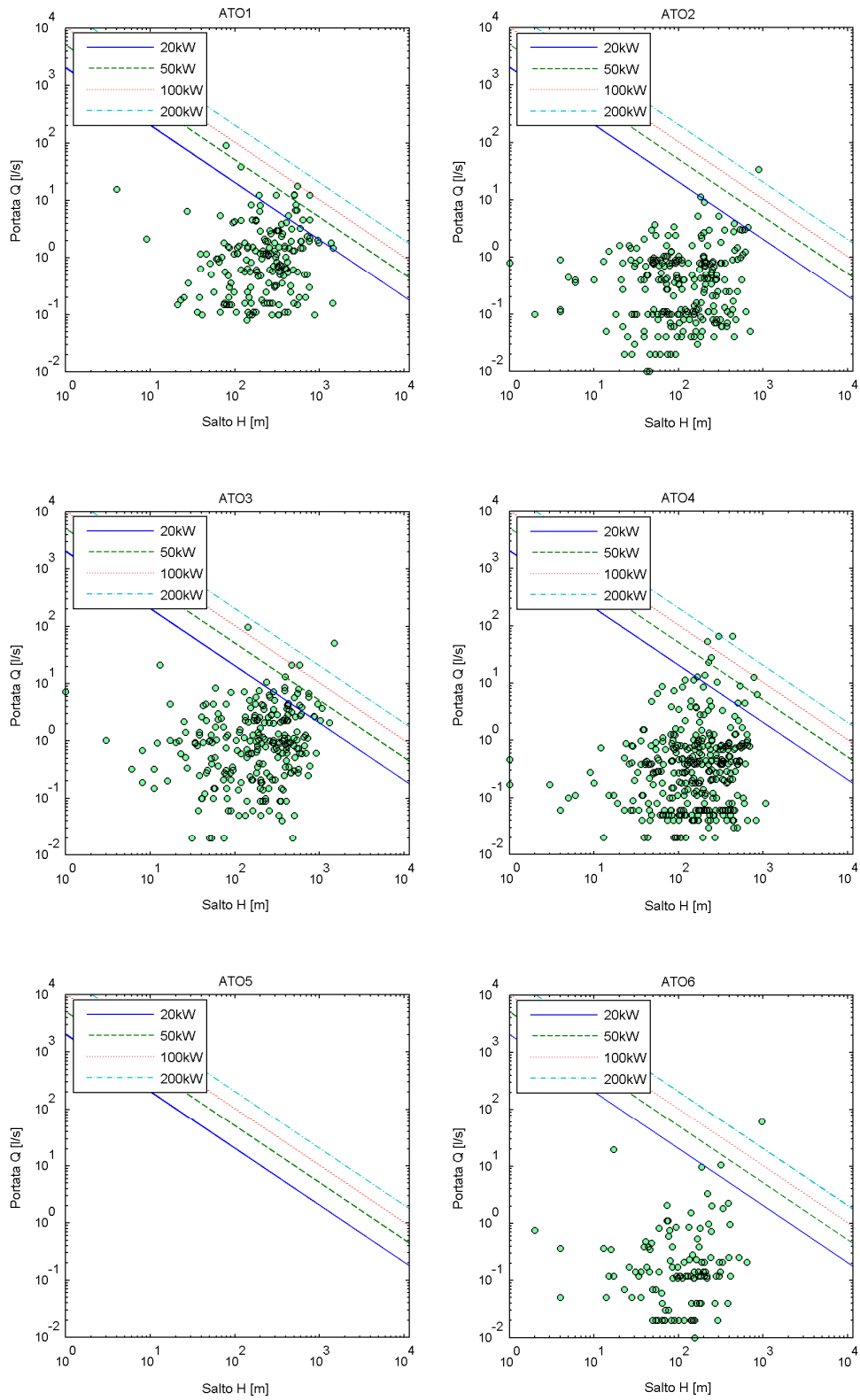


Figura 42: Diagramma Q-H – caso  $q_s H_{D50\_B}$ .

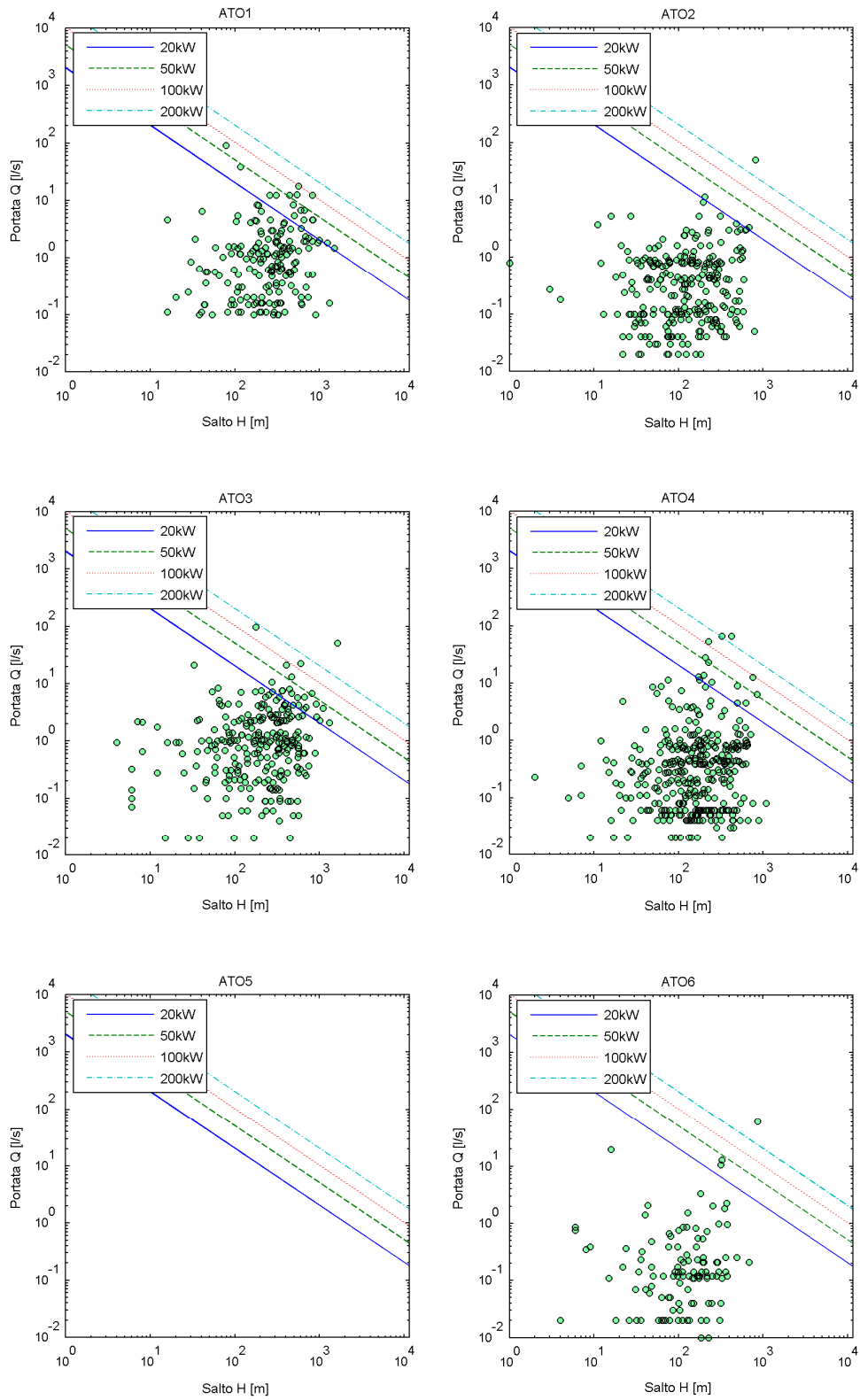


Figura 43: Diagramma Q-H – caso  $q_s H_{5050\_B}$ .

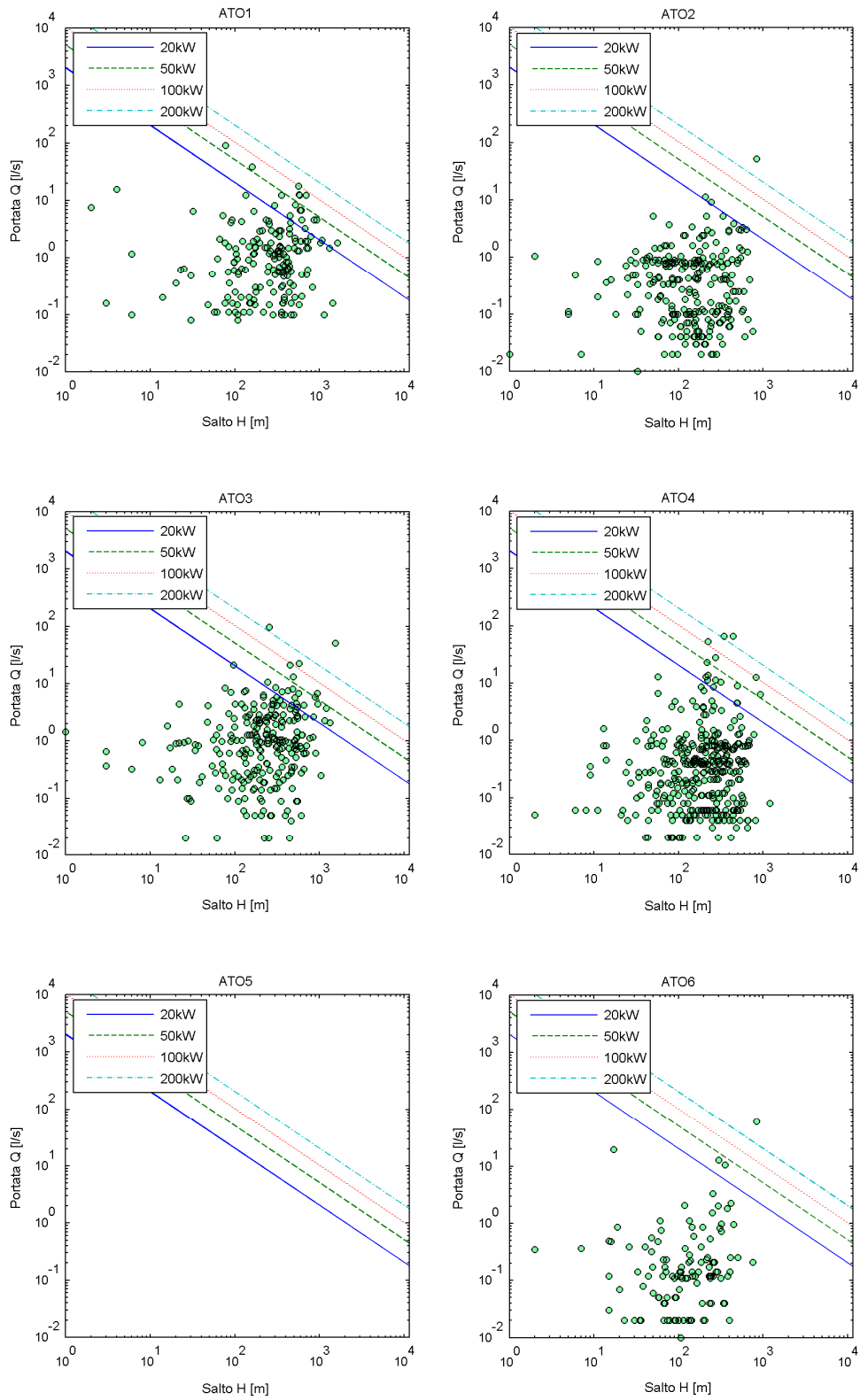


Figura 44: Diagramma Q-H – caso  $q_s H_{2.50250\_B}$ .

**TABELLE**

**Tabella 1:** Ato1 – Definizione A.

cod_imp	Comune	Istat	Pni (kW)	Qimp (l/s)	Himp (m)	q
100201	San Maurizio d'Opaglio	3133	5.37	7.5	73	qd
100501	Orta San Giulio	3112	5.08	4.5	115	qd
100601	Quarna sopra	103058	3.74	2.55	150	qd
100701	Quarna sotto	103059	2.6	1.25	212	qd
100801	Massiola	103043	9.22	6	157	qd
100802	Massiola	103043	2.94	2	150	qd
100902	Stresa	103064	19.23	14	140	qd
100905	Stresa	103064	5.4	5	110	qd
101001	Nonio	103048	20.16	4	514	qd
101101	Arola	103004	3.51	2.75	130	qd
101201	Gignese	103034	5.37	2.5	219	qd
101301	Pettinasco	3006	3.7	7	54	qd
101401	Cesara	103022	24.57	7	358	qd
101501	Valstrona	103069	13.2	6	224	qd
101502	Valstrona	103069	0.2	1	20	qd
101503	Valstrona	103069	0.29	3	10	qd
101504	Valstrona	103043	3.83	3	130	qd
101505	Valstrona	103069	0.67	1.25	55	qd
101506	Valstrona	103069	0.74	3.5	21	qd
101507	Valstrona	103069	21.29	3.5	620	qd
101601	Armeno	3006	5.69	2	290	qd
101602	Armeno	3006	0.04	0.45	10	qd
101603	Armeno	3006	4.28	2.25	194	qd
101604	Armeno	3006	0.1	1	10	qd
101701	Madonna del Sasso	103040	3.22	2.8	117	qd
101702	Madonna del Sasso	103040	0.51	0.65	80	qd
101801	Ameno	3002	3.18	2	162	qd
101901	Miasino	3112	3.62	2.5	148	qd
102001	Germagno	103032	14.91	4	380	qd
102101	Loreglia	103038	25.87	5	528	qd
102102	Loreglia	103038	10.79	5	220	qd
102103	Loreglia	103038	0.25	1.25	20	qd
102201	Casale Corte Cerro	103019	10.2	4	260	qd
102202	Casale Corte Cerro	103019	8.46	3	288	qd
102203	Casale Corte Cerro	103019	1.4	0.75	190	qd

102401	Ornavasso	103051	28.01	27.5	104	qd
102501	VERBANIA	103072	228.84	44.75	521	qd
102601	Mergozzo	103044	51.8	22.5	235	qd
102602	Mergozzo	103044	12.65	7	184	qd
102701	Anzola d'Ossola	103002	29.43	20	150	qd
102801	Baveno	103008	78.75	18	446	qd
102901	Belgirate	103010	3.34	6	57	qd
103001	Brovello Carpugnino	103013	3.43	5	70	qd
103101	Massino Visconti	3093	11.82	5.75	210	qd
103201	Lesa	3084	21	13.5	159	qd
103301	Premosello Chiovenda	103057	98.86	26	388	qd
103501	Cossogno	103023	4.33	3	147	qd
103502	Cossogno	103023	0.98	2	50	qd
103503	Cossogno	103023	3.16	0.75	430	qd
103601	San Bernardino Verbano	103072	20.75	6	352	qd
103701	Macugnaga	103039	109.31	43	259	qd
103702	Macugnaga	103039	10.3	7.5	140	qd
103801	Ceppo Morelli	103021	21.97	21.75	103	qd
103901	Vanzone con San Carlo	103070	48.63	25.25	196	qd
104001	Bannio Anzino	103007	9.12	7.5	124	qd
104002	Bannio Anzino	103007	33.84	5	690	qd
104003	Bannio Anzino	103007	0.16	3.25	5	qd
104101	Masera	103042	32.03	15	218	qd
104201	Vogogna	103077	20.48	13.55	154	qd
104301	Piedimulera	103053	52.97	7.5	720	qd
104401	Calasca Castiglione	103014	29.02	5.45	543	qd
104402	Calasca Castiglione	103014	1.79	3.65	50	qd
104403	Calasca Castiglione	103014	21.19	3	720	qd
104404	Calasca Castiglione	103014	15.94	2.5	650	qd
104501	Pallanzeno	103075	28.25	4	720	qd
104601	Viganella	103073	0.74	1.5	50	qd
104602	Viganella	103073	2.84	1.85	157	qd
104701	Seppiana	103063	12.67	10.5	123	qd
104801	Montescheno	103047	38.11	15.5	251	qd
104901	Villadossola	103075	296.26	52.75	573	qd
104902	Villadossola	103075	2.58	1.5	175	qd
105001	Arizzano	103003	0.9	1.1	84	qd

105101	Beura Cardezza	103011	97.16	8	1238	qd
105201	Antrona Schieranco	103001	11.28	5	230	qd
105202	Antrona Schieranco	103001	0.1	0.5	20	qd
105203	Antrona Schieranco	103001	0.05	0.5	10	qd
105204	Antrona Schieranco	103001	4.41	1.5	300	qd
105301	Vignone	103074	6.21	2.1	301	qd
105401	Cambiasca	103015	16.77	29.6	58	qd
105501	Miazzina	103045	26.16	9.35	285	qd
105601	Caprezzo	103018	0.44	4.25	11	qd
105602	Caprezzo	103018	16.21	4.25	389	qd
105701	Intragna	103037	7.69	3	261	qd
105801	Bee	103009	10.18	6.65	156	qd
105901	Ghiffa	103033	7.15	3.4	214	qd
106001	Premeno	103055	7.58	9.5	81	qd
106002	Premeno	103055	0.18	0.7	26	qd
106101	Aurano	103005	15.21	5	310	qd
106102	Aurano	103005	1.55	1.5	105	qd
106201	Oggebbio	103049	22.18	6.4	353	qd
106202	Oggebbio	103049	0.47	0.5	96	qd
106301	Cannero Riviera	103016	17.76	14	129	qd
106302	Cannero Riviera	103016	6.88	7.25	97	qd
106303	Cannero Riviera	103016	0.96	3.25	30	qd
106401	Trarego Viggiona	103066	15.97	5.9	276	qd
106501	Cannobio	103017	18.54	3	630	qd
106502	Cannobio	103017	4.91	2	250	qd
106505	Cannobio	103017	5.2	1	530	qd
106506	Cannobio	103017	0.29	1	30	qd
106508	Cannobio	103017	70.63	22.5	320	qd
106601	Cavaglio Spocchia	103020	2.74	0.9	310	qd
106602	Cavaglio Spocchia	103020	0.27	0.2	140	qd
106603	Cavaglio Spocchia	103020	0.01	0.3	3	qd
106604	Cavaglio Spocchia	103020	0.32	0.3	110	qd
106605	Cavaglio Spocchia	103020	0.02	0.2	10	qd
106606	Cavaglio Spocchia	103020	0.11	0.1	110	qd
106702	Falmenta	103030	0.11	0.75	15	qd
106703	Falmenta	103030	1.72	1	175	qd
106801	Gurro	103036	9.27	2.25	420	qd

106901	Cursolo Orasso	103027	19.08	6.95	280	qd
106902	Cursolo Orasso	103027	0.05	1.05	5	qd
107001	Malesco	103041	60.33	19	324	qd
107002	Malesco	103041	43.73	7.5	594	qd
107101	Villette	103076	22.23	10.2	222	qd
107201	Craveggia	103024	93.1	19.5	487	qd
107301	Santa Maria Maggiore	103062	352.94	55.5	648	qd
107401	Re	103060	25.95	7.5	353	qd
107402	Re	103060	15.99	6.4	255	qd
107403	Re	103060	3.68	1.5	250	qd
107501	Domodossola	103028	44.39	16.5	274	qd
107502	Domodossola	103028	30.36	8	387	qd
107503	Domodossola	103028	7.65	5	156	qd
107504	Domodossola	103028	47.53	6	808	qd
107601	Trontano	103011	99.77	15	678	qd
107602	Trontano	103068	9.42	6	160	qd
107702	Bognanco	103012	0.34	0.2	175	qd
107704	Bognanco	103012	3.3	2.1	160	qd
107707	Bognanco	103012	1.32	1.35	100	qd
107708	Bognanco	103012	1.26	1.35	95	qd
107801	Montecrestese	103046	85.2	21	414	qd
107901	Druogno	103029	25.6	6	435	qd
107902	Druogno	103029	0.86	2.5	35	qd
107903	Druogno	103029	28.38	6.5	445	qd
108001	Toceno	103065	85.35	10	870	qd
108101	Crevaladossola	103025	125.69	18.5	693	qd
108201	Crodo	103026	90.18	16.5	557	qd
108202	Crodo	103026	0.68	1.33	52	qs
108301	Varzo	103071	122.28	18	692	qd
108303	Varzo	103071	20.23	10	206	qd
108401	Trasquera	103067	57.61	12.5	470	qd
108402	Trasquera	103067	15.43	9.25	170	qd
108501	Baceno	103026	41.4	16	264	qd
108502	Baceno	103006	11.48	6.5	180	qd
108601	Formazza	103031	133.76	317.1	43	qv
108701	Premia	103056	34.14	8	435	qd
108702	Premia	103056	26.62	2	1357	qd

---

108704	Premia	103056	10.3	5	210	qd
108705	Premia	103056	7.21	3	245	qd
108707	Premia	103056	4.51	2	230	qd
109001	Cavaglio Spocchia	103020	3.83	3	130	qd
109101	Cannobio	103017	209.08	15.5	1375	qd
109201	Caprezzo	103018	5.15	7	75	qd
109301	Baceno	103006	27.47	80	35	qd
110501	Arona	3008	17.9	20	91	qd
110901	Paruzzaro	3114	0.29	3	10	qd
111501	Nebbiuno	3103	8.93	16.25	56	qd
111701	Borgomanero	3024	374.97	77.85	491	qv
115401	NOVARA	3106	26.63	45	60	qd

Tabella 2: Ato 1 – Definizione B.

cod_imp	Comune	Istat	Pni (kW)	Qimp (l/s)	Himp (m)	q
100103	Omegna	103050	10.36	2	528	qd
100104	Omegna	103050	4.59	3	156	qd
100201	San Maurizio d'Opaglio	3133	18.01	9.5	193	qd
100402	Pella	3115	8.14	10	83	qd
100501	Orta San Giulio	3112	7.2	4.5	163	qd
100601	Quarna sopra	103058	4.49	2.55	180	qd
100701	Quarna sotto	103059	3.02	1.25	246	qd
100801	Massiola	103043	5.42	6	92	qd
100802	Massiola	103043	1.57	2	80	qd
100902	Stresa	103064	36.53	14	266	qd
100905	Stresa	103064	17.85	5	364	qd
101001	Nonio	103048	27.85	4	710	qd
101101	Arola	103004	9.17	2.75	340	qd
101201	Gignese	103034	8.76	2.5	357	qd
101301	Armeno	3006	5.42	7	79	qd
101401	Cesara	103022	28.35	7	413	qd
101501	Valstrona	103069	9.97	6	169	qd
101503	Valstrona	103069	2.24	3	76	qd
101504	Massiola	103043	0.62	3	21	qd
101505	Valstrona	103069	1.59	1.25	130	qd
101506	Valstrona	103069	5.2	3.5	151	qd
101507	Valstrona	103069	18.92	3.5	551	qd
101601	Armeno	3006	6.16	2	314	qd
101602	Armeno	3006	0.17	0.45	39	qd
101603	Armeno	3006	4.79	2.25	217	qd
101604	Armeno	3006	0.45	1	46	qd
101701	Madonna del Sasso	103040	7.64	2.8	278	qd
101702	Madonna del Sasso	103040	0.75	0.65	118	qd
101801	Ameno	3002	3.88	2	198	qd
101802	Ameno	3002	2.08	2	106	qd
101901	Orta San Giulio	3112	8.13	2.5	332	qd
102001	Germagno	103032	15.42	4	393	qd
102101	Loreglia	103038	22.39	5	456	qd
102102	Loreglia	103038	11.38	5	232	qd

102103	Loreglia	103038	0.69	1.25	56	qd
102201	Casale Corte Cerro	103019	12.32	4	314	qd
102202	Casale Corte Cerro	103019	9.76	3	332	qd
102203	Casale Corte Cerro	103019	1.89	0.75	257	qd
102401	Ornavasso	103051	45.27	27.5	168	qd
102501	VERBANIA	103072	267.03	44.75	608	qd
102601	Mergozzo	103044	58.42	22.5	265	qd
102602	Mergozzo	103044	14.53	11	135	qd
102603	Mergozzo	103044	0.44	0.6	74	qd
102701	Anzola d'Ossola	103002	45.71	20	233	qd
102801	Baveno	103008	76.1	18	431	qd
102901	Belgirate	103010	12.52	6	213	qd
103001	Brovello Carpugnino	103013	7.01	5	143	qd
103101	Massino Visconti	3093	12.1	5.75	215	qd
103201	Lesa	3084	24.18	13.5	183	qd
103301	Premosello Chiovenda	103057	120.54	26	473	qd
103501	Cossogno	103023	5.92	3	201	qd
103502	Cossogno	103023	1.63	2	83	qd
103503	Cossogno	103023	3.44	0.75	468	qd
103601	VERBANIA	103072	34.58	6	588	qd
103701	Macugnaga	103039	140.52	43	333	qd
103702	Macugnaga	103039	20.53	7.5	279	qd
103703	Macugnaga	103039	6.47	2	330	qd
103801	Ceppo Morelli	103021	53.77	21.75	252	qd
103901	Vanzone con San Carlo	103070	95.53	30.25	322	qd
104001	Bannio Anzino	103007	9.64	7.5	131	qd
104002	Bannio Anzino	103007	37.13	5	757	qd
104003	Bannio Anzino	103007	9.41	3.25	295	qd
104005	Bannio Anzino	103007	0.25	0.3	86	qd
104101	Masera	103042	49.98	15	340	qd
104201	Vogogna	103077	25.67	13.55	193	qd
104301	Piedimulera	103053	56.14	7.5	763	qd
104401	Calasca Castiglione	103014	28.11	5.45	526	qd
104402	Calasca Castiglione	103014	1.86	3.65	52	qd
104403	Calasca Castiglione	103014	19.63	3	667	qd
104404	Calasca Castiglione	103014	17.58	2.5	717	qd

104501	Villadossola	103075	30.25	4	771	qd
104601	Viganella	103073	1.44	1.5	98	qd
104602	Viganella	103073	2.59	1.85	143	qd
104701	Seppiana	103063	19.26	10.5	187	qd
104801	Montescheno	103047	52.41	15.5	345	qd
104802	Montescheno	103047	0.18	0.1	179	qd
104901	Villadossola	103075	295.74	52.75	572	qd
104902	Villadossola	103075	2.34	1.5	159	qd
105001	Arizzano	103003	0.65	1.1	61	qd
105101	Beura Cardezza	103011	107.67	8	1372	qd
105201	Antrona Schieranco	103001	12.21	5	249	qd
105202	Antrona Schieranco	103001	0.14	0.5	28	qd
105203	Antrona Schieranco	103001	0.44	0.5	90	qd
105204	Antrona Schieranco	103001	5.33	1.5	362	qd
105301	Vignone	103074	6.56	2.1	318	qd
105401	Cambiasca	103015	32.02	31.55	103	qd
105501	Miazzina	103045	27.81	9.35	303	qd
105601	Caprezzo	103018	1.36	4.25	33	qd
105602	Caprezzo	103018	24.97	4.25	599	qd
105701	Intragna	103037	7.04	3	239	qd
105801	Bee	103009	7.44	7.1	107	qd
105901	Ghiffa	103033	5.32	3.4	159	qd
105903	Ghiffa	103033	0.44	5	9	qd
106001	Premeno	103055	12.79	10.65	122	qd
106002	Premeno	103055	0.45	0.7	66	qd
106101	Aurano	103005	16.28	5	332	qd
106102	Aurano	103005	1.34	1.5	91	qd
106201	Oggebbio	103049	22.49	6.4	358	qd
106202	Oggebbio	103049	0.58	0.5	119	qd
106301	Cannero Riviera	103016	10.89	14	79	qd
106302	Cannero Riviera	103016	15.2	7.25	214	qd
106303	Cannero Riviera	103016	2.01	3.25	63	qd
106401	Trarego Viggiona	103066	20.83	5.9	360	qd
106501	Cannobio	103017	20.34	3	691	qd
106502	Cannobio	103017	8.5	2	433	qd
106505	Cannobio	103017	5.9	1	601	qd

106506	Cannobio	103017	1.38	1	141	qd
106508	Cannobio	103017	84.98	22.5	385	qd
106601	Cavaglio Spocchia	103020	3.35	0.9	379	qd
106602	Cavaglio Spocchia	103020	0.2	0.2	104	qd
106604	Cavaglio Spocchia	103020	0.2	0.3	67	qd
106606	Cavaglio Spocchia	103020	0.16	0.1	165	qd
106702	Falmenta	103030	0.17	0.75	23	qd
106703	Falmenta	103030	2.05	1	209	qd
106801	Gurro	103036	1.13	2.25	51	qd
106901	Cursolo Orasso	103027	20.31	6.95	298	qd
106902	Cursolo Orasso	103027	1.46	1.05	142	qd
106903	Cursolo Orasso	103027	0.26	0.75	36	qd
107001	Malesco	103041	77.48	19	416	qd
107002	Malesco	103041	44.76	7.5	608	qd
107101	Villette	103076	23.73	10.2	237	qd
107201	Craveggia	103024	118.73	19.5	621	qd
107301	Santa Maria Maggiore	103062	403.57	55.5	741	qd
107401	Re	103060	25.8	7.5	351	qd
107402	Re	103060	18.19	6.4	290	qd
107403	Re	103060	4.75	1.5	323	qd
107501	Domodossola	103028	53.45	16.5	330	qd
107502	Domodossola	103028	41.43	8	528	qd
107503	Domodossola	103028	9.81	5	200	qd
107504	Domodossola	103028	44.94	6	764	qd
107601	Beura Cardezza	103011	149.06	15	1013	qd
107602	Trontano	103068	14.89	6	253	qd
107603	Trontano	103068	5.25	5	107	qd
107604	Trontano	103068	0.42	0.5	86	qd
107701	Bognanco	103012	61.95	7.25	871	qd
107702	Bognanco	103012	0.65	0.2	330	qd
107704	Bognanco	103012	3.07	2.1	149	qd
107705	Bognanco	103012	2.59	1.65	160	qd
107706	Bognanco	103012	25.22	5.8	443	qd
107707	Bognanco	103012	0.54	1.35	41	qd
107708	Bognanco	103012	3.64	1.35	275	qd
107801	Montecrestese	103046	106.01	21	515	qd

107901	Druogno	103029	36.03	11.5	319	qd
107902	Druogno	103029	1.59	2.5	65	qd
107903	Druogno	103029	26.53	6.5	416	qd
108001	Toceno	103065	93.49	10	953	qd
108101	Crevoladossola	103025	139.3	18.5	768	qd
108201	Crodo	103026	104.91	16.5	648	qd
108202	Crodo	103026	2.28	1.33	175	qs
108301	Varzo	103071	146.83	18	831	qd
108302	Varzo	103071	6.77	3	230	qd
108303	Varzo	103071	23.76	10	242	qd
108401	Trasquera	103067	60.8	12.5	496	qd
108402	Trasquera	103067	27.86	9.25	307	qd
108501	Crodo	103026	72.48	16	462	qd
108502	Baceno	103006	25.7	6.5	403	qd
108503	Baceno	103006	18.8	10	192	qd
108504	Baceno	103006	1.47	5	30	qd
108601	Formazza	103031	454.17	317.1	146	qv
108602	Formazza	103031	261.3	317.1	84	qv
108603	Formazza	103031	777.68	3170.98	25	qv
108604	Formazza	103031	1.14	0.2	575	qs
108605	Formazza	103031	2137.07	317.1	687	qv
108606	Formazza	103031	1182.08	3170.98	38	qv
108701	Premia	103056	38.69	8	493	qd
108702	Premia	103056	27.98	2	1426	qd
108703	Premia	103056	2.15	1	219	qd
108704	Premia	103056	11.77	5	240	qd
108705	Premia	103056	7.65	3	260	qd
108706	Premia	103056	1.52	1	155	qd
108707	Premia	103056	5.43	2	277	qd
108708	Premia	103056	1.29	1	131	qd
108709	Premia	103056	2.17	1	221	qd
108710	Premia	103056	1.47	2	75	qd
109001	Cavaglio Spocchia	103020	5.21	3	177	qd
109101	Cannobio	103017	220.63	15.5	1451	qd
109201	Caprezzo	103018	5.91	7	86	qd
109301	Baceno	103006	308.43	80	393	qd

---

110501	Arona	3008	24.38	20	124	qd
110901	Paruzzaro	3114	2.91	3	99	qd
111501	Nebbiuno	3103	5.1	16.25	32	qd
111701	Borgomanero	3024	418.5	77.85	548	qv
114001	Grignasco	3079	0.85	3	29	qd
114603	Trecate	3149	0.01	0.35	4	qd
115401	NOVARA	3106	34.58	45	78	qd

**Tabella 3:** Ato 2 – Definizione A.

<b>cod_imp</b>	<b>Comune</b>	<b>Istat</b>	<b>Pni (kW)</b>	<b>Qimp (l/s)</b>	<b>Himp (m)</b>	<b>q</b>
200101	Campiglia Cervo	96011	3.83	0.75	520	qd
200201	Rosazza	96055	4.22	2.3	187	qd
200301	Piedicavallo	96044	0.12	2.5	5	qd
200302	Piedicavallo	96044	6.03	2.5	246	qd
200401	Quittengo	96052	4.26	0.38	1140	qv
200402	Quittengo	96052	0.44	0.19	238	qv
200501	San Paolo Cervo	96060	2.24	0.38	600	qv
200502	San Paolo Cervo	96060	0.11	0.05	250	qv
200503	San Paolo Cervo	96060	0.58	0.18	320	qv
200601	Sagliano Micca	960561	4.77	3.7	407	qd
200701	Andorno Micca	96002	3.23	2.35	140	qd
200702	Andorno Micca	96002	0.18	0.25	75	qd
200703	Andorno Micca	96002	0.01	0.1	15	qd
200704	Andorno Micca	96002	0.13	0.25	51	qd
200801	Mezzana Nortigliengo	96033	0.22	0.6	38	qd
200802	Mezzana Nortigliengo	96033	0.13	0.4	34	qd
200803	Mezzana Nortigliengo	96033	0.48	0.5	97	qd
200804	Mezzana Nortigliengo	96033	0.1	0.4	26	qd
200901	Valle San Nicolao	96051	1.6	1.25	155	qd
201001	Bioglio	96043	3.68	3.75	100	qd
201201	Lessona	96020	2.34	1.25	191	qd
201301	Soprana	96062	0.28	0.25	115	qd
201302	Soprana	96062	0.28	0.35	81	qd
201303	Soprana	96062	0.05	0.25	19	qd
201304	Soprana	96062	0.19	0.35	55	qd
201305	Soprana	96062	0.46	0.35	135	qd
201306	Soprana	96062	0.22	0.5	45	qd
201401	Callabiana	96008	0.31	0.4	80	qd
201402	Callabiana	96008	0.08	0.4	20	qd
201501	Selve Marcone	96061	0.2	0.45	45	qd
201601	Pettinengo	96042	0.19	0.6	32	qd
201801	Veglio	960757	4.75	14.05	542	qd
201901	Valle Mosso	96073	9.97	4.7	216	qd
202001	Tavigliano	96066	5.42	2.7	205	qd

202101	Tavigliano	96066	0.84	0.55	156	qd
202201	Tavigliano	96066	0.92	0.85	111	qd
202301	Vallanzengo	96072	1.5	0.7	219	qd
202401	Bioglio	96005	2.36	1.3	185	qd
202701	Veglio	96043	3.53	3	120	qd
202901	Casapinta	96014	0.32	0.8	41	qd
203001	Ronco Biellese	96053	1.17	1.65	72	qd
203101	Tavigliano	96066	0.29	1	30	qd
203102	Tavigliano	96066	0.54	1	55	qd
203201	Valle Mosso	960736	8.63	18	389	qd
203301	Mosso Santa Maria	96084	25.51	5	520	qd
203601	Pistolesa	96084	2.52	0.95	270	qd
203801	Strona	96065	0.03	0.1	35	qd
204001	Valle San Nicolao	96074	0.12	0.35	34	qd
204101	Valle San Nicolao	96074	0.01	0.2	5	qd
204301	Tollegno	96049	30.72	5.57	562	qv
204501	Strona	96065	0.04	0.2	20	qd
204601	Valle Mosso	96065	0.01	0.04	23	qv
204801	Pollone	96046	0.37	0.15	253	qd
204901	Ternengo	96067	1.08	4.05	27	qd
205101	Sordevolo	96063	21.8	3.6	617	qd
205201	Occhieppo Superiore	96041	4.37	0.7	636	qd
205301	Quaregna	96051	0.85	1.45	60	qd
205501	Zumaglia	96083	11.1	1.55	730	qd
205601	Lessona	96029	9.47	2.55	379	qd
205901	Zubiena	96004	448.78	154.4	296	qd
206101	Pollone	96046	0.06	0.3	20	qd
206201	Pralungo	96049	17.38	4.2	422	qd
207301	Mongrando	96035	14.27	11	132	qd
208001	Coggiola	96019	0.37	0.2	190	qd
208101	Coggiola	96019	0.16	0.16	100	qv
208201	Postua	2102	1.67	1	170	qd
208301	Caprile	96013	11.26	4.25	270	qd
208401	Postua	2102	0.59	2	30	qd
208501	Ailoche	96013	8.1	2	413	qd
208601	Ailoche	96001	0.98	5	20	qd

208701	Borgosesia	2016	81.12	30.8	268	qd
208901	Postua	2102	0.01	0.15	10	qv
209002	Coggiola	96019	0.1	0.1	100	qd
209301	Scopello	2135	8.44	4	215	qd
209302	Scopello	2135	0.49	1	50	qd
209401	Scopello	2135	0.88	1	90	qd
209501	Pila	2096	41.83	11.25	379	qd
209502	Pila	2096	0.56	1	58	qd
209601	Pray	96050	18.1	7.5	246	qd
209701	Coggiola	96019	0.03	0.15	20	qd
209801	Scopa	2134	12.22	4.35	286	qd
209802	Scopa	2134	0.91	0.6	155	qd
209901	Trivero	96070	31.78	8	405	qd
210001	Portula	96048	2.07	2.3	92	qd
210101	Portula	96048	0.26	0.65	40	qd
210201	Portula	96048	1.96	2	100	qd
210401	Portula	96048	0.97	0.55	180	qd
210501	Portula	96048	0.03	0.15	22	qd
210601	Riva Valdobbia	2114	2.55	6.5	40	qd
210602	Riva Valdobbia	2114	14.03	5.5	260	qd
210603	Riva Valdobbia	2114	0.38	0.3	130	qd
210604	Riva Valdobbia	2114	4.64	4.5	105	qd
210701	Piode	2097	13.35	5.3	257	qv
210702	Piode	2097	1.96	0.95	210	qv
211101	Trivero	96070	0.35	0.4	90	qd
211201	Trivero	96070	0.06	0.15	40	qd
211501	Trivero	96070	0.21	0.3	70	qd
211601	Trivero	96070	0.02	0.25	10	qd
211701	Trivero	96070	0.99	1.4	72	qd
212101	Trivero	96070	0.01	0.15	10	qd
212201	Trivero	96070	0.02	0.25	10	qd
212501	Rassa	2110	1.75	1.55	115	qd
212502	Rassa	2110	0.01	0.3	5	qd
212503	Rassa	2110	0.01	0.3	5	qd
212505	Rassa	2110	0.03	0.3	10	qd
212506	Rassa	2110	0.05	0.5	10	qd

212601	Boccioleto	2014	8.06	1.55	530	qd
212602	Boccioleto	2014	5.15	2.1	250	qd
212603	Boccioleto	2014	7.98	5.25	155	qd
212604	Boccioleto	2014	0.05	1	5	qd
212606	Boccioleto	2014	0.01	0.08	15	qs
212701	Rima San Giuseppe	2111	5.44	1.85	300	qd
212702	Rima San Giuseppe	2111	0.41	0.65	65	qd
212801	Alagna Valsesia	2002	76.52	30	260	qd
212802	Alagna Valsesia	2002	8.24	28	30	qd
212803	Alagna Valsesia	2002	35.32	18	200	qd
212901	Campertogno	2025	62	5.6	1129	qd
213001	Mollia	2078	19.72	7.7	261	qd
213101	Cravagliana	2048	0.01	0.02	42	qs
213102	Cravagliana	2048	0.04	0.03	167	qs
213103	Cravagliana	2048	0.64	0.55	119	qd
213104	Cravagliana	2048	0.01	0.04	20	qs
213105	Cravagliana	2048	0.01	0.04	20	qs
213106	Cravagliana	2048	0	0.04	10	qs
213108	Sabbia	2048	0.43	0.55	80	qd
213110	Cravagliana	2048	0.01	0.04	30	qs
213111	Cravagliana	2048	0.04	0.04	115	qs
213201	Rimella	2113	117.5	16.3	735	qd
213202	Rimella	2113	0.2	1	20	qd
213203	Rimella	2113	0.48	1	49	qd
213204	Rimella	2113	0.63	0.3	215	qd
213206	Rimella	2113	0.2	1	20	qd
213301	Sabbia	2123	1.35	2.75	50	qd
213302	Sabbia	2123	0.98	2.5	40	qd
213303	Sabbia	2123	0.13	1.85	7	qd
213304	Sabbia	2123	1.66	1.45	117	qd
213305	Sabbia	2123	0	0.05	10	qd
213307	Sabbia	2123	0.05	0.25	20	qd
213308	Sabbia	2123	0.64	0.8	82	qd
213310	Sabbia	2123	0.01	0.15	8	qd
213311	Sabbia	2123	0.69	3.5	20	qd
213312	Sabbia	2123	6.88	4.7	149	qd

213401	Fobello	2057	8.41	3.9	220	qd
213402	Fobello	2057	0.32	0.11	288	qs
213403	Fobello	2057	7.68	2.1	373	qd
213404	Fobello	2057	1.79	1.05	173	qd
213405	Fobello	2057	2.05	0.95	220	qd
213501	Carcoforo	2029	6.71	2.4	285	qd
213502	Carcoforo	2029	0.24	1.6	15	qd
213601	Rimasco	2112	2.26	1.15	200	qd
213602	Rimasco	2112	0.71	1.2	60	qd
213603	Rimasco	2112	4.27	1.5	290	qd
213604	Rimasco	2112	0.92	2.6	36	qd
213701	Cravagliana	2048	0.02	0.04	40	qs
214001	Cervatto	2041	1.77	1.2	150	qd
214002	Cervatto	2041	3.31	1.25	270	qd
214101	Balmuccia	2008	7.82	1.8	443	qd
214103	Balmuccia	2008	2.21	7.5	30	qd
214301	Rossa	2008	7.45	3.6	211	qd
214302	Rossa	2121	7.97	4.9	166	qd
214303	Rossa	2121	4.24	1.35	320	qd
214304	Rossa	2121	0.41	1.05	40	qd
214305	Rossa	2008	0.38	0.65	60	qd
214401	Civiasco	2043	8.18	7.9	106	qd
214403	Civiasco	2043	2.58	3.05	86	qd
214405	Civiasco	2043	0.29	1	30	qd
214501	Vocca	2166	0.07	0.07	103	qs
214503	Vocca	2166	0.17	0.07	252	qs
214601	Varallo	2156	0.75	0.6	128	qd
214602	Varallo	2156	0.19	0.4	48	qd
214603	Varallo	2156	2.42	0.8	308	qd
214604	Varallo	2156	2	2	102	qd
214605	Varallo	2156	1.92	0.8	244	qd
214607	Varallo	2156	0.01	0.5	3	qd
214609	Varallo	2156	0.12	0.3	41	qd
214610	Varallo	2156	0.19	0.3	63	qd
214611	Varallo	2156	0.01	0.03	28	qv
214613	Varallo	2156	8.97	2.8	327	qd

214615	Varallo	2156	1.13	1.8	64	qd
214616	Varallo	2156	0.08	1	8	qd
214618	Varallo	2156	2	1.1	185	qd
214619	Varallo	2156	106.5	45.1	241	qd
214701	Valduggia	2152	0.06	0.59	10	qv
214801	Breia	2019	0.52	0.63	83	qv
214901	Valduggia	2152	0.38	0.37	105	qv
215001	Breia	2019	0.54	0.79	70	qv
215101	Quarona	2107	10.01	17	60	qd
215102	Quarona	2107	7.09	3.5	207	qd
215103	Quarona	2107	0.26	1.35	20	qd
215104	Quarona	2107	1.48	3.5	43	qd
215201	Cellio	2038	1.08	0.85	130	qd
215203	Cellio	2038	0.04	0.1	36	qs
215204	Cellio	2038	0.09	0.1	92	qs
215205	Cellio	2038	0.03	0.1	32	qs
215207	Cellio	2038	0.02	0.1	20	qs
215301	Breia	2038	0.3	0.1	300	qs
215501	Cellio	2038	0.69	1	70	qd
215601	Cellio	2038	0.75	0.7	109	qd
215701	Cellio	2038	0.03	0.05	51	qs
215801	Cellio	2038	0.04	0.45	9	qd
215901	Cellio	2038	0.94	1.2	80	qd
216201	Cellio	2019	1.06	0.9	120	qd
216301	Cellio	2038	0.03	0.35	10	qd
216501	Cellio	2038	0.06	0.25	26	qd
216601	Valduggia	2152	13.91	5.6	253	qd
216602	Valduggia	2152	0.11	0.23	46	qv
216603	Valduggia	2152	0.04	0.21	18	qv
216604	Valduggia	2152	0.01	0.1	14	qa
216605	Valduggia	2152	0.09	0.35	28	qv
216606	Valduggia	2152	0.06	0.09	70	qa
216801	Borgosesia	2016	0.2	0.1	215	qa
217001	Cellio	2038	0.04	0.4	10	qd
217101	Valduggia	2152	8.58	17.5	50	qd
217301	Borgosesia	2016	2.1	2.25	95	qd

217401	Breia	2019	0.04	0.07	55	qs
217501	Breia	2156	0.67	0.8	86	qs
219001	Curino	96062	0.05	0.2	26	qd
219002	Curino	96023	0.21	0.35	60	qd
220801	Massazza	2032	193.93	54.91	360	qv
220901	Lozzolo	96051	143.67	32.5	451	qd
224401	Donato	96024	2.31	0.84	281	qs
224501	Netro	96039	6.93	2.4	294	qd
224502	Netro	96039	12.9	4.25	309	qd
224503	Netro	96039	0.16	0.55	30	qd
224801	Camburzano	96010	2.36	2.44	98	qv
225001	Sala Biellese	96057	0.73	0.71	105	qs
225101	Zubiena	96082	0.67	1.44	47	qs
225301	Azeglio	1014	1.03	5	21	qd
225801	Graglia	96028	52.18	9	591	qd
226701	Pettinengo	96042	0.18	0.9	20	qs
226702	Pettinengo	96083	0.25	0.83	30	qs

Tabella 4: Ato 2 – Definizione B.

<b>cod_imp</b>	<b>Comune</b>	<b>Istat</b>	<b>Pni (kW)</b>	<b>Qimp (l/s)</b>	<b>Himp (m)</b>	<b>q</b>
200101	Campiglia Cervo	96011	3.27	0.75	444	qd
200201	Rosazza	96055	5.66	2.3	251	qd
200301	Piedicavallo	96044	2.13	2.5	87	qd
200302	Piedicavallo	96044	6.84	2.5	279	qd
200401	Quittengo	96052	1.65	0.38	441	qv
200402	Quittengo	96052	0.83	0.19	444	qv
200501	San Paolo Cervo	96060	2.34	0.38	628	qv
200502	San Paolo Cervo	96060	0.1	0.05	222	qv
200503	San Paolo Cervo	96060	0.67	0.18	374	qv
200601	Miagliano	96056	18.25	3.7	503	qd
200701	Andorno Micca	96002	4.96	2.35	215	qd
200702	Andorno Micca	96002	0.35	0.25	144	qd
200703	Andorno Micca	96002	0.03	0.1	26	qd
200704	Andorno Micca	96002	0.18	0.25	74	qd
200803	Mezzana Mortigliengo	96033	0.44	0.5	89	qd
200804	Mezzana Mortigliengo	96033	0.03	0.4	6	qd
200901	Quaregna	96051	2.06	1.05	200	qd
201001	Piatto	96043	6.55	3.75	178	qd
201201	Cossato	96020	2.29	1.25	187	qd
201301	Soprana	96062	0.46	0.25	188	qd
201302	Soprana	96062	0.13	0.35	36	qd
201303	Soprana	96062	0	0.25	2	qd
201304	Soprana	96062	0.37	0.35	109	qd
201305	Soprana	96062	0.25	0.35	74	qd
201306	Soprana	96062	0.11	0.5	22	qd
201401	Callabiana	96008	0.72	0.4	184	qd
201402	Callabiana	96008	0.83	0.5	169	qd
201501	Selve Marcone	96061	0.56	0.9	63	qd
201601	Pettinengo	96042	0.59	0.6	100	qd
201801	Veglio	96075	74.2	14.05	538	qd
201901	Strona	96073	12.14	4.7	263	qd
202001	Tavigliano	96066	5.61	2.7	212	qd
202101	Tavigliano	96066	1.14	0.55	211	qd
202201	Tavigliano	96066	1.94	0.85	233	qd
202301	Vallanzengo	96072	1.68	0.7	245	qd

202401	Bioglio	96005	3.09	1.3	242	qd
202501	Callabiana	96009	83.51	16.45	518	qd
202701	Mosso	96043	4.77	3.75	130	qd
202901	Casapinta	96014	0.55	0.8	70	qd
203001	Ronco Biellese	96053	1.63	2.1	79	qd
203101	Tavigliano	96066	1.55	1.1	144	qd
203102	Tavigliano	96066	0.72	1	73	qd
203201	Valle Mosso	96073	77.99	18	442	qd
203301	Mosso	96084	30.31	5	618	qd
203601	Mosso	96084	4.3	0.95	461	qd
203701	Strona	96065	1.22	0.6	207	qd
203801	Strona	96065	0.03	0.1	30	qd
203901	Strona	96073	0.14	0.3	48	qd
204001	Valle San Nicolao	96074	0.33	0.35	95	qd
204101	Valle San Nicolao	96074	0.11	0.2	54	qd
204301	Pralungo	96049	33.4	5.57	611	qv
204501	Strona	96065	0.08	0.2	41	qd
204601	Valle Mosso	96065	0.03	0.04	68	qv
204701	BIELLA	96002	0.03	0.15	20	qd
204801	Pollone	96046	0.4	0.15	270	qd
204901	Ternengo	96067	2.77	4.8	59	qd
205101	Sordevolo	96063	21.09	3.6	597	qd
205201	Occhieppo Superiore	96041	4.53	0.7	660	qd
205301	Quaregna	96051	0.83	1.45	59	qd
205401	Zumaglia	96083	2.81	1.45	198	qd
205501	Zumaglia	96083	3.6	1.55	237	qd
205601	Lessona	96029	11.37	2.55	455	qd
205901	Zubiena	96004	443.18	165.8	272	qd
206101	Pollone	96046	0.04	0.3	15	qd
206201	Pralungo	96049	20.93	4.2	508	qd
207301	Mongrando	96035	19.55	11	181	qd
208001	Coggiola	96019	0.45	0.2	227	qd
208101	Coggiola	96019	0.1	0.16	67	qv
208201	Postua	2102	2.17	1	221	qd
208301	Caprile	96013	16.72	4.25	401	qd
208401	Postua	2102	1.94	2	99	qd
208501	Ailoche	96013	9.75	2	497	qd

208601	Ailoche	96001	12.9	5	263	qd
208701	Borgosesia	2016	95.32	30.8	315	qd
208801	Ailoche	2066	14.94	4.5	338	qd
208802	Crevacuore	96021	0.91	2.38	39	qv
209002	Coggiola	96019	0.1	0.1	101	qd
209301	Scopello	2135	10.21	4.9	212	qd
209401	Scopello	2135	0.98	1	100	qd
209501	Pila	2096	44.37	11.25	402	qd
209502	Pila	2096	0.2	1	20	qd
209601	Pray	96050	23.32	7.5	317	qd
209701	Coggiola	96019	0.11	0.15	74	qd
209801	Scopa	2134	13.29	4.35	311	qd
209802	Scopa	2134	0.91	0.6	154	qd
209901	Trivero	96070	30.92	8	394	qd
210001	Portula	96048	4.85	2.3	215	qd
210101	Portula	96048	0.51	0.65	80	qd
210201	Portula	96048	2.83	2	144	qd
210301	Portula	96048	0.14	0.15	95	qd
210401	Portula	96048	1.32	0.55	244	qd
210601	Riva Valdobbia	2114	12.19	6.8	183	qd
210602	Riva Valdobbia	2114	23.52	5.5	436	qd
210603	Riva Valdobbia	2114	0.48	0.3	163	qd
210604	Riva Valdobbia	2114	7.55	4.5	171	qd
210701	Piode	2097	18.81	5.3	362	qv
210702	Piode	2097	2.71	0.95	290	qv
211001	Portula	96048	0.17	0.4	43	qd
211101	Trivero	96070	0.39	0.4	100	qd
211201	Trivero	96070	0.04	0.15	27	qd
211501	Trivero	96070	0.18	0.3	61	qd
211601	Trivero	96070	0.13	0.25	55	qd
211701	Trivero	96070	1.26	1.4	92	qd
212101	Trivero	96070	0.07	0.15	47	qd
212201	Trivero	96070	0.12	0.25	50	qd
212301	Trivero	96070	0.49	12.5	4	qd
212501	Rassa	2110	2.35	1.55	155	qd
212505	Rassa	2110	0.09	0.3	30	qd
212601	Boccioleto	2014	7.24	1.55	476	qd

212602	Boccioleto	2014	5.77	2.1	280	qd
212603	Boccioleto	2014	9.99	5.25	194	qd
212605	Boccioleto	2014	0.09	0.08	114	qs
212607	Boccioleto	2014	0.05	0.08	57	qs
212701	Rima San Giuseppe	2111	4.59	1.85	253	qd
212702	Rima San Giuseppe	2111	4.87	4.5	110	qd
212801	Alagna Valsesia	2002	86.52	30	294	qd
212802	Alagna Valsesia	2002	19.78	28	72	qd
212803	Alagna Valsesia	2002	17.66	18	100	qd
212901	Campertogno	2025	12.23	5.6	223	qd
213001	Mollia	2078	15.94	7.7	211	qd
213101	Cravagliana	2048	0.02	0.04	57	qs
213102	Cravagliana	2048	0.06	0.04	154	qs
213103	Cravagliana	2048	0.74	0.55	137	qd
213105	Cravagliana	2048	0.04	0.04	96	qs
213106	Cravagliana	2048	0.01	0.04	39	qs
213107	Cravagliana	2048	0.01	0.02	28	qs
213108	Cravagliana	2048	0.4	0.75	54	qd
213109	Cravagliana	2048	0.07	0.04	182	qs
213110	Cravagliana	2048	0.03	0.04	71	qs
213111	Cravagliana	2048	0.06	0.04	152	qs
213201	Rimella	2113	112.38	16.3	703	qd
213202	Rimella	2113	1.87	1	191	qd
213203	Rimella	2113	1.11	1	113	qd
213204	Rimella	2113	0.47	0.3	161	qd
213205	Rimella	2113	0.03	0.2	14	qd
213206	Rimella	2113	0.38	1	39	qd
213301	Sabbia	2123	0.62	2.75	23	qd
213302	Sabbia	2123	1.3	2.5	53	qd
213304	Sabbia	2123	1.31	1.45	92	qd
213305	Sabbia	2123	0.03	0.05	60	qd
213307	Sabbia	2123	0.23	0.5	46	qd
213308	Sabbia	2123	0.16	0.8	21	qd
213309	Sabbia	2123	0.48	0.6	81	qd
213312	Sabbia	2123	1.99	4.7	43	qd
213401	Fobello	2057	5.92	3.9	155	qd
213402	Fobello	2057	0.25	0.11	227	qs

213403	Fobello	2057	5.78	2.1	281	qd
213404	Fobello	2057	0.67	1.05	65	qd
213405	Fobello	2057	2.44	0.95	262	qd
213501	Carcoforo	2029	7.56	2.4	321	qd
213502	Carcoforo	2029	0.35	1.6	22	qd
213503	Carcoforo	2029	1.73	2	88	qd
213601	Rimasco	2112	1.15	1.15	102	qd
213602	Rimasco	2112	4.4	1.2	374	qd
213603	Rimasco	2112	4.08	1.5	277	qd
213604	Rimasco	2112	2.05	2.6	80	qd
213701	Cravagliana	2048	0.01	0.04	25	qs
214001	Cervatto	2041	3.9	1.2	331	qd
214002	Cervatto	2041	4.01	1.25	327	qd
214101	Balmuccia	2008	8.02	1.8	454	qd
214102	Balmuccia	2008	1.35	5.5	25	qd
214301	Balmuccia	2008	9.29	3.6	263	qd
214302	Rossa	2121	4.97	4.9	103	qd
214303	Rossa	2121	2.87	1.35	217	qd
214304	Rossa	2121	1.59	1.05	154	qd
214305	Balmuccia	2008	0.69	0.65	108	qd
214401	Civiasco	2043	4.34	7.9	56	qd
214402	Civiasco	2043	0.05	1.15	4	qd
214403	Civiasco	2043	2.63	3.05	88	qd
214404	Civiasco	2043	1	2	51	qd
214501	Vocca	2166	0.11	0.07	159	qs
214503	Vocca	2166	0.17	0.07	264	qs
214601	Varallo	2156	1.25	0.6	212	qd
214602	Varallo	2156	0.12	0.4	31	qd
214603	Varallo	2156	2.46	0.8	314	qd
214604	Varallo	2156	2.13	2	109	qd
214605	Varallo	2156	1.85	0.8	235	qd
214606	Varallo	2156	0.28	0.45	64	qd
214607	Varallo	2156	0.38	0.5	77	qd
214608	Varallo	2156	0.01	0.06	23	qv
214609	Varallo	2156	0.14	0.3	49	qd
214613	Varallo	2156	9.38	2.8	342	qd
214614	Varallo	2156	2.44	3	83	qd

214615	Varallo	2156	1.92	1.8	109	qd
214616	Varallo	2156	0.49	1	50	qd
214617	Varallo	2156	0	0.5	1	qd
214618	Varallo	2156	2.67	2.2	124	qd
214619	Varallo	2156	126.41	45.1	286	qd
214701	Valduggia	2152	0.06	0.59	10	qv
214801	Breia	2019	0.41	0.63	65	qv
214901	Valduggia	2152	0.42	0.37	116	qv
215001	Breia	2019	0.57	0.79	73	qv
215101	Quarona	2107	15.34	17	92	qd
215102	Quarona	2107	7.5	3.5	219	qd
215103	Quarona	2107	0.72	1.35	54	qd
215104	Quarona	2107	2.58	3.5	75	qd
215201	Cellio	2038	1.26	0.85	151	qd
215203	Cellio	2038	0.06	0.1	56	qs
215204	Cellio	2038	0.1	0.1	102	qs
215205	Cellio	2038	0.15	0.1	154	qs
215206	Cellio	2038	0	0.1	2	qs
215301	Cellio	2038	0.41	0.1	410	qs
215401	Cellio	2038	0.05	0.05	98	qa
215501	Cellio	2038	0.8	1	82	qd
215601	Cellio	2038	0.84	0.7	122	qd
215701	Cellio	2038	0.05	0.1	49	qs
215801	Cellio	2038	0.12	0.45	28	qd
215901	Cellio	2038	0.91	1.2	77	qd
216001	Cellio	2038	0.03	0.1	28	qd
216101	Cellio	2038	0.03	0.1	30	qd
216201	Cellio	2019	1.31	0.9	148	qd
216301	Cellio	2038	0.06	0.35	18	qd
216401	Cellio	2038	0.01	0.01	43	qv
216501	Cellio	2038	0.18	0.25	73	qd
216601	Valduggia	2152	14.95	5.6	272	qd
216602	Valduggia	2152	0.39	0.35	114	qv
216603	Valduggia	2152	0.07	0.21	37	qv
216604	Valduggia	2152	0.01	0.1	6	qa
216605	Valduggia	2152	0.21	0.35	62	qv
216606	Valduggia	2152	0.06	0.09	70	qa

216607	Valduggia	2152	0.08	0.2	39	qa
216701	Valduggia	2152	0.06	0.3	21	qd
216801	Borgosesia	2016	0.18	0.1	197	qa
217001	Valduggia	2038	0.13	0.4	32	qd
217101	Valduggia	2152	9.96	17.5	58	qd
217301	Borgosesia	2016	2.16	2.25	98	qd
217401	Breia	2019	0.07	0.11	68	qs
217501	Breia	2156	1.03	0.8	130	qs
219001	Soprana	96062	0.15	0.2	74	qd
219002	Curino	96023	0.21	0.35	62	qd
220801	Carisio	2032	100.74	54.91	187	qv
220901	Quaregna	96051	177.14	32.5	556	qd
224401	Donato	96024	2.11	0.84	256	qs
224402	Donato	96024	0.11	0.84	13	qs
224501	Netro	96039	6.06	2.4	257	qd
224502	Netro	96039	10.77	4.25	258	qd
224503	Netro	96039	0.28	0.55	51	qd
224601	Graglia	96028	0.99	1.24	82	qs
224801	Camburzano	96010	4.81	2.44	200	qv
225001	Sala Biellese	96057	1.39	0.71	201	qs
225002	Sala Biellese	96057	0.54	0.71	78	qs
225101	Zubiena	96082	0.45	1.44	32	qs
225102	Zubiena	96082	0.38	1.44	27	qs
225301	Azeglio	1014	2.55	5	52	qd
225801	Graglia	96028	54.21	9	614	qd
226701	Zumaglia	96042	0.31	0.9	35	qs
226702	Zumaglia	96083	0.41	0.83	50	qs
226801	Pettinengo	96042	0.02	0.45	5	qs

Tabella 5: Ato 3 – Definizione A.

<b>cod_imp</b>	<b>Comune</b>	<b>Istat</b>	<b>Pni (kW)</b>	<b>Qimp (l/s)</b>	<b>Himp (m)</b>	<b>q</b>
300101	Venaria	1292	3228.25	222.5	1479	qd
300108	Scalenghe	1315	275.26	312	90	qd
301801	Germagnano	1113	7.35	5.35	140	qd
302802	Viu'	1313	1.39	1.16	122	qs
303101	Ala di Stura	1003	0.07	0.15	50	qs
303102	Ala di Stura	1003	0.32	0.15	217	qs
303104	Ala di Stura	1003	0.44	0.15	300	qs
303106	Ala di Stura	1003	0.33	0.15	225	qs
303201	Mezzenile	1152	0.38	0.52	75	qs
303202	Mezzenile	1152	0.18	0.26	70	qs
303204	Mezzenile	1152	0.33	0.52	65	qs
303401	Traves	1152	0.13	0.52	25	qs
303402	Traves	1279	0.69	1.57	45	qs
303601	Coassolo Torinese	1088	4.22	2.15	200	qs
303901	Corio	1094	15.51	3.8	416	qd
303902	Corio	1094	0.81	1	83	qd
303903	Corio	1094	3.34	1	340	qd
305602	Ceres	1072	1.42	0.6	240	qs
305603	Ceres	1072	0.76	0.6	128	qs
305701	Groscavallo	1118	0.03	0.21	13	qs
305801	Chialamberto	1075	10.3	2.5	420	qd
305802	Chialamberto	1075	2.75	0.52	540	qs
305904	Ceresole Reale	1073	2.94	5	60	qd
306001	Noasca	1165	2.35	1	240	qd
306003	Noasca	1165	0.26	0.1	270	qd
306103	Locana	1134	39.85	12.5	325	qd
306104	Locana	1134	5.08	2.25	230	qd
306202	Ribordone	1212	3.43	2	175	qd
306203	Ribordone	1212	4.17	3.25	131	qd
306204	Ribordone	1212	1.37	1	140	qd
306301	Ronco Canavese	1224	29.43	60	50	qd
306302	Ronco Canavese	1224	45.62	15	310	qd
306401	Valprato Soana	1288	0.27	0.09	311	qs
306402	Valprato Soana	1288	0.14	0.09	155	qs
306403	Valprato Soana	1288	0.3	0.09	340	qs

306501	Traversella	1278	0.47	0.4	120	qd
306603	Ingria	1121	0	0.02	12	qs
306607	Ingria	1121	4.11	2.7	155	qd
306608	Ingria	1121	0.18	1.25	15	qd
306701	Frassinetto	1108	5.68	3	193	qd
306801	Pont Canavese	1199	215.82	55	400	qd
306802	Pont Canavese	1199	34.48	9.5	370	qd
306803	Pont Canavese	1199	4.51	2	230	qd
306804	Cuorgne'	1098	1.77	2	90	qd
306901	Sparone	1267	10.7	5.35	204	qd
306902	Sparone	1267	0.16	0.8	20	qd
306903	Sparone	1267	11.02	2.1	535	qd
306904	Sparone	1267	13.24	3.15	428	qd
307001	Alpette	1007	7.59	5.75	135	qd
307003	Alpette	1007	0.59	2	30	qd
307101	Cuorgne'	1098	154.51	45	350	qd
307103	Cuorgne'	1098	1.77	6	30	qd
307301	San Colombano Belmonte	1238	5.45	3.05	182	qd
307401	Pratiglione	1207	11.36	5.45	212	qd
307501	Prascorsano	1206	28.89	5.5	535	qd
307801	Forno Canavese	1107	37.08	15.35	246	qd
307901	Rivara	1216	35.71	6.5	560	qd
308101	Rocca Canavese	1221	11.07	2.45	460	qd
311801	Quincinetto	1210	1.39	3.01	47	qs
311901	Carema	1057	1.15	0.72	163	qs
311902	Carema	1057	0.87	0.72	124	qs
311903	Carema	1057	0.11	0.72	15	qs
312001	Tavagnasco	1271	0.23	2.37	10	qs
312102	Settimo Vittone	1266	19.44	4.76	417	qv
312201	Nomaglio	1167	0.51	0.8	65	qd
312402	Vico Canavese	1297	1.55	0.9	176	qd
312501	Brosso	1036	38.01	13.5	287	qd
312601	Quassolo	1209	1.33	6.25	22	qd
312702	Borgofranco d'Ivrea	1030	1.8	2.63	70	qs
312703	Borgofranco d'Ivrea	1030	5.54	2.63	215	qs
312704	Borgofranco d'Ivrea	1030	19.26	2.63	747	qs
312801	Castelnuovo Nigra	1067	2.38	0.95	255	qd

312901	Rueglio	1230	3.33	1.9	179	qd
313001	Trausella	1277	5.15	4	131	qd
313301	Pecco	1182	0.03	0.65	5	qs
313402	Lessolo	1132	1.88	0.7	274	qd
313501	Fiorano Canavese	1137	2.17	6.15	36	qd
313702	Salerano Canavese	1235	50.47	35	147	qd
313801	Cascinette d'Ivrea	1061	3.51	2.1	170	qs
313901	Burolo	1042	9.95	7.5	135	qd
313902	Burolo	1077	0.15	1.5	10	qd
314001	Bollengo	1027	8.6	5.6	156	qd
314101	Palazzo Canavese	1177	2.09	2.3	93	qs
314201	Borgiallo	1029	7.87	1.44	558	qs
314301	Colleretto Castelnuovo	1091	1.82	0.32	575	qs
314302	Colleretto Castelnuovo	1091	0.09	0.32	30	qs
314401	Cintano	1067	2.77	2.85	99	qd
314501	Castellamonte	1066	6.97	10	71	qd
314503	Castellamonte	1066	2.8	5	57	qd
314504	Castellamonte	1066	4.59	2.25	208	qd
314505	Castellamonte	1066	0.76	1.1	70	qd
314506	Torre Canavese	1066	0.11	0.9	13	qd
314601	Issiglio	1124	7.78	1.9	418	qd
314901	Lugnacco	1138	0.18	1.5	12	qd
315401	Parella	1179	1.94	4.5	44	qd
315501	Colleretto Giacosa	1092	2.86	4	73	qd
317301	Scarmagno	1261	0.41	5.25	8	qd
317801	Borgomasino	1031	0.29	0.65	46	qd
319101	Chiesanuova	1079	7.02	5.4	132	qd
319201	Rocca Canavese	1221	4.57	1.8	259	qd
319401	Lanzo Torinese	1016	1450.65	175	845	qd
319402	Viu'	1313	97	17.5	565	qd
319501	Front	1290	299.22	22.5	1356	qd
319601	Germagnano	1113	0.84	0.3	285	qd
319701	Rocca Canavese	1221	0.11	2.25	5	qd
319801	Rocca Canavese	1221	5.21	1.25	425	qd
319901	Rocca Canavese	1094	0.92	0.6	156	qd
320101	Bairo	1015	7.66	4.5	173	qd
320201	Vistrorio	1005	44.32	7.85	576	qd

320401	Vico Canavese	1297	30.15	13.4	229	qd
320501	Chiaverano	1061	13.61	8.85	157	qd
320601	Chiaverano	1077	1.19	1.85	66	qd
320701	Mercenasco	1223	0.56	9.5	6	qd
321801	Giaveno	1115	160.17	34.5	473	qd
321802	Giaveno	1089	4.76	1.25	388	qd
322001	Rubiana	1229	0.25	5	5	qd
322002	Rubiana	1229	2.45	5	50	qd
322003	Rubiana	1229	12.16	14	89	qd
322004	Rubiana	1229	14.42	5	294	qd
322005	Rubiana	1229	2.55	2	130	qd
322006	Rubiana	1229	0.71	3	24	qd
322201	Val della Torre	1284	29.91	13.85	220	qv
322202	Val della Torre	1284	0.59	0.3	200	qv
322203	Val della Torre	1284	0.26	0.13	202	qv
322601	Sant'Ambrogio di Torino	1255	34.5	8.91	395	qv
322701	Caprie	1055	7.89	2.06	390	qv
322901	Chiusa di San Michele	1081	7.44	2.2	345	qd
323001	Condove	1093	124.42	17.22	736	qv
323002	Condove	1093	0.38	0.16	240	qv
323003	Condove	1093	0.04	0.45	10	qv
323004	Condove	1093	2.1	1.07	200	qv
323005	Condove	1093	0.14	0.46	31	qv
323006	Condove	1093	5	1.27	400	qs
323007	Condove	1093	0.13	1.27	10	qs
323010	Condove	1093	4.63	1.27	370	qs
323201	Sant'Antonino di Susa	1256	52.39	8	668	qd
323301	Villar Focchiardo	1305	28.62	4.76	613	qv
323501	San Giorio di Susa	1245	6.67	4	170	qd
323601	San Didero	1239	11.7	4.75	251	qd
323701	Bruzolo	1040	44.15	6.5	692	qd
323801	Chianocco	1076	69.16	15	470	qd
323802	Chianocco	1076	2.94	4	75	qd
323901	Bussoleno	1044	144.09	13.5	1088	qd
324001	Mattie	1147	26.98	27.5	100	qd
324101	Meana di Susa	1149	125.08	15	850	qd
324302	Mompantero	1154	20.6	6	350	qd

324501	Moncenisio	1157	0.09	0.14	65	qs
324801	Gravere	1117	107.91	25	440	qd
325001	Exilles	1100	34.92	8	445	qd
325101	Salbertrand	1232	9.81	8	125	qd
325201	Bardonecchia	1022	360.41	82.5	445	qd
325301	Oulx	1175	0.15	1.5	10	qd
325305	Oulx	1175	2.12	1.45	149	qd
325306	Oulx	1175	40.02	12	340	qd
325307	Oulx	1175	14.68	2.25	665	qd
325308	Oulx	1175	21.29	3.5	620	qd
325310	Oulx	1175	26.5	6.55	412	qd
325401	Sauze d'Oulx	1175	159.67	25.3	643	qd
325501	Claviere	1087	49.34	20	252	qd
325601	Cesana Torinese	1074	93.45	16.6	574	qd
325602	Cesana Torinese	1074	15.16	3	515	qd
325603	Cesana Torinese	1074	11.48	5	234	qd
325604	Cesana Torinese	1074	13.14	4	335	qd
326001	Almese	1006	12.28	4.4	285	qd
326002	Almese	1006	0.93	3.3	29	qd
326207	Cumiana	1097	2.16	1.05	210	qd
326208	San Pietro Val Lemina	1222	21.54	5.78	380	qs
326209	Angrogna	1011	3.2	1.13	290	qs
326210	Luserna S. Giovanni	1139	76.68	20.3	385	qd
326211	Angrogna	1011	0.54	1.13	49	qs
326212	Bricherasio	1035	7.42	8.05	94	qd
326213	Bricherasio	1035	6.7	5.25	130	qd
326215	Cumiana	1097	40.65	6.79	610	qs
326216	Inverso Pinasca	1122	1.9	0.95	204	qs
326217	Pinasca	1190	7.55	2.75	280	qd
326218	Pinasca	1190	6.11	1.8	346	qd
326219	Prarostino	1205	5.54	2.3	245	qd
326220	Pomaretto	1198	106.76	31.5	345	qd
326221	Inverso Pinasca	1122	0.19	0.95	20	qs
326222	Frossasco	1110	32.86	6.75	496	qd
326224	Cantalupa	1053	8.93	5.4	169	qd
326401	Bibiana	1025	14.14	3.15	457	qd
326501	Bibiana	4009	7.34	4.51	166	qs

326601	Bibiana	1025	7.64	4.26	183	qs
326801	San Germano Chisone	1242	1.99	0.45	450	qd
327001	Pinasca	1190	0.77	1.3	60	qd
327101	Perosa Argentina	1184	15.2	5.17	299	qs
327102	Perosa Argentina	1184	1.51	2	77	qd
327201	Massello	1145	8.35	2.3	370	qd
327202	Massello	1145	0.48	0.7	70	qd
327204	Massello	1145	17.66	4	450	qd
327402	Perrero	1186	14.72	5	300	qd
327403	Perrero	1186	2.94	0.5	600	qd
327404	Perrero	1186	19.54	11	181	qd
327406	Perrero	1186	8.24	2.8	300	qd
327407	Perrero	1186	0.1	0.28	37	qs
327502	Prali	1202	16.85	5	344	qd
327503	Prali	1234	2.85	0.8	363	qd
327601	Pramollo	1204	17.82	5.25	346	qd
327802	Bobbio Pellice	1026	9.2	2.5	375	qd
327803	Bobbio Pellice	1026	1.5	2.5	61	qd
327804	Bobbio Pellice	1026	3.78	3.5	110	qd
327805	Bobbio Pellice	1026	14.57	4.5	330	qd
327901	Roreto Chisone	1227	201.3	39.85	515	qd
328001	Salza di Pinerolo	1234	0.98	2	50	qd
328002	Salza di Pinerolo	1234	0.74	0.3	250	qd
328101	Lusernetta	1140	3.95	1.75	230	qd
328201	Fenestrelle	1103	0.25	0.19	137	qs
328204	Fenestrelle	1103	30.9	15	210	qd
328208	Fenestrelle	1103	0.36	0.19	192	qs
328301	Fenestrelle	1103	15.3	12	130	qd
328401	Pragelato	1201	6.38	5	130	qd
328405	Pragelato	1201	1.54	0.21	741	qs
328501	Rora'	1226	0.07	0.25	30	qs
328502	Rora'	1226	0.36	0.25	145	qs
328503	Rora'	1226	1.37	0.25	555	qs
328601	Usseaux	1281	7.85	4	200	qd
328605	Usseaux	1281	0.26	0.09	289	qs

**Tabella 6:** Ato 3 – Definizione B.

cod_imp	Comune	Istat	Pni (kW)	Qimp (l/s)	Himp (m)	q
300101	Venaria	1292	3228.25	222.5	1479	qd
300108	Scalenghe	1315	275.26	312	90	qd
301801	Germagnano	1113	7.35	5.35	140	qd
302802	Viu'	1313	1.39	1.16	122	qs
303101	Ala di Stura	1003	0.07	0.15	50	qs
303102	Ala di Stura	1003	0.32	0.15	217	qs
303104	Ala di Stura	1003	0.44	0.15	300	qs
303106	Ala di Stura	1003	0.33	0.15	225	qs
303201	Mezzenile	1152	0.38	0.52	75	qs
303202	Mezzenile	1152	0.18	0.26	70	qs
303204	Mezzenile	1152	0.33	0.52	65	qs
303401	Traves	1152	0.13	0.52	25	qs
303402	Traves	1279	0.69	1.57	45	qs
303601	Coassolo Torinese	1088	4.22	2.15	200	qs
303901	Corio	1094	15.51	3.8	416	qd
303902	Corio	1094	0.81	1	83	qd
303903	Corio	1094	3.34	1	340	qd
305602	Ceres	1072	1.42	0.6	240	qs
305603	Ceres	1072	0.76	0.6	128	qs
305701	Groscavallo	1118	0.03	0.21	13	qs
305801	Chialamberto	1075	10.3	2.5	420	qd
305802	Chialamberto	1075	2.75	0.52	540	qs
305904	Ceresole Reale	1073	2.94	5	60	qd
306001	Noasca	1165	2.35	1	240	qd
306003	Noasca	1165	0.26	0.1	270	qd
306103	Locana	1134	39.85	12.5	325	qd
306104	Locana	1134	5.08	2.25	230	qd
306202	Ribordone	1212	3.43	2	175	qd
306203	Ribordone	1212	4.17	3.25	131	qd
306204	Ribordone	1212	1.37	1	140	qd
306301	Ronco Canavese	1224	29.43	60	50	qd
306302	Ronco Canavese	1224	45.62	15	310	qd
306401	Valprato Soana	1288	0.27	0.09	311	qs
306402	Valprato Soana	1288	0.14	0.09	155	qs
306403	Valprato Soana	1288	0.3	0.09	340	qs

306501	Traversella	1278	0.47	0.4	120	qd
306603	Ingria	1121	0	0.02	12	qs
306607	Ingria	1121	4.11	2.7	155	qd
306608	Ingria	1121	0.18	1.25	15	qd
306701	Frassinetto	1108	5.68	3	193	qd
306801	Pont Canavese	1199	215.82	55	400	qd
306802	Pont Canavese	1199	34.48	9.5	370	qd
306803	Pont Canavese	1199	4.51	2	230	qd
306804	Cuorgne'	1098	1.77	2	90	qd
306901	Sparone	1267	10.7	5.35	204	qd
306902	Sparone	1267	0.16	0.8	20	qd
306903	Sparone	1267	11.02	2.1	535	qd
306904	Sparone	1267	13.24	3.15	428	qd
307001	Alpette	1007	7.59	5.75	135	qd
307003	Alpette	1007	0.59	2	30	qd
307101	Cuorgne'	1098	154.51	45	350	qd
307103	Cuorgne'	1098	1.77	6	30	qd
307301	San Colombano Belmonte	1238	5.45	3.05	182	qd
307401	Pratiglione	1207	11.36	5.45	212	qd
307501	Prascorsano	1206	28.89	5.5	535	qd
307801	Forno Canavese	1107	37.08	15.35	246	qd
307901	Rivara	1216	35.71	6.5	560	qd
308101	Rocca Canavese	1221	11.07	2.45	460	qd
311801	Quincinetto	1210	1.39	3.01	47	qs
311901	Carema	1057	1.15	0.72	163	qs
311902	Carema	1057	0.87	0.72	124	qs
311903	Carema	1057	0.11	0.72	15	qs
312001	Tavagnasco	1271	0.23	2.37	10	qs
312102	Settimo Vittone	1266	19.44	4.76	417	qv
312201	Nomaglio	1167	0.51	0.8	65	qd
312402	Vico Canavese	1297	1.55	0.9	176	qd
312501	Brosso	1036	38.01	13.5	287	qd
312601	Quassolo	1209	1.33	6.25	22	qd
312702	Borgofranco d'Ivrea	1030	1.8	2.63	70	qs
312703	Borgofranco d'Ivrea	1030	5.54	2.63	215	qs
312704	Borgofranco d'Ivrea	1030	19.26	2.63	747	qs
312801	Castelnuovo Nigra	1067	2.38	0.95	255	qd

312901	Rueglio	1230	3.33	1.9	179	qd
313001	Trausella	1277	5.15	4	131	qd
313301	Pecco	1182	0.03	0.65	5	qs
313402	Lessolo	1132	1.88	0.7	274	qd
313501	Fiorano Canavese	1137	2.17	6.15	36	qd
313702	Salerano Canavese	1235	50.47	35	147	qd
313801	Cascinette d'Ivrea	1061	3.51	2.1	170	qs
313901	Burolo	1042	9.95	7.5	135	qd
313902	Burolo	1077	0.15	1.5	10	qd
314001	Bollengo	1027	8.6	5.6	156	qd
314101	Palazzo Canavese	1177	2.09	2.3	93	qs
314201	Borgiallo	1029	7.87	1.44	558	qs
314301	Colleretto Castelnuovo	1091	1.82	0.32	575	qs
314302	Colleretto Castelnuovo	1091	0.09	0.32	30	qs
314401	Cintano	1067	2.77	2.85	99	qd
314501	Castellamonte	1066	6.97	10	71	qd
314503	Castellamonte	1066	2.8	5	57	qd
314504	Castellamonte	1066	4.59	2.25	208	qd
314505	Castellamonte	1066	0.76	1.1	70	qd
314506	Torre Canavese	1066	0.11	0.9	13	qd
314601	Issiglio	1124	7.78	1.9	418	qd
314901	Lugnacco	1138	0.18	1.5	12	qd
315401	Parella	1179	1.94	4.5	44	qd
315501	Colleretto Giacosa	1092	2.86	4	73	qd
317301	Scarmagno	1261	0.41	5.25	8	qd
317801	Borgomasino	1031	0.29	0.65	46	qd
319101	Chiesanuova	1079	7.02	5.4	132	qd
319201	Rocca Canavese	1221	4.57	1.8	259	qd
319401	Lanzo Torinese	1016	1450.65	175	845	qd
319402	Viu'	1313	97	17.5	565	qd
319501	Front	1290	299.22	22.5	1356	qd
319601	Germagnano	1113	0.84	0.3	285	qd
319701	Rocca Canavese	1221	0.11	2.25	5	qd
319801	Rocca Canavese	1221	5.21	1.25	425	qd
319901	Rocca Canavese	1094	0.92	0.6	156	qd
320101	Bairo	1015	7.66	4.5	173	qd
320201	Vistrorio	1005	44.32	7.85	576	qd

320401	Vico Canavese	1297	30.15	13.4	229	qd
320501	Chiaverano	1061	13.61	8.85	157	qd
320601	Chiaverano	1077	1.19	1.85	66	qd
320701	Mercenasco	1223	0.56	9.5	6	qd
321801	Giaveno	1115	160.17	34.5	473	qd
321802	Giaveno	1089	4.76	1.25	388	qd
322001	Rubiana	1229	0.25	5	5	qd
322002	Rubiana	1229	2.45	5	50	qd
322003	Rubiana	1229	12.16	14	89	qd
322004	Rubiana	1229	14.42	5	294	qd
322005	Rubiana	1229	2.55	2	130	qd
322006	Rubiana	1229	0.71	3	24	qd
322201	Val della Torre	1284	29.91	13.85	220	qv
322202	Val della Torre	1284	0.59	0.3	200	qv
322203	Val della Torre	1284	0.26	0.13	202	qv
322601	Sant'Ambrogio di Torino	1255	34.5	8.91	395	qv
322701	Caprie	1055	7.89	2.06	390	qv
322901	Chiusa di San Michele	1081	7.44	2.2	345	qd
323001	Condove	1093	124.42	17.22	736	qv
323002	Condove	1093	0.38	0.16	240	qv
323003	Condove	1093	0.04	0.45	10	qv
323004	Condove	1093	2.1	1.07	200	qv
323005	Condove	1093	0.14	0.46	31	qv
323006	Condove	1093	5	1.27	400	qs
323007	Condove	1093	0.13	1.27	10	qs
323010	Condove	1093	4.63	1.27	370	qs
323201	Sant'Antonino di Susa	1256	52.39	8	668	qd
323301	Villar Focchiardo	1305	28.62	4.76	613	qv
323501	San Giorio di Susa	1245	6.67	4	170	qd
323601	San Didero	1239	11.7	4.75	251	qd
323701	Bruzolo	1040	44.15	6.5	692	qd
323801	Chianocco	1076	69.16	15	470	qd
323802	Chianocco	1076	2.94	4	75	qd
323901	Bussoleno	1044	144.09	13.5	1088	qd
324001	Mattie	1147	26.98	27.5	100	qd
324101	Meana di Susa	1149	125.08	15	850	qd
324302	Mompantero	1154	20.6	6	350	qd

324501	Moncenisio	1157	0.09	0.14	65	qs
324801	Gravere	1117	107.91	25	440	qd
325001	Exilles	1100	34.92	8	445	qd
325101	Salbertrand	1232	9.81	8	125	qd
325201	Bardonecchia	1022	360.41	82.5	445	qd
325301	Oulx	1175	0.15	1.5	10	qd
325305	Oulx	1175	2.12	1.45	149	qd
325306	Oulx	1175	40.02	12	340	qd
325307	Oulx	1175	14.68	2.25	665	qd
325308	Oulx	1175	21.29	3.5	620	qd
325310	Oulx	1175	26.5	6.55	412	qd
325401	Sauze d'Oulx	1175	159.67	25.3	643	qd
325501	Claviere	1087	49.34	20	252	qd
325601	Cesana Torinese	1074	93.45	16.6	574	qd
325602	Cesana Torinese	1074	15.16	3	515	qd
325603	Cesana Torinese	1074	11.48	5	234	qd
325604	Cesana Torinese	1074	13.14	4	335	qd
326001	Almese	1006	12.28	4.4	285	qd
326002	Almese	1006	0.93	3.3	29	qd
326207	Cumiana	1097	2.16	1.05	210	qd
326208	San Pietro Val Lemina	1222	21.54	5.78	380	qs
326209	Angrogna	1011	3.2	1.13	290	qs
326210	Luserna S. Giovanni	1139	76.68	20.3	385	qd
326211	Angrogna	1011	0.54	1.13	49	qs
326212	Bricherasio	1035	7.42	8.05	94	qd
326213	Bricherasio	1035	6.7	5.25	130	qd
326215	Cumiana	1097	40.65	6.79	610	qs
326216	Inverso Pinasca	1122	1.9	0.95	204	qs
326217	Pinasca	1190	7.55	2.75	280	qd
326218	Pinasca	1190	6.11	1.8	346	qd
326219	Prarostino	1205	5.54	2.3	245	qd
326220	Pomaretto	1198	106.76	31.5	345	qd
326221	Inverso Pinasca	1122	0.19	0.95	20	qs
326222	Frossasco	1110	32.86	6.75	496	qd
326224	Cantalupa	1053	8.93	5.4	169	qd
326401	Bibiana	1025	14.14	3.15	457	qd
326501	Bibiana	4009	7.34	4.51	166	qs

326601	Bibiana	1025	7.64	4.26	183	qs
326801	San Germano Chisone	1242	1.99	0.45	450	qd
327001	Pinasca	1190	0.77	1.3	60	qd
327101	Perosa Argentina	1184	15.2	5.17	299	qs
327102	Perosa Argentina	1184	1.51	2	77	qd
327201	Massello	1145	8.35	2.3	370	qd
327202	Massello	1145	0.48	0.7	70	qd
327204	Massello	1145	17.66	4	450	qd
327402	Perrero	1186	14.72	5	300	qd
327403	Perrero	1186	2.94	0.5	600	qd
327404	Perrero	1186	19.54	11	181	qd
327406	Perrero	1186	8.24	2.8	300	qd
327407	Perrero	1186	0.1	0.28	37	qs
327502	Prali	1202	16.85	5	344	qd
327503	Prali	1234	2.85	0.8	363	qd
327601	Pramollo	1204	17.82	5.25	346	qd
327802	Bobbio Pellice	1026	9.2	2.5	375	qd
327803	Bobbio Pellice	1026	1.5	2.5	61	qd
327804	Bobbio Pellice	1026	3.78	3.5	110	qd
327805	Bobbio Pellice	1026	14.57	4.5	330	qd
327901	Roreto Chisone	1227	201.3	39.85	515	qd
328001	Salza di Pinerolo	1234	0.98	2	50	qd
328002	Salza di Pinerolo	1234	0.74	0.3	250	qd
328101	Lusernetta	1140	3.95	1.75	230	qd
328201	Fenestrelle	1103	0.25	0.19	137	qs
328204	Fenestrelle	1103	30.9	15	210	qd
328208	Fenestrelle	1103	0.36	0.19	192	qs
328301	Fenestrelle	1103	15.3	12	130	qd
328401	Pragelato	1201	6.38	5	130	qd
328405	Pragelato	1201	1.54	0.21	741	qs
328501	Rora'	1226	0.07	0.25	30	qs
328502	Rora'	1226	0.36	0.25	145	qs
328503	Rora'	1226	1.37	0.25	555	qs
328601	Usseaux	1281	7.85	4	200	qd
328605	Usseaux	1281	0.26	0.09	289	qs

Tabella 7: Ato 4 – Definizione A.

<b>cod_imp</b>	<b>Comune</b>	<b>Istat</b>	<b>Pni (kW)</b>	<b>Qimp (l/s)</b>	<b>Himp (m)</b>	<b>q</b>
404201	Bagnolo Piemonte	4009	13.04	2.45	542	qd
404301	Bagnolo Piemonte	4009	8.72	1.9	468	qd
404401	Barge	4012	94.23	19	506	qd
404602	Rossana	4197	2.71	2.3	120	qd
404701	Rossana	4197	6.74	1.7	404	qd
405301	Brossasco	4033	78.48	20	400	qd
405403	Casteldelfino	4047	0.93	1.05	90	qd
405407	Casteldelfino	4047	0.05	0.35	14	qd
406201	Frassino	4092	2.21	1.35	167	qd
406202	Frassino	4092	2.21	1	225	qd
406204	Frassino	4092	0.2	0.2	100	qd
406205	Frassino	4092	0.01	0.3	5	qd
406301	Gambasca	4094	2.88	0.6	490	qd
406302	Gambasca	4094	0.52	0.15	350	qd
406501	Isasca	4237	0.41	1.15	36	qd
406901	Manta	4116	0.26	0.6	44	qd
407201	Melle	4122	5.76	1	587	qd
407202	Melle	4122	0.19	0.15	130	qd
407203	Melle	4122	0.47	0.3	160	qd
407204	Melle	4122	1.22	0.6	207	qd
407301	Mondovi'	4130	39.69	28	144	qd
407401	Oncino	4154	10.5	5.3	202	qd
407601	Paesana	4157	10.55	25	43	qd
407602	Paesana	4157	1.13	5	23	qd
407604	Paesana	4157	0.33	1.7	20	qd
407606	Paesana	4157	17.27	4	440	qd
407607	Paesana	4157	0.6	1.35	45	qd
407608	Paesana	4157	0.26	0.95	28	qd
407609	Paesana	4157	2.65	1.5	180	qd
407701	Pagno	4158	71.81	30.5	240	qd
407801	Piasco	4166	1.1	0.7	160	qd
407802	Piasco	4166	3.06	0.7	445	qd
408501	Sanfront	4209	10.34	1.95	541	qd
408502	Sanfront	4209	9.67	1.55	636	qd
408503	Sanfront	4209	3.06	1.35	231	qd

408504	Sanfront	4209	9.12	2.7	344	qd
408506	Sanfront	4209	5.89	1.5	400	qd
408507	Sanfront	4209	0.08	0.4	20	qd
408508	Sanfront	4209	0.11	1.15	10	qd
408702	Saluzzo	4203	16.09	10	164	qd
408801	Sampeyre	4205	1.96	0.45	442	qs
408802	Sampeyre	4205	0.18	0.45	40	qs
408803	Sampeyre	4205	0.31	0.45	70	qs
408804	Sampeyre	4205	0.24	0.45	55	qs
408805	Sampeyre	4205	0.34	0.45	77	qs
408806	Sampeyre	4205	0.04	0.45	10	qs
409301	Valmala	4236	6.08	2	310	qd
409302	Valmala	4236	0.39	4	10	qd
409303	Valmala	4236	1.47	5	30	qv
409401	Venasca	4237	2.18	0.53	420	qs
409405	Venasca	4237	1.66	0.53	320	qs
410201	Cossano Belbo	4074	6.08	4	155	qd
410301	Cossano Belbo	4074	0.01	0.05	10	qv
410401	Cossano Belbo	4074	1.47	3	50	qd
410801	Cossano Belbo	4074	1.23	2.5	50	qd
410901	Cossano Belbo	4074	0.25	2.5	10	qd
411001	Cossano Belbo	4074	0.49	2.5	20	qd
411201	Bergolo	4021	0.34	2.3	15	qd
411702	Castelletto Uzzone	4050	0.57	0.4	146	qd
411703	Castelletto Uzzone	4050	0.12	0.4	30	qd
411801	Castino	4057	0.99	1.26	80	qs
412101	Cravanzana	4076	0.4	3.2	13	qd
412201	Feisoglio	4088	0.41	3	14	qd
412301	Gorzegno	4097	1.13	0.9	128	qd
412601	Mombarcaro	4150	0.04	0.36	10	qv
412901	Rocchetta Belbo	4193	0.2	0.4	50	qd
413101	Serravalle Langhe	4219	0.44	0.9	50	qd
413201	Somano	4221	0.19	0.9	22	qd
413301	Saliceto	4201	1.98	2.3	88	qd
413401	Gottasecca	4098	2.26	0.9	256	qd
413501	Niella Belbo	4150	0.81	0.65	127	qd
413601	Borgo San Dalmazzo	4078	424.75	392.5	110	qd

413701	Vignolo	4243	6.85	5.3	132	qd
414201	Busca	4034	10.42	9	118	qd
414301	Boves	4078	163.71	58.1	287	qd
414302	Boves	4028	1.86	2	95	qd
414401	Cervasca	4064	12.8	6	218	qd
414501	Beinette	4016	0.48	7	7	qd
414601	Chiusa di Pesio	4068	76.67	14.75	530	qd
414604	Chiusa di Pesio	4068	0.29	0.55	53	qd
414605	Chiusa di Pesio	4068	10.89	3	370	qd
414606	Chiusa di Pesio	4068	0.34	3.5	10	qd
414607	Chiusa di Pesio	4068	2.85	1.5	194	qd
414701	Peveragno	4163	193.76	30.44	649	qv
414803	Moiola	4123	0.01	0.09	14	qs
414804	Moiola	4123	0.03	0.17	16	qs
415101	Rittana	4182	0.01	0.08	17	qs
415102	Rittana	4182	0.02	0.08	19	qs
415201	Valloriate	4235	6.83	3.1	225	qd
415202	Valloriate	4235	1.46	1.35	110	qd
415204	Valloriate	4235	0.52	0.6	87	qd
415205	Valloriate	4235	0.65	0.55	120	qd
415206	Valloriate	4235	0.54	0.55	100	qd
415207	Valloriate	4235	0.78	0.55	145	qd
415301	Gaiola	4093	20.31	18	115	qd
415303	Gaiola	4093	22.69	18	128	qd
415401	Roccasparvera	4191	3.38	3.4	101	qd
415402	Roccasparvera	4191	0.9	0.5	182	qd
415403	Roccasparvera	4191	0.9	1.35	68	qd
415501	Vernante	4239	28.69	32.5	90	qd
415502	Vernante	4239	3.43	3.5	100	qd
415503	Vernante	4239	4.27	3	145	qd
415601	Roaschia	4183	3.83	3	130	qd
415701	Limone Piemonte	4110	1.03	0.75	140	qs
415702	Limone Piemonte	4110	3.27	0.75	447	qs
415703	Limone Piemonte	4110	0.07	0.75	10	qs
415704	Limone Piemonte	4110	0.19	0.6	33	qs
415801	Demonte	4079	1.54	0.44	357	qs
415802	Demonte	4079	1.17	0.44	269	qs

415803	Demonte	4079	0.02	0.44	5	qs
415805	Demonte	4079	1.21	0.44	279	qs
415806	Demonte	4079	0.32	0.44	75	qs
415807	Demonte	4079	0.88	0.44	203	qs
415808	Demonte	4079	0.5	0.44	114	qs
415809	Demonte	4079	0.02	0.22	11	qs
415811	Demonte	4079	1.63	0.44	377	qs
415901	Roccavione	4192	40.87	17.7	235	qd
415902	Roccavione	4192	3.53	2.4	150	qd
416001	Entracque	4084	30.17	22.5	137	qd
416002	Entracque	4084	1.27	0.99	130	qs
416101	Valdieri	4233	13.92	16.85	84	qd
416103	Valdieri	4233	2.67	1.7	160	qd
416104	Valdieri	4233	29.28	11.25	265	qd
416201	Borgo San Dalmazzo	4025	11.33	10.85	106	qd
416301	Robilante	4185	6.46	6	110	qd
416302	Robilante	4185	3.09	1.75	180	qd
416601	Limone Piemonte	4110	9.32	7	136	qd
416801	Vinadio	4248	1.01	0.29	354	qs
416802	Vinadio	4248	0.01	0.29	2	qs
416803	Vinadio	4248	0.53	0.29	185	qs
416804	Vinadio	4248	0	0.15	2	qs
416805	Vinadio	4248	0.01	0.29	2	qs
416901	Pradleves	4173	9.88	15.85	64	qd
417001	Pradleves	4173	0.33	0.38	90	qs
417101	Monterosso Grana	4139	0.25	1.25	20	qd
417102	Monterosso Grana	4139	1.21	2.05	60	qd
417103	Monterosso Grana	4139	5.88	2.55	235	qd
417201	Valgrana	4234	27.07	10.85	254	qd
417301	Caraglio	4040	2.84	14.5	20	qd
417303	Caraglio	4040	1.88	1	192	qd
417401	Bernezzeo	4040	12.27	13	96	qd
417502	Castelmagno	4053	59.6	27	225	qd
417503	Castelmagno	4053	7.95	18	45	qd
417601	Pietraporzio	4167	33.63	39.25	87	qd
417701	Argentera	4006	45.91	9	520	qd
417801	Marmora	4119	0.06	3.05	2	qd

417802	Marmora	4119	8.61	2.4	366	qd
417803	Marmora	4119	0.02	0.8	2	qd
417901	Murazzano	4105	1695.83	702.5	246	qd
418001	Canosio	4038	0.38	1.55	25	qd
418002	Canosio	4038	0.01	0.55	2	qd
418003	Canosio	4038	2.59	0.55	480	qd
418004	Canosio	4038	0.04	0.55	7	qd
418005	Canosio	4038	0.01	0.3	5	qd
418006	Canosio	4038	5.87	1.05	570	qd
418101	Aisone	4002	2.66	4.4	62	qd
418102	Aisone	4002	2.44	1.25	199	qd
418201	Rittana	4182	5.32	2.12	58	qd
418301	Sambuco	4204	872.22	299.72	97	qd
418401	Elva	4083	1.63	1.5	111	qd
418402	Elva	4083	0.38	0.8	48	qd
418501	Acceglio	4001	9.44	2.75	350	qd
418502	Acceglio	4001	0.02	0.45	5	qd
418503	Acceglio	4001	0.02	0.55	3	qd
418504	Acceglio	4001	0.02	0.8	2	qd
418505	Acceglio	4001	0.12	1.05	12	qd
418506	Acceglio	4001	0.04	0.85	qd	
418507	Acceglio	4001	0.02	1.052	qd	
418508	Acceglio	4001	2.06	3	70	qd
418601	Montemale di Cuneo	4138	0.38	0.35	110	qd
418602	Montemale di Cuneo	4138	15.01	1.5	1020	qd
418701	Montemale di Cuneo	4082	0.19	0.5	38	qd
418801	Montemale di Cuneo	4234	0.6	0.45	137	qd
418901	Villar San Costanzo	4247	16.79	2.85	601	qd
419001	Villar San Costanzo	4247	6.16	2.05	306	qd
419101	Dronero	4082	3.38	2.9	119	qd
419201	Prazzo	4174	62.54	6.25	1020	qd
419301	Montemale di Cuneo	4138	0.01	0.27	qd	
419401	Stroppio	4224	176.84	22.25	810	qd
419402	Stroppio	4224	3.34	2	170	qd
419406	Stroppio	4224	0.54	0.75	73	qd
419501	Ceva	4066	27.31	21.6	129	qd
419601	Pianfei	4165	0.57	1.95	30	qd

419602	Chiusa di Pesio	4165	0.08	1.7	5	qd
419603	Chiusa di Pesio	4165	0.17	3.45	5	qd
419701	Nucetto	4153	2.67	1.95	140	qd
419801	Battifollo	4015	0.15	0.25	60	qd
419901	Bagnasco	4008	51.95	19.4	273	qd
419902	Bagnasco	4008	2.81	11	26	qd
420001	Perlo	4162	0.04	0.2	20	qd
420002	Perlo	4162	0.01	0.15	10	qd
420003	Perlo	4162	0.02	0.125	qd	
420101	Frabosa sottana	40913	1.59	65	37	qd
420102	Frabosa sottana	4091	1.02	0.81	30	qd
420103	Frabosa sottana	4091	0.43	0.45	97	qd
420104	Frabosa sottana	4091	0.64	3.1	21	qd
420105	Frabosa sottana	4091	0.38	1.13	5	qd
420106	Frabosa sottana	4091	0.59	0.4	150	qd
420107	Frabosa sottana	4091	0.09	0.3	30	qd
420201	Frabosa soprana	4090	21	4.61	35.05	624
420202	Frabosa soprana	4090	0.11	0.55	20	qd
420301	Roccaforte Mondovi'	4190	24.81	5.5	460	qd
420302	Roccaforte Mondovi'	4190	0.1	0.2	50	qd
420401	Frabosa sottana	4091	40.91	12	348	qd
420501	San Damiano Macra	4207	16.23	5.95	278	qd
420502	San Damiano Macra	4207	0.95	1	97	qd
420503	San Damiano Macra	4207	4.51	1.4	329	qd
420504	San Damiano Macra	4207	3.53	1.15	313	qd
420506	San Damiano Macra	4207	0.08	0.6	13	qd
420507	San Damiano Macra	4207	0.02	0.55	qd	
420510	San Damiano Macra	4207	1.57	1	160	qd
420517	San Damiano Macra	4207	2.27	0.85	272	qd
420601	Celle di Macra	4060	19.58	5.45	366	qd
420604	Celle di Macra	4060	0.27	0.8	34	qd
420605	Celle di Macra	4060	0.04	0.3	13	qd
420701	Cartignano	4044	8.44	2.6	331	qd
420801	Frabosa sottana	4091	26.29	8	335	qd
420901	Monastero di Vasco	4126	0.08	0.8	10	qd
421101	Valgrana	4234	0.65	1.1	60	qd
421201	Roccabruna	4187	22.45	5.1	449	qd

421202	Roccambruna	4187	1.34	1.85	74	qd
421203	Roccambruna	4187	7.75	2.9	272	qd
421301	Roccambruna	4187	0.3	1.1	27	qd
421401	Macra	4112	3.01	1.2	255	qd
421402	Macra	4112	4.08	1	416	qd
421403	Macra	4112	30.17	17.75	173	qd
421501	Pamparato	4186	59.84	20	305	qd
421701	Montaldo di Mondovì	4134	1.67	285	qd	
421801	Pamparato	4159	2.5	4.3	59	qd
421901	Roburent	4186	0.94	0.85	113	qd
421904	Roburent	4186	0.03	0.35	10	qd
421906	Roburent	4186	0.89	0.85	107	qd
421907	Roburent	4186	0.01	0.35	2	qd
422001	Monastero di Vasco	4126	0.6	1.75	35	qd
422101	Montaldo di Mondovì	4242	0.25	0.5	50	qd
422201	Garessio	4095	378.32	108.3	356	qd
422202	Garessio	4095	3.36	3	114	qd
422203	Garessio	4095	11.61	6	197	qd
422206	Garessio	4095	38.58	18	218	qd
422209	Garessio	4095	12.95	20	66	qd
422301	Caprauna	4039	10.15	18.25	57	qd
422401	Alto	4005	13.87	3.6	393	qd
422501	Viola	4249	21.1	13.05	165	qd
422502	Viola	4249	0.03	0.55	5	qd
422503	Viola	4249	16.82	5.85	293	qd
422504	Viola	4249	15.1	10.25	150	qd
422505	Viola	4249	0.49	0.55	90	qd
422506	Viola	4249	0.28	0.3	95	qd
422601	Priola	4177	102.61	15.05	695	qd
422602	Priola	4177	9.75	2.95	337	qd
422801	Briga Alta	4031	19.02	8.8	220	qd
422802	Briga Alta	4031	2.89	1.25	236	qd
422803	Briga Alta	4031	0.05	0.9	6	qd
422804	Briga Alta	4031	0.29	0.9	33	qd
422901	Ormea	4155	11.97	2.4	509	qd
422904	Ormea	4155	0.44	0.45	99	qd
422905	Ormea	4155	1	0.4	255	qd

422906	Ormea	4155	0.76	1.1	70	qd
422908	Ormea	4155	0.53	1	54	qd
422909	Ormea	4155	0.28	0.95	30	qd
422910	Ormea	4155	16.76	3.05	560	qd
422912	Ormea	4095	2.5	2.55	100	qd
422913	Ormea	4095	0.63	0.8	80	qd
422914	Ormea	4155	2.13	3.1	70	qd
423001	Battifollo	4111	1.15	0.55	213	qd
423101	Montaldo di Mondovi'	4134	0.2	4.05	5	qd
423301	Torre Mondovi'	4227	1.77	1.3	138	qd
423402	Villanova Mondovi'	4245	0.11	1.7	7	qd
423501	Lesegno	4108	3.92	5	80	qd
423601	Mombasiglio	4125	5.49	6.5	86	qd
423701	San Michele Mondovi'	4210	29.64	11.95	253	qd
423801	Vicoforte	4134	34.58	29	122	qd
424001	Bonvicino	4023	0.04	0.15	25	qd
424101	Scagnello	4216	0.29	1	30	qd
424102	Scagnello	4216	0.08	0.12	70	qs
424103	Scagnello	4216	0.64	0.85	77	qd
424104	Scagnello	4216	0.04	0.12	33	qs
424201	Monasterolo Casotto	4127	3.5	4.05	88	qd
424301	Lisio	4111	1.59	1.45	112	qd
424302	Lisio	4111	3.05	1.7	183	qd
424401	Monasterolo Casotto	4127	3.71	9	42	qd
424501	Priero	4175	0.22	0.55	40	qd
424502	Priero	4175	0.24	0.3	80	qd
424504	Priero	4175	1.24	1.1	115	qd
424601	Castelnuovo di Ceva	4054	0.31	0.8	40	qd

Tabella 8: Ato 4 – Definizione B.

cod_imp	Comune	Istat	Pni (kW)	Qimp (l/s)	Himp (m)	q
403801	Bene Vagienna	4019	3.61	4	92	qd
404201	Bagnolo Piemonte	4009	13.97	2.45	581	qd
404301	Bagnolo Piemonte	4009	9.15	1.9	491	qd
404401	Barge	4012	121.44	19	652	qd
404602	Rossana	4197	2.58	2.3	114	qd
404701	Rossana	4197	8.93	1.7	535	qd
405301	Brossasco	4033	90.25	20	460	qd
405401	Casteldelfino	4047	8.22	2.2	381	qd
405402	Casteldelfino	4047	2.2	3.3	68	qd
405403	Casteldelfino	4047	2.38	1.05	231	qd
405404	Casteldelfino	4047	1.76	1.05	171	qd
405405	Casteldelfino	4047	1.87	1.2	159	qd
405406	Casteldelfino	4047	3.88	2.2	180	qd
405407	Casteldelfino	4047	0.08	0.35	23	qd
405408	Casteldelfino	4047	0.16	0.55	29	qd
405409	Casteldelfino	4047	1.08	0.55	201	qd
406201	Frassino	4092	11.15	1.85	615	qd
406202	Frassino	4092	2.77	1	282	qd
406204	Frassino	4092	0.35	0.45	79	qd
406205	Frassino	4092	0.23	0.3	79	qd
406206	Frassino	4092	1.08	0.45	245	qd
406301	Gambasca	4094	3.11	0.6	528	qd
406302	Gambasca	4094	0.62	0.15	419	qd
406501	Isasca	4237	2.96	2.05	147	qd
406502	Isasca	4103	0.65	0.35	188	qd
406901	Manta	4116	1.44	0.6	245	qd
407201	Melle	4122	5.94	1	605	qd
407202	Melle	4122	0.38	0.15	256	qd
407203	Melle	4122	0.72	0.3	243	qd
407204	Melle	4122	1.64	0.6	278	qd
407301	Mondovi'	4130	60.57	28	220	qd
407401	Oncino	4154	22.72	5.3	437	qd
407601	Paesana	4157	68.82	44	159	qd
407602	Paesana	4157	10.89	5	222	qd
407604	Paesana	4157	1.78	1.7	107	qd

407606	Paesana	4157	21.39	4	545	qd
407607	Paesana	4157	0.37	1.35	28	qd
407609	Paesana	4157	5.67	1.5	385	qd
407701	Pagno	4158	68.82	30.5	230	qd
407801	Piasco	4166	0.82	0.7	119	qd
407802	Piasco	4166	3.51	0.7	511	qd
408501	Sanfront	4209	11.61	1.95	607	qd
408502	Sanfront	4209	11.22	1.55	738	qd
408503	Sanfront	4209	4.61	1.35	348	qd
408504	Sanfront	4209	9.44	2.7	356	qd
408505	Sanfront	4209	1.22	0.65	192	qd
408506	Sanfront	4209	8.58	1.5	583	qd
408507	Sanfront	4209	0.47	0.4	120	qd
408508	Sanfront	4209	0.33	1.15	29	qd
408702	Saluzzo	4203	16.28	10	166	qd
408801	Sampeyre	4205	2.35	0.45	529	qs
408802	Sampeyre	4205	0.37	0.45	84	qs
408803	Sampeyre	4205	1.07	0.45	242	qs
408804	Sampeyre	4205	0.57	0.45	129	qs
408805	Sampeyre	4205	0.62	0.45	140	qs
408806	Sampeyre	4205	0.94	0.45	211	qs
409301	Valmala	4236	6.61	2	337	qd
409302	Valmala	4236	3.26	4	83	qd
409303	Valmala	4236	8.34	5	170	qv
409401	Venasca	4237	2.11	0.53	406	qs
409405	Venasca	4237	2.04	0.53	392	qs
410201	Santo Stefano Belbo	4074	12.13	4	309	qd
410401	Cossano Belbo	4074	0.97	3	33	qd
410501	Cossano Belbo	4074	0.12	0.11	111	qv
410601	Santo Stefano Belbo	4213	1.41	3	48	qd
410701	Cossano Belbo	4074	0.26	3	9	qd
410901	Cossano Belbo	4074	1.23	2.5	50	qd
411001	Cossano Belbo	4074	1.32	2.5	54	qd
411201	Bergolo	4021	4.61	3.15	149	qd
411702	Castelletto Uzzone	4050	0.59	0.4	150	qd
411703	Castelletto Uzzone	4050	0.18	0.4	45	qd
411801	Castino	4057	1.13	1.26	91	qs

411901	Cerretto Langhe	4063	0.54	0.85	65	qd
412101	Cravanzana	4076	1.15	3.2	37	qd
412201	Niella Belbo	4088	1.59	3	54	qd
412301	Gorzegno	4097	1.48	0.9	168	qd
412601	Niella Belbo	4150	0.16	0.73	23	qv
412602	Mombarcaro	4124	0.09	0.75	12	qs
412901	Rocchetta Belbo	4193	0.31	0.4	80	qd
413001	San Benedetto Belbo	4206	0.01	1.25	1	qd
413101	Serravalle Langhe	4219	0.88	2.05	44	qd
413301	Saliceto	4201	2.48	2.3	110	qd
413401	Gottasecca	4098	2.12	0.9	240	qd
413501	Niella Belbo	4150	0.36	0.65	56	qd
413601	CUNEO	4078	1271.84	392.5	330	qd
413701	Vignolo	4243	7.79	5.3	150	qd
414201	Busca	4034	20.13	9	228	qd
414301	CUNEO	4078	217.28	58.1	381	qd
414302	Boves	4028	2.35	2	120	qd
414303	Boves	4028	5.09	3.45	150	qd
414401	Cervasca	4064	17.69	6	301	qd
414501	Beinette	4016	8.29	15.45	55	qd
414601	Chiusa di Pesio	4068	95.04	14.75	657	qd
414604	Chiusa di Pesio	4068	0.47	0.55	87	qd
414605	Chiusa di Pesio	4068	13.54	3	460	qd
414606	Chiusa di Pesio	4068	2.78	3.5	81	qd
414607	Chiusa di Pesio	4068	3.84	1.5	261	qd
414701	Pevegagno	4163	233.48	30.44	782	qv
414801	Moiola	4123	4.41	9	50	qd
414802	Moiola	4123	0	0.17	1	qs
414803	Moiola	4123	0.02	0.09	29	qs
414804	Moiola	4123	0.01	0.17	3	qs
415101	Rittana	4182	0.05	0.08	55	qs
415102	Rittana	4182	0.11	0.08	127	qs
415201	Valloriate	4235	7.35	3.1	242	qd
415202	Valloriate	4235	3.45	1.35	260	qd
415203	Valloriate	4235	1.04	1.05	101	qd
415204	Valloriate	4235	0.44	0.6	76	qd
415205	Valloriate	4235	0.35	0.55	64	qd

415206	Valloriate	4235	0.77	0.55	143	qd
415207	Valloriate	4235	0.63	0.55	117	qd
415208	Valloriate	4235	0.58	0.55	108	qd
415301	Gaiola	4093	33.55	18	190	qd
415303	Gaiola	4093	33.29	18	188	qd
415401	Roccasparvera	4191	6.72	3.95	174	qd
415402	Roccasparvera	4191	0.7	0.75	95	qd
415403	Roccasparvera	4191	1.73	1.35	130	qd
415404	Roccasparvera	4191	0.22	0.55	40	qd
415501	Vernante	4239	54.84	32.5	172	qd
415502	Vernante	4239	5.15	3.5	150	qd
415503	Vernante	4239	7.27	3	247	qd
415601	Roaschia	4183	61.91	74.95	84	qd
415602	Roaschia	4183	3.2	12.9	25	qd
415701	Limone Piemonte	4110	1.28	0.75	175	qs
415702	Limone Piemonte	4110	3.43	0.75	468	qs
415703	Limone Piemonte	4110	0.99	0.75	135	qs
415704	Limone Piemonte	4110	0.7	0.75	95	qs
415801	Demonte	4079	2.05	0.44	474	qs
415802	Demonte	4079	1.47	0.44	340	qs
415803	Demonte	4079	0.35	0.44	82	qs
415804	Demonte	4079	0.36	0.44	84	qs
415805	Demonte	4079	1.42	0.44	329	qs
415806	Demonte	4079	0.18	0.44	42	qs
415807	Demonte	4079	1.21	0.44	280	qs
415808	Demonte	4079	0.77	0.44	178	qs
415809	Demonte	4079	1.05	0.44	243	qs
415810	Demonte	4079	0.72	0.44	166	qs
415811	Demonte	4079	2.09	0.44	482	qs
415901	Roccavione	4192	49.38	17.7	284	qd
415902	Roccavione	4192	6.66	2.4	283	qd
416001	Entracque	4084	63.72	22.5	289	qd
416002	Entracque	4084	1.83	0.99	188	qs
416101	Valdieri	4233	24.01	16.85	145	qd
416102	Valdieri	4233	0.75	5.05	15	qd
416103	Valdieri	4233	4.64	1.7	278	qd
416104	Valdieri	4233	26.63	11.25	241	qd

416201	Borgo San Dalmazzo	4025	16.65	10.85	156	qd
416301	Robilante	4185	10.05	6	171	qd
416302	Robilante	4185	3.09	1.75	180	qd
416601	Limone Piemonte	4110	17.56	7	256	qd
416801	Vinadio	4248	1.33	0.29	466	qs
416802	Vinadio	4248	1.05	0.29	369	qs
416803	Vinadio	4248	0.64	0.29	225	qs
416804	Vinadio	4248	1.06	0.29	371	qs
416805	Vinadio	4248	0.18	0.29	62	qs
416806	Vinadio	4248	0.16	0.29	56	qs
416901	Pradleves	4173	23.72	15.85	153	qd
417001	Pradleves	4173	0.83	0.38	226	qs
417101	Monterosso Grana	4139	1.24	1.25	101	qd
417103	Monterosso Grana	4139	8	2.55	320	qd
417201	Valgrana	4234	29.94	10.85	281	qd
417301	Caraglio	4040	11.66	14.5	82	qd
417303	Caraglio	4040	4.04	3.5	118	qd
417401	Caraglio	4040	25.87	21.5	123	qd
417501	Castelmagno	4053	10.71	10.5	104	qd
417502	Castelmagno	4053	58.8	36	166	qd
417503	Castelmagno	4053	19.07	18	108	qd
417504	Castelmagno	4053	18.81	9	213	qd
417505	Castelmagno	4053	7.24	9	82	qd
417601	Pietraporzio	4167	74.06	39.25	192	qd
417602	Pietraporzio	4167	0.69	0.6	117	qd
417701	Argentera	4006	52.97	9	600	qd
417702	Argentera	4006	0.33	1.75	19	qd
417703	Argentera	4006	3.88	9	44	qd
417801	Marmora	4119	9.87	3.05	330	qd
417802	Marmora	4119	10.72	2.4	456	qd
417803	Marmora	4119	1.8	0.8	229	qd
417804	Marmora	4119	0.15	0.55	27	qd
417901	La Morra	4105	6092.62	702.5	884	qd
418002	Canosio	4038	0.25	0.55	46	qd
418003	Canosio	4038	2.43	0.55	450	qd
418004	Canosio	4038	0.2	0.55	37	qd
418005	Canosio	4038	0.36	0.85	43	qd

418006	Canosio	4038	6.69	1.05	649	qd
418101	Aisone	4002	4	5	82	qd
418102	Aisone	4002	4.03	1.25	329	qd
418201	Rittana	4182	8.08	2.1	392	qd
418301	Sambuco	4204	1588.61	399.6	405	qd
418401	Elva	4083	3.9	1.5	265	qd
418402	Elva	4083	0.75	0.8	96	qd
418403	Elva	4083	0.05	0.7	7	qd
418405	Elva	4083	0.67	1.75	39	qd
418406	Elva	4083	0.34	0.8	43	qd
418407	Elva	4083	0.73	0.7	106	qd
418408	Elva	4083	0.25	0.6	43	qd
418410	Elva	4083	0.86	1	88	qd
418411	Elva	4083	0.02	0.02	92	qs
418501	Acceglio	4001	11.09	2.75	411	qd
418502	Acceglio	4001	0.54	0.45	123	qd
418503	Acceglio	4001	0.36	0.55	66	qd
418504	Acceglio	4001	0.81	0.8	103	qd
418505	Acceglio	4001	0.73	1.05	71	qd
418506	Acceglio	4001	0.47	0.8	60	qd
418507	Acceglio	4001	2.68	1.05	260	qd
418508	Acceglio	4001	3	3	102	qd
418601	Montemale di Cuneo	4138	0.61	0.35	177	qd
418602	Montemale di Cuneo	4138	1.59	1.5	108	qd
418701	Dronero	4082	0.48	0.5	98	qd
418801	Valgrana	4234	0.8	0.45	181	qd
418901	Villar San Costanzo	4247	18.94	2.85	678	qd
419001	Villar San Costanzo	4247	8.48	2.05	421	qd
419101	Dronero	4082	5.57	2.9	196	qd
419201	Prazzo	4174	65.48	6.25	1068	qd
419202	Prazzo	4174	8.67	2.05	431	qd
419203	Prazzo	4174	2.07	1.05	201	qd
419204	Prazzo	4174	0.57	1.05	55	qd
419301	Montemale di Cuneo	4138	0.5	0.35	146	qd
419401	Stroppio	4224	183.39	22.25	840	qd
419402	Stroppio	4224	3.02	2	154	qd
419403	Stroppio	4224	5.43	2	277	qd

419404	Stroppo	4224	3.84	1.05	373	qd
419405	Stroppo	4224	0.42	0.3	144	qd
419406	Stroppo	4224	1.1	0.75	149	qd
419501	Ceva	4066	41.7	24.85	171	qd
419601	Pianfei	4165	2.03	1.95	106	qd
419602	Pianfei	4165	0.63	1.7	38	qd
419603	Pianfei	4165	1.32	3.45	39	qd
419701	Nucetto	4153	3.76	1.95	197	qd
419801	Battifollo	4015	0.06	4.1	2	qd
419901	Bagnasco	4008	57.09	19.4	300	qd
419902	Bagnasco	4008	17.16	11	159	qd
420001	Perlo	4162	0.09	1.25	8	qd
420002	Perlo	4162	0.01	0.15	5	qd
420101	Frabosa sottana	4091	54.47	13.75	404	qd
420102	Frabosa sottana	4091	1.29	0.8	164	qd
420103	Frabosa sottana	4091	0.52	0.45	117	qd
420104	Frabosa sottana	4091	1.46	3.1	48	qd
420105	Monastero di Vasco	4091	0.54	1.65	33	qd
420106	Frabosa sottana	4091	0.61	0.4	155	qd
420107	Frabosa sottana	4091	0.08	0.3	26	qd
420201	Frabosa soprana	4090	231.81	35.05	674	qd
420202	Frabosa soprana	4090	0.46	0.55	86	qd
420301	Roccaforte Mondovi'	4190	34.53	10	352	qd
420302	Roccaforte Mondovi'	4190	0.3	0.2	155	qd
420303	Roccaforte Mondovi'	4190	8.65	9	98	qd
420401	Frabosa sottana	4091	80.4	23.35	351	qd
420501	San Damiano Macra	4207	16.87	5.95	289	qd
420502	San Damiano Macra	4207	21.36	8.05	270	qd
420503	San Damiano Macra	4207	5.13	1.4	374	qd
420504	San Damiano Macra	4207	5.01	1.15	444	qd
420505	San Damiano Macra	4207	3.71	1.75	216	qd
420506	San Damiano Macra	4207	0.26	0.6	45	qd
420507	San Damiano Macra	4207	0.17	0.5	34	qd
420508	San Damiano Macra	4207	0.4	0.5	81	qd
420509	San Damiano Macra	4207	0.11	0.06	175	qs
420510	San Damiano Macra	4207	1.83	1	187	qd
420511	San Damiano Macra	4207	0.01	0.2	4	qd

420512	San Damiano Macra	4207	0.03	0.06	45	qs
420513	San Damiano Macra	4207	0.81	0.3	274	qd
420514	San Damiano Macra	4207	0.9	0.8	115	qd
420517	San Damiano Macra	4207	2.83	0.85	339	qd
420601	Celle di Macra	4060	20.49	5.45	383	qd
420602	Celle di Macra	4060	1.29	0.8	164	qd
420604	Celle di Macra	4060	0.68	0.8	87	qd
420606	Celle di Macra	4060	0.43	0.6	73	qd
420701	Cartignano	4044	9.54	2.6	374	qd
420801	Frabosa sottana	4091	24.23	8	309	qd
420901	Monastero di Vasco	4126	1.33	0.8	169	qd
421101	Valgrana	4234	1.21	1.1	112	qd
421201	Roccabruna	4187	22.35	5.1	447	qd
421202	Roccabruna	4187	1.53	1.85	84	qd
421203	Roccabruna	4187	8.09	2.9	284	qd
421301	Roccabruna	4187	0.25	1.1	24	qd
421401	Macra	4112	5.78	1.2	491	qd
421402	Macra	4112	4.27	1	435	qd
421403	Macra	4112	38.35	17.75	220	qd
421501	Roburent	4186	96.73	20	493	qd
421601	Roburent	4186	4.44	2.25	201	qd
421602	Roburent	4186	4.09	1.9	220	qd
421604	Roburent	4186	0.07	0.5	15	qd
421701	Montaldo di Mondovi'	4134	2.45	2	125	qd
421702	Montaldo di Mondovi'	4134	3.85	3	131	qd
421801	Pamparato	4159	3.3	4.3	78	qd
421901	Roburent	4186	1.57	0.85	189	qd
421902	Roburent	4186	0.1	0.6	17	qd
421903	Roburent	4186	0.18	0.5	37	qd
421904	Roburent	4186	0.02	0.35	6	qd
421905	Roburent	4186	0.41	1.1	38	qd
421906	Roburent	4186	0.87	0.85	104	qd
421907	Roburent	4186	0.4	0.35	116	qd
422001	Monastero di Vasco	4126	1.12	1.75	65	qd
422101	Vicoforte	4242	0.43	0.5	88	qd
422201	Garessio	4095	482.44	108.3	454	qd
422202	Garessio	4095	9.12	3	310	qd

422203	Garessio	4095	22.85	6	388	qd
422204	Garessio	4095	4.77	9	54	qd
422205	Garessio	4095	15.89	18	90	qd
422206	Garessio	4095	27.28	18	154	qd
422207	Garessio	4095	1.98	0.6	337	qd
422208	Garessio	4095	4.77	9	54	qd
422209	Garessio	4095	23.35	20	119	qd
422301	Caprauna	4039	28.05	18.25	157	qd
422401	Alto	4005	13.16	3.6	373	qd
422501	Viola	4249	22.89	13.05	179	qd
422502	Viola	4249	0.05	0.55	10	qd
422503	Viola	4249	20.84	5.85	363	qd
422504	Viola	4249	16.81	10.25	167	qd
422505	Viola	4249	0.66	0.55	122	qd
422506	Viola	4249	0.38	0.6	65	qd
422601	Priola	4177	114.13	15.05	773	qd
422602	Priola	4177	11.46	2.95	396	qd
422701	Roccaforte Mondovi'	4190	211.87	32.8	658	qd
422801	Briga Alta	4031	12.03	8.8	139	qd
422802	Briga Alta	4031	2.35	3.75	64	qd
422803	Briga Alta	4031	0.89	0.9	101	qd
422804	Briga Alta	4031	0.41	0.9	46	qd
422901	Ormea	4155	12.9	4.7	280	qd
422902	Ormea	4155	0.69	0.55	127	qd
422903	Ormea	4155	0.44	0.35	129	qd
422904	Ormea	4155	0.32	0.45	73	qd
422905	Ormea	4155	1.29	0.4	328	qd
422906	Ormea	4155	0.47	1.1	44	qd
422907	Ormea	4155	2.62	0.85	314	qd
422908	Ormea	4155	0.39	1	40	qd
422909	Ormea	4155	0.34	0.95	36	qd
422910	Ormea	4155	14.9	3.05	498	qd
422911	Ormea	4155	9.93	2	506	qd
422912	Garessio	4095	5.95	2.55	238	qd
422913	Ormea	4095	0.55	0.8	70	qd
422914	Ormea	4155	1.4	3.1	46	qd
423001	Lisio	4111	1.87	0.55	346	qd

423101	Montaldo di Mondovi'	4134	2.3	4.05	58	qd
423301	Torre Mondovi'	4227	2.19	1.3	171	qd
423302	Torre Mondovi'	4227	0.27	0.3	93	qd
423402	Villanova Mondovi'	4245	1.05	8.7	12	qd
423501	Lesegno	4108	8.73	5	178	qd
423601	Mombasiglio	4125	11.36	6.5	178	qd
423701	San Michele Mondovi'	4210	33.15	11.95	283	qd
423801	Montaldo di Mondovi'	4134	65.31	29	230	qd
424101	Scagnello	4216	2.5	1	255	qd
424102	Scagnello	4216	0.25	0.12	208	qs
424103	Scagnello	4216	0.99	0.85	119	qd
424104	Scagnello	4216	0.08	0.12	65	qs
424201	Monasterolo Casotto	4127	4.5	4.05	113	qd
424301	Lisio	4111	1.97	1.45	139	qd
424302	Lisio	4111	3.99	1.7	239	qd
424401	Monasterolo Casotto	4127	17.22	9	195	qd
424501	Priero	4175	1.08	1.1	100	qd
424502	Priero	4175	0.35	0.3	118	qd
424503	Priero	4175	0.26	0.3	88	qd
424504	Priero	4175	2.99	1.1	277	qd
424601	Castelnuovo di Ceva	4054	0.68	1.8	39	qd
428901	Bastia Mondovi'	4129	247.08	52.25	482	qd
428902	Dogliani	4081	12.79	8	163	qd

**Tabella 9:** Ato 6 – Definizione A

<b>cod_imp</b>	<b>Comune</b>	<b>Istat</b>	<b>Pni (kW)</b>	<b>Qimp (l/s)</b>	<b>Himp (m)</b>	<b>q</b>
600201	Rivarone	6145	0.15	2.5	6	qd
601901	Novi Ligure	6138	341.88	125	279	qd
602002	Sardigliano	6157	0.27	1.25	22	qv
602403	Gavi	6081	4.04	2	206	qd
602502	Voltaggio	6190	0.48	0.8	61	qd
602601	Fraconalto	6069	5.64	3.05	189	qd
603201	Cabella Ligure	6025	3.06	1	312	qd
603204	Cabella Ligure	6025	0.33	0.5	67	qd
603205	Cabella Ligure	6025	0.26	0.2	130	qd
603206	Cabella Ligure	6025	0.1	0.4	25	qd
603207	Cabella Ligure	6025	0.34	0.2	175	qd
603209	Cabella Ligure	6025	2.21	0.9	250	qd
603210	Cabella Ligure	6025	4.71	1.6	300	qd
603211	Cabella Ligure	6100	0.65	0.5	133	qd
603212	Cabella Ligure	6100	0.37	0.4	94	qd
603213	Cabella Ligure	6025	0.04	0.4	10	qd
603301	Carrega Ligure	6034	1.41	0.6	240	qd
603302	Carrega Ligure	6034	0.44	0.5	90	qd
603303	Carrega Ligure	6034	1.55	0.7	225	qd
603304	Carrega Ligure	6034	0.49	0.3	167	qd
603305	Carrega Ligure	6034	0.35	0.4	90	qd
603306	Carrega Ligure	6034	3.55	1.35	268	qd
603307	Carrega Ligure	6034	1.32	0.75	180	qd
603401	Albera Ligure	6002	1.38	1.2	117	qd
603402	Albera Ligure	6002	0.47	0.55	88	qd
603403	Albera Ligure	6002	0.77	0.55	143	qd
603404	Albera Ligure	6002	0.75	0.4	190	qd
603405	Albera Ligure	6002	0.74	0.75	100	qd
603406	Albera Ligure	6002	0.01	0.45	2	qd
603407	Albera Ligure	6002	1.17	0.45	265	qd
603502	Cantalupo Ligure	6028	7.85	1.25	640	qd
603503	Cantalupo Ligure	6028	0.18	0.21	87	qs
603504	Cantalupo Ligure	6028	0.7	0.21	347	qs
603505	Cantalupo Ligure	6028	4.06	2	207	qd
603506	Cantalupo Ligure	6028	0.47	0.21	235	qs

603507	Cantalupo Ligure	6028	0.34	0.21	169	qs
603601	Rocchetta Ligure	6148	0.34	0.3	115	qd
603602	Rocchetta Ligure	6148	0.16	0.3	53	qd
603701	Grondona	6085	2.37	1.3	186	qd
603703	Grondona	6085	0.32	1.45	23	qd
603705	Grondona	6085	0.1	0.65	15	qd
603706	Grondona	6085	0.37	0.3	127	qd
603707	Grondona	6085	1.38	0.9	156	qd
603801	Mongiardino Ligure	6100	1.4	0.55	260	qd
603901	Roccaforte Ligure	6146	1.27	1.2	108	qd
603903	Roccaforte Ligure	6146	0.24	0.3	82	qd
603904	Roccaforte Ligure	6146	0.03	0.3	10	qd
603905	Roccaforte Ligure	6146	0.26	0.4	65	qd
603907	Roccaforte Ligure	6146	0.07	0.3	25	qd
603908	Roccaforte Ligure	6146	0.74	0.75	100	qd
604501	Montaldo Bormida	6168	11.02	3.3	340	qd
605101	Ovada	6121	10	11.75	87	qd
605701	Mongiardino Ligure	6100	0.05	0.15	35	qd
605801	Mongiardino Ligure	6100	0.11	0.2	55	qd
605901	Mongiardino Ligure	6100	0.56	0.35	164	qd
606001	Mongiardino Ligure	6100	0.12	0.2	60	qd
606101	Mongiardino Ligure	6100	0.44	0.3	149	qd
606201	Mongiardino Ligure	6100	0.12	0.15	82	qd
606301	Mongiardino Ligure	6100	0.12	0.2	62	qd
606401	Mongiardino Ligure	6100	0.23	0.15	155	qd
606501	Mongiardino Ligure	6100	0.24	0.3	80	qd
606601	Mongiardino Ligure	6100	0.24	0.2	120	qd
606701	Mongiardino Ligure	6100	0.18	0.15	120	qd
606901	Mongiardino Ligure	6100	0.09	0.15	60	qd
607001	Mongiardino Ligure	6100	0.24	0.2	123	qd
607101	Mongiardino Ligure	6100	0.11	0.2	55	qd
607201	Mongiardino Ligure	6100	0.12	0.25	48	qd
608801	Casaleggio Boiro	6038	6.41	5.15	127	qd
608901	Tagliolo Monferrato	6169	17.89	6.25	292	qd
609001	Belforte Monferrato	6014	11.88	3.8	319	qd
609102	Molare	6095	0.01	0.2	5	qd
609201	Lerma	6088	4.11	1.8	233	qd

610701	Volpeglino	6189	0.06	0.6	10	qd
611601	Costa Vescovato	6062	0.37	1.9	20	qd
612002	Castellania	6045	26.68	16.25	167	qd
612003	Castellania	6045	0.99	1.5	67	qd
612901	Fabbrica Curone	6067	0.06	0.06	95	qv
612904	Fabbrica Curone	6067	0.19	0.12	160	qs
612905	Fabbrica Curone	6067	0.03	0.03	120	qv
612906	Fabbrica Curone	6067	0.01	0.03	50	qv
613001	Montacuto	6102	1.07	0.25	445	qs
613401	Fabbrica Curone	6067	0.12	0.12	100	qs
613501	Montemarzino	6108	1.37	1.75	80	qd
613601	Fabbrica Curone	6067	0.25	0.12	206	qs
613701	Montemarzino	6107	0.75	2.1	36	qd
613801	Fabbrica Curone	6067	0.1	0.12	80	qs
613802	Fabbrica Curone	6067	0.19	0.12	160	qs
613901	Montemarzino	6108	0.29	0.75	40	qd
614001	Fabbrica Curone	6067	0.17	0.12	137	qs
614101	Fabbrica Curone	6067	0.12	0.12	96	qs
614201	Fabbrica Curone	6067	0.51	0.12	420	qs
614301	Fabbrica Curone	6067	0.35	0.12	287	qs
614401	Montacuto	6102	0.87	0.4	222	qd
614501	Montacuto	6102	16.29	7.45	223	qd
614601	Cassinasco	5021	0.99	1.3	78	qd
614801	Montabone	5072	1.24	3.6	35	qd
615001	Loazzolo	5060	0.19	0.35	55	qd
615201	Monastero Bormida	5068	0.38	0.35	110	qd
615301	Cessole	5037	5.52	3	188	qd
615401	San Giorgio Scarampi	5098	1.05	4.15	26	qd
615601	Olmo Gentile	5081	0.35	0.7	50	qd
615701	Mombaldone	5064	1.31	1.55	86	qd
615802	Serole	5104	0.92	0.75	125	qd
616501	Perletto	4161	0.36	1.1	33	qd
616502	Perletto	4161	2.45	1.95	128	qd
616601	Torre Bormida	4226	1.01	0.75	137	qd
622101	Pareto	6125	0.08	0.17	50	qv
622401	Monleale	6114	279.59	33	864	qd

**Tabella 10:** Ato 6 – Definizione B.

<b>cod_imp</b>	<b>Comune</b>	<b>Istat</b>	<b>Pni (kW)</b>	<b>Qimp (l/s)</b>	<b>Himp (m)</b>	<b>q</b>
601901	Pozzolo Formigaro	6138	389.7	125	318	qd
602002	Sardigliano	6157	0.5	1.25	41	qv
602403	Gavi	6081	4.53	2	231	qd
602502	Voltaggio	6190	1.04	0.8	133	qd
602601	Fraconalto	6069	7.65	3.05	256	qd
603201	Cabella Ligure	6025	3.05	1	311	qd
603204	Cabella Ligure	6025	0.18	0.5	36	qd
603205	Cabella Ligure	6025	0.34	0.2	171	qd
603206	Cabella Ligure	6025	0.23	0.4	59	qd
603207	Cabella Ligure	6025	0.3	0.2	152	qd
603208	Cabella Ligure	6025	0.61	2	31	qd
603209	Cabella Ligure	6025	1.85	0.9	209	qd
603210	Cabella Ligure	6025	3.08	1.6	196	qd
603211	Mongiardino Ligure	6100	0.4	0.5	82	qd
603212	Mongiardino Ligure	6100	0.32	0.4	82	qd
603213	Cabella Ligure	6025	0.18	0.4	45	qd
603301	Carrega Ligure	6034	1.09	0.6	186	qd
603302	Carrega Ligure	6034	0.31	0.5	64	qd
603303	Carrega Ligure	6034	1.86	0.7	271	qd
603304	Carrega Ligure	6034	0.42	0.3	143	qd
603305	Carrega Ligure	6034	0.64	0.4	162	qd
603306	Carrega Ligure	6034	5.06	1.35	382	qd
603307	Carrega Ligure	6034	1.31	0.75	178	qd
603401	Albera Ligure	6002	1.15	1.2	98	qd
603402	Albera Ligure	6002	0.46	0.55	86	qd
603403	Albera Ligure	6002	0.83	0.55	153	qd
603404	Albera Ligure	6002	0.59	0.4	151	qd
603405	Albera Ligure	6002	0.82	0.75	111	qd
603407	Albera Ligure	6002	0.96	0.45	218	qd
603502	Cantalupo Ligure	6028	7.88	1.25	643	qd
603503	Cantalupo Ligure	6028	0.23	0.21	116	qs
603504	Cantalupo Ligure	6028	0.67	0.21	332	qs
603505	Cantalupo Ligure	6028	3.67	2	187	qd
603506	Cantalupo Ligure	6028	0.61	0.21	303	qs
603507	Cantalupo Ligure	6028	0.41	0.21	201	qs

603601	Rocchetta Ligure	6148	0.39	0.3	134	qd
603602	Rocchetta Ligure	6148	0.48	0.3	163	qd
603701	Grondona	6085	3.98	2.45	166	qd
603703	Grondona	6085	0.58	1.45	41	qd
603705	Grondona	6085	1	1.1	92	qd
603706	Grondona	6085	0.29	0.3	97	qd
603707	Grondona	6085	0.23	0.9	26	qd
603801	Mongiardino Ligure	6100	1.55	0.55	288	qd
603901	Roccaforte Ligure	6146	0.9	1.8	51	qd
603902	Roccaforte Ligure	6146	0.19	1.35	14	qd
603903	Roccaforte Ligure	6146	0.21	0.5	42	qd
603905	Roccaforte Ligure	6146	0.14	0.4	36	qd
603907	Roccaforte Ligure	6146	0.15	0.5	31	qd
603908	Roccaforte Ligure	6146	0.03	0.75	4	qd
604501	Strevi	6168	18.55	9.55	198	qd
605101	Ovada	6121	17.27	19.25	91	qd
605701	Mongiardino Ligure	6100	0.09	0.15	64	qd
605801	Mongiardino Ligure	6100	0.11	0.2	57	qd
605901	Mongiardino Ligure	6100	0.55	0.35	161	qd
606001	Mongiardino Ligure	6100	0.23	0.2	116	qd
606101	Mongiardino Ligure	6100	0.46	0.3	156	qd
606201	Mongiardino Ligure	6100	0.08	0.15	54	qd
606301	Mongiardino Ligure	6100	0.18	0.2	90	qd
606401	Mongiardino Ligure	6100	0.41	0.3	140	qd
606501	Mongiardino Ligure	6100	0.42	0.3	143	qd
606601	Mongiardino Ligure	6100	0.29	0.2	148	qd
606701	Mongiardino Ligure	6100	0.15	0.15	100	qd
606901	Mongiardino Ligure	6100	0.1	0.15	68	qd
607001	Mongiardino Ligure	6100	0.31	0.35	89	qd
607101	Mongiardino Ligure	6100	0.1	0.2	49	qd
607201	Mongiardino Ligure	6100	0.17	0.25	69	qd
608801	Casaleggio Boiro	6038	9.14	5.15	181	qd
608901	Tagliolo Monferrato	6169	15.07	6.25	246	qd
609001	Belforte Monferrato	6014	13.48	3.8	362	qd
609102	Molare	6095	0.28	0.2	141	qd
609201	Lerma	6088	5.47	1.8	310	qd
610301	Tortona	6174	40.02	240	17	qd

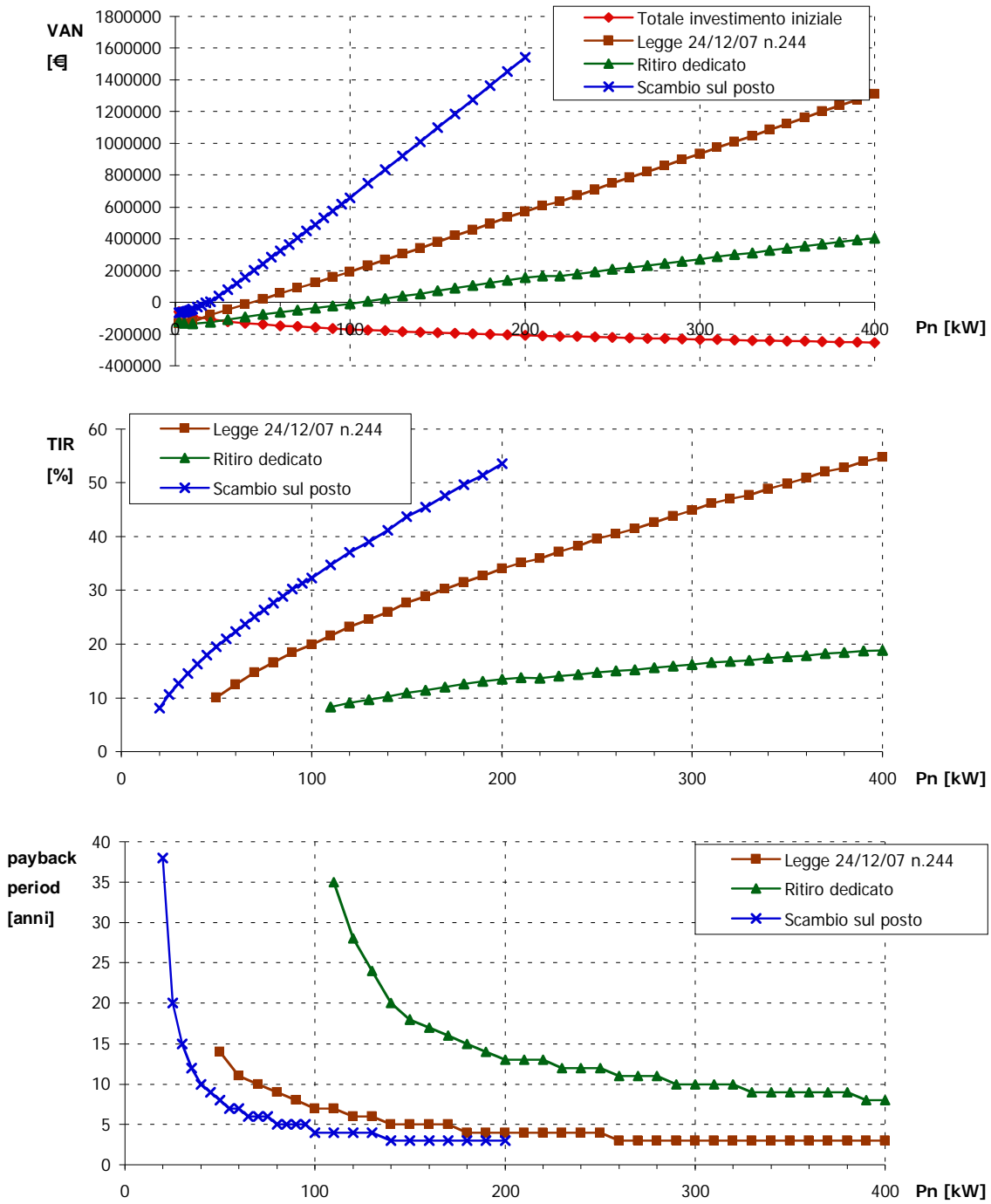
610701	Volpeglino	6189	0.09	0.6	16	qd
611601	Costa Vescovato	6062	3.48	5.65	63	qd
611701	Cerreto Grue	6058	0.07	3.5	2	qd
612001	Castellania	6045	4.64	9.25	51	qd
612002	Castellania	6045	7.87	16.25	49	qd
612003	Castellania	6045	0.34	1.5	23	qd
612901	Fabbrica Curone	6067	0.06	0.06	103	qv
612902	Fabbrica Curone	6067	0.01	0.06	15	qv
612903	Fabbrica Curone	6067	0.04	0.03	105	qv
612904	Fabbrica Curone	6067	0.15	0.12	122	qs
612905	Fabbrica Curone	6067	0.04	0.03	141	qv
612906	Fabbrica Curone	6067	0.03	0.03	95	qv
612907	Fabbrica Curone	6067	0.01	0.03	34	qv
613001	Montacuto	6102	1.24	0.25	515	qs
613401	Fabbrica Curone	6067	0.16	0.12	129	qs
613501	Montemarzino	6108	0.67	1.75	39	qd
613601	Fabbrica Curone	6067	0.26	0.12	216	qs
613701	Montemarzino	6107	1.39	2.85	50	qd
613801	Fabbrica Curone	6067	0.22	0.12	182	qs
613802	Fabbrica Curone	6067	0.24	0.12	203	qs
613901	Montemarzino	6108	0.62	0.75	84	qd
614001	Fabbrica Curone	6067	0.02	0.12	17	qs
614101	Fabbrica Curone	6067	0.21	0.12	172	qs
614201	Fabbrica Curone	6067	0.49	0.12	409	qs
614301	Fabbrica Curone	6067	0.33	0.12	276	qs
614401	Montacuto	6102	1.55	0.4	396	qd
614501	Montacuto	6102	19.44	7.45	266	qd
614601	Cassinasco	5021	0.94	1.55	62	qd
614701	Rocchetta Palafea	5095	0.08	0.18	48	qv
614801	Montabone	5072	2.6	4.5	59	qd
615001	Loazzolo	5060	0.32	0.35	94	qd
615101	Bubbio	5011	1.25	1.75	73	qd
615201	Bubbio	5068	0.52	0.75	71	qd
615301	Cessole	5037	7.29	3	248	qd
615401	San Giorgio Scarampi	5098	6.06	4.15	149	qd
615601	Olmo Gentile	5081	0.55	0.7	81	qd
615701	Mombaldone	5064	1.73	1.95	91	qd

---

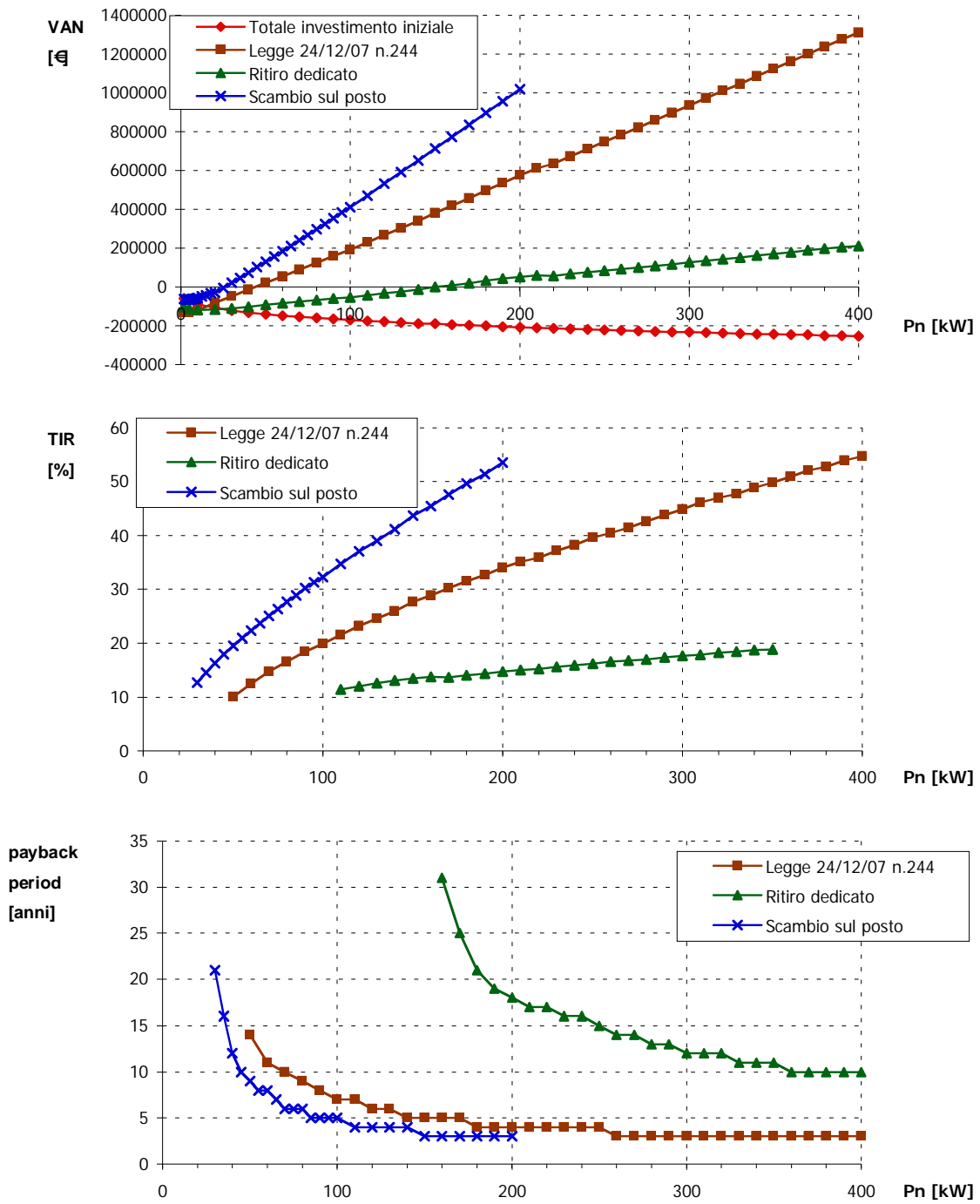
615802	Serole	5104	0.46	1.5	32	qd
616501	Perletto	4161	0.47	1.1	44	qd
616502	Perletto	4161	2.93	1.95	153	qd
616601	Torre Bormida	4226	1.23	0.75	167	qd
622101	Pareto	6125	0.02	0.17	13	qv
622201	Spigno Monferrato	6125	0.01	0.16	4	qv
622401	Novi Ligure	6114	315.52	33	975	qd

## **ALLEGATO III**

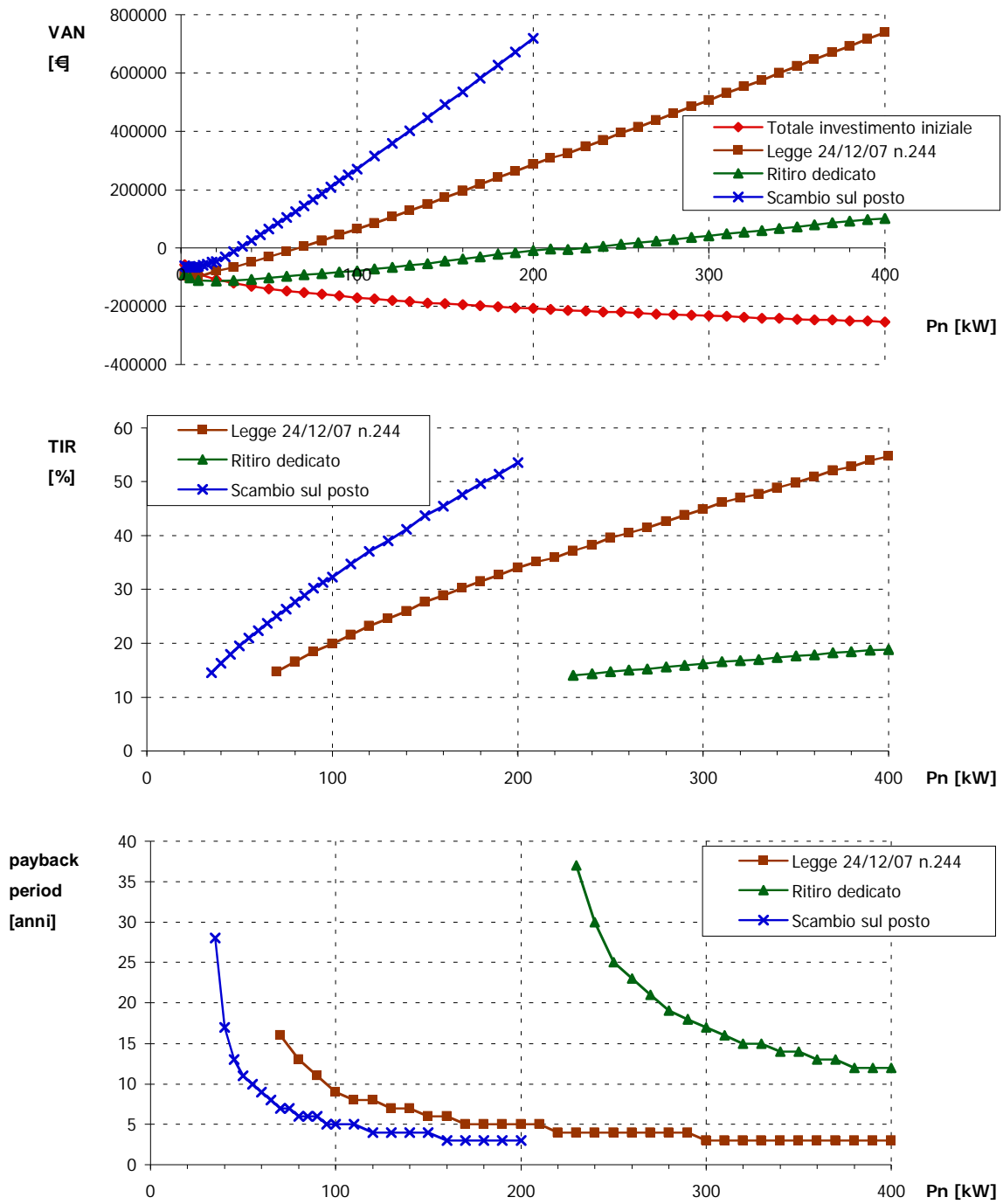
### *VALUTAZIONE DELLA REDDITIVITÀ DEGLI IMPIANTI*



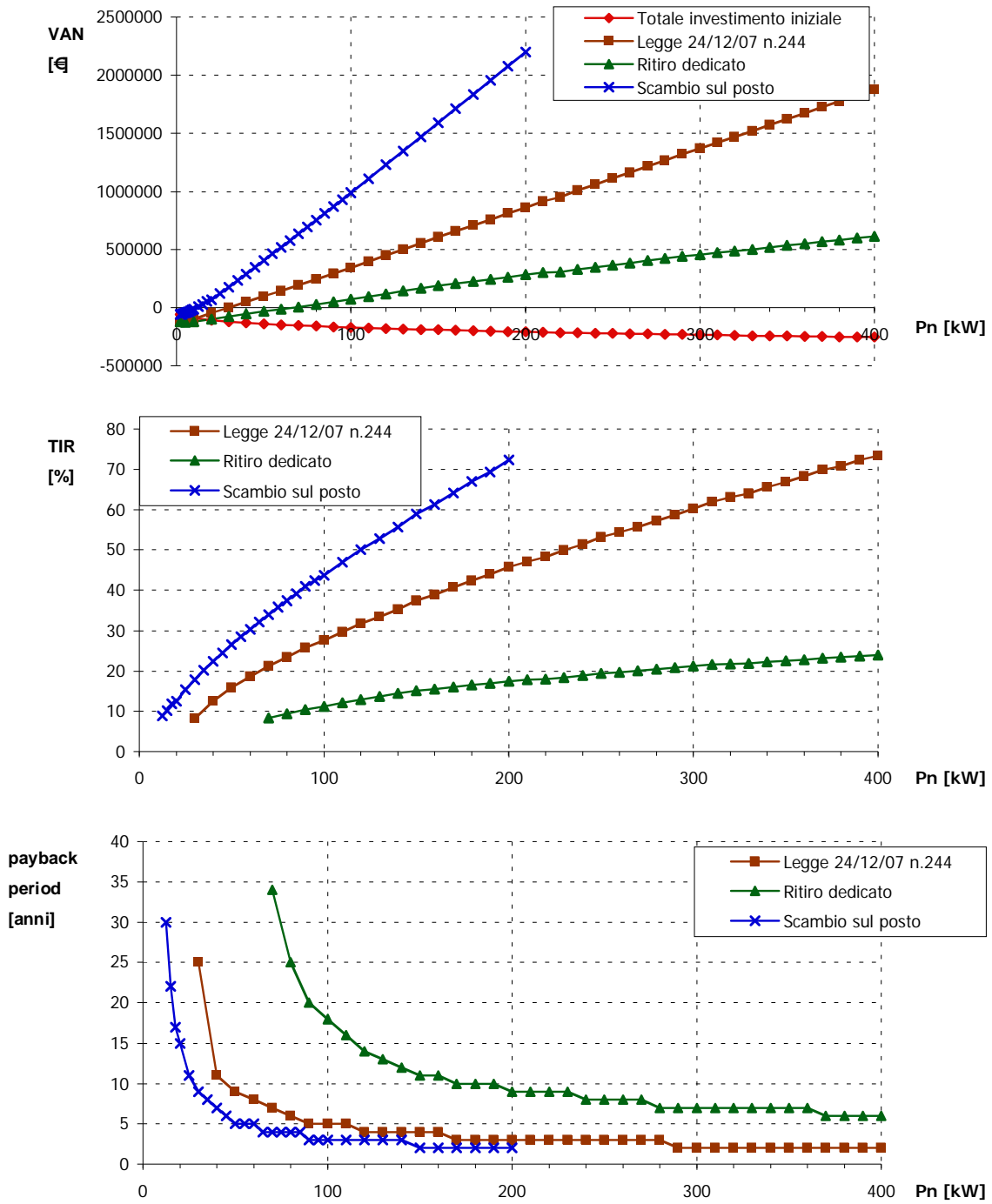
**Fig. 1:** Impianti entrati in funzione dopo il 1° gennaio 2008. Risultati delle analisi nell'ipotesi di un rendimento dell'impianto del 30% ed un WACC del 8%.



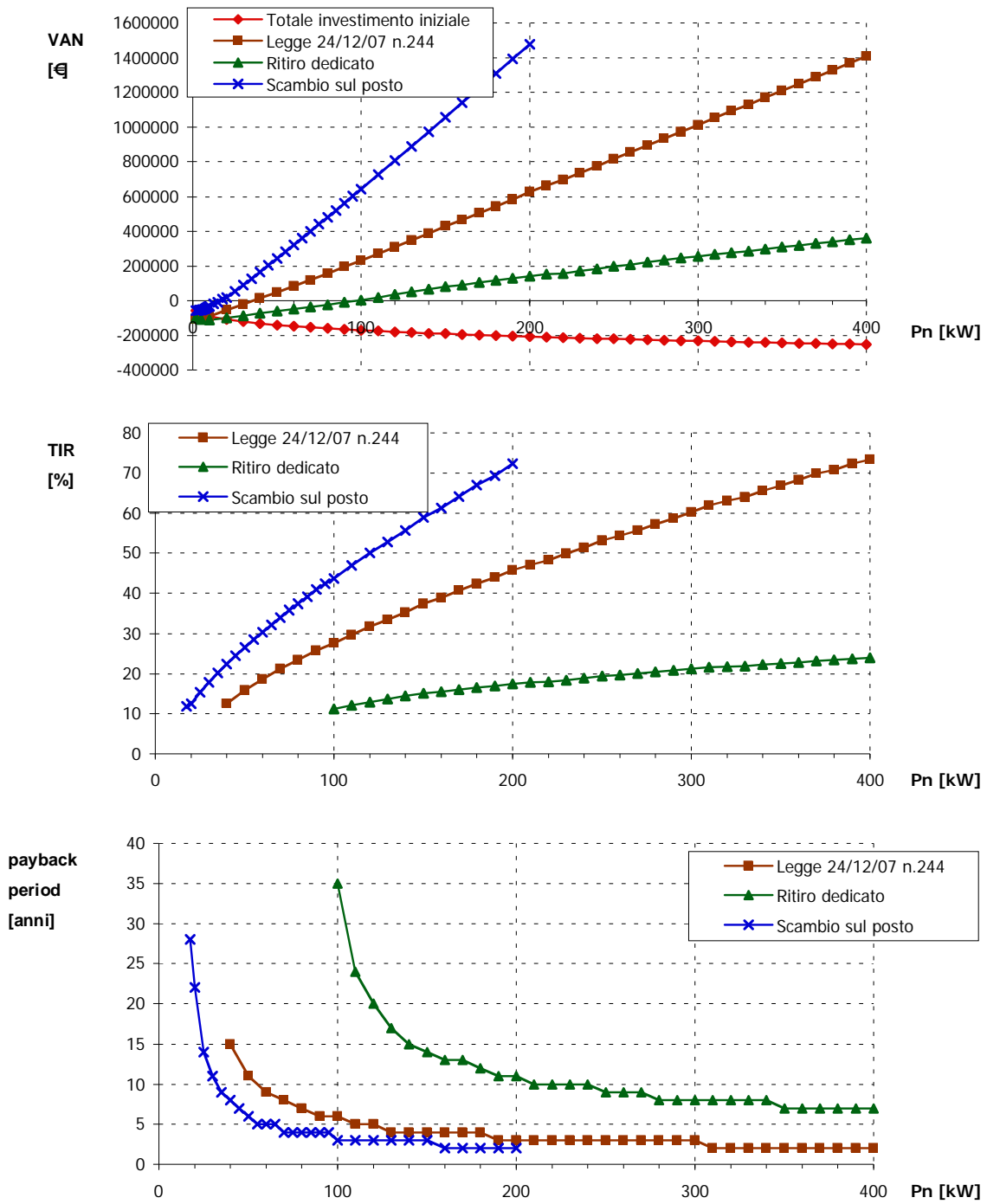
**Figura 2:** Impianti entrati in funzione dopo il 1° gennaio 2008. Risultati delle analisi nell'ipotesi di un rendimento dell'impianto del 30% ed un WACC del 11%.



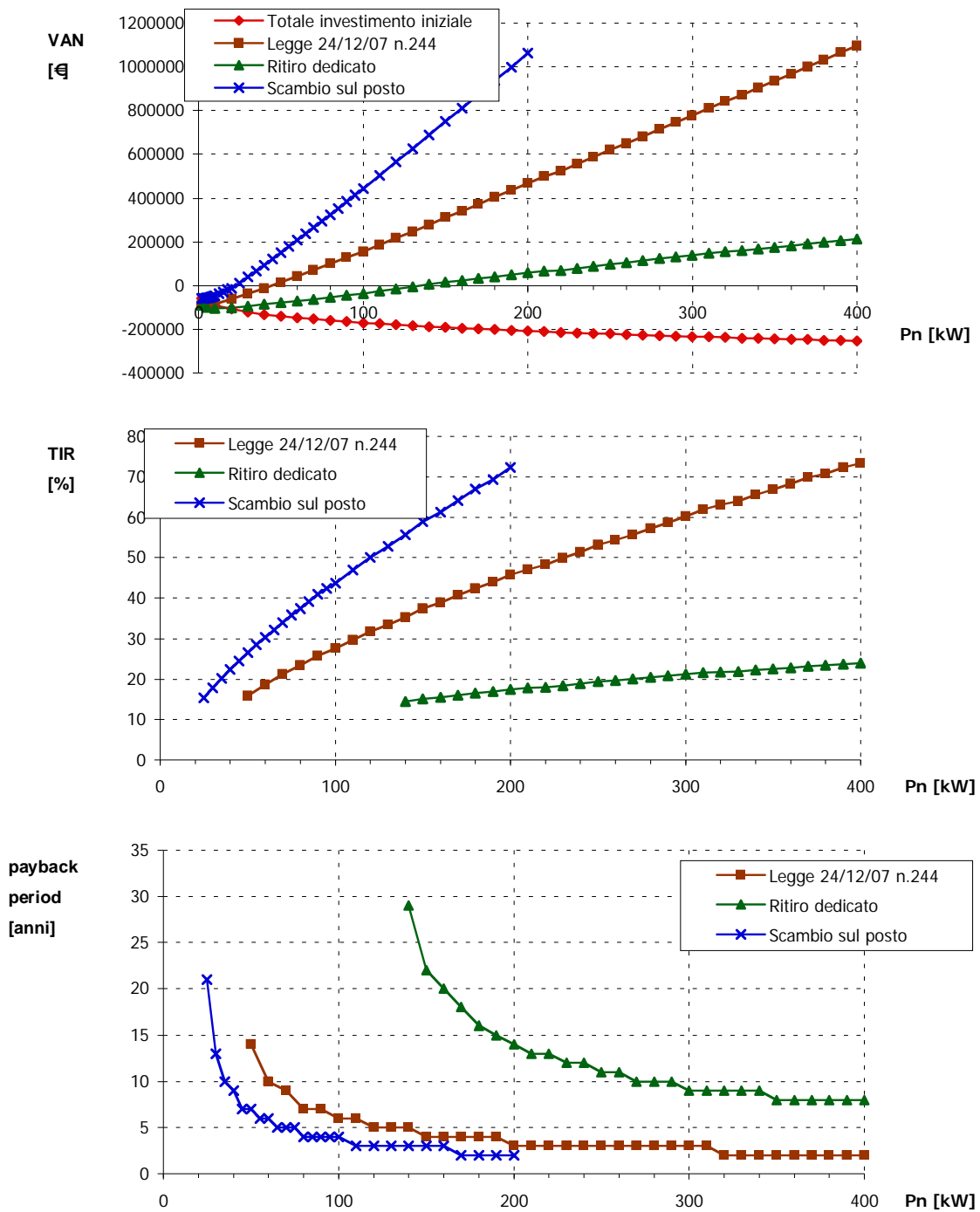
**Figura 3:** Impianti entrati in funzione dopo il 1° gennaio 2008. Risultati delle analisi nell'ipotesi di un rendimento dell'impianto del 30% ed un WACC del 14%.



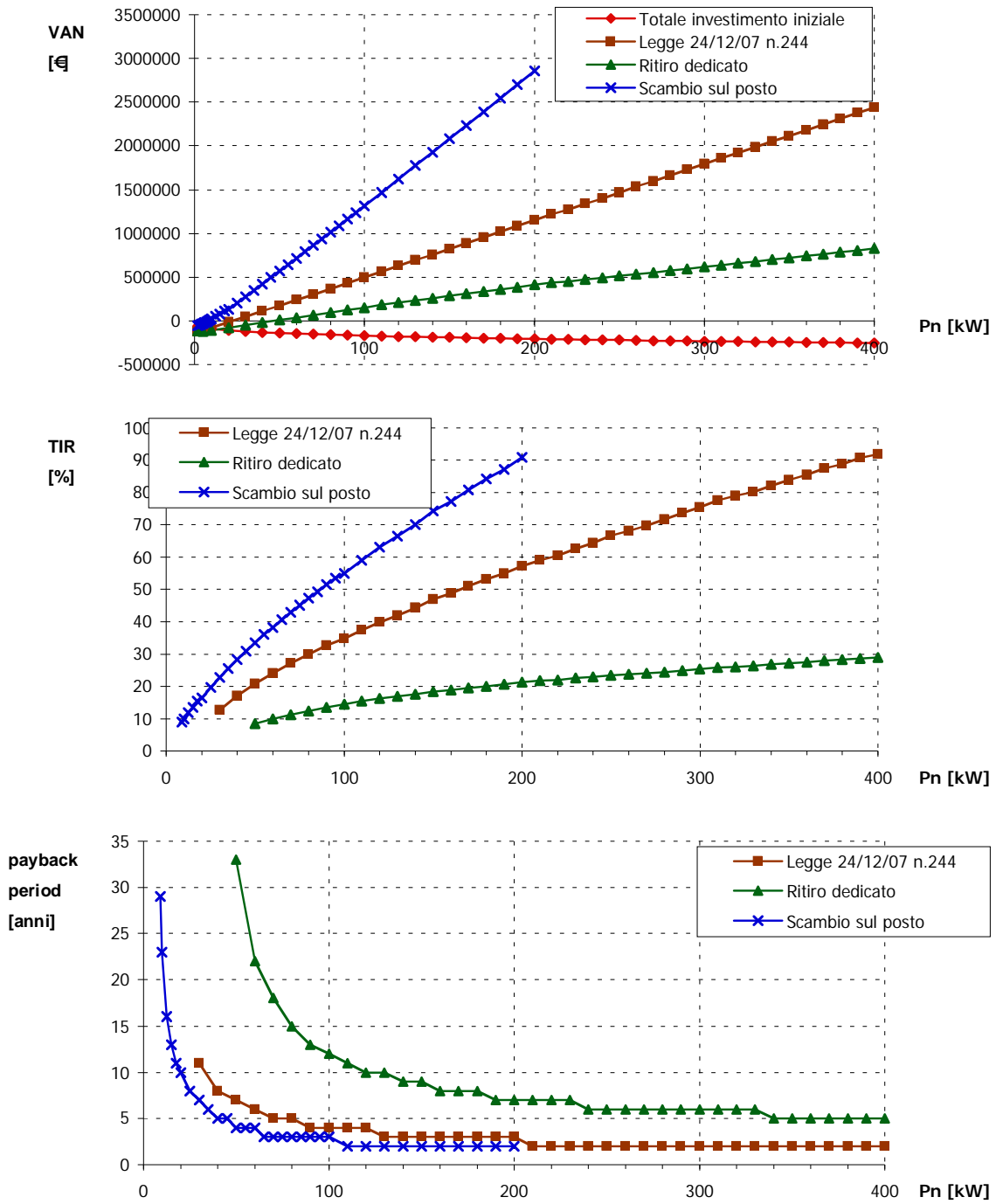
**Figura 4:** Impianti entrati in funzione dopo il 1° gennaio 2008. Risultati delle analisi nell'ipotesi di un rendimento dell'impianto del 40% ed un WACC del 8%.



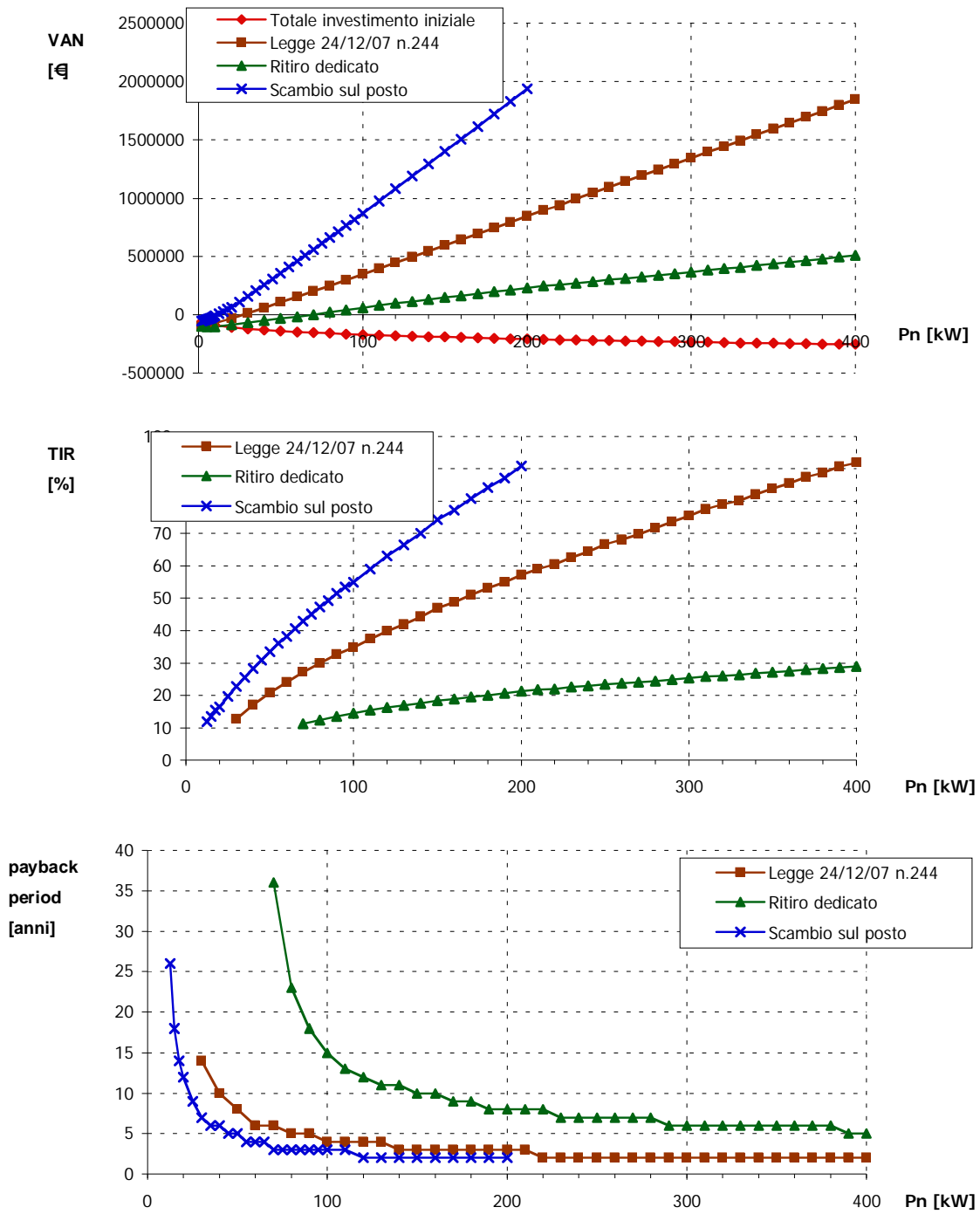
**Figura 5:** Impianti entrati in funzione dopo il 1° gennaio 2008. Risultati delle analisi nell'ipotesi di un rendimento dell'impianto del 40% ed un WACC del 11%.



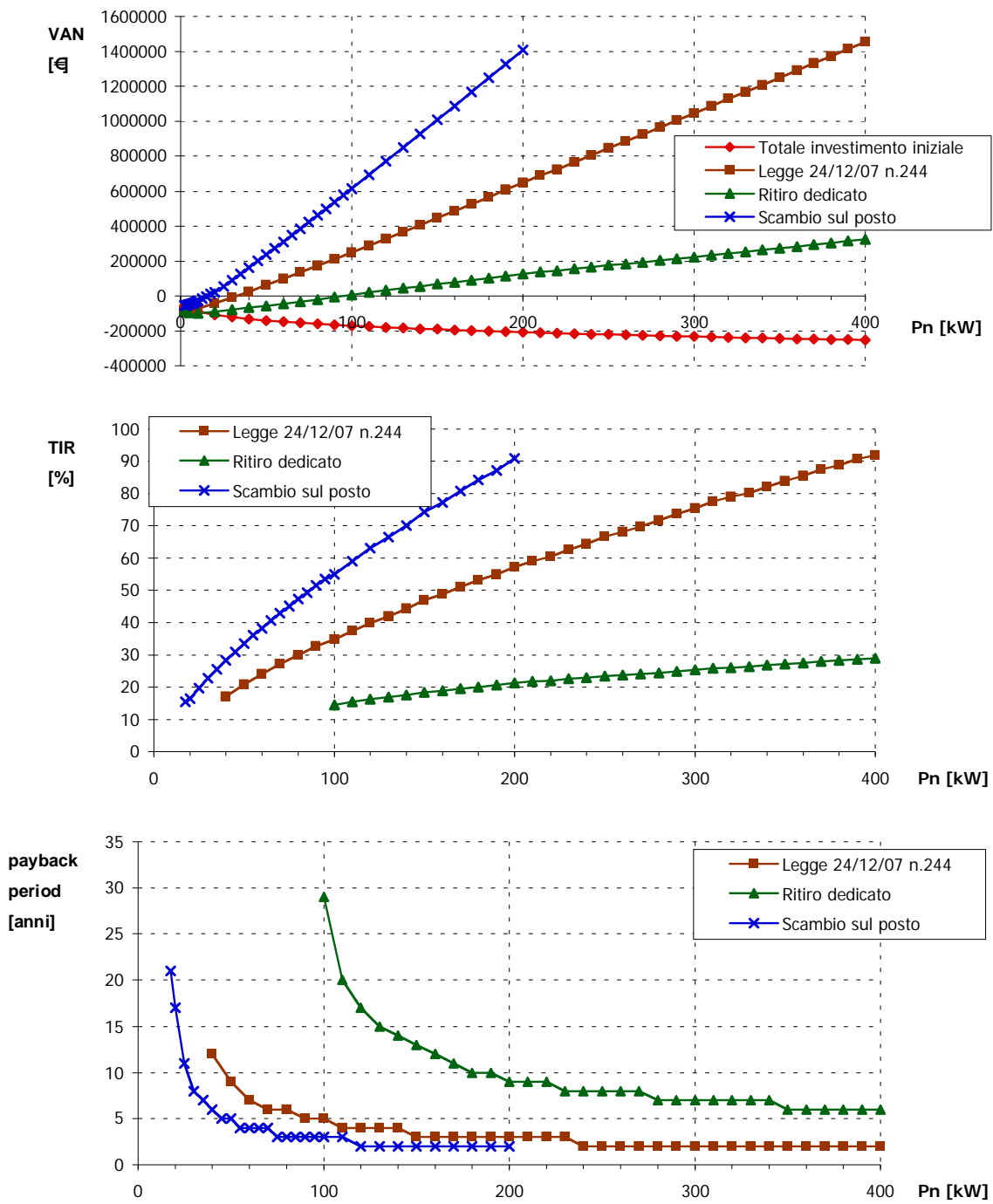
**Figura 6:** Impianti entrati in funzione dopo il 1° gennaio 2008. Risultati delle analisi nell'ipotesi di un rendimento dell'impianto del 40% ed un WACC del 14%.



**Figura 7:** Impianti entrati in funzione dopo il 1° gennaio 2008. Risultati delle analisi nell'ipotesi di un rendimento dell'impianto del 50% ed un WACC del 8%.



**Figura 8:** Impianti entrati in funzione dopo il 1° gennaio 2008. Risultati delle analisi nell'ipotesi di un rendimento dell'impianto del 50% ed un WACC del 11%.



**Figura 9:** Impianti entrati in funzione dopo il 1° gennaio 2008. Risultati delle analisi nell'ipotesi di un rendimento dell'impianto del 50% ed un WACC del 14

Potenza nominale in kW		> 200	100 - 200		50 - 100		20 - 50		10 - 20		< 10							
TIR scenario rend. 30%		>	54	32	-	54	20	-	32	9	-	20	N.C.	-	9	<	N.C.	%
TIR scenario rend. 40%		>	72	43	-	72	27	-	43	12	-	27	N.C.	-	12	<	N.C.	%
TIR scenario rend. 50%		>	90	55	-	90	34	-	55	17	-	34	N.C.	-	17	<	N.C.	%
VAN rend. 30% - WACC 8%		>	1543289	659543	-	1543289	243239	-	659543	2088	-	243239	-43392	-	2088	<	-43392	euro
VAN rend. 40% - WACC 8%		>	2198418	987107	-	2198418	407021	-	987107	67601	-	407021	-10636	-	67601	<	-10636	euro
VAN rend. 50% - WACC 8%		>	2853547	1314672	-	2853547	570803	-	1314672	133114	-	570803	22121	-	133114	<	22121	euro
VAN rend. 30% - WACC 11%		>	1019534	412311	-	1019534	130246	-	412311	-28898	-	130246	-55620	-	-28898	<	-55620	euro
VAN rend. 40% - WACC 11%		>	1477155	641122	-	1477155	244651	-	641122	16864	-	244651	-32739	-	16864	<	-32739	euro
VAN rend. 50% - WACC 11%		>	1934776	869933	-	1934776	359056	-	869933	62626	-	359056	-9858	-	62626	<	-9858	euro
VAN rend. 30% - WACC 14%		>	718350	269873	-	718350	64921	-	269873	-47059	-	64921	-62946	-	-47059	<	-62946	euro
VAN rend. 40% - WACC 14%		>	1062699	442047	-	1062699	151008	-	442047	-12624	-	151008	-45729	-	-12624	<	-45729	euro
VAN rend. 50% - WACC 14%		>	1407048	614222	-	1407048	237095	-	614222	21811	-	237095	-28511	-	21811	<	-28511	euro
Payback Period rend. 30% - WACC 8%		>	3	4	-	3	8	-	4	38	-	8	N.C.	-	38	<	N.C.	anni
Payback Period rend. 40% - WACC 8%		>	2	3	-	2	5	-	3	15	-	5	N.C.	-	15	<	N.C.	anni
Payback Period rend. 50% - WACC 8%		>	2	3	-	2	4	-	3	10	-	4	23	-	10	<	23	anni
Payback Period rend. 30% - WACC 11%		>	3	5	-	3	9	-	5	N.C.	-	9	N.C.	-	N.C.	<	N.C.	anni
Payback Period rend. 40% - WACC 11%		>	2	3	-	2	6	-	3	22	-	6	N.C.	-	22	<	N.C.	anni
Payback Period rend. 50% - WACC 11%		>	2	3	-	2	5	-	3	12	-	5	N.C.	-	12	<	N.C.	anni
Payback Period rend. 30% - WACC 14%		>	3	5	-	3	11	-	5	N.C.	-	11	N.C.	-	N.C.	<	N.C.	anni
Payback Period rend. 40% - WACC 14%		>	2	4	-	2	7	-	4	N.C.	-	7	N.C.	-	N.C.	<	N.C.	anni
Payback Period rend. 50% - WACC 14%		>	2	3	-	2	5	-	3	17	-	5	N.C.	-	17	<	N.C.	anni
ATO	Provincia	def. Pn	numero di impianti per classe di potenziale intrinseco [kW]													Totale imp.		
1	NO - VB	A	5	4		13		33		24		38		117				
		B	8	9		13		36		22		42		130				
2	VC - BI	A	1	4		6		6		13		34		64				
		B	1	4		6		8		18		35		72				
3	TO	A	5	8		6		25		27		48		119				
		B	6	11		8		26		35		48		134				
4	CN	A	3	4		8		21		25		44		105				
		B	6	3		17		25		31		69		151				
5	AT	A	0	0		0		0		0		0		0				
		B	0	0		0		0		0		0		0				
6	AL	A	2	0		0		1		5		10		18				
		B	2	0		0		1		5		15		23				
Potenza nominale in kW			> 200	100 - 200	50 - 100	20 - 50	10 - 20	< 10										

Tabella 1: Scambio sul posto (N.C. = valore non calcolabile per la potenza installata).

Potenza nominale in kW		> 200	100 - 200		50 - 100		20 - 50		10 - 20		< 10		
TIR scenario rend. 30%	>	34	20	- 34	10	- 20	N.C.	- 10	N.C.	- N.C.	<	N.C.	%
TIR scenario rend. 40%	>	46	28	- 46	16	- 28	N.C.	- 16	N.C.	- N.C.	<	N.C.	%
TIR scenario rend. 50%	>	57	35	- 57	21	- 35	N.C.	- 21	N.C.	- N.C.	<	N.C.	%
VAN rend. 30% - WACC 8%	>	573201	193791	- 573201	21728	- 193791	-79844	- 21728	-120793	- -79844	<	-120793	euro
VAN rend. 40% - WACC 8%	>	863555	345435	- 863555	98581	- 345435	-46247	- 98581	-98687	- -46247	<	-98687	euro
VAN rend. 50% - WACC 8%	>	1153908	497080	- 1153908	174403	- 497080	-12977	- 174403	-76582	- -12977	<	-76582	euro
VAN rend. 30% - WACC 11%	>	573201	193791	- 573201	21728	- 193791	-79844	- 21728	-120793	- -79844	<	-120793	euro
VAN rend. 40% - WACC 11%	>	624317	232019	- 624317	49401	- 232019	-53201	- 49401	-88831	- -53201	<	-88831	euro
VAN rend. 50% - WACC 11%	>	848276	347232	- 848276	107007	- 347232	-28673	- 107007	-72036	- -28673	<	-72036	euro
VAN rend. 30% - WACC 14%	>	286156	64701	- 286156	-30710	- 64701	-79330	- -30710	-98226	- -79330	<	-98226	euro
VAN rend. 40% - WACC 14%	>	466901	156764	- 466901	15718	- 156764	-59862	- 15718	-84806	- -59862	<	-84806	euro
VAN rend. 50% - WACC 14%	>	647646	248827	- 647646	61750	- 248827	-40661	- 61750	-71385	- -40661	<	-71385	euro
Payback Period rend. 30% - WACC 8%	>	4	7	- 4	14	- 7	N.C.	- 14	N.C.	- N.C.	<	N.C.	anni
Payback Period rend. 40% - WACC 8%	>	3	5	- 3	9	- 5	N.C.	- 9	N.C.	- N.C.	<	N.C.	anni
Payback Period rend. 50% - WACC 8%	>	3	4	- 3	7	- 4	N.C.	- 7	N.C.	- N.C.	<	N.C.	anni
Payback Period rend. 30% - WACC 11%	>	4	7	- 4	14	- 7	N.C.	- 14	N.C.	- N.C.	<	N.C.	anni
Payback Period rend. 40% - WACC 11%	>	3	6	- 3	11	- 6	N.C.	- 11	N.C.	- N.C.	<	N.C.	anni
Payback Period rend. 50% - WACC 11%	>	3	4	- 3	8	- 4	N.C.	- 8	N.C.	- N.C.	<	N.C.	anni
Payback Period rend. 30% - WACC 14%	>	5	9	- 5	N.C.	- 9	N.C.	- N.C.	N.C.	- N.C.	<	N.C.	anni
Payback Period rend. 40% - WACC 14%	>	3	6	- 3	14	- 6	N.C.	- 14	N.C.	- N.C.	<	N.C.	anni
Payback Period rend. 50% - WACC 14%	>	3	5	- 3	9	- 5	N.C.	- 9	N.C.	- N.C.	<	N.C.	anni
ATO	Provincia	def. Pn	numero di impianti per classe di potenziale intrinseco [kW]										Totale imp.
1	NO - VB	A	5	4	13	33	24	38	117				
		B	8	9	13	36	22	42	130				
2	VC - BI	A	1	4	6	6	13	34	64				
		B	1	4	6	8	18	35	72				
3	TO	A	5	8	6	25	27	48	119				
		B	6	11	8	26	35	48	134				
4	CN	A	3	4	8	21	25	44	105				
		B	6	3	17	25	31	69	151				
5	AT	A	0	0	0	0	0	0	0				
		B	0	0	0	0	0	0	0				
6	AL	A	2	0	0	1	5	10	18				
		B	2	0	0	1	5	15	23				
Potenza nominale in kW		> 200	100 - 200		50 - 100		20 - 50		10 - 20		< 10		

Tabella 2: LEGGE 24/12/2007 n.244 (N.C. = valore non calcolabile per la potenza installata).

Potenza nominale in kW		> 200	100 - 200		50 - 100		20 - 50		10 - 20		< 10				
TIR scenario rend. 30%	>	13	N.C.	-	13	N.C.	-	N.C.	N.C.	-	N.C.	<	N.C.	%	
TIR scenario rend. 40%	>	17	11	-	17	N.C.	-	11	N.C.	-	N.C.	<	N.C.	%	
TIR scenario rend. 50%	>	21	14	-	21	N.C.	-	14	N.C.	-	N.C.	<	N.C.	%	
VAN rend. 30% - WACC 8%	>	154685	-8715	-	154685	-76168	-	-8715	-123943	-	-76168	-134179	<	-134179	euro
VAN rend. 40% - WACC 8%	>	283013	71898	-	283013	-31355	-	71898	-100441	-	-31355	-122428	<	-122428	euro
VAN rend. 50% - WACC 8%	>	411341	152511	-	411341	8952	-	152511	-78343	-	8952	-110677	<	-110677	euro
VAN rend. 30% - WACC 11%	>	51926	-52506	-	51926	-91824	-	-52506	-116933	-	-91824	-119037	<	-116933	euro
VAN rend. 40% - WACC 11%	>	141566	3804	-	141566	-59934	-	3804	-100517	-	-59934	-110829	<	-100517	euro
VAN rend. 50% - WACC 11%	>	231206	60114	-	231206	-31779	-	60114	-84743	-	-31779	-102620	<	-102620	euro
VAN rend. 30% - WACC 14%	>	-8458	-78808	-	-8458	-	-	-78808	-113304	-	-	-110665	<	-113304	euro
VAN rend. 40% - WACC 14%	>	58993	-36436	-	58993	-77290	-	-36436	-100950	-	-77290	-104489	<	-100950	euro
VAN rend. 50% - WACC 14%	>	126445	5936	-	126445	-56104	-	5936	-88904	-	-56104	-98312	<	-88904	euro
Payback Period rend. 30% - WACC 8%	>	13	N.C.	-	13	N.C.	-	N.C.	N.C.	-	N.C.	<	N.C.	anni	
Payback Period rend. 40% - WACC 8%	>	9	18	-	9	N.C.	-	18	N.C.	-	N.C.	<	N.C.	anni	
Payback Period rend. 50% - WACC 8%	>	7	12	-	7	33	-	12	N.C.	-	33	<	N.C.	anni	
Payback Period rend. 30% - WACC 11%	>	18	N.C.	-	18	N.C.	-	N.C.	N.C.	-	N.C.	<	N.C.	anni	
Payback Period rend. 40% - WACC 11%	>	11	35	-	11	N.C.	-	35	N.C.	-	N.C.	<	N.C.	anni	
Payback Period rend. 50% - WACC 11%	>	8	15	-	8	N.C.	-	15	N.C.	-	N.C.	<	N.C.	anni	
Payback Period rend. 30% - WACC 14%	>	N.C.	N.C.	-	N.C.	N.C.	-	N.C.	N.C.	-	N.C.	<	N.C.	anni	
Payback Period rend. 40% - WACC 14%	>	14	N.C.	-	14	N.C.	-	N.C.	N.C.	-	N.C.	<	N.C.	anni	
Payback Period rend. 50% - WACC 14%	>	9	29	-	9	N.C.	-	29	N.C.	-	N.C.	<	N.C.	anni	
ATO	Provincia	def. Pn	numero di impianti per classe di potenziale intrinseco [kW]										Totale imp.		
1	NO - VB	A	5	4	13	33	24	38	117						
		B	8	9	13	36	22	42	130						
2	VC - BI	A	1	4	6	6	13	34	64						
		B	1	4	6	8	18	35	72						
3	TO	A	5	8	6	25	27	48	119						
		B	6	11	8	26	35	48	134						
4	CN	A	3	4	8	21	25	44	105						
		B	6	3	17	25	31	69	151						
5	AT	A	0	0	0	0	0	0	0						
		B	0	0	0	0	0	0	0						
6	AL	A	2	0	0	1	5	10	18						
		B	2	0	0	1	5	15	23						
Potenza nominale in kW		> 200	100 - 200		50 - 100		20 - 50		10 - 20		< 10				

Tabella 3: Ritiro dedicato (N.C. = valore non calcolabile per la potenza installata).