

ALMA MATER STUDIORUM - UNIVERSITÀ DI BOLOGNA

SCUOLA DI INGEGNERIA E ARCHITETTURA

DICAM

Dipartimento di Ingegneria civile, chimica, ambientale e dei Materiali

CORSO DI LAUREA IN INGEGNERIA PER L'AMBIENTE E IL TERRITORIO

TESI DI LAUREA

in
Idrologia T

**VALUTAZIONE DI UN IMPIANTO IDROELETTRICO
SU TORRENTE CANEPA,
NELLA REPUBBLICA DI SAN MARINO**

CANDIDATO
Andrea Terenzi

RELATORE:
Chiar.mo Prof. Alberto Marinelli

Anno Accademico 2015/2016

Sessione II

Indice

Introduzione-premessa	3
Capitolo 1	5
1.1 L'energia a San Marino.....	5
1.2 Il Piano Energetico Nazionale (PEN) della Repubblica di San Marino.....	5
1.3.1 Fonti e fabbisogno di energia elettrica.....	6
1.3.2 Tariffe energia elettrica	9
1.3.3 Energia elettrica da fotovoltaico: incentivazione ieri e oggi.....	12
Capitolo 2	16
2.1 Inquadramento territoriale.....	16
2.2 Inquadramento idrologico.....	16
2.3 Inquadramento geologico e climatico.....	18
2.4 Presentazione area di studio: Canepa.....	19
2.5 Cenni storici sui Mulini di Canepa.....	22
2.6 La situazione attuale: sorgente di Canepa e centrale di potabilizzazione di Galavotto.....	24
Capitolo 3	31
3.1 Dati raccolti: portate della sorgente di Canepa.....	31
3.2 Valutazione del salto geodetico disponibile, l'esperienza fatta.....	33
3.3 Curva di durata delle portate: teoria e costruzione curva di durata media di Canepa.....	35
3.4 Valutazione di un impianto idroelettrico nel Fosso di Canepa.....	39
3.4.1 Introduzione idroelettrico.....	39
3.4.2 Presentazione delle soluzioni per sfruttare il salto e le portate disponibili.....	43
3.4.3 Calcolo delle curve di potenza prodotta e energia cumulata con le soluzioni alternative di impianti idroelettrici.....	45
3.4.4 Calcolo delle curve di potenza prodotta e energia cumulata con le varie condotte commerciali.....	55
3.5 Confronto tra andamento delle portate a Canepa e precipitazioni cumulate.....	57

Capitolo 4	62
4.1 Inserimento impianto idroelettrico di Canepa nel contesto energetico sammarinese e incidenza di esso sulla quota parte di energia elettrica prodotta a San Marino.....	62
4.2 Valutazione economica dell'impianto di Canepa e stima della convenienza...	63
4.3 Valutazione di inserimento dell'impianto idroelettrico di Canepa nel contesto attuale.....	67
4.4 Breve valutazione della potenzialità del fotovoltaico e dell'eolico a San Marino.....	70
Conclusioni	74
Bibliografia e fonti	76

INTRODUZIONE - PREMESSA

Il presente elaborato muove da un iniziale interesse da me dimostrato verso gli argomenti della prima parte del corso di Idrologia – T, frequentato nel secondo ciclo di lezioni dell'anno accademico 2015-2016. In particolare tali argomenti sono inerenti a tutto ciò che riguarda l'acquisizione, il trattamento e l'utilizzazione dei dati pluviometrici al fine di eseguire il bilancio idrologico in un determinato bacino e ottenerne le curve di possibilità climatica, dalle quali poi dimensionare opere idrauliche prevalentemente per eventi straordinari. Avendo infatti fin da bambino particolare interesse per la meteorologia, riconoscevo in tali argomenti molti aspetti legati alla mia passione. Il problema maggiore si è presentato nel momento in cui mi sono reso conto che a San Marino, dove vivo, non si dispone tuttora di dati pluviometrici significativi su cui basarsi per studi di infrastrutture idrauliche, essendo le misurazioni iniziate soltanto negli ultimi anni.

Continuando poi a seguire il corso di Idrologia – T in esame abbiamo affrontato una parte legata alle portate di acqua più che alle precipitazioni, ossia ai deflussi, eseguendo una esercitazione relativa alla valutazione di un impianto idroelettrico a partire dalle misurazioni di portate fluviali.

Pian piano, man mano che il corso procedeva, con l'approvazione e il consiglio del docente relatore con il quale mi confrontavo passo passo, ho acquisito sempre più informazioni sul sistema idrologico sammarinese, capendo quali erano i dati su cui effettuare degli studi, le tematiche che potevo affrontare e delineando sempre di più l'argomento attorno al quale la presente tesi si sarebbe concentrata.

Ho dunque scoperto e posto l'attenzione, sempre su consiglio del relatore, sul Fosso di Canepa, ossia un torrente nella Repubblica di San Marino in cui è presente una sorgente dalla quale sgorga acqua per tutto l'anno, che viene captata e inserita nel sistema acquedottistico sammarinese; proprio per tale motivo si hanno misurazioni della portata captata, ossia appunto dati sui quali potersi basare per delle valutazioni o degli studi. Unendo tale fatto alla presenza di un notevole salto geodetico tra la captazione e la centrale di potabilizzazione dell'acquedotto risultava logico e sensato pensare alla valutazione di un impianto per la produzione di energia idroelettrica, idea già presa in considerazione da studi passati a San Marino e sulla quale ho deciso di scrivere una tesi di laurea.

Mi sono pertanto mosso per raccogliere quante più informazioni e dati possibili relativi all'energia elettrica e al sistema idrologico sammarinese, in particolare facendo visita al sito in esame, la sorgente nel Fosso di Canepa, e alla centrale di potabilizzazione di Galavotto, dove l'acqua di Canepa giunge attraverso una condotta a gravità; dopo aver eseguito vari calcoli e valutazioni ho infine proceduto alla stesura del presente elaborato.

Per quanto riguarda quest'ultimo, è stato strutturato in 4 capitoli, suddivisi nel seguente modo: nel capitolo 1 ho presentato tutto il discorso inerente l'energia elettrica a San

Marino, dalle varie fonti, al fabbisogno, alle tariffe, alla presentazione e incentivazione per la produzione di energia da fonti rinnovabili; nel capitolo 2 ho invece inquadrato l'area considerata dal punto di vista geografico, idrologico, geologico e climatico, andando a focalizzarmi principalmente sull'area di studio specifica, ossia Canepa, presentando anche la situazione attuale; il capitolo 3 rappresenta invece la parte centrale della tesi, in quanto è quello in cui, partendo dalla presentazione dei dati raccolti e degli esperimenti fatti, ho eseguito la vera e propria valutazione dell'impianto idroelettrico: muovendo infatti dalla costruzione delle curve di durata delle portate, ho presentato le varie soluzioni di turbine idroelettriche per poi eseguire la valutazione con due soluzioni alternative di impianti idroelettrici; per dare maggiore validità allo studio svolto e per rimanere in tema della mia passione per la meteorologia e tutto ciò che la riguarda ho infine confrontato l'andamento delle portate di Canepa con le precipitazioni cumulate; per terminare, nel capitolo 4 ho inserito l'impianto idroelettrico di Canepa nel contesto dell'energia elettrica sammarinese, facendo anche alcune valutazioni economiche per mostrarne la fattibilità e la convenienza; nel penultimo paragrafo, molto importante, ho poi studiato l'impianto adattandolo alla centrale di potabilizzazione attuale senza apportarne modifiche, in modo da rendere maggiore la possibilità di realizzazione dell'impianto; prima di concludere ho poi analizzato le altre fonti energetiche rinnovabili che potrebbero essere rivalutate e prese maggiormente in considerazione a San Marino, mostrandone e calcolandone le potenzialità.

CAPITOLO 1

1.1 L'energia a San Marino

La Repubblica di San Marino dipende totalmente dall'importazione di energia dall'estero; gas, elettricità, combustibili fossili sono acquistati e non sono presenti sul territorio impianti di produzione energetica se si eccettua una ancor modesta produzione di energia elettrica per via fotovoltaica a partire dal 2011. Si può quindi affermare che la Repubblica di San Marino è esclusivamente un consumatore di energia.

L'approvvigionamento di acqua è in minima parte effettuato sfruttando le risorse idriche interne e in larga parte attraverso l'importazione dall'Italia: San Marino importa il 16% dell'acqua che consuma dalla diga di Ridracoli attraverso il Consorzio Romagna Acque, un altro 12% da Hera che arriva direttamente a Torraccia e a Galazzano, un altro 20% da fonti interne e il restante 52% circa dal Marecchia.

L'energia elettrica è stata acquistata, fino a poco fa, principalmente da Enel Trade S.p.A. e il gas naturale dalla Snam Eni Gas S.p.A.; l'A.A.S.S. (Azienda Autonoma di Stato per i Servizi Pubblici) è l'unico ente distributore dei servizi energetici e idrici e tutti i dati economici e di consumo sono forniti dall'Ufficio Commerciale dell'A.A.S.S.

1.2 Il Piano Energetico Nazionale (PEN) della Repubblica di San Marino

Il Piano Energetico della Repubblica di San Marino (PEN) è lo strumento di riferimento, coordinato con gli altri strumenti di riferimento di pianificazione dello stato, con il quale la Repubblica di San Marino individua gli obiettivi principali e le direttrici di sviluppo e potenziamento del sistema energetico statale per la produzione, il trasporto, il risparmio e la distribuzione di energia.

Il piano delinea, attraverso i dati ed i bilanci energetici, il quadro della situazione energetica nella Repubblica di San Marino, fissa obiettivi ed individua i criteri generali relativi agli interventi energetici in funzione di fattori ambientali ed urbanistici.

Il PEN 2012-2015 si propone di continuare l'azione di indirizzo dello Stato sammarinese verso una gestione intelligente dell'energia ed il risparmio energetico intrapresa con il PEN 2008-2011, che costituisce il primo tentativo organico nella storia della Repubblica di San Marino di fornire un quadro complessivo della situazione energetica della Repubblica, articolata in base alle fonti energetiche e alle tipologie d'uso finale.

1.3 L'energia elettrica a San Marino

Come già detto, l'energia elettrica a San Marino proviene quasi totalmente dall'acquisto da fuori, eccetto una piccola percentuale di essa prodotta tramite impianti fotovoltaici nella Repubblica. Fino a qualche anno fa l'acquisto era totalmente effettuato presso la ditta italiana Enel, mentre oggi San Marino importa l'energia elettrica sia dall'Enel ma anche e sempre maggiormente da altri fornitori, francesi e svizzeri, essendo il mercato dell'energia elettrica un mercato libero.

L'energia elettrica arriva a San Marino attraverso due linee di alta Tensione a 132.000 Volts che alimentano la sottostazione di Cailungo e da una linea, sempre a 132.000 Volts, che alimenta la sottostazione di Rovereta.

Da queste due sottostazioni si diramano le linee di distribuzione in media tensione (15.000 Volts) che arrivano fino alle cabine di trasformazione da media a bassa tensione. Da queste ripartono le linee di alimentazione per le utenze.

L'A.A.S.S. è l'ente che assicura agli utenti un continuo servizio di assistenza tecnica con una dotazione organica di 28 dipendenti.

Ai fini del presente elaborato, vado a svolgere un'analisi delle fonti e del fabbisogno dell'energia elettrica a San Marino, del costo di importazione, delle tariffe per gli utenti e degli incentivi per la sua produzione da fonti rinnovabili; per effettuare ciò mi sono avvalso anche del sopra introdotto Piano Energetico Nazionale (PEN) 2012-2015 della Repubblica di San Marino, redatto dall'Autorità di Regolazione per i Servizi Pubblici e l'Energia e approvato dal Consiglio Grande e Generale nella seduta del 27 novembre 2013, ai sensi dell'articolo 2, comma 1, punto a) della Legge 7 maggio 2008 n.72, sentito il riferimento del Segretario di Stato per il Territorio e l'Ambiente.

1.3.1 Fonti e fabbisogno di energia elettrica

Fino al 2010 l'unica fonte da cui proveniva l'energia elettrica consumata a San Marino era l'acquisto, l'importazione di essa dall'Italia; oggi invece si ha una fonte "alternativa", rappresentata dai circa 1000/1200 impianti fotovoltaici installati negli ultimi 5 anni in Repubblica. Il fotovoltaico costituisce una delle fonti energetiche rinnovabili (FER), che nel caso della Repubblica di San Marino, priva di risorse energetiche proprie, rappresentano l'unica alternativa praticabile per assicurare un minimo di indipendenza energetica al Paese. Le fonti energetiche rinnovabili sono il Sole, il vento, le risorse idriche, le risorse geotermiche, le maree ed il moto ondoso, i prodotti vegetali e le deiezioni animali (*biomasse*); per la produzione di energia elettrica si ha:

- fotovoltaico: come già detto, oggi San Marino possiede circa 1000/1200 impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica;
- eolico: in Repubblica non sono tuttora presenti impianti eolici;
- idroelettrico: con le attuali tecnologie le potenzialità di sfruttamento delle risorse idriche sono decisamente limitate in Repubblica; ad oggi non risultano infatti realizzazioni in quest'ambito.

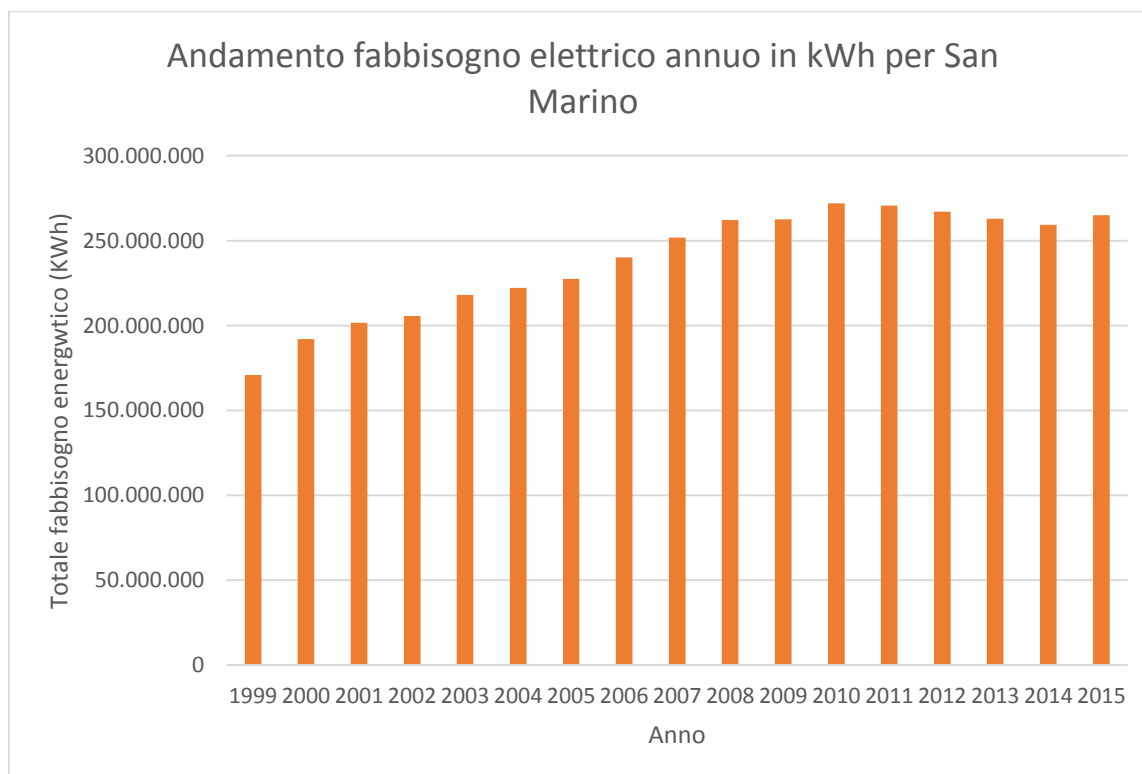
Negli ultimi anni, il fabbisogno di energia elettrica per la Repubblica di San Marino si è stabilizzato sui 260GWh, a seguito della continua crescita della domanda complessiva di energia elettrica tra il 1999 e il 2010, periodo in cui si è avuto un incremento complessivo del 60,84%, pari ad un incremento medio annuo del 5,07%. A partire dal 2010 si ha anche una quota parte di energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici installati nel territorio nazionale, che nel 2015 è arrivata a coprire il 3,2%

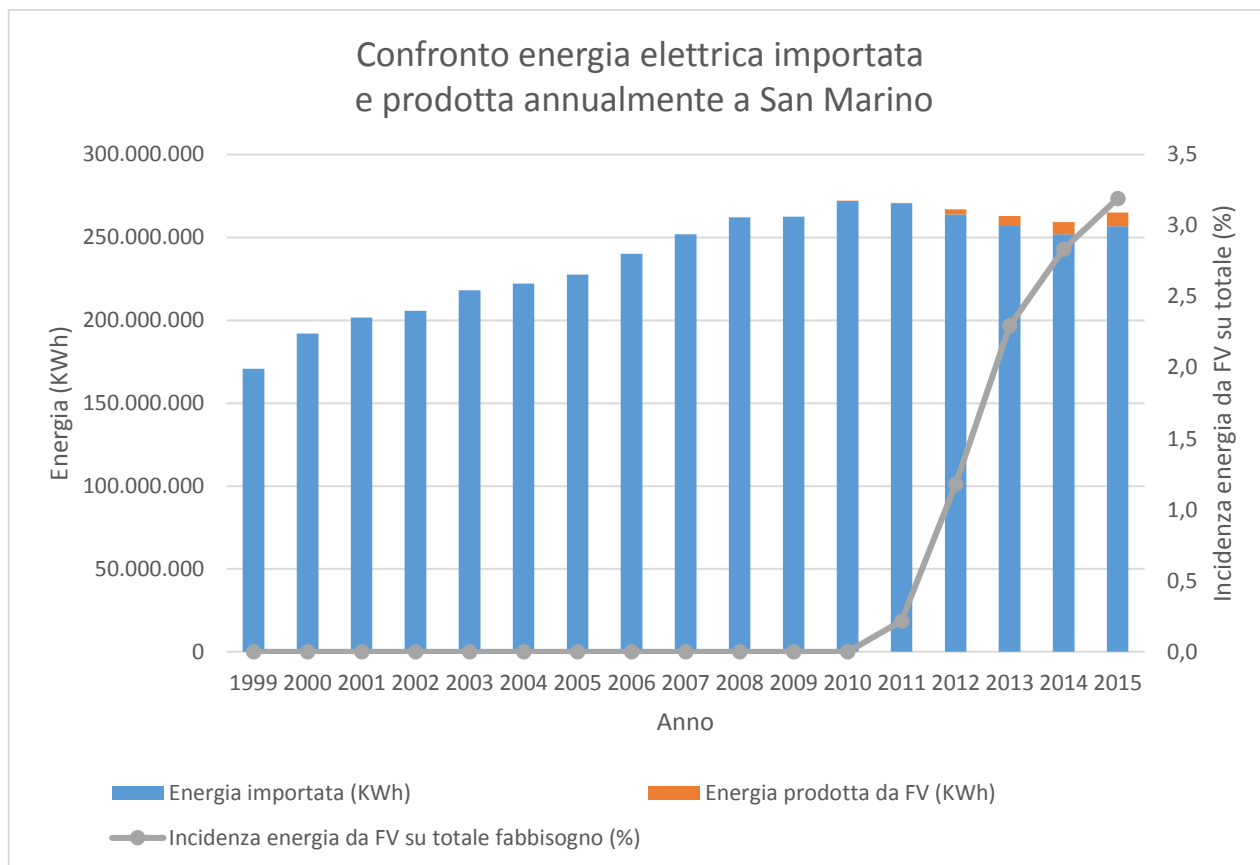
del fabbisogno totale annuo.

Nella tabella sottostante riporto l'andamento del fabbisogno di energia elettrica dal 1999 al 2015 e la ripartizione tra l'energia importata da fuori territorio e quella prodotta da fotovoltaico, con i rispettivi istogrammi.

Anno	Totale fabbisogno energetico R.S.M. (kWh)	Energia importata (kWh)	Energia prodotta da FV (kWh)	Incidenza energia da FV su totale fabbisogno (%)
1999	170.881.886	170.881.886	0	0
2000	192.125.120	192.125.120	0	0
2001	201.638.891	201.638.891	0	0
2002	205.683.299	205.683.299	0	0
2003	218.016.766	218.016.766	0	0
2004	222.226.530	222.226.530	0	0
2005	227.507.320	227.507.320	0	0
2006	240.156.836	240.156.836	0	0
2007	251.818.612	251.818.612	0	0
2008	262.211.293	262.211.293	0	0
2009	262.589.803	262.589.803	0	0
2010	272.042.107	272.040.890	1.217	0,0004
2011	270.762.142	270.173.009	589.133	0,22
2012	267.050.741	263.895.688	3.155.053	1,18
2013	262.859.046	256.824.194	6.034.852	2,30
2014	259.282.654	251.933.900	7.348.754	2,83
2015	265.103.535	256.646.390	8.457.145	3,19

Tabella 1.1: Dati sull' energia elettrica a San Marino





Come si nota, a partire dal 2010 il consumo elettrico annuo nella Repubblica di San Marino, dopo essere incrementato fino ad un valore massimo di 272GWh nel 2010, è iniziato a diminuire, stabilizzandosi attorno ai 260/262GWh annui medi negli ultimi 5 anni; questo è dovuto anche agli sforzi fatti tramite il Piano Energetico Nazionale, che ha cercato di ridurre i consumi attraverso un utilizzo più consapevole dell'energia elettrica.

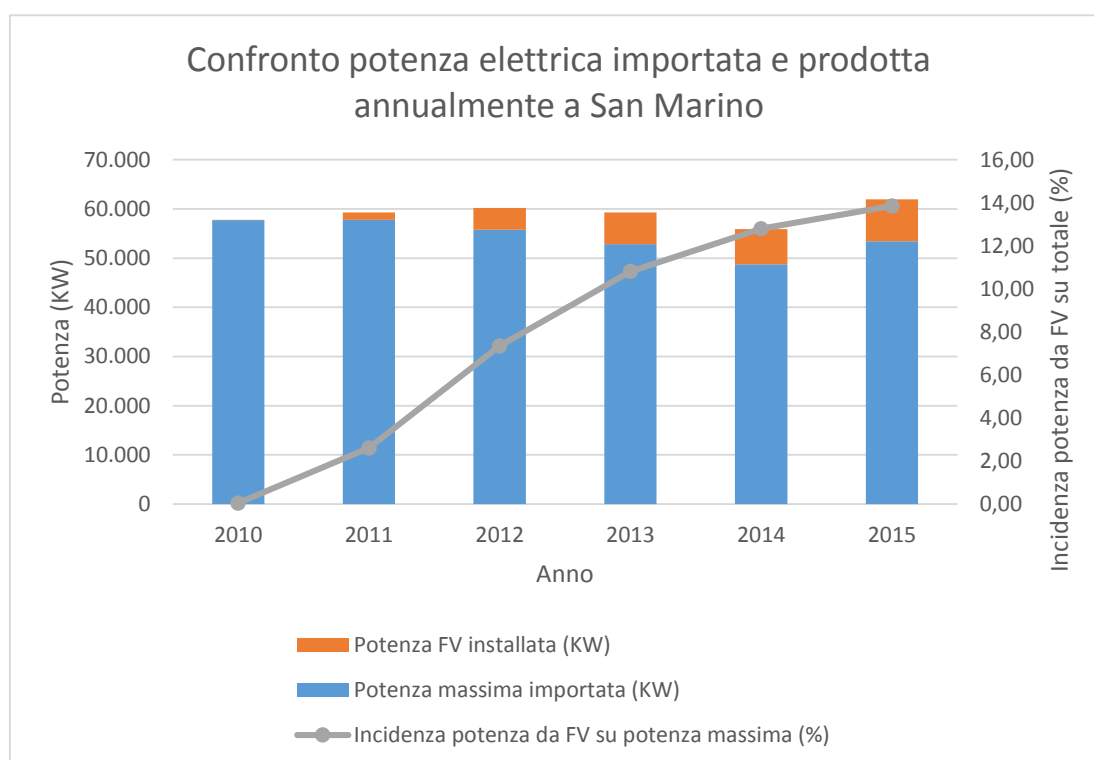
Dall'ultimo istogramma emerge invece come, sempre a partire dal 2010, l'incidenza dell'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici sia cresciuta di anno in anno arrivando al 3,2% del fabbisogno elettrico totale annuo.

Per quanto riguarda la potenza elettrica, il picco massimo che viene garantito dall'A.A.S.S. si attesta sui 55/60MW e, se fino a qualche anno fa si registrava nel periodo autunnale, tra novembre e dicembre, con l'illuminazione pubblica attiva e il riscaldamento acceso negli edifici, adesso, con la presenza del condizionamento in sempre più abitazioni, si ha nei giorni feriali di fine giugno e luglio, con le industrie ancora in funzione e le giornate più calde.

Con la seguente tabella e istogramma voglio mostrare l'andamento della potenza massima importata e prodotta dal fotovoltaico, e l'incidenza di quest'ultima sulla totale, che si dimostra sempre maggiore negli anni, con valori percentuali assai maggiori rispetto all'incidenza sul fabbisogno energetico.

Anno	Potenza massima importata (kW)	Potenza FV installata (kW)	Incidenza potenza da FV su potenza massima (%)
2010	57.710	24	0,04
2011	57.765	1.545	2,60
2012	55.755	4.423	7,35
2013	52.875	6.407	10,81
2014	48.720	7.150	12,80
2015	53.400	8.588	13,85

Tabella 1.2: Dati sulla potenza elettrica a San Marino



1.3.2 Tariffe energia elettrica

Come detto sopra, l'A.A.S.S, che fino a qualche anno fa acquistava dall'Italia tutta l'energia elettrica, oggi la acquista da vari fornitori e poi la rivende alle utenze sammarinesi con prezzi differenziati in base alla tipologia d'uso.

Per quanto riguarda la tariffa di acquisto dell'energia elettrica si può dire che essa è variabile, in quanto i fornitori ad oggi sono diversi e i prezzi variano abbastanza spesso, perché per l'energia elettrica il mercato è libero e la competitività dei fornitori abbassa i prezzi, a differenza del gas per il quale il mercato è monopolistico e per il quale limitare i costi è più difficile.

In base all'accordo tra il Governo della Repubblica di San Marino e il Governo della Repubblica Italiana in materia di cooperazione economica, firmato il 31 marzo 2009, la nostra Repubblica ha attualmente un diritto di importazione di 54 MW/giorno dal

canale francese o svizzero. I partner negli acquisti di energia sono Enel Trade S.p.A. e Axpo Italia; questo ha permesso di abbassare i costi di importazione dell'energia elettrica negli ultimi anni, come mostrerò in seguito.

Per quanto riguarda la distribuzione alle utenze, i contratti di fornitura di energia elettrica sono suddivisi in tre macro categorie:

- usi domestici;
- altri usi;
- illuminazione pubblica.

Con la Delibera in materia tariffaria N.4/2012 del 17 Dicembre 2012 l'Autorità di Regolazione per i Servizi Pubblici e l'Energia ha approvato in via definitiva e permanente le tariffe elettriche approvate in via provvisoria con le Delibere in materia tariffaria N.2/2011 del 23 Marzo 2011, N.3/2011 del 08 luglio 2011, N.6/2011 del 07 Dicembre 2011. Le tariffe di vendita dell'energia elettrica sotto riportate hanno assunto validità definitiva a decorrere dal 1 gennaio 2013.

Tipologia d'uso	Tariffe in vigore sino al 31.03.2011		Tariffe in vigore dal 01.04.2011		Incremento (%)
	Corrispettivo di energia (€/kWh)	Corrispettivo di Potenza (€/kW)mese	Corrispettivo di energia (€/kWh)	Corrispettivo di Potenza (€/kW)mese	
usi domestici					
a2) Potenza impegnata 1.5 kW (primi 160 kWh)	0,07289	0,80003	0,0758	0,880033	4
a3) Potenza impegnata 1.5 kW (oltre 160 kWh)	0,15572	0,80003	0,16818	0,880033	8
b2) Potenza impegnata 3/4.5 kW (primi 160 kWh)	0,08283	0,80003	0,08945	0,880033	8
b3) Potenza impegnata 3/4.5 kW (oltre 160 kWh)	0,17228	0,80003	0,18951	0,880033	10
c1) Potenza impegnata 6 kW	0,17228	2,03644	0,18951	2,240084	10
usi diversi	(€/kWh)	(€/kW)mese	(€/kWh)	(€/kW)mese	%
a2) Bassa utilizzazione (< 60 h /Wh/k W.mese) Potenza impegnata fino a 20 kW	0,15066	1,88059	0,16271	2,068649	8
b2) Ridotta utilizzazione (< 95 h /Wh/k W.mese) Potenza impegnata fino a 30 kW	0,13589	2,5975	0,14676	2,85725	8
c2) Normale utilizzazione (< 100 h /Wh/k W.mese) Potenza impegnata fino a 100 kW	0,109303	4,69628	0,11805	5,165908	8
d2) Normale utilizzazione (< 200 h /Wh/k W.mese) Potenza impegnata oltre 100 kW in MT	0,083897	4,29107	0,09396	4,720177	8
e2) Normale utilizzazione (< 200 h /Wh/k W.mese) Potenza impegnata oltre 100 kW in BT	0,100676	5,14928	0,11276	5,6642124	12
f2) Alta utilizzazione (> 200 h /Wh/k W.mese) Potenza impegnata oltre 100 kW in MT	0,075196	5,90152	0,08422	6,491672	12
g2) Alta utilizzazione (> 200 h /Wh/k W.mese) Potenza impegnata oltre 100 kW in BT	0,090235	7,08182	0,10106	7,7900064	12
pubblica illuminazione	(€/kWh)	(€/kW)mese			
	0,069825	2,17			

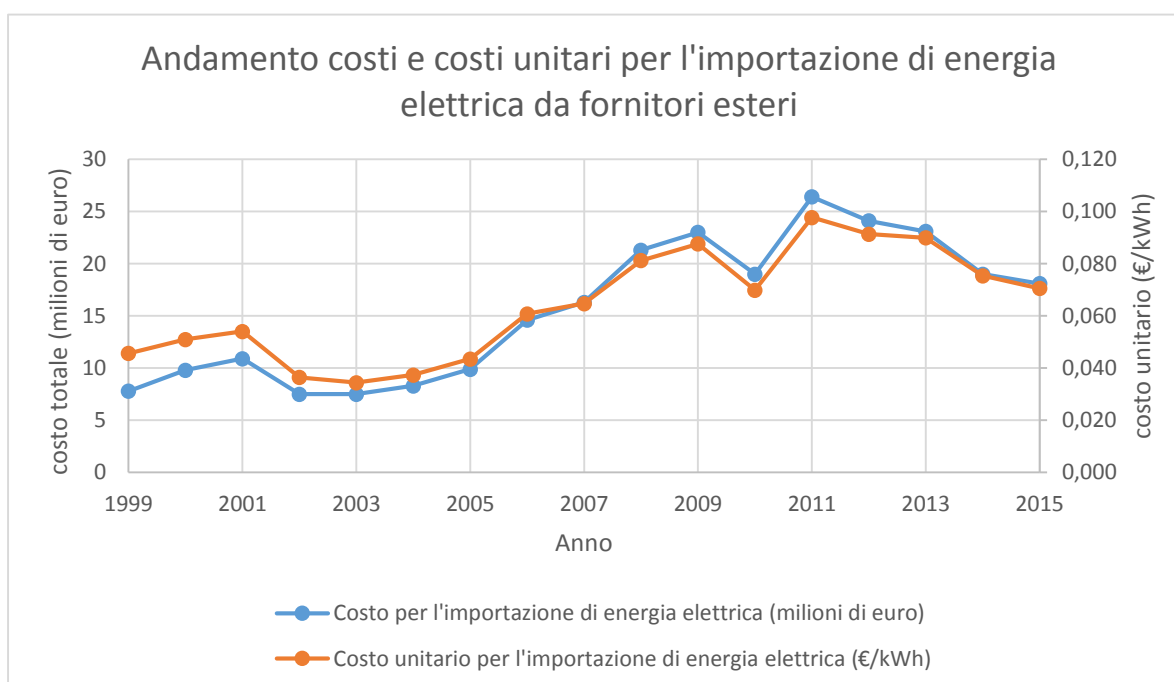
Tabella 1.3: Tariffe di vendita dell'energia elettrica a San Marino

Come si può notare, le tariffe attualmente in vigore hanno subito tutte un incremento rispetto alle tariffe precedenti. Nonostante ciò il prezzo in €/kWh risulta ancora tra i più bassi in Europa, al pari quasi di quello francese, dove si ha produzione di energia elettrica col nucleare.

Riporto ora in tabella e grafico i costi sostenuti dall'A.A.S.S. per l'acquisto di energia elettrica da Enel Trade S.p.A. e dagli altri fornitori nel periodo 1999-2015.

Anno	Costo per l'importazione di energia elettrica (milioni di euro)	Costo unitario per l'importazione di energia elettrica (€/kWh)
1999	7,8	0,046
2000	9,8	0,051
2001	10,9	0,054
2002	7,5	0,036
2003	7,5	0,034
2004	8,3	0,037
2005	9,9	0,044
2006	14,6	0,061
2007	16,3	0,065
2008	21,3	0,081
2009	23	0,088
2010	19	0,070
2011	26,4	0,098
2012	24,1	0,091
2013	23,1	0,090
2014	19	0,075
2015	18,1	0,071

Tabella 1.4: Costi e costi unitari per l'importazione di energia elettrica a San Marino



Dal grafico si nota chiaramente come, a partire dal 2005 e fino al 2011, ci sia stato un aumento graduale dei costi totali, dovuto anche all'aumento del fabbisogno, come già visto, ma anche dei costi unitari, per cui il prezzo di importazione unitario medio è aumentato in tali anni. In seguito, a partire dal 2011 si è avuta un'inversione di tendenza, in quanto i consumi si sono abbassati leggermente arrivando a stabilizzarsi attorno ai 260/262GWh annui, ma i costi sostenuti dall'A.A.S.S. per l'importazione sono calati e sembra stiano tuttora calando, facendo di conseguenza diminuire anche i costi unitari, che nel 2015 sono tornati ad essere prossimi ai 0,07€/kWh, dopo aver raggiunto il valore di 0,098€/kWh nel 2011.

Il motivo di questa diminuzione è da individuare essenzialmente nel fatto che da qualche anno San Marino non ha più come unico fornitore l'Enel, ma ha fornitori principalmente francesi, come già accennato, che hanno prezzi di vendita più competitivi su un mercato che è libero. Infatti il costo unitario è quello della quotazione alla borsa energetica del GME (valore PUN – Nord Italia), e non c'è contratto ma quotazione che varia ogni dieci minuti tutti i giorni dell'anno (analogamente alla borsa valori per le azioni).

Per le successive stime che farò nel presente elaborato utilizzerò un valore di costo unitario medio, come quelli riportati nella tabella 1.4; questo è dato dal totale annuo delle uscite monetarie avute per l'importazione di energia elettrica fratto il totale dell'energia importata e rappresenta dunque il costo medio unitario dell'energia elettrica, espresso appunto in €/kWh.

1.3.3 Energia elettrica da fotovoltaico: incentivazione ieri e oggi

A partire dal 2010, con l'avvento dei primi impianti fotovoltaici e San Marino, era stato istituito un primo Conto Energia, che risultava molto vantaggioso in quanto stabiliva tariffe fino a 0,45€/kWh prodotto. Il Conto Energia è infatti un incentivo che consiste nella remunerazione con una tariffa incentivante dell'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici connessi alla rete elettrica.

Questo sistema di incentivazione è stato introdotto nella Repubblica di San Marino nel 2009, con il Decreto Delegato 25 giugno 2009 n. 92 (Primo Conto Energia) seguito poi dai Decreti Delegati 6 marzo 2012 n. 20 e 17 luglio 2012 n. 84 (Secondo Conto Energia), dal Decreto Delegato 25 luglio 2013 n. 97 (Terzo Conto Energia) e dal Decreto Delegato 24 luglio 2014 n. 120 (Quarto Conto Energia).

Dalla fine del 2015 non è più presente nessun Conto Energia, per cui attualmente non si hanno tariffe incentivanti per chi decide di installare un impianto fotovoltaico.

Fino allo scorso anno pertanto il richiedente (Soggetto Responsabile), una volta connesso l'impianto fotovoltaico alla rete elettrica A.A.S.S., poteva fare richiesta di concessione della tariffa incentivante, presentando domanda allo Sportello per l'Energia. L'energia prodotta da impianti fotovoltaici aveva diritto ad una tariffa incentivante che in relazione alla potenza nominale e alla tipologia dell'impianto

assumeva il valore di cui alle successive tabelle, tratte dalla delibera tariffaria n. 2 del 2014 inerente la "Revisione delle tariffe incentivanti per la produzione elettrica da impianti fotovoltaici di cui alla Legge n.48 del 2014", che elenca le tariffe per l'anno 2015.

Gli impianti classificati nel plafond 2015, relativamente ai primi 500 kW cumulati beneficeranno per un periodo massimo continuativo di 8 anni delle tariffe incentivanti di cui alla tabella 1.4, art. 6, del D.D. 120/2014:

Tariffe per i primi 500 kW di potenza nominale cumulata			
P: Potenza nominale dell' impianto (kW)	Impianto fotovoltaico installato su edifici	Altro impianto fotovoltaico	Impianto fotovoltaico integrato con caratteristiche innovative
$1 \leq P \leq 4,5$	0,14 €/kWh	0,12 €/kWh	0,16 €/kWh
$4,5 < P \leq 10$	0,12 €/kWh	0,10 €/kWh	0,14 €/kWh
$10 < P \leq 20$	0,10 €/kWh	0,09 €/kWh	

Tabella 1.5: Tariffe incentivanti per la produzione elettrica da impianti fotovoltaici a San Marino in vigore nel 2015, relativamente ai primi 500 kW cumulati

Gli impianti classificati nel plafond 2015, relativamente ai kW successivi ai primi 500, beneficeranno invece per un periodo massimo continuativo di 7 anni delle tariffe incentivanti di cui alla tabella 1.5, art. 6, del D.D. 120/2014:

Tariffe oltre i primi 500 kW di potenza nominale cumulata			
P: Potenza nominale dell' impianto (kW)	Impianto fotovoltaico installato su edifici	Altro impianto fotovoltaico	Impianto fotovoltaico integrato con caratteristiche innovative
$1 \leq P \leq 4,5$	0,10 €/kWh	0,09 €/kWh	0,12 €/kWh
$4,5 < P \leq 10$	0,09 €/kWh	0,08 €/kWh	0,10 €/kWh
$10 < P \leq 20$	0,08 €/kWh	0,07 €/kWh	

Tabella 1.6: Tariffe incentivanti per la produzione elettrica da impianti fotovoltaici a San Marino in vigore nel 2015, relativamente ai kW successivi ai primi 500

Inizialmente il problema era però l'elevato costo di installazione degli impianti: un impianto da 3,5kW per esempio costava circa 13000/14000€.

Dopo 6 anni, il costo degli impianti è calato molto, grazie allo sviluppo tecnologico, tanto che per un impianto da 3,5kW ora si spende circa 5000/6000€. Così come i costi dell'impianto, sono tuttavia diminuiti gli incentivi per promuovere il fotovoltaico, infatti l'ultimo Conto Energia, lo scorso 2015, prevedeva tariffe dell'ordine di 0,18/0,20€/kWh, molto minori di quelle del primo Conto Energia di 0,45€/kWh. La tariffa incentivante era comunque compatibile unicamente con il regime di scambio sul posto e non con altri tipi di incentivazione, come per esempio la detraibilità del costo dell'impianto fotovoltaico dalla dichiarazione dei redditi; decorsi i periodi massimi continuativi di beneficio della tariffa incentivante sopra menzionati, l'utente poteva e quindi ancora potrà scegliere se continuare con il regime di scambio sul posto o se attivare la cessione in rete dell'energia prodotta (non consumata) quindi ceduta alla rete elettrica pubblica e remunerata con una tariffa di cessione.

Oggi dunque non esistono più incentivi veri e propri per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, ma se si possiede un impianto fotovoltaico le possibilità che si hanno sono due:

- attuare il regime di scambio sul posto;
- attivare la cessione in rete dell'energia prodotta (non consumata).

Lo scambio sul posto, regolato dall'art. 22 della Legge n.48/2014, è una particolare modalità di valorizzazione dell'energia elettrica che consente, al Soggetto Responsabile di un impianto, di realizzare una specifica forma di autoconsumo immettendo in rete l'energia elettrica prodotta ma non direttamente autoconsumata, per poi prelevarla in un momento differente da quello in cui avviene la produzione e comunque entro l'anno solare successivo. Il meccanismo di scambio sul posto, da richiedere all'A.A.S.S., si affiancava fino alla fine dello scorso anno all'incentivo in Conto Energia. L'utente che intende aderire al regime di scambio sul posto deve farne richiesta all'A.A.S.S. al momento in cui richiede la connessione alla rete pubblica del proprio impianto.

Una forma particolare dello scambio sul posto è il cosiddetto regime speciale. Il regime speciale di scambio sul posto è il meccanismo attraverso il quale è possibile operare il saldo, su base annuale, fra l'energia assorbita dalla rete elettrica pubblica (quale utente A.A.S.S.) e l'energia prodotta da impianto FV (installato a distanza) quindi immessa nella medesima rete. Qualora il saldo risulti positivo, l'energia elettrica prodotta in eccesso costituisce credito energetico da utilizzarsi entro l'anno solare successivo.

Tale regime speciale consente al soggetto di utilizzare altre aree di proprietà oppure in diritto di superficie, non necessariamente all'interno della particella catastale ove avviene il prelievo di energia elettrica, al fine di soddisfare il proprio fabbisogno energetico, immettendo energia in altri punti.

Possono beneficiare di tale meccanismo:

- la persona fisica e l'operatore economico che intenda realizzare un impianto di potenza nominale non superiore a 6 kW;
- le Società Energetiche (art. 36 della Legge 48/2014), se costituite esclusivamente da persone fisiche non operatori economici;
- le persone giuridiche.

Coloro che intenderanno beneficiare di tale meccanismo potranno installare l'impianto FV su :

- altre aree di proprietà oppure in diritto di superficie;

- superfici esterne degli involucri e coperture di edifici, strutture edilizie pubbliche, spazi di sosta, piazzali, parcheggi, aree pavimentate pubbliche, ricevute in godimento a titolo gratuito dall'Amministrazione Pubblica, attraverso apposito procedimento di selezione.

La seconda possibilità che si ha, tuttora ancora quasi inutilizzata in quanto con l'incentivazione presente fino a fine 2015 risulta sconveniente, è quella di attuare la cessione in rete dell'energia elettrica prodotta con l'impianto fotovoltaico. Tale energia elettrica viene retribuita al valore di 0,04€/kWh, fissato all'unanimità dalla Delibera dell'Autorità di Regolazione per i Servizi Pubblici e l'Energia, in applicazione di quanto previsto all'art. 19, comma 1, lettera a) e all'art. 23 della Legge 48/2014, sentito il parere dell'A.A.S.S.

Tuttavia, allo scadere delle autorizzazioni concesse per usufruire delle vecchie tariffe incentivanti nei prossimi anni, la seconda possibilità potrebbe prendere via via sempre più piede, in quanto forse risulterà sempre più vantaggiosa rispetto allo scambio sul posto, venute a mancare le tariffe incentivanti dall'anno solare in corso.

Lo scambio sul posto si attua tramite uno speciale contatore, l'M1 (Misuratore di energia di consegna), che conteggia sia tutta l'energia prodotta dall'utente o socio produttore, sia tutta quella che dalla rete giunge all'utente; si fa quindi un saldo che, se risulta essere positivo, cioè l'energia prodotta è superiore all'energia assorbita, verrà inserito in fattura con descrizione "credito energetico anno precedente" espresso in kWh. L'utente potrà utilizzare il suddetto credito durante l'anno solare successivo, senza possibilità di cumularla per gli anni seguenti. Se invece il saldo risulta negativo, l'utente paga secondo le tariffe già elencate ai precedenti paragrafi l'energia elettrica in più che riceve dalla rete.

Infine attraverso i contatori M2 (Misuratore di energia prodotta da impianto F.E.R.) installati a valle dei pannelli fotovoltaici si misura la quantità di energia elettrica che essi producono; a valle dei contatori il produttore stesso utilizza l'energia che produce e, se non la consuma, è immessa nella rete di distribuzione dell'A.A.S.S.

CAPITOLO 2

2.1 Inquadramento territoriale

Per il presente elaborato di tesi mi sono mosso all'interno del territorio della Repubblica di San Marino, che si estende per una superficie di 61,196 km² sul versante adriatico della penisola italiana, in corrispondenza dei primi rilievi della catena appenninica, ai piedi del Montefeltro, compreso fra le regioni dell'Emilia Romagna e delle Marche. Confina infatti a nord-est con la provincia di Rimini, a sud-ovest con la provincia di Pesaro-Urbino.

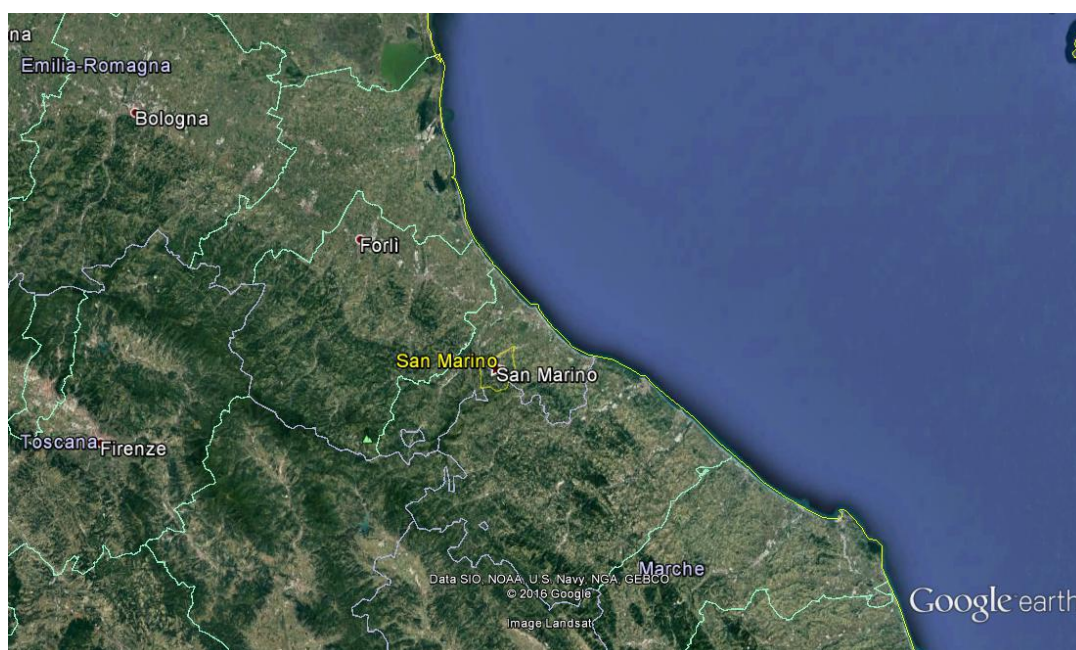


Figura 2.1: Collocazione geografica di San Marino

Il suo confine nordorientale, coincidente con la parte più bassa del territorio, avente quota di poco superiore a 100 m s.l.m., dista poco più di dieci chilometri dal mare Adriatico in corrispondenza dell'importante centro balneare di Rimini. Peculiare e panoramicamente sorprendente è l'imponenza della mole rocciosa che si erge quasi al centro del territorio con una cresta orientata da Nord a Sud, sovrastante l'intero territorio per circa 1,5 km: si tratta del Monte Titano, che segna gli inizi dell'Appennino tosco-romagnolo e che, con i suoi 749 m s.l.m., costituisce il punto più alto del Paese. La popolazione del territorio risulta di 33.006 abitanti (bilancio al 31 dicembre 2015), per una densità abitativa media di 535 abitanti per km².

2.2 Inquadramento idrologico

A causa dell'orografia caratterizzata dalla dominanza centrale del Monte Titano, che consente ai terreni le più varie esposizioni, la morfologia di tutto il territorio è molto tormentata e idrograficamente complessa perché ininterrottamente e disordinatamente

solcata da un'infinità di rii di ogni ordine e grado che costituiscono un sistema idrologico molto articolato.

I “cavi” principali sono comunque tre:

- il torrente Marano che si estende in gran parte ad est, verso il confine con la provincia di Rimini, presenta un bacino di 21,34 km² e si getta direttamente in Adriatico;
- il torrente San Marino, affluente in destra del fiume Marecchia, caratterizzato da un bacino idrografico di 20,7 km². Nasce dal Monte San Paolo (864 m s.l.m.) in provincia di Pesaro-Urbino nelle Marche, entra in territorio sammarinese per poi rientrare in Italia concludendo il suo corso nel fiume Marecchia in località Torello;
- il torrente Ausa che con un bacino di 19,2 km² scorre nella zona più settentrionale del territorio.

Sono tutti corsi d'acqua a regime eminentemente torrentizio, che presentano forti erosioni di fondo nei tratti superiori e nei tronchi vallivi; impotenti a smaltire le congerie di materiali che defluiscono con le piene, rialzano i letti con materiali ghiaiosi

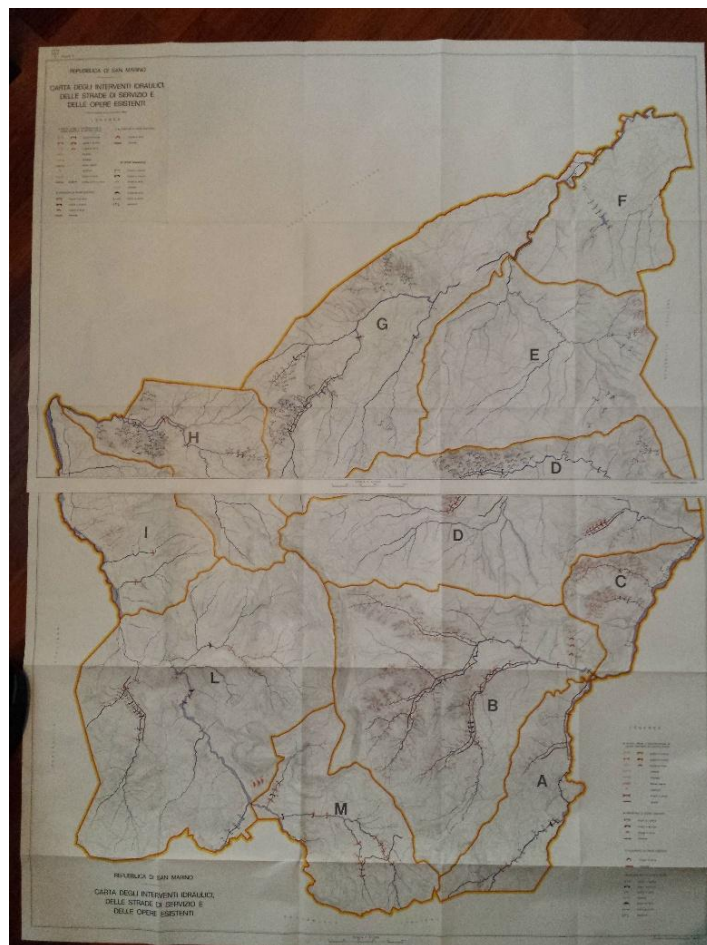


Figura 2.2: Mappa idrologica di San Marino

ed erodono le sponde. Le piene hanno durata breve, in poche ore raggiungono i massimi livelli e con altrettanta rapidità decrescono per scemare poi lentamente.

Nelle tre aste principali s'inseriscono, quasi sempre ortogonalmente e con forte pendenza, gli affluenti che, se nel caso del torrente Ausa interessano entrambi i versanti, nel caso del torrente Marano e del tronco inferiore del torrente San Marino interessano rispettivamente solo il versante sinistro ed il versante destro.

Eccezion fatta per i due grossi tributari del torrente Marano denominati Rio di Cà Chiavello e Rio Fiumicello, gli affluenti, data la limitata ampiezza trasversale dei bacini principali, sono poco estesi e questo fatto contribuisce a rendere brevissimi i tempi di corrivazione nelle aste principali.

Altra caratteristica del sistema idrografico principale è data dall'enorme torbidità delle acque nei periodi di piena perché al grosso e medio materiale di trasporto, si aggiunge la consistente massa minuta delle particelle argillose in sospensione derivante dai bacini calanchivi su cui le acque battenti e di scorrimento hanno facile azione disgregatrice.

Oltre alla miriade di torrenti e rii, all'interno del territorio di San Marino sono presenti alcune sorgenti, più o meno grandi, localizzate prevalentemente nella parte meridionale della Repubblica, tra cui le sorgenti di Canepa (la più importante, con portata dai 6 ai 60l/s), di Fiorentino (Teglio, Pozzo Ceci, San Giorgio, Acquino), di Gorgascura, di Fontevivo (0-11/s) e di Torsano (0-11/s).

2.3 Inquadramento geologico e climatico

Il territorio della Repubblica di San Marino è costituito in buona parte da formazioni argillose di età diverse e con caratteristiche chimiche e fisiche differenti. Le due formazioni principali sono quelle delle Argille Marnose Plioceniche e delle Argille scagliose indicate anche con il nome di "Complesso Caotico". Senza entrare nei dettagli della loro distribuzione sul territorio, superflui per il presente elaborato, mi limito a dire che entrambe le formazioni in esame sono soggette a rapida erosione superficiale con fenomeni che portano a sistemi di calanchi, forme erosive assai frequenti sul territorio sammarinese. Il Monte Titano è invece un'enorme "zattera" calcareo-arenacea che è scivolata lentamente verso il mare Adriatico nell'era terziaria. Tuttavia, nel piccolo territorio della Repubblica di San Marino affiorano ben undici tipi diversi di formazioni che sono divisibili in tre gruppi secondo considerazioni legate all'età ed alla storia geologica: Unità Alloctone Liguri, Unità Alloctone Epiliguri e Unità autoctone - Successione Umbro Marchigiano Romagnola.

Per quanto riguarda il clima, San Marino si colloca nella fascia dei climi temperati, e possiede un clima mediterraneo, con estati calde e inverni freschi. Le piogge sono maggiormente presenti nel periodo autunnale e invernale, anche se non mancano episodi temporaleschi importanti che accumulano al suolo ingenti quantità di precipitazioni anche nei mesi più caldi e aridi quali luglio e agosto.

2.4 Presentazione area di studio: Canepa

L'area di studio in esame si trova all'interno della Repubblica di San Marino, più precisamente nella parte Sud-Ovest di essa, alle spalle del Monte Titano. Canepa è una *curazia* (frazione) del castello di Città di San Marino. Nella prima figura, rappresentante il territorio di San Marino, ho messo in evidenza con una linea rossa il

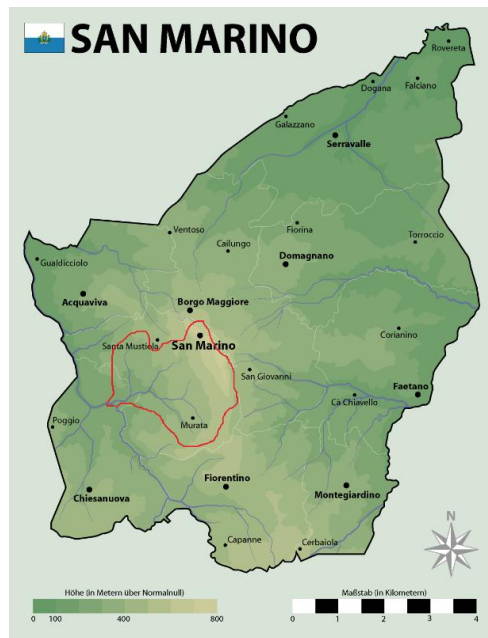


Figura 2.3: Collocazione bacino idrografico del Fosso di Canepa

bacino idrografico del Fosso di Canepa, ossia il corso d'acqua sul quale mi sono concentrato nelle analisi che svolgerò più avanti. Tale bacino ha un'estensione limitata e quote comprese tra i 230 metri circa alla confluenza del Fosso di Canepa con il

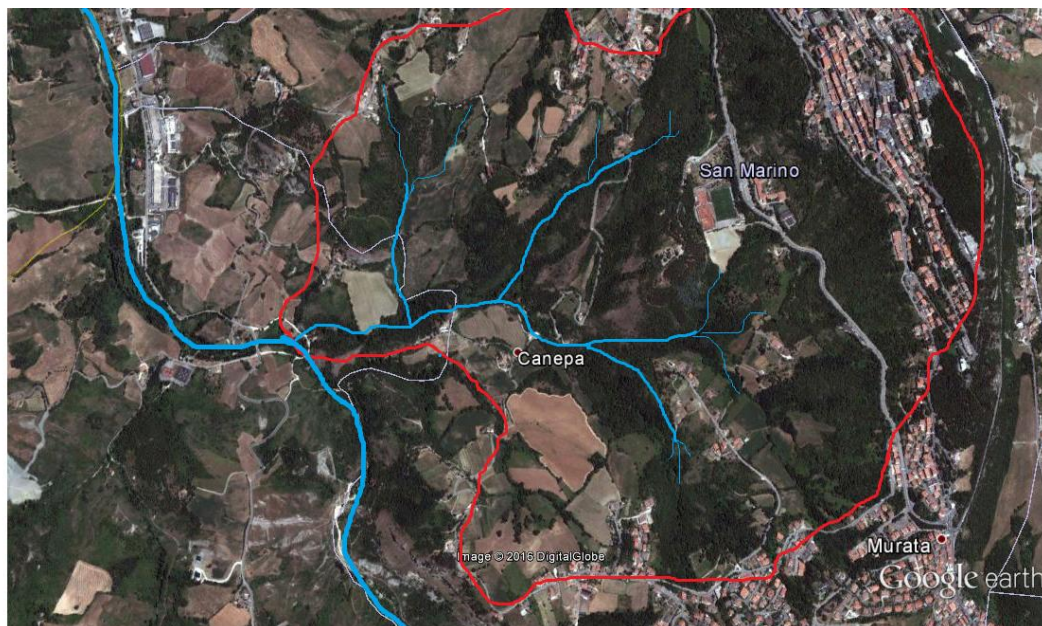


Figura 2.4: Bacino idrografico del Fosso di Canepa

Torrente San Marino e i 749 metri che costituiscono la sommità del Titano. Nella seconda mappa, tratta da Google Earth, ho invece zoomato sull'area in questione, delimitando sempre in rosso il bacino idrografico in esame, all'interno del quale ho tracciato il reticolo idrografico, con linee blu di diversi spessori. Con la linea di maggiore spessore ho infine tracciato l'andamento del torrente a cui affluisce il Fosso di Canepa, ossia il Torrente San Marino.

Il Fosso di Canepa, che è il principale affluente del Torrente San Marino in cui si immette, in destra orografica, poco sotto l'uscita dalla Forra di Gorgascura, drena gran parte del massiccio calcareo del Monte Titano. Il suo reticolo idrografico, che comprende anche alcuni suoi affluenti minori come il Fosso di Montecchio, il Fosso di Cà Mazzocchetto, il Fosso di Poggio Castellano ed il Fosso di Ca' Berlone, costituisce un piccolo ma pregiato sistema idrografico che attraversa zone impervie e selvagge con piccole forre scavate nella roccia, strette vallette e piccoli canali con rigogliosa vegetazione tutt'attorno, dove l'acqua scorre creando salti, piccole cascatelle e pozze profonde. Questo andamento rispecchia la struttura geologica contraddistinta da diffuse fessurazioni subverticali e risente probabilmente anche dell'azione di fenomeni attivi durante i periodi glaciali quaternari.



Figura 2.5: Fotografia dell'area del Fosso di Canepa

In queste aree vi sono diverse grotte, spaccature e piccole cavità naturali che costituiscono nel loro insieme un intricato sistema ipogeo con le caratteristiche tipiche degli ambienti sotterranei. A differenza delle grotte nei gessi messiniani, le cavità nei calcari sono tutte interconnesse a livello idrologico. Infatti tutti i calcari di San Marino, ad eccezione di alcune porzioni minime ai bordi, fanno capo ad un unico sistema drenante sotterraneo che scorre a livello del contatto tra le argille scagliose (Argille

varicolori della Valmarecchia) e il calcare. Un tempo questo bacino sembrava avesse la sua risorgente nella Grotta di Canepa, che si trova poco sopra l'alveo del fosso e rappresenta un'interessante cavità naturale che costituisce una risorgente fossile del sistema carsico del Monte Titano. Poco più a valle si apre invece la Risorgente dei Tubi, un'altra cavità che rappresenta una risorgente attiva del sistema, captata oggi



Figura 2.6: Grotta di Canepa

dall'acquedotto. Ancora più a valle, in corrispondenza del ponticello sulla strada che affianca alcuni vecchi ed interessantissimi mulini ad acqua, un'altra risorgente attiva alimenta il Fosso di Canepa per tutto l'anno. La sua portata infatti, a differenza della maggior parte dei corsi d'acqua del territorio, risente solo minimamente degli aridi periodi estivi, ed assicura una costante riserva idrica, preziosissima nei mesi secchi, ad un'infinità di organismi viventi. Le sue acque oggi non ricevono più gli scarichi fognari che fino ad oltre un decennio fa compromettevano seriamente l'ecosistema e, da allora, si sono ripopolate di un gran numero di organismi acquatici e semi-acquatici (anfibi, rettili ed invertebrati) che contribuiscono ad aumentare la qualità ambientale complessiva dell'area.

2.5 Cenni storici sui Mulini di Canepa

Lungo il Torrente San Marino sorgono ancora oggi una quindicina di antichi mulini per la frantumazione dei cereali, risalenti al periodo compreso tra la fine del XVIII e l'inizio del XIX secolo. Essi sono la testimonianza di quello che è stato l'impegno dell'uomo per risolvere, in termini sempre più legati ad una utilizzazione ottimale dell'energia (umana, animale, idraulica, eolica, ecc.), il problema di produrre farina o composti farinacei dalla frantumazione di cereali. Si tratta essenzialmente di sistemi molitori detti idraulici, che traggono l'energia necessaria al movimento delle macine dalla forza che ha l'acqua di spostare ruote pesanti, appunto, idrauliche. E' dunque evidente come anche in passato l'area di studio in esame con la presenza delle sorgenti fosse sfruttata dall'uomo a fini energetici.

I mulini si trovavano di sovente lungo il corso d'acqua, in posizione spesso nascosta e fuori mano rispetto alle strade carrozzabili, ed avevano principalmente una meccanica a ruota idraulica orizzontale, suddivisa in due parti: una parte superiore relativa all'area di lavoro del mugnaio, ed una inferiore composta principalmente dal meccanismo atto a convogliare l'acqua per sfruttarne l'energia. Il tipo di mulino che maggiormente ricorre è quello di un edificio a pianta rettangolare che si sviluppa su due o tre piani al massimo; normalmente si trattava di mulini dotati di un solo salto d'acqua che

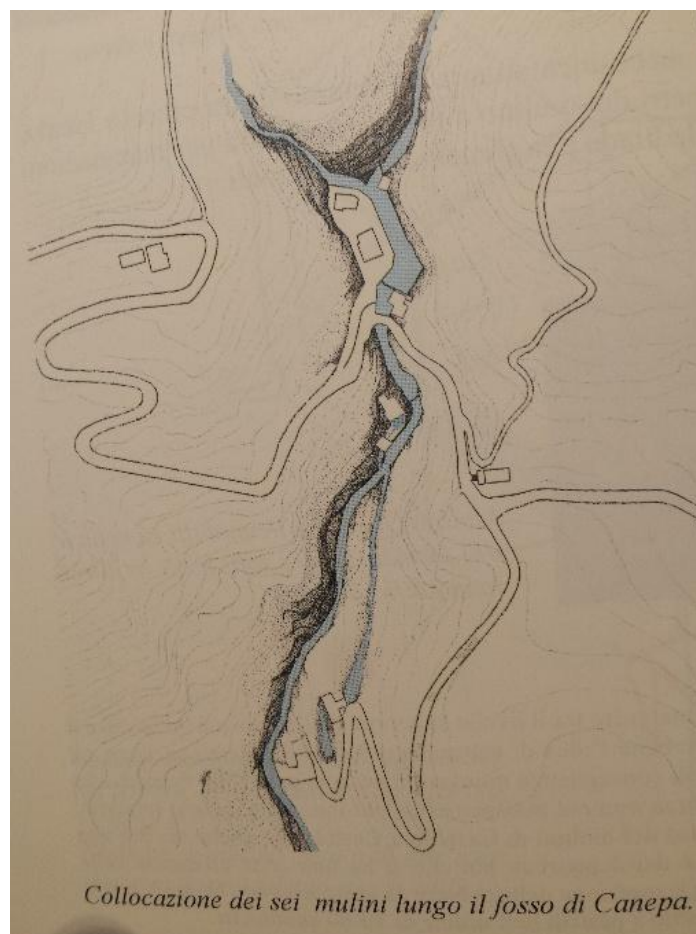


Figura 2.7: Collocazione dei sei mulini lungo il Fosso di Canepa

azionava una o più meccaniche disposte sullo stesso livello; nella zona in esame però, appartenente all'alta Valmarecchia, sono presenti alcune varianti e cioè la presenza di più salti in uno stesso opificio.



Figure 2.8: Fotografie di 2 dei 6 antichi mulini

Per quanto riguarda il Fosso di Canepa, il numero di antichi mulini che vi sorgevano e che tuttora rimangono sul territorio è ben sei. Questi mulini del Fosso di Canepa sono un interessante esempio di archeologia industriale nel territorio occidentale della Repubblica di San Marino. La ricerca che qui si è svolta attesta il carattere di eccezionalità: non è infatti possibile trovare, in tutta la valle del Marecchia, una così alta concentrazione di mulini “collaboranti”. Si è già segnalata l’esistenza di sistemi capaci di far lavorare i mulini contigui con la medesima forza motrice. A Canepa, sei mulini per la macinazione del grano, ubicati a breve distanza l’uno dall’altro, si passavano agilmente l’acqua fra loro, da monte a valle. I primi tre l’attingevano direttamente dal fosso, gli ultimi la ricevevano dalle opere di canalizzazione costruite laddove oggi esiste un sentiero di collegamento tra i mulini stessi. La forra del fosso di Canepa rappresenta una situazione orografica quanto mai interessante per la costruzione dei mulini ad acqua. Il fosso è una gola sinuosa che si fa largo scavando il suo percorso direttamente sulla roccia, inoltre bruschi dislivelli fanno sì che le cascate si trovino un po’ ovunque lungo tutto il corso d’acqua. Le capacità tecniche dei costruttori si confrontarono così con un luogo che possiede delle possibilità intrinseche di sfruttare l’energia che si ricava dall’acqua.

Se le prime notizie sull’esistenza dei mulini ad acqua nella Repubblica di San Marino risalgono ad una rubrica statutaria del Trecento, il primo documento certo che attesta la presenza del complesso di Canepa è il primo catasto “geometrico” redatto in Repubblica dal fanese Pelacchi e terminato nel 1777. Questo primo catasto descrive

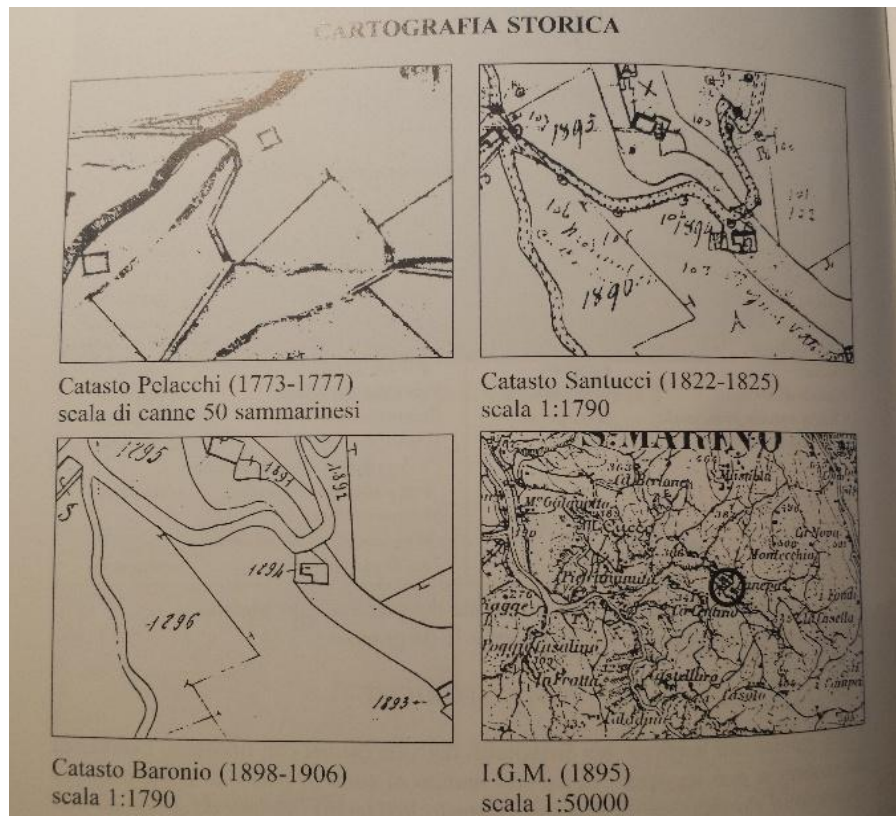


Figura 2.9: Cartografia storica per uno dei 6 mulini di Canepa

quattro mulini sul fosso ma, quando entra in vigore il catasto Santucci nel 1827, i mulini di Canepa sono già sei, e tali rimarranno fino all'odierno abbandono. Tra i sei mulini di Canepa cito il Mulino dell'Oviera, il Mulino il Bottaccione, il Mulino della Greppa e il Mulino Cappicchioni – Reffi.

2.6 La situazione attuale: sorgente di Canepa e centrale di potabilizzazione di Galavotto

Al giorno d'oggi sul territorio di Canepa sono presenti i resti degli antichi mulini per la macinazione dei cereali, i cui edifici si sono conservati totalmente ad eccezione del crollo del tetto nel Mulino del Bottaccione e dell'Oviera. L'impianto molitorio risulta non funzionante in tre dei sei mulini del fosso, mentre negli altri tre è stato rimosso. Dei sei mulini, oggi di proprietà pubblica dell'Eccellentissima Camera, soltanto uno non risulta in stato di abbandono o rudere, ossia il Mulino Cappicchioni – Reffi, che oggi è stato adibito a sede dell'associazione speleologica sammarinese. Costituiscono tutti e sei comunque una importante testimonianza archeologica industriale.

Per tentare di valorizzare il patrimonio storico e paesaggistico del Fosso di Canepa è stato costruito negli ultimi anni il percorso storico-culturale-naturalistico dei mulini di Canepa, un itinerario che permette di compiere un percorso circolare nella zona di Montecchio e Canepa, all'interno di un'area tra le più verdi del territorio. Oltre alle bellezze paesaggistiche, il sentiero offre notevoli spunti di interesse naturalistico e



Figura 2.10: Pannello percorso “Sentiero dei Mulini”

storico-architettonico, come la grotta di Canepa ed il complesso degli antichi mulini ad acqua; lungo l’itinerario infatti si incontra dapprima un pannello didattico illustrante le



Figura 2.11: Pannello del “parco – museo dell’acqua”

essenze arboree più comuni, poi si giunge alla grotta ed in seguito si scende a valle fino alla zona dei mulini ad acqua, dove si passa accanto alla chiesetta della Madonna di Cà Centino, un tempo adibita a luogo di culto e raccoglimento per i lavoratori e oggi abbandonata ed in stato di rudere. Nei pressi della chiesetta si trova un pannello illustrativo del cosiddetto “parco – museo dell’acqua”, ossia un progetto della Segreteria di Stato per l’ambiente, il territorio e l’agricoltura di promuovere la realtà di Canepa e dei suoi antichi mulini. Infine, prima di risalire al punto di partenza, un breve sentiero conduce alle “cascatelle”, una serie di suggestivi salti d’acqua e pozze scavate nella roccia contornati di muschi e felci, oggi dunque accessibili e visitabili tutto l’anno.

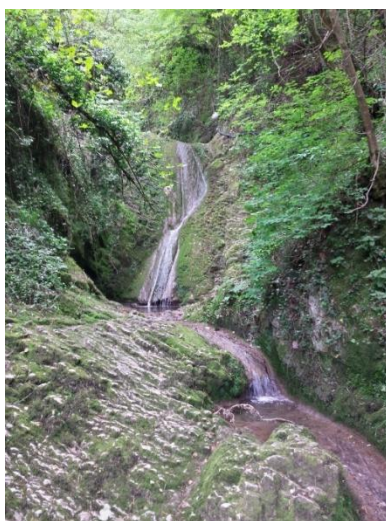


Figura 2.12: Fotografia delle cascatelle di Canepa

Se questo è il tentativo dell’uomo di valorizzare l’area in esame, quello di sfruttarla è rappresentato dalla captazione dell’acqua da una delle risorgenti presenti lungo il Fosso di Canepa, ossia la Risorgente dei Tubi. A valle della grotta, lungo il fosso, proprio dove sgorga dal sottosuolo l’acqua sorgiva, è stato costruito il piccolo “gabbiotto” che costituisce l’opera di captazione; essa consiste essenzialmente in una “casetta” in



Figura 2.13: Fotografia del “gabbiotto” che costituisce l’opera di captazione

cemento all'interno della quale c'è una piccola vasca per la sedimentazione (riportata in foto), costruita perfettamente dove l'acqua di sorgente sgorga dalla roccia. Nella vasca si depositano le prime particelle solide, in modo da operare già una pulizia dell'acqua; acqua che poi si immette nella tubazione in polietilene che scende fino alla potabilizzazione attraverso un piccolo scolmatore che la convoglia direttamente ad essa. E' inoltre presente una valvola per svuotare la vasca periodicamente per operazioni di pulizia.



Figure 2.14: Fotografie della captazione

Proprio nelle adiacenze di tale manufatto, sono oggi rimasti anche i resti delle fognature e del primo impianto per lo sfruttamento della sorgente di Canepa del 1935, che a suo tempo, ma ancora oggi, deturpavano il patrimonio naturalistico. L'acqua captata viene poi convogliata attraverso una condotta a gravità in polietilene ad alta densità PE 100, diametro esterno 250mm, PN16 alla centrale di potabilizzazione di Galavotto, 120 metri di dislivello più a valle rispetto alla captazione. Quello che dunque oggi rimane



Figura 2.15: Fotografia dei resti delle antiche fognature nei pressi della captazione dalla risorgente

di naturale nella zona dei mulini è il complesso delle cascatelle la cui acqua, presente tutto l'anno, proviene da una delle risorgenti di Canepa, quella più a valle. Tutta l'acqua uscente dalla Risorgente dei Tubi è invece convogliata alla potabilizzazione ed entra in seguito nel sistema acquedottistico di San Marino.



Figura 2.16: Fotografia del condotto in polietilene attualmente visibile nei pressi di uno degli antichi mulini per convogliare l'acqua alla potabilizzazione



Figura 2.17: Ricostruzione situazione geografica del sistema di captazione di Canepa

La centrale di potabilizzazione di Galavotto venne inaugurata il 31 maggio 1962 e allo stato attuale tratta le seguenti tipologie di acque: acque di sorgente e acque sub – superficiali prelevate dal fiume Marecchia in località Torello. In specifico le acque che giungono alla centrale provengono da:

- sorgente di Canepa (6-60l/s);
- sorgente di Fiorentino (Teglio, Pozzo Ceci, San Giorgio, Acquino);
- pozzo di Gorgascura;

- sorgente di Fontevivo e Torsano (0-11/s);
- portata proveniente dalla derivazione sul fiume Marecchia (mediamente 60l/s al giorno) e sorgente di Acquaviva.



Figura 2.18: Fotografia della centrale di potabilizzazione di Galavotto

L'impianto, strutturato su una sola linea, è progettato per trattare una portata massima in arrivo di circa 150l/s ed è chiamato a trattare acque principalmente di superficie, pertanto la filiera di impianto risulta costituita dai seguenti stadi di trattamento:

- vasca di raccolta delle acque grezze;
- pre – disinfezione con biossido di cloro;
- decantazione con vasca a bacino unico;
- filtrazione per la rimozione dei solidi sospesi e la riduzione della torbidità;
- accumulo;
- filtrazione su carbone attivo granulare per l'adsorbimento delle molecole disciolte e la degradazione biologica delle sostanze organiche;



Figura 2.19: Fotografia presso la centrale di Galavotto della sezione di Canepa

- accumulo in vasca delle acque filtrate;
- post – disinfezione con biossido di cloro.

L'acqua così trattata viene infine immessa nella rete di distribuzione attraverso il sollevamento verso vari serbatoi di accumulo nella Repubblica di San Marino, e poi distribuita con le varie condotte alle utenze.

Per quanto riguarda l'acqua in arrivo dalla sorgente di Canepa, è da sottolineare che in seguito a periodi o eventi piovosi di rilevante intensità è esclusa dalla potabilizzazione, a causa di notevoli valori di torbidità. Si effettua dunque presso la centrale un azzeramento della portata in ingresso, mandandola tutta a scarico, attraverso la apertura di una valvola azionabile manualmente dagli operatori. L'esclusione di una sorgente anche per lunghi periodi è dovuta al fatto che valori di torbidità elevati riducono drasticamente l'efficienza della disinfezione.

L'acqua in arrivo dalla sorgente di Canepa, che proviene da un salto di 120 metri di quota circa, giunge in pressione, per cui si ha un manometro che indica la pressione presente all'impianto, importante da conoscere in quanto è ad oggi presente, all'arrivo della tubazione, un filtro che lavora grazie alla pressione del fluido. Si tratta di un filtro che lavora con acqua di caduta, regolando tramite dei riduttori di pressione la pressione in ingresso dell'acqua, per mantenerla attorno agli 1,8/2 bar di funzionamento nominale; se cioè arriva più acqua e più sporca di terra o sedimenti, il filtro si aziona immediatamente facendo partire l'autolavaggio senza aspettare le 7/8 ore normali per il controlavaggio; altra cosa da dire è che il filtro non prevede gruppi di pompaggio, lavorando per caduta appunto. Per la valutazione di impianto idroelettrico che farò nel capitolo seguente dovrò supporre l'assenza di questo filtro, perché perderei tutta la pressione a seguito del rilascio dalla turbina; anche mantenendo funzionante tale filtro senza modificare l'attuale impianto è possibile tuttavia valutare un idroelettrico, come mostrerò nel capitolo finale.



Figura 2.20: Fotografia del filtro a pressione per l'acqua proveniente da Canepa

CAPITOLO 3

3.1 Dati raccolti: portate della sorgente di Canepa

I dati che ho reperito per svolgere il seguente elaborato sono stati forniti dalla centrale di potabilizzazione di Galavotto, già presentata nel capitolo precedente. Si tratta essenzialmente di volumi in m^3 , dai quali ho poi ricavato i dati di portata in m^3/s a me utili per i calcoli che andrò a fare, andando a dividere il volume complessivo giornaliero per il numero di secondi in un giorno.

Gli strumenti di misurazione sono presenti soltanto presso la centrale di Galavotto, dove viene misurata, da ormai una decina di anni, la quantità di acqua che giunge dalla sorgente di Canepa attraverso la condotta in gravità collegata direttamente alla Risorgente dei Tubi di cui ho già parlato; tali misure sono riportate giornalmente come metri cubi cumulati all'impianto di potabilizzazione da inizio misurazioni. Tutta l'acqua che arriva da Canepa è dunque convogliata alla centrale di Galavotto, dove grazie ad un contatore apposito viene quantificata.

L'acqua che arriva è effettivamente quella che sgorga da Canepa, dato che viene integralmente captata, ad eccezione di alcune inevitabili perdite lungo la tubatura. E' importante sottolineare che nei dati che mi sono stati forniti sono presenti dei "buchi" in corrispondenza di alcuni giorni dell'anno; tali buchi sono dovuti al fatto che in tali giornate tutta l'acqua che attraverso il condotto a gravità giungeva a Galavotto era mandata a scarico e non al sistema di potabilizzazione; questo perché, come ho già detto nel capitolo precedente presentando la centrale, a seguito di eventi piovosi rilevanti l'acqua in arrivo dalla sorgente presenta valori di torbidità elevati, pertanto non è possibile mandarla alla potabilizzazione e dunque è lasciata affluire al Torrente San Marino, di cui il Fosso di Canepa è principale affluente.

Complessivamente mi sono stati forniti due anni di misurazioni, ossia tutto l'anno 2014 e il periodo che va da maggio 2015 a maggio 2016. I dati dell'anno 2014, ad eccezione di qualche "buco" per i motivi spiegati, si fermano al 13 novembre, data in cui sono iniziati i lavori per il rifacimento e sistemazione della condotta a gravità dalla captazione alla potabilizzazione. Tali lavori si sono protratti fino al 18 maggio 2015, data in cui sono riprese le misurazioni di acqua cumulata e sono serviti a sistemare la condotta che cominciava ad essere abbastanza deteriorata e faceva registrare sempre più perdite lungo il tragitto. Proprio per questo, gli ultimi dati raccolti sono un po' più precisi e veritieri rispetto a quelli precedenti.

Quello che avevo tra le mani erano dunque due annetti di dati ma un po' incompleti e sparsi. Per rimediare a questo, e per ottenere almeno un anno di dati integro per fare la valutazione dell'idroelettrico, ho, diciamo semplicemente, unito i dati a mia disposizione, andando a considerare validi quelli dal 1.1.2014 al 13.11.2014, e concludendo l'anno con i dati dal 14.11.15 al 31.12.2015. Tale operazione non è propriamente lecita ma, considerato il fatto che la mia vuole essere una stima e notando

la somiglianza dei valori tra i due anni a me forniti, ho scelto di procedere in tale maniera. In questo modo sono dunque arrivato ad avere un anno di dati da cui partire per le successive valutazioni. Ovviamente non sarà una stima precisa al 100% la mia, anche e soprattutto se si considera il fatto che lungo la condotta si hanno delle perdite e che circa una ventina di giorni nell'anno hanno il dato mancante o per problemi tecnici o per la mandata a scarico dell'acqua di sorgente. C'è poi da dire che i dati che mi sono stati forniti rappresentano il volume di acqua che viene mandato alla potabilizzazione per poi essere immesso nell'acquedotto, perciò non sempre indicano l'effettivo valore di acqua che sgorga dalla sorgente di Canepa, quanto piuttosto la quantità di acqua prelevata da tale sorgente per coprire le necessità idriche delle utenze sammarinesi nel preciso periodo dell'anno. E' dunque possibile che siano valori un po' sottostimati rispetto alla naturale portata della sorgente, come si nota dal fatto che nei mesi estivi si ha un maggiore prelievo che nei mesi invernali per esempio.

giu-14	SORGENTE DI CANEPA	
giorno	volume cumulato (m³)	portata media (l/s)
1 D	9337439	32,1
2 L	9340548	30
3 M	9342590	31,6
4 M	9345645	28,9
5 G	9348151	27,6
6 V	9350541	27,7
7 S	9353258	28
8 D	9355360	26
9 L	9357801	26,5
10 M	9359933	25
11 M	9362182	25,2
12 G	9364570	24
13 V	9366557	23,6
14 S	9369300	33,2
15 D	9371062	25,4
16 L	9373150	23,1
17 M	9376127	44
18 M	9378459	26,4
19 G	9380047	25,2
20 V	9382119	24
21 S	9384194	21,9
22 D	9386420	23
23 L	9388181	21,6
24 M	9390209	20,9
25 M	9392072	20,8
26 G	9393990	21,2
27 V	9393990	0
28 S	9395380	25,2
29 D	9397620	24
30 L	9400083	29,5

Tabella 3.1: Misurazioni di portate della sorgente di Canepa nel mese di giugno 2014

Anche di questo terrò conto nella stima che farò, unitamente al fatto che ho preso in considerazione un solo anno di misurazioni completo e non più anni sui quali poi mediare i valori.

Nella tabella riportata mostro alcuni dei dati che utilizzerò in seguito, in particolare le misurazioni nel mese di giugno 2014, dalle quali si nota come i valori siano attorno a 20/30 l/s di portata media giornaliera con picchi fino ai 44 l/s. In generale comunque, nei due anni di dati fornitimi, le portate medie sono sempre nell'ordine dei 25/30 l/s con massimi attorno ai 45l/s e minimi sui 8/9 l/s. Questo testimonia come la sorgente di Canepa sia effettivamente attiva tutto l'anno e garantisca sempre portate di acqua che comunque variano a seconda della piovosità, come cercherò di mostrare più avanti. Ho poi evidenziato in giallo il giorno 27 giugno in cui si ha 0 come dato di portata in quanto probabilmente quel giorno l'acqua era mandata a scarico per problemi di torbidità.

3.2 Valutazione del salto geodetico disponibile: l'esperimento fatto

Nel sito in esame, il Fosso di Canepa, oltre alla disponibilità di portate di acqua sempre presenti tutto l'anno, variabili nella misura accennata sopra, è presente un salto di quota interessante tra il luogo della captazione, presso la Risorgente dei Tubi, e la centrale di potabilizzazione di Galavotto, dove termina la condotta. I due estremi della tubazione si trovano infatti rispettivamente a quota 320m s.l.m e 205m s.l.m. Dunque esiste un salto geodetico lordo di 115m, che ben si presta a pensare l'installazione di un impianto per la produzione di energia elettrica tramite una turbina.

Al di là dei dati precisi delle quote geodetiche, per valutare l'effettivo salto di quota ho avuto la possibilità dai tecnici della centrale di Galavotto di eseguire un esperimento:



Figura 3.1: Fotografia della valvola a saracinesca per la mandata a scarico dell'acqua proveniente da Canepa

il giorno 16 giugno 2016, data in cui sono andato a visitare la centrale, l'acqua proveniente dalla sorgente di Canepa era mandata a scarico, in quanto eravamo a seguito di un evento piovoso abbastanza rilevante che aveva reso l'acqua eccessivamente torbida; la valvola azionabile manualmente era dunque aperta e l'acqua non entrava in centrale. Sfruttando questo fatto, e sfruttando il fatto che è presente un manometro per la misurazione della pressione dell'acqua che giunge alla potabilizzazione, di cui ho già accennato nel precedente capitolo, il responsabile della centrale ha autorizzato un tecnico a chiudere la valvola per poter riempire di acqua tutta la condotta fino alla parte sommitale alla captazione. Abbiamo aspettato dunque una ventina di minuti per fare sì che si riempisse andando poi a leggere nel manometro il valore di pressione presente a condotta tutta piena che, come da foto, era di 9,5 bar circa, ossia $9,5 \cdot 10^5 \text{Pa}$. Questa rappresentava la pressione idrostatica dell'acqua ferma in condotta, cioè la forza esercitata da un fluido in quiete sull'unità di superficie normalmente a essa con cui è a contatto, e il suo valore dipende esclusivamente dalla densità del fluido e dall'affondamento del punto considerato dal pelo libero o, in linea più generale, dal piano dei carichi idrostatici (secondo la legge di Stevino).

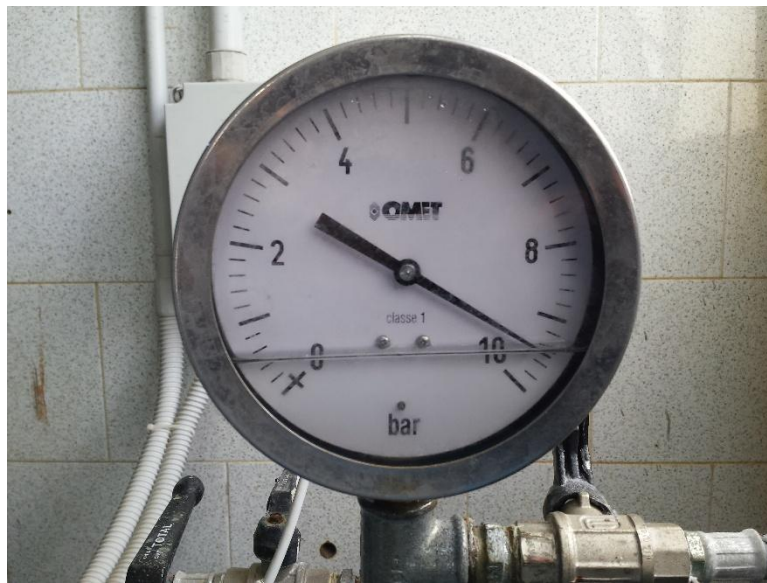


Figura 3.2: Fotografia del valore di pressione indicato dal manometro a tubazione interamente piena

Utilizzando pertanto la relazione $p = \rho gh$, dove p è la pressione statica pari a $9,5 \cdot 10^5 \text{Pa}$, ρ è la densità del fluido acqua, pari a 1000kg/m^3 , g è l'accelerazione di gravità, uguale a $9,81 \text{m/s}^2$ nel caso della Terra, ho ricavato il valore di h , ossia l'altezza della colonna d'acqua presente nella tubazione. Quest'ultima, invertendo la relazione si è rivelata essere pari a 96,8m, ossia non proprio simile al reale dislivello geodetico calcolato come differenza delle reali quote della captazione e della centrale di potabilizzazione. Questo perché la condotta ha uno sviluppo orizzontale notevole e presenta pertanto elevate perdite di carico distribuite, che abbassano il valore della pressione idrostatica alla centrale, come vedrò nella valutazione dell'idroelettrico.

3.3 Curva di durata delle portate: teoria e costruzione curva di durata di Canepa

Ai fini della valutazione della fattibilità economica di un impianto idroelettrico è necessaria la conoscenza della cosiddetta curva di durata delle portate. Essa è uno strumento fondamentale per descrivere il regime di portate nel corso dell'anno in un determinato torrente o fiume, utile per capire quali sono poi le portate turbinate con le quali si produce energia.

La curva riporta in asse delle ascisse il valore della portata Q nel corso d'acqua in m^3/s e in ordinata la durata espressa in giorni di tali portate. Questa curva associa dunque ad ogni portata tra la minima e la massima registrate una determinata durata, ossia il numero di giorni in cui ogni portata è eguagliata o superata. Da essa si ricava poi, come mostrerò per il Fosso di Canepa, la curva di durata finale delle portate, cioè quella che individua per ogni durata a passo giornaliero da 0 a 365 giorni un preciso valore di portata.

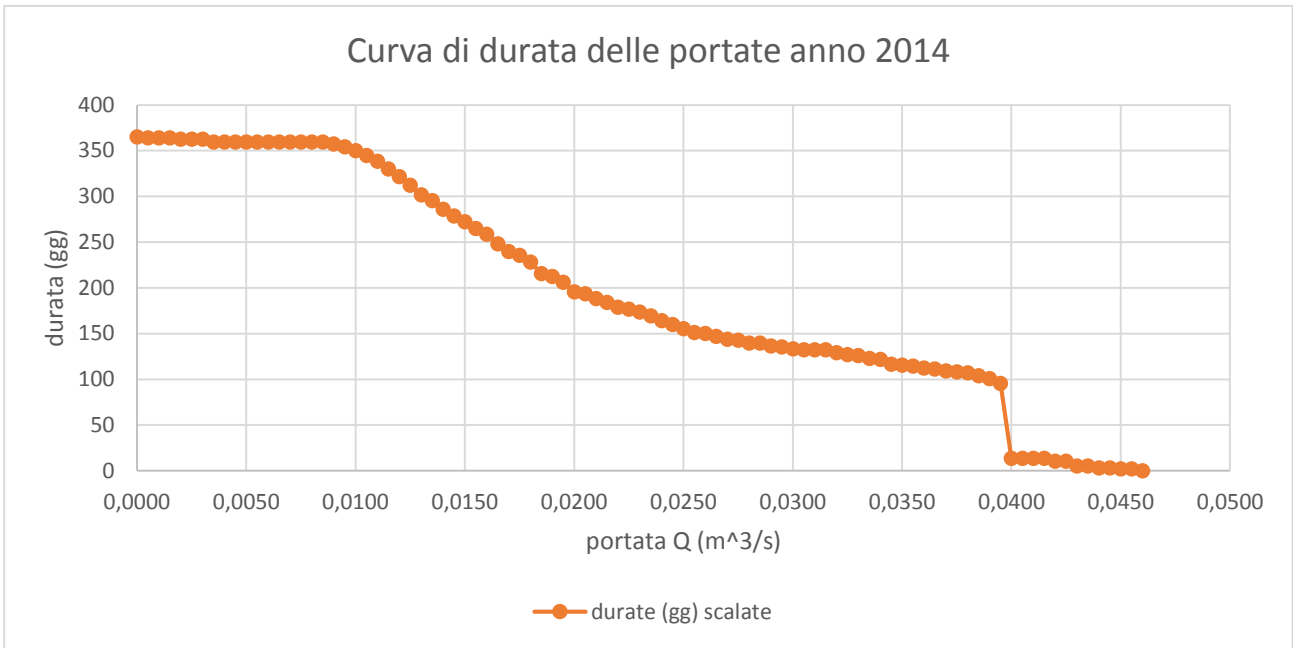
Si fissano, a seconda dei valori estremi registrati, delle classi di portate indice che sono le stesse per tutti gli anni, e per ogni anno di misurazioni di portate in una sezione di un corso d'acqua si può dunque esplicitare la curva di durata delle portate. Si fa una media tra i valori di durate associate ad ogni classe di portata e si giunge così alla curva di durata media delle portate, ossia quella da cui ricavare la curva finale che associa una portata ad ogni durata da 0 a 365 giorni.

Per quanto riguarda le portate di Canepa, come ho già detto al paragrafo 3.1, ho a disposizione soltanto quelle di un anno, il 2014, per cui mi sono limitato a ricavare la curva per ogni durata a passo giornaliero da quella del 2014, senza aver calcolato nessuna curva media. Ho utilizzato il programma Microsoft Excel agendo nella seguente maniera: per prima cosa ho individuato i valori estremi della mia serie di dati di portate annuali, che risultano di $0,00003m^3/s$ e $0,046m^3/s$. A partire da essi ho costruito dunque 92 classi di portate a passo $0,0005m^3/s$ tra 0 e $0,046m^3/s$; ad ogni classe, tramite funzioni di Excel, ho associato un determinato valore di durata, ossia il numero di giorni in cui ogni portata è stata eguagliata o superata. Essendo i dati utilizzabili soltanto 347 su 365, in quanto nel 2014 erano 18 i giorni in cui l'acqua è stata mandata a scarico e per i quali mancava il dato, ho infine scalato i valori ottenuti per riportarli a valori partenti da 365 giorni per la portata eguagliata o superata tutto l'anno. Da questi valori, che riporto non integralmente in tabella 3.2 per l'eccessiva lunghezza, ho dunque visualizzato tramite un grafico a dispersione la curva di durata per l'anno in esame. A questo punto, per calcolarmi la curva a passo giornaliero, ho proceduto andando prima di tutto a graficare la funzione inversa della curva dell'anno 2014 a intervalli, in modo tale da avere per ogni tratto più o meno lungo un'equazione della curva interpolante. Tali equazioni, che esprimono un valore di portata in funzione della durata, mi hanno permesso poi di ricavare il valore di portata associato ad ogni durata da 0 a 365 giorni.

classi Q (m ³ /s)	durata (gg)	durate (gg) scalate
0,0000	347	365
0,0005	346	364
0,0010	346	364
0,0015	346	364
0,0020	345	363
0,0025	345	363
0,0030	345	363
0,0035	342	360
0,0040	342	360
0,0045	342	360
0,0050	342	360
...
0,0195	196	206
0,0200	186	196
0,0205	184	194
0,0210	179	188
0,0215	175	184
0,0220	170	179
0,0225	168	177
0,0230	165	174
0,0235	161	169
0,0240	156	164
0,0245	152	160
0,0250	148	156
0,0255	144	151
...
0,0400	13	14
0,0405	13	14
0,0410	13	14
0,0415	13	14
0,0420	10	11
0,0425	10	11
0,0430	5	5
0,0435	5	5
0,0440	3	3
0,0445	3	3
0,0450	2	2
0,0455	2	2
0,0460	0	0

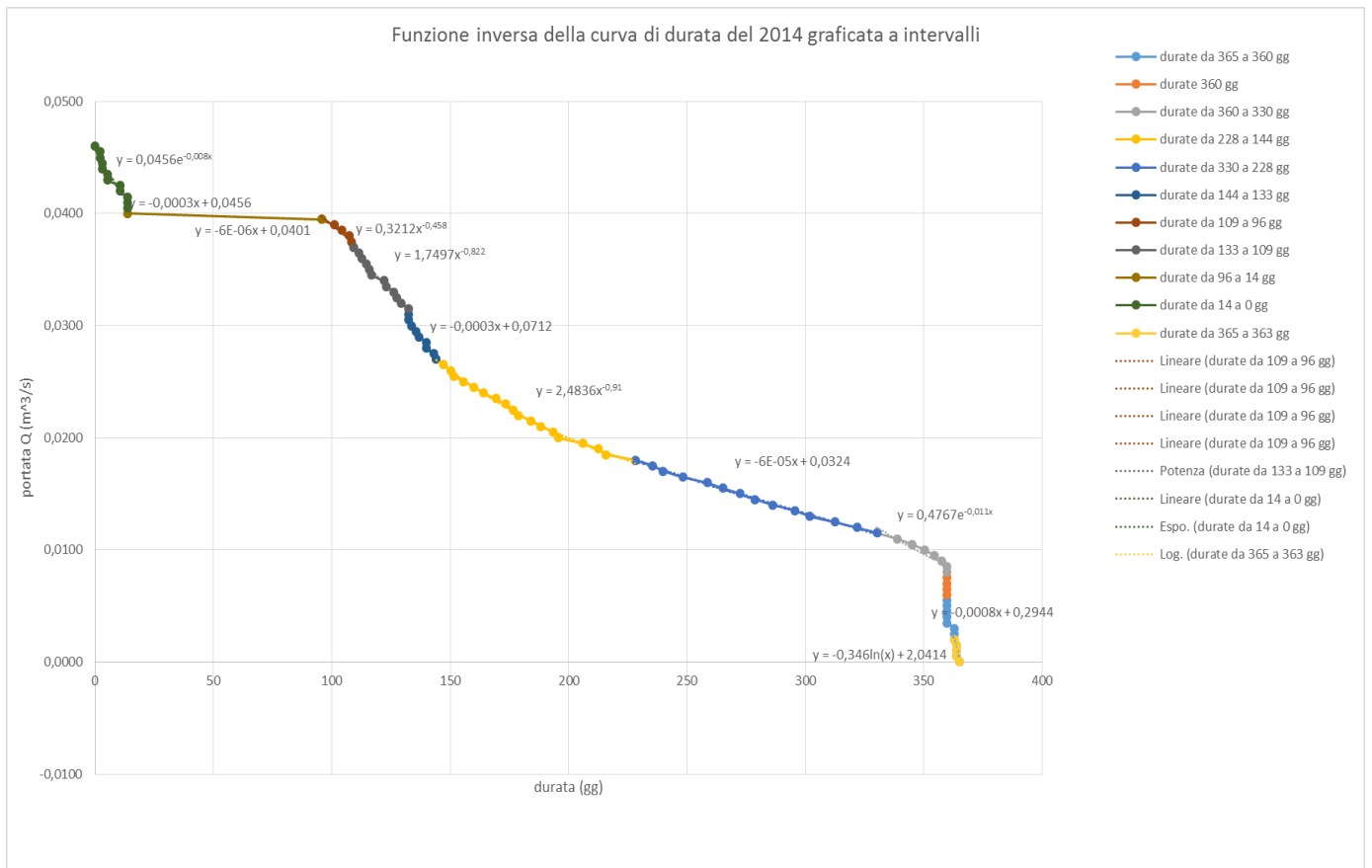
Tabella 3.2: Valori di durate e durate scalate per costruzione curva di durata delle portate 2014

Per svolgere questo passaggio ho ragionato fissando una tolleranza del 10% per lo scarto tra il valore effettivo delle 92 classi di portata associate a precise durate e i valori di portata stimati dalla curve approssimanti tramite la funzione inversa della curva di durata. Come riporto in tabella 3.3, non integralmente sempre per questioni di lunghezza, per ogni intervallo di durata ho delle precise equazioni del tratto di curva, rappresentate dai diversi colori, dalle quali ricavo i valori stimati di portata che



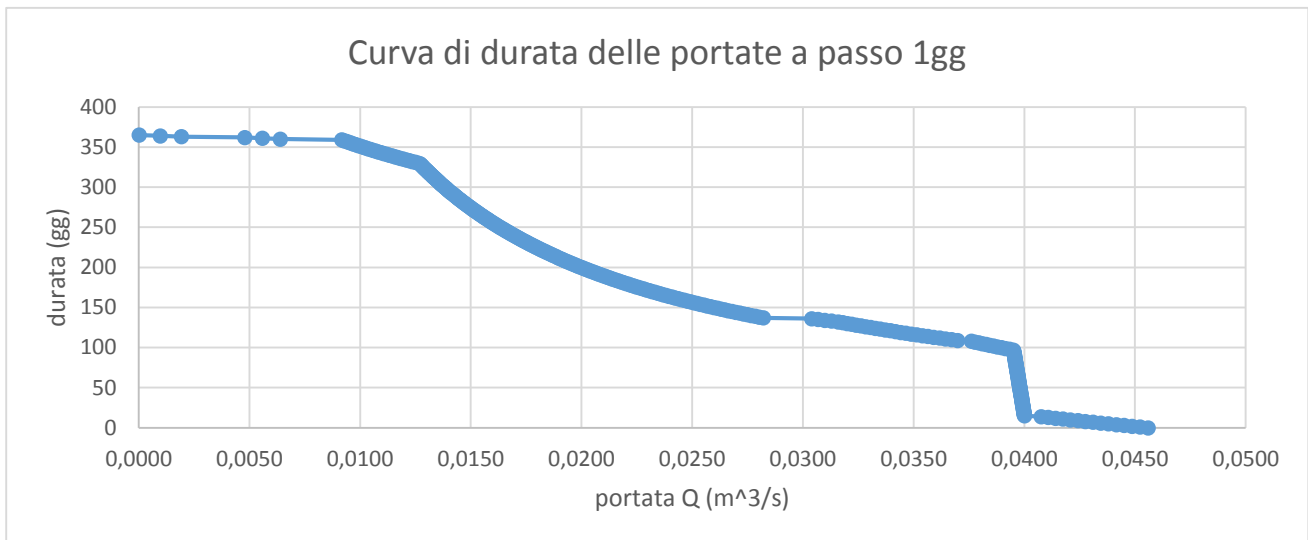
confronto con quelli delle classi test, riportando anche lo scarto percentuale tra essi, che risulta sempre minore del 10% assunto come tolleranza.

Infine, riportando in ascissa tali valori stimati di portata, ottengo la curva di durata delle portate a passo 1 giorno, ossia avente in ordinata tutti i valori interi di durata a 0 a 365 giorni; questa è la curva da cui partirò nei prossimi paragrafi per la valutazione dell'impianto idroelettrico di Canepa.



d = durata; Q = portata			m ³ /s		tolleranza 10%	
intervallo d (gg)	equazione funzione inversa utilizzata	durata d (gg)	Q stimata da curva approssimante	Q valori test	errore tra le curve (%)	
1	da 365 a 363	Q = -0,346*LN(d) + 2,0414	365	0,0000	0	#DIV/0!
2	da 362 a 360	Q = -0,0008*d+0,2944	364	0,0010	0,001	1,52
3	da 359 a 330	Q = 0,4767*EXP(-0,011*d)	363	0,0019	0,002	3,17
4	da 329 a 137	Q = 2,4836*d^(-0,91)	362	0,0048		
5	da 136 a 133	Q = -0,0003*d + 0,0712	361	0,0056		
6	da 132 a 109	Q = 1,7497*d^(-0,822)	360	0,0064	0,006	6,67
7	da 108 a 97	Q = 0,3212*d^(-0,458)	359	0,0092		
8	da 96 a 15	Q = -6*10^-6*d + 0,0401	358	0,0093	0,009	3,22
9	da 14 a 0	Q = 0,0456*EXP(-0,008*d)	357	0,0094		
			356	0,0095		
			355	0,0096		
			354	0,0097	0,0095	2,18
			353	0,0098		
			352	0,0099		
			351	0,0100		
			350	0,0101	0,01	1,44
		
			206	0,0195	0,0195	0,13
			205	0,0196		
			204	0,0196		
			203	0,0197		
			202	0,0198		
			201	0,0199		
			200	0,0200	0,0200	0,03
			199	0,0201		
		
			144	0,0270	0,0270	0,09
			143	0,0271	0,0275	1,28
			142	0,0273		
			141	0,0275		
			140	0,0277	0,0285	2,89
			139	0,0279		
			138	0,0280		
			137	0,0282	0,0290	2,67
			136	0,0304	0,0295	3,05
			135	0,0307		
			134	0,0310		
			133	0,0313	0,0310	0,97
			132	0,0316		
			131	0,0318		
			130	0,0320		
			129	0,0322	0,0320	0,67
		
			112	0,0362		
			111	0,0365	0,0365	0,13
			110	0,0367		
			109	0,0370	0,0370	0,00
			108	0,0376	0,0375	0,33
			107	0,0378	0,0380	0,57
			106	0,0379		
			105	0,0381		
			104	0,0383	0,0385	0,57
			103	0,0384		
			102	0,0386		
			101	0,0388	0,0390	0,52
			100	0,0390		
			99	0,0392		
			98	0,0393		
			97	0,0395		
			96	0,0395	0,0395	0,06
			95	0,0395		
			94	0,0395		
		
			5	0,0438	0,0435	0,72
			4	0,0442		
			3	0,0445	0,0445	0,04
			2	0,0449	0,0450	0,28
			1	0,0452		
			0	0,0456	0,0460	0,87

Tabella 3.3: Passaggi intermedi per stima valori delle portate per curva di durata a passo giornaliero



3.4 Valutazione di un impianto idroelettrico nel Fosso di Canepa

3.4.1 Introduzione idroelettrico

L'energia idroelettrica è una fonte di energia alternativa e rinnovabile, che sfrutta la trasformazione dell'energia potenziale gravitazionale, posseduta da una certa massa d'acqua ad una certa quota altimetrica, in energia cinetica al superamento di un certo dislivello; la produzione di energia tramite un impianto idroelettrico avviene con la trasformazione dell'energia potenziale idrica dapprima in energia meccanica (tramite le pale della turbina) e poi in energia elettrica (mediante un alternatore collegato alla turbina). A seconda della modalità di utilizzo dell'acqua, gli impianti possono essere ad acqua fluente (se l'acqua viene prelevata direttamente dai corsi d'acqua, riducendone conseguentemente la portata) o a deflusso regolato (se l'acqua necessaria viene preventivamente immagazzinata in un vaso o bacino, naturale o artificiale). Sulla base di una classificazione convenzionale suggerita dall'Unione Europea, gli impianti idroelettrici si possono distinguere in funzione della potenza installata in quattro tipologie di impianti:

- grandi impianti: per potenze superiori a 10 MW;
- piccoli impianti: per potenze comprese tra 1 e 10 MW;
- mini impianti: per potenze comprese tra 100 e 1000 kW;
- micro impianti: per potenze inferiori a 100 kW.

Le turbine idrauliche maggiormente utilizzate per la produzione di energia idroelettrica sono:

- **turbina Pelton:** costruita per la prima volta nel 1879 da Lester Pelton, è una turbina ad azione che lavora con notevoli dislivelli e relativamente piccole quantità d'acqua. Il principio di mettere in movimento una ruota idraulica attraverso un getto d'acqua era utilizzato ben prima dell'epoca di Pelton.

Prevalentemente si trattava di giranti orizzontali in legno che muovevano macine di mulini o lame di seghe nelle segherie; nei modelli attuali sulla girante della turbina sono orientati da uno a sei ugelli. Una turbina Pelton è l'ideale per grandi dislivelli tra 50 e 1000 metri e portate d'acqua relativamente ridotte. L'acqua viene immessa ad alte velocità nell'ugello/negli ugelli. Il getto d'acqua fuoriesce dall'ugello e colpisce le pale della girante, mettendola in moto.



Figura 3.3: Impianto idroelettrico con turbina Pelton

La girante è montata direttamente sull'albero del generatore che trasforma l'energia cinetica in energia elettrica. Questo tipo di turbina ha un elevato rendimento energetico ad alti regimi e si può dire che in relazione all'aumento della pressione sale la percentuale del rendimento. Il suo vantaggio si manifesta in un rendimento regolare avendo come base una quantità d'acqua fortemente variabile;

- **turbina Francis:** è un tipo di turbina molto diffuso, che lavora nell'ambito di medi dislivelli e quantità d'acqua. La zona di operazione delle turbine Francis è locata in posti con dislivelli di 20 e fino a 200 metri. La potenza ottenibile è tra



Figura 3.4: Turbina Francis

50 kW e 3 MW.

Tale turbina venne sviluppata già nel 1849 da James B. Francis e da allora il principio di funzionamento è rimasto pressoché invariato. L'efficacia e i dettagli funzionali fanno di questa turbina idraulica a sovrappressione una fonte di energia adattabile e solida. In questo tipo di turbina l'acqua viene convogliata tramite un condotto a chiocciola, verso la girante. Le pale possono essere adattate in base alla portata d'acqua, adeguandosi di conseguenza anche alle variazioni di pressione dell'acqua stessa causate, per esempio, dal variare delle condizioni atmosferiche e delle stagioni. L'acqua mette in movimento le pale curve della girante, a sua volta direttamente collegata al generatore.

La turbina Francis richiede un considerevole sforzo costruttivo ma convince per la sua efficienza a pieno regime;

- **turbina Kaplan:** sviluppata nel 1913 dall'ingegnere austriaco Viktor Kaplan secondo il principio della turbina Francis, questa turbina è l'ideale per salti di ridotte dimensioni (da 1 metro a circa 15 metri) e portate d'acqua elevate. Un esempio tipico di impiego sono le centrali idroelettriche fluviali.



Figura 3.5: Turbina Kaplan

La turbina Kaplan viene costruita quasi esclusivamente con asse verticale, poiché la direzione ottimale del flusso attraverso la turbina è dall'alto verso il basso. L'acqua in entrata viene regolata dal condotto, in modo tale da adattare il rendimento della turbina alle necessità e alla portata d'acqua. Il flusso dell'acqua deviato raggiunge le alette di distribuzione che convogliano l'acqua sulle pale della girante, disposte parallelamente all'albero e che a loro volta trasportano l'energia al generatore;

- **turbina Cross Flow / Banki:** è una turbina a flussi incrociati (Cross Flow) e fa parte delle turbine ad azione. Il campo di applicazione della turbina Cross Flow è di circa 4m a 30m di dislivello e portate medie. La tecnica di questo tipo di

turbina consente l'uso per portate ampiamente variabili.

La girante della turbina Cross Flow assomiglia a una ventola di raffreddamento cilindrica e ha delle pale sistemate in ordine tangenziale. Con il corso di flusso in cui l'acqua entra da un lato, poi fuoriesce attraverso il centro della girante nuovamente al lato opposto, questa turbina può funzionare anche se l'acqua trasporta foglie, erba o piccolo materiale.

Rispetto a turbine Kaplan, Francis e Pelton la turbina Cross Flow ha un'efficienza di picco più bassa; ma questo svantaggio viene compensato dal rendimento relativamente costante anche se ci sono fluttuazioni d'acqua. La turbina Cross Flow offre un rapporto costo-prestazioni conveniente.

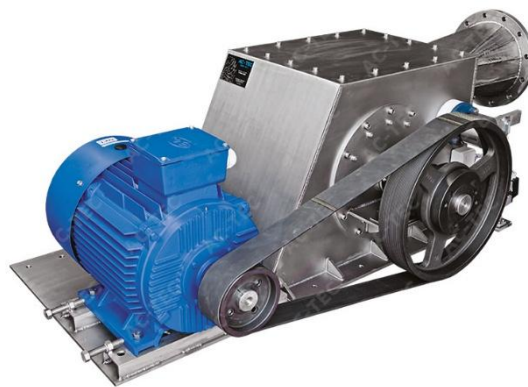


Figura 3.6: Turbina Banki

Come ho elencato sopra, per potenze inferiori ai 100kW si parla di micro idroelettrico; esso è caratterizzato da un limitato impatto ambientale, dal momento che l'impianto non comporta di norma limitazioni o modifiche all'utilizzo prevalente del corso d'acqua (irrigazione, usi potabili, pesca, ecc.).

Le turbine maggiormente utilizzate nel micro idroelettrico sono senza dubbio le Pelton e le Banki o Cross-Flow, ideali per portate d'acqua limitate.

Dal punto di vista impiantistico, i micro impianti possono essere sia ad acqua fluente sia installati in acquedotti o in altro tipo di applicazioni idrauliche.

Il salto e la portata sono i criteri fondamentali per il dimensionamento dell'impianto, cioè per la scelta della potenza della turbina, che deve tenere conto anche dell'utilizzo che si intende fare dell'elettricità prodotta (autoconsumo o vendita alla rete); in primo luogo bisogna verificare pertanto la disponibilità di:

- un salto d'acqua sufficiente (dislivelli anche di pochi metri);
- una portata d'acqua qualsiasi (anche solo 0,5 litri al secondo), purchè abbastanza costante e non eccessivamente condizionata da stagionalità (secche estive).

Dal punto di vista autorizzativo, uno dei requisiti principali è il possesso della “Concessione di derivazione di acque pubbliche superficiali per uso idroelettrico”.

3.4.2 Presentazione delle soluzioni per sfruttare il salto e le portate disponibili

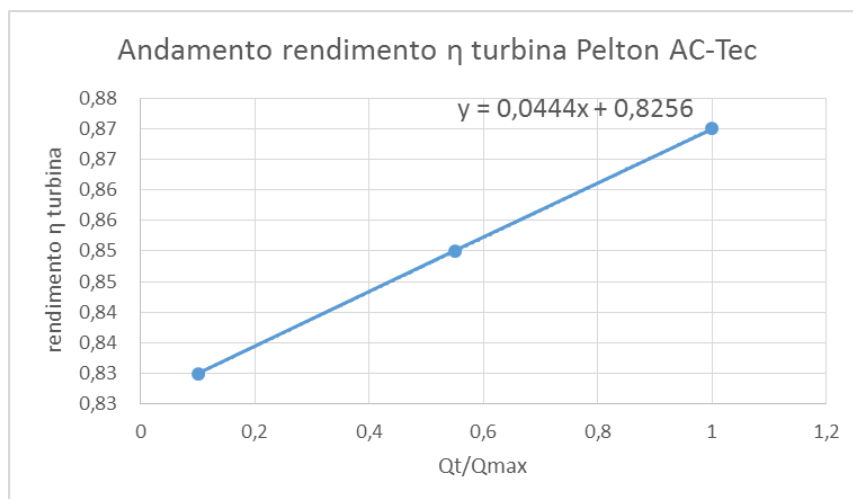
Introdotta l'idroelettrica, passo ad analizzare nello specifico la tipologia di impianti per il sito in esame, ossia il Fosso di Canepa. Si tratterà di un impianto ad acqua fluente, perchè l'acqua viene prelevata direttamente dal corso d'acqua senza essere preventivamente immagazzinata in un invaso o bacino.

Come ho mostrato ai paragrafi precedenti del presente capitolo, nell'area di studio sono presenti tutti e due gli elementi fondamentali richiesti per l'installazione di un impianto idroelettrico, ossia la disponibilità di un salto d'acqua sufficiente e la presenza di una portata d'acqua qualsiasi ma pressochè costante e priva di secche estive; infatti sono 115 i metri di salto geodetico lordo tra captazione e centrale e le portate sono mediamente sui 25l/s, variabili tra 8/9l/s e 45l/s.

Tali valori di notevole dislivello e relativamente piccole quantità d'acqua indirizzano verso l'utilizzo di una turbina Pelton.

Per individuare la soluzione di impianto più adatta al sito in esame mi sono rivolto a varie case costruttrici di turbine idroelettriche, tutte ubicate nel Nord Italia dal Piemonte a Veneto, che mi hanno saputo indicare qual è il prodotto ottimale. Presento ora le soluzioni fornite da due aziende specializzate nel settore, che ringrazio per i dati forniti: la **AC-Tec s.r.l** di Caldaro (TN) e la **Tschurtschenthaler Turbinenbau** di Sesto Pusteria (BZ).

La prima casa costruttrice, di Caldaro, a seguito dei dati di salto lordo e portate che gli ho indicato, mi ha fornito la seguente soluzione: impianto turbina – generatore con turbina Pelton a 2 getti ad accoppiamento diretto, 1500giri/min., senza bisogno di moltiplicatore di giri. La presenza dei due getti consente di turbinare tutto il campo di portate disponibili e soprattutto di migliorare il rendimento della turbina al variare della portata affluente. Esso infatti varia pressochè linearmente dal 87% al 100% di portata all'83% al 10% di portata, come mostrato nel grafico, che riporta anche l'equazione della curva che poi utilizzerò per valutare la potenza prodotta e l'energia cumulata con tale macchina.

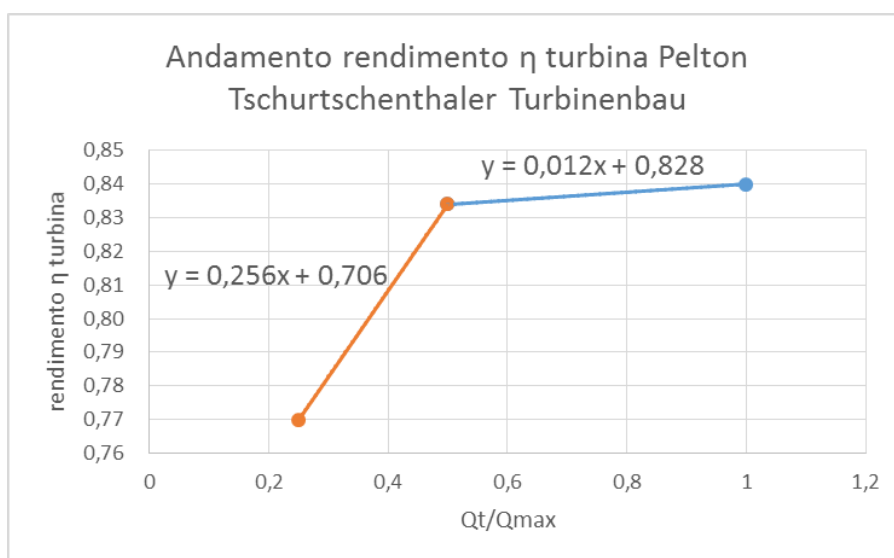


Il rendimento del generatore dichiarato da catalogo si attesta stabile al 90%, anche se effettivamente è nell'ordine del 88/89%.

Per quanto riguarda le dimensioni dell'impianto si può dire che sono relativamente piccole, con un diametro primitivo della girante di 260mm e una larghezza della pala di circa 86mm.

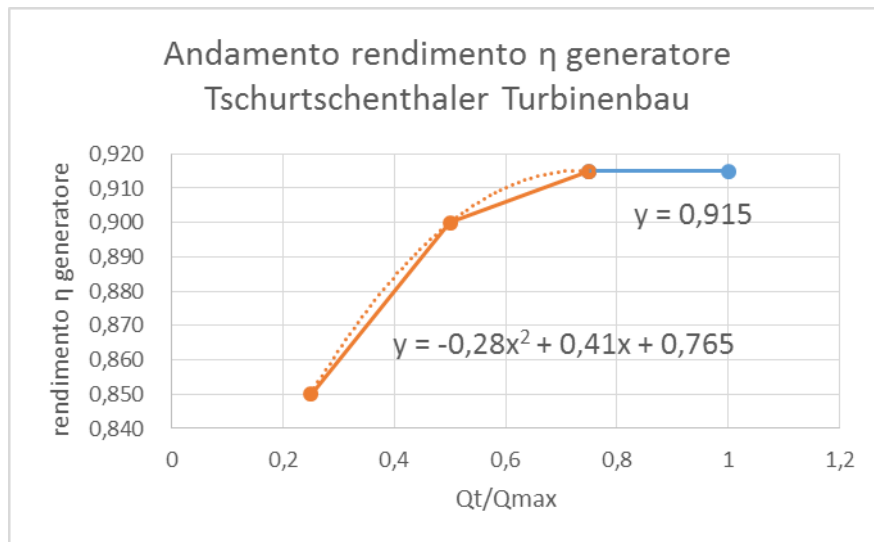
Il costo totale dell'impianto con turbina e generatore è attorno ai 65000 €, e la vita utile di esso è comodamente una trentina di anni.

La ditta Tschurtschenthaler Turbinenbau di Sesto Pusteria mi ha invece fornito un'altra soluzione per il mio caso: impianto turbina – generatore con turbina Pelton ad 1 solo getto ad accoppiamento diretto, 1000 giri/min. Nonostante la presenza di un solo getto, tale turbina consente comunque di turbinare tutto il campo di portate fluenti dalla sorgente di Canepa, a scapito però di un andamento del rendimento della turbina che cala maggiormente con la riduzione della portata. Questo infatti è di 84% a portata piena, 83,4% al 50% di portata e scende al 77% a 25% di portata. Da tali dati ho ricostruito la curva e le equazioni che la descrivono, come riportato nel grafico a seguire, andando a schematizzarlo per semplicità come due tratti lineari.



Per tale impianto anche il generatore ha un rendimento variabile a seconda della percentuale di portata; i valori fornitemi dalla ditta altoatesina sono: 92,5% al 100% e 75% di portata, 91% e 86% al 50% e 25% di portata rispettivamente. Ovviamente anche in questo caso il rendimento effettivo è leggermente minore di quello dichiarato, e proprio da questo rendimento diminuito dell'1% mi sono ricavato la curva dell'andamento.

A partire dai dati di tali due impianti alternativi delle due differenti case costruttrici andrò nel prossimo paragrafo a valutare le curve di potenza prodotta ed energia cumulata annua per il sito di Canepa.



3.4.3 Calcolo delle curve di potenza prodotta e energia cumulata con le soluzioni alternative di impianti idroelettrici

Attraverso la valutazione che sto svolgendo arriverò a stimare le curve di potenza prodotta dall'impianto e dell'energia cumulata. Entrambe riportano in ascissa i valori della portata presente nel corso d'acqua e mostrano: la prima, che fornisce una informazione economica, l'andamento della potenza in kW prodotta dall'impianto al variare della portata; la seconda, che suggerisce su quale campo di portate concentrarsi e approfondire le indagini, riporta invece l'andamento della energia cumulata in kWh sempre al variare della portata di acqua. Da quest'ultima curva ottengo il valore dell'energia cumulata annua nel sito di Canepa con l'impianto considerato, che è il vero obiettivo finale della valutazione, in quanto nell'ultimo capitolo confronterò poi questo valore con l'energia totale prodotta dal fotovoltaico a San Marino.

I dati di partenza della valutazione che ho fatto impostando un foglio di Excel sono dunque la curva di durata finale delle portate a passo 1 giorno per Canepa, che ho ottenuto al paragrafo 3.3, i dati relativi all'impianto idroelettrico utilizzato, presentati nel precedente paragrafo 3.4.2, e le informazioni relative alla condotta a gravità che collega la captazione, presso la Risorgente dei Tubi di Canepa, con la attuale centrale di potabilizzazione di Galavotto.

Per quanto riguarda la condotta, ho già mostrato il suo sviluppo planimetrico e collocazione geografica al paragrafo 2.6 del precedente capitolo, ma ne fornisco qui alcune informazioni più dettagliate; si tratta di una condotta in polietilene ad alta densità PE100, di diametro commerciale esterno 250mm, e resistente ad una pressione nominale di 16 bar. Il diametro interno risulta dunque di 205mm circa (204,7 per l'esattezza). Essendo la condotta in materiale plastico presenta valori di scabrezza bassi, che a tubi nuovi possono avere valore del coefficiente di scabrezza di Gauckler-Strickler c attorno a $110 \text{ m}^{(1/3)}/\text{s}$. Per la presente valutazione ho tuttavia assunto un coefficiente c pari a $100 \text{ m}^{(1/3)}/\text{s}$, per tenere conto dell'inevitabile aumento di

scabrezza dovuto alle incrostazioni che si formano nel tempo e con l'usura delle tubazioni. Questo infatti anche per non avere una sovrastima dell'energia cumulata annua dall'impianto di Canepa, dato che, pur essendo attualmente le tubazioni presenti abbastanza nuove in quanto rifatte a fine 2014, col tempo e supponendo una durata pluridecennale di esse si deteriorano e inevitabilmente i valori del coefficiente c diminuiscono.

Altra informazione relativa alla condotta è la lunghezza complessiva dalla captazione alla centrale, che ho stimato pari a 1915 metri grazie a informazioni dal progetto del rifacimento di essa a fine 2014 e a misurazioni con Google Earth. La condotta nella parte iniziale ha un andamento che segue il naturale corso d'acqua ed è interrata lievemente, con alcuni tratti visibili in superficie, poi per circa 800 metri di sviluppo lineare procede interrata di parecchi metri a seguito di trivellazioni eseguite di recente, e nella parte finale giunge alla potabilizzazione seguendo il tracciato del Torrente San Marino.

Il sito di installazione dell'impianto idroelettrico costituito da turbina e generatore si troverà dunque presso la attuale centrale di potabilizzazione, in una sezione immediatamente a monte dell'attuale filtro a pressione presentato al termine del paragrafo 2.6, che dunque non potrà essere più utilizzato per la perdita della pressione una volta che l'acqua è rilasciata dalla turbina.

Procedendo poi coi calcoli, dal diametro interno della condotta ho calcolato la sezione, da cui anche la velocità massima dell'acqua al suo interno, dividendo la sezione per la portata massima, dati utili per il calcolo delle perdite di carico, divise in perdite concentrate e distribuite. Le prime sono le perdite che si hanno in corrispondenza di ostacoli al moto del fluido in condotta e che si quantificano come frazione dell'altezza cinetica. Nell'impianto in esame ho rilevato la presenza delle seguenti perdite concentrate, quantificate col coefficiente K da moltiplicare per il termine cinetico $v^2/(2*g)$, dove v è la velocità dell'acqua in condotto e g l'accelerazione di gravità pari a $9,81\text{m/s}^2$:

- perdite all'imbocco presso la captazione pari a $K = 0,5$;
- perdite allo sbocco presso la centrale, $K = 1$;
- perdite per la valvola a saracinesca per la mandata a scarico dell'acqua, $K = 0,5$;
- perdite totali per raccordi e curve lungo il condotto, stimate in $K = 2,5$.

Tali perdite non saranno perfettamente identiche a quelle realmente presenti nell'impianto, ma per la presente stima le posso considerare significative. Ho dunque moltiplicato la sommatoria dei vari coefficienti K , pari a 4,5, per la corrispondente altezza cinetica $v^2/(2*g)$, ottenendo il valore in metri delle perdite concentrate.

Per le perdite distribuite ho utilizzato invece la formula per il moto uniforme di Chezy, ossia $v = c*R^{(2/3)}*i^{(1/2)}$, dove v è la velocità dell'acqua in condotta, c è il coefficiente di scabrezza di Gauckler-Strickler già introdotto, R è il raggio idraulico

pari a $D/4$ per condotte circolari ed i è la cadente idraulica pari a $\Delta H/L$, ossia perdite distribuite fratto lunghezza totale della tubazione. Si ha poi che la portata Q è pari a $v \cdot \Omega$, dove Ω rappresenta la sezione del condotto. Invertendo e sviluppando tale formula ho dunque ottenuto il valore in metri delle perdite concentrate dalla relazione $\Delta H = (Q^2 \cdot L \cdot 4^{(4/3)}) / (\Omega^2 \cdot c \cdot D^{(4/3)})$, con D diametro interno della condotta.

A questo punto, sottraendo entrambe le perdite di carico al salto lordo di 115 metri, ho ricavato il salto netto ΔH_N , che è quello necessario per calcolare la potenza effettiva dall'impianto. La formula per il calcolo della potenza effettiva in kW è infatti $P = 9,81 \cdot Q \cdot \Delta H_N \cdot \eta_{TOT}$, dove Q è la portata nel corso d'acqua in m^3/s e η_{TOT} è il rendimento totale dell'impianto dato dal prodotto di quello della turbina e del generatore.

Infine, l'energia prodotta in kWh si ottiene moltiplicando il valore della potenza P per il numero di ore in un giorno, ossia $E = P \cdot 24$. Avrò un valore di tale energia per ciascuna delle 365 portate corrispondenti alle durate di giorno in giorno della curva a passo giornaliero, che sommate di volta in volta mi portano al valore dell'energia cumulata annua, che confronterò poi tra i due impianti alternativi.

Riporto ora i valori di partenza delle due valutazioni, una parte delle tabelle complessive di calcolo che ho impostato su Excel e le curve della potenza prodotta e dell'energia cumulata rispettive.

Dati macchina, impianto e salto per la soluzione di AC-Tec s.r.l.		
Portate tutte turbinabili		
Portata minima	0,00004	m^3/s
Portata massima	0,0456	m^3/s
Distanza presa - recapito	1915	m
Quota monte captazione	320	m
Quota valle installazione	205	m
Rendimento turbina (lineare)	0,87	a 100% portata
	0,85	a 55% portata
	0,83	a 10% portata
Rendimento generatore	0,89	sempre
Diametro commerciale esterno	0,25	m
Diametro interno del condotto	0,205	m
Sezione Ω del condotto	0,0330	m^2
Velocità massima in condotto	1,3823	m/s
Perdite concentrate (coefficiente K)	1	sbocco
	0,5	imbocco
	0,5	saracinesca di scarico
	2,5	raccordi e curve
Materiale condotta	polietilene PE 100 PN16	
Coefficiente c di scabrezza	100	$m^{(1/3)}/s$

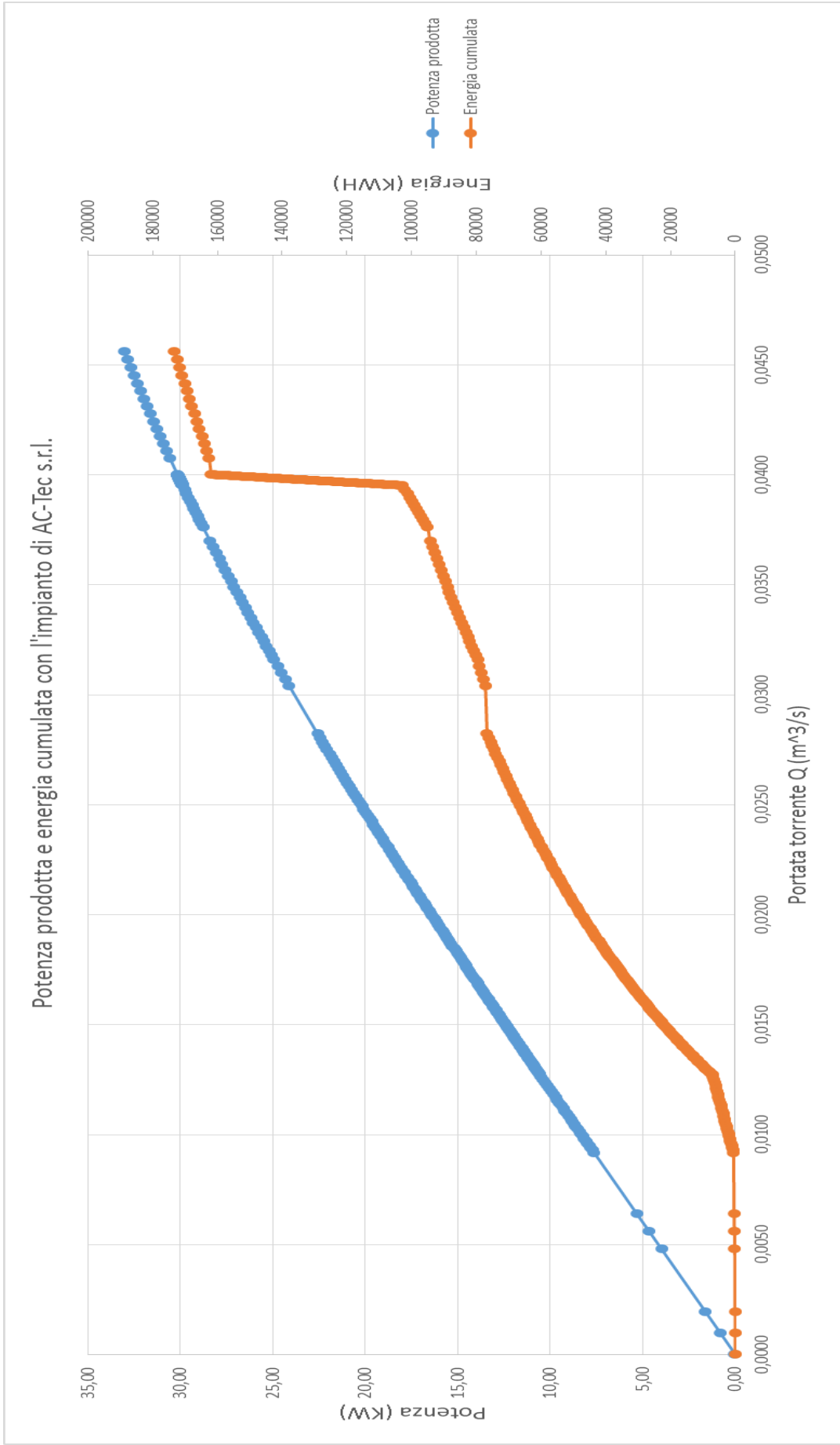
Tabella 3.4: Dati di partenza per valutazione impianto con soluzione dell' AC-Tec s.r.l.

Durata (gg)	Portata torrente Q (m³/s)	Portata turbinata Qt (m³/s)	Durata portata turbinata (gg)	Hm (m)	Hv (m)	Salto lordo AHL (m)	Velocità ingresso impianto (m/s)	Perdite di carico concentrate (m)
365	0,0000	4E-05	1	320	205	115	0,00	2,6583E-07
364	0,0010	0,0010	1	320	205	115	0,03	0,0002
363	0,0019	0,0019	1	320	205	115	0,06	0,0008
362	0,0048	0,0048	1	320	205	115	0,15	0,0049
361	0,0056	0,0056	1	320	205	115	0,17	0,0066
360	0,0064	0,0064	1	320	205	115	0,19	0,0086
359	0,0092	0,0092	1	320	205	115	0,28	0,0178
358	0,0093	0,0093	1	320	205	115	0,28	0,0182
357	0,0094	0,0094	1	320	205	115	0,28	0,0186
356	0,0095	0,0095	1	320	205	115	0,29	0,0190
355	0,0096	0,0096	1	320	205	115	0,29	0,0194
...
255	0,0160	0,0160	1	320	205	115	0,49	0,0542
254	0,0161	0,0161	1	320	205	115	0,49	0,0546
253	0,0162	0,0162	1	320	205	115	0,49	0,0550
252	0,0162	0,0162	1	320	205	115	0,49	0,0554
251	0,0163	0,0163	1	320	205	115	0,49	0,0558
250	0,0163	0,0163	1	320	205	115	0,49	0,0562
249	0,0164	0,0164	1	320	205	115	0,50	0,0566
248	0,0164	0,0164	1	320	205	115	0,50	0,0570
247	0,0165	0,0165	1	320	205	115	0,50	0,0574
246	0,0166	0,0166	1	320	205	115	0,50	0,0579
245	0,0166	0,0166	1	320	205	115	0,50	0,0583
...
155	0,0252	0,0252	1	320	205	115	0,76	0,1341
154	0,0254	0,0254	1	320	205	115	0,77	0,1357
153	0,0255	0,0255	1	320	205	115	0,77	0,1373
152	0,0257	0,0257	1	320	205	115	0,78	0,1390
151	0,0258	0,0258	1	320	205	115	0,78	0,1407
150	0,0260	0,0260	1	320	205	115	0,79	0,1424
149	0,0262	0,0262	1	320	205	115	0,79	0,1441
148	0,0263	0,0263	1	320	205	115	0,80	0,1459
147	0,0265	0,0265	1	320	205	115	0,80	0,1477
146	0,0266	0,0266	1	320	205	115	0,81	0,1496
145	0,0268	0,0268	1	320	205	115	0,81	0,1514
...
10	0,0421	0,0421	1	320	205	115	1,28	0,3734
9	0,0424	0,0424	1	320	205	115	1,29	0,3794
8	0,0428	0,0428	1	320	205	115	1,30	0,3856
7	0,0431	0,0431	1	320	205	115	1,31	0,3918
6	0,0435	0,0435	1	320	205	115	1,32	0,3981
5	0,0438	0,0438	1	320	205	115	1,33	0,4045
4	0,0442	0,0442	1	320	205	115	1,34	0,4110
3	0,0445	0,0445	1	320	205	115	1,35	0,4177
2	0,0449	0,0449	1	320	205	115	1,36	0,4244
1	0,0452	0,0452	1	320	205	115	1,37	0,4313
0	0,0456	0,0456	1	320	205	115	1,38	0,4382

Tabella 3.5: Prima parte dei calcoli per la valutazione dell'idroelettrico con la soluzione di AC-Tec s.r.l.

Perdite di carico distribuite (m)	Salto netto ΔH (m)	Portata turbinata/massima	η turbina (%)	η totale (%)	Potenza effettiva (KW)	Energia prodotta (kWh)	Energia cumulata (KWH)
1,17E-05	115,00	0,00	0,826	0,735	0,03	1	1
0,0090	114,99	0,02	0,827	0,736	0,82	20	20
0,0347	114,96	0,04	0,827	0,736	1,61	39	59
0,2130	114,78	0,11	0,830	0,739	3,99	96	155
0,2899	114,70	0,12	0,831	0,740	4,66	112	267
0,3786	114,61	0,14	0,832	0,740	5,33	128	394
0,7803	114,20	0,20	0,835	0,743	7,65	183	578
0,7976	114,18	0,20	0,835	0,743	7,73	186	763
0,8154	114,17	0,21	0,835	0,743	7,81	188	951
0,8335	114,15	0,21	0,835	0,743	7,90	190	1141
0,8521	114,13	0,21	0,835	0,743	7,99	192	1332
...
2,3773	112,57	0,35	0,841	0,749	13,26	318	28123
2,3944	112,55	0,35	0,841	0,749	13,31	319	28442
2,4116	112,53	0,35	0,841	0,749	13,35	320	28763
2,4291	112,52	0,36	0,841	0,749	13,40	322	29084
2,4467	112,50	0,36	0,841	0,749	13,45	323	29407
2,4645	112,48	0,36	0,841	0,749	13,49	324	29731
2,4826	112,46	0,36	0,842	0,749	13,54	325	30056
2,5008	112,44	0,36	0,842	0,749	13,59	326	30382
2,5193	112,42	0,36	0,842	0,749	13,64	327	30709
2,5380	112,40	0,36	0,842	0,749	13,69	329	31038
2,5568	112,38	0,36	0,842	0,749	13,74	330	31367
...
5,8828	108,98	0,55	0,850	0,757	20,41	490	67373
5,9525	108,91	0,56	0,850	0,757	20,52	492	67865
6,0235	108,84	0,56	0,850	0,757	20,63	495	68360
6,0958	108,77	0,56	0,851	0,757	20,74	498	68858
6,1695	108,69	0,57	0,851	0,757	20,86	501	69359
6,2445	108,61	0,57	0,851	0,757	20,97	503	69862
6,3210	108,53	0,57	0,851	0,757	21,09	506	70368
6,3990	108,46	0,58	0,851	0,758	21,21	509	70877
6,4784	108,37	0,58	0,851	0,758	21,33	512	71389
6,5594	108,29	0,58	0,852	0,758	21,45	515	71904
6,6420	108,21	0,59	0,852	0,758	21,57	518	72421
...
16,3781	98,25	0,92	0,867	0,771	31,29	751	165597
16,6423	97,98	0,93	0,867	0,772	31,47	755	166353
16,9107	97,70	0,94	0,867	0,772	31,64	759	167112
17,1835	97,42	0,95	0,868	0,772	31,82	764	167876
17,4606	97,14	0,95	0,868	0,772	31,99	768	168644
17,7422	96,85	0,96	0,868	0,773	32,17	772	169416
18,0284	96,56	0,97	0,869	0,773	32,34	776	170192
18,3192	96,26	0,98	0,869	0,773	32,51	780	170972
18,6146	95,96	0,98	0,869	0,774	32,68	784	171757
18,9149	95,65	0,99	0,870	0,774	32,85	789	172545
19,2199	95,34	1,00	0,870	0,774	33,02	793	173338

Tabella 3.6: Seconda parte dei calcoli per la valutazione dell'idroelettrico con la soluzione di AC-Tec s.r.l.



Già da queste tabelle e dal grafico delle curve finali per la soluzione 1 dell'AC-Tec s.r.l. si nota quanto detto sopra relativamente ai vari passaggi svolti. Ho poi evidenziato in giallo il valore di potenza effettiva massima prodotta alla massima portata e quello dell'energia cumulata annua. Tali valori sono per la soluzione 1 rispettivamente pari a **33,02kW** e **173.338kWh**; si tratta dunque di micro – idroelettrico in quanto le potenze sono inferiori ai 100kW.

Con la seconda soluzione di impianto idroelettrico fornitami dalla azienda altoatesina Tschurtschenthaler Turbinenbau i valori di potenza massima prodotta e energia cumulata annua saranno invece, come mostrato nelle tabelle seguenti, pari a **32,78kW** e **171.842kWh**, dunque leggermente minori rispetto alla prima alternativa. Questo forse perché la turbina Pelton a due getti della prima ditta presenta rendimenti che scendono meno al calare della portata, come presentato al paragrafo 3.4.2.

Per quanto riguarda le curve della potenza prodotta è da notare come esse siano monotone crescenti, in maniera pressochè costante. Questo proprio perché si tratta di impianti ad acqua fluente, per i quali le portate sono tutte turbinate, per cui la potenza prodotta maggiore sarà in corrispondenza della portata turbinata maggiore, in quanto le perdite di carico non aumentano tanto velocemente quanto l'aumento della portata. Le curve di energia cumulata hanno invece un aumento non proprio lineare.

Dati macchina, impianto e salto per la soluzione di Tschurtschenthaler Turbinenbau		
Portate tutte turbinabili		
Portata minima	0,00004	m ³ /s
Portata massima	0,0456	m ³ /s
Distanza presa - recapito	1915	m
Quota monte captazione	320	m
Quota valle installazione	205	m
Rendimento turbina	0,84	a 100% portata
	0,83	a 50% portata
	0,77	a 25% portata
Rendimento generatore	0,915	al 100% portata
	0,915	al 75% portata
	0,90	al 50% portata
	0,85	al 25% portata
Diametro interno del condotto	0,205	m
Sezione Ω del condotto	0,0330	m ²
Velocità massima in condotto	1,3823	m/s
Perdite concentrate (coefficiente K)	1	sbocco
	0,5	imbocco
	0,5	saracinesca di scarico
	2,5	raccordi e curve
Materiale condotta	polietilene PE 100 PN16	
Coefficiente c di scabrezza	100	m ^(1/3) /s

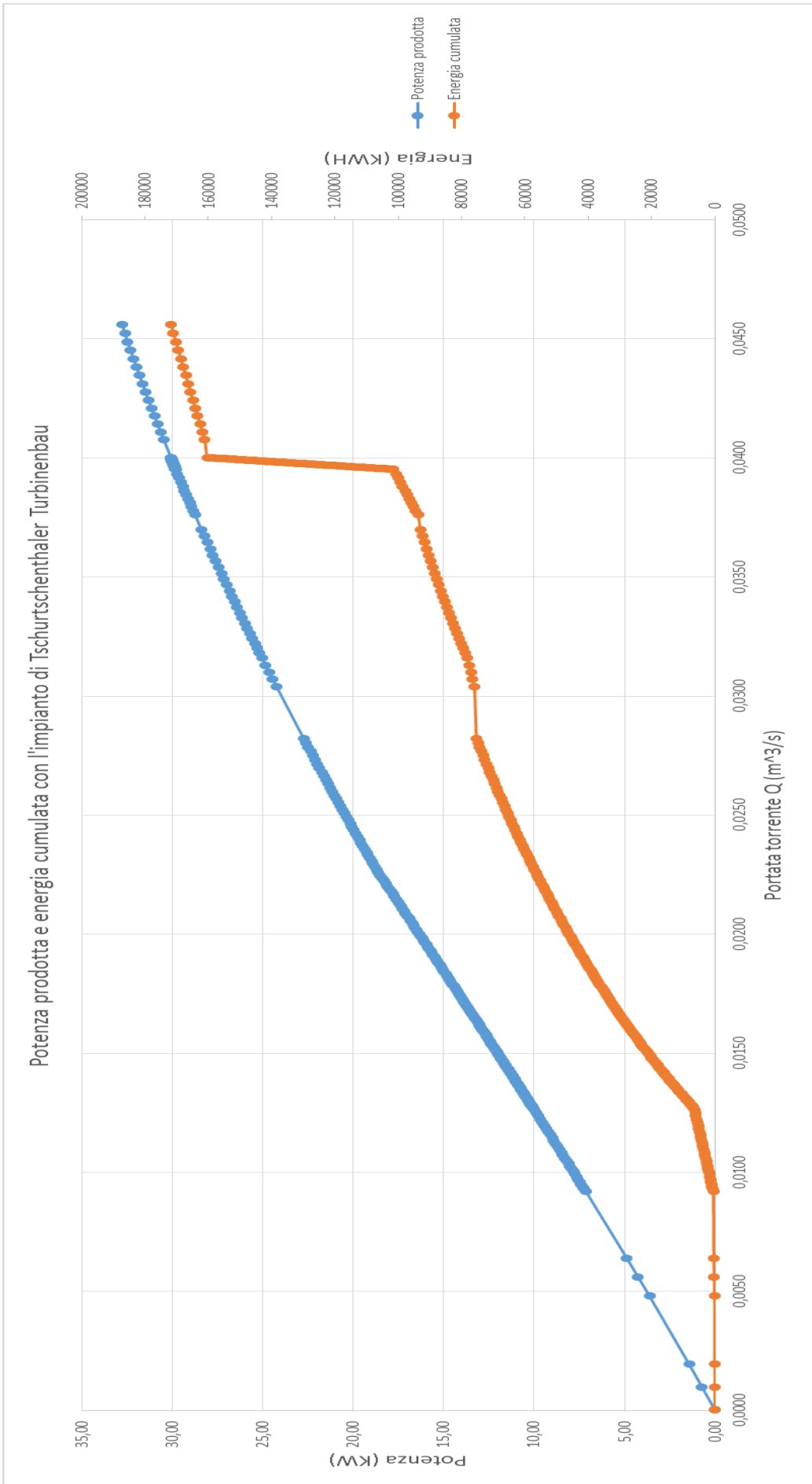
Tabella 3.7: Dati di partenza per valutazione impianto con soluzione di Tschurtschenthaler Turbinenbau

Durata (gg)	Portata torrente Q (m³/s)	Portata turbinata Qt (m³/s)	Durata portata turbinata (gg)	Hm (m)	Hv (m)	Salto lordo ΔHL (m)	Velocità ingresso impianto (m/s)	Perdite di carico concentrate (m)
365	0,0000	4E-05	1	320	205	115	0,00	2,6583E-07
364	0,0010	0,0010	1	320	205	115	0,03	0,0002
363	0,0019	0,0019	1	320	205	115	0,06	0,0008
362	0,0048	0,0048	1	320	205	115	0,15	0,0049
361	0,0056	0,0056	1	320	205	115	0,17	0,0066
360	0,0064	0,0064	1	320	205	115	0,19	0,0086
359	0,0092	0,0092	1	320	205	115	0,28	0,0178
358	0,0093	0,0093	1	320	205	115	0,28	0,0182
357	0,0094	0,0094	1	320	205	115	0,28	0,0186
356	0,0095	0,0095	1	320	205	115	0,29	0,0190
355	0,0096	0,0096	1	320	205	115	0,29	0,0194
...
255	0,0160	0,0160	1	320	205	115	0,49	0,0542
254	0,0161	0,0161	1	320	205	115	0,49	0,0546
253	0,0162	0,0162	1	320	205	115	0,49	0,0550
252	0,0162	0,0162	1	320	205	115	0,49	0,0554
251	0,0163	0,0163	1	320	205	115	0,49	0,0558
250	0,0163	0,0163	1	320	205	115	0,49	0,0562
249	0,0164	0,0164	1	320	205	115	0,50	0,0566
248	0,0164	0,0164	1	320	205	115	0,50	0,0570
247	0,0165	0,0165	1	320	205	115	0,50	0,0574
246	0,0166	0,0166	1	320	205	115	0,50	0,0579
245	0,0166	0,0166	1	320	205	115	0,50	0,0583
...
155	0,0252	0,0252	1	320	205	115	0,76	0,1341
154	0,0254	0,0254	1	320	205	115	0,77	0,1357
153	0,0255	0,0255	1	320	205	115	0,77	0,1373
152	0,0257	0,0257	1	320	205	115	0,78	0,1390
151	0,0258	0,0258	1	320	205	115	0,78	0,1407
150	0,0260	0,0260	1	320	205	115	0,79	0,1424
149	0,0262	0,0262	1	320	205	115	0,79	0,1441
148	0,0263	0,0263	1	320	205	115	0,80	0,1459
147	0,0265	0,0265	1	320	205	115	0,80	0,1477
146	0,0266	0,0266	1	320	205	115	0,81	0,1496
145	0,0268	0,0268	1	320	205	115	0,81	0,1514
...
10	0,0421	0,0421	1	320	205	115	1,28	0,3734
9	0,0424	0,0424	1	320	205	115	1,29	0,3794
8	0,0428	0,0428	1	320	205	115	1,30	0,3856
7	0,0431	0,0431	1	320	205	115	1,31	0,3918
6	0,0435	0,0435	1	320	205	115	1,32	0,3981
5	0,0438	0,0438	1	320	205	115	1,33	0,4045
4	0,0442	0,0442	1	320	205	115	1,34	0,4110
3	0,0445	0,0445	1	320	205	115	1,35	0,4177
2	0,0449	0,0449	1	320	205	115	1,36	0,4244
1	0,0452	0,0452	1	320	205	115	1,37	0,4313
0	0,0456	0,0456	1	320	205	115	1,38	0,4382

Tabella 3.8: Prima parte dei calcoli per la valutazione dell'idroelettrico con la soluzione di Tschurtschenthaler Turbinenbau

Perdite di carico distribuite (m)	Salto netto ΔH_N (m)	Portata turbinata/massima	turbina (%)	generatore	η totale (%)	Potenza effettiva (kW)	Energia prodotta (KWH)	Energia cumulata (KWH)
1,17E-05	115,00	0,00	0,706	0,765	0,540	0,02	1	1
0,0090	114,99	0,02	0,712	0,774	0,651	0,72	17	18
0,0347	114,96	0,04	0,717	0,782	0,656	1,43	34	52
0,2130	114,78	0,11	0,733	0,805	0,671	3,62	87	139
0,2899	114,70	0,12	0,737	0,811	0,675	4,25	102	241
0,3786	114,61	0,14	0,742	0,817	0,679	4,89	117	359
0,7803	114,20	0,20	0,758	0,836	0,693	7,14	171	530
0,7976	114,18	0,20	0,758	0,837	0,694	7,22	173	703
0,8154	114,17	0,21	0,759	0,838	0,694	7,30	175	878
0,8335	114,15	0,21	0,759	0,838	0,695	7,39	177	1056
0,8521	114,13	0,21	0,760	0,839	0,695	7,47	179	1235
...
2,3773	112,57	0,35	0,796	0,875	0,728	12,90	310	26932
2,3944	112,55	0,35	0,796	0,875	0,729	12,95	311	27243
2,4116	112,53	0,35	0,797	0,875	0,729	13,00	312	27555
2,4291	112,52	0,36	0,797	0,875	0,729	13,05	313	27868
2,4467	112,50	0,36	0,797	0,876	0,730	13,10	314	28183
2,4645	112,48	0,36	0,798	0,876	0,730	13,15	316	28498
2,4826	112,46	0,36	0,798	0,876	0,730	13,20	317	28815
2,5008	112,44	0,36	0,798	0,876	0,730	13,25	318	29133
2,5193	112,42	0,36	0,799	0,877	0,731	13,31	319	29452
2,5380	112,40	0,36	0,799	0,877	0,731	13,36	321	29773
2,5568	112,38	0,36	0,799	0,877	0,731	13,41	322	30095
...
5,8828	108,98	0,55	0,835	0,906	0,764	20,60	494	65997
5,9525	108,91	0,56	0,835	0,906	0,764	20,71	497	66494
6,0235	108,84	0,56	0,835	0,907	0,764	20,82	500	66994
6,0958	108,77	0,56	0,835	0,907	0,764	20,93	502	67496
6,1695	108,69	0,57	0,835	0,907	0,764	21,04	505	68001
6,2445	108,61	0,57	0,835	0,908	0,764	21,16	508	68509
6,3210	108,53	0,57	0,835	0,908	0,764	21,27	510	69020
6,3990	108,46	0,58	0,835	0,908	0,764	21,39	513	69533
6,4784	108,37	0,58	0,835	0,909	0,764	21,50	516	70049
6,5594	108,29	0,58	0,835	0,909	0,764	21,62	519	70568
6,6420	108,21	0,59	0,835	0,909	0,764	21,74	522	71090
...
16,3781	98,25	0,92	0,839	0,915	0,768	31,15	748	164149
16,6423	97,98	0,93	0,839	0,915	0,768	31,32	752	164901
16,9107	97,70	0,94	0,839	0,915	0,768	31,48	756	165657
17,1835	97,42	0,95	0,839	0,915	0,768	31,65	760	166416
17,4606	97,14	0,95	0,839	0,915	0,768	31,81	764	167180
17,7422	96,85	0,96	0,840	0,915	0,768	31,98	767	167947
18,0284	96,56	0,97	0,840	0,915	0,768	32,14	771	168718
18,3192	96,26	0,98	0,840	0,915	0,768	32,30	775	169494
18,6146	95,96	0,98	0,840	0,915	0,768	32,46	779	170273
18,9149	95,65	0,99	0,840	0,915	0,769	32,62	783	171056
19,2199	95,34	1,00	0,840	0,915	0,769	32,78	787	171842

Tabella 3.9: Seconda parte dei calcoli per la valutazione dell'idroelettrico con la soluzione di Tschurtschenthaler Turbinenbau



3.4.4 Calcolo delle curve di potenza prodotta e energia cumulata con le varie condotte commerciali

Nel paragrafo precedente ho presentato quella che è una stima per valutare le potenzialità di un impianto idroelettrico sul Fosso di Canepa attraverso due differenti alternative, entrambe però basate sulla condotta forzata attualmente presente tra la captazione alla Risorgente dei Tubi e la centrale di potabilizzazione di Galavotto, ottenendo i valori visti.

Quello che ora voglio fare è vedere come varia la produzione di energia al variare della condotta, ossia se avessi la possibilità di costruire condotte in polietilene di diversi diametri commerciali, il tutto a parità di turbina e generatore.

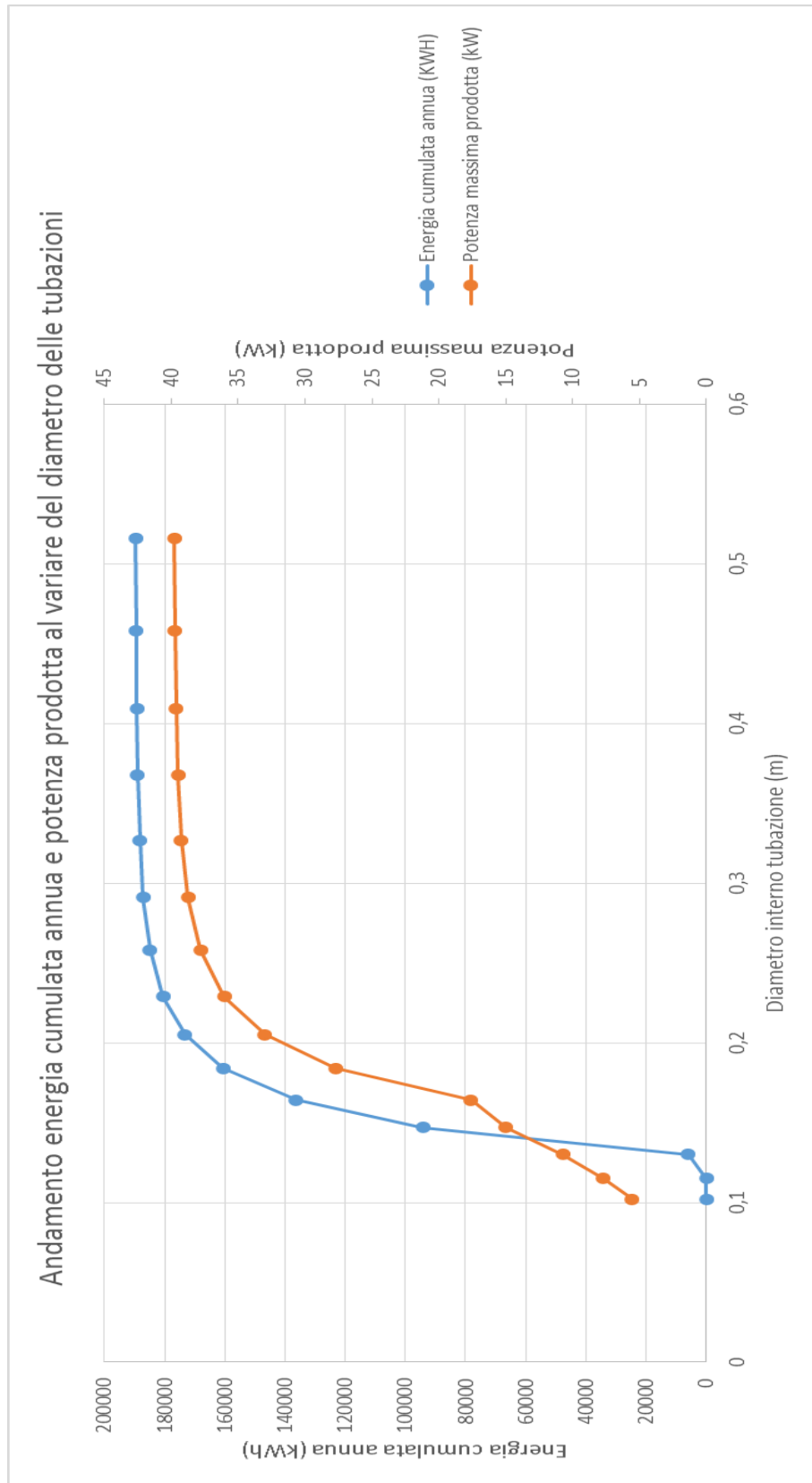
Attraverso il foglio di calcolo elettronico precedentemente riportato, avvalendomi della soluzione migliore tra le due presentate, ossia quella di AC-Tec s.r.l., sono andato a modificare il valore del diametro interno della tubazione vedendo come varia la potenza massima prodotta e l'energia cumulata annua. Ho dunque sostituito di volta in volta il valore del diametro interno della tubazione, partendo da un minimo di 102mm (corrispondente al diametro esterno 125mm) e arrivando al massimo di 516mm (relativo al diametro esterno di 630mm che è il maggiore in commercio per la tipologia PLT PE100 PN16), segnandomi in una tabella i valori di potenza massima prodotta e energia cumulata annua corrispondenti, che riporto in tabella e grafico.

Diametro commerciale esterno (m)	Diametro interno (m)	Energia cumulata annua (KWH)	Potenza massima prodotta (kW)
0,125	0,102	np	5,57
0,140	0,115	np	7,7
0,160	0,130	6075	10,73
0,180	0,147	94143	15,01
0,200	0,164	136263	17,58
0,225	0,184	160684	27,75
0,250	0,205	173338	33,02
0,280	0,229	180593	36,05
0,315	0,258	184848	37,82
0,355	0,291	187124	38,77
0,400	0,327	188300	39,26
0,450	0,368	188940	39,52
0,500	0,409	189256	39,66
0,560	0,458	189446	39,74
0,630	0,516	189555	39,78

Tabella 3.10: Andamento energia cumulata annua e potenza massima prodotta al variare del diametro della condotta

Dalla tabella, ma soprattutto dal grafico seguente, si nota come le potenzialità dell'impianto aumentino notevolmente fino al diametro commerciale del condotto attualmente presente, ossia quello evidenziato in giallo, per poi aumentare più lentamente. I diametri minori utilizzati non sarebbero neanche da prendere in considerazione in quanto le perdite di carico risultano talmente elevate da dare una produzione di energia annua negativa. Spingendosi verso l'alternativa estrema invece si nota che la produzione di energia annua si attesta sui 190000kWh, corrispondenti ad

una potenza massima prodotta prossima a 40kW. E' comunque da sottolineare che il prezzo in €/m delle tubazioni aumenta notevolmente all'aumentare del diametro, per cui è inutile utilizzarne uno molto grande se poi il suo costo non è coperto da un aumento sufficiente della produzione.



3.5 Confronto tra andamento delle portate a Canepa e precipitazioni cumulate

Dato che la stima che ho effettuato si basa su dati di portata di una sorgente, è inevitabile che essi siano in qualche modo legati alle precipitazioni meteoriche. Inoltre, avendo utilizzato un solo anno di misurazioni di portata, il 2014, per rendere un minimo veritiera la valutazione dell'energia cumulata annua ho pensato potesse essere interessante confrontare i valori di portata con quelli di precipitazioni totali annue di vari anni.

Mi sono dunque messo alla ricerca di dati pluviometrici di stazioni meteorologiche nelle vicinanze di Canepa, e ho avuto la possibilità di accedere alle registrazioni della stazione di Borgo Maggiore (San Marino), appena 2km in linea d'aria dal luogo della captazione, per le quali ringrazio Marco Biordi, responsabile del Centro Meteorologico di San Marino. Ho così ricavato il valore della precipitazione cumulata annua per gli anni dal 2004 al 2015; utilizzando poi gli stessi valori annui di altre 3 stazioni, tra cui quelle di Ponte Verucchio e San Marino Città (ricavati dagli annali idrologici pubblicati da Arpa Emilia Romagna) e quella di Serravalle le Coste (raccolti da me stesso essendo casa mia), ho sistemato e integrato i dati ottenendo l'andamento delle precipitazioni cumulate totali annue in millimetri nelle vicinanze di Canepa, che riporto nella tabella seguente.

Anno	Precipitazioni totali annue (mm)
2004	871
2005	1175
2006	609
2007	684
2008	768
2009	835
2010	1205
2011	760
2012	950
2013	1114
2014	1207
2015	1005
MEDIA	932

Tabella 3.11: Andamento precipitazioni totali annue in territorio sammarinese negli anni 2004-2015

Si nota subito che l'anno 2014 evidenziato in giallo, relativo ai dati di portata per lo studio dell'impianto idroelettrico di Canepa, è l'anno più piovoso dei 12 presi in considerazione e ha un valore ben superiore alla loro media.

Se si suppone che maggiori precipitazioni implicino anche maggiori portate di acqua presso la Risorgente dei Tubi a Canepa, questo lascia pensare che il valore di 173.338kWh di energia cumulata totale annua ottenuto con l'impianto idroelettrico di AC-Tec s.r.l. al paragrafo 3.4.3 sia forse superiore a quanto tale impianto potrebbe

mediamente produrre ogni anno.

In ogni caso, per quello detto al paragrafo 3.1, ossia che i dati di portata utilizzati potrebbero essere sottostimati per cause ivi enunciate (mancanza di dati quando l'acqua va a scarico in primis), posso assumere il valore di 173.338kWh come significativo per le valutazioni economiche che farò al capitolo 4.

Tuttavia, per mostrare l'effettivo legame esistente tra piogge e portate, voglio presentare quello che ho fatto relativamente all'anno 2014: per tale anno ho considerato i dati di precipitazione giornaliera raccolti presso casa mia, a Serravalle, 6km in linea d'aria dalla Risorgente dei Tubi; ho poi accostato il loro andamento a quello delle portate misurate alla centrale di Galavotto fino al 13 novembre 2014, data in cui sono iniziati i lavori per il rifacimento della condotta, ottenendo i risultati presenti nei grafici combinati seguenti.

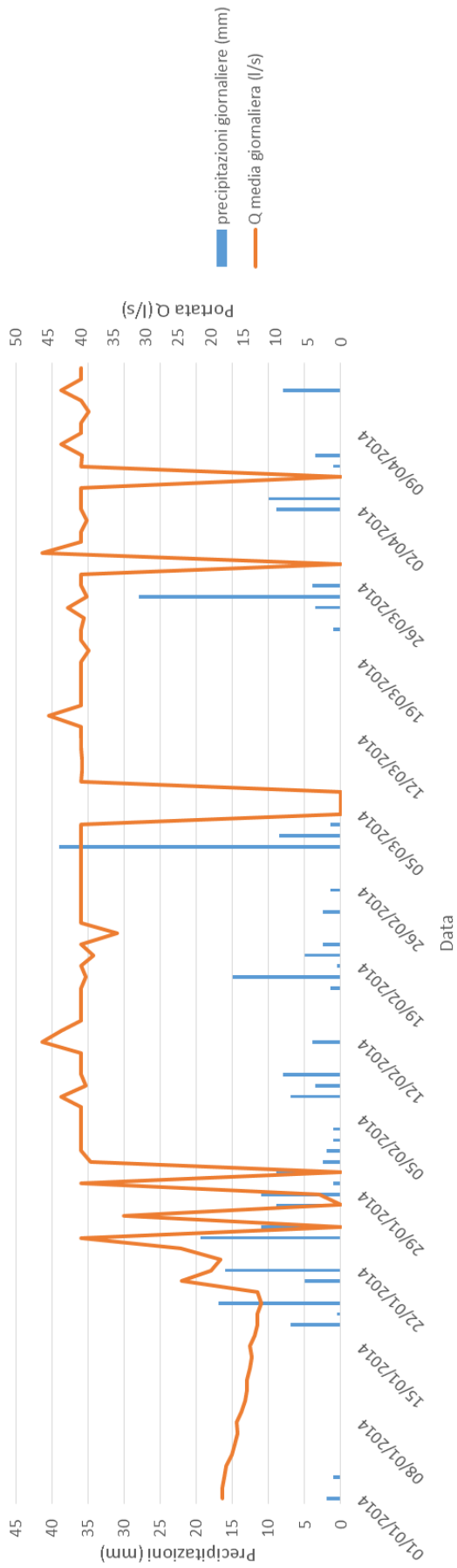
I primi 3 sono relativi al periodo dal 1 gennaio al 15 aprile, dal 16 aprile al 31 luglio e dal 1 agosto al 13 novembre, sempre dell'anno 2014 (li ho divisi in questo modo per questioni di leggibilità). Essi, aventi in ascissa la data, mostrano l'andamento delle precipitazioni giornaliere in millimetri, indicate dagli istogrammi blu, e delle portate medie giornaliere in l/s, rappresentate dalla linea continua rossa. Già analizzando questi grafici "trimestrali" è bene evidente come la linea rossa della portata presenti dei picchi o comunque degli aumenti in corrispondenza delle colonne blu, ossia quando si sono avuti eventi piovosi. In corrispondenza delle colonne blu maggiori invece si ha che la linea rossa va a zero, per poi risalire qualche giorno dopo: questo è proprio la dimostrazione di quanto detto al paragrafo 2.6 e 3.1, ossia che presso la centrale di Galavotto la portata d'acqua in arrivo da Canepa è mandata a scarico in seguito ad eventi meteorici intensi, che hanno reso i suoi valori di torbidità elevati.

Per visualizzare ancora meglio tale legame ho graficato i mesi di giugno e settembre 2014 singolarmente, riportando i risultati successivamente ai primi 3 grafici.

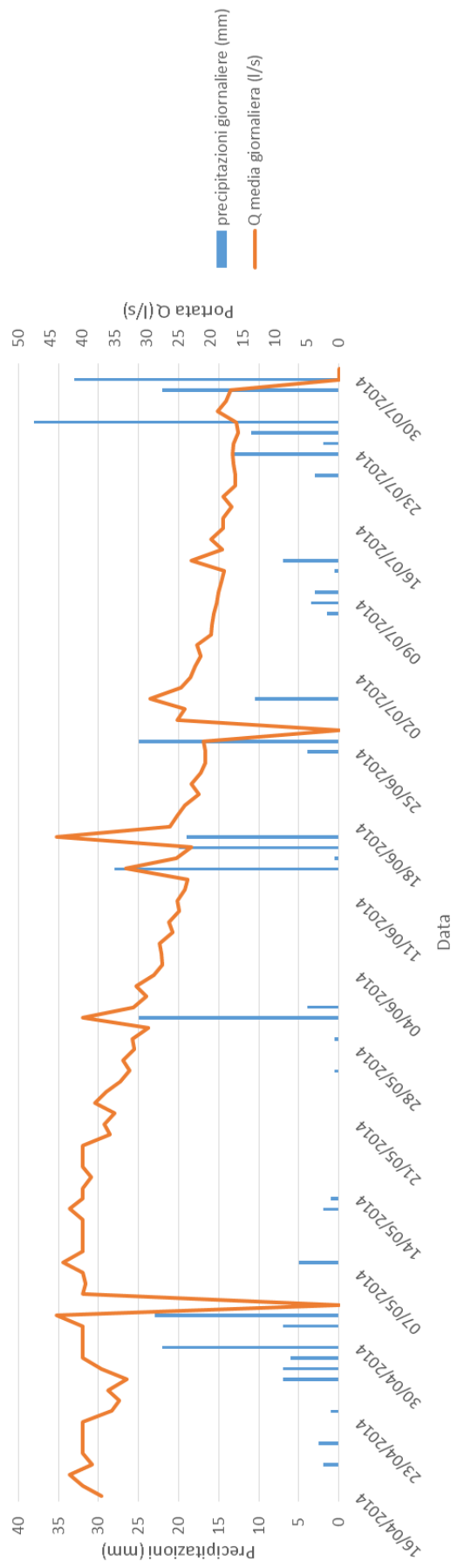
Per quanto riguarda giugno, si nota come la portata cali lievemente ma costantemente fino al 13 giugno, essendo tale periodo privo di precipitazioni, per poi aumentare bruscamente tra il 14 e il 17 giugno, in corrispondenza di giorni piovosi; in seguito all'evento intenso del 26 giugno invece, probabilmente un fenomeno convettivo di elevata intensità e breve durata, la portata va a zero proprio perché mandata a scarico per elevata torbidità; infine il mese termina con valori di portata che tendono ad aumentare proprio per la presenza di questo ed un altro evento piovoso.

Il mese di settembre si è invece aperto con un evento meteorico assai rilevante, che ha scaricato il giorno 1 un totale di 70mm; A seguito di questo evento, la portata è stata mandata a scarico per ben 4 giorni, come si nota dal grafico, in attesa che si ripristinassero i livelli di torbidità accettabili e anche per il persistere di precipitazioni accumulate. Il resto del mese è poi proseguito con portate nell'ordine dei 25l/s medi, con picchi sempre a seguito di eventi piovosi.

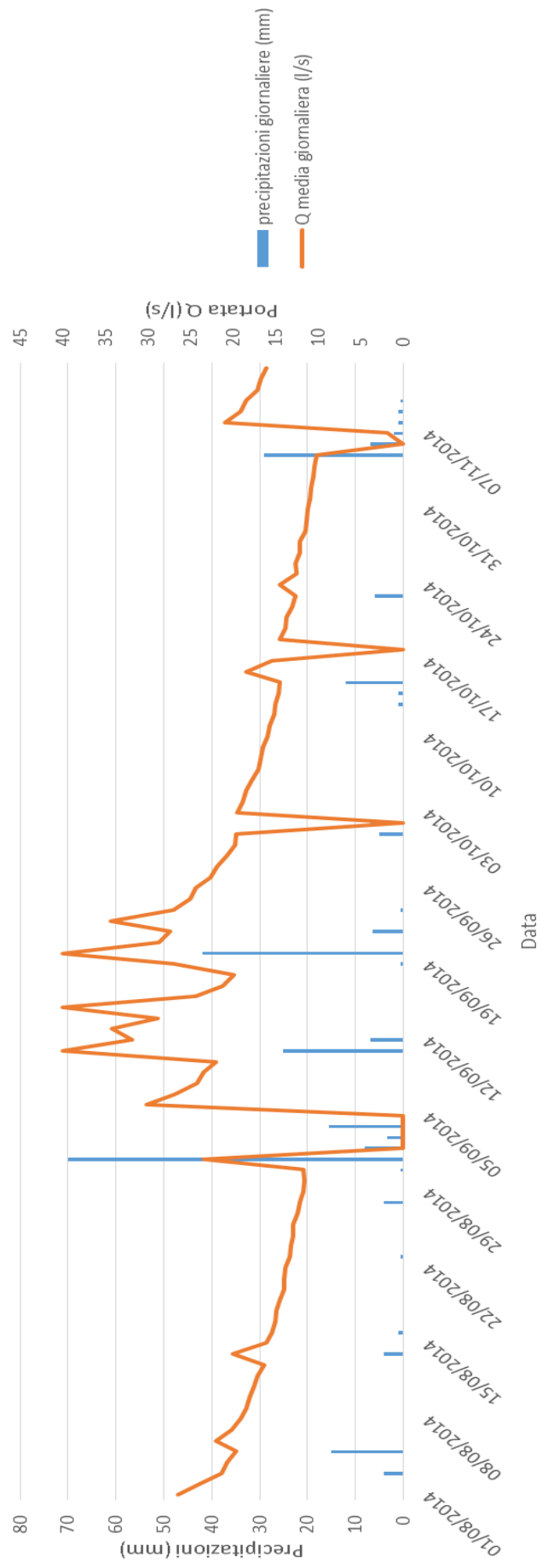
Andamento precipitazioni e portate di Canepa 1-1-14/15-04-14



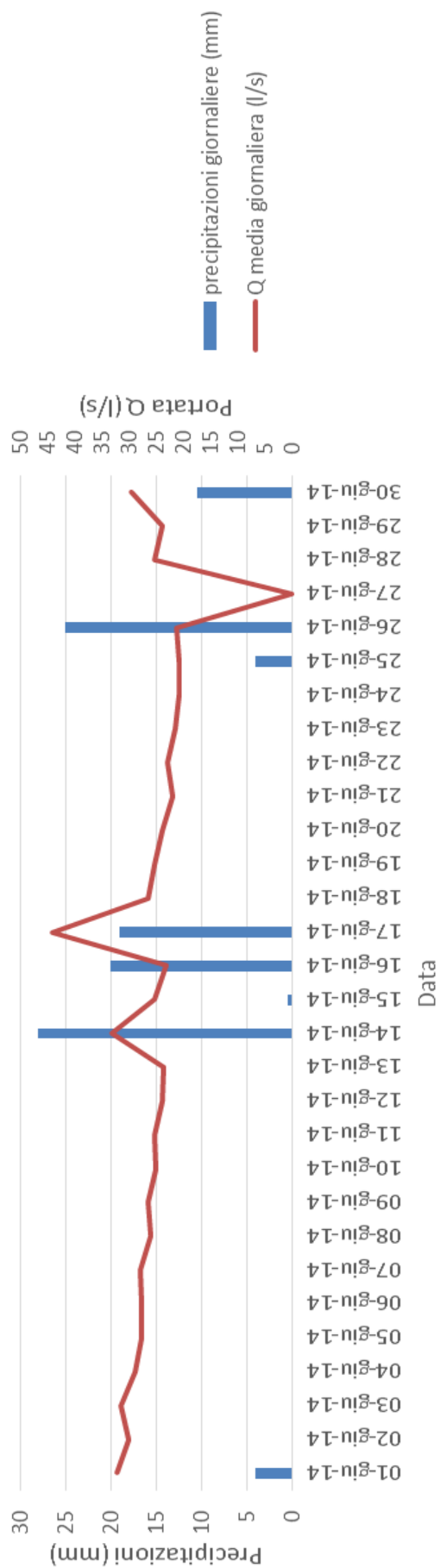
Andamento precipitazioni e portate di Canepa 16-04-14/31-07-14



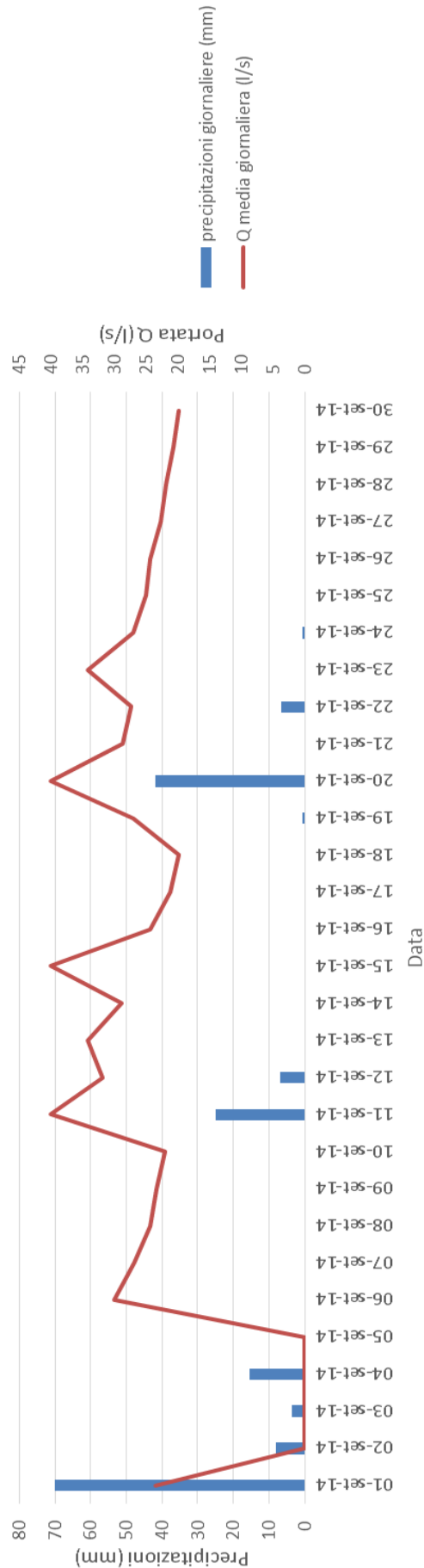
Andamento precipitazioni e portate di Canepa 1-08-14/13-11-14



Andamento precipitazioni e portate di Canepa giugno 2014



Andamento precipitazioni e portate di Canepa settembre 2014



CAPITOLO 4

4.1 Inserimento impianto idroelettrico di Canepa nel contesto energetico sammarinese e incidenza di esso sulla quota parte di energia elettrica prodotta a San Marino

Tutto l'elaborato presentato fino ad ora vuole essere non soltanto un lavoro puramente accademico, ma vuole cercare anche una sua utilità e un suo valore applicativo nella realtà sammarinese odierna.

Pertanto, ottenuto al precedente capitolo il valore di energia cumulata annua in kWh prodotta dall'impianto idroelettrico di Canepa, vado ora a inserirlo nel contesto energetico sammarinese, presentato al capitolo 1.

Il fabbisogno di energia elettrica per l'anno 2015 a San Marino è stato pari a 265.103.535kWh, di cui 8.457.145kWh prodotti da impianti fotovoltaici; a fianco di questi dati si pongono ora i 173.338kWh o 171.842kWh derivanti dai potenziali micro-idroelettrici. Essi costituiscono una percentuale assolutamente irrilevante rispetto al fabbisogno totale, ossia lo 0,07%, e rappresentano invece il 2% circa dell'energia prodotta a San Marino. Tali percentuali, mostrate nella tabella a fine paragrafo, sono veramente minime per cui è impensabile che l'idroelettrico di Canepa possa costituire una fonte di energia su cui basarsi per il fabbisogno nazionale.

Tuttavia, a partire dai consumi di energia elettrica medi di una famiglia di 3 persone, pari a 3.300kWh, ricavati assumendo caratteristiche dell'abitazione, numero e tipologia di elettrodomestici nella media e abitudini personali di consumo degli occupanti nella norma, è pensabile calcolare quante famiglie costituite da 3 unità possano essere servite dall'impianto a Canepa. Andando a dividere il valore dell'energia prodotta annualmente dall'impianto di Canepa per 3.300kWh si ottiene 52,5 con la soluzione dell'AC-Tec s.r.l. e 52,1 con quella di Tschurtschenthaler Turbinenbau, ossia sono circa 50 le famiglie che potrebbero beneficiare della produzione di questa energia rinnovabile.

Totale fabbisogno energetico R.S.M. (kWh)	Energia importata (kWh)	Energia prodotta da FV (kWh)
265.103.535	256.646.390	8.457.145
Energia prodotta da idroelettrico di Canepa con impianto AC-Tec s.r.l. e Tschurtschenthaler Turbinenbau (kWh)	Incidenza energia da idroelettrico su totale prodotta a San Marino (%)	Incidenza energia da idroelettrico su totale fabbisogno (%)
173.338 - 171.842	2,05	0,07
Fabbisogno energetico annuo medio di famiglia di 3 persone (kWh)	Numero di famiglie di 3 persone coperte dall'impianto di Canepa	
3300	52,5 -52,1	

Tabella 4.1: Inserimento idroelettrico di Canepa nel contesto energetico nazionale e ipotesi di utilizzo

Altro possibile impiego dell'impianto studiato potrebbe per esempio essere un ristorante, un agriturismo, o comunque un attività che richieda annualmente quantitativi di energia elettrica affini a quelli che si produrrebbero.

4.2 Valutazione economica dell'impianto di Canepa e stima della convenienza

Mostrata la sua collocazione all'interno del sistema energetico sammarinese, vado ora a presentare una valutazione economica dell'impianto studiato e valutato tramite il presente elaborato di tesi.

Ho effettuato, sempre utilizzando un foglio di calcolo di Excel, delle valutazioni così strutturate, relative alle 2 soluzioni di impianto idroelettrico alternative viste nel capitolo 3, di cui riporto le tabelle che spiegherò a seguito.

Soluzione 1 di AC-Tec s.r.l.	
Costo impianto	65000 €
Vita utile	30 anni
Stima costo manutenzione e riparazioni nella vita utile	10000 €
Totale energia annua prodotta	173338 kWh
Costo unitario di importazione energia	0,07 €/kWh
Tariffa di cessione energia prodotta da fonti rinnovabili	0,04 €/kWh
Tariffa media dell'energia elettrica per usi domestici per utenti A.A.S.S.	0,14 €/kWh
Ipotesi 1: Impianto acquistato da A.A.S.S.	
Costo dell'equivalente energia importata da A.A.S.S.	12134 €
Risparmio annuo da parte di A.A.S.S.	12134 €
Tempo necessario a ripagare l'impianto per A.A.S.S.	6,2 anni
Stima guadagno a fine vita utile per A.A.S.S.	289010 €
Ipotesi 2: Impianto acquistato da privato che attua la cessione in rete	
Ricavi annui per un privato da cessione	6934 €
Tempo necessario a ripagare l'impianto per un privato	10,8 anni
Stima guadagno a fine vita utile per un privato	133006 €
Ipotesi 3: Impianto acquistato da privati che beneficiano dello scambio sul posto	
Costo annuo energia equivalente per utenti A.A.S.S.	24699 €
Risparmio annuo da parte dell'insieme dei privati	24699 €
Entrate annue mancanti per A.A.S.S.	24699 €
Costo dell'equivalente energia importata da A.A.S.S.	12134 €
Perdite monetarie annue per A.A.S.S.	12565 €
Tempo necessario a ripagare l'impianto per l'insieme dei privati	3,0 anni
Stima guadagno a fine vita utile per l'insieme dei privati	665968 €
Stima guadagno a fine vita utile per ognuno dei privati	13319 €

Tabella 4.2: Valutazioni economiche con soluzione di impianto di AC-Tec s.r.l.

Ho prima di tutto elencato i dati relativi all'impianto in esame e ai costi dell'energia elettrica; per esempio, per la soluzione 1:

- il costo dell'impianto, pari a 65.000€;
- la vita utile dichiarata dal produttore, 30 anni;
- una stima dei costi dovuti a manutenzione e riparazioni varie nel corso dei 30 anni di vita utile, quantificati semplicisticamente in 10.000€;

- il totale di energia annua prodotta dall'impianto, ossia 173.338kWh;
- il costo unitario di importazione dell'energia dall'estero sostenuto dall'A.A.S.S., pari a 0,071€/kWh per l'anno 2015 da tabella in capitolo 1 e qui ridotto per semplicità a 0,07€/kWh, considerato anche il fatto che tale valore sta diminuendo di anno in anno;
- la tariffa di cessione in rete dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, attualmente pari a 0,04€/kWh;
- la tariffa media pagata ad oggi dagli utenti A.A.S.S. per l'acquisto di energia elettrica per usi domestici, ottenuta come valore medio dei 5 valori della tabella 1.3 relativi ai costi per differente potenza impegnata.

A partire da questi dati ho poi fatto 3 differenti ipotesi di acquisto/utilizzo riguardo l'impianto di Canepa:

- 1) impianto acquistato dall'A.A.S.S., che così risparmierebbe ogni anno 12.134€, cifra pari a quanto spenderebbe l'azienda sammarinese per importare da fuori a 0,07€/kWh la stessa energia prodotta annualmente a Canepa. Se così fosse, senza prevedere una variazione dei prezzi, dei consumi e della produzione, in appena 6,2 anni (valore in arancione in tabella) l'azienda coprirebbe l'investimento iniziale per l'impianto e i supposti costi per manutenzione e riparazioni, arrivando a guadagnare al termine dei 30 anni di vita utile 289.010€ (casella evidenziata in verde);
- 2) impianto acquistato da un privato che ceda in rete l'energia prodotta: in questo modo, sempre stando alle ipotesi semplificative di staticità di produzione, consumo e prezzi, ricavando dalla cessione 0,04€/kWh, il privato in 10,8 anni ripagherebbe l'impianto e guadagnerebbe dopo 30 anni 133.006€;
- 3) impianto acquistato da 50 (si veda il perché al paragrafo 4.1) famiglie unite tra loro, che ne beneficerebbero congiuntamente attraverso lo scambio sul posto, senza più acquistare dall'A.A.S.S. l'energia elettrica al prezzo medio di 0,142€/kWh: questa ipotesi presupporrebbe una perdita monetaria per l'azienda di distribuzione dell'energia elettrica sammarinese, che ogni vedrebbe diminuire il suo fatturato di 12.565€, valore ottenuto dalla differenza tra i 24.699€ che entravano all'azienda per la vendita dei 173.338kWh (ora prodotti dall'idroelettrico) e i 12.134€ non più da lei spesi per importare dall'estero lo stesso quantitativo di energia elettrica.
D'altra parte le 50 famiglie unite risparmierebbero complessivamente 24.699€ ogni anno, potendo così coprire l'investimento dell'idroelettrico e le stimate riparazioni e manutenzioni in appena 3 anni, ottenendo al termine dei 30 anni di vita utile 655.968€, ossia 13.319€ per ogni famiglia.

Nelle 3 ipotesi appena presentate ho fatto riferimento alla soluzione 1 di AC-Tec; per la soluzione 2 di Tschurtschenthaler Turbinenbau il procedimento è identico, ma

varieranno i valori.

L'impianto della casa costruttrice altoatesina si differenzia da quello della ditta di Caldaro per un costo maggiore e una produttività minore, ossia 70.000€ a fronte dei 65.000€ e 171.842kWh contro 173.338kWh, ma può contare anche su una vita utile di 35 anni contro i 30 precedenti. Questo va a aumentare il tempo necessario per ripagare l'impianto e le riparazioni-manutenzioni delle 3 ipotesi, che diventa: 6,7 anni anziché 6,2 per la prima ipotesi di acquisto; 11,6 anni invece di 10,8 nell'ipotesi e 3,3 anni anziché 3 con l'ipotesi 3. Essendo tuttavia la vita utile maggiore di 5 anni nella seconda soluzione, al termine di essa l'A.A.S.S. guadagnerebbe 341.047€ anziché 289.010€, il privato metterebbe in cassaforte 160.579€ invece di 133.006€ e ciascuna delle 50 famiglie otterrebbe più di 2000€ in più, passando da 13.319€ a 15.550€.

Soluzione 2 di Tschurtschenthaler Turbinenbau	
Costo impianto	70000 €
Vita utile	35 anni
Stima costo manutenzione e riparazioni nella vita utile	10000 €
Totale energia annua prodotta	171842 kWh
Costo unitario di importazione energia	0,07 €/kWh
Tariffa di cessione energia prodotta da fonti rinnovabili	0,04 €/kWh
Tariffa media dell'energia elettrica per usi domestici per utenti A.A.S.S.	0,142 €/kWh
Ipotesi 1: Impianto acquistato da A.A.S.S.	
Costo dell'equivalente energia importata da A.A.S.S.	12029 €
Risparmio annuo da parte di A.A.S.S.	12029 €
Tempo necessario a ripagare l'impianto per A.A.S.S.	6,7 anni
Stima guadagno a fine vita utile per A.A.S.S.	341013 €
Ipotesi 2: Impianto acquistato da privato che attua la cessione in rete	
Ricavi annui per un privato da cessione	6874 €
Tempo necessario a ripagare l'impianto per un privato	11,6 anni
Stima guadagno a fine vita utile per un privato	160579 €
Ipotesi 3: Impianto acquistato da privati che beneficiano dello scambio sul posto	
Costo annuo energia equivalente per utenti A.A.S.S.	24486 €
Risparmio annuo da parte dell'insieme dei privati	24486 €
Entrate annue mancanti per A.A.S.S.	24486 €
Costo dell'equivalente energia importata da A.A.S.S.	12029 €
Perdite monetarie annue per A.A.S.S.	12457 €
Tempo necessario a ripagare l'impianto per l'insieme dei privati	3,3 anni
Stima guadagno a fine vita utile per l'insieme dei privati	777002 €
Stima guadagno a fine vita utile per ognuno dei privati	15540 €

Tabella 4.3: Valutazioni economiche con soluzione di impianto di Tschurtschenthaler Turbinenbau

Oltre alle 2 soluzioni appena viste, ho provato a studiare anche il caso in cui si attui un rifacimento della condotta, senza più utilizzare quella di diametro esterno pari a 250mm attualmente presente ma andando a costruirne una di diametro maggiore, per tentare di massimizzare la produzione, come visto al paragrafo 3.4.4. Ovviamente in tal modo si avranno costi ulteriori legati al valore della tubazione e al lavoro per la sua costruzione, come visibile nella tabella 4.3 riportata a fine paragrafo. I dati iniziali sono in questo caso:

- il costo dell'impianto di 70.000€ con la soluzione più vantaggiosa a lungo termine, ossia quella di Tschurtschenthaler Turbinenbau;
- la vita utile dell'impianto, 35 anni;
- la stima dei costi dovuti alla manutenzione e riparazioni nel corso della vita utile, pari a 5000€ invece di 10.000€ per il fatto che la condotta sarebbe nuova;
- una stima dei costi legati al rifacimento della condotta, quantificabili in 100.000€;
- il costo unitario di importazione dell'energia elettrica dall'estero, sempre pari a 0,07€/kWh;
- la lunghezza della tubazione da rifare, ossia 1915m.

Ho dunque fatto 2 ipotesi differenti prevedendo l'utilizzo di tubazioni di diverso diametro, ma entrambe presupponendo l'acquisto da parte dell'A.A.S.S:

1) tubazioni del diametro commerciale immediatamente superiore a quello attualmente presente, ossia 0,280m: analisi svolta come nelle precedenti valutazioni, con la sola differenza dell'aggiunta del costo totale del materiale, dato dal prezzo in €/m della condotta per la sua lunghezza; in questo caso la condotta costerebbe 104,54€/m, per un totale di 200.213€ spesi per la tubazione. Stando a tali valori, l'A.A.S.S. soltanto dopo 29,7 anni ripagherebbe tutte le spese avute e che avrà in manutenzioni, guadagnando a termine vita utile 67.240€, valore molto minore rispetto ai 341.013€ potenzialmente guadagnati con l'impianto di Tschurtschenthaler Turbinenbau utilizzando la condotta

Ipotesi di rifacimento condotta e acquisto impianto da parte di A.A.S.S.	
Costo impianto	70000 €
Vita utile	35 anni
Stima costo manutenzione e riparazioni nella vita utile	5000 €
Stima costo lavori di rifacimento condotta	100000 €
Costo unitario di importazione energia	0,07 €/kWh
Lunghezza tubazioni	1915 m
Ipotesi 1: Tubazioni di diametro esterno 0,280m	
Totale energia annua prodotta	180593 kWh
Costo dell'equivalente energia importata da A.A.S.S.	12642 €
Risparmio annuo da parte di A.A.S.S.	12642 €
Costo unitario tubazioni	104,55 €/m
Costo totale tubazioni	200213 €
Tempo necessario a ripagare l'impianto e condotta	29,7 anni
Stima guadagno a fine vita utile	67240 €
Ipotesi 2: Tubazioni di diametro esterno 0,400m	
Totale energia annua prodotta	187124 kWh
Costo dell'equivalente energia importata da A.A.S.S.	13099 €
Risparmio annuo da parte di A.A.S.S.	13099 €
Costo unitario tubazioni	200,78 €/m
Costo totale tubazioni	384494 €
Tempo necessario a ripagare l'impianto e condotta	42,7 anni
Stima guadagno a fine vita utile	-101040 €

Tabella 4.4: Valutazioni economiche con ipotesi di rifacimento condotta e soluzione di impianto di Tschurtschenthaler Turbinenbau

attualmente presente per l'acquedotto;

- 2) tubazioni di diametro esterno pari a 0,400m: in questo caso il costo della tubazione unitario sarebbe enormemente maggiore, ossia 200,78€/m, e l'incremento di produzione che si avrebbe non giustificerebbe tale spesa, tanto che a fine vita utile di 35 anni l'impianto non risulterebbe ancora ripagato e si avrebbero ancora 101.040€ di debiti, come evidenziato in rosso in tabella 4.3.

Al termine di queste valutazioni, pur trattandosi di stime indicative fondate su ipotesi semplificative non proprio aderenti alla realtà, si evince comunque che l'intuizione, se così si può chiamare, di installare un impianto di micro-idroelettrico presso l'area del Fosso di Canepa risulta tutt'altro che infondata. Se infatti da un lato, come dimostra l'ultima valutazione, il rifacimento della condotta dalla captazione alla centrale di potabilizzazione dove verrebbe installata la turbina è da scartare in quanto comporterebbe un aumento dei costi non ricopribili, entro il termine della vita utile dell'impianto, dall'aumento che si avrebbe nella produzione, dall'altro lato l'impianto costruito con l'utilizzo della già presente tubazione avrebbe riscontri economici notevoli, sia per l'A.A.S.S. sia per il singolo privato o per un insieme di essi. Pertanto posso dire di aver dimostrato la convenienza di tale investimento per la Repubblica di San Marino nel campo delle energie rinnovabili, nei limiti delle ipotesi semplificative che ho adottato e degli inevitabili errori che potrei aver fatto.

In particolare comunque, tra le due soluzioni alternative presentate nel corso dell'elaborato, risulterebbe più vantaggiosa a lungo termine quella della casa costruttrice altoatesina grazie alla vita utile maggiore dichiarata.

Se utopisticamente gli impianti potessero durare per un tempo indeterminato, allora la soluzione più conveniente potrebbe essere quella di attuare anche il rifacimento della condotta; infatti a lungo termine, oltre la vita utile di 30 o 35 anni, ripagato il maggiore investimento iniziale, i guadagni salirebbero più rapidamente proprio per la maggiore produzione annua. Evito ora di eseguire un calcolo anche per dimostrare tali aspetti, sia perché presupporrebbe ipotesi semplificative sempre più distaccate dalla realtà, sia perché inizierebbe ad andare oltre al fine e agli spazi del presente elaborato di tesi triennale.

4.3 Valutazione di inserimento dell'impianto idroelettrico di Canepa nel contesto attuale

Tutta la valutazione dell'impianto idroelettrico da installare presso l'attuale centrale di potabilizzazione di Galavotto presuppone un'importante modifica all'attuale centrale stessa. Il filtro che lavora alla pressione nominale di 1,8/2 bar, presentato nel capitolo 2 e attualmente in servizio all'arrivo della condotta da Canepa, non potrebbe più funzionare in quanto l'acqua rilasciata dalla potenziale turbina perderebbe tutto il carico di pressione; ho infatti supposto che tale filtro non venga più utilizzato a seguito

dell'installazione della turbina idraulica. I valori di energia cumulata annua attorno ai 170.000kWh, le potenze degli impianti in kWh e i tempi di ritorno degli investimenti ricavati dalle valutazioni economiche si riferiscono dunque all'ipotesi di utilizzo esclusivo di idroelettrico dell'impianto, senza considerare l'immissione dell'acqua di Canepa nell'acquedotto per la mancanza del filtro iniziale a pressione, ossia senza pensare interamente a ciò che tuttora c'è.

Ora, dai valori dei guadagni che ho stimato al paragrafo precedente si nota già la forte convenienza che avrebbe l'oggetto di tale tesi, ma mi rendo conto di quanto possa essere maggiormente sensato e pensabile mantenere inalterato l'impianto di depurazione attualmente presente a Galavotto e continuare a sfruttare l'acqua della sorgente di Canepa anche per usi potabili, andando ad inserire l'impianto di produzione di energia idroelettrica nel contesto attuale.

Per fare questo è necessario mantenere almeno 2 bar di pressione all'acqua che giunge a Galavotto, per garantire il funzionamento nominale del filtro.

La possibilità che ho pensato possa esserci è quella di installare la centralina con la turbina ad una quota maggiore rispetto alla centrale di potabilizzazione di Canepa, ossia circa 20 metri più a monte, in modo tale da lasciare 20 metri circa di colonna d'acqua per avere una pressione idrostatica alla potabilizzazione di 2 bar, come richiesto dal filtro a pressione.

In tal modo avrei un salto geodetico lordo da sfruttare 20 metri più piccolo di quello "integrale" valutato al capitolo 3, essendo la turbina installata a 225m s.l.m. anziché a 205m s.l.m., per cui la potenza dell'impianto e l'energia cumulata risulteranno minori; tuttavia la lunghezza della condotta in polietilene si ridurrebbe notevolmente, arrivando ad essere circa 1200m invece che 1915m, come ho potuto valutare da Google Earth andando a troncatura la tubazione presente ad una quota di 225m s.l.m., per cui le perdite distribuite risulteranno minori rispetto al caso studiato precedentemente. Altra cosa che si ridurrebbe sono le perdite concentrate, che diminuirebbero di 1 altezza cinetica, venendo a mancare la perdita per la saracinesca della mandata a scarico ed essendo minori le perdite per curve e raccordi della tubazione (dato che quest'ultima sarebbe 715m più corta).

Eseguendo la valutazione dell'impianto idroelettrico con questi nuovi dati di partenza, essendo la curva di durata delle portate sempre la stessa e utilizzando sempre la turbina più vantaggiosa a lungo termine tra le due presentate, ossia quella di Tschurtschenthaler Turbinenbau, otterrei una potenza massima prodotta dall'impianto di **28,42kW** e un'energia cumulata totale annua pari a **145.152kWh**. Questi valori, ottenuti con lo stesso foglio di calcolo di Excel presentato nelle tabelle 3.5 e 3.6 a partire da valori iniziali differenti (detti sopra), risultano non poco inferiori ai 32,78kW e 171.842kWh derivanti dall'impianto installato a Galavotto.

Non riporto nuovamente i calcoli eseguiti, la curva di potenza prodotta e energia cumulata dell'impianto 20 metri più a monte, ma nella tabella 4.5 vado ad elencare le

grandezze che sono variate rispetto alla valutazione al capitolo 3, lasciando invece evidenziati in rosa i valori che si sono mantenuti tali.

Inserimento impianto nel contesto attuale con mantenimento del filtro a pressione funzionante		
Grandezze modificate dall' impianto precedente		
Distanza presa - recapito	1200	m
Quota monte captazione	320	m
Quota valle installazione	225	m
Perdite concentrate (coefficiente K)	1	sbocco
	0,5	imbocco
	2,0	raccordi e curve
Potenza massima prodotta dall'impianto	28,41	kW
Totale energia annua prodotta	145152	kWh
Valutazione economica		
Numero di famiglie di 3 persone coperte dall'impianto di Canepa	44	persone
Costo impianto	70000	€
Costo nuovo locale e allacciamento	35000	€
Vita utile	35	anni
Stima costo manutenzione e riparazioni nella vita utile	10000	€
Ipotesi 1: Impianto acquistato da A.A.S.S.		
Tempo necessario a ripagare l'impianto per A.A.S.S.	11,3	anni
Stima guadagno a fine vita utile per A.A.S.S.	240622	€
Ipotesi 2: Impianto acquistato da privato che attua la cessione in rete		
Tempo necessario a ripagare l'impianto per un privato	19,8	anni
Stima guadagno a fine vita utile per un privato	88213	€
Ipotesi 3: Impianto acquistato da privati che beneficiano dello scambio sul posto		
Tempo necessario a ripagare l'impianto per l'insieme dei privati	5,6	anni
Stima guadagno a fine vita utile per l'insieme dei privati	608895	€
Stima guadagno a fine vita utile per ognuno dei privati	15222	€

Tabella 4.5: Grandezze modificate e valutazioni economiche per l'inserimento dell'impianto idroelettrico nel contesto attuale, mantenendo in funzione il filtro a pressione

Nella stessa tabella riportata sopra ho poi inserito una valutazione economica, sempre distinguendo tra le 3 ipotesi di acquisto dell'impianto viste al paragrafo precedente; prima di tutto vedo che le famiglie di 3 persone che verrebbero "coperte" energeticamente sono in questo caso 44 anziché 52,1, poi ho aggiunto ai costi dell'impianto e per le manutenzioni nella vita utile 35.000€ di stima di spese iniziali per la costruzione del locale dove verrebbe posizionata la turbina e il generatore e per le opere di allacciamento.

Senza riportare tutte le grandezze e i dati mostrati nelle tabelle 4.2 e 4.3, ho evidenziato nella tabella 4.5 i tempi di ritorno degli investimenti e la stima dei guadagni a fine vita utile per le 3 differenti ipotesi; i primi risultano quasi raddoppiati rispetto a 6,7, 11,6 e 3,3 anni della valutazione precedente, portandosi a 11,3, 19,8 e 5,6 anni; i secondi invece sono calati abbastanza, specialmente nel caso dell'ipotesi 2 per la quale risultano quasi dimezzati, anche se si mantengono su valori in € tutt'altro che bassi (si vedano i valori evidenziati in verde in tabella 3.5, da confrontare con quelli in tabella 4.3).

Da questa valutazione finale si evince dunque che l'ipotesi di inserire l'impianto idroelettrico nel contesto attuale senza apportare modifiche alla centrale di potabilizzazione, oltre ad essere forse più realizzabile, si rivelerebbe anche molto sensata, in quanto, pur non essendo i tempi di ritorno così bassi e i guadagni così alti come quelli della valutazione precedente, risulterebbero comunque molto interessanti tanto da pensare seriamente alla costruzione dell'impianto.

4.4 Breve valutazione della potenzialità del fotovoltaico e dell'eolico a San Marino

Prima di giungere alle conclusioni, in questo ultimo paragrafo voglio eseguire un'ultima stima relativa alle potenzialità che San Marino potrebbe avere per quanto riguarda la produzione di energia elettrica da parte delle altre fonti rinnovabili, ossia il fotovoltaico e l'eolico.

Per quanto riguarda il fotovoltaico, ho già presentato al capitolo 1 il discorso inerente ad esso, mostrando come tale settore di produzione dell'energia stia aumentando di anno in anno in Repubblica nonostante la diminuzione dell'incentivazione e come copra, a termine del 2015, il 3,2% circa del fabbisogno energetico annuo nazionale. La stima che adesso vado a fare ha il fine di quantificare che percentuale del fabbisogno energetico totale potrebbe coprire il fotovoltaico se ogni fabbricato a San Marino presentasse sulla sua copertura dei pannelli fotovoltaici, ossia se ogni privato cittadino e ogni azienda pubblica e privata installasse un impianto di questo tipo.

Si tratta di una stima utopistica, mai realizzabile, per la quale ho bisogno di sapere quale è la superficie totale in metri quadri coperta dai fabbricati nel territorio di San Marino, che faccio a solo scopo di curiosità e accademico.

In teoria i pannelli possono essere messi ovunque: tetto, facciata e terrazzo su qualsiasi immobile provvisto di regolare allineamento. La decisione sulla collocazione va presa in funzione della disponibilità di spazio (servono circa 8 m² per kW) e della corretta esposizione dei pannelli (il più possibile a sud e con un'inclinazione compresa fra 25° (latitudini più meridionali) e 35° (latitudini più settentrionali)).

Mi sono rivolto dunque alla sezione urbanistica dell'Ufficio per l'edilizia di San Marino, che mi ha fatto avere la superficie degli edifici mappati in territorio sammarinese, distinguendo tra quella degli edifici in zone residenziali e in zone produttive; tali superfici sono rispettivamente di 1.494.044,5 m² e 752.547,4 m², per un totale di 2.246.591,9 m² di superfici coperte.

Tale valore ovviamente non può essere preso in considerazione interamente, sia perché non tutte le superfici coperte possono essere adibite all'installazione di pannelli in quanto occupate da parcheggi o per varie altre cause, sia perché i pannelli devono essere esposti principalmente verso latitudini meridionali e richiedono certi requisiti per l'installazione. Pertanto, sempre in maniera molto semplicistica e su cui non basarsi per stime e calcoli precisi per una eventuale divulgazione, vado a ridurre la superficie

indicata precedentemente del 60% in quanto considero utile solo la superficie esposta verso latitudini meridionali che abbia i requisiti richiesti, e del restante 40% ne tolgo il 10% per escludere gli edifici con coperture già adibite a parcheggi oppure indisposte, arrivando a $808.773,1\text{m}^2$.

Ora, stando ai dati forniti in tabella 1.2 al primo capitolo, la potenza installata da fotovoltaico a San Marino per l'anno 2015 risulta pari a 8.588kW ; per cui, essendo necessari 8m^2 per produrre 1kW in condizioni di esposizione ottimale e montaggio dei pannelli in modo complanare alle coperture, la superficie coperta già utilizzata è pari a $8.588 \cdot 8 = 68.704\text{m}^2$; pertanto lo spazio rimanente all'installazione è di $740.069,1\text{m}^2$.

Sapendo che la produzione da fotovoltaico di energia elettrica in kWh per l'anno 2015 è stata pari a $8.457.145\text{kWh}$ (da capitolo 1), significa che ogni metro quadro di pannello fotovoltaico produce annualmente $8.457.145/68.704 = 123,1\text{kWh}$ di energia. Dunque, essendo la superficie disponibile all'installazione pari a $740.069,1\text{m}^2$, stando a tali calcoli si avrebbe una produzione totale annua pari a $91.099.085,3\text{kWh}$, che per l'anno 2015 rappresenterebbe circa il 34% del fabbisogno nazionale di energia elettrica totale, pari a $265.103.535\text{kWh}$ da tabella 1.1.

Per quanto riguarda la potenza installata potenziale, essa sarebbe pari a 92.508kW , valore utopico ricavato dividendo la superficie utile all'installazione per 8, ossia i metri quadri necessari per produrre un kW in condizioni ottimali.

Andando infine a dividere il fabbisogno nazionale di energia elettrica del 2015 per i $123,1\text{kWh}$ prodotti annualmente da ogni metro quadro di pannelli si ottiene la superficie che dovrebbe essere ricoperta da pannelli fotovoltaici per coprire il fabbisogno annuo: tale valore risulta pari a $2.153.643,3\text{m}^2$, valore prossimo alla superficie totale coperta da edifici a San Marino, dunque impossibile da realizzare anche fisicamente.

Se ora andassi a fare anche una valutazione economica relativa al fotovoltaico, mi accorgerei che, stando ai dati presentati, per l'anno 2015 l'A.A.S.S. dovrebbe importare $6.376.936\text{€}$ di energia elettrica in meno, valore ricavato da $0,07\text{€/kWh}$ per i $91.099.085,3\text{kWh}$ potenzialmente prodotti dal fotovoltaico in un anno.

Ora, come già detto si tratta di un calcolo tutt'altro che valido e su cui basarsi, ma per i presenti scopi può comunque risultare significativo, se non altro per dare un'idea degli ordini di grandezza potenzialmente in gioco.

Infine, per quanto riguarda la produzione di energia elettrica dall'eolico, posso dire che in Repubblica non sono ad oggi presenti impianti eolici; infatti i risultati di simulazioni digitali indicano che nella maggior parte del territorio non vi è una velocità media sufficiente a garantire il funzionamento di un grande impianto eolico, se si assume una velocità minima di circa 5 m/s . Nelle zone in cui la ventosità è più elevata, le estremità del monte, potrebbe essere conveniente l'installazione di rotori eolici di media potenza, il cui impatto ambientale (acustico e visivo) è però elevato.

Pertanto, sempre per effettuare una stima a scopo didattico e non propriamente

divulgativo, partendo dalla carta della ventosità media in repubblica ricavata dal piano energetico 2012-2015 e redatta dall'azienda Podos3D di Marco Biordi, mi sono informato riguardo le caratteristiche e la producibilità di qualche rotore eolico installabile.

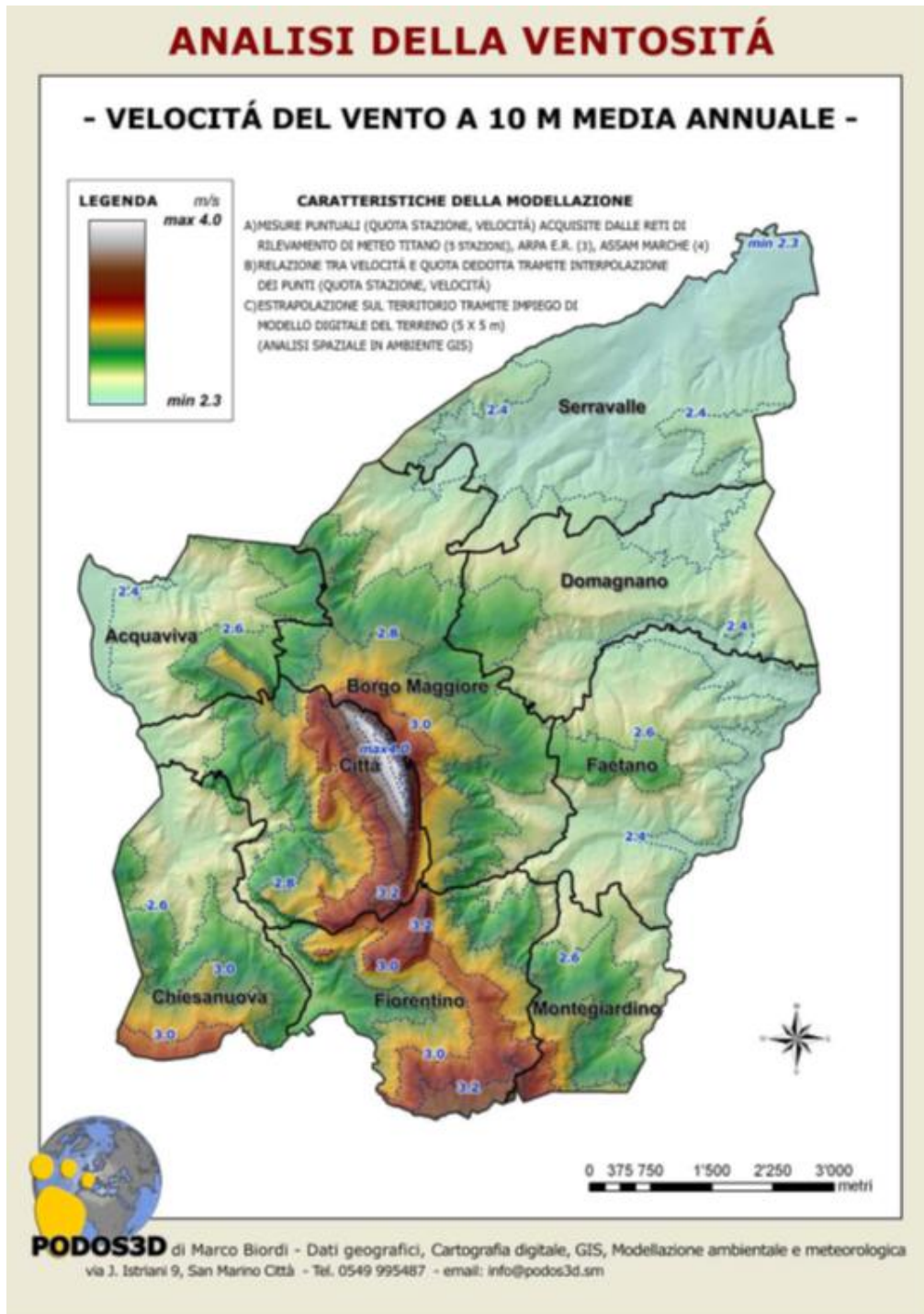


Figura 4.1: Media annuale della velocità del vento a 10 m dal suolo a San Marino

L'eolico si suddivide in: micro eolico, con generatori di potenza fino a 20kW; mini eolico, con generatori di potenza tra i 20 e i 200kW; grande eolico, che supera i 200kW di potenza.

Nella Repubblica di San Marino è impensabile l'installazione di grandi parchi eolici (wind farms), ossia vere e proprie centrali elettriche, sia per la mancanza di una ventosità sufficiente sia per l'assenza di una locazione in cui installarli.

Rispetto agli impianti di grande taglia, i mini generatori eolici sono ideali per l'utilizzo in siti caratterizzati da venti a velocità medio-basse. Una volta appurato che le caratteristiche locali del vento sono sufficienti per un buon numero di ore/anno di funzionamento della turbina, non rimane che procedere con l'installazione. Ovviamente, sia la rumorosità che l'impatto visivo dipendono dalle dimensioni e dalle caratteristiche del generatore. Considerando le importanti dimensioni che può raggiungere una turbina da 200 kW (torre alta 50 metri e rotore di 25 metri di diametro), serviranno sicuramente maggiori precauzioni rispetto all'installazione di un micro generatore da pochi kW. La distanza minima consigliata tra un generatore e un edificio, tale da non provocare alcun disturbo in termini di rumorosità, è di almeno 40-50 metri. A questa distanza, e in assenza di altri ostacoli naturali o artificiali, il funzionamento della turbina non viene in alcun modo frenato da fenomeni di turbolenza del vento. Essendo questi i requisiti, risulta comunque difficile trovare in repubblica un sito idoneo all'installazione di impianti di tale tipologia, se non altro per l'elevata presenza di edifici e l'elevato impatto visivo che ne deriverebbe, soprattutto nelle zone interessate da una ventosità maggiore, come la parte alta del territorio, in corrispondenza della sommità del Titano.

Per quanto riguarda il micro eolico, il mercato offre attualmente una vasta gamma di micro generatori eolici, sia ad asse orizzontale che ad asse verticale, fino a 20 kW di potenza. Si tratta di macchine ideali per l'alimentazione di utenze residenziali, agricole e industriali di piccole-medie dimensioni, che sono ideali per l'utilizzo in siti caratterizzati da venti a velocità medio-basse, intorno ai 5 m/s.

Se San Marino decidesse di investire in tale fonte di energia, è proprio il micro eolico il campo su cui la repubblica dovrebbe puntare, sia perché i generatori funzionano con velocità del vento presenti nel territorio in esame, sia perché l'impatto che ne deriverebbe dalla loro installazione è pressoché nullo.

Ora, a differenza del fotovoltaico per il quale ho anche eseguito calcoli numerici, per l'eolico mi fermo qui, limitandomi a descrivere le possibilità in gioco; è questo infatti un tema aggiuntivo rispetto al fulcro e al centro del presente elaborato, che ho inserito solo per completare il discorso delle energie rinnovabili a San Marino.

CONCLUSIONI

A conclusione del lavoro svolto voglio “tirare le somme” su quanto preso in considerazione e analizzato in esso.

Come mostrato nel primo capitolo, San Marino è ben lontano dall’essere energeticamente indipendente, sia per la scarsa estensione del suo territorio che non gli permette di avere fonti abbastanza grandi per coprire i fabbisogni di una popolazione in continua seppur lenta crescita, sia per l’impossibilità, anche nell’ ipotesi più utopica, di coprire l’intero fabbisogno di energia elettrica con fonti rinnovabili.

Tuttavia, presentando inizialmente l’attuale stato delle cose, ho potuto constatare l’interessante validità che potrebbe avere l’installazione del micro idroelettrico nel Fosso di Canepa. Pur essendo l’energia che tale impianto produrrebbe veramente una minima parte del fabbisogno nazionale (lo 0,07% visto nel capitolo 4), la sua installazione si rivelerebbe di valore sia per la presenza ad oggi di una condotta già valida per convogliare l’acqua dalla captazione, sia per il fatto che dalle valutazioni economiche nell’ultimo capitolo mi sono reso conto della possibilità di guadagnare dei soldi da tale impianto. Ora, come già detto nel corso della tesi, gli studi e le valutazioni che ho fatto si basano su ipotesi un po’ semplicistiche e forse non proprio aderenti alla realtà, ma nei limiti di queste semplificazioni è comunque molto interessante arrivare a mostrare come 50 famiglie possano non solo essere coperte energeticamente dall’impianto valutato, ma anche guadagnare a fine vita utile una importante cifra in euro.

Molto interessante è risultata soprattutto l’ipotesi di impianto inserito nel contesto attuale senza modifiche che ho presentato al paragrafo 4.3, grazie alla quale i valori di produzione e guadagno sono risultati inferiori, ma che, se si pensa veramente alla realizzazione dell’impianto studiato, potrebbe essere un scelta assai plausibile e sensata, dato che garantirebbe comunque l’utilizzo a fini potabili dell’acqua della sorgente di Canepa.

Quello che mi auguro a conti fatti è che lo stato di San Marino possa rivalutare le sue potenzialità energetiche andando ad investire maggiormente in un settore come quello delle energie rinnovabili, che, pur vedendo ormai un annullamento degli incentivi, risulta comunque di rilievo per l’economia nazionale e rispettoso di un Pianeta Terra nel quale l’uomo vive e dal quale quest’ultimo attinge tutto ciò che gli serve.

Vorrei infine ringraziare chi mi ha permesso di elaborare la presente tesi, dal docente relatore Alberto Marinelli, a tutti coloro che mi hanno fornito i dati e le informazioni utilizzate: l’A.A.S.S. ed in primo luogo Augusto Gasperoni, che mi ha in parte guidato nella scoperta del sistema idrologico sammarinese e nella raccolta dei vari dati, la centrale di potabilizzazione di Galavotto e Nicoletta Conti, Marco Biordi per i dati meteorologici, le case costruttrici di turbine idroelettriche AC Tec s.r. di Caldaro e Tschurtschenthaler Turbinenbau di Sesto Pusteria, molto disponibili e veloci nel

fornirmi soluzioni di impianti per Canepa e l' Ufficio per l'Edilizia di San Marino, sezione urbanistica.

BIBLIOGRAFIA E FONTI

- Luca Morganti, Mirco Semprini, “I mulini della Valmarecchia”, Editrice la Mandragora;
- Dicastero del territorio e ambiente, relazione: “Piano Generale di bonifica delle zone calanchive e di sistemazione dei corsi d’acqua principali”;
- Piano particolareggiato delle aree naturalistiche tutelate, Legge 29 gennaio 1992 n. 7 – Legge 16 novembre 1995 n. 126;
- Annali idrologici di Arpa Emilia Romagna anni 2004-2015, parte prima;
- Dati meteo forniti da Marco Biordi della stazione di Borgo Maggiore (RSM);
- AC Tec s.r. di Caldaro;
- Tschurtschenthaler Turbinenbau di Sesto Pusteria;
- Ufficio per l’Edilizia di San Marino , sezione urbanistica;
- <http://www.aass.sm/>
- <http://web.educazione.sm/agenzie/CentroNaturalistico/articoli/FormazioniSM/>
- <http://www.autoritaenergia.sm/>
- <http://www.sportelloenergia.sm/>
- <http://www.bollettinoufficiale.sm/>
- <http://www.turbinenbau-sekten.it/>
- <http://www.ac-tec.it/>
- <http://www.oppo.it/>
- <http://www.arpae.it/>
- <http://www.perchiesanuova.sm/>