



UNIVERSITÀ
DEGLI STUDI
DI PADOVA

UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA
Dipartimento di Ingegneria Industriale DII

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica

**AUDIT ENERGETICO DEL SERVIZIO IDRICO
INTEGRATO NELL'AMBITO TERRITORIALE OTTIMALE
VENETO ORIENTALE: POTENZIALI AZIONI DI
EFFICIENTAMENTO ENERGETICO**

Relatore: Prof.ssa Ing. Anna Stoppato

Tutor aziendale: Ing. Francesco Visentin

Alberto Lucietto
n. matricola: 1104964

Anno Accademico 2016/2017

Indice

Abstract	1
Sommario	2
Introduzione.....	3
1. Contesto legislativo del SII	8
2. Autorità per l’Energia Elettrica, il Gas e il Servizio Idrico	25
3. Certificati bianchi nel SII	33
3.1. Efficienza energetica e certificati bianchi.....	33
4. Quadro normativo diagnosi energetica	38
4.1. Decreto legislativo 102/2014	38
4.2. Normativa tecnica.....	45
4.2.1. Norma UNI CEI/TR 11428:2011	46
4.2.2. Norma UNI CEI EN 16247:2012.....	50
4.2.3. Norma UNI CEI EN 16212:2012.....	52
4.2.4. Norma UNI CEI EN 16231:2012.....	52
4.2.5. Norma UNI CEI 11352:2014.....	53
4.2.6. Norma UNI CEI EN 15900:2010.....	53
4.2.7. Norma UNI CEI EN ISO 50001:2011.....	54
5. Diagnosi energetica Piave Servizi S.r.l.....	56
5.1. Premessa.....	56
5.2. Contesto aziendale e descrizione dei processi.....	57
5.2.1. La qualità dell’acqua.....	58
5.2.2. Le fonti.....	59
5.2.3. La rete	60
5.2.4. Impianti depurazione	62
5.3. Calcolo dei consumi e clusterizzazione dei siti.....	63

5.3.1.	La procedura di clusterizzazione.....	63
5.3.2.	Impianti fotovoltaici	67
5.4.	Sito 1 - impianto di depurazione	69
5.4.1.	Dati generali del depuratore.....	69
5.4.2.	Descrizione del processo di depurazione.....	71
5.4.3.	Consumi energetici.....	75
5.4.4.	Indicatori energetici.....	82
5.4.5.	Possibili interventi.....	86
5.5.	Sito 2 - stazione di pompaggio e pozzi.....	98
5.5.1.	Dati generali e descrizione del processo.....	98
5.5.2.	Consumi energetici.....	102
5.5.3.	Indicatori energetici.....	107
5.5.4.	Possibili interventi.....	110
5.6.	Sito 3 - pozzi	114
5.6.1.	Dati generali e descrizione del processo.....	114
5.6.2.	Consumi energetici.....	119
5.6.3.	Indicatori energetici.....	123
5.6.4.	Possibili interventi.....	126
5.7.	Sito 4 - impianto di depurazione	135
5.7.1.	Dati generali del depuratore.....	135
5.7.2.	Descrizione del processo di depurazione.....	136
5.7.3.	Consumi energetici.....	142
5.7.4.	Indicatori energetici.....	146
5.7.5.	Possibili interventi.....	150
5.8.	Sito 5 - pozzi	158
5.8.1.	Dati generali e descrizione del processo.....	158
5.8.2.	Consumi energetici.....	160
5.8.3.	Indicatori energetici.....	164
5.8.4.	Possibili interventi.....	166
5.9.	Sito 6 - stazione di pompaggio e serbatoi.....	169
5.9.1.	Dati generali e descrizione del processo.....	169

5.9.2.	Consumi energetici	174
5.9.3.	Indicatori energetici	179
5.9.4.	Possibili interventi	182
6.	Analisi degli interventi.....	185
	Conclusioni.....	189
	Allegato 1: Curve di carico elettrico - profilo orario da gennaio 2016 a dicembre 2016 ..	191
	Allegato 2: Modelli elettrici	228
	Indice delle figure	233
	Indice delle tabelle	236
	Bibliografia e sitografia	240
	Ringraziamenti	243

Abstract

This work takes into account the issues of energy audit in public water systems. It was performed as part of a training project carried out at the technical office of “EDILVI S.p.A. Divisione ESCO”, a company registered in the National Register of Innovative SME (the first company in Treviso and the third in Veneto to get this certification).

After a careful analysis of the Italian legislation on the Integrated Water Service and the regulation regarding the energy audit, the central part of the work is devoted to the drafting of the energy audit of the company Piave Servizi S.r.l., manager of the Integrated Water Service in ATO Eastern Veneto, in order to fulfill as written in the Article 8 of the Legislative Decree 4 July 2014, n. 102.

After outlining rules and the relevant legislation and describing the mechanism to obtain Energy Efficiency Certificates as a result of efficiency improvements in this sector, the clustering procedure was performed to identify the audited sites because Piave Services S.r.l. is a multi-site company. The analysis of the energy consumption of each selected site was performed by defining appropriate energy performance indicators and identifying potential interventions to improve energy efficiency. To do that it has been studied what it's available in the literature and in the market and the innovative interventions already performed at the wastewater treatment plant of Quarto d'Altino.

As stated by ENEA in many reports, it was found that in the coming years this sector will require measures fo energy efficiency.

Sommario

Il lavoro di tesi prende in considerazione le questioni della diagnosi energetica dei sistemi idrici. Esso è stato redatto nell'ambito di un progetto formativo svolto presso l'ufficio tecnico di "EDILVI S.p.A. Divisione ESCO", società iscritta nel Registro Nazionale delle PMI innovative (la prima impresa trevigiana e la terza nella Regione Veneto ad ottenere questa certificazione).

Dopo una attenta analisi sulla legislazione italiana sul Servizio Idrico Integrato e sulla normativa in materia di audit energetico, la parte centrale del lavoro è dedicata alla stesura della diagnosi energetica dell'azienda Piave Servizi S.r.l., gestore del Servizio Idrico Integrato nell'Ambito Territoriale Ottimale Veneto Orientale, al fine di adempiere a quanto riportato all'interno dell'Articolo 8 del Decreto Legislativo 4 luglio 2014, n. 102.

Dopo aver delineato la normativa e la legislazione di riferimento e descritto il meccanismo di ottenimento dei Titoli di Efficienza Energetica a seguito di interventi di efficientamento nel settore, è stata eseguita la procedura di clusterizzazione per individuare i siti oggetto di audit, essendo Piave Servizi S.r.l. una azienda multisito. Individuati i siti, è stata eseguita l'analisi dei consumi energetici di ciascun sito definendo opportuni indici di performance energetica e individuando potenziali interventi di efficientamento energetico. Per fare ciò è stato studiato quanto disponibile in letteratura e nel mercato e gli interventi innovativi già eseguiti presso l'impianto di depurazione di Quarto d'Altino.

Come affermato da ENEA in numerosi report, si è constatato che nei prossimi anni il settore necessiterà fisiologicamente di significativi interventi di efficienza energetica.

Introduzione

L'articolo 4 della *legge 5 gennaio 1994, n. 36*¹ (conosciuta meglio come *Legge Galli*), ora divenuto l'articolo 141 c.2 del *Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152*², "*Norme in materia ambientale*", afferma che il **Servizio Idrico Integrato** "*è costituito dall'insieme dei servizi pubblici di captazione, adduzione e distribuzione di acqua ad usi civili, di fognatura e di depurazione delle acque reflue, e deve essere gestito secondo principi di efficienza, efficacia ed economicità [...]*". Il Servizio Idrico Integrato (SII) non è assimilabile ad un singolo ciclo o processo ma è un insieme di processi industriali e tecnologici di varia natura, distribuiti in modo disomogeneo sul territorio, che, a causa delle specificità territoriali, tecnologiche, storiche e organizzative, è difficilmente inquadrabile e analizzabile con la stessa logica della maggior parte degli altri processi industriali.

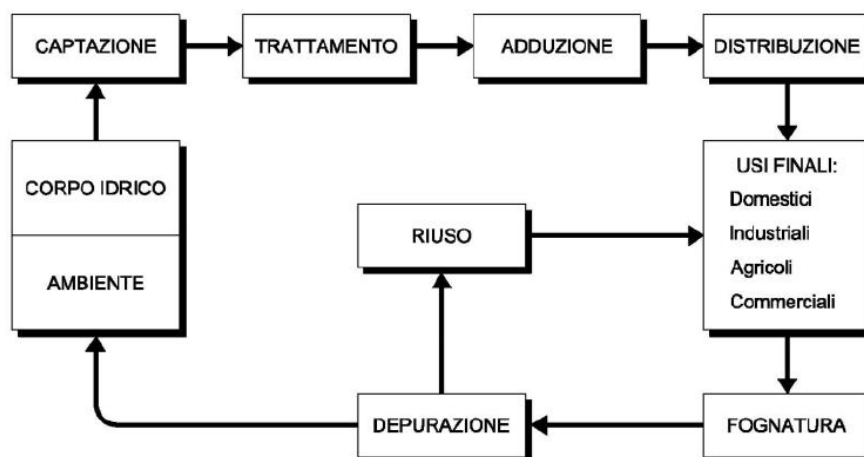
Il SII è il complesso processo che fornisce un prodotto tangibile come l'acqua consegnata all'utente o l'acqua depurata restituita all'ambiente. A tale prodotto sono associati dei servizi accessori connessi direttamente (qualità dell'acqua potabile o delle acque reflue scaricate, quantità e continuità di servizio), dei servizi connessi indirettamente (informazioni di servizio, bollettazione...) e altri servizi in senso più lato che riguardano la collettività (miglioramento delle condizioni igienico-sanitarie, protezione dell'ambiente dagli scarichi civili e industriali...).

In prima approssimazione è possibile schematizzare il SII attraverso l'insieme di sistemi di processo riportato a seguire (Figura 0-1).

¹ Legge 5 gennaio 1994, n. 36 <http://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/1994/01/19/094G0049/sg>

² Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152

http://www.gazzettaufficiale.it/atto/serie_generale/caricaDettaglioAtto/originario?atto.dataPubblicazioneGazzetta=2006-04-14&atto.codiceRedazionale=006G0171



*Figura 0-1: Schema globale del Servizio Idrico Integrato
(Fonte: www.agenziaefficienzaenergetica.it)*

- **Captazione:** operazione svolta da impianti che estraggono l'acqua da differenti corpi idrici, rendendola disponibile ai successivi trattamenti e al trasporto.
- **Trattamento:** operazione di potabilizzazione dell'acqua per rendere il suo livello di qualità compatibile con i requisiti richiesti per il consumo umano (Direttiva Europea 98/83/CE³, Decreto Legislativo n. 31/2001⁴).

Le operazioni di captazione e trattamento dell'acqua dipendono molto dalla tipologia e dalle caratteristiche qualitative del corpo idrico considerato:

- **Acque di sorgente:** richiedono consumi energetici contenuti e, salvo casi particolari, anche il trattamento di potabilizzazione richiede bassi consumi (chiarificazione, disinfezione);
- **Acque sotterranee:** richiedono consumi energetici crescenti ed operazioni di sollevamento al variare della profondità della falda idrica e maggiori consumi per i trattamenti di potabilizzazione, mediamente più spinti rispetto a quelli richiesti per le acque di sorgente (chiarificazione-flocculazione, possibile filtrazione e/o altri trattamenti e disinfezione);
- **Acque superficiali:** richiedono consumi energetici limitati per il sollevamento e consumi crescenti per la potabilizzazione al peggiorare della qualità del tipo di acque

³ D.E. 98/83/CE <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/HTML/?uri=CELEX:31998L0083&from=IT>

⁴ Decreto Legislativo 2 febbraio 2001, n. 31 <http://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2001/03/03/001G0074/sg>

utilizzate (chiari-flocculazione, filtrazione, disinfezione, maggiori trattamenti dei fanghi);

- **Acque salmastre/marine:** richiedono consumi energetici limitati per il sollevamento e consumi elevatissimi per la potabilizzazione (osmosi inversa/dissalazione).

- **Rete di adduzione:** rende disponibile l'acqua in prossimità dei principali punti di utilizzo, che possono essere anche a grandi distanze dagli impianti di captazione. Tale rete è suddivisa in distretti o sotto-reti facenti capo a zone delimitate da vincoli di prossimità e altimetria, ciascuna dotata di almeno un serbatoio di accumulo.

- **Rete di distribuzione:** rende disponibile l'acqua alle **utenze finali** in modo capillare per usi *domestici* e *non domestici* (per usi *non domestici* si intendono utenze agricole e industriali; utenze commerciali come negozi, ristoranti, alberghi, uffici ecc.; utenze pubbliche come scuole, ospedali, aeroporti, uffici pubblici, stazioni ferroviarie ecc.).

- **Fognatura e depurazione:** la fognatura è costituita da uno o più sistemi complessi di reti da cui le acque reflue sono raccolte capillarmente dalle singole utenze e convogliate fino agli impianti di depurazione. Il processo di depurazione, attraverso un determinato processo fisico, chimico o biologico, modifica le caratteristiche qualitative delle acque, in rispetto dei limiti tabellati all'interno del *D.Lgs. 152/2006*, rendendo possibile il riutilizzo e la reimmissione in ambiente.

Prima di focalizzarsi unicamente sul servizio, è necessario fare una premessa di carattere “storico” per approfondire la natura del soggetto gestore del SII e vedere qual è la situazione odierna.

Il livello di qualità del Servizio Idrico Integrato è strettamente legato alla disponibilità di infrastrutture efficienti, per questo il livello degli investimenti è un indicatore fondamentale. In particolare assume rilievo il confronto tra gli investimenti realizzati ed il reale fabbisogno. Da uno studio effettuato da *Utilitalia*⁵ (*Associazione delle imprese idriche, energetiche e ambientali*) risulta che gli investimenti realizzati in Italia nell'anno 2014 per il Servizio Idrico Integrato sono pari a 1,8 miliardi di euro, corrispondenti a circa 34 €/abitante/anno. Dalla tabella riportata in seguito (Tabella 0-1), si può constatare una disomogenea distribuzione degli investimenti a livello di macro-area, per cui a fronte di valori di 36 e di 42

⁵ Link: <http://www.lacquaonline.it/servizio-idrico-integrato/2016/investimenti-nel-servizio-idrico-integrato/>

€/abitante/anno rispettivamente per il nord ed il centro Italia, emerge il valore assai contenuto di 22 €/abitante/anno per il sud.

Tabella 0-1: Investimenti pro-capite nel SII nel 2014 (Fonte: www.lacquaonline.it)

ANNO 2014	
Investimenti pro-capite	[€/abitante]
NORD	36
CENTRO	42
SUD	22
ITALIA	34

Il fabbisogno di investimenti in percentuale del PIL è stato stimato dall'OCSE (*Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico*) per i paesi più industrializzati (ad esempio Gran Bretagna e Stati Uniti d'America) in un range che varia tra 0,35% e 1,2%. I valori più bassi del range sono associabili all'Italia e coincidono con le stime che individuano il fabbisogno per l'Italia pari a valori superiori a 80 €/abitante/anno, il che si traduce in un ammontare di investimenti annui superiore a 5 miliardi €/anno. Ciò significa che ogni anno, qualora nei prossimi anni venissero confermati i livelli di investimenti realizzati per l'anno 2014, il gap infrastrutturale continuerebbe ad amplificarsi con un ritmo superiore a 3 miliardi di euro l'anno, con gravi ripercussioni sul livello di qualità del servizio. È perciò necessaria una forte accelerazione per gli investimenti.

Ciò è facilmente deducibile dall'analisi della situazione infrastrutturale attuale, che deriva da insufficienti investimenti nel passato. Nel settore fognario-depurativo la carenza/assenza di infrastrutture ha dato luogo a procedure di infrazione che stanno per trasformarsi in sanzioni effettive. Gli italiani, direttamente o indirettamente, potrebbero pagare un importo annuo superiore al 10% degli investimenti, senza avere un servizio corrispondente in cambio. Inoltre, da un'indagine ISTAT del 2014 sull'anno 2012, emerge che gli impianti di depurazione esistenti presentano una estrema frammentazione con prevalenza di impianti di piccola dimensione (più di 18.000 impianti, di cui il 92% di dimensioni inferiori a 10.000 A.E.⁶). Tutto questo comporterebbe ulteriori investimenti per una loro razionalizzazione.

⁶ Abitante Equivalente: è l'unità di misura basilare per il dimensionamento e la scelta dell'idoneo sistema di depurazione delle acque reflue. Un abitante equivalente (1 A.E.) equivale, in termini di carico idraulico, ad un volume di scarico di 200 litri di acqua reflua per abitante al giorno e, in termini di carico organico, alla quantità di sostanze organiche biodegradabili convogliate in fognatura nell'arco temporale di un giorno (24 ore) cui corrisponde una richiesta biochimica di ossigeno a 5 giorni (120 ore) pari a 60 grammi di O₂ al giorno (Fonte: https://it.wikipedia.org/wiki/Abitante_equivalente)

Anche gli acquedotti presentano una elevata frammentazione da un punto di vista dimensionale e a ciò si aggiunge la vetustà di queste opere. Ma il dato che dovrebbe destare l'attenzione è il trend di crescita dell'età di questi impianti. I dati ISTAT 2014 sulle perdite idriche presentano valori in crescita tra il 2008 e il 2012, passando dal 32% al 37% (la media europea è intorno al 10%⁷). Come si può constatare, la situazione del servizio idrico italiano non è assolutamente delle più rosee.

In conclusione quindi la scelta di prendere dei provvedimenti è cruciale per evitare di rimandare alle generazioni future il carico dei conguagli tariffari delle spese che non si vogliono sostenere ora. Rimandare significherebbe ripetere gli stessi errori politici fatti nel passato, che hanno creato l'attuale deficit infrastrutturale, con la differenza che, sommando a questo ulteriori costi di nostra competenza, renderemo assai più gravoso il compito per le generazioni future.

Il lavoro di audit energetico svolto appare come una delle risposte più efficaci alla situazione di arretratezza sopra descritta. L'obiettivo della diagnosi è infatti quello di rendere consapevole l'azienda gestore del servizio idrico dei consumi energetici da lei sostenuti ed indirizzarla verso l'individuazione di criticità e interventi di efficientamento che possano garantire, da un lato, al gestore una diminuzione dei consumi e quindi delle spese monetarie e, dall'altro lato, agli utenti finali un miglioramento del servizio offerto che quindi giustifichi le spese da loro sostenute.

⁷ Fonte: <https://web.uniroma1.it/cde/sites/default/files/chiacchierini.doc>

1. Contesto legislativo del SII

Prima di intraprendere il lavoro di audit energetico, si è ritenuto opportuno raccogliere e studiare in modo approfondito quella che è stata l'evoluzione legislativa in merito alla regolamentazione del SII. In particolare sono stati definiti i punti salienti delle principali leggi e decreti europei, statali e regionali emanati nell'ultimo secolo, focalizzandosi principalmente su obiettivi da conseguire e modalità di affidamento della gestione del servizio idrico.

Il servizio idrico nel nostro ordinamento si caratterizza per la forte presenza pubblica sia nell'attività di gestione sia in quella di regolazione. Tale fenomeno è il risultato di una storia che parte da inizio Novecento quando, agli albori del *Welfare State*, lo Stato decise di intervenire nella gestione dei servizi essenziali per la collettività, tra cui quello idrico, al fine di superare il regime monopolistico privato, inadeguato a rispondere alle istanze di maggiore efficienza del sistema economico e di miglior qualità della vita dei cittadini. Il nuovo assetto istituzionale venne codificato dalla *legge 29 marzo 1903, n. 103⁸ (Legge Giolitti)*, che istituì le *aziende municipalizzate*, strumento attraverso cui i comuni potevano assumere in modo diretto la gestione dei servizi. Il modello delineato da tale legge dovette negli anni fare i conti con problemi di sostenibilità economica, stante il crescente indebitamento delle aziende municipalizzate. È così che, a partire dagli anni novanta, si è affermata una tendenza di liberalizzazione con il fine di raggiungere una maggiore efficienza della gestione e contenere la crescita del debito pubblico.

In questa ottica si collocava la *legge 8 giugno 1990, n. 142⁹* sull'ordinamento delle autonomie locali, volta a definire nuovi strumenti di collaborazione tra pubblico e privato. Essa manteneva la possibilità di gestione diretta dei servizi da parte degli enti locali ma contemporaneamente vi affiancava il modello dell'affidamento a terzi mediante contratto o concessione e il modello di costituzione di società mista di diritto privato con partecipazione pubblica o soggetta al controllo pubblico.

⁸ Legge 29 marzo 1903, n. 103 <http://augusto.agid.gov.it/#giorno=1&mese=3&anno=1903>

⁹ Legge 8 giugno 1990, n. 142 <http://augusto.agid.gov.it/#giorno=19&mese=06&anno=1900>

Di Servizio Idrico Integrato (SII) si è parlato per la prima volta con l'approvazione della legge 5 gennaio 1994, n. 36, "Disposizioni in materia di risorse idriche", la cosiddetta **Legge Galli**¹⁰. Con questa legge ha preso vita un processo di modernizzazione e riorganizzazione delle gestioni del servizio idrico su territori di dimensioni mediamente coincidenti con quelli delle provincie e di aggregazione di filiera (fino al 1990 l'ISTAT contava oltre 15.000 soggetti gestori dei servizi idrici). Oggi i gestori del SII sono in numero ancora superiori a 2.000, e di questi circa 120 coprono l'80% degli abitanti serviti.

La frammentazione presente impediva l'affermarsi di una gestione efficiente di tipo industriale e determinava la disomogeneità degli standard qualitativi del servizio. Mediante questa legge si assegnava alle autorità regionali e locali la riorganizzazione dei servizi di acquedotto e smaltimento attraverso una integrazione territoriale.

La legge si poneva come principali obiettivi di riforma la ristrutturazione dell'assetto industriale e la regolamentazione del settore idrico. La legge stabiliva inoltre i seguenti indirizzi generali:

- integrazione territoriale e industriale del ciclo, attraverso l'introduzione degli **Ambiti Territoriali Ottimali (A.T.O.)**, con l'obiettivo di superare la frammentazione delle gestioni e conseguire adeguate dimensioni gestionali;
- trasformazione giuridica delle gestioni in aziende;
- separazione tra le seguenti funzioni:
 - programmazione, regolamentazione, organizzazione e controllo del servizio idrico, che devono essere svolte dalle autorità;
 - gestione del servizio, affidata ad un operatore unico indipendente;
 - proprietà delle infrastrutture.
- copertura completa dei costi operativi e di investimento;
- obblighi di efficienza, efficacia, economicità e produttività.

A distanza di dodici anni, abrogando la *Legge Galli*, è stato emanato il *D.Lgs. 3 aprile 2006, n. 152, "Norme in materia ambientale"*. I punti salienti del decreto sono:

¹⁰ Solamente nel 2001, al fine di portare a compimento il tortuoso cammino di attuazione della legge Galli, il Governo ha adottato il decreto ministeriale che ha definito il quadro per procedere all'affidamento del servizio tramite lo strumento della concessione a terzi (decreto ministeriale 22 novembre 2001 "Modalità di affidamento in concessione a terzi della gestione del servizio idrico integrato, attuativo dell'art. 20, comma 1, della legge Galli").

- a) una politica di risanamenti e prevenzione basata sugli obiettivi di qualità dei corpi idrici recettori e delle acque a specifica destinazione; in particolare entro il 22 dicembre dell'anno in corso è necessario che:
- sia mantenuto o raggiunto, per i corpi idrici significativi superficiali e sotterranei, l'obiettivo di qualità ambientale corrispondente allo stato di "buono"¹¹, come definito nella *Tabella 2 Allegato 1 D.Lgs. n. 152/1999*;
 - sia mantenuto, ove esistente, lo stato di qualità ambientale "elevato"¹², come definito nell'*Allegato 1 parte III del D.Lgs. n. 152/2006*;
 - siano mantenuti o raggiunti, per i corpi idrici a specifica destinazione di cui all'art. 79, gli obiettivi di qualità per specifica destinazione di cui all'*Allegato 2 parte III del D.Lgs. n. 152/2006*, salvi i termini di adempimento previsti dalla normativa vigente.
- b) una politica di tutela delle acque che integri gli aspetti quali/quantitativi, attraverso una pianificazione delle utilizzazioni idriche volta ad evitare ripercussioni sulla qualità delle stesse e consentire un consumo idrico sostenibile;
- c) una maggiore tutela della quantità delle risorse idriche attraverso l'individuazione di misure volte al risparmio, riutilizzo e riciclo delle acque;
- d) il potenziamento delle reti fognarie e degli impianti di trattamento dei reflui provenienti dagli agglomerati urbani;
- e) la disciplina di tutti gli scarichi, in funzione del rispetto degli obiettivi di qualità dei corpi idrici, che devono comunque rispettare i valori limite previsti nell'*Allegato 5 parte III del D.Lgs. n. 152/2006*;
- f) una tutela più incisiva delle acque sotterranee attraverso il divieto, salvo deroghe tassativamente previste, di scarico diretto nel suolo, nelle acque sotterranee e nel sottosuolo;

¹¹ Buono: i valori degli elementi della qualità biologica per quel tipo di corpo idrico mostrano bassi livelli di alterazione derivanti dall'attività umana e si discostano solo leggermente da quelli normalmente associati allo stesso ecotipo in condizioni non disturbate. La presenza di microinquinanti, di sintesi e non di sintesi, è in concentrazioni da non comportare effetti a breve e lungo termine sulle comunità biologiche associate al corpo idrico di riferimento.

¹² Elevato: non si rilevano alterazioni dei valori di qualità degli elementi chimico-fisici ed idromorfologici per quel dato tipo di corpo idrico in dipendenza degli impatti antropici, o sono minime rispetto ai valori normalmente associati allo stesso ecotipo in condizioni indisturbate. La qualità biologica sarà caratterizzata da una composizione e un'abbondanza di specie corrispondente totalmente o quasi alle condizioni normalmente associate allo stesso ecotipo. La presenza di microinquinanti, di sintesi e non di sintesi, è paragonabile alle concentrazioni di fondo rilevabili nei corpi idrici non influenzati da alcuna pressione antropica.

(Fonte: <http://www.officinadolcevita.it/normative-piscine/ClassificazioneAcqueDlgs1521999allegati.pdf>)

- g) la previsione di misure specifiche per la salvaguardia di aree che richiedono una particolare tutela, in quanto soggette a rischio di eutrofizzazione (aree sensibili), ovvero esposte a rischio di inquinamento provenienti da fonti agricole (zone vulnerabili da nitrati di origine agricola e da fitosanitari);
- h) l'individuazione delle aree di salvaguardia, distinte in zone di tutela assoluta e zone di rispetto, nonché in zone di protezione, delle acque superficiali e sotterranee destinate al consumo umano.

I principi normativi, confermati nel *D.Lgs. n. 152/2006*, sono intesi a recuperare organicità nell'ambito della gestione dei servizi idrici e superare la frammentazione delle gestioni, perseguendo un riordino delle stesse su una base territoriale più appropriata e attivando modelli gestionali che assicurino un servizio con adeguati livelli di efficienza, efficacia ed economicità. L'articolo 60 del suddetto decreto cita i seguenti obiettivi per l'Autorità:

- assicurare l'osservanza dei principi e delle regole della concorrenza e della trasparenza nelle procedure di affidamento dei servizi;
- tutelare e garantire i diritti degli utenti e vigilare sull'integrità delle reti e degli impianti;
- proporre gli adeguamenti degli atti tipo, delle concessioni e delle convenzioni in base all'andamento del mercato, alle esigenze degli utenti o alle finalità di tutela e salvaguardia dell'ambiente;
- formulare al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare proposte di revisione della disciplina vigente, segnalando inosservanze e non corrette applicazioni;
- definire, d'intesa con le regioni, i programmi di attività e le iniziative da porre in essere a garanzia degli interessi degli utenti.

L'Autorità, in base all'art. 161 del *D.Lgs. 152/2006*, per lo svolgimento dei propri compiti si avvale di un osservatorio che svolge funzioni di raccolta, elaborazione e restituzione di dati statistici e conoscitivi.

Naturalmente tali obiettivi sono da conseguirsi operando entro i principi generali, stabiliti dalla legge stessa, di tutela e salvaguardia delle risorse idriche, di utilizzo secondo criteri di

solidarietà, di rispetto del bilancio idrico del bacino idrografico e di priorità degli usi legati al consumo umano.

Le attività fondamentali attraverso cui attuare questa profonda riforma sono l'individuazione degli Ambiti Territoriali Ottimali (A.T.O) e la disciplina delle forme ed i modi di cooperazione tra gli enti locali.

Al fine di dare pratica attuazione ai principi della *legge n. 36/1994*, la Regione Veneto ha approvato la *Legge Regionale 27 marzo 1998, n. 5*¹³ (ora abrogata dalla *L.R. 27/2012*¹⁴) relativa all'istituzione del Servizio Idrico Integrato ed all'individuazione degli **Ambiti Territoriali Ottimali (A.T.O.)**, in considerazione delle realtà territoriali, idrografiche e politico-amministrative della nostra regione nonché degli obiettivi di fondo proposti dalla stessa *Legge n. 36/1994*, sostanzialmente riassumibili nel miglioramento, qualitativo e quantitativo, del servizio e nell'ottimizzazione dell'utilizzo e della gestione della risorsa. Il servizio in ciascuno degli A.T.O. è stato affidato a uno o più gestori (Figura 1-1 e Tabella 1-1). Il territorio della Regione Veneto è stato in definitiva suddiviso in:

- **8 A.T.O. regionali:** Alto Veneto (gestito da *Bim Gestione Servizi Pubblici S.p.A.*), Bacchiglione (gestito da *Alto Vicentino Servizi S.p.A.*, *Acque Vicentine S.p.A.*, *Centro Veneto Servizi S.p.A.*, *AcegasApsAmga S.p.A.*), Brenta (gestito da *Etra S.p.A.*), Laguna di Venezia (gestito da *Veritas S.p.A.*, *Azienda Servizi Integrati S.p.A.*), Polesine (gestito da *Polesine Acque S.p.A.*), Valle del Chiampo (gestito da *Acque del Chiampo S.p.A.*), Veneto Orientale (gestito da *Piave Servizi S.r.l.*, *Alto Trevigiano Servizi S.r.l.*) e Veronese (gestito da *Azienda Gardesana Servizi S.p.A.*, *Acque Veronesi S.c.a r.l.*);
- **1 A.T.O. interregionale** tra le Regioni Veneto e Friuli-Venezia Giulia: Lemene (gestito da *Livenza Tagliamento Acque S.p.A.*), comprendente parte dei comuni della provincia di Pordenone e, per la parte veneta, undici comuni situati nel bacino dei fiumi Livenza e Tagliamento.

¹³ L.R. 27 marzo 1998, n. 5 <http://www.consiglioveneto.it/crvportal/leggi/1998/98lr0005.html#Heading4>

¹⁴ L.R. 27/2012, n. 27 http://www.consiglioveneto.it/crvportal/leggi_storico/2012/12lr0027.html#Heading7



Figura 1-1: Corrispondenza tra A.T.O. e province della Regione Veneto (Fonte: www.iuav.it)

Tabella 1-1: Dettagli A.T.O. Regione Veneto (dati ISTAT 2014) (Fonte: www.arpa.veneto.it)

A.T.O.	n° comuni	Popolazione (ISTAT 2014)
ALTO VENETO	66	203.253
VENETO ORIENTALE	93	844.915
BACCHIGLIONE	140	1.110.561
BRENTA	73	593.769
LAGUNA DI VENEZIA	36	800.309
VALLE DEL CHIAMPO	13	106.137
VERONESE	97	917.909
POLESINE	52	262.447
LEMENE (interregionale)	11	87.018

La riorganizzazione dei servizi idrici prevista dalla *Legge n. 36/1994* era basata su due livelli. Il primo relativo al governo della risorsa ed alla programmazione di servizi e interventi su reti e impianti (attività poste in capo agli enti di governo del SII); il secondo relativo alla gestione dei servizi ed alla realizzazione degli interventi, (attività poste in capo ai gestori del SII).

Per ciò che riguarda le funzioni di governo, esse si prevedevano poste in capo agli enti locali, comuni in primis e province, associati in una delle due forme (convenzione o consorzio) previste dalla *Legge 8 giugno 1990, n. 142* (poi sostituita dal *D.Lgs. 18 agosto 2000, n.*

267¹⁵); la gestione dei servizi e la realizzazione degli interventi veniva previsto l'affidamento, da parte degli enti locali associati, ad aziende pubbliche o private, in una delle forme previste dall'art. 22 della citata *Legge n. 142/1990*, ovvero mediante l'istituto della concessione.

In seguito furono emanate le seguenti normative che andavano ad affiancare la sopracitata legge:

- D.P.C.M 4/3/96¹⁶: direttive, metodologie e criteri generali per raggiungere gli obiettivi della *legge Galli*;
- D.M. LL.PP. 1/8/96¹⁷: definizione della tariffa del servizio idrico;
- D.M. Ambiente 22/11/2001¹⁸: modalità di affidamento del servizio idrico;
- Provvedimenti regionali aggiuntivi.

Fino al 31 dicembre 2012, l'Ente di governo territorialmente competente per singolo A.T.O. è stato individuato nelle **Autorità d'Ambito Territoriale Ottimale (A.A.T.O.)**.

L'Autorità d'Ambito Territoriale Ottimale era un ente avente personalità giuridica, costituito da un consorzio obbligatorio di comuni, chiamato a governare su scala provinciale il processo di riordino dei servizi idrici secondo le disposizioni di legge. Questo processo ha avuto come obiettivo il superamento della frammentazione delle gestioni esistenti. L'A.A.T.O. ha avuto l'onere di gestire l'attività tecnico-amministrativa di controllo e di individuare il soggetto a cui affidare la gestione dei servizi idrici nell'Ambito, regolata dai contenuti della **Convenzione** e del **Piano d'Ambito**. L'A.A.T.O. e il gestore sono stati quindi ben diversi tra loro in quanto il primo definiva obiettivi e controllava che venisse realizzato il piano, mentre il secondo organizzava il servizio e realizzava gli obiettivi del piano.

Il *Piano d'Ambito* è lo strumento attraverso cui si definiscono i livelli qualitativi del servizio, gli investimenti necessari per il raggiungimento degli obiettivi di miglioramento del servizio e le tariffe. Il piano è caratterizzato da una validità temporale molto ampia (20-30 anni) per consentire la realizzazione di interventi strutturali che portino a degli effettivi miglioramenti. L'aspetto tariffario è fondamentale in quanto la tariffa dovrebbe garantire la totale copertura dei costi di gestione e di investimento.

¹⁵ Decreto Legislativo 18 agosto 2000, n. 267 <http://www.camera.it/parlam/leggi/deleghe/00267dl.htm>

¹⁶ D.P.C.M. 4/3/96 <http://www.nuovasuperiride.com/download/D.P.C.M.%20del%204%20marzo%201996.pdf>

¹⁷ D.M. LL. PP. 1/8/96 <http://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/1996/10/16/096A6729/sg>

¹⁸ D.M. Ambiente 22/11/2001 http://www.bosettiegatti.eu/info/norme/statali/2001_dm1122.htm

Con il *Decreto Legge 25 gennaio 2010, n. 2*¹⁹, convertito con la *Legge 26 marzo 2010, n. 42*²⁰, è stata disposta la sospensione delle A.A.T.O. e la riattribuzione delle loro funzioni ad altri enti, la cui individuazione veniva demandata alle regioni. La Regione Veneto ha pertanto promulgato la *Legge Regionale 27 aprile 2012, n. 17, “Disposizioni in materia di risorse idriche”*²¹, in adempimento alle sopraccitate disposizioni statali.

Con l’entrata in vigore della *L.R. n. 17/2012*, che abroga la *L.R. n. 5/1998*²², pur venendo confermata la suddivisione territoriale nei succitati ambiti ottimali, è stata data una nuova veste all’organizzazione dei soggetti preposti al governo del ciclo integrato dell’acqua, prevedendo la sostituzione delle Autorità d’Ambito con i **Consigli di Bacino**, operativi dal 2013.

I Consigli di Bacino sono delle forme di cooperazione tra comuni per programmare e organizzare il SII negli A.T.O. con i seguenti obiettivi:

- oltrepassare frammentazione e inefficienza nella gestione della risorsa idrica;
- introdurre una tariffa che garantisca dei livelli di servizio idonei e lo sviluppo delle infrastrutture;
- definire la netta separazione tra compiti di gestione (affidati agli enti gestori) rispetto a quelli di indirizzo e di controllo del servizio idrico (compito dei Consigli di Bacino);
- approvazione del regolamento e dei bilanci per il proprio funzionamento nonché per la struttura operativa;
- proporre eventuali modifiche dei confini degli ambiti ottimali.

La *Legge Regionale n. 17/2012* istituisce anche il **Coordinamento dei Consigli di Bacino** il quale monitora i livelli di servizio raggiunti attraverso la definizione di indicatori e acquisizione di banche dati, vigila sul rispetto della normativa di settore e della pianificazione regionale e propone eventuali modifiche legislative alla normativa regionale di settore e dispone direttamente modifiche dei piani d’ambito, vigila sulla corretta determinazione dei livelli tariffari ed esprime parere vincolante in merito all’affidamento della gestione del servizio idrico integrato a più gestori.

¹⁹ Decreto Legge 25 gennaio 2010, n. 2

<http://www.gazzettaufficiale.it/gunewsletter/dettaglio.jsp?service=1&datagu=2010-03-27&task=dettaglio&numgu=72&redaz=10A03902&tmstp=1269866799441>

²⁰ Legge 26 marzo 2010, n. 42 <http://www.camera.it/parlam/leggi/100421.htm>

²¹ L.R. 27 aprile 2012, n. 17 <http://www.consiglioveneto.it/crvportal/leggi/2012/12lr0017.html>

²² L.R. 27 marzo 1998, n. 5 <http://www.consiglioveneto.it/crvportal/leggi/1998/98lr0005.html>

I Consigli di Bacino oggi, e le Autorità d'Ambito ieri, responsabili per ciò che attiene la definizione degli obiettivi, la pianificazione dell'intero ciclo idrico integrato, la redazione del Piano d'Ambito ed il controllo dello stesso, si avvalgono dei **Gestori del SII**, società a capitale pubblico già attive nel territorio per la gestione di servizi a rete o create da fusioni di precedenti gestori, individuate mediante procedura di affidamento “*in house providing*”²³, per l'organizzazione operativa del servizio e l'attuazione di quanto previsto nella pianificazione d'Ambito.

I costi di gestione del Servizio Idrico Integrato sono compensati dall'applicazione di un sistema tariffario pensato in modo tale da garantirne l'equilibrio finanziario. In tale contesto l'utente ha l'onere di sostenere il servizio erogato mediante il pagamento di una tariffa, che costituisce, come previsto dalla normativa di settore, il corrispettivo del Servizio Idrico Integrato.

La *Direttiva 91/271/CEE*²⁴, relativa al trattamento delle acque reflue urbane, sancisce la creazione di **agglomerati regionali**. L'agglomerato è un’*“area in cui la popolazione e/o le attività economiche sono sufficientemente concentrate così da rendere possibile la raccolta e il convogliamento delle acque reflue urbane verso un impianto di trattamento di acque reflue urbane o verso un punto di scarico finale”* e regola il collettamento e la depurazione delle acque reflue urbane proprio sulla base del concetto di agglomerato.

La definizione di agglomerato viene poi ripresa, in modo analogo, dal *D.Lgs. 152/2006* e dal **Piano di Tutela delle Acque (PTA)**, approvato dal Consiglio Regionale con deliberazione n. 107 del 5/11/2009²⁵. Nel *D.Lgs. 152/2006* e nel *Piano di Tutela delle Acque* varie sono le disposizioni che, in ottemperanza alla normativa comunitaria, fanno riferimento agli agglomerati e alla loro dimensione:

- obbligo di collettamento alla rete fognaria (art. 3 *Dir. 91/271/CEE*; art. 100 *D.Lgs. 152/2006*);

²³ Per “in-house providing” si intende la fattispecie nella quale, per la gestione di un servizio, una pubblica amministrazione si avvale di una società esterna (ossia, soggettivamente separata) che però presenti caratteristiche tali da poter essere qualificata come una “derivazione” o una *longa manus* dell'ente stesso. (Fonte: <http://www.forumpa.it/pa-digitale/il-consiglio-di-stato-delinea-i-requisiti-dellin-house-providing>).

Link Regione Veneto: https://www.regione.veneto.it/c/document_library/get_file?uuid=b0dec9a0-12c4-4227-8e58-1fdd21521cc6&groupId=10709

²⁴ Direttiva 91/271/CEE <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=CELEX%3A31991L0271>

²⁵ Delibera 5/11/2009, n.107 <http://bur.regione.veneto.it/BurvServices/pubblica/DettaglioDcr.aspx?id=220475>

- obbligo di trattamento delle acque reflue (art. 4 *Dir. 91/271/CEE*; art. 105 *D.Lgs. 152/2006*);
- limiti per azoto totale e fosforo totale agli scarichi di acque reflue urbane in aree sensibili (art. 5 *Dir. 91/271/CEE*; art. 106 *D.Lgs. 152/2006*);
- altri principi e linee guida stabilite negli articoli 20, 22, 23, 25, 30, 32, 39 delle Norme Tecniche di Attuazione del Piano di Tutela delle Acque. Parte di questi commi deriva proprio dalle disposizioni nazionali e comunitarie precedentemente elencate.

Si riprende ora l'analisi dell'evoluzione legislativa nazionale in merito alla gestione del SII, dalla *Legge Galli* fino ai giorni nostri.

Il modello della *Legge Galli*, confluito poi negli articoli 112 e seguenti del *D.Lgs. 18 agosto 2000, n. 167*²⁶ (testo unico sull'ordinamento degli enti locali), presentava profili di incompatibilità con le regole comunitarie in materia di concorrenza.

Anche sotto la pressione delle procedure di infrazione avviate dalla Commissione Europea, la disciplina dei servizi pubblici conobbe una successione rapida di diversi interventi legislativi²⁷, fino all'emanazione dell'articolo 23-bis del *Decreto Legge 25 giugno 2008, n. 112*²⁸, convertito poi con modifiche nella *legge 6 agosto 2008, n. 133*²⁹. Il 25 settembre 2009 è stato poi approvato il *Decreto Legge 25 settembre 2009, n. 135*³⁰ (**Decreto Ronchi**), di cui il comma 1 dell'articolo 15 andava a modificare l'articolo 23-bis della legge sopracitata. Tale articolo modificato prevedeva che la gestione dei servizi pubblici locali fosse conferita "in via ordinaria" attraverso gare pubbliche a società miste e la gestione "in house providing" (a totale capitale pubblico) fosse stata consentita soltanto in deroga per situazioni eccezionali e dietro parere preventivo dell'autorità garante della concorrenza e del mercato. Il metodo ordinario di conferimento dei servizi pubblici locali sarebbe stato quindi la gara e il ricorso alla *società mista* dove il privato, individuato mediante procedura ad evidenza pubblica, sarebbe dovuto essere socio operativo con quota di partecipazione non inferiore al 40%.

²⁶ Decreto Legislativo 18 agosto 2000, n. 167 <http://www.camera.it/parlam/leggi/deleghe/00267dl.htm>

²⁷ La Commissione avviò procedure di infrazione contro l'Italia in ragione della presunta incompatibilità della legge nazionale con la direttiva 92/50/CEE sugli appalti di servizi e 93/38/CEE sui settori esclusi. Per queste ragioni il TUEL (Testo Unico degli Enti Locali) fu oggetto di modifiche finalizzate a renderlo compatibile con l'ordinamento comunitario.

²⁸ Decreto Legge 25 giugno 2008, n. 112 <http://www.camera.it/parlam/leggi/decreti/08112d.htm>

²⁹ Legge 6 agosto 2008, n. 133 <http://www.camera.it/parlam/leggi/081331.htm>

³⁰ Decreto Legge 25 settembre 2009, n. 135 <http://www.parlamento.it/parlam/leggi/decreti/09135d.htm>

L'articolo 23-bis aveva sostanzialmente superato il vaglio della Corte costituzionale³¹, sennonché fu travolto dalle consultazioni referendarie dell'11 e 12 giugno 2011. Il modello di gestione dei servizi pubblici locali, basato sul maggiore coinvolgimento dei soggetti privati e sulle limitazioni del ricorso all' *"in house providing"*, non ha trovato il favore degli elettori. L'abolizione di tale articolo infatti ha ampliato la possibilità degli enti locali di ricorrere all' *"in house providing"* per la gestione dei servizi³², senza però incidere sulla presenza di privati nella gestione dei servizi attraverso la concessione e sul regime giuridico delle reti e della risorsa. L'esito del referendum ha comportato una *"applicazione immediata della disciplina comunitaria relativa alle regole concorrenziali minime in tema di gara ad evidenza pubblica per l'affidamento della gestione di servizi pubblici di rilevanza economica"*. Perciò non vi è stato alcun vuoto normativo, ma anzi è scaturita la riesplorazione delle ipotesi di affidamento diretto e di gestione *"in house providing"*, laddove sussistano i requisiti, in quanto il referendum ha cancellato tutte le limitazioni previste dall'articolo 23-bis e dal regolamento attuativo. Ha fatto seguito a ciò un periodo di inerzia del Legislatore in ordine alla disciplina delle modalità di affidamento dei servizi pubblici locali di rilevanza economica e in questo periodo si è fatto riferimento, come già detto, direttamente all'ordinamento comunitario. Il Legislatore ha successivamente introdotto dei meccanismi di premialità tesi a favorire, anche nel settore dei servizi pubblici locali, e quindi anche nel servizio idrico, l'affidamento mediante procedura di evidenza pubblica rispetto all' *"in house providing"*.

La legge 14 settembre 2011, n. 148³³, dispone che i finanziamenti a qualsiasi titolo, concessi a valere su risorse pubbliche statali ai sensi dell'articolo 119, c.5 della Costituzione relativi ai servizi pubblici locali a rete di rilevanza economica, siano attribuiti agli enti di governo degli Ambiti o dei Bacini Territoriali Ottimali, ovvero ai relativi gestori del servizio, a

³¹ La Corte costituzionale aveva dichiarato l'illegittimità costituzionale dell'art. 23-bis, limitatamente alle parole: *"l'assoggettamento dei soggetti affidatari diretti di servizi pubblici locali al patto di stabilità interno"* e del comma 10, lettera a).

³² L'abrogazione è avvenuta ad opera del d.p.r. 18 luglio 2011, n. 113. Il referendum ha prodotto il venire meno del regime transitorio che prevedeva la cessazione degli affidamenti non conformi al dettato dell'art. 23-bis; la necessità di esperire i processi di privatizzazione; la possibilità per le società quotate in borsa di gestire il servizio, affidato in modo diretto, fino alla naturale scadenza del rapporto solo se privatizzate e, in caso contrario, fino al 2015. Viene meno anche il regolamento di attuazione di cui al d.p.r. n. 168/2010 che, tra le altre cose, prevedeva criteri puntuali per l'espletamento delle gare.

³³ Legge 14 settembre 2011, n. 148 http://www.bosettiegatti.eu/info/norme/statali/2011_0148.htm

condizione che dette risorse siano aggiuntive o garanzia a sostegno dei piani di investimenti approvati dai menzionati enti di governo.

Tali norme hanno superato il vaglio della Corte Costituzionale, che le ha valutate come intese ad operare, attraverso la concorrenza e la liberalizzazione dei servizi, un contenimento della spesa pubblica. In particolare, il legislatore statale ritiene che tale scopo si realizzi attraverso l'affidamento dei servizi pubblici locali al meccanismo delle gare ad evidenza pubblica, individuato come quello che dovrebbe comportare un risparmio dei costi ed una migliore efficienza della gestione. Di qui l'opzione, in coerenza con la normativa comunitaria, di promuovere l'affidamento dei servizi pubblici locali a terzi o a società miste pubblico/private e di contenere il fenomeno delle società "in house". In seguito, la *legge 17 settembre 2012, n. 221*³⁴, ha previsto che l'affidamento dei servizi pubblici locali di rilevanza economica venga fatto sulla base di apposita relazione che dia conto delle ragioni e della sussistenza dei requisiti previsti dall'ordinamento europeo per la forma di affidamento prescelta e che definisca i contenuti specifici degli obblighi di servizio pubblico e servizio universale, indicando le compensazioni economiche, se previste.

Quanto al profilo dell'organizzazione e gestione del servizio idrico, innovazioni sono state introdotte dalla *legge 11 novembre 2014, n. 164*³⁵, che ha convertito il *decreto legge 11 settembre 2014, n. 133* (cd. "Sblocca Italia"), il cui art. 7 ha modificato la sezione III del *D.Lgs. 152/2006* in merito alla gestione del servizio idrico. Resta inalterata la nozione di Servizio Idrico Integrato, inteso come "*insieme dei servizi pubblici di captazione, adduzione e distribuzione di acqua ad usi civili di fognatura e di depurazione delle acque reflue, che deve essere gestito secondo principi di efficienza, efficacia ed economicità, nel rispetto delle norme nazionali e comunitarie*"; è stata confermata la scelta di organizzare il servizio sulla base degli A.T.O., tanto che, aboliti gli A.A.T.O., spetta alle regioni organizzare il servizio definendo gli A.T.O. e individuando i relativi enti di governo³⁶; è stata confermata la

³⁴ Legge 17 settembre 2012, n. 121 http://www.bosettiegatti.eu/info/norme/statali/2012_0221.htm

³⁵ Legge 11 novembre 2014, n. 164 http://www.bosettiegatti.eu/info/norme/statali/2014_0164.htm

³⁶ In particolare, la norma ha disposto l'obbligo, per gli enti di governo dell'ambito che non avessero già provveduto, di adottare il piano d'ambito, scegliere la forma di gestione e disporre l'affidamento al gestore unico d'ambito entro il 30 settembre 2015. Ha disposto, inoltre, il subentro del gestore unico del servizio idrico integrato agli ulteriori soggetti operanti all'interno del medesimo ambito territoriale e la cessazione *ex lege* delle gestioni diverse dall'affidatario unico del servizio idrico integrato per l'ambito, con la sola eccezione delle cd. gestioni salvaguardate, che proseguono ad esercire il servizio fino alla scadenza naturale del contratto di servizio.

partecipazione obbligatoria degli enti locali all'ente di governo d'Ambito ed è stato affermato il principio dell'*unicità* della gestione all'interno degli Ambiti Ottimali, in luogo di quello dell'*unitarietà*, consentendosi, nel caso in cui l'Ambito Territoriale Ottimale coincida con l'intero territorio regionale, l'affidamento del Servizio Idrico Integrato in Ambiti Territoriali di dimensioni comunque non inferiori a quelle delle province e delle città metropolitane (sono presenti delle eccezioni a tale regola nel caso in cui si abbia a che fare con approvvigionamento idrico da fonti qualitativamente pregiate, sorgenti ricadenti in parchi naturali o aree naturali protette, ecc.). La norma dispone inoltre la salvaguardia delle gestioni del servizio idrico in forma autonoma, esistenti nei comuni montani con popolazione inferiore ai mille abitanti.

L'articolo 151 del *Codice dell'Ambiente*³⁷, "*Rapporti tra autorità d'ambito e soggetti gestori del servizio idrico integrato*", dispone che i rapporti tra Autorità d'Ambito e gestori siano regolati da una convenzione predisposta dall'ente d'Ambito sulla base della convenzione tipo adottata dall'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas ed il Sistema Idrico (AEEGSI). Il nuovo articolo 152 disciplina incisivi poteri di controllo e sostitutivi. È infatti previsto, in caso di inadempienze del gestore, il potere in capo all'ente di governo dell'Ambito di risoluzione e revoca dell'affidamento, nonché il potere, previa diffida, di sostituirsi al gestore facendo eseguire a terzi le opere.

In particolare la *legge 164/2014* ha inciso sulle modalità di affidamento del servizio, abrogando l'articolo 150 del *D.Lgs. 152/2006* ed introducendo un nuovo articolo che prevede che la gestione debba avvenire nel rispetto del *Piano d'Ambito* e del *principio di unicità della gestione*.

Il Legislatore è recentemente intervenuto nuovamente in materia di servizi pubblici locali e quindi in merito al servizio idrico. L'articolo 19 della *legge 7 agosto 2015, n. 124*³⁸ ha delegato il Governo a redigere un testo unico in materia. Lo schema del testo unico, approvato dal CdM il 20 gennaio 2016, ed ora al vaglio delle competenti commissioni parlamentari, offre novità interessanti dal punto di vista della riorganizzazione del settore. Tale intervento normativo incide sul Servizio Idrico Integrato con specifico riguardo al profilo dell'affidamento del servizio e deve essere letto in combinato con le nuove disposizioni

³⁷ Codice dell'Ambiente: <http://www.brocardi.it/codice-dell-ambiente/>

³⁸ Legge 7 agosto 2015, n. 124 <http://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2015/08/13/15G00138/sg>

contenute nello schema del testo unico sulle partecipate pubbliche, anch'esso approvato dal CdM in attuazione della delega legislativa di cui alla *legge n. 124/2015*. Con riguardo specifico al Servizio Idrico Integrato, il testo unico disciplina solamente gli strumenti di affidamento³⁹. Tuttavia, tale limitazione dell'ambito applicativo non riduce il carattere innovativo della riforma rispetto al settore, stante la centralità degli strumenti di affidamento nella definizione complessiva del modello di organizzazione del servizio⁴⁰. Infatti, l'affidamento del servizio è il momento in cui si delineano i rapporti tra soggetti pubblici e operatori privati e la disciplina di questa fase consente di estendere al Servizio Idrico Integrato i principi del testo unico in materia di concorrenza. L'intervento legislativo si muove nel senso di razionalizzare l'attività di gestione dei servizi pubblici, al fine di limitare la spesa pubblica e contenere l'intervento statale ai soli casi in cui la tutela dell'interesse pubblico giustifichi il mancato ricorso al mercato. Sono infatti delineate regole per l'affidamento del servizio che riducono la gestione pubblica ai soli casi di stretta necessità, in modo da rafforzare il ruolo dei privati e valorizzare la concorrenza.

Nel caso di servizi pubblici locali a rete, come quello idrico, l'affidamento deve essere accompagnato da un piano *economico-finanziario*, contenente la proiezione dei costi e dei ricavi per l'intero periodo di durata dello stesso, ciò anche al fine di garantire una maggiore trasparenza economica nella gestione e nella realizzazione degli interventi infrastrutturali necessari da parte dell'affidatario. Nel caso specifico di società *"in house"*, il piano finanziario è necessario per determinare l'assetto economico-patrimoniale della società, sia in termini di capitale che di indebitamento. Queste precisazioni, contenute tutte nell'art. 7 del decreto, sono rilevanti perché qualificano la natura della riforma legislativa in atto, evidentemente ispirata al contenimento della spesa pubblica ed alla salvaguardia degli equilibri di bilancio. La serietà della motivazione del provvedimento è garantita dal comma 4 dell'art. 7, che subordina l'adozione del provvedimento ad un parere dell'Autorità garante

³⁹ In particolare, l'art. 3 del T.U., nel definire l'ambito di applicazione delle disposizioni chiarisce, al comma 2, che *"Salve le disposizioni in materia di modalità di affidamento dei servizi, per le quali le predette disposizioni integrano e prevalgono sulle normative di settore, e salve le modifiche e le abrogazioni espresse contenute nel presente decreto, rimangono disciplinati dalle rispettive normative di settore il servizio idrico integrato e il servizio di gestione integrata dei rifiuti di cui al decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e successive modificazioni (...)"*.

⁴⁰ L'affidamento del servizio, secondo la definizione contenuta nell'art. 2 del T.U., consiste nella fase riguardante la scelta, secondo le forme consentite dall'ordinamento, del soggetto con cui stipulare il contratto a titolo oneroso di appalto o concessione in virtù del quale gli enti pubblici competenti affidano a uno o più operatori economici la fornitura e la gestione dei servizi, nonché l'esecuzione di lavori e opere pubbliche a esse strutturalmente e direttamente collegati, ove il corrispettivo consista unicamente nel diritto di gestire i servizi oggetto del contratto o in tale diritto accompagnato da un prezzo.

della concorrenza e del mercato. Per definire l'organizzazione del servizio idrico, le disposizioni del testo unico devono essere coordinate con quanto previsto in materia dal *D.Lgs. 152/2006*, in quanto le relative norme non vengono abrogate. Pertanto, l'organizzazione del Servizio Idrico Integrato rimane una prerogativa dell'ente di governo dell'Ambito individuato dalle regioni, partecipato, ai sensi dell'art. 147 del *Codice dell'Ambiente*, dagli enti locali inclusi nel territorio di competenza dell'ente. Una volta entrati in vigore i nuovi testi unici in materia di servizi pubblici e partecipate, l'affidamento diretto del servizio potrà avvenire tramite una concessione o un appalto nel caso in cui siano soddisfatte le seguenti condizioni:

- a) l'amministrazione aggiudicatrice esercita sulla persona giuridica affidataria un controllo analogo a quello da essa esercitato sui propri servizi e che consiste in un'influenza determinante sia sugli obiettivi strategici che sulle decisioni significative della persona giuridica controllata. Inoltre, tale controllo può anche essere esercitato da una persona giuridica diversa, a sua volta controllata allo stesso modo dall'amministrazione aggiudicatrice;
- b) oltre l'80% delle attività della persona giuridica controllata sono effettuate svolgendo i compiti ad essa affidati dall'amministrazione aggiudicatrice controllante o da altre persone giuridiche controllate dall'amministrazione aggiudicatrice di cui trattasi;
- c) nella persona giuridica controllata non vi è alcuna partecipazione diretta di capitali privati, ad eccezione di forme di partecipazione che, sulla base del diritto nazionale, in conformità ai trattati, non comportino controllo o potere di veto o esercizio di un'influenza determinante sulla persona giuridica controllata.

L'art. 12 della *direttiva 2014/24/UE*⁴¹ ha quindi allentato le maglie per il ricorso all'"*in house providing*" per l'affidamento dei servizi, dal momento che ha ammesso la possibilità di affidare senza gara la gestione di un servizio anche a società partecipate da privati, sempreché tale partecipazione non si traduca nell'esercizio di un diritto di veto o di controllo. Si supera così la consolidata giurisprudenza interna e comunitaria, che aveva sempre escluso la legittimità dell'"*in house providing*" in favore di società miste.

⁴¹ Direttiva 2014/24/UE

<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/HTML/?uri=CELEX:32014L0024&from=IT>

Il percorso appena ricostruito evidenzia che la regolazione dei servizi pubblici, e pertanto del servizio idrico, è sempre oscillata tra istanze pubblicistiche, da un lato, ed esigenze di apertura al mercato, dall'altro lato. L'analisi eseguita ha evidenziato il susseguirsi frenetico di interventi normativi sui servizi pubblici locali, oggetto di ulteriori specifici interventi, dai quali è scaturito un quadro normativo frammentario e disorganico. Il referendum ha reso questo ambito ulteriormente problematico perché ha reso il dibattito fortemente condizionato da impostazioni ideologiche.

Il tutto è infatti fondato su un falso presupposto: l'antitesi tra acqua pubblica ed acqua privata. Nel nostro ordinamento infatti non è mai stata in discussione né l'ipotesi di privatizzazione del bene acqua né delle infrastrutture che ne garantiscono l'erogazione. L'acqua è un bene pubblico, così come dispongono l'art. 822, comma 1, cod. civ. e l'art. 144, comma 1, del *D.Lgs. n. 163/2006*⁴² e ciò che può essere dato in concessione ai privati è unicamente la gestione del servizio. Poiché quindi non sono stati oggetto di referendum l'art. 149, comma 4 e 151 comma 2, lettera c) del *Codice dell'Ambiente*, che impongono al gestore del servizio idrico *“l'obbligo del raggiungimento e gli strumenti per assicurare il mantenimento dell'equilibrio economico-finanziario della gestione”*, le nuove norme, previste dal testo unico, non possono certo apparire come un tradimento della volontà referendaria in quanto sono in perfetto accordo con l'ordinamento comunitario, entrato in vigore immediatamente dopo l'esito referendario. L'esito della consultazione popolare si è inoltre scontrato con la realtà fatta di gestioni di operatori privati preesistenti, che a rigore andavano espropriati ed indennizzati, e con un fabbisogno di investimenti infrastrutturali non sostenibile dalla finanza pubblica. Da qui i tentativi dell'AEEGSI, nel definire il modello tariffario, di sostenere la compatibilità tra la copertura integrale dei costi, prevista dall'articolo 154, e la remunerazione del capitale. L'Autorità ha dedotto in sostanza che l'esito referendario non avrebbe messo in discussione la copertura dei costi finanziari. Il referendum si sarebbe risolto nella semplice abolizione del tasso fisso di remunerazione e nell'eliminazione tra i costi standard riconosciuti in tariffa della remunerazione del capitale, mentre rimane compreso tra questi il costo per l'acquisizione delle risorse finanziarie. Una soluzione di compromesso, che costringe paradossalmente gli operatori privati a riversare in tariffa i maggiori costi per l'acquisizione sul mercato dei capitali delle risorse necessarie ai propri investimenti, e a non impiegare invece, con minor costo per loro e per gli utenti, risorse proprie.

⁴² Decreto Legislativo 12 aprile 2006, n. 163 <http://www.camera.it/parlam/leggi/deleghe/06163dl.htm>

Una soluzione che, comunque, ha superato finora il vaglio della giustizia amministrativa, ma che da un lato lascia aperti dubbi di compatibilità costituzionale, dall'altro rimane non adeguata alla straordinaria necessità di investimenti infrastrutturali nel settore⁴³.

Con l'obiettivo di preservare la qualità dell'acqua, limitarne la dispersione e fronteggiare l'emergenza del dissesto idrogeologico, il SII necessita di interventi infrastrutturali di una portata tale da consigliare vivamente la partecipazione di capitali privati, i quali ovviamente non vengono attratti da investimenti privi di possibilità di adeguata remunerazione⁴⁴. Le istanze pubbliche e l'universalità del servizio sono garantite nel nostro sistema dalla presenza di poteri di regolazione particolarmente incisivi e pervasivi, che si articolano su una pluralità di livelli: **Centrale**, con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e con l'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Servizio Idrico a cui è affidato il compito di definire i livelli minimi e gli obiettivi di qualità del servizio, di predisporre una o più convenzioni tipo per la regolazione dei rapporti tra autorità competenti all'affidamento del servizio e soggetti gestori, di definire le componenti di costo per la determinazione della tariffa, predisponendo e rivedendo periodicamente il metodo tariffario, di verificare la corretta redazione del piano d'ambito e di approvare le tariffe del servizio; **Periferico**, con le Regioni che debbono individuare gli enti di governo degli ambiti territoriali ottimali, necessariamente partecipati dagli enti locali ricadenti nell'ambito, i quali enti di governo, a loro volta, devono predisporre ed aggiornare il piano d'ambito e deliberare la forma di gestione del servizio ed affidarlo.

Quindi in tale contesto, caratterizzato da una forte regolazione di carattere pubblico, ben potrebbe la gestione del servizio essere affidata a chi, soggetto partecipato dal pubblico o concessionario privato, meglio ne assicuri l'efficienza e l'efficacia e magari concorra con propri capitali, evidentemente, adeguatamente remunerati con la tariffa, all'ammodernamento della rete.

⁴³ Consapevole di ciò, il Legislatore, con l'art. 58 del cd. collegato ambientale ha istituito, a decorrere dall'anno 2016, presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico (ora "Cassa per i servizi energetici e ambientali"), un "Fondo di garanzia per gli interventi finalizzati al potenziamento delle infrastrutture idriche, ivi comprese le reti di fognatura e depurazione, in tutto il territorio nazionale, e a garantire un'adeguata tutela della risorsa idrica e dell'ambiente secondo le prescrizioni dell'Unione europea e contenendo gli oneri gravanti sulle tariffe. Il Fondo è alimentato tramite una specifica componente della tariffa del servizio idrico integrato, da indicare separatamente in bolletta, volta anche alla copertura dei costi di gestione del Fondo medesimo, determinata dall'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico nel rispetto della normativa vigente".

⁴⁴ L'AEEGSI, nel documento per la consultazione 339/2103/R/IDR del 25 luglio 2013, ha stimato in oltre 65,15 miliardi di euro, a valori 2011, il fabbisogno per gli interventi necessari all'ammodernamento e mantenimento della rete idrica.

2. L’Autorità per l’Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico

L’AEEG (Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas) era un organismo indipendente, istituito dalla *legge 14/11/1995, n. 481*⁴⁵, con il compito di tutelare gli interessi dei consumatori e di promuovere la concorrenza, l’efficienza e la diffusione con adeguati livelli di qualità attraverso l’attività di regolazione e di controllo. Con il *decreto n. 201/2011*⁴⁶, il cosiddetto “**Salva-Italia**”, convertito nella *legge n. 214/2011*⁴⁷, è stata soppressa la *Commissione Nazionale per la Vigilanza sulle Risorse Idriche* e sono state attribuite all’AEEG funzioni di regolazione e controllo anche in materia di servizi idrici da esercitare con gli stessi poteri attribuiti dalla legge istitutiva n. 481/95, facendolo così diventare **AEEGSI (Autorità per l’Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico)**.

Le funzioni che l’Autorità è chiamata a svolgere nell’ambito dei sistemi idrici fanno riferimento a diversi aspetti del Servizio Idrico Integrato:

- definire dei livelli minimi e degli obiettivi di qualità del SII e vigilare sulle modalità di erogazione del servizio stesso;
- predisporre una o più convenzioni tipo per la regolazione dei rapporti tra autorità competenti all’affidamento del servizio e soggetti gestori;
- disporre le componenti di costo della tariffa;
- predisporre e rivedere periodicamente il metodo tariffario per determinazione della tariffa di ciascuno dei servizi che compongono il SII a copertura dei costi;
- verificare la corretta redazione del Piano d’Ambito da parte degli A.A.T.O. un tempo e dei Consigli di Bacino oggi, esprimendo osservazioni, rilievi e impartendo prescrizioni sugli elementi tecnici e su necessità di modificare clausole contrattuali e atti che regolano il rapporto tra autorità competenti e gestori del SII;

⁴⁵ Legge 14/11/95, n.481 http://www.fire-italia.org/prova/wp-content/uploads/2015/04/legge_14_nov_481.pdf

⁴⁶ Decreto Legge 6 dicembre 2011, n. 201

<http://www.gazzettaufficiale.it/gunewsletter/dettaglio.jsp?service=1&datagu=2011-12-06&task=dettaglio&numgu=284&redaz=011G0247&tmstp=1323252589195>

⁴⁷ Legge 22 dicembre 2011, n. 214 http://www.bosettiegatti.eu/info/norme/statali/2011_0214.htm

- approvare le tariffe del SII proposte dal soggetto competente sulla base del Piano d'Ambito (in caso di inadempienza, intimare l'obbligo di l'osservanza e, salvo sanzioni, provvedere alla determinazione in via provvisoria delle tariffe sulla base delle informazioni disponibili);
- adottare direttive per la trasparenza, la contabilità e la separazione contabile ed amministrativa dei gestori del SII o di suoi segmenti, nonché la rendicontazione periodica dei dati gestionali;
- esprimere pareri in materia di SII;
- formulare eventuali proposte di revisione della disciplina vigente;
- tutelare i diritti degli utenti;
- integrare la relazione al Governo e al Parlamento con una apposita sezione avente particolare riferimento allo stato e alle condizioni del SII;
- svolgere la funzione di raccolta, elaborazione e restituzione di dati statistici e conoscitivi;
- definire, d'intesa con Regioni e Province autonome, ulteriori programmi di attività e le iniziative da porre in essere a garanzia degli interessi degli utenti.

Nella regolazione dei servizi idrici vengono comprese tutte le attività di captazione, adduzione, distribuzione, fognatura e depurazione (diversa da questo è la regolazione della risorsa idrica che, essendo direttamente correlata alle politiche ambientali, non compete all'Autorità, ma al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare).

Poiché l'Autorità riconosce la necessità di rendere disponibili forniture di qualità a tutti i consumatori al minor costo possibile, si impegna ad eseguire investimenti infrastrutturali sempre nel rispetto delle decisioni referendarie e della normativa nazionale ed europea e stabilisce quindi l'obiettivo di definire, attraverso una regolazione stabile, certa e condivisa, un sistema tariffario equo e trasparente, che garantisca gli investimenti necessari, un servizio efficiente e di qualità e la tutela dei clienti finali, anche salvaguardando le utenze economicamente disagiate.

La costruzione delle tariffe deve essere eseguita rispettando i seguenti principi:

- garantire che utenti non sostengano oneri propri;
- assicurare meccanismi di salvaguardia per utenze economicamente disagiate;

- collegare le tariffe con la qualità del servizio in modo da evitare che i gestori realizzino margini, peggiorando il servizio fornito;
- riconoscere il costo del servizio sulla base di valori efficienti;
- riconoscere il costo dei soli investimenti effettivamente realizzati;
- promuovere la tempestiva entrata in esercizio delle infrastrutture oggetto di investimento.

(I nuovi metodi per la definizione delle tariffe non saranno comunque imposti dall'alto, ma saranno costruiti a partire da un insieme di proposte, individuate anche come possibili alternative, dell'Autorità oggetto di consultazione pubblica).

Come accade già per i settori dell'energia elettrica e del gas, l'Autorità ha previsto che il percorso per l'adozione di provvedimenti in materia di servizi idrici sia trasparente e preveda processi di consultazione pubblica mediante l'uso di *documenti di consultazione*. L'Autorità formula e illustra nel dettaglio le proprie proposte con lo scopo di raccogliere le osservazioni dei soggetti interessati; possono eventualmente essere fatti dei seminari illustrativi o audizioni speciali per conoscere direttamente le opinioni dei partecipanti. Tale consultazione è fondamentale per favorire la partecipazione di tutti i soggetti potenzialmente destinatari dei provvedimenti dell'Autorità, compresi i soggetti “deboli”, come ad esempio i consumatori finali, le cui ragioni sociali rischierebbero altrimenti di restare inascoltate.

Dalla “*Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta*”⁴⁸ dell'AEEGSI del 21 giugno 2016, è emerso che le tariffe sono state aggiornate con un **unico metodo omogeneo** per tutto il paese. I corrispettivi sono variati circa del 4,3% e del 4,5% rispettivamente rispetto al 2014 e 2015 mentre gli investimenti nello stesso periodo sono cresciuti del 55% (investimenti per un ammontare complessivo di 5,8 miliardi nel quadriennio 2014-2017).

Si è evidenziata una elevata vetustà della rete acquedottistica. Si rileva infatti una incidenza preponderante di interventi non programmati, pari al 92%, rispetto a quelli programmati, ridotti all'8% (vi è una generalizzata attività di riparazione di guasti). Per il nuovo periodo regolatorio 2016-2019, l'Autorità ha introdotto una nuova formulazione del programma degli interventi per favorirne l'esecuzione (l'Autorità ha inteso mettere a disposizione degli operatori la possibilità di segnalare le principali criticità infrastrutturali e ambientali, al fine

⁴⁸ Link: http://www.autorita.energia.it/allegati/relaz_ann/16/presentaz_presidente_2016.pdf

di poterle coniugare all'esigenza di rendere disponibili le risorse necessarie per la realizzazione degli interventi ritenuti prioritari).

Difficilmente la tariffa stimola il rinnovo completo dell'infrastruttura idrica in larga parte già ammortizzata o sprovvista di documentazioni idonee ad attestarne il valore. L'Autorità ha iniziato a fare la sua parte per rilanciare gli investimenti. Per la regolazione si tratta di avviare più incisive azioni di *enforcement*, di *indagine* e di *controllo*. Sono state poi approvate riforme relative all'*unbundling idrico*⁴⁹ (si è introdotto un monitoraggio puntuale delle grandezze tecniche e contabili che consentirà di poter elaborare *benchmark* di credibilità nel settore) e alla *misura* (passaggio fondamentale per introdurre credibilità nel settore). Anche nel settore idrico lo sguardo del Regolatore è rivolto verso l'adozione delle *best practice* in essere.

Con il documento per la consultazione 274/2015/R/idr⁵⁰, l'AEEGSI illustra gli orientamenti in merito alla predisposizione di una o più convenzioni tipo per la gestione delle attività di erogazione del Servizio Idrico Integrato al fine di regolamentare in modo uniforme sul territorio nazionale i rapporti tra gli enti di governo dell'Ambito e i gestori del servizio. Tale documento fa seguito al precedente documento per la consultazione (DCO 171/2014/R/idr⁵¹) e tiene conto dell'evoluzione normativa intercorsa recentemente sul tema, con riferimento al cosiddetto *Decreto "Sblocca Italia"* (*Decreto Legge 12 settembre 2014, n. 133*⁵², convertito nella *Legge 11 novembre 2014, n. 164*⁵³) e alla *Legge di Stabilità 2015* (*Legge 23 dicembre 2014, n. 190*⁵⁴).

L'Autorità, alla luce della normativa vigente, propone di articolare i contenuti minimi della convenzione tipo distinguendo tra:

- contenuti che costituiscono l'attuazione di disposizioni normative;

⁴⁹ Separazione tra le varie componenti della filiera produttiva, finalizzata a introdurre una maggiore competitività nel mercato di riferimento. In questo settore l'*unbundling* ha avuto un ruolo fondamentale nel sostenere il processo di liberalizzazione del mercato, rafforzando la neutralità della gestione delle infrastrutture e favorendo la concorrenza. Nel caso di imprese multiservizi (per es. energia elettrica e gas o gas e acqua), riguarda la separazione delle attività con l'obiettivo di impedire o limitare la creazione di sussidi incrociati, che possono ostacolare l'entrata di nuovi concorrenti sul mercato di uno specifico servizio.

(Fonte: [http://www.treccani.it/enciclopedia/unbundling_\(Dizionario-di-Economia-e-Finanza\)/](http://www.treccani.it/enciclopedia/unbundling_(Dizionario-di-Economia-e-Finanza)/))

⁵⁰ Link: <http://www.autorita.energia.it/it/schedetecniche/15/274-15st.htm>

⁵¹ Link: <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/14/171-14.pdf>

⁵² Decreto Legge 12 settembre 2014, n. 133 <http://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2014/09/12/14G00149/sg>

⁵³ Legge 11 novembre 2014, n. 164 http://www.bosettiegatti.eu/info/norme/statali/2014_0164.htm

⁵⁴ Legge 23 dicembre 2014, n. 190 <http://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2014/12/29/14G00203/sg>

- contenuti riconducibili ad aspetti della regolazione settoriale che l'Autorità sta sviluppando (regolazione tariffaria, regolazione della qualità contrattuale e direttive per l'*unbundling*)
- contenuti che richiedono l'adozione di specifiche norme di regolazione.

Il documento per la consultazione 274/2015/R/idr si concentra sui contenuti che richiedono l'adozione di specifiche norme di regolazione. In particolare tratta dei seguenti aspetti:

- **Perimetro del servizio idrico integrato.** L'Autorità è orientata, in prospettiva, a definire singoli corrispettivi delle attività incluse nel perimetro sulla base di criteri *cost-reflective*, che saranno efficacemente impiegati a valle dell'implementazione dell'*unbundling*. L'orientamento dell'Autorità è di approfondire la possibilità di ricomprendere nell'ambito della convenzione tipo i servizi c.d. (ad accesso condizionato) post-contatore nel rispetto della normativa vigente. Si ritiene inoltre che nel perimetro del servizio idrico integrato, ed in particolare nei servizi di fognatura e depurazione, possano essere ricomprese le attività di raccolta e depurazione di tutte le acque reflue, comprese quelle di origine meteoriche con le conseguenze tariffarie già previste dalla regolazione vigente;
- **Durata dell'affidamento.** L'Autorità è orientata a prevedere che, oltre alla definizione della durata (massimo trentennale), siano introdotti criteri, anche nella forma di condizionalità, affinché la medesima possa essere rivista al verificarsi di determinati eventi che possono riferirsi, oltre che a nuove o ingenti necessità di investimento, o a fronte di esigenze di riorganizzazione e razionalizzazione delle gestioni. L'Autorità è inoltre orientata a prevedere la possibilità di procedere a specifiche e limitate proroghe dell'affidamento in caso di mancato versamento del valore residuo da parte del gestore entrante;
- **Strumenti per il mantenimento dell'equilibrio economico-finanziario.** In considerazione della previsione del piano economico finanziario (PEF) nell'ambito degli elementi per l'approvazione tariffaria, e della complessità dei parametri necessari ai fini di una compiuta valutazione dell'equilibrio economico-finanziario nella gestione del servizio idrico integrato, l'Autorità è orientata a non esplicitare nella convenzione tipo il set di parametri in base ai quali monitorarne la persistenza. È confermata l'ipotesi avanzata con il documento 171/2014/R/idr di prevedere un

addendum allo schema base di convenzione volto a disciplinare i processi di risanamento garantendo la continuità del servizio erogato all'utenza e assicurando la sostenibilità finanziaria di gestione. Tale strumento potrebbe essere affiancato alle misure di perequazione tra i diversi ambiti territoriali ottimali, in fase di definizione, volte a rispondere ai fabbisogni che potrebbero emergere a seguito della progressiva applicazione di quanto previsto dal decreto “Sblocca Italia” in materia di gestione e organizzazione del servizio idrico integrato, consentendo di favorire i processi di ristrutturazione che ne potrebbero derivare, nonché di realizzare investimenti, la cui entità non appare tale da poter essere sostenuta, in tempi brevi, all'interno dello specifico ambito territoriale ottimale;

- **Modalità di cessazione e procedure di subentro.** L'Autorità è orientata a includere nella convenzione tipo un'apposita sezione dedicata alle modalità di cessazione della convenzione e alle conseguenti procedure di subentro, tenendo conto della differente natura dei subentri tra gestori. Si prevede che nella convenzione tipo sia dettagliata la procedura, avente carattere obbligatorio sia per l'ente di governo che per il gestore, secondo le rispettive competenze, per la consegna degli impianti al gestore d'ambito, considerando le diverse possibili casistiche di subentro;
- **Modalità di riconoscimento dei costi relativi al subentro.** L'Autorità è orientata a prevedere clausole specifiche per la valorizzazione del valore residuo dei cespiti al fine del riconoscimento dei costi relativi al subentro, che ne assicurino altresì l'effettiva corresponsione;
- **Garanzie.** L'Autorità è orientata a prevedere che sia introdotta un'apposita sezione dedicata alle garanzie che devono essere prestate dal gestore al momento della sottoscrizione del contratto di affidamento del servizio, declinando modalità che valorizzino il ruolo della Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico e riducano i costi complessivi per il sistema;

L'AEEGSI ha inoltre definito, per il quadriennio 2015-2018, le “*Linee strategiche della regolazione nel settore idrico e relativi obiettivi strategici*”⁵⁵. Il suddetto quadro strategico si articola in quattro punti:

⁵⁵ Link: <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/14/528-14.pdf>

1. Stabilità e chiarezza del quadro regolatorio per favorire gli investimenti infrastrutturali

Il processo di regolazione dei servizi idrici avviato dall'Autorità si è prefissato di perseguire: *trasparenza, coerenza, efficacia ed efficienza*. L'attribuzione delle competenze di regolazione e controllo sui servizi idrici all'Autorità non è stata accompagnata da un necessario riordino organico della legislazione di settore. Molte attribuzioni regolatorie non sono adeguatamente esplicitate e la frammentazione delle funzioni pubbliche di programmazione, organizzazione e gestione genera processi decisionali farraginosi, instabilità degli indirizzi e incapacità di reagire nei tempi necessari al mutare del quadro di riferimento. L'Autorità si pone quindi l'obiettivo di rafforzare l'approccio selettivo per obiettivi e interventi richiesto alle Amministrazioni competenti, di accrescere l'efficacia nel ricorso al sistema dei finanziamenti e perseguire una progressiva convergenza fra le diverse aree del Paese caratterizzate da diversi livelli di servizio, in un quadro di forte e continua attenzione per la sostenibilità sociale delle tariffe pagate dagli utenti finali, con particolare riferimento a coloro con i quali versano in condizioni di disagio economico;

2. Promozione dell'efficienza gestionale e della sostenibilità dei consumi idrici

Una delle principali criticità riscontrate nel servizio idrico va individuata nell'eccessiva frammentazione ed eterogeneità dei soggetti gestori che variano da grandi società ad un numero molto elevato di piccole gestioni comunali in economia. Il perseguimento dell'efficienza e dell'efficacia nell'erogazione dei servizi sembra richiedere la presenza di gestori di dimensioni industriali e finanziarie adeguate. L'Autorità si pone quindi l'obiettivo di favorire l'efficienza e l'efficacia della gestione attraverso l'individuazione di costi efficienti e definizione di parametri di efficienza operativa per la determinazione dei costi riconosciuti ai fini tariffari. Inoltre, nell'ottica di promozione dell'efficientamento e dell'attuazione del principio di *Water Conservation*, si intende promuovere l'uso efficiente della risorsa idrica e favorire la riduzione delle perdite;

3. Tutela degli utenti e riduzione della morosità

L'Autorità intende improntare la regolazione alla promozione di efficienza nella gestione e al conseguente trasferimento ai consumatori dei relativi benefici. Pertanto le linee di sviluppo devono prestare attenzione alla sostenibilità sociale delle tariffe, con particolare riferimento a coloro che sono in condizioni di disagio economico, garantendo allo stesso

tempo assistenza e tutela degli utenti consolidati. Il settore idrico si caratterizza per un tasso di morosità elevato (> 10% in alcune aree) e ciò si ripercuote negativamente su tutti gli utenti del servizio (tariffe maggiori, specifici strumenti di tutela minima). Inoltre l'elevato numero di reclami ricevuto dall'Autorità rende non rinviabile prevedere misure per garantire diffusione, fruibilità e qualità del servizio su tutto territorio in modo omogeneo;

4. Estensione degli strumenti di assistenza

È fondamentale valutare in che termini possono essere estesi al servizio idrico gli strumenti di assistenza già operativi per i servizi energetici. Appare inoltre auspicabile indagare la possibilità di applicare al tema, molto critico, delle perdite occulte soluzioni di adeguata tutela per gli utenti colpiti, ad esempio di natura assicurativa.

3. Certificati bianchi nel SII

3.1 Efficienza energetica e certificati bianchi

Efficienza energetica significa consumare meno energia a parità di servizi offerti. Chi fa efficienza energetica spende meno, non diminuisce la qualità del servizio offerto e rispetta l'ambiente. Il cardine dell'efficienza energetica, come già ampiamente spiegato nei capitoli precedenti, è rappresentato dalla *Diagnosi Energetica* (UNI CEI/TR 11428/2011), intesa come attività che permette di:

- conoscere la distribuzione dei propri consumi e costi energetici;
- individuare degli interventi di risparmio energetico che siano economicamente sostenibili;
- ottenere i Certificati Bianchi o altri incentivi disponibili.

I **Certificati Bianchi**, o **Titoli di Efficienza Energetica (TEE)**, introdotti nella legislazione italiana dai decreti ministeriali del 20 luglio 2004⁵⁶ e s.m.i., sono strumenti che permettono di finanziare gli interventi volti all'efficienza energetica. Più precisamente, i certificati bianchi sono titoli negoziabili che certificano il raggiungimento di risparmi energetici negli utilizzi finali. Un Titolo di Efficienza Energetica equivale a una Tonnellata Equivalente di Petrolio non emessa in ambiente (**1 TEE = 1 TEP**⁵⁷). Essi non sono cumulabili con altre forme di incentivi e, nel caso del Servizio Idrico, hanno una durata di 5 anni (vita utile \neq vita tecnica). I Certificati Bianchi non possono essere richiesti da chiunque ma solamente da alcune categorie di soggetti, tra cui figurano in particolare le società di servizi energetici (**ESCO**) accreditate dal **GSE (Gestore dei Servizi Energetici)**, società controllata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze).

Esistono cinque tipologie diverse di certificati bianchi:

⁵⁶ D.M. 20 luglio 2004 <http://www.lineefuture.it/wp-content/uploads/2016/09/Dm-20-luglio-del-2004.pdf>

⁵⁷ Il tep (tonnellata equivalente di petrolio) è un'unità di misura di energia, rappresenta la quantità di energia rilasciata dalla combustione di una tonnellata di petrolio grezzo; equivale a 41,860 GJ o 11630 kWh.

- a. TEE di tipo **I**, attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi per la riduzione dei consumi finali di energia elettrica;
- b. TEE di tipo **II**, attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi per la riduzione dei consumi di gas naturale;
- c. TEE di tipo **III**, attestanti il conseguimento di risparmi di forme di energia primaria diverse dall'energia elettrica e dal gas naturale non destinate all'impiego per autotrazione;
- d. TEE di tipo **IV**, attestanti il conseguimento di risparmi di forme di energia primaria diverse dall'energia elettrica e dal gas naturale, realizzati nel settore dei trasporti;
- e. TEE di tipo **V**, attestanti il conseguimento di risparmi di forme di energia primaria diverse dall'energia elettrica e dal gas naturale, realizzati nel settore dei trasporti ma valutati attraverso modalità diverse da quelle previste per i titoli di tipo IV.

Il **Servizio Idrico Integrato (SII)**, come esposto precedentemente, è costituito da un eterogeneo insieme impiantistico, i cui differenti comparti sfruttano dei processi che sono in continua evoluzione. Sono quindi innumerevoli i processi che possono essere sostituiti aumentando la resa energetica degli impianti ed è esattamente in questo contesto che si inseriscono i Certificati Bianchi.

Il ruolo delle ESCo nell'ottenimento dei certificati bianchi può essere descritto attraverso i seguenti step procedurali:

- **STEP n. 1:** una società realizza degli interventi di efficientamento energetico;
- **STEP n. 2:** la società incarica una ESCo di richiedere i Certificati Bianchi per gli interventi realizzati, accordandosi con quest'ultima in merito alla ripartizione dei futuri ricavi;
- **STEP n. 3:** la ESCo allestisce un dossier e lo presenta al GSE chiedendo un numero di Certificati Bianchi proporzionale al risparmio energetico stimato in termini di Tonnellate Equivalenti di Petrolio (TEP);
- **STEP n. 4:** il GSE approva il progetto presentato e autorizza il *GME (Gestore dei Mercati Energetici)*, società controllata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze) ad emettere i Certificati Bianchi (titoli, non denaro) a favore della ESCo nel corso di 5 anni;

- **STEP n. 5:** la ESCo, una volta ricevuti i titoli, li vende all'interno dell'apposito mercato, ad un distributore di energia elettrica e gas (soggetto obbligato);
- **STEP n. 6:** la ESCo trasferisce alla società che ha realizzato gli interventi la quota di ricavi prevista dagli accordi iniziali.

(Il tutto può essere riassunto nella Figura 3-1)

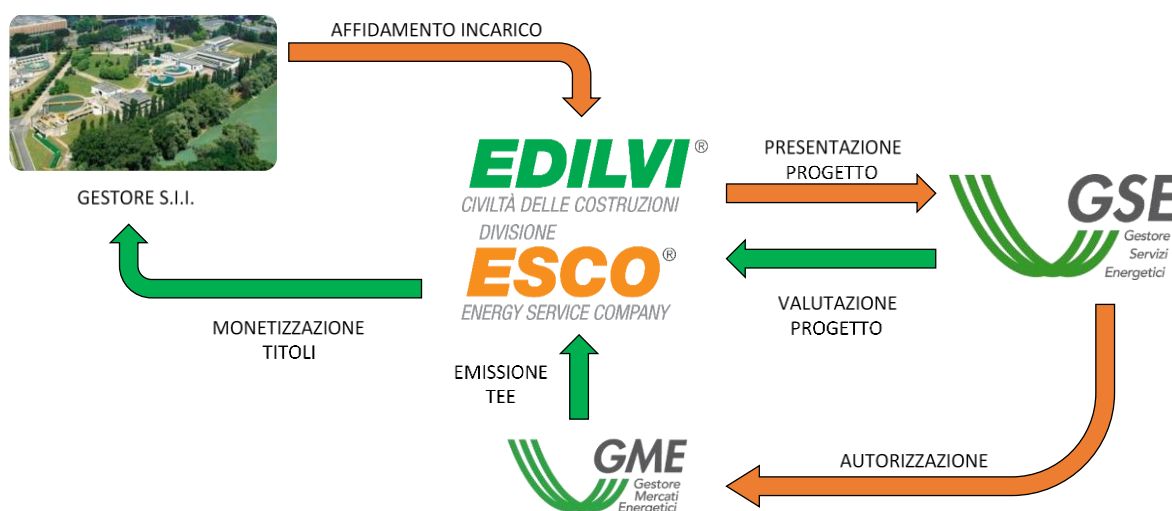


Figura 3-1: Procedura ottenimento Certificati Bianchi
(Fonte: www.escoedilvi.it)

Gli interventi finalizzati al miglioramento dell'efficienza energetica nel Servizio Idrico Integrato, e che quindi possono consentire l'ottenimento di certificati bianchi, possono essere raggruppati in queste tre categorie:

1. Interventi puntuali;
2. Interventi sui processi;
3. Interventi di sistema.

1. Interventi puntuali

Gli interventi puntuali consistono nella sostituzione di specifici componenti e/o macchinari all'interno di reti o di impianti con dei componenti e/o macchinari che garantiscono una maggiore efficienza energetica a parità di condizioni impiantistiche e ingegneristiche al contorno. Alcuni esempi di questa tipologia di intervento sono la sostituzione di motori con motori elettrici ad alta efficienza o installazione di inverter in motori elettrici operanti su sistemi di pompaggio o di compressione o installazione di UPS ad alta efficienza.

2. Interventi sui processi

Gli interventi sui processi consistono nell'andare a incrementare l'efficienza energetica di un comparto di un impianto o di una parte di rete che svolge una precisa funzione. L'efficacia dell'intervento viene valutata sulla base del confronto tra il consumo energetico post intervento e una baseline che consiste in altri analoghi comparti impiantistici adibiti a svolgere lo stesso processo/funzione. Alcuni esempi di questa tipologia di intervento sono la sostituzione del sistema di aerazione nelle vasche di ossidazione o il miglioramento del processo di disidratazione dei fanghi di depurazione.

3. Interventi di sistema

Gli interventi di sistema consistono nell'intervenire su differenti processi o parti funzionali del SII migliorandone l'efficienza energetica generale. L'efficacia dell'intervento viene valutata sulla base del confronto del consumo energetico dell'intero sistema prima e dopo l'intervento. Alcuni esempi di questa tipologia di intervento sono il potenziamento della fornitura d'acqua da sorgente a costo energetico basso in sostituzione di acque prelevate da pozzo con un costo energetico più alto e la riduzione delle perdite idriche.

Nella scelta della **baseline** di riferimento per il confronto con quanto proposto nell'intervento e il calcolo del risparmio, come avviene sempre nel sistema dei TEE per le proposte a consuntivo, si possono presentare due diverse situazioni: **installazione di un nuovo impianto** o **revamping di un impianto esistente**.

- Nel caso della realizzazione di un nuovo impianto, o comunque interventi di adeguamento totale di un impianto esistente, la baseline di riferimento è la “media di mercato”, cioè l'impiantistica più diffusa offerta nel periodo considerato.
- Nel caso di revamping di un impianto esistente, la baseline di riferimento è costituita dalle prestazioni dell'impianto ante-intervento, ovviamente considerando la condizione di massima efficienza. Nel caso di intervento su impianto esistente è necessario verificare che non si tratti di ripristino della funzionalità nominale venuta meno a seguito di usura, mancata manutenzione, ecc., o interventi che sanano precedenti errori di progettazione o di conduzione degli impianti, o interventi il cui scopo è il riallineamento delle prestazioni dell'impianto a prescrizioni normative vincolanti di qualunque natura in quanto il sistema dei TEE è premiante soltanto in presenza di un miglioramento addizionale dell'efficienza energetica.

Vista la natura territoriale e impiantistica del SII, alcuni interventi sono legati all'efficientamento di prestazioni meccaniche, come trasporto e pompaggio, mentre altri sono legati al miglioramento di processi chimici o biologici a cui sono associati dei consumi energetici. Nella determinazione dell'algoritmo per il calcolo del risparmio energetico conseguito è necessario quindi tenere conto della complessità dell'intervento in questione.

4. Quadro normativo diagnosi energetica

Prima di procedere all'esecuzione dell'audit energetico sull'azienda, ho ritenuto fondamentale eseguire una rapida presentazione e analisi della legislazione (*D.Lgs. 102/2014*) e delle normative che stanno alla base della procedura di diagnosi energetica. In particolare, l'articolo 8 di tale decreto evidenzia l'obbligatorietà da parte del gestore del SII nell'A.T.O. Veneto Orientale Piave Servizi S.r.l di eseguire l'audit energetico, in quanto società partecipata dai comuni del proprio territorio di pertinenza.

4.1 Decreto legislativo 102/2014

L'Italia ha recepito la direttiva europea attraverso il *Decreto Legislativo 4 luglio 2014, n. 102*⁵⁸ di "Attuazione della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE", che introduce nell'ordinamento nazionale misure innovative finalizzate a promuovere l'efficienza energetica nella pubblica amministrazione, nelle imprese e nelle famiglie secondo gli obiettivi posti dall'Unione Europea di una riduzione dei consumi di energia primaria del 20% entro il 2020.

Il provvedimento stabilisce un quadro di misure per la promozione e il miglioramento dell'efficienza energetica che concorrono al conseguimento dell'obiettivo nazionale di risparmio energetico indicato all'articolo 3 dello stesso, che consiste nella riduzione, entro l'anno 2020, di 20 milioni di tep dei consumi di energia primaria, pari a 15,5 milioni di tep di energia finale, conteggiati a partire dal 2010, in coerenza con la Strategia energetica nazionale. Il presente decreto, inoltre, detta norme finalizzate a rimuovere gli ostacoli sul mercato dell'energia e a superare le carenze del mercato che frenano l'efficienza nella fornitura e negli usi finali dell'energia.

Gli articoli principali della direttiva vengono discussi in seguito.

⁵⁸ D.Lgs. 4 luglio 2014, n. 102 <http://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2014/07/18/14G00113/sg>

Art. 5 – Miglioramento della prestazione energetica degli immobili della Pubblica Amministrazione

A partire dal 2014 e fino al 2020 saranno realizzati interventi di riqualificazione energetica su almeno il 3% annuo della superficie coperta utile climatizzata degli immobili della pubblica amministrazione centrale o che, in alternativa, comportino un risparmio energetico cumulato nel periodo 2014 – 2020 di almeno 0,04 Mtep. Le pubbliche amministrazioni centrali, entro il 30 giugno di ogni anno successivo al 2014, predispongono proposte di intervento per la riqualificazione energetica degli immobili stessi occupati (tali proposte devono essere formulate sulla base di appropriate diagnosi energetiche). Le regioni e gli enti locali dovranno concorrere al raggiungimento dell'obiettivo nazionale attraverso l'approvazione:

- di obiettivi e azioni specifici di risparmio energetico e di efficienza energetica;
- di provvedimenti volti a favorire l'introduzione di un sistema di gestione dell'energia, comprese le diagnosi energetiche, il ricorso alle ESCo e ai contratti di rendimento energetico (EPC) per finanziare le riqualificazioni energetiche degli immobili.

Art. 6 – Acquisti delle Pubbliche amministrazioni centrali

Nel corso delle procedure per la stipula di contratti di acquisto di prodotti o di nuova locazione di immobili, ovvero di acquisto di prodotti e servizi, oltre che negli appalti di fornitura in regime di locazione finanziaria, le pubbliche amministrazioni centrali dovranno rispettare i requisiti minimi di efficienza energetica che saranno inclusi tra i criteri di valutazione delle offerte. Il bando di gara obbligherà i fornitori del servizio ad utilizzare prodotti conformi ai requisiti minimi dimostrabili e tale obbligo si considera assolto qualora l'acquisto di prodotti, servizi ed immobili rispetti almeno i “Criteri Ambientali Minimi (CAM)” per le pertinenti categorie di prodotti indicate al punto 3.6 del “*Piano d'azione per la sostenibilità ambientale dei consumi nel settore della Pubblica Amministrazione (PAN GPP)*”⁵⁹. Sono ammesse delle deroghe dal rispetto dell'obbligo qualora tale previsione non sia coerente con le valutazioni di costo-efficacia, fattibilità economica e idoneità tecnica, ovvero nel caso in cui comporti una severa restrizione della concorrenza. Tutte le amministrazioni pubbliche e quindi anche le regioni, le province autonome di Trento e

⁵⁹ PAN GPP: <http://www.minambiente.it/pagina/il-piano-dazione-nazionale-il-gpp-pan-gpp>

Bolzano, gli enti locali dovranno adeguare i propri ordinamenti al fine di rispettare i requisiti minimi di efficienza energetica.

Art. 7 – Regime obbligatorio di efficienza energetica

L'obiettivo di risparmio nazionale cumulato di energia finale da conseguire nel periodo compreso tra il 1° gennaio 2014 e il 31 dicembre 2020, è determinato secondo la metodologia di attuazione ai sensi dell'articolo 7 della *direttiva 2012/27/UE*. Il regime obbligatorio riguardante l'efficienza energetica è costituito dal meccanismo dei certificati bianchi, il quale dovrà garantire il conseguimento di un risparmio energetico al 31 dicembre 2020 non inferiore al 60% dell'obiettivo di risparmio energetico nazionale cumulato (il restante volume di risparmio di energia è ottenuto attraverso le misure di incentivazione degli interventi di incremento dell'efficienza energetica vigente). Al comma 8 si parla dei risparmi di energia per i quali non siano stati riconosciuti titoli di efficienza energetica riscontrabili dai bilanci energetici predisposti da imprese che implementano un sistema di gestione dell'energia conforme alla norma ISO 50001, sono comunicati dalle imprese all'ENEA e concorreranno al raggiungimento degli obiettivi prefissati per il 2020.

Art. 8 – Diagnosi energetiche e sistemi di gestione dell'energia

Le grandi imprese⁶⁰ e le imprese energivore⁶¹ sono tenute ad eseguire una diagnosi energetica nei siti produttivi localizzati sul territorio nazionale entro il 5 dicembre 2015 e successivamente ogni 4 anni in conformità a quanto riportato all'allegato 2 dello stesso decreto, pena una sanzione amministrativa. Tale obbligo non si applica alle Amministrazioni Pubbliche e alle grandi imprese che hanno adottato sistemi di gestione conformi EMAS (Eco – Management and Audit Scheme) e alle norme ISO 50001 o EN ISO 14001, a condizione che il sistema di gestione in questione includa un audit energetico.

Le diagnosi dovranno essere condotte da società di servizi energetici (SSE), esperti in gestione dell'energia (EGE) o auditor energetici. Decorso 24 mesi dalla data di entrata in vigore del decreto, le diagnosi energetiche saranno eseguite solo da soggetti certificati secondo le norme UNI CEI 11352 (ESCo), UNI CEI 11339 (EGE) o da auditor energetici certificati secondo norme tecniche da elaborarsi. La diagnosi dovrà valutare anche la fattibilità tecnica, la convenienza economica e il beneficio ambientale, derivante dall'utilizzo del calore cogenerato o dal collegamento alla rete locale di teleriscaldamento eventualmente presenti nei pressi dell'impresa.

⁶⁰ La definizione di grande impresa, ad integrazione di quanto previsto dall'articolo 2 del D.Lgs. 102/2014, deve essere altresì desunta in via residuale a partire dalla definizione di “microimprese, piccole imprese e medie imprese”, enunciata dalla Raccomandazione 2003/361/CE della Commissione del 6 maggio 2003, che costituisce riferimento a livello europeo ai fini dell'applicazione delle politiche comunitarie all'interno della comunità e dello Spazio economico europeo (art 1), recepita in Italia attraverso il decreto del Ministro delle attività produttive 18 aprile 2005. Pertanto, tutte le imprese che non sono qualificabili PMI, ai sensi della citata normativa, sono da considerarsi grandi imprese e come tali soggette all'obbligo di diagnosi di cui all'articolo 8 del D.Lgs. 102/2014.

Le categorie di imprese sono individuate sulla base di un determinato numero di soggetti occupati e di un criterio finanziario, rappresentato dal fatturato annuo e/o dal totale di bilancio.

La grande impresa è l'impresa che occupa sempre almeno 250 persone e presenti un fatturato annuo superiore a 50 milioni di euro o un totale di bilancio annuo superiore a 43 milioni di euro. Un'impresa è sempre considerata di grandi dimensioni qualora almeno il 25% del suo capitale o dei suoi diritti di voto è detenuto direttamente o indirettamente da un ente pubblico oppure congiuntamente da più enti pubblici (gli organismi pubblici elencati all'art. 3 c. 3 del DM 18 aprile 2015 possono detenere una partecipazione pari o superiore al 25%, ma non superiore al 50%, di una impresa senza che essa perda la sua condizione di PMI).

(Fonte: “Chiarimenti in materia di diagnosi energetiche nelle imprese” del MiSE, aggiornato in data 14/11/2016, <http://www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/documenti/CHIARIMENTI-DIAGNOSI-14-nov-2016.pdf>)

⁶¹ La definizione di impresa “energivora” è identificata dal consumo assoluto dei vettori energetici, e in base in base all'incidenza del costo dell'energia sul proprio volume complessivo d'affari come riportato nel Decreto del 5 aprile 2013 “Definizione delle imprese a forte consumo di energia” (le suddette imprese sono iscritte nell'elenco annuale istituito presso la Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) ai sensi del decreto interministeriale 5 aprile 2013). (Fonte: <http://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2013/04/18/13A03398/sg>)

L'ENEA⁶² costituirà una banca dati delle imprese soggette a diagnosi energetica ed eseguirà controlli a campione, con possibilità di verifiche in situ, per accertare la conformità delle diagnosi alle prescrizioni applicando, in caso di ottemperanze, le sanzioni amministrative di cui al comma 1 dell'articolo 16 di questo decreto. Le diagnosi svolte da auditor interni all'impresa saranno tutte verificate dall'ENEA.

Art. 9 – Misurazione e fatturazione dei consumi energetici

Negli edifici con sistemi centralizzati di riscaldamento, di raffreddamento o di fornitura di acqua calda (incluse le reti di teleriscaldamento) viene resa obbligatoria, entro il 31 dicembre 2016, l'installazione da parte delle imprese di fornitura di servizio contatori individuali per la contabilizzazione dei consumi individuali e la suddivisione delle spese in base ai consumi effettivi di ciascuna utenza.

Entro il 31 dicembre 2016 le imprese di fornitura del servizio sono obbligate ad installare un contatore individuale per misurare l'effettivo consumo di calore o di raffreddamento o di acqua calda per ciascuna unità immobiliare, con l'obiettivo di favorire il contenimento dei consumi energetici. L'installazione del contatore deve risultare tecnicamente possibile, efficiente in termini di costi e proporzionato rispetto ai risparmi energetici potenziali. In caso contrario si ricorre all'installazione di sistemi di termoregolazione e contabilizzazione del calore individuali per misurare il consumo di calore in corrispondenza a ciascun radiatore posto all'interno delle unità immobiliari dei condomini o degli uffici polifunzionali, secondo quanto previsto dalla norma UNI EN 834.

Il cliente finale può affidare la gestione del servizio di termoregolazione e contabilizzazione del calore ad altro operatore diverso dall'impresa di fornitura, secondo le modalità stabilite dall'AEEGSI, ferma restando la necessità di garantire la continuità della misurazione del dato.

Nei condomini, le spese connesse al consumo di calore per il riscaldamento e acqua calda sanitaria degli appartamenti vanno suddivise in funzione degli effettivi prelievi volontari di

⁶² L'ENEA è un ente pubblico di ricerca italiano che opera nei settori dell'energia, dell'ambiente e delle nuove tecnologie a supporto delle politiche di competitività e di sviluppo sostenibile ed è vigilato dal Ministero dello sviluppo economico. La Legge 99 del 2009 affida all'ENEA attività finalizzate "alla ricerca e all'innovazione tecnologica nonché alla prestazione di servizi avanzati nei settori dell'energia, con particolare riguardo al settore nucleare e dello sviluppo economico sostenibile". L'Agenzia è impegnata numerosi settori quali efficienza energetica, fonti rinnovabili, ambiente e clima, sicurezza e salute, nuove tecnologie, ricerca di sistema elettrico. Link: <http://www.enea.it/it>

energia termica utile e dei costi generali per la manutenzione dell'impianto, secondo quanto previsto dalla norma tecnica UNI 10200 e s.m.i.

Art. 12 - Disponibilità di regimi di qualificazione, accreditamento e certificazione

Decorsi 24 mesi dall'entrata in vigore del decreto, le ESCo e gli EGE potranno partecipare al meccanismo dei certificati bianchi solo se saranno certificati secondo, rispettivamente, le norme UNI CEI 11352 e UNI CEI 11339.

Entro il 31 dicembre 2014 l'Enea costituirà nel proprio sito web i seguenti elenchi a cui iscriversi:

- ESCo certificate UNI CEI 11352;
- Esperti in Gestione dell'Energia certificati secondo la UNI CEI 11339;
- organizzazioni certificate ISO 50001;
- auditor energetici certificati.

Art. 14 - Servizi energetici ed altre misure per promuovere l'efficienza energetica

Gli edifici di nuova costruzione che conseguiranno una riduzione certificata di almeno il 20% dell'indice di prestazione energetica previsto dal D.Lgs. 192/2005⁶³ e s.m.i., beneficeranno di un bonus cubatura: lo spessore degli elementi edilizi (murature e solai) che racchiudono il volume riscaldato, eccedente i 30 cm e fino ad un massimo di ulteriori 30 cm per tutte le strutture e fino ad un massimo di 15 cm per quelli orizzontali intermedi, non sono considerati nei computi per la determinazione dei volumi, delle altezze, delle superfici e nei rapporti di copertura.

Anche gli edifici esistenti oggetto d'interventi di riqualificazione energetica che conseguiranno una riduzione certificata di almeno il 10% dei limiti di trasmittanza previsti dal D.Lgs. 192/2005 e s.m.i. delle murature esterne e degli elementi di chiusura superiori ed inferiori, possono beneficiare di un bonus cubatura nella misura massima di 25 cm per il maggiore spessore delle pareti verticali esterne e di 30 cm per il maggior spessore degli elementi di copertura.

Nel rispetto dei predetti limiti è permesso derogare in merito alle distanze minime tra edifici, alle distanze minime dai confini di proprietà, alle distanze minime di protezione della sede

⁶³ Decreto Legislativo 19 agosto 2005, n. 192 <http://www.camera.it/parlam/leggi/deleghe/05192dl.htm>

stradale e ferroviaria, nonché alle altezze massime degli edifici. Le deroghe vanno esercitate nel rispetto delle distanze minime riportate nel Codice Civile.

Art. 15 – Fondo nazionale per l'efficienza energetica

Viene istituito presso il Ministero dello Sviluppo Economico il "*Fondo nazionale per l'efficienza energetica*", di natura rotativa, destinato a sostenere il finanziamento di interventi di efficienza energetica, realizzati anche attraverso le ESCo, il ricorso a forme di partenariato pubblico – privato, società di progetto o di scopo, mediante due sezioni destinate rispettivamente a:

- concessione di garanzie;
- erogazione di finanziamenti, direttamente o attraverso banche e intermediari finanziari, inclusa la Banca Europea degli Investimenti (BEI), anche mediante la sottoscrizione di quote di fondi comuni di investimento.

Il Fondo, che potrà raggiungere una dotazione finanziaria di oltre 75 milioni di euro all'anno, garantisce e/o finanzia:

- interventi di miglioramento dell'efficienza energetica degli edifici di proprietà della Pubblica Amministrazione;
- realizzazione di reti per il teleriscaldamento e per il teleraffrescamento;
- efficienza energetica dei servizi e infrastrutture pubbliche, compresa l'illuminazione pubblica;
- efficientamento energetico di interi edifici destinati ad uso residenziale, compresa l'edilizia popolare;
- efficienza energetica e riduzione dei consumi di energia nei settori dell'industria e dei servizi.

Nel quadro dei progetti e programmi ammissibili all'intervento del Fondo, sono individuati termini e condizioni di maggior favore per interventi che presentino specifica valenza prestazionale volti a:

- creare nuova occupazione;
- migliorare l'efficienza energetica dell'intero edificio;
- promuovere nuovi edifici NZEB;
- introdurre misure di protezione antisismica in aggiunta alla riqualificazione energetica;

- realizzare reti per teleriscaldamento e teleraffrescamento in ambito agricolo o comunque connesse alla generazione distribuita a biomassa.

Allegato 2⁶⁴ – Criteri minimi per gli audit energetici, compresi quelli realizzati nel quadro dei sistemi di gestione dell'energia

L'allegato in questione definisce i criteri minimi per le diagnosi energetiche, compresi quelli realizzati nel quadro dei sistemi di gestione dell'energia. I criteri che deve possedere una diagnosi energetica di qualità:

- a) sono basati su dati operativi relativi al consumo di energia aggiornati, misurati e tracciabili e, per quanto riguarda l'energia elettrica, sui profili di carico;
- b) comprendono un esame dettagliato del profilo di consumo energetico di edifici o di gruppi di edifici, di attività o impianti industriali, compreso il trasporto;
- c) dove possibile, si basano sull'analisi del costo del ciclo di vita, invece che su semplici periodi di ammortamento, in modo da tener conto dei risparmi a lungo termine, dei valori residuali degli investimenti a lungo termine e dei tassi di sconto;
- d) sono proporzionati e sufficientemente rappresentativi per consentire di tracciare un quadro fedele della prestazione energetica globale e, quindi, di individuare in modo affidabile le opportunità di miglioramento più significative;

Gli audit energetici consentono calcoli dettagliati e convalidati per le misure proposte in modo da fornire informazioni chiare sui potenziali risparmi. I dati utilizzati per le diagnosi energetiche possono essere conservati per le analisi storiche e per il monitoraggio della prestazione.

4.2 Normativa tecnica

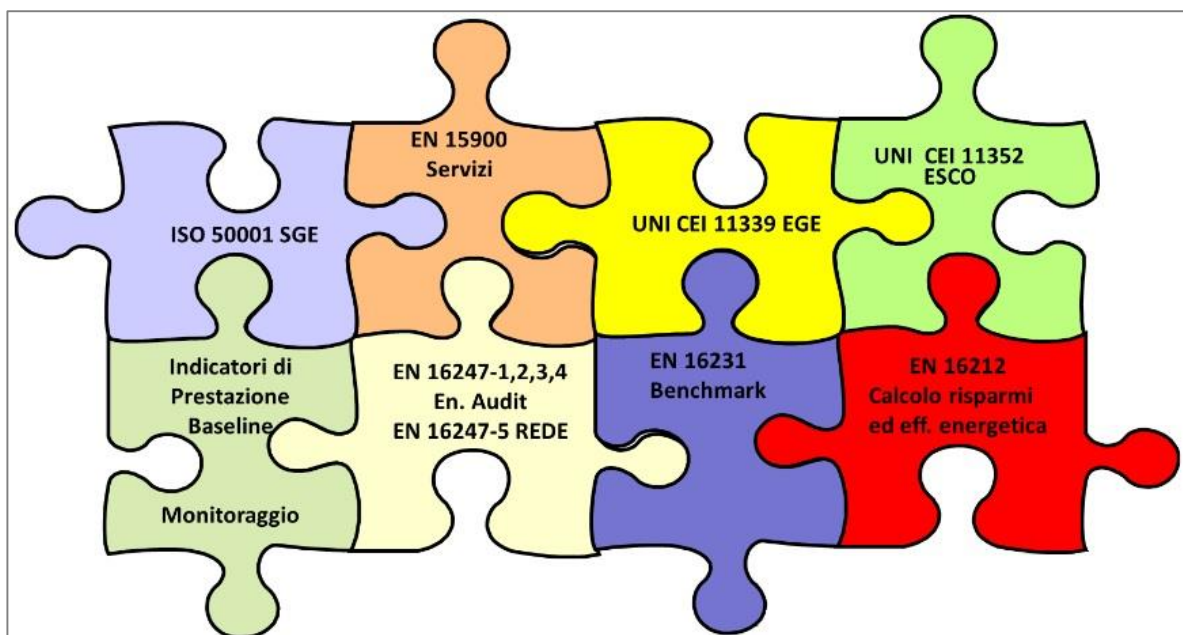
Secondo quanto riportato dal *Regolamento UE 1025⁶⁵* del Parlamento Europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2012 sulla normazione europea, con il termine “norma” si intende *“una specifica tecnica, adottata da un organismo di normazione riconosciuto, per applicazione ripetuta o continua, alla quale non è obbligatorio conformarsi, e che*

⁶⁴ D.Lgs. 102/14 All. http://www.gse.it/it/salastampa/GSE_Documenti/Allegati%20DLGS%20102-2014.pdf

⁶⁵ Reg. UE 1025 <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2012:316:0012:0033:IT:PDF>

appartiene ad una delle seguenti categorie: norme internazionali, norme europee, norme armonizzate e norme nazionali⁶⁶”. Le caratteristiche delle norme sono date da consensualità, democraticità, trasparenza e volontarietà.

La famiglia delle norme tecniche relative alla diagnosi energetica e a tutto ciò che vi sta attorno si è ampliata con il tempo sempre di più e vi sono numerose interconnessioni (vedi Figura 4-1).



*Figura 4-1: Schema norme in merito alla diagnosi energetica
(Fonte: www.fire-italia.org)*

Si procede ora alla descrizione di quelle che sono le norme principali a cui si fa riferimento nella redazione di una diagnosi energetica.

4.2.1 Norma UNI CEI/TR 11428:2011

Il ricorso alla diagnosi energetica è un passo fondamentale per una organizzazione di qualunque dimensione o tipologia che voglia migliorare la propria efficienza energetica.

Tale norma stabilisce i requisiti e la metodologia comune per le diagnosi energetiche nonché la documentazione da produrre. Tale rapporto si applica al settore terziario, industriale,

⁶⁶ Le suddette tipologie di norme sono rispettivamente: norme adottate da un organismo di normazione internazionale; norme adottate da un organismo di normazione europeo; norme adottate da un organismo europeo in base ad una richiesta da parte della commissione europea per l'applicazione della legge dell'UE sull'armonizzazione; norme adottate da un organismo di normazione nazionale.

residenziale ed alle organizzazioni pubbliche. Si applica a tutti i sistemi energetici, a tutti i vettori di energia e a tutti gli usi di energia. Non definisce i requisiti specifici per le diagnosi relative ad edifici, processi produttivi, trasporti.

Lo scopo principale della diagnosi energetica sta nel raggiungimento di una conoscenza approfondita del reale comportamento energetico della realtà oggetto di esame, in modo da individuare gli eventuali interventi da eseguire per il raggiungimento dei seguenti obiettivi:

- miglioramento dell'efficienza energetica;
- riduzione dei costi;
- miglioramento della sostenibilità ambientale;
- riqualificazione del sistema energetico.

Gli obiettivi diagnosi energetica appena definiti sono raggiungibili attraverso l'utilizzo dei seguenti strumenti:

- razionalizzazione dei flussi energetici;
- recupero delle energie disperse;
- individuazione di tecnologie per il risparmio di energia;
- gestione dei rischi tecnici ed economici;
- miglioramento delle modalità di conduzione e manutenzione (O&M).

La diagnosi energetica deve ispezionare l'intero Sistema Energetico oggetto di indagine:

- valutando gli aspetti energetici significativi;
- individuando modalità operative, comportamenti di utenti e la loro influenza su consumi energetici ed efficienza energetica;
- elencando aree e processi che richiedono ulteriori dati quantitativi a supporto dell'analisi successiva;
- generando raccomandazioni per la riduzione dei consumi energetici.

In quanto procedura sistematica, la diagnosi energetica deve possedere questi requisiti:

- **Completezza:** il sistema energetico descritto deve ricomprendere gli utilizzi energetici significativi;

- **Attendibilità:** i consumi energetici reali devono essere verificati con dati di fatturazione o con quanto rilevato dalla strumentazione di misura e devono essere acquisiti in numero e qualità necessari per lo sviluppo dell'inventario di sistema;
- **Tracciabilità:** un intervento energetico deve venire identificato ed utilizzato, così come una adeguata documentazione sull'origine dei dati e delle eventuali modalità di loro elaborazione, così come le ipotesi di lavoro assunte eventualmente durante la diagnosi;
- **Utilità:** gli interventi di efficientamento energetico devono essere identificati e valutati sotto il profilo costi/benefici e devono essere accuratamente ed adeguatamente documentati in funzione di settore, finalità e ambito di applicazione;
- **Verificabilità:** devono essere identificati gli elementi che consentono al committente la verifica del conseguimento dei miglioramenti di efficienza derivanti dall'attuazione degli interventi proposti.

La diagnosi energetica deve essere eseguita da una persona fisica o giuridica che possieda competenze, capacità e strumentazione adatta al tipo di diagnosi intrapresa ed allo scopo e obiettivi concordati. Tali soggetti sono ESCo (da *UNI CEI 11352*⁶⁷), EGE (da *UNI CEI 11339*⁶⁸) e ENERGY MANAGER⁶⁹ (dall'articolo 19 della *legge 10/91*). Tale soggetto, identificato come *Responsabile della Diagnosi (ReDE)*, deve:

- considerare prevalente l'interesse del committente e mantenersi imparziale;
- informare il committente di eventuali conflitti di interesse;
- considerare tutte le informazioni ottenute e/o acquisite come riservate e confidenziali;

⁶⁷ UNI CEI 11352 <http://store.uni.com/magento-1.4.0.1/index.php/uni-cei-11352-2014.html>

ESCo: persona fisica o giuridica che fornisce servizi energetici ovvero altre misure di miglioramento dell'efficienza energetica nelle installazioni o nei locali dell'utente e, in questo modo, accetta un certo margine di rischio finanziario.

⁶⁸ UNI CEI 11339 <http://store.uni.com/magento-1.4.0.1/index.php/uni-cei-11339-2009.html>

EGE (Esperto di Gestione dell'Energia): figura professionale che gestisce l'uso dell'energia in modo efficiente coniugando conoscenze in campo energetico con competenze gestionali, economico-finanziarie e di comunicazione.

⁶⁹ Articolo 19 legge 10/91 <http://www.bologna.enea.it/FEM/HTML/legge.html>

ENERGY MANAGER: individua azioni, interventi, procedure e quanto necessario per promuovere l'uso razionale dell'energia, assicura predisposizione di bilanci energetici, predispone dati energetici (i soggetti con elevati consumi energetici hanno l'obbligo di nomina dell'energy manager).

(Fonte: http://www.an.camcom.gov.it/sites/default/files/2013_07_18%20Cenni%20alla%20normativa%20di%20riferimento%20-%20VITALI.pdf)

Nel momento in cui viene stipulato l'accordo per la redazione della diagnosi energetica da parte del *ReDE*, devono essere concordati con il committente i seguenti aspetti:

- obiettivi, bisogni, aspettative, scopi e limiti della diagnosi;
- criteri per la valutazione delle misure di risparmio;
- impegno temporale e di risorse richiesto al committente;
- misure e/o ispezioni da eventualmente realizzare durante la diagnosi;
- eventuali vincoli in grado di influenzare lo scopo o altri aspetti della diagnosi;
- opinioni e vincoli relativi a potenziali misure di risparmio energetico;
- elaborati da presentare e formato richiesto per il rapporto;
- eventuale presentazione di bozza del report finale per commenti del committente.

La diagnosi energetica può essere quindi riassunta nelle seguenti dodici azioni, riportate anche successivamente nella Figura 4-2:

1. raccolta dei dati relativi alle bollette di fornitura energetica e ricostruzione dei consumi effettivi di elettricità e combustibili per uno o più anni considerati significativi ai fini della diagnosi;
2. identificazione e raccolta dei fattori di aggiustamento cui riferire i consumi energetici;
3. identificazione e calcolo di un indice di prestazione energetica effettivo espresso in energia/fattore di riferimento;
4. raccolta delle informazioni necessarie alla creazione dell'inventario energetico e allo svolgimento della diagnosi;
5. costruzione degli inventari energetici relativi all'oggetto della diagnosi;
6. calcolo dell'indice di prestazione energetica operativo;
7. confronto tra indice di prestazione energetica operativo e quello effettivo. Se gli indici convergono, si prosegue l'analisi con il passo successivo, altrimenti si torna al passo 4 e si perfezionerà l'analisi del processo e degli inventari energetici, individuando le cause della non convergenza. La convergenza tra indici si raggiunge per scostamenti tra indici ritenuti accettabili in funzione del settore e dello stato del sistema energetico;
8. individuazione dell'indice di prestazione energetica obiettivo;

9. se i valori espressi dagli indicatori sono tra loro comparabili, la diagnosi può considerarsi conclusa, in quanto l'obiettivo definito dall'indice di riferimento è stato raggiunto;
10. se esiste uno scarto significativo tra l'indice di prestazione operativo del punto 6 e l'indice di prestazione obiettivo del punto 8, si individuano le misure di miglioramento dell'efficienza che consentano il loro riallineamento;
11. per tali misure devono essere condotte le rispettive analisi di fattibilità tecnico-economiche;
12. le misure individuate, singole ed integrate, sono ordinate in funzione degli indici concordati tra *ReDE* e committente.

Al termine di tale operazione si esegue di nuovo il punto 9. Una volta attuata questa procedura, l'analisi si considera conclusa.

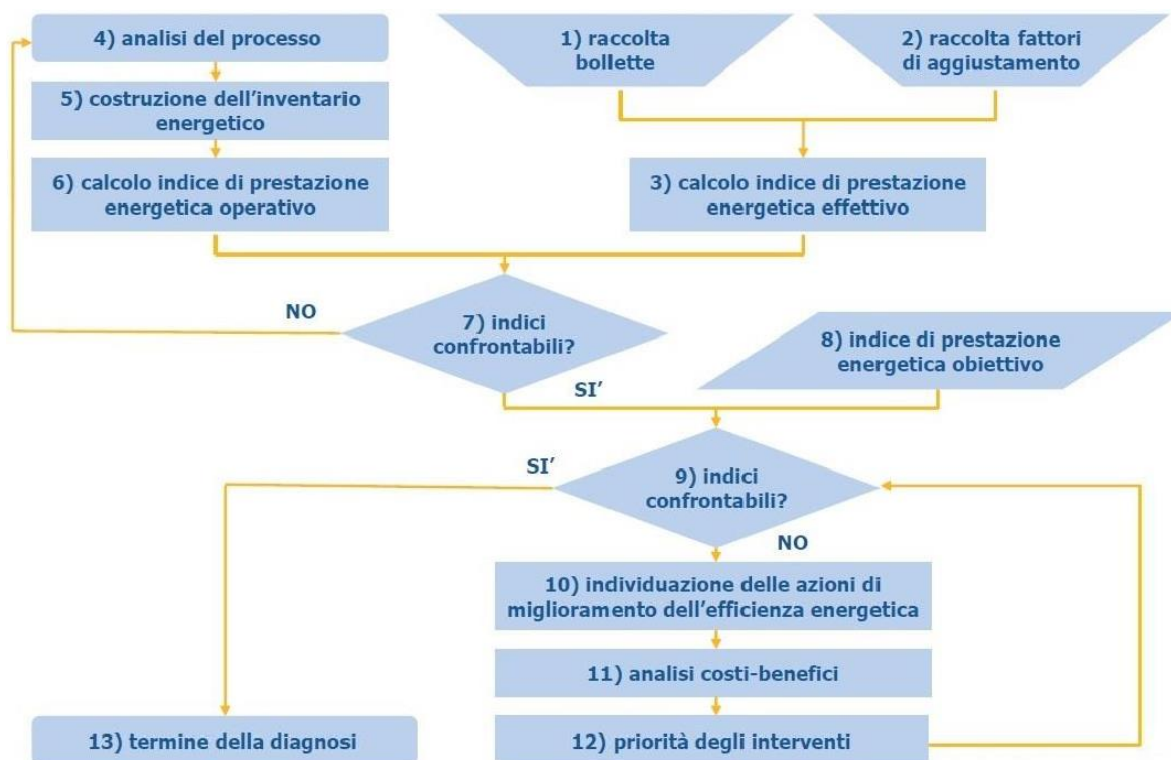


Figura 4-2: Schema di esecuzione della diagnosi energetica
(Fonte: UNI CEI/TR 11428)

4.2.2 Norma UNI CEI EN 16247:2012

La norma UNI CEI EN 16247:2012 rappresenta il documento di riferimento per la redazione della diagnosi energetica a cui devono essere sottoposte obbligatoriamente, come già detto

precedentemente, le grandi imprese e le imprese energivore. Il testo di questa norma è costituito da 5 parti descritte a seguire.

1. UNI CEI EN 16247 – 1:2012

Diagnosi energetiche – Parte 1: Requisiti generali

La presente norma definisce i requisiti, la metodologia comune e i prodotti delle diagnosi energetiche. Si applica a tutte le forme di aziende ad organizzazioni, a tutte le forme di energia e di utilizzo della stessa, con l'esclusione delle singole unità immobiliari residenziali. Definisce inoltre i requisiti generali a tutte le diagnosi energetiche.

2. UNI CEI EN 16247 – 2:2012

Diagnosi energetiche – Parte 2: Edifici

La presente norma è applicabile alle diagnosi energetiche specifiche per gli edifici. Essa definisce i requisiti, la metodologia e la reportistica di una diagnosi energetica relativa ad un edificio o ad un gruppo di edifici, escludendo le singole residenze private.

3. UNI CEI EN 16247 – 3:2012

Diagnosi energetiche – Parte 3: Processi

La presente norma definisce i requisiti, la metodologia e la reportistica di una diagnosi energetica nell'ambito di un processo, relativamente a:

- a) organizzare e condurre una diagnosi energetica;
- b) analizzare i dati ottenuti con la diagnosi energetica;
- c) riportare e documentare i risultati della diagnosi energetica.

La norma si applica ai luoghi in cui l'uso di energia è dovuto al processo.

4. UNI CEI EN 16247 – 4:2012

Diagnosi energetiche – Parte 4: Trasporto

La presente norma determina i requisiti, la metodologia e la reportistica specifici per le diagnosi energetiche nel settore dei trasporti a affronta ogni situazione in cui viene effettuato uno spostamento, non importa chi sia l'operatore (compagnia pubblica o privata o se l'operatore si dedica esclusivamente al trasporto oppure no). Le procedure descritte si applicano alle diverse modalità di trasporto (stradale, ferroviario, marittimo, aereo), oltre che ai differenti ambiti (locale, a lunga distanza) e all'oggetto trasportato (fondamentalmente merci e persone).

5. UNI CEI EN 16247 – 5:2012

Diagnosi energetiche – Parte 5: Competenze dell’auditor energetico

La presente norma specifica le competenze che l’auditor energetico o un team di auditor energetici deve possedere per effettuare in maniera efficace diagnosi energetiche conformi ai requisiti della parte 1 (*aspetti generali delle diagnosi*) eventualmente integrata dalle parti specifiche per i settori *edifici, processi e trasporti*. (Questa nuova figura non deve essere confusa con quella di “auditor” di sistema attiva nel mondo dei sistemi di gestione dell’energia, della qualità o dell’ambiente e che ha un ruolo del tutto diverso).

4.2.3 Norma UNI CEI EN 16212:2012

La presente norma è relativa ai “*Calcoli dei risparmi e dell’efficienza energetica*”. Essa è la versione ufficiale della norma europea EN ISO 16212 (edizione giugno 2011). La norma fornisce un approccio generale per i calcoli dei risparmi e dell’efficienza energetica utilizzando metodologie *top-down* (discendenti) e *bottom-up* (ascendenti). L’approccio generale è applicabile ai risparmi energetici negli edifici, nelle automobili, nei processi industriali, ecc. e riguarda il consumo energetico in tutti gli usi finali mentre non riguarda la fornitura di energia considerando quindi i risparmi sull’energia fornita al consumatore finale. Alcune forme di energia rinnovabile “a valle del contatore” (ad esempio l’energia termica fornita da pannelli solari) riducono l’energia in ingresso al sistema perciò possono essere prese in considerazione nel calcolo dei risparmi energetici.

La norma può essere utilizzata sia per valutazioni *ex-post* di risparmi già realizzati sia per valutazioni *ex-ante* di risparmi attesi.

La norma non è utilizzabile per calcolare i risparmi energetici di singole unità famigliari, aziende o altri consumatori finali.

4.2.4 Norma UNI CEI EN 16231:2012

La presente norma è relativa alla “*Metodologia di benchmarking dell’efficienza energetica*”. Lo scopo del benchmarking è di stabilire i dati chiave e gli indicatori di consumo energetico, sia tecnici che comportamentali, qualitativi e quantitativi, per la comparazione delle prestazioni. La norma descrive come definire i confini dell’oggetto che si sta analizzando, con riferimento per esempio a strutture, attività, processi, prodotti, servizi e organizzazioni.

Il benchmarking può essere *interno* (relativo ad una determinata organizzazione) o *esterno* (tra organizzazioni).

Esso fornisce indicazioni sui criteri da utilizzare per scegliere gli appropriati livelli di dettaglio per la raccolta delle informazioni, per la loro elaborazione e revisione in accordo con gli obiettivi dell'analisi stessa. La norma non fornisce specifici requisiti prestazionali in merito all'uso dell'energia.

Per tutte le attività collegate a processi di miglioramento continuo si deve invece fare riferimento ai sistemi di gestione dell'organizzazione

4.2.5 Norma UNI CEI 11352:2014

La presente norma è relativa a "*Gestione dell'energia – Società che forniscono servizi energetici (ESCo) – Requisiti generali e lista di controllo per la verifica dei requisiti*". Essa definisce i requisiti generali e una lista di controllo per la verifica dei requisiti delle società di servizi energetici (ESCo) che forniscono ai propri clienti servizi di efficienza energetica conformi alla UNI CEI EN 15900, con garanzia dei risultati.

In particolare descrive i requisiti generali e le capacità (organizzativa, diagnostica, progettuale, gestionale, economica e finanziaria) che una ESCo deve possedere per poter offrire i servizi di efficienza energetica e le attività peculiari, qui descritti, presso i propri clienti.

Fornisce inoltre una lista di controllo per la verifica delle capacità delle ESCo e i contenuti minimi dell'offerta contrattuale del servizio di miglioramento dell'efficienza energetica offerta da una ESCo.

4.2.6 Norma UNI CEI EN 15900:2010

La presente norma è relativa ai "*Servizi di efficienza energetica – Definizioni e requisiti*". Essa è la versione ufficiale della norma europea EN 15900 (edizione maggio 2010). La norma specifica le definizioni e i requisiti minimi per un servizio di miglioramento dell'efficienza energetica. La norma non descrive i requisiti del fornitore del servizio, ma individua e descrive le principali fasi del processo di fornitura del servizio e ne evidenzia i requisiti fondamentali.

4.2.7 Norma UNI CEI EN ISO 50001:2011

La presente norma è la versione ufficiale della norma europea EN ISO 50001 (edizione ottobre 2011) e tiene conto delle correzioni introdotte il 25 gennaio 2012. La norma specifica i requisiti per creare, avviare, mantenere e migliorare un *Sistema di Gestione dell'Energia (SGE)* il quale è un complesso di azioni gestionali programmate e coordinate, procedure, documentazione e registrazione realizzati grazie ad una struttura organizzativa nella quale ruoli, responsabilità e risorse sono chiari e ben definiti (l'adozione di un sistema di gestione è volontaria). L'obiettivo di tale sistema è di consentire che un'organizzazione persegua, con un approccio sistematico, il miglioramento continuo della propria prestazione energetica comprendendo in questa l'efficienza energetica nonché il consumo e l'uso dell'energia. Gli obiettivi principali da conseguire possono quindi essere sintetizzati in:

- attuare azioni di controllo dei processi e delle attività;
- determinare gli obiettivi di efficienza energetica;
- acquisire una adeguata conoscenza delle prestazioni energetiche;
- giungere ad identificare le opportunità di miglioramento;
- stabilire piani di azione per migliorare le prestazioni energetiche, sempre in ottica di sostenibilità economica.

La norma definisce i requisiti applicabili all'uso e consumo dell'energia, includendo l'attività di misurazione, di documentazione e di reportistica, di progettazione e d'acquisto per le attrezzature, i processi e il personale che contribuiscono alla definizione della prestazione energetica. Si applica a tutti i fattori che concorrono a determinare la prestazione energetica e che possono essere controllati e influenzati dall'organizzazione. La norma però non definisce specifici criteri di prestazione energetica.

Essa è stata sviluppata per essere utilizzata in maniera indipendente anche se può essere integrata con altri sistemi di gestione, quali ISO 9001⁷⁰ e ISO 14001⁷¹. È applicabile ad ogni

⁷⁰ L'ISO 9001, *Sistemi di gestione per la qualità - Requisiti*, emessa nel 1987, rivista una prima volta nel 1994 e revisionata sostanzialmente (radicale cambio di approccio e di visione) nel 2000; successiva revisione minore nel 2008 (ISO 9001:2008), recepita nello stesso anno dall'UNI (UNI EN ISO 9001:2008); la norma definisce i requisiti di un sistema di gestione per la qualità per una organizzazione. I requisiti espressi sono di "carattere generale" e possono essere implementati da ogni tipologia di organizzazione; ultima revisione nel 2015 (ISO 9001:2015). (Fonte: https://it.wikipedia.org/wiki/Norme_della_serie_ISO_9000)

⁷¹ L'ISO 14001, *Sistemi di Gestione Ambientale - Requisiti e guida all'uso*, è riconosciuto come standard per la certificazione di Sistema di Gestione Ambientale per organizzazioni di tutte le dimensioni. Basato sulla metodologia "Plan-Do-Check-Act", fornisce un quadro sistematico per l'integrazione delle pratiche a

organizzazione che desideri assicurarsi di essere conforme alla propria politica energetica e dimostrare tale conformità ad altri mediante autovalutazione e autodichiarazione di conformità o mediante certificazione di terza parte del proprio sistema di gestione dell'energia. La norma fornisce inoltre delle linee guida per il suo utilizzo.

La struttura di fondo della norma è il modello del *ciclo di Deming* e l'approccio **Plan-Do-Check-Act**⁷² (Figura 4-3), il che rende l'approccio di un *SGE* molto più efficace nel tempo rispetto ad una semplice diagnosi energetica.

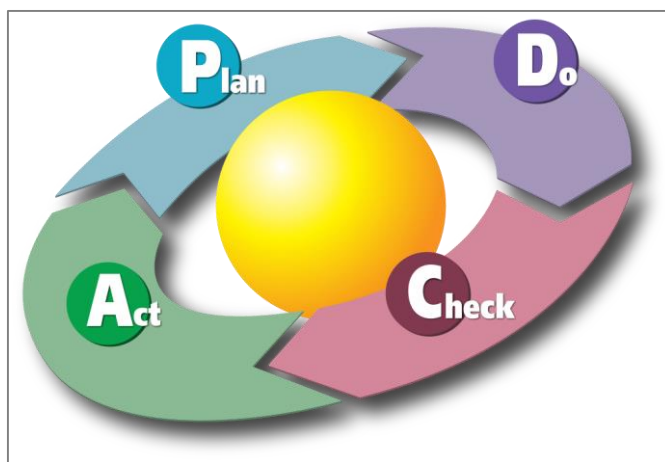


Figura 4-3: Ciclo Deming / Approccio Plan-Do-Check-Act
(Fonte: www.wikipedia.org)

L'obiettivo consiste nell'acquisizione di un adeguato livello di conoscenza delle prestazioni energetiche per giungere all'identificazione delle opportunità di miglioramento.

Le grandi imprese o le imprese a forte consumo di energia che quindi adottano un sistema di gestione dell'energia conforme alla norma ISO 50001, che ovviamente include un audit energetico realizzato secondo i requisiti indicati nell'Allegato 2 del *D.Lgs. 102/2014*, non sono più soggette all'obbligo dell'effettuazione della diagnosi energetica entro il 5 dicembre dell'anno n-esimo e successivamente ogni 4 anni.

protezione dell'ambiente, prevenendo l'inquinamento, riducendo l'entità dei rifiuti, il consumo di energia e dei materiali. (Fonte: http://www.tuv.it/it-it/attivita/audit-certificazioni-di-sistema/certificazione-ambientale-iso-14001#tab_1397654997208169341175)

⁷² Plan: identificare aspetti energetici e obblighi legali, stabilire obiettivi energetici e i relativi target / Do: assegnare risorse e responsabilità, accrescere la consapevolezza dell'organizzazione e fornire training adeguato; promuovere la comunicazione interna ed esterna; implementare controlli operativi / Check: stabilire programma di monitoraggio della gestione energetica; valutare la conformità con obblighi legali; identificare e gestire non conformità; controllare le rilevazioni; effettuare verifiche interne sul sistema di gestione energetico / Act: revisionare il sistema di gestione dell'energia da parte del top management, per attuare miglioramenti e cambiamenti. (Fonte: <http://www.icim.it/it/iso-50001-sistema-di-gestione-dellenergia-2/>)

5. Diagnosi energetica Piave Servizi S.r.l.

5.1 Premessa

La diagnosi energetica è quindi una procedura sistematica volta a:

- fornire un'adeguata conoscenza del profilo di consumo energetico di un gruppo di edifici, di una attività o un impianto industriale o di servizi pubblici o privati;
- individuare e quantificare le opportunità di risparmio energetico sotto il profilo costi/benefici;
- riferire in merito ai risultati.

Si tratta dunque di una attività tecnica che ha come scopo quello di approfondire il reale comportamento energetico del sistema per individuare modifiche che portino:

- al miglioramento dell'efficienza energetica;
- alla minimizzazione dei costi per gli approvvigionamenti energetici;
- alla riqualificazione del sistema energetico;
- al miglioramento della sostenibilità ambientale nella scelta e utilizzo delle fonti energetiche.

Piave Servizi S.r.l., gestore del Servizio Idrico Integrato nell'Ambito Territoriale Ottimale Veneto Orientale assieme ad *Alto Trevigiano Servizi S.r.l.*, è una **società partecipata dagli enti locali**. Essa è soggetta all'obbligo di diagnosi energetica in quanto, per espressa disposizione normativa (art. 3 comma 8 del DM 18 aprile 2005 e art. 3, comma 4, Raccomandazione⁷³), un'impresa è sempre considerata di grandi dimensioni qualora almeno il 25% del suo capitale o dei suoi diritti di voto è detenuto direttamente o indirettamente da un ente pubblico oppure congiuntamente da più enti pubblici.

Piave Servizi S.r.l., risultando **grande impresa** nell'anno 2016, sarà obbligata a redare e caricare nel portale dell'ENEA, rispettivamente entro il 5 e il 22 dicembre 2017, la propria

⁷³ D.M. 18 aprile 2005 <http://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2005/10/12/05A09671/sg>

diagnosi energetica (eseguita sui consumi energetici dell'anno 2016), al fine di adempiere alla indicazioni del *D.Lgs. n. 102/2014*, con particolare riferimento all'*Allegato 2*.

5.2 Contesto aziendale e descrizione dei processi

Piave Servizi S.r.l. è un'impresa nata formalmente il 31 dicembre 2015 dalla fusione di **Sile-Piave S.p.A.** di Roncade e **S.I.S.P. S.r.l.** di Codognè. Essa ha il compito di gestire il Servizio Idrico Integrato garantendo un adeguato livello di qualità della risorsa contenendo i costi e garantendo la sostenibilità, gli investimenti necessari e la migliore allocazione delle risorse pubbliche a vantaggio dell'intera collettività che utilizza il servizio.

Piave Servizi S.r.l. serve **132.000 utenze** site in **39 Comuni** (Cappella Maggiore, Casale sul Sile, Casier, Chiarano, Cimadolmo, Codognè, Colle Umberto, Conegliano, Cordignano, Fontanelle, Fregona, Gaiarine, Godega di Sant'Urbano, Gorgo al Monticano, Mansuè, Marcon, Mareno di Piave, Meolo, Monastier di Treviso, Motta di Livenza, Oderzo, Ormelle, Orsago, Ponte di Piave, Portobuffolè, Quarto d'Altino, Roncade, Salgareda, San Biagio di Callalta, San Fior, San Pietro di Feletto, San Polo di Piave, Santa Lucia di Piave, San Vendemiano, Sarmede, Silea, Susegana, Vazzola, Vittorio Veneto – Figura 5-1), fornendo acqua potabile di qualità a **340.000 abitanti**.

La società opera nel territorio nella gestione delle reti e degli impianti di acquedotto, fognatura e depurazione in modo diffuso e capillare.

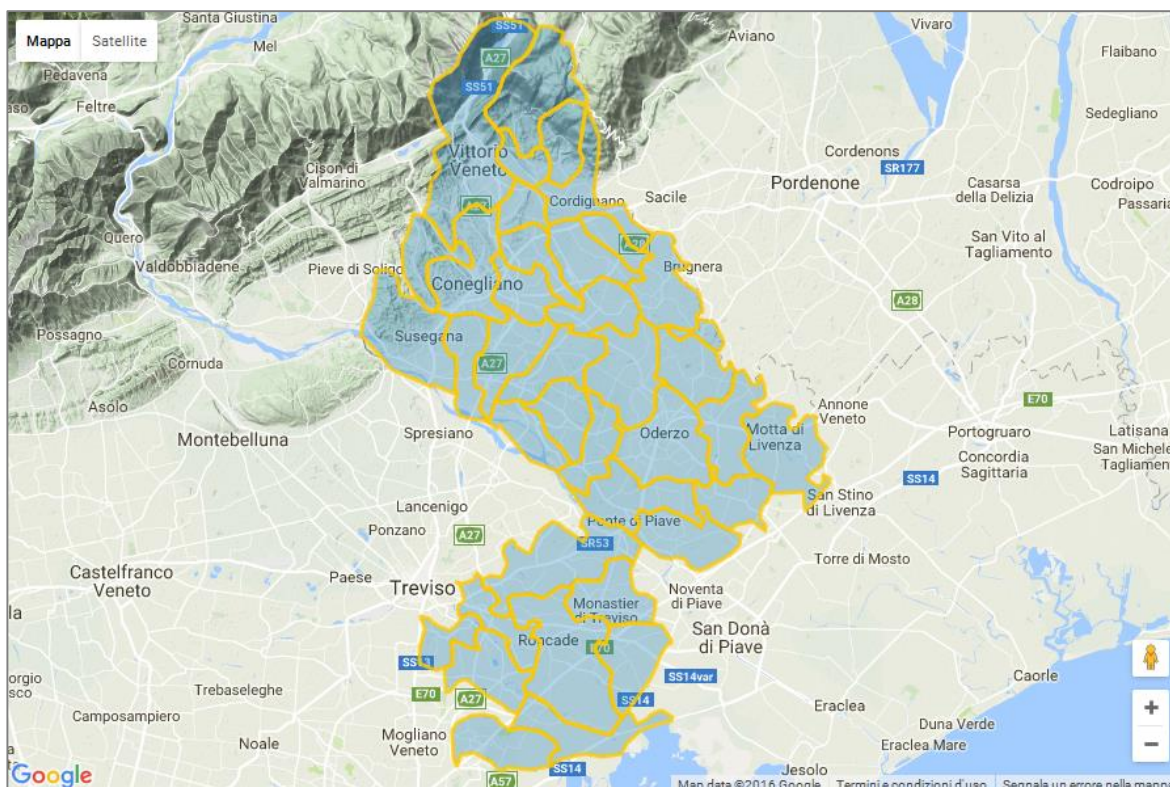


Figura 5-1: Comuni gestiti da Piave Servizi S.r.l. (Fonte: www.google.it/maps)

5.2.1 Qualità dell'acqua

La società è costantemente impegnata a garantire un elevato valore della risorsa e per questo investe molto nel potenziamento e miglioramento degli impianti e delle reti di distribuzione. Ogni anno la Società e le ASL locali effettuano analisi di controllo sulle qualità dell'acqua erogata, per verificare il rispetto dei valori di parametro al punto di consegna previsti dal *D.Lgs. 2 febbraio 2001, n. 31*⁷⁴. La qualità viene analizzata a partire dalle fonti di approvvigionamento dei singoli acquedotti fino ai punti di erogazione all'utenza. Si riportano a seguire nella Tabella 5-1 i parametri per le diverse zone/comuni:

⁷⁴ Decreto Legislativo 2 febbraio 2001, n. 31 <http://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2001/03/03/001G0074/sg>

Tabella 5-1: Parametri risorsa idrica (Fonte: www.piaveservizi.it)

PARAMETRI	Zona Nord	Zona Sud	V. Veneto	Conegliano	Santa Lucia di Piave
Durezza totale in gradi idrotimetrici (°F)	17,5	25	15,6	36,5	31
Concentrazione ioni idrogeno in pH	7,91	7,61	8	7,25	7,39
Residuo fisso a 180° in mg/l	217	330	142	420	370
Nitrati in mg/l di NO ₃	3,5	15	2,9	17	23
Nitriti in mg/l di NO ₂	<0,01	<0,01	<0,01	<0,01	<0,01
Ammoniaca in mg/l di NH ₄	<0,05	<0,05	<0,05	<0,05	<0,03
Fluoro in µg/l di F	75	92	50	85	65
Cloruri in mg/l di Cl	2	5	0,8	12	9
Sodio in mg/l di Na	2,7	3,1	0,7	9	4,2
Calcio in mg/l di Ca	53	63	46	103	77

(**Zona Nord:** Cappella Maggiore; Codognè; Colle Umberto; Cordignano; Gaiarine; Godega di Sant'Urbano; Mareno di Piave; Orsago; Sarmede; San Fior; San Vendemiano; Vazzola / **Zona Sud:** Chiarano; Fontanelle; Gorgo al Monticano; Mansuè; Motta di Livenza; Oderzo; Ormelle; Portobuffolè; Ponte di Piave; Salgareda; San Polo di Piave)

PARAMETRI	Cimadolmo	S. Maria di Piave	Susegana	Zona destra Piave
Durezza totale in gradi idrotimetrici (°F)	20,6	30,4	20-26	20,4
Concentrazione ioni idrogeno in pH	7,63	7,55	7,1	7,8
Residuo fisso a 180° in mg/l	262	383	275	240
Nitrati in mg/l di NO ₃	7	14	11-12	6,7
Nitriti in mg/l di NO ₂	<0,01	<0,01	<0,01	<0,05
Ammoniaca in mg/l di NH ₄	<0,05	<0,05	<0,01	<0,05
Fluoro in µg/l di F	<150	<150	66	-
Cloruri in mg/l di Cl	4	6	3-4	3,5
Sodio in mg/l di Na	265	3,6	3,3	4,1
Calcio in mg/l di Ca	-	78	60	-

(**Zona destra Piave:** Casale sul Sile; Casier; Marcon; Meolo; Monastier di Treviso; Quarto d'Altino, Roncade; San Biagio di Callalta; Silea)

5.2.2 Le fonti

L'approvvigionamento idrico del territorio servito in "destra Piave" avviene tramite il complesso delle sorgenti poste nei comuni di Silea (11 pozzi) e Carbonera (3 pozzi). I pozzi hanno una profondità variabile dai 55 m (pozzi a sollevamento meccanico) e da 120 m a 236 m (pozzi a salienza naturale) e una portata emunta di circa 400 l/s. Il territorio "sinistra Piave" è caratterizzato da un sistema principale di adduzione a servizio di 27 comuni su 30, in quanto per i 3 comuni restanti il sistema di captazione/adduzione è garantito da fonti in loco non connesse con quello principale. Tale sistema è suddivisibile in due zone:

- **Zona Nord** (alimentata da acquiferi di Vittorio Veneto e Cordignano);
- **Zona Sud** (alimentata dagli acquiferi di San Polo di Piave e Ormelle, oltre a fonti minori o di soccorso).

I punti di captazione della risorsa idrica per la “zona Nord” sono:

- il complesso di sorgenti e pozzi siti nella Valle del Fadalto in Comune di Vittorio Veneto;
- pozzo freatico in Comune di Cordignano;
- pozzo in località S. Maria di Mareno di Piave;
- pozzo in Comune di Cimadolmo.

I punti di captazione della risorsa idrica per la “zona Sud” sono:

- acquifero di San Polo di Piave (7 pozzi);
- acquifero di Ormelle (5 pozzi);
- pozzo nel capoluogo del Comune di San Polo di Piave.

Completano il sistema di approvvigionamento del comprensorio i pozzi di Susegana, San Pietro di Feletto e Santa Lucia di Piave a servizio delle rispettive reti distributrici comunali, non connesse al sistema di adduzione principale.

La portata emunta risulta pari a circa 1000 l/s.

5.2.3 Le reti

La rete di acquedotto

La rete di acquedotto è caratterizzata da una certa eterogeneità, dovuta sia alle peculiarità dei territori serviti che alle diverse età di costruzione. Il sistema di rete è schematizzabile in una parte della rete cosiddetta “adduttrice”, che ha la funzione di portare l’acqua dai punti di captazione (pozzi, sorgenti...) alla zona in cui deve essere distribuita (solitamente centri abitati), la quale si collega alla rete “distributtrice” o ai serbatoi che alimentano la suddetta rete locale.

Nella zona “*sinistra Piave*” la rete è costituita da un sistema di adduzione (diametri variabili da 1200 a 125 mm) che a nord sfrutta un’unica condotta che collega l’impianto di Negrisiola con il serbatoio ripartitore di San Martino di Colle Umberto. In questo tratto vengono derivate le condotte secondarie a servizio dei comuni di Fregona (nei momenti in cui le sorgenti ivi presenti non sono in grado di soddisfare la richiesta) e di Cappella Maggiore. Dal ripartitore ha origine un anello con due rami che si ricongiungono in prossimità della

valvola regolatrice di Fontanelle, punto di collegamento con la “zona sud”. Il “ramo est” di questo anello attraversa ed è a servizio dei Comuni di Colle Umberto, Sarmede, Cordignano, nonché Orsago e Gaiarine. Il “ramo ovest”, invece, attraversa i Comuni di San Fior, San Vendemiano, Codognè e Fontanelle. Oltre che di questi comuni è a servizio anche dei Comuni di Mareno di Piave, Vazzola e Cimadolmo, mediante condotte secondarie in derivazione. La “zona sud” ha come punti di captazione principale i campi pozzi di Tempio di Ormelle e di San Polo di Piave. La rete di adduzione, è costituita da due tubazioni provenienti dai campi pozzi che, a sud di Oderzo, alimentano la tubazione a servizio dei Comuni di Ponte di Piave e Salgareda, e la rete di adduzione, in parte a maglia chiusa, posta a nord-est. Quest’ultima serve i Comuni di Oderzo, di Fontanelle, ove è collegata alla rete di adduzione della “zona nord”, di Mansuè e Portobuffolè, di Gorgo al Monticano, Motta di Livenza e Chiarano.

In “*destra Piave*” il sistema acquedottistico è unitario e serve tutti i 9 Comuni di competenza (Casale sul Sile, Casier, Monastier, Roncade, San Biagio di Callalta, Silea in Provincia di Treviso e Marcon, Meolo, Quarto d’Altino in Provincia di Venezia). Il sistema di adduzione è stato realizzato a partire dal 1963 in più stralci fino al 1992. Le condotte posate sono principalmente costituite da fibrocemento e il progetto originario prevedeva la realizzazione di uno schema acquedottistico classico costituito da condotte adduttrici connesse a serbatoi pensili di testata cui dovevano connettersi le reti distributrici comunali. Nel corso degli anni tutti i serbatoi di testata sono stati dismessi ad eccezione del torrino piezometrico di Casale sul Sile. Le condotte adduttrici principali che collegano le reti distributrici dei centri abitati alla centrale principale di Lanzago di Silea sono 4 ed hanno diametri variabili da 400 a 125 mm. Nel corso degli anni sono state costruite delle condotte secondarie di adduzione al fine di interconnettere le condotte principali chiudendo le maglie della rete, con diametri tra i 225 e i 100 mm. La centrale principale di accumulo e pompaggio è situata a Lanzago di Silea ed è costituita da un serbatoio pensile di capacità pari a 500 mc, un serbatoio semi-interrato da 1.000 mc e un serbatoio fuori terra da 4.000 mc connessi alle adduttrici primarie provenienti dai pozzi e ad una stazione di sollevamento. La rete è inoltre supportata da n. 2 centrali di accumulo e risollevarimento ubicate rispettivamente a Casale sul Sile e San Cipriano di Roncade la cui funzione è quella di garantire le portate e la piezometrica in rete a valle dei punti di collocamento delle centrali nei periodi stagionali di massimo consumo.

Infine le condotte distributrici, che costituiscono la maggior parte della rete in estensione, coprono capillarmente il territorio fino ai punti di consegna nelle nostre case.

La rete nel suo insieme ha un'estensione di circa 3.300 km di condotte di diametro variabile dal DN 40mm fino al DN 1200mm.

La rete di fognatura

La rete di fognatura svolge il compito di trasportare e consegnare le acque reflue provenienti dalle abitazioni agli impianti di depurazione che, tramite complessi trattamenti, sono in grado di ridare all'acqua un grado di purezza tale da poter essere reimpressa nei corpi idrici superficiali. La rete espleta la sua funzione di trasporto dove è possibile (nei territori dalla montagna all'alta pianura) sfruttando la semplice forza di gravità, altrove (bassa pianura) con l'aiuto di stazioni di sollevamento posizionate opportunamente lungo le condutture.

Nel territorio la rete ha un'estensione di circa 880 km di fognatura nera e 390 km di fognatura mista, con diametri variabili tra 1800 e 100 mm, e 345 impianti di sollevamento.

5.2.4 Impianti di depurazione

Il depuratore è uno degli anelli più importanti della catena del Servizio Idrico Integrato, perchè svolge la funzione fondamentale di riportare l'acqua ad uno stato di salubrità tale da poter essere convogliata nei corsi d'acqua del nostro territorio; per questo motivo geograficamente si situa nel punto terminale (a valle) della singola rete di fognatura.

Attualmente questa funzione è svolta da 54 impianti di depurazione, la maggior parte dei quali di piccola taglia. Ciò è dovuto in parte alla frammentazione delle gestioni precedenti l'affidamento delle stesse da parte dell'ex A.A.T.O. "Veneto Orientale" a Piave Servizi ed in parte alla caratterizzazione di questo territorio, che è ricco di acqua ma privo di consistenti corpi idrici superficiali, fatta esclusione del Fiume Livenza, che ne delimita il confine ad Est nella parte meridionale, del Fiume Monticano, che attraversa in direzione Nord Est – Sud Ovest la parte centro meridionale dello stesso ed il fiume Sile nella parte meridionale. Il Piave è caratterizzato da regime torrentizio ed in molti giorni dell'anno risulta in secca; inoltre il suo bacino idrografico interessa solo marginalmente tale territorio.

5.3 Calcolo dei consumi e clusterizzazione dei siti

5.3.1 La procedura di clusterizzazione

Piave Servizi S.r.l. è un'azienda **multisito** e di conseguenza la diagnosi energetica non viene eseguita su tutti i siti ma si adotta una procedura denominata **clusterizzazione** mediante la quale si individuano i siti su cui eseguire l'audit.

È stato calcolato per ciascun sito il consumo complessivo di energia in [tep], il quale è dato dalla somma dei consumi di tutti i vettori energetici (energia elettrica, gasolio, gas metano, benzina, ecc.) che sono utilizzati nel sito stesso. Si è stilato un elenco dei 506 siti aziendali calcolando il consumo annuo C_i di ciascuno di essi, compresi i consumi legati ad eventuali mezzi di trasporto se l'impresa non è un'azienda di trasporto (da tale elenco sono esclusi i siti ad uso residenziale appartenenti al patrimonio immobiliare dell'impresa). Tale consumo è stato convertito in [tep] mediante gli appositi fattori di conversione desunti dalla circolare MiSE del 18 dicembre 2014⁷⁵ (i fattori di conversione usati sono riportati in Tabella 5-2).

Tabella 5-2: Fattori di conversione in [tep] (Fonte: www.fire-italia.org)

Denominazione	u.m.	Fattore conversione	u.m.
Energia elettrica	[kWh _e]	$0,187 \cdot 10^{-3}$	[tep]
Gas naturale	[Smc]	$0,836 \cdot 10^{-3}$	[tep]
Gasolio	[l]	$0,860 \cdot 10^{-3}$	[tep]
Benzina	[l]	$0,765 \cdot 10^{-3}$	[tep]
G.P.L.	[l]	$0,616 \cdot 10^{-3}$	[tep]

Il consumo totale di energia si calcola come:

$$C_{tot} = \sum_{i=1}^n C_i = \mathbf{4.481,14 tep}$$

La diagnosi energetica deve essere effettuata su tutti i siti con consumo $C_i > C_{obbl}$ (dove C_{obbl} , nel caso di una società del settore terziario come Piave Servizi, è pari a 1.000 tep).

Posti i siti in ordine di consumo crescente, è possibile non effettuare la diagnosi presso i primi 473 siti con consumi minori, sulla base del seguente criterio:

⁷⁵ Circolare MiSE 18 dicembre 2014

http://www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/normativa/Circolare_Energy_Manager_18_dic_2014_rev.pdf

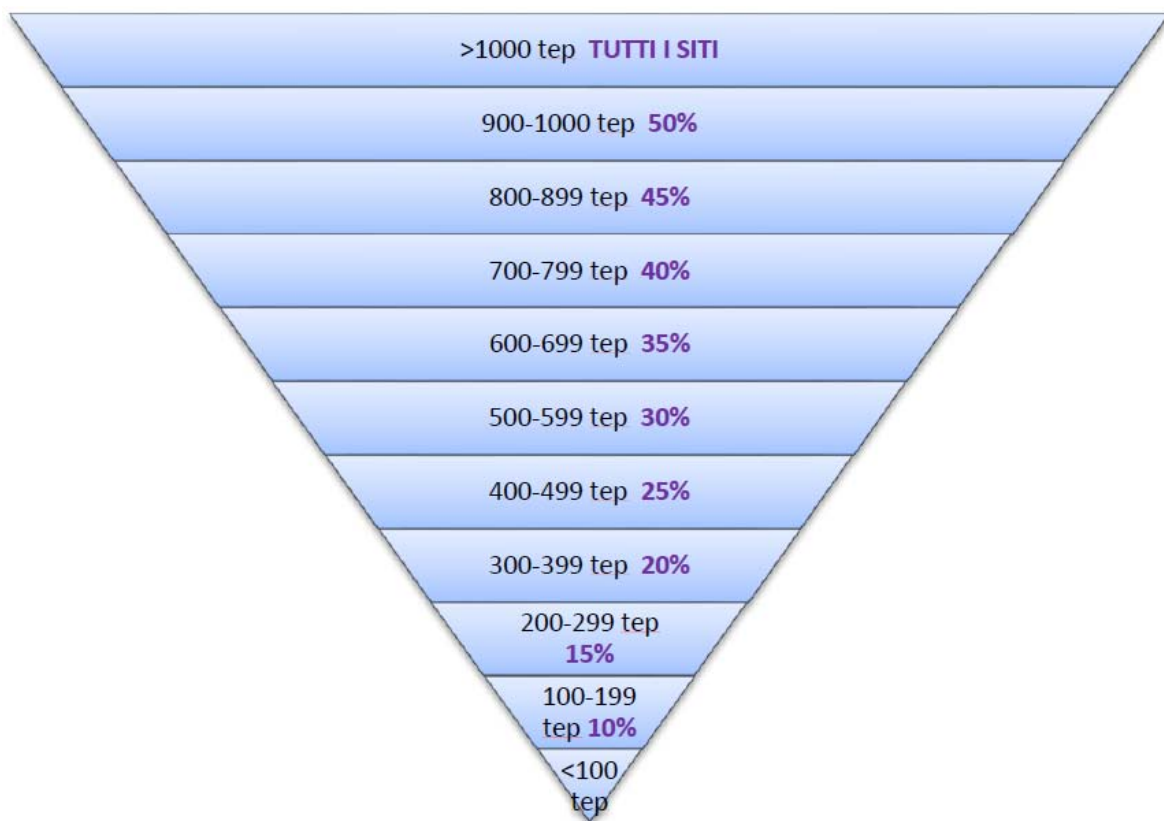
$$C_i < C_{escl} \text{ e } \sum_{i=1}^m C_i < 20\%C_{tot} = \mathbf{896,23 \text{ tep}}$$

dove C_{escl} assume il valore di 100 tep (il valore di $\sum_{i=1}^m C_i$, considerando i primi 473 siti, è pari a 869,29 tep). Per i restanti siti, in totale 33, è stata fatta la clusterizzazione per fasce di consumo e per tipologia omogenea di sito e processo (Tabella 5-3). All'interno dei cluster creati, si esegue la diagnosi energetica esclusivamente su un campione limitato di siti.

Tabella 5-3: Siti su cui eseguire la procedura di clusterizzazione

CONSUMI ENERGETICI SITI Sile-Piave S.p.A. & S.I.S.P. S.r.l. - 2015						
Siti	Indirizzo	Località	Tipologia di sito	Società	Consumo [tep]	Fasce consumo
1	[...]	[...]	Imp. di potabilizzazione	Sile-Piave SpA	417,58	400-499 tep: 1 sito
2	[...]	[...]	Impianto di depurazione	S.I.S.P. Srl	377,96	
3	[...]	[...]	Impianto di depurazione	Sile-Piave SpA	374,28	300-399 tep: 1 sito
4	[...]	[...]	Pozzi e pompaggio	S.I.S.P. Srl	305,13	
5	[...]	[...]	Pozzi e pompaggio	S.I.S.P. Srl	196,02	100-199 tep: 1 sito
6	[...]	[...]	Impianto di depurazione	S.I.S.P. Srl	181,47	
7	[...]	[...]	Impianto di depurazione	S.I.S.P. Srl	141,44	
8	[...]	[...]	Pozzi e pompaggio	S.I.S.P. Srl	108,29	
9	[...]	[...]	Impianto di depurazione	Sile-Piave SpA	95,40	51-99 tep: 1 sito
10	[...]	[...]	Impianto di depurazione	S.I.S.P. Srl	95,33	
11	[...]	[...]	Pozzo	S.I.S.P. Srl	92,98	
12	[...]	[...]	Sorgente e pompaggio	S.I.S.P. Srl	92,41	
13	[...]	[...]	Pozzo	S.I.S.P. Srl	83,98	
14	[...]	[...]	Pozzo	S.I.S.P. Srl	80,40	
15	[...]	[...]	Impianto di depurazione	Sile-Piave SpA	78,32	
16	[...]	[...]	Impianto di depurazione	S.I.S.P. Srl	77,19	
17	[...]	[...]	Pozzo	S.I.S.P. Srl	64,31	
18	[...]	[...]	Flotta automezzi e attrezzi	S.I.S.P. Srl	60,88	
19	[...]	[...]	Impianto di depurazione	Sile-Piave SpA	60,81	
20	[...]	[...]	Pozzo	S.I.S.P. Srl	58,81	
21	[...]	[...]	Pozzo	S.I.S.P. Srl	53,17	
22	[...]	[...]	Pozzo	S.I.S.P. Srl	51,89	
23	[...]	[...]	Impianto di depurazione	Sile-Piave SpA	51,33	
24	[...]	[...]	Pozzo	S.I.S.P. Srl	49,86	1-50 tep: 1 sito
25	[...]	[...]	Imp. di potabilizzazione	Sile-Piave SpA	47,95	
26	[...]	[...]	Pozzo	S.I.S.P. Srl	44,77	
27	[...]	[...]	Impianto di depurazione	S.I.S.P. Srl	43,51	
28	[...]	[...]	Impianto di depurazione	S.I.S.P. Srl	42,54	
29	[...]	[...]	Serbatoio e pompaggio	S.I.S.P. Srl	41,27	
30	[...]	[...]	Impianto di depurazione	S.I.S.P. Srl	40,28	
31	[...]	[...]	Magaz. - Uffici	Sile-Piave SpA	39,55	
32	[...]	[...]	Serbatoio e pompaggio	S.I.S.P. Srl	31,38	
33	[...]	[...]	Serbatoio e pompaggio	S.I.S.P. Srl	31,36	

Sono state definite, come da normativa, 9 fasce di consumo con ampiezza di 100 tep. Il campione di siti prescelto, come riportato nella Figura 5-2, è costituito da una percentuale decrescente di ciascun gruppo per fascia di consumo a partire dal 50% per la fascia di consumi più alta fino ad arrivare al 10% per la fascia di consumi più bassa con una variazione del 5% (il numero totale di siti individuabili con il suddetto campionamento può essere massimo 100). Poiché non risultano totalmente escludibili i siti con consumo inferiore a 100 tep e non si raggiunge il numero di 100 siti campionati nelle fasce più alte, questi costituiranno due ulteriori fasce di campionamento (una da 1 a 50 tep, l'altra da 51 a 99 tep) la cui percentuale di campionamento sarà rispettivamente 1% e 3%.



*Figura 5-2: Fasce di consumo per campionamento dei siti
(Fonte: www.agenziaefficienzaenergetica.it)*

Nelle fasce in cui si ottiene un numero di siti su cui effettuare la diagnosi minore di uno, l'approssimazione è fatta all'intero successivo, ossia 1.

Si riportano a seguire i risultati dell'operazione di clusterizzazione dei siti (Tabella 5-4).

Tabella 5-4: Clusterizzazione dei siti

Fasce di consumo	n° siti per fascia	% siti per fascia da sottoporre a diagnosi	n° siti per fascia da sottoporre a diagnosi energetica	Approssimazione n° siti per fascia da sottoporre a diagnosi
1-50 tep	10	1%	0,1	1
51-99 tep	15	3%	0,45	1
100-199 tep	4	10%	0,4	1
200-299 tep	0	15%	0	0
300-399 tep	3	20%	0,6	1
400-499 tep	1	25%	0,25	1
500-599 tep	0	30%	0	0
600-699 tep	0	35%	0	0
700-799 tep	0	40%	0	0
800-899 tep	0	45%	0	0
900-999 tep	0	50%	0	0
> 1000 tep	0	100%	0	0

Individuato il numero di siti da sottoporre a diagnosi per ciascuna fascia, l'azienda ha la possibilità di scegliere un'altra ripartizione secondo la seguente regola. Dato 5 il numero totale di siti derivanti dall'applicazione della clusterizzazione e dall'applicazione delle percentuali previste per ciascuna fascia, può scegliere di non effettuare la diagnosi su m siti, con m minore di 5, appartenenti ad una o più fasce sostituendoli con altrettanti m siti appartenenti a fasce più alte e non già inclusi nei 5 già individuati.

Poiché questa tesi non rappresenta l'audit energetico ufficiale che la società Piave Servizi S.r.l. dovrà presentare entro il 22 dicembre 2017 e poiché fa riferimento ai consumi dell'anno 2015, i siti su cui eseguire la diagnosi sono stati scelti in comune accordo con la società senza rispettare in modo ferreo i risultati della clusterizzazione. È stato scelto inoltre di non considerare l'impianto di potabilizzazione di Sito 4, unico sito appartenente alla fascia di consumo 400-499 tep, in quanto è possibile che con i consumi del 2016, su cui sarà basata la diagnosi ufficiale da presentare all'ENEA, esso ricada nella fascia di consumo immediatamente inferiore.

I siti prescelti sono riportati in Tabella 5-5.

Tabella 5-5 Siti oggetto di diagnosi energetica

Tipologia sito	Indirizzo sito	Consumo [tep]	Fascia consumo [tep]
Sito 1 - Depuratore	[...]	377,96	300-399
Sito 2 - Pozzi e pompaggio	[...]	196,02	100-199
Sito 3 - Pozzi	[...]	95,40	51-99
Sito 4 - Depuratore	[...]	60,81	
Sito 5 - Pozzi	[...]	44,77	1-50
Sito 6 - Serbatoi e pompaggio	[...]	41,27	

5.3.2 Impianti fotovoltaici

Alla Società appartengono cinque impianti fotovoltaici collocati in diverse tipologie di siti:

- Impianto A (sito presso un impianto di depurazione);
- Impianto B (sito presso un impianto di depurazione);
- Impianto C (sito presso un impianto di captazione e/o sollevamento acquedotto);
- Impianto D (sito presso un impianto di captazione e/o sollevamento acquedotto);
- Impianto E (sito presso un magazzino).

Non essendo stato possibile accedere ai dati di ciascun impianto, è nota solamente l'energia elettrica prodotta complessivamente nell'anno 2015 (Tabella 5-6).

Tabella 5-6: Produzione impianti fotovoltaici 2015

Impianti fotovoltaici	Energia elettrica prodotta 2015 [kWh]
Impianto A	13.897
Impianto B	27.233
Impianto C	46.258
Impianto D	41.337
Impianto E	85.459
TOTALE [kWh] 2015	214.184

L'energia elettrica prodotta da suddetti impianti non è stata considerata nel calcolo dei consumi dei siti in cui sono collocati in quanto è totalmente immessa in rete al *Gestore dei Servizi Energetici – GSE S.p.A. (GSE)*, il quale, attraverso la procedura del **Ritiro Dedicato (RID)**, procede a remunerarla, corrispondendo al produttore un prezzo per ogni kWh ritirato.

È stato eseguito un confronto tra il guadagno ottenuto con questa procedura e il guadagno/risparmio nel caso in cui fosse stata attivata la procedura di **Scambio Sul Posto (SSP)**. Il *prezzo minimo garantito* a cui l'energia elettrica è stata remunerata nel 2015 è stato di 3,9 c€/kWh⁷⁶. Si ipotizza che il prezzo di remunerazione sia stato leggermente superiore, pari a circa 4,5 c€/kWh. Si è considerato un autoconsumo del 90% per i primi quattro siti e del 30% per l'ultimo sito, che viene valorizzato al costo medio d'acquisto dell'energia elettrica dalla rete nel 2015 (17 c€/kWh), mentre l'energia elettrica scambiata è valorizzata alla tariffa relativa allo SSP del 2015 (8 c€/kWh per gli impianti di potenza superiore a 20 kW_p e 14 c€/kWh per gli impianti di potenza inferiore a 20 kW_p). I calcoli sono riportati a seguire (Tabella 5-7).

Tabella 5-7: Confronto RID - SSP

2015							
Sito	Consumo EE	EE da PV	RID	SSP			
				Energia Elettrica autoconsumata		Energia Elettrica scambiata	
u.m.	[kWh]	[kWh]	[€]	[kWh]	[€]	[kWh]	[€]
Casier	510.174	13.897	625	12.507	2.126	1.390	195
Quarto	2.001.475	27.233	1.225	24.510	4.167	2.723	381
Bonisiolo	256.438	46.258	2.082	41.632	7.077	4.626	370
Sito 4	2.233.040	41.337	1.860	37.203	6.325	4.134	331
Roncade	190.968	85.459	3.846	25.638	4.358	59.821	4.786
TOT.	5.192.095	214.184	9.638	141.490	24.053	72.694	6.062

Si osserva che il Ritiro Dedicato ha comportato un guadagno complessivo di **9.638 €** mentre lo Scambio Sul Posto avrebbe comportato un risparmio di 24.053 € di energia elettrica assorbita dalla rete e un guadagno di 6.062 € dall'energia elettrica scambiata, per un totale di **30.115 €**. A fronte di tale confronto, si consiglia di eseguire il passaggio dalla procedura di Ritiro Dedicato a Scambio Sul Posto.

⁷⁶ Fonte: <http://www.gse.it/it/Ritiro%20e%20scambio/Ritiro%20dedicato/Pages/default.aspx>

5.4 Sito 1 - impianto di depurazione

5.4.1 Dati generali del depuratore

Il depuratore ubicato nel Comune [...] si trova in via [...] (Figura 5-3).

Progettato verso la metà degli anni settanta per una potenzialità di 12.000 A.E., in seguito è stato più volte ampliato fino a raggiungere, con l'ultimo stralcio, l'attuale potenzialità di **70.000 A.E.** La tecnologia utilizzata è quella a **Fanghi Attivi** con digestione aerobica. Le acque reflue trattate provengono da un sistema fognario a rete mista.



Figura 5-3: Vista aerea del depuratore del Sito 1 (Fonte: www.maps.google.it)

Nella Figura 5-4 è possibile osservare la planimetria del sito con indicate le diverse aree funzionali.

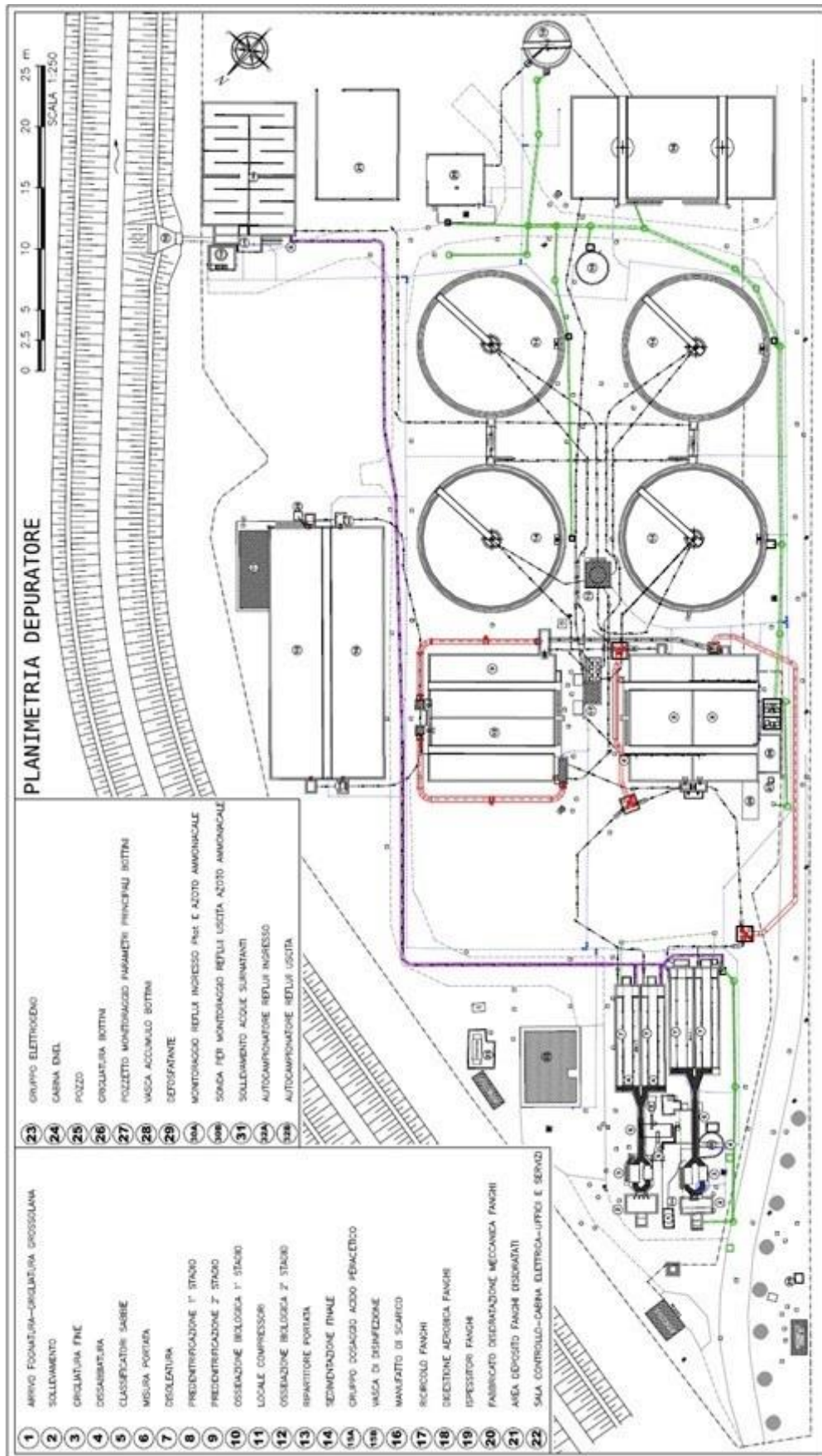


Figura 5-4: Planimetria del depuratore del Sito 1

5.4.2 Descrizione del processo di depurazione

La linea acque del depuratore è costituita da tre step: *trattamenti primari, trattamenti secondari e trattamenti terziari.*

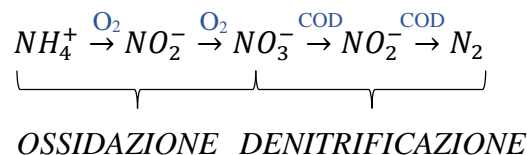
Trattamenti primari

Il refluo entrante nel sito raggiunge la stazione di sollevamento per caduta, previa grigliatura grossolana. La vasca di sollevamento è dotata di n. 3 elettropompe sommergibili per la linea di pretrattamento 1 e di n. 4 elettropompe sommergibili (di cui due di scorta) per la linea di pretrattamento 2. Il refluo sollevato viene inviato in entrambe le linee alla fase di grigliatura fine automatica ad arco con griglia grossolana di by-pass e compattatore grigliato (l'unità elettromeccanica è alloggiata all'interno di un canale che una volta fungeva da desabbiatore statico). I pretrattamenti delle due linee si concludono con la fase di dissabbiatura e disoleatura. Nella linea 1 si esegue una dissabbiatura a pista con estrazione delle sabbie tramite air-lift alimentato dai compressori a servizio della sezione di disoleatura. Nella linea 2 la dissabbiatura è effettuata all'interno del comparto di disoleatura, tramite pompe installate sul fondo, all'inizio della vasca. In entrambe le linee le sabbie estratte sono inviate al classificatore e, una volta separate dal liquame residuo, accumulate in un cassone scarrabile. Infine si esegue una disoleatura aerata in n. 2 vasche per linea con sistema di aerazione tramite diffusori tubolari posti nel fondo vasca alimentati da compressori; nella parte finale di ogni vasca sono installate n. 4 canalette, due delle quali sono adibite al collettamento dei reflui al trattamento biologico, una alla raccolta dei grassi che vengono accumulati in un pozzetto a bordo vasca e l'altra ad inviare la parte restante in bypass, previa disinfezione, nell'omonimo comparto insieme alle acque depurate.

Nel caso di sovrafflussi idraulici, l'unità operativa in questione e le vasche di ossidazione dei trattamenti secondari sono by-passabili mediante l'azionamento di n. 2 elettropompe di by-pass (una di scorta all'altra). Tali sovrafflussi vengono quindi intubati e recapitati a valle del labirinto di disinfezione. L'impianto, progettato per portate di circa 12.000-13.000 m³/giorno, non è in grado di gestire le portate che si hanno nei giorni di pioggia a causa dei sovrafflussi idraulici, che possono arrivare anche fino a circa 55.000 m³/giorno.

Trattamenti secondari

Il processo biologico è organizzato in linea unica secondo la logica di ossidazione totale, eseguendo i processi di denitrificazione⁷⁷ (anaerobico) e ossidazione o nitrificazione⁷⁸ (aerobico) in vasche separate, attraverso la tecnologia a Fanghi Attivi.



Il refluo, proveniente dalle due linee di pretrattamento, è immesso nelle vasche dove avviene il processo di denitrificazione. La miscelazione è garantita da n. 6 elettromiscelatori (n. 3 mixer da 5,15 kW e n. 3 mixer da 2,4 kW⁷⁹). In tale comparto vengono inviate anche le schiume derivanti dai sedimentatori finali, le acque surnatanti dei comparti di digestione aerobica, ispessimento e disidratazione fanghi, che vengono sollevate tramite un sistema di rilancio ubicato in prossimità della vasca di accumulo bottini⁸⁰, e i bottini stessi. Quest'ultimi, stoccati all'interno di una vasca di accumulo da 600 m³ e mantenuti in costante movimento da n. 2 agitatori da 3 kW, sono caricati in vasca mediante n. 1 elettropompa da 2 kW comandata da una sonda di livello. Il refluo, all'uscita delle vasche di denitro, passa alle vasche di ossidazione biologica (previa operazione di defosfatazione chimica per coprecipitazione). Il primo stadio dell'ossidazione avviene in n. 2 vasche con un sistema di aerazione a piattelli alimentato da n. 3 compressori da 45 kW (di cui uno di scorta) sotto

⁷⁷ Denitrificazione: processo di rimozione dei composti dell'azoto presenti in soluzione sotto forma di NO₃⁻ (e in parte di NO₂⁻) ad opera di batteri *eterotrofi* facoltativi che, se posti in condizioni di anossia (cioè in assenza di ossigeno disciolto), sono in grado di ossidare il substrato carbonioso organico, utilizzando l'ossigeno legato ai nitrati NO₃⁻ invece dell'ossigeno libero O₂, e liberando azoto gassoso come catabolita.
(Fonte: https://it.wikipedia.org/wiki/Denitrificazione_delle_acque_reflue)

⁷⁸ Nitrificazione: processo di ossidazione biologica dei composti inorganici dell'azoto allo stato ridotto, svolta da batteri *autotrofi*, in grado cioè di utilizzare per la sintesi cellulare di Carbonio inorganico (CO₂) e di trarre l'energia necessaria alla crescita e al metabolismo dall'ossidazione dell'ammoniaca e poi dei nitriti. Nel trattamento delle acque risultano di particolare interesse i batteri del genere *Nitrosomonas*, per l'ossidazione dell'ammoniaca NH₃ a nitriti NO₂⁻, e del genere *Nitrobacter* per l'ossidazione dei nitriti NO₂⁻ a nitrati NO₃⁻.
(Fonte: https://it.wikipedia.org/wiki/Nitrificazione_delle_acque_reflue)

⁷⁹ Non essendo disponibili i dati di targa della macchina, la potenza è stata calcolata utilizzando la seguente formula: $P = \sqrt{3}VI \cos\phi$ (V = 400 V; I = 4 A; $\cos\phi = 0,86$).

⁸⁰ Bottini: liquami provenienti da fosse biologiche e impianti industriali, trasportati e scaricati per mezzo di autobotti (fonte: <http://www.idrosid.it/Trattamentobottini11.htm>). L'impianto è autorizzato, secondo quanto previsto dall'art. 110, comma 3) del D.Lgs.152/2006 e s.m.i., al trattamento in conto terzi in regime di comunicazione dei rifiuti contrassegnati con i seguenti codici CER: 19.08.05 (fanghi liquidi provenienti da altri impianti di depurazione), 20.03.06 (rifiuti da pulizia delle fognature) e 20.03.04 (fanghi da fosse settiche). Il quantitativo massimo giornaliero di rifiuti che si può essere trattato è di 100 ton.

inverter. Nel secondo stadio dell'ossidazione, l'immissione di ossigeno in vasca è garantita da n. 2 aeratori di superficie da 15 kW. Il mixed liquor effluente viene inviato a n. 4 bacini di sedimentazione secondaria radiali (di cui uno di scorta) dotati di carroponte a trazione periferica.

Trattamenti terziari

Il refluo chiarificato viene scaricato a corpo idrico ricettore previo passaggio all'interno della vasca di contatto. In tale vasca si esegue la disinfezione finale tramite dosaggio di acido peracetico.

La linea fanghi dell'impianto è costituita da un pozzo fanghi all'interno del quale sono alloggiati rispettivamente n. 4 elettropompe sommergibili (di cui due di scorta) deputate sia alle operazioni di ricircolo in denitrificazione che, mediante stacco sulle tubazioni di rilancio, alla linea biologica di digestione fanghi con un sistema di aerazione tramite n. 2 aeratori di superficie da 3 kW. L'impianto è dotato ulteriormente di due ispessitori ed infine di una nastropressa dove viene realizzato il processo di disidratazione meccanica dei fanghi. Il fango disidratato è poi collocato, in attesa di essere smaltito, in letti di accumulo tramite nastrottrasportatore.

È presente inoltre n.1 gruppo elettrogeno IGEA modello AF/400 con motore AIFO IVECO tipo 8281 SRI 26, potenza 348/382 kW e alternatore Marelli Motori M7B315MA/4, potenza nominale 320 kW, in grado di garantire il funzionamento dell'impianto di depurazione in caso di mancanza di tensione, e un sistema di telecontrollo e teleallarme.

Il dettaglio completo delle potenze delle utenze considerate si trova nel modello elettrico disponibile in **Allegato 2**.

Si riporta a seguire lo schema di flusso del processo (Figura 5-5).

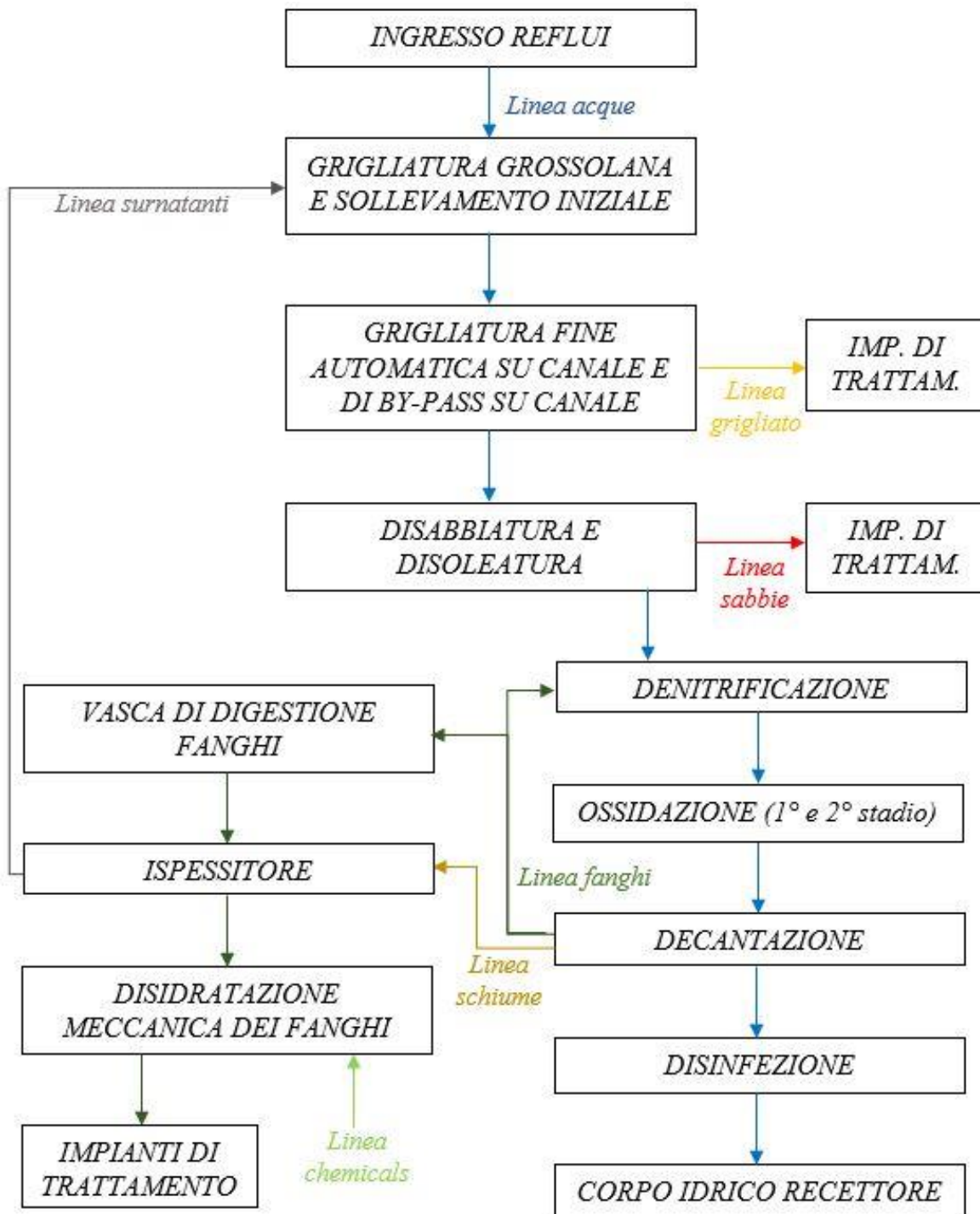


Figura 5-5: Schema di flusso del processo di depurazione - Sito 1

Considerando l'impianto come una sorta di *black box*, sono stati definiti i quantitativi delle sostanze in ingresso e uscita (Tabella 5-8). In ingresso si hanno acque reflue, bottini e rettivi chimici (defosfatante e polielettrolita); in uscita si hanno acque depurate (misura non disponibile), inoculo, fango di supero, liquido e palabile, sabbie liquide e palabili e grigliato.

Tabella 5-8: Sostanze in ingresso e uscita nel 2014, 2015, 2016 - Sito 1

MESE	Acque reflue in ingresso 2014 [m ³ /mese]	Acque reflue in ingresso 2015 [m ³ /mese]	Acque reflue in ingresso 2016 [m ³ /mese]
Gennaio	949.068,00	402.585,00	427.330,00
Febbraio	1.106.295,00	367.152,00	764.916,00
Marzo	671.481,00	487.926,00	570.682,00
Aprile	486.856,00	395.930,00	416.058,00
Maggio	503.120,00	410.411,00	657.073,00
Giugno	543.923,00	431.165,00	705.081,00
Luglio	794.067,00	449.862,00	482.444,00
Agosto	732.065,00	462.433,00	583.531,00
Settembre	494.002,00	447.212,00	534.545,00
Ottobre	404.848,00	538.318,00	556.433,00
Novembre	763.627,00	337.127,00	722.936,00
Dicembre	603.662,00	332.343,00	309.528,00
MEDIA	671.084,50	421.872,00	560.879,75
TOT.	8.053.014,00	5.062.464,00	6.730.557,00

ANNO	Bottini in ingresso	u.m.
TOT. 2014	21.310,31	[m ³ /anno]
TOT. 2015	16.050,38	[m ³ /anno]
TOT. 2016	10.561,81	[m ³ /anno]

Reattivi	Defosfatante	Polielettrolita
u.m.	[kg/anno]	[kg/anno]
TOT. 2014	20.600,00	8.000,00
TOT. 2015	10.500,00	12.500,00
TOT. 2016	n.d.	8.000,00

Anno	Inoculo	Fango liquido	Fanghi di supero	Fango palabile	Sabbie liquide	Sabbie palabili	Vaglio
u.m.	[kg/anno]	[m ³ /anno]	[m ³ /anno]	[kg/anno]	[kg/anno]	[kg/anno]	[kg/anno]
2014	9.545	0	63.975	2.546.380	90.110	32.600	124.850
2015	355	0	70.200	2.726.360	n.d.	29.320	80.960
2016	161	0	72.600	2.153.040	299.200	402.130	66.200

5.4.3 Consumi energetici

Il depuratore è alimentato da energia elettrica in media tensione tramite n. 1 POD con le caratteristiche riportate a seguire nella Tabella 5-9.

Tabella 5-9: Caratteristiche fornitura di energia elettrica - Sito 1

PUNTO DI FORNITURA ELETTRICA	
Codice POD	IT001E00060486
Potenza disponibile	438 kW
Tensione	MT (20.000 V)
Tipo di contratto	Mercato Libero
Opzione tariffaria	MTA2 (2014 - 2015) Forniture in MT (2016)

Essendo l'alimentazione del sito in media tensione, è presente n. 1 trasformatore MT-BT da 400 kVA.

I consumi di energia elettrica, i relativi costi e il picco di potenza registrati mensilmente nel triennio 2014 – 2016 sono riportati a seguire nella Tabella 5-10.

Tabella 5-10: Consumi, costi e picco di potenza nel 2014, 2015, 2016 - Sito 1

MESE	Energia attiva [kWh]	Tot. fattura IVA esclusa [€]	Costo totale [c€/kWh]	Picco potenza [kW]
Gennaio	165.987,00	26.345,88	15,87	n.d.
Febbraio	155.710,00	24.823,00	15,94	n.d.
Marzo	172.868,00	27.441,20	15,87	n.d.
Aprile	159.260,00	26.120,58	16,40	n.d.
Maggio	167.335,00	27.608,80	16,50	n.d.
Giugno	160.840,00	26.389,22	16,41	n.d.
Luglio	166.429,00	27.287,61	16,40	n.d.
Agosto	154.086,00	25.290,96	16,41	n.d.
Settembre	155.685,00	25.555,69	16,41	n.d.
Ottobre	172.366,00	28.321,10	16,43	n.d.
Novembre	175.278,00	28.641,50	16,34	n.d.
Dicembre	178.255,00	29.112,81	16,33	n.d.
TOT. 2014	1.984.099,00	322.938,35	16,28	

MESE	Energia attiva [kWh]	Tot. fattura IVA esclusa [€]	Costo totale [c€/kWh]	Picco potenza [kW]
Gennaio	180.675,00	n.d.	n.d.	n.d.
Febbraio	158.990,00	n.d.	n.d.	n.d.
Marzo	172.751,00	n.d.	n.d.	n.d.
Aprile	166.957,00	n.d.	n.d.	n.d.

Maggio	171.266,00	n.d.	n.d.	n.d.
Giugno	160.847,00	n.d.	n.d.	n.d.
Luglio	175.261,00	n.d.	n.d.	n.d.
Agosto	161.433,00	n.d.	n.d.	n.d.
Settembre	161.342,00	n.d.	n.d.	n.d.
Ottobre	170.579,00	n.d.	n.d.	n.d.
Novembre	163.983,00	n.d.	n.d.	n.d.
Dicembre	177.095,00	n.d.	n.d.	n.d.
TOT. 2015	2.021.179,00	303.854,45	15,03	

MESE	Energia attiva [kWh]	Tot. fattura IVA esclusa [€]	Costo totale [c€/kWh]	Picco potenza [kW]
Gennaio	188.126,00	n.d.	n.d.	n.d.
Febbraio	176.532,00	n.d.	n.d.	318
Marzo	174.261,00	n.d.	n.d.	274
Aprile	166.593,00	n.d.	n.d.	303
Maggio	177.926,00	n.d.	n.d.	300
Giugno	175.399,00	n.d.	n.d.	297
Luglio	171.130,00	n.d.	n.d.	286
Agosto	168.683,00	n.d.	n.d.	307
Settembre	153.707,00	n.d.	n.d.	299
Ottobre	141.146,00	n.d.	n.d.	261
Novembre	140.967,00	n.d.	n.d.	260
Dicembre	150.094,00	n.d.	n.d.	247
TOT. 2016	1.984.564,00	284.718,28	14,35	

Il consumo totale di energia elettrica (EE) registrato ogni anno è stato convertito in consumo di energia primaria (EP) ed emissioni di CO₂, come riportato in Tabella 5-11), utilizzando i seguenti fattori di conversione:

- 1 kWh = 0,187·10⁻³ tep⁸¹;
- 1 kWh = 0.435 ton CO₂⁸².

Tabella 5-11: Consumo di EE, EP e emissioni CO₂ nel 2014, 2015, 2016 - Sito 1

2014	Consumo di energia elettrica prelevata dalla rete	1.984.099	kWh/anno
	Consumo di energia primaria associata all'energia elettrica	371,03	tep/anno
	Emissioni di CO ₂ associate all'energia elettrica	863.083,07	ton/anno

⁸¹ Fonte: circolare MiSE del 18/12/2014, Bilancio Energetico Nazionale anno 2000, UNI EN 590.

⁸² Fonte: FIRE ed inventario nazionale UNFCCC 2014 pubblicato dal MiSE.

2015	Consumo di energia elettrica prelevata dalla rete	2.021.179	kWh/anno
	Consumo di energia primaria associata all'energia elettrica	377,96	tep/anno
	Emissioni di CO ₂ associate all'energia elettrica	879.212,87	ton/anno
2016	Consumo di energia elettrica prelevata dalla rete	1.693.503	kWh/anno
	Consumo di energia primaria associata all'energia elettrica	371,11	tep/anno
	Emissioni di CO ₂ associate all'energia elettrica	863.285,34	ton/anno

I consumi di energia elettrica mensili si sono mantenuti abbastanza lineari nell'arco degli ultimi tre anni, ad eccezione di un leggero calo negli ultimi mesi del 2016, come si osserva dalla Figura 5-6.

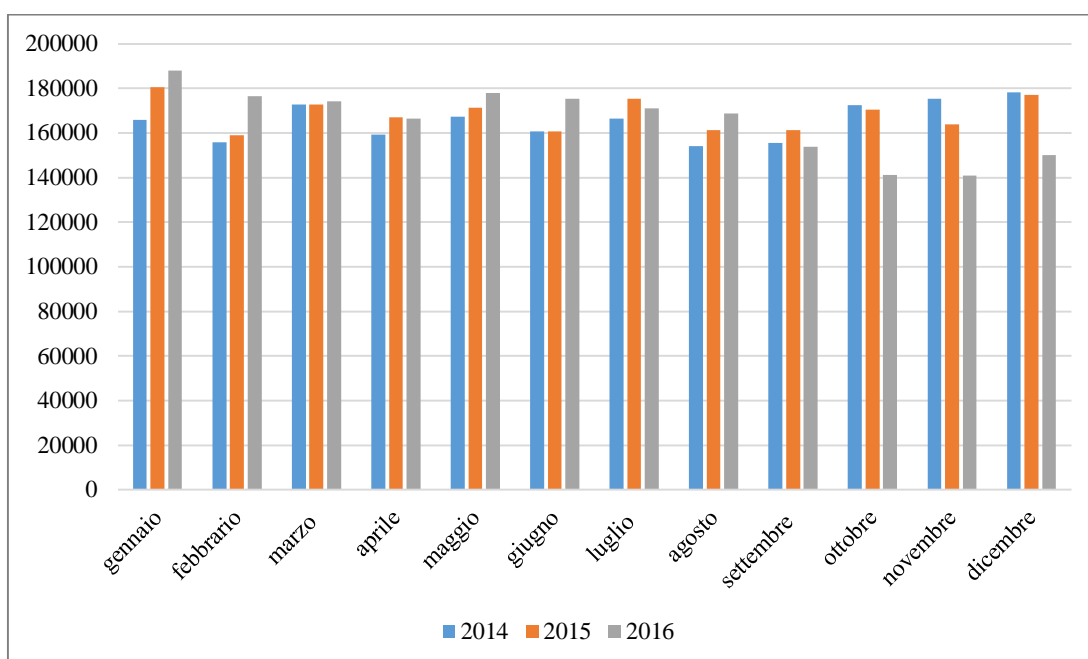


Figura 5-6: Istogramma consumi energia elettrica - Sito 1

Si è proceduto poi alla ripartizione del fabbisogno elettrico. Per quanto concerne l'anno solare 2015, il fabbisogno elettrico è stato il seguente (Tabella 5-12):

Tabella 5-12: Fabbisogno elettrico 2015 - Sito 1

ENERGIA ELETTRICA		CONSUMO	TEP ING.	Ipg						
		kWh	tep	tipo misura [continuo, spot o calcolo]	kWh / m3	Consumi monitorati/ calcolati	Altro	% copertura	Copertura del 95% dei consumi raggiunta	
LB	j=1	ENERGIA ELETTRICA	2.021.179	378	continuo	0,40	1.924.004	97.175	95%	

Come indicato nelle linee guida ENEA, la "Struttura Energetica Aziendale" prevede la suddivisione delle varie utenze in tre macro categorie.

Attività principali

Si considerano in questo gruppo tutte le attività che caratterizzano il processo depurativo.

Nel caso del depuratore del Sito 1, in questa categoria ricadono le macchine di seguito elencate (Tabella 5-13):

Tabella 5-13: Attività principali - Sito 1

ENERGIA ELETTRICA			CONSUMO	TEP ING.	lpg		Consumi monitorati/ calcolati	Altro	% copertura	Copertura del 95% dei consumi raggiunta
			kWh	tep	tipo misura [continuo, spot o calcolo]	kWh / m3				
LC	1.1	ATTIVITA' PRINCIPALI	CONSUMO	TEP ING.	lpg		D.s.		lps	
							valore	u.m.	tipo misura [continuo, spot o calcolo]	valore
	1.1.1	POMPA AUTOCLAVE (1+1 scorta)	42.705	8	calcolo	0,01				
	1.1.2	ELETTROPOMPA 1 (SOLL. L1)	36.179	7	calcolo	0,01				
	1.1.3	ELETTROPOMPA 2-3 (SOLL. L1)	110.376	21	calcolo	0,02				
	1.1.4	ELETTROP. 1-2 (SOLL. L2) (1+1 scorta)	134.904	25	calcolo	0,03				
	1.1.5	ELETTROP. 3-4 (SOLL. L2) (1+1 scorta)	23.100	4	calcolo	0,00				
	1.1.6	ELETTROP. BYPASS 4-5 (1+1 scorta)	40.845	8	calcolo	0,01				
	1.1.7	MOTORE PARATOIA BYPASS	393	0	calcolo	0,00				
	1.1.8	MOTORE GRIGLIA ROTANTE (L1)	2.625	0	calcolo	0,00				
	1.1.9	MOTORE GRIGLIA ROTANTE (L2)	578	0	calcolo	0,00				
	1.1.10	MOTORE GRIGLIA FINE (L1)	2.269	0	calcolo	0,00				
	1.1.11	MOT. NASTRO TRASPORTATORE (L1)	192	0	calcolo	0,00				
	1.1.12	MOTORE COMPATTATORE (L1)	192	0	calcolo	0,00				
	1.1.13	MOT. PARAT. BYPASS GRIGLIA (L2)	39	0	calcolo	0,00				
	1.1.14	MOTORE GRIGLIA FINE (L2)	3.679	1	calcolo	0,00				
	1.1.15	MOT. NASTRO TRASPORTATORE (L2)	95	0	calcolo	0,00				
	1.1.16	MOTORE COMPATTATORE (L2)	192	0	calcolo	0,00				
	1.1.17	MOTORE DISSABBIATORE	2.248	0	calcolo	0,00				
	1.1.18	MOT. CLASSIFICATORE SABBIE (L1)	511	0	calcolo	0,00				
	1.1.19	ELETTROPOMPA SABBIA	641	0	calcolo	0,00				
	1.1.20	COCLEA CLASSIFICATORE SABBIE	383	0	calcolo	0,00				
	1.1.21	MOT. CLASSIFICATORE SABBIE (L2)	1.533	0	calcolo	0,00				
	1.1.22	MOTORE CARROPONTE 1 - trazione	9.198	2	calcolo	0,00				
	1.1.23	MOT. CARROP. 1 - rasch. sup. (L1)	562	0	calcolo	0,00				
	1.1.24	MOT. CARROP. 1 - rasch. sup. (L2)	1.533	0	calcolo	0,00				
	1.1.25	POMPE 1-2-3 (2+1 scorta)	111.164	21	calcolo	0,02				
	1.1.26	ELETTROPOMPA TORBIDA 1-2	4.497	1	calcolo	0,00				
	1.1.27	MOTORE CARROPONTE 1	4.599	1	calcolo	0,00				
	1.1.28	MOT. CARROP. 2-3-4 (2+1 scorta)	3.088	1	calcolo	0,00				
	1.1.29	ELETTROPOMPA 1	53.962	10	calcolo	0,01				
	1.1.30	ELETTROPOMPA 2 (scorta)	0	0	calcolo	0,00				
	1.1.31	VALVOLA MOTORIZ. RICIRCOLO 1 e 2	174	0	calcolo	0,00				
	1.1.32	ELETTROPOMPA 3	53.962	10	calcolo	0,01				
	1.1.33	ELETTROPOMPA 4 (scorta)	0	0	calcolo	0,00				
	1.1.34	VALVOLA MOTORIZ. RICIRCOLO 3 e 4	8	0	calcolo	0,00				
	1.1.35	VALV. MOTORIZ. SUPERO - DIGEST.	8	0	calcolo	0,00				
	1.1.36	MOT. CARROPONTE ISPESS. VECCHIO	1.533	0	calcolo	0,00				
	1.1.37	MOT. CARROPONTE ISPESS. NUOVO	2.269	0	calcolo	0,00				
	1.1.38	ELETTROP. CARIC. FANGHI ISP. VECC.	1.022	0	calcolo	0,00				
	1.1.39	ELETTROP. CARIC. FANGHI ISP. NUO.	971	0	calcolo	0,00				
	1.1.40	VALV. MOT. INGRESSO ALLA GRIGLIA	184	0	calcolo	0,00				
	1.1.41	MOTORE AERATORE 1-2 (ox)	36.792	7	calcolo	0,01				
	1.1.42	MOTORE GRIGLIA FINE 1	1.533	0	calcolo	0,00				
	1.1.43	ELETTROP. CARIC. BOTTINI DENITRO	5.110	1	calcolo	0,00				
	1.1.44	MOTORE NASTROP. PRESSIONE TELI	3.066	1	calcolo	0,00				
	1.1.45	NASTROTRASPORTATORE 1-2	8.994	2	calcolo	0,00				
	1.1.46	COCLEA ORIZZONTALE	4.497	1	calcolo	0,00				
	1.1.47	COCLEA ELEVATRICE	6.132	1	calcolo	0,00				
	1.1.48	MONOPOMPA FANGHI 1-2	30.660	6	calcolo	0,01				
	1.1.49	ELETTROP. LAV. TELI 1-2 (1+1 scorta)	30.660	6	calcolo	0,01				
	1.1.50	MOT. MISCELATORI POLI+FANGO	4.497	1	calcolo	0,00				

Si precisa che i valori di consumo sono tutti stimati in funzione dei dati di targa raccolti in fase di sopralluogo, delle considerazioni condivise con i referenti aziendali, non essendo disponibili dati e misure specifiche di consumo elettrico.

Servizi ausiliari

In questo insieme di attività vanno inserite quelle a supporto delle attività principali, quindi tutte quelle che hanno una correlazione energeticamente diretta o indiretta con il processo (Ndr: “indiretta” nel senso che l’energia elettrica può essere trasformata in un vettore energetico diverso ad esempio aria compressa, ma la destinazione d’uso è strettamente correlata con le attività principali). Nello specifico sono state individuate le seguenti utenze (Tabella 5-14):

Tabella 5-14: Servizi ausiliari - Sito 1

			CONSUMO	TEP ING.	lpg					Copertura del 95% dei consumi raggiunta	
			kWh	tep	tipo misura [continuo, spot o calcolo]	kWh / m3	Consumi monitorati/ calcolati	Altro	% copertura		
			CONSUMO	TEP ING.	lpg		D.s.		lps		
LC	1.2	SERVIZI AUSILIARI	1.069.664	200	calcolo	0,21	valore	u.m.	tipo misura [continuo, spot o calcolo]	valore	u.m. [kWh/D.s.]
LD	1.2.1	MOTORE COMPRESS. PARATOIA	281	0	calcolo	0,00					
	1.2.2	COMPRESS. ARIA APERTURA PARATOIA	383	0	calcolo	0,00					
	1.2.3	COMPRESSORE 1 (L1) (disoleo)	91.980	17	calcolo	0,02					
	1.2.4	COMPRESSORE 2 (L1) scorta (disoleo)	0	0	calcolo	0,00					
	1.2.5	COMPR. 1-2 (1+1 scorta) (L2) (dis.)	44.150	8	calcolo	0,01					
	1.2.6	ELETTROMISCELATORE 1-2-3 (denitro)	94.739	18	calcolo	0,02					
	1.2.7	ELETTROMISCELATORE 4-5-6 (denitro)	94.739	18	calcolo	0,02					
	1.2.8	COMPRESSORE 1-2-3 (2+1 scorta) (ox)	508.518	95	calcolo	0,10					
	1.2.9	POMPA DI DOSAGGIO DEFOSFATANTE	258	0	calcolo	0,00					
	1.2.10	MOTORE AERATORE 1-2 DIG. FANGHI	170.820	32	calcolo	0,03					
	1.2.11	POMPA DOSATRICE MAGNETICA	448	0	calcolo	0,00					
	1.2.12	POMPA DI SENTINA	1.533	0	calcolo	0,00					
	1.2.13	MOTORE AGITATORE 1-2	36.792	7	calcolo	0,01					
	1.2.14	COMPRESS. ARIA DISIDRAT. FANGHI	20.440	4	calcolo	0,00					
	1.2.15	POMPA ELETTROLITA 1-2 (1+1 scorta)	4.497	1	calcolo	0,00					
	1.2.16	POMPA DOSAGGIO POLIELETTROLITA	86	0	calcolo	0,00					

Si precisa che i valori di consumo sono tutti stimati in funzione dei dati di targa raccolti in fase di sopralluogo, delle considerazioni condivise con i referenti aziendali, non essendo disponibili dati e misure specifiche di consumo elettrico.

Servizi generali

Rientrano in questa categoria tutte le attività svolte nel sito ma che non hanno una stretta correlazione con le attività principali. Nello specifico sono state individuate le seguenti utenze (Tabella 5-15):

Tabella 5-15: Servizi generali - Sito 1

ENERGIA ELETTRICA			CONSUMO	TEP ING.	Ipg		Consumi monitorati/ calcolati	Altro	% copertura	Copertura del 95% dei consumi raggiunta	
			kWh	tep	tipo misura [continuo, spot o calcolo]	kWh / m3					
			CONSUMO	TEP ING.	Ipg		D.s.		Ips		
LC	1.3	SERVIZI GENERALI	69.986	13	calcolo	0,01	valore	u.m.	tipo misura [continuo, spot o calcolo]	valore	u.m. [kWh/D.s.]
	1.3.1	AUTOCAMPIONATORE AUTOMATICO	8.278	2	calcolo	0,00					
	1.3.2	CENTRALINA SONDE	460	0	calcolo	0,00					
	1.3.3	PARANCO SOLLEVAMENTO	332	0	calcolo	0,00					
	1.3.4	MOT. MISURA PORTATA ULTRASUONI	920	0	calcolo	0,00					
	1.3.5	CENTRALINA RILEVAZIONE DATI	460	0	calcolo	0,00					
	1.3.6	QUADRETTO CENTRALINA A SONDE	460	0	calcolo	0,00					
	1.3.7	MISURA DI PORTATA MAGNETICO	491	0	calcolo	0,00					
	1.3.8	PARANCO RICIRCOLO	256	0	calcolo	0,00					
	1.3.9	TRASM. ULTRASUONI LIV. SERBATOI	460	0	calcolo	0,00					
	1.3.10	QUADRO DOSAG. ACIDO PARACET.	3.066	1	calcolo	0,00					
LD	1.3.11	MISURA DI PORTATA MAGNETICO	491	0	calcolo	0,00					
	1.3.12	CENTRALINA RILEVAZIONE DATI	491	0	calcolo	0,00					
	1.3.13	QUADRETTO CENTRALINA	3.066	1	calcolo	0,00					
	1.3.14	AUTOCAMPIONATORE AUTOMATICO	8.278	2	calcolo	0,00					
	1.3.15	GRIGLIA FINE 1	6.745	1	calcolo	0,00					
	1.3.16	QUADRO COMANDO GRIGLIA FINE 1	9.198	2	calcolo	0,00					
	1.3.17	CENTRALINA SONDE	4.599	1	calcolo	0,00					
	1.3.18	QUADRO CENTRALINA AUTOMIX	3.955	1	calcolo	0,00					
	1.3.19	CENTRALINA RILEVAXIONE DATI TLC	460	0	calcolo	0,00					
	1.3.20	REGISTRATORE DATI TELECONTROLLO	460	0	calcolo	0,00					
	1.3.21	TRASFORMATORE MT-BT (400 kVA)	17.060	3	calcolo	0,00					

Si precisa che i valori di consumo sono tutti stimati in funzione dei dati di targa raccolti in fase di sopralluogo, delle considerazioni condivise con i referenti aziendali, non essendo disponibili dati e misure specifiche di consumo elettrico.

Il dettaglio completo delle utenze considerate si trova nell'inventario elettrico disponibile in **Allegato 2**.

A titolo puramente indicativo la “Struttura Energetica Aziendale”, specifica per i consumi elettrici stimati in precedenza, risulta avere la suddivisione percentuale rappresentata nel seguente diagramma a torta (Figura 5-7):

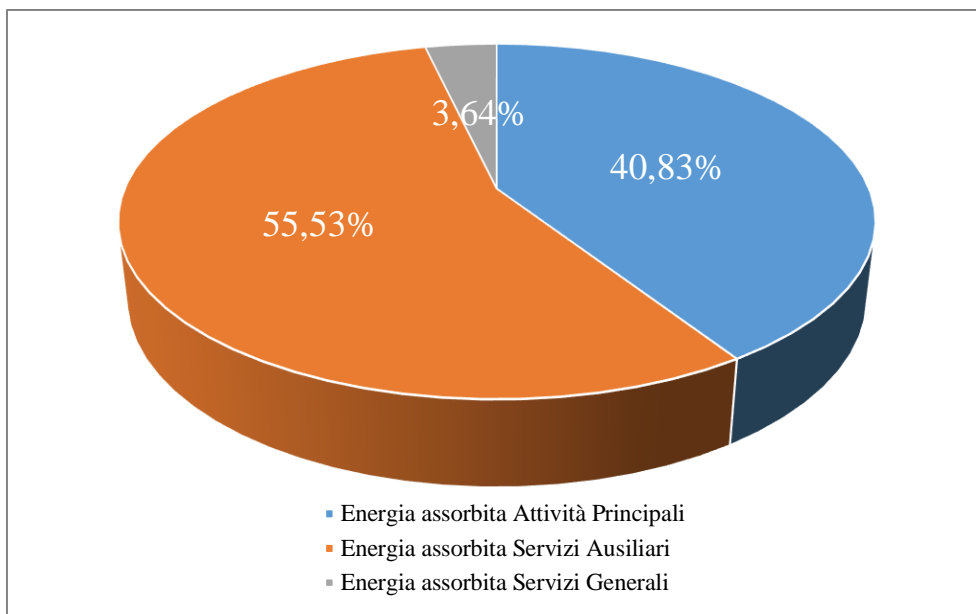


Figura 5-7: Ripartizione consumi energia elettrica - Sito 1

5.4.4 Indicatori energetici

Sono state indagate le seguenti fonti allo scopo di ricavare indicatori di riferimento per i consumi energetici della depurazione delle acque reflue eseguita nel Sito 1:

- <http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/>

Tra i documenti di riferimento (BREF) sulle migliori tecniche disponibili (BAT – *Best Available Techniques*), pubblicati nel giugno 2016, risulta indagato il settore dei sistemi comuni di trattamento/gestione delle acque reflue/degli scarichi gassosi nel settore chimico ma non quello di trattamento delle acque reflue urbane.

- *“Il consumo di energia elettrica negli impianti di depurazione: opportunità di risparmio”* (fonte: Atti di Convegno "IL CONSUMO DI ENERGIA ELETTRICA NEGLI IMPIANTI DI DEPURAZIONE: OPPORTUNITÀ DI RISPARMIO", a cura di Gruppo di Lavoro Gestione Impianti di Depurazione, con sede presso la Facoltà di Ingegneria dell'Università di Brescia e CTS Ecomondo; 8 novembre 2012, Rimini; Fiera Ecomondo). Nel presente documento si riportano alcuni valori indicativi sulle prestazioni delle diverse tipologie di impianti di trattamento delle acque reflue urbane. I consumi di energia elettrica variano nell'intervallo 0,40-0,70 kWh/m³, a seconda del tipo di impianto e della dimensione e delle tecnologie implementate. Negli impianti a fanghi attivi convenzionali muniti di digestione aerobica, il consumo elettrico è di circa 40-70 kWh/A.E. anno.

- *“Management optimisation and technologies application: a right approach to balance energy saving needs and process goals”* a cura di P. Ragazzo, L. Faletti, N. Chiucchini e G. Serra (*“Water Practice e Technology”* Vol. 8 No. 2, IWA Publishing 2013). Il presente documento fornisce dei valori indicativi dei consumi per le diverse tecnologie di depurazione. Nel caso di impianti a fanghi attivi convenzionali muniti di digestione aerobica, si ha un valore di circa 55-80 kWh/A.E. anno.

Avendo a disposizione i dati aggregati del quantitativo di reflue e dei consumi elettrici per gli anni 2014, 2015, 2016 è stato interessante porre a confronto gli indicatori energetici generali (Ipg) per valutarne l’andamento nel tempo. Dai dati forniti, per i tre anni considerati, abbiamo il seguente dettaglio dei consumi di energia elettrica, del quantitativo di refluo in ingresso, di carico idraulico e organico e del quantitativo di COD abbattuti (Tabella 5-16).

Tabella 5-16: Dati di dettaglio del Sito 1

ANNO	CONSUMO ENERGIA ELETTRICA [kWh]	ACQUE REFLUE IN INGRESSO [m ³] ⁸³	A.E. targa (carico idraulico)	A.E. BOD ₅ (carico organico)	COD abbattuti [kg]
2014	1.984.099	8.053.014	70.000	19.433	189.512
2015	2.021.179	5.062.464	70.000	21.894	220.518
2016	1.984.564	6.730.577	70.000	23.923	290.392

Volendo analizzare l’andamento degli indici di prestazione generali (Ipg) per gli anni 2014, 2015, 2016 sono stati ottenuti dai calcoli i seguenti valori (Tabella 5-17):

Tabella 5-17: Ipg Sito 1

ANNO	EE [kWh]	Ipge [kWh/m ³]	Ipge [kWh/A.E.targa]	Ipge [kWh/A.E.BOD ₅]	Ipge [kWh/kgCOD]
2014	1.984.099	0,25	28,34	102,10	10,47
2015	2.021.179	0,40	28,87	92,32	9,17
2016	1.984.564	0,39	24,19	82,96	5,83

Graficamente (Figura 5-8):

⁸³ Nel calcolo dell’Indice di prestazione [kWh/m³] sono stati considerati unicamente i [m³] di acque reflue in ingresso all’impianto e non la somma di quest’ultimi e in quanto il quantitativo di bottini trattati nell’impianto pesa per solamente per lo 0,3% e quindi è stato ritenuto trascurabile.



Figura 5-8: Istogrammi Ipg Sito 1

Osservando come sono variati i vari Indici di prestazione generali del 2015 rispetto al 2014 e al 2016 si osserva che:

- Ipg **[kWh/m³]** è rispettivamente maggiore del 38% e del 26% (il valore così elevato dell'indice nel 2015 è probabilmente legato al fatto che in quest'anno i trattamenti depurativi sono stati più spinti rispetto agli altri due anni in quanto si aveva un carico organico maggiore a fronte di una portata di acque reflue in ingresso all'impianto molto minore);
- Ipg **[kWh/A.E.targa]** è maggiore del 2% rispetto ad entrambi gli altri anni (essendo il consumo di energia elettrica abbastanza lineare nell'arco dei tre anni, questo indice non ha subito significative variazioni);
- Ipg **[kWh/A.E.BOD₅]** è rispettivamente minore dell'11% e maggiore del 10% (nonostante negli anni si sia verificato un incremento del carico organico delle acque

reflue da trattare, i consumi di energia elettrica sono aumentati in modo contenuto determinando così una progressiva riduzione di tale indice);

- I_{pe} [kWh/kg_{COD}] è rispettivamente minore del 14% e maggiore del 25% (nonostante il progressivo aumento della quantità di COD abbattuto, i consumi di energia elettrica non sono aumentati proporzionalmente ottenendo così una progressiva riduzione di tale indice).

In particolare, con i dati mensili del 2015 dei consumi di energia elettrica e del quantitativo di acque reflue in ingresso si è ricavato quanto segue (Tabella 5-18).

Tabella 5-18: I_{pe} mesi 2015 di Sito 1

MESE	Energia attiva [kWh]	Acque reflue in ingresso [m³]	I_{pe} [kWh/m³]
Gennaio	180.675,00	402.585,00	0,45
Febbraio	158.990,00	367.152,00	0,43
Marzo	172.751,00	487.926,00	0,35
Aprile	166.957,00	395.930,00	0,42
Maggio	171.266,00	410.411,00	0,42
Giugno	160.847,00	431.165,00	0,37
Luglio	175.261,00	449.862,00	0,39
Agosto	161.433,00	462.433,00	0,35
Settembre	161.342,00	447.212,00	0,36
Ottobre	170.579,00	538.318,00	0,32
Novembre	163.983,00	337.127,00	0,49
Dicembre	177.095,00	332.343,00	0,53
TOT. 2015	2.021.179,00	5.062.464,00	0,40

Graficamente (Figura 5-9):

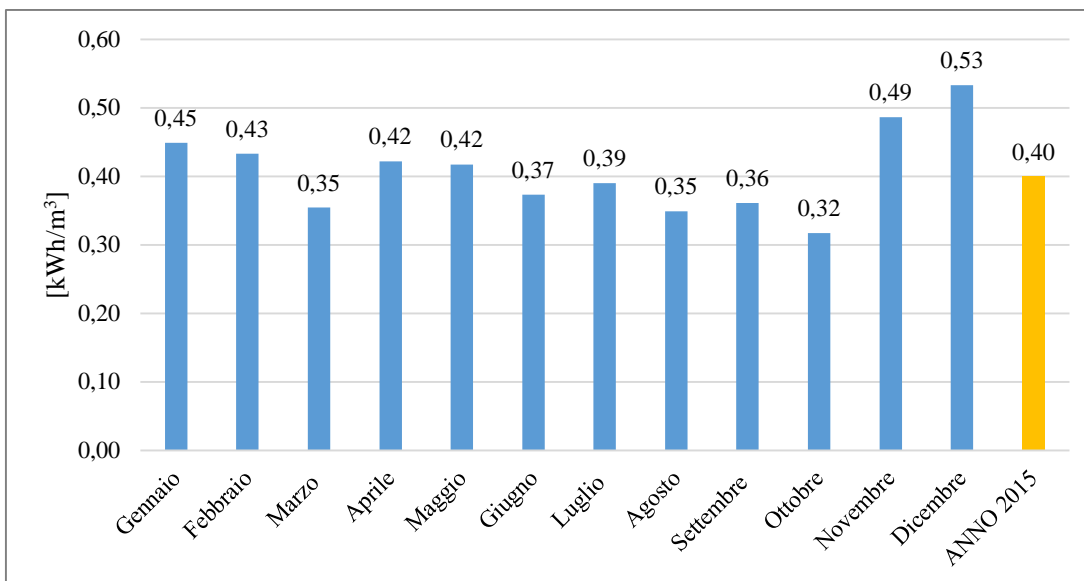


Figura 5-9: Istogramma Ipg mesi 2015 Sito 1

Si registrano delle variazioni dell'indice di prestazione significative nell'arco dell'anno, che possono arrivare al 68% tra i valori limite (ottobre vs dicembre). Ciò mette in evidenza come il fatto di avere in ingresso all'impianto un refluo con carico organico più o meno diluito, incida in modo significativo sul consumo di energia elettrica a causa della necessità di eseguire dei trattamenti depurativi più o meno spinti.

5.4.5 Possibili interventi

Installazione impianto di cogenerazione

Nel corso dell'anno solare 2015 sono state prodotte dall'impianto 2.726,36 tonnellate di fanghi palabili. Attualmente tali fanghi sono sottoposti ad un processo di disidratazione meccanica tramite una nastropressa e poi sono smaltiti ad un costo di circa 85 €/ton, comportando una spesa di poco inferiore a 231.741 €/anno. I fanghi, all'uscita della nastropressa, presentano un contenuto di sostanza secca intorno al 20%. Si è ipotizzato di realizzare in loco un processo di essiccazione dei fanghi, riducendone il peso approssimativamente del 50%, utilizzando acqua alla temperatura di 80/90°C prodotta da un cogeneratore a gas naturale. Il calcolo della taglia del cogeneratore è stato fatto nel seguente modo:

Fango palabile = 2.726,36 ton/anno = 2.726.360 kg/anno

Calore latente di vaporizzazione dell'acqua = 0,631 kWh/kg

Riduzione del 50% del peso → Acqua evaporata = 1.363.180 kg/anno

Energia richiesta = $(1.363.180 \cdot 0,631) = 860.167$ kWh/anno

Ore di funzionamento = 5.000 h

Potenza termica richiesta = $(860.167/5.000) = 172$ kW

Da catalogo⁸⁴ si è scelto quindi di adottare un cogeneratore da 106 kW_e e 169 kW_t. Considerando che l'energia elettrica prodotta sarebbe totalmente autoconsumata, traducendo in risparmio la riduzione del quantitativo di fango che deve essere smaltito e calcolando l'investimento considerando un costo medio di 1.250 €/kW_e, l'analisi economica è la seguente (Tabella 5-19):

Tabella 5-19: Analisi economica cogeneratore - Sito 1

COGENERATORE 106 kW_e - 169 kW_t		
Dati di partenza		
Costo combustibile gas naturale	0,4836	€/m ³
Costo energia elettrica	0,1503	€/kWh _e
PCI combustibile	9,59	kWh/Sm ³
Costo smaltimento fanghi	85	€/ton
Calore latente di vaporizzazione	631,1	kWh/ton
Aliquota componenti A + MCT	0,00273	€/kWh
Totale Accise gas metano	0,018747	€/m ³
Accisa agevolata gas metano	0,0004493	€/m ³
Fattore di defiscalizzazione metano	0,22	-
Accisa di produzione elettrica	0,0125	€/kWh _e
Dati cogeneratore		
Potenza elettrica	106	kW _e
Potenza termica	169	kW _t
Consumo combustibile	32,60	Sm ³ /h
Ore di funzionamento annue	5.000	h
Costo manutenzione Full Service + All Risk	2,7	€/h
Ricavi		
Energia elettrica non prelevata dalla rete	79.674	€
Energia termica risparmiata	115.850	€
Defiscalizzazione gas naturale	2.134	€
Certificati bianchi (100% autoconsumo)	8.183	€
RISPARMIO ENERGETICO PREVISTO	205.841	€

⁸⁴ Fonte: <http://www.enerblu-cogeneration.com/>

Costi		
Combustibile utilizzato in cogenerazione	78.828	€
Manutenzione Full Service + All Risk	13.500	€
Accise per autoproduzione elettrica	6.625	€
Accisa su autoconsumo oneri gen. di sistema	1.013	€
COSTO TOTALE DI GESTIONE	99.966	€
Investimento		
Costo cogeneratore	125000	€
Messa in servizio	2.850	€
Pratiche autorizzative e progettazione	5.000	€
Allacciamenti idraulici ed elettrici	35.000	€
Trasporto	2.000	€
INVESTIMENTO INIZIALE	169.850	€
Analisi economica		
Tempo di Ritorno Semplice - TRS	1,68	anni
Tasso di attualizzazione - i	4	%
Vita utile - U	10	anni
Flusso di cassa annuo - FC	105.875	€
Valore Attuale Netto - VAN	771.433,85	€
Tasso Interno di Rendimento - TIR	64,69	%
Indice di Profitto - IP	4,54	-
Resa impianto a 10 anni	1.039.960	€
Risparmio energetico previsto	715,46	MWh/anno
Certificati Bianchi - CB	86,14	CB/anno

(La sostituzione del motore del cogeneratore è necessaria dopo circa 60.000 h di funzionamento)

Si riportano a seguire (Tabella 5-20 e Figura 5-10) i flussi di cassa netto e progressivo. Il flusso di cassa netto è dato dalla differenza tra il ricavo totale netto annuo e il costo totale annuo. Il flusso di cassa progressivo è dato dalla somma del flusso di cassa netto dell'anno in essere e degli anni precedenti.

Tabella 5-20: Flusso netto e progressivo cogeneratore - Sito 1

Anno	Ricavi totali netti	Totale costi	Flusso netto	Flusso progressivo
	€	€	€	€
0	-	169.850,00	-169.850,00	-169.850,00
1	205.840,17	99.965,70	105.874,47	-63.975,53
2	211.705,87	102.735,53	108.970,33	44.994,80
3	217.747,54	105.588,47	112.159,07	157.153,87
4	223.970,45	108.526,99	115.443,47	272.597,34

5	230.380,06	111.553,66	118.826,40	391.423,74
6	236.981,96	114.671,13	122.310,82	513.734,56
7	243.781,91	117.882,13	125.899,77	639.634,33
8	250.785,86	121.189,46	129.596,40	769.230,73
9	257.999,93	124.596,01	133.403,91	902.634,64
10	265.430,42	128.104,76	137.325,66	1.039.960,31

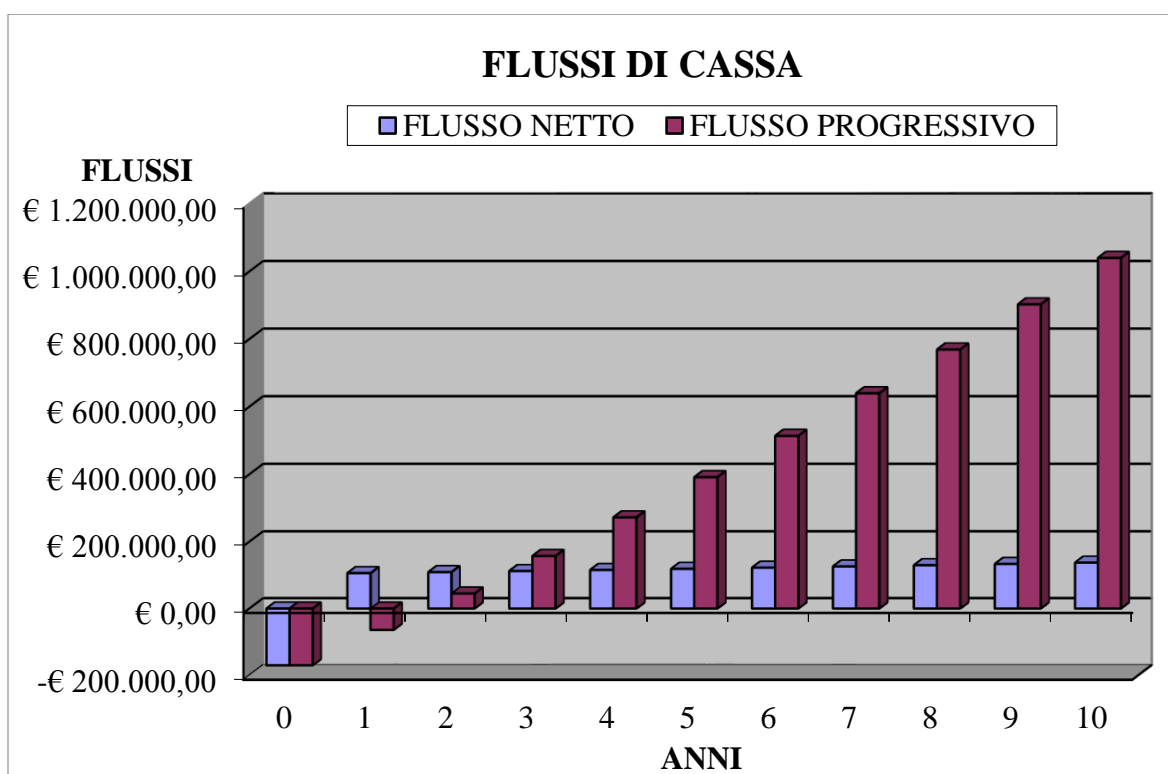


Figura 5-10: Istogramma flussi di cassa cogeneratore - Sito 1

L'analisi economica dell'intervento proposto mette in evidenza la sua convenienza. Tale convenienza è determinata in particolare dall'elevato risparmio monetario derivante dalla riduzione del quantitativo di fango da smaltire. Il costo di smaltimento considerato inserito nel business-plan è previsto in aumento, a causa della chiusura di alcuni impianti di trattamento fanghi, e ciò non farà altro che accrescere la convenienza del cogeneratore.

Installazione impianto fotovoltaico

Visti i profili di carico elettrico dell'anno 2016 riportati nell'**Allegato 1**, ha senso valutare la possibilità di autoprodurre energia elettrica da utilizzare in autoconsumo. Considerando

gli spazi a disposizione⁸⁵ (Figura 5-11) e la necessità di orientare i pannelli di 50° verso est, è stato ritenuto possibile installare un impianto di 120 kW_p.



Figura 5-11: Area impianto fotovoltaico - Sito 1 (Fonte: www.maps.google.it)

Consultando il software *PVgis* per stimare la produzione dell'impianto e definire i valori ottimali dell'angolo di tilt e azimuth, si è ottenuto quanto segue:

- Energia elettrica annua prodotta = 129.000 kWh
- Tilt ottimale $\beta_{\text{ottimale}} = 32^\circ$
- Azimuth $\gamma = -50^\circ$

Un'inclinazione pari a 32° implicherebbe una distanza minima tra i pannelli, per evitare fenomeni di ombreggiamento reciproco tra file parallele, di 3,5 m. Essendo però lo spazio per l'installazione dell'impianto ridotto, si consiglia un'inclinazione dei pannelli pari a 18° in quanto comporta una distanza minima tra file parallele di 2,91 m, a fronte di una riduzione dell'energia elettrica prodotta del solo 1,6%. Il confronto tra le due situazioni è riportato in Tabella 5-21.

⁸⁵ L'area individuata è all'interno del centro di raccolta rifiuti situato a lato del depuratore. Quest'area è di proprietà comunale, nonostante una complicata suddivisione catastale. Nel caso in cui si riescano a risolvere le problematiche attuali, potrebbe essere adibita all'installazione di un impianto fotovoltaico.

Tabella 5-21: Stima e confronto produzione PV - Sito 1

Fixed system: inclination=32 deg.,(optimum) orientation=-50 deg.					Fixed system: inclination=18 deg., orientation=-50 deg.				
Month	Ed	Em	Hd	Hm	Month	Ed	Em	Hd	Hm
Jan	174.00	5400	1.91	59.3	Jan	154.00	4760	1.70	52.8
Feb	280.00	7850	3.10	86.9	Feb	256.00	7180	2.84	79.6
Mar	375.00	11600	4.32	134	Mar	361.00	11200	4.14	128
Apr	421.00	12600	4.97	149	Apr	421.00	12600	4.94	148
May	481.00	14900	5.81	180	May	492.00	15300	5.93	184
Jun	501.00	15000	6.17	185	Jun	518.00	15500	6.38	191
Jul	533.00	16500	6.60	205	Jul	547.00	17000	6.77	210
Aug	475.00	14700	5.88	182	Aug	478.00	14800	5.89	183
Sep	392.00	11800	4.73	142	Sep	382.00	11500	4.58	137
Oct	273.00	8450	3.17	98.1	Oct	257.00	7970	2.98	92.4
Nov	183.00	5480	2.07	62.0	Nov	164.00	4930	1.87	56.1
Dec	159.00	4930	1.75	54.4	Dec	137.00	4250	1.53	47.5
Year	354.00	10800	4.21	128	Year	348.00	10600	4.14	126
Total for year		129000		1540	Total for year		127000		1510

86

Allo stato attuale della normativa specifica e dei costi di installazione di questi impianti, assumendo un tasso di attualizzazione del 4% e una vita utile dell'impianto di almeno 20 anni, si è ottenuto quanto segue (Tabella 5-22):

Tabella 5-22: Analisi economica impianto fotovoltaico - Sito 1

FOTOVOLTAICO - 120 kWp		
Dati generali		
Potenza totale installata	120,00	kWp
Costo di installazione	1.300	€/kWp
INVESTIMENTO INIZIALE	156.000	€
Ricavi		
Produzione media	1.060	kWh/kWp
Produzione annua	127.200	kWh
Autoconsumo (95%)	120.840	kWh
SSP (5%)	6.360	kWh
Tariffa per SSP	0,10	€/kWh
Ricavo da energia autoconsumata o ceduta	0,1503	€/kWh
Incremento prezzi	2,5	% anno
Decadimento produzione	0,3	% anno
RISPARMIO ENERGETICO PREVISTO	18.798	€

⁸⁶ Ed: valore medio giornaliero dell'energia elettrica prodotta [kWh]; Em: valore medio mensile dell'energia elettrica prodotta [kWh]; Hd: valore medio dell'irradiazione globale per metro quadro [kWh/m²]; Hm: valore medio mensile dell'irradiazione globale per metro quadro [kWh/m²].

Costi		
Manutenzione ordinaria (1%)	1.560	€
Anno sostituzione inverter	10	-
Valore inverter sul totale (12%)	18.720	€
Assicurazione (0,6%)	936	€
Altri costi di gestione in percentuale (0,2%)	312	€
Altri costi fissi in valore (diritto di superficie)	3.420	€
COSTI TOTALI	6.228	€
Analisi economica		
Tempo di Ritorno Semplice - TRS	8,3	anni
Tasso di attualizzazione - i	4	%
Vita utile - U (anni di valutazione investimento)	20	anni
Flusso di cassa annuo - FC	18.798	€
Valore Attuale Netto - VAN	103.103	€
Tasso Interno di Rendimento - TIR	10,63%	%
Indice di Profitto - IP	0,66	-
Resa impianto a 20 anni	235.434	€

Si riportano a seguire (Tabella 5-23 e Figura 5-12) i flussi di cassa netto e progressivo.

Tabella 5-23: Flusso netto e progressivo impianto fotovoltaico - Sito 1

Anno	Ricavi totali netti	Totale costi	Flusso netto	Flusso progressivo
	€	€	€	€
0	-	156.000,00	-156.000,00	-156.000,00
1	18.798,25	6.228,00	17.860,52	-138.139,48
2	19.194,55	6.228,00	18.256,82	-119.882,65
3	19.599,59	6.228,00	18.661,86	-101.220,79
4	20.013,55	6.228,00	19.075,82	-82.144,97
5	20.436,64	6.228,00	19.498,91	-62.646,06
6	20.869,05	6.228,00	19.931,32	-42.714,74
7	21.310,99	6.228,00	20.373,26	-22.341,48
8	21.762,66	6.228,00	20.824,93	-1.516,55
9	22.224,28	6.228,00	21.286,56	19.770,01
10	22.696,08	24.948,00	8.916,43	28.686,43
11	23.178,26	6.228,00	22.240,53	50.926,96
12	23.671,06	6.228,00	18.814,61	69.741,57
13	24.174,71	6.228,00	18.828,42	88.570,00
14	24.689,45	6.228,00	19.343,16	107.913,16
15	25.215,52	6.228,00	19.869,23	127.782,39
16	25.753,17	6.228,00	20.406,88	148.189,27

17	26.302,66	6.228,00	20.956,37	169.145,64
18	26.864,23	6.228,00	21.517,94	190.663,58
19	27.438,17	6.228,00	22.091,88	212.755,46
20	28.024,73	6.228,00	22.678,44	235.433,91

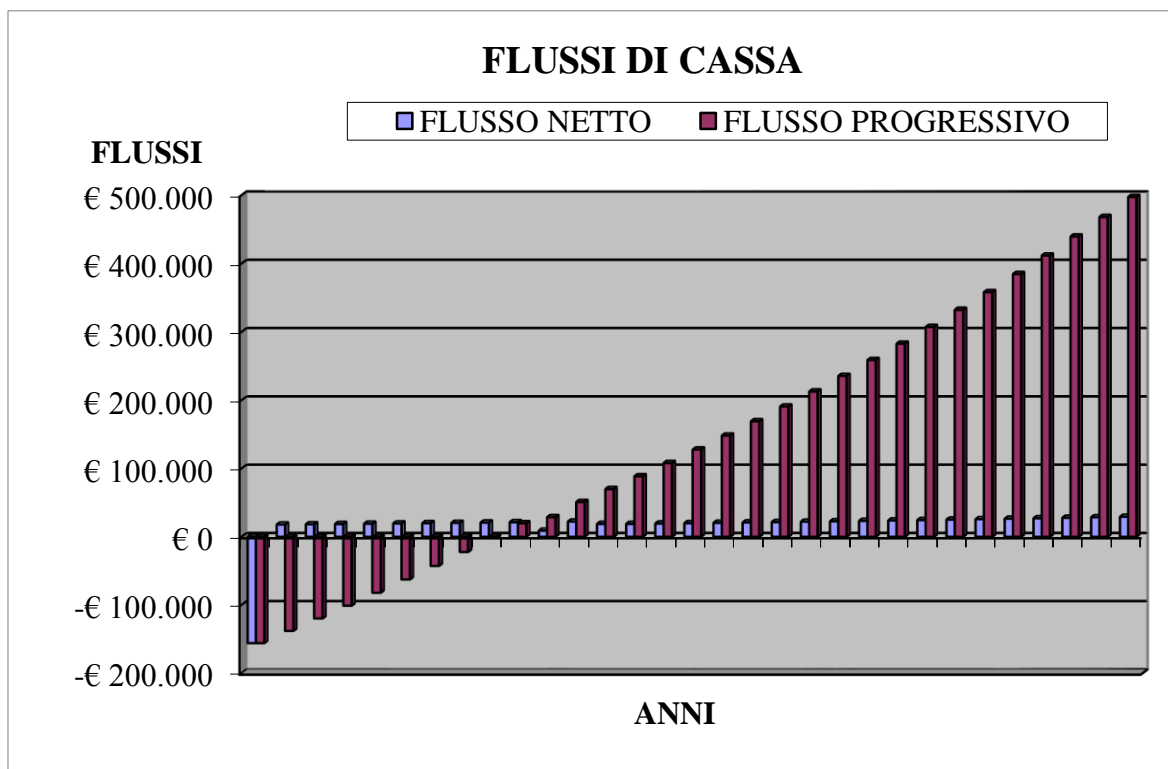


Figura 5-12: Istogramma flussi di cassa impianto fotovoltaico - Sito 1

L'analisi economica dell'intervento proposto evidenzia la convenienza dello stesso in quanto ci si trova in una situazione in cui, eseguito un opportuno dimensionamento dell'impianto, si avrebbe autoconsumo prossimo al 100% dell'energia elettrica prodotta. Si evidenzia un tempo di ritorno medio alto, ma si tratta di un'ipotesi da non sottovalutare visto il trend ancora al ribasso dei costi di installazione di questi impianti e per la possibilità di attivare un SEU tramite finanziamento di terzi⁸⁷.

⁸⁷ La normativa attuale relativa ai Sistemi Efficienti di Utenza (SEU), a determinate condizioni, permette l'installazione di impianti fotovoltaici da parte di terzi, che si assumono l'onere dell'investimento, su aree concesse dal cliente finale, il quale può acquistare l'energia elettrica prodotta per autoconsumo tramite contratto privato che non prevede l'obbligo di tariffazione degli oneri attualmente legati all'utilizzo dell'energia elettrica.

(Fonte: http://www.gse.it/it/Qualifiche%20e%20certificati/Qualifiche_SEU_SEESEU/Pagine/default.aspx)

Nel caso in cui si decida di installare sia l'impianto fotovoltaico sia l'impianto di cogenerazione, sarà necessario fare una valutazione approfondita dell'eventuale sovrapproduzione di energia elettrica a seguito della sovrapposizione delle due tecnologie. Dallo studio di fattibilità fatto in sede di diagnosi è emerso comunque che nel caso ottimale la produzione congiunta di fotovoltaico e cogeneratore sarebbe prossima al *base-load* dell'impianto, pertanto potrebbe eventualmente accadere di avere sovrapproduzione di energia elettrica solamente durante il periodo estivo (in tal caso l'energia elettrica in eccesso prodotta dal fotovoltaico verrebbe immessa in rete e remunerata alla tariffa del SSP).

Intervento sui compressori

Come emerso durante la costruzione del modello elettrico del sito, le utenze maggiormente energivore sono i compressori dedicati all'ossidazione. Nell'impianto vi sono n. 3 compressori a lobi (sotto inverter) da 45 kW, di cui uno di scorta. Come riportato nel documento "*High speed Turbo Blower for Wastewater Treatment*" del 2012 della *Washington State University*⁸⁸, la sostituzione di un compressore a lobi con una turbosoffiante comporta un incremento medio del rendimento di circa il **15%** ($\eta_{\text{lobi}} = 45-65\%$; $\eta_{\text{turbo}} = 70-80\%$). È stato fatto un calcolo approssimativo del risparmio elettrico e quindi monetario conseguibile grazie a tale intervento (è stato considerato per il compressore a lobi il rendimento più alto e per la turbosoffiante il rendimento più basso per porsi nella condizione più cautelativa).

$$EE_{\text{tot}} 2015 = 2.021.179 \text{ kWh}$$

$$EE_{\text{lobi}} 2015 = 26\% \text{ di } EE_{\text{tot}} 2015 = 525.507 \text{ kWh}$$

$$\eta_{\text{lobi}} = 65\% \quad \eta_{\text{turbo}} = 70\%$$

$$EE_{\text{risparmiata}} 2015 = [(EE_{\text{lobi}} 2015) \cdot (1-0,65)] / 0,70 = \mathbf{262.754 \text{ kWh}}$$

Tale risparmio, valorizzato al prezzo specifico dell'energia elettrica nel 2015 di 15,03 c€/kWh, corrisponde a circa **39.492 €/anno**.

Ipotizzando che l'azienda desideri avere un tempo di ritorno semplice al massimo di 2 anni, l'investimento risulta interessante se ha un costo inferiore a 78.984 €. Allo stato attuale della normativa specifica, assumendo un tasso di attualizzazione del 4% e una vita utile della macchina di 10 anni, si è ottenuta la seguente analisi economica (Tabella 5-24):

⁸⁸ Fonte: <http://e3tnw.org/ItemDetail.aspx?id=310>

Tabella 5-24: Analisi economica sostituzione compressori con turbosoffiante

SOSTITUZIONE COMPR. A LOBI CON TURBOSOFFIANTE			
Risparmio energetico previsto	RISP	€	39.492
Investimento iniziale	I	€	78.984
Tempo di ritorno semplice	TR	anni	2
Tasso di attualizzazione	i	%	4
Vita utile	U	anni	10
Flusso di cassa annuo	FC	€	39.492
Valore attuale netto	VAN	€	241.331,04
Tasso interno di rendimento	TIR	%	53,57
Indice di profitto	VAN/I	-	3,06

Un ulteriore prova del risparmio ottenibile dalla sostituzione dei compressori a lobi con le turbosoffianti è dato dal confronto del consumo elettrico specifico delle due tipologie di macchine. Il confronto è stato fatto considerando modelli di macchine in grado di erogare una portata simile⁸⁹. È stato ottenuto quanto segue (Tabella 5-25):

Tabella 5-25: Confronto tra compressore a lobi e turbosoffiante

COMPRESSORE A LOBI				TURBOSOFFIANTE				Confronto I_{pg}
P	Q	p	I _{pg}	P	Q	p	I _{pg}	
[kW]	[m ³ /h]	[mbar]	[kWh/m ³]	[kW]	[m ³ /h]	[mbar]	[kWh/m ³]	[%]
30	1080	700	0,028	20	900	800	0,022	-20%
55	1950	700	0,028	40	1900	800	0,021	-25%
90	3100	700	0,029	60	2900	800	0,021	-29%

Dall'osservazione degli indici di prestazione generale calcolati si nota come la turbosoffiante garantisca delle prestazioni superiori a quelle del compressore a lobi e inoltre tale disparità aumenta al crescere della taglia della macchina.

Intervento sui motori degli aeratori superficiali (2° stadio ossidazione)

Dopo i compressori a lobi, le utenze maggiormente energivore del sito sono gli aeratori superficiali dedicati al secondo stadio dell'ossidazione. Vi sono n. 2 aeratori da 15 kW (sotto inverter) che lavorano 24h su 24 per 365 giorni all'anno. Stimando un fattore di carico del

⁸⁹ Fonte prestazioni compressori a lobi: <http://www.gardnerdenver.com/it/robuschi/soffiatori/robox-evolution/>
Fonte prestazioni turbosoffianti: <http://www.aerzen.it/Prodotti/Turbo>

65%, il consumo elettrico annuo per ciascun aeratore è pari a 85.410 kWh. Sostituendo il motore, un incremento di rendimento del 5% comporterebbe un risparmio annuo di circa **4.270 kWh** che, valorizzati al prezzo specifico dell'energia elettrica nel 2015 di 15,03 c€/kWh, corrisponderebbero a circa **642 €**. Ipotizzando che l'azienda desideri avere un tempo di ritorno semplice al massimo di 2 anni, l'investimento risulta interessante se ha un costo inferiore a 1.282 €. Allo stato attuale della normativa specifica, assumendo un tasso di attualizzazione del 4% e una vita utile del motore elettrico di 18 anni, si è ottenuta la seguente analisi economica (Tabella 5-26):

Tabella 5-26: Analisi economica sostituzione motori aeratori sup. (2° stadio ox)

SOSTITUZIONE MOTORI AERATORI SUP. (2° STADIO OX)			
Risparmio energetico previsto	RISP	€	642
Investimento iniziale	I	€	1.284
Tempo di ritorno semplice	TR	anni	2
Tasso di attualizzazione	i	%	4
Vita utile	U	anni	18
Flusso di cassa annuo	FC	€	642
Valore attuale netto	VAN	€	6.840,94
Tasso interno di rendimento	TIR	%	54,50
Indice di profitto	VAN/I	-	5,33

L'aumento del rendimento del motore di soli 5 punti percentuali comporta un risparmio in termini monetari che, sebbene non sia esorbitante, è comunque significativo. Essendo l'analisi economica costruita a partire da un tempo di ritorno fissato, l'effettiva e reale convenienza dell'intervento dovrà essere valutata richiedendo un preventivo ad aziende del settore.

Intervento sul trasformatore

Nel sito è presente una cabina di trasformazione che provvede all'abbassamento della tensione elettrica dal valore di 20.000 V al valore di 400 V di utilizzazione. Il trasformatore (anno di fabbricazione 1997) ha una potenza di 400 kVA e dai dati di targa si possono stimare i seguenti valori di perdite:

- Perdite a vuoto $P_o = 930 \text{ W}$
- Perdite a carico $P_k = 5.530 \text{ W}$

Riferendosi al picco di potenza registrato a febbraio 2016 pari a 318 kW, con un cosφ di 0,91 la potenza di trasformazione è stata di 349,45 kVA, quindi pari all'87% della potenza inserita. Nel corso del 2016 il trasformatore ha infatti lavorato per 7.694 ore con un carico pari o superiore al 50% di quello nominale.

Ipotizzando le sostituzione del trasformatore attuale con un nuovo trasformatore più efficiente, si può considerare un risparmio di **7.663 kWh/anno** derivante dalle ridotte perdite di trasformazione imposte dalle attuali normative in vigore (*il regolamento EU 548/2014⁹⁰ della Commissione Europea per la progettazione ecocompatibile dei trasformatori prevede che da luglio 2015 per i trasformatori in olio con i livelli di tensione e la potenza dello specifico caso, le perdite a vuoto e a carico massime previste sono pari a 430 W e 4.600 W rispettivamente*).

Considerando il prezzo medio dell'energia elettrica del 2016, pari a 14,35 c€/kWh, si otterrebbe un risparmio di circa **1.100 €/anno** derivanti dalle mancate perdite sopracitate. Ipotizzando un costo d'investimento di circa 11.000 €⁹¹, assumendo un tasso di attualizzazione del 4% e una vita utile di 20 anni, si è ottenuta la seguente analisi economica (Tabella 5-27):

Tabella 5-27: Analisi economica sostituzione trasformatore

SOSTITUZIONE TRASFORMATORE 400 kVA			
Risparmio energetico previsto	RISP	€	1.100
Investimento iniziale	I	€	11.000
Tempo di ritorno semplice	TR	anni	10
Tasso di attualizzazione	i	%	4
Vita utile	U	anni	20
Flusso di cassa annuo	FC	€	1.100
Valore attuale netto	VAN	€	3.948,07
Tasso interno di rendimento	TIR	%	11,03
Indice di profitto	VAN/I	-	0,36

Per una stima più precisa del risparmio conseguibile si ritiene opportuno procedere con delle misure sul campo. La resistenza degli avvolgimenti può essere misurata (con un errore del ± 10%) con un micro-ohmetro de-energizzando le macchine. Dalle perdite a carico rilevate è quindi possibile stimare quelle a vuoto.

⁹⁰ Regolamento EU 548/2014 http://trasformatori.enea.it/it/docs/Regolamento_2014-548-CE.pdf

⁹¹ Fonte: <http://web.tiscali.it/moraldi/ListinoWebpagina130.html>

5.5 Sito 2 - stazione di pompaggio e pozzi

5.5.1 Dati generali e descrizione del processo

La stazione di pompaggio e i pozzi siti nel Comune [...] si trovano in via [...] (Figura 5-13).



Figura 5-13: Vista aerea del Sito 2 (Fonte: www.maps.google.it)

Nelle Figura 5-14 è possibile osservare la planimetria del sito con indicati i cinque pozzi e la centrale di sollevamento mentre nella Figura 5-15 è possibile osservare nel dettaglio la pianta del pozzettone di sollevamento.

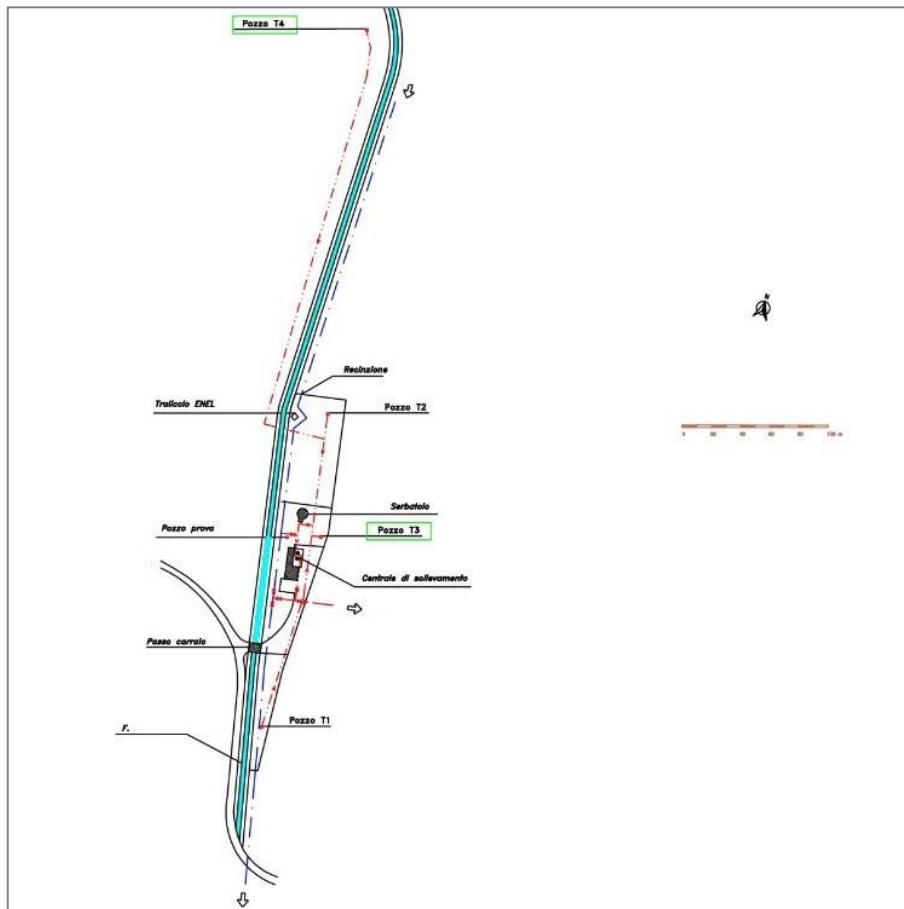


Figura 5-14: Planimetria del Sito 2

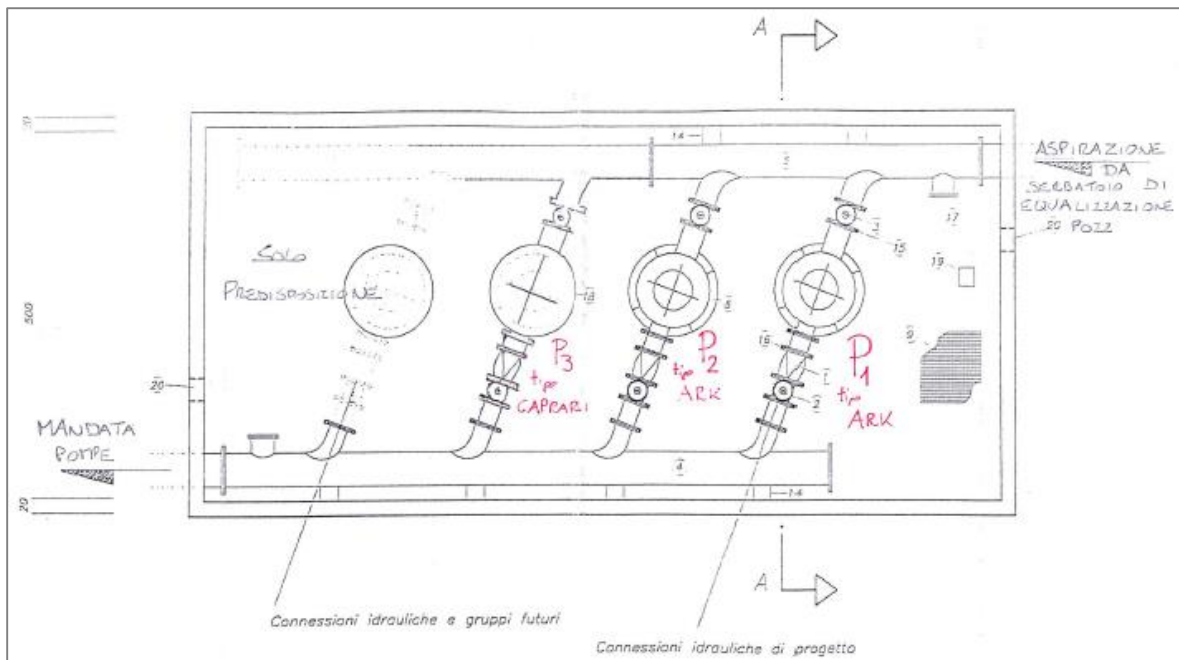


Figura 5-15: Planimetria del pozzetone di sollevamento

[...]. Questo e un secondo impianto si collocano in un'area piuttosto circoscritta in cui, alla profondità di circa 90 m sotto il piano campagna, vi è una falda artesiiana di buona potenza e di ottima qualità dell'acqua (non necessita di clorazione). Con la realizzazione, in tempi successivi, di 8 [...] + 5 [...] pozzi artesiani interconnessi nella campagna circostante, è possibile emungere, nelle condizioni stagionali normali, almeno 300 l/s con una risalita naturale variabile tra i 2 e 5 metri sopra il piano campagna. L'impianto del Sito 2 è stato realizzato ed attivato nel 1997 [...], per fronteggiare le maggiori portate richieste a seguito della chiusura di alcuni pozzi comunali dovuti a problemi qualitativi dell'acqua e con una logica di regolazione della pressione di mandata.

Come citato, l'impianto viene alimentato normalmente da **5 pozzi artesiani** che convogliano ad un serbatoio cilindrico esterno di "equalizzazione" le portate risalenti, in via naturale, in proporzione al livello del serbatoio stesso. Tale vasca funge infatti da accumulo e alimentazione della condotta di aspirazione del sistema di pompaggio con mandata verso la tubazione collegata all'impianto di [...] e all'adduttrice principale diretta a sud. Il normale regime idraulico di lavoro, riferito al piano campagna., è pertanto quello di pompaggio con aspirazione avente un battente variabile da circa 2,5 a 5 metri ed una mandata a pressione variabile da 70 a 76 m circa, regolata dall'operatore in base alle richieste della rete, alle condizioni stagionali e al regime di pompaggio instaurato nell'impianto di [...]. Infatti,

mentre a [...] sono in funzione pompe centrifughe a giri fissi attivate, durante la giornata, in sequenza secondo un prefissato programma orario o per soglie di portata, nel Sito 2 le pompe operano secondo la logica di integrare le portate necessarie per garantire una pressione il più possibile costante secondo un valore impostato manualmente di set-point sull'inverter di una delle pompe stesse e con alcune soglie di pressione di sicurezza per la marcia/arresto delle pompe (ad esempio se il set-point è fissato a 72 m, le soglie ON sono circa 70 m e quelle OFF di sicurezza sono circa 75 m).

L'impianto è costituito da 3 pompe centrifughe ad asse verticale installate in contenitori di acciaio tipo booster interrati per sfruttare alcuni metri di margine in caso di abbassamento delle falde per siccità, ciascuna in grado di emungere una portata massima di 45 l/s.

- **Pompa P1** (1997): Aris-Chiappa ARK 12H/6 con motore asincrono trifase Marelli A4C 250 M4 da 55 kW;
- **Pompa P2** (1997): Aris-Chiappa ARK 12H/6 con motore asincrono trifase Marelli A4C 250 M4 da 55 kW;
- **Pompa P3** (2003): Caprari P12C/7/35/5Y con motore asincrono trifase Marelli A4C 250 M4 da 55 kW;

Attraverso dei selettori si può impostare il funzionamento sotto inverter di P1 o di P2 e di conseguenza, il funzionamento a giri fissi di P2 o P1; la pompa P3 è invece alimentata da quadro proprio e normalmente, tenuto conto dello storico dei consumi, si preferisce comandarne l'attivazione ad orologio (e quindi P1 e P2 si adeguano, tramite il set-point impostato e le eventuali soglie ON/OFF, per tenere la pressione costante).

Per monitorarne il funzionamento, quasi in tempo reale vista l'importanza dell'impianto, è installato un sistema di telecontrollo (senza la possibilità di comando da remoto) collegato alla sede via radio che raccoglie e registra i valori della pressione di mandata, della portata e del livello del serbatoio.

Si riporta a seguire lo schema di flusso (Figura 5-16).



Figura 5-16: Schema di flusso – Sito 2

Si riportano in Tabella 5-28, per ciascun mese degli anni 2014, 2015 e 2016, le ore di funzionamento mensili delle pompe e la portata mensile complessiva espressa in [m³].

Tabella 5-28: Portate elaborate 2014, 2015, 2016 - Sito 2

ANNO	2014				2015				2016			
	u.m.	[h]	[h]	[h]	[m3]	[h]	[h]	[h]	[m3]	[h]	[h]	[h]
	P1	P2	P3	P1+P2+P3	P1	P2	P3	P1+P2+P3	P1	P2	P3	P1+P2+P3
Gennaio	495	722	0	144.617	724	433	131	167.987	692	529	533	227.216
Febbraio	1.552	640	310	116.530	657	427	139	161.974	620	521	583	261.324
Marzo		735	527	163.203	730	492	158	190.215	698	536	489	235.005
Aprile		1.848	3.140	171.798	703	365	321	193.504	676	445	428	191.076
Maggio				191.989	717	465	421	220.287	663	358	435	175.698
Giugno	208.593			677	528	474	237.078	659	259	409	174.294	
Luglio	706	474	444	217.711	703	619	721	266.224	709	700	565	240.140
Agosto	688	398	285	180.549	711	508	725	267.856	696	533	244	174.292
Settembre	703	432	373	205.843	687	641	695	299.802	707	612	426	211.591
Ottobre	695	380	416	204.940	719	609	763	295.024	707	533	415	198.979
Novembre	669	381	195	162.523	683	536	639	247.389	665	396	325	167.648
Dicembre	701	374	152	160.149	709	558	549	240.727	707	413	262	161.379
MEDIA	760	638	584	177.370	702	515	478	232.339	683	486	426	201.554
TOTALE	7.597	6.384	5.842	2.128.445	8.420	6.181	5.736	2.788.067	8.199	5.835	5.114	2.418.642

Si precisa che la pompa P1 ha lavorato sempre sotto inverter, ad eccezione dei mesi di gennaio e febbraio 2014 in cui ha lavorato a giri fissi; la pompa P2 ha lavorato sempre a giri fissi, ad eccezione dei mesi dei primi quattro mesi del 2014 in cui ha lavorato sotto inverter; la pompa P3 ha lavorato sempre ad orologio, ad eccezione dei primi cinque mesi del 2014 in cui ha lavorato a giri fissi.

5.5.2 Consumi energetici

Il sito è alimentato da energia elettrica in media tensione tramite n. 1 POD con le caratteristiche riportate a seguire nella Tabella 5-29.

Tabella 5-29: Caratteristiche fornitura di energia elettrica - Sito 2

PUNTO DI FORNITURA ELETTRICA	
Codice POD	IT001E00059257
Potenza disponibile	188 kW
Tensione	MT (20.000 V)
Tipo di contratto	Mercato Libero
Opzione tariffaria	MTA2 (2014 - 2015) Forniture in MT (2016)

Essendo l'alimentazione del sito in media tensione, sono presenti n. 2 trasformatori MT-BT, uno di scorta all'altro, da 250 kVA ciascuno.

I consumi di energia elettrica, i relativi costi e il picco di potenza registrati mensilmente nel triennio 2014 – 2016 sono riportati a seguire nella Tabella 5-30.

Tabella 5-30: Consumi, costi e picco di potenza nel 2014, 2015, 2016 - Sito 2

MESE	Energia attiva [kWh]	Tot. fattura IVA esclusa [€]	CTS [€]	Costo totale [c€/kWh]	Picco potenza [kW]
Gennaio	64.069,00	10.337,16	42,46	16,20	126,00
Febbraio	49.210,00	8.086,42	42,46	16,52	125,00
Marzo	64.433,00	10.442,88	38,35	16,27	120,00
Aprile	66.430,00	11.037,26	42,46	16,68	120,00
Maggio	68.873,00	11.459,88	41,09	16,70	116,00
Giugno	75.894,00	12.694,59	42,46	16,78	170,00
Luglio	81.934,00	13.707,82	42,46	16,78	171,00
Agosto	69.906,00	11.729,26	42,46	16,84	170,00
Settembre	77.760,00	13.051,68	41,09	16,84	171,00
Ottobre	76.839,00	12.883,88	42,46	16,82	165,60
Novembre	62.479,00	10.516,43	41,09	16,90	153,00
Dicembre	59.896,00	10.154,37	42,46	17,02	170,00
TOT. 2014	817.723,00	136.101,63	501,30	16,71	

MESE	Energia attiva [kWh]	Tot. fattura IVA esclusa [€]	CTS [€]	Costo totale [c€/kWh]	Picco potenza [kW]
Gennaio	64.056,00	9.872,40	42,46	15,48	169,00
Febbraio	60.981,00	9.383,06	38,35	15,45	145,00
Marzo	70.487,00	10.771,53	42,46	15,34	145,00
Aprile	70.807,00	10.940,28	41,09	15,51	153,00
Maggio	82.698,00	12.652,93	42,46	15,35	170,00
Giugno	88.290,00	13.463,70	41,09	15,30	171,00
Luglio	109.306,00	16.497,32	42,46	15,13	172,00
Agosto	100.406,00	15.127,29	42,46	15,11	172,00
Settembre	112.834,00	17.043,05	41,09	15,14	171,20
Ottobre	106.855,00	16.591,43	42,46	15,57	171,00
Novembre	91.968,00	13.899,23	42,46	15,16	171,00
Dicembre	89.548,00	13.800,57	41,09	15,46	171,00
TOT. 2015	1.048.235,00	160.042,79	499,93	15,32	

MESE	Energia attiva [kWh]	Tot. fattura IVA esclusa [€]	CTS [€]	Costo totale [c€/kWh]	Picco potenza [kW]
Gennaio	87.628,00	12.716,75	42,46	14,56	170,0
Febbraio	91.744,00	13.335,71	38,35	14,58	171,00
Marzo	87.244,00	12.740,73	42,46	14,65	171,00
Aprile	77.368,00	11.207,61	41,09	14,54	167,00
Maggio	71.032,00	10.340,87	42,46	14,62	170,00
Giugno	71.574,00	10.410,03	41,09	14,60	164,00
Luglio	95.313,00	14.261,73	42,46	15,01	170,00
Agosto	73.637,00	11.025,33	42,46	15,03	164,00
Settembre	86.842,00	13.001,10	41,09	14,97	165,00
Ottobre	83.246,00	11.799,87	42,46	14,17	170,00
Novembre	68.298,00	9.771,55	41,09	14,31	171,00
Dicembre	66.520,00	9.516,55	42,46	14,31	166,00
TOT. 2016	960.446,00	140.127,83	499,93	14,64	

92

Il CTS (Corrispettivo Tariffario Specifico) è una penale per i clienti finali e per altre utenze (produttori o autoproduttori) connessi in media tensione che non hanno adeguato il proprio punto di consegna ai requisiti tecnici della delibera 333/07 (allegato A) e ARG/elt 33/08 (allegato C). Il CTS si calcola come:

$$C = (K + H \cdot E/P) \cdot F$$

⁹² Gli importi del CTS per i mesi di settembre, ottobre, novembre e dicembre 2016 sono stati stimati in quanto, sebbene non siano stati addebitati nelle rispettive bollette, saranno inseriti nelle bollette del 2017.

- K è pari a 1 € per ogni giorno di connessione attiva alla rete di alimentazione;
- H vale 0,15 € per ogni ora di utilizzo;
- E è l'energia consumata nell'anno precedente quello di versamento del CTS;
- P è la potenza disponibile nell'anno precedente a quello di versamento del CTS;
- F è un parametro di modulazione del CTS che si applica solo ai clienti con potenza disponibile maggiore di 400 kW (nel caso in esame assume quindi valore pari a 1).

Il cliente deve adeguare l'impianto ai sensi della norma CEI 78-17 ed inviare la dichiarazione di adeguatezza al proprio distributore. Il valore di questa penale per utenze con potenza disponibile < 200 kW è pari a **500 €/anno**. Dunque negli ultimi tre anni il mancato adeguamento è costato circa **1.500 €**.

Si ritiene importante segnalare che se tale mancato adeguamento dovesse comportare problemi al distributore di zona, con conseguente mancato servizio agli utenti, in caso di richiesta danni lo stesso distributore può rivalersi sull'azienda che non ha la cabina a norma. Viceversa, in caso di interruzioni del servizio da parte del distributore, con cabine di trasformazione non adeguate, non si ha diritto ad alcun indennizzo per gli eventuali danni provocati dall'interruzione della fornitura elettrica.

Il consumo totale di energia elettrica (EE) registrato ogni anno è stato convertito in consumo di energia primaria (EP) ed emissioni di CO₂, come riportato in Tabella 5-31, utilizzando i seguenti fattori di conversione:

- 1 kWh = 0,187·10⁻³ tep;
- 1 kWh = 0.435 ton CO₂.

Tabella 5-31: Consumo di EE, EP e emissioni CO₂ nel 2014, 2015, 2016 - Sito 2

2014	Consumo di energia elettrica prelevata dalla rete	817.723	kWh/anno
	Consumo di energia primaria associata all'energia elettrica	152,91	tep/anno
	Emissioni di CO ₂ associate all'energia elettrica	355.709,51	ton/anno
2015	Consumo di energia elettrica prelevata dalla rete	1.048.235	kWh/anno
	Consumo di energia primaria associata all'energia elettrica	196,02	tep/anno
	Emissioni di CO ₂ associate all'energia elettrica	455.982,23	ton/anno
2016	Consumo di energia elettrica prelevata dalla rete	960.446	kWh/anno
	Consumo di energia primaria associata all'energia elettrica	179,60	tep/anno
	Emissioni di CO ₂ associate all'energia elettrica	417.794,01	ton/anno

Nel 2015 si registra un significativo incremento dei consumi di energia elettrica rispetto al 2014 e 2016 (Figura 5-17), determinato soprattutto dai consumi estivi. Ciò è probabilmente frutto del fatto che il 2015 è stato l'anno più caldo da quando esistono rilevamenti meteorologici affidabili, cioè da 136 anni.

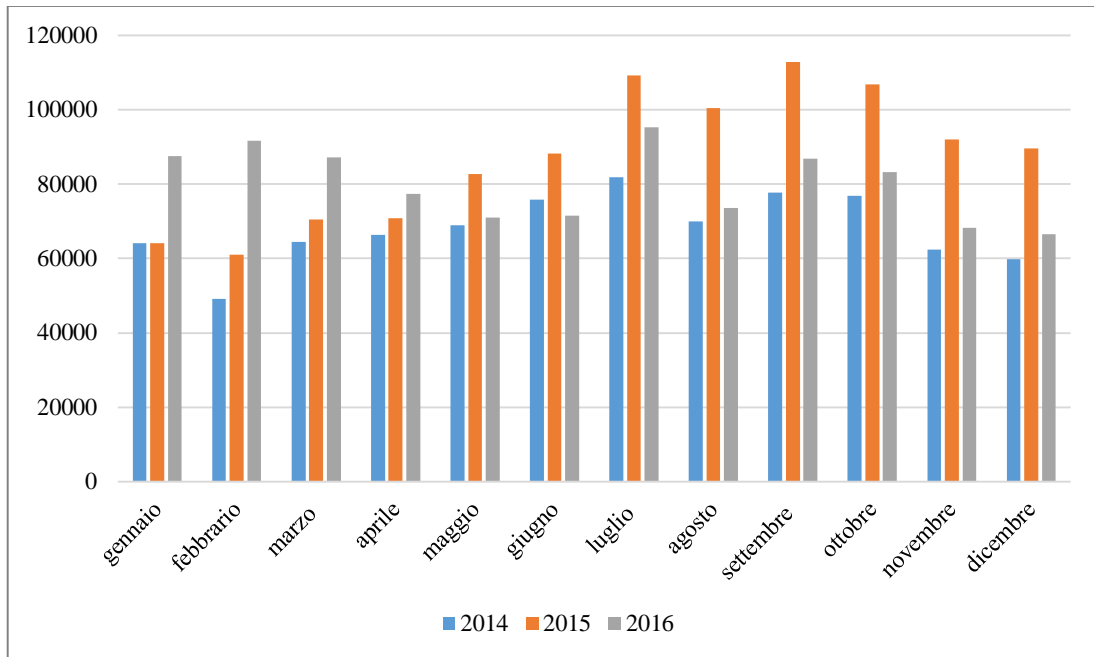


Figura 5-17: Istogramma consumi energia elettrica - Sito 2

Si è proceduto poi alla ripartizione del fabbisogno elettrico. Per quanto concerne l'anno solare 2015, il fabbisogno elettrico è stato il seguente (Tabella 5-32):

Tabella 5-32: Fabbisogno elettrico 2015 - Sito 2

ENERGIA ELETTRICA			CONSUMO	TEP ING.	lpg					
			kWh	tep	tipo misura [continuo, spot o calcolo]	kWh / m3	Consumi monitorati/ calcolati	Altro	% copertura	Copertura del 95% dei consumi raggiunta
LB	j=1	ENERGIA ELETTRICA	1.048.235	196	continuo	0,38	1.041.046	7.189	99%	

Come indicato nelle linee guida ENEA, la "Struttura Energetica Aziendale" prevede la suddivisione delle varie utenze in tre macro categorie.

Attività principali

Nel caso del Sito 2, in questa categoria ricadono le macchine di seguito elencate (Tabella 5-33):

Tabella 5-33: Attività principali - Sito 2

ENERGIA ELETTRICA		CONSUMO	TEP ING.	lpg		Consumi monitorati/ calcolati	Altro	% copertura	Copertura del 95% dei consumi raggiunta			
		kWh	tep	tipo misura [continuo, spot o calcolo]	kWh / m3							
		CONSUMO	TEP ING.	lpg		D.s.		lps				
LC	1.1	ATTIVITA' PRINCIPALI		1.028.563	192	calcolo	0,37	valore	u.m.	tipo misura [continuo, spot o calcolo]	valore	u.m. [kWh/D.s.]
LD	1.1.1	POMPA 1	397.178	74	calcolo	0,14						
LD	1.1.2	POMPA 2	330.263	62	calcolo	0,12						
LD	1.1.3	POMPA 3	301.122	56	calcolo	0,11						

Si precisa che i valori di consumo sono tutti stimati in funzione dei dati di targa raccolti in fase di sopralluogo e delle considerazioni condivise con i referenti aziendali, non essendo disponibili dati e misure specifiche di consumo elettrico.

Servizi ausiliari

Nello specifico non sono state individuate utenze che ricadono in suddetta categoria.

Servizi generali

Nello specifico sono state individuate le seguenti utenze (Tabella 5-34):

Tabella 5-34: Servizi generali - Sito 2

ENERGIA ELETTRICA		CONSUMO	TEP ING.	lpg		Consumi monitorati/ calcolati	Altro	% copertura	Copertura del 95% dei consumi raggiunta			
		kWh	tep	tipo misura [continuo, spot o calcolo]	kWh / m3							
		CONSUMO	TEP ING.	lpg		D.s.		lps				
LC	1.3	SERVIZI GENERALI		12.483	2	calcolo	0,00	valore	u.m.	tipo misura [continuo, spot o calcolo]	valore	u.m. [kWh/D.s.]
LD	1.3.1	TRASFORMATORE - 250 kVA	12.483	2	calcolo	0,00						

Si precisa che i valori di consumo sono tutti stimati in funzione dei dati di targa raccolti in fase di sopralluogo, non essendo disponibili dati e misure specifiche di consumo elettrico.

Il dettaglio completo delle utenze considerate si trova nell'inventario elettrico disponibile in **Allegato 2**.

A titolo puramente indicativo la “Struttura Energetica Aziendale”, specifica per i consumi elettrici stimati in precedenza, risulta avere la suddivisione percentuale rappresentata nel seguente diagramma a torta (Figura 5-18):

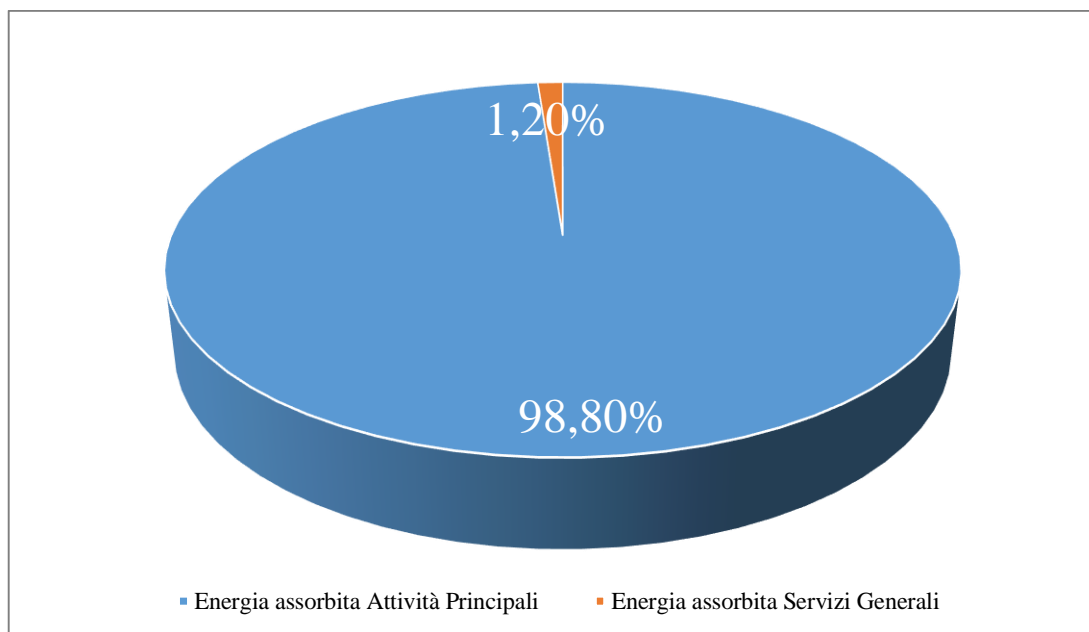


Figura 5-18: Ripartizione consumi energia elettrica - Sito 2

5.5.3 Indicatori energetici

In letteratura non sono presenti documenti che forniscono degli indicatori di riferimento per i consumi delle pompe presenti nel Sito 2, in quanto le loro prestazioni dipendono dalle condizioni al contorno. Si è proceduto pertanto a verificare se le pompe lavorano nelle condizioni ottimali di esercizio.

P1: Aris-Chiappa ARK 12H/6 con motore Marelli A4C 250 M4 da 55 kW

La pompa lavora comandata da un inverter di tipo *ATV Telemecanique*, pertanto il punto di lavoro cambia in continuo a seconda di quelle che sono le esigenze della rete.

P2: Aris-Chiappa ARK 12H/6 con motore Marelli A4C 250 M4 da 55 kW

La pompa lavora con una prevalenza di circa 70-76 m e una portata al massimo di 45 l/s. Come riportato da catalogo, tale pompa è caratterizzata da prevalenza e portata di massimo rendimento rispettivamente pari a circa 60 m e 70 l/s, pertanto, dall'osservazione della curva di rendimento, si può constatare che lavora in condizioni leggermente inferiori a quelle ottimali (rendimento intorno al 65% anziché 71%).

P3: Caprari P12C/7/35/5Y con motore Marelli A4C 250 M4da 55 kW

La pompa lavora con una prevalenza di circa 70-76 m e una portata al massimo di 45 l/s. Come riportato da catalogo, tale pompa è caratterizzata da prevalenza e portata di massimo rendimento rispettivamente pari a circa 69 m e 55 l/s, pertanto, dall'osservazione della curva di rendimento, si può constatare che lavora in condizioni leggermente inferiori a quelle ottimali (rendimento intorno al 68% anziché 70%).

Avendo a disposizione i dati aggregati del quantitativo di acqua sollevata dalle tre pompe e dei consumi elettrici per gli anni 2014, 2015, 2016 è stato interessante porre a confronto gli indicatori energetici generali (Ipg) per valutarne l'andamento nel tempo. Dai dati forniti, per i tre anni considerati, abbiamo il seguente dettaglio riportato in Tabella 5-35.

Tabella 5-35: Dati di dettaglio del Sito 2

ANNO	[kWh]	[m³]
2014	817.723	2.128.445
2015	1.048.236	2.788.067
2016	960.446	2.418.624

Volendo analizzare l'andamento degli indici di prestazione generali (Ipg) per gli anni 2014, 2015, 2016 sono stati ottenuti dai calcoli i seguenti valori (Tabella 5-36):

Tabella 5-36: Ipg Sito 2

ANNO	EE [kWh]	Ipg [kWh/m³]
2014	817.723	0,38
2015	1.048.236	0,38
2016	960.446	0,40

Graficamente (Figura 5-19):

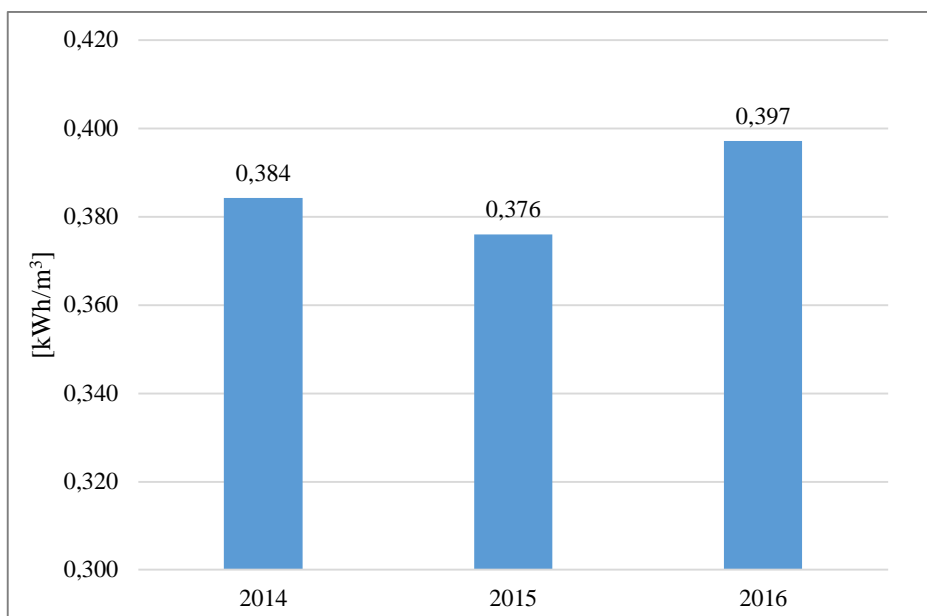


Figura 5-19: Istogramma Ipg Sito 2

Andando ad osservare come è variato l'Ipg $[\text{kWh}/\text{m}^3]$ nel corso degli anni, si è osservato che nel 2015 è minore rispettivamente del 2,2% rispetto al 2014 e del 5,6% rispetto al 2016. La discrepanza tra gli indici di prestazione è probabilmente legata al fatto che nell'arco dei tre anni vi sono state delle variazioni di portata e prevalenza delle pompe imputabili forse a transitori più frequenti, variazioni dell'altezza del serbatoio di equalizzazione e variazioni della pressione di esercizio.

In particolare, con i dati mensili del 2015 dei consumi di energia elettrica e del quantitativo di acqua pompata si è ricavato quanto segue (Tabella 5-37).

Tabella 5-37: Ipg mesi 2015 sito di Sito 2

MESE	Energia attiva [kWh]	Acqua pompata [m³]	Ipg [kWh/m³]
Gennaio	64.056,00	137.987,00	0,38
Febbraio	60.981,00	161.974,00	0,38
Marzo	70.487,00	190.215,00	0,37
Aprile	70.807,00	193.504,00	0,37
Maggio	82.698,00	220.287,00	0,38
Giugno	88.290,00	237.078,00	0,37
Luglio	109.306,00	266.224,00	0,41
Agosto	100.406,00	267.856,00	0,37
Settembre	112.834,00	299.802,00	0,38
Ottobre	106.855,00	295.024,00	0,36

Novembre	91.968,00	247.389,00	0,37
Dicembre	89.548,00	240.727,00	0,37
TOT. 2015	1.048.236,00	2.788.067,00	0,38

Graficamente (Figura 5-20):

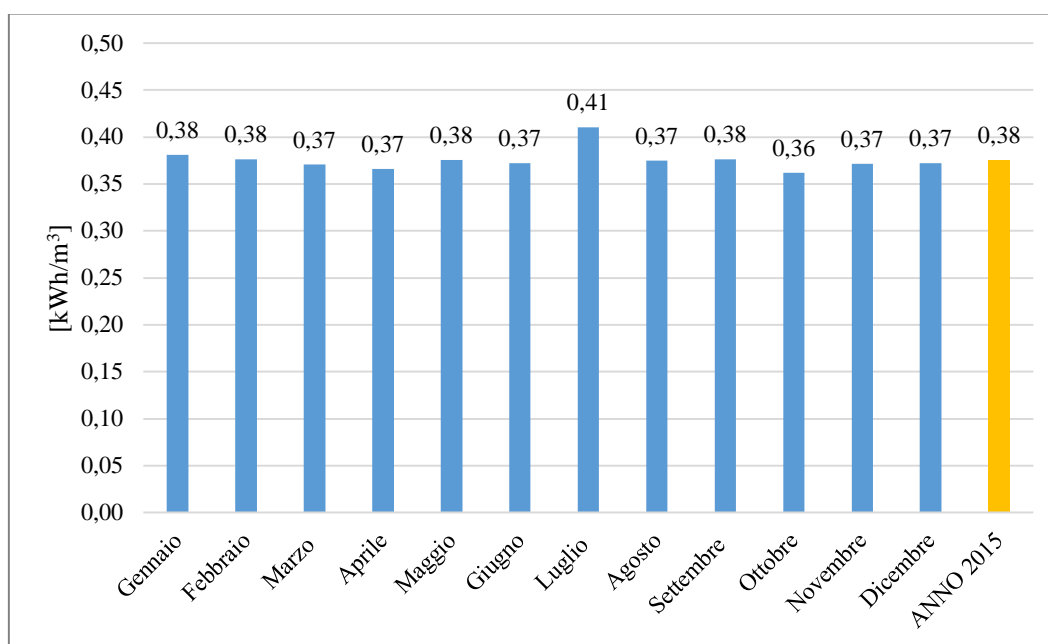


Figura 5-20: Istogramma Ipg mesi 2015 Sito 2

L'indice di prestazione energetica presenta un andamento pressoché costante, con una discrepanza tra valori limite (luglio vs ottobre) che arriva al 13%. Ciò mette in evidenza come la maggiore richiesta di acqua in questo mese abbia determinato un maggiore funzionamento delle pompe e quindi una crescita del consumo elettrico che però non è stata esattamente proporzionale alla portata emunta.

5.5.4 Possibili interventi

Installazione impianto fotovoltaico

Visti i profili di carico elettrico dell'anno 2016 riportati nell'**Allegato 1**, ha senso valutare la possibilità di autoprodurre energia elettrica da utilizzare in autoconsumo. Considerando gli spazi a disposizione e l'ombreggiamento causato da strutture e vegetazione, si è ritenuto possibile installare un impianto di 55 kW_p. Consultando il software *PVgis* per stimare la

produzione dell'impianto e definire i valori ottimali dell'angolo di tilt e azimuth, si è ottenuto quanto segue:

- Energia elettrica annua prodotta = 64.800 kWh
- Tilt ottimale $\beta_{\text{ottimale}} = 37^\circ$
- Azimuth ottimale $\gamma_{\text{ottimale}} = -1^\circ$

Un'inclinazione pari a 38° implicherebbe una distanza minima tra i pannelli, per evitare fenomeni di ombreggiamento reciproco tra file parallele, di 3,74 m. Essendo però lo spazio per l'installazione dell'impianto ridotto, si consiglia un'inclinazione dei pannelli pari a 18° in quanto comporta una distanza minima tra file parallele di 2,91 m, a fronte di una riduzione dell'energia elettrica prodotta del solo 4,2%. Il confronto tra le due situazioni è riportato in Tabella 5-38.

Tabella 5-38: Stima e confronto produzione PV - Sito 2

Fixed system: inclination=37 deg., orientation=-1 deg. (optimum)					Fixed system: inclination=18 deg., orientation=-1 deg.				
Month	Ed	Em	Hd	Hm	Month	Ed	Em	Hd	Hm
Jan	98.50	3050	2.37	73.4	Jan	79.20	2450	1.91	59.3
Feb	154.00	4310	3.76	105	Feb	130.00	3630	3.17	88.6
Mar	195.00	6060	5.00	155	Mar	179.00	5560	4.55	141
Apr	208.00	6240	5.45	164	Apr	205.00	6160	5.35	160
May	226.00	7010	6.08	188	May	235.00	7300	6.30	195
Jun	229.00	6870	6.28	188	Jun	245.00	7340	6.68	201
Jul	245.00	7580	6.74	209	Jul	258.00	8000	7.09	220
Aug	229.00	7100	6.30	195	Aug	230.00	7130	6.30	195
Sep	200.00	6010	5.36	161	Sep	188.00	5650	5.00	150
Oct	148.00	4590	3.80	118	Oct	130.00	4040	3.34	103
Nov	104.00	3120	2.58	77.4	Nov	85.40	2560	2.12	63.7
Dec	93.40	2900	2.25	69.7	Dec	72.60	2250	1.76	54.6
Year	178.00	5400	4.67	142	Year	170.00	5170	4.47	136
Total for year		64800		1700	Total for year		62100		1630

Allo stato attuale della normativa specifica e dei costi di installazione di questi impianti, assumendo un tasso di attualizzazione del 4% e una vita utile dell'impianto di almeno 20 anni, si è ottenuto quanto segue (Tabella 5-39):

Tabella 5-39: Analisi economica impianto fotovoltaico - Sito 2

FOTOVOLTAICO - 55 kW_p		
Dati generali		
Potenza totale installata	55,00	kW _p
Costo di installazione	1.300	€/kW _p
INVESTIMENTO INIZIALE	71.500	€
Ricavi		
Produzione media	1.100	kWh/kW _p
Produzione annua	60.500	kWh
Autoconsumo (95%)	57.475	kWh
SSP (5%)	3.025	kWh
Tariffa per SSP	0,10	€/kWh
Ricavo da energia autoconsumata o ceduta	0,1464	€/kWh
Incremento prezzi	2,5	% anno
Decadimento produzione	0,3	% anno
RISPARMIO ENERGETICO PREVISTO	8.717	€
Costi		
Manutenzione ordinaria (1%)	715	€
Anno sostituzione inverter	10	-
Valore inverter sul totale (12%)	8.580	€
Assicurazione (0,6%)	429	€
Altri costi di gestione in percentuale (0,2%)	143	€
Altri costi fissi in valore (diritto di superficie)	1.568	€
COSTI TOTALI	2.855	€
Analisi economica		
Tempo di Ritorno Semplice - TRS	8,2	anni
Tasso di attualizzazione - i	4	%
Vita utile - U	20	anni
Flusso di cassa annuo - FC	8.717	€
Valore Attuale Netto - VAN	48.811	€
Tasso Interno di Rendimento - TIR	10,82	%
Indice di Profitto - IP	0,68	-
Resa impianto a 20 anni	110.350	€

Si riportano a seguire (Tabella 5-40 e Figura 5-21) i flussi di cassa netto e progressivo.

Tabella 5-40: Flusso netto e progressivo impianto fotovoltaico - Sito 2

Anno	Ricavi totali netti	Totale costi	Flusso netto	Flusso progressivo
	€	€	€	€
0	-	71.500,00	-71.500,00	-71.500,00
1	8.716,84	2.854,50	8.287,05	-63.212,95

2	8.900,42	2.854,50	8.470,62	-54.742,33
3	9.088,04	2.854,50	8.658,25	-46.084,08
4	9.279,80	2.854,50	8.850,01	-37.234,07
5	9.475,79	2.854,50	9.046,00	-28.188,07
6	9.676,10	2.854,50	9.246,30	-18.941,77
7	9.880,82	2.854,50	9.451,03	-9.490,74
8	10.090,05	2.854,50	9.660,26	169,52
9	10.303,89	2.854,50	9.874,10	10.043,62
10	10.522,44	11.434,50	4.206,77	14.250,39
11	10.745,81	2.854,50	10.316,02	24.566,40
12	10.974,09	2.854,50	8.748,22	33.314,63
13	11.207,41	2.854,50	8.757,02	42.071,65
14	11.445,86	2.854,50	8.995,47	51.067,12
15	11.689,56	2.854,50	9.239,17	60.306,30
16	11.938,62	2.854,50	9.488,24	69.794,53
17	12.193,17	2.854,50	9.742,78	79.537,32
18	12.453,32	2.854,50	10.002,93	89.540,25
19	12.719,19	2.854,50	10.268,81	99.809,06
20	12.990,92	2.854,50	10.540,53	110.349,59

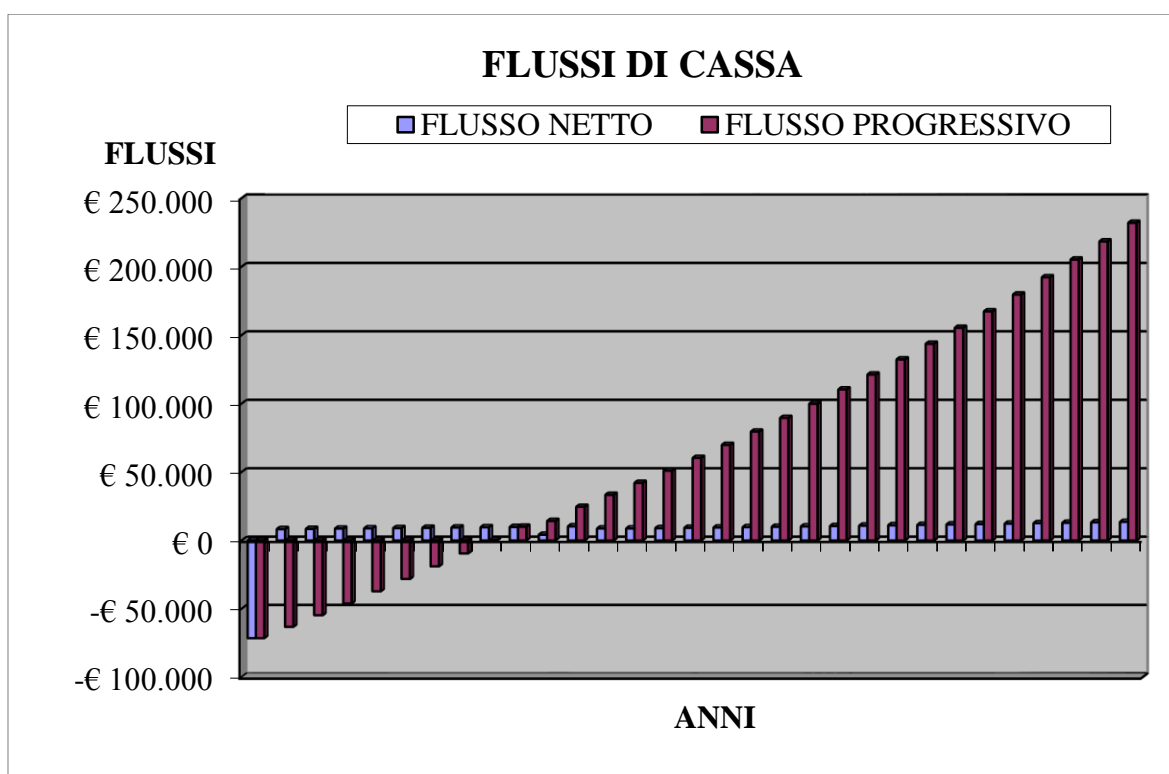


Figura 5-21: Istogramma flussi di cassa impianto fotovoltaico - Sito 2

(Si veda commento riportato al paragrafo 5.4.5).

Interventi su motori

Interventi sui motori delle pompe non sarebbero giustificati in quanto essi sono caratterizzati da un rendimento molto elevato (93,7%). Inoltre nei primi mesi del 2014 sono stati fatti degli interventi di efficientamento sulle macchine installate nel 1997. Con le manutenzioni meccaniche generali delle pompe P1 e P2, oltre alla revisione dei motori si è provveduto al rivestimento delle giranti con prodotto ceramico ad alta resistenza e, soprattutto, all'inserimento delle tenute meccaniche al posto delle tenute a baderna che, secondo le indicazioni assunte, dovrebbe comportare un miglioramento del rendimento meccanico del 2-3 %.

5.6 Sito 3 - pozzi

5.6.1 Dati generali e descrizione del processo

I pozzi a servizio del Comune di [...] sono ubicati nel Comune di [...] in via [...] (Figura 5-22).



*Figura 5-22: Vista aerea del Sito 3
(Fonte: www.maps.google.it)*

Nella Figura 5-23 è possibile osservare la planimetria del sito con indicati i tre pozzi.

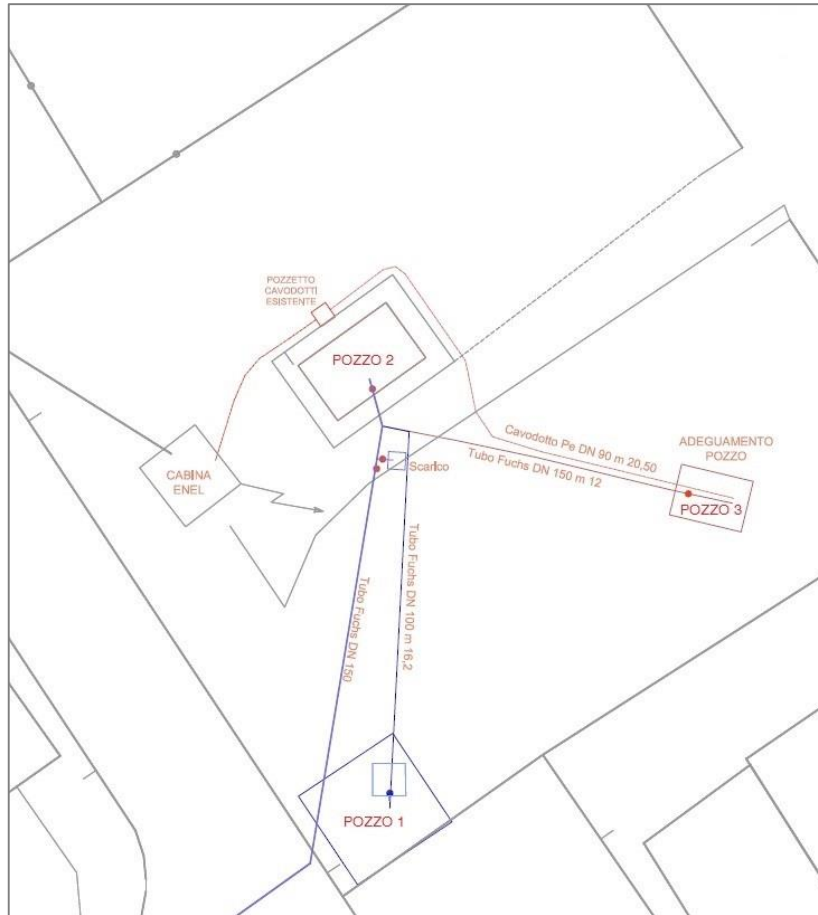


Figura 5-23: Planimetria del Sito 3

Il campo pozzi del Sito 3, unitamente all’impianto ausiliario [...] (con portate provenienti da altra fonte e alimentazione di energia elettrica da una differente presa) alimenta, tramite un radiocomando su livello, il serbatoio di [...] tramite una condotta di adduzione a pompaggio diretto ad elevata pressione (circa 17 bar) necessaria a superare il dislivello geodetico, per una lunghezza di circa 1,5 km (il primo mezzo chilometro è costituita da tubi in acciaio con rivestimento interno cementizio DN150, mentre il chilometro rimanente è costituito da tubi in acciaio bitumati DN17). La vasca principale del serbatoio viene alimentata da sopra mediante la citata condotta e pertanto non ha funzione di piezometro. Il dimensionamento iniziale sia delle condotte, sia delle pompe sommerse dei pozzi, era stato fatto per portate variabili tra circa 19 e 27 l/s, con un abbassamento del livello di falda di – 24 m dal piano campagna. Purtroppo queste condizioni al contorno sono radicalmente mutate a partire dal 2005 ed è ancora attualmente in corso un lento impoverimento (probabilmente per progressivo “insabbiamento”) delle potenzialità della falda. A causa di ciò si ha un massimo emungimento complessivo di circa 10 l/s ed un livello dinamico variabile tra –40

e -50 metri dal piano campagna. Non è possibile estrarre portate maggiori, pena il rapido intorbidimento dell'acqua per l'ingresso dai filtri dei pozzi di materiale limoso-argilloso molto fine che impiega poi vari giorni a decantare nel serbatoio di [...], determinando una evidente compromissione della potabilità dell'acqua. Per emungere le portate disponibili si è stabilito un criterio di marcia-arresto in manuale-automatico (a orologio o da radiocomando) delle pompe dei tre pozzi: normalmente il pozzo P1 è in automatico su radiocomando (e quindi si ferma solo a serbatoio pieno); il pozzo P2 è in automatico con orologio 24h/24 per evitare ogni possibile arresto e ripartenza in quanto fonte di intorbidimento parziale; il pozzo P3 è in manuale con ON-OFF da parte dell'operatore solo in caso di aumento dei consumi (di norma funziona 24h/24 durante la stagione estiva e solo alcune ore il resto dell'anno). Va precisato che i tre pozzi sono stati realizzati storicamente in momenti diversi ed hanno avuto potenzialità/depauperamenti diversi. Si riporta a seguire la descrizione dei tre pozzi:

- **P1** è il pozzo più vecchio e presenta una potenzialità di circa 3,5 l/s. È dotato di una pompa sommersa tipo Calpeda 6 SDN12/29 con motore 6 CS11 da 11 kW con una potenzialità di poco oltre 3 l/s e lavora con prevalenza di 155 + 40/50 m (quindi necessita parzializzazione).
- **P2** è il pozzo intermedio e dal 2005 ha subito un grosso impoverimento di falda. È dotato di una pompa sommersa tipo Caprari E8S50/13A con motore MC860 da 45 kW che risulta essere fortemente sovradimensionata in quanto, per lavorare con poco meno 6 l/s oggi disponibili e prevalenza sempre di 155 + 40/50 m, si esegue una parzializzazione per mezzo di saracinesca, determinando però un grave calo del rendimento energetico.
- **P3**, il pozzo più recente, è stato realizzato nel 2007 come ausiliario/sostitutivo del pozzo P2 ma ad una distanza troppo ridotta per evitare l'influenza reciproca tra i due. Infatti quando viene attivato, per limitare l'abbassamento di falda eccessivo con pericolosi arresti-marce dei motori in condizioni di minimo livello, si deve provvedere alla forte limitazione delle portate a valori variabili nelle stagioni da un minimo di 1,8 ad un massimo di 3 l/s con prevalenza sempre di 155 + 40/50 m. È dotato di pompa sommersa tipo KSB UPA 150S-20/28 con motore UMA 1250D 22/21 da 22 kW che, essendo parzializzata sensibilmente, lavora ben lontana dal punto di rendimento ottimale.

Le pompe sono tutte dotate di softstarter e lavorano a giri fissi.

Per gestire il sistema di pompaggio e successiva distribuzione in rete non è stato attivato un vero e proprio telecontrollo, ma un sistema misto con presenza dei alcuni teleallarmi: in particolare si può interrogare il quadro del campo pozzi del sito, per verificare quali pozzi siano in marcia e se ci siano anomalie, e il quadro del serbatoio di [...], per avere il livello del serbatoio: tale livello è però anche l'unico dato analogico che viene registrato e di cui si può avere un trend. I dati di pressione non vengono registrati in quanto le condizioni di pompaggio sono praticamente costanti e riflettono l'altimetria riportata nello schema idraulico a seguire (Tabella 5-24).

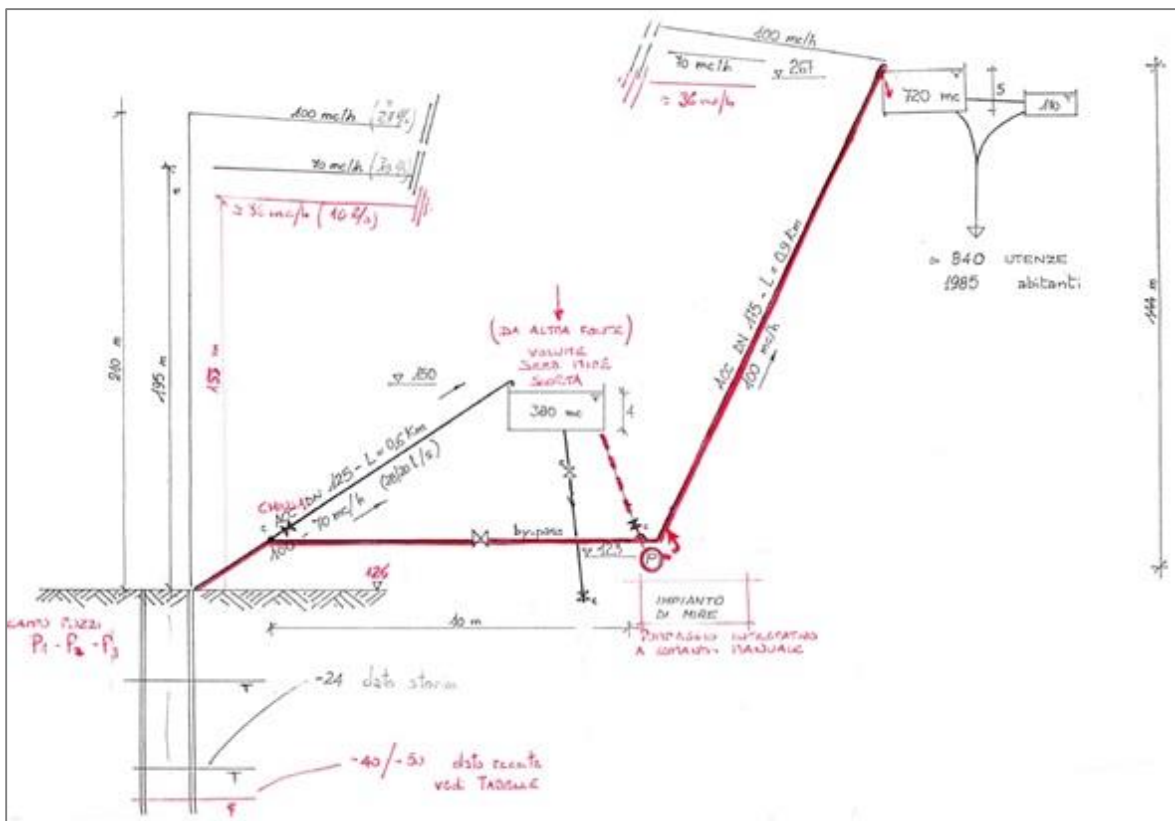


Figura 5-24: Schema idraulico del Sito 3

I volumi emunti dai 3 pozzi sono registrati mensilmente (i pozzi P1 e P3 dispongono di un contatore dedicato; il pozzo P2 non ha alcun contatore e quindi i suoi volumi si possono ricavare solo per differenza tra il totale pompato e i volumi pompati da P1 e P3).

Durante il periodo estivo, poiché talvolta si manifesta la necessità di erogare circa 13 l/s, si emungono circa 3 l/s da un pozzo privato, esterno al sito, dato in concessione all'azienda. Nel caso si debba ricorrere a suddetto pozzo di emergenza, si esegue un doppio pompaggio: dal pozzo a un serbatoio intermedio e dal serbatoio intermedio a quello di accumulo sulla collina.

Si riporta a seguire lo schema di flusso (Figura 5-25).

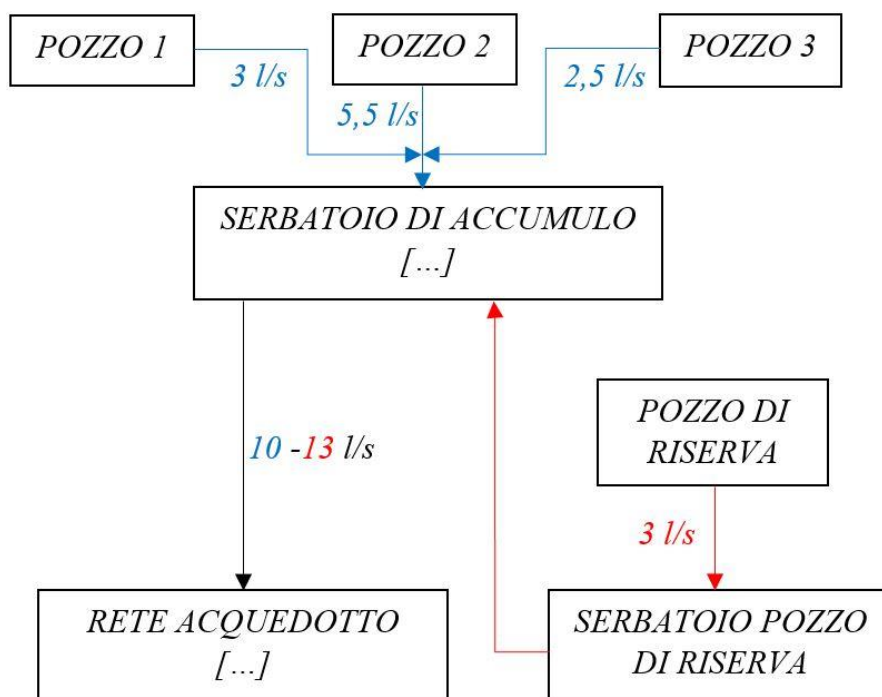


Figura 5-25: Schema di flusso - Sito 3

Si riportano in Tabella 5-41, per ciascun mese degli anni 2014, 2015 e 2016, le ore di funzionamento mensili e la portata mensile espressa in [m³] delle pompe.

Tabella 5-41: Portate elaborate 2014, 2015, 2016 - Sito 3

ANNO	2014		2015		2016	
	[h]	[m ³]	[h]	[m ³]	[h]	[m ³]
Gennaio	1.222	19.805	1.309	19.031	1.201	17.258
Febbraio	1.251	20.929	1.664	24.442	1.328	19.347
Marzo	1.415	22.404	1.099	16.510	1.425	21.099
Aprile	1.418	23.368	1.434	24.105	1.495	23.612
Maggio	1.526	25.080	1.311	20.067	1.388	20.800

Giugno	1.436	22.663	1.377	20.860	2.104	24.967
Luglio	1.386	21.899	1.556	23.238	2.068	24.244
Agosto	1.456	23.740	1.413	20.843	1.931	22.839
Settembre	1.415	23.533	1.419	22.227	2.184	25.602
Ottobre	1.629	24.489	1.510	23.573	1.832	24.184
Novembre	1.339	19.901	1.278	20.549	1.217	18.110
Dicembre	1.602	22.129	1.683	24.611	1.491	22.347
MEDIA	1.424	22.495	1.421	21.671	1.639	22.034
TOTALE	17.094	269.939	17.053	260.058	19.665	264.409

Si precisa che la pompa P3, a differenza delle pompe P1 e P2 che hanno lavorato sempre nei tra anni, ha lavorato in scarico solamente per alcuni giorni nel giugno del 2014 e per alcuni giorni da giugno a ottobre del 2016 (per un totale di circa 3.000 ore).

5.6.2 Consumi energetici

Il sito è alimentato da energia elettrica in bassa tensione tramite n. 1 POD con le caratteristiche riportate a seguire nella Tabella 5-42.

Tabella 5-42: Caratteristiche fornitura di energia elettrica - Sito 3

PUNTO DI FORNITURA ELETTRICA	
Codice POD	IT001E04383212
Potenza disponibile	77 kW
Tensione	BT (380 V)
Tipo di contratto	Mercato Libero
Opzione tariffaria	BTA6

I consumi di energia elettrica, i relativi costi e il picco di potenza registrati mensilmente nel triennio 2014 – 2016 sono riportati a seguire nella Tabella 5-43.

Tabella 5-43: Consumi, costi e picco di potenza nel 2014, 2015, 2016 - Sito 3

MESE	Energia attiva [kWh]	Tot. fattura IVA esclusa [€]	Costo totale [c€/kWh]	Picco potenza [kW]
Gennaio	39.318,00	6.922,72	17,16	55,00
Febbraio	33.910,00	6.090,09	17,96	55,00
Marzo	39.211,00	6.969,14	17,77	55,00
Aprile	38.647,00	7.145,56	18,49	55,00
Maggio	40.341,00	7.434,77	18,43	55,00

Giugno	39.728,00	7.340,05	18,48	73,00
Luglio	39.226,00	7.108,14	18,12	56,00
Agosto	38.962,00	7.049,69	18,09	56,00
Settembre	38.148,00	6.922,22	18,15	56,00
Ottobre	38.857,00	7.051,52	18,15	54,00
Novembre	37.480,00	6.779,95	18,09	54,00
Dicembre	37.927,00	6.848,40	18,06	55,00
TOT. 2014	461.755,00	83.662,25	18,12	

MESE	Energia attiva [kWh]	Tot. fattura IVA esclusa [€]	Costo totale [c€/kWh]	Picco potenza [kW]
Gennaio	38.072,00	6.298,32	16,54	52,80
Febbraio	34.828,00	5.795,53	16,64	53,00
Marzo	38.770,00	6.433,60	16,59	54,00
Aprile	36.557,00	6.096,91	16,68	54,00
Maggio	38.171,00	6.351,92	16,64	54,00
Giugno	36.438,00	6.082,59	16,69	53,00
Luglio	38.263,00	6.406,38	16,74	53,00
Agosto	37.778,00	6.306,14	16,69	53,00
Settembre	37.344,00	6.257,79	16,76	53,00
Ottobre	38.598,00	6.605,09	17,11	53,00
Novembre	36.309,00	6.019,97	16,58	53,00
Dicembre	37.937,00	6.392,98	16,85	53,00
TOT. 2015	449.065,00	75.047,22	16,71	

MESE	Energia attiva [kWh]	Tot. fattura IVA esclusa [€]	Costo totale [c€/kWh]	Picco potenza [kW]
Gennaio	36.571,00	6.019,38	16,46	52,20
Febbraio	35.133,00	5.834,01	16,61	52,00
Marzo	38.477,00	6.387,71	16,60	69,20
Aprile	37.700,00	6.381,95	16,93	53,60
Maggio	39.194,00	5.121,00	13,07	53,40
Giugno	46.740,00	7.561,73	16,18	73,00
Luglio	51.428,00	8.601,81	16,73	71,80
Agosto	49.946,00	8.313,46	16,64	71,70
Settembre	50.073,00	8.318,22	16,61	71,00
Ottobre	45.354,00	7.334,39	16,17	71,20
Novembre	36.438,00	5.878,59	16,13	52,40
Dicembre	37.629,00	6.061,42	16,11	52,80
TOT. 2016	504.683,00	81.813,67	16,21	

Il consumo totale di energia elettrica (EE) registrato ogni anno è stato convertito in consumo di energia primaria (EP) ed emissioni di CO₂, come riportato in Tabella 5-44, utilizzando i seguenti fattori di conversione:

- 1 kWh = 0,187·10⁻³ tep;
- 1 kWh = 0.435 ton CO₂.

Tabella 5-44: Consumo di EE, EP e emissioni CO₂ nel 2014, 2015, 2016 - Sito 3

2014	Consumo di energia elettrica prelevata dalla rete	461.755	kWh/anno
	Consumo di energia primaria associata all'energia elettrica	86,35	tep/anno
	Emissioni di CO ₂ associate all'energia elettrica	200.863,43	ton/anno
2015	Consumo di energia elettrica prelevata dalla rete	449.065	kWh/anno
	Consumo di energia primaria associata all'energia elettrica	83,98	tep/anno
	Emissioni di CO ₂ associate all'energia elettrica	195.343,28	ton/anno
2016	Consumo di energia elettrica prelevata dalla rete	504.683	kWh/anno
	Consumo di energia primaria associata all'energia elettrica	94,38	tep/anno
	Emissioni di CO ₂ associate all'energia elettrica	219.537,11	ton/anno

I consumi di energia elettrica risultano lineari in tutti e tre gli anni, con eccezione dei mesi estivi del 2016 (Figura 5-26). Ciò è probabilmente dovuto ad una significativa richiesta di acqua per l'irrigazione di terreni coltivati e spazi verdi, vista la presenza nel Comune di [...] di molte abitazioni con ampi giardini.

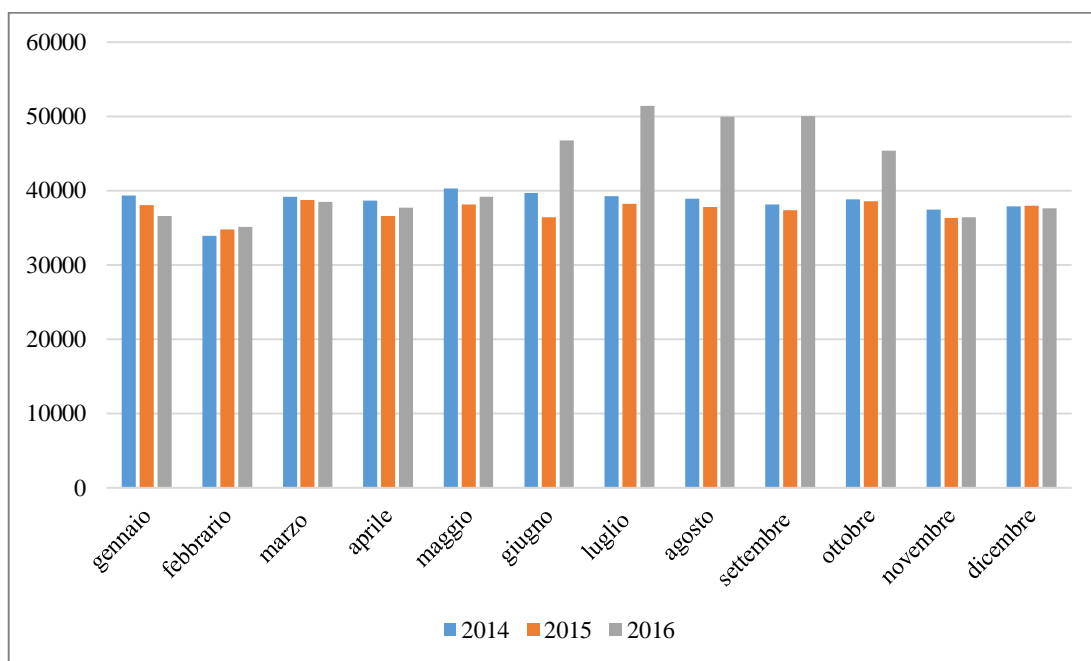


Figura 5-26: Istogramma consumi energia elettrica - Sito 3

Si è proceduto poi alla ripartizione del fabbisogno elettrico. Per quanto concerne l'anno solare 2015, il fabbisogno elettrico è stato il seguente (Tabella 5-45):

Tabella 5-45: Fabbisogno elettrico 2015 - Sito 3

ENERGIA ELETTRICA			CONSUMO	TEP ING.	lpg					
			kWh	tep	tipo misura [continuo, spot o calcolo]	kWh / m3	Consumi monitorati/ calcolati	Altro	% copertura	Copertura del 95% dei consumi raggiunta
LB	j=1	ENERGIA ELETTRICA	449.065	84	continuo	1,73	446.336	2.729	99%	

Come indicato nelle linee guida ENEA, la “Struttura Energetica Aziendale” prevede la suddivisione delle varie utenze in tre macro categorie.

Attività principali

Nel caso del Sito 3, in questa categoria ricadono le macchine di seguito elencate (Tabella 5-46):

Tabella 5-46: Attività principali - Sito 3

ENERGIA ELETTRICA			CONSUMO	TEP ING.	lpg						
			kWh	tep	tipo misura [continuo, spot o calcolo]	kWh / m3	Consumi monitorati/ calcolati	Altro	% copertura	Copertura del 95% dei consumi raggiunta	
			CONSUMO	TEP ING.	lpg		D.s.		lps		
LC	1.1	ATTIVITA' PRINCIPALI	446.336	83	calcolo	1,72	valore	u.m.	tipo misura [continuo, spot o calcolo]	valore	u.m. [kWh/D.s.]
	1.1.1	POMPA POZZO 1	102.582	19	calcolo	0,39					
LD	1.1.2	POMPA POZZO 2	343.754	64	calcolo	1,32					
	1.1.3	POMPA POZZO 3	0		calcolo						

Si precisa che i valori di consumo sono tutti stimati in funzione dei dati di targa raccolti in fase di sopralluogo e delle considerazioni condivise con i referenti aziendali, non essendo disponibili dati e misure specifiche di consumo elettrico.

Servizi ausiliari

Nello specifico non sono state individuate utenze che ricadono in suddetta categoria.

Servizi generali

Nello specifico non sono state individuate utenze che ricadono in suddetta categoria.

Il dettaglio completo delle utenze considerate si trova nell'inventario elettrico disponibile in **Allegato 2**.

Tale suddivisione porta alla conclusione che il 100% dei consumi del sito è riconducibile unicamente alle attività principali.

5.6.3 Indicatori energetici

In letteratura non sono presenti documenti che forniscono degli indicatori di riferimento per i consumi delle pompe presenti nel Sito 3 a servizio di [...], in quanto le loro prestazioni dipendono dalle condizioni al contorno. Si è proceduto pertanto a verificare se le pompe lavorano nelle condizioni ottimali di esercizio.

P1: Calpeda 6 SDN12/29 con motore 6" CS11 da 11 kW

La pompa lavora con una prevalenza di circa 210 m e una portata di poco superiore a 3 l/s. Come riportato da catalogo, tale pompa è caratterizzata da prevalenza e portata di massimo rendimento rispettivamente pari a circa 200 m e 3,5 l/s, pertanto, dall'osservazione della curva di rendimento, si può constatare che lavora in condizioni pressoché prossime a quelle ottimali (rendimento intorno al 75%).

P2: Caprari E8S50/13A con motore MC860 da 45 kW

La pompa lavora con una prevalenza di circa 210 m e una portata di poco inferiore a 6 l/s. Come riportato da catalogo, tale pompa è caratterizzata da prevalenza e portata di massimo rendimento (76%) rispettivamente pari a circa 185 m e 17,5 l/s. Alla prevalenza a cui lavora attualmente, la pompa erogherebbe una portata di circa 14,5 l/s, pertanto la parzializzazione della pompa fa sì che si lavori in condizioni molto lontane da quelle ottimali (rendimento intorno al 40% anziché al 72%).

P3: KSB UPA 150S-20/28 con motore UMA 150D 22/21 da 22 kW

La pompa lavora con una prevalenza di circa 210 m e una portata al massimo di 3 l/s. Come riportato da catalogo, tale pompa è caratterizzata da prevalenza e portata di massimo rendimento (72%) rispettivamente pari a circa 250 m e 5,8 l/s. Alla prevalenza a cui lavora attualmente, la pompa erogherebbe una portata di circa 6,5 l/s, pertanto la parzializzazione della pompa fa sì che si lavori in condizioni molto lontane da quelle ottimali (rendimento intorno al 50% anziché al 68%).

Avendo a disposizione i dati aggregati del quantitativo di acqua pompata dai tre pozzi e dei consumi elettrici per gli anni 2014, 2015, 2016 è stato interessante porre a confronto gli indicatori energetici generali (Ipg) per valutarne l'andamento nel tempo. Dai dati forniti, per i tre anni considerati, abbiamo il seguente dettaglio riportato in Tabella 5-47.

Tabella 5-47: Dati di dettaglio del Sito 3

ANNO	[kWh]	[m³]
2014	461.755	269.939
2015	449.065	260.058
2016	504.683	264.409

Volendo analizzare l'andamento degli indici di prestazione generali (Ipg) per gli anni 2014, 2015, 2016 sono stati ottenuti dai calcoli i seguenti valori (Tabella 5-48):

Tabella 5-48: Ipg Sito 3

ANNO	EE [kWh]	Ipg [kWh/m³]
2014	461.755	1,71
2015	449.065	1,73
2016	504.683	1,91

Graficamente (Figura 5-27):

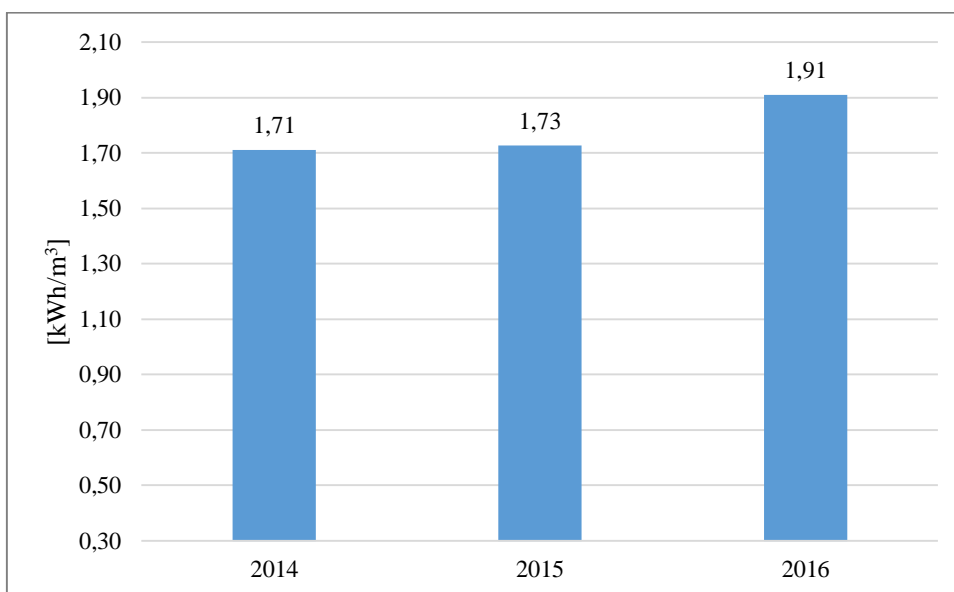


Figura 5-27: Istogramma Ipg Sito 3

Osservando come è variato l'Ipge [**kWh/m³**] nel corso degli anni, si ricava che nel 2015 esso è maggiore dello 0,9% rispetto al 2014 e minore del 10,5% rispetto al 2016. L'aumento dell'indice di prestazione nel 2016 è probabilmente legato al fatto, che rispetto agli anni precedenti, è stata accesa anche la pompa P3 durante la stagione estiva, determinando un incremento del consumo di energia elettrica a parità di portata erogata.

In particolare, con i dati mensili del 2015 dei consumi di energia elettrica e del quantitativo di acqua pompata si è ricavato quanto segue (Tabella 5-49).

Tabella 5-49: Ipg mesi 2015 Sito 3

MESE	Energia attiva [kWh]	Acqua pompata [m³]	Ipg [kWh/m³]
Gennaio	38.072,00	19.093,80	2,00
Febbraio	34.828,00	24.442,40	1,42
Marzo	38.770,00	16.510,20	2,35
Aprile	36.557,00	24.105,20	1,52
Maggio	38.171,00	20.067,20	1,90
Giugno	36.438,00	20.859,60	1,75
Luglio	38.263,00	23.238,40	1,65
Agosto	37.778,00	20.842,80	1,81
Settembre	37.344,00	22.227,40	1,68
Ottobre	38.598,00	23.573,00	1,64
Novembre	36.309,00	20.549,40	1,77
Dicembre	37.973,00	24.611,20	1,54
TOT. 2015	449.065,00	260.057,60	1,73

Graficamente (Figura 5-28):

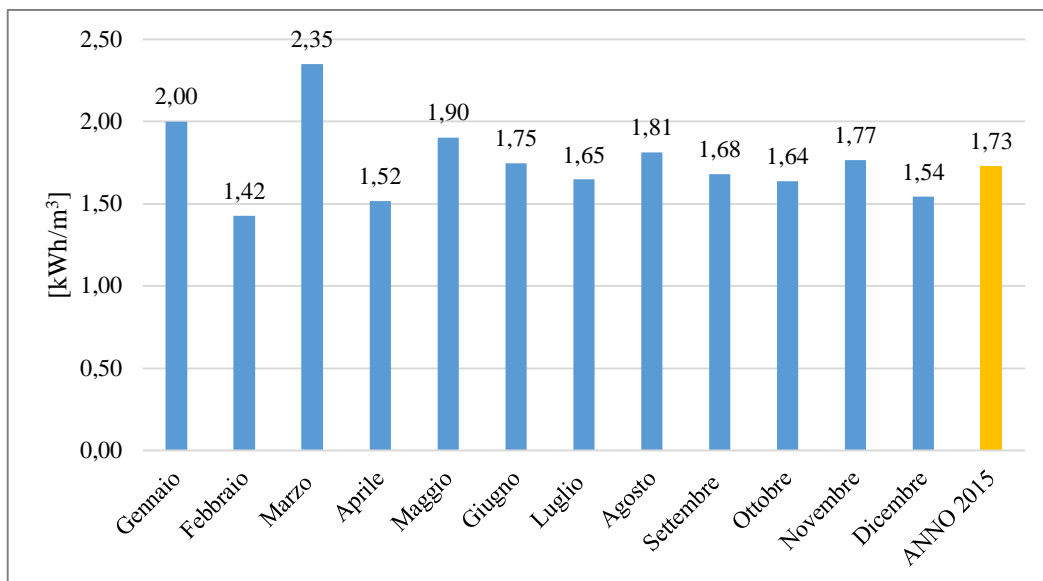


Figura 5-28: Istogramma Ipg mesi 2015 sito di Sito 3

L'indice di prestazione energetica presenta un andamento abbastanza altalenante nel corso dell'anno, e si arriva ad avere nel caso limite (febbraio vs marzo) uno scostamento tra valori del 65%. Questa forte variabilità degli indici è legata al fatto che, a fronte variazioni poco significative del consumo elettrico, si hanno delle variazioni importate della portata probabilmente imputabili ad un maggiore strozzamento delle pompe al fine di evitare un eccessivo abbassamento della falda.

5.6.4 Possibili interventi

Interventi su pompe

Riassumendo quanto già detto in precedenza, la situazione operativa attuale è la seguente:

- P1: portata 3 l/s e prevalenza 155 + 40/50 m;
- P2: portata ~ 6 l/s (portata parzializzata) e prevalenza 155 + 40/50 m;
- P3: portata 1,8-3 l/s (portata parzializzata) e prevalenza 155 + 40/50 m;

Le pompe P1 e P2 lavorano rispettivamente 21 e 24 h al giorno di media per 365 giorni all'anno; la pompa P3 lavora solitamente solo durante la stagione estiva (4 mesi circa) con una media giornaliera 24 h. Le pompe P2 e P3 sono fortemente penalizzate dal punto di vista energetico in quanto la parzializzazione mediante saracinesca comporta dei rendimenti inferiori al 50%.

Per porre rimedio a questa situazione energeticamente estremamente dispendiosa, si è pensato di sostituire le pompe P2 e P3 con due nuove pompe che forniscano la portata attuale alla prevalenza richiesta senza la necessità di eseguire alcuna parzializzazione.

Affidandosi al medesimo costruttore della pompa P2 attuale, è stata individuata la seguente pompa P2 sostitutiva, di cui si riportano a seguire i dati tecnici (Figura 5-29).

Pompa sommersa Calpeda E6XD 40/42 con motore MAC630/2A da 22 kW

Modello	Potenza		Portata								
	kW	Hp	Q=l/min'	0	240	300	312	348	372	420	510
			Q=mc/h	0	14,4	18	18,7	20,9	22,3	25,2	30,6
E6XD 40/38	22,00	30,00	H=ml	410	343	292	279	237	206	136	-

Modello	Potenza		Volts	Ampere a pieno carico	Profondità max di immersione (ml)	Rpm min'	Altezza (mm)	Diametro (mm)
	kW	Hp						
MAC630/2A	22,00	30,00	3x400	48,0	250	2820	790	143

Figura 5-29: Scheda tecnica nuova pompa e motore pozzo 2 - Sito 3
(Fonte: www.pippohydro.com)

È stato eseguito un confronto tra le prestazioni della pompa attuale e le prestazioni della nuova pompa.

- P2 da 45 kW: Potenza assorbita = 39 kW → Consumo = 341.640 kWh/anno
- P2 da 22 kW: Potenza assorbita = 26,6 kW → Consumo = 233.016 kWh/anno

Da ciò si evince che la nuova pompa da 22 kW garantisce un risparmio di circa **108.624 kWh/anno** che, valorizzati al prezzo specifico dell'energia elettrica nel 2015 di 16,71 c€/kWh, corrispondono a circa **18.151 €/anno**.

Ipotizzando che l'azienda desideri avere un tempo di ritorno semplice al massimo di 2 anni, l'investimento risulta interessante se ha un costo inferiore a 36.302 €. Allo stato attuale della

normativa specifica, assumendo un tasso di attualizzazione del 4% e una vita utile della pompa di 10 anni, si è ottenuta la seguente analisi economica (Tabella 5-50):

Tabella 5-50: Analisi economica sostituzione pompa P2 - Sito 3

SOSTITUZIONE POMPA P2			
Risparmio energetico previsto	RISP	€	18.151
Investimento iniziale	I	€	36.302
Tempo di ritorno semplice	TR	anni	2
Tasso di attualizzazione	i	%	4
Vita utile	U	anni	10
Flusso di cassa annuo	FC	€	18.151
Valore attuale netto	VAN	€	110.919,44
Tasso interno di rendimento	TIR	%	53,57
Indice di profitto	VAN/I	-	3,06

Affidandosi al medesimo costruttore della pompa P2 attuale, è stata individuata la seguente pompa P3 sostitutiva, di cui si riportano a seguire i dati tecnici (Figura 5-30).

Pompa sommersa Calpeda E6XD 30/28 con motore MAC612/2A da 9,20 kW

Modello	Potenza		Portata								
	kW	Hp	Q=l/min'	0	120	144	168	192	216	228	228
			Q=mc/h	0	7,2	8,7	10,1	11,5	13	13,7	13,7
E6XD 30/28	9,20	12,50	H=ml	295	264	244	219	190	156	137	116

Modello	Potenza		Volts	Ampere a pieno carico	Profondità max di immersione (ml)	Rpm min'	Altezza (mm)	Diametro (mm)
	kW	Hp						
MAC612/2A	9,20	12,50	3x400	20,8	250	2840	640	143

*Figura 5-30: Scheda tecnica nuova pompa e motore pozzo 3 - Sito 3
(Fonte: www.pippohydro.com)*

È stato eseguito un confronto tra le prestazioni della pompa attuale e le prestazioni della nuova pompa, considerando un funzionamento di 3000 h/anno (corrispondenti circa ai 4 mesi estivi).

- P3 da 22 kW: Potenza assorbita = 19 kW → Consumo = 57.000 kWh/anno
- P3 da 9,20 kW: Potenza assorbita = 11,53 kW → Consumo = 34.590 kWh/anno

Da ciò si evince che la nuova pompa da 9,20 kW garantisce un risparmio di circa **22.410 kWh/anno** che, valorizzati al prezzo specifico dell'energia elettrica nel 2015 di 16,71 c€/kWh, corrispondono a circa **3.744 €/anno**.

Ipotizzando che l'azienda desideri avere un tempo di ritorno semplice al massimo di 2 anni, l'investimento risulta interessante se ha un costo inferiore a 7.488 €. Allo stato attuale della normativa specifica, assumendo un tasso di attualizzazione del 4% e una vita utile della pompa di 10 anni, si è ottenuta la seguente analisi economica (Tabella 5-51):

Tabella 5-51: Analisi economica sostituzione pompa P3 - Sito 3

SOSTITUZIONE POMPA P3			
Risparmio energetico previsto	RISP	€	3.744
Investimento iniziale	I	€	7.488
Tempo di ritorno semplice	TR	anni	2
Tasso di attualizzazione	i	%	4
Vita utile	U	anni	10
Flusso di cassa annuo	FC	€	3.744
Valore attuale netto	VAN	€	22.883,54
Tasso interno di rendimento	TIR	%	53,57
Indice di profitto	VAN/I	-	3,06

Dall'analisi economica si può evincere l'elevata convenienza economica dei due interventi. Dagli importi monetari presenti all'interno di ciascun business-plan, è chiaramente intuibile che il costo dell'intervento sarà minore dell'investimento iniziale stimato in questo studio e quindi il tempo di ritorno semplice sarà ben inferiore ai due anni, in particolare per quanto riguarda il primo dei due interventi.

Vista la potenzialità delle pompe già presenti in sito, è stata valutata l'eventuale fattibilità di modificarne la gestione al fine di evitare l'onere finanziario derivante dalla sostituzione di una o entrambe le pompe. La pompa P3 da 22 kW, alla prevalenza di 155 + 40/50 m, emungerebbe senza strozzatura una portata di circa 6,5 l/s. Visto che attualmente la pompa

P3 è utilizzata solo durante la stagione estiva e la pompa P2 è utilizzata tutto l'anno parzializzata per ottenere una portata di circa 6 l/s, si potrebbe pensare di far funzionare, al posto della pompa P2, la pompa P3 senza parzializzazione per circa 8 mesi all'anno mentre per i 4 mesi estivi si ritornerebbe alla condizione di esercizio attuale. Se questo switch nel funzionamento delle pompe fosse effettivamente fattibile, comporterebbe un significativo risparmio a fronte di un investimento iniziale nullo. È stato eseguito poi un confronto tra le prestazioni delle due pompe, considerando un periodo di funzionamento di 8 mesi (pari a circa 5.760 h).

- P2 da 45 kW: Potenza assorbita = 39 kW → Consumo = 224.640 kWh/anno
- P3 da 22 kW: Potenza assorbita = 26,32 kW → Consumo = 151.603 kWh/anno

Da ciò si evince che la pompa P3 garantirebbe un risparmio di circa **73.037 kWh/anno** che, valorizzati al prezzo specifico dell'energia elettrica nel 2015 di 16,71 c€/kWh, corrisponderebbero a **12.204 €/anno**.

Per quanto concerne la pompa P1, è stato pensato di eseguire la sostituzione del motore attuale con un motore che garantisca un incremento di rendimento. Da catalogo, i motori da accoppiare con la tipologia di pompa presente sono di due tipi:

- Motore Calpeda 6CS con avvolgimento in bagno d'acqua, riavvolgibile (motore uguale a quello attualmente installato);
- Motore Franklin 6FK con statore ermeticamente protetto e avvolgimento totalmente impregnato in resina.

I dati tecnici dei motori sono i seguenti (Tabella 5-52):

Tabella 5-52: Dati tecnici motori pompa P1 - Sito 3

Motore	P _N [kW]	I _N [A] (400 V)	cosφ [-]	η [%]
Calpeda 6CS 11 (vecchio)	11	25,5	0,82	76
Calpeda 6CS 11 (nuovo)	11	26	0,83	78
Franklin 6FK 11	11	23,3	0,85	81

Scegliendo di adottare il motore che garantisce il maggiore incremento di rendimento, è stato eseguito un confronto tra le prestazioni del motore vecchio e nuovo, considerando un tempo di funzionamento di 7.665 h (ore totali di funzionamento della pompa P1 nel 2015):

- 6CS 11: Potenza assorbita = $(P_{\text{targa}}/\eta) = 14,47 \text{ kW} \rightarrow \text{Consumo} = 110.913 \text{ kWh}$
- 6FK 11: Potenza assorbita = $(P_{\text{targa}}/\eta) = 13,58 \text{ kW} \rightarrow \text{Consumo} = 104.090 \text{ kWh}$

Da ciò si evince che il nuovo motore garantirebbe un risparmio di circa **6.823 kWh/anno** che, valorizzati al prezzo specifico dell'energia elettrica nel 2015 di 16,71 c€/kWh, corrisponderebbero a **1.140 €/anno**.

Ipotizzando che l'azienda desideri avere un tempo di ritorno semplice al massimo di 2 anni, l'investimento risulta interessante se ha un costo inferiore a 2.280 €. Allo stato attuale della normativa specifica, assumendo un tasso di attualizzazione del 4% e una vita utile del motore elettrico di 18 anni, si è ottenuta la seguente analisi economica (Tabella 5-53):

Tabella 5-53: Analisi economica sostituzione motore pompa P1 - Sito 3

SOSTITUZIONE MOTORE POMPA P1			
Risparmio energetico previsto	RISP	€	1.140
Investimento iniziale	I	€	2.280
Tempo di ritorno semplice	TR	anni	2
Tasso di attualizzazione	i	%	4
Vita utile	U	anni	18
Flusso di cassa annuo	FC	€	1.140
Valore attuale netto	VAN	€	12.151,04
Tasso interno di rendimento	TIR	%	54,50
Indice di profitto	VAN/I	-	5,33

L'aumento del rendimento del motore di soli 5 punti percentuali comporta un risparmio in termini monetari che, sebbene non esorbitante, è comunque significativo.

Essendo l'analisi economica di tutti gli interventi costruita a partire da un tempo di ritorno fissato, l'effettiva e reale convenienza di quanto è stato proposto dovrà essere valutata richiedendo dei preventivi ad aziende del settore.

Installazione impianto fotovoltaico

Visti i profili di carico elettrico dell'anno 2016 riportati nell'**Allegato 1**, ha senso valutare la possibilità di autoprodurre energia elettrica da utilizzare in autoconsumo. Considerando gli spazi ristretti a disposizione e l'ombreggiamento causato dalle strutture circostanti, è stato ritenuto possibile installare un impianto di 13 kW_p. Consultando il software *PVgis* per

stimare la produzione dell'impianto e definire i valori ottimali dell'angolo di tilt e azimuth, si è ottenuto quanto segue:

- Energia elettrica annua prodotta = 15.100 kWh
- Tilt ottimale $\beta_{\text{ottimale}} = 38^\circ$
- Azimuth ottimale $\gamma_{\text{ottimale}} = -2^\circ$

Un'inclinazione pari a 38° implicherebbe una distanza minima tra i pannelli, per evitare fenomeni di ombreggiamento reciproco tra file parallele, di 3,74 m. Essendo però lo spazio per l'installazione dell'impianto ridotto, si consiglia un'inclinazione dei pannelli pari a 18° in quanto comporta una distanza minima tra file parallele di 2,91 m, a fronte di una riduzione dell'energia elettrica prodotta del solo 4,7%. Il confronto tra le due situazioni è riportato in Tabella 5-54.

Tabella 5-54: Stima e confronto produzione PV - Sito 3

Fixed system: inclination=38 deg., orientation=-2 deg. (optimum)					Fixed system: inclination=18 deg., orientation=-2 deg.				
Month	Ed	Em	Hd	Hm	Month	Ed	Em	Hd	Hm
Jan	24.90	773	2.49	77.2	Jan	19.80	612	1.98	61.4
Feb	37.50	1050	3.80	106	Feb	31.40	879	3.17	88.8
Mar	45.00	1390	4.75	147	Mar	41.30	1280	4.33	134
Apr	46.80	1400	5.07	152	Apr	46.40	1390	4.99	150
May	50.90	1580	5.65	175	May	53.20	1650	5.88	182
Jun	52.30	1570	5.92	177	Jun	56.10	1680	6.32	190
Jul	57.00	1770	6.47	201	Jul	60.30	1870	6.82	212
Aug	53.00	1640	6.02	187	Aug	53.40	1660	6.03	187
Sep	46.80	1400	5.16	155	Sep	44.00	1320	4.82	145
Oct	34.10	1060	3.62	112	Oct	30.00	929	3.18	98.4
Nov	24.40	732	2.51	75.4	Nov	20.00	599	2.06	61.8
Dec	22.80	705	2.28	70.7	Dec	17.50	544	1.77	54.9
Year	41.30	1260	4.48	136	Year	39.50	1200	4.29	130
Total for year		15100		1640	Total for year		14400		1560

Allo stato attuale della normativa specifica e dei costi di installazione di questi impianti, assumendo un tasso di attualizzazione del 4% e una vita utile dell'impianto di almeno 20 anni, si è ottenuto quanto segue (Tabella 5-55):

Tabella 5-55: Analisi economica impianto fotovoltaico - Sito 3

FOTOVOLTAICO - 13 kW _p		
Dati generali		
Potenza totale installata	13,00	kW _p
Costo di installazione	1.300	€/kW _p
INVESTIMENTO INIZIALE	16.900	€

Ricavi		
Produzione media	1.100	kWh/kW _p
Produzione annua	14.300	kWh
Autoconsumo (95%)	13.585	kWh
SSP (5%)	715	kWh
Tariffa per SSP	0,10	€/kWh
Ricavo da energia autoconsumata o ceduta	0,1621	€/kWh
Incremento prezzi	2,5	% anno
Decadimento produzione	0,3	% anno
RISPARMIO ENERGETICO PREVISTO	2.274	€
Costi		
Manutenzione ordinaria (1%)	169	€
Anno sostituzione inverter	10	-
Valore inverter sul totale (12%)	2.028	€
Assicurazione (0,6%)	101	€
Altri costi di gestione in percentuale (0,2%)	34	€
Altri costi fissi in valore (diritto di superficie)	371	€
COSTI TOTALI	675	€
Analisi economica		
Tempo di Ritorno Semplice - TRS	7,43	anni
Tasso di attualizzazione - i	4	%
Vita utile - U	20	anni
Flusso di cassa annuo - FC	2.274	€
Valore Attuale Netto - VAN	14.893	€
Tasso Interno di Rendimento - TIR	12,51	%
Indice di Profitto - IP	0,88	-
Resa impianto a 20 anni	31.365	€

Si riportano a seguire (Tabella 5-56 e Figura 5-31) i flussi di cassa netto e progressivo.

Tabella 5-56: Flusso netto e progressivo impianto fotovoltaico - Sito 3

Anno	Ricavi totali netti	Totale costi	Flusso netto	Flusso progressivo
	€	€	€	€
0	-	16.900,00	-16.900,00	-16.900,00
1	2.273,63	674,70	2.172,04	-14.727,96
2	2.321,70	674,70	2.220,11	-12.507,85
3	2.370,82	674,70	2.269,23	-10.238,62
4	2.421,03	674,70	2.319,44	-7.919,17
5	2.472,35	674,70	2.370,76	-5.548,41

6	2.524,79	674,70	2.423,20	-3.125,21
7	2.578,39	674,70	2.476,80	-648,40
8	2.633,17	674,70	2.531,59	1.883,18
9	2.689,16	674,70	2.587,57	4.470,75
10	2.746,38	2.702,70	1.253,58	5.724,34
11	2.804,86	674,70	2.703,27	8.427,61
12	2.864,63	674,70	2.338,51	10.766,12
13	2.925,71	674,70	2.346,53	13.112,65
14	2.988,14	674,70	2.408,96	15.521,61
15	3.051,94	674,70	2.472,76	17.994,36
16	3.117,14	674,70	2.537,96	20.532,32
17	3.183,78	674,70	2.604,60	23.136,93
18	3.251,89	674,70	2.672,71	25.809,63
19	3.321,49	674,70	2.742,31	28.551,94
20	3.392,63	674,70	2.813,45	31.365,39

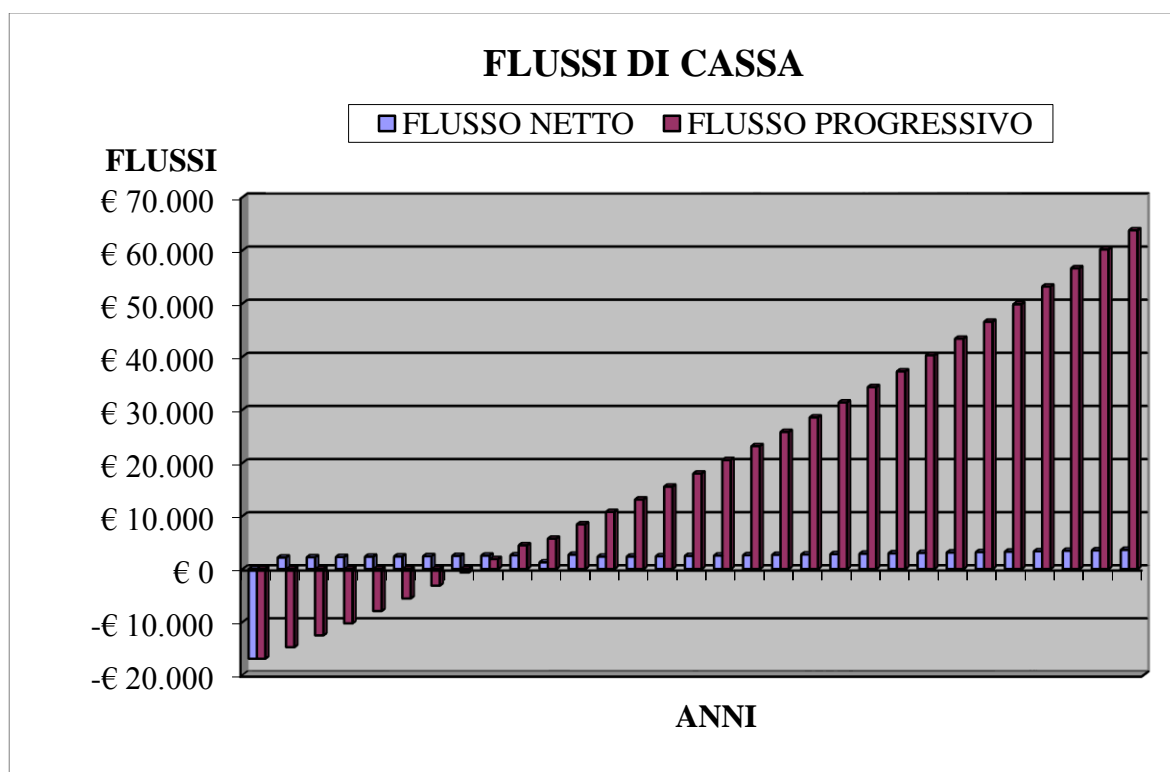


Figura 5-31: Istogramma flussi di cassa impianto fotovoltaico - Sito 3

(Si veda commento riportato al paragrafo 5.4.5).

5.7 Sito 4 - impianto di depurazione

5.7.1 Dati generali del depuratore

Il depuratore ubicato nel Comune di [...] si trova in via [...] (Figura 5-32). Attualmente è caratterizzato da una potenzialità di targa di **8.000 A.E.** e la tecnologia utilizzata è quella a **Cicli Alternati in Reattore Unico®**. Tutto ciò è frutto di un intervento eseguito nel 2014. Precedentemente l'impianto era caratterizzato da una potenzialità di targa di 7.000 A.E. e la tecnologia utilizzata era quella a Fanghi Attivi. Le acque reflue trattate all'interno dell'impianto provengono da un sistema fognario costituito da reti miste.



Figura 5-32: Vista aerea del depuratore del Sito 4 (Fonte: www.maps.google.it)

Nella Figura 5-33 è possibile osservare la planimetria del sito con le diverse aree funzionali.

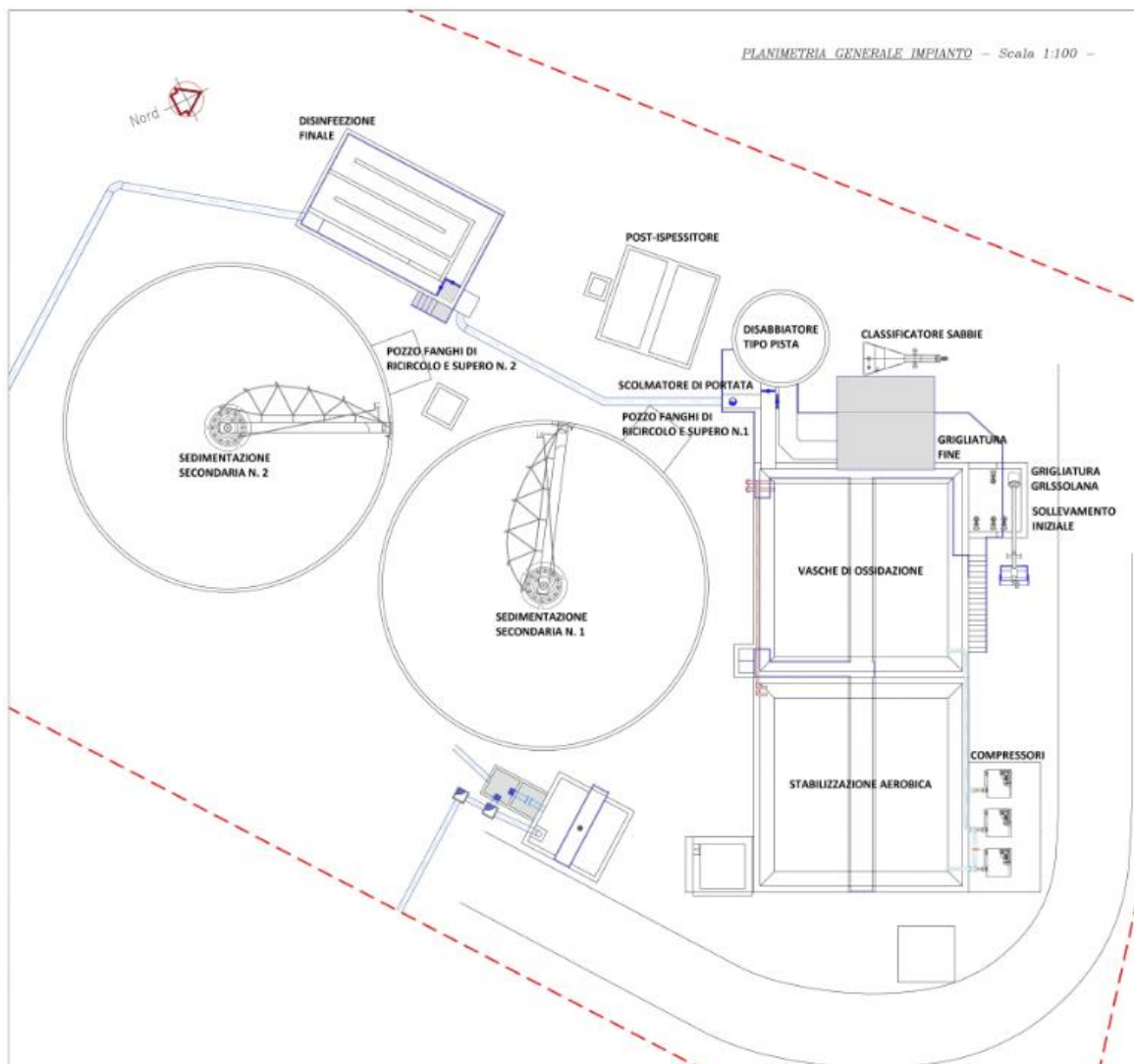


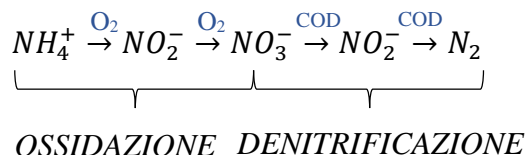
Figura 5-33: Planimetria del depuratore del Sito 4

5.7.2 Descrizione del processo di depurazione

Il refluo influente raggiunge la stazione di sollevamento per caduta previa grigliatura fine a luce 20 mm. Il materiale grigliato attraverso la filtrococlea viene scaricato all'interno di un cassetto. La vasca di sollevamento è dotata di n. 4 elettropompe sommergibili, di cui le due pompe Caprari (da 4,8 kW ciascuna) di riserva a due pompe rispettivamente da 6,70 e 8,49 kW, ciascuna delle quali in grado di sollevare una portata di circa 50 l/s. Il refluo sollevato, al massimo pari a tre volte la portata media nera entrante in impianto, viene inviato alla fase di grigliatura fine. L'unità elettromeccanica è alloggiata all'interno di un canale che una volta fungeva da desabbiatore statico. L'impianto è dotato inoltre di un secondo canale, di dimensioni pari al primo, all'interno del quale è installata una seconda unità di grigliatura

statica a barre a pulizia manuale, la quale viene utilizzata esclusivamente per ottemperare alle operazioni di manutenzione ordinaria della griglia automatica. I pretrattamenti si concludono con la fase di dissabbiatura/disoletatura che avviene per mezzo di un manufatto del tipo pista, la sezione si conclude con la classificazione delle sabbie. L'unità operativa in questione è by-passabile mediante l'azionamento di apposite paratoie. A valle dei pretrattamenti ed a monte del reattore biologico è installata una paratoia automatizzata in maniera tale che i sovrafflussi idraulici ($Q > 2Q_{mn}^{93}$) che non possono essere trattati dal bacino di ossidazione vengono by-passati attraverso tale manufatto, vengono quindi intubati e recapitati a valle del labirinto di disinfezione.

Precedentemente al 2015, il processo biologico era organizzato in linea unica secondo la logica di ossidazione totale, eseguendo i processi di ossidazione o nitrificazione (aerobico) e denitrificazione (anaerobico) in due vasche separate. Allo stato attuale il processo biologico è realizzato in n. 2 vasche di ossidazione attraverso la tecnologia a Cicli Alternati in Reattore Unico®. Nella medesima vasca si alternano il processo di nitrificazione, la cui durata è regolata da un sensore di ossigeno posto in vasca, e denitrificazione, di durata pari a 40 minuti.



L'immissione di ossigeno in vasca, attraverso diffusori porosi con membrana in EPDM, durante il processo di nitrificazione è garantita da n. 1 compressore da 30 kW sotto inverter mentre durante il processo di denitrificazione in cui il compressore è spento, la miscelazione è garantita da n. 1+1 elettromiscelatori da 2,7 kW.

Il mixed liquor effluente viene inviato a due bacini di sedimentazione secondaria radiali. Il refluo chiarificato viene scaricato a corpo idrico ricettore previo passaggio all'interno della vasca di contatto.

La linea fanghi dell'impianto è costituita da n. 2 pozzi fanghi (uno per ciascun decantatore o sedimentatore secondario) all'interno dei quali sono alloggiati rispettivamente 1+1 elettropompe sommergibili deputate sia alle operazioni di ricircolo che, mediante stacco

⁹³ Q_{mn} : Portata media nominale.

sulle tubazioni di rilancio, alla linea biologica di supero fanghi (i fanghi, al di sotto di un determinato livello di degradazione della sostanza organica contenuta al loro interno, non vengono più ricircolati ma immessi nella vasca di stabilizzazione aerobica). I fanghi di supero, estratti manualmente, caricano la vasca di stabilizzazione aerobica che per dimensioni e dotazioni è esattamente uguale alla linea di ossidazione. La stabilizzazione aerobica riceve inoltre le schiume raccolte all'interno del pozzo preposto tra i due chiarificatori secondari. La fornitura di ossigeno attraverso dei diffusori porosi è garantita da n. 1 compressore da 30 kW sotto inverter e la miscelazione è garantita da n. 1 elettromiscelatore da 1,5 kW.

L'impianto è dotato ulteriormente di un post-ispessitore statico ed infine di una nastropressa dove viene realizzato il processo di disidratazione meccanica dei fanghi.

Il dettaglio completo delle potenze delle utenze considerate si trova nel modello elettrico disponibile in **Allegato 2**.

Si riporta a seguire lo schema di flusso del processo (Figura 5-34).

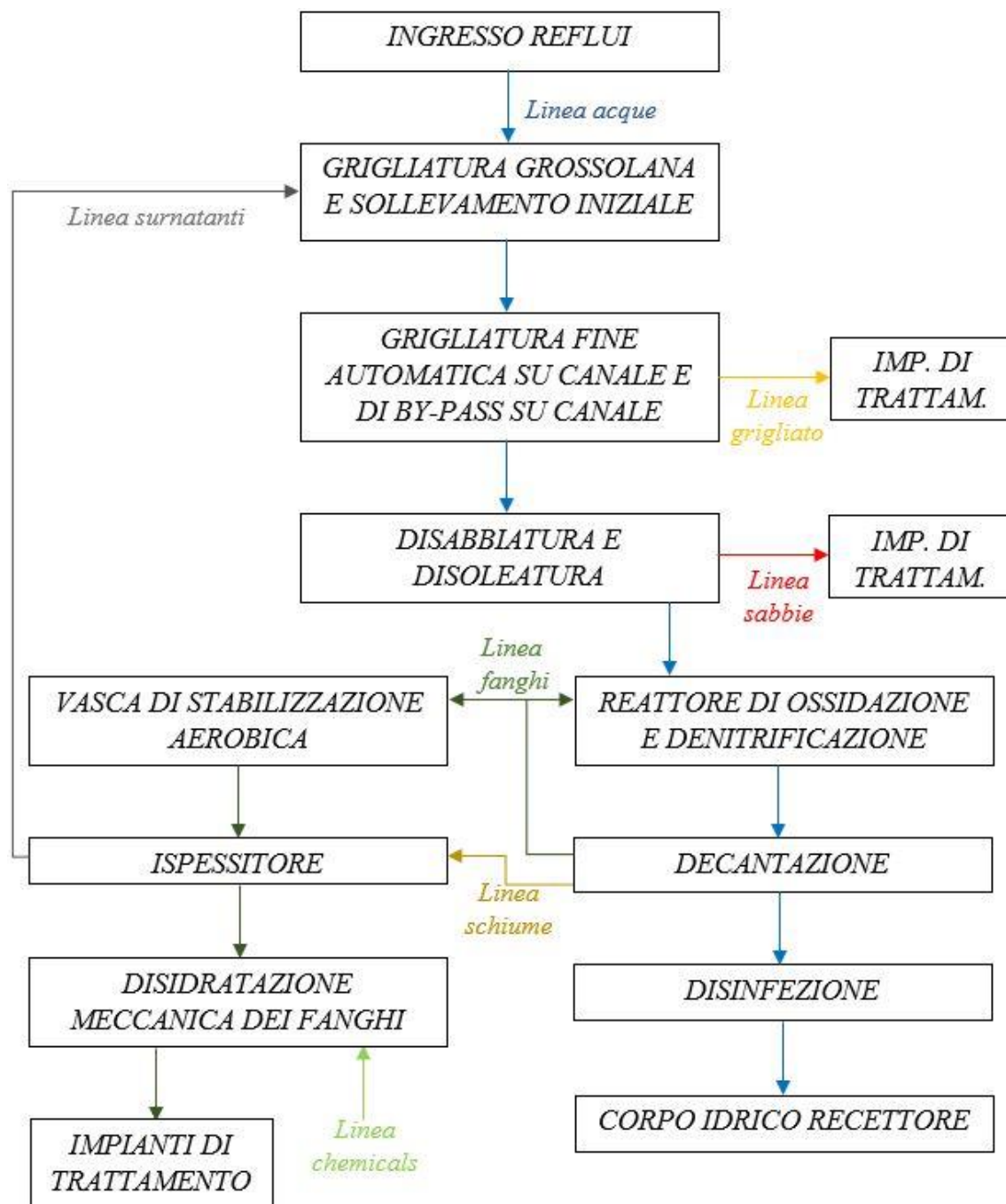


Figura 5-34: Schema di flusso del processo di depurazione - Sito 4

È presente inoltre sistema di **telecontrollo** e **teleallarme** su ponte radio ISET®. I principali segnali di teleallarme sono:

- acquisizione mancanza/rientro rete ENEL;
- scatti termici delle utenze elettromeccaniche;
- anomalie inverter di comando;

- acquisizione controllo assorbimenti elettrici;
- rilevamento portate, segnali di misura, livelli;
- funzioni di plc per l'intero impianto di depurazione;
- archiviazione ed elaborazione dati in diverse forme esportabili;
- invio dei dati automatico garantendo la copertura di 24 ore su 24.

Considerando l'impianto come una sorta di *black box*, sono stati definiti i quantitativi delle sostanze in ingresso e uscita (Tabella 5-57). In ingresso si hanno acque reflue e rettivi chimici (PAC, flocculante e polielettrolita); in uscita si hanno acque depurate, fango liquido e palabile, sabbie solide, grigliato.

Tabella 5-57: Sostanze in ingresso e uscita nel 2013, 2014, 2015 - Sito 4

MESE	Acque reflue in ingresso [m ³ /mese]	Acque depurate in uscita [m ³ /mese]
Gennaio	107.044,00	106.934,00
Febbraio	99.080,00	99.897,00
Marzo	115.791,00	111.719,00
Aprile	94.247,00	94.955,00
Maggio	102.620,00	104.979,00
Giugno	73.302,00	73.502,00
Luglio	75.527,00	75.049,00
Agosto	76.376,00	75.096,00
Settembre	67.948,00	67.330,00
Ottobre	59.619,00	59.440,00
Novembre	88.328,00	84.236,00
Dicembre	86.268,00	85.604,00
MEDIA 2013	87.179,17	86.561,75
TOT. 2013	1.046.150,00	1.038.741,00

MESE	Acque reflue in ingresso [m ³ /mese]	Acque depurate in uscita [m ³ /mese]
Gennaio	125.039,00	125.049,00
Febbraio	127.788,00	131.798,00
Marzo	91.412,00	92.152,00
Aprile	66.290,00	66.222,00
Maggio	68.831,00	68.548,00
Giugno	60.670,00	60.096,00
Luglio	76.137,00	73.434,00

Agosto	80.982,00	80.795,00
Settembre	91.183,00	90.766,00
Ottobre	70.378,00	68.995,00
Novembre	54.520,00	54.404,00
Dicembre	64.215,00	64.074,00
MEDIA 2014	81.453,75	81.361,08
TOT. 2014	977.445,00	976.333,00

MESE	Acque reflue in ingresso [m³/mese]	Acque depurate in uscita [m³/mese]
Gennaio	66.427,00	66.316,00
Febbraio	68.804,00	68.971,00
Marzo	64.472,00	74.626,00
Aprile	68.421,00	68.454,00
Maggio	69.923,00	69.302,00
Giugno	72.980,00	74.113,00
Luglio	73.266,00	72.944,00
Agosto	70.606,00	69.950,00
Settembre	64.643,00	65.168,00
Ottobre	78.375,00	78.515,00
Novembre	70.799,00	71.370,00
Dicembre	70.643,00	70.810,00
MEDIA 2015	69.946,58	70.878,25
TOT. 2015	839.359,00	850.539,00

Reattivi	PAC	Flocculante	Polielettrolita
u.m.	[kg/anno]	[kg/anno]	[kg/anno]
TOT. 2013	5.160,00	4.100,00	0,00
TOT. 2014	19.020,00	0,00	600,00
TOT. 2015	13.510,00	0,00	625,00

RIFIUTI	Fango liquido	Fango palabile	Sabbie solide	Grigliato
u.m.	[m³/anno]	[kg/anno]	[kg/anno]	[kg/anno]
TOT. 2013	99,30	322.680,00	3.800,00	12.000,00
TOT. 2014	421,86	516.240,00	4.540,00	9.000,00
TOT. 2015	53,01	504.500,00	7.120,00	8.740,00

5.7.3 Consumi energetici

Il depuratore è alimentato da energia elettrica in bassa tensione tramite n. 1 POD con le caratteristiche riportate a seguire nella Tabella 5-58.

Tabella 5-58: Caratteristiche fornitura di energia elettrica - Sito 4

PUNTO DI FORNITURA ELETTRICA	
Codice POD	IT001E00116274
Potenza disponibile	80 kW
Tensione	BT (380 V)
Tipo di contratto	Mercato Libero
Opzione tariffaria	Usi diversi in Bassa Tensione (2013) BTA6 (2014 - 2015)

I consumi di energia elettrica, i relativi costi e il picco di potenza registrati mensilmente nel triennio 2013 – 2015 sono riportati a seguire nella Tabella 5-59.

Tabella 5-59: Consumi, costi e picco di potenza nel 2013, 2014, 2015 - Sito 4

MESE	Energia attiva [kWh]	Tot. fattura IVA esclusa [€]	Costo totale [c€/kWh]	Picco potenza [kW]
Gennaio	31.458,00	n.d.	n.d.	n.d.
Febbraio	29.594,00	5.127,62	17,33	63,00
Marzo	34.869,00	6.002,54	17,21	63,00
Aprile	32.683,00	5.944,52	18,19	66,00
Maggio	30.981,00	5.643,99	18,22	58,00
Giugno	30.967,00	5.645,86	18,23	61,00
Luglio	31.849,00	5.816,36	18,26	63,00
Agosto	33.151,00	6.020,14	18,16	59,00
Settembre	33.411,00	6.132,13	18,35	81,00
Ottobre	30.621,00	5.520,74	18,03	65,00
Novembre	25.571,00	4.608,92	18,02	52,00
Dicembre	29.798,00	5.326,10	17,87	55,00
TOT. 2013	374.953,00	61.788,92	17,99	

MESE	Energia attiva [kWh]	Tot. fattura IVA esclusa [€]	Costo totale [c€/kWh]	Picco potenza [kW]
Gennaio	30.660,00	5.386,61	17,57	66,00
Febbraio	28.308,00	5.011,87	17,70	66,00
Marzo	29.179,00	5.165,71	17,70	59,00

Aprile	28.171,00	5.202,26	18,47	58,00
Maggio	28.947,00	5.320,03	18,38	55,00
Giugno	27.126,00	4.967,57	18,31	54,00
Luglio	26.460,00	4.843,91	18,31	53,00
Agosto	22.851,00	4.185,16	18,31	47,00
Settembre	26.841,00	4.935,70	18,39	58,00
Ottobre	27.854,00	5.138,12	18,45	62,00
Novembre	28.533,00	5.219,50	18,29	58,00
Dicembre	27.641,00	5.062,14	18,31	63,00
TOT. 2014	332.571,00	60.438,58	18,17	

MESE	Energia attiva [kWh]	Tot. fattura IVA esclusa [€]	Costo totale [c€/kWh]	Picco potenza [kW]
Gennaio	27.928,00	4.685,01	17,22	59,00
Febbraio	25.596,00	4.329,79	16,92	63,00
Marzo	28.255,00	n.d.	n.d.	n.d.
Aprile	28.015,00	4.742,11	16,93	66,00
Maggio	27.402,00	4.674,00	17,06	76,00
Giugno	26.903,00	4.558,92	16,95	60,00
Luglio	26.853,00	4.577,17	17,05	62,00
Agosto	25.671,00	4.359,81	16,98	61,00
Settembre	23.084,00	3.963,37	17,17	62,60
Ottobre	27.208,00	4.746,57	17,45	65,00
Novembre	27.275,00	4.600,85	16,87	62,00
Dicembre	31.016,00	5.313,42	17,13	70,30
TOT. 2015	325.206,00	50.551,02	17,02	

Il consumo totale di energia elettrica (EE) registrato ogni anno è stato convertito in consumo di energia primaria (EP) ed emissioni di CO₂, come riportato in Tabella 5-60, utilizzando i seguenti fattori di conversione:

- 1 kWh = 0,187·10⁻³ tep;
- 1 kWh = 0.435 ton CO₂.

Tabella 5-60: Consumo di EE, EP e emissioni CO₂ nel 2013, 2014, 2015 - Sito 4

2013	Consumo di energia elettrica prelevata dalla rete	374.953	kWh/anno
	Consumo di energia primaria associata all'energia elettrica	70,12	tep/anno
	Emissioni di CO ₂ associate all'energia elettrica	163.104,56	ton/anno
2014	Consumo di energia elettrica prelevata dalla rete	332.571	kWh/anno
	Consumo di energia primaria associata all'energia elettrica	62,19	tep/anno
	Emissioni di CO ₂ associate all'energia elettrica	144.668,39	ton/anno

2015	Consumo di energia elettrica prelevata dalla rete	325.206	kWh/anno
	Consumo di energia primaria associata all'energia elettrica	60,81	tep/anno
	Emissioni di CO ₂ associate all'energia elettrica	141.465,61	ton/anno

Il passaggio alla tecnologia a Cicli Alternati in Reattore Unico® ha consentito, come si osserva nell'istogramma in Figura 5-35, una significativa diminuzione dei consumi di energia elettrica, sebbene la potenzialità di targa dell'impianto sia aumentata di 1.000 A.E..

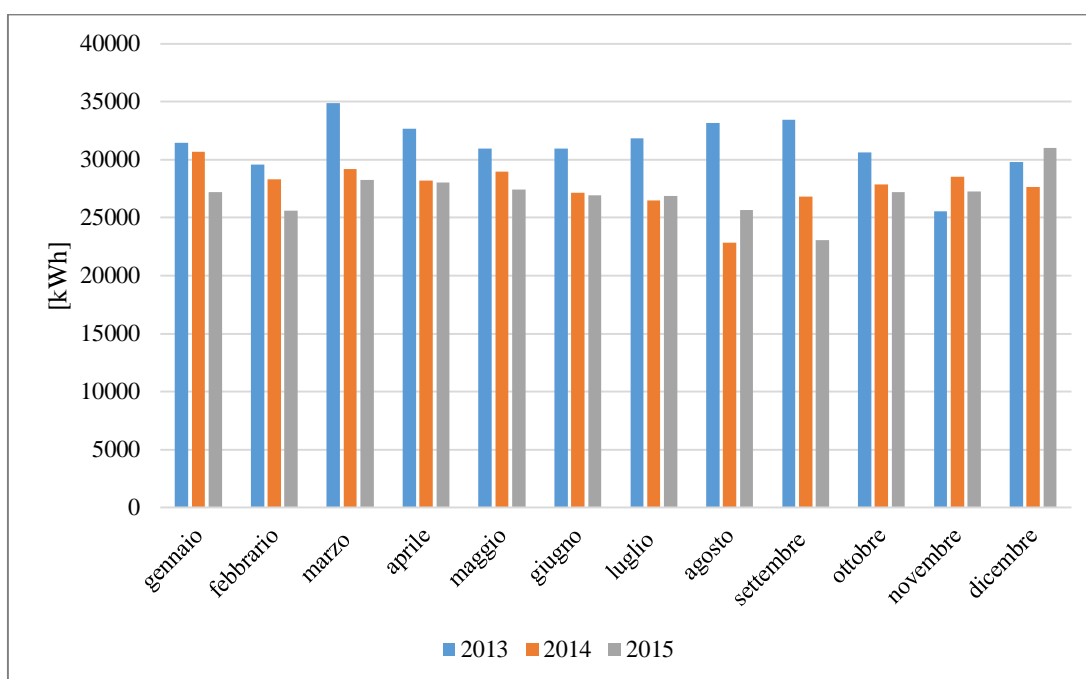


Figura 5-35: Iistogramma consumi energia elettrica - Sito 4

Si è proceduto poi alla ripartizione del fabbisogno elettrico. Per quanto concerne l'anno solare 2015, il fabbisogno elettrico è stato il seguente (Tabella 5-61):

Tabella 5-61: Fabbisogno elettrico 2015 - Sito 4

ENERGIA ELETTRICA			CONSUMO	TEP ING.	lpg					
			kWh	tep	tipo misura [continuo, spot o calcolo]	kWh / m3	Consumi monitorati/ calcolati	Altro	% copertura	Copertura del 95% dei consumi raggiunta
LB	j=1	ENERGIA ELETTRICA	325.206	61	continuo	0,39	320.284	4.922	98%	

Come indicato nelle linee guida ENEA, la “Struttura Energetica Aziendale” prevede la suddivisione delle varie utenze in tre macro categorie.

Attività principali

Nel caso del depuratore del Sito 4, in questa categoria ricadono le macchine di seguito elencate (Tabella 5-62):

Tabella 5-62: Attività principali - Sito 4

ENERGIA ELETTRICA			CONSUMO	TEP ING.	Ipg		Consumi monitorati/ calcolati	Altro	% copertura	Copertura del 95% dei consumi raggiunta	
			kWh	tep	tipo misura [continuo, spot o calcolo]	kWh / m3					
			CONSUMO	TEP ING.	Ipg		D.s.		Ips		
LC	1.1	ATTIVITA' PRINCIPALI	155.437	29	calcolo	0,19	valore	u.m.	tipo misura [continuo, spot o calcolo]	valore	u.m. [kWh/D.s.]
LD	1.1.1	POMPA 1 - SOLLEVAMENTO	18.343	3	calcolo	0,02					
	1.1.2	POMPA 2 - SOLLEVAMENTO	21.297	4	calcolo	0,03					
	1.1.3	POMPA 3 - SOLLEVAMENTO	6.388	1	calcolo	0,01					
	1.1.4	POMPA 4 - SOLLEVAMENTO	5.871	1	calcolo	0,01					
	1.1.5	COCLEA	677	0	calcolo	0,00					
	1.1.6	GRIGLIA MECCANICA	4.153	1	calcolo	0,00					
	1.1.7	NASTRO TRASPORTATORE	542	0	calcolo	0,00					
	1.1.8	COMPATTATORE GRIGLIATO	2.889	1	calcolo	0,00					
	1.1.9	POMPA - DESABBIATURA	3.987	1	calcolo	0,00					
	1.1.10	SEPARA COMPATTATORE SABBIE	639	0	calcolo	0,00					
	1.1.11	POMPA CARICAMENTO ISPESITORE	6.319	1	calcolo	0,01					
	1.1.12	MOTORE - ISPESIMENTO	3.069	1	calcolo	0,00					
	1.1.13	POMPA 1 DECANTATORE 1	6.580	1	calcolo	0,01					
	1.1.14	POMPA 2 DECANTATORE 1	14.756	3	calcolo	0,02					
	1.1.15	POMPA 1 DECANTATORE 2	14.136	3	calcolo	0,02					
	1.1.16	POMPA 2 DECANTATORE 2	8.160	2	calcolo	0,01					
	1.1.17	MOTORE CARROPONTE 1	13.711	3	calcolo	0,02					
	1.1.18	MOTORE CARROPONTE 2	13.703	3	calcolo	0,02					
	1.1.19	DISIDRATAZIONE FANGHI	10.216	2	calcolo	0,01					

Si precisa che i valori di consumo sono tutti stimati in funzione dei dati di targa raccolti in fase di sopralluogo, delle considerazioni condivise con i referenti aziendali e, per alcune utenze, delle ore di funzionamento monitorate, non essendo disponibili dati e misure specifiche di consumo elettrico.

Servizi ausiliari

Nello specifico sono state individuate le seguenti utenze (Tabella 5-63):

Tabella 5-63: Servizi ausiliari - Sito 4

ENERGIA ELETTRICA			CONSUMO	TEP ING.	Ipg		Consumi monitorati/ calcolati	Altro	% copertura	Copertura del 95% dei consumi raggiunta	
			kWh	tep	tipo misura [continuo, spot o calcolo]	kWh / m3					
			CONSUMO	TEP ING.	Ipg		D.s.		Ips		
LC	1.2	SERVIZI AUSILIARI	164.847	31	calcolo	0,20	valore	u.m.	tipo misura [continuo, spot o calcolo]	valore	u.m. [kWh/D.s.]
LD	1.2.1	COMPRESSORE - DESABBIATURA (2)	23.472	4	calcolo	0,03					
	1.2.2	COMPRESSORE 1 (Robuschi)	39.044	7	calcolo	0,05					
	1.2.3	COMPRESSORE 2 (Robuschi)	53.260	10	calcolo	0,06					
	1.2.4	COMPRESSORE 3 (Aerzen)	10.350	2	calcolo	0,01					
	1.2.5	ELETTROMISCELATORE 1 (ox)	14.886	3	calcolo	0,02					
	1.2.6	ELETTROMISCELATORE 2 (dig)	3.843	1	calcolo	0,00					
	1.2.7	POMPA - DEFOSFATAZIONE	1.349	0	calcolo	0,00					
	1.2.8	POMPA RILANCIO SCHIUME	587	0	calcolo	0,00					
	1.2.9	POMPA ACQUA TECNICA	18.056	3	calcolo	0,02					

Si precisa che i valori di consumo sono tutti stimati in funzione dei dati di targa raccolti in fase di sopralluogo, delle considerazioni condivise con i referenti aziendali e, per alcune utenze, delle ore di funzionamento monitorate, non essendo disponibili dati e misure specifiche di consumo elettrico.

Servizi generali

Nello specifico non sono state individuate utenze che ricadono nella suddetta categoria.

Il dettaglio completo delle utenze considerate si trova nel modello elettrico disponibile in **Allegato 2**.

A titolo puramente indicativo la “Struttura Energetica Aziendale”, specifica per i consumi elettrici stimati in precedenza, risulta avere la suddivisione percentuale rappresentata nel seguente diagramma a torta (Figura 5-36):

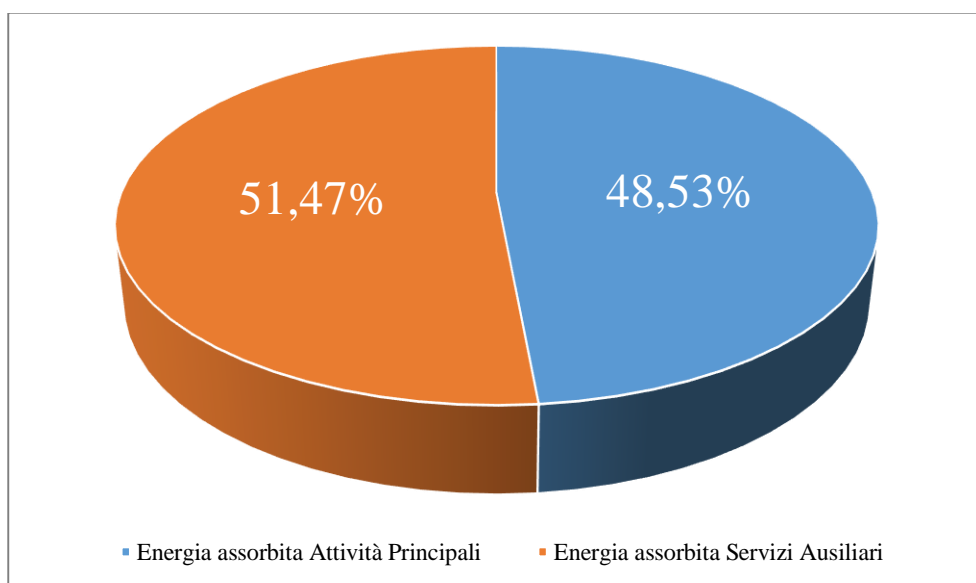


Figura 5-36: Ripartizione consumi energia elettrica - Sito 4

5.7.4 Indicatori energetici

Sono state indagate le seguenti fonti allo scopo di ricavare indicatori di riferimento per i consumi energetici della depurazione delle acque reflue eseguita nel Sito 4:

- <http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/>

Tra i documenti di riferimento (BREF) sulle migliori tecniche disponibili (BAT – *Best Available Techniques*), pubblicati nel giugno 2016, risulta indagato il settore dei

sistemi comuni di trattamento/gestione delle acque reflue/degli scarichi gassosi nel settore chimico ma non quello di trattamento delle acque reflue urbane.

- *“Il consumo di energia elettrica negli impianti di depurazione: opportunità di risparmio”* (fonte: Atti di Convegno "IL CONSUMO DI ENERGIA ELETTRICA NEGLI IMPIANTI DI DEPURAZIONE: OPPORTUNITÀ DI RISPARMIO", a cura di Gruppo di Lavoro Gestione Impianti di Depurazione, con sede presso la Facoltà di Ingegneria dell'Università di Brescia e CTS Ecomondo; 8 novembre 2012, Rimini; Fiera Ecomondo). Nel presente documento si riportano alcuni valori indicativi sulle prestazioni delle diverse tipologie di impianti di trattamento delle acque reflue urbane. I consumi di energia elettrica variano nell'intervallo 0,40-0,70 kWh/m³, a seconda del tipo di impianto e della dimensione e delle tecnologie implementate. Negli impianti a fanghi attivi convenzionali muniti di digestione aerobica, il consumo elettrico è di circa 40-70 kWh/A.E. anno.
- *“Management optimisation and technologies application: a right approach to balance energy saving needs and process goals”* a cura di P. Ragazzo, L. Faletti, N. Chiucchini e G. Serra (“Water Practice e Technology” Vol. 8 No. 2, IWA Publishing 2013). Il presente documento fornisce dei valori indicativi dei consumi per le diverse tecnologie di depurazione. Nel caso di impianti a fanghi attivi convenzionali muniti di digestione aerobica, si ha un valore di circa 55-80 kWh/A.E. anno.
- <http://www.chemitecsistemi.com/index.php/it/cicli-ita/13-cicli-ita/18-cicli-ita>
Dal presente documento si possono stimare dei valori indicativi sulle prestazioni degli impianti di depurazione con tecnologia a Cicli Alternati in Reattore Unico®. I consumi di energia elettrica variano nell'intervallo 0,3-0,6 kWh/m³ e 30-60 kWh/A.E. anno, a seconda della dimensione e delle tecnologie implementate.

Avendo a disposizione i dati aggregati del quantitativo di acque reflue e dei consumi elettrici per gli anni 2013, 2014, 2015 è stato interessante porre a confronto gli indicatori energetici generali (Ipg) per valutarne l'andamento nel tempo. Dai dati forniti, per i tre anni considerati, abbiamo il seguente dettaglio dei consumi di energia elettrica, del quantitativo di acque reflue in ingresso, di carico idraulico e organico e del quantitativo di COD abbattuti (Tabella 5-64).

Tabella 5-64: Dati di dettaglio del Sito 4

ANNO	CONSUMO ENERGIA ELETT. [kWh]	ACQUE REFLUE IN INGRESSO [m ³]	A.E. targa (carico idraulico)	A.E. BOD ₅ (carico organico)	COD abbattuti [kg]
2013	374.953	1.046.150	7.000	4.418	145.520
2014	332.571	977.445	7.000	4.623	166.996
2015	325.206	839.359	8.000	5.000	235.688

Volendo analizzare l'andamento degli indici di prestazione generali (Ipg) per gli anni 2013, 2014, 2015 sono stati ottenuti dai calcoli i seguenti valori (Tabella 5-65):

Tabella 5-65: Ipg Sito 4

ANNO	EE [kWh]	Ipg _{EE} [kWh/m ³]	Ipg _{EE} [kWh/A.E.targa]	Ipg _{BOD₅} [kWh/A.E.BOD ₅]	Ipg _{COD} [kWh/kgCOD]
2013	374.953	0,36	53,56	84,87	2,58
2014	332.571	0,34	47,51	71,94	1,99
2015	325.206	0,39	40,65	65,04	1,38

Graficamente (Figura 5-37):



Figura 5-37: Istogrammi Ipg Sito 4

Osservando come sono variati i vari Indici di prestazione generali del 2015 rispetto al 2013 e al 2014 si osserva che:

- I_{pge} [kWh/m³] è rispettivamente maggiore dell'8% e del 14% (la diminuzione della portata in ingresso non si è tradotta in una uguale diminuzione del consumo di energia elettrica in quanto le acque reflue, presentando un maggiore carico organico, hanno richiesto dei trattamenti depurativi più spinti);
- I_{pge} [kWh/A.E.targa] è rispettivamente minore del 31% e del 15% (nonostante l'incremento della potenzialità di targa dell'impianto di 1.000 A.E., il passaggio alla tecnologia a Cicli Alternati in Reattore Unico® ha garantito un significativo calo del consumo di energia elettrica);
- I_{pge} [kWh/A.E.BOD₅] è rispettivamente minore del 30% e del 8% (nonostante l'incremento del carico organico rispetto agli anni precedenti e quindi la richiesta di un trattamento depurativo più spinto, il passaggio alla tecnologia a Cicli Alternati in Reattore Unico® ha garantito un risparmio di energia elettrica);
- I_{pge} [kWh/kg_{COD}] è rispettivamente minore del 86% e del 42% (nonostante l'incremento del carico organico rispetto agli anni precedenti e quindi la richiesta di un trattamento depurativo più spinto, il passaggio alla tecnologia a Cicli Alternati in Reattore Unico® ha garantito un aumento dell'abbattimento del COD).

Il passaggio quindi dalla tecnologia a Fanghi Attivi alla tecnologia a Cicli Alternati in Reattore Unico® ha garantito un significativo miglioramento delle prestazioni dell'impianto. Risulterà interessante eseguire lo studio dei dati del 2016 per vedere il comportamento dell'impianto definitivamente a regime e gli eventuali risparmi conseguiti.

In particolare, con i dati mensili del 2015 dei consumi di energia elettrica e del quantitativo di acque reflue in ingresso si è ricavato quanto segue (Tabella 5-66).

Tabella 5-66: I_{pg} mesi 2015 Sito 4

MESE	Energia attiva [kWh]	Acque reflue in ingresso [m ³]	I _{pg} [kWh/m ³]
Gennaio	27.928,00	66.427,00	0,42
Febbraio	25.596,00	68.804,00	0,37
Marzo	28.255,00	64.472,00	0,44
Aprile	28.015,00	68.421,00	0,41

Maggio	27.402,00	69.923,00	0,39
Giugno	26.903,00	72.980,00	0,37
Luglio	26.853,00	73.266,00	0,37
Agosto	25.671,00	70.606,00	0,36
Settembre	23.084,00	64.643,00	0,36
Ottobre	27.208,00	78.375,00	0,35
Novembre	27.275,00	70.799,00	0,39
Dicembre	31.016,00	70.643,00	0,44
TOT. 2015	325.206,00	839.359,00	0,39

Graficamente (Figura 5-38):

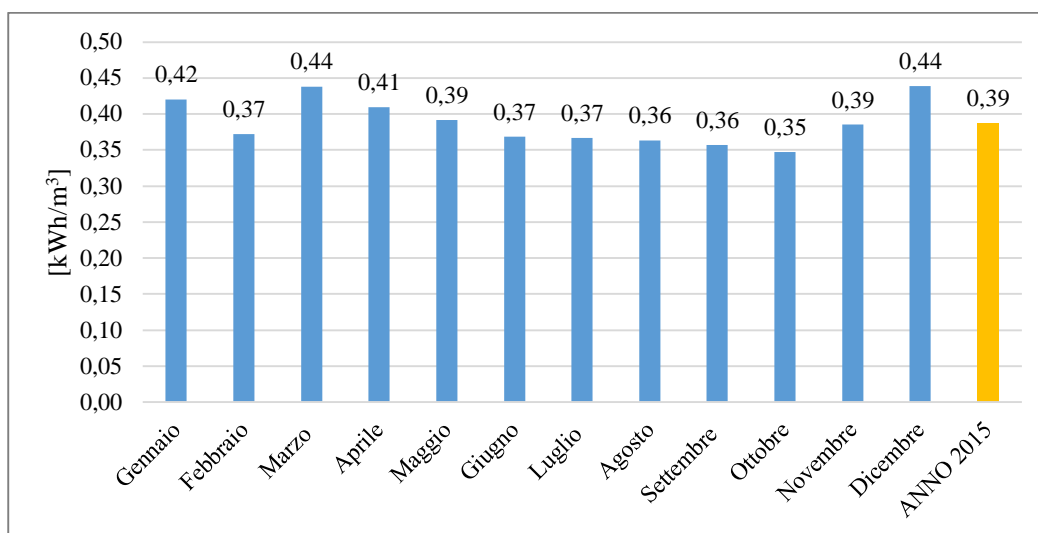


Figura 5-38: Istogramma Ipg mesi 2015 Sito 4

Si registrano delle variazioni dell'indice di prestazione significative tra mesi "caldi" e i mesi "freddi", che possono arrivare al 26% tra i valori limite (marzo vs ottobre). Ciò mette in evidenza come, nonostante una contenuta disparità di portata tra i diversi mesi, il maggiore o minore carico organico del refluo abbia significative ripercussioni sui consumi di energia elettrica.

5.7.5 Possibili interventi

Installazione impianto di cogenerazione

Nel corso dell'anno solare 2015 sono state prodotte dall'impianto 504,5 tonnellate di fanghi palabili. Attualmente tali fanghi sono sottoposti ad un processo di disidratazione meccanica tramite una nastropressa e poi sono smaltiti ad un costo di circa 85 €/ton, comportando una

spesa di poco inferiore a 43.000 €/anno. I fanghi, all'uscita della nastropressa, presentano un contenuto di sostanza secca intorno al 20%. Si è ipotizzato di realizzare in loco un processo di essiccazione dei fanghi, riducendone il peso approssimativamente del 50%, utilizzando acqua alla temperatura di 80/90°C prodotta da un cogeneratore a gas naturale. Il calcolo della taglia del cogeneratore è stato fatto nel seguente modo:

Fango palabile = 504,5 ton/anno = 504.500 kg/anno

Calore latente di vaporizzazione dell'acqua = 0,631 kWh/kg

Riduzione del 50% del peso → Acqua evaporata = 252.250 kg/anno

Energia richiesta = $(252.250 \cdot 0,631) = 159.197,78$ kWh/anno

Ore di funzionamento = 3.500 h

Potenza termica richiesta = $(159.197,78/3.500) = 45$ kW

Da catalogo⁹⁴ si è scelto quindi di adottare un cogeneratore da 20 kW_e e 45 kW_t. Considerando che l'energia elettrica prodotta sarebbe totalmente autoconsumata e traducendo in risparmio la riduzione del quantitativo di fango che deve essere smaltito, l'analisi economica è la seguente (Tabella 5-67):

Tabella 5-67: Analisi economica cogeneratore - Sito 4

COGENERATORE 20 kW_e - 45 kW_t		
Dati di partenza		
Costo combustibile gas naturale	0,4836	€/m ³
Costo energia elettrica	0,1702	€/kWh _e
PCI combustibile	9,59	kWh/Sm ³
Costo smaltimento fanghi	85	€/ton
Calore latente di vaporizzazione	631,1	kWh/ton
Aliquota componenti A + MCT	0,00273	€/kWh
Totale Accise gas metano	0,018747	€/m ³
Accisa agevolata gas metano	0,0004493	€/m ³
Fattore di defiscalizzazione metano	0,22	-
Accisa di produzione elettrica	0,0125	€/kWh _e
Dati cogeneratore		
Potenza elettrica	20	kW _e
Potenza termica	45	kW _t

⁹⁴ Fonte: <http://www.enerblu-cogeneration.com/>

Consumo combustibile	7,2	Sm ³ /h
Ore di funzionamento annue	3.500	h
Costo manutenzione Full Service + All Risk	1,7	€/h
Ricavi		
Energia elettrica non prelevata dalla rete	11.917	€
Energia termica risparmiata	21.215	€
Defiscalizzazione gas naturale	282	€
Certificati bianchi (100% autoconsumo)	1.261	€
RISPARMIO ENERGETICO PREVISTO	34.675	€
Costi		
Combustibile utilizzato in cogenerazione	12.187	€
Manutenzione Full Service + All Risk	5.950	€
Accise per autoproduzione elettrica	875	€
Accisa su autoconsumo oneri gen. di sistema	191	€
COSTO TOTALE DI GESTIONE	19.203	€
Investimento		
Costo cogeneratore	35.000	€
Messa in servizio	2.850	€
Pratiche autorizzative e progettazione	3.500	€
Allacciamenti idraulici ed elettrici	20.000	€
Trasporto	1.000	€
INVESTIMENTO INIZIALE	62.350	€
Analisi economica		
Tempo di Ritorno Semplice - TRS	4,26	anni
Tasso di attualizzazione - i	4	%
Vita utile - U	10	anni
Flusso di cassa annuo - FC	15.472	€
Valore Attuale Netto - VAN	76.563,40	€
Tasso Interno di Rendimento - TIR	23,83	%
Indice di Profitto - IP	1,23	-
Resa impianto a 10 anni	114.328	€
Risparmio energetico previsto	110,28	MWh/anno
Certificati Bianchi - CB	13,28	CB/anno

(La sostituzione del motore del cogeneratore è necessaria dopo circa 60.000 h di funzionamento)

Si riportano a seguire (Tabella 5-68 e Figura 5-39) i flussi di cassa netto e progressivo. Il flusso di cassa netto è dato dalla differenza tra il ricavo totale netto annuo e il costo totale annuo. Il flusso di cassa progressivo è dato dalla somma del flusso di cassa netto dell'anno in essere e degli anni precedenti.

Tabella 5-68: Flusso netto e progressivo cogeneratore - Sito 4

Anno	Ricavi totali netti	Totale costi	Flusso netto	Flusso progressivo
	€	€	€	€
0	-	62.350,00	-62.350,00	-62.350,00
1	34.675,61	19.202,99	15.472,63	-46.877,37
2	35.669,59	19.747,09	15.922,49	-30.954,88
3	36.693,38	20.307,52	16.385,86	-14.569,02
4	37.747,89	20.884,76	16.863,12	2.294,10
5	38.834,03	21.479,32	17.354,70	19.648,80
6	39.952,75	22.091,72	17.861,03	37.509,84
7	41.105,04	22.722,49	18.382,55	55.892,39
8	42.291,90	23.372,18	18.919,72	74.812,11
9	43.514,36	24.041,36	19.473,00	94.285,11
10	44.773,50	24.730,62	20.042,88	114.327,99

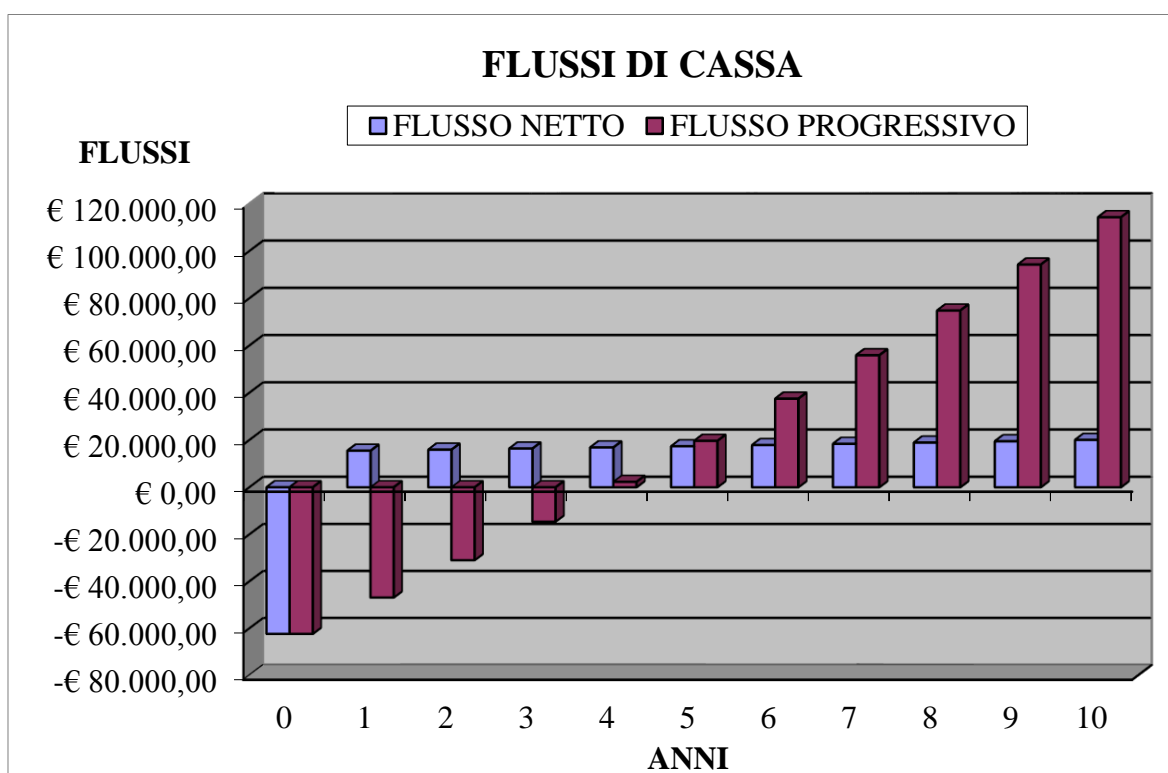


Figura 5-39: Istogramma flussi di cassa cogeneratore - Sito 4

(Si veda commento riportato al paragrafo 5.4.5).

Installazione impianto fotovoltaico

Visti i profili di carico elettrico dell'anno 2016 riportati nell'**Allegato 1**, ha senso valutare la possibilità di autoprodurre energia elettrica da utilizzare in autoconsumo. Considerando gli spazi ristretti a disposizione e l'ombreggiamento causato dalla vegetazione circostante, è stato ritenuto possibile installare un impianto di 10 kW_p. Consultando il software *PVgis* per stimare la produzione dell'impianto e definire i valori ottimali dell'angolo di tilt e azimuth, si è ottenuto quanto segue:

- Energia elettrica annua prodotta = 11.600 kWh
- Tilt ottimale $\beta_{\text{ottimale}} = 37^\circ$
- Azimuth ottimale $\gamma_{\text{ottimale}} = - 1^\circ$

Un'inclinazione pari a 37° implicherebbe una distanza minima tra i pannelli, per evitare fenomeni di ombreggiamento reciproco tra file parallele, di 3,74 m. Essendo però lo spazio per l'installazione dell'impianto ridotto, si consiglia un'inclinazione dei pannelli pari a 18° in quanto comporta una distanza minima tra file parallele di 2,91 m, a fronte di una riduzione dell'energia elettrica prodotta del solo 4,5%. Il confronto tra le due situazioni è riportato in Tabella 5-69.

Tabella 5-69: Stima e confronto produzione PV - Sito 4

Fixed system: inclination=37 deg., orientation=-1 deg. (optimum)					Fixed system: inclination=18 deg., orientation=-1 deg.				
Month	Ed	Em	Hd	Hm	Month	Ed	Em	Hd	Hm
Jan	16.80	522	2.24	69.4	Jan	13.60	422	1.82	56.3
Feb	27.00	757	3.66	102	Feb	22.80	640	3.08	86.4
Mar	34.80	1080	4.92	153	Mar	32.00	992	4.49	139
Apr	37.30	1120	5.40	162	Apr	36.80	1110	5.31	159
May	40.90	1270	6.08	189	May	42.60	1320	6.31	196
Jun	41.30	1240	6.28	188	Jun	44.20	1320	6.69	201
Jul	44.10	1370	6.75	209	Jul	46.60	1450	7.11	220
Aug	41.30	1280	6.30	195	Aug	41.50	1290	6.30	195
Sep	35.70	1070	5.30	159	Sep	33.60	1010	4.95	149
Oct	26.40	818	3.75	116	Oct	23.30	722	3.30	102
Nov	18.50	555	2.55	76.4	Nov	15.20	457	2.10	62.9
Dec	16.40	509	2.19	67.9	Dec	12.80	397	1.72	53.3
Year	31.70	965	4.62	141	Year	30.50	927	4.44	135
Total for year		11600		1690	Total for year		11100		1620

Allo stato attuale della normativa specifica e dei costi di installazione di questi impianti, assumendo un tasso di attualizzazione del 4% e una vita utile dell'impianto di almeno 20 anni, si è ottenuto quanto segue (Tabella 5-70):

Tabella 5-70: Analisi economica impianto fotovoltaico - Sito 4

FOTOVOLTAICO - 10 kW_p		
Dati generali		
Potenza totale installata	10,00	kW _p
Costo di installazione	1.300	€/kW _p
INVESTIMENTO INIZIALE	13.000	€
Ricavi		
Produzione media	1.100	kWh/kW _p
Produzione annua	11.000	kWh
Autoconsumo (95%)	10.450	kWh
SSP (5%)	550	kWh
Tariffa per SSP	0,10	€/kWh
Ricavo da energia autoconsumata o ceduta	0,1702	€/kWh
Incremento prezzi	2,5	% anno
Decadimento produzione	0,3	% anno
RISPARMIO ENERGETICO PREVISTO	1.834	€
Costi		
Manutenzione ordinaria (1%)	130	€
Anno sostituzione inverter	10	-
Valore inverter sul totale (12%)	1.560	€
Assicurazione (0,6%)	78	€
Altri costi di gestione in percentuale (0,2%)	26	€
Altri costi fissi in valore (diritto di superficie)	285	€
COSTI TOTALI	519	€
Analisi economica		
Tempo di Ritorno Semplice - TRS	7,1	anni
Tasso di attualizzazione - i	4	%
Vita utile - U	20	anni
Flusso di cassa annuo - FC	1.834	€
Valore Attuale Netto - VAN	12.788	€
Tasso Interno di Rendimento - TIR	13,35%	%
Indice di Profitto - IP	0,98	-
Resa impianto a 20 anni	26.224	€

Si riportano a seguire (Tabella 5-71 e Figura 5-40) i flussi di cassa netto e progressivo.

Tabella 5-71: Flusso netto e progressivo impianto fotovoltaico - Sito 4

Anno	Ricavi totali netti	Totale costi	Flusso netto	Flusso progressivo
	€	€	€	€
0	-	13.000,00	-13.000,00	-13.000,00
1	1.833,59	519,00	1.755,45	-11.244,55
2	1.872,42	519,00	1.794,28	-9.450,28
3	1.912,11	519,00	1.833,96	-7.616,31
4	1.952,67	519,00	1.874,52	-5.741,79
5	1.994,12	519,00	1.915,98	-3.825,82
6	2.036,49	519,00	1.958,34	-1.867,47
7	2.079,79	519,00	2.001,64	134,17
8	2.124,04	519,00	2.045,90	2.180,07
9	2.169,27	519,00	2.091,12	4.271,19
10	2.215,49	2.079,00	1.067,19	5.338,37
11	2.262,73	519,00	2.184,59	7.522,96
12	2.311,01	519,00	1.906,31	9.429,27
13	2.360,35	519,00	1.914,83	11.344,10
14	2.410,78	519,00	1.965,26	13.309,35
15	2.462,32	519,00	2.016,80	15.326,15
16	2.514,99	519,00	2.069,47	17.395,61
17	2.568,82	519,00	2.123,30	19.518,91
18	2.623,84	519,00	2.178,31	21.697,23
19	2.680,06	519,00	2.234,54	23.931,76
20	2.737,52	519,00	2.292,00	26.223,76

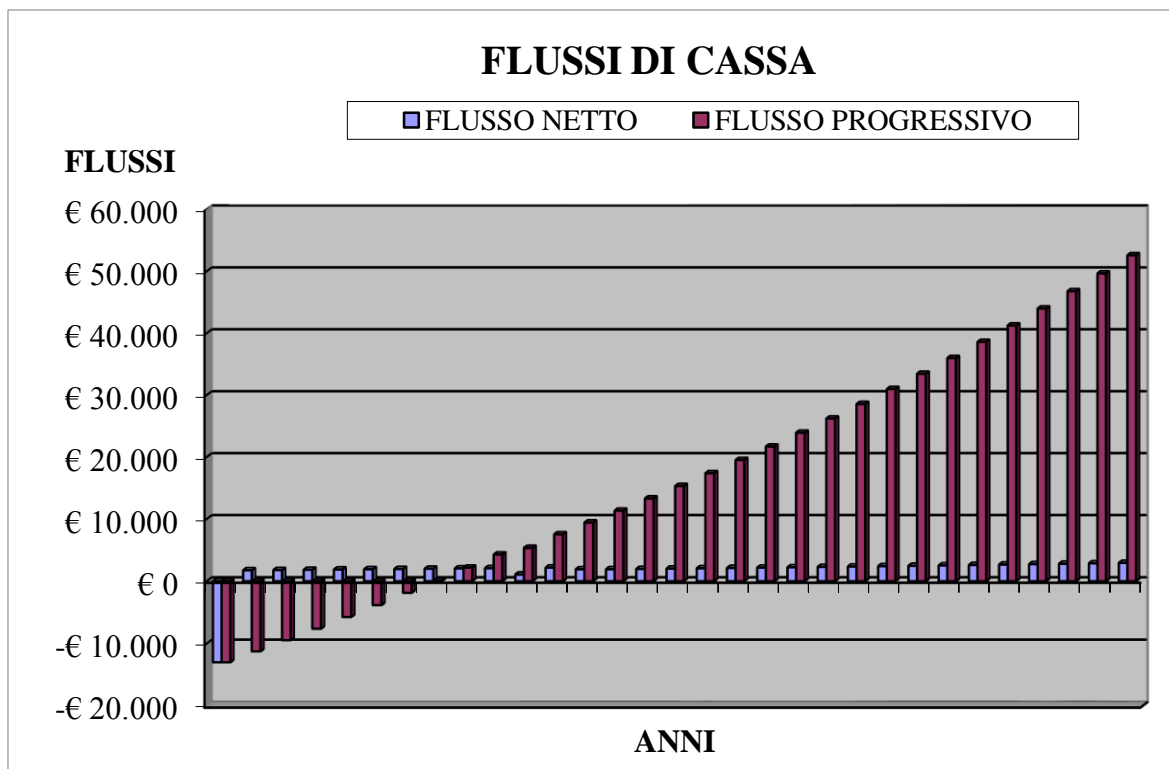


Figura 5-40: Istogramma flussi di cassa impianto fotovoltaico - Sito 4

(Si veda commento riportato al paragrafo 5.4.5).

(Per eventuale sovrapproduzione di energia elettrica legata alla sovrapposizione del fotovoltaico con il cogeneratore, si veda commento riportato al paragrafo 5.4.5).

Intervento su compressori

Per quanto concerne il possibile intervento di sostituzione dei compressori a lobi con delle turbosoffianti al fine di conseguire una diminuzione significativa dei consumi elettrici, da studi svolti in precedenza dall'azienda stessa è emerso la non percorribilità di questa strada in quanto le turbosoffianti presentano una taglia minima troppo grande per le esigenze dell'impianto.

5.8 Sito 5 - pozzi

5.8.1 Dati generali e descrizione del processo

I pozzi ubicati nel Comune di [...] si trovano in via [...] (Figura 5-41).



Figura 5-41: Vista aerea del Sito 5 (Fonte: www.maps.google.it)

Nella Figura 5-42 è possibile osservare la planimetria del sito con indicati i due pozzi.



Figura 5-42: Planimetria del Sito 5

In questo sito sono presenti n. 2 pozzi, funzionanti per ora in alternanza, ognuno con una pompa sommersa installata. Il pozzo più vecchio presenta una pompa da 22 kW ed è dotato di un misuratore di portata di tipo magnetico. Il pozzo più recente presenta una pompa da 60 kW ed è equipaggiato con un misuratore di portata meccanico tipo Woltmann. Il funzionamento di una delle due pompe sommerse è continuo nelle 24 ore. L'acqua è rilanciata in rete ad una pressione di circa 4,5-5 bar. Le portate vengono immesse, attraverso una condotta in vetroresina DN250 nella rete distributrice del capoluogo unitamente alle altre fonti cittadine e l'equilibrio delle portate (con l'eccedenza notturna) rispetto al consumo della città viene gestito con il serbatoio, con funzione di piezometro, di [...] posto a livello medio di 105 m s.l.m. (con massimo livello a 106,7 m). Le pompe, dotate di softstarter, lavorano a giri fissi. Poiché la falda è abbondante, le due pompe potrebbero essere fatte funzionare contemporaneamente, ma ciò non viene fatto in quanto le tubazioni dell'acquedotto sono di dimensioni ridotte e potrebbero non reggere. Lavorando in continuo, attualmente non sono stati installati sistemi di monitoraggio da remoto, né di telecontrollo: pertanto l'andamento viene registrato con il passaggio periodico dell'operatore che rileva normalmente ore di funzionamento delle pompe, volumi immessi, portate istantanee e mensilmente controlla i consumi elettrici. Nell'impianto è presente un sistema di teleallarme che consente di rilevare da remoto eventuali malfunzionamenti.

Nell'ultimo triennio come intervento migliorativo è stata sostituita la pompa sommersa da 22 kW con una nuova di maggiore portata (passando da circa 21 a circa 29 l/s) per sfruttare maggiormente l'elevata potenzialità della falda.

Per il **pozzo vecchio**:

- pompa precedente era Anuria XN8E/4° con motore Franklin da 22 kW (21 l/s);
- pompa nuova KSB UPA 200B - 80/3B con motore UMA 150E 22/21 (29 l/s)

Per il **pozzo nuovo**:

- pompa attiva (operativa dal 2011) è EXA PUMPS FX8 90/6 GH con motore FME8 040 T da 30 kW (32 l/s).

Si riporta a seguire lo schema di flusso del processo (Figura 5-43).



Figura 5-43: Schema di flusso - Sito 5

Non essendo disponibili i valori delle portate mensili elaborate dalle due pompe, sono riportate in Tabella 5-72 le portate annuali.

Tabella 5-72: Portate elaborate 2014, 2015, 2016 - Sito 5

ANNO	2014	2015	2016
u.m.	[m ³ /anno]	[m ³ /anno]	[m ³ /anno]
Pompa 30 kW	414.720	356.972	535.128
Pompa 22 kW	269.048	529.542	438.403
TOT. ANNO	683.768	886.514	973.531

Come si nota, l'installazione della nuova pompa da 22 kW, ha determinato negli anni 2015 e 2016 un maggiore utilizzo della stessa e un aumento dell'acqua pompata.

5.8.2 Consumi energetici

Il sito è alimentato da energia elettrica in bassa tensione tramite n. 1 POD con le caratteristiche riportate a seguire nella Tabella 5-73.

Tabella 5-73: Caratteristiche fornitura di energia elettrica - Sito 5

PUNTO DI FORNITURA ELETTRICA	
Codice POD	IT001E00060337
Potenza disponibile	75 kW
Tensione	BT (380 V)
Tipo di contratto	Mercato Libero
Opzione tariffaria	Usi diversi in Bassa Tensione (2014) BTA6 (2015 – 2016)

I consumi di energia elettrica, i relativi costi e il picco di potenza registrati mensilmente nel triennio 2014 – 2016 sono riportati a seguire nella Tabella 5-74.

Tabella 5-74: Consumi, costi e picco di potenza nel 2014, 2015, 2016 - Sito 5

MESE	Energia attiva [kWh]	Tot. fattura IVA esclusa [€]	Costo totale [c€/kWh]	Picco potenza [kW]
Gennaio	21.851,00	3.850,45	17,62	58,00
Febbraio	23.467,00	4.072,91	17,36	37,00
Marzo	17.124,00	2.992,15	17,47	35,00
Aprile	15.546,00	2.794,94	17,98	22,00
Maggio	24.388,00	4.393,90	18,02	36,00
Giugno	25.446,00	4.555,08	17,90	36,00
Luglio	26.258,00	4.693,62	17,88	36,00
Agosto	26.196,00	4.680,80	17,87	36,00
Settembre	25.349,00	4.536,22	17,90	36,00
Ottobre	26.172,00	4.696,99	17,95	35,00
Novembre	17.081,00	3.084,22	18,06	35,00
Dicembre	16.236,00	2.903,58	17,88	22,00
TOT. 2014	265.114,00	47.254,86	17,82	

MESE	Energia attiva [kWh]	Tot. fattura IVA esclusa [€]	Costo totale [c€/kWh]	Picco potenza [kW]
Gennaio	16.191,00	2.693,57	16,64	22,10
Febbraio	14.647,00	2.454,32	16,76	22,00
Marzo	16.116,00	2.692,29	16,71	22,00
Aprile	15.763,00	2.679,71	17,00	35,00
Maggio	25.556,00	4.267,50	16,70	36,00
Giugno	25.552,00	4.272,27	16,72	36,00
Luglio	26.391,00	4.435,32	16,81	36,00
Agosto	19.420,00	3.287,41	16,93	35,60
Settembre	17.909,00	3.033,55	16,94	25,10
Ottobre	18.446,00	3.190,27	17,30	25,10
Novembre	24.429,00	4.088,60	16,74	35,60
Dicembre	18.982,00	3.262,71	17,19	35,40
TOT. 2015	239.402,00	40.357,52	16,86	

MESE	Energia attiva [kWh]	Tot. fattura IVA esclusa [€]	Costo totale [c€/kWh]	Picco potenza [kW]
Gennaio	25.505,00	3.901,82	15,30	35,60
Febbraio	18.057,00	3.047,96	16,88	36,00
Marzo	25.634,00	4.257,80	16,61	35,90
Aprile	18.893,00	3.244,37	17,17	35,60

Maggio	25.471,00	3.439,71	13,50	35,80
Giugno	19.395,00	3.171,15	16,35	35,60
Luglio	25.251,00	4.249,44	16,83	35,50
Agosto	18.665,00	3.157,02	16,91	35,30
Settembre	25.240,00	4.223,08	16,73	36,00
Ottobre	19.166,00	3.148,82	16,43	35,40
Novembre	24.650,00	4.015,06	16,29	35,60
Dicembre	22.046,00	3.599,42	16,33	35,40
TOT. 2016	267.973,00	43.455,65	16,22	

A causa della rottura del gruppo di rifasamento nel gennaio 2016, si evidenzia la presenza in bolletta di penali legate al fatto che i consumi di energia reattiva superano la soglia del 33% rispetto ai consumi di energia attiva. Il valore medio mensile di questa penale è di 25,84 € e il totale annuo ammonta a **310,13 €**. Nel 2016 la penale prevista dall'AEEGSI è stata di circa 0,0072 €/kvarh ma, se fosse stata applicata la penale in vigore nel 2015 pari a 0,032 €/kvarh, il totale annuo ammonterebbe a oltre 1.300 €. Si consiglia di valutare la riparazione del rifasatore, in vista di un probabile incremento delle penali da parte dell'autorità.

Il consumo totale di energia elettrica (EE) registrato ogni anno è stato convertito in consumo di energia primaria (EP) ed emissioni di CO₂, come riportato in Tabella 5-75, utilizzando i seguenti fattori di conversione:

- 1 kWh = 0,187·10⁻³ tep;
- 1 kWh = 0.435 ton CO₂.

Tabella 5-75: Consumo di EE, EP e emissioni CO₂ nel 2014, 2015, 2016 - Sito 5

2014	Consumo di energia elettrica prelevata dalla rete	265.114	kWh/anno
	Consumo di energia primaria associata all'energia elettrica	49,58	tep/anno
	Emissioni di CO ₂ associate all'energia elettrica	115.324,59	ton/anno
2015	Consumo di energia elettrica prelevata dalla rete	239.402	kWh/anno
	Consumo di energia primaria associata all'energia elettrica	44,77	tep/anno
	Emissioni di CO ₂ associate all'energia elettrica	104.139,87	ton/anno
2016	Consumo di energia elettrica prelevata dalla rete	267.973	kWh/anno
	Consumo di energia primaria associata all'energia elettrica	50,11	tep/anno
	Emissioni di CO ₂ associate all'energia elettrica	116.568,26	ton/anno

Si riporta di seguito l'istogramma mensile dei consumi di energia elettrica (Figura 5-44).

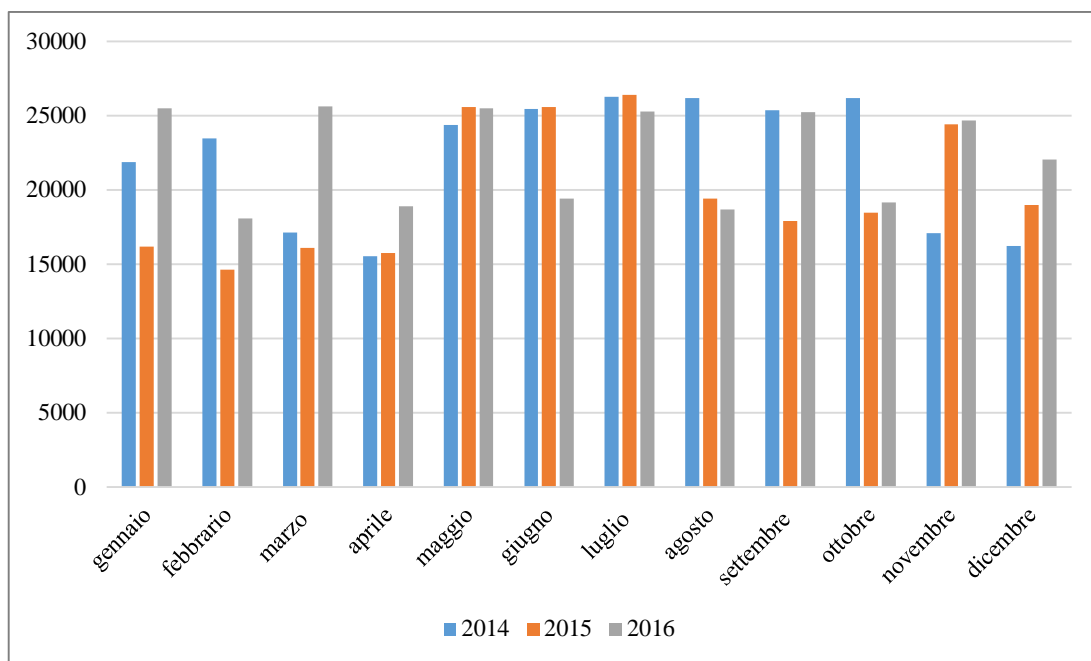


Figura 5-44: Istogramma consumi energia elettrica - Sito 5

Si è proceduto poi alla ripartizione del fabbisogno elettrico. Per quanto concerne l'anno solare 2015, il fabbisogno elettrico è stato il seguente (Tabella 5-76):

Tabella 5-76: Fabbisogno elettrico 2015 - Sito 5

ENERGIA ELETTRICA			CONSUMO	TEP ING.	lpg					
			kWh	tep	tipo misura [continuo, spot o calcolo]	kWh / m3	Consumi monitorati/ calcolati	Altro	% copertura	Copertura del 95% dei consumi raggiunta
LB	j=1	ENERGIA ELETTRICA	239.402	45	continuo	0,29	237.994	1.408	99%	

Come indicato nelle linee guida ENEA, la "Struttura Energetica Aziendale" prevede la suddivisione delle varie utenze in tre macro categorie.

Attività principali

Nel caso del Sito 5, in questa categoria ricadono le macchine di seguito elencate (Tabella 5-77):

Tabella 5-77: Attività principali - Sito 5

ENERGIA ELETTRICA			CONSUMO	TEP ING.	lpg						
			kWh	tep	tipo misura [continuo, spot o calcolo]	kWh / m3	Consumi monitorati/ calcolati	Altro	% copertura	Copertura del 95% dei consumi raggiunta	
			CONSUMO	TEP ING.	lpg		D.s.		lps		
LC	1.1	ATTIVITA' PRINCIPALI					valore	u.m.	tipo misura [continuo, spot o calcolo]	valore	u.m. [kWh/D.s.]
LD	1.1.1	POMPA POZZO NUOVO (30 kW)	85.824	16	calcolo	0,10					
	1.1.2	POMPA POZZO VECCHIO (22 kW)	152.170	28	calcolo	0,18					

Si precisa che i valori di consumo sono tutti stimati in funzione dei dati di targa raccolti in fase di sopralluogo, e delle considerazioni condivise con i referenti aziendali, non essendo disponibili dati e misure specifiche di consumo elettrico.

Servizi ausiliari

Nello specifico non sono state individuate utenze che ricadono in suddetta categoria.

Servizi generali

Nello specifico non sono state individuate utenze che ricadono in suddetta categoria.

Il dettaglio completo delle utenze considerate si trova nell'inventario elettrico disponibile in **Allegato 2**.

Tale suddivisione porta alla conclusione che il 100% dei consumi del sito è riconducibile unicamente alle attività principali.

5.8.3 Indicatori energetici

In letteratura non sono presenti documenti che forniscono degli indicatori di riferimento per i consumi delle pompe presenti nel sito, in quanto le loro prestazioni dipendono dalle condizioni al contorno. Si proceduto pertanto a verificare se le pompe lavorano nelle condizioni ottimali di esercizio.

Pompa pozzo nuovo: EXA PUMPS FX8 90/6 GH con motore FME8 040 T da 30 kW

La pompa lavora con una prevalenza di circa 54 m e una portata di circa 32 l/s. Come riportato da catalogo, tale pompa è caratterizzata da prevalenza e portata di massimo rendimento rispettivamente pari a 62 m e 30 l/s, pertanto, dalla curva di rendimento, si può constatare che lavori in condizioni leggermente inferiori a quelle ottimali (rendimento intorno al 70% anziché 74%).

Pompa pozzo vecchio: KSB UPA 200B - 80/3B con motore UMA 150E 22/21 (29 l/s)

La pompa lavora con una prevalenza di circa 54 m e una portata di circa 29 l/s. Come riportato da catalogo, tale pompa è caratterizzata da prevalenza e portata di massimo rendimento rispettivamente pari a 60 m e 26 l/s, pertanto, dalla curva di rendimento, si può

constatare che lavori in condizioni leggermente inferiori a quelle ottimali (rendimento intorno al 76% anziché 79%).

Avendo a disposizione i dati aggregati del quantitativo di acqua pompata dai due pozzi e dei consumi elettrici per gli anni 2014, 2015, 2016 è stato interessante porre a confronto gli indicatori energetici generali (Ipg) per valutarne l'andamento nel tempo. Dai dati forniti, per i tre anni considerati, abbiamo il seguente dettaglio riportato in Tabella 5-78.

Tabella 5-78: Dati di dettaglio del Sito 5

ANNO	[kWh]	[m ³]
2014	265.144	683.768
2015	239.402	886.514
2016	267.973	973.531

Volendo analizzare l'andamento degli indici di prestazione generali (Ipg) per gli anni 2014, 2015, 2016 sono stati ottenuti dai calcoli i seguenti valori (Tabella 5-79):

Tabella 5-79: Ipg Sito 5

ANNO	EE [kWh]	Ipg [kWh/m ³]
2014	265.144	0,39
2015	239.402	0,27
2016	267.973	0,28

Graficamente (Figura 5-45):

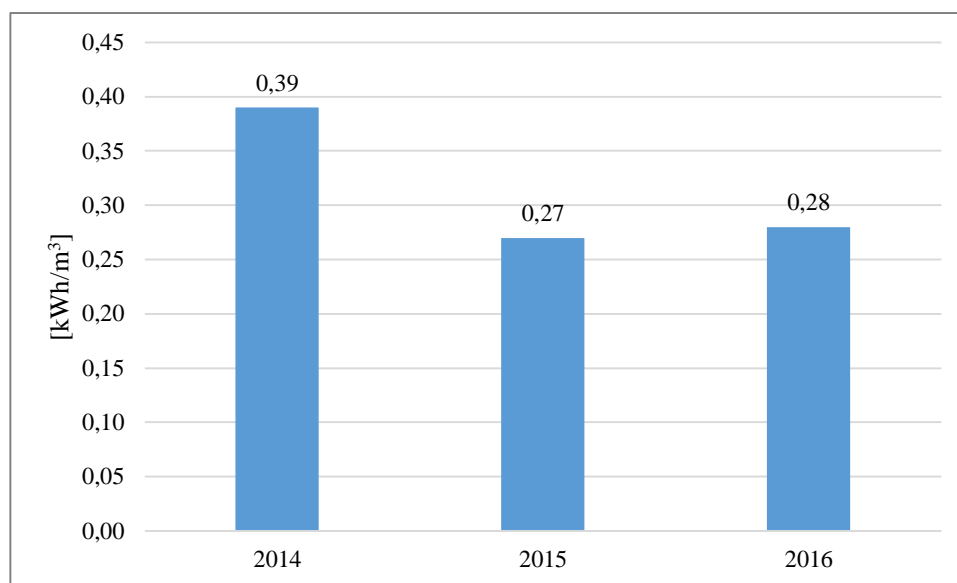


Figura 5-45: Istogramma Ipg sito di Sito 5

Andando ad osservare come è variato l'Ipge [kWh/m³] nel corso degli anni, si è osservato che nel 2015 e 2016 esso è minore rispetto al 2014 rispettivamente del 43,6% e del 41%. Ciò è probabilmente dovuto al fatto che negli ultimi due anni è stato privilegiato maggiormente rispetto a prima il funzionamento della nuova pompa da 22 kW, in grado di erogare una maggiore portata a parità di potenza assorbita, determinando così una diminuzione o comunque un contenuto aumento del consumo di energia elettrica a fronte di un significativo aumento della portata d'acqua elaborata.

5.8.4 Possibili interventi

Installazione impianto fotovoltaico

Visti i profili di carico elettrico dell'anno 2016 riportati nell'**Allegato 1**, ha senso valutare la possibilità di autoprodurre energia elettrica da utilizzare in autoconsumo. Essendo lo spazio a disposizione molto ampio, si è ritenuto possibile installare un impianto da 24 kW_p. Consultando il software *PVgis* per stimare la produzione dell'impianto e definire i valori ottimali dell'angolo di tilt e azimuth, si è ottenuto quanto segue:

- Energia elettrica annua prodotta = 27.700 kWh
- Tilt ottimale $\beta_{\text{ottimale}} = 38^\circ$
- Azimuth ottimale $\gamma_{\text{ottimale}} = - 2^\circ$

Un'inclinazione pari a 38° implicherebbe una distanza minima tra i pannelli, per evitare fenomeni di ombreggiamento reciproco tra file parallele, di 3,74 m. Come precedentemente affermato, lo spazio a disposizione è vasto e consentirebbe di rispettare senza alcun problema suddetta distanza. Per evitare però di dover occupare una superficie eccessivamente ampia, si consiglia un'inclinazione dei pannelli pari a 18° che comporta una distanza minima tra file parallele di 2,91 m e l'occupazione di minor spazio, a fronte di una riduzione dell'energia elettrica prodotta del solo 4,4%. Il confronto tra le due situazioni è riportato in Tabella 5-80.

Tabella 5-80: Stima e confronto produzione PV - Sito 5

Fixed system: inclination=38 deg., orientation=-2 deg. (optimum)					Fixed system: inclination=18 deg., orientation=-2 deg.				
Month	Ed	Em	Hd	Hm	Month	Ed	Em	Hd	Hm
Jan	43.60	1350	2.38	73.8	Jan	34.80	1080	1.91	59.1
Feb	67.50	1890	3.74	105	Feb	56.60	1590	3.13	87.6
Mar	83.30	2580	4.81	149	Mar	76.50	2370	4.38	136
Apr	87.30	2620	5.16	155	Apr	86.50	2590	5.08	153
May	95.00	2950	5.76	179	May	99.30	3080	6.00	186
Jun	96.80	2910	5.99	180	Jun	104.00	3120	6.40	192
Jul	104.00	3240	6.49	201	Jul	111.00	3430	6.85	212
Aug	97.50	3020	6.05	188	Aug	98.20	3040	6.07	188
Sep	85.60	2570	5.17	155	Sep	80.50	2410	4.83	145
Oct	63.10	1960	3.66	114	Oct	55.60	1720	3.21	99.7
Nov	45.10	1350	2.54	76.2	Nov	36.90	1110	2.08	62.4
Dec	40.70	1260	2.23	69.2	Dec	31.50	977	1.74	53.9
Year	75.90	2310	4.50	137	Year	72.70	2210	4.31	131
Total for year		27700		1640	Total for year		26500		1570

Allo stato attuale della normativa specifica e dei costi di installazione di questi impianti, assumendo un tasso di attualizzazione del 4% e una vita utile dell'impianto di almeno 20 anni, si è ottenuto quanto segue (Tabella 5-81):

Tabella 5-81: Analisi economica impianto fotovoltaico - Sito 5

FOTOVOLTAICO - 24 kW_p		
Dati generali		
Potenza totale installata	24,00	kW _p
Costo di installazione	1.300	€/kW _p
INVESTIMENTO INIZIALE	31.200	€
Ricavi		
Produzione media	1.100	kWh/kW _p
Produzione annua	26.400	kWh
Autoconsumo (95%)	25.080	kWh
SSP (5%)	1320	kWh
Tariffa per SSP	0,10	€/kWh
Ricavo da energia autoconsumata o ceduta	0,1622	€/kWh
Incremento prezzi	2,5	% anno
Decadimento produzione	0,3	% anno
RISPARMIO ENERGETICO PREVISTO	4.200	€
Costi		
Manutenzione ordinaria (1%)	312	€
Anno sostituzione inverter	10	-

Valore inverter sul totale (12%)	3.744	€
Assicurazione (0,6%)	187	€
Altri costi di gestione in percentuale (0,2%)	62	€
Altri costi fissi in valore (diritto di superficie)	684	€
COSTI TOTALI	1.246	€
Analisi economica		
Tempo di Ritorno Semplice - TRS	7,43	anni
Tasso di attualizzazione - i	4	%
Vita utile - U	20	anni
Flusso di cassa annuo - FC	4.200	€
Valore Attuale Netto - VAN	27.534	€
Tasso Interno di Rendimento - TIR	12,52	%
Indice di Profitto - IP	0,88	-
Resa impianto a 20 anni	57.967	€

Si riportano a seguire (Tabella 5-82 e Figura 5-46) i flussi di cassa netto e progressivo.

Tabella 5-82: Flusso netto e progressivo impianto fotovoltaico - Sito 5

Anno	Ricavi totali netti	Totale costi	Flusso netto	Flusso progressivo
	€	€	€	€
0	-	31.200,00	-31.200,00	-31.200,00
1	4.199,98	1.245,60	4.012,43	-27.187,57
2	4.288,77	1.245,60	4.101,22	-23.086,34
3	4.379,52	1.245,60	4.191,98	-18.894,37
4	4.472,27	1.245,60	4.284,73	-14.609,64
5	4.567,07	1.245,60	4.379,52	-10.230,12
6	4.663,95	1.245,60	4.476,40	-5.753,72
7	4.762,96	1.245,60	4.575,42	-1.178,30
8	4.864,16	1.245,60	4.676,62	3.498,31
9	4.967,59	1.245,60	4.780,04	8.278,35
10	5.073,29	4.989,60	2.317,36	10.595,71
11	5.181,32	1.245,60	4.993,77	15.589,49
12	5.291,73	1.245,60	4.320,44	19.909,92
13	5.404,56	1.245,60	4.335,31	24.245,23
14	5.519,88	1.245,60	4.450,63	28.695,85
15	5.637,74	1.245,60	4.568,49	33.264,34
16	5.758,20	1.245,60	4.688,94	37.953,28
17	5.881,30	1.245,60	4.812,04	42.765,32
18	6.007,11	1.245,60	4.937,85	47.703,18
19	6.135,69	1.245,60	5.066,43	52.769,61
20	6.267,10	1.245,60	5.197,84	57.967,46

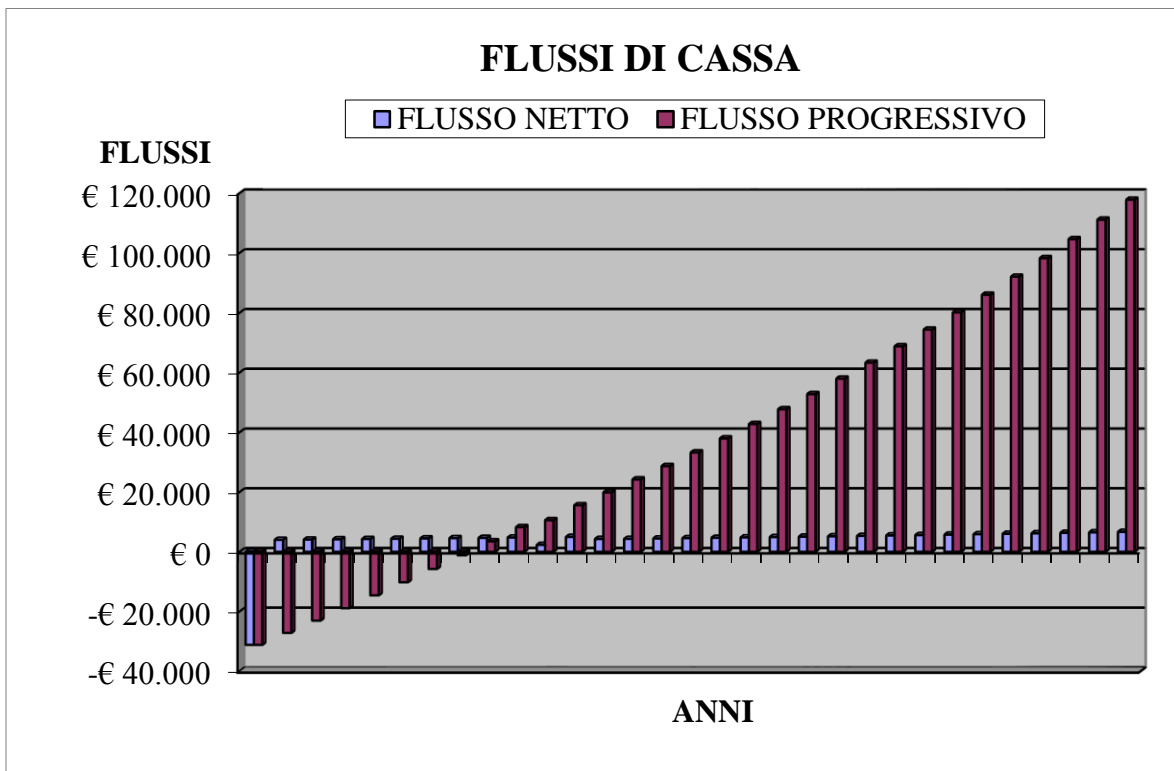


Figura 5-46: Istogramma flussi di cassa impianto fotovoltaico - Sito 5

(Si veda commento riportato al paragrafo 5.4.5).

5.9 Sito 6 - stazione di pompaggio e serbatoi

5.9.1 Dati generali e descrizione del processo

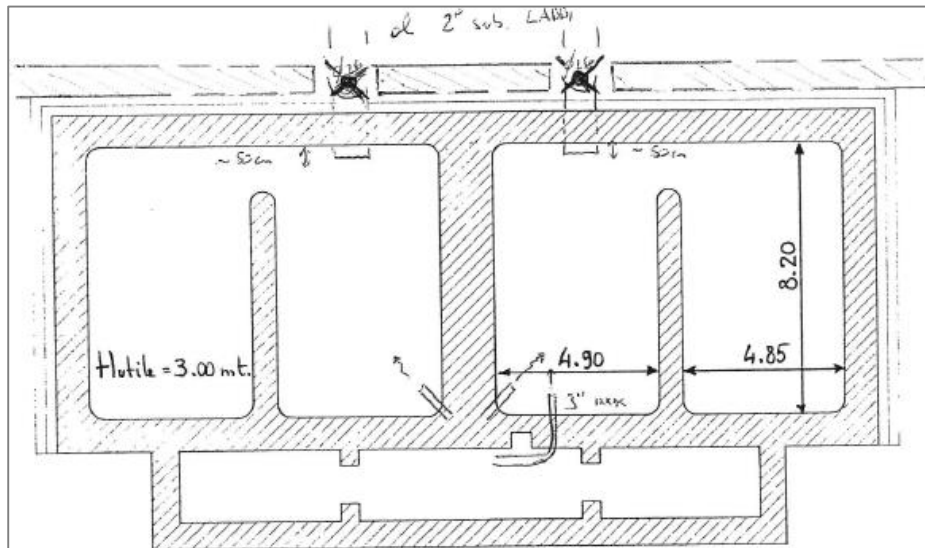
La stazione di pompaggio e i serbatoi ubicati nel Comune di [...] si trovano in via [...] (Figura 5-47).



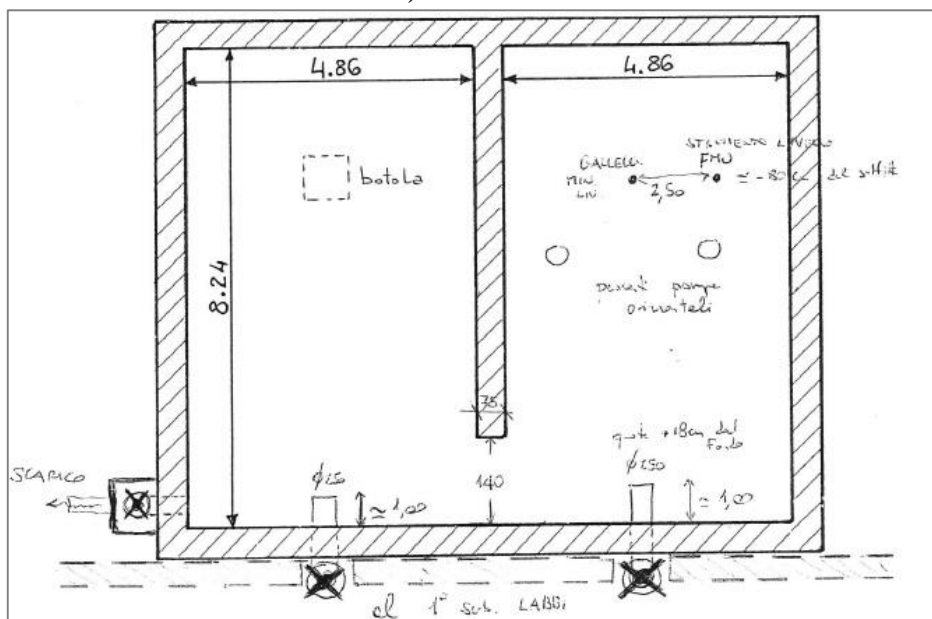
Figura 5-47: Vista aerea del Sito 6 (Fonte: www.maps.google.it)

Nella Figura 5-48 è possibile osservare la planimetria dei tre serbatoi del sito.

a) Serbatoio I



b) Serbatoio II



c) Serbatoio III

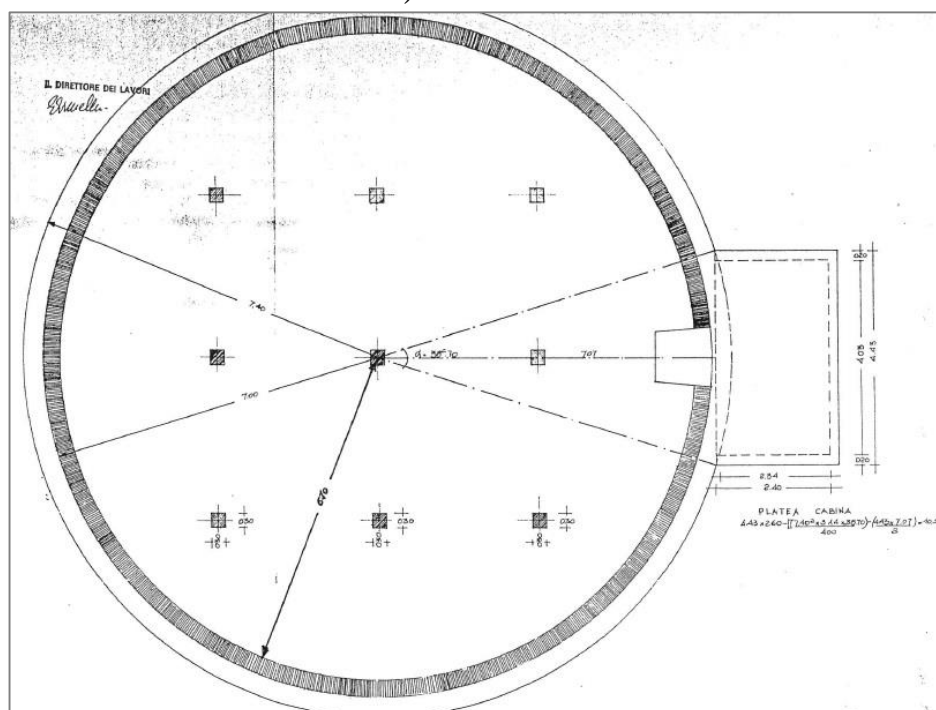


Figura 5-48 a-b-c: Planimetrie dei serbatoi del Sito 6

In questo sito sono presenti n. **3 serbatoi** separati, due di forma rettangolare e uno di forma circolare, realizzati rispettivamente nel 1927, 1950 e 1976. L'acqua proveniente dalle sorgenti di [...] riempie i due serbatoi rettangolari attraverso una condotta in ghisa di DN 250. Il caricamento avviene dall'alto con una valvola a farfalla motorizzata in funzione del livello dell'acqua nel serbatoio. A sua volta questo sistema è collegato, attraverso una condotta in ghisa di DN 250, al serbatoio circolare che viene quindi caricato da questi. Il serbatoio circolare, più profondo di circa 2 m rispetto al primo sistema di serbatoi, può essere anche caricato direttamente dalla rete attraverso una condotta in ghisa di DN 200. Infatti, nel caso in cui il livello in questo serbatoio scendesse al di sotto del livello minimo previsto per entrambi i sistemi, si aprirebbe una valvola a farfalla motorizzata che permetterebbe il caricamento dal basso del serbatoio circolare direttamente dalla rete. Il serbatoio 1, costituito da due vasche gemelle collegate con volume utile⁹⁵ complessivo di circa 480 m³, è un semplice accumulo e non presenta pompe. Il serbatoio 2, con volume utile di circa 247 m³, presenta n. 2 pompe centrifughe a giri fissi, una alternativa all'altra:

⁹⁵ Si calcola considerando l'altezza utile del serbatoio, cioè l'altezza massima che può raggiungere l'acqua.

- **P1:** pompa KSB ETA 100-50/2 con motore trifase 225 M/2 a 1450 g/’ da 45 kW (con portata indicativa di lavoro 40 l/s);
- **P2:** pompa KSB - Klein Etanorm G80-250 (installata a gennaio 2014 in sostituzione di quella presente in cattive condizioni meccaniche) con motore Bezzi trifase da 2900 g/’ da 37 kW (con portata indicativa di lavoro 32 l/s).

Il serbatoio 3 presenta, con volume totale di circa 775 m³, n. 1 pompa sommersa tipo Grundfos SP160 – 4/2 con motore Franklin da 6’’ da 45 kW a giri fissi (con portata indicativa di lavoro 40 l/s).

La portata d’acqua è rilanciata alla pressione di circa 7 bar per riempire un serbatoio di accumulo⁹⁶ (Figura 5-49), con volume utile di circa 417 m³, posizionato sulla cima del colle in corrispondenza del [...] e da questo serbatoio l’acqua va ad alimentare per gravità le abitazioni di [...] e le frazioni limitrofe, svolgendo la duplice funzione di distribuzione per gli utenti e di alimentazione per alcuni serbatoi, i quali, attraverso un impianto di sollevamento, rilanciano l’acqua a zone abitate che si trovano a quote più elevate.

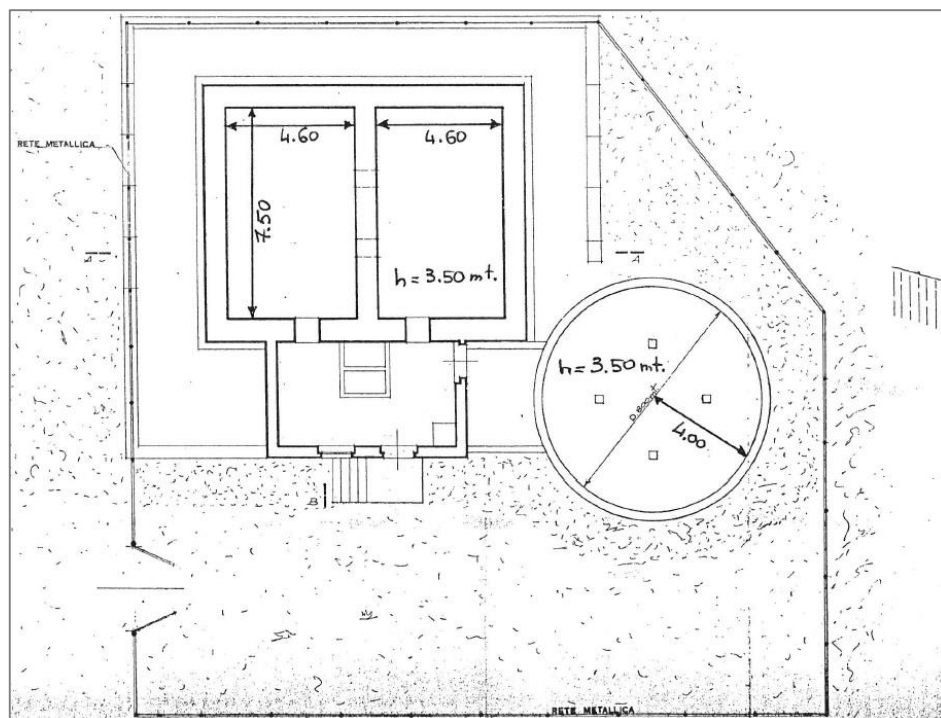


Figura 5-49: Planimetria del serbatoio in cima al colle

⁹⁶ Questo serbatoio è in realtà costituito da due serbatoi collegati: un serbatoio “vecchio”, con volume utile di 241,5 m³, e un serbatoio “nuovo”, con volume utile di 175,84 m³.

Al serbatoio in cima al colle sono presenti un misuratore di portata elettromagnetico e una sonda per la misura del livello dell'acqua nelle vasche. Il collegamento con questo serbatoio avviene, di norma, attraverso una condotta in acciaio di DN 200 in uscita dal serbatoio circolare. Come alternativa l'acqua può venire erogata anche dalle vasche di forma rettangolare del serbatoio "vecchio" con una condotta delle stesse caratteristiche; in tale caso il sollevamento viene attuato in alternativa dalle 2 pompe centrifughe orizzontali con aspirazione di circa 2 metri sotto il proprio piano di posa.

Di norma funziona solamente la pompa sommersa in quanto è la più nuova e garantisce migliori prestazioni. Le pompe sono azionate da un comando a livello del serbatoio di accumulo posto sulla cima del colle. Raggiunto il livello di 3,85 m si bloccano le pompe al livello di 3,05 m si riattivano.

Nel sito è presente un sistema di registrazione dei dati a sei canali che riceve le seguenti misure: il livello dell'acqua nel serbatoio di forma rettangolare (vecchio) e in quello circolare (nuovo), la pressione in entrata, il livello nel serbatoio in cima al colle, la portata in uscita dallo stesso e il cloro residuo in ingresso ai tre serbatoi in sito. Tali segnali sono convogliati ad una periferica di telecontrollo che, oltre a gestire eventuali allarmi, elabora e registra i vari trend comunicandoli, normalmente con intervalli di 5 minuti, via GPRS al sistema centrale.

Si riporta a seguire lo schema di flusso (Figura 5-50).

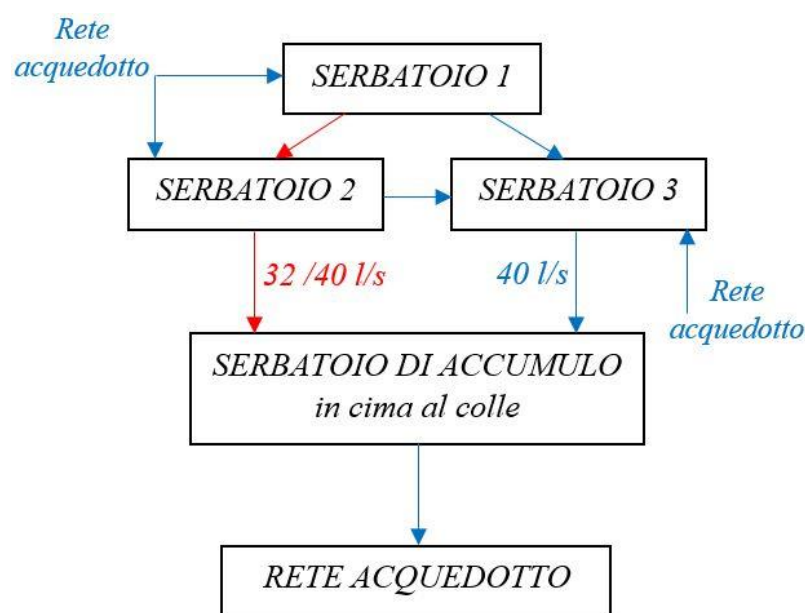


Figura 5-50: Schema di flusso - Sito 6

Si riportano in Tabella 5-83, per ciascun mese degli anni 2014, 2015 e 2016, la media giornaliera delle ore di funzionamento delle pompe, la portata media sollevata in [l/s] e la portata media mensile espressa in [m³].

Tabella 5-83: Portate elaborate 2014, 2015, 2016 - Sito 6

ANNO	2014			2015			2016		
u.m.	[h/g]	[l/s]	[m ³]	[h/g]	[l/s]	[m ³]	[h/g]	[l/s]	[m ³]
Gennaio	n.d.	n.d.	n.d.	13,58	22,85	34.630	13,30	22,10	32.803
Febbraio	n.d.	n.d.	n.d.	13,60	22,57	30.941	13,24	21,90	30.271
Marzo	18,01	24,60	49.444	13,72	22,85	34.987	13,36	22,20	33.100
Aprile	17,28	23,80	44.417	13,80	22,90	34.130	13,88	23,00	34.478
Maggio	17,43	24,00	46.685	13,50	23,30	35.104	14,20	23,90	37.875
Giugno	17,74	25,20	48.281	14,33	24,50	37.917	15,36	25,20	41.804
Luglio	16,65	23,30	43.295	16,07	27,80	49.857	16,46	27,20	49.965
Agosto	16,45	23,60	43.325	14,29	24,70	39.391	15,35	26,30	45.053
Settembre	17,00	24,20	44.431	14,05	23,32	35.386	14,07	22,56	34.281
Ottobre	16,60	23,70	43.906	13,50	22,60	34.049	13,10	22,40	32.748
Novembre	15,80	22,80	38.906	13,70	22,60	33.439	12,86	21,90	30.416
Dicembre	15,85	22,50	39.799	13,00	22,20	32.208	13,00	21,66	31.424
MEDIA	16,88	23,77	44.249	13,93	23,52	36.003	14,02	23,36	36.185
TOTALE			442.488			432.038			434.218

Si precisa che per in tutto il 2014 e fino all'8 gennaio 2015 ha lavorato la pompa centrifuga P2, mentre dal 9 gennaio 2015 e per tutto il 2016, ad eccezione di giugno e luglio 2015 dove ha lavorato la pompa centrifuga P1, ha lavorato la pompa sommersa P3.

5.9.2 Consumi energetici

Il sito è alimentato da energia elettrica in bassa tensione tramite n. 1 POD con le caratteristiche riportate a seguire nella Tabella 5-84.

Tabella 5-84: Caratteristiche fornitura di energia elettrica - Sito 6

PUNTO DI FORNITURA ELETTRICA	
Codice POD	IT001E00060008
Potenza disponibile	63 kW
Tensione	BT (380 V)
Tipo di contratto	Mercato Libero
Opzione tariffaria	BTA6

I consumi di energia elettrica, i relativi costi e il picco di potenza registrati mensilmente nel triennio 2014 – 2016 sono riportati a seguire nella Tabella 5-85.

Tabella 5-85: Consumi, costi e picco di potenza nel 2014, 2015, 2016 - Sito 6

MESE	Energia attiva [kWh]	Tot. fattura IVA esclusa [€]	Costo totale [c€/kWh]	Picco potenza [kW]
Gennaio	30.159,00	5.293,52	17,55	46,00
Febbraio	24.437,00	4.381,65	17,93	46,00
Marzo	20.386,00	3.633,84	17,83	37,00
Aprile	18.995,00	3.544,88	18,66	37,00
Maggio	19.669,00	3.686,02	18,74	46,00
Giugno	19.328,00	3.629,41	18,78	45,00
Luglio	19.149,00	3.578,97	18,69	37,00
Agosto	18.560,00	3.484,95	18,78	37,00
Settembre	18.626,00	3.524,78	18,92	37,00
Ottobre	19.010,00	3.603,65	18,96	38,00
Novembre	17.640,00	3.326,45	18,86	37,00
Dicembre	18.153,00	3.421,44	18,85	37,00
TOT. 2014	244.112,00	45.109,56	18,48	

MESE	Energia attiva [kWh]	Tot. fattura IVA esclusa [€]	Costo totale [c€/kWh]	Picco potenza [kW]
Gennaio	18.913,00	3.252,55	17,20	45,00
Febbraio	17.123,00	2.957,85	17,27	45,00
Marzo	18.991,00	3.263,78	17,19	45,00
Aprile	18.371,00	3.173,69	17,28	45,00
Maggio	18.954,00	3.286,01	17,34	45,00
Giugno	19.250,00	3.343,64	17,37	45,00
Luglio	22.655,00	3.992,20	17,62	56,00
Agosto	20.484,00	3.551,77	17,34	45,00
Settembre	18.776,00	3.291,26	17,53	47,00
Ottobre	17.496,00	3.138,52	17,94	46,00
Novembre	14.641,00	2.542,14	17,36	37,00
Dicembre	15.035,00	2.658,62	17,68	38,00
TOT. 2015	220.689,00	38.452,03	17,42	

MESE	Energia attiva [kWh]	Tot. fattura IVA esclusa [€]	Costo totale [c€/kWh]	Picco potenza [kW]
Gennaio	14.436,00	2.466,71	17,09	36,60
Febbraio	13.780,00	2.382,20	17,29	37,00
Marzo	15.081,00	2.584,33	17,14	36,60
Aprile	14.969,00	2.629,26	17,56	36,60
Maggio	15.903,00	2.151,78	13,53	36,60
Giugno	15.813,00	2.635,07	16,66	36,70
Luglio	18.330,00	3.136,78	17,11	36,60
Agosto	18.228,00	3.102,52	17,02	36,60
Settembre	16.133,00	2.755,77	17,08	37,00
Ottobre	14.801,00	2.474,25	16,72	36,60
Novembre	14.196,00	2.376,80	16,74	37,20
Dicembre	15.026,00	2.505,73	16,68	36,60
TOT. 2016	186.696,00	31.201,20	16,71	

Come si evince dai consumi fatturati, nonostante nel novembre/dicembre 2015 e nel 2016 abbia lavorato sempre la pompa P3 come in quasi tutti gli altri mesi del 2015 per un numero di ore praticamente uguale, il consumo di energia elettrica in questi due mesi e nel 2016 è significativamente più basso. Ciò è dovuto al fatto che in data 20/10/2015 *e-distribuzione*, a seguito di lavori di sistemazione delle aree esterne, ha provveduto a spostare il contatore elettrico sostituendo i vecchi "gruppi di misura". Nel compiere questa operazione ha però erroneamente riprogrammato le costanti di calcolo⁹⁷ determinando un calo dell'energia rilevata, a fronte di un consumo energetico di fatto invariato tra i due anni. Nel momento in cui *e-distribuzione* porrà rimedio a questo errore, provvederà a segnalare il tutto al venditore dell'energia elettrica il quale ha la facoltà di richiedere un conguaglio per i consumi non fatturati, con una retroattività fino a 5 anni.

⁹⁷ La costante K è il coefficiente moltiplicatore per il quale devono essere moltiplicate le eventuali grandezze adimensionali lette dal contatore per ottenere le grandezze dimensionali (energia attiva, energia reattiva, potenza). Ogni misuratore di corrente ha una propria costante K, che generalmente è riportata tra i dati di targa del contatore. La costante K si ottiene moltiplicando tra loro K_A (costante amperometrica, propria del trasformatore di corrente TA, posto all'interno del misuratore) e K_V (costante voltmetrica, propria del trasformatore di tensione TV, anch'esso posto all'interno del misuratore). K_A e K_V traducono dei "rapporti spire" (cioè il numero di avvolgimenti del filo di rame attorno al primario e al secondario del trasformatore). (Fonte: http://www.nuova-energia.com/index.php?option=com_content&task=view&id=3215&Itemid=114)

Il consumo totale di energia elettrica (EE) registrato ogni anno è stato convertito in consumo di energia primaria (EP) ed emissioni di CO₂, come riportato in Tabella 5-86, utilizzando i seguenti fattori di conversione:

- 1 kWh = 0,187·10⁻³ tep;
- 1 kWh = 0.435 ton CO₂.

Tabella 5-86: Consumo di EE, EP e emissioni CO₂ nel 2014, 2015, 2016 - Sito 6

2014	Consumo di energia elettrica prelevata dalla rete	244.112	kWh/anno
	Consumo di energia primaria associata all'energia elettrica	45,65	tep/anno
	Emissioni di CO ₂ associate all'energia elettrica	106.188,72	ton/anno
2015	Consumo di energia elettrica prelevata dalla rete	220.689	kWh/anno
	Consumo di energia primaria associata all'energia elettrica	41,27	tep/anno
	Emissioni di CO ₂ associate all'energia elettrica	95.999,72	ton/anno
2016	Consumo di energia elettrica prelevata dalla rete	186.696	kWh/anno
	Consumo di energia primaria associata all'energia elettrica	34,91	tep/anno
	Emissioni di CO ₂ associate all'energia elettrica	81.212,76	ton/anno

I consumi di energia elettrica risultano abbastanza lineari in tutti e tre gli anni, con eccezione di gennaio e febbraio 2015 in cui si sarà verificato probabilmente qualche evento straordinario che ha comportato una maggiore richiesta di acqua (Figura 5-51).

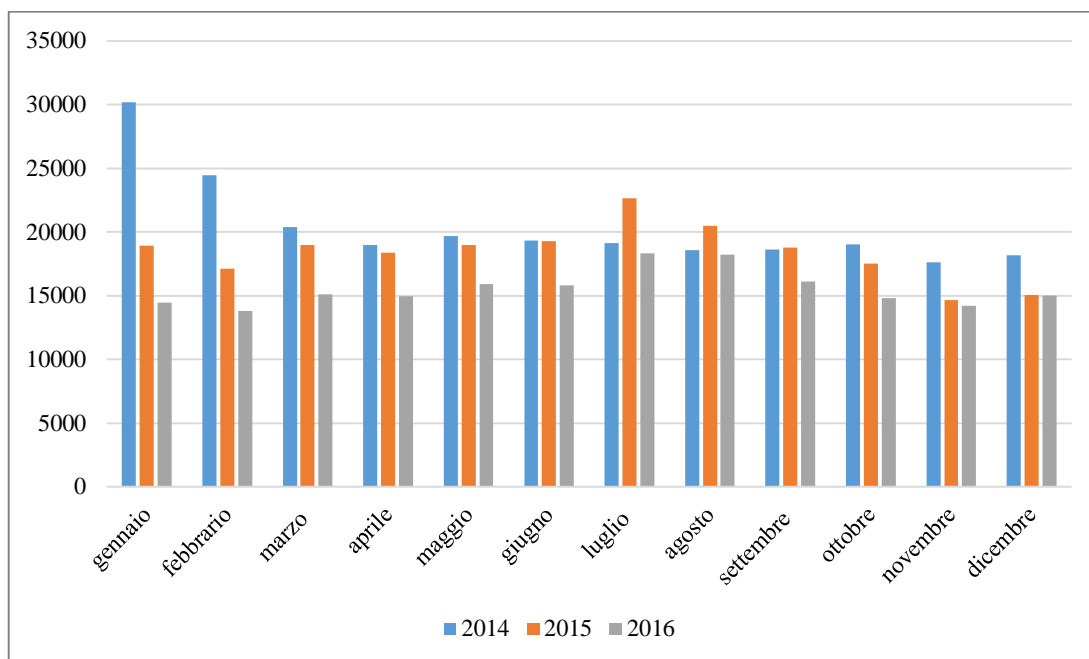


Figura 5-51: Istogramma consumi energia elettrica - Sito 6

Si è proceduto poi alla ripartizione del fabbisogno elettrico. Per quanto concerne l'anno solare 2015, il fabbisogno elettrico è stato il seguente (Tabella 5-87):

Tabella 5-87: Fabbisogno elettrico 2015 - Sito 6

ENERGIA ELETTRICA		CONSUMO	TEP ING.	lpg						
		kWh	tep	tipo misura [continuo, spot o calcolo]	kWh / m3	Consumi monitorati/ calcolati	Altro	% copertura	Copertura del 95% dei consumi raggiunta	
LB	j=1	ENERGIA ELETTRICA	220.689	41	continuo	0,51	212.989	7.700	97%	

Come indicato nelle linee guida ENEA, la “Struttura Energetica Aziendale” prevede la suddivisione delle varie utenze in tre macro categorie.

Attività principali

Nel caso del sito di Sito 6, in questa categoria ricadono le macchine di seguito elencate (Tabella 5-88):

Tabella 5-88: Attività principali - Sito 6

ENERGIA ELETTRICA		CONSUMO	TEP ING.	lpg							
		kWh	tep	tipo misura [continuo, spot o calcolo]	kWh / m3	Consumi monitorati/ calcolati	Altro	% copertura	Copertura del 95% dei consumi raggiunta		
		CONSUMO	TEP ING.	lpg		D.s.		Ips			
LC	1.1	ATTIVITA' PRINCIPALI	212.989	40	calcolo	0,49	valore	u.m.	tipo misura [continuo, spot o calcolo]	valore	u.m. [kWh/D.s.]
	1.1.1	POMPA 1 (45 kW) - SERBATOIO 2	35.685	7	calcolo	0,08					
LD	1.1.2	POMPA 2 (37 kW) - SERBATOIO 2	4.144	1	calcolo	0,01					
	1.1.3	POMPA 3 (45 kW) - SERBATOIO 3	173.160	32	calcolo	0,40					

Si precisa che i valori di consumo sono tutti stimati in funzione dei dati di targa raccolti in fase di sopralluogo e delle considerazioni condivise con i referenti aziendali, non essendo disponibili dati e misure specifiche di consumo elettrico.

Servizi ausiliari

Nello specifico non sono state individuate utenze che ricadono in suddetta categoria.

Servizi generali

Nello specifico non sono state individuate utenze che ricadono in suddetta categoria.

Il dettaglio completo delle utenze considerate si trova nell'inventario elettrico disponibile in **Allegato 2**.

Tale suddivisione porta alla conclusione che il 100% dei consumi del sito è riconducibile unicamente alle attività principali.

5.9.3 Indicatori energetici

In letteratura non sono presenti documenti che forniscono degli indicatori di riferimento per i consumi delle pompe presenti nel Sito 6, in quanto le loro prestazioni dipendono dalle condizioni al contorno. Si è proceduto pertanto a verificare se le pompe lavorano nelle condizioni ottimali di esercizio.

P1: KSB ETA 100-50/2 con motore trifase 225 M/2 a 1450 g/' da 45 kW

La pompa lavora con una prevalenza di circa 70 m e una portata di circa 40 l/s mentre da catalogo, tale pompa è caratterizzata da prevalenza e portata nominali rispettivamente pari a circa 80 m e 34 l/s. Dall'osservazione della curva di rendimento, si può constatare che lavora in condizioni pressoché prossime a quelle nominali (rendimento intorno al 70 %).

P2: KSB – Klein Etanorm G80-250 con motore Bezzi trifase da 2900 g/' da 37 kW

La pompa lavora con una prevalenza di circa 70 m e una portata di circa 32 l/s. Come riportato da catalogo, tale pompa è caratterizzata da prevalenza e portata di massimo rendimento rispettivamente pari a circa 68 m e 45 l/s, pertanto, dall'osservazione della curva di rendimento, si può constatare che lavora in condizioni leggermente inferiori a quelle ottimali (rendimento intorno al 75% anziché 80%).

P3: Grundfos SP160 – 4/2 con motore Franklin da 6'' da 45 kW

La pompa lavora con una prevalenza di circa 70 m e una portata di circa 40 l/s. Come riportato da catalogo, tale pompa è caratterizzata da prevalenza e portata di massimo rendimento rispettivamente pari a 73 m e 42 l/s, pertanto, dall'osservazione della curva di rendimento, si può constatare che lavora in condizioni prossime a quelle ottimali (rendimento intorno all'80%).

Avendo a disposizione i dati aggregati del quantitativo di acqua pompata dai due pozzi e dei consumi elettrici per gli anni 2014, 2015, 2016 è stato interessante porre a confronto gli

indicatori energetici generali (Ipg) per valutarne l'andamento nel tempo. Dai dati forniti, per i tre anni considerati, abbiamo il seguente dettaglio riportato in Tabella 5-89.

Tabella 5-89: Dati di dettaglio del Sito 6

ANNO	[kWh]	[m ³]
2014	189.516	442.488
2015	220.689	432.038
2016	186.696	434.218

Volendo analizzare l'andamento degli indici di prestazione generali (Ipg) per gli anni 2014, 2015, 2016 sono stati ottenuti dai calcoli i seguenti valori (Tabella 5-90):

Tabella 5-90: Ipg Sito 6

ANNO	EE [kWh]	Ipg _e [kWh/m ³]
2014	189.516	0,43 ⁹⁸
2015	220.689	0,51
2016	186.696	0,43

Graficamente (Figura 5-52):

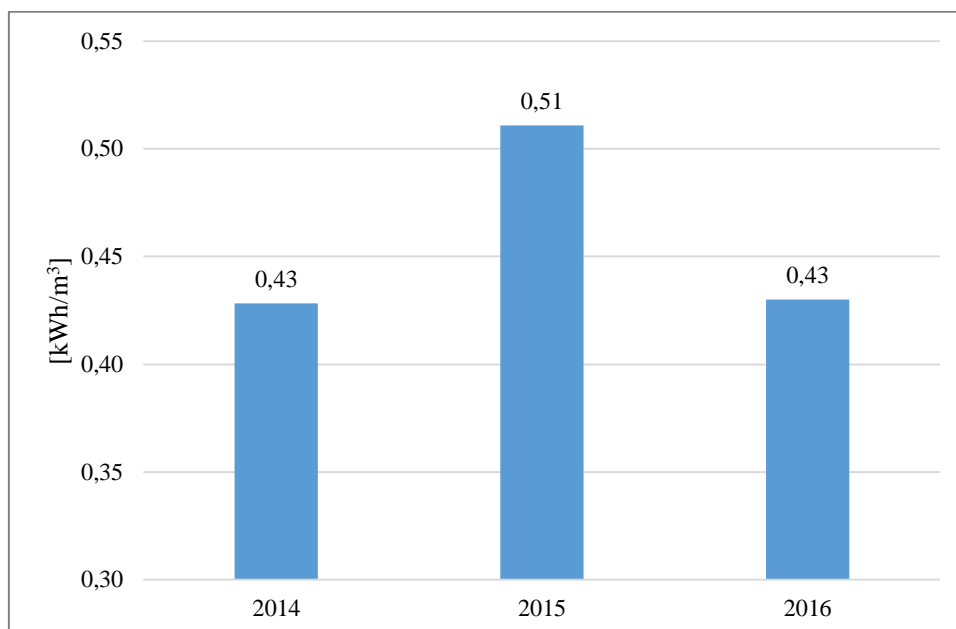


Figura 5-52: Istogramma Ipg Sito 6

⁹⁸ L'Ipg_e relativo all'anno 2014 è calcolato considerando i valori del consumo di energia elettrica e di portata di soli dieci mesi (da marzo a dicembre) a causa della non reperibilità dei dati di gennaio e febbraio.

Andando ad osservare come è variato l'I_{pg} [kWh/m³] nel corso degli anni, si è osservato che nel 2015 esso è maggiore rispetto al 2014 e al 2016 del 16%. La disparità rispetto al 2014 è legata al fatto che, a quasi parità di portata, la potenza assorbita nel 2015, di circa 45 kW, rispetto a quella assorbita nel 2014, di circa 37 kW, ha determinato un aumento significativo del consumo elettrico. L'utilizzo quindi per tutto il 2015 della pompa P2 da 37 kW, al posto della pompa P3 da 45 kW, avrebbe determinato un consumo elettrico di 185.040 kWh/anno con un risparmio di **35.649 kWh** equivalenti a circa **6.210 €** (costo energia elettrica 2015: 17,42 c€/kWh). La disparità rispetto al 2016 è fittizia in quanto, se i consumi elettrici fossero stati rilevati in modo corretto, si sarebbe ottenuto un indice di prestazione in linea con quello del 2015.

In particolare, con i dati mensili del 2015 dei consumi di energia elettrica e del quantitativo di acqua pompata si è ricavato quanto segue (Tabella 5-91).

Tabella 5-91: I_{pg} mesi 2015 Sito 6

MESE	Energia attiva [kWh]	Acqua pompata [m³]	I_{pg} [kWh/m³]
Gennaio	18.813,00	34.629,81	0,55
Febbraio	17.123,00	30.940,76	0,55
Marzo	18.991,00	34.986,82	0,54
Aprile	18.371,00	34.130,16	0,54
Maggio	18.954,00	35.103,78	0,54
Giugno	19.250,00	37.917,18	0,51
Luglio	22.655,00	49.856,85	0,45
Agosto	20.484,00	39.390,67	0,52
Settembre	18.776,00	35.385,77	0,53
Ottobre	17.496,00	34.049,16	0,51
Novembre	14.641,00	33.438,96	0,44
Dicembre	15.035,00	32.207,76	0,47
TOT. 2015	220.689,00	432.037,69	0,51

Graficamente (Figura 5-53):

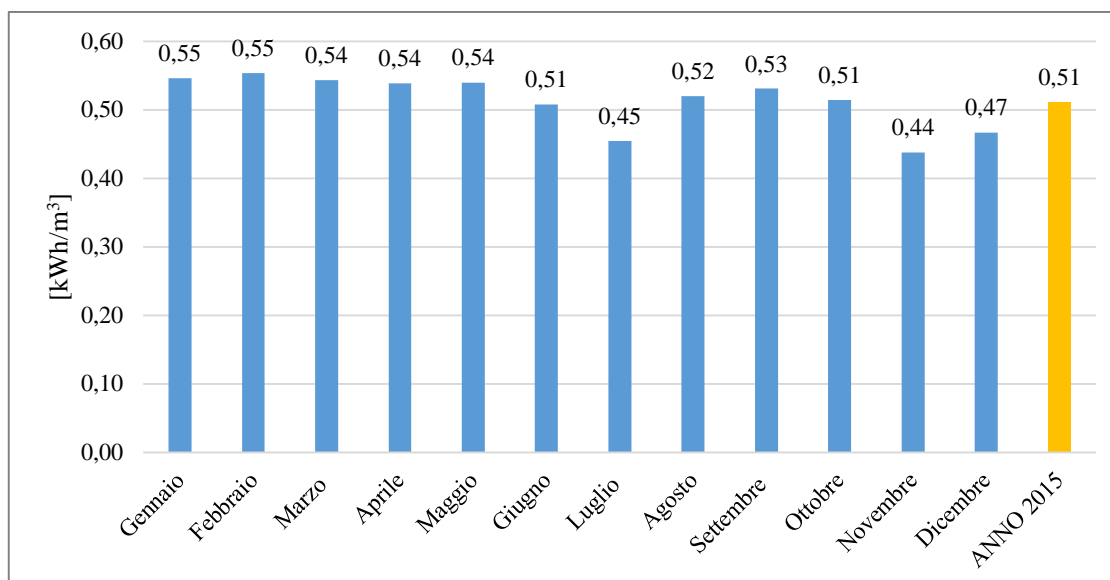


Figura 5-53: Istogramma Ipg mesi 2015 Sito 6

Si registrano delle variazioni contenute dell'indice di prestazione, ma che in due casi arrivano a circa il 26% (febbraio vs luglio). Il valore particolarmente ridotto del mese di luglio è probabilmente legato al fatto che in questo mese era in funzionamento la pompa P1. Tale pompa ha lavorato per un numero medio di ore giornaliere superiore a quello registrato negli altri mesi dell'anno, determinando un aumento significativo della portata di acqua pompata a fronte di un contenuto aumento del consumo di energia elettrica. I valori ridotti dei mesi di novembre e dicembre, come già precedentemente detto, sono legati all'errata rilevazione dei consumi elettrici a causa della non corretta riprogrammazione delle costanti di calcolo da parte di e-distribuzione.

5.9.4 Possibili interventi

L'installazione di un impianto fotovoltaico è impossibilitata dallo scarso spazio a disposizione e dalla presenza di una folta vegetazione circostante il sito.

Interventi su pompe

Per quanto concerne la pompa P2, è stato pensato di eseguire la sostituzione del motore attuale da 37 kW con un motore che garantisca un incremento di rendimento.

I dati tecnici dei motori sono i seguenti (Tabella 5-92):

Tabella 5-92: Dati tecnici motori pompa P2 - Sito 6

Motore	P _N [kW]	I _N [A] (400 V)	cosφ [-]	η [%]
Bezzi asincrono trifase	37	70 ⁹⁹	n.d.	86,5
Felm F2 200L2-2	37	37,1	0,9	92,5

È stato eseguito un confronto tra le prestazioni dei motori vecchio e nuovo, considerando un tempo di funzionamento di 4.753 h (ore di lavoro complessive nell'anno 2015). Si confrontano i due motori ponendo di voler avere una potenza erogata all'albero di 32 kW:

- Bezzi trifase: Potenza assorbita = (P_{erogata} · η) = 37 kW → Consumo = 175.861 kWh
- F2 200L2-2: Potenza assorbita = (P_{erogata} · η) = 34,6 kW → Consumo = 164.454 kWh

Da ciò si evince che il nuovo motore garantirebbe un risparmio di circa **11.407 kWh/anno** che, valorizzati al prezzo specifico dell'energia elettrica nel 2015 di 17,42 c€/kWh, corrisponderebbero a **1.987 €/anno**.

Ipotizzando che l'azienda desideri avere un tempo di ritorno semplice al massimo di 2 anni, l'investimento risulta interessante se ha un costo inferiore a 3.974 €. Allo stato attuale della normativa specifica, assumendo un tasso di attualizzazione del 4% e una vita utile del motore elettrico di 18 anni, si è ottenuta la seguente analisi economica (Tabella 5-93):

Tabella 5-93: Analisi economica sostituzione motore pompa P2 - Sito 6

SOSTITUZIONE MOTORE POMPA P2			
Risparmio energetico previsto	RISP	€	1.987
Investimento iniziale	I	€	3.906
Tempo di ritorno semplice	TR	anni	2
Tasso di attualizzazione	i	%	4
Vita utile	U	anni	18
Flusso di cassa annuo	FC	€	1.987
Valore attuale netto	VAN	€	21.181,28
Tasso interno di rendimento	TIR	%	54,50
Indice di profitto	VAN/I	-	5,33

La sostituzione del motore della pompa P2, che determina un incremento di rendimento di 8 punti percentuali, oltre a garantire un risparmio annuo significativo in termini di consumi

⁹⁹ Il motore presenta in realtà un assorbimento elettrico di 66 A in quanto l'installazione della nuova pompa P2 con giranti tornite diversamente (Ø 234 mm), ha comportato una piccola riduzione delle prestazioni idrauliche e di assorbimento elettrico.

elettrici, appare conveniente soprattutto alla luce dello studio fatto in precedenza sul risparmio conseguibile dall'utilizzo della pompa P2 al posto della pompa P3.

Interventi di sostituzione dei motori delle pompe P1 e P3 non sarebbero giustificati per i seguenti motivi:

- la pompa P1, e relativo motore da 45 kW, sono attualmente in revisione per incrementarne l'efficienza (inoltre una sostituzione del motore non avrebbe senso in quanto la pompa P1 è di riserva);
- la pompa P3, e il relativo motore da 45 kW, sono stati abilitati nel gennaio del 2015.

Essendo l'analisi economica costruita a partire da un tempo di ritorno fissato, l'effettiva e reale convenienza dell'intervento dovrà essere valutata richiedendo un preventivo ad aziende del settore.

6. Analisi degli interventi

Nel corso dell'audit energetico sono state presentate diverse tipologie di interventi:

- installazione di cogeneratore per l'essiccamento dei fanghi;
- installazione di impianto fotovoltaico;
- sostituzione di compressori a lobi con turbosoffianti;
- sostituzione di pompe;
- sostituzione di motori;
- sostituzione di trasformatore.

Tutti questi interventi, ad eccezione di quello relativo alla sostituzione di pompe, sono stati proposti per l'impianto di depurazione del Sito 1, ed è per questo che ne ho eseguito una analisi in dettaglio, ordinandoli nella tabella seguente (Tabella 6-1) secondo l'Indice di Profitto IP, con l'obiettivo di verificare le loro condizioni di replicabilità in altri siti.

Tabella 6-1: Tabella riassuntiva degli interventi - Sito 1

Intervento	Risparmio [€]	Investimento [€]	Vita utile [anni]	TRS [anni]	TIR [%]	VAN [€]	IP [-]
Sostituzione motori aeratori	642	1.284	18	2	54,50	6.840,94	5,33
Installazione cogeneratore	205.841	169.850	10	1,68	64,69	771.433,85	4,54
Sostituzione compressori a lobi con turbosoffiante	39.492	78.984	10	2	53,57	241.331,04	3,06
Installazione fotovoltaico	18.798	156.000	20	8,30	10,63	103.103,00	0,66
Sostituzione trasformatore	1.100	11.000	20	10	11,03	3.948,07	0,36

A seconda delle proprie esigenze e disponibilità l'azienda valuterà gli investimenti proposti basandosi su uno dei parametri riportati in tabella, con l'obiettivo di individuare gli interventi che hanno la concreta possibilità di essere attuati.

Per quanto concerne la replicabilità di tali investimenti in siti analoghi, è possibile affermare quanto segue:

- La **sostituzione di motori** di utenze elettriche con nuovi motori che garantiscono un incremento di rendimento, anche di pochi punti percentuali, è un intervento replicabile a tutte le utenze elettriche caratterizzate da un numero di ore di funzionamento giornaliero prossimo alle 24 e significativo in particolare quando si ha a che fare con potenze elevate;
- L'**installazione di un impianto di cogenerazione** per l'essiccazione di fanghi derivanti dal processo di depurazione delle acque reflue è un intervento applicabile con successo ad impianti con potenzialità di targa ≥ 7.000 A.E.. Gli impianti di taglia inferiore presentano infatti dei quantitativi di fanghi da essiccare contenuti che non giustificano l'investimento richiesto. Tale intervento è tanto più conveniente tanto maggiore è la taglia dell'impianto in cui viene realizzato in quanto l'energia elettrica prodotta è totalmente autoconsumata e il risparmio derivante dalla riduzione del 50% delle tonnellate di fango da smaltire è significativo, viste le elevate quantità di fango con cui si ha a che fare;
- La **sostituzione di compressori a lobi con turbosoffianti** è un intervento replicabile ad impianti di taglia medio-alta. Negli impianti di piccola taglia tale intervento non è realizzabile in quanto le turbosoffianti in commercio presentano una taglia minima troppo grande per le esigenze di questi impianti;
- L'**installazione di un impianto fotovoltaico** opportunamente dimensionato, nonostante i tempi di ritorno medio alti e il ridotto Indice di Profitto IP, è un intervento conveniente e replicabile in tutti i siti caratterizzati da un autoconsumo dell'energia elettrica prodotta prossimo al 100%;
- La **sostituzione di un trasformatore** è un intervento conveniente nel caso in cui esso sia chiamato a lavorare con carico molto basso rispetto a quello nominale (al di sotto del 10% del carico si registra un crollo del rendimento) e nel caso in cui siano stati eseguiti nel corso degli anni degli interventi in sito per effetto dei quali si è raggiunta una potenza di trasformazione prossima a quella massima del trasformatore.

Per quanto riguarda l'intervento di **sostituzione di una pompa**, questo è replicabile e conveniente in tutti i casi in cui la macchina è chiamata a lavorare, soprattutto ma non

necessariamente se il numero di ore giornaliere di funzionamento è elevato, in condizioni che sono molto lontane da quelle nominali.

Ritengo sia inoltre importante sottolineare altri due interventi realizzati dall'azienda Piave Servizi S.r.l. presso due dei loro impianti, che hanno consentito all'azienda di ridurre in modo significativo i consumi di energia elettrica.

Il primo intervento riguarda l'implementazione della tecnologia depurativa a **Cicli Alternati in Reattore Unico®** presso l'impianto di depurazione del Sito 4. Tale intervento, oltre a garantire un incremento della potenzialità di targa dell'impianto e delle prestazioni depurative (prestazioni nella rimozione biologica dell'azoto, 80-90%, molto più elevate rispetto ai processi tradizionali), ha consentito una riduzione dei consumi elettrici di quasi il 20% determinata principalmente dal fatto che i compressori (le utenze più energivore presenti in sito) non sono più in funzione 24h su 24 grazie all'alternanza nella stessa vasca della fase aerobica e anaerobica. Tale intervento non presenta limiti di applicabilità, ma è replicabile a depuratori di ogni taglia.

Il secondo intervento riguarda l'avvio nel 2014 di un progetto che ha visto l'installazione del dispositivo sperimentale **BioCrack®** presso l'impianto di depurazione di Quarto d'Altino. Tale dispositivo, già in uso presso altre realtà europee, è stato il primo ad essere installato in Italia. Esso consente di attuare un processo di disintegrazione elettrocinetica dei fanghi disidratabili che scinde gli agglomerati (aggregati/colloidi) di materia organica, determinandone una riduzione massima del 10%. Il campo ad alta tensione generato nei moduli BioCrack (Figura 6-1) fa sì che i batteri nei digestori e nelle torri di digestione raggiungano più facilmente le sostanze nutritive presenti in fanghi e nella sospensione. In questo modo, gli organismi vengono meglio trasformati e decomposti.

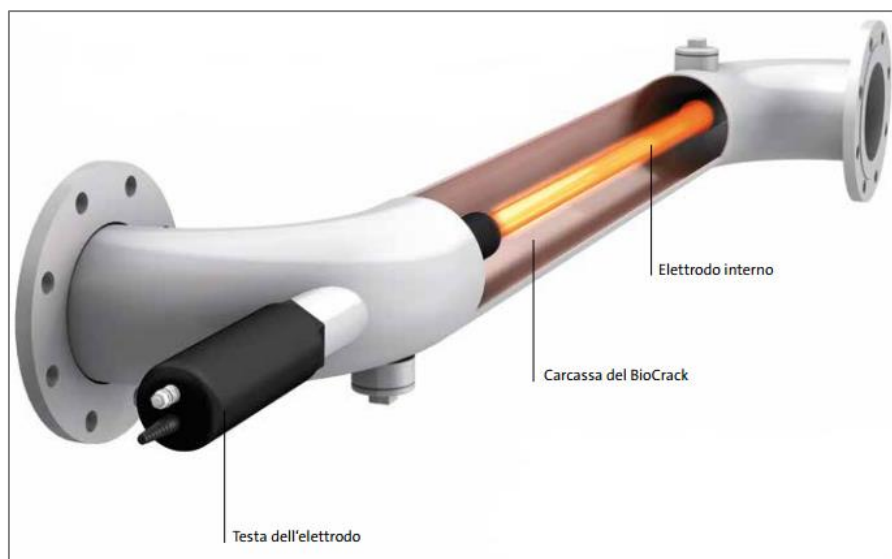


Figura 6-1: Modulo BioCrack
 (Fonte: www.vogelsang.info/it/home/)

È stata valutata a scopo esemplificativo l'applicabilità di tale tecnologia all'impianto di depurazione del Sito 1. Con una produzione media annua di fango pari a 2.475 ton, una riduzione massima attesa del 10% (pari a 247,5 ton) e un costo di smaltimento pari a circa 85 €/ton, tale sistema garantisce un risparmio annuo di circa **21.037 €**. Considerando un costo di investimento iniziale pari a circa 40.000 € e una vita tecnica di circa 10 anni, l'analisi economica è la seguente (Tabella 6-2):

Tabella 6-2: Analisi economica installazione BioCrack - Sito 1

BIOCRACK			
Risparmio energetico previsto	RISP	€	21.037
Investimento iniziale	I	€	40.000
Tempo di ritorno semplice	TR	anni	1,9
Tasso di attualizzazione	i	%	4
Vita utile	U	anni	10
Flusso di cassa annuo	FC	€	21.037
Valore attuale netto	VAN	€	130.632,97
Tasso interno di rendimento	TIR	%	56,35
Indice di profitto	VAN/I	-	3,27

Tale intervento appare conveniente soprattutto per impianti di depurazione di media-grossa taglia in quanto, abbinato all'installazione di un cogeneratore, potrebbe consentire un'ulteriore significativa riduzione dei costi di smaltimento dei fanghi prodotti.

Conclusione

L'analisi economica degli interventi proposti per ciascun sito evidenzia come, in tutti i casi, il tasso interno di rendimento TIR risulti superiore al tasso di attualizzazione imposto rendendo di fatto convenienti gli interventi stessi. È importante, però, evidenziare che le stime riguardanti il risparmio energetico, impiegate per determinare la fattibilità degli interventi proposti, sono frutto dell'utilizzo di programmi di calcolo web e/o da me implementati e di dati raccolti in letteratura specifica. In alcuni casi inoltre le stime di investimento sono calcolate in modo retroattivo, andando a imporre come dato di partenza il tempo di ritorno massimo accettabile. Si consiglia pertanto all'azienda di valutare ogni eventuale investimento con appropriate misure ante intervento e di rivolgersi a soggetti in grado di valutare la concreta fattibilità di ogni intervento, fornendo un business-plan dettagliato.

Gli indicatori energetici maggiormente indicativi calcolati per i due siti in ambito depurativo sono il rapporto tra l'energia elettrica consumata e la potenzialità di targa dell'impianto (kWh/A.E.targa) e il rapporto tra l'energia elettrica consumata e la potenzialità dell'impianto in termini di *Biological Oxygen Demand* (kWh/A.E.BOD₅). Dai valori ottenuti emerge chiaramente come la taglia dell'impianto influisca in modo importante sui consumi energetici del sito e come l'adozione della tecnologia innovativa dei Cicli Alternati in Reattore Unico® abbia consentito nel Sito 4, e potrebbe consentire nel Sito 1, una diminuzione dei consumi a fronte di un aumento dei quantitativi in ingresso.

L'indicatore energetico analizzato per i quattro siti in ambito acquedottistico è il rapporto tra l'energia elettrica consumata e la portata di acqua pompata (kWh/m³). Fare un confronto tra i valori ottenuti nei diversi siti risulta però estremamente difficile in quanto si ha a che fare con tipologie diverse di pompe che operano con condizioni di lavoro e al contorno più o meno favorevoli. In generale è comunque possibile affermare che l'esecuzione di interventi come la sostituzione di pompe o la semplice gestione più accurata del funzionamento delle macchine ha comportato una significativa riduzione dei consumi elettrici.

Come è emerso durante l'attività di audit energetico, già da anni l'azienda ha attivato al suo interno una politica di efficientamento energetico con l'obiettivo di rimediare alla situazione

di arretratezza fisiologica che, come visto, affligge da anni il settore dei servizi idrici in Italia. Tale politica è improntata all'individuazione delle situazioni maggiormente critiche in termini di consumi energetici e allo studio di interventi mirati che consentano di ripagarsi in tempi brevi grazie all'importante risparmio energetico, e quindi monetario, generato dall'intervento stesso. Come però è emerso, nonostante molti interventi siano già stati eseguiti, numerose altre azioni di efficientamento sono in attesa di essere attuate.

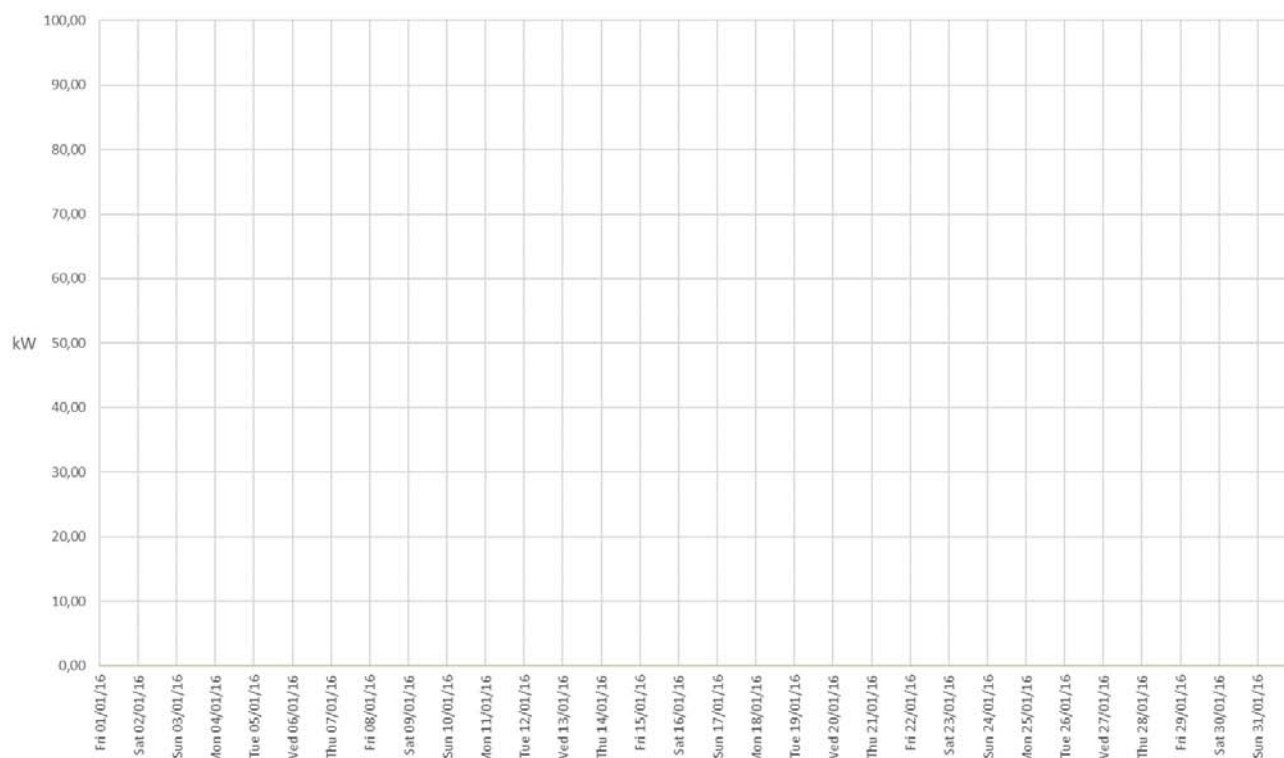
Si ricorda che il lavoro di audit svolto attraverso questa tesi ha l'obiettivo di essere propedeutico all'esecuzione della diagnosi energetica aziendale su consumi energetici dell'anno 2016, ai sensi del *Decreto Legislativo 4 luglio 2014, n. 102 di "Attuazione della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE"*, da redigere e presentare all'ENEA rispettivamente entro e non oltre il 5 e il 22 dicembre 2017¹⁰⁰.

¹⁰⁰ Fonte: Chiarimenti in materia di diagnosi energetica nelle imprese, ai sensi dell'articolo 8 del D.Lgs. 102/2014, del 14/11/2016 <http://www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/documenti/CHIARIMENTI-DIAGNOSI-14-nov-2016.pdf>

**ALLEGATO 1:
CURVE DI CARICO ELETTRICO
PROFILO ORARIO
DA GENNAIO 2016
A
DICEMBRE 2016**

Sito 1 - impianto di depurazione

Curva di carico elettrico quart'oraria - gennaio 2016

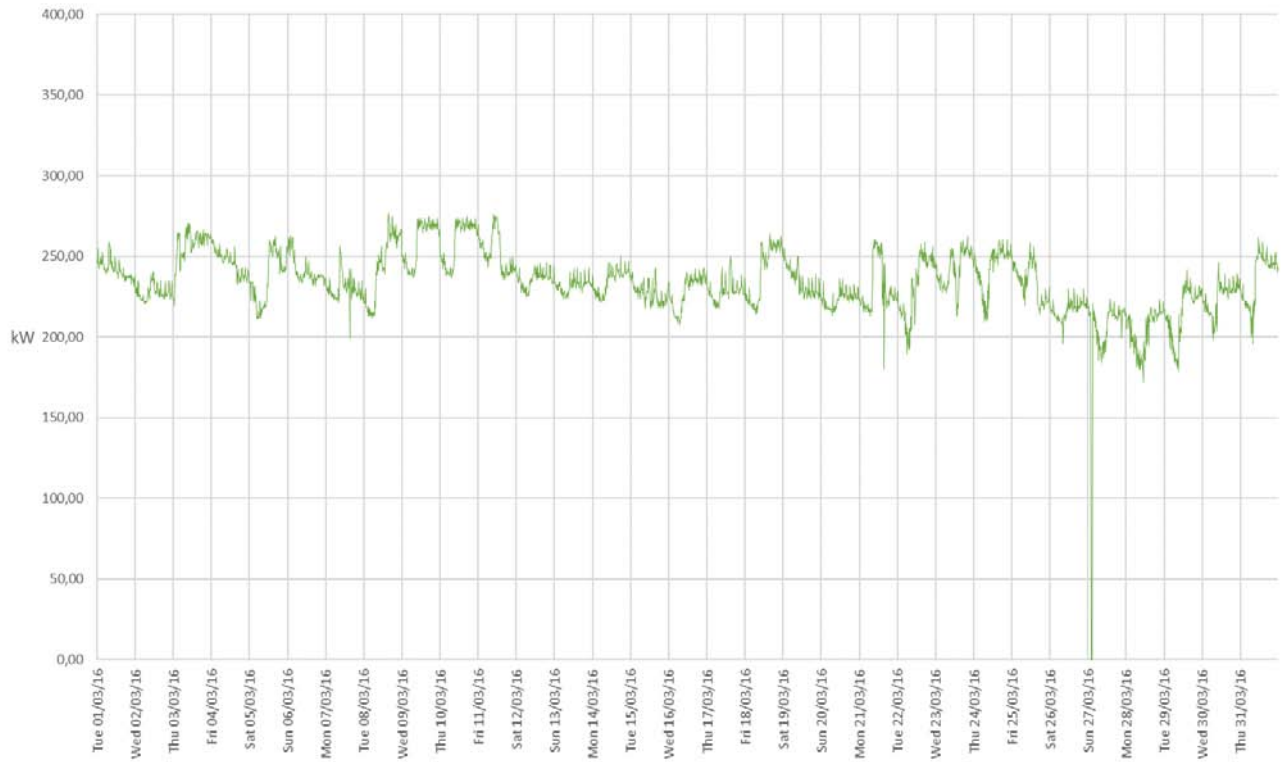


*curva di carico elettrico quart'oraria gennaio 2016 non disponibile causa mancanza dati da e-distribuzione.

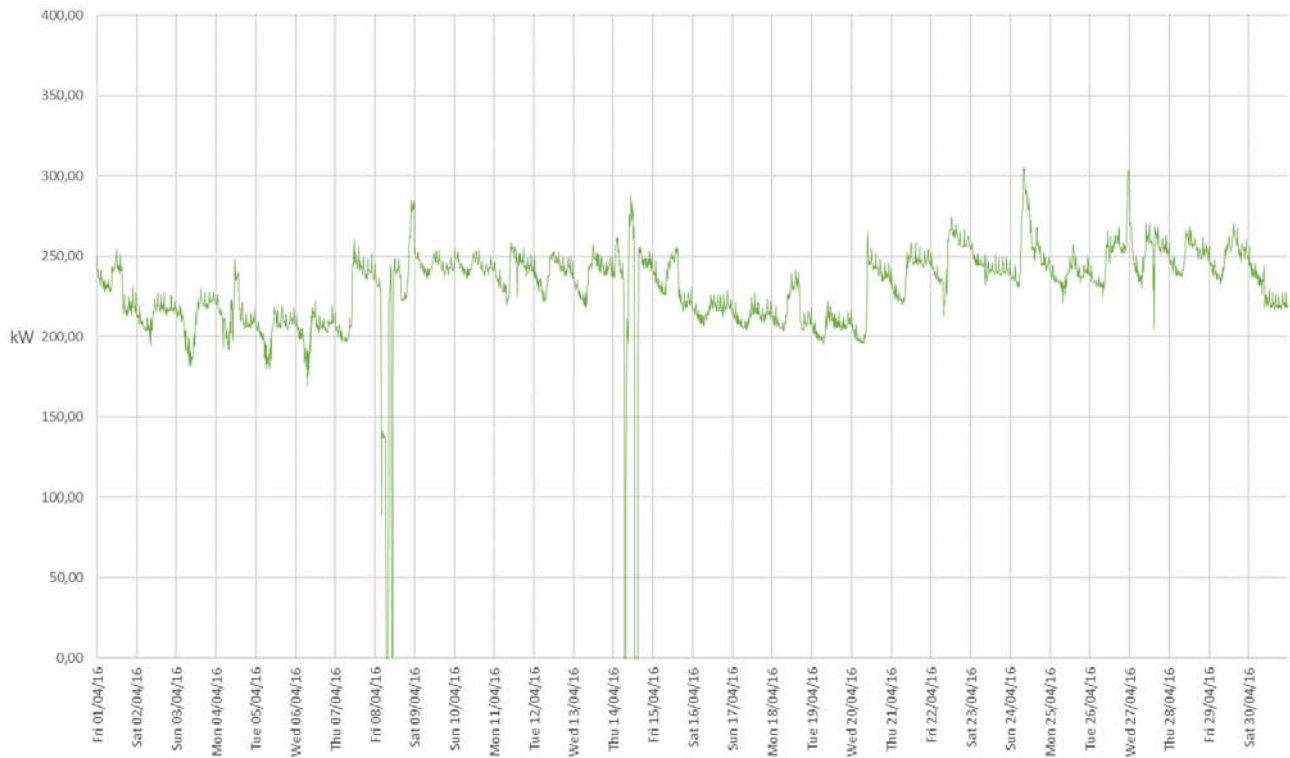
Curva di carico elettrico quart'oraria - febbraio 2016



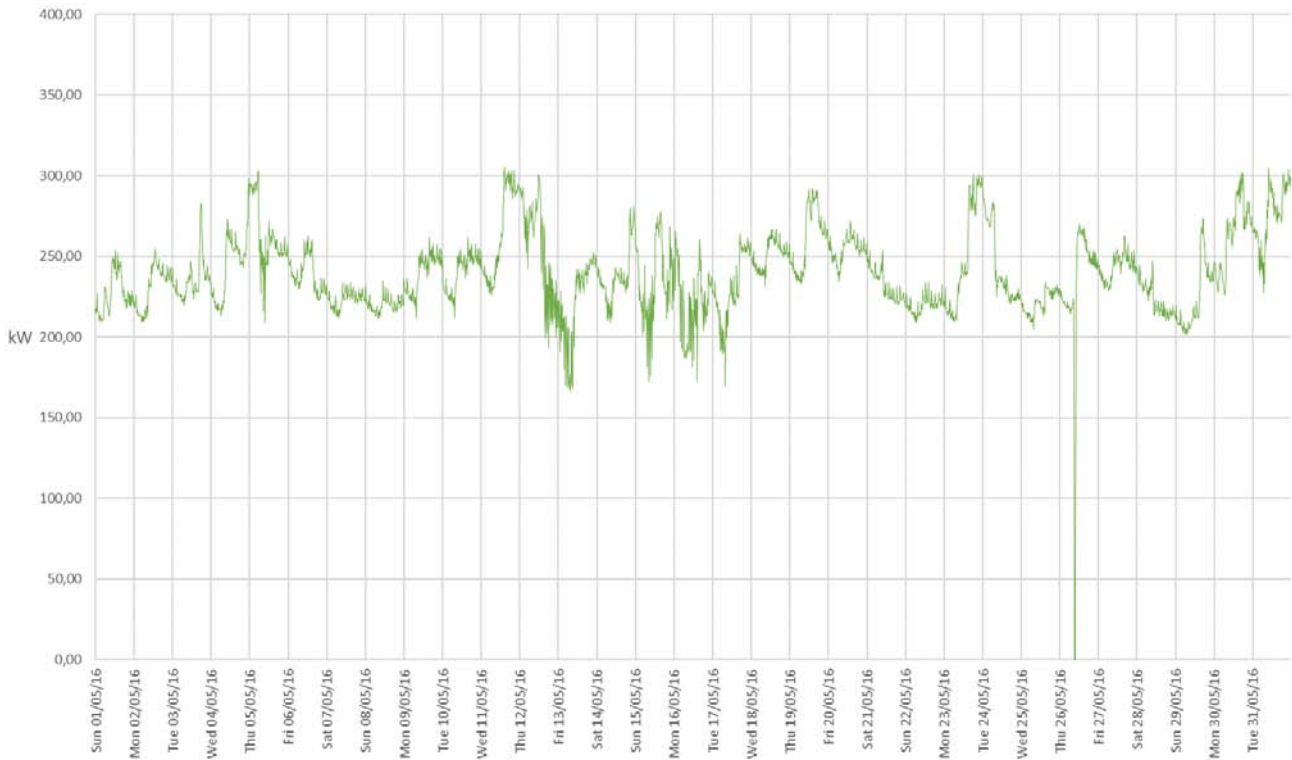
Curva di carico elettrico quart'oraria - marzo 2016



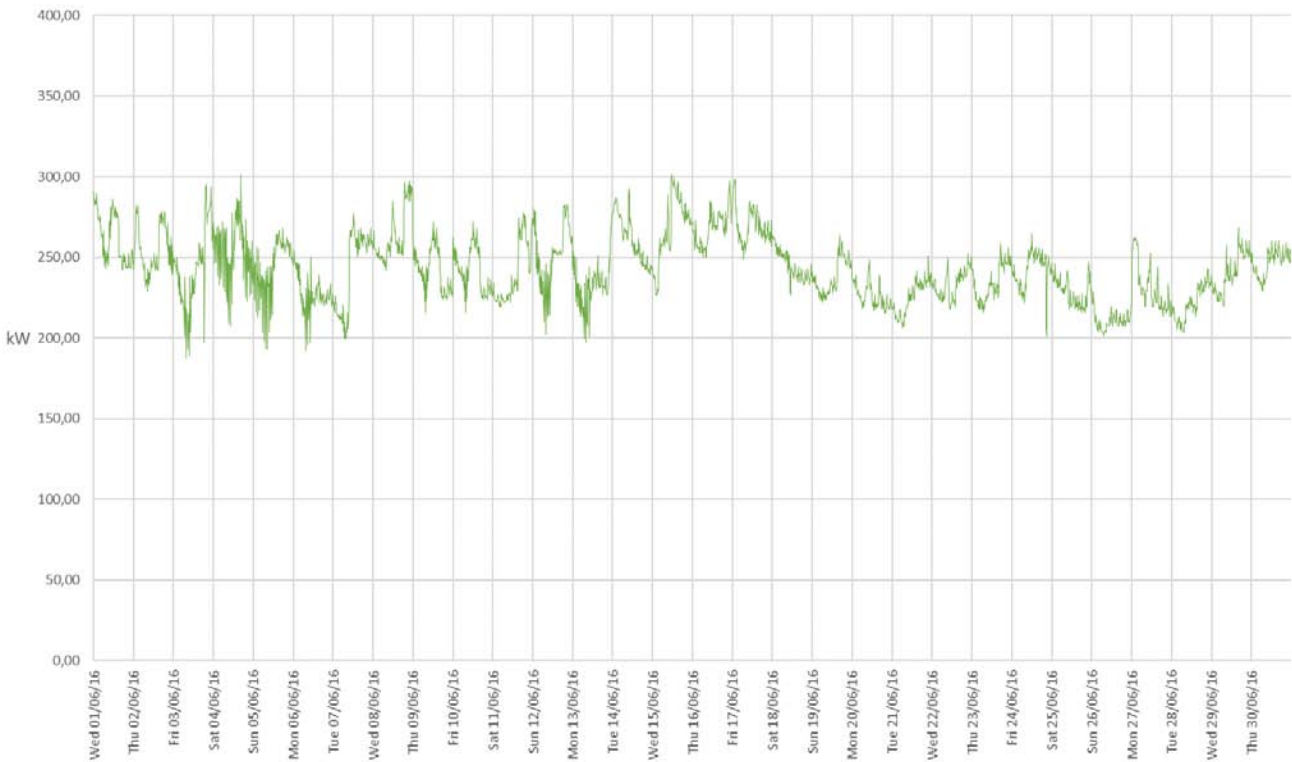
Curva di carico elettrico quart'oraria - aprile 2016



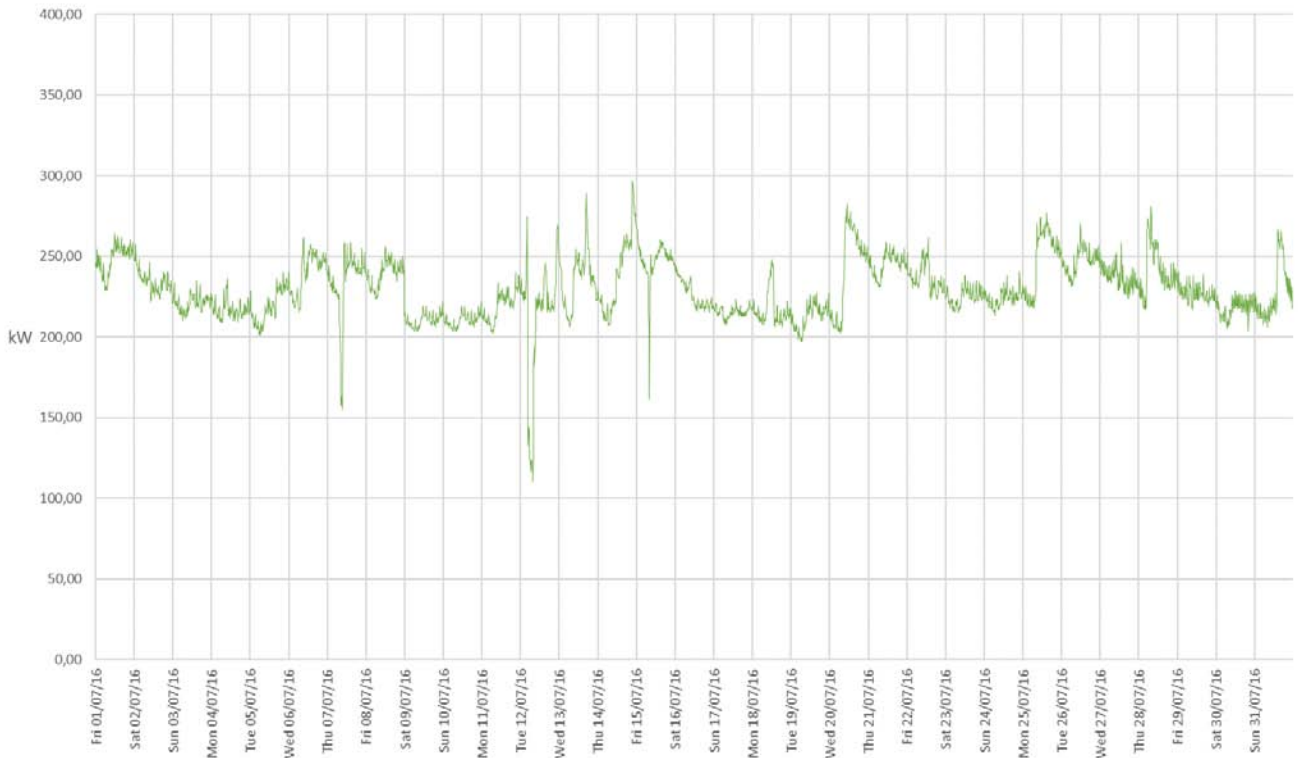
Curva di carico elettrico quart'oraria - maggio 2016



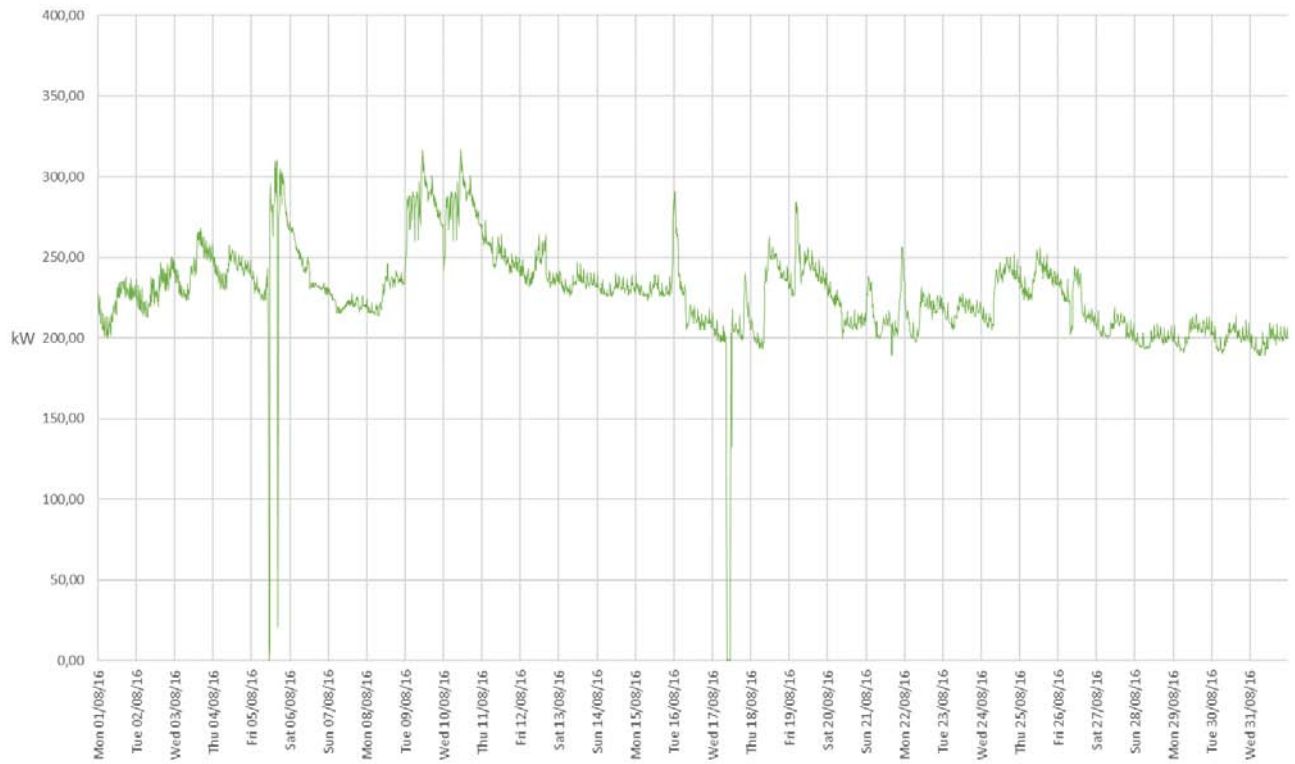
Curva di carico elettrico quart'oraria - giugno 2016



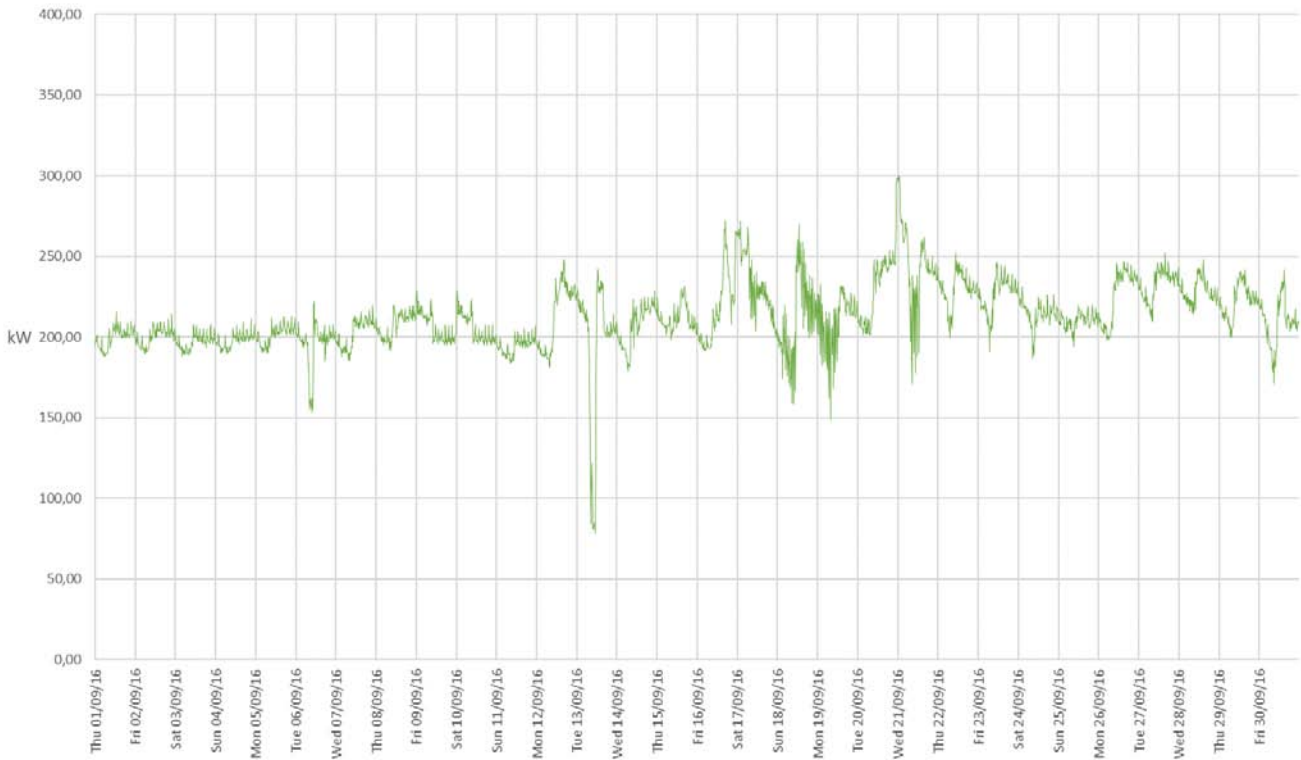
Curva di carico elettrico quart'oraria - luglio 2016



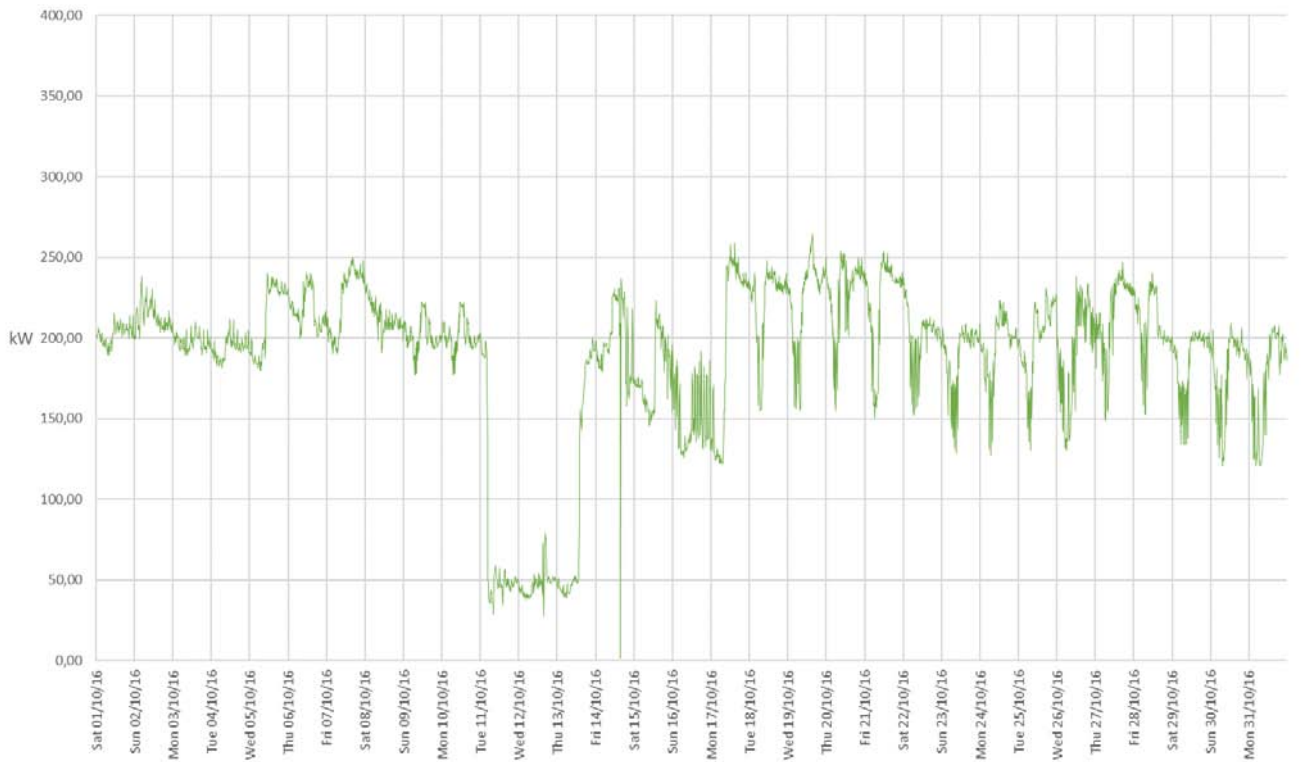
Curva di carico elettrico quart'oraria - agosto 2016



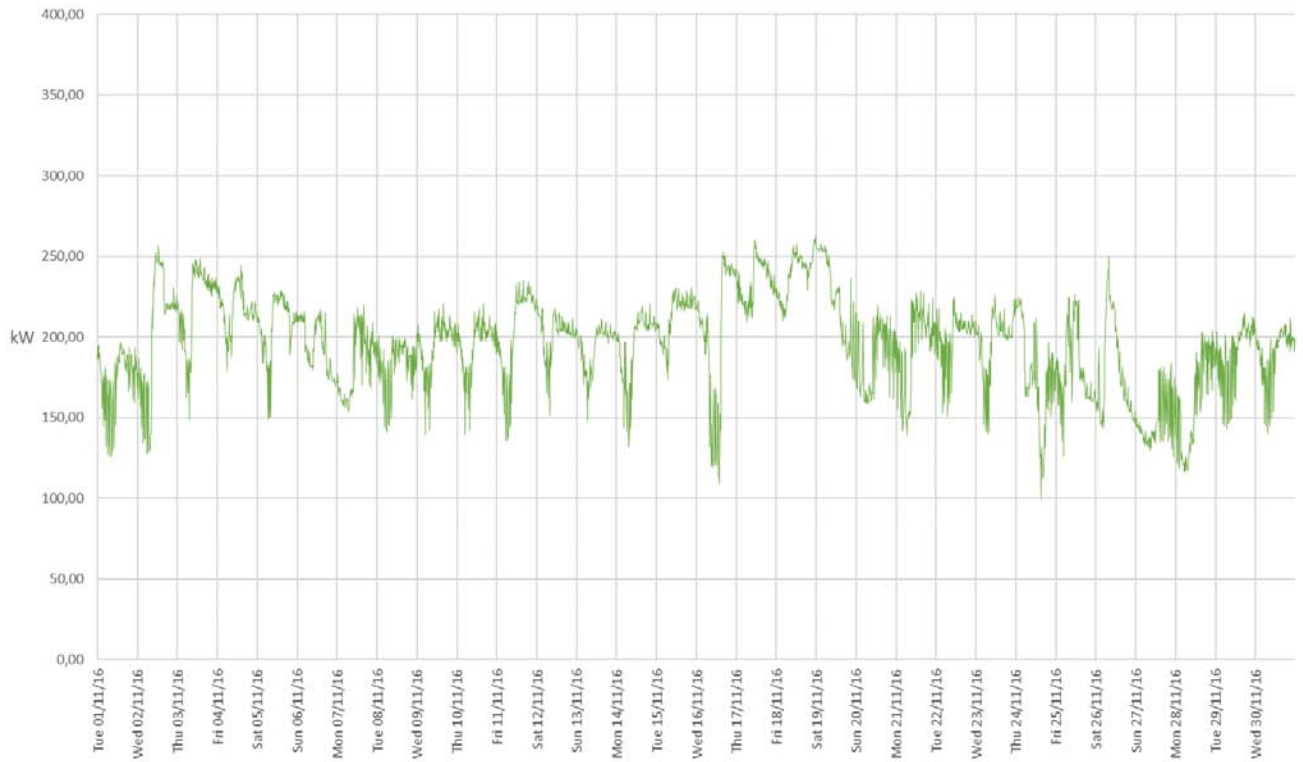
Curva di carico elettrico quart'oraria - settembre 2016



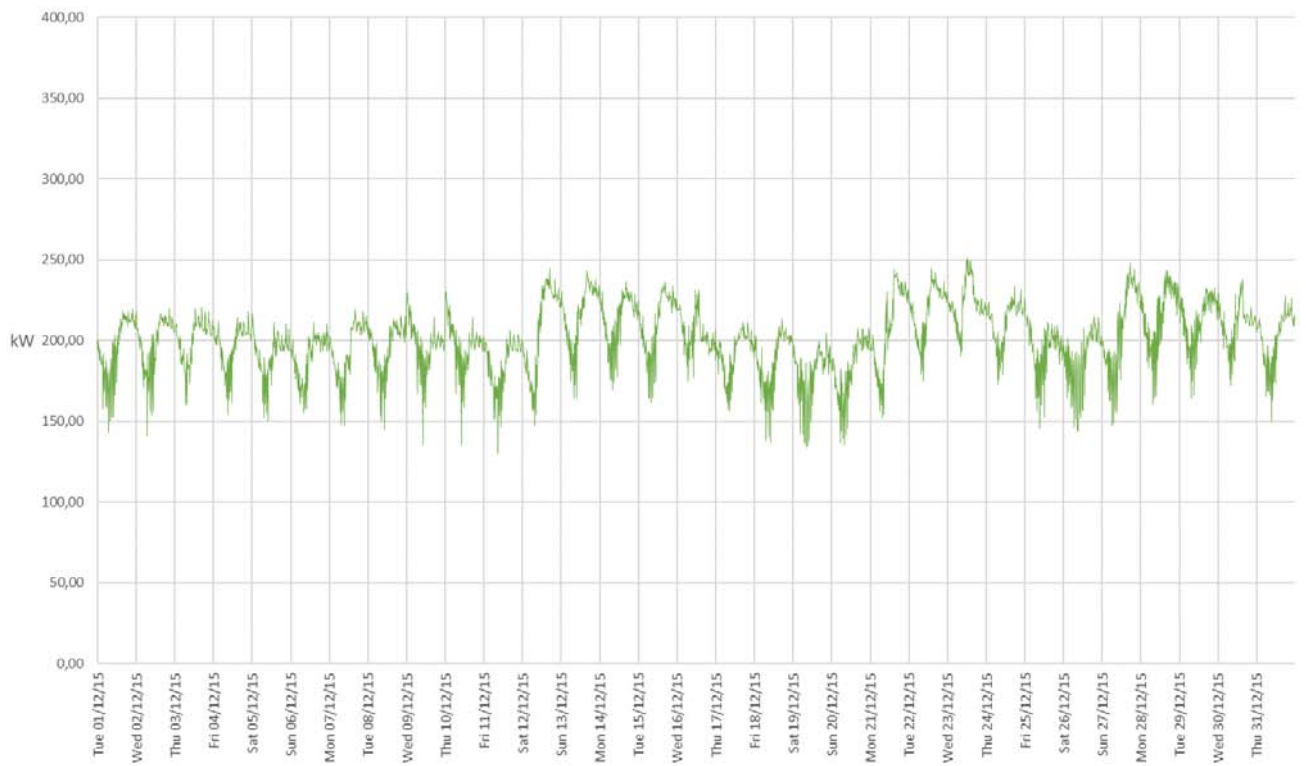
Curva di carico elettrico quart'oraria - ottobre 2016



Curva di carico elettrico quart'oraria - novembre 2016

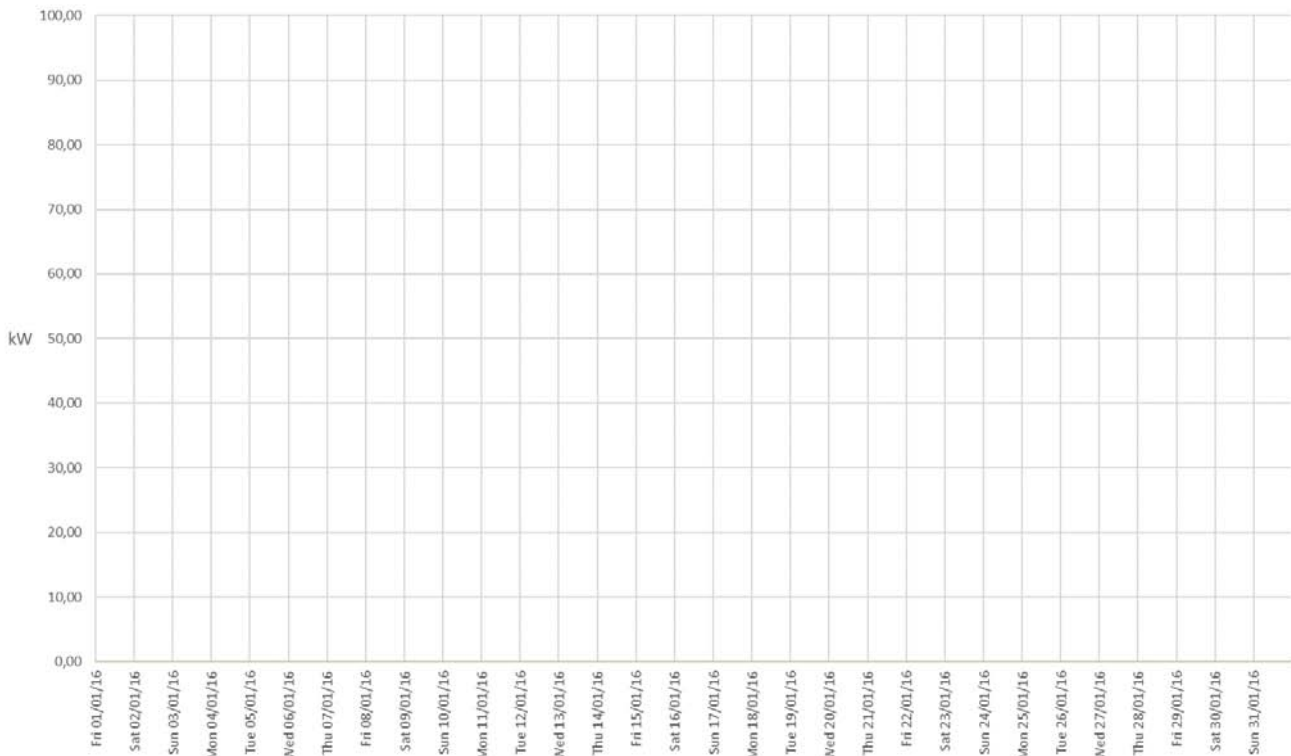


Curva di carico elettrico quart'oraria - dicembre 2016



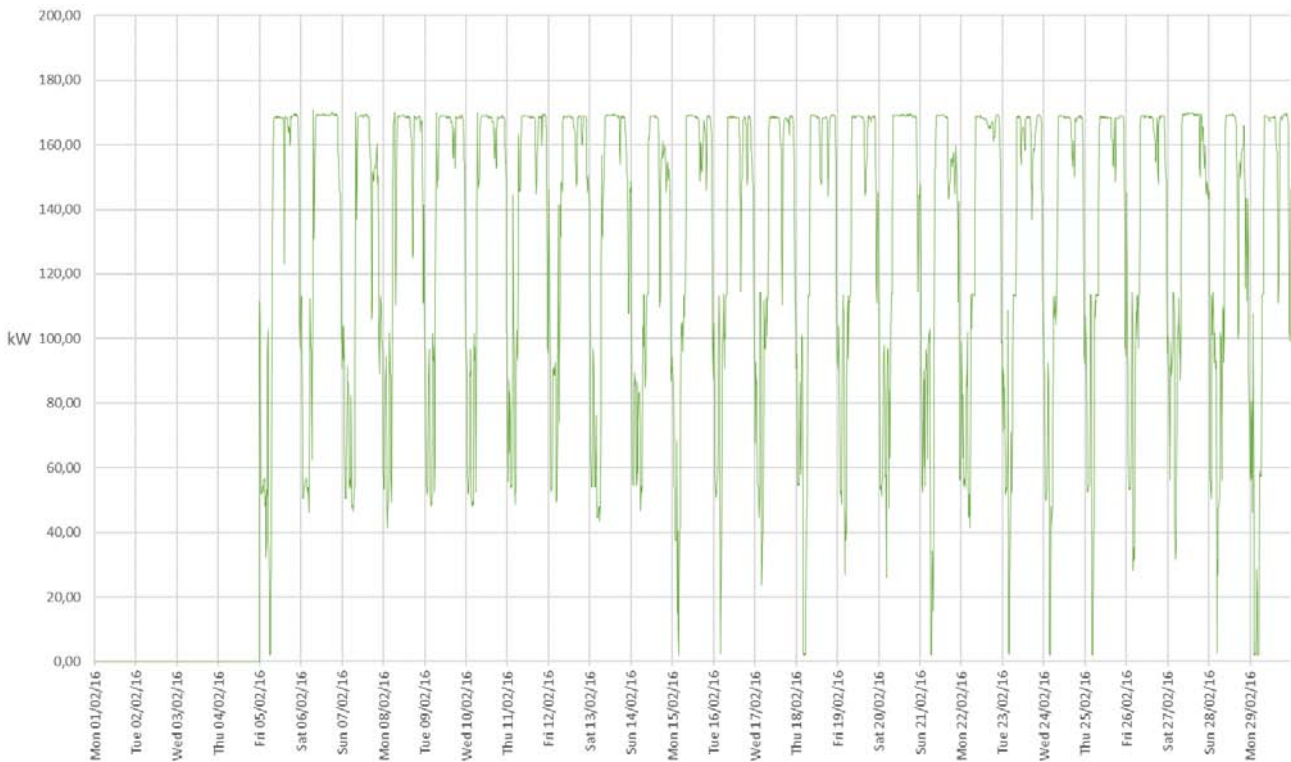
Sito 2 - stazione di pompaggio e pozzi

Curva di carico elettrico quart'oraria - gennaio 2016

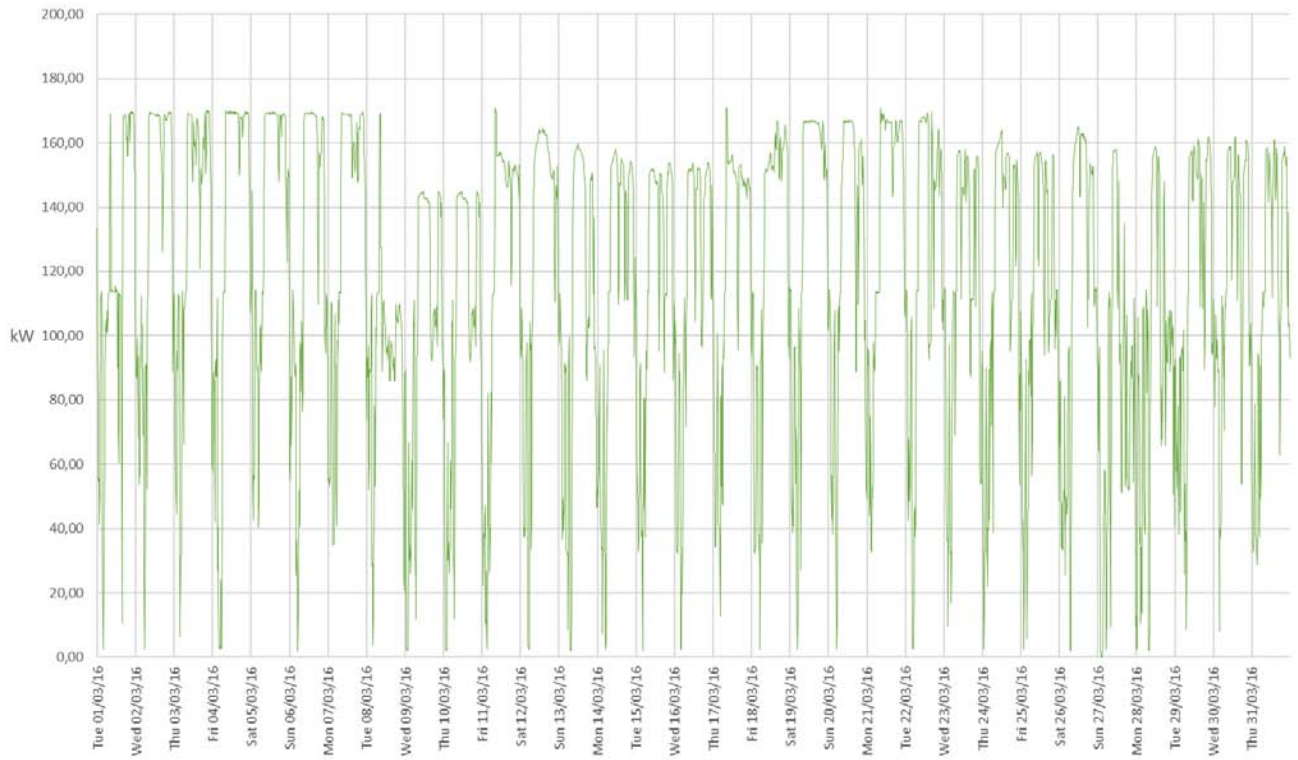


*curva di carico elettrico quart'oraria gennaio 2016 non disponibile causa mancanza dati da e-distribuzione.

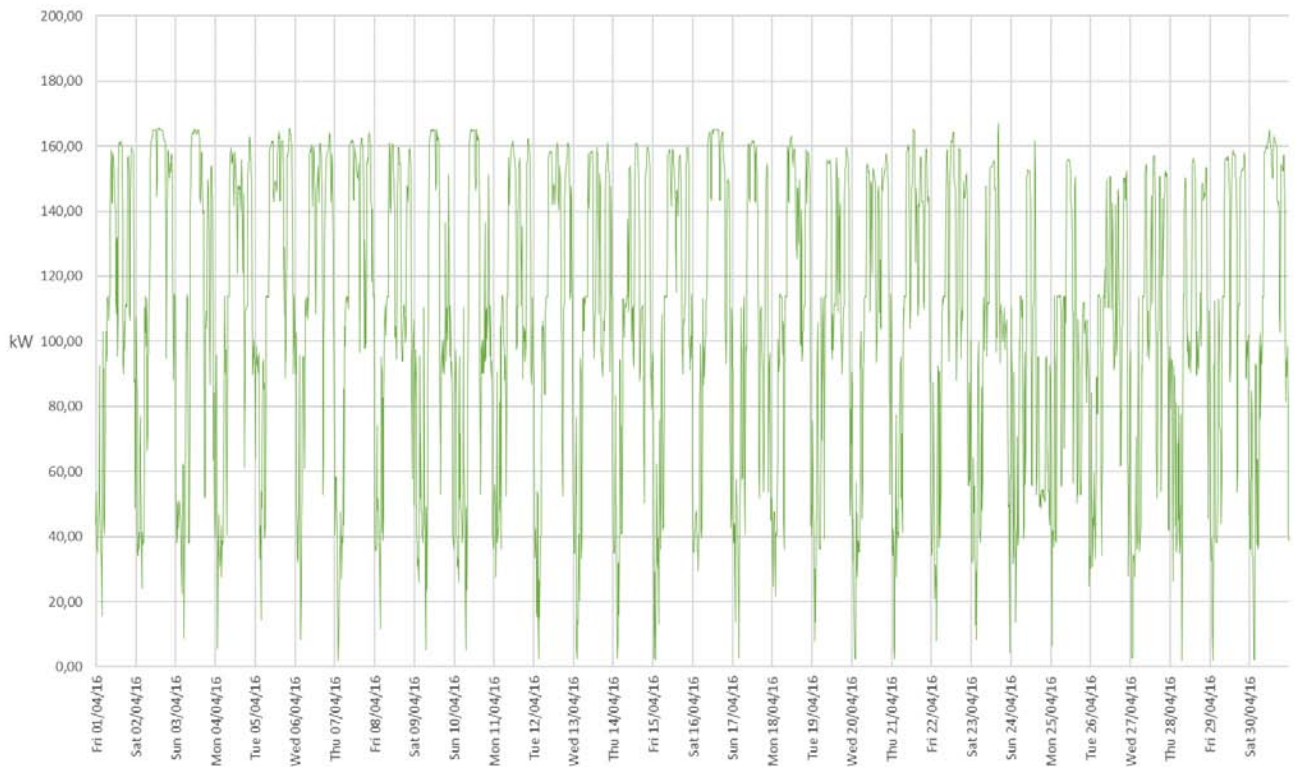
Curva di carico elettrico quart'oraria - febbraio 2016



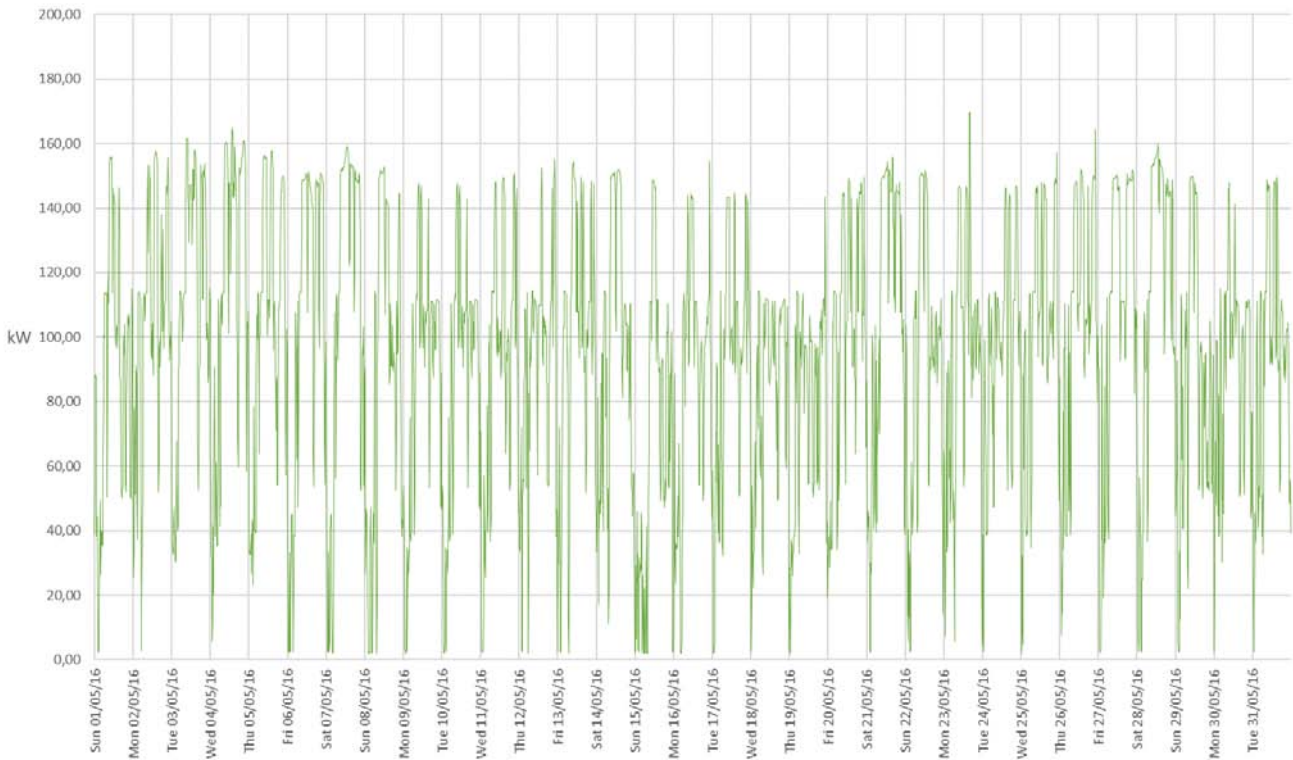
Curva di carico elettrico quart'oraria - marzo 2016



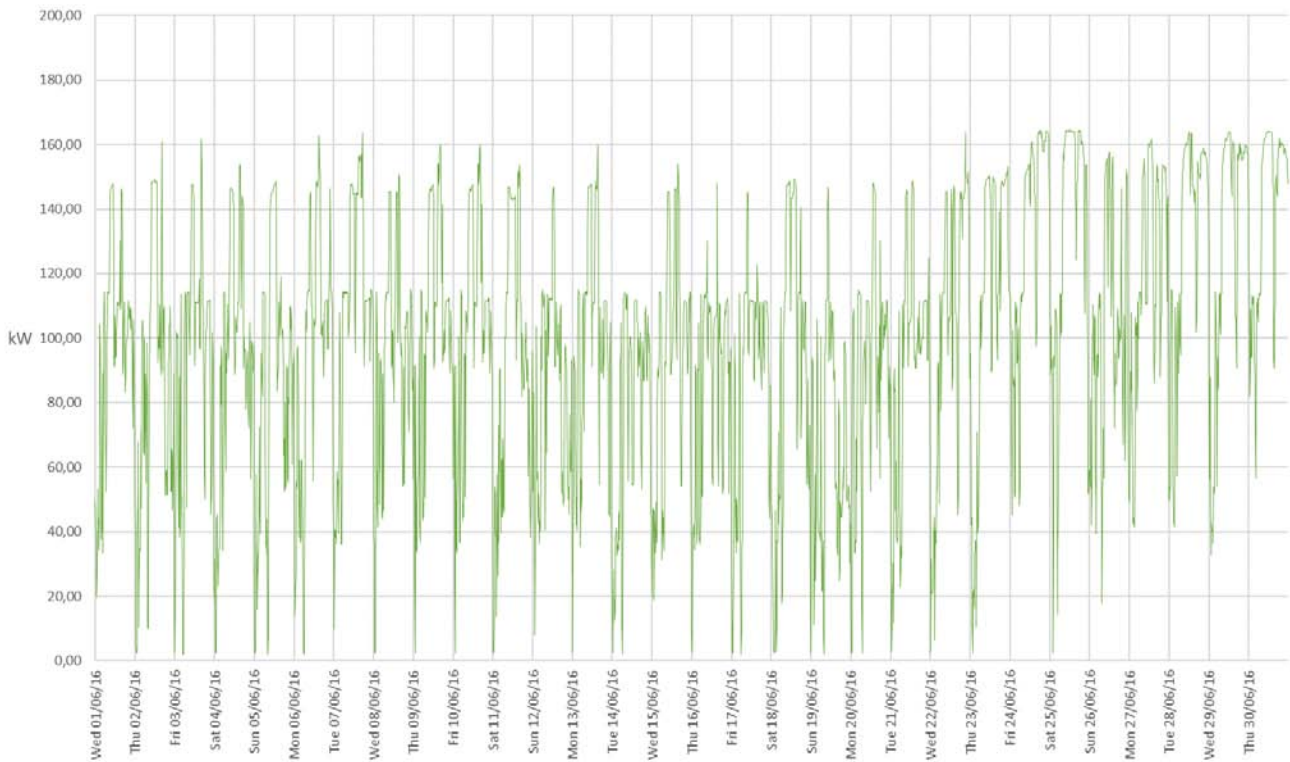
Curva di carico elettrico quart'oraria - aprile 2016



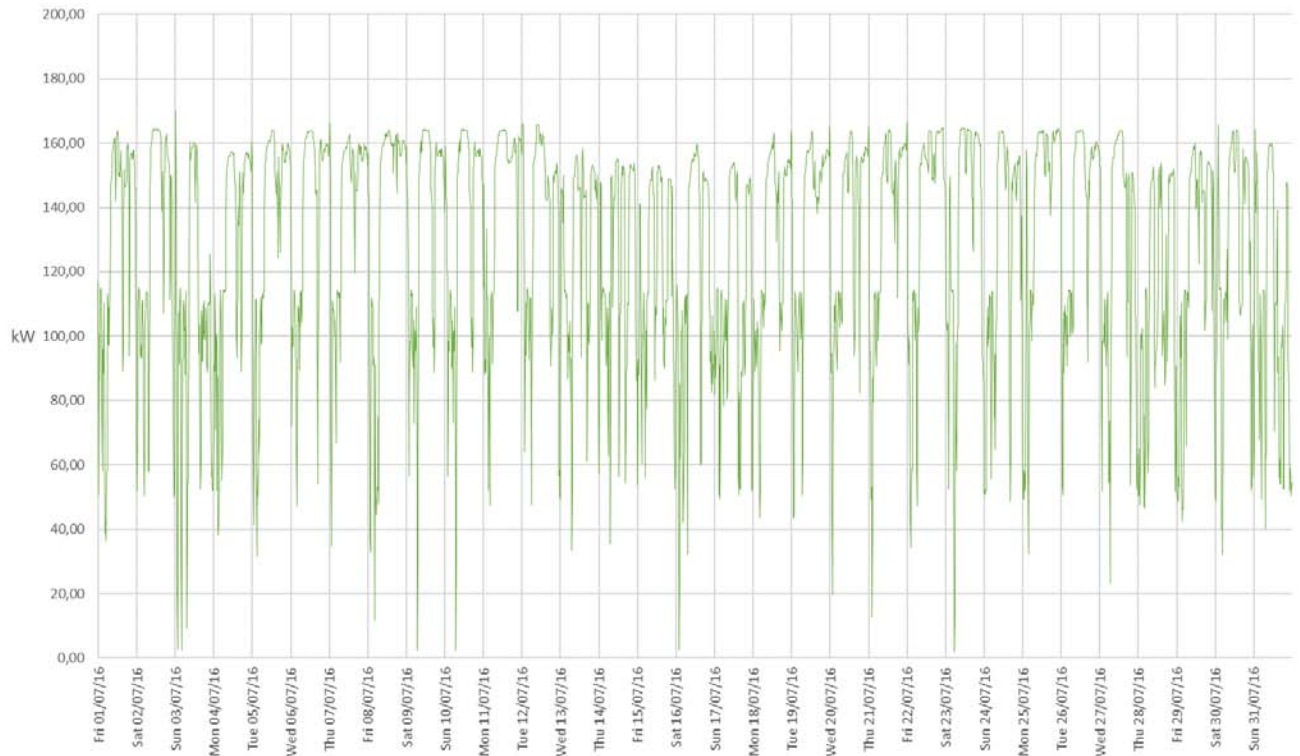
Curva di carico elettrico quart'oraria - maggio 2016



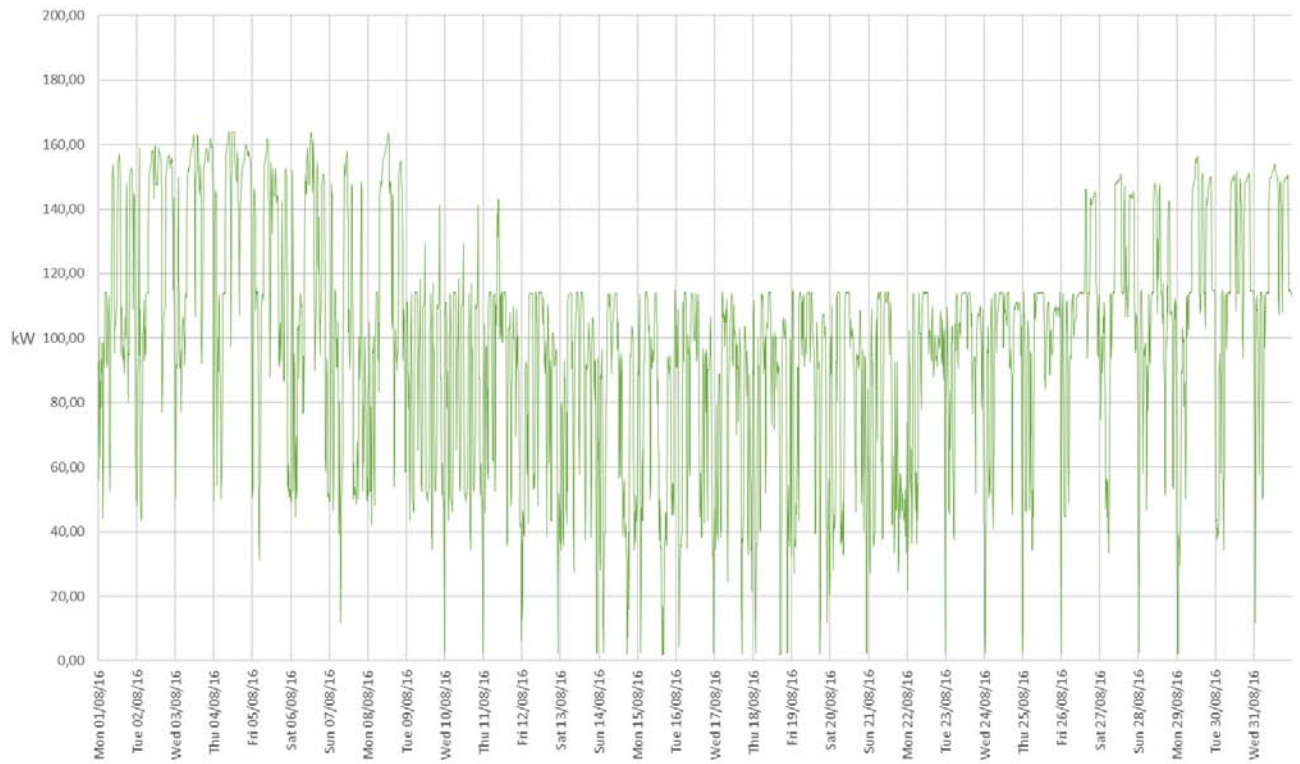
Curva di carico elettrico quart'oraria - giugno 2016



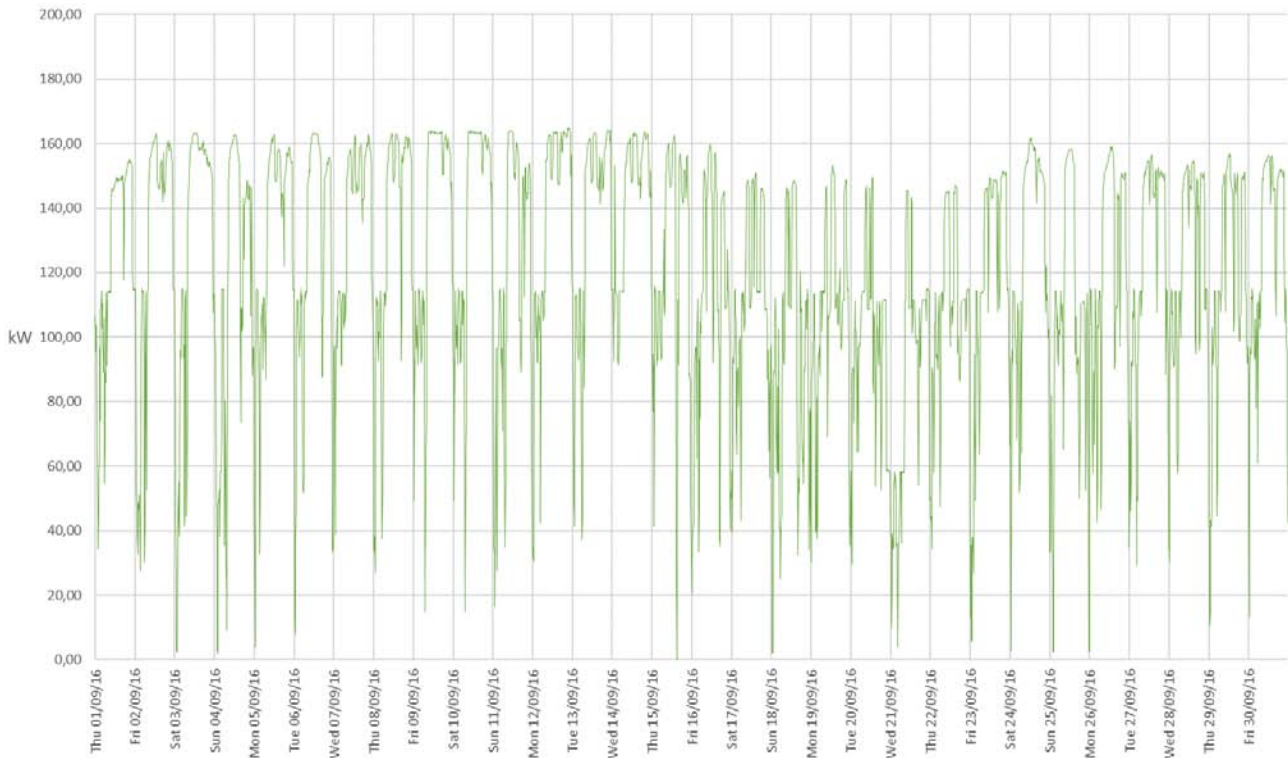
Curva di carico elettrico quart'oraria - luglio 2016



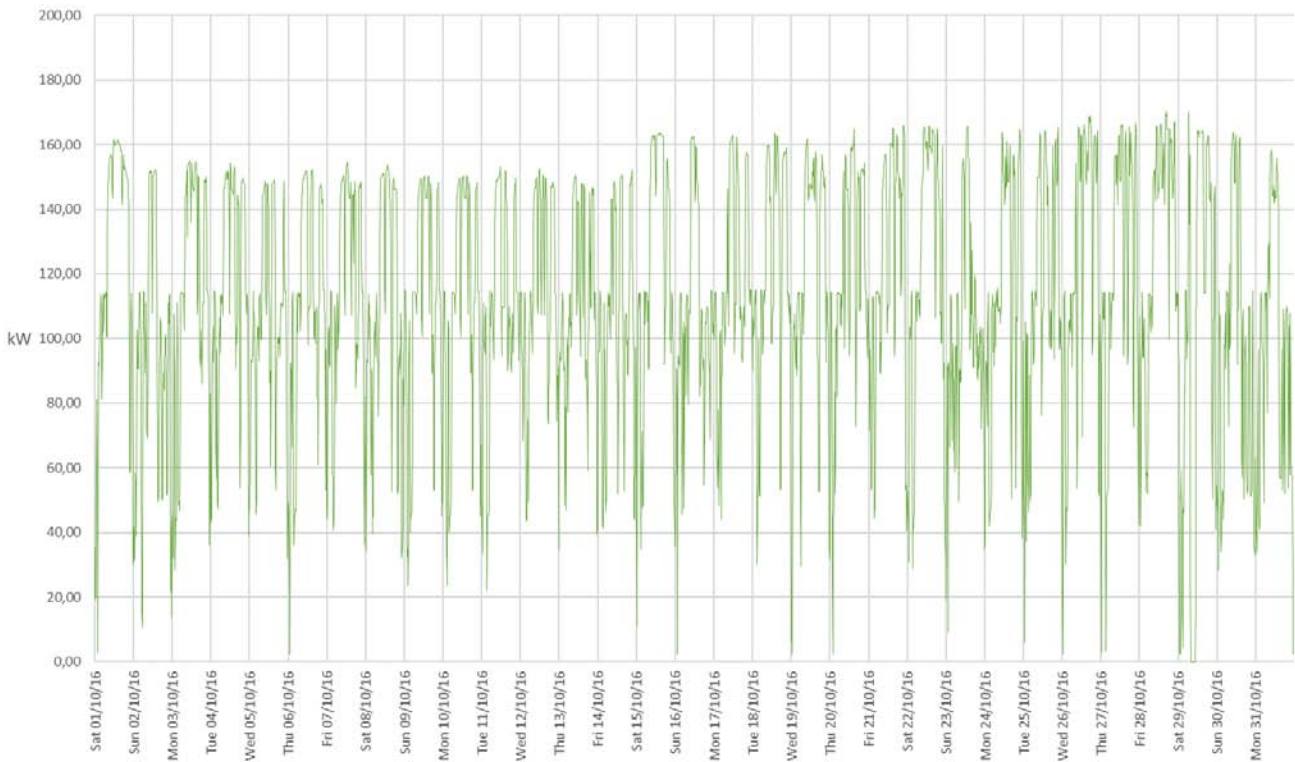
Curva di carico elettrico quart'oraria - agosto 2016



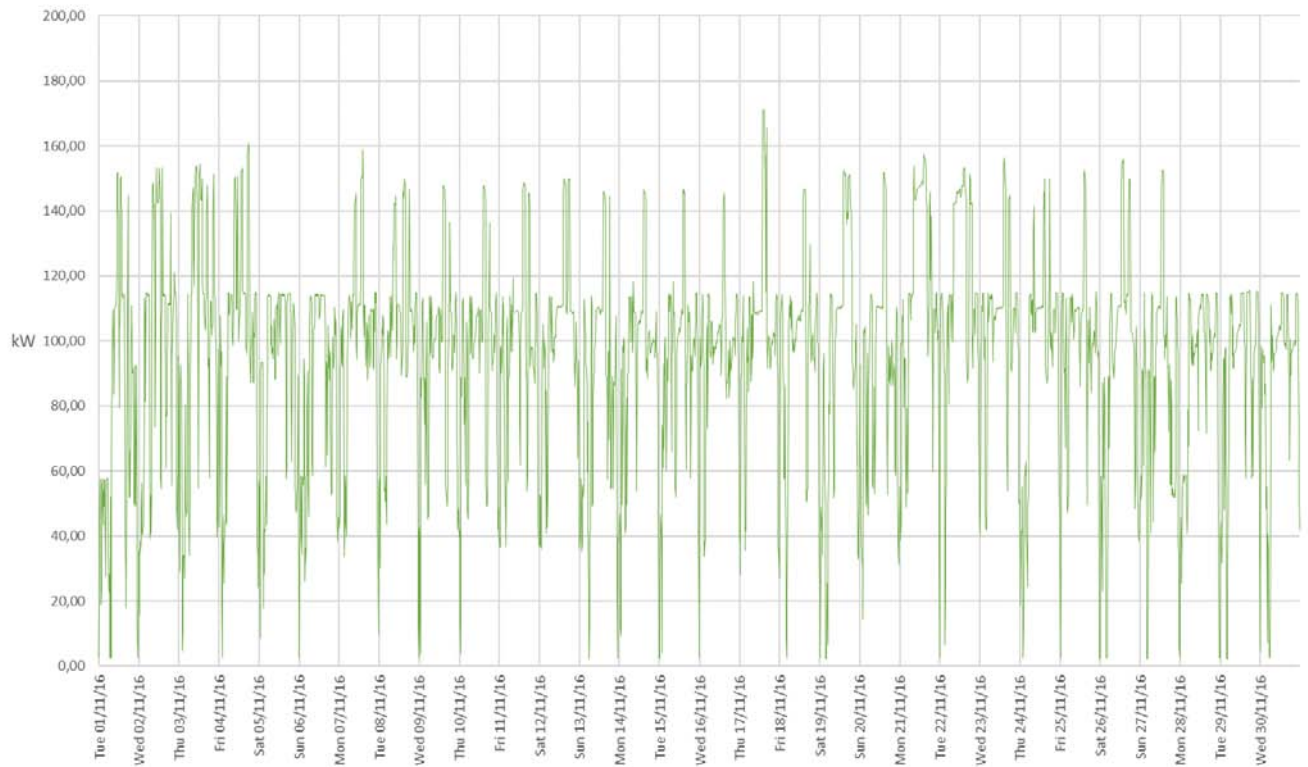
Curva di carico elettrico quart'oraria - settembre 2016



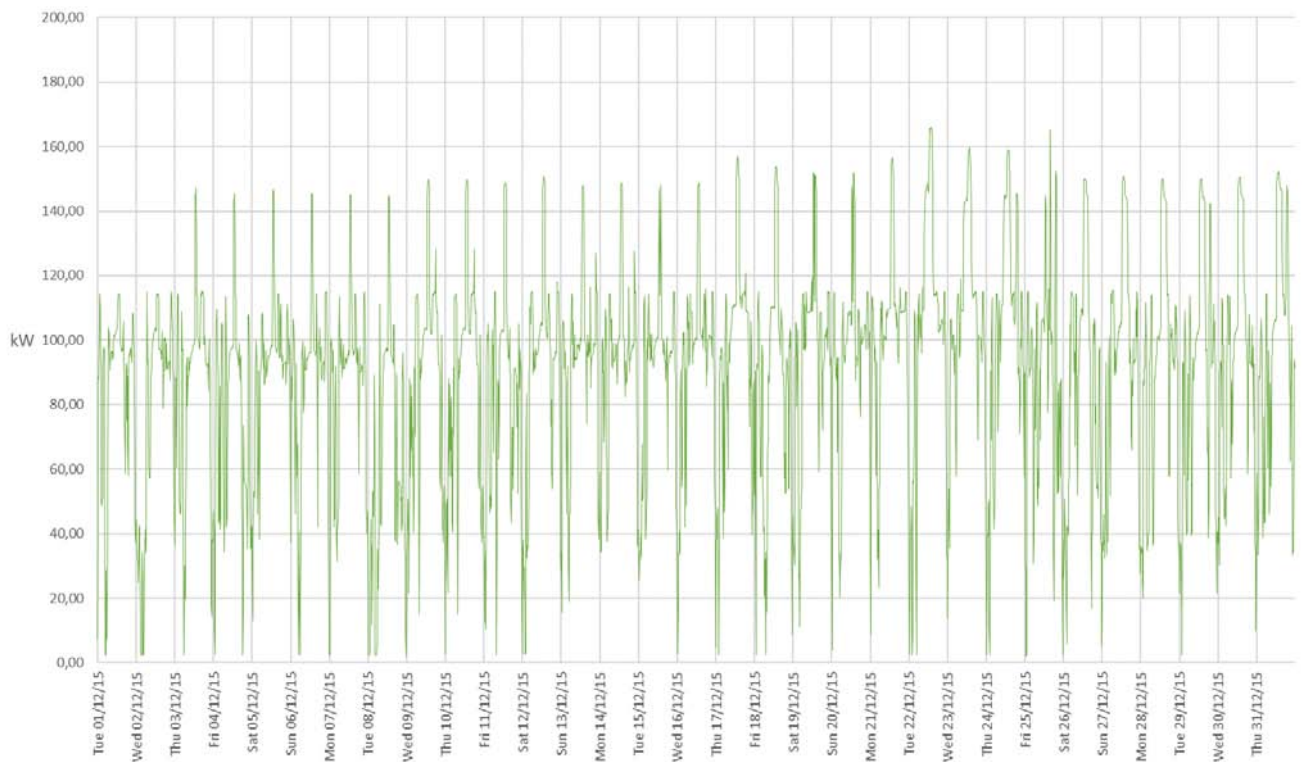
Curva di carico elettrico quart'oraria - ottobre 2016



Curva di carico elettrico quart'oraria - novembre 2016

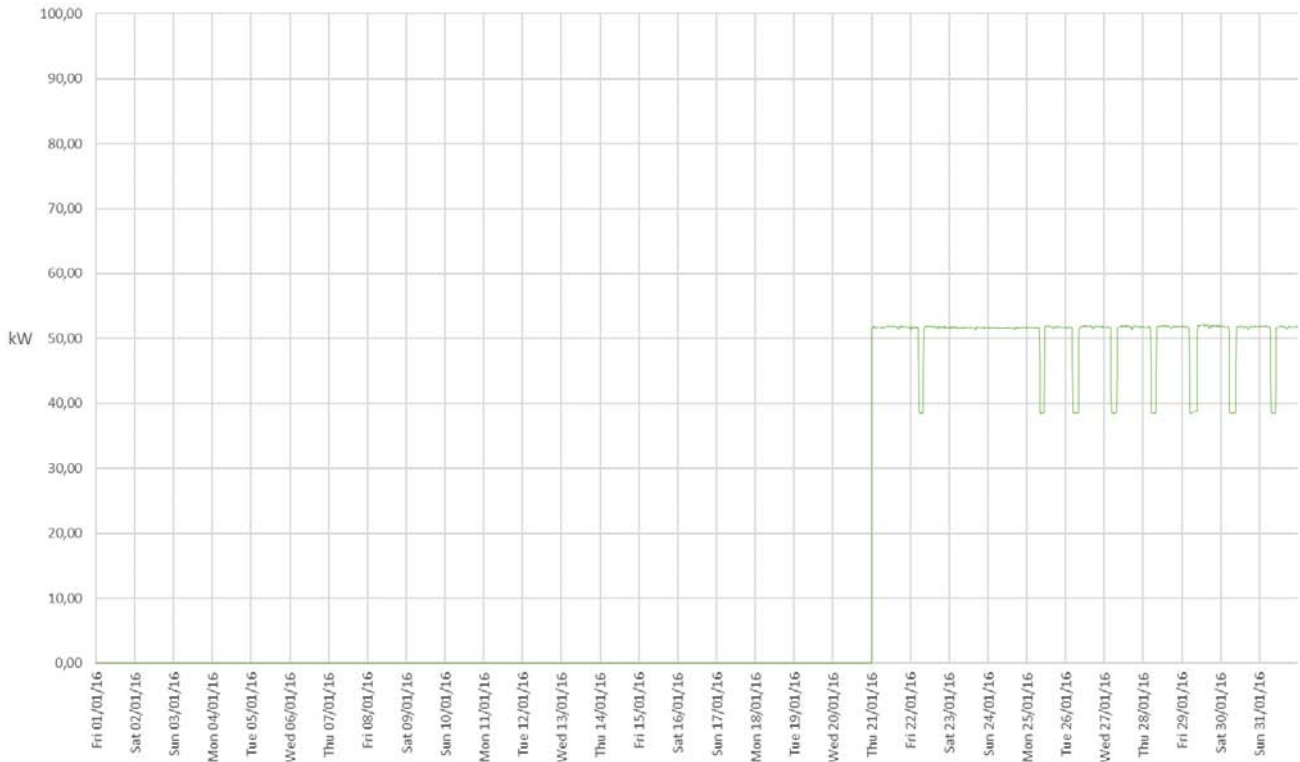


Curva di carico elettrico quart'oraria - dicembre 2016

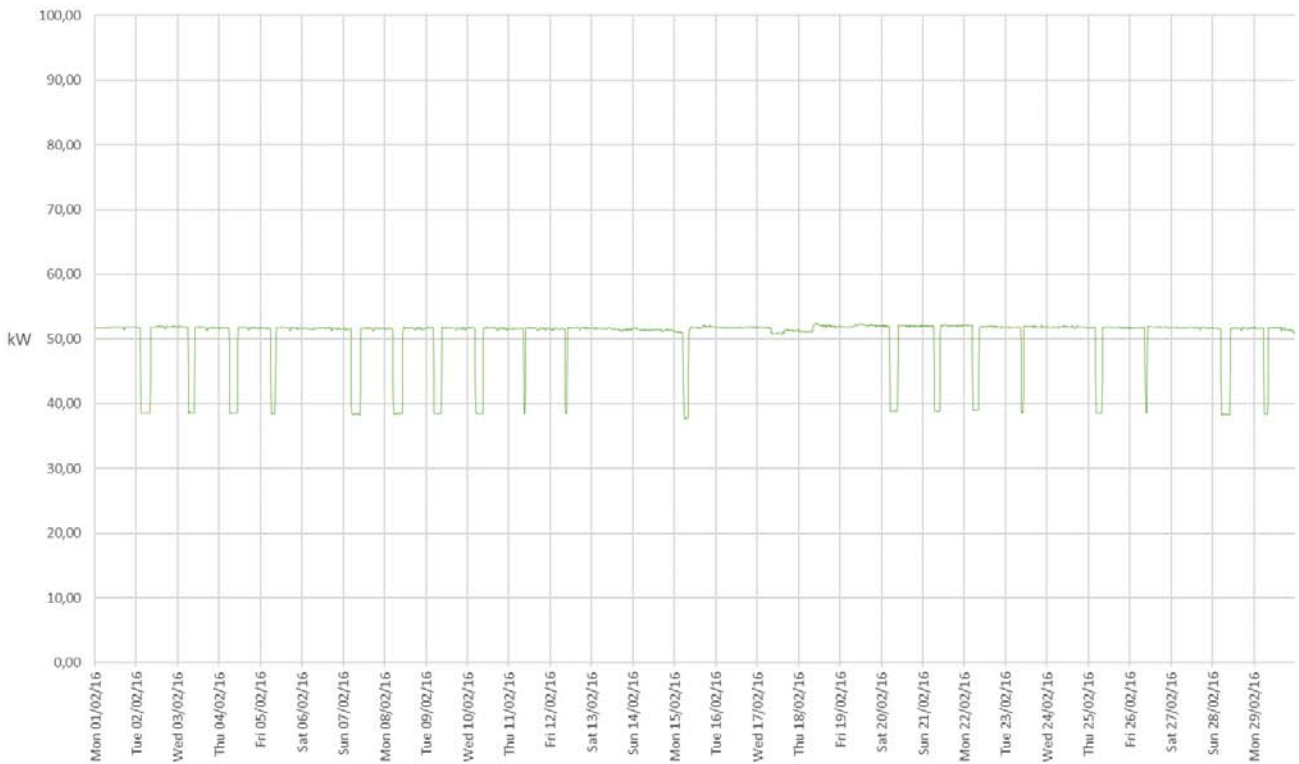


Sito 3 - pozzi

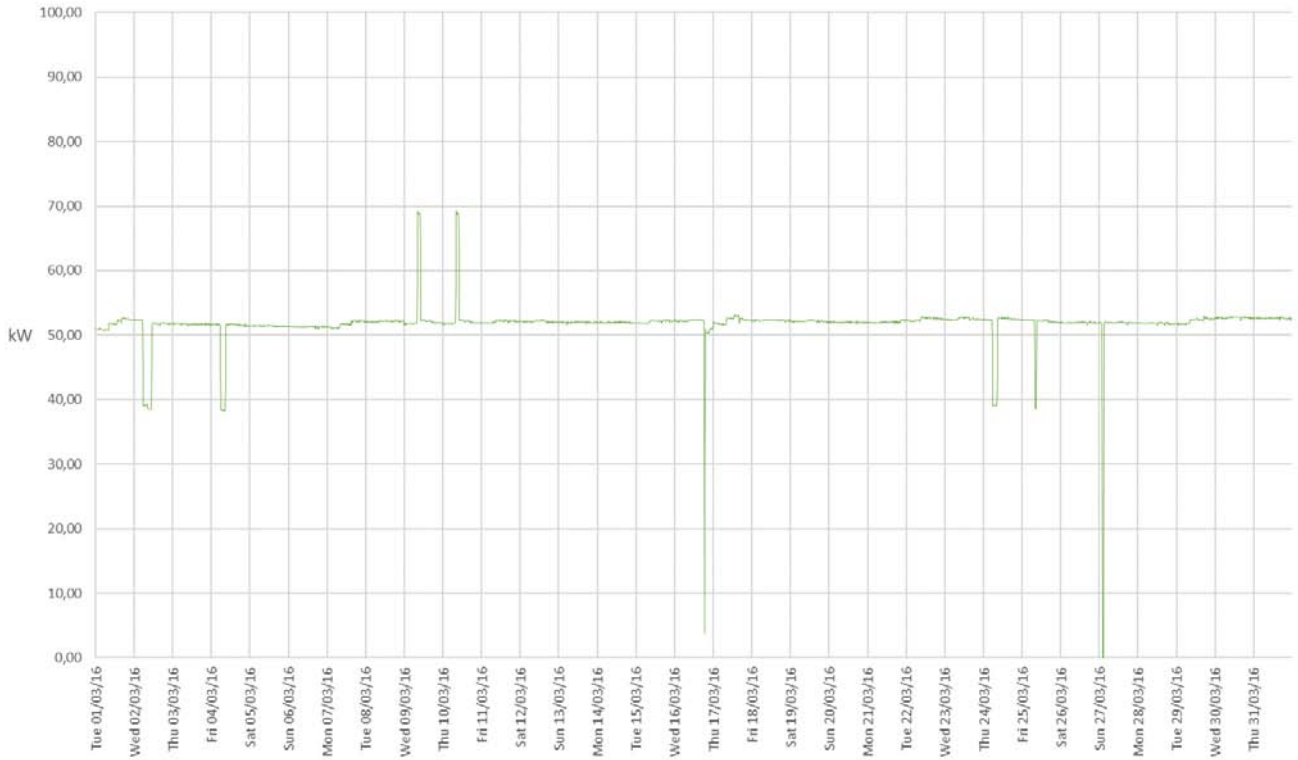
Curva di carico elettrico quart'oraria - gennaio 2016



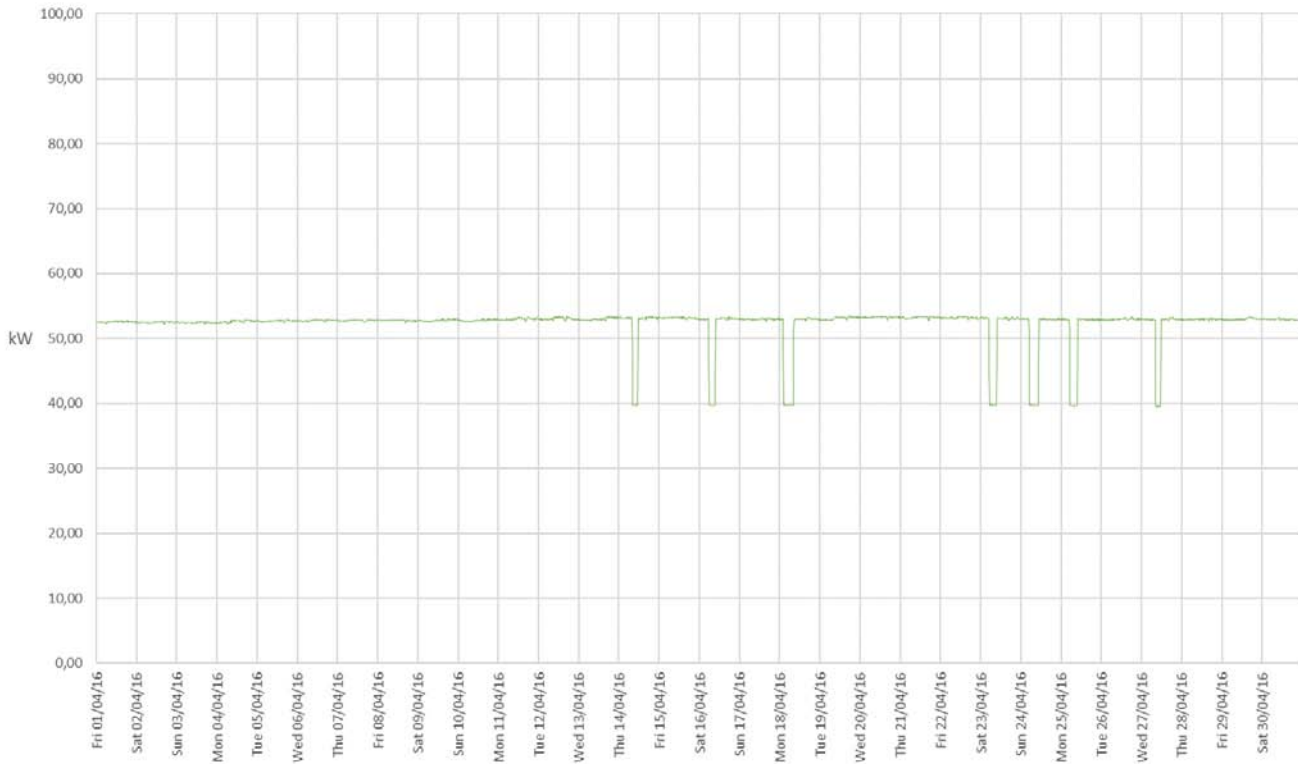
Curva di carico elettrico quart'oraria - febbraio 2016



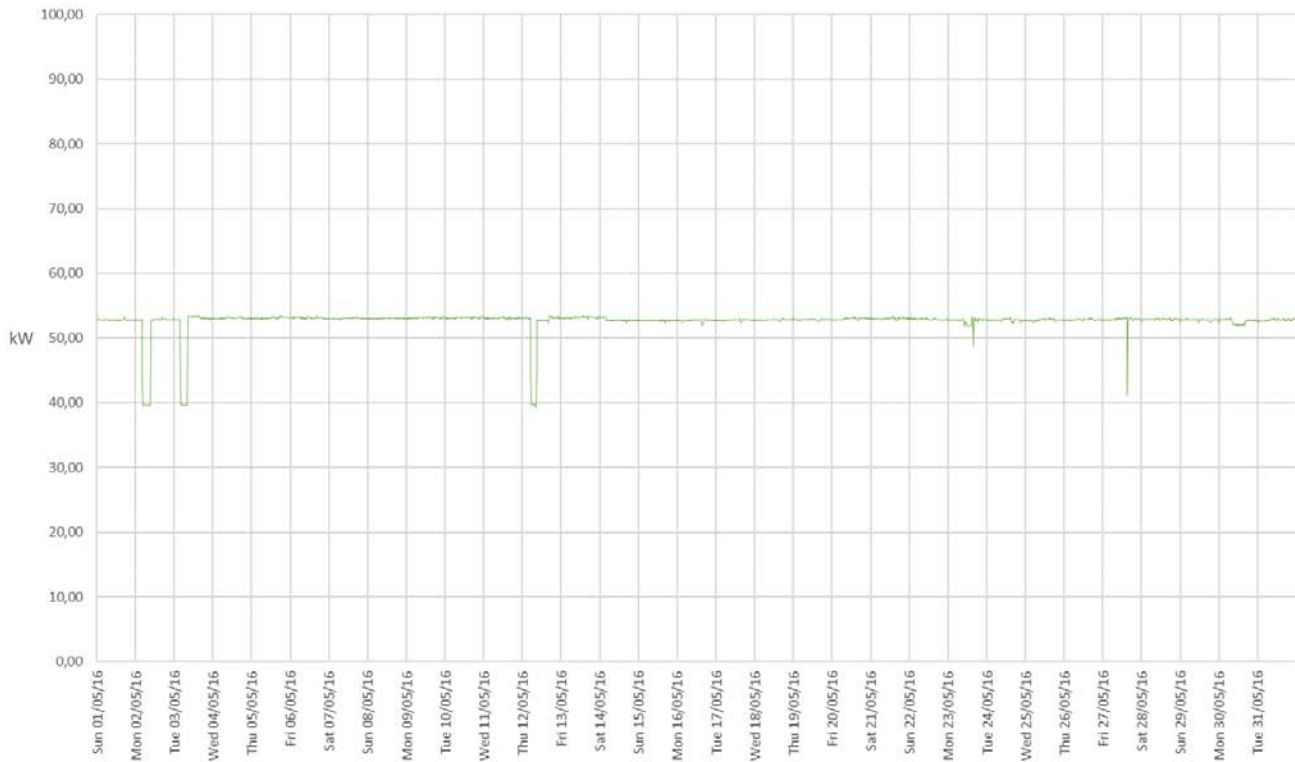
Curva di carico elettrico quart'oraria - marzo 2016



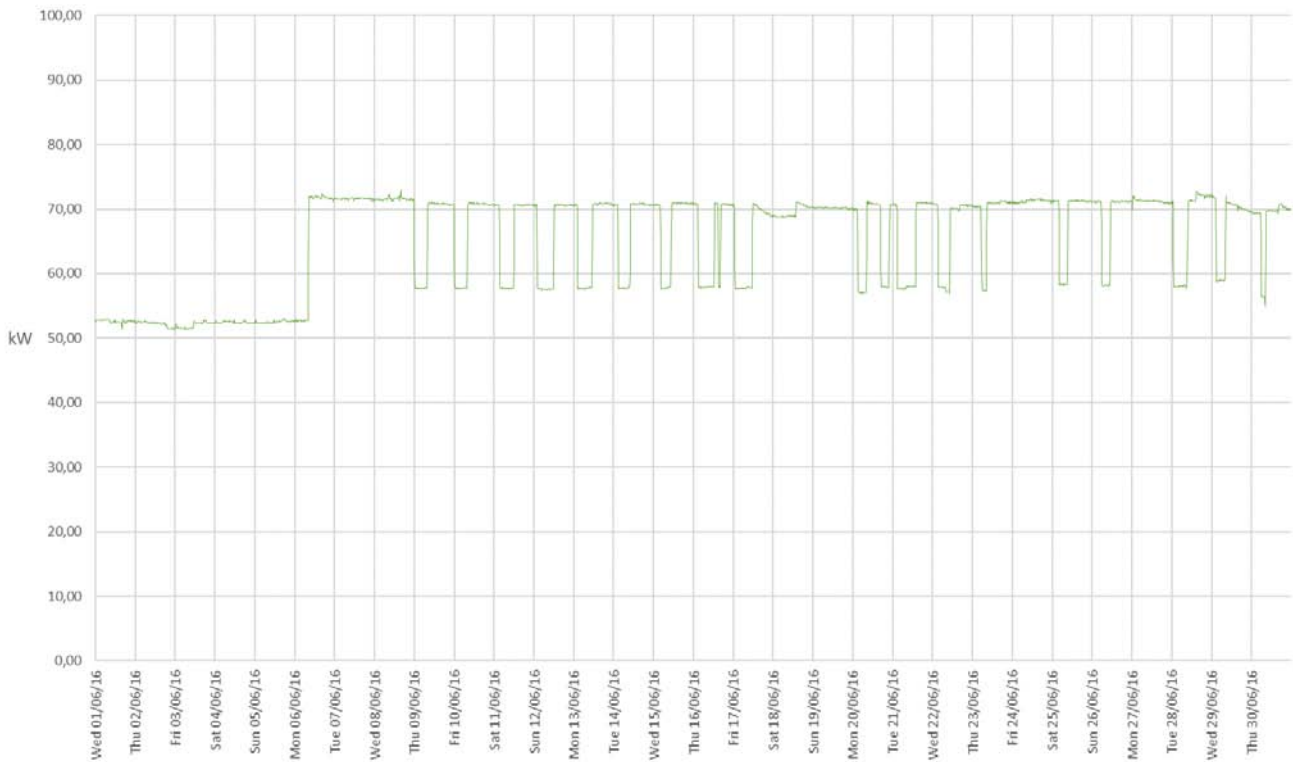
Curva di carico elettrico quart'oraria - aprile 2016



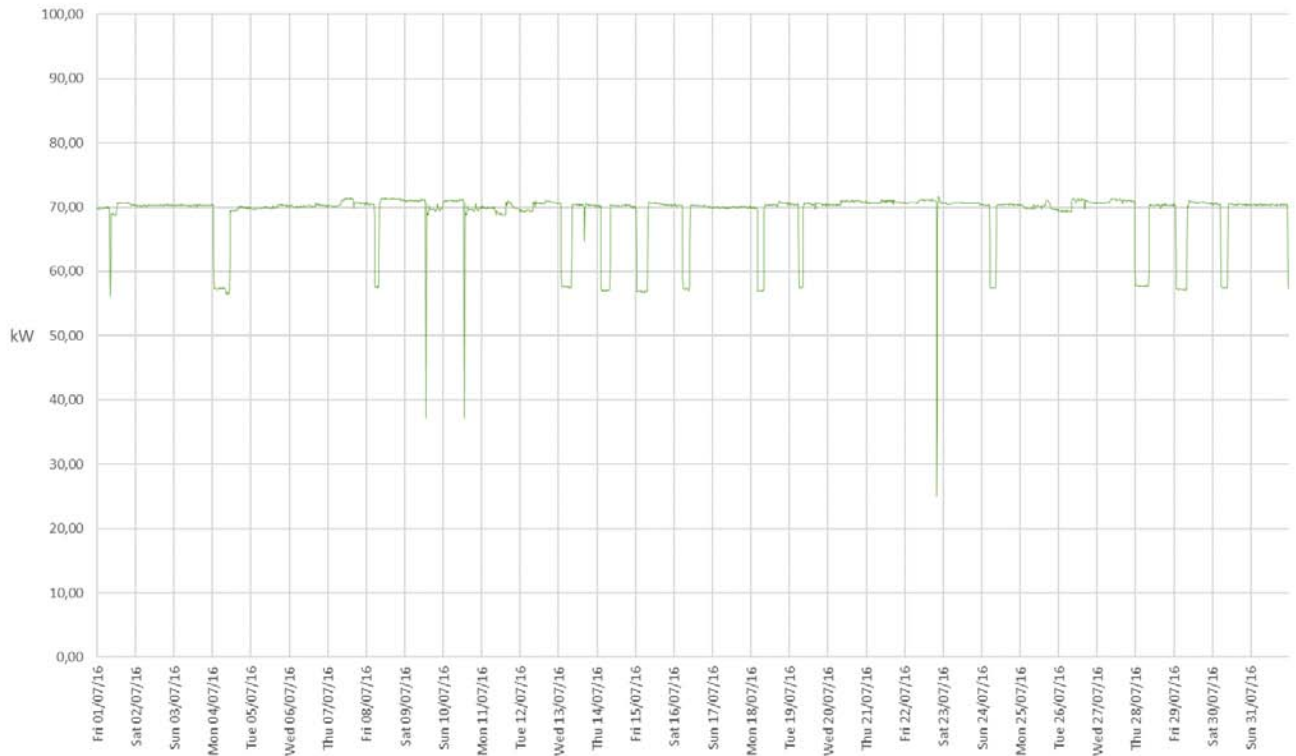
Curva di carico elettrico quart'oraria - maggio 2016



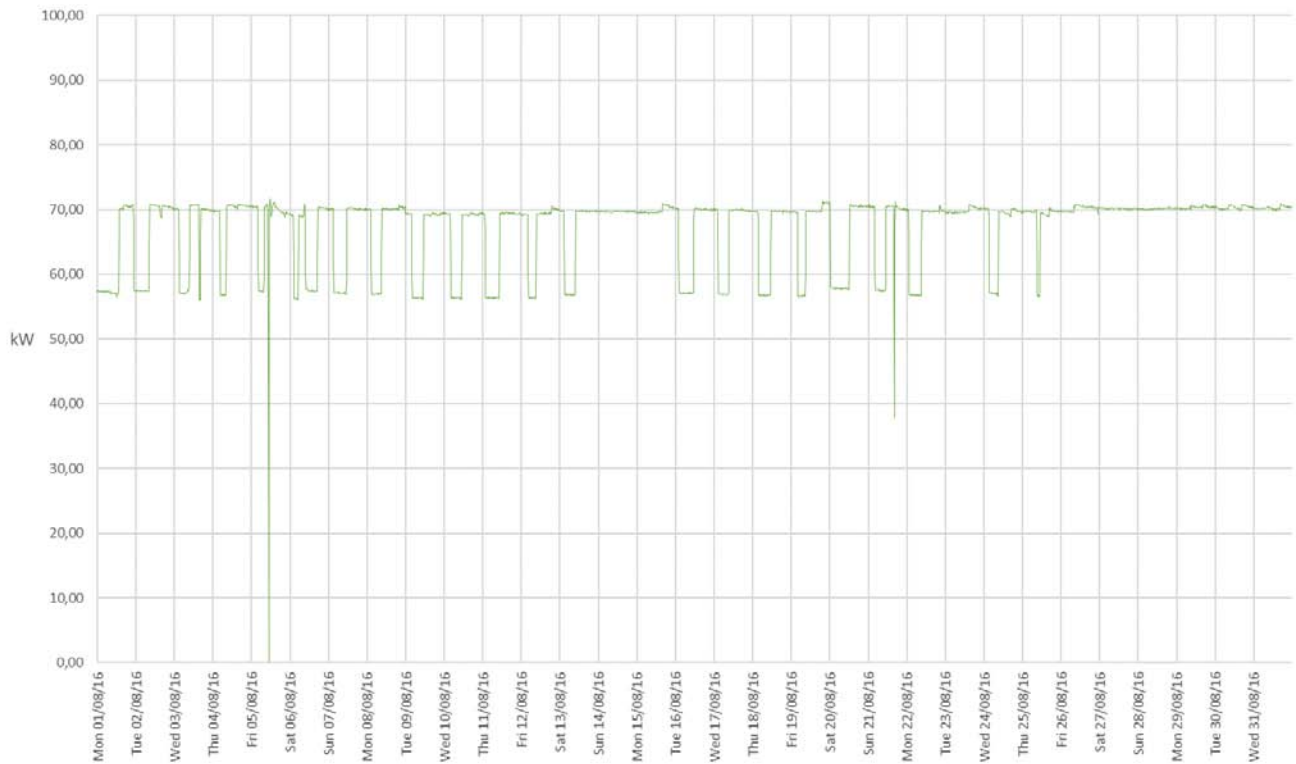
Curva di carico elettrico quart'oraria - giugno 2016



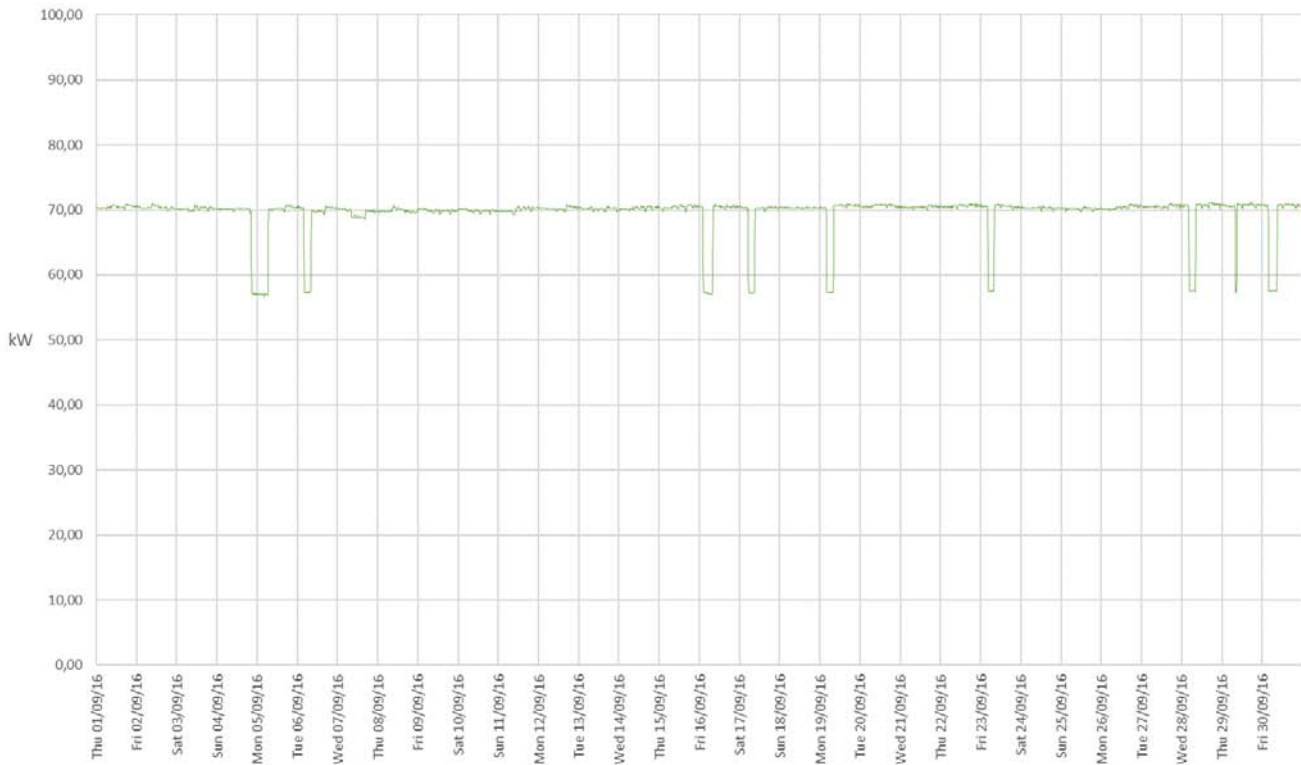
Curva di carico elettrico quart'oraria - luglio 2016



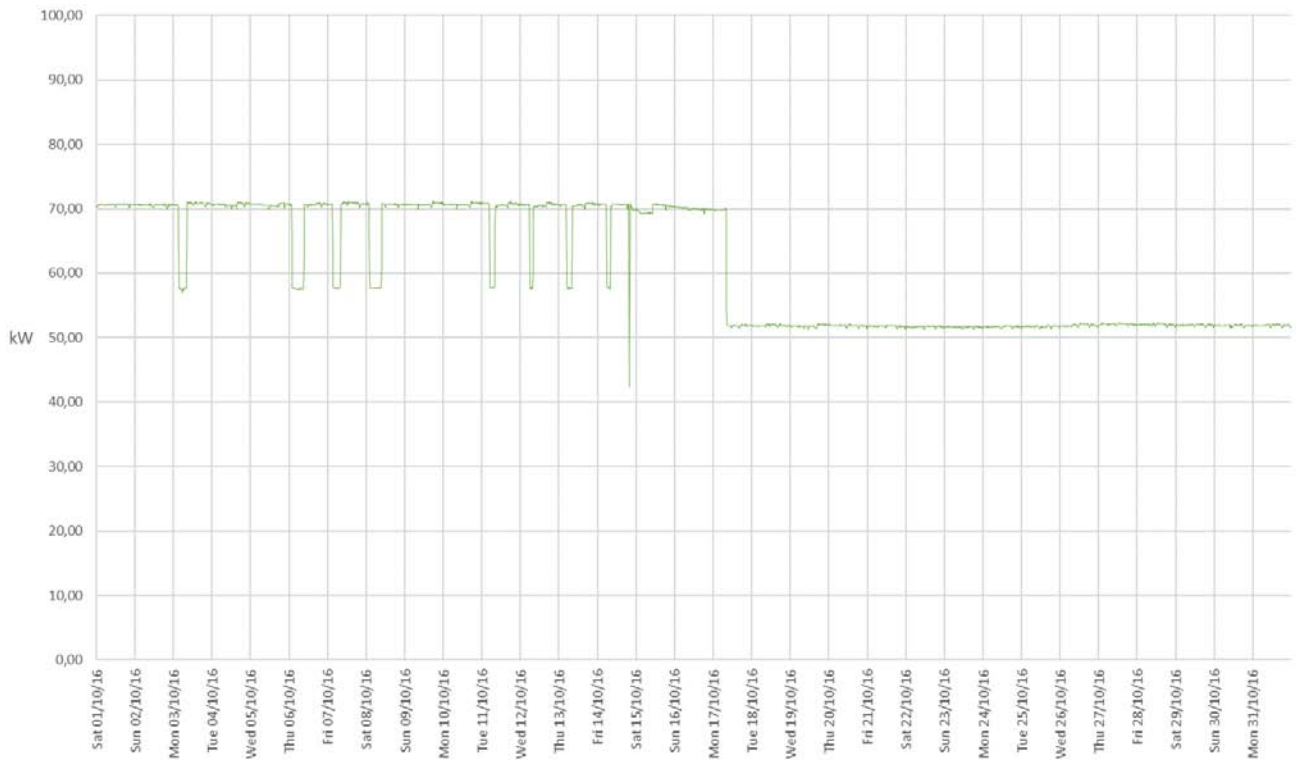
Curva di carico elettrico quart'oraria - agosto 2016



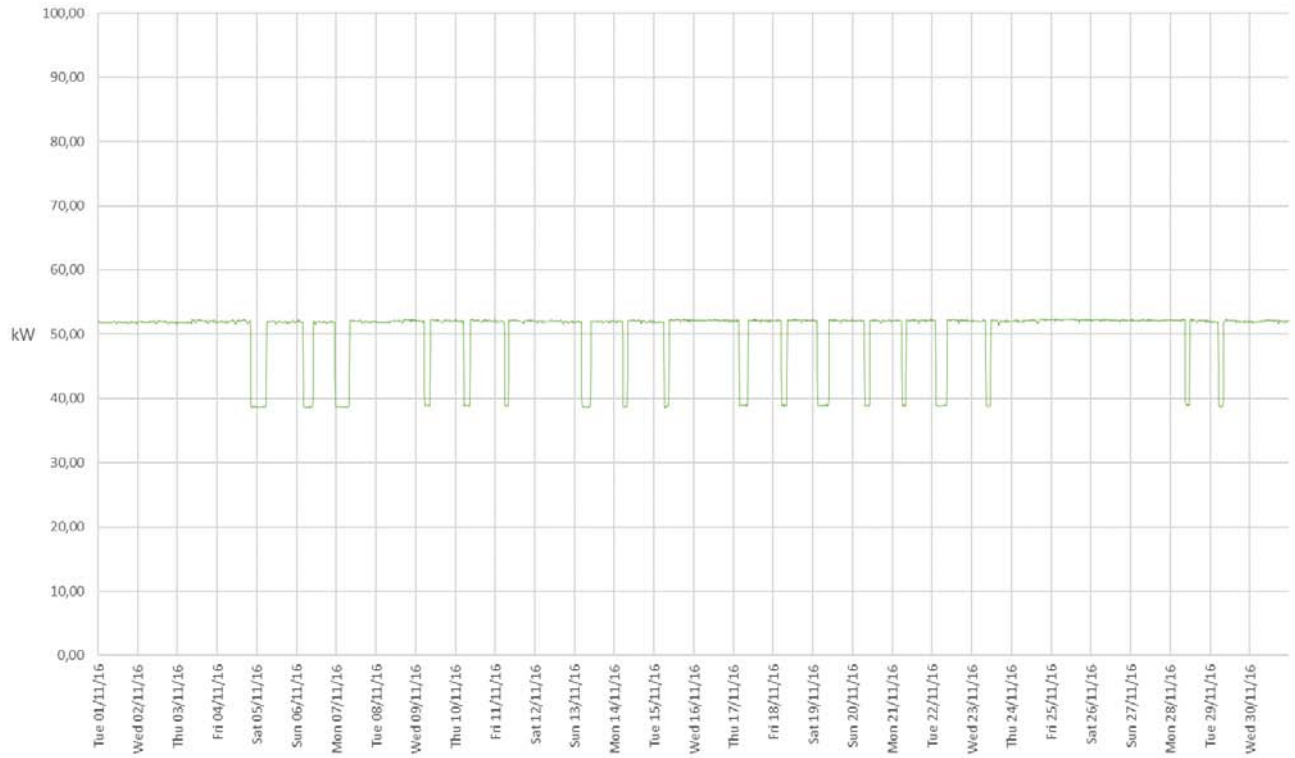
Curva di carico elettrico quart'oraria - settembre 2016



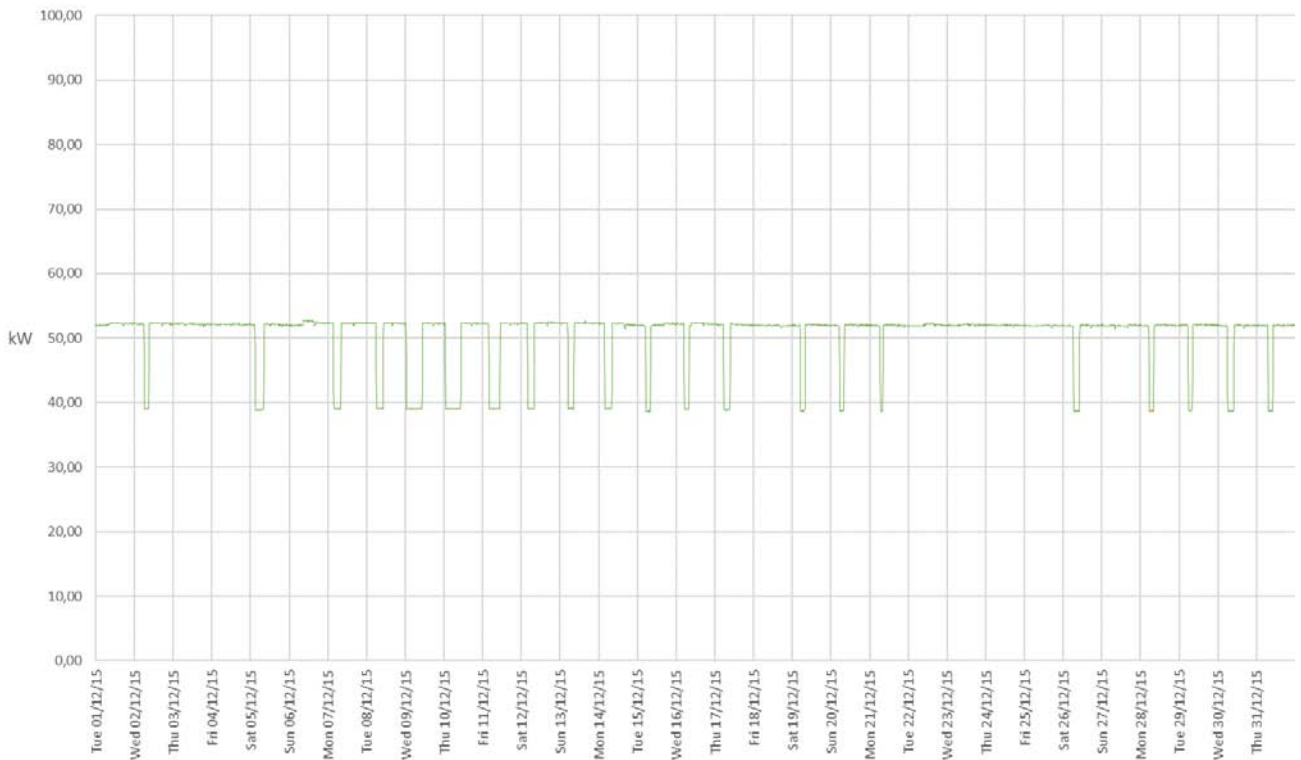
Curva di carico elettrico quart'oraria - ottobre 2016



Curva di carico elettrico quart'oraria - novembre 2016

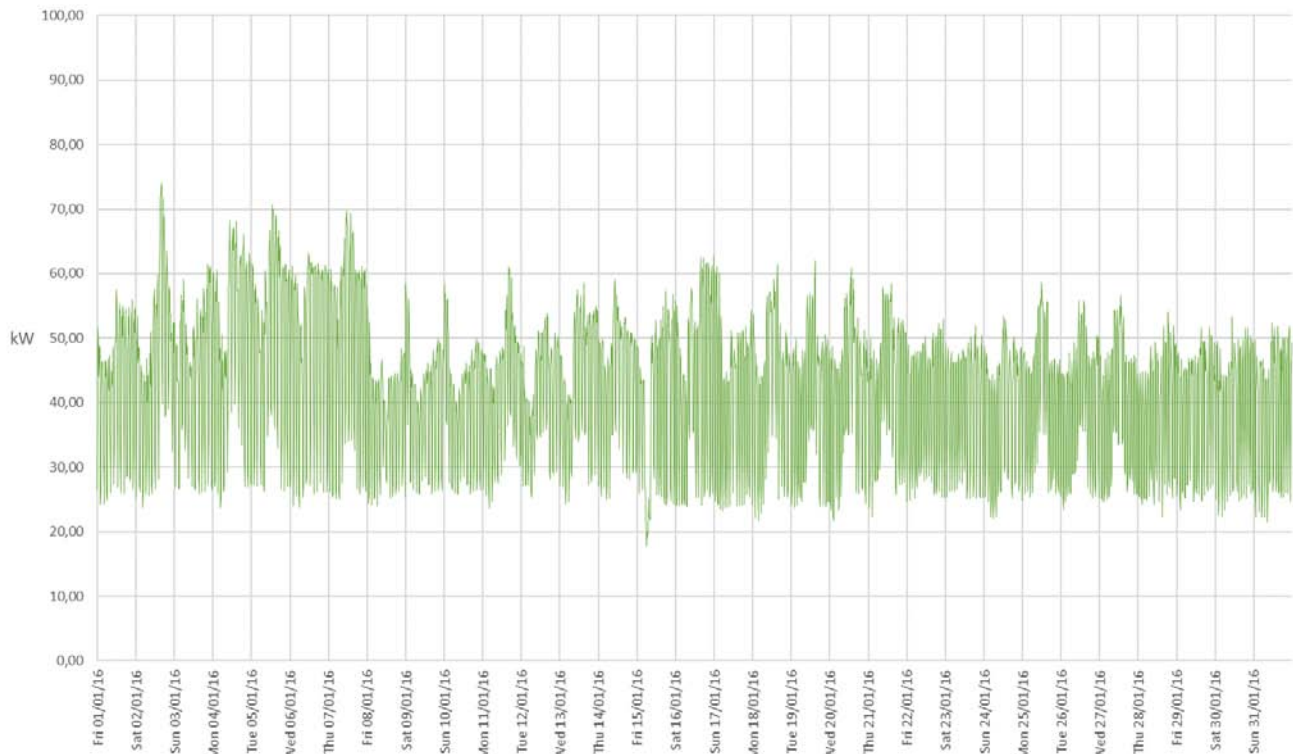


Curva di carico elettrico quart'oraria - dicembre 2016

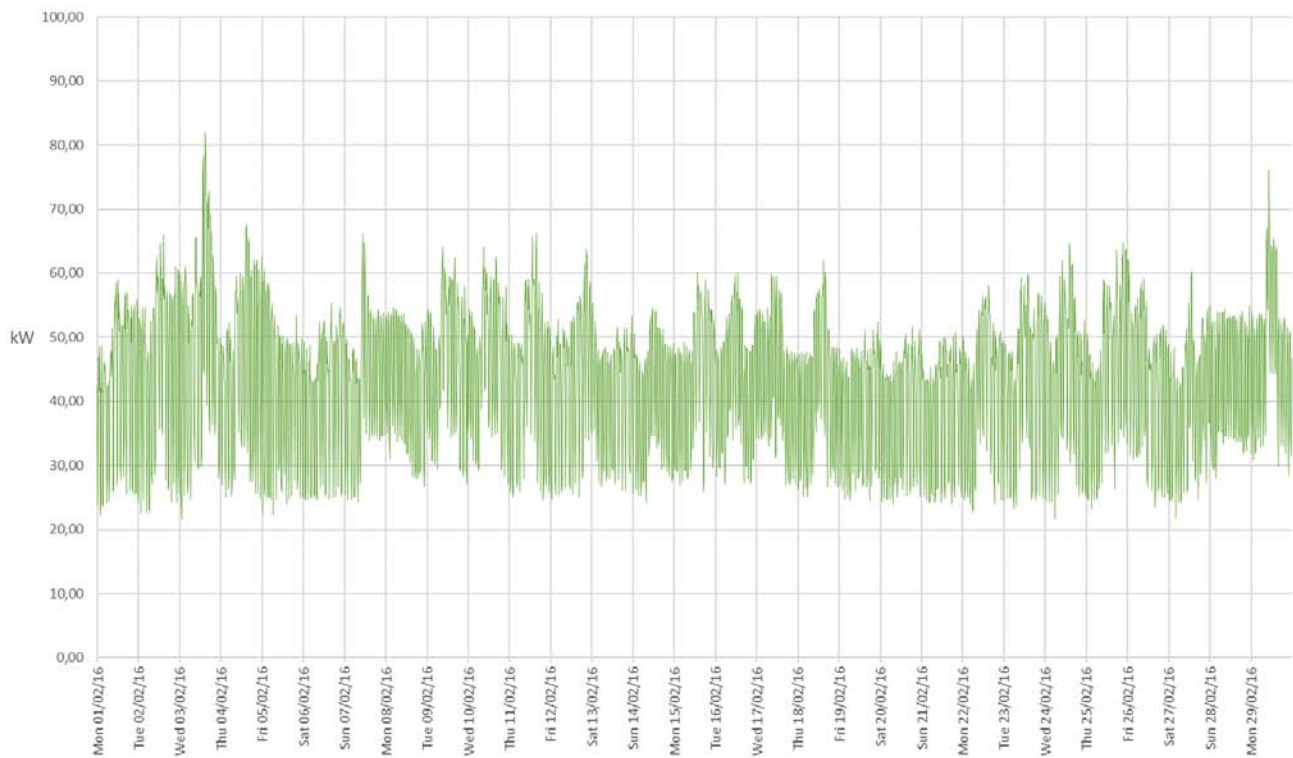


Sito 4 - impianto di depurazione

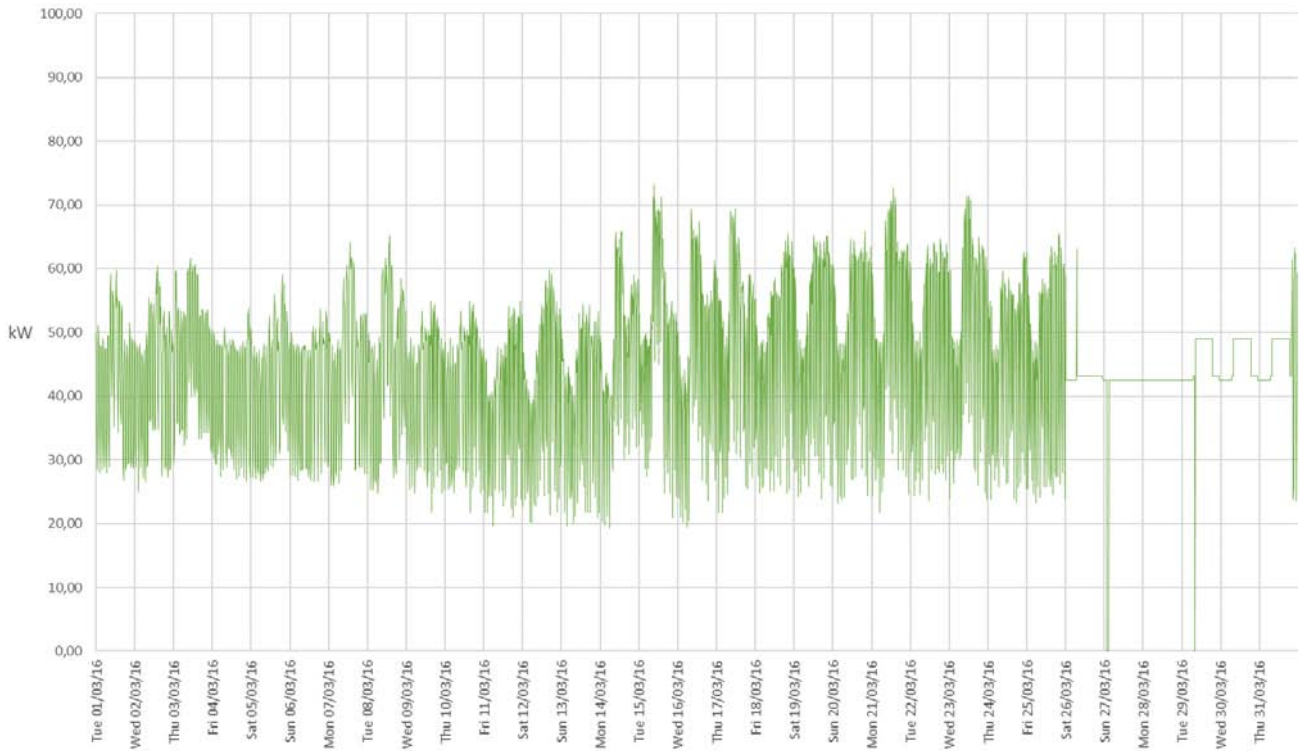
Curva di carico elettrico quart'oraria - gennaio 2016



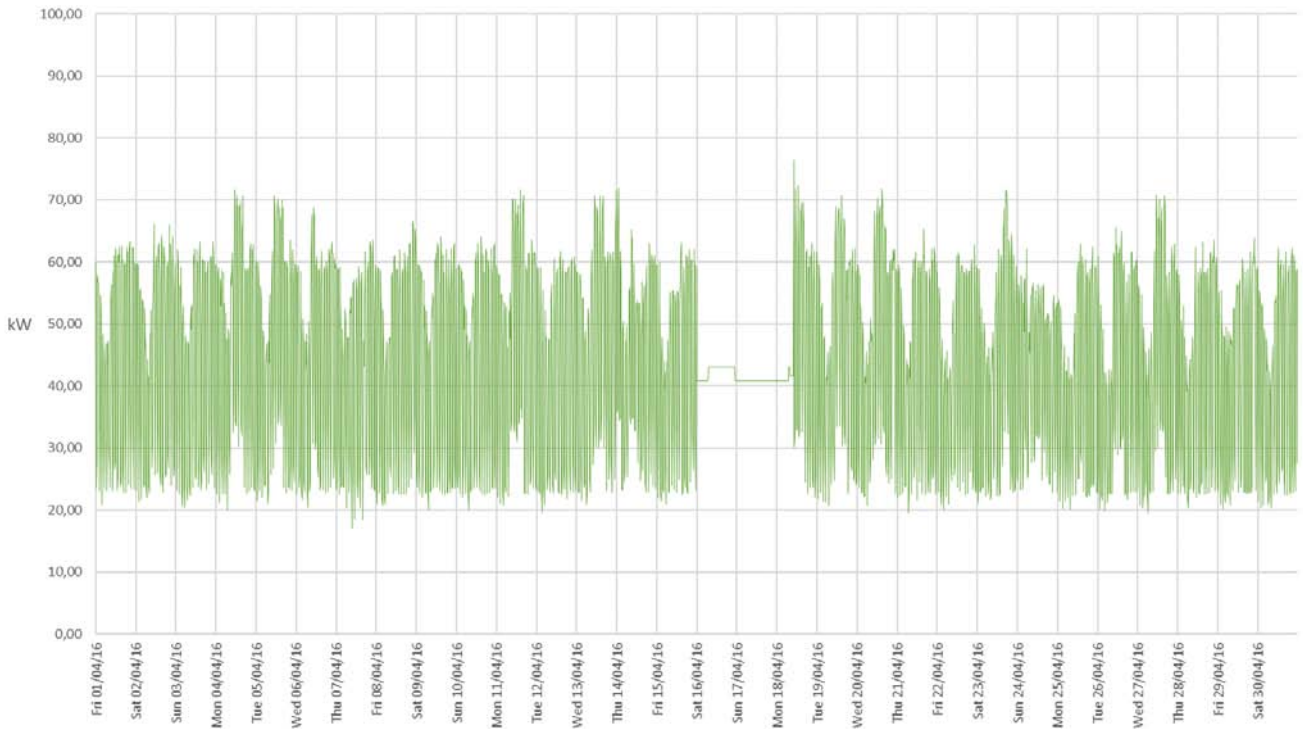
Curva di carico elettrico quart'oraria - febbraio 2016



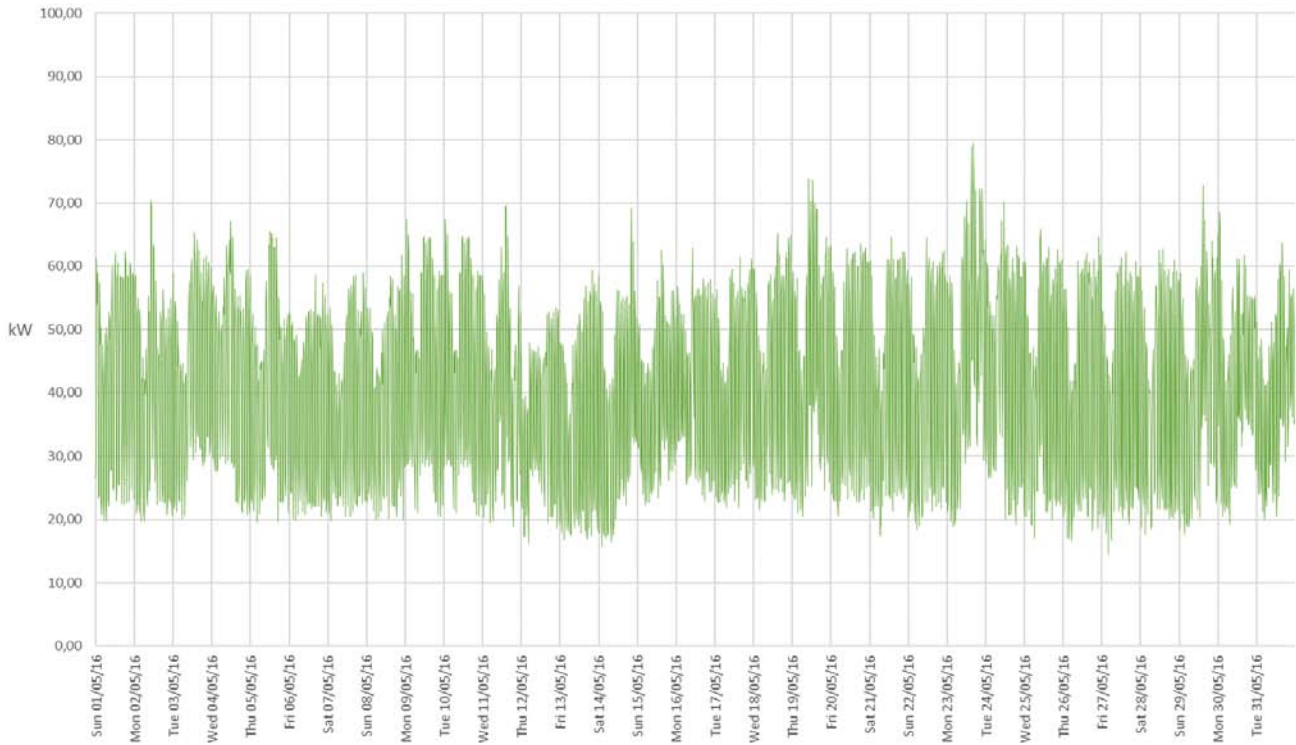
Curva di carico elettrico quart'oraria - marzo 2016



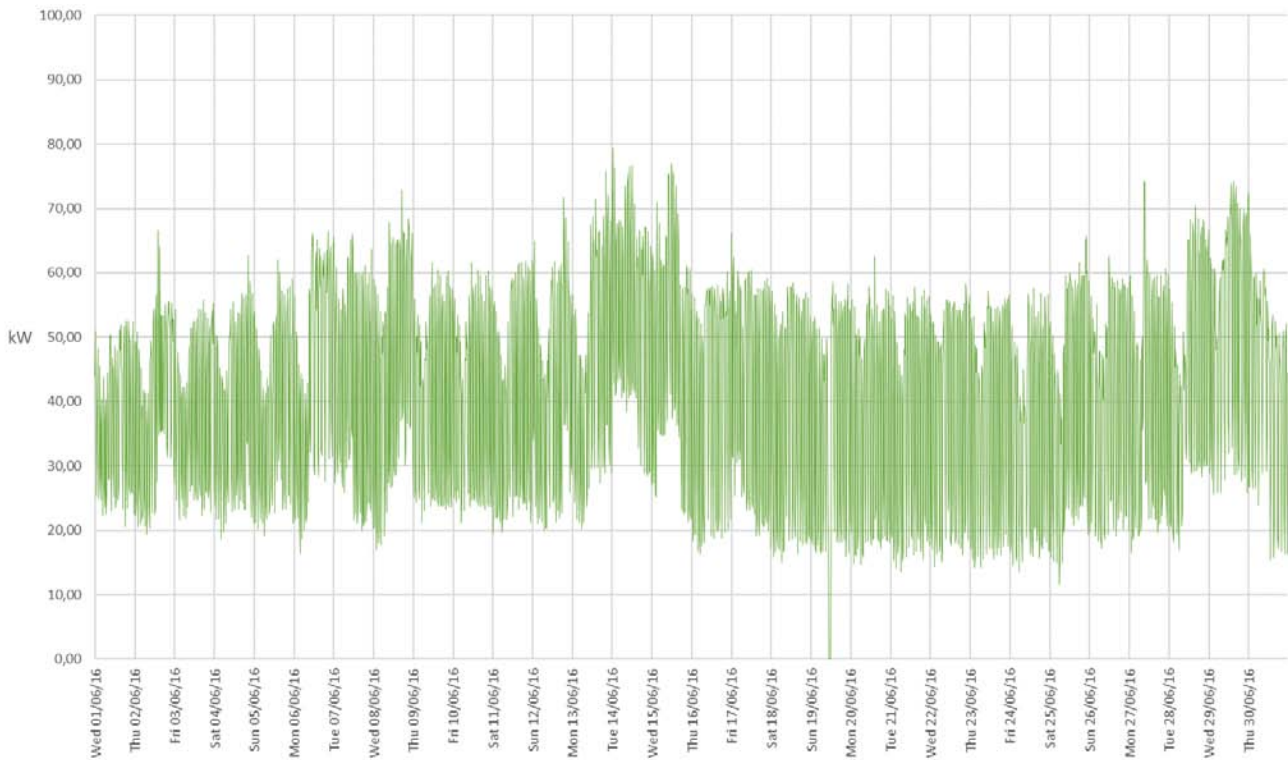
Curva di carico elettrico quart'oraria - aprile 2016



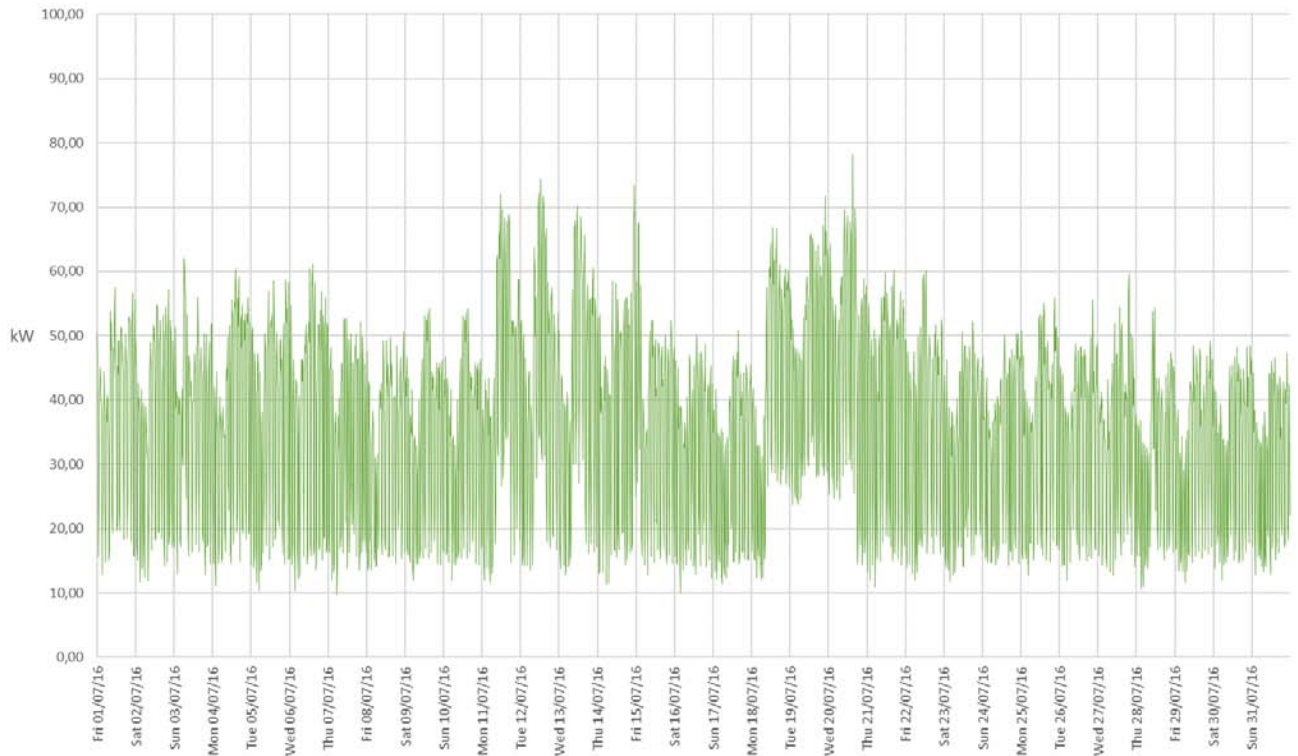
Curva di carico elettrico quart'oraria - maggio 2016



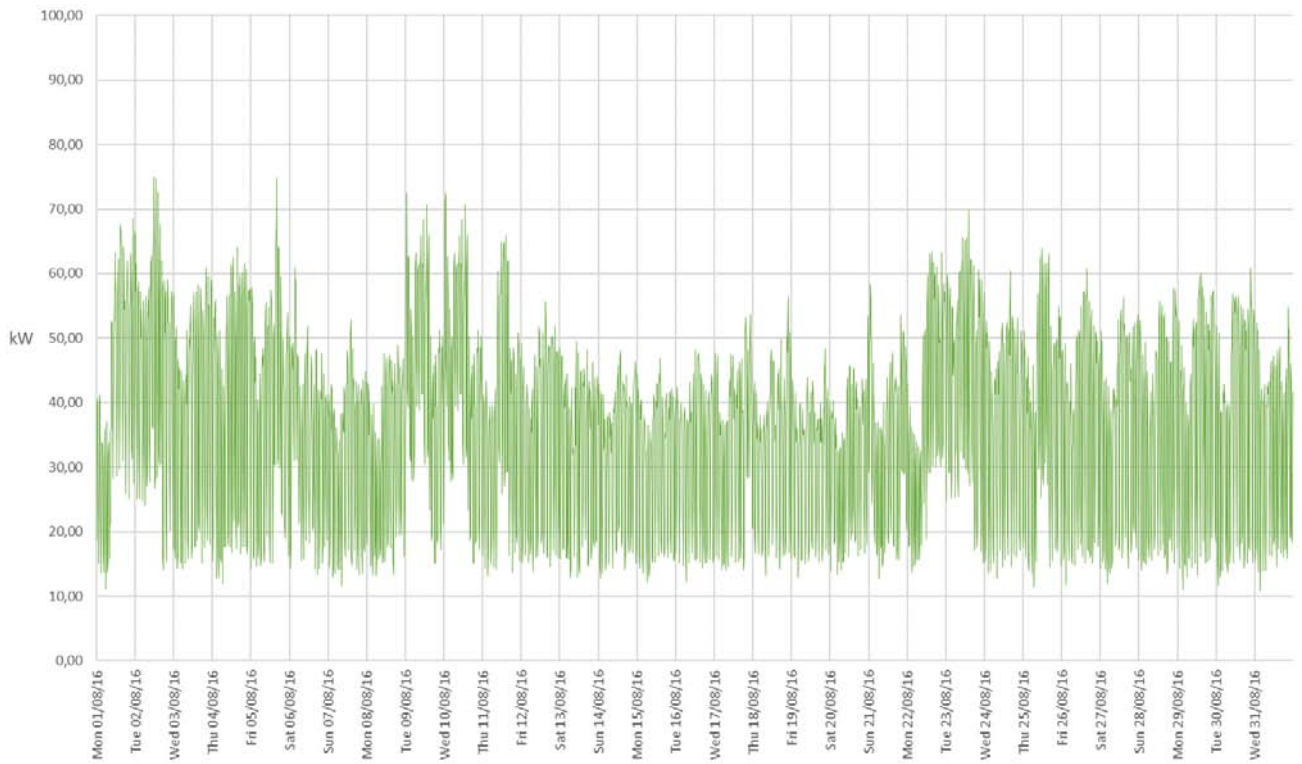
Curva di carico elettrico quart'oraria - giugno 2016



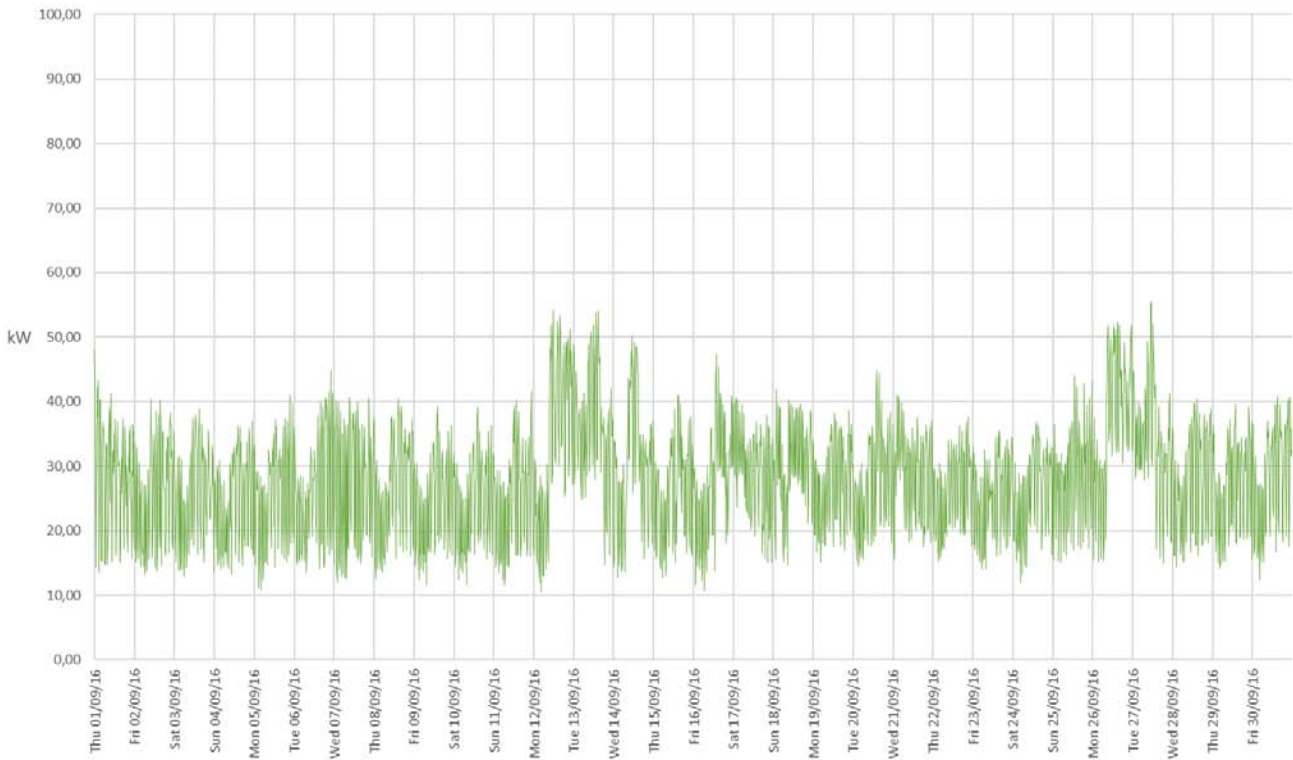
Curva di carico elettrico quart'oraria - luglio 2016



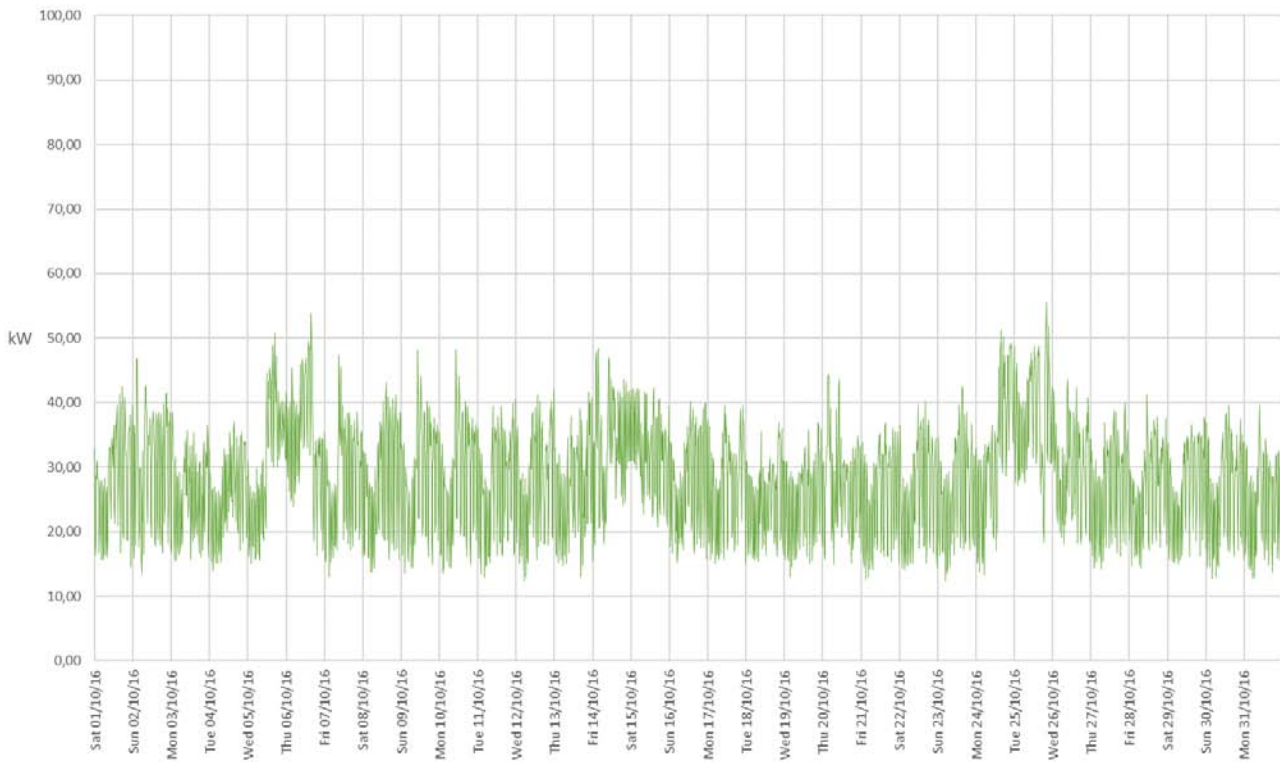
Curva di carico elettrico quart'oraria - agosto 2016



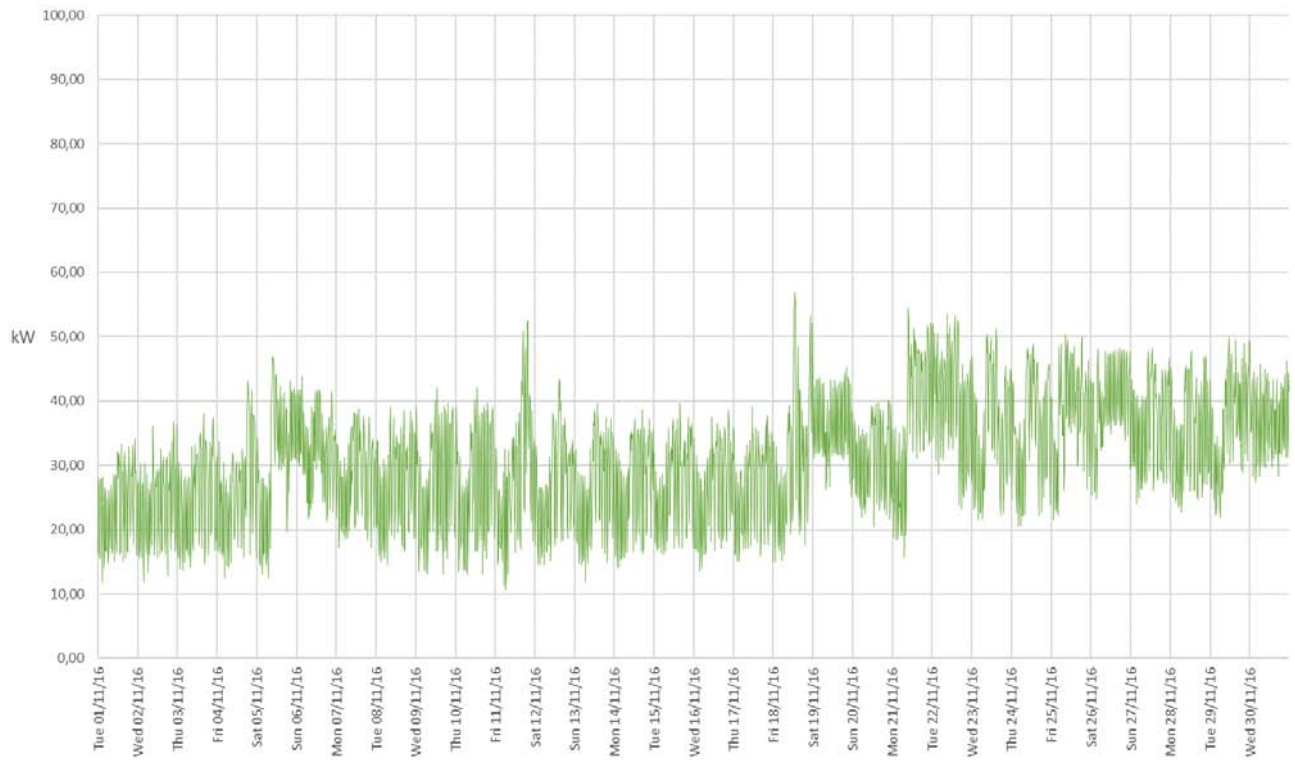
Curva di carico elettrico quart'oraria - settembre 2016



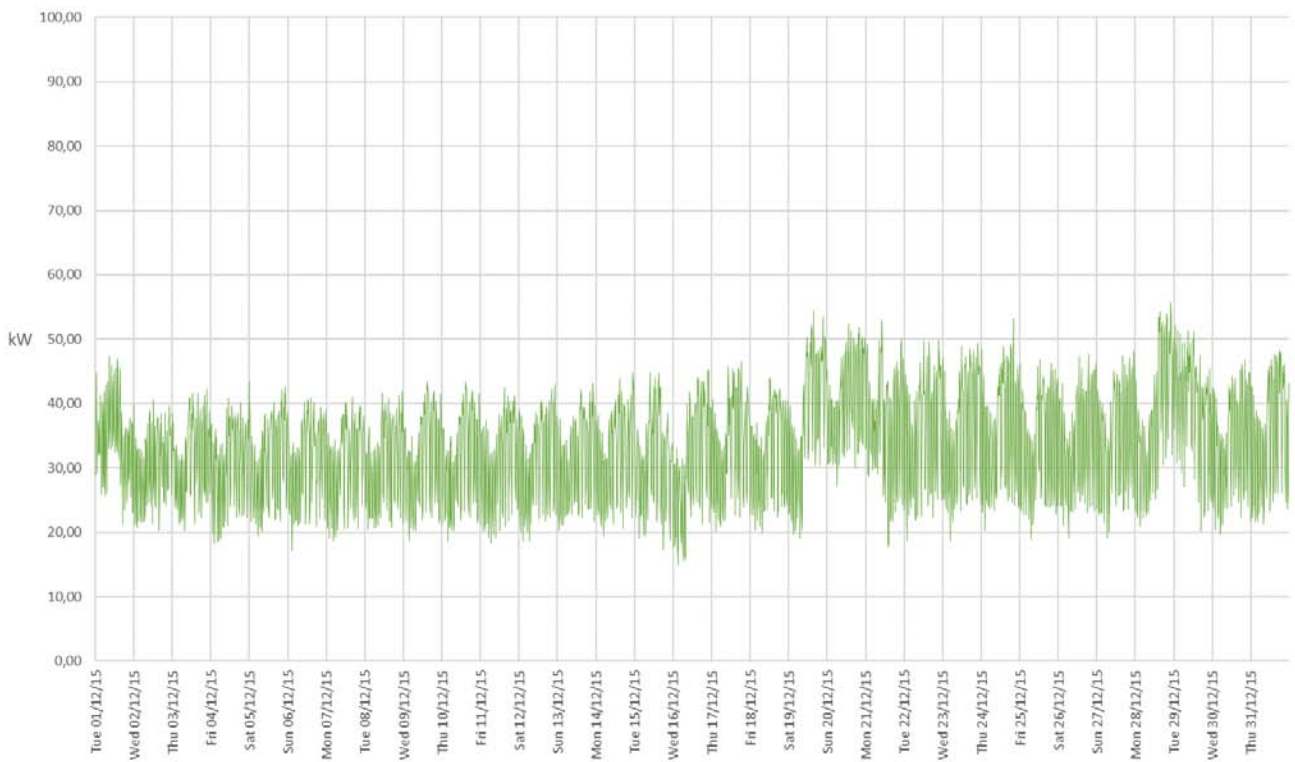
Curva di carico elettrico quart'oraria - ottobre 2016



Curva di carico elettrico quart'oraria - novembre 2016

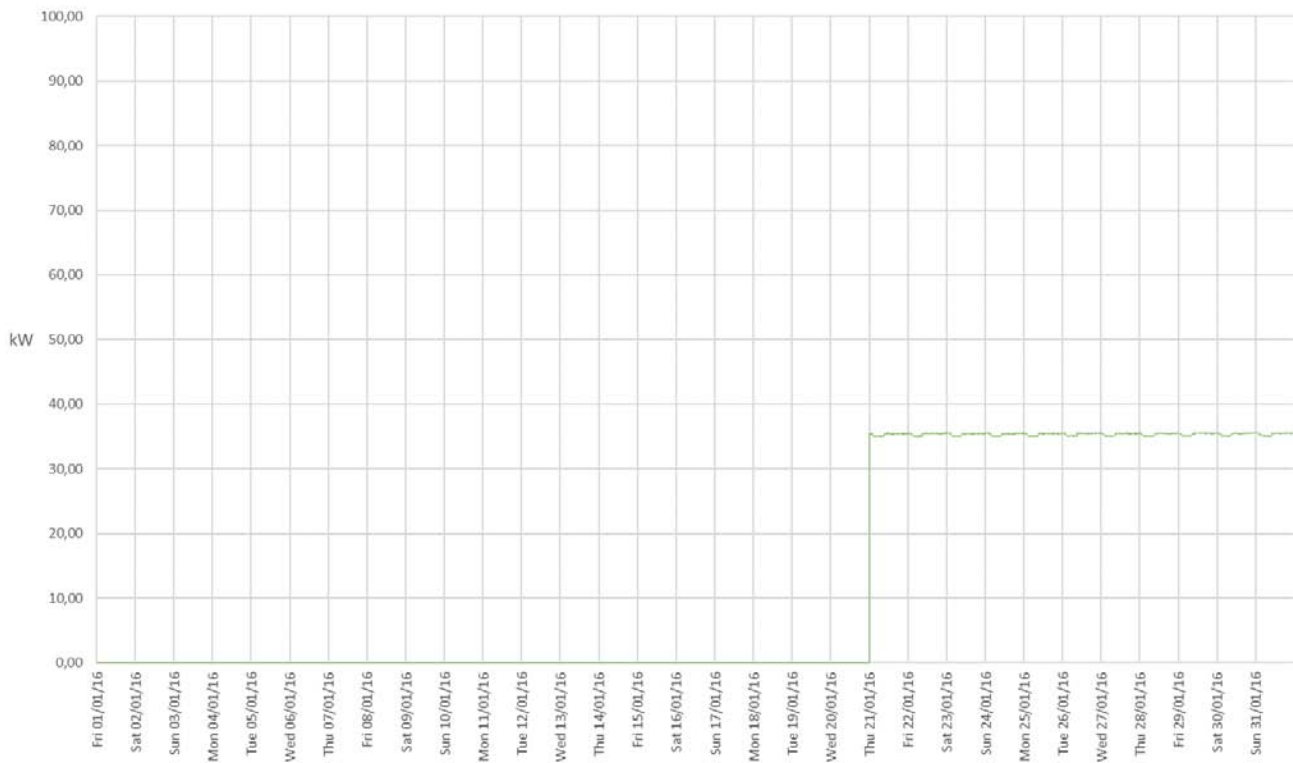


Curva di carico elettrico quart'oraria - dicembre 2016

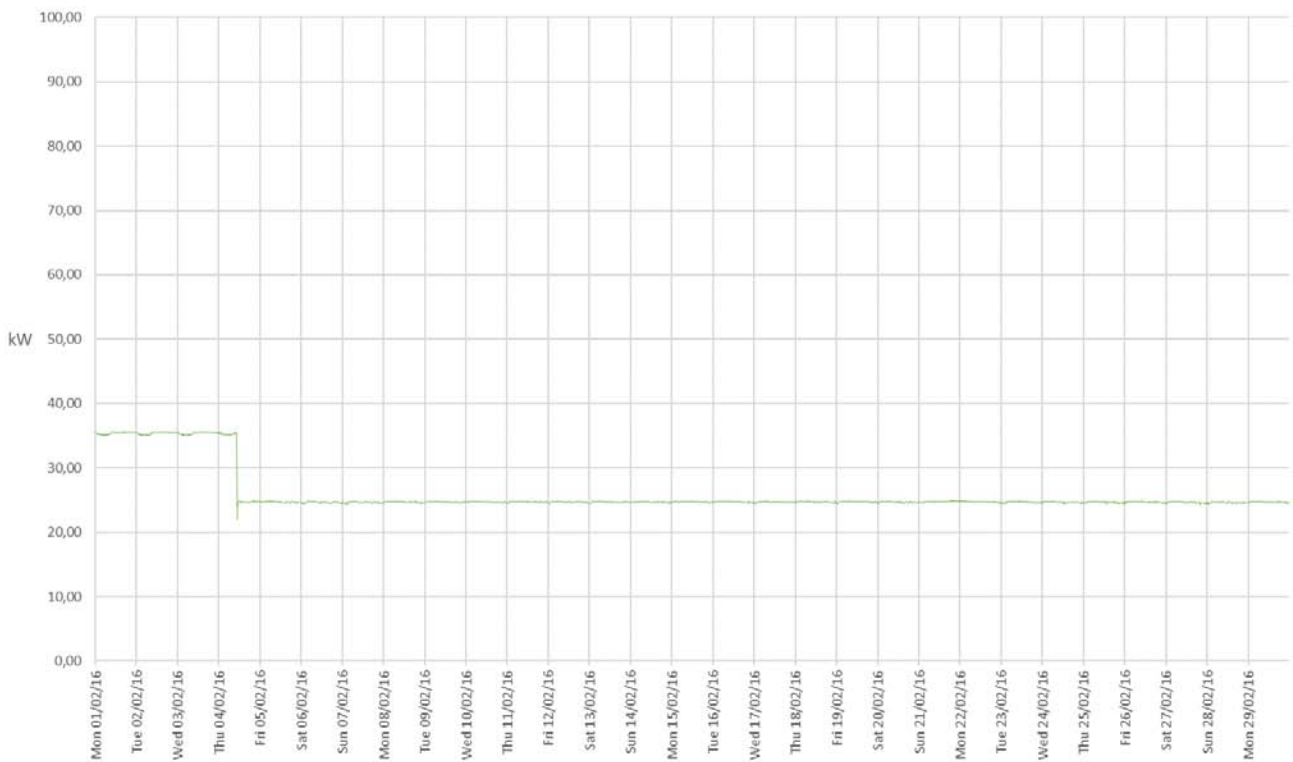


Sito 5 - pozzi

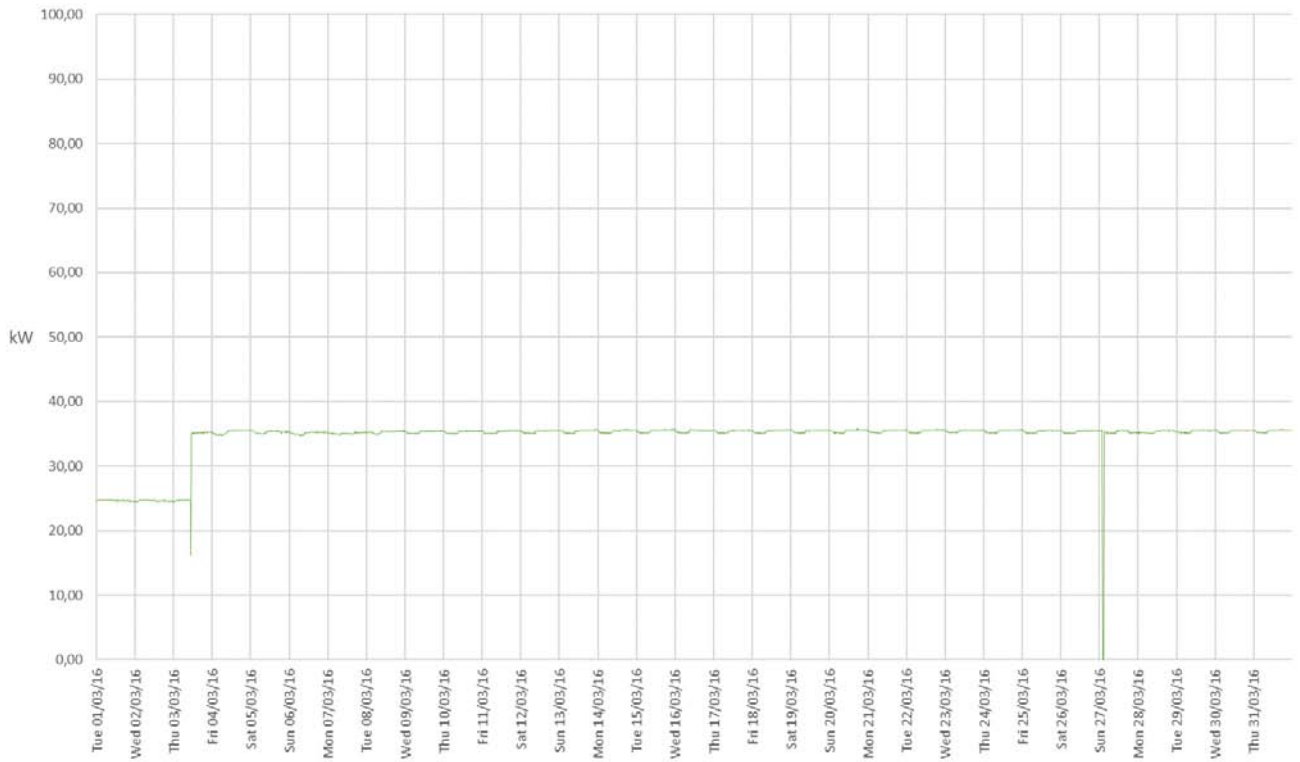
Curva di carico elettrico quart'oraria - gennaio 2016



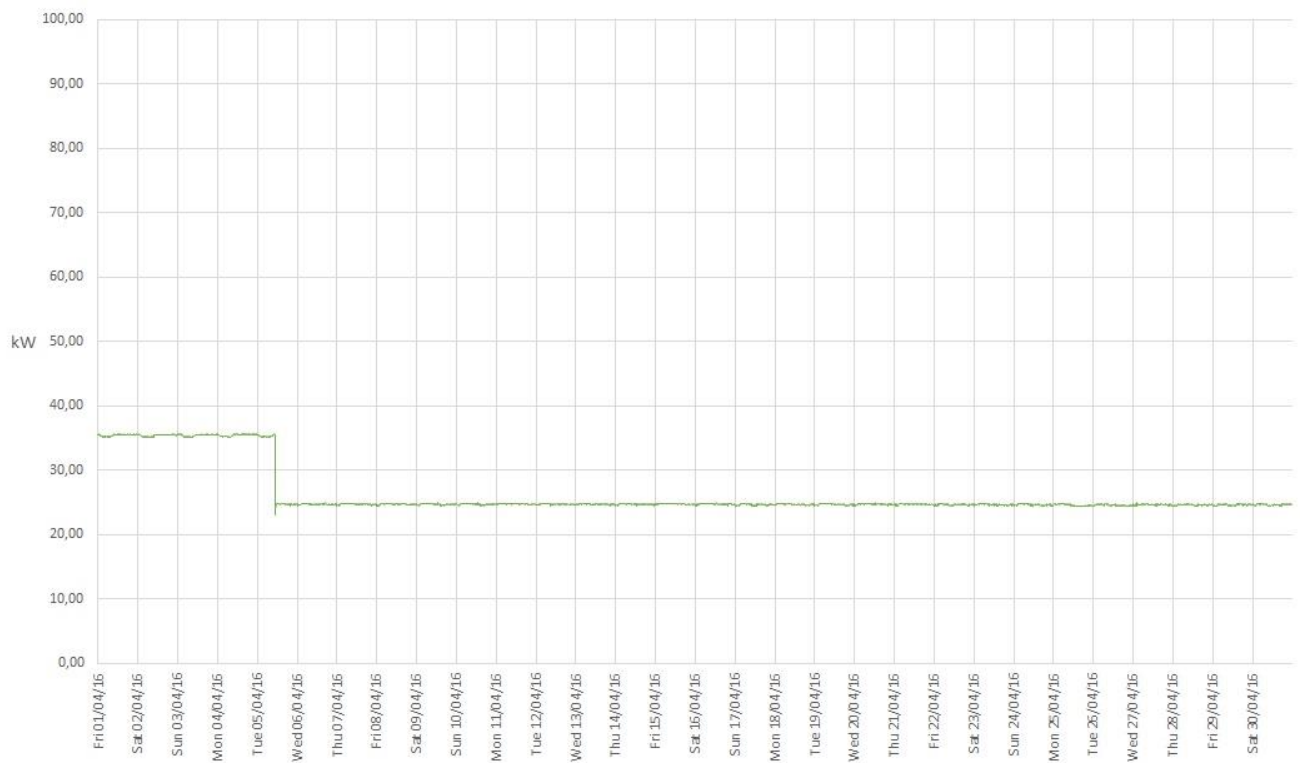
Curva di carico elettrico quart'oraria - febbraio 2016



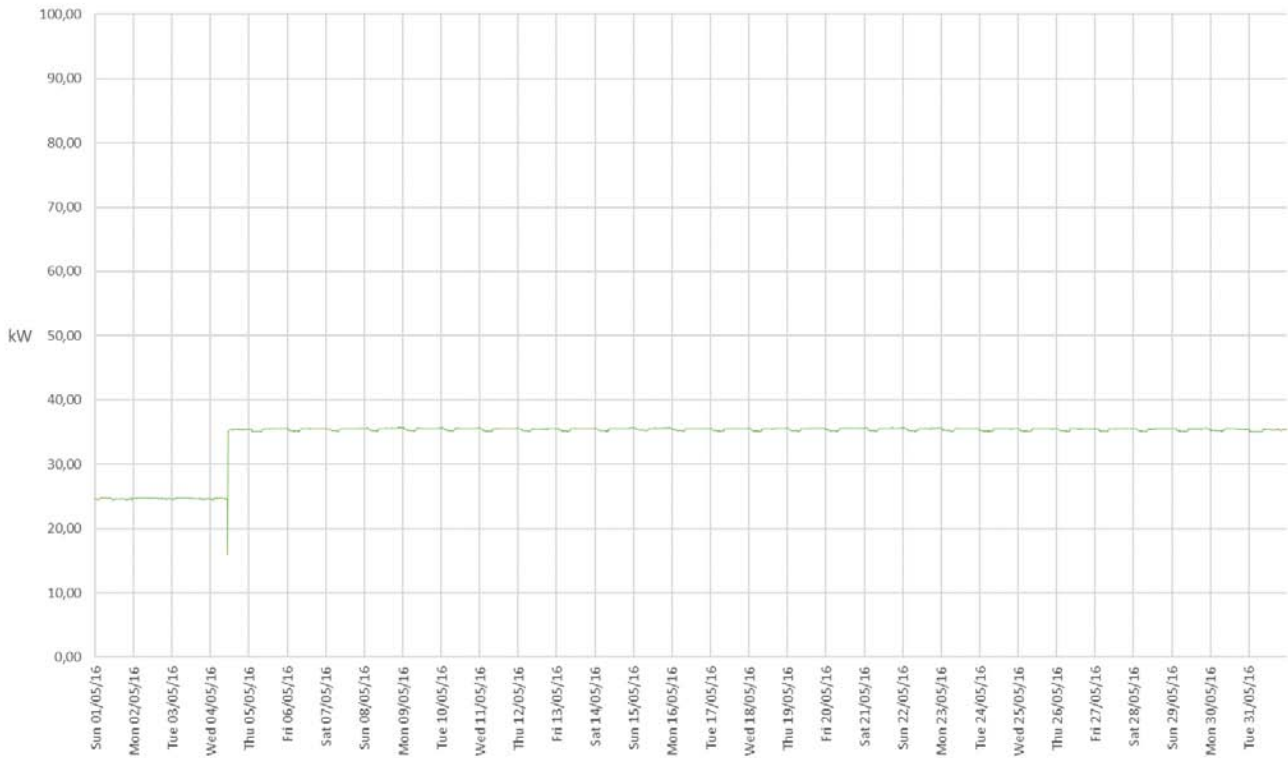
Curva di carico elettrico quart'oraria - marzo 2016



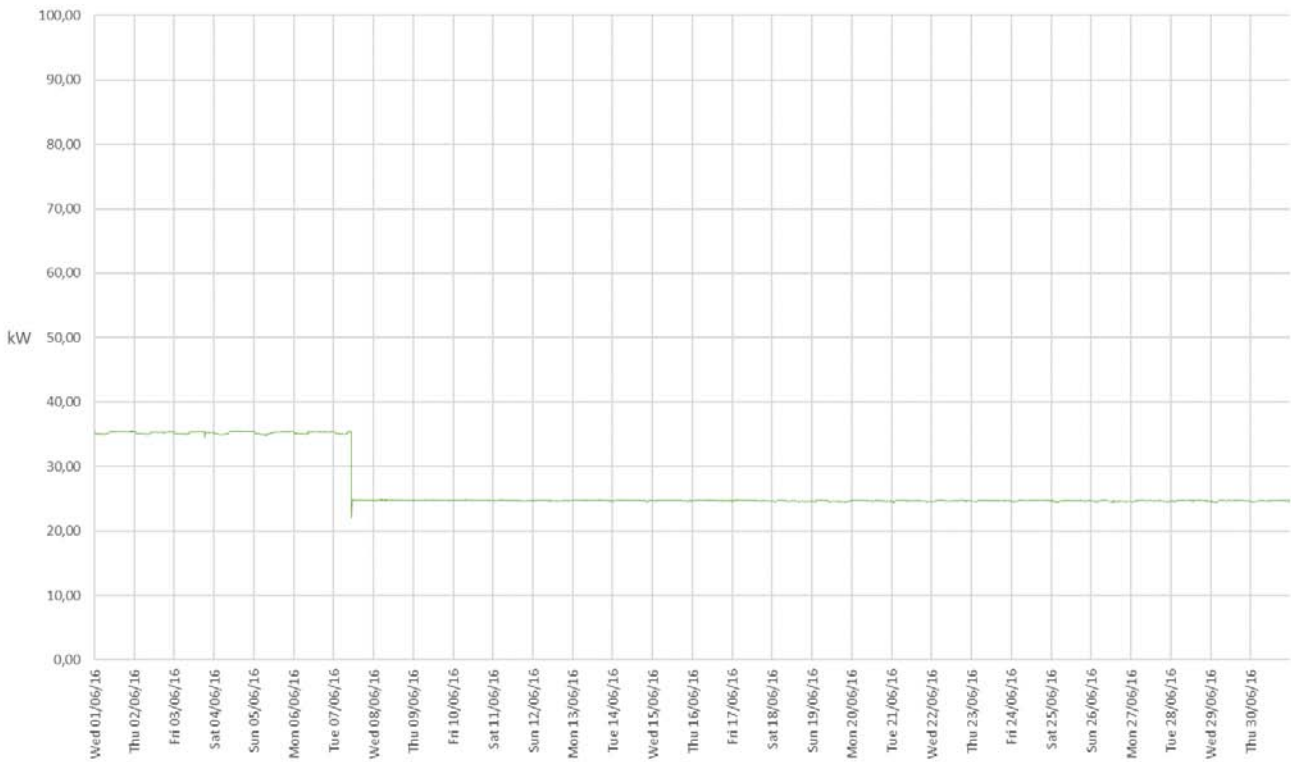
Curva di carico elettrico quart'oraria - aprile 2016



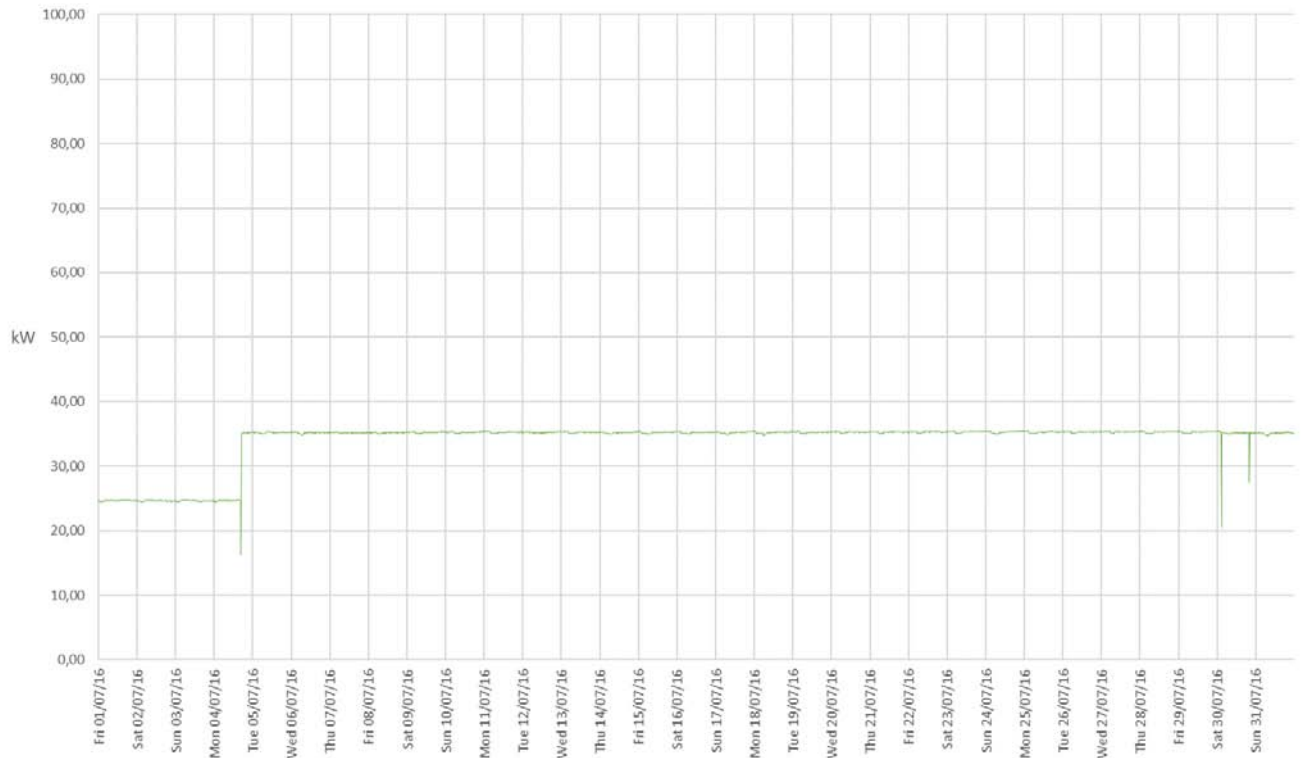
Curva di carico elettrico quart'oraria - maggio 2016



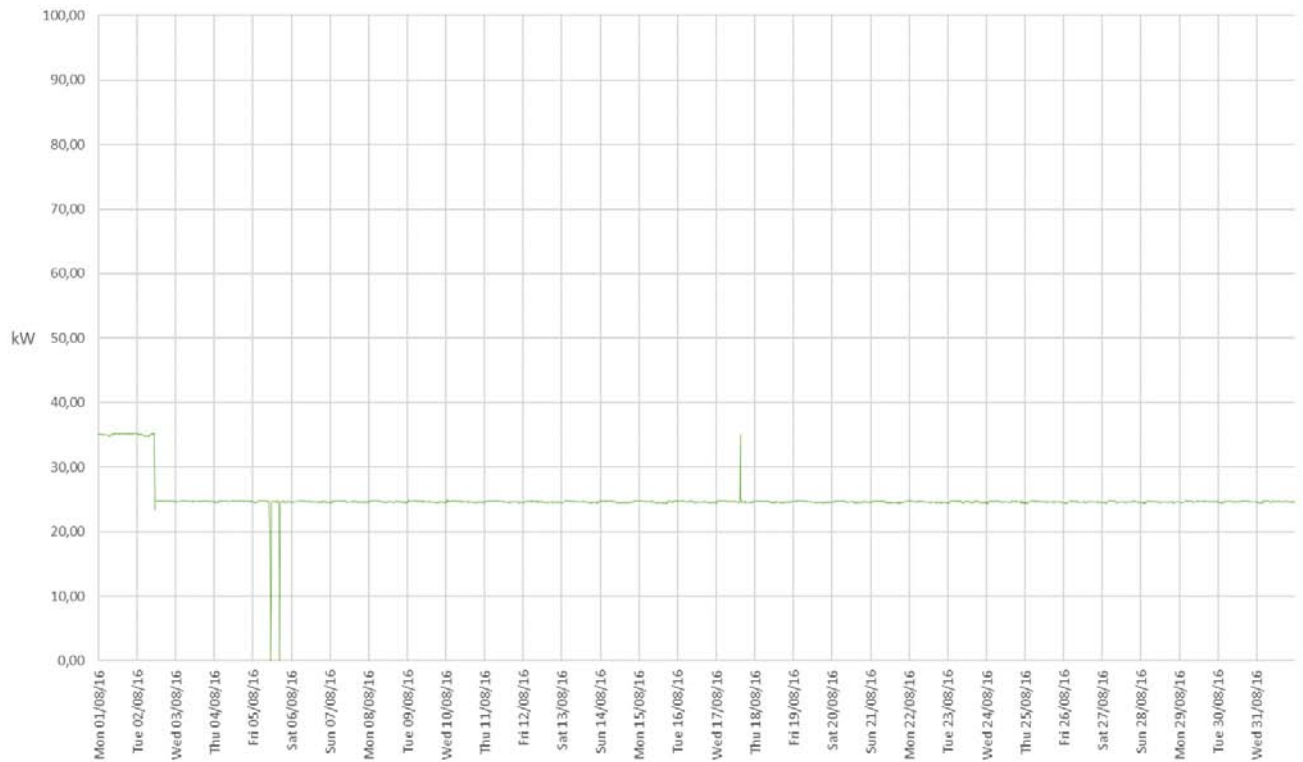
Curva di carico elettrico quart'oraria - giugno 2016



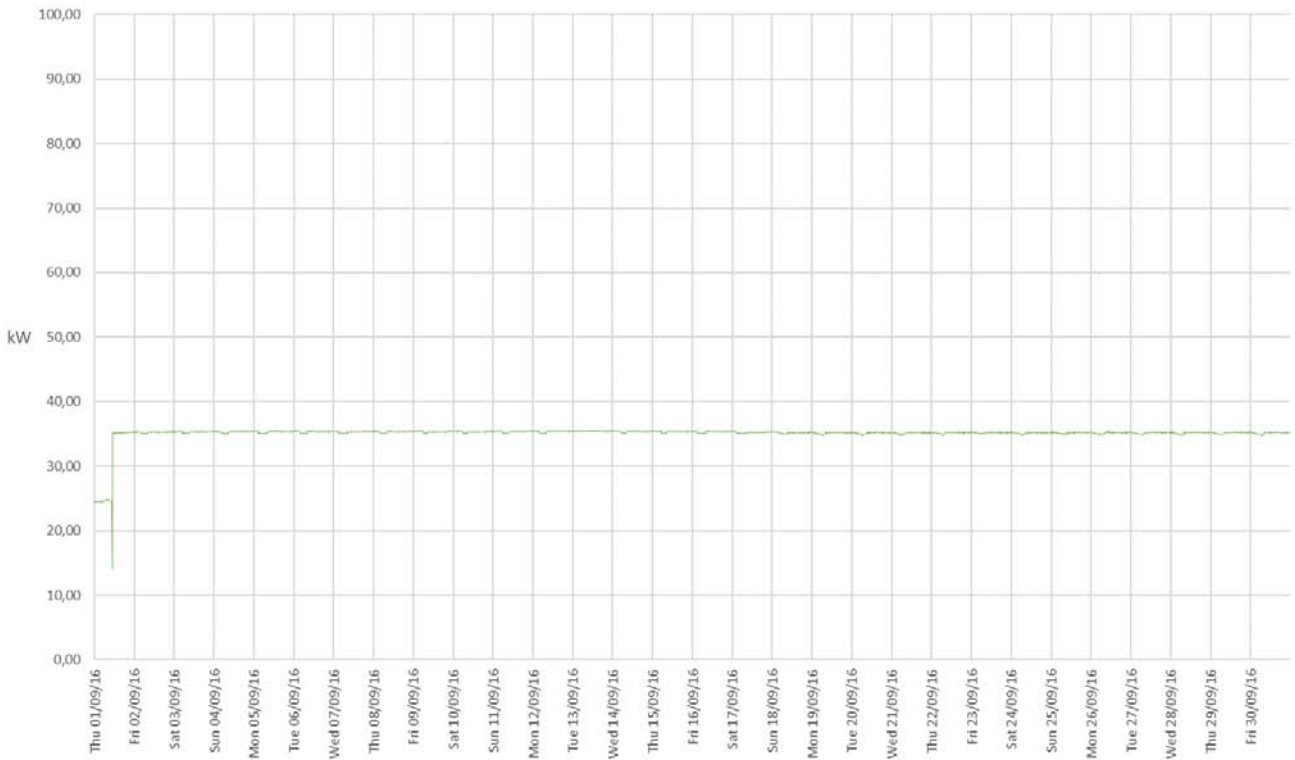
Curva di carico elettrico quart'oraria - luglio 2016



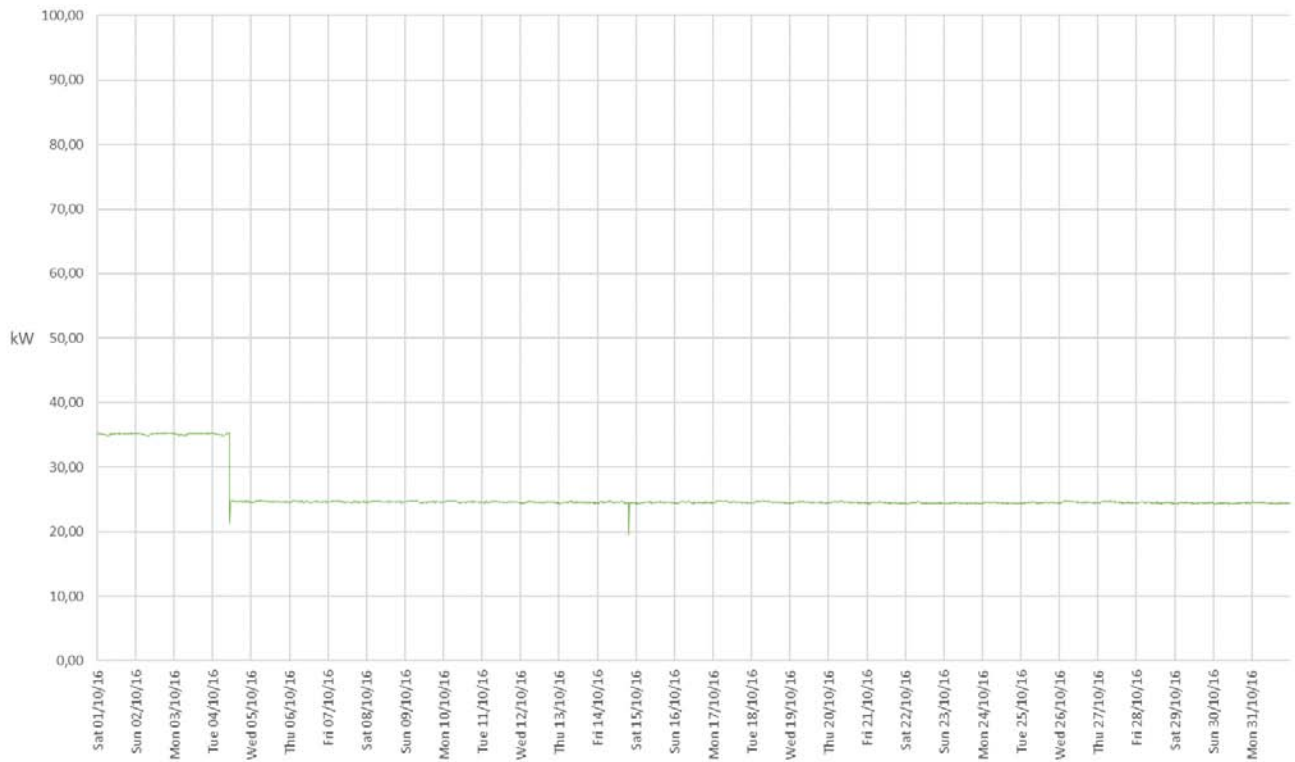
Curva di carico elettrico quart'oraria - agosto 2016



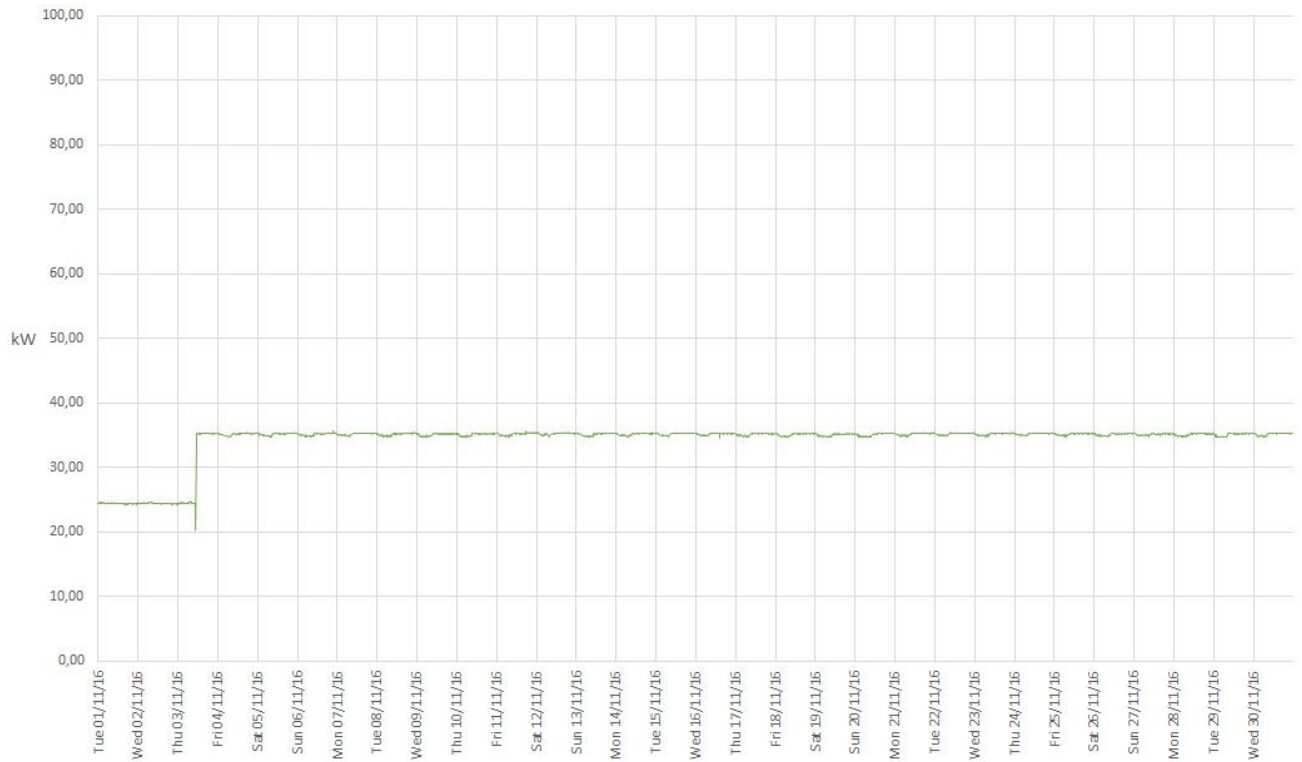
Curva di carico elettrico quart'oraria - settembre 2016



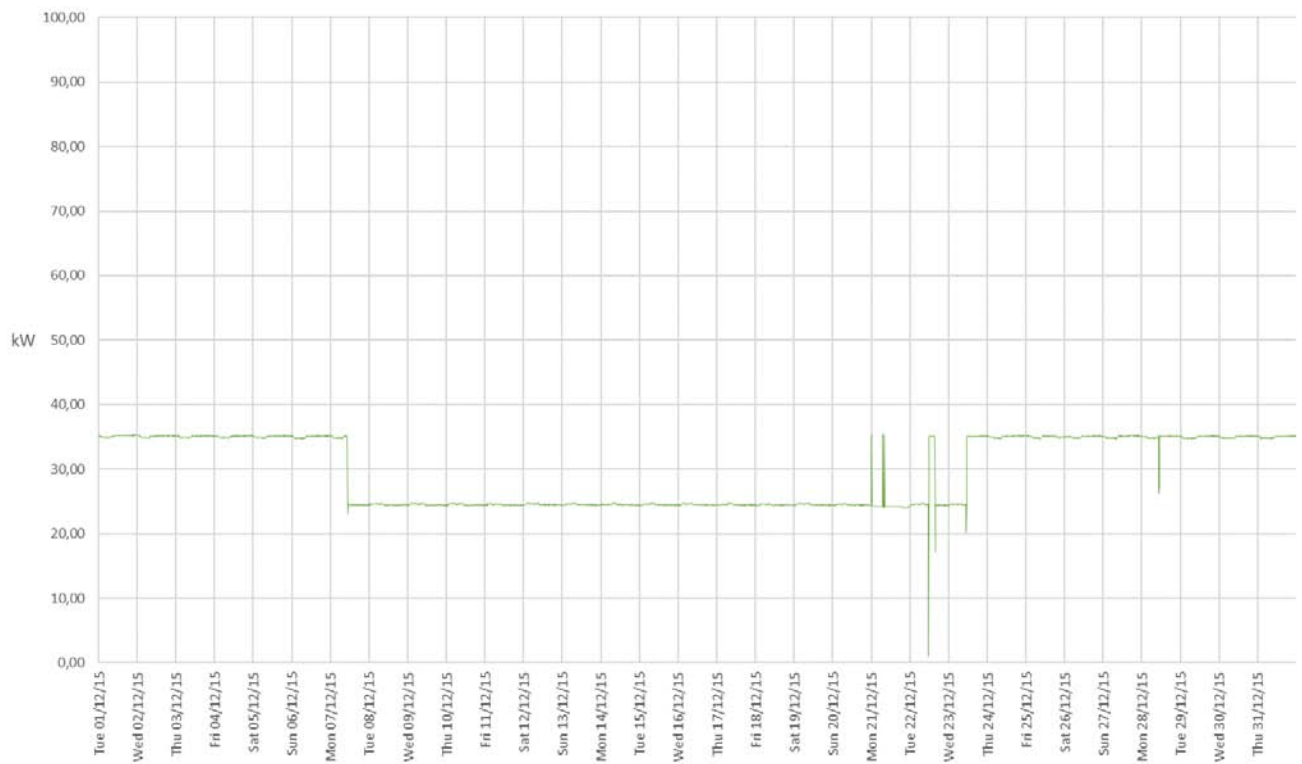
Curva di carico elettrico quart'oraria - ottobre 2016



Curva di carico elettrico quart'oraria - novembre 2016

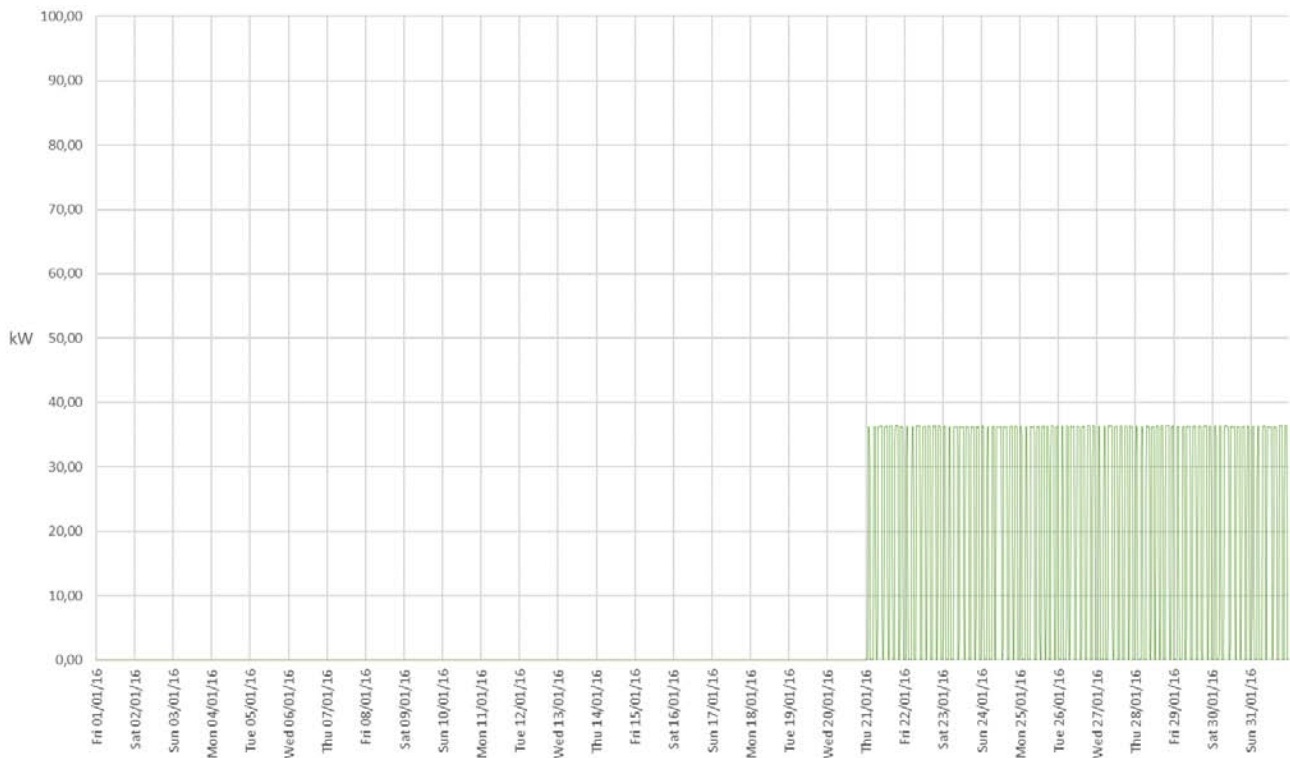


Curva di carico elettrico quart'oraria - dicembre 2016

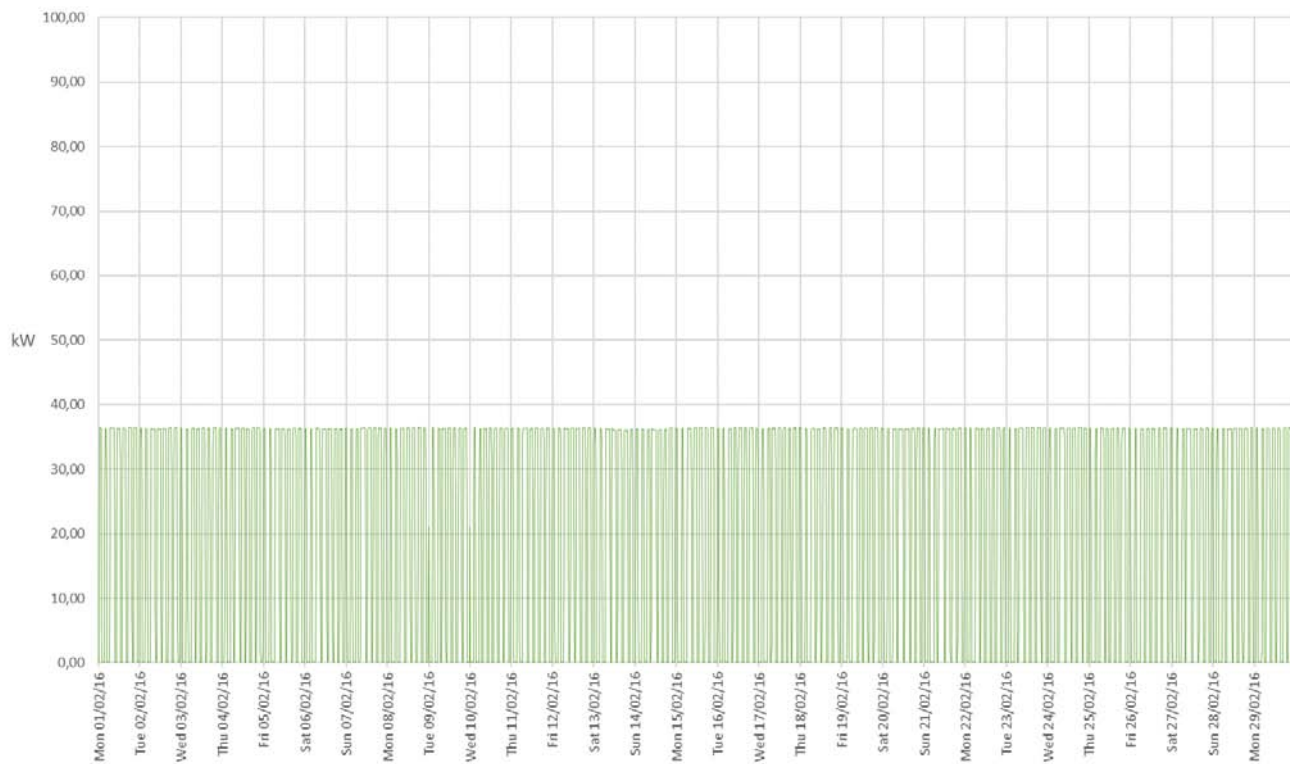


Sito 6 - stazione di pompaggio e serbatoi

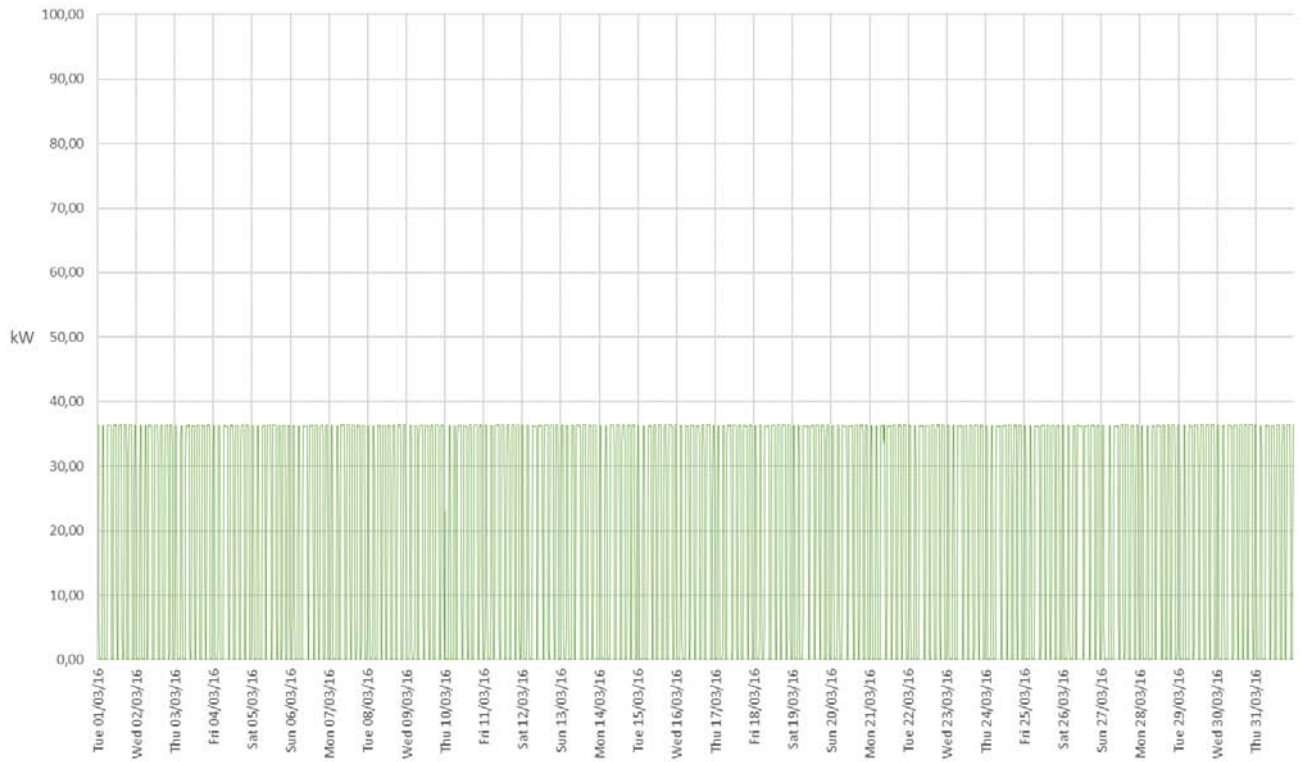
Curva di carico elettrico quart'oraria - gennaio 2016



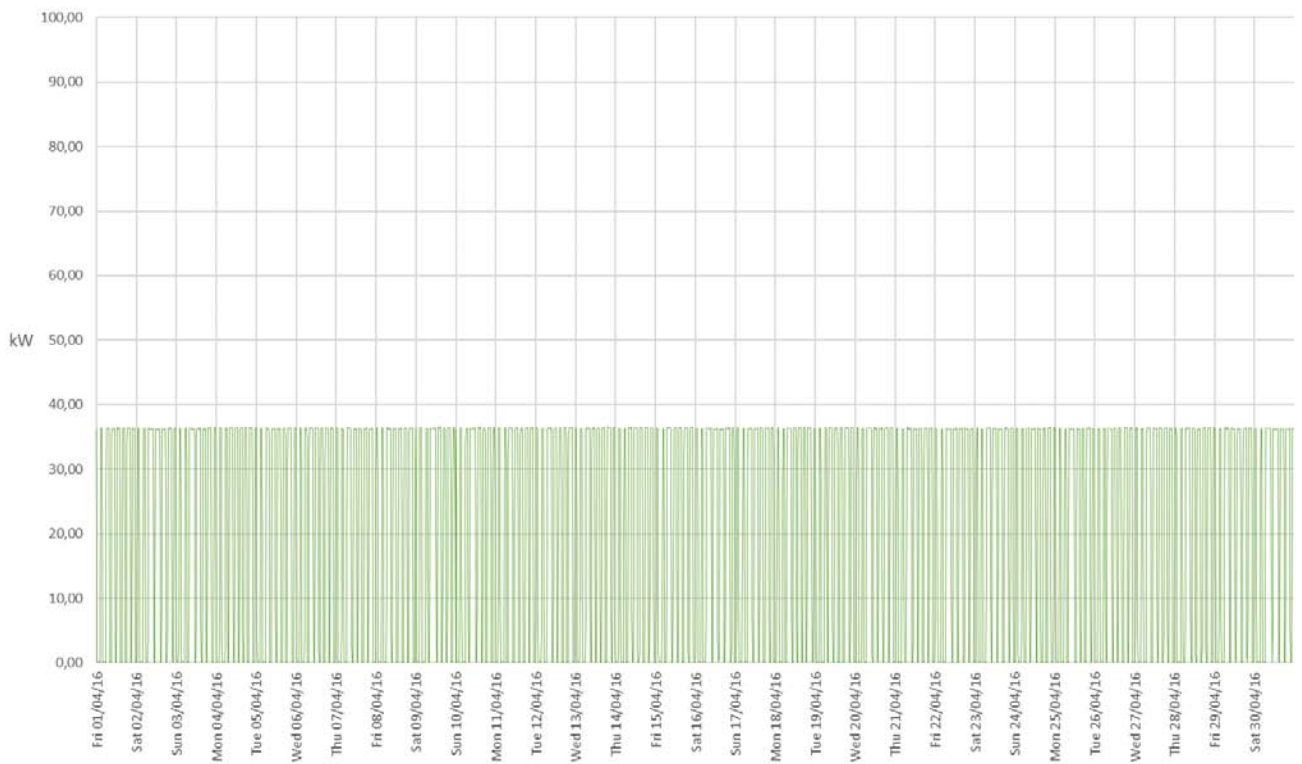
Curva di carico elettrico quart'oraria - febbraio 2016



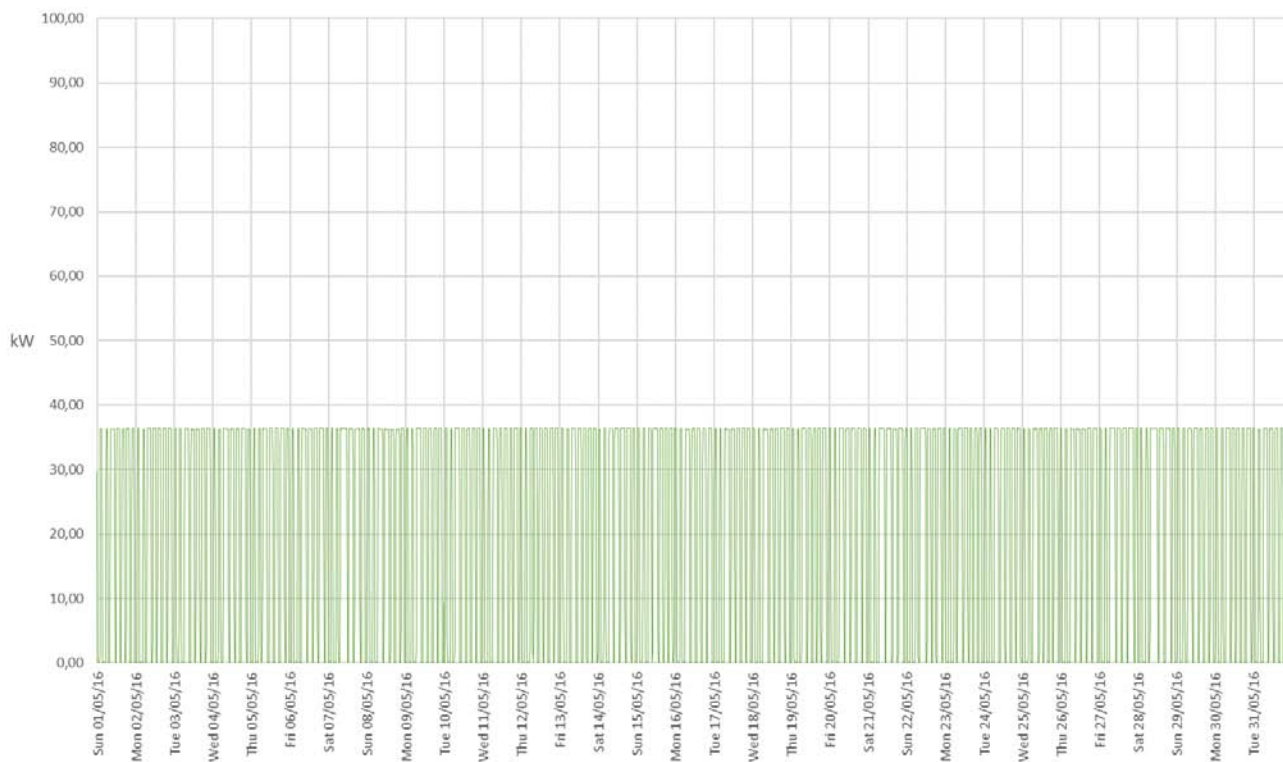
Curva di carico elettrico quart'oraria - marzo 2016



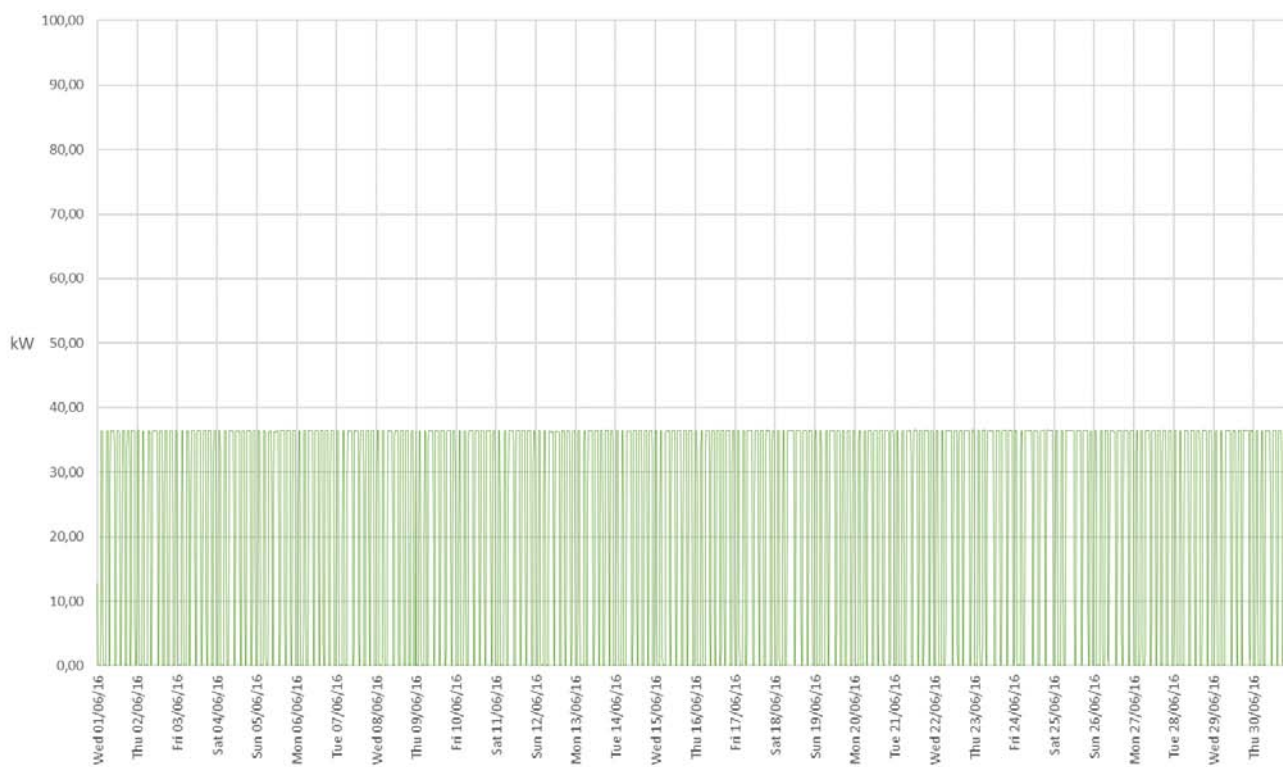
Curva di carico elettrico quart'oraria - aprile 2016



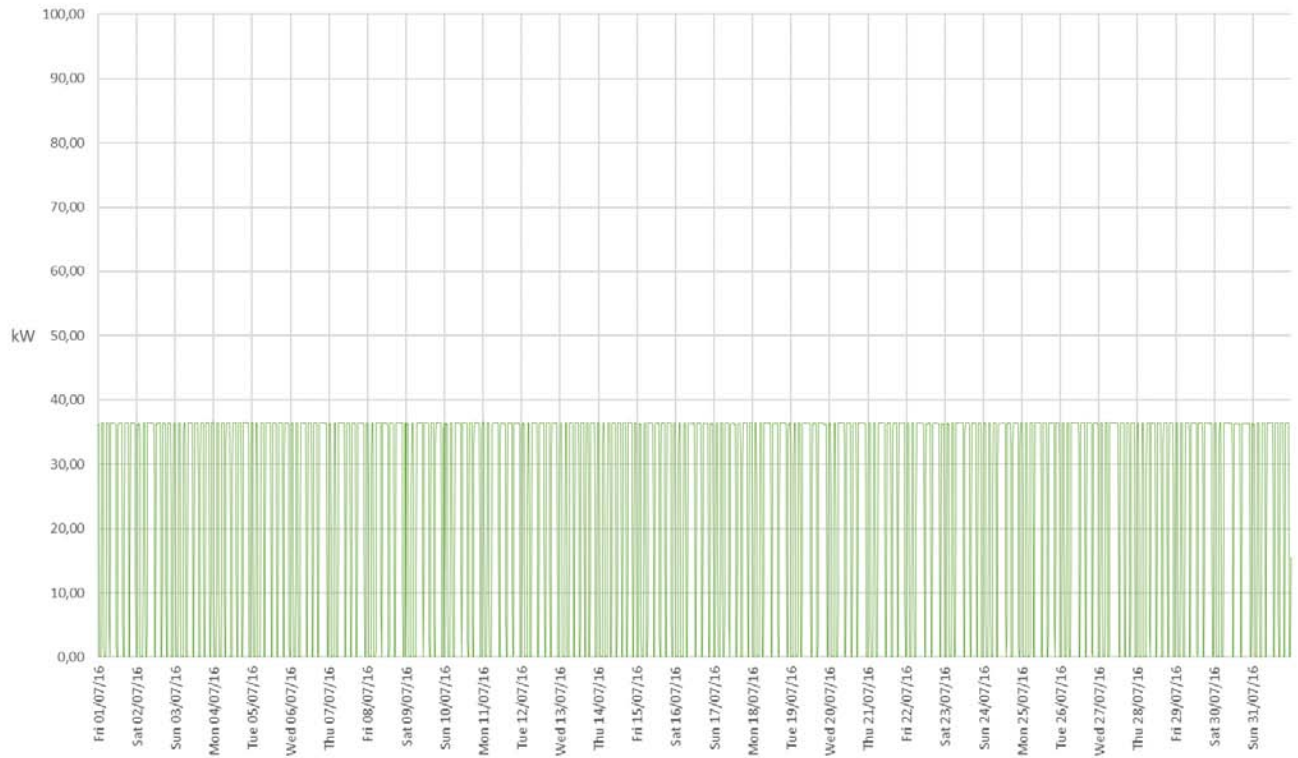
Curva di carico elettrico quart'oraria - maggio 2016



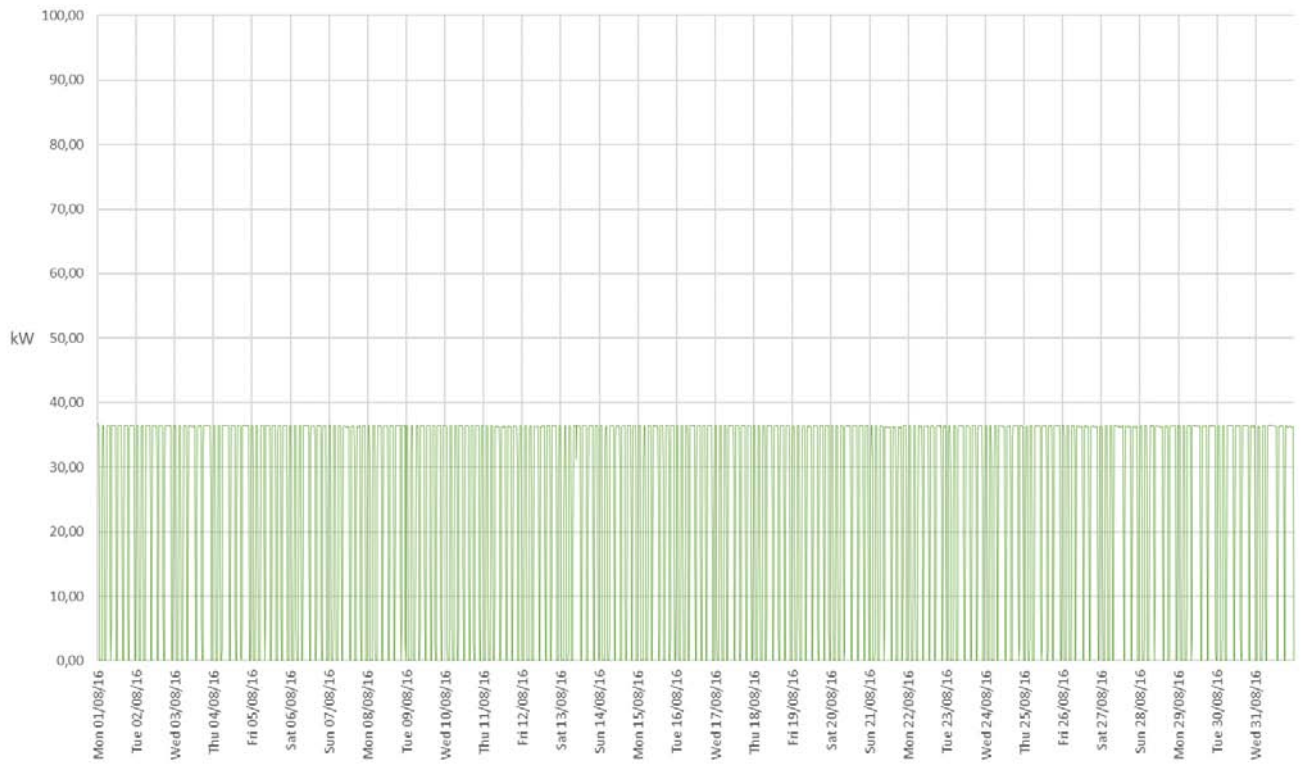
Curva di carico elettrico quart'oraria - giugno 2016



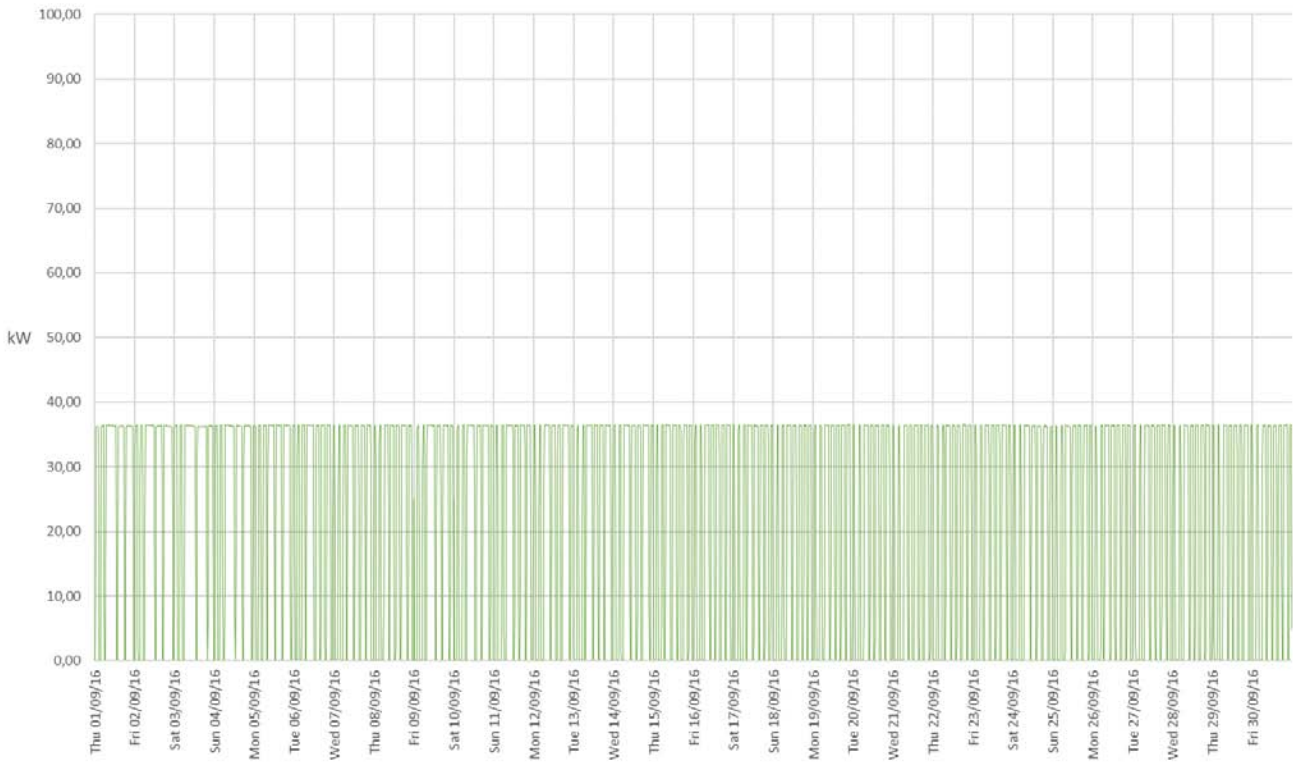
Curva di carico elettrico quart'oraria - luglio 2016



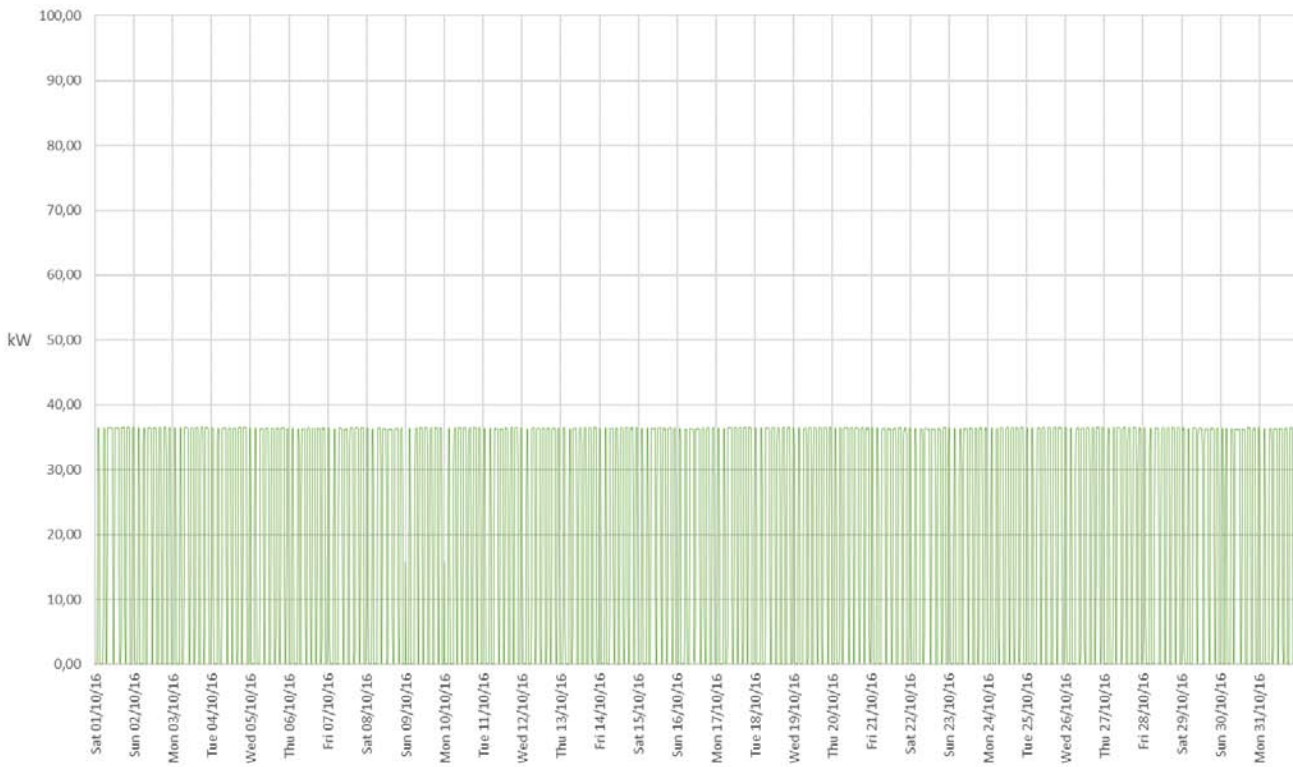
Curva di carico elettrico quart'oraria - agosto 2016



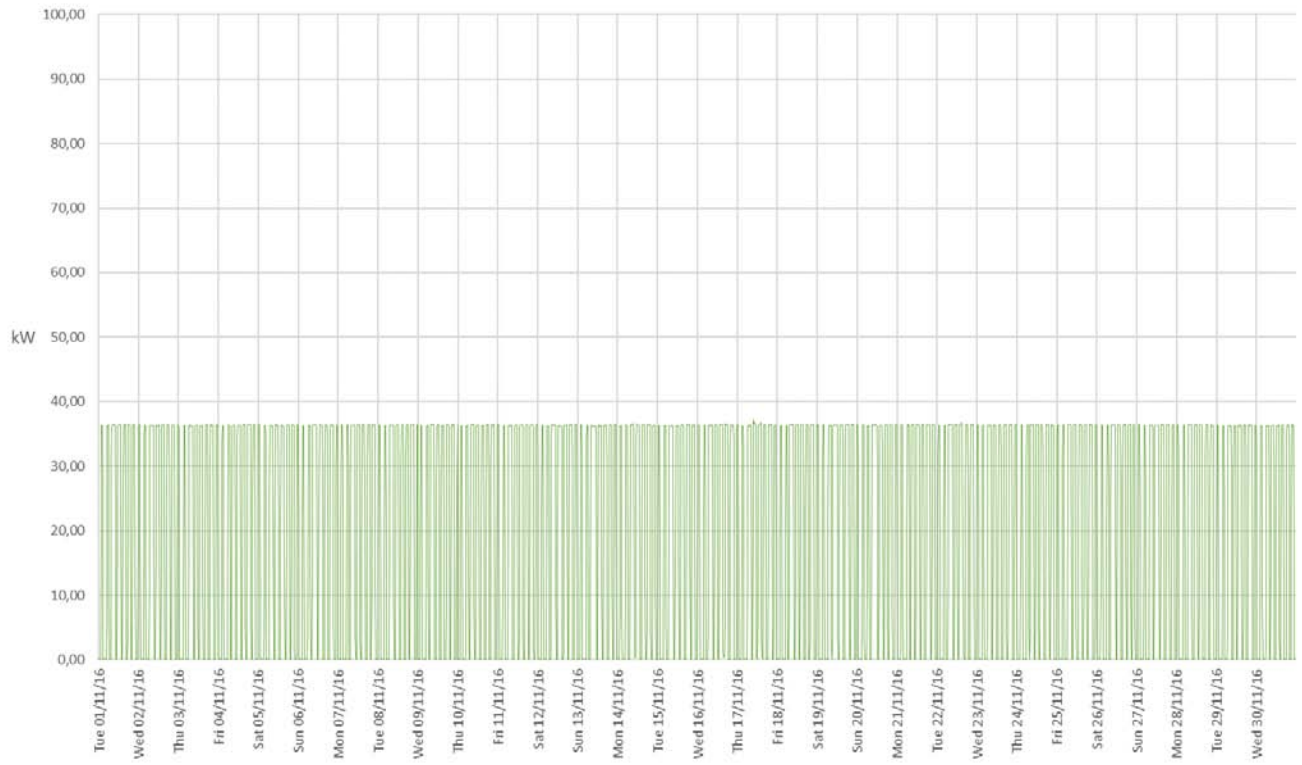
Curva di carico elettrico quart'oraria - settembre 2016



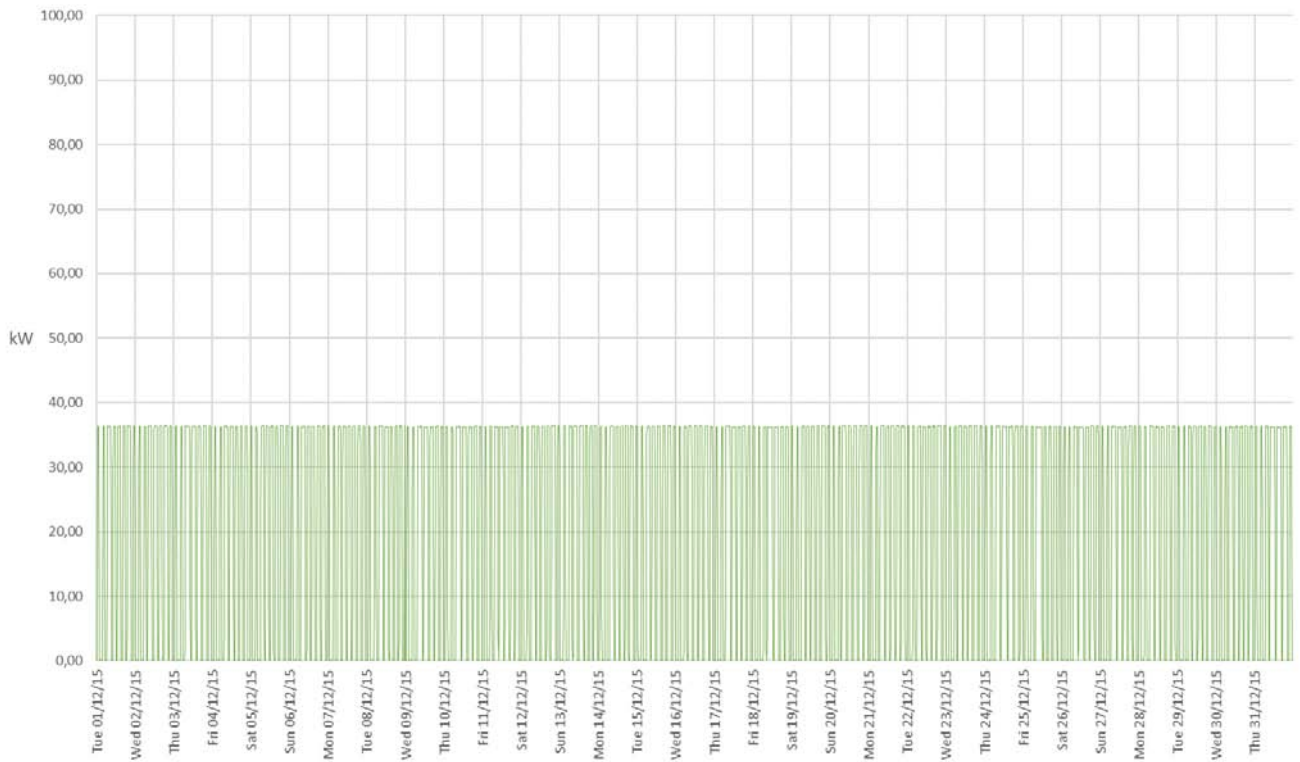
Curva di carico elettrico quart'oraria - ottobre 2016



Curva di carico elettrico quart'oraria - novembre 2016



Curva di carico elettrico quart'oraria - dicembre 2016



ALLEGATO 2:
MODELLI ELETTRICI

DIAGNOSI ENERGETICA Piave Servizi S.r.l. - ANNO 2015

MODELLO ELETTRICO - Sito 1: impianto di depurazione

UTILIZZATORI	PR/SA/SG	REPARTO	potenza di targa [kW]	potenza nominale [kW]	elementi installati unità	fattore di carico %	potenza assorbita [kW]	ore di lavoro [ore/anno]	energia assorbita [kWh/anno]	percentuale sul totale %
POMPA AUTOCLAVE (1+1 scorta)	PR	POZZO	7,50	-	2	33%	4,88	8.760	42.705	2,22%
AUTOCAMPIONATORE AUTOMATICO	SG	INGRESSO RETE FOGNA	1,35	-	1	70%	0,95	8.760	8.278	0,43%
ELETTROP. 1 (LINEA 1)	PR	SOLLEVAMENTO	5,90	-	1	70%	4,13	8.760	36.179	1,88%
ELETTROP. 2-3 (LINEA 1)	PR	SOLLEVAMENTO	9,00	-	2	70%	12,60	8.760	110.376	5,75%
ELETTROP. 1-2 (LINEA 2) (1+1 scorta)	PR	SOLLEVAMENTO	22,00	-	2	35%	15,40	8.760	134.904	7,02%
ELETTROP. 3-4 (LINEA 2) (1+1 scorta)	PR	SOLLEVAMENTO	22,00	-	2	35%	15,40	1.500	23.100	1,20%
ELETTROP. BYPASS 4-5 (1+1 scorta)	PR	SOLLEVAMENTO	38,90	-	2	35%	27,23	1.500	40.845	2,13%
MOT. COMPRESS. PARATOIA BYPASS	SA	SOLLEVAMENTO	1,10	-	1	70%	0,77	365	281	0,01%
MOTORE PARATOIA BYPASS	PR	SOLLEVAMENTO	1,54	-	1	70%	1,08	365	393	0,02%
CENTRALINA SONDE	SG	SOLLEVAMENTO	0,075	-	1	70%	0,05	8.760	460	0,02%
PARANCO	SG	SOLLEVAMENTO	1,30	-	1	70%	0,91	365	332	0,02%
MOTORE GRIGLIA ROTANTE (LINEA 1)	PR	GRIGLIATURA	2,50	-	1	70%	1,75	1.500	2.625	0,14%
MOTORE GRIGLIA ROTANTE (LINEA 2)	PR	GRIGLIATURA	0,55	-	1	70%	0,39	1.500	578	0,03%
MOTORE GRIGLIA FINE (LINEA 1)	PR	GRIGLIATURA	0,37	-	1	70%	0,26	8.760	2.269	0,12%
MOT. NASTRO TRASPORT. (LINEA 1)	PR	GRIGLIATURA	0,75	-	1	70%	0,53	365	192	0,01%
MOTORE COMPATTATORE (LINEA 1)	PR	GRIGLIATURA	0,75	-	1	70%	0,53	365	192	0,01%
COMPRESS. APERTURA PARATOIA	SA	GRIGLIATURA	1,50	-	1	70%	1,05	365	383	0,02%
MOT. PARAT. BYPASS GRIGLIA LINEA 2	PR	GRIGLIATURA	0,55	-	1	70%	0,39	100	39	0,00%
MOTORE GRIGLIA FINE (LINEA 2)	PR	GRIGLIATURA	0,60	-	1	70%	0,42	8.760	3.679	0,19%
MOT. NASTRO TRASPORT. (LINEA 2)	PR	GRIGLIATURA	0,37	-	1	70%	0,26	365	95	0,00%
MOTORE COMPATTATORE (LINEA 2)	PR	GRIGLIATURA	0,75	-	1	70%	0,53	365	192	0,01%
MOTORE DISSABBIATORE	PR	DISSABBIATURA	1,10	-	1	70%	0,77	2.920	2.248	0,12%
MOT. CLASSIFICAT. SABBIE (LINEA 1)	PR	DISSABBIATURA	0,25	-	1	70%	0,18	2.920	511	0,03%
ELETTROPOMPA SABBIA	PR	DISSABBIATURA	2,51	-	1	70%	1,76	365	641	0,03%
COCLEA CLASSIF. SABBIE (LINEA 1-2)	PR	DISSABBIATURA	0,75	-	2	70%	1,05	365	383	0,02%
MOTORE CALSSIFIC. SABBIE (LINEA 2)	PR	DISSABBIATURA	0,75	-	1	70%	0,53	2.920	1.533	0,08%
COMPRESSORE 1 (LINEA 1)	SA	DISOLEATURA	15,00	-	1	70%	10,50	8.760	91.980	4,79%
COMPRESSORE 2 (LINEA 1) scorta	SA	DISOLEATURA	7,50	-	1	70%	5,25	0	0	0,00%
MISURA PORTATA AD ULTRASUONI	SG	DISOLEATURA	0,075	-	2	70%	0,11	8.760	920	0,05%
MOTORE CARROPONTE 1 - trazione	PR	DISOLEATURA	1,50	-	1	70%	1,05	8.760	9.198	0,48%
MOT. CAR. 1 - rasch. sup. (LINEA 1)	PR	DISOLEATURA	2,20	-	1	70%	1,54	365	562	0,03%
COMPR. 1-2 (1+1 scorta) (LINEA 2)	SA	DISOLEATURA	15,00	-	2	35%	10,50	8.760	91.980	4,79%
MOT. CAR. 1 - rasch. sup. (LINEA 2)	PR	DISOLEATURA	0,25	-	1	70%	0,18	8.760	1.533	0,08%
POMPE 1-2-3 (2+1 scorta)	PR	SOL. ACQUE SURNATANTI	9,00	-	3	47%	12,69	8.760	111.164	5,79%
ELETTROMISCELATORE 1-2-3	SA	DENITRIFICAZIONE	2,40	-	3	70%	5,04	8.760	44.150	2,30%
ELETTROMISCELATORE 4-5-6	SA	DENITRIFICAZIONE	5,15	-	3	70%	10,82	8.760	94.739	4,93%
ELETTROPOMPA TORBIDA 1-2	PR	OSSIDAZ. (1° STADIO)	8,80	-	2	70%	12,32	365	4.497	0,23%
COMPRESSORE 1-2-3 (2+1 scorta)	SA	OSSIDAZ. (1° STADIO)	45,00	-	3	43%	58,05	8.760	508.518	26,47%
CENTRALINA RILEVAZIONE DATI	SG	OSSIDAZ. (1° STADIO)	0,075	-	1	70%	0,05	8.760	460	0,02%
QUADRO CENTRALINA A SONDE	SG	OSSIDAZ. (1° STADIO)	0,075	-	1	70%	0,05	8.760	460	0,02%
P. DOSAGGIO DEFOSFATANTE	SA	OSSIDAZ. (1° STADIO)	0,042	-	1	70%	0,03	8.760	258	0,01%
MOTORE AERATORE 1-2	SA	OSSIDAZ. (2° STADIO)	15,00	-	2	65%	19,50	8.760	170.820	8,89%
MOTORE CARROPONTE 1	PR	SEDIMENT. SECONDARIA	0,75	-	1	70%	0,53	8.760	4.599	0,24%
MOT. CARROP. 2-3-4 (2+1 scorta)	PR	SEDIMENT. SECONDARIA	0,25	-	3	47%	0,35	8.760	3.088	0,16%
MISURA PORTATA MAGNETICO	SG	RICIRCOLO	0,08	-	1	70%	0,06	8.760	491	0,03%
PARANCO	SG	RICIRCOLO	1,00	-	1	70%	0,70	365	256	0,01%
ELETTROPOMPA 1	PR	RICIRCOLO	8,80	-	1	70%	6,16	8.760	53.962	2,81%
ELETTROPOMPA 2 (scorta)	PR	RICIRCOLO	10,50	-	1	70%	7,35	0	0	0,00%
VAL. MOTORIZZATA RICIRCOLO 1 e 2	PR	RICIRCOLO	0,68	-	1	70%	0,48	365	174	0,01%
ELETTROPOMPA 3	PR	RICIRCOLO	8,80	-	1	70%	6,16	8.760	53.962	2,81%
ELETTROPOMPA 4 (scorta)	PR	RICIRCOLO	7,50	-	1	70%	5,25	0	0	0,00%
VALV. MOTORIZZATA RICIRCOLO 3 e 4	PR	RICIRCOLO	0,03	-	1	70%	0,02	365	8	0,00%
VALV. MOTORIZ. SUPERO - DIGEST.	PR	RICIRCOLO	0,03	-	1	70%	0,02	365	8	0,00%
TRASM. ULTRASUONI LIV. SERBATOI	SG	DISINFEZIONE	0,075	-	1	70%	0,05	8.760	460	0,02%
POMPA DOSATRICE MAGNETICA	SA	DISINFEZIONE	0,073	-	1	70%	0,05	8.760	448	0,02%
POMPA DI SENTINA	SA	DISINFEZIONE	0,25	-	1	70%	0,18	8.760	1.533	0,08%
QUADRO DOSAG. ACIDO PARACETICO	SG	DISINFEZIONE	0,50	-	1	70%	0,35	8.760	3.066	0,16%
MISURA PORTATA MAGNETICO	SG	DISINFEZIONE	0,08	-	1	70%	0,06	8.760	491	0,03%

CENTRALINA RILEVAZIONE DATI	SG	DISINFEZIONE	0,08	-	1	70%	0,06	8.760	491	0,03%
QUADRETTO CENTRALINA	SG	DISINFEZIONE	0,50	-	1	70%	0,35	8.760	3.066	0,16%
AUTOCAMPIONATORE AUTOMATICO	SG	DISINFEZIONE	1,35	-	1	70%	0,95	8.760	8.278	0,43%
MOT. CARROP. ISPESBITORE. VECCHIO	PR	ISPESBITAMENTO	0,25	-	1	70%	0,18	8.760	1.533	0,08%
MOT. CARROP. ISPESBITORE. NUOVO	PR	ISPESBITAMENTO	0,37	-	1	70%	0,26	8.760	2.269	0,12%
ELETTROP. CARIC. FANGHI ISP. VEC.	PR	DIGESTIONE FANGHI	2,00	-	1	70%	1,40	730	1.022	0,05%
ELETTROP. CARIC. FANGHI ISP. NUO.	PR	DIGESTIONE FANGHI	1,90	-	1	70%	1,33	730	971	0,05%
MOTORE AERATORE 1-2	PR	DIGESTIONE FANGHI	3,00	-	2	70%	4,20	8.760	36.792	1,92%
VALV. MOTOR. IN INGRESSO GRIGLIA	PR	TRATTAMENTO BOTTINI	0,12	-	1	70%	0,08	2.190	184	0,01%
GRIGLIA FINE 1	SG	TRATTAMENTO BOTTINI	1,10	-	1	70%	0,77	8.760	6.745	0,35%
MOTORE GRIGLIA FINE 1	PR	TRATTAMENTO BOTTINI	1,00	-	1	70%	0,70	2.190	1.533	0,08%
QUADRO COMANDO GRIGLIA FINE 1	SG	TRATTAMENTO BOTTINI	1,50	-	1	70%	1,05	8.760	9.198	0,48%
ELETTROP. CARIC. BOTTINI DENITRO	PR	TRATTAMENTO BOTTINI	2,00	-	1	70%	1,40	3.650	5.110	0,27%
MOTORE AGITATORE 1-2	SA	TRATTAMENTO BOTTINI	3,00	-	2	70%	4,20	8.760	36.792	1,92%
CENTRALINA SONDE	SG	TRATTAMENTO BOTTINI	0,75	-	1	70%	0,53	8.760	4.599	0,24%
MOT. NASTROPR. PER PRESSIONE TELI	PR	DISIDR. MECC. FANGHI	1,50	-	1	70%	1,05	2.920	3.066	0,16%
NASTROTRASPORTATORE 1-2	PR	DISIDR. MECC. FANGHI	2,20	-	2	70%	3,08	2.920	8.994	0,47%
COCLEA ORIZZONTALE	PR	DISIDR. MECC. FANGHI	2,20	-	1	70%	1,54	2.920	4.497	0,23%
COCLEA ELEVATRICE	PR	DISIDR. MECC. FANGHI	3,00	-	1	70%	2,10	2.920	6.132	0,32%
COMPRESSORE ARIA	SA	DISIDR. MECC. FANGHI	10,00	-	1	70%	7,00	2.920	20.440	1,06%
MONOPOMPA FANGHI 1-2	PR	DISIDR. MECC. FANGHI	7,50	-	2	70%	10,50	2.920	30.660	1,60%
ELETTROP. LAV. TELI 1-2 (1+1 scorta)	PR	DISIDR. MECC. FANGHI	7,50	-	2	70%	10,50	2.920	30.660	1,60%
MOT. MISCELATORI POLI+FANGO	PR	DISIDR. MECC. FANGHI	2,20	-	1	70%	1,54	2.920	4.497	0,23%
POMPA ELETTROLITA 1-2 (1+1 scorta)	SA	DISIDR. MECC. FANGHI	2,20	-	2	35%	1,54	2.920	4.497	0,23%
QUADRO CENTRALINA AUTOMIX	SG	DISIDR. MECC. FANGHI	0,645	-	1	70%	0,45	8.760	3.955	0,21%
POMPA DOSAGGIO POLIELETTROLITA	SA	DISIDR. MECC. FANGHI	0,042	-	1	70%	0,03	2.920	86	0,00%
CENTRALINA DATI TELECONTROLLO	SG	SERVIZI	0,075	-	1	70%	0,05	8.760	460	0,02%
REGISTRATORE DATI TELECONTROLLO	SG	SERVIZI	0,075	-	1	70%	0,05	8.760	460	0,02%
TRASFORMATORE MT-BT (400 kVA)	SG	SERVIZI	2,05	-	1	95%	1,95	8.760	17.060	0,89%
TOTALE			639,31	-		51%	328,00		1.921.239	100%
TOTALE CONSUNTIVO									2.021.179	
<i>Diff</i>									- 99.940	-5%

DIAGNOSI ENERGETICA Piave Servizi S.r.l. - ANNO 2015										
MODELLO ELETTRICO - Sito 2: stazione di pompaggio e pozzi										
	PR/SA/SG		potenza di targa	potenza nominale	elementi installati	fattore di carico	potenza assorbita	ore di lavoro	energia assorbita	percentuale sul totale
UTILIZZATORI	USO	REPARTO	[kW]	[kW]	unità	%	[kW]	[ore/anno]	[kWh/anno]	%
POMPA 1 (centrifuga)	PR	POZZI	55	59,14	1	80%	47,3113	8.395,00	397.178,48	38%
POMPA 2 (centrifuga)	PR	POZZI	55	59,14	1	90%	53,2252	6.205,00	330.262,54	32%
POMPA 3 (centrifuga)	PR	POZZI	55	59,14	1	90%	53,2252	5.657,50	301.121,73	29%
TRASFORM. - 250 kVA	SG	POMPA 1	1,50	1,50	1	95%	1,425	8.760,00	12.483,00	1%
TOTALE			166,50	178,92		87%	155,19		1.041.045,76	100%
TOTALE CONSUNTIVO									1.048.235	
<i>Diff</i>									- 7.189	-1%

DIAGNOSI ENERGETICA Piave Servizi S.r.l. - ANNO 2015										
MODELLO ELETTRICO - Sito 3: pozzi										
	PR/SA/SG		potenza targa	potenza nominale	elementi installati	fattore di carico	potenza assorbita	ore di lavoro	energia assorbita	percentuale sul totale
UTILIZZATORI	USO	REPARTO	[kW]	[kW]	unità	%	[kW]	[ore/anno]	[kWh/anno]	%
POMPA 1 (sommersa)	PR	POZZO 1	11,00	14,49	1	97%	14,05	7.300,00	102.581,55	23%
POMPA 2 (sommersa)	PR	POZZO 2	45,00	49,05	1	80%	39,24	8.760,00	343.754,17	77%
POMPA 3 (sommersa)	PR	POZZO 3	22,00	26,32	1	73%	19,21	0,00	0,00	0%
TOTALE			78,00	89,86		81%	72,51		446.336	100%
TOTALE CONSUNTIVO									449.065	
<i>Diff</i>									- 2.729	-1%

DIAGNOSI ENERGETICA Piave Servizi S.r.l. - ANNO 2015										
MODELLO ELETTRICO - Sito 4: impianto di depurazione										
	PR/SA/SG		potenza di targa	potenza nominale	elementi installati	fattore di carico	potenza assorbita	ore di lavoro	energia assorbita	percentuale sul totale
UTILIZZATORI	USO	REPARTO	[kW]	[kW]	unità	%	[kW]	[ore/anno]	[kWh/anno]	%
POMPA 1	PR	SOLLEVAMENTO	6,70	7,07	1	70%	4,95	3.708	18.343	5,73%
POMPA 2	PR	SOLLEVAMENTO	8,49	8,93	1	70%	6,25	3.407	21.297	6,65%
POMPA 3	PR	SOLLEVAMENTO	4,80	5,06	1	70%	3,55	1.802	6.388	1,99%
POMPA 4	PR	SOLLEVAMENTO	4,80	5,06	1	70%	3,55	1.656	5.871	1,83%
COCLEA	PR	SOLLEVAMENTO	0,75	0,88	1	70%	0,62	1.095	677	0,21%
GRIGLIA MECCANICA	PR	SOLL. - PRETRATT.	0,37	0,68	1	70%	0,47	8.760	4.153	1,30%
NASTRO TRASPORTATORE	PR	SOLL. - PRETRATT.	0,40	0,71	1	70%	0,49	1.095	542	0,17%
COMPATTATORE GRIGLIATO	PR	SOLL. - PRETRATT.	3,00	3,77	1	70%	2,64	1.095	2.889	0,90%
COMPRESSORE	SA	DESSABBIATURA	3,00	3,83	2	35%	2,68	8.760	23.472	7,33%
POMPA	PR	DESSABBIATURA	2,00	3,12	1	70%	2,18	1.825	3.987	1,24%
SEPARA COMPATT. SABBIE	PR	DESABBIATURA	0,25	0,50	1	70%	0,35	1.825	639	0,20%
COMPRESSORE 1 (Robuschi)	SA	L. ACQUE - FANGHI	30,00	35,33	1	65%	22,97	1.700	39.044	12,19%
COMPRESSORE 2 (Robuschi)	SA	L. ACQUE - FANGHI	30,00	35,33	1	65%	22,97	2.319	53.260	16,63%
COMPRESSORE 3 (Aerzen)	SA	L. ACQUE - FANGHI	55,00	61,25	1	65%	39,81	260	10.350	3,23%
ELETTROMISCELATORE 1 (ox)	SA	LINEA ACQUE	2,70	3,42	2	70%	4,78	3.113	14.886	4,65%
ELETTROMISCELATORE 2 (dig)	SA	LINEA FANGHI	1,50	1,76	1	70%	1,23	3.119	3.843	1,20%
POMPA DEFOSFATAZIONE	SA	LINEA ACQUE	0,20	0,22	1	70%	0,15	8.760	1.349	0,42%
POMPA CARICAM. ISPES.	PR	LINEA FANGHI	3,00	3,53	1	70%	2,47	2.555	6.319	1,97%
MOTORE	PR	ISPESAMENTO	0,25	0,50	1	70%	0,35	8.760	3.069	0,96%
POMPA 1 DECANTATORE 1	PR	DECANTAZIONE	2,70	2,77	1	70%	1,94	3.396	6.580	2,05%
POMPA 2 DECANTATORE 1	PR	DECANTAZIONE	3,40	3,77	1	70%	2,64	5.593	14.756	4,61%
POMPA 1 DECANTATORE 2	PR	DECANTAZIONE	3,40	3,71	1	70%	2,60	5.443	14.136	4,41%
POMPA 2 DECANTATORE 2	PR	DECANTAZIONE	2,00	2,83	1	70%	1,98	4.124	8.160	2,55%
MOTORE CARROPONTE 1	PR	DECANTAZIONE	1,15	2,24	1	70%	1,57	8.753	13.711	4,28%
MOTORE CARROPONTE 2	PR	DECANTAZIONE	1,15	2,24	1	70%	1,57	8.748	13.703	4,28%
POMPA RILANCIO SCHIUME	SA	DECANTAZIONE	2,12	2,30	1	70%	1,61	365	587	0,18%
POMPA ACQUA TECNICA	SA	DEC. - DIS. FANGHI	6,00	7,07	1	70%	4,95	3.650	18.056	5,64%
DISIDRATAZIONE FANGHI	PR	DISIDRAT. FANGHI	5,71	5,71	1	70%	4,00	2.555	10.216	3,19%
TOTALE			190,54	220,82		66%	145		320.284	100%
TOTALE CONSUNTIVO									325.206	
<i>Diff</i>									- 4.922	-2%

DIAGNOSI ENERGETICA Piave Servizi S.r.l. - ANNO 2015										
MODELLO ELETTRICO - Sito 5: pozzi										
	PR/SA/SG		potenza di targa	potenza nominale	elementi installati	fattore di carico	potenza assorbita	ore di lavoro	energia assorbita	percentuale sul totale
UTILIZZATORI	USO	REPARTO	[kW]	[kW]	unità	%	[kW]	[ore/anno]	[kWh/anno]	%
POMPA 1 (sommersa)	PR	POZZO NUOVO	30	36,51	1	92%	33,59	2.555	85.824,24	36,06%
POMPA 2 (sommersa)	PR	POZZO VECCHIO	22	26,66	1	92%	24,52	6.205	152.169,94	63,94%
TOTALE			52,00	63,17		92%	58,11		237.994	100%
TOTALE CONSUNTIVO									239.402	
<i>Diff</i>									- 1.408	-1%

DIAGNOSI ENERGETICA Piave Servizi S.r.l. - ANNO 2015										
MODELLO ELETTRICO - Sito 6: stazione di pompaggio e serbatoi										
	PR/SA/SG		potenza di targa	potenza nominale	elementi installati	fattore di carico	potenza assorbita	ore di lavoro	energia assorbita	percentuale sul totale
UTILIZZATORI	USO	REPARTO	[kW]	[kW]	unità	%	[kW]	[ore/anno]	[kWh/anno]	%
POMPA 1 (centrifuga)	PR	SERBATOIO 2	45,00	-	1	100%	45,00	793	35.685,00	17%
POMPA 2 (centrifuga)	PR	SERBATOIO 2	37,00	-	1	100%	37,00	112	4.144,00	2%
POMPA 3 (sommersa)	PR	SERBATOIO 3	45,00	-	1	100%	45,00	3.848	173.160,00	81%
TOTALE			127,00	-		100%	127,00		212.989	100%
TOTALE CONSUNTIVO									220.689	
<i>Diff</i>									- 7.700	-3%

*Il valore della potenza assorbita da ciascuna delle utenze è stato ricavato dai consumi elettrici fatturati e pertanto è stato inserito un fattore di carico/ rendimento pari al 100%. La potenza nominale non è stata calcolata a causa della mancanza di dati su assorbimento elettrico dei motori delle pompe.

Indice delle figure

Figura 0-1: Schema globale del Servizio Idrico Integrato	4
Figura 1-1: Corrispondenza tra A.T.O. e provincie della Regione Veneto.....	13
Figura 3-1: Procedura ottenimento Certificati Bianchi.....	35
Figura 4-1: Schema norme in merito alla diagnosi energetica	46
Figura 4-2: Schema di esecuzione della diagnosi energetica	50
Figura 4-3: Ciclo Deming / Approccio Plan-Do-Check-Act.....	55
Figura 5-1: Comuni gestiti da Piave Servizi S.r.l.	58
Figura 5-2: Fasce di consumo per campionamento dei siti.....	65
Figura 5-3: Vista aerea del depuratore del Sito 1	69
Figura 5-4: Planimetria del depuratore del Sito 1.....	70
Figura 5-5: Schema di flusso del processo di depurazione - Sito 1	74
Figura 5-6: Istogramma consumi energia elettrica - Sito 1	78
Figura 5-7: Ripartizione consumi energia elettrica - Sito 1	82
Figura 5-8: Istogrammi Ipg Sito 1	84
Figura 5-9: Istogramma Ipg mesi 2015 Sito 1	86
Figura 5-10: Istogramma flussi di cassa cogeneratore - Sito 1	89
Figura 5-11: Area impianto fotovoltaico - Sito 1	90
Figura 5-12: Istogramma flussi di cassa impianto fotovoltaico - Sito 1	93
Figura 5-13: Vista aerea del Sito 2	98
Figura 5-14: Planimetria del Sito 2.....	98
Figura 5-15: Planimetria del pozzettone di sollevamento.....	99
Figura 5-16: Schema di flusso - Sito 2.....	101
Figura 5-17: Istogramma consumi energia elettrica - Sito 2.....	105

Figura 5-18: Ripartizione consumi energia elettrica - Sito 2.....	107
Figura 5-19: Istogramma Ipg Sito 2	109
Figura 5-20: Istogramma Ipg mesi 2015 Sito 2	110
Figura 5-21: Istogramma flussi di cassa impianto fotovoltaico - Sito 2.....	113
Figura 5-22: Vista aerea del Sito 3.....	114
Figura 5-23: Planimetria del Sito 3	115
Figura 5-24: Schema idraulico del Sito 3	117
Figura 5-25: Schema di flusso - Sito 3	118
Figura 5-26: Istogramma consumi energia elettrica - Sito 3	121
Figura 5-27: Istogramma Ipg Sito 3	124
Figura 5-28: Istogramma Ipg mesi 2015 Sito 3	126
Figura 5-29: Scheda tecnica nuova pompa e motore pozzo 2 - Sito 3	127
Figura 5-30: Scheda tecnica nuova pompa e motore pozzo 3 - Sito 3	128
Figura 5-31: Istogramma flussi di cassa impianto fotovoltaico - Sito 3.....	134
Figura 5-32: Vista aerea del depuratore del Sito 4.....	135
Figura 5-33: Planimetria del depuratore del Sito 4	136
Figura 5-34: Schema di flusso del processo di depurazione - Sito 4	139
Figura 5-35: Istogramma consumi energia elettrica - Sito 4	144
Figura 5-36: Ripartizione consumi energia elettrica - Sito 4.....	146
Figura 5-37: Istogrammi Ipg Sito 4.....	148
Figura 5-38: Istogramma Ipg mesi 2015 Sito 4	150
Figura 5-39: Istogramma flussi di cassa cogeneratore - Sito 4.....	153
Figura 5-40: Istogramma flussi di cassa impianto fotovoltaico - Sito 4.....	157
Figura 5-41: Vista aerea del Sito 5.....	158
Figura 5-42: Planimetria del Sito 5	158
Figura 5-43: Schema di flusso - Sito 5	160

Figura 5-44: Istogramma consumi energia elettrica - Sito 5.....	163
Figura 5-45: Istogramma Ipg Sito 5.....	165
Figura 5-46: Istogramma flussi di cassa impianto fotovoltaico - Sito 5.....	169
Figura 5-47: Vista aerea del sito di Sito 6.....	169
Figura 5-48: Planimetrie dei serbatoi di Sito 6.....	170
Figura 5-49: Planimetria del serbatoio in cime al colle.....	172
Figura 5-50: Schema di flusso - Sito 6.....	173
Figura 5-51: Istogramma consumi energia elettrica - Sito 6.....	177
Figura 5-52: Istogramma Ipg Sito 6.....	180
Figura 5-53: Istogramma Ipg mesi 2015 Sito 6.....	182
Figura 6-1: Modulo BioCrack.....	188

Indice delle tabelle

Tabella 0-1: Investimenti pro-capite nel SII nel 2014.....	6
Tabella 1-1: Dettagli A.T.O. Regione Veneto (dati ISTAT 2014)	13
Tabella 5-1: Parametri risorsa idrica	59
Tabella 5-2: Fattori di conversione in [tep]	63
Tabella 5-3: Siti su cui eseguire la procedura di clusterizzazione	64
Tabella 5-4: Clusterizzazione dei siti	66
Tabella 5-5: Siti oggetto di diagnosi energetica.....	67
Tabella 5-6: Produzione impianti fotovoltaici 2015.....	67
Tabella 5-7: Confronto RID - SSP	68
Tabella 5-8: Sostanze in ingresso e uscita nel 2014, 2015, 2016 - Sito 1	75
Tabella 5-9: Caratteristiche fornitura di energia elettrica - Sito 1.....	76
Tabella 5-10: Consumi, costi e picco di potenza nel 2014, 2015, 2016 - Sito 1.....	76
Tabella 5-11: Consumo di EE, EP e emissioni CO ₂ nel 2014, 2015, 2016 - Sito 1.....	77
Tabella 5-12: Fabbisogno elettrico 2015 - Sito 1	78
Tabella 5-13: Attività principali - Sito 1.....	79
Tabella 5-14: Servizi ausiliari - Sito 1.....	80
Tabella 5-15: Servizi generali - Sito 1.....	81
Tabella 5-16: Dati di dettaglio del Sito 1.....	83
Tabella 5-17: Ipg Sito 1	83
Tabella 5-18: Ipg mesi 2015 Sito 1	85
Tabella 5-19: Analisi economica cogeneratore - Sito 1	87
Tabella 5-20: Flusso netto e progressivo cogeneratore - Sito 1.....	88
Tabella 5-21: Stima e confronto produzione PV - Sito 1	91

Tabella 5-22: Analisi economica impianto fotovoltaico - Sito 1.....	91
Tabella 5-23: Flusso netto e progressivo impianto fotovoltaico - Sito 1	92
Tabella 5-24: Analisi economica sostituzione compressori con turbosoffiante	94
Tabella 5-25: Confronto tra compressore a lobi e turbosoffiante.....	95
Tabella 5-26: Analisi economica sostituzione motori aeratori sup. (2° stadio ox).....	96
Tabella 5-27: Analisi economica sostituzione trasformatore	97
Tabella 5-28: Portata elaborate 2014, 2015, 2016 - Sito 2.....	101
Tabella 5-29: Caratteristiche fornitura di energia elettrica - Sito 2.....	102
Tabella 5-30: Consumi, costi e picco di potenza nel 2014, 2015, 2016 - Sito 2.....	102
Tabella 5-31: Consumo di EE, EP e emissioni CO ₂ nel 2014, 2015, 2016 - Sito 2	104
Tabella 5-32: Fabbisogno elettrico 2015 - Sito 2	105
Tabella 5-33: Attività principali - Sito 2.....	106
Tabella 5-34: Servizi generali - Sito 2	106
Tabella 5-35: Dati di dettaglio del Sito 2.....	108
Tabella 5-36: Ipg sito Sito 2.....	108
Tabella 5-37: Ipg mesi 2015 Sito 2.....	109
Tabella 5-38: Stima e confronto produzione PV - Sito 2.....	111
Tabella 5-39: Analisi economica impianto fotovoltaico - Sito 2.....	112
Tabella 5-40: Flusso netto e progressivo impianto fotovoltaico - Sito 2.....	112
Tabella 5-41: Portata elaborate 2014, 2015, 2016 - Sito 3.....	118
Tabella 5-42: Caratteristiche fornitura di energia elettrica - Sito 3	119
Tabella 5-43: Consumi, costi e picco di potenza nel 2014, 2015, 2016 - Sito 3.....	119
Tabella 5-44: Consumo di EE, EP e emissioni CO ₂ nel 2014, 2015, 2016 - Sito 3	121
Tabella 5-45: Fabbisogno elettrico 2015 - Sito 3	122
Tabella 5-46: Attività principali - Sito 3.....	122
Tabella 5-47: Dati di dettaglio del Sito 3.....	124

Tabella 5-48: Ipg Sito 3	124
Tabella 5-49: Ipg mesi 2015 Sito 3	125
Tabella 5-50: Analisi economica sostituzione pompa P2 - Sito 3	128
Tabella 5-51: Analisi economica sostituzione pompa P3 - Sito 3	130
Tabella 5-52: Dati tecnici motori pompa P1 - Sito 3	130
Tabella 5-53: Analisi economica sostituzione motore pompa P1 - Sito 3.....	131
Tabella 5-54: Stima e confronto produzione PV - Sito 3	132
Tabella 5-55: Analisi economica impianto fotovoltaico - Sito 3	132
Tabella 5-56: Flusso netto e progressivo impianto fotovoltaico - Sito 3.....	133
Tabella 5-57: Sostanze in ingresso e uscita nel 2013, 2014, 2015 - Sito 4	140
Tabella 5-58: Caratteristiche fornitura di energia elettrica - Sito 4.....	142
Tabella 5-59: Consumi, costi e picco di potenza nel 2013, 2014, 2015 - Sito 4.....	142
Tabella 5-60: Consumo di EE, EP e emissioni CO ₂ nel 2013, 2014, 2015 - Sito 4.....	143
Tabella 5-61: Fabbisogno elettrico 2015 - Sito 4.....	144
Tabella 5-62: Attività principali - Sito 4.....	145
Tabella 5-63: Servizi ausiliari - Sito 4.....	145
Tabella 5-64: Dati di dettaglio del Sito 4.....	148
Tabella 5-65: Ipg Sito 4	148
Tabella 5-66: Ipg mesi 2015 Sito 4	149
Tabella 5-67: Analisi economica cogeneratore - Sito 4	151
Tabella 5-68: Flusso netto e progressivo cogeneratore - Sito 4.....	153
Tabella 5-69: Stima e confronto produzione PV - Sito 4	154
Tabella 5-70: Analisi economica impianto fotovoltaico - Sito 4	155
Tabella 5-71: Flusso netto e progressivo impianto fotovoltaico - Sito 4.....	156
Tabella 5-72: Portate elaborate 2014, 2015, 2016 - Sito 5	160
Tabella 5-73: Caratteristiche fornitura di energia elettrica - Sito 5.....	160

Tabella 5-74: Consumi, costi e picco di potenza nel 2014, 2015, 2016 - Sito 5.....	161
Tabella 5-75: Consumo di EE, EP e emissioni CO ₂ nel 2014, 2015, 2016 - Sito 5	162
Tabella 5-76: Fabbisogno elettrico 2015 - Sito 5	163
Tabella 5-77: Attività principali - Sito 5.....	163
Tabella 5-78: Dati di dettaglio del Sito 5	165
Tabella 5-79: Ipg Sito 5.....	165
Tabella 5-80: Stima e confronto produzione PV - Sito 5.....	167
Tabella 5-81: Analisi economica impianto fotovoltaico - Sito 5.....	167
Tabella 5-82: Flusso netto e progressivo impianto fotovoltaico - Sito 5	168
Tabella 5-83: Portate elaborate 2014, 2015, 2016 - Sito 6.....	174
Tabella 5-84: Caratteristiche fornitura di energia elettrica - Sito 6	174
Tabella 5-85: Consumi, costi e picco di potenza nel 2014, 2015, 2016 - Sito 6.....	175
Tabella 5-86: Consumo EE, EP e emissioni CO ₂ nel 2014, 2015, 2016 - Sito 6	177
Tabella 5-87: Fabbisogno elettrico 2015 - Sito 6	178
Tabella 5-88: Attività principali - Sito 6.....	178
Tabella 5-89: Dati di dettaglio del Sito 6	180
Tabella 5-90: Ipg Sito 6.....	180
Tabella 5-91: Ipg mesi 2015 Sito 6.....	181
Tabella 5-92: Dati tecnici motori pompa P2 - Sito 6.....	183
Tabella 5-93: Analisi economica sostituzione motore pompa P2 - Sito 6	183
Tabella 6-1: Tabella riassuntiva degli interventi - Sito 1	185
Tabella 6-2: Analisi economica BioCrack - Sito 1	188

Bibliografia e sitografia

1. UNI CEI EN 15900: Norma tecnica; 2010
2. UNI CEI/TR 11428: Norma tecnica; 2011
3. UNI CEI EN ISO 50001: Norma tecnica; 2011
4. UNI CEI EN 16247: Norma tecnica; 2012
5. UNI CEI EN 16212: Norma tecnica; 2012
6. UNI CEI EN 16231: Norma tecnica; 2012
7. UNI CEI 11352: Norma tecnica; 2014
8. Decreto Legge 6 dicembre 201, n. 201 Articolo 21
9. Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 20/07/2012 Articolo 3
10. Agenzia Nazionale Efficienza Energetica: www.agenziaefficienzaenergetica.it
11. L'Acquaonline (Associazione Idrotecnica Italiana): www.lacquaonline.it
12. DIISM Università di Siena: www.diism.unisi.it
13. NUOVE ACQUE: www.nuoveacque.it
14. Regione Veneto: www.regione.veneto.it
15. Università degli Studi di Palermo: www.unipa.it
16. ARPA Veneto: www.arpa.veneto.it
17. Università Iuav di Venezia: www.iuav.it
18. Altalex - Quotidiano di informazione giuridica: www.altalex.com
19. Federalismi: www.federalismi.it
20. Diritto dei Servizi Pubblici: www.dirittodeiservizipubblici.it
21. Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico: www.autorita.energia.it
22. EDILVI S.p.A. Divisione E.S.Co.: www.escoedilvi.it
23. Gazzetta Ufficiale: www.gazzettaufficiale.it

24. GSE S.p.A.: www.gse.it
25. UNI - Ente Italiano di Normazione: www.uni.com
26. Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia: www.fire-italia.org
27. ICIM: www.icim.it
28. Gruppo Hera <http://www.gruppohera.it>
29. Camera di Commercio Ancona: www.an.camcom.gov.it
30. Agenzia per l'Energia e lo Sviluppo Sostenibile: www.aess-modena.it
31. Piave Servizi S.r.l.: www.piaveservizisrl.it
32. Ministero dello Sviluppo Economico: www.sviluppoeconomico.gov.it
33. Vogelsang S.r.l.: www.vogelsang.info/it/home/

Ringraziamenti

Vorrei innanzitutto ringraziare i miei familiari che in questi anni di studio mi hanno sempre sostenuto e spinto a dare il meglio di me stesso. Ringrazio in particolare Francesca che da sei anni mi supporta e sopporta ogni giorno e con cui ho passato le esperienze più belle della mia vita.

Ringrazio poi la Prof.ssa Anna Stoppato e il Geom. Diego Pavan per avermi dato la possibilità di svolgere questo progetto di tesi in EDILVI S.p.A. In particolare il mio grazie va a Francesco per la sua grande professionalità e l'aiuto datomi in ogni momento.

Ringrazio Piave Servizi S.r.l. e i suoi referenti aziendali per il tempo dedicatomi e la generosità nel fornire indicazioni fondamentali per procedere nel lavoro.

Ringrazio infine i miei compagni universitari e in particolare Mariantonietta, mia compagna da cinque anni con cui ho condiviso fatiche ma soprattutto gioie.

Alberto Lucietto