Università degli studi di Cagliari

Facoltà di Ingegneria - Dipartimento di Ingegneria Elettrica ed Elettronica

Analisi della conversione energetica di biogas durante il transitorio di avviamento in un reattore di tipo semi-continuo

Anno accademico 2011 / 2012

Relatore
Prof. Ing. Alfonso Damiano

Tesista
Marco Ladu

Indice generale

Introduzione 6

Capitolo 1: Normativa ed obiettivi....9

Capitolo 2: Richiami teorici 26
2.1 Le biomasse....26
2.2 Il biogas 28
2.3 Il sistema di incentivazione 31
2.4 La digestione anaerobica 33
2.4.1 Il processo....33
2.4.2 Tipologie di digestori anaerobici 35
2.4.3 Tecnologie largamente impiegate 36
2.4.3.1 Vantaggi e Svantaggi del Continuous Stirred Tank Reactor....36
2.4.3.2 Vantaggi e Svantaggi del Plug flow monostadio a secco....36

Capitolo 3: Descrizione dell'impianto pilota....38

Capitolo 4: Materiali e Metodi....42
4.1 Digestato – Inoculo....42
4.2 Caratterizzazione della biomassa 43
4.3 Caratteristiche chimiche della matrice in ingresso....52
4.3.1 Analizzatore termogravimetrico TGA....52
4.3.2 Analizzatore elementare CHN....56
4.3.3 Analizzatore elementare modulo S 59
4.3.4 Calorimetro....61
4.4 Parametri di gestione dell'intero processo – fase di avviamento....64
4.4.1 Pre-trattamento della matrice in ingresso....64
4.4.2 Controllo del processo di digestione anaerobica....66
4.4.2.1 Rapporto AGV/alcalinità totale....66
4.4.2.2 pH....69
4.4.2.3 Monitoraggio della composizione del biogas....70
4.4.2.5 Umidità della matrice....73
4.4.2.6 Temperatura....73
4.4.2.7 Monitoraggio della produttività 74
4.5 Conclusioni della fase di avviamento....76

Capitolo 5: Fase Uno....78
5.1 Caratterizzazione della matrice....78
5.2 Caratteristiche chimiche del substrato....80
5.2.1 Analisi TGA 80
5.3 Parametri di gestione del processo....81
5.3.1 Rapporto AGV/alcalinità totale....81
5.3.2 pH....81
5.3.3 Monitoraggio della composizione di biogas 82
5.3.4 Monitoraggio della produttività....85
5.4 Conclusione della fase uno 86

Capitolo 6: Conversione energetica del biogas 88
6.1 Depurazione del biogas....88
6.2 Principali trattamenti....89
6.2.1 Deumidificazione....89
6.2.2. Desolforazione....89
6.2.2.1 Interventi nel substrato....89
6.2.2.2 Interventi nel processo di digestione anaerobica....90
6.2.2.3 Interventi nel flusso gassoso....90
6.2.3 Processi di rimozione della CO2....91
6.2.3.1 Absorbimento....91
6.2.3.2 Adsorbimento....92
6.2.3.3 Separazione con membrane semipermeabili....92
6.2.3.4 Metodi secondari 92
6.2.3.5 Conclusione 93
6.3 La Cogenerazione: Richiami teorici....94
6.4 La Microcogenerazione 98
6.4.1 Normativa di riferimento 98
6.4.2 Tecnologie di conversione 99
6.4.2.1 Descrizione della macchina e dei componenti fondamentali....99
6.5 Potenziale energetico disponibile durante la fase di avviamento....104
6.5.1 Il Microcogeneratore....110
6.6 Potenziale energetico disponibile durante la fase uno....114
6.6.1 Costruzione del Modello statico....118
Conclusione 124
6.7 Il modello dinamico 126
Conclusioni 136

Capitolo 7: Digestato finale 137
7.1 Inquadramento normativo del digestato....138
7.2 Caratterizzazione del digestato 140

Conclusioni....143

Bibliografia....145

Indice delle figure 148

Indice delle tabelle....151

Introduzione

Dal bilancio energetico nazionale di sintesi (tab 1) riferito al 2010 (ultimo anno per il quale sono disponibili dati consolidati) emerge un consumo interno lordo di 187,785 Mtep, al quale contribuiscono in maniera preponderante le importazioni, 185,264 Mtep, a fronte di una produzione interna di 33,892 Mtep (con una dipendenza dall'estero di 83,57 %).

Al consumo interno lordo di 185,785 Mtep concorrono il petrolio con il 38,45 %, il gas naturale con il 36,24 %, il carbone con il 7,9 %, le energie rinnovabili con il 12,17 % e le importazioni di energia elettrica con il rimanente 5,17 %.

Al netto dei consumi e delle perdite del settore energetico, gli impieghi totali finali sono stati pari a 138.854 Mtep, distribuiti nei diversi settori. L'industria incide per il 23,25 %, i trasporti per il 30,61 %, il settore civile per 35,53 %, il settore dell'agricoltura, della pesca e degli usi non energetici per circa 10,77 %.

Il contributo delle diverse fonti energetiche ai consumi finali vede al primo posto i derivati petroliferi con una quota del 44,79% ,cui segue il gas naturale con 30,30 %, l'energia elettrica con il 18,57%, le rinnovabili con il 3,4 % ed infine i combustibili solidi con appena il 2,86%.

Disponibilità e impieghi	Anno 2010					
	Solidi totali	Gas naturale	Petrolio	Rinnovabili	Energia elettrica	Totale
1.Produzione	0,779	6,885	5,080	21,148	-	33,892
2.Importazione	14,602	61,715	96,996	1,834	10,117	185,264
3.Esportazione	0,246	0,116	29,246	0,105	0,402	30,109
4.Variazioni scorte	0,186	0,428	0,620	0,025		1,262
5.Consumo interno lordo (1+2+3+4)	14,946	68,056	72,215	22,852	9,715	187,785
6.Consumi e perdite del settore energetico	-0,298	-1,447	-6,108	-0,006	-41,343	-49,201
7.Trasformazioni in energia energetica	-10,679	-24,612	-4,03	-18,041	57,368	-
8. Totali impieghi finali (5+6+7)	3,969	41,991	62,078	4,805	25,741	138,584
Industria	3,862	12,818	4,786	0,219	10,461	32,146
Trasporti	-	0,695	39,499	1,307	0,941	42,218
Civile	0,004	27,770	4,334	3,143	13,880	49,129
Agricoltura	-	0,142	2,272	0,138	0,483	3,035
Usi non energetici	0,103	0,566	7,718	-	-	8,387
BunKeraggi	-	-	3,469	-	-	3,469

Tab 1 - BILANCIO ENERGETICO ITALIANO NEL 2010 in Mtep (fonte Ministero dello Sviluppo economico)

Il bilancio energetico nazionale di sintesi riferito al 2009 (Tab 2) è :

Disponibilità e impieghi	Anno 2009					
	Solidi totali	Gas naturale	Petrolio	Rinnovabili	Energia elettrica	Totale
1.Produzione	0,311	6,562	4,551	18,885	-	30,309
2.Importazione	12,726	56,716	94,292	1,354	10,356	175,444
3.Esportazione	0,239	0,102	26,189	0,087	0,465	27,082
4.Variazioni scorte	-0,291	-0,726	-0,641	-0,014		-1,672
5.Consumo interno lordo (1+2+3+4)	13,809	63,902	73,295	20,166	9,891	180,343
6.Consumi e perdite del settore energetico	-0,189	-1,093	-5,911	-0,097	-40,343	-47,638
7.Trasformazioni in energia energetica	-10,200	-23,769	-5,069	-16,360	55,398	-
8. Totali impieghi finali (5+6+7)	2,700	39,040	62,315	3,709	24,941	132,705
Industria	2,593	11,852	5,294	0,394	9,832	29,955
Trasporti	-	0,601	39,934	1,059	0,905	42,299
Civile	0,004	25,878	4,768	2,006	13,718	46,374
Agricoltura	-	0,142	2,407	0,250	0,486	3,285
Usi non energetici	0,103	0,567	6,550	-	-	7,220
BunKeraggi	-	-	3,372	-	-	3,372

Tab 2 - BILANCIO ENERGETICO ITALIANO NEL 2009 in Mtep (fonte Ministero dello Sviluppo economico)

Ponendo a confronto i 2 bilanci (Tab 3) si ottengono le seguenti percentuali :

Disponibilità e impieghi	Variazione percentuale 2010/2009					
	Solidi totali	Gas naturale	Petrolio	Rinnovabili	Energia elettrica	Totale
1.Produzione	150,5	4,9	11,6	12	-	11,8
2.Importazione	14,7	8,9	2,9	35,5	-2,3	5,6
3.Esportazione	2,9	13,7	11,6	20,7	-13,5	11,2
4.Variazioni scorte	-	-	-	-	-	-
5.Consumo interno lordo (1+2+3+4)	14,2	6,5	-1,5	13,3	-1,8	4,1
6.Consumi e perdite del settore energetico	57,7	32,4	3,3	-93,8	2,5	3,3
7.Trasformazioni in energia energetica	4,7	3,6	-20,5	10,3	3,6	-
8. Totali impieghi finali (5+6+7)	47,0	7,6	-0,4	29,5	3,2	4,4
Industria	48,9	8,2	-9,4	-44,4	6,4	7,3
Trasporti	-	15,6	-1,1	23,4	1,3	-0,2
Civile	0,0	7,3	-9,1	56,6	1,2	5,9
Agricoltura	-	0,0	-5,6	-44,8	-0,6	-7,6
Usi non energetici	0,0	-0,2	17,8	-	-	16,2
BunKeraggi	-	-	2,9	-	-	2,9

Tab 3 - BILANCIO ENERGETICO ITALIANO a confronto anni 2009 e 2010 in Mtep (fonte Ministero dello Sviluppo Economico)

Con un aumento annuo del 4,4 % sul totale degli impieghi finali .[1]

Capitolo 1: Normativa ed obiettivi

Di seguito verranno elencati gli strumenti normativi principali adottati dall'Italia e derivanti dall'Unione Europea.

Il pacchetto clima-energia approvato il 17 dicembre 2008 dal Parlamento Europeo è un insieme di provvedimenti in materia di clima ed energia volto a conseguire gli obiettivi che l'UE si è fissata per il 2020:

1) ridurre del 20% le emissioni di gas a effetto serra rispetto al 1990;
2) risparmio del 20% dei consumi energetici rispetto alle proiezioni al 2020;
3) aumentare al 20% il consumo di fonti rinnovabili valutate sul consumo finale lordo di energia al 2020;
4) sotto-obiettivo: portare al 10% la quota minima di energia rinnovabile nel settore dell'autotrazione.

La Direttiva 2009/28/CE ha stabilito un quadro comune per la promozione dell'energia da fonti rinnovabili. Rappresenta la riforma dell'energia da FER in UE in quanto impone un'obiettivo vincolante e fornisce agli Stati Membri tutti gli strumenti per arrivarci.
La quota italiana è pari al 17% delle FER sul consumo lordo finale (trasporti, termico ed elettrica) e al 10% di biocombustibili sul consumo energetico finale nel settore dei trasporti.
Per una maggiore facilità nel conseguimento degli obiettivi si semplificano le procedure amministrative con lo scopo di eliminare gli ostacoli ritenuti inutili e antagonisti alla crescita delle energie rinnovabili. Esse consistono in:

- Informazione e formazione;
- Semplificazione delle modalità di accesso alla rete elettrica per le FER;
- Incentivazione;
- Rispetto per la biodiversità;
- Criteri di sostenibilità per i biocarburanti e gli altri bioliquidi.

La Direttiva 2009/30/CE pone le regole per ridurre ulteriormente le emissioni di gas a effetto serra e il significativo contributo dei trasporti su strada su tali emissioni.
Non certo secondariamente si propone anche di stimolare l'innovazione e prevedere la regolare elaborazione di relazioni sulla possibilità di agevolare la «decarbonizzazione» dei combustibili per i trasporti.

La Commissione Europea ha indicato agli Stati membri tre obiettivi al fine di favorire un ottimale utilizzo delle biomasse:

1) favorire il più ampio ricorso a sottoprodotti;
2) favorire il miglior utilizzo delle biomasse mediante la massimizzazione dell'efficienza dei sistemi di trasformazione energetica;
3) favorire le filiere bioenergetiche capaci di aumentare il pool di carbonio nel suolo e in generale di ridurre le emissioni di CO_2 lungo l'intera filiera.

Il PAN "PIANO D'AZIONE NAZIONALE" per le energie rinnovabili.

Il PAN fissa gli obiettivi nazionali per le energie rinnovabili, ripartendo l'obiettivo generale al 2020 del 17% per l'Italia sui consumi finali di energia.
Gli obiettivi di tale strategia sono: sicurezza dell'approvvigionamento energetico, riduzione dei costi dell'energia per le imprese e i cittadini, promozione di filiere tecnologiche innovative, tutela ambientale (riduzione delle emissioni inquinanti e climalteranti), e quindi, in definitiva, sviluppo sostenibile.
In particolare, le proiezioni del piano indicano che l'energia attesa dalle fonti rinnovabili al 2020 sarà pari a 22,3 Milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (Fonte AIEL)[2].

L'obiettivo del 17 % al 2020 scaturisce dal rapporto tra il Consumo Finale Lordo da FER (indicato con l'acronimo **CFL FER)** e il Consumo Finale Lordo totale (**CFL).**

Alla diminuzione del CFL partecipa solo la riduzione dei consumi.

All'aumento del CFL FER concorrono :

- l'elettricità da FER;
- il calore da FER ;
- le FER per i trasporti.

Nella figura 1 si riportano le stime relative a queste due diverse tipologie di consumi.

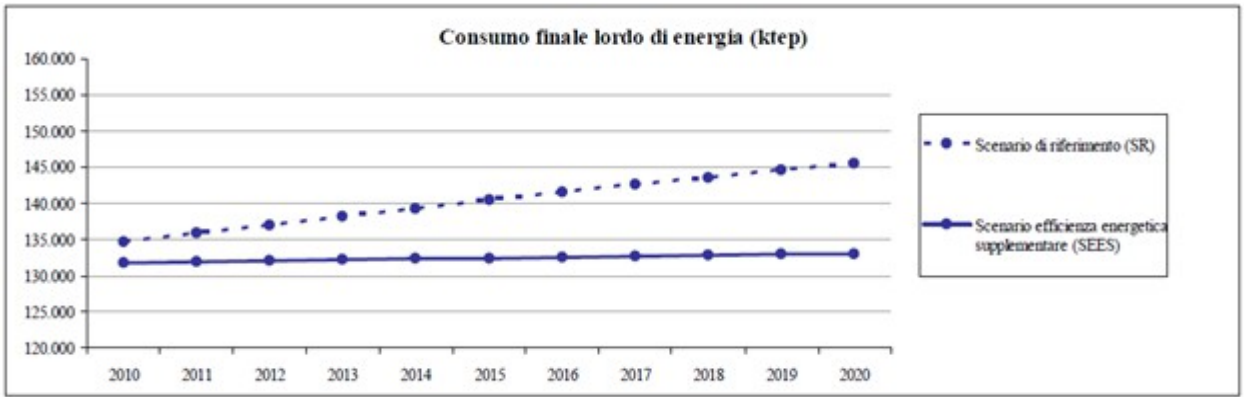


Fig 1 - Il Consumo finale lordo di energia atteso dell'Italia fino al 2020, tenuto conto degli effetti delle misure in materia di efficienza energetica e di risparmio energetico 2010-2020 (fonte PAN).

Tali stime devono anche tener conto degli effetti attesi delle misure in materia di efficienza energetica e di risparmio energetico che dovrebbero essere introdotte in quel periodo. Alla voce "scenario di riferimento" deve essere presentato uno scenario in cui figurino solo le misure in materia di efficienza energetica e di risparmio energetico adottate prima del 2009. Alla voce ''efficienza energetica supplementare" deve essere presentato uno scenario che tenga conto di tutte le misure che saranno adottate a partire dal 2009. [2]

A norma dell'articolo 4, paragrafo 1, della direttiva 2009/28/CE, gli Stati membri sono tenuti a fissare gli obiettivi nazionali (figura 2) per la quota di energia da fonti rinnovabili da raggiungere nel 2020 nei seguenti settori:

- Riscaldamento e Raffreddamento
- Elettricità
- Trasporti

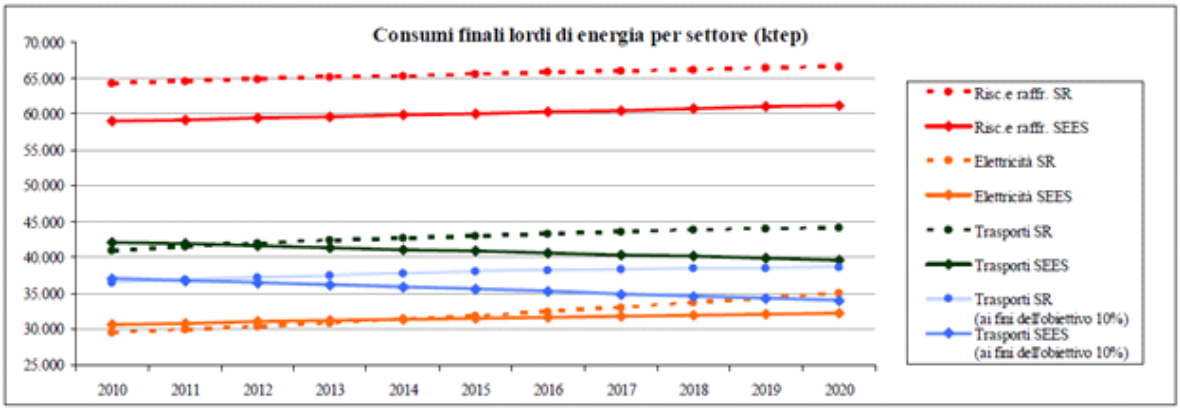


Fig 2 - Il Consumo finale lordo di energia atteso dell'Italia per riscaldamento e raffreddamento, elettricità e trasporti fino al 2020, tenuto conto degli effetti delle misure in materia di efficienza energetica e di risparmio energetico 2010-2020 (PAN).

Per «consumo lordo di elettricità» s'intende la produzione nazionale lorda di elettricità, comprendendo l'autoproduzione e le importazioni ma escludendo le esportazioni.

Per «consumo per i trasporti» s'intende la definizione di cui all'articolo 3, paragrafo 4, lettera a), della direttiva 2009/28/CE. Il consumo di energia elettrica da fonti rinnovabili nel trasporto stradale deve essere moltiplicato per un fattore di 2,5 come indicato dalla medesima direttiva.

Per «consumo di riscaldamento e raffreddamento» si richiama la definizione di cui all'articolo 2, lettera f), della direttiva 2009/28/CE. Questo valore comprende il consumo finale di energia più le perdite delle reti e gli usi propri di calore ed elettricità negli impianti di produzione di elettricità e riscaldamento. (NB: il valore non comprende invece il consumo di elettricità per i sistemi di accumulo per pompaggio delle centrali idroelettriche o per la trasformazione nelle caldaie elettriche o pompe di calore negli impianti di teleriscaldamento).

In termini numerici si riportano i dati nelle tabelle 4, 5, 6 e 7.

Secondo lo scenario tendenziale Baseline dello studio Primes preso a riferimento dalla Commissione Europea, nel 2020 il consumo finale lordo di energia dell'Italia potrebbe raggiungere il valore di 166,50 Mtep, a fronte di un valore di 138,9 Mtep registrato nel 2005. L'aggiornamento nel 2009 dello studio Primes tiene conto anche dell'effetto della crisi economica, stimando per l'Italia un consumo finale lordo di 145,6 Mtep al 2020.
In uno scenario più efficiente, che tiene conto di ulteriori misure nel settore dell'efficienza energetica rispetto allo scenario base, i consumi finali lordi del nostro Paese nel 2020 potrebbero mantenersi entro un valore di 133,0 Mtep.[3]

Settore Complessivo

Consuntivo					Obiettivo			
Anno	Unità di misura	CFL FER	CFL	Quota Nazionale (%)	Unità di misura	CFL FER	CFL	Quota Nazionale (%)
2005	ktep	7.218	138.933	5,2				
2006	ktep	7.716	137.293	5,6				
2007	ktep	7.439	134.269	5,5				
2008	ktep	9.210	131.693	7,0				
2009	ktep	11.068	124.698	8,9				
2010	ktep	10.615	131.801	8,1				
2011					ktep	11.406	131.925	8,6
2012					ktep	12.184	132.049	9,2
2013					ktep	13.031	132.174	9,9
2014					ktep	13.921	132.298	10,5
2015					ktep	14.822	132.422	11,2
2016					ktep	15.930	132.546	12,0
2017					ktep	17.085	132.670	12,9
2018					ktep	18.372	132.794	13,8
2019					ktep	20.109	132.918	15,1
2020					ktep	22.617	133.042	17

Tab 4 - Consuntivo e obiettivo Complessivo anno 2005-2020 (fonte PAN)

Settore Elettricità

Consuntivo					Obiettivo			
Anno	Unità di misura	CFL FER	CFL	Quota Nazionale (%)	Unità di misura	CFL FER	CFL	Quota Nazionale (%)
2005	ktep	4.847	29.750	16,3				
2006	ktep	4.830	30.325	15,9				
2007	ktep	4.863	39.482	16,0				
2008	ktep	5.060	30.401	16,6				
2009	ktep	5.390	28.658	18,9				
2010	ktep	5.925	29.487	20,1	ktep	5.744	30.704	18,7
2011					ktep	6.038	30.856	19,6
2012					ktep	6.279	31.009	20,2
2013					ktep	6.541	31.161	21,0
2014					ktep	6.791	31.313	21,7
2015					ktep	7.045	31.465	22,4
2016					ktep	7.308	31.618	23,1
2017					ktep	7.578	31.770	23,8
2018					ktep	7.861	31.922	24,6
2019					ktep	8.167	32.075	25,5
2020					ktep	8.504	32.227	26,4

Tab 5 - Consuntivo e obiettivo Elettricità anno 2005-2020 (fonte PAN)

Settore Riscaldamento e Raffreddamento

Consuntivo					Obiettivo			
Anno	Unità di misura	CFL FER	CFL	Quota Nazionale (%)	Unità di misura	CFL FER	CFL	Quota Nazionale (%)
2005	ktep	2.193	66.199	3,3				
2006	ktep	2.687	63.360	4,2				
2007	ktep	2.396	59.812	4,0				
2008	ktep	3.427	58.213	5,9				
2009	ktep	4.500	54.692	8,2				
2010					ktep	3.851	58.976	6,5
2011					ktep	4.196	59.197	7,1
2012					ktep	4.583	59.418	7,7
2013					ktep	5.016	59.639	8,4
2014					ktep	5.506	59.860	9,2
2015					ktep	6.062	60.081	10,1
2016					ktep	6.698	60.301	11,1
2017					ktep	7.432	60.522	12,3
2018					ktep	8.283	60.743	13,6
2019					ktep	9.280	60.964	15,2
2020					ktep	10.456	61.185	17,1

Tab 6 - Consuntivo e obiettivo Riscaldamento e Raffreddamento anno 2005-2020 (fonte PAN)

Settore Trasporti

Consuntivo					Obiettivo			
Anno	Unità di misura	CFL FER	CFL	Quota Nazionale (%)	Unità di misura	CFL FER	CFL	Quota Nazionale (%)
2005	ktep	338	39.000	0,9				
2006	ktep	373	39.335	0,9				
2007	ktep	344	39.356	0,9				
2008	ktep	918	37.638	2,4				
2009	ktep	1.386	36.189	3,8				
2010					ktep	1.295	37.054	3,5
2011					ktep	1.513	36.746	4,2
2012					ktep	1.719	36.438	4,7
2013					ktep	1.931	36.129	5,3
2014					ktep	2.143	35.821	6,0
2015					ktep	2.356	35.513	6,6
2016					ktep	2.570	35.205	7,3
2017					ktep	2.786	34.897	8,0
2018					ktep	3.004	34.589	8,7
2019					ktep	3.223	34.281	9,4
2020					ktep	3.445	33.973	10,1

Tab 7 - Consuntivo e obiettivo Trasporti anno 2005-2020 (fonte PAN)

Nelle tabelle 8, 9 e 10 verrà indicata la stima del contributo totale (capacità installata e produzione lorda di elettricità) previsto per ciascuna tecnologia che utilizza energie rinnovabili al fine di conseguire gli obiettivi vincolanti fissati per il 2020. [2]

Nel settore dell'elettricità, per ogni tecnologia, occorre indicare sia la capacità installata prevista (accumulata), espressa in MW, sia la produzione annua, espressa in GWh. Secondariamente per il settore idroelettrico, occorre distinguere gli impianti di capacità installata inferiore a 1 MW, quelli compresi tra 1 e 10 MW e gli impianti con più di 10 MW di capacità installata. Per il solare occorre indicare separatamente il contributo fornito dai sistemi fotovoltaici e dai sistemi solari a concentrazione. Per l'energia eolica bisogna indicare separatamente i dati degli impianti onshore e offshore. Per la biomassa si distingue l'elettricità prodotta da biomassa solida, gassosa e liquida.

Nel settore del riscaldamento e raffreddamento si valutano le stime della capacità installata e della produzione per le tecnologie geotermiche, solari, pompe di calore e le tecnologie a biomasse, suddividendo l'ultima categoria in biomasse solide, gassose e liquide. In aggiunta si stima anche il contributo fornito dagli impianti di teleriscaldamento a energie rinnovabili.

Per il settore dei trasporti si indica il contributo delle varie tecnologie al conseguimento dell'obiettivo sulle energie rinnovabili come i biocarburanti (bioetanolo, biodiesel, quelli derivanti da rifiuti, residui, materiale cellulosico non alimentare e da materiale ligneocellulosico), il biogas, l'elettricità da fonti rinnovabili e l'idrogeno da energia rinnovabile.

	2005		2010		2011		2012	
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
Energia idroelettrica:	15.466	43.768	16.580	42.141	16.702	42.127	16.824	42.113
< 1MW	391	1.851	444	1.737	465	1.791	485	1.845
1MW –10 MW	1.947	7.391	2.250	7.459	2.350	7.692	2.450	7.926
> 10MW	13.128	34.525	13.886	32.946	13.888	32.643	13.889	32.341
Di cui per pompaggio	1.334	1.268	2.399	2.739	2.419	2.738	2.439	2.737
Geotermica	711	5.325	754	5.632	770	5.744	787	5.856
Solare:	34	31	2.505	1.976	3.511	3.327	4.014	4.048
fotovoltaico	34	31	2.500	1.967	3.500	3.300	4.000	4.006
energia solare a concentrazione	0	0	5	9	11	27	14	43
Energia maree, moto ondoso e oceani	0	0	0	0	0	0	0	0
Energia eolica:	1.639	2.558	5.800	8.398	6.420	9.358	7.040	10.318
onshore	1.639	2.558	5.800	8.398	6.420	9.358	7.040	10.318
offshore	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomassa:	937	4.675	1.918	8.645	2.108	9.658	2.298	10.672
solida	653	3.477	1.026	4.758	1.087	5.072	1.149	5.386
biogas	284	1.198	453	2.129	528	2.518	602	2.907
bioliquidi (1)	0	0	439	1.758	493	2.068	547	2.378
Totale	18.787	56.356	27.556	66.791	29.511	70.214	30.963	73.007
Di cui in cogenerazione	382	2.388	420	2.695	478	3.011	536	3.327

Tab 8 - Potenza lorda imputabile alla produzione FER (MW) e Produzione lorda di energia elettrica da FER (GWh) anno 2005-2012, fonte PAN .

	2013		2014		2015		2016	
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
Energia idroelettrica:	16.946	42.099	17.068	42.085	17.190	42.070	17.312	42.056
< 1MW	506	1.900	526	1.954	547	2.009	568	2.063
1MW –10 MW	2.550	8.160	2.650	8.394	2.750	8.627	2.850	8.861
> 10MW	13.890	32.039	13.892	31.737	13.893	31.434	13.894	31.132
Di cui per pompaggio	2.459	2.736	2.479	2.735	2.499	2.734	2.519	2.733
Geotermica	804	5.967	820	6.079	837	6.191	853	6.303
Solare:	4.526	4.779	5.038	5.524	5.562	6.292	6.096	7.097
fotovoltaico	4.500	4.711	5.000	5.417	5.500	6.122	6.000	6.828
energia solare a concentrazione	26	68	38	107	62	170	96	269
Energia maree, moto ondoso e oceani	0	0	0	0	0	1	1	1
Energia eolica:	7.760	11.529	8.409	12.575	9.068	13.652	9.740	14.769
onshore	7.660	11.279	8.280	12.239	8.900	13.199	9.520	14.159
offshore	100	250	129	336	168	453	220	610
Biomassa:	2.488	11.685	2.679	12.699	2.869	13.712	3.059	14.726
solida	1.210	5.701	1.272	6.015	1.333	6.329	1.394	6.643
biogas	677	3.296	752	3.685	826	4.074	901	4.463
bioliquidi (1)	601	2.689	655	2.999	710	3.309	764	3.619
Totale	32.524	76.059	34.013	78.962	35.526	81.918	37.061	84.952
Di cui in cogenerazione	594	3.643	652	3.959	710	4.275	768	4.591

Tab 9 - Potenza lorda imputabile alla produzione FER (MW) e Produzione lorda di energia elettrica da FER (GWh) anno 2013-2016, (fonte PAN)

	2017		2018		2019		2020	
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
Energia idroelettrica:	17.434	42.042	17.556	42.028	17.678	42.014	17.800	42.000
< 1MW	588	2.117	609	2.172	629	2.226	650	2.281
1MW –10 MW	2.950	9.095	3.050	9.329	3.150	9.562	3.250	9.796
> 10MW	13.896	30.830	13.897	30.528	13.899	30.225	13.900	29.923
Di cui per pompaggio	2.540	2.733	2.560	2.732	2.580	2.731	2.600	2.730
Geotermica	870	6.415	887	6.526	903	6.638	920	6.750
Solare:	6.655	7.960	7.243	8.916	7.888	10.017	8.600	11.350
fotovoltaico	6.500	7.533	7.000	8.239	7.500	8.944	8.000	9.650
energia solare a concentrazione	155	427	243	677	388	1.073	600	1.700
Energia maree, moto ondoso e oceani	1	1	1	2	2	3	3	5
Energia eolica:	10.430	15.940	11.145	17.184	11.892	18.526	12.680	20.000
onshore	10.140	15.119	10.760	16.080	11.380	17.040	12.000	18.000
offshore	290	820	385	1.104	512	1.486	680	2.000
Biomassa:	3.249	15.739	3.440	16.753	3.630	17.766	3.820	18.780
solida	1.456	6.957	1.517	7.272	1.579	7.586	1.640	7.900
biogas	976	4.853	1.051	5.242	1.125	5.631	1.200	6.020
bioliquidi (1)	818	3.929	872	4.240	926	4.550	980	4.860
Totale	38.640	88.098	40.271	91.409	41.993	94.965	43.823	98.885
Di cui in cogenerazione	826	4.907	884	5.223	942	5.539	1.000	5.855

Tab 10 - Potenza lorda imputabile alla produzione FER (MW) e Produzione lorda di e E.E. da FER (GWh) anno 2017-2020 (fonte PAN[1])

1.Si tenga conto solo dei bioliquidi che rispettano i criteri di sostenibilità di cui all'articolo 5, paragrafo 1, ultimo comma, della direttiva 2009/28/CE.

Nelle tabelle 11 ,12 e 13 si indicano le stime delle potenza lorda di energia termica da FER (ktep) previsto per ciascuna tecnologia.[2]

	2005	2010	2011	2012	2013	2014
Energia geotermica (escluso calore geotermico a bassa temperatura nelle applicazioni di pompe di calore)	213	226	232	239	246	253
Solare	27	113	148	192	250	326
Biomassa:	1.655	2.239	2.449	2.679	2.932	3.212
solida	1.629	2.206	2.406	2.624	2.862	3.121
biogas	26	26	33	41	52	66
bioliquidi (1)	0	7	10	14	18	25
Energia rinnovabile da pompe di calore:	21	1.273	1.368	1.473	1.588	1.715
— di cui aerotermica	16	1.127	1.204	1.285	1.373	1.466
— di cui geotermica	4	40	52	67	87	112
— di cui idrotermica	2	105	112	120	128	137
Totale	1.916	3.851	4.196	4.583	5.016	5.506
Di cui teleriscaldamento (2)	80	144	173	208	250	300
Di cui biomassa in nuclei domestici (3)	1.145	1.471	1.610	1.762	1.928	2.109

Tab 11 - Produzioni lorde di energia termica da FER (ktep) anno 2005-2014(fonte PAN·)

.(1) Si tenga conto solo dei bioliquidi che rispettano i criteri di sostenibilità di cui all'articolo 5, paragrafo 1, ultimo comma, della direttiva 2009/28/CE.

(2) Teleriscaldamento e/o teleraffrescamento nel consumo totale per riscaldamento e raffreddamento da fonti rinnovabili.

(3) Rispetto al consumo totale per riscaldamento e raffreddamento da fonti rinnovabili.

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Energia geotermica (escluso calore geotermico a bassa temperatura nelle applicazioni di pompe di calore)	260	268	275	283	292	300
Solare	424	552	719	936	1.218	1.586
Biomassa:	3.521	3.863	4.243	4.666	5.139	5.670
solida	3.404	3.713	4.050	4.417	4.817	5.254
biogas	83	105	132	167	211	266
bioliquidi (1)	33	45	61	82	111	150
Energia rinnovabile da pompe di calore:	1.857	2.016	2.195	2.398	2.631	2.900 *
— di cui aerotermica	1.566	1.672	1.786	1.907	2.037	2.175
— di cui geotermica	145	187	242	313	404	522
— di cui idrotermica	146	156	167	178	190	203
Totale	6.062	6.698	7.432	8.283	9.280	10.456
Di cui teleriscaldamento (2)	360	433	520	624	749	900
Di cui biomassa in nuclei domestici (3)	2.308	2.525	2.763	3.024	3.308	3.620

Tab 12 - Produzioni lorde di energia termica da FER (ktep) anno 2014-2020 (fonte PAN)

.(1) Si tenga conto solo dei bioliquidi che rispettano i criteri di sostenibilità di cui all'articolo 5, paragrafo 1, ultimo comma, della direttiva 2009/28/CE.

(2) Teleriscaldamento e/o teleraffrescamento nel consumo totale per riscaldamento e raffreddamento da fonti rinnovabili.

(3) Rispetto al consumo totale per riscaldamento e raffreddamento da fonti rinnovabili.

Nelle tabelle 13 e 14 si riportano le stime del contributo totale (ktep) previsto per ciascuna tecnologia che utilizza energie rinnovabili in Italia al fine di conseguire gli obiettivi vincolanti fissati per il 2020 e del contributo alla traiettoria indicativa provvisoria per le quote di energia da fonti rinnovabili nel settore dei trasporti (2010-2020).[2]

	2005	2010	2011	2012	2013	2014
Bioetanolo/bio-ETBE	0	148	193	238	284	329
Di cui biocarburanti (1) Articolo 21, paragrafo 2	0	19	27	35	44	52
Di cui importati (2)	0	18	36	55	73	91
Biodiesel	179	868	969	1.070	1.172	1.273
Di cui biocarburanti (1) Articolo 21, paragrafo 2	21	72	90	108	126	143
Di cui importati (3)	0	73	145	218	291	364
Idrogeno da fonti rinnovabili	0	0	0	0	0	0
Elettricità da fonti rinnovabili	139	170	195	210	228	246
Di cui nel trasporto su strada	0	6	13	20	28	37
Di cui nel trasporto non su strada	139	164	182	189	200	209
Altre (ad esempio biogas, oli vegetali ecc) — specificare	0	5	9	14	18	23
Di cui biocarburanti (1) Articolo 21, paragrafo 2	0	5	9	14	18	23
Totale	318	1.190	1.367	1.532	1.702	1.870

Tab 13 - Consumi di FER nel settore dei trasporti (ktep) anno 2005-2014 (fonte PAN.)

(1) Biocarburanti di cui all'articolo 21, paragrafo 2, della direttiva 2009/28/CE.

(2) Rispetto alla quantità totale di bioetanolo/bio-ETBE.

(3) Rispetto alla quantità totale di biodiesel

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Bioetanolo/bio-ETBE	374	419	464	510	555	600
Di cui biocarburanti (1) Articolo 21, paragrafo 2	60	68	76	84	92	100
Di cui importati (2)	109	127	145	164	182	200
Biodiesel	1.374	1.475	1.576	1.678	1.779	1.880
Di cui biocarburanti (1) Articolo 21, paragrafo 2	161	179	197	214	232	250
Di cui importati (3)	436	509	582	655	727	800
Idrogeno da fonti rinnovabili	0	0	0	0	0	0
Elettricità da fonti rinnovabili	265	284	303	324	346	369
Di cui nel trasporto su strada	45	55	65	75	86	98
Di cui nel trasporto non su strada	219	229	239	249	260	271
Altre (ad esempio biogas, oli vegetali ecc) — specificare	27	32	36	41	45	50
Di cui biocarburanti (1) Articolo 21, paragrafo 2	27	32	36	41	45	50
Totale	2.040	2.210	2.381	2.552	2.725	2.899

Tab 14 - Consumi di FER nel settore dei trasporti (ktep) anno 2015-2020 (fonte PAN)

(2) Biocarburanti di cui all'articolo 21, paragrafo 2, della direttiva 2009/28/CE.

(2) Rispetto alla quantità totale di bioetanolo/bio-ETBE.

(3) Rispetto alla quantità totale di biodiesel

Capitolo 2: Richiami teorici

2.1 Le biomasse

L'art. 2 del DLgs 387/2003 riprende testualmente la direttiva 2001/77/CE e stabilisce che "... per biomassa si intende la parte biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali) e dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani". Attualmente questa definizione è stata ampliata dal recente DLgs 28/2011 recante "Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE". L'art. 2, lettera e), definisce la biomassa come "la frazione biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui di origine biologica provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali), dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, comprese la pesca e l'acquacoltura, gli sfalci e le potature provenienti dal verde pubblico e privato, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani.

In termini del tutto generali, le biomasse traggono origine dal processo di fotosintesi clorofilliana e costituiscono pertanto un importante fonte di energia rinnovabile direttamente derivata dall'energia solare. In tal senso, non sono biomasse i combustibili fossili (carbone, petrolio e gas naturale) che pure si sono formati nel corso di milioni di anni a partire da sostanze organiche vegetali ed animali, e i loro derivati.

Infatti la norma UNI 1045800-2011, precisa che la biomassa è un: *Materiale di origine biologica escluso il materiale contenuto in formazioni geologiche o trasformato in materiale fossile.[4]*

Si richiamano le norme principali precedentemente elencate.

- Il pacchetto clima-energia
- Direttiva 2009/28/CE
- Direttiva 2009/30/CE
- PAN "PIANO D'AZIONE NAZIONALE"

Si particolarizza quest'ultimo per le biomasse. Le proiezioni del piano indicano che l'energia attesa dalle fonti rinnovabili al 2020 sarà pari a 22,3 Milioni di tonnellate equivalenti petrolio. In questo ambito alle biomasse è assegnato il compito di produrre il 20% dell'elettricità, il 58% del calore e l'84% sui trasporti. Al complesso delle biomasse solide (in larga parte biomasse legnose) gassose (biogas e biometano) e liquide (biocarburanti) viene richiesto di produrre il 44% dell'energia rinnovabile al 2020 ottenuto sommando gli obiettivi preposti ripartiti in elettricità, calore/raffrescamento e trasporti. [5]

A queste leggi di carattere generale si aggiungono due decreti:

- Decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28
- Decreto legislativo 55/2011

Decreto legislativo n°28/2011 recante attuazione della direttiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo e del consiglio del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE, definisce gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi e il quadro istituzionale, finanziario e giuridico necessari per il raggiungimento degli obiettivi fino al 2020 in materia di quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia e di quota di energia da fonti rinnovabili nei trasporti.[6]

Decreto legislativo 55/2011 sulla sostenibilità bioliquidi e biocarburanti. Attuazione della direttiva 2009/30/CE, che modifica la direttiva 98/70/CE, per quanto riguarda le specifiche relative a benzina, combustibile diesel e gasolio, nonché l'introduzione di un meccanismo inteso a controllare e ridurre le emissioni di gas a effetto serra, modifica la direttiva 1999/32/CE per quanto concerne le specifiche relative al combustibile utilizzato dalle navi adibite alla navigazione interna e abroga la direttiva 93/12/CEE.[6]

2.2 Il biogas

Secondo la definizione della norma UNI 1045800-2011 il biogas (gas biologico) è una miscela gassosa prodotta nel corso del processo di digestione anaerobica, costituita in prevalenza da metano (>50% v/v), anidride carbonica e, in piccole quantità, da impurezze quali idrogeno, azoto, ossigeno, acido solfidrico, mercaptani, ammoniaca e acqua.

La percentuale di metano nel biogas può variare da un minimo del 50% (v/v) fino al (75-80)% (v/v) a seconda del tipo di sostanza organica digerita, delle condizioni di processo e della tecnologia adottata.[7]

Composizione tipica del biogas prodotto da digestione anaerobica [8] :

- Metano 50-75%
- Anidride carbonica (CO_2) 25-45%
- Idrogeno (H_2) 1-10%
- Azoto (N_2) 0,5-3,0%
- Monossido di carbonio (CO) 0,10%
- Idrogeno solforato (H_2S) 0,02-0,2%
- Acqua (H_2O) Saturazione
- Potere Calorifico Inferiore (P.C.I.) 18,8 -21,6 MJ/Nm^3

I principali impieghi in termini di produzione di energia elettrica e/o termica, sia per autoconsumi sia per distribuzione, tipicamente avvengono in impianti di cogenerazione.

- Uso in motori a gas, previa opportuna purificazione.
- Produzione di gas di sintesi e/o di idrogeno, attraverso processi catalizzati analoghi a quelli utilizzati per il metano (ossidazione parziale catalitica).

Un parametro ampiamente utilizzato per la stima del biogas producibile dalle diverse biomasse è la percentuale di solidi volatili SV. Si indica con questo termine la quota di materia decomponibile rispetto ad un certo quantitativo di materia prima in ingresso al digestore dell'impianto. I solidi volatili che rappresentano circa il 70/80 % dei solidi totali, ci consentono di stimare un m^3 di biogas estraibile da una tonnellata di sostanza volatile.

Nella tabella 15 sono indicate le biomasse e gli scarti avviabili alla digestione anaerobica e la loro resa in biogas.

Materiali	**(m^3 biogas / t SV)**
Deiezioni animali (suini, bovini, avicunicoli)	200-500
Residui colturali (paglia, colletti barbabietole...)	350-400
Scarti organici agroindustria (siero, scarti vegetali, lieviti , fanghi e reflui di distillerie)	400-800
Scarti organici macellazione (grassi, contenuto stomacale ed intestinale , sangue , fanghi di flottazione…)	550-1000
Fanghi di depurazione	250-350
Frazione organica rifiuti urbani	400-600
Colture energetiche (mais, sorgo, zuccherino...)	550-750

Tab 15 - Rese in biogas di alcuni materiali organici (S.Piccinini CRPA 2004)

Il Piano di azione nazionale (PAN) per le energie rinnovabili in Italia, in attuazione della direttiva 28/2009/CE, pone importanti sfide al settore del biogas, con l'obiettivo fissato al 2020 di 1.200 MW_e .

Si evidenzia la necessità di consentire l'immissione del biogas (biometano) nella rete del gas naturale e/o il suo utilizzo come biocarburante e di prevedere un'apposita tariffa incentivante per tale operazione.

Il notevole sviluppo del settore, unito alla sempre maggiore professionalità delle ditte costruttrici (la maggior parte delle quali ancora di origine Oltralpe) e dei gestori degli impianti stessi, oltre che all'introduzione di impianti alimentati prevalentemente in codigestione, ha modificato profondamente il settore del biogas, traghettandolo da un'applicazione tipicamente di recupero a una industriale di produzione vera e propria, programmabile e sicura. A differenza, infatti, del biogas di recupero da soli effluenti zootecnici (influenzato dalle consistenze zootecniche e volumetriche degli effluenti, variabili nel tempo in quantità e qualità) o da discariche (queste ultime di fatto digestori anaerobici incontrollati), la possibilità negli impianti in codigestione di garantire un carico organico volumetrico costante nel tempo consente di passare da 5-6.000 ore/anno di funzionamento medio dei motori alimentati a biogas da discarica a 7.700-8.200 ore/anno. Valutando la potenza elettrica installata in Italia e un funzionamento medio di 8.000 ore/anno, l'attuale potenzialità produttiva di energia elettrica del settore biogas agrozootecnico può essere stimata in circa 3 TWh elettrici/anno.[9]

Se si applica, inoltre, la curva media di rendimento dei cogeneratori a biogas disponibili sul mercato alla potenza elettrica installata e alle 8.000 ore di funzionamento, è possibile stimare una produzione di metano da digestione anaerobica dal settore agro zootecnico pari a 770 milioni di m^3/anno, equivalenti a circa 1.400 milioni di m^3 di biogas al 55% in volume di metano, ovvero circa 650 ktep di energia primaria.

In conclusione come riportano le stime CRPA in un rapporto del 2009 si afferma che sotto queste condizioni il settore ha dimostrato un potenziale di circa 3 volte superiore a quello previsto. Circa 20 TWh/anno di energia elettrica (2700 MWe) (Tab 16).

	2009		2010		Variazione % 2010/2009	
	numero	KW	numero	KW	numero	KW
Biogas	273	378,13	451	507,7	65,20	34,20
Da rifuti	194	299,25	228	341,4	17,50	14,10
Da fanghi	20	9,92	47	14,57	135,00	46,80
Da deiezioni animali	28	17,17	95	41,37	239,30	140,90
Da attività agricole e forestali	31	51,84	81	110,43	161,30	113,00

Tab 16 - Numerosità e potenza efficiente lorda degli impianti alimentati a biogas distinti per categorie anno 2009-2010 (GSE)

Rispetto al 2009 è aumentato notevolmente il numero degli impianti. Si riscontra un notevole incremento per le produzioni di biogas da deiezioni animali e da attività agricole e forestali. Nel complesso il biogas da rifiuti continua ad apportare la percentuale più ingente.

2.3 Il sistema di incentivazione

Tanti fattori hanno contribuito allo sviluppo del settore del biogas, tra i quali determinante è stata la politica incentivante.
Il sistema di incentivazione per il biogas è previsto dalla Legge Finanziaria 2008 (L.244/07 e s.m.i.), relativa al numero di Certificati Verdi (CV) e alle Tariffe Onnicomprensive (TO) da riconoscere, ove previsto, agli impianti entrati in esercizio a partire dal 2008.

Certificato Verde: Coefficiente K: 1,80

La Legge Finanziaria 2008 ha introdotto un nuovo sistema d'incentivazione che riguarda l'energia prodotta da impianti di potenza inferiore ad 1 MW alimentati a biomasse e biogas: si tratta della cosiddetta Tariffa fissa onnicomprensiva – alternativa ai certificati verdi -, così chiamata, poiché include sia la componente incentivante, sia la componente relativa alla remunerazione derivante dalla vendita dell'energia immessa nella rete elettrica. Si tratta di tariffe di ritiro da parte del GSE dell'energia immessa in rete, differenziate per fonte rinnovabile e piuttosto elevate per avere una funzione incentivante, riconosciute per un periodo di 15 anni, trascorsi i quali permane la possibilità di valorizzare l'energia elettrica prodotta. La tariffa onnicomprensiva può essere variata ogni tre anni, con decreto del Ministro dello sviluppo economico, assicurando la congruità della remunerazione ai fini dell'incentivazione delle fonti energetiche rinnovabili.

Tariffa Onnicomprensiva: 280 euro/MWh

Per gli impianti che entreranno in esercizio dal 1 gennaio 2013 il sistema incentivante subirà una revisione.

In tabella 17 si riportano i dati di sintesi sugli impianti qualificati al 31 dicembre 2011

Impianti	In esercizio			A progetto		
	Numero	Potenza(MW)	Energia (GWh)	Numero	Potenza(MW)	Energia (GWh)
Biogas	531	379	2.501	169	149	1.060

Tab 17 - Dati di impianti in esercizio e a progetto qualificati al 31-12-2011

La potenza indicata nella tabella è quella nominale degli impianti. Gli impianti entrati in esercizio tra il 31/12/2007 e il 31/12/2012 hanno la possibilità di accedere, per 15 anni, ai Certificati Verdi oppure alle Tariffe Onnicomprensive. L'accesso alle Tariffe Onnicomprensive è riservato solo agli impianti la cui potenza nominale media annua sia non superiore a 200 kW nel caso degli eolici e a 1 MW in tutti gli altri casi.

L'energia incentivabile annua E_I riportata nella tabella 17 è quella relativa al sistema dei CV.

I dati degli impianti qualificati a progetto sono oggetto di continue revisioni, sia per effetto degli impianti che entrano in esercizio, sia per effetto delle qualifiche a progetto che vengono annullate o che cessano di validità per decorrenza dei termini da rispettare per l'inizio dei lavori (18 mesi dalla data di qualifica) o per l'entrata in esercizio (3 anni dall'inizio dei lavori). I valori di E_I non devono essere interpretati come una previsione pienamente attendibile del numero totale di CV che possono essere emessi infatti il valore della producibilità EA, che i produttori indicano nella documentazione necessaria per ottenere la qualifica, rappresenta una stima della produzione annua attesa dall'impianto. È una stima per eccesso della produzione che tiene conto di alcuni fattori che possono determinarla, come la disponibilità della fonte e dell'impianto.[10][11]

2.4 La digestione anaerobica

Definita dalla norma UNI 1045800-2011 come un processo biologico di degradazione e stabilizzazione biologica dell'influente condotto in uno o più digestori controllati, in assenza di ossigeno, attraverso le fasi di idrolisi, acidogenesi e metanogenesi.
Tale processo ha un duplice scopo: la produzione del biogas e la stabilizzazione biologica dell'influente.
La degradazione biologica della sostanza organica in condizione di anaerobiosi determina la formazione di diversi prodotti, i più abbondanti dei quali sono due gas: il metano ed il biossido di carbonio[12].

Le principali reazioni di degradazione degli elementi sono:

- Carboidrati : $C_6 H_{12} O_6 \rightarrow 3\ CO_2 + 3\ CH_4$
- Grassi : $C_{12}H_{14} O_6 + 3\ H_20 \rightarrow 4{,}5\ CO_2 + 7{,}5\ CH_4$
- Proteine : $C_{13}H_{25} O_7 N_3\ 0 + 6\ H_20 \rightarrow 6{,}5\ CO_2 + 6{,}5\ CH_4 + 3\ NH_3 + H_2S$

2.4.1 Il processo

Il processo biodegradativo, come si vede in figura 3, si compone delle seguenti fasi:

1) Idrolisi dei substrati complessi. La trasformazione delle macromolecole complesse in composti a struttura più semplice, quali amminoacidi, acidi grassi e monosaccaridi in forma solubile avviene ad opera dei batteri idrolitici.
2) Acidogenesi. I microrganismi acido-produttori decompongono gli zuccheri, gli amminoacidi ed i peptidi in alcoli, acidi volatili, ammoniaca, anidride carbonica ed idrogeno. La produzione di acidi provoca un abbassamento del pH, che deve essere costantemente monitorato per evitare l'inibizione dell'attività batterica dei microrganismi responsabili delle fasi successive di digestione.
3) Acetogenesi, in cui, a partire dai substrati formatisi nel corso delle fasi di idrolisi ed acidificazione, i batteri acetogeni producono acido acetico, acido formico, biossido di carbonio ed idrogeno molecolare.
4) Metanizzazione. Il metano è l'unico composto non reattivo nell'intero processo di digestione anaerobica e può, pertanto, essere considerato il prodotto finale.

Le reazioni attraverso le quali si produce metano sono [13]:

$$CH_3COOH \rightarrow CH_4 + CO_2$$

$$CO_2 + H_2 \rightarrow CH_4 + 2H_2O$$

$$2HCO_3^- + 4H_2 + H^+ \rightarrow CH_4 + 2H_2O + OH^-$$

La figura 4 rappresenta il processo di digestione anaerobica focalizzando l'attenzione sulla tipologia dei batteri coinvolti. [14]

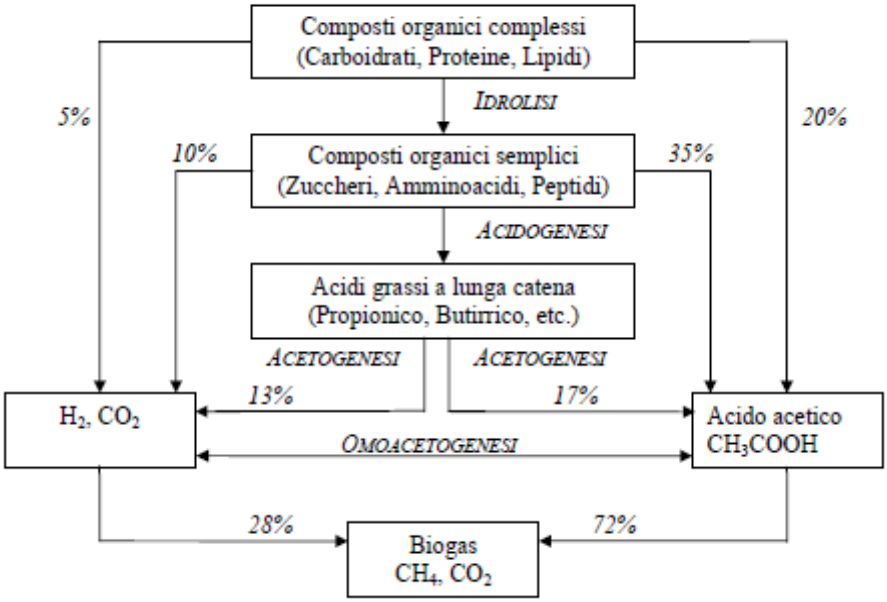


Fig 3 - Rappresentazione schematica del processo di digestione anaerobica (adattato da Speece, 1996)

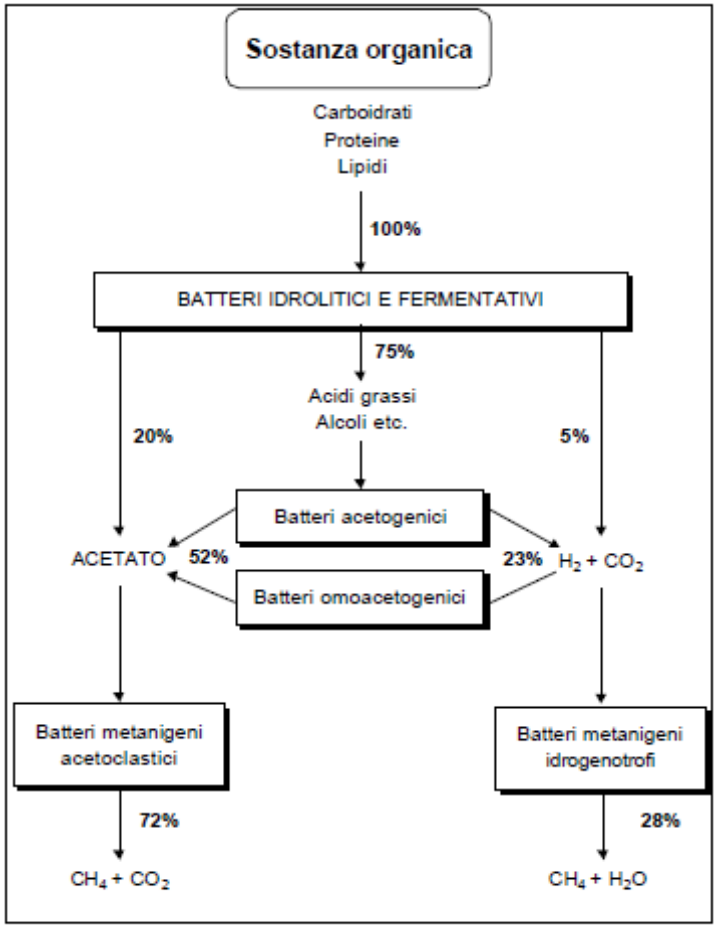


Fig 4 - Schema del processo biologico di digestione anaerobica

2.4.2 Tipologie di digestori anaerobici

La scelta dipende sostanzialmente dalla natura della matrice da processare e dall'ottimizzazione economica delle richieste energetiche.
Il processo di digestione anaerobica è funzione di diversi parametri che verranno citati di seguito.

Le tecniche:

1) Digestione a secco (dry digestion), quando il substrato ha un contenuto in solidi totali (ST) maggiore del 20 %.
2) Digestione ad umido (wet digestion), quando il contenuto di ST è inferiore al 10 %.
3) Digestione a semisecco con valori intermedi di sostanza secca rispetto alle altre tipologie.

Il processo:

1) Processo monostadio, dove le fasi di idrolisi, acidogenesi e metanogenesi avvengono contemporaneamente nello stesso reattore.
2) Processo bistadio, dove la fase metanigena avviene in un altro reattore.

L' alimentazione:

1) Discontinui o batch reactor, in cui si ha un flusso in ingresso e in uscita non continuo.
2) Continui.

Temperatura:

1) Psicrofilia (15-20 °C), determinano tempi di residenza dell'ordine dei 60 giorni.
2) Mesofilia (circa 33 °C).
3) Termofilia (circa 55 °C).
4) Estrema termofilia (65-70 °C).

Miscelazione:

1) Idealmente perfetta (continuous stirred tank reactor).
2) il substrato scorre sequenzialmente attraversando via via fasi diverse (plug flow reactor).

La tipologia di reattore di tipo "plug-flow" o più comunemente "a pistone" costituisce la tecnologia più antica e più semplice sia a carattere tecnologico che realizzativo, caratterizzato da una velocità del fluido uniforme in tutte le sezioni trasversali del reattore.
Nessun elemento di fluido si sovrappone o si mescola con un altro elemento avanti o indietro;
si può avere miscelazione radiale ma non deve esserci mescolamento o diffusione nella direzione

longitudinale. Nel CSTR, idealmente a mescolamento perfetto, la composizione è omogenea, pertanto la corrente uscente ha la stessa composizione del fluido in ingresso. [15]

2.4.3 Tecnologie largamente impiegate

Si elencano le tipologie più diffuse: [16]

- sistemi continui monostadio a umido;
- sistemi plug flow monostadio a secco;
- sistemi batch monostadio a secco;
- sistemi batch sequenziali a secco.

2.4.3.1 Vantaggi e Svantaggi del Continuous Stirred Tank Reactor

Per la digestione wet continua sono previsti reattori completamente miscelati (CSTR) in cui la biomassa fresca è pompata ad intervalli nel reattore ed immediatamente mescolata con la biomassa in fase di fermentazione. Il vantaggio della completa miscelazione consiste nel conseguente incremento della velocità di processo. Infatti la biomassa fresca, inizialmente soggetta ad una fase di acidogenesi con possibile inibizione dei processi di metanizzazione, viene immediatamente inglobata nella biomassa già in condizioni metanigene stabili, e funge quindi da inoculo per l'attivazione delle reazioni nel substrato fresco.
La completa miscelazione che si ha in questi digestori può contrapporsi all'ottima riuscita del processo perché favorisce lo stretto contatto tra la biomassa introdotta e gli ipotetici materiali inibenti presenti. Un altro fenomeno sfavorevole è la stratificazione di materiali a diversa densità all'interno del digestore. La separazione delle fasi promuove la cortocircuitazione idraulica e la conseguente miscelazione imperfetta provoca la fuoriuscita dal digestore di materiale non completamente degradato.[17][18]

2.4.3.2 Vantaggi e Svantaggi del Plug flow monostadio a secco.

Il contenuto di sostanza secca è superiore al 20%. A causa dell'elevata densità e viscosità dei flussi trattati, i reattori per il trattamento dry non sono del tipo completamente miscelato ma con flusso parzialmente o totalmente a piste. Tali reattori sono più semplici dal punto di vista meccanico ma presentano problemi di miscelazione tra il materiale fresco e la biomassa in fermentazione.
La risoluzione di questo problema è fondamentale per evitare fenomeni localizzati di sovraccarico organico ed eventuali acidificazioni del mezzo, con conseguente inibizione del processo metanigeno. Uno dei maggiori problemi connessi ai processi di tipo dry può essere rappresentato dal rischio di squilibrare il processo verso la fase acidogenica, a causa degli elevati carichi organici applicati ai reattori, quando il materiale di partenza è caratterizzato da un elevato grado di biodegradabilità.[17]

Vantaggi:

- nessun bisogno di miscelatori interni al reattore;
- robustezza e resistenza ad inerti pesanti e plastiche;
- nessuna cortocircuitazione idraulica;
- bassa perdita di sostanza organica biodegradabile nei pre-trattamenti;
- elevati OLR applicabili;
- pre-trattamenti minimi e più economici rispetto alle altre tipologie, come quelli necessari per la rimozione di inerti grossolani (> 40mm);
- ridotti volumi dei reattori dovuti anche alla non miscelazione con acqua.

Svantaggi:

- rifiuti con basso tenore in sostanza solida (< 20% ST) non possono essere trattati da soli;
- minima possibilità di diluire sostanze inibitorie e carichi organici eccessivi con acqua fresca;
- possibili fenomeni localizzati di sovraccarico organico;
- uso di sistemi di pompaggio per flussi molto viscosi.

Capitolo 3: Descrizione dell'impianto pilota

L'impianto è suddiviso in 4 sezioni:

1. Pre-trattamento della matrice in ingresso.
2. Svolgimento della digestione anaerobica.
3. Stoccaggio del digestato ottenuto.
4. Sistema di raccolta del biogas.

Prima di descrivere le sezioni individuate si precisa che tutte le funzioni e le componenti dell'impianto sono gestite tramite pannello operatore, il quale permette la gestione dei parametri del processo, dei comandi e della lettura delle informazioni acquisite.
Il pannello operatore è posizionato sul quadro di controllo, all'interno del container, sul quale sono presenti oltre all'interruttore generale, il pulsante di arresto, di emergenza e di marcia-comandi e i selettori manuale/automatico/spento che permettono l'azionamento diretto della pompa di carico e di scarico, la ventilazione del container e l'esclusione delle resistenze di riscaldamento.
Nel quadro è installato un PLC con display per il monitoraggio immediato dei parametri di processo di cui si riportano i principali :

- temperatura del reattore (nella sua parte iniziale , centrale e finale) e della tramoggia attraverso termoresistenze;
- contenuto di metano nel biogas prodotto, attraverso un sensore dedicato;
- pressione della linea del gas, attraverso un trasduttore di pressione;
- produzione del biogas, attraverso un misuratore di portata;
- portata della miscela in alimentazione ed in uscita dal reattore, attraverso sensori di finecorsa sui sistemi di pompaggio e celle di carico;
- stato del rilevatore di fughe di metano;
- stato del pressostato dell'impianto pneumatico;
- stato degli inverter.

Il pre-trattamento del substrato raggruppa tutte le diverse tecniche necessarie per la caratterizzazione della biomassa. Tra le più importanti citiamo la separazione di materiale inerte, come le plastiche, il quantitativo e la tipologia di matrice. Successivamente si provvede ad una triturazione mediante cutter industriale in modo da avere una pezzatura del materiale da avviare in ingresso molto piccola, inferiore a 2 mm, necessaria per una maggiore interazione di essa con la flora microbica all'interno del reattore e una maggiore fluidità tra i diversi organi meccanici che costituiscono l'impianto.

Terminata la fase di triturazione della biomassa, la miscela ottenuta viene inserita manualmente nella tramoggia di carico posta all'interno del container che ne rappresenta il cosiddetto "cuore dell'impianto".

La fase di produzione di biogas avviene all'interno di un container di circa 15 m^2 opportunamente coibentato per garantire un isolamento termico e quindi una migliore conservazione del calore

durante i periodi di bassa temperatura ed una conseguente richiesta energetica inferiore. Invece per far fronte ai periodi eccessivamente caldi, un apposito termostato all'interno del container, misura la temperatura e qualora si superi una determinata soglia aziona un ventilatore elettrico. La regolazione della temperatura è importante per rispettare severamente le condizioni di processo.
All'interno del Container sono presenti diversi elementi necessari per le fasi di carico, di svolgimento delle reazioni e delle fasi di scarico che verranno di seguito descritti.

La tramoggia di carico ha capacità massima di 200 litri in modo da garantire un idoneo numero di giorni di autonomia all'impianto in funzione del carico giornaliero scelto per ogni singolo esperimento. Per ovviare ai fenomeni di stratificazioni e incrostazioni della matrice all'interno di essa si prevede un'agitazione con frequenza regolabile mediante agitatore verticale a pale in acciaio inox. Un altro aspetto importante è il riscaldamento del substrato all'interno di essa per mezzo di resistenze alimentate elettricamente. Per il controllo della procedura relativa al riscaldamento è presente una sonda di temperatura il cui segnale viene acquisito dal sistema di automazione. Si cerca di evitare l'introduzione del substrato nel reattore ad una temperatura inferiore rispetto a quella stabilita. È montata su un sistema composto da n.3 celle di carico per il controllo automatico del peso del materiale caricato all'interno del reattore.

Da qui il sistema automatico di alimentazione inserisce nel reattore il materiale nei quantitativi e con la periodicità prevista mediante il controllo automatico del carico effettuato attraverso celle di carico applicate alla tramoggia. Il segnale delle celle di carico viene acquisito dal PLC del sistema di automazione che calcola e verifica il numero di pompate da effettuare in funzione della portata richiesta e del volume impostato nella pompa dosatrice. Quest'ultima, costituita da un cilindro pneumatico, permette di caricare il materiale organico nel reattore in maniera precisa e ad intervalli di tempo regolabili.

Il reattore è di tipo orizzontale avente capacità di 1,11 m^3. Consente di trattare fino a 1 m^3 di miscela e garantisce uno spazio di accumulo per il biogas prodotto. È coibentato per il mantenimento all'interno dello stesso delle condizioni di processo scelte. Per il controllo della temperatura al suo interno sono installate 3 resistenze elettriche e 3 sonde di temperatura distribuite lungo il reattore dividendolo in 3 parti. Generalmente la prima parte è soggetta ad un abbassamento della temperatura durante la fase di carico quando la matrice non è stata opportunamente riscaldata in tramoggia. Inoltre è presente un agitatore orizzontale a 12 pale per favorire l' omogeneizzazione della temperatura, la proliferazione dei batteri, l'estrazione del biogas prodotto e facilitare la fase di scarico. La miscelazione della tramoggia di carico e del reattore viene effettuata tramite opportuni agitatori a pale azionati da motoriduttori comandati tramite convertitori di frequenza che permettono di regolare il numero di giri e il senso di rotazione.

Contemporaneamente alla fase di carico, una quantità simile di materiale digerito viene prelevata dal digestore attraverso un sistema automatico di scarico. Quest'ultima operazione è svolta da una pompa dosatrice (volumetrica) ad azionamento pneumatico alimentata da un compressore d'aria che permette di scaricare il materiale organico in maniera precisa e continua.
Il digestato viene scaricato inizialmente nel serbatoio di raccolta e successivamente stoccato in opportuni contenitori per il trasporto ad un centro di smaltimento autorizzato. Il serbatoio ha una capacità massima pari a 200 litri e il suo peso è costantemente monitorato da una cella di carico.

Dal digestore fuoriesce anche il biogas prodotto che passa attraverso una serie di elementi quali:

- una trappola di condensa per la rimozione parziale dell'umidità presente nella corrente gassosa in quanto potrebbe danneggiare le apparecchiature a valle di essa;
- un misuratore di portata per garantire una lettura manuale da parte dell'operatore e di conta-impulsi per permettere al PLC la stima della produzione di biogas;
- un sensore per il metano;
- una guardia idraulica per l' arresto di eventuali ritorni di fiamma in caso di incendio.

Infine una quota parte viene convogliata mediante tubazioni in acciaio inox nel gasometro. Questo è realizzato in materiale polimerico e posizionato ad un livello superiore rispetto agli altri componenti dell'impianto per garantire una maggiore sicurezza e ridurre il rischio connesso. Il volume è di 0.8 m^3 consentendo una maggiore disponibilità di biogas per eventuali campionamenti. Attraverso una valvola di sfiato si libera gradatamente la corrente gassosa all'esterno.
La pressione della linea del gas viene acquisita in continuo da un trasduttore di pressione.
Le diverse sezioni descritte sono dotate di molteplici elementi necessari per la sicurezza e la salute dell'operatore nel luogo di lavoro. In questa sintesi di spiegazione dell'impianto pilota non vengono trattati una serie di accorgimenti che rilevano un inizio di malfunzionamento o di criticità del processo. Per rendere agevole la manutenzione ed evitare l'interruzione del processo, per eventi più o meno banali e indesiderati, sono presenti delle apparecchiature, nei tratti di collegamento dei diversi elementi, con l'obiettivo di sezionare l'intero impianto.[19][20]

Riassumendo, l'impianto pilota è costituito dalle seguenti unità :

1. Trituratore
2. Tramoggia di carico
3. Pompa dosatrice per il carico automatico del reattore
4. Sistema di controllo del carico e dello scarico con celle di carico
5. Reattore
6. Pompa dosatrice per lo scarico automatico
7. Serbatoio di contenimento del materiale da scaricare
8. Gasometro
9. Compressore d'aria
10. Quadro di controllo
11. Bilancia elettronica
12. Valvole a saracinesca manuali
13. Convertitori di frequenza per poter evitare sollecitazioni eccessive in fase di avviamento e variare la velocità degli agitatori della tramoggia e del reattore.

Capitolo 4: Materiali e Metodi

4.1 Digestato – Inoculo

Il digestato utilizzato come inoculo proveniva da un impianto dedicato all'allevamento intensivo di suini nei pressi della sede dell'impianto oggetto di studio. È stato scelto per fattori economici e per le sue caratteristiche in quanto è già dotato di una certa carica microbica.

Il campione prelevato nei primi giorni di avviamento dell'impianto presentava le seguenti caratteristiche chimiche (fig 5). Nei prossimi capitoli si spiegano le tecniche utilizzate.

Campione	Digestato
Umidità %	90,85
Sostanza Secca %	9,15
Ceneri % SS	18,51
Ceneri % tq	1,69
Sostanze Volatili % SS	76,70
Sostanze Volatili % tq	7,00
Carbonio Fisso	0,45
Carbonio % (come determinato)	43,80
Azoto % (come determinato)	2,36
Idrogeno % (come determinato)	5,78
Carbonio % SS	47,13
Azoto % SS	2,54
Idrogeno % SS	5,37
Zolfo % (come determinato)	0,42
Zolfo % SS	0,45
Potere calorifico Superiore (c.m) [MJ/Kg]	17,24
Potere calorifico Superiore SS [MJ/Kg]	18,55
Potere calorifico Superiore tq [MJ/Kg]	1,70

Fig 5 – Caratteristiche chimiche del digestato inoculato

4.2 Caratterizzazione della biomassa

Per la scelta della biomassa da trattare bisogna considerare 2 aspetti importanti:

1. la produttività della matrice in termini di biogas prodotto per unità di peso;
2. il costo della matrice, soggetto alle regole del mercato.

La conoscenza del dato di produzione potenziale della biomassa e del suo contenuto di sostanza secca, unitamente al costo della matrice organica, permette di determinare un parametro importante " il costo unitario del biogas producibile " [*euro/m3 di biogas producibile*]. Esso rappresenta il costo che deve essere sostenuto per produrre l'unità di volume di biogas (m^3) dall'unità di peso della biomassa (Tab 18). [21][22]

biomassa	Sostanza secca(%)	Produzione potenziale di biogas(m^3/ t t.q.)	Costo(euro/t)	Costo unitario biogas producibile (euro/m^3 biogas)
Liquame bovino	1,8	2,4 ± 0,1	0	0
Insilato di mais	30	200,4 ± 8,2	72	0,36
Rifiuto organico selezionato	55,1	430,3 ± 24,2	-45	-0,10
melasso	98	498,5 ± 6,7	120	0,24

Tab 18 - Schema del processo biologico di digestione anaerobica (fonte Adani et al., 2008 validi per il Nord Italia)

Dalla tabella 18 si evince che i liquami bovini, anche se generalmente disponibili a prezzo zero, hanno una produttività di biogas estremamente bassa. Questo suggerisce la necessità di codigestione con altre biomasse più produttive. In realtà bisognerebbe rivedere il concetto di costo zero perché il reperimento della biomassa, anche se entro un raggio d'azione limitato, comporta sempre una fase di trasporto e di costi annessi.

Nel nostro esperimento sono stati utilizzati frutti e vegetali provenienti dal mercato ortofrutticolo e classificati come merce non vendibile secondo i parametri qualitativi del mercato stesso.

Di seguito vengono elencati i diversi mix introdotti, indicandone il giorno di carico all'interno della tramoggia e la loro rispettiva composizione.

PRIMA : 09-03-2012

COMPOSIZIONE	PESO NETTO (Kg)	%
PERA	5.403	31.32
POMODORO	3.26	18.64
MELOGRANE	2.878	16.65
RADICCHIO	1.818	10.54
FUNGO	1.306	7.57
MELA	1.007	5.84
ROMANELLA	0.698	4
PEPERONE	0.582	3.37
ARANCIA	0.355	2.06
TOTALE	17.253	

SECONDA : 10-03-2012

COMPOSIZIONE	PESO NETTO (Kg)	%
PERA	12.236	53.04
LATTUGA	2.858	12.39
ARANCIA	2.894	12.55
CIPOLLA	2.453	10.64
MANDARINO	0.732	3.17
FINOCCHIO	0.519	2.21
MELA	0.395	1.71
FRAGOLA	1.71	0.74
PEPERONE	0.07	0.33
TOTALE	23.061	

TERZA : 12-03-2012

COMPOSIZIONE	PESO NETTO (Kg)	%
PERA	5.403	31.32
POMODORO	3.26	18.64
MELOGRANE	2.878	16.65
RADICCHIO	1.818	10.54
FUNGO	1.306	7.57
MELA	1.007	5.84
PEPERONE	0.582	3.37
ROMANELLA	0.698	4
ARANCIA	0.355	2.06
TOTALE	17.253	

QUARTA : 13-03-2012

COMPOSIZIONE	PESO NETTO (Kg)	%
PREZZEMOLO	4.299	84.64
ARANCIA	0.779	3.37
TOTALE	5.078	

QUINTA : 15-03-2012

COMPOSIZIONE	PESO NETTO (Kg)	%
MIX 1		
MELANZANA	5.095	70.5
LIMONE	2.125	29.5
TOTALE	7.220	

MIX 2		
RUCOLA	5.2	88.88
MELA	0.65	11.11
TOTALE	5.85	

MIX 3		
MELA	2.143	31.3
PERA	2.001	29.2
MELANZANA	1.403	20.52
AGRUMI	0.824	12.05
PEPERONE	0.46	6.7
TOTALE	6.836	

SETTIMA : 22-03-2012

COMPOSIZIONE	PESO NETTO (Kg)	%
MELANZANE	4.05	32.2
UVA	3.12	24.8
CAVOLI	2.1	16.7
PREZZEMOLO	1.11	8.8
LATTUGA	0.99	7.8
RUCOLA	0.630	5
ALTRO	0.55	4.3
TOTALE	12.55	

NONA : 27-03-2012

COMPOSIZIONE	PESO NETTO (Kg)	%
FINOCCHIO	4.54	28.71
MELANZANA	2.935	18.56
CARCIOFO	2.664	16.85
LIMONE	2.081	13.16
FUNGO	1.562	9.86
BROCCOLO	1.47	9.2
MELA	0.632	4
TOTALE	15.81	

SESTA : 19-03-2012

COMPOSIZIONE	PESO NETTO (Kg)	%
ZUCCA	5.21	30.27
ARANCIA	4	23.24
MELA	2.175	12.6
CAVOLO	1.6	9.29
FRAGOLA	1.412	8.2
BANANE	0.810	4.7
MELANZANA	0.700	4
PEPERONE	0.350	1.90
RAVANELLO	0.430	1.92
CETRIOLI	0.325	1.88
TOTALE	17.208	

OTTAVA : 26-03-2012

COMPOSIZIONE	PESO NETTO (Kg)	%
PERE	3.688	18.64
ARANCIA	1.322	6.57
MELANZANA	1.198	5.9
MELA	1.081	5
MELONE	6.388	3.37
FUNGO	0.656	3.26
PEPERONE	0.624	3.13
FINOCCHIO	1.515	7.5
ZUCCHINA	0.434	2.1
RUCOLA	0.23	1.1
LIMONE	2.615	1.3
KIWI	0.281	1
TOTALE	20.111	

DECIMA : 29-03-2012

COMPOSIZIONE	PESO NETTO (Kg)	%
MIX 1		
MELONE	7.320	22.51
ARANCIA	7.2	22.18
PEPERONE	6.545	20.17
PERA	4.5	13.86
BIETOLA	1.95	6
CIPOLLA	1.6	4.9
ICEBERG	0.900	2.7
FINOCCHIO	0.830	2.55
PREZZEMOLO	0.765	2.36
FAVE	0.780	2.4
AGLIO	0.060	0.1
TOTALE	32.45	

MIX 2		
SEDANO	1.82	28.57
MELONE	1.6	25.11
ARANCIA	1.3	20.4
MELA	0.85	13.3
PEPERONE	0.5	7.8
POMODORO	0.20	3.1
RADICCHIO	0.10	1.56
TOTALE	6.37	

DODICESIMA : 04-04-2012

COMPOSIZIONE	PESO NETTO (Kg)	%
MIX 1		
PEPERONE	5.795	42.98
CIPOLLE	4.650	34.5
PREZZEMOLO	1.350	10
ZUCCHINA	0.685	4.6
MELA	0.250	1.84
TOTALE	13.48	

MIX 2		
MELANZANE	10.72	57.32
ARANCIA	5.510	29.5
MELE/PERE	1.470	8.1
CARDO	1	5.3
TOTALE	18.7	

UNDICESIMA : 02-04-2012

COMPOSIZIONE	PESO NETTO (Kg)	%
ARANCIA	7.205	40.9
FUNGO	3.165	17.99
PERA	2.743	15.59
ZUCCHINA	2.7	15.35
LIMONE	2.081	13.16
ICEBERG	1.275	7.2
MANGO	0.500	2.8
TOTALE	17.3	

TREDICESIMA : 05-04-2012

COMPOSIZIONE	PESO NETTO (Kg)	%
MIX 1		
MANDARINO	5.51	33.41
CARDO	4.05	25.13
ARANCIA	3.69	22.06
MIX 1	2	11.9
MELANZANA	1.41	8.4
TOTALE	16.73	

MIX 2		
MELANZANE	3.91	28.4
CIPOLLA	3.115	22.63
BELGA	2.26	16.42
PEPERONE	2.2	15.9
PREZZEMOLO	1.31	9.52
LATTUGA	0.93	6.7
TOTALE	13.76	

MIX 3		
MELANZANA	4.345	28.31
ARANCIA	2.5	16.3
BELGA	2.41	15.75
LATTUGA	2.1	13.72
PEPERONE	1.5	9.8
CARDO	1.15	7.51
MELE/PERE	0.795	5.2
CIPOLLA	0.5	3.2
TOTALE	15.3	

MIX 3		
MELANZANA	4.345	28.31
ARANCIA	2.5	16.3
BELGA	2.41	15.75
LATTUGA	2.1	13.72
PEPERONE	1.5	9.8
CARDO	1.15	7.51
MELE/PERE	0.795	5.2
CIPOLLA	0.5	3.2
TOTALE	15.3	

MIX 4		
BANANA	10.655	52.63
MELA	8.24	40.7
PEPERONE	1.35	6.6
TOTALE	20.245	

MIX 5		
PISELLI	3.99	51.02
MELANZANA	3.05	39
BANANA	0.78	9.9
TOTALE	7.82	

MIX 6		
PERA	6.225	54.3
MELANZANA	3.2	27.9
FINOCCHIO	2.025	17.68
TOTALE	11.45	

SEDICESIMA : 13-04-2012

COMPOSIZIONE	PESO NETTO (Kg)	%
MIX 1		
FINOCCHIO	6.5	42.29
PISELLI	4.785	31.1
ICEBERG	4.085	26.57
TOTALE	15.37	

MIX 2		
BIETOLA	10.15	59.7
ZUCCHINA	6.85	41.3
TOTALE	17	

QUATTORDICESIMA : 10-04-2012

COMPOSIZIONE	PESO NETTO(Kg)	%
PERE/MELA/MELONE	10.385	19.9
PERA	9.275	17.00
PERA PICCOLA	9.165	16.85
AGLIO	8.890	16.35
BANANA	7.745	14.16
MELANZANA	4.850	8.9
BIETOLA	4.265	7.7
TOTALE	54.47	

QUINDICESIMA : 11-04-2012

COMPOSIZIONE	PESO NETTO (Kg)	%
MIX 1		
ZUCCHINA	5.745	33.44
BIETOLE	3.225	18.8
FINOCCHIO	2.3	13.4
ARANCIA	2.25	13.1
RADICCHIO	2.25	13.1
RAVANELLO	1.4	8.1
TOTALE	17.165	

MIX 2		
ZUCCHINA	6.52	56.59
PEPERONE	3.8	32.9
RAVANELLO	1.2	10.41
TOTALE	11.52	

MIX 3		
ZUCCHINA	3.6	37.11
BROCCOLO	3.2	33
MELANZANE	1.1	11.3
MIX FRUTTa	1	10.3
POMODORO	0.8	8.2
TOTALE	9.7	

MIX 3		
BIETOLA	6.79	53.29
BROCCOLO	4.75	37.2
RUCOLA	1.2	9.6
TOTALE	12.74	

DICIASETTESIMA : 16-04-2012

COMPOSIZIONE	PESO NETTO (Kg)	%
MIX 1		
ARANCIA	8.1	52.03
LATTUGA	4.7	30.1
MELANZANA	1.935	12.4
MELA	0.84	5.3
TOTALE	15.57	

MIX 2		
ARANCIA	8.8	56.4
LATTUGA	5.1	32.69
MIX	1.75	10.89
TOTALE	15.6	

MIX 3		
ARANCIA	10.23	52.51
VERZA	7.55	38.75
MIX	1.7	8.7
TOTALE	19.48	

MIX 4		
ARANCIA	8.8	56.77
LATTUGA	6.7	43.33
TOTALE	15.5	

MIX 5		
ARANCIA	8.8	63.76
LATTUGA	5.03	36.24
TOTALE	13.8	

DICIOTTESIMA : 18-04-2012

COMPOSIZIONE	PESO NETTO (Kg)	%
MIX 1		
LATTUGA	4.1	61.49
CIPOLLA	2.1	32.8
FINOCCHIO	1.52	5.6
TOTALE	7.72	

MIX 2		
LATTUGA	12.38	64.88
CIPOLLA	6.7	35.12
TOTALE	19.08	

DICIANOVESIMA : 20-04-2012

COMPOSIZIONE	PESO NETTO (Kg)	%
MIX 1		
KIWI	9.3	57.98
MELANZANE	3.95	24.63
INSALATA VERDE MIX	2.79	17.39
TOTALE	16.04	

MIX 2		
MELANZANE	16.5	84.39
LATTUGA	2.55	15.61
TOTALE	19.55	

MIX 3		
LATTUGA	10.055	42.15
MISTO	8.8	36.88
INS.RICCIA	5	20.9
TOTALE	23.855	

VENTESIMA : 23-04-2012

COMPOSIZIONE	PESO NETTO (Kg)	%
MIX 1		
FRAGOLE	9.78	57
FAGIOLINI	7.36	43
TOTALE	16.04	

MIX 2		
FAGIOLINI	13.258	75
MELANZANE	4.4	25
TOTALE	17.658	

MIX 3		
LATTUGA	46.6	34.96
MISTO	36.4	27.31
FRAGOLA	32.1	24.08
FINOCCHIO	11.3	8.47
PEPERONE	5.5	4.12
MELANZANA	1.37	1.027
TOTALE	133.27	

VENTUNESIMA : 30-04-2012

COMPOSIZIONE	PESO NETTO (Kg)	%
MIX 1		
PEPERONE	8.14	50.13
CIPOLLA	8.1	49.87
TOTALE	16.24	

MIX 2		
CIPOLLA	9.925	79.3
RADICCHIO	2.93	22.7
TOTALE	12.88	

MIX 3		
CAVOLO	31.66	39.9
BIETOLA	13.45	16.95
CIPOLLA	9.12	11.49
RADICCHIO	8.2	10.4
VARIE	7.825	9.87
PEPERONE	5.867	7.39
MELANZANA	3.2	4.03
TOTALE	79.33	

VENTiDUESIMA : 04-05-2012

COMPOSIONE	PESO NETTO (Kg)	%
MIX 1		
SUSINA	8.9	50.9
CIPOLLA	8.6	49.1
TOTALE	17.5	

MIX 2		
CIPOLLA	23.1	36.5
MISTO FRUTTA	16	25.3
PEPERONE	5.8	9.1
FINOCCHIO	5.6	8.84
MELA	5.4	8.5
ICEBERG	4.3	6.8
MELANZANA	3.12	4.9
TOTALE	63.32	

VENTiTRESIMA : 08-05-2012

COMPOSIZIONE	PESO NETTO (Kg)	%
MIX 1		
LATTUGA	13.1	63.28
RAVANELLO	4.7	22.71
ARANCIA	2.9	14.01
TOTALE	20.7	

MIX 2		
RAVANELLO	39.03	31.95
ARANCIA	35.7	29.23
CIPOLLA	22.1	18.09
MELA	13.4	10.97
ANGURIA	4.8	3.35
PEPERONE	4.1	3.9
MELONE	3	2.4
TOTALE	122,13	

VENTIQUATRESIMA : 11-05-2012

COMPOSIZIONE	Kg	%
MIX 1		
ZUCCHINA	11.3	61.08
ARANCIA	7.2	38.92
TOTALE	18.5	

MIX 2		
MELA	10.7	63.3
CETRIOLO	6.2	36.6
TOTALE	16.9	

MIX 3		
ZUCCHINA	20.1	50.3
CETRIOLO	11.4	28.57
MIX FRUTTA	8.4	21.05
TOTALE	39.9	

VENTISEIESIMA : 18-05-2012

COMPOSIZIONE	Kg	%
MIX 1		
CETRIOLO	8	60.15
BIETOLA	2.3	22.6
FRAGOLA	3	17.28
TOTALE	13.3	

MIX 2		
FRAGOLA	16.2	26.81
FAVA	14	23.25
FAGIOLINI	7.8	12.8
CIPOLLA	7.6	12.62
MIX FRUTTA	7.3	12.3
CETRIOLI	6.3	10.46
BIETOLE	1	1.6
TOTALE	60.2	

VENTOTTESIMA : 23-05-2012

COMPOSIZIONE	Kg	%
PERE	68.34	100

VENTICINQUESIMA : 15-05-2012

COMPOSIZIONE	Kg	%
MIX 1		
ZUCCHINA	10.7	65.64
MELANZANA	5.60	34.35
TOTALE	16.30	

MIX 2		
ZUCCHINA	7.8	42.39
CIPOLLA	4.3	23.3
MELONE	2.6	14.3
MELANZANA	1.9	10.32
POMODORO	1.8	10.10
TOTALE	18,4	

MIX 3		
ZUCCHINA	12.9	90.2
CIPOLLA	1.4	9.8
TOTALE	14.3	

VENTISETTESIMA : 21-05-2012

COMPOSIZIONE	Kg	%
MIX1		
POMODORO	10.6	55.79
FAVA	8.4	44.21
TOTALE	19	

MIX 2		
FAVA	60.2	39.3
POMODORO	49.2	32.28
CETRIOLO	20.2	13.25
CIPOLLA	8.1	5.3
BELGA	7	5
MELANZANA	7.7	4.5
TOTALE	152.4	

Considerazioni

Alcuni mix tendono a ripetersi o presentano composizioni percentuali simili.
Le matrici non sono state opportunamente scelte. Solo dopo la prima metà del mese di aprile, per evitare variazioni di pH si introducono matrici aventi caratteristiche basso acide e quindi con elevate percentuali di verdura.
Nei successivi capitoli saranno riportati i dati delle analisi condotte sui mix prelevati e si vedrà che questa scelta porterà ad un incremento dell'acido solfidrico, contenuto nel biogas, per via dell'elevato valore di zolfo in esse contenuto.

4.3 Caratteristiche chimiche della matrice in ingresso

Le caratteristiche della matrice o substrato processato, abbreviato con il termine 'mix frutta', sono utili per tenere sotto controllo il processo e/o conoscere la causa che ha determinato uno spostamento dal normale funzionamento. Le apparecchiature di laboratorio utilizzate sono diverse e di seguito brevemente illustrate.

4.3.1 Analizzatore termogravimetrico TGA

Lo strumento (fig 6) consente di misurare l'umidità totale, i solidi volatili e le ceneri del campione processato mediante l'erogazione di azoto e ossigeno a bassa pressione a diverse temperature. In realtà è possibile scegliere la metodica da utilizzare (solo umidità, umidità e volatili, umidità, volatili e ceneri).

Il metodo “ASTM D5142 Moisture Volatile Ash” consente di effettuare le tre analisi, brevemente descritte e in ordine di successione elencate:

1. L'erogazione dell'azoto e l'aumento della temperatura, dalla T ambiente fino a 107°C, sono indispensabili per compiere l’analisi dell’umidità. Essa termina quando lo strumento registra il peso costante del campione inserito.
2. Quando la temperatura passa da 107°C a 950°C inizia la misura dei volatili. Questa analisi non termina a costanza del peso, bensì a tempo (7 minuti, come da metodica ASTM).
3. L'analisi delle ceneri inizia quando la temperatura cala dai 950°C, necessari per la precedente analisi, a 600°C. Successivamente la temperatura aumenta gradualmente fino a 700 °C. Questa è l’unica analisi che avviene in atmosfera di ossigeno, anziché di azoto. Come per l’umidità, anche questa analisi termina quando si raggiunge la costanza del peso dopo tre pesate consecutive per ogni campione.

L' ASTM International è il più grande ente di normazione al mondo su base volontaria, ed è riconosciuto come fonte affidabile di norme tecniche su materiali, prodotti, sistemi e servizi. Al giorno d’oggi l’ASTM continua a svolgere un ruolo di primo piano nel far fronte alle esigenze di standardizzazione del mercato globale. Nota per la qualità delle proprie procedure, considerate le migliori del genere, in materia di elaborazione e pubblicazione della normativa, l’ASTM è in prima linea nell’uso di tecnologie innovative a disposizione dei propri soci per lo sviluppo della normativa, migliorando nel contempo l’accessibilità su scala mondiale alle norme ASTM.

Prima di riportare i dati ottenuti per i singoli campioni prelevati durante la fase di triturazione si richiamano brevemente i parametri misurati:

- Umidità %
- Sostanza secca %
- Ceneri % SS (sul campione secco)
- Ceneri % tq (sul campione tal quale)
- Sostanze volatili % SS
- Sostanze volatili % tq
- Carbonio fisso

I solidi totali rappresentano il contenuto di sostanza secca all'interno di un campione, determinato per essiccamento in stufa a 105 °C per 24 ore. Indicano quanto è concentrato il materiale introdotto nel digestore. In via approssimata rappresentano la somma della frazione organica e di quella inerte, definita anche come cenere, del substrato.

I solidi totali volatili costituiscono la frazione di sostanza secca che risulta volatilizzata per combustione a 550 °C fino a peso costante, cioè quella parte organica di sostanza secca calcolata come differenza tra i valori di TS e TFS (solidi totali fissi), che sono la frazione formata per lo più da composti inorganici, quindi inerti, misurata per pesata dopo trattamento in forno a 550 °C. Il contenuto di solidi volatili indica la quantità di sostanza organica contenuta nella biomassa e potenzialmente trasformabile in biogas.

Fig 6 - Analizzatore termogravimetrico TGA-701 Leco

Nelle tabelle 19 e 20 si riportano i dati ottenuti per i diversi campioni prelevati sia su base secca che sul tal quale. Le analisi vengono svolte in triplice copia e di seguito vengono considerati solo i valori medi escludendo i valori ritenuti anomali.

Campione	Umidità %	Sostanza Secca %	Ceneri % SSS	Ceneri % tq
Mix Frutta 10/03/2012	85,81	14,19	3,31	0,47
Digestato 13/03/2012	90,85	9,15	18,51	1,69
Mix Frutta 13/03/2012	87,21	12,79	0,00	0,00
Mix Frutta 15/03/2012	91,36	8,64	0,00	0,00
Mix 1 Frutta 19/03/2012	87,77	12,23	3,94	0,48
Mix Frutta 22/03/2012	88,40	11,60	5,51	0,64
Mix Frutta 26/03/2012	87,55	12,45	4,02	0,50
Mix 1 Frutta 27/03/2012	89,29	10,71	7,00	0,75
Mix Frutta 1 29/03/2012	87,50	12,50	4,89	0,61
Mix Frutta 2 29/03/2012	85,23	14,77	5,05	0,75
Mix Frutta 2/04/2012	88,54	11,46	4,54	0,52
Mix 1 Frutta 4/04/2012	91,44	8,56	5,13	0,44
Mix 2 Frutta 5/04/2012	92,09	7,91	5,96	0,47
Mix 3 Frutta 5/04/2012	91,73	8,27	4,85	0,40
Mix 5 Frutta 5/04/2012	86,82	13,18	5,00	0,66
Mix 1 Frutta 11/04/2012	91,65	8,35	7,30	0,61
Mix 2 Frutta 11/04/2012	91,67	8,33	6,25	0,52
Mix 3 Frutta 11/04/2012	91,96	8,04	5,99	0,48
Mix 2 Frutta 13/04/2012	94,31	5,69	11,61	0,66
Mix 3 Frutta 13/04/2012	91,73	8,27	12,33	1,02
Mix 1 Frutta 13/04/2012	89,03	10,97	6,55	0,72
Mix 1 Frutta 16/04/2012	83,46	16,54	4,23	0,70
Mix 2 Frutta 16/04/2012	86,50	13,50	5,07	0,68
Mix Frutta 18/04/2012	91,51	8,49	8,49	0,73
Mix 1 Frutta 20/04/2012	87,53	12,47	3,88	0,48
Mix 2 Frutta 20/04/2012	92,59	7,41	5,92	0,44
Mix 4 Frutta 20/04/2012	93,73	6,27	6,49	0,41
Mix 1 Frutta 23/04/2012	94,62	5,38	4,96	0,27
Mix 2 Frutta 23/04/2012	94,24	5,76	5,47	0,31
Mix Frutta ferm. 23/04/2012	93,93	6,07	9,63	0,58
Mix 1 Frutta 30/04/2012	92,81	7,19	5,07	0,37
Mix 2 Frutta 30/04/2012	93,07	6,93	5,48	0,38
Mix Frutta 4/05/2012	92,25	7,75	2,26	0,18
Mix Frutta 8/05/2012	95,25	4,75	13,54	0,64
Mix 1 Frutta 11/05/2012	90,18	9,82	4,74	0,47
Mix 2 Frutta 11/05/2012	90,95	9,05	2,29	0,21
Mix 1 Frutta 15/05/2012	94,51	5,49	6,86	0,38
Mix 2 Frutta 15/05/2012	92,70	7,30	6,55	0,48
Mix Frutta 21/05/2012	86,86	13,14	6,14	0,81

Tab 19 - analisi di umidità e ceneri sul secco e sul tal quale dei campioni prelevati per l'avviamento

Campione	Sostanze Volatili % SSS	Sostanze Volatili % tq	Carbonio Fisso
Mix Frutta 10/03/2012	76,00	10,78	2,94
Digestato 13/03/2012	76,70	7,00	0,45
Mix Frutta 13/03/2012	90,77	11,61	1,92
Mix Frutta 15/03/2012	91,48	7,90	1,10
Mix 1 Frutta 19/03/2012	80,81	9,89	1,87
Mix Frutta 22/03/2012	80,09	9,29	1,67
Mix Frutta 26/03/2012	81,11	10,09	1,86
Mix 1 Frutta 27/03/2012	86,84	9,30	0,66
Mix Frutta 1 29/03/2012	81,99	10,25	1,64
Mix Frutta 2 29/03/2012	79,84	11,80	2,23
Mix Frutta 2/04/2012	80,38	9,20	1,73
Mix 1 Frutta 4/04/2012	86,32	7,39	0,73
Mix 2 Frutta 5/04/2012	86,21	6,81	0,62
Mix 3 Frutta 5/04/2012	86,52	7,15	0,71
Mix 5 Frutta 5/04/2012	79,05	10,42	2,10
Mix 1 Frutta 11/04/2012	82,59	6,89	0,85
Mix 2 Frutta 11/04/2012	83,86	6,99	0,52
Mix 3 Frutta 11/04/2012	86,24	6,94	0,62
Mix 2 Frutta 13/04/2012	84,90	4,83	0,20
Mix 3 Frutta 13/04/2012	84,30	6,97	0,28
Mix 1 Frutta 13/04/2012	85,02	9,33	0,93
Mix 1 Frutta 16/04/2012	77,45	12,81	3,03
Mix 2 Frutta 16/04/2012	80,37	10,85	1,97
Mix Frutta 18/04/2012	85,67	7,19	0,57
Mix 1 Frutta 20/04/2012	84,45	10,53	1,45
Mix 2 Frutta 20/04/2012	91,16	6,74	0,23
Mix 4 Frutta 20/04/2012	90,53	5,68	0,19
Mix 1 Frutta 23/04/2012	94,56	5,09	0,04
Mix 2 Frutta 23/04/2012	92,49	5,33	0,12
Mix Frutta ferm. 23/04/2012	87,71	5,32	0,16
Mix 1 Frutta 30/04/2012	88,48	6,36	0,47
Mix 2 Frutta 30/04/2012	89,88	6,23	0,32
Mix Frutta 4/05/2012	90,53	7,01	0,56
Mix Frutta 8/05/2012	85,10	4,04	0,07
Mix 1 Frutta 11/05/2012	86,06	8,45	0,91
Mix 2 Frutta 11/05/2012	88,80	8,04	0,81
Mix 1 Frutta 15/05/2012	90,12	4,95	0,17
Mix 2 Frutta 15/05/2012	87,04	6,35	0,47
Mix Frutta 21/05/2012	82,38	10,83	1,51

Tab 20 - Analisi delle sostanze volatili e del carbonio fisso dei campioni prelevati per l'avviamento

Come evidenziato nei diagrammi torta, di pag 44-54, alcuni mix frutta (frutta e verdura) presentano composizioni percentuali simili e per tale motivo il numero di campioni analizzati con questo strumento è inferiore.

4.3.2 Analizzatore elementare CHN

Lo strumento (fig 7) determina la concentrazione di Carbonio, Idrogeno e Azoto contenuta nelle biomasse. Il principio di funzionamento di questo strumento prevede una combustione rapida e completa (Flash) del campione all'interno di una fornace, alla temperatura di 950 °C in eccesso di Ossigeno. I prodotti della combustione passano in una seconda fornace (Afterburner) ad 850 °C per una ulteriore ossidazione e rimozione del particolato. I gas vengono poi raccolti in un contenitore detto Ballast, di volume pari a 4,5 litri, all'interno del quale sono omogeneizzati ed inviati ai rivelatori ad assorbimento infrarosso per la misura della CO_2 e dell'H_2O; infatti il Carbonio è misurato sotto forma di CO_2 e l'Idrogeno sotto forma di H_2O. Un'aliquota dei gas di combustione, pari a 3 cc, è invece trasferita in un flusso di elio e fatta passare attraverso un catalizzatore di rame caldo per la rimozione dell'ossigeno e la conversione degli NOx ad azoto elementare N_2 ed attraverso altri filtri per la rimozione dell'anidride carbonica e dell'acqua. Infine un rivelatore a termo-conducibilità è usato per determinare il contenuto di azoto. Ha tempi di analisi molto brevi: per una determinazione occorrono circa 4 minuti. Tale strumento è perfettamente rispondente alla norma di riferimento per l'analisi elementare delle biomasse, l'ASTM D 5373.[23]
Lo strumento è gestito da un software sviluppato in ambiente Windows.

I gas richiesti sono :

- Elio (purezza 99,9 %) : Carrier
- Ossigeno (purezza 99,99 %) : Combustione
- Aria compressa (secca e priva di olio): Pneumatica

Fig 7 - Analizzatore elementare TRUSPEC CHN

Il campione, prima di essere analizzato, subisce un trattamento di essiccamento in stufa ad una temperatura di 65 °C. L'umidità contenuta è elevata, di conseguenza questa fase potrà concludersi dopo un tempo pari a circa 48 ore. Successivamente verrà polverizzato.

Non tutti i campioni riescono a raggiungere un grado di essiccamento utile per via delle loro caratteristiche, infatti per alcuni campioni prelevati non è stato possibile analizzare la loro composizione chimica.

Come per l'analizzatore gravimetrico, si analizzano i campioni in triplice copia e si considera il valore medio.

Lo strumento misura i tre elementi sotto la dicitura c.d. (come determinato) ossia considerando l'umidità intrinseca (tab 21) .

	C % CD	N % CD	H % CD
Mix Frutta 10/03/2012	43,216	0,761	6,146
Digestato Finale 13/03/2012	43,803	2,364	5,784
Mix Frutta 13/03/2012	47,018	1,885	6,120
Mix Frutta 15/03/2012	44,496	0,543	6,282
Mix 1 Frutta 19/03/2012	44,871	1,136	6,328
Mix 2 Frutta 19/03/2012	45,134	0,705	6,556
Mix Frutta 22/03/2012	44,023	2,297	6,244
Mix Frutta 26/03/2012	45,748	1,521	6,290
Mix 1 Frutta 27/03/2012	42,162	2,458	6,067
Mix Frutta 1 29/03/2012	44,174	1,336	6,294
Mix Frutta 2 29/03/2012	44,708	1,115	5,982
Mix Frutta 2/04/2012	45,184	2,043	6,352
Mix 1 Frutta 4/04/2012	44,325	2,655	6,373
Mix 1 Frutta 11/04/2012	43,081	2,430	5,999
Mix 2 Frutta 11/04/2012	44,406	2,645	6,470
Mix 3 Frutta 11/04/2012	44,921	2,790	6,430
Mix 2 Frutta 13/04/2012	39,835	3,581	5,881
Mix 3 Frutta 13/04/2012	42,005	3,602	6,014
Mix 1 Frutta 13/04/2012	45,166	3,276	6,331
Mix 1 Frutta 16/04/2012	45,370	1,325	6,624
Mix 2 Frutta 16/04/2012	45,263	1,054	6,589
Mix Frutta 18/04/2012	42,939	3,309	6,231
Mix 1 Frutta 20/04/2012	45,702	1,097	6,489
Mix 2 Frutta 20/04/2012	45,437	3,009	6,652
Mix 4 Frutta 20/04/2012	44,843	3,326	6,417

Tab 21 - Valori percentuali di C, H, N, come determinati dei mix prelevati fino al 20/04

Nella tabella 22, dalle Norme UNI, si indicano i valori percentuali di C, H, N elaborati dai dati iniziali e calcolati sul campione secco.

Matrice	C % SS	N % SS	H % SS
Mix Frutta 10/03/2012	49,037	0,864	5,467
Digestato Finale 13/03/2012	47,130	2,544	5,373
Mix Frutta 13/03/2012	51,552	2,067	5,631
Mix Frutta 15/03/2012	46,852	0,571	6,021
Mix 1 Frutta 19/03/2012	49,148	1,245	5,865
Mix 2 Frutta 19/03/2012	47,031	0,735	6,362
Mix Frutta 22/03/2012	49,791	2,598	5,597
Mix Frutta 26/03/2012	50,238	1,670	5,808
Mix 1 Frutta 27/03/2012	47,597	2,775	5,406
Mix Frutta 1 29/03/2012	50,081	1,515	5,639
Mix Frutta 2 29/03/2012	48,993	1,221	5,483
Mix Frutta 2/04/2012	53,229	2,407	5,491
Mix 1 Frutta 4/04/2012	51,714	3,121	5,571
Mix 1 Frutta 11/04/2012	51,449	2,902	4,991
Mix 2 Frutta 11/04/2012	54,512	3,247	5,396
Mix 3 Frutta 11/04/2012	53,079	3,297	5,565
Mix 2 Frutta 13/04/2012	40,238	3,617	5,827
Mix 3 Frutta 13/04/2012	42,430	3,639	5,961
Mix 1 Frutta 13/04/2012	45,622	3,309	6,282
Mix 1 Frutta 16/04/2012	45,828	1,339	6,578
Mix 2 Frutta 16/04/2012	45,720	1,065	6,542
Mix Frutta 18/04/2012	43,373	3,343	6,181
Mix 1 Frutta 20/04/2012	46,163	1,108	6,442

Tab 22 -Valori percentuali di C, H, N, su base secca dei mix prelevati fino al 20/04

Si calcola il rapporto tra Carbonio e Azoto. Questo è molto variabile e presenta un valore molto diverso tra i diversi mix.
I valori [C/N] rilevati sono:

- Valore medio: 28,467.
- Valore massimo: 82,019.
- Valore minimo: 11,12.

In particolare si deve rispettare il rapporto C/N < 30. Qualora sia superiore si ha un rallentamento del tasso di crescita microbica e di tutte le reazioni del substrato in ingresso.

4.3.3 Analizzatore elementare modulo S

Il modulo (fig 8) di determinazione del contenuto di zolfo opera una combustione, sempre con ossigeno, alla temperatura di 1350 °C e analizza il contenuto di SO_2 nel gas mediante un rivelatore a infrarossi.

Fig 8 - Analizzatore elementare TRUSPEC modulo S

I valori di zolfo ottenuti sono stati riportati nella tabella 23 distinguendo il valore percentuale su base secca e come determinato.

Matrice	S % CD	S % SS
Mix Frutta 10/03/2012	0,218	0,247
Digestato Finale 13/03/2012	0,415	0,447
Mix Frutta 13/03/2012	0,074	0,081
Mix Frutta 15/03/2012	0,030	0,031
Mix 1 Frutta 19/03/2012	0,102	0,112
Mix 2 Frutta 19/03/2012	0,080	0,084
Mix Frutta 22/03/2012	0,172	0,195
Mix Frutta 26/03/2012	0,078	0,085
Mix 1 Frutta 27/03/2012	0,080	0,090
Mix Frutta 1 29/03/2012	0,072	0,081
Mix Frutta 2 29/03/2012	0,070	0,077
Mix Frutta 2/04/2012	0,090	0,106
Mix 1 Frutta 4/04/2012	0,246	0,287
Mix 1 Frutta 11/04/2012	0,112	0,133
Mix 2 Frutta 11/04/2012	0,232	0,285
Mix 3 Frutta 11/04/2012	0,259	0,306
Mix 2 Frutta 13/04/2012	0,132	0,134
Mix 3 Frutta 13/04/2012	0,459	0,464
Mix 1 Frutta 13/04/2012	0,000	0,000
Mix 1 Frutta 16/04/2012	0,155	0,157
Mix 2 Frutta 16/04/2012	0,159	0,161
Mix Frutta 18/04/2012	0,284	0,287
Mix 1 Frutta 20/04/2012	0,068	0,069

Tab 23 - Valori percentuale di zolfo dei mix prelevati fino al 20/04

I mix composti quasi esclusivamente da frutta non sono particolarmente ricchi in zolfo mentre una matrice costituita da elevate percentuali di vegetali, come lattuga e insalata iceberg, contribuisce pesantemente all'incremento del H_2S.

4.3.4 Calorimetro

La norma UNI EN 14918 definisce un metodo per la determinazione del potere calorifico superiore di un biocombustibile solido a volume costante e ad una temperatura di riferimento di 25°C in bomba calorimetrica calibrata tramite la combustione di acido benzoico certificato. Il risultato ottenuto è il valore del potere calorifico superiore del campione a volume costante con tutta l'acqua dei prodotti di combustione.
L'unità è provvista di calorimetro e bomba calorimetrica e permette, in tempi brevi, di determinare il calore specifico posseduto da un combustibile misurando la variazione di temperatura di un volume d'acqua dovuta alla combustione, in ambiente controllato, del campione di combustibile processato.
Precisamente si è utilizzato un calorimetro LECO AC-500 (fig 9) e il metodo di analisi utilizzato risponde alle normative ASTM su campioni di circa 1 g.

Fig 9 – Calorimetro isoperibolico AC-500 Leco

Si è determinato:

- il potere calorifico del digestato prelevato dal serbatoio per verificare l'utilità come combustibile in caldaia;
- il potere calorifico dei diversi campioni di frutta e verdura per un ulteriore analisi energetica della biomassa introdotta.

Il campione, per essere analizzato, necessita di essere essiccato mediante stufa a 65°C (tempo medio stimato 48 ore) e compattato in piccole pastiglie da 0,900 grammi circa.
Lo strumento calcola il PCS c.d. (MJ/Kg) del campione essiccato comprendente il valore di umidità intrinseca. Successivamente è stato convertito su base secca (tab 24).

Campione	PCS a.d.	PCS ss	PCS ss	PCS tq
	MJ/kg	MJ/kg	kJ/kg	MJ/kg
Mix Frutta 13/03/2012	17,32	18,96877	18968	2,43
Mix 1 Frutta 19/03/2012	16,32	17,87984	17879	2,19
Mix 1 Frutta 27/03/2012	15,44	17,43209	17432	1,88
Mix 1 Frutta 4/04/2012	15,89	18,51202	18512	1,58
Mix 1 Frutta 13/04/2012	15,84	15,8462	15846	1,74
Mix 1 Frutta 20/04/2012	15,87	18,23896	18239	2,27
Mix 2 Frutta 30/04/2012	15,84	15,84867	15848	1,10
Digestato 13/03/2012	17,24	18,55499	18555	1,70
Digestato 7/05/2012	17,22	17,22733	17227	1,72

Tab 24 - PCS come determinato, base secca , tal quale dei mix prelevati fino al 20/04

Sempre dalla norma UNI 14918 :2009 si calcola il potere calorifico inferiore secondo la formula:

$$PCI\,,SS = PCS\,,SS - 212{,}2 * (H) - 0.8 * ((O + N))$$

Ai fini energetici è utile calcolare il potere calorifico inferiore calcolato sul tal quale:

$$PCI\,,tal\ quale = PCI\,,SS - (1 - 0.01 * Umidità\ totale) - 24{,}44 * Umidità\ totale$$

I dati non vengono riportati in quanto il valore dell'umidità totale si attesta intorno al 90% per tutti i mix. Di conseguenza il valore è molto basso oppure nullo. Nel capitolo dedicato al digestato si analizza il campione ultimo prelevato dal serbatoio considerando soltanto la parte solida che lo costituisce.

4.4 Parametri di gestione dell'intero processo – fase di avviamento

Prima di spiegare i diversi metodi utilizzati per la gestione del processo di digestione anaerobica bisogna fare una premessa. Le fasi studiate sono due:

1. fase di avviamento (72 giorni)
2. fase uno (30 giorni).

Il perché di questa divisione nasce dalla presenza o meno del digestato inoculato nei primi giorni di avviamento. Questo, come indicato nel capitolo 4 paragrafo 1, è indispensabile per generare una flora batterica all'interno del reattore. Dato che lo studio si basa sulla produzione del biogas da frutti e vegetali, classificati come merce non vendibile dal mercato secondo i criteri dettati dal mercato stesso, è utile distinguere le due fasi per avere informazioni più precise sull'esperimento e sulle potenzialità messe a disposizione della matrice scelta.
In questo paragrafo si descrivono i metodi utilizzati per il controllo del processo e tutti i dati relativi alla fase di avviamento mentre nel capitolo 5 si riportano solo i dati utili della fase uno.

4.4.1 Pre-trattamento della matrice in ingresso

La scelta delle operazioni da eseguire, la loro sequenza ed il tipo di apparecchiature da utilizzare viene effettuata in relazione a:

1. natura e caratteristiche del rifiuto in ingresso all'impianto;
2. tipo di processo di digestione anaerobica adottato;
3. qualità e destino dei materiali in uscita dall'impianto.

Separazione degli inerti e delle plastiche . Lo scopo della separazione degli inerti e delle materie plastiche è quello di rimuovere, dalla massa di rifiuti, le frazioni non biodegradabili e di ridurre il rischio di abrasione e di blocchi o intasamenti durante il processo.

Controllo della pezzatura. Di norma è necessario sottoporre il flusso di rifiuti organici, diretti al reparto di preparazione del substrato, ad una riduzione delle dimensioni, allo scopo di rendere la pezzatura compatibile con il processo e con le apparecchiature utilizzate per la movimentazione della miscela. La granulometria del substrato, infatti, influenza direttamente le rese di processo, in quanto da essa dipende la superficie di contatto tra i microrganismi ed il materiale da digerire. In genere vengono ritenute accettabili dimensioni inferiori a 50 mm per la sostanza organica da alimentare alla sezione di digestione. Il controllo della pezzatura viene effettuato tramite fasi di vagliatura e triturazione eseguite prima delle operazioni di miscelazione del substrato.[24]

Un eccessiva riduzione delle dimensioni del substrato causa un accumulo di VFA, conseguentemente si registra un decremento della produzione di metano e della solubilità nel processo di digestione anaerobica. Ottimizzando la dimensione delle particelle del substrato e la crescita microbiologica aumenta la resa in metano del processo di digestione anaerobica. Tuttavia si deve considerare l'energia richiesta .[25]

Regolazione della temperatura. La miscela da degradare deve essere portata alla temperatura richiesta dal particolare processo utilizzato. La regolazione termica può essere realizzata all'interno del digestore. Per un miglior processo si preferisce riscaldare la matrice in tramoggia e introdurla in quest'ultima ad una temperatura ambiente. Le richieste energetiche da fornire diminuiscono (durante l'esperimento si è scelto di non sfruttare il riscaldamento in tramoggia anche se le specifiche dell'impianto lo consigliano).

Sistema di caricamento. Il sistema di caricamento/scaricamento deve essere realizzato in modo tale che, durante le fasi di introduzione e di estrazione del materiale dal digestore, non si verifichi né l'ingresso d'aria nella massa in fermentazione e tanto meno ipotetiche fughe di materia o di biogas dal reattore. Per quanto riguarda la movimentazione della matrice all'interno della tramoggia è tanto più importante quanto maggiore è il contenuto di solidi nella massa in alimentazione e il tempo di residenza in essa.

Sistemi di agitazione per l'omogeneizzazione del substrato. All'interno del reattore il substrato in fase di digestione deve essere opportunamente miscelato, in modo tale da:

1. favorire il contatto tra batteri e substrato;
2. evitare la presenza di zone morte;
3. garantire una distribuzione omogenea della temperatura;
4. ottimizzare il rilascio di biogas;
5. evitare la sedimentazione del fango e la formazione di pellicole superficiali.

La scelta ricade sui miscelatori a bassa velocità in quanto il reattore oggetto di studio non prevede una miscelazione completa della matrice al suo interno.

Controllo dello stato di acidificazione del substrato all'interno della tramoggia. Sono state eseguite diverse prove quando il substrato risiedeva in tramoggia per più di 48 ore circa. Le analisi non hanno riscontrato grosse variazioni di pH. A titolo di esempio si riporta la seguente prova valida per lo stesso mix:

pH: 3,65 (data 13/04/12)
pH: 3,87 (data 18/04/12)

4.4.2 Controllo del processo di digestione anaerobica

Richiamando brevemente il processo di digestione anaerobica, esso si svolge attraverso una catena metabolica che partendo da composti carboniosi complessi conduce alla produzione di acidi grassi volatili poi ridotti a metano nella fase metanigena. Quest'ultima è la reazione più lenta e condiziona l'intera velocità di processo. Si parla di condizioni metanigene stabili quando si mantiene l'equilibrio tra le quantità di acido acetico prodotto nella fase acidogena e la quantità metabolizzata a metano.
Diversamente l'accumulo di acido acetico non ancora metabolizzato a metano determina un rallentamento del processo, tossicità per i batteri metanigeni, acidificazione del mezzo e in certe condizioni anche il blocco del digestore e della produzione di biogas.

Periodicamente sono stati effettuati test nelle varie sezioni di trattamento per il rilevamento della temperatura, pH, alcalinità, percentuale di materiale volatile, composizione e quantità di gas, al fine di stabilire le esatte condizioni ambientali del processo.
I principali parametri di processo considerati sono :

4.4.2.1 Rapporto AGV/alcalinità totale

Esprime il rapporto tra materiale già digerito e materiale fresco in via di degradazione. Valori intorno a 0,3 indicano un operatività stabile del digestore, mentre valori superiori possono indicare l'accumulo di AGV e l'insorgere di problemi di stabilità. Il rapporto tra acidi organici volatili e la capacità tampone alcalina indica il rischio di acidificazione in un impianto di biogas. Determinandolo si ha un ulteriore conoscenza dell'andamento del processo. Un eventuale interruzione è estremamente onerosa perché per rendere nuovamente operativo l'impianto bisogna far trascorrere un determinato tempo e conseguentemente un onere economico. Sostanzialmente possiamo definirlo come un indice diagnostico di condizioni di instabilità.

Gli acidi grassi volatili (AVG). Espressi come concentrazione di acido acetico nel volume di materiale (mg/L), dipendono dalle quantità e qualità del materiale caricato nel digestore e dall'equilibrio tra batteri acidogeni e batteri metanigeni. Incrementi repentini di concentrazione indicano che il processo volge verso la fase acidogena piuttosto che metanogenica.

L'alcalinità. Rappresenta la capacità del sistema di accettare protoni ed è espressa come concentrazione di carbonato di calcio. È determinata dalla coesistenza di ammoniaca, originata dalla degradazione proteica e bicarbonato, derivato dalla dissoluzione dell'anidride carbonica nel mezzo, che formano un sistema in grado di tamponare l'abbassamento del pH dovuto all'accumulo degli acidi grassi volatili. Talvolta può capitare che in occasione di un aumento del carico organico le aumentate capacità idrolitiche e acidificanti del sistema determinino uno sbilanciamento della popolazione batterica a favore della componente acidogenica, e quindi a sfavore della componente

metanigena. Si avrà quindi una fase transitoria in cui si osserverà un incremento di concentrazione degli acidi grassi volatili. La procedura più semplice utilizzata in caso di eccessivo squilibrio consiste nel praticare delle immissioni di calce all'interno del digestore, cosi da ottenere un aumento del pH.

Per il controllo del processo ci si è affidati ad una tecnica, denominata FOS/TAC, messa a punto da esperti nel settore. La sua misura permette di individuare in breve tempo i fattori che interferiscono con il processo e che possono portare allo sbilanciamento della biologia del digestore e prendere quindi immediate contromisure.[26]

L'acronimo FOS sta per 'Fluchtige Organische Sauren' (Acidi grassi volatili) misurato in mgHAceq/l, quindi dimensionalmente è un volume. Calcolato come il prodotto tra il volume aggiunto di H_2SO_4 dall'inizio della titolazione fino a pH 5 e 250. Mentre TAC sta per 'totales Anorganisches Carbonat' (Capacità di tamponamento alcalina) espressa in mg $CaCO_3$/l. Scaturisce dalla seguente formula:

$$(Volume\ aggiunto\ di\ Acido\ Solforico\ da\ pH\ 5\ a\ pH\ 4.4 * 1.66 - 0.15) * 500$$

Di seguito si elencano nella tabella 25 le azioni da intraprendere in funzione del rapporto ottenuto:

Rapporto FOS/TAC	Indicazioni	Azione da intraprendere
> 0,6	Carico organico eccessivo	Interrompere l'aggiunta
0,5-0,6	Carico organico alto	Ridurre l'apporto di biomassa
0,4-0,5	L'impianto è al limite	Monitorare più attentamente l'impianto
0,3-0,4	Condizioni ideali di biogas	Mantenere costante la biomassa
0,2-0,3	Carico organico insufficiente	Incrementare gradualmente la biomassa
< 0,2	Carico organico estremamente basso	Incrementare rapidamente la biomassa

Tab 25 - Rapporti FOS/TAC

L'andamento del FOS/TAC durante la fase di avviamento dell'impianto è rappresentato nella figura 10. Per le analisi sono stati prelevati i campioni dalla testa del reattore con una frequenza di 24 ore.

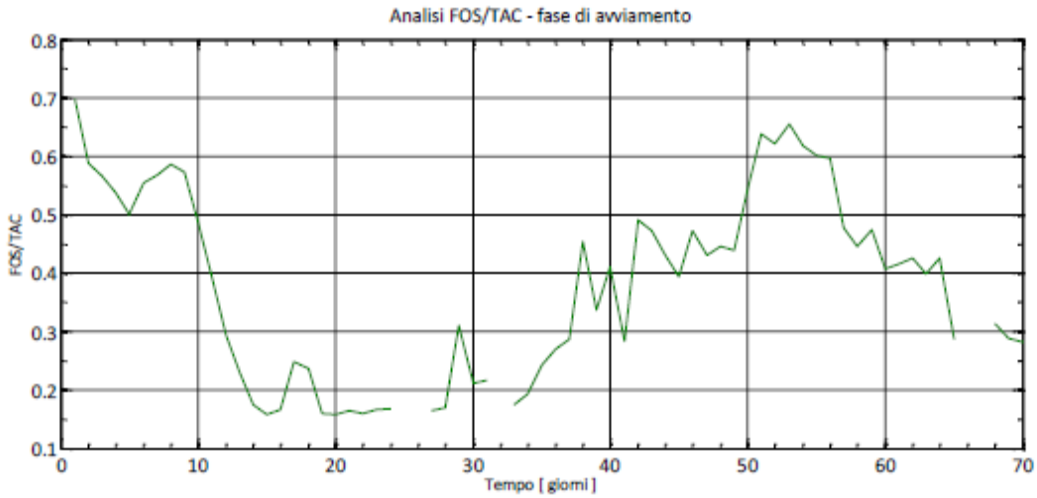


Fig 10 - Andamento FOS/TAC

Dalla figura 10 si nota che il rapporto FOS/TAC non è soggetto a forti variazioni considerando un breve intervallo temporale ma è funzione della cinetica dell'intero processo. Anche le azioni correttive effettuate per spostarsi da una condizione critica ad una ottimale non sono efficaci nell'immediato.

Dal 26 marzo 2012 al 14 maggio 2012 sono stati analizzati anche i campioni prelevati a valle del reattore (fig 11)

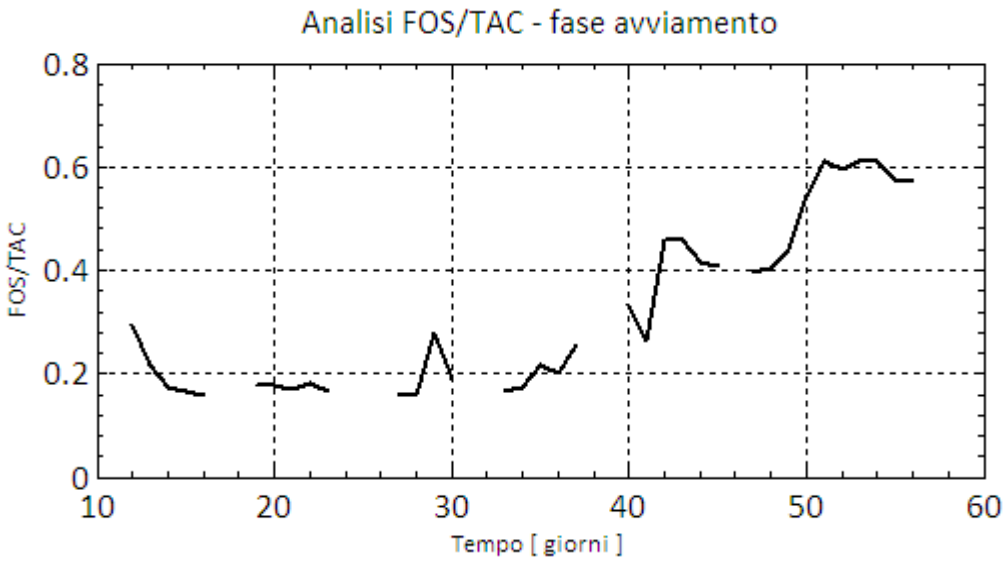


Fig 11 - Andamento FOS/TAC out

L'andamento del grafico è il medesimo mentre i valori sono leggermente più bassi.

4.4.2.2 pH

Il valore del pH all'interno del digestore(fig 12) è un indice che da un'ulteriore informazione sulla stabilità del processo considerato. Il range ottimale è compreso tra 6,5 e 8. Dipende da:

- concentrazione di acidi grassi volatili;
- concentrazione dell'ammoniaca;
- alcalinità;
- presenza della CO_2 nel mezzo liquido.

Valori di pH più acidi dell'intervallo ottimale indicano senza dubbio un accumulo di acidi grassi volatili, causato generalmente da sovralimentazione del reattore, che a sua volta causa inibizione dell'attività batterica. Valori più basici sono invece indice di un accumulo di ammoniaca, sostanza che se presente in concentrazioni superiori ai 3000 mg/l inibisce sia i batteri acidogeni che i metanigeni. Allo stesso tempo si verifica una eccessiva produzione di idrogeno (H_2) e acido solfidrico (H_2S).

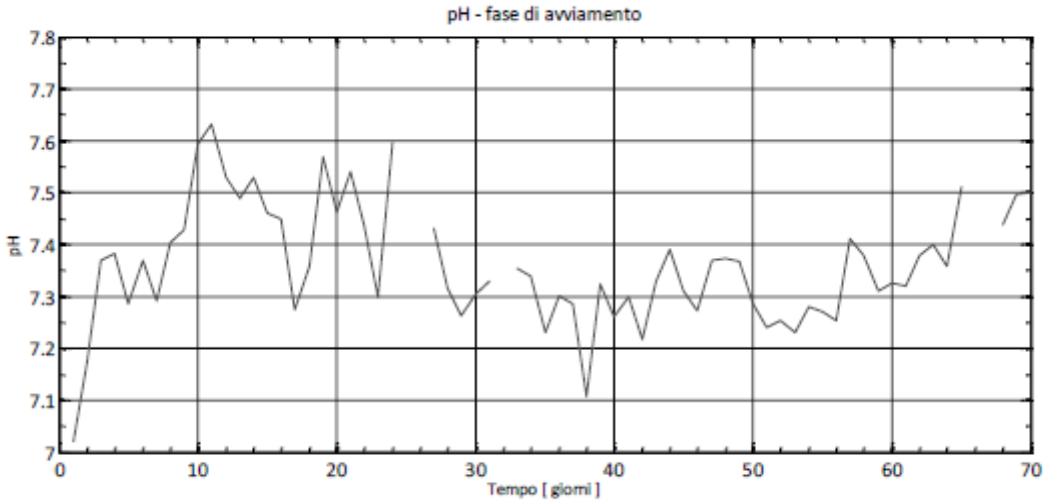


fig 12 - Andamento pH

Dove :

- pH massimo: 7,631;
- pH medio: 7,384;
- pH minimo: 7,02.

Avendo tenuto sotto controllo le variazioni brusche del suo valore e applicando le azioni correttive utili al loro contenimento si è riusciti a far ricadere tutti i valori entro il range ottimale.

4.4.2.3 Monitoraggio della composizione del biogas

La produzione e la composizione del gas (figure 14, 15, 16, 16 e 18) espressa almeno in termini di concentrazione di metano e biossido di carbonio, risultano costanti se il reattore sta operando stabilmente.

Generalmente si possono osservare tre diverse situazioni:

- Una bassa concentrazione di vapori prodotti da fermentazione acida (VFA), associata ad una consistente produzione di biogas in cui la percentuale di CO_2 si attesti tra il 25-33% del campione, indica che il processo sta avvenendo stabilmente e si ha una buona capacità di trasferimento dai batteri acidificanti a quelli metanigeni.

- Concentrazioni crescenti nel tempo di VFA, insieme ad una produzione di biogas in cui la presenza di CO_2 tende ad aumentare col tempo fino a raggiungere valori pari a ⅔ della produzione, indicano che i batteri acidificanti stanno fortemente prevalendo sulla popolazione metanigena, creando un forte accumulo di VFA all'interno del digestore.

- Un aumento della concentrazione di VFA unita ad un'emissione di biogas progressivamente decrescente può essere indice di problemi relativi o all'inibizione di alcune reazioni o all'aumento della tossicità dell'ambiente in cui avviene la digestione.

Per il campionamento del biogas si è utilizzato uno strumento portatile, Geotech GA 2000 PLUS (fig 13) avente le seguenti specifiche tecniche (tab 26).

Fig 13 - Strumento Geotech GA2000 PLUS

Gases measured[1]	Range	Typical accuracy				Response time
		0-5 % vol	5-15 % vol	15%-FS	FS	≤ 20 seconds
CH_4	0-100 %	±0.5 % (vol)	±1.0 % (vol)	±3.0 % (vol)	70%	≤ 20 seconds
CO_2	0-100 %	±0.5 % (vol)	±1.0 % (vol)	±3.0 % (vol)	60%	≤ 20 seconds
O_2	0-25 %	±1.0 % (vol)	±1.0 % (vol)	±1.0 % (vol)	25%	≤ 20 seconds
NH_3[2]	0-500 ppm					≤ 60 seconds
H_2S	0-500 ppm					≤ 60 seconds

Tab 26 - Specifiche tecniche Geotech GA2000 PLUS

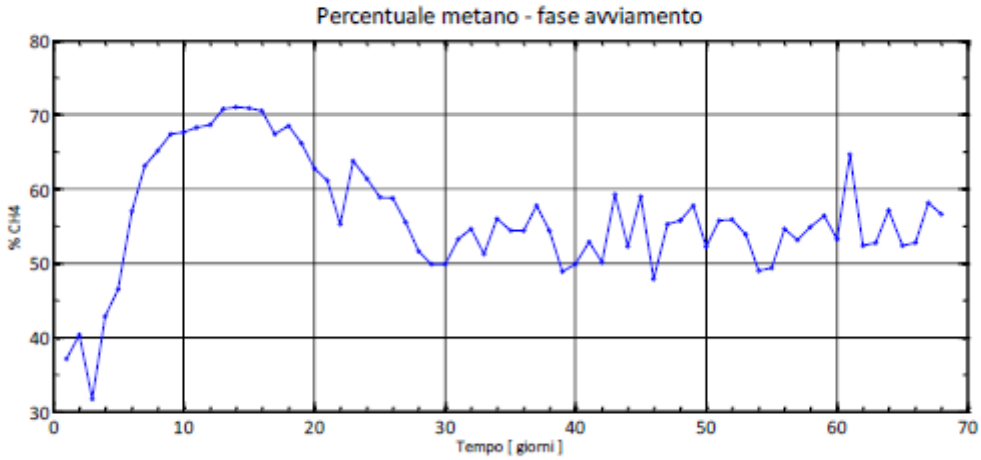


Fig 14 - Andamento del metano

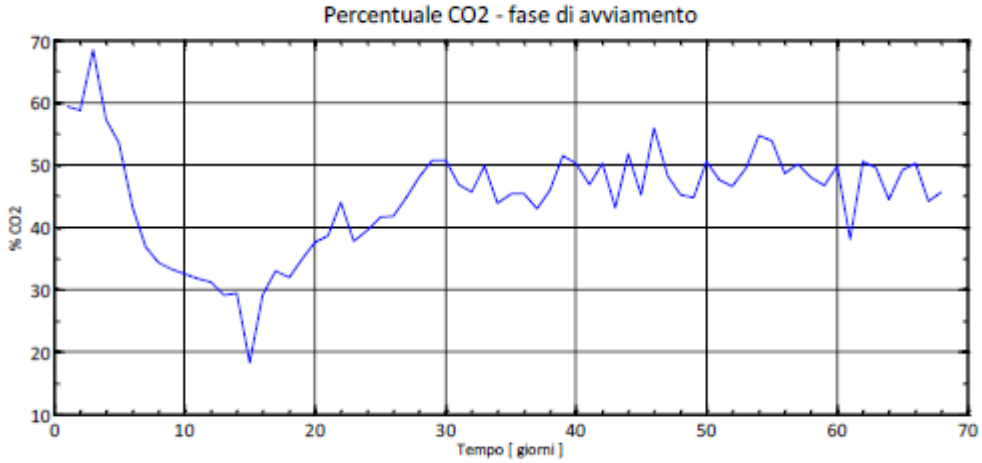


Fig 15 - Andamento della anidride carbonica

.(1) Non si riportano le specifiche relative alla CO.

(2) Non essendo indicata nelle specifiche tecniche si considerano le stesse dell' H2S come da misura.

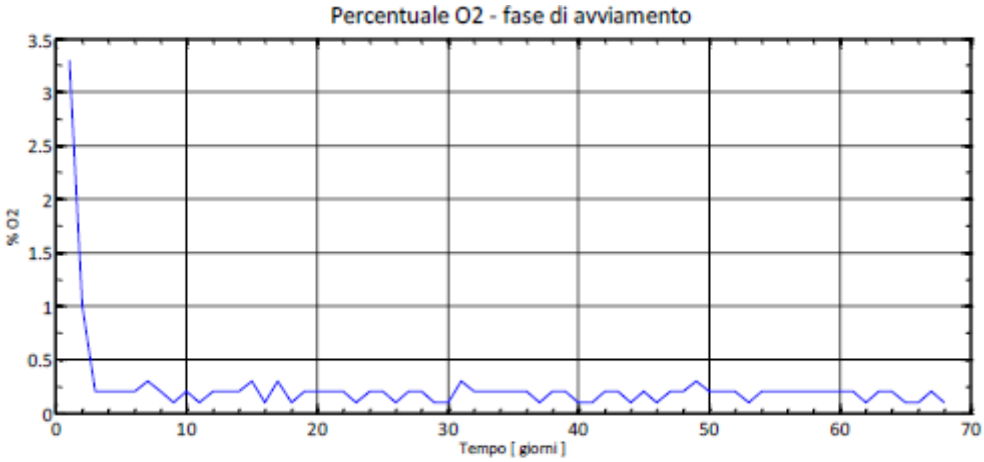


Fig 16 - Presenza dell'ossigeno

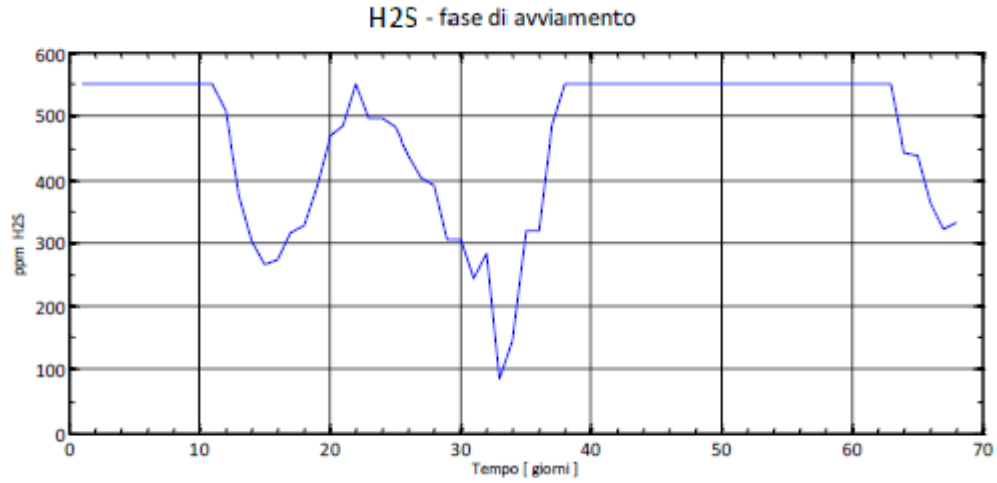


Fig 17 - Andamento dell'acido solfidrico (ppm)

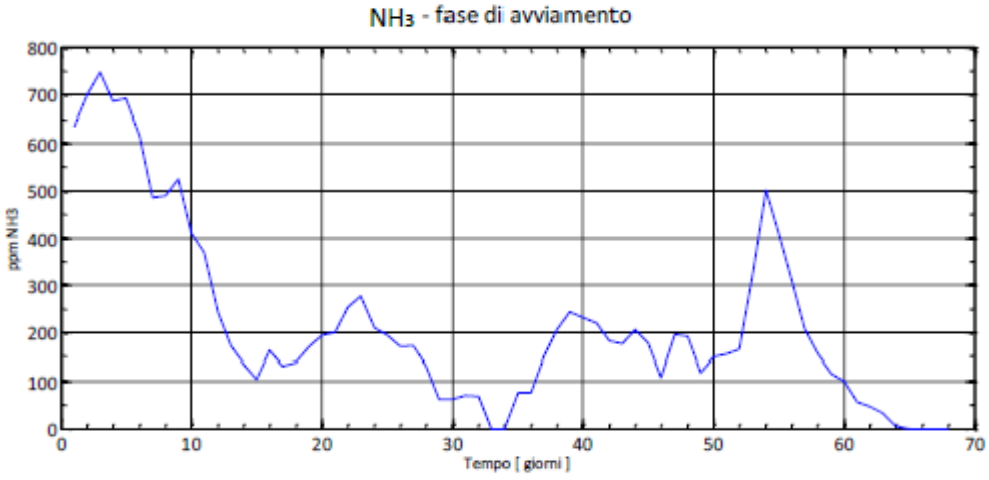


Fig 18 - Andamento dell'ammoniaca (ppm)

L'ammoniaca si produce durante la degradazione delle proteine. Se è elevata può inibire i batteri sia acidogeni che metanigeni. Indicativamente la sua pericolosità ci viene indicata dai seguenti intervalli di concentrazione:

- 200-1500 mg/L, mai tossica
- 1500-3000 mg/L, inibente se il pH è sotto 7,4
- 3000 mg/L, sempre inibente

È importante per compensare l'accumulo degli acidi grassi volatili.

4.4.2.5 Umidità della matrice

La velocità con cui le colonie batteriche si sviluppano e degradano la sostanza organica è fortemente influenzata dalle dimensioni e dal tenore di umidità del materiale avviato alla digestione. Affinché si consegua un'azione ottimale da parte dei microorganismi possono essere effettuati dei trattamenti preliminari a secco e ad umido sul rifiuto, allo scopo di triturarlo e sfibrarlo il più possibile. Contemporaneamente si procede alla costante alimentazione di acqua per tenere il giusto livello di umidità. Con l'aumento del grado di umidità infatti si ha una maggiore dilatazione dei pori del materiale, con conseguente maggior possibilità di colonizzazione batterica dovuta all'aumento della superficie attaccabile. Allo stesso tempo la sua presenza è controproducente in termini di conversioni energetiche.

4.4.2.6 Temperatura

Si deduce quindi che anche piccole variazioni della temperatura di 2-3 °C, specialmente se si verificano in prossimità dei limiti dell'intervallo operativo, possono influire sulle prestazioni generali del processo. Dunque è necessario controllare con particolare accuratezza il funzionamento dei sistemi di riscaldamento. Come descritto nel capitolo 3 questa informazione viene rilevata dalle sonde di temperatura.

4.4.2.7 Monitoraggio della produttività

Il PLC dell'impianto registra, mediante conteggio ad impulsi, la produzione oraria (fig 19) e la produzione specifica (fig 20).

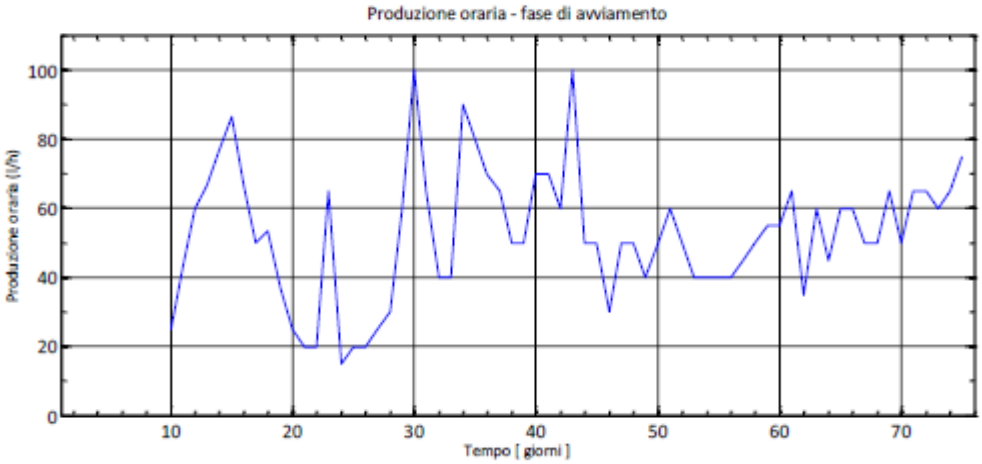


Fig 19 - Produzione orario (l/h)

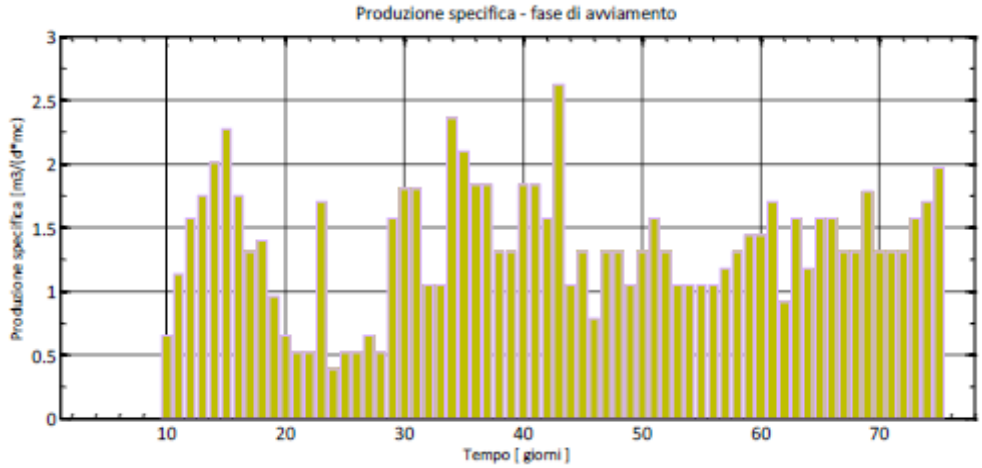


Fig 20 - Produzione specifica [m^3 /(m^3digestore*d)]

Più importante è considerare i dati registrati dal contatore (fig 21). Le misure sono state effettuate quotidianamente in un orario compreso tra le 09:00 e le 09:30 affinché si possa disporre di un dato certo sulla produzione di biogas nelle 24 ore.

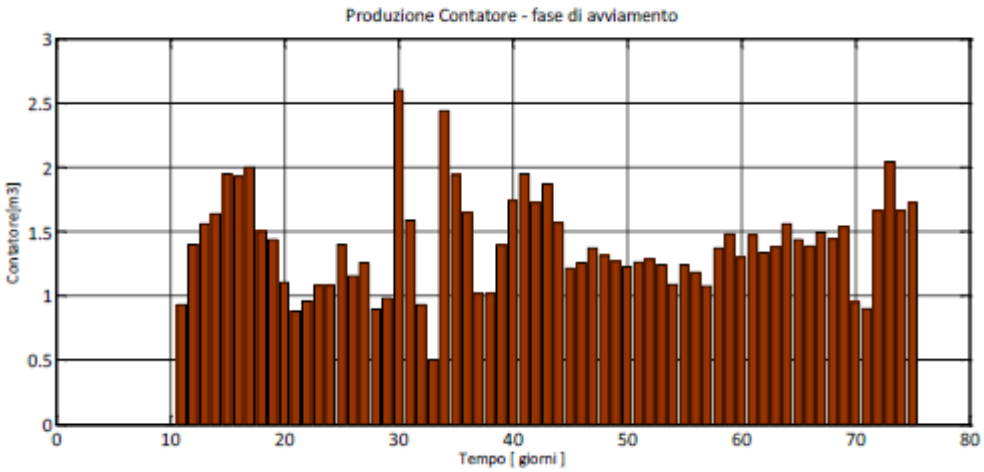


Fig 21 - Contatore (m^3)

Considerazioni

Possiamo suddividere il grafico in due parti in funzione dei valori ottenuti. Si nota una produzione fortemente altalenante dal giorno 10 al giorno 40. Successivamente i valori sono pressoché costanti eccetto un calo subito il 70esimo giorno. Una prima motivazione, derivante dall'analisi in sé, è l'orario di registrazione dei dati.

4.5 Conclusioni della fase di avviamento

La durata della fase di avviamento dell'impianto pilota di digestione anaerobica è funzione oltre che di alcuni parametri rappresentativi della matrice utilizzata anche dei problemi che si sono verificati.

La tipologia del digestato inoculato ha senz'altro contribuito all'aumento della frequenza delle manutenzioni da applicare agli elementi che costituiscono l'impianto. Allo stesso tempo è stato determinante per l'elevata produzione di acido solfidrico e di ammoniaca contenuta nel biogas prodotto. Infatti dalle analisi svolte per la caratterizzazione chimica dell'inoculo, mediante l'analizzatore CHN-S, è emerso il suo alto contenuto di zolfo e azoto.

La matrice scelta, classificata come frutti e vegetali invenduti dal mercato ortofrutticolo, è caratterizzata da valori di S,H,N decisamente inferiori rispetto al digestato inoculato. Non ha comportato nessun particolare trattamento durante le fasi di triturazione, carico o scarico del materiale dal reattore. L'unico problema è rappresentato dalla variabilità della sua composizione, in quanto determinava delle marcate differenze anche in termini di solidi volatili. Quest'ultimi sono necessari per la produzione di biogas ma allo stesso tempo, una scarsa conoscenza dei loro valori nella matrice processata, porta ad aumenti o diminuzioni, anche consistenti, del carico organico presente all'interno del reattore.

Le condizioni di sovraccarico o sottocarico contribuiscono pesantemente all'inibizione della flora microbica presente. Nell'esperimento si sono verificate numerose condizioni anomale e conseguentemente si ha l'andamento del FOS/TAC altalenante per tutto il periodo considerato. Data la lentezza delle cinetiche di reazione all'interno del reattore, le variazioni del rapporto tra acidi grassi volatili e alcalinità totale sono molto contenute tra un giorno e l'altro. Le diverse azioni correttrici sono state attuate gradatamente affinché si potessero notare i benefici che esse erano in grado di apportare.

La percentuale di metano, valore medio stimato pari al 54%, è stata soddisfacente. È più corretto attribuire come potenziale metanigeno, della matrice processata e definita per semplicità " mix frutta " , quello determinato durante la fase uno in quanto il digestato inoculato si è totalmente estinto.

Si precisa nuovamente che la composizione del biogas è stata rilevata da uno strumento portatile che presenta il fuori scala impostato a 550 ppm. Quindi il quantitativo reale di H_2S, presente nel biogas, non è noto ma è sufficientemente elevato per poterlo definire dannoso per le successive applicazioni. La causa è imputabile principalmente al digestato e ciò viene ulteriormente dimostrato dall'andamento dell' acido solfidrico nella fase uno. La matrice che ha determinato incrementi del suo valore presenta elevate percentuali di vegetali, come lattuga, broccoli, insalata iceberg. Quindi nella prima metà del mese di aprile, dopo 30 giorni di avviamento, la scelta di processare maggiormente matrici di questo tipo si è rivelata controproducente in termini di H_2S prodotto. È altrettanto vero che un minor carico di agrumi a fronte di un elevato carico di vegetali, ossia di matrici basso acide, ha tenuto il valore di pH entro il range desiderato.

Al termine della fase, durata stimata di 70 giorni, la produttività, registrata dal PLC, è stata di 100910 litri pari a 100,9 m^3. È utile considerare che di tutto la matrice triturata, pari a 1557,75 kg solo il 7,75% si è gassificato.

La frazione mancante, pari a 1438 Kg circa, è costituita, quasi esclusivamente, dal digestato. Un'altra perdita è rappresentata dai numerosi campionamenti ritenuti necessari sia per la caratterizzazione della biomassa con il CHN-S, TGA e calorimetro e sia per la gestione del processo di digestione anaerobica come il FOS/TAC.

In definitiva si può affermare che la scelta della tipologia del digestato inoculato e della matrice processata hanno richiesto un controllo quotidiano e severo di tutti i parametri elencati nel capitolo 4. Grazie a questo, tutte le criticità che si sono manifestate durante tutto il periodo di avviamento non si sono evolute ma bensì eliminate o attenuate nel breve periodo.

Capitolo 5: FASE UNO

Al termine della fase di avviamento si conduce una prima fase (durata pari a 30 giorni) di digestione anaerobica in condizioni di mesofilia; per semplicità è stata denominata 'fase uno'. La matrice è la stessa della fase precedente a differenza del fatto che tutto il digestato inizialmente inoculato per la formazione dei batteri si è estinto.

Come illustrato nei precedenti capitoli, il digestato iniziale era caratterizzato da elevati valori di zolfo e azoto. La presenza di questi elementi si ripercuoteva negativamente sulla composizione del biogas finale.

5.1 Caratterizzazione della matrice

Di seguito si riportano le composizioni dei mix introdotti in tramoggia. Il totale triturato è pari a 672,15 Kg.

Ventinovesima : 25-05-2012

Composizione	Kg	%
Mix 1		
Patata	11,2	54,36
Cipolla	5	24,27
Cetriolo	4,4	21,36
Totale	20,6	

Composizione	Kg	%
Mix 2		
Patata	42,3	37,99
Zucchina	33,7	30,27
Cetriolo	14,6	13,1
Cipolla	9,9	8,89
Arancia	3,63	3,25
Sedano	2,3	2
Mela	1,9	1,8
Melanzana	1,7	1,5
Cavolo	1,3	1,1
Totale	11,36	

Trentesima : 29-05-2012

Composizione	Kg	%
Pomodoro	50,83	58,05
Zucchina	20,23	23,09
Mela	10,94	12,49
Mela/melan/verd	5,55	6,3
Totale	87,75	

Trentunesima : 31-05-2012

Composizione	Kg	%
Albicocche	97,15	100
Totale	97,15	

Trentatreesima : 07-06-2012

Composizione	Kg	%
Melone	133,61	100
Totale	133,61	

Trentaquattresima : 12-06-2012

Composizione	Kg	%
Zucchina	198,14	100
Totale	198,14	

Trentacinquesima : 19-06-2012

Composizione	Kg	%
Mix 1		
Albicocca	6,09	50,85
Melanzana	5,89	49,15
Totale	11,98	

Composizione	Kg	%
Mix 2		
Melanzana	6,28	50,42
Basilico	3,10	24,87
Radicchio	3,08	24,71
Totale	12,46	

Composizione	Kg	%
Mix 3		
Melanzana	11,33	72,82
Radicchio + fagiol	3,62	24,18
Totale	14,95	

Trentaduesima : 06-06-2012

Composizione	Kg	%
Mix 1		
Melanzana	42,3	37,99
Meloni	5,16	33
Iceberg	33,7	30,27
Peperone	14,6	13,1
Totale	15,63	

Composizione	Kg	%
Mix 2		
Melone	5,07	33,8
Ravanello	3,99	26,7
Iceberg	3,66	24,61
Pere	2,16	14,54
Totale	14,89	

Composizione	Kg	%
Mix 3		
Melanzana	5,59	38,6
Melone	5,16	35,3
Cavolo	3,87	26,46
Totale	14,63	

Composizione	Kg	%
Mix 4		
Melanzana	20,91	53,8
Iceberg	7,25	18,68
Ravanello	6,06	15,61
Peperone	4,59	11,82
Totale	38,81	

I mix sono molto diversi rispetto alla fase di avviamento. Si riscontrano ingenti forniture di frutta (come meloni e albicocche). Questo ha comportato:

- una migliore composizione del biogas in uscita dati i bassi tenori di zolfo e azoto che la costituiscono;
- un carico organico eccessivo dovuto all'elevata percentuale dei solidi volatili.

5.2 Caratteristiche chimiche del substrato

5.2.1 Analisi TGA

Mediante l'analizzatore gravimetrico si conoscono le caratteristiche chimiche dei campioni prelevati dalle diverse miscele al termine della fase di triturazione e prima dell'introduzione in tramoggia (tabelle 27 e 28).

Campione	Umidità %	Sostanza Secca %	Ceneri % SSS	Ceneri % tq
Mix Frutta 25/05/2012	87,40	12,60	4,88	0,62
Mix 1 Frutta 29/05/2012	95,56	4,44	6,75	0,30
Mix 2 Frutta 29/05/2012	95,16	4,84	9,12	0,44
Mix 3 Frutta 29/05/2012	94,21	5,79	7,41	0,43
Mix Frutta 31/05/2012	86,50	13,50	4,32	0,58
Mix 1 Frutta 06/06/2012	93,25	6,75	6,88	0,46
Mix 2 Frutta 06/06/2012	91,31	8,69	11,14	0,97
Mix 3 Frutta 06/06/2012	89,73	10,27	6,17	0,63
Mix 1 Frutta 07/06/2012	86,75	13,25	7,19	0,95
Mix 1 Frutta 12/06/2012	94,80	5,20	7,57	0,39
Mix 1 Frutta 19/06/2012	92,14	7,86	5,06	0,40
Mix 2 Frutta 19/06/2012	92,03	7,97	9,56	0,76
Mix 3 Frutta 19/06/2012	93,89	6,11	6,39	0,39

Tab 27 – caratteristiche chimiche TGA (umidità, sostanza secca, ceneri)

Campione	Sostanze Volatili %SSS	Sostanze Volatili %tq	Carbonio Fisso
Mix Frutta 25/05/2012	84,48	10,64	1,34
Mix 1 Frutta 29/05/2012	90,45	4,02	0,12
Mix 2 Frutta 29/05/2012	87,59	4,24	0,16
Mix 3 Frutta 29/05/2012	88,89	5,14	0,22
Mix Frutta 31/05/2012	78,80	10,64	2,28
Mix 1 Frutta 06/06/2012	85,44	5,77	0,52
Mix 2 Frutta 06/06/2012	85,55	7,43	0,29
Mix 3 Frutta 06/06/2012	80,60	8,28	1,36
Mix 1 Frutta 07/06/2012	81,32	10,77	1,53
Mix 1 Frutta 12/06/2012	88,97	4,63	0,18
Mix 1 Frutta 19/06/2012	87,62	6,89	0,57
Mix 2 Frutta 19/06/2012	82,03	6,54	0,67
Mix 3 Frutta 19/06/2012	87,18	5,33	0,40

Tab 28 – caratteristiche chimiche TGA (sostanza volatili e carbonio fisso)

5.3 Parametri di gestione del processo

Sono validi tutti i pre-trattamenti della matrice in fase di triturazione descritti nel capitolo 4 paragrafo 4.

5.3.1 Rapporto AGV/alcalinità totale

I valori del FOS/TAC sono rappresentati in figura 22.

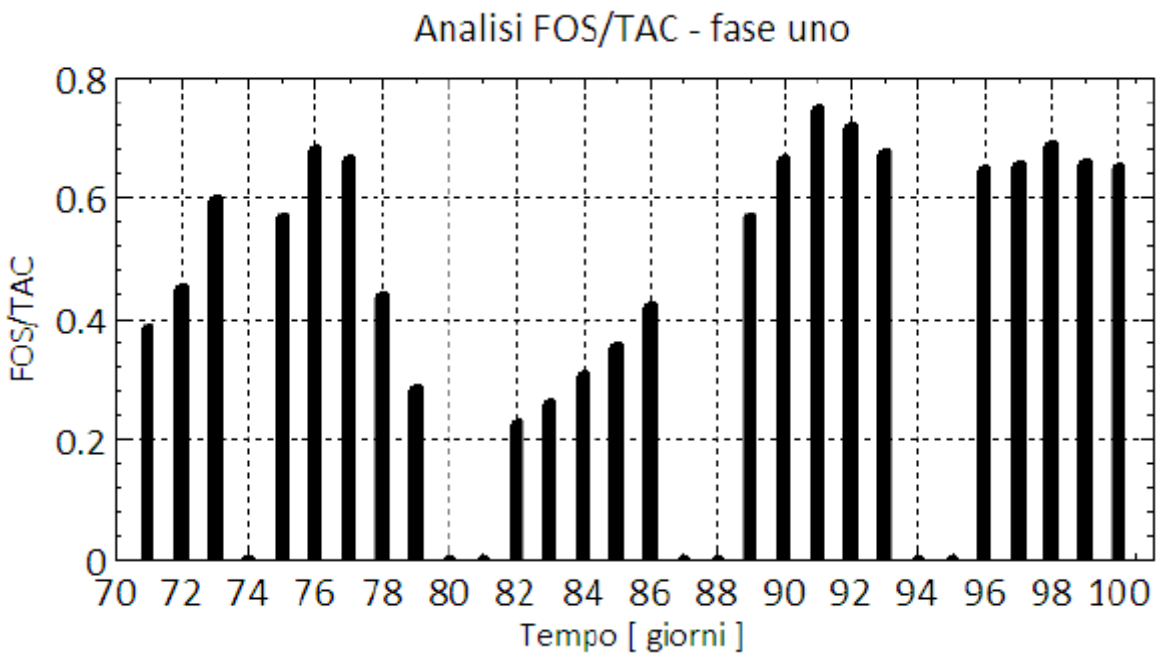


Fig 22 – Analisi FOS/TAC - fase uno

Le matrici con elevata percentuale in solidi volatili introdotte dopo il giorno 86 nel reattore hanno causato un aumento, sempre più crescente, del carico organico.

5.3.2 pH

I valori di pH più rappresentativi sono:

- pH medio pari a 7,45;
- pH massimo pari a 7,70;
- pH minimo pari a 7,24.

Come per la fase di avviamento, i valori ricadono tutti nel range ottimale.

5.3.3 Monitoraggio della composizione di biogas

Lo strumento adottato per la misura è lo stesso della fase di avviamento e descritto nel capitolo 4 paragrafo 4.

Gli andamenti dei gas costituenti il biogas sono rappresentati nelle figure 23, 24, 25, 26 e 27.

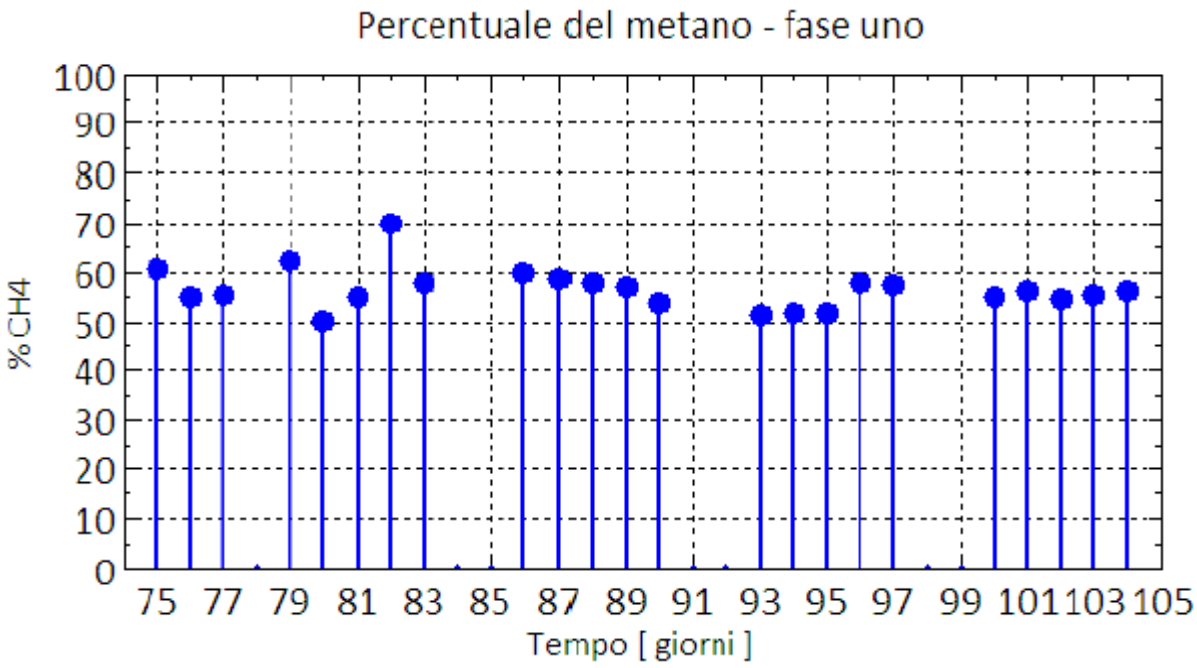


Fig 23 – Andamento del metano - fase uno

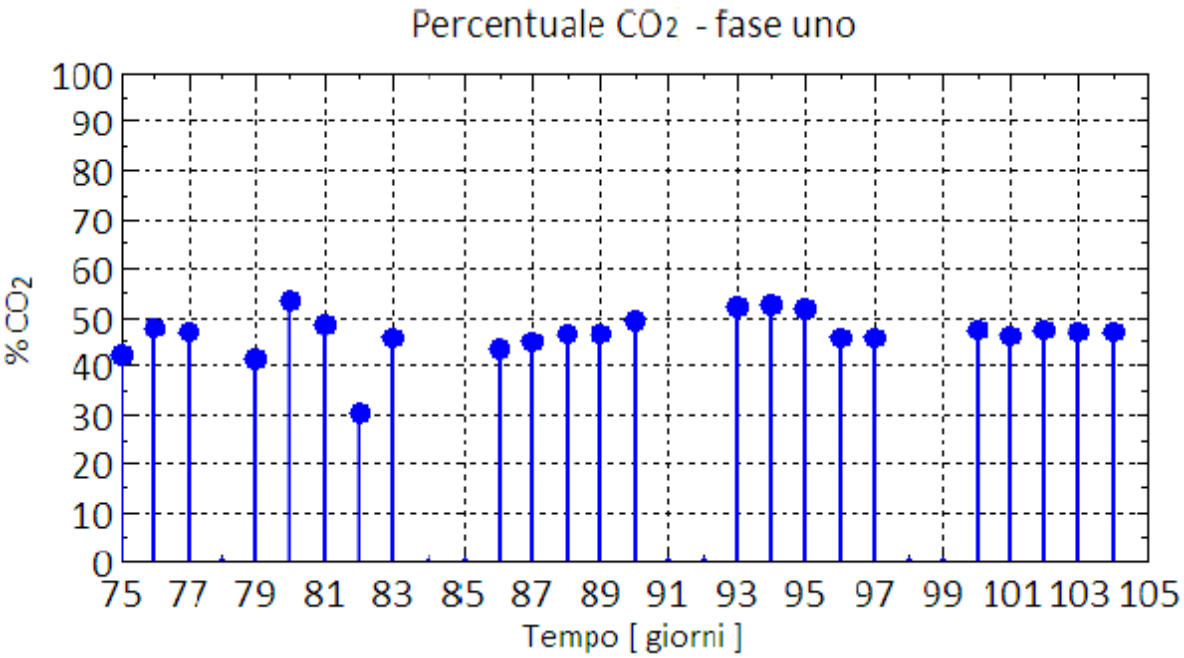


Fig 24 – Andamento dell'anidride carbonica (%) - fase uno

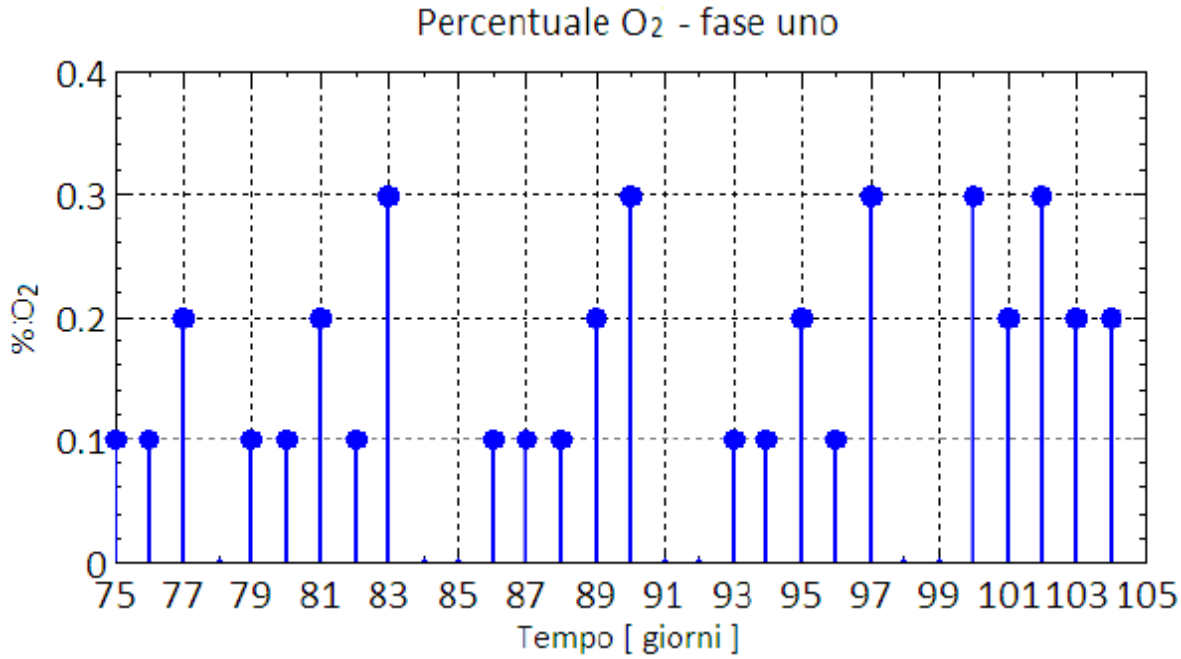


Fig 25 – Andamento dell'ossigeno (%)- fase uno

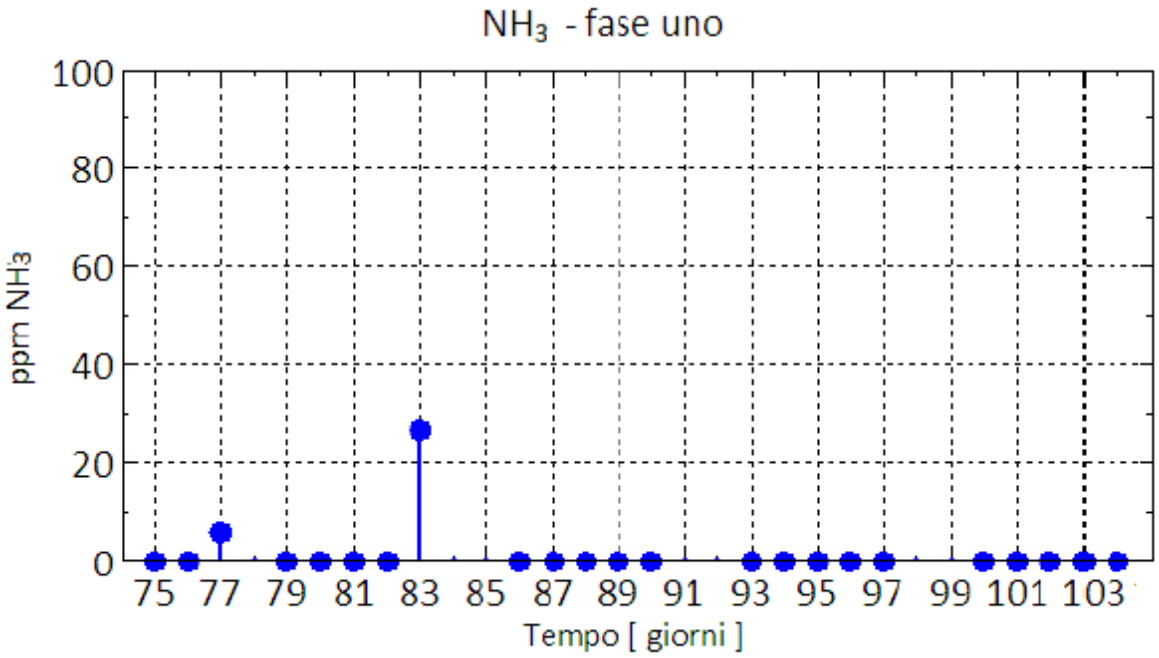


Fig 26 – Andamento dell'ammoniaca (ppm) - fase uno

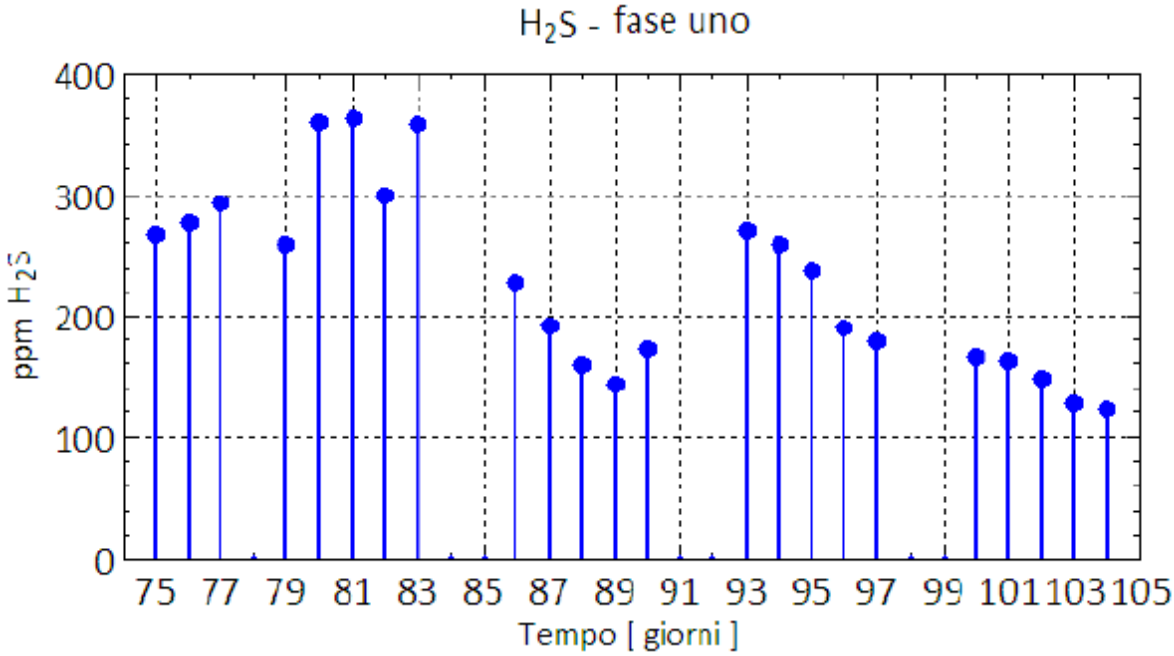


Fig 27 – Andamento dell'acido solfidrico (ppm) - fase uno

5.3.4 Monitoraggio della produttività

Il contatore ha registrato i seguenti dati (fig 28) e prelevati dall'operatore con un intervallo di 24 ore.

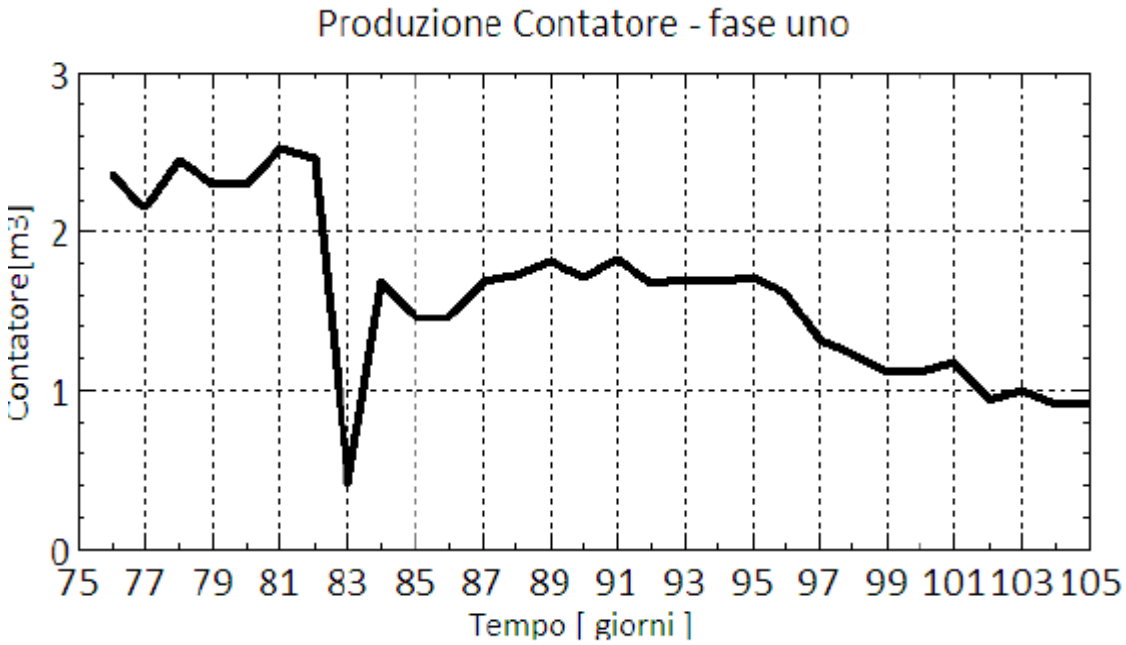


Fig 28 – Contatore (m^3) - fase uno

La produzione di biogas subisce una riduzione drastica il giorno 83. Questo calo è dovuto al blocco della procedura durante la fase di manutenzione della pompa di carico. Nella parte finale del grafico, la diminuzione del volume prodotto dipende dalla riduzione drastica del carico giornaliero introdotto, indispensabile per contrastare l'aumento sempre più crescente del valore del FOS/TAC.

5.4 Conclusione della fase uno

L'estinzione del digestato inoculato, necessario nella fase di avviamento, ha comportato molteplici benefici ben visibili in tutti i grafici relativi alla composizione del biogas, alla produttività e al FOS/TAC.

Infatti, le matrici introdotte erano costituite prevalentemente da frutti e dalle analisi svolte sulla caratterizzazione chimica di esse ne è emerso il loro basso contenuto in zolfo e azoto. Conseguentemente a questi bassi valori, la composizione del biogas in uscita risulta notevolmente migliorata. Vedendo il presente risultato sotto un ottica puramente economica si può notare ancor di più il miglioramento. Infatti i sistemi di purificazione da impiegare prima della conversione energetica richiedono minori investimenti iniziali e minori costi d'esercizio.

Il carbonio, con un valore medio intorno al 46%, è pressoché simile a quello contenuto nei vegetali e nel digestato inoculato. Quindi non ha comportato grossi miglioramenti. È altrettanto vero che la percentuale di metano è aumentata di 3 punti percentuali portandosi al 57% circa. Di conseguenza il potenziale energetico messo a disposizione dal biogas aumenta.

La variabilità della composizione dei " mix frutta " processati è stata dannosa per il corretto svolgimento del processo. La motivazione è stata prevalentemente attribuita alla percentuale dei solidi volatili presenti in alcune matrici in quanto si differenziava notevolmente, anche del triplo, rispetto alle precedenti. È stato necessario modificare tempestivamente il piano di alimentazione affinché il carico organico non inibisse la flora microbica presente all'interno del reattore. Nonostante l'intervento sia stato tempestivo, il valore del FOS/TAC è stato abbondantemente fuori dal range considerato ottimale.

Conseguentemente a questo e come visibile dal grafico, negli ultimi sette giorni è avvenuto un calo della produttività, passando da un valore medio di 2 m^3/giorno a circa 0,9 m^3/giorno. Un'altra motivazione che ha portato ad un calo drastico della produttività, conteggiata dal contatore nei primi giorni della fase uno, è riconducibile ad un intervento di manutenzione necessario alla pompa di carico. Infatti l'alimentazione al reattore è stata bloccata per 12 ore circa. Durante la fase la produttività è stata di 147,7 m^3 circa, a fronte di 672,15 Kg di matrice triturata. In termini percentuali, il materiale gassificato è pari circa al 26,26 % del "mix frutta" triturato. Come per l'altra fase, la quota di materiale mancante si ripartisce, per la maggior parte, in digestato e per una piccola in campionamenti e perdite varie. Confrontandolo con il rapporto ottenuto durante la fase di avviamento si ha avuto un notevole incremento del volume di biogas prodotto.

La procedura di carico e scarico della matrice è stata impostata diversamente rispetto alla fase di avviamento. Questo perché il digestato inoculato era un materiale molto denso e ricco di inerti (come paglie, peli e crusca) mentre la matrice "mix frutta" era molto liquida e presentava valori di umidità massimi del 94% circa. La velocità con la quale fluiva durante le fasi di caricamento e scaricamento causava bruschi cali di pressione portando l'impianto ad una situazione di allarme. Si è risolto cercando di rallentare l'apertura delle valvole che ne regolavano il processo e monitorando costantemente le diverse contropressioni che i livelli di liquido,presenti in alcuni elementi dell'impianto pilota, come il serbatoio, la tramoggia e il reattore, generavano.

Nonostante sia stata introdotta una notevole quantità di frutta non si sono riscontrati valori acidi di pH. Come per la fase di avviamento il suo valore è sempre stato entro il range ottimale. Questo è un indicatore dell'ottimo svolgimento del processo, infatti non si sono creati eccessivi sbilanciamenti verso una fase o piuttosto un'altra.

In breve si conclude affermando che la matrice " mix frutta " presentava elevati valori di carbonio e di solidi volatili. Il basso contenuto di S, H , N rende una miscela gassosa in uscita meno inquinante e in particolare le più semplici operazioni di purificazione da attuare consentono un maggiore risparmio economico. Allo stesso tempo il controllo del processo è stato più accurato rispetto alla fase di avviamento.

Capitolo 6: Conversione energetica del biogas

Il biogas può essere sfruttato per:

1. la combustione diretta in caldaia, per la sola produzione di energia termica;
2. la produzione di biometano (autotrazione o immissione nella rete gas);
3. la produzione combinata di energia termica ed elettrica. Il calore prodotto può essere ulteriormente sfruttato in sistemi ad assorbimento per la produzione di energia frigorifera (trigenerazione).

Tralasciando le prime due categorie di impiego in quanto non sono oggetto di studio di questa tesi si approfondisce la conversione energetica mediante cogenerazione.
I cogeneratori richiedono dei semplici trattamenti di depurazione del biogas, i quali dipendono dalla composizione dell'effluente gassoso. Quelli maggiormente richiesti sono finalizzati alla rimozione dell'umidità e dell'acido solfidrico (H_2S), con lo scopo di evitare fenomeni di corrosione. Altri, invece, abbattono il contenuto dell'anidride carbonica con l'obiettivo di ridurre la portata massica da avviare al processo.

6.1 Depurazione del biogas

Come precedentemente scritto nel capitolo 2, il biogas è una miscela di gas avente le seguenti concentrazioni su gas secco:

- Metano: (55 – 65) %.
- Anidride Carbonica: (35 – 45)%. La sua presenza non è dannosa qualora il biogas venga utilizzato per la produzione di calore e di energia elettrica. Deve essere rimosso dal combustibile per le altre applicazioni quali autotrazione o immissione nella rete del gas naturale.
- Acido Solfidrico: (0,02 – 0,2)%. La produzione di H_2S è imputabile alla riduzione di solfati presenti nel substrato da parte di microrganismi. Si forma per decomposizione batterica di proteine contenenti zolfo. Maggiore è il tenore di zolfo e maggiore sarà il suo valore.
- Vapor d'acqua. Il biogas prodotto è saturo di vapor acqueo. L'acqua proviene dalla matrice in ingresso ed è necessaria per garantire delle buone condizioni di fluidità all'interno dei diversi organi meccanici. Per fare in modo che non si creino condense che potrebbero danneggiare l'impianto di trattamento, si rende spesso necessario un primo abbattimento del contenuto d'acqua per avere un'umidità relativa del biogas inferiore al 60%.
- Idrogeno. È presente in tracce in quanto viene consumato da altre fasi del processo.
- Ammoniaca. Può trovarsi nel biogas in quantità considerevole, specie nella produzione da scarti alimentari, dipendentemente dalla stabilità del processo di fermentazione.
- Ossigeno : tracce. Trattandosi di digestione anaerobica, il processo avviene in assenza di ossigeno. Nel processo reale si riscontra una piccolissima percentuale imputabile al substrato in ingresso. Non è particolarmente dannoso e partecipa a reazioni ossidative consumandosi.

- Azoto molecolare. La sua presenza dipende dalla biomassa introdotta.
- Schiume e particolato solido avente una pezzatura di qualche mm vengono trascinate dalla corrente gassosa.
- Altri elementi, come il cloro, silossani e composti alogenati sono presenti nei flussi di biogas da discarica o di acque reflue. Dato che il flusso gassoso studiato deriva da un processo di digestione anaerobica di scarti agroindustriali non sono stati presi in considerazione.

In conclusione, la presenza dell'anidride carbonica, dell'azoto e dell'acqua provoca l'abbassamento del potere calorifico della miscela, mentre sostanze come l'idrogeno solforato e i composti organici alogenati si comportano da agenti corrosivi, causando sensibili danni agli impianti di utilizzazione. Per eliminare le particelle liquide o solide, trascinate dal biogas, è prevista una filtrazione all'uscita del digestore. Questo semplice sistema permette di proteggere le soffianti e i compressori che verranno utilizzati in una fase successiva.
La scelta del trattamento o dei trattamenti più opportuni dipende sia dalle caratteristiche del biogas che dalle modalità di utilizzo previste.
L'obiettivo è il funzionamento ottimale, una maggior affidabilità, e il rispetto dei limiti di emissione imposti dalla legge.[27]

6.2 Principali trattamenti

6.2.1 Deumidificazione

È necessaria in quanto l'umidità può condensare all'interno delle tubazioni, in seguito a variazioni di temperatura e/o pressione, provocando malfunzionamenti. I sistemi di abbattimento più utilizzati sono i separatori di condensa e gli apparati frigoriferi di condensazione.

6.2.2. Desolforazione

È raccomandabile un abbattimento dell'H_2S al di sotto di 10 ppm. Le modalità sono molteplici e si possono suddividere in base all'intervento eseguito lungo tutta la filiera. Le operazioni di depurazione possono essere applicate durante il pretrattamento del substrato, il processo di digestione, il flusso di gas o nel processo di upgrading. Con il termine *upgrading* del biogas si indica l'insieme di processi utili per portare il gas "grezzo" a condizioni di purezza conformi con le specifiche stabilite per l'uso in autotrazione e ad una pressione sufficiente all'uso in stazioni di rifornimento per veicoli. Per questo motivo non vengono trattati in quanto si prevede un utilizzo del biogas in combustione stazionaria.

6.2.2.1 Interventi nel substrato

Nel nostro caso, questi metodi non possono essere presi in considerazione perché intervenire nel substrato significa impiegare sali di ferro, come cloruro ferroso (FeCl2) o ferrico (FeCl3), aggiunti in forma liquida direttamente nel digestore o nel substrato prima della sua immissione. Si ha quindi la precipitazione di solfuri di ferro e zolfo elementare i quali rimarranno nel digestato.

Prevedendo l'utilizzo del digestato come ammendante o fertilizzante non è pensabile che la presenza di metalli pesanti nel digestato superi certi limiti.

6.2.2.2 Interventi nel processo di digestione anaerobica

Il più noto è la desolforazione biologica. Consiste nell'introduzione di una certa portata d'aria nel digestore, in dosi del 2 ÷ 6%. Bisogna verificare il rispetto del limite di infiammabilità della miscela.

6.2.2.3 Interventi nel flusso gassoso

È possibile classificare i sistemi di abbattimento a seconda che siano ad umido o a secco.
Per i sistemi ad umido, si considerano i lavaggi con soluzioni basiche o con acqua sotto pressione. Brevemente si spiega la tecnica con bioscrubber. Essa consiste in un lavaggio con una soluzione acquosa di soda caustica all'interno di un reattore a due colonne. La temperature ottimale è compresa nel range di 28 ÷ 32 °C, di conseguenza vanno riscaldati in inverno e raffreddati in estate, dando luogo ad un incremento dei costi energetici di esercizio. Questa tecnica è indispensabile quando le concentrazioni di H_2S sono elevate e nell'abbattimento simultaneo con l'ammoniaca. L'efficienza di rimozione è del 99% circa ma il costo elevato dei reattivi e del trattamento dell'acqua scaricata ne riduce l'impiego industriale.

Il sistema di desolforazione a secco è un processo di trattamento di tipo chimico e consiste nel far passare il biogas attraverso una sostanza adsorbente. Questa tecnica rappresenta un buon compromesso tra costi iniziali, costi di esercizio ed efficienze di rimozione. Le tecniche più usate sono quelle con:

- gli ossidi di ferro;
- i carboni attivi impregnati.

Nel primo processo, l'acido solfidrico è adsorbito su idrossido ferrico (idrossido di ferro (III), $Fe(OH)_3$) o su ossido ferrico (ossido di ferro (III), Fe_2O_3). È un sistema di desolforazione a secco che prevede la conversione del H_2S a solfuro ferrico (solfuro di ferro (III)).
Il biogas fluisce all'interno di contenitori dove sono presenti piccole masse di questi ossidi/idrossidi. Le reazioni che governano questa tecnica sono:

$$2\ Fe(OH)_3 + 3\ H_2S \rightarrow Fe_2S_3 + 6\ H_2O$$

$$Fe_2O_3 + 3\ H_2S \rightarrow Fe_2S_3 + 3\ H_2O$$

Generalmente questo è il più diffuso perché l'ossido di ferro si riforma dalla reazione con l'aria e con l'acqua in cui si libera lo zolfo solido che viene trascinato via. Una semplice filtrazione permette la sua eliminazione. La sostituzione della massa di ossido di ferro si deve effettuare dopo molti cicli di rigenerazione. La reazione di riferimento è:

$$2\ Fe_2S_3 + 3\ O_2 + 6\ H_2O \rightarrow 4\ Fe(OH)_3 + 6\ S$$

secondo la quale, oltre al reagente di partenza, viene prodotto zolfo elementare.

La reazione di adsorbimento è leggermente esotermica e procede per temperature superiori ai 12 °C (campo ottimale 25 ÷ 50 °C).

La rigenerazione del carbone attivo richiede l'utilizzo di solventi e anche se viene condotta a regola d'arte, il carbone rigenerato perde parte della sua efficacia. Pertanto per il costo della rigenerazione e per la sostituzione frequente del carbone attivo si opta a questa tecnica solo nei casi in cui si ha una concentrazione molto bassa di H_2S.

Un altro sistema della categoria cosiddetta a secco consiste nell'utilizzo di un biofiltro nel quale risiedono numerose specie di microrganismi in grado di degradare i composti solforati. I parametri come la porosità, temperatura, pH, umidità e la concentrazione di H_2S nella fase gassosa definiscono il grado di depurazione del gas.

6.2.3 Processi di rimozione della CO_2

Come precedentemente riportato, la presenza della CO_2 è indesiderata qualora si destini il biogas all'autotrazione. La rimozione o la riduzione del suo contenuto incide fortemente sulla conversione energetica e sulla possibilità di immissione nella rete del gas naturale data la diretta proporzionalità con l'aumento del tenore di metano.

Esistono svariate tecniche che effettuano la separazione della CO_2 dal biogas, basate su diversi principi fisici, chimici o termodinamici e di seguito si elencano i più importanti.

6.2.3.1 Absorbimento

L' absorbimento con lavaggio ad acqua (water scrubbing) è un metodo puramente fisico, utile quando la CO_2 si trova nel biogas in percentuali elevate (fino al 50% circa) e presenta buone efficienze di rimozione. Si effettua in normali colonne impaccate nel quale fluisce la corrente gassosa precompressa a 4-12 bar. I gas acidi come l'anidride carbonica e l'acido solfidrico sono rimossi simultaneamente per effetto della differenza tra le forze di legame di CO_2 e H_2S (polari) e CH_4 (apolare). In realtà bisogna separare l'idrogeno solforato prima dell'arricchimento del biogas per absorbimento per evitare problemi di corrosione sull'impianto.
Alternativamente all'acqua si possono utilizzare miscele di dimetiletere e polietilenglicole perché sono più solubili e allo stesso tempo non tossiche e non corrosive. Considerare sempre il fattore costo.

Gli absorbenti chimici possono garantire maggiori efficienze di rimozione e selettività. Si impiegano solventi alcalini, a basse pressioni e temperature di 40 ÷ 70 °C come monoetanolammina (MEA), dietanolammina (DEA), trietanolammina (TEA), e metildietanolammina (MDEA) oppure soluzioni di carbonato di potassio.
Attualmente la tecnologia considerata più conveniente ed affidabile è la separazione della CO_2 con MEA. Si preferisce utilizzare MDEA qualora debba essere rimosso anche l'idrogeno solforato. Il potere di absorbimento delle ammine può essere limitato dalla presenza di impurità nel biogas, come particolato, ossigeno, ossidi di zolfo e azoto che le degradano velocemente. In presenza di questi composti è quindi necessaria la loro preliminare rimozione. La rigenerazione deve avvenire forzando la reazione chimica inversa con una notevole richiesta energetica dovuta all'introduzione di calore e all'abbassamento della pressione.

6.2.3.2 Adsorbimento

Questa tecnica di separazione avviene su letti di carboni attivi o setacci molecolari. La corrente gassosa viene contattata con un solido su cui, per effetto delle differenti affinità delle specie in fase fluida rispetto alla superficie del solido, avviene la deposizione selettiva di una o più specie.
È prevista la rigenerazione del letto solido dopo un certo tempo perché l'efficienza si riduce attraverso due differenti modalità:

1. diminuzione della pressione (*pressure swing adsorption*, PSA);
2. aumento della temperatura (*temperature swing adsorption*, TSA).

Quello più indicato perché meno energivoro è il processo PSA nonostante sia necessaria la preliminare rimozione dell'acido solfidrico.

Una variante del processo è la versione "a vuoto" *Vacuum pressure swing adsorption*. Opera come il sistema PSA e con gli stessi adsorbenti. Il biogas subisce solo una modesta compressione con dei ventilatori e non necessita di pretrattamenti o di depurazioni preliminari (ad esclusione dell'essiccamento e della rimozione di oli). La rigenerazione avviene appunto "a vuoto", e l'adsorbimento e il desorbimento avvengono approssimativamente alla stessa temperatura. Per questi motivi il sistema VPSA gode di una maggiore economicità costruttiva e di esercizio.

6.2.3.3 Separazione con membrane semipermeabili

Sfruttano le differenti permeabilità dei componenti in essa. Esistono sia membrane porose, in cui la selettività dipende dalla dimensione dei pori e membrane diffusive, dove la selettività è determinata dalla velocità di diffusione. Per la depurazione del biogas sono normalmente utilizzate le membrane diffusionali. Ogni gas ha una differente velocità di diffusione nel solido di cui è costituita la membrana; infatti il metano è molto più lento rispetto alla CO_2 o all'H_2S. La bontà del processo è fortemente influenzata dalla temperatura del gas e dalla differenza di pressione a cavallo della membrana. La criticità è data dalle perdite di metano, che possono essere consistenti se il processo è molto spinto, e dalla rimozione preventiva di acqua dal biogas.

6.2.3.4 Metodi secondari

Separazione criogenica. L'anidride carbonica viene separata fisicamente dal metano condensandosi a temperature criogeniche. È un metodo alternativo quando la concentrazione iniziale della CO_2 è molto alta. La richiesta di una forte spesa energetica e gli ingenti costi d'investimento ne limitano l'impiego.

Conversione chimica con H_2. La reazione su cui si basa è la seguente: $CO_2 + 4\ H_2 \rightarrow CH_4 + 2\ H_2O$
Il vantaggio di ottenere una resa in metano elevata è contrastato dall'approvvigionamento dell'idrogeno.

Conversione chimica con CaO. È possibile far reagire l'anidride carbonica con calce viva (CaO), producendo carbonato di calcio($CaCO_3$) secondo la seguente reazione : $CaO + CO_2 \rightarrow CaCO_3$

6.2.3.5 Conclusione

Si può scegliere una configurazione impiantistica di tipo misto costituita da più tecniche e dispositivi al fine di ottenere l'arricchimento in metano richiesto con costi sostenibili (rimozione di due inquinanti o la riduzione delle potenze impegnate).
Un esempio può essere fornito da un reattore monostadio a membrane posto a monte, il quale rimuove la maggior parte della CO_2, mentre le ammine vengono utilizzate per la pulizia finale dell'effluente gassoso, in modo da ottenere il rendimento depurativo richiesto.
Le unità ad ammine utilizzano infatti un'energia crescente all'aumentare della concentrazione di CO_2 invece le membrane selettive risultano più efficaci per alte concentrazioni di anidride carbonica.
Il pregio di questo metodo è costituito dal fatto che la rimozione della maggior parte della CO_2 da parte del dispositivo a membrane riduce i costi d'investimento e operativi in maniera consistente e l'adozione di una piccola unità di absorbimento per rimuovere la parte residuale non comporta un sostanzioso incremento della spesa.[28] [29]
In tabella 29 si confrontano le tecnologie di depurazione disponibili sul mercato in funzione degli inquinanti in grado di rimuovere, delle condizioni di esercizio e dei costi fissi e variabili [30].

Confronto tecnologie di depurazione

Tecnologia	Rimuove	T [°C]	P [bar]	Costi *	
				investim.	operativi
abs. fisico					
Acqua	CO_2, H_2S, PM	5 - 25	10 - 12	+	+
Purisol	CO_2, H_2S	< 40	10 - 20	+	+
Rectisol	CO_2, H_2S, HCN, COS	< 40	10 - 20	+	+
Selexol	CO_2, H_2S, COS, CS_2	< 40	10 - 20	+	+
Sulfinol	CO_2, H_2S, COS	< 40	10 - 20	+	+
Sepasolv	CO_2	< 40	10 - 20	+	+
abs. chimico					
K_2CO_3 (10% in acqua)	CO_2	< 40	20 - 30	+	++
K_2CO_3 (20-30% in acqua)	CO_2, H_2S	< 40	20 - 30	+	++
NaOH (8% in acqua)	CO_2, H_2S	< 40	20 - 30	+	++
NH_3 (5% in acqua)	CO_2	< 40	20 - 30	+	++
Amisol (metanolammine)	CO_2, H_2S, COS, mercaptani	< 40	20 - 30	+	++
MEA (10-20% in acqua)	CO_2	< 40	20 - 30	+	++
MDEA (10-25% in acqua)	CO_2, H_2S	< 40	20 - 30	+	++
adsorbimento					
Zeoliti	CH_4, N_2	< 40	1 o 10-12	++	-
Carboni attivi	CO_2, H_2S, COS, H_2O, O_2, NH_3, Hg	< 40	1 o 10-12	++	-
membrane	tutti	< 40	1 o 25-30	++	++
condensazione criogenica	CH_4	< -80	200	++	++

* ++: molto adatto; +: adatto; -: poco adatto; --: inadatto

Tab 29 – Confronto tecnologie di depurazione (fonte Deublein and Steinhauser)

6.3 La Cogenerazione: Richiami teorici

La definizione, in termini generali, di cogenerazione è espressa come la generazione simultanea in un unico processo di energia termica ed elettrica o di energia termica e meccanica o di energia termica, elettrica e meccanica (decreto legislativo dell'8 febbraio 2007).

Più dettagliata è quella riportata dalla delibera AEEG del 19 marzo 2002, n. 42/02, in quanto la definisce come "un processo integrato di produzione combinata di energia elettrica o meccanica, e di energia termica, entrambe intese come energie utili, realizzato dalla sezione di un impianto di produzione combinata di energia elettrica e calore, che, a partire da una qualsivoglia combinazione di fonti primarie di energia, e con riferimento a ciascun anno solare, soddisfa entrambe le condizioni concernenti il risparmio di energia primaria (IRE) e il limite termico (LT) ".

L'indice IRE esprime il risparmio percentuale di energia primaria conseguito da una sezione di cogenerazione rispetto alla produzione separata delle medesime quantità di energia elettrica e termica durante un anno solare.

$$IRE = 1 - \frac{E_c}{\frac{E_e}{\eta_{ee} \cdot p} + \frac{E_{t,civ}}{\eta_{ts,civ}} + \frac{E_{t,ind}}{\eta_{ts,ind}}} \geq IREmin$$

L'indice LT, invece, esprime l'incidenza percentuale dell'energia termica utile prodotta annualmente rispetto alla totale produzione di energia elettrica e calore.

$$LT = \frac{Et}{Ee + Et} \geq LTmin$$

Dove:

- Ec è l'energia primaria dei combustibili utilizzati da una sezione di produzione combinata di energia elettrica e calore;
- Ee è l'energia elettrica netta di una sezione di produzione combinata di energia elettrica e calore;
- Et è l'energia termica utile di una sezione di produzione combinata di energia elettrica e calore. In particolare l'Et,civ è l'energia termica utile per usi civili, mentre l'Et,ind è l'energia termica utile per usi industriali;
- ηts è il rendimento termico netto medio annuo. In particolare ηts,civ è il rendimento termico netto medio annuo della modalità di riferimento per la produzione di sola energia termica per usi civili Et,civ ; mentre ηts,ind è il rendimento termico netto medio annuo della modalità di riferimento per la produzione di sola energia termica per usi industriali Et,ind;

- *p* è un coefficiente che rappresenta le minori perdite di trasporto e di trasformazione dell'energia elettrica che gli impianti cogenerativi comportano quando autoconsumano l'energia elettrica autoprodotta, evitando le perdite associate al trasporto di energia elettrica fino al livello di tensione cui gli impianti stessi sono allacciati o quando immettono energia elettrica nelle reti di bassa o media tensione, evitando le perdite sulle reti, rispettivamente, di media ed alta tensione;
- ηes è il rendimento elettrico netto medio annuo delle modalità di riferimento per la produzione separata di sola energia elettrica.

I valori dei parametri *ηes*, *ηts,civ*, *ηts,ind* e *p*, oltre che i valori dei termini IREmin e LTmin sono stati definiti dalla Deliberazione n. 42/02 e successivamente aggiornati dalla Deliberazione dell'Autorità n. 296/05 e in ultimo dalla Deliberazione n. 307/07.[31] [32]

L'obiettivo fondamentale che si vuole perseguire con la cogenerazione è quello di sfruttare al meglio l'energia contenuta nel combustibile. Da ciò consegue un minor consumo di combustibile e quindi un minor impatto ambientale.
Rispetto alla produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica e calore, la produzione combinata (fig 29), se efficace, comporta:

- un risparmio economico conseguente al minor consumo di combustibile;
- una riduzione dell'impatto ambientale, conseguente sia alla riduzione delle emissioni sia al minor rilascio di calore residuo nell'ambiente (minore inquinamento atmosferico e minore inquinamento termico);
- minori perdite di trasmissione e distribuzione per il sistema elettrico nazionale, conseguenti alla localizzazione degli impianti in prossimità dei bacini di utenza o all'autoconsumo dell'energia prodotta;
- la sostituzione di modalità di fornitura del calore meno efficienti e più inquinanti (caldaie, sia per usi civili che industriali, caratterizzate da più bassi livelli di efficienza, elevato impatto ambientale e scarsa flessibilità relativamente all'utilizzo di combustibili).

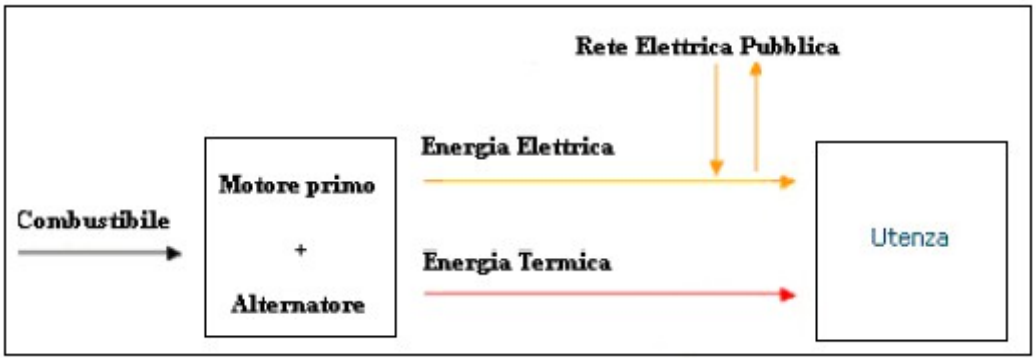


Fig 29 – Schema Cogenerazione

L’energia elettrica, che può contare su un’estesa rete di distribuzione, viene autoconsumata oppure immessa in rete.
Il calore viene utilizzato nella forma di vapore o di acqua calda/surriscaldata o nella forma di aria calda, per usi di processo industriali o in ambito civile per riscaldamento urbano tramite reti di teleriscaldamento, nonché il raffreddamento tramite sistemi ad assorbimento.
È una tecnologia nota e diffusa in ambito industriale. Nel settore civile è ostacolata, oltre che dalla forte variabilità dei carichi, dalle oggettive difficoltà e dagli elevati costi nel realizzare reti di distribuzione del calore sufficientemente estese per gestire le elevate potenze tipiche, per esempio, dei cicli combinati. Per ovviare a questo inconveniente, potrebbe risultate utile passare da un'ottica di "generazione *centralizzata*" alla "generazione *distribuita".*

Un ulteriore passo avanti è rappresentato dalla trigenerazione. Brevemente si può definire come un sistema energetico costituito da un impianto di cogenerazione la cui energia termica utile viene impiegata, in tutto o in parte, per produrre, mediante frigoriferi ad assorbimento, acqua refrigerata per il condizionamento o per i processi industriali. In definitiva permette di massimizzare lo sfruttamento dell'energia termica.[33]

Nella presente Tesi si focalizza l'attenzione sulla microcogenerazione.

6.4 La Microcogenerazione

6.4.1 Normativa di riferimento

La Legge 23 agosto 2004 n. 239 (Legge Marzano) definisce *microcogenerazione* gli impianti con capacità di generazione non superiore a 1 MW capaci di realizzare una produzione combinata di energia elettrica e calore

Il decreto legislativo dell'8 febbraio 2007, n.202 modifica la definizione di microcogenerazione in quanto suddivide il campo di potenze compreso tra 0÷1MW in *piccola* e *micro*cogenerazione, secondo quanto segue:

- unità di microcogenerazione: un'unità di cogenerazione con una capacità di generazione massima inferiore a 50 kWe;
- unità di piccola cogenerazione: un'unità di cogenerazione con una capacità di generazione installata inferiore a 1 MWe.

Vantaggi

- Alta disponibilità.
- Elevati indici prestazionali.
- Ampia disponibilità di taglie, anche per le piccolissime potenze (microcogenerazione).
- Buona risposta ai cambiamenti di carico.
- Possibilità di effettuare frequenti avvii ed arresti.
- Calore disponibile a più livelli di temperatura.
- Rapidità e semplicità installazione.
- Minori perdite di distribuzione del calore (utilizzato in loco).
- Minori perdite di distribuzione nell'energia elettrica (utilizzata il loco o riversata direttamente nelle linee a Bassa Tensione).
- Impatto ambientale ridotto rispetto ad altri sistemi energetici convenzionali in quanto emette in atmosfera un minor quantitativo di anidride carbonica.
- Tutti i vantaggi derivanti dal passaggio da rete passiva a rete attiva ed infine alle smart-grid.

Svantaggi

- Difficoltà nel contenere rumore e vibrazione, specie per i motori Diesel.
- Richiedono combustibili pregiati (combustibili liquidi o gassosi) in quanto necessitano di operazioni di depurazione.
- Buona parte del calore è disponibile a temperature medio-basse.

6.4.2 Tecnologie di conversione

Le tecnologie più conosciute e diffuse per la conversione del biogas in energia sono:

- Motori a combustione interna.
- Motori Stirling.
- Combustione diretta in caldaia.
- microturbine a gas.
- fuel cells.

Nel presente studio si utilizza un motore a combustione interna in quanto presenta come principale vantaggio, oltre al grado di maturità della tecnologia, l'elevata flessibilità di esercizio e quindi soddisfa i carichi più disparati con contenuti rischi di interruzioni di servizio. Altrettanto buona è la capacità di seguire il carico con un rendimento poco variabile; è infatti in grado di mantenere anche al 50% del carico un efficienza pari all'85% - 90% di quella nominale.
I motori a combustione interna alternativi (indicati nel prosieguo anche con l'acronimo MCI) vengono impiegati stabilmente per la generazione stazionaria di energia elettrica e termica. Le taglie di potenza elettrica variano, dai motori più piccoli di 1÷5 kW_e, fino a taglie dell'ordine di poche decine di MW_e ed i rendimenti elettrici garantiti dai costruttori assumono valori compresi tra il 20% e il 45 % a seconda della taglia.
I motori più grandi rappresentano una tecnologia molto matura e ben consolidata mentre le piccole taglie sono state introdotte in commercio solo pochi anni fa.

6.4.2.1 Descrizione della macchina e dei componenti fondamentali

Nella figura 30 viene mostrata l'immagine di un motore di piccolissima taglia per l'impiego civile cogenerativo (utilizzato per la simulazione in ambiente Matlab).

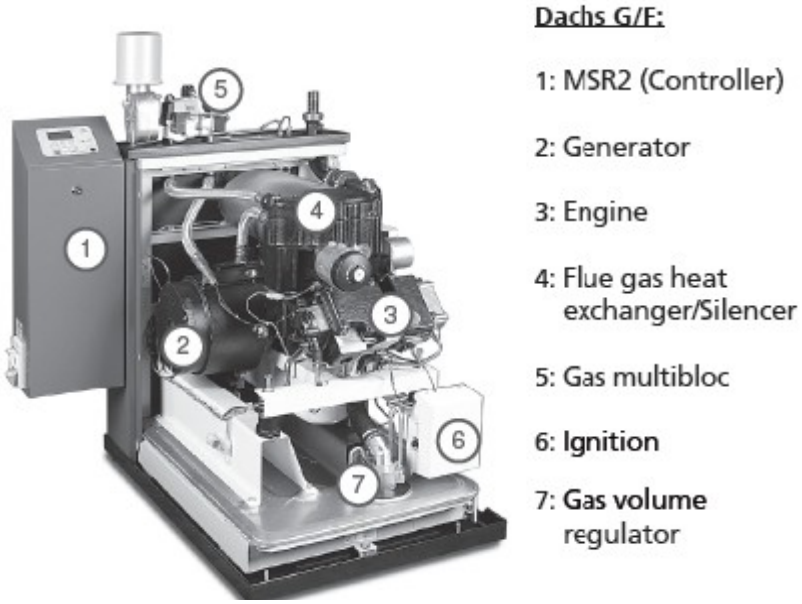


Fig 30 - Motore Senertech di piccola taglia (5 kWe)

L’architettura di base dei MCI è quella mostrata in figura 31 dove si evidenziano il pistone mobile alloggiato entro il cilindro, i condotti di aspirazione e di scarico in comunicazione, attraverso le valvole, con la camera di combustione in cui la miscela aria-combustibile viene bruciata. Il combustibile può essere immesso direttamente in camera di combustione o già nel condotto di aspirazione, a seconda della tipologia di motore.
Sono caratterizzati da un manovellismo di spinta costituito dall’insieme di pistone, biella e manovella.
La combustione genera una spinta meccanica sulla testa del pistone e lo mette in movimento lungo l’asse del cilindro; il pistone per effetto di combustioni intermittenti, si muove di moto alternativo e trasmette l'energia meccanica all’albero motore attraverso il manovellismo di spinta. Questa energia meccanica ottenuta viene trasferita ad un alternatore che la converte in energia elettrica a corrente alternata.

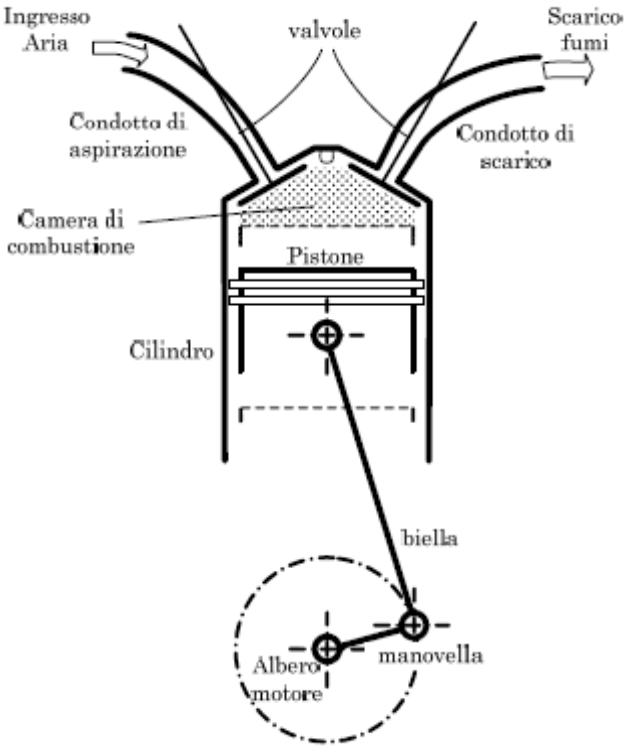


Fig 31 – Architettura di base del MCI

A seconda del numero di corse effettuate dal pistone ad ogni ciclo i MCI possono essere suddivisi in motori a due tempi (2T) e motori a quattro tempi (4T). Quest'ultimi sono i più diffusi.

Un altra classificazione è data dal ciclo termodinamico e quindi dalla modalità di combustione. Si considerano le seguenti categorie:

1. motori ad accensione comandata, anche detti a Ciclo Otto, nei quali l'accensione della miscela aria-combustibile viene innescata da un sistema che inneschi la combustione ad ogni ciclo;
2. motori ad accensione per compressione, anche detti a Ciclo Diesel (o semplicemente Diesel), dove la combustione si innesca spontaneamente ad ogni ciclo quando il combustibile viene iniettato in seno al comburente e si trova in condizioni di temperatura e pressione tali da permettere l'autoaccensione del combustibile iniettato).

A seconda del tipo di ciclo realizzato il motore presenta caratteristiche progettuali e componenti ausiliari differenti e soprattutto diversi sistemi di alimentazione della miscela di aria e combustibile.

Nella piccolissima taglia la soluzione più diffusa è quella dell'alimentazione a gas naturale, con ciclo Otto e funzionamento di tipo "lean-burn", cioè con preparazione di una miscela aria-combustibile sottostechiometrica (forti eccessi d'aria), e con precamera per la stabilizzazione dell'accensione. Questa modalità di funzionamento è stata essenzialmente concepita al fine della riduzione dei picchi di temperatura di combustione e dunque per il contenimento delle emissioni di specie inquinanti quali gli ossidi di azoto (NOx).

Le prestazioni elettriche, di alcuni modelli presenti nel mercato e presi come a titolo di esempio, dipendono inoltre dal carico erogato come mostra la figura 32. In particolare il rendimento cala al diminuire della potenza prodotta; al 50% del carico il rendimento può essere inferiore di 2÷4 punti percentuali rispetto al suo valore nominale. Il funzionamento a carico parziale è in genere possibile fino a potenze del 20÷30% della potenza nominale.

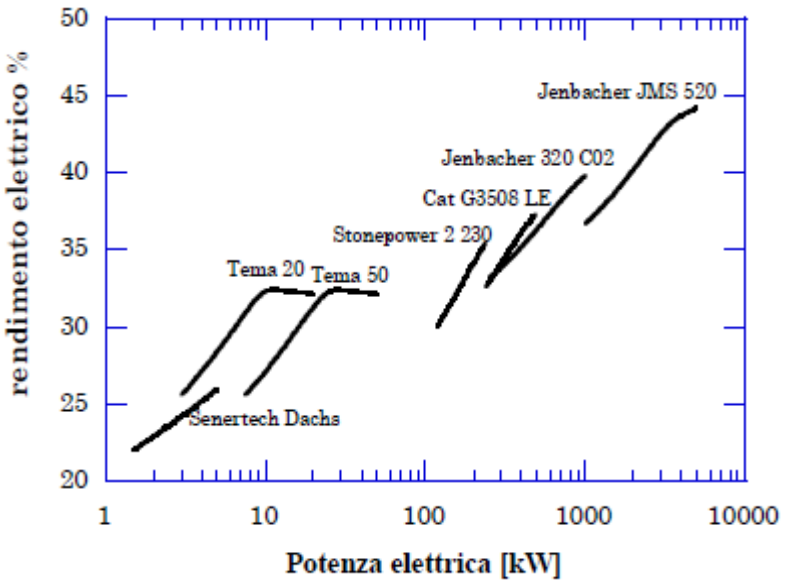


Fig 32 - Prestazioni elettriche in relazione al carico erogato (fonte ENEA)

L'influenza della temperatura ambiente sulle prestazioni elettriche di un tipico motore è indicata invece in figura 33. L'aumento di temperatura causa una riduzione della densità dell'aria aspirata, della potenza prodotta e anche del rendimento.

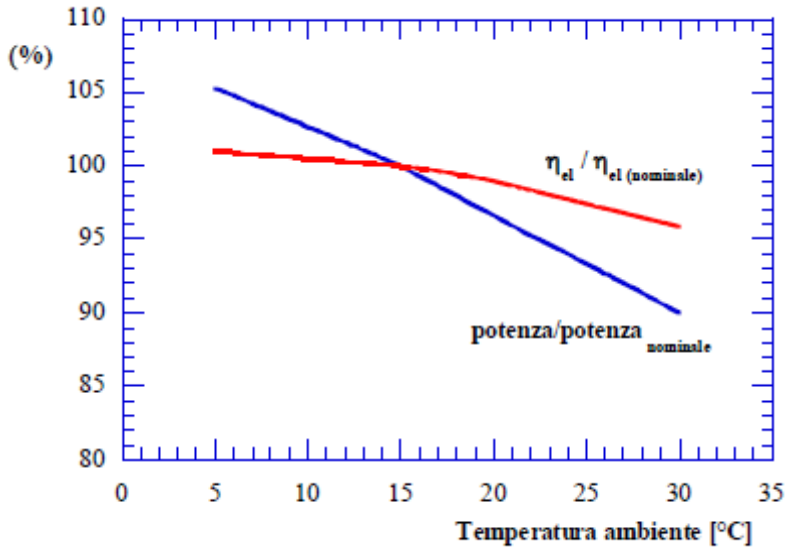


Fig 33 - Influenza della temperatura ambiente sulle prestazioni elettriche (fonte ENEA)

Nella fascia di potenze inferiori ai 10 kW vi sono i seguenti produttori:

- Honda
- Aisin
- Senertech

Hanno recentemente immesso sul mercato macchine destinate espressamente al settore della cogenerazione civile(tab 30).[34][35]

I motori alternativi a combustione interna per impieghi cogenerativi nel settore civile presentano costi di investimento ancora elevati (superiori ai costi specifici per le grandi taglie, con trend sempre crescenti al diminuire della potenza), che possono arrivare a circa 2000÷5000 €/kW per taglie elettriche comprese nel range 1÷5 kW.

Marca	Modello	Fuel *	P_{el}	P_{th}	η_{el}	η_{th}	$T_{H2O\ in}$	$T_{H2O\ out}$	NOx	CO
			kW	kW			°C	°C	mg/Nm³	mg/Nm³
Honda	Ecowill	GN	1	3.25	0.200	0.650	60	65	120	
AISIN SEIKI	GECC46A2	GN,GPL	4.6	11.7	0.255	0.585	70	83		
Senertec (DACHS)	HKA G 5.0	GN	5	12.3	0.260	0.630	70	83	135	24
Senertec (DACHS)	HKA HR 5.3	OV	5.3	10.3	0.300	0.590	70	83	2400	170
Senertec (DACHS)	HKA HR 5.3	G	5.3	10.5	0.300	0.590	70	83	2150	290
Senertec (DACHS)	HKA F 5.5	GPL	5.5	12.5	0.270	0.610	70	83	224	22
Senertec (DACHS)	HKA G 5.5	GN	5.5	12.5	0.270	0.610	60	65	349	22
AISIN SEIKI	GECC60A2	GN,GPL	6	11.7	0.288	0.562	72	82	66	901

Tab 30 - dati di targa di alcuni MCI nella fascia di potenza 1÷10 kWe

Nella figura 34 sono rappresentati i principali elementi utili ai fini della cogenerazione. Si possono distinguere due differenti blocchi a seconda della tipologia di energia ottenuta. L'energia elettrica può essere riutilizzata per i consumi interni (come il compressore) o ceduta nella rete. In entrambi i casi è fondamentale la presenza di un blocco di convertitori AC/DC/AC. Per la produzione di energia termica sono necessari dei condensatori. Si recupera il calore dalle seguenti sorgenti:

1. i fumi allo scarico, i quali contengono elevate quantità di calore tanto da definirlo calore recuperabile ad alta temperatura. Costituiscono il 40 ÷ 50% del calore complessivamente recuperabile;
2. l'acqua di raffreddamento del motore che utilizzata anche in pressione, asporta calore dalle camicie dei cilindri;
3. l'olio di lubrificazione del motore;
4. l'intercooler, non sempre possibile per le piccole taglie. Consiste in uno scambiatore di calore interposto tra il compressore e l'ambiente di aspirazione del motore in modo tale da raffreddare l'aria comburente.

Il calore non recuperabile e le perdite equivalgono al 20% circa del massimo valore ottenibile.

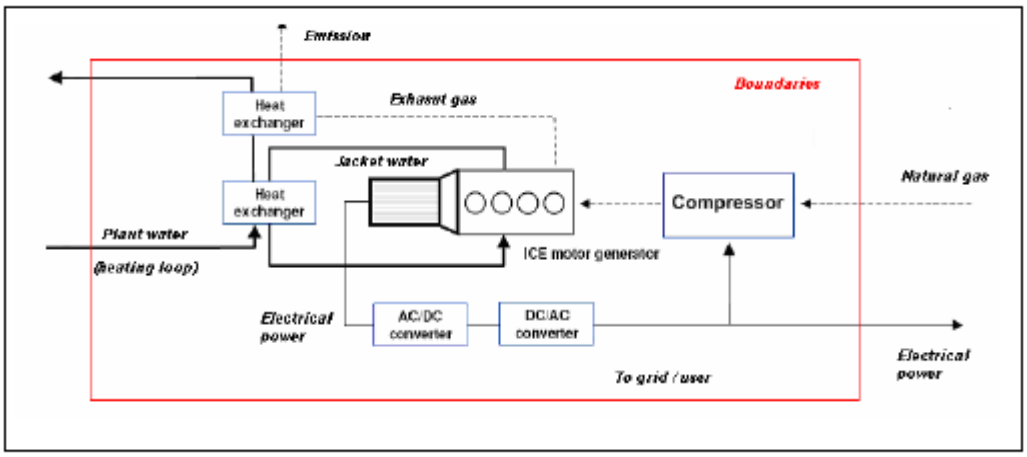


Fig 34 - Schema a blocchi di un tipico impianto di micro/piccola cogenerazione con motore a combustione interna (fonte ENEA)

Nei paragrafi 6.5 e 6.6 si stima il potenziale energetico sfruttabile, a partire dai dati ricavati durante l'esperimento, differenziando la fase di avviamento dalla fase uno.

6.5 Potenziale energetico disponibile durante la fase di avviamento

I parametri utili ai fini delle conversione energetica e ottenuti dall'esperimento condotto sulla produzione del biogas sono:

1. Produttività dell'impianto (fig 35)

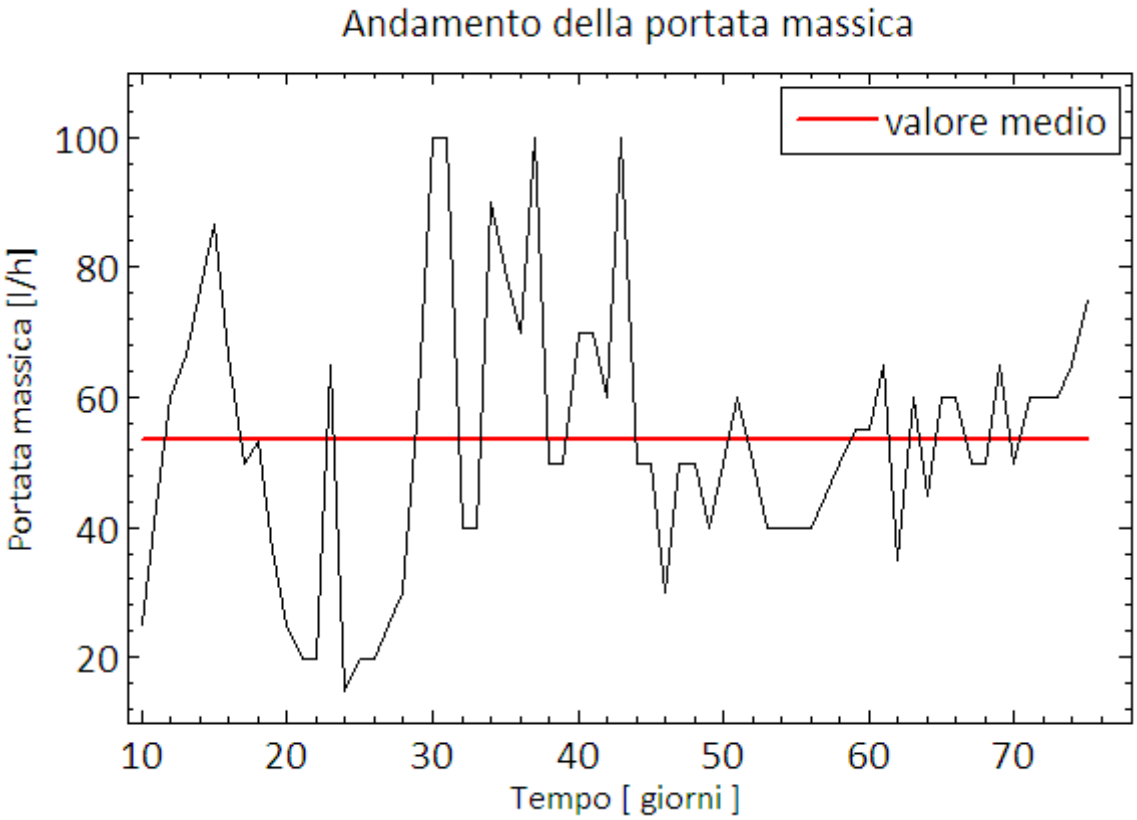


Fig 35 – Produttività (l/h) fase di avviamento

Come si può notare dal grafico, la produzione oraria considerata nei 70 giorni di avviamento è fortemente variabile. Per lo studio che ne segue si ricava il valore medio giornaliero e si esprime in Kg/s.

1. Portata massica del biogas: 1.7567e-005 (Kg/s)
2. Percentuale del metano nel biogas: 55 %
3. Densità del metano: 0.71 Kg/m^3
4. Densità del biogas: 1.2 Kg/m^3
5. Potere calorifico del biogas: 26.24 MJ/Kg

Il potere calorifico rappresenta la quantità di calore generata dalla combustione completa di una determinata quantità di combustibile. Se si tratta di combustibili gassosi si considera un Nm^3.
Il potere calorifico inferiore di riferimento del metano è di 35,88 MJ/Nm^3 (9,94 kWh/m^3) alle condizioni normalizzate di 0 °C e 1013 mbar. Alle condizioni di pressione atmosferica e 15°C il potere calorifico inferiore del metano è pari a 33,88 MJ/Sm^3(Norma UNI 10389).
La Norma UNI 1045800-2011 definisce il potere calorifico inferiore del biogas come il prodotto del potere calorifico inferiore del metano e il valore di concentrazione del metano contenuto nel biogas.

Dalle grandezza elencate nella pagina precedente si ricava la potenza messa a disposizione dalla miscela gassosa. Per semplicità la chiameremo Pfuel.

```
% Pfuel : 0.461 KW
```

Prima di procedere con il calcolo dell'energia elettrica e opportuno elencare quali sono i consumi presenti all'interno dell'impianto e i rispettivi tempi di funzionamento.

L'impianto, secondo la relazione tecnica fornita, prevede l'alimentazione di componenti in media tensione (220-380 V) ed in bassa tensione (24 V) , come di seguito elencato:

- n.1 motore agitatore tramoggia (380 V)
- n.1 motore agitatore reattore (380 V)
- n.2 resistenze riscaldamento tramoggia (220 V)
- n.3 resistenze riscaldamento reattore (220 V)
- n.2 neon per l'illuminazione interna container (220V)
- n.1 luce di emergenza (220 V)
- n.2 inverter (380 V)
- n.4 sonde di temperatura tramoggia e reattore (24 V)
- n.4 elettrovalvole controllo pompe (24 V)
- n.6 sensori di fine corsa pompe (24 V)
- n.4 celle di carico tramoggia e serbatoio di raccolta digestato (24 V)
- n.1 sensori chiusura coperchio tramoggia (24 V)
- n.1 pressostato impianto pneumatico (24 V)
- n.1 conta impulsi misuratore di portata biogas (24 V)
- n.1 trasduttore di pressione biogas (24 V)

- n.1 sensore metano biogas (24 V)
- n.1 rilevatore di fughe di metano (24 V)
- n.1 segnalatore d'allarme acustico e luminoso (24 V)
- n.1 PLC (24 V)
- n.1 pannello operatore (24 V)
- n.1 modem GSM (24 V)
- n.3 ventole di cui 2 per i quadri elettrici ed una per il container (220 V).

Dallo svolgimento di un Audit Energetico di massima emerge che gli elementi dell'impianto più energivori sono:

1. agitatore presente all'interno della tramoggia;
2. agitatore presente all'interno del reattore;
3. resistenze elettriche per il riscaldamento della miscela all'interno del reattore;
4. compressore;
5. cutter industriale.

La stima dei tempi di impiego degli elementi sopra elencati è espressa in funzione delle specifiche tecniche stabilite dalla ditta fornitrice dell'impianto.
I tempi di accensione e spegnimento degli agitatori sono severamente rispettati durante l'intero processo di avviamento. Il PLC dell'impianto registra solo le operazioni avvenute in automatico, di conseguenza alcune rotazioni sporadiche avviate manualmente, necessarie per la buona risoluzione del processo durante il manifestarsi di situazione critiche, non vengono conteggiate. I tempi di accensione delle resistenze sono stati anch'essi impostati anche se le sonde di temperatura ne regolano il funzionamento. Principalmente si aziona la resistenza elettrica più vicina alla sezione del carico ed è funzione della temperatura di ingresso della matrice. Per semplicità si considerano le specifiche fornite dalla ditta fornitrice.

```
% percentuale accensione R lato carico: 0.85;

% percentuale accensione R centrale: 0.10;

% percentuale accensione R lato scarico: 0.5;
```

Il funzionamento del compressore dipende dal numero di cicli che l'operatore decide di impostare e dal carico. Secondo una configurazione plug-flow si dovrebbe introdurre costantemente materiale ma si è preferito lavorare in modalità semi-continua. Durante l'avviamento, come indicato nel capitolo 5, si sono registrati diversi problemi e in continuazione si è modificata la portata in ingresso perché ritenuta in eccesso o in difetto.
Per la seguente simulazione si considera un carico medio giornaliero suddiviso in 12 cicli.

Ancor più difficile è quantificare esattamente il tempo di funzionamento del cutter industriale perché non si disponeva di nessun apparecchio per conteggiare il suo impiego. Partendo dalle specifiche del trituratore e dal quantitativo di matrice processata per tutta la durata dell'avviamento si cerca di stimare un funzionamento quotidiano.

```
% matrice triturata durante il periodo di avviamento: 1557.75(Kg)
% matrice triturata in un ciclo di funzionamento: 20(Kg)
% durata di avviamento: 70(g/avviamento)
% matrice triturata:  22.2536(Kg/g)
```

Dei cinque apparecchi più energivori considerati solo il cutter ha un funzionamento limitato durante l'arco della giornata mentre i restanti quattro si azionano secondo un programma predefinito e con una frequenza di un ora.

```
% tempo funzionamento del cutter quotidiano: 0.1113(h)
```

I tempi di utilizzo orari degli elementi:

```
% tempo funzionamento dell'agitatore in tramoggia: 0.1667(h)
% tempo funzionamento dell'agitatore nel reattore: 0.0909(h)
% tempo funzionamento delle resistenze elettriche nel reattore: 0.1667(h)
% tempo funzionamento compressore: 0.0167(h)
```

I tempi di utilizzo giornalieri degli elementi:

```
% tempo funzionamento dell'agitatore in tramoggia: 4.01 (h)
% tempo funzionamento dell'agitatore nel reattore: 2.182(h)
% tempo funzionamento delle resistenze elettriche nel reattore: 4.01(h)
% tempo funzionamento compressore: 0.401(h)
```

Le potenze degli apparecchi considerati:

```
% Potenza agitatore della tramoggia: 0.55(kW)
% Potenza agitatore del reattore: 0.55(kW)
% Potenza resistenza del reattore: 2(kW)
% Potenza cutter: 4(kW)
% Potenza compressore: 2.2(kW)
```

Il consumo d'energia stimato è:

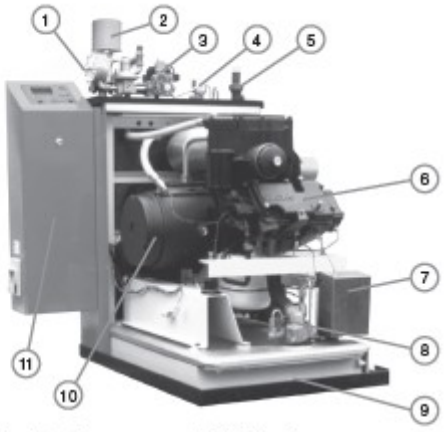
```
% Energia richiesta dai cinque apparecchi per un ora di funzionamento al
  giorno: 0.9567(KWh/h)
% Energia richiesta dai quattro elementi per un ora di funzionamento al
  giorno: 0.5117(KWh/h)
% Energia richiesta dai cinque elementi al giorno: 12.72(KWh/g)
```

Considerando l'eccessiva variabilità della produzione di biogas e le stime dei consumi calcolati è fondamentale disporre di un sistema di accumulo in modo da garantire un corretto dimensionamento dell'impianto di conversione energetica.
Nella pagina 95 si sono elencate le ditte costruttrici dei microcogeneratori aventi una taglia inferiore ai 6 kW. Di seguito si descrive l'apparecchio scelto.

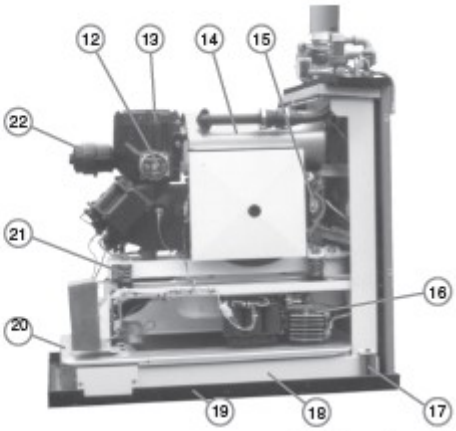
6.5.1 Il Microcogeneratore

Il modello del microcogeneratore scelto è: Dachs HKA G 5.5 SenerTec.[36]
L'unità HKA (scheda tecnica fig 36) è concepita per il funzionamento in parallelo con la rete elettrica esistente. La sua potenza elettrica dipende dalla versione scelta e varia da 5,0 a 5,5 KW; mentre quella termica va da 10,3 a 12,5 KW. Calore e corrente sono sempre prodotti contemporaneamente.

Modello Dachs	HKA G 5.5
Combustibile	Gas Metano
Potenza elettrica [KW]	5,5
Potenza termica [KW]	12,5
Potenza assorbita [KW]	20,5
Assorbimento ausiliari [KWel]	0,12
Temperatura max di mandata	83 °C
Temperatura max di ritorno	70 °C
Tensione / Frequenza	3 ~ 230 V / 400 V 50 Hz
Rendimento, temperatura di ritorno 60°C e alla p. nominale	
- elettrico	27%
- termico	61%
- energetico	88%
Rumorosità [dB(A)] secondo DIN 45635-01	52 - 56
Emissioni: NOx [mg/Nm³ con 5%O_2]	349
CO [mg/Nm³ con 5%O_2]	22
Intervalli di manutenzione [ore di funzionamento]	3500
Min. numero metanico	35
Posizionamento unità	secondo le prescrizioni dei Vigili del Fuoco
Scarico fumi	
Dimensioni e peso:	
- Larghezza (senza regolatore)	72 cm
- Lunghezza	107 cm
- Altezza	100 cm
- Peso	530 kg



1: Miscelatore gas 3: Multiblock-gas
2: Silenziatore collettore aspirazione
4: Elettrovalvola per gas avviamento
5: Collettore scarico fumi 6: Motore endotermico
7: Accensione elettronica 8: Regolatore portata gas
9: Protezione per il trasporto 10: Generatore
11: Unità di regolazione e controllo MSR 2



12: Pompa acqua raffreddddamento 20: Vasca di raccolta
13: Scambiatore fumi 19: Basamento con sospensioni elastiche
14: Silenziatore scarico
21: Telaio secondario disaccoppiato
15: Motorino di avviamento a 12V 22: Filtro olio motore
16: Trasformatore-raddrizzatore 17: Blocco sospensioni per il trasporto
18: Telaio portante con sistema c aspirazione silenziato integrato

Fig 36 – Scheda tecnica SenerTec

Le Caratteristiche principali.

- Il motore: monocilindrico 4 tempi di ca. 580 cm^3 di cilindrata.

- Il generatore: asincrono raffreddato ad acqua. È fissato direttamente al basamento del motore e comandato da quest'ultimo mediante una sola coppia di ingranaggi. Eroga una potenza nominale pari a 5,5 KW con un rendimento massimo del 91% ed un cosϕ fino a 0,9.

- La protezione esterna assicura un contenimento ottimale del rumore e del calore. La pressione sonora ad 1 m di distanza è pari a ca. 56 dB(A). Per evitare di indurre vibrazioni nelle strutture circostanti, tutti gli allacciamenti sono flessibili (acqua, gas) o disaccoppiati (scarico fumi).

- Il regolatore (MSR2). L'avviamento e l'arresto dell'unità sono comandati dal fabbisogno termico. Il controllore a microprocessore assicura una potenza elettrica costante, regola e monitora costantemente gli organi interni, il circuito di alimentazione del combustibile e la produzione del calore. Anche l'allacciamento con la rete elettrica è costantemente sorvegliato dal controllore integrato. Il regolatore è espandibile mediante una scheda aggiuntiva denominata SE, che permette il controllo completo dell'impianto di riscaldamento e preparazione dell'acqua calda sanitaria.

- La manutenzione programmata è prevista ogni 3.500 ore.

- La temperatura dei gas all'uscita dell'unità è pari a ca. 150°C.

- Il principio di funzionamento del motore HKA consente di ottenere ridotte emissioni di NOx mentre il catalizzatore ossidante di serie abbatte il monossido di carbonio.

- Aspettativa media di vita pari a 20 anni, in funzione delle ore di utilizzo annuo, a condizione che la manutenzione sia effettuata negli intervalli previsti e secondo le direttive della casa costruttrice.

Calcolo delle portate massiche prodotte e consumate in un ora di funzionamento dell'impianto:

```
% portata massica consumata: 0.4657(Kg/h)

% portata massica prodotta: 0.0632(Kg/h)
```

Calcolo dell'energia prodotta:

```
% potenza: 5(kW)

% portata massica prodotta al giorno: 1.5168(Kg)

% numero ore di autonomia al giorno: 3.259(h)

% energia prodotta al giorno: 16.29(kWh)
```

Dalla differenza dell'energia generata e consumata si ottiene il seguente risparmio energetico:

```
% Energia in eccesso : 3.54 (kWh)
```

Calcolo del volume di accumulo necessario :

```
% densità biogas: 1.2 (Kg/m^3)
% volume biogas prodotto: 1.264 (m^3)
% volume biogas da stoccare: 0.17 (m^3)
% volume limite di stoccaggio: 1.094 (m^3)circa.
```

L'andamento del rendimento elettrico e termico in funzione delle variazioni di carico non è stato fornito dalla ditte costruttrici dei microcogeneratori. Per il seguente motivo si considerano solo le condizioni nominali.

Per una maggiore ottimizzazione energetica dell'impianto si può pensare di sfruttare il calore generato per il riscaldamento della matrice prima dell'introduzione in tramoggia. Quindi le resistenze elettriche non vengono eliminate ma svolgono un ruolo secondario in quanto si azionano per carenti disponibilità di energia termica. Il loro funzionamento si riduce notevolmente. La temperatura di lavoro è di 35 °C (mesofilia), di conseguenza si deve sfruttare una sorgente a bassa temperatura. Ad esempio il calore recuperabile dai fumi di scarico (150°C) si potrebbe impiegare per il riscaldamento dell'acqua calda ad uso sanitario all'interno dei diversi laboratori.

Calcolo dell'energia termica necessaria per portare la matrice alla temperatura desiderata:

```
% matrice introdotta nel reattore: 2.5756e-004 (kg/s)
% calore specifico acqua: 4.187 (kJ/Kg*K)
% differenza temperatura: 20^0 C [ Tin acqua pari a 15^0 C ]
% potenza termica necessaria per riscaldare la portata: 0.0216 (kW)
% energia termica richiesta: 0.0216 (kWh)
```

Calcolo dell'energia risparmiata:

```
% Energia consumata dalle resistenze elettriche : 0.8 (kWh/g)
% Energia in eccesso: 4.34 (kWh) [compreso il consumo del cutter]
```

Con un risparmio energetico del 18,34% circa.

Come precedentemente descritto nel capitolo 5, esiste un altro modello di microcogeneratore avente taglia compresa tra 1kWe e 5,5 kWe. Nelle prossime pagine si valutano i risultati conseguibili, in condizioni statiche, se si impiega un microcogeneratore da 1kWe.

La scheda tecnica del microcogeneratore Ecowill Honda Osaka è:

```
% potenza elettrica: 1(kW)
% potenza termica: 3,75(kW)
% rendimento elettrico: 20%
% rendimento termico: 65%
% rendimento energetico: 85%
```

Lo schema che si segue è lo stesso del microcogeneratore della SenerTec da 5,5 kWe.

Calcolo delle portate massiche prodotte e consumate in un ora di funzionamento dell'impianto:

```
% portata massica consumata: 0.1143(Kg/h)
% portata massica prodotta: 0.0632(Kg/h)
```

Calcolo dell'energia prodotta:

```
% potenza: 1(kW)
% portata massica prodotta al giorno: 1.5168(Kg)
% numero ore di autonomia al giorno: 13.27(h)
% energia prodotta al giorno: 13.27(kWh)
```

Dalla differenza dell'energia generata e consumata si ottiene il seguente risparmio energetico:

```
% energia in eccesso : 0.55(kWh)
```

Calcolo del volume di accumulo necessario :

```
% densità biogas: 1.2(Kg/m^3)
% volume biogas consumato: 1.264(m^3)
% volume biogas da stoccare: 0,699(m^3)
% volume limite di stoccaggio: 0.565(m^3)
```

Prima di riportare il modello statico e i risultati ottenuti si descrive lo studio analogo effettuato però per la fase uno, avente una durata di 30 giorni e caratterizzata da un alimentazione di soli “mix frutta”.

6.6 Potenziale energetico disponibile durante la fase uno

Si segue lo stesso schema impostato nel paragrafo 6.5.

1. Produttività dell'impianto (fig 37)

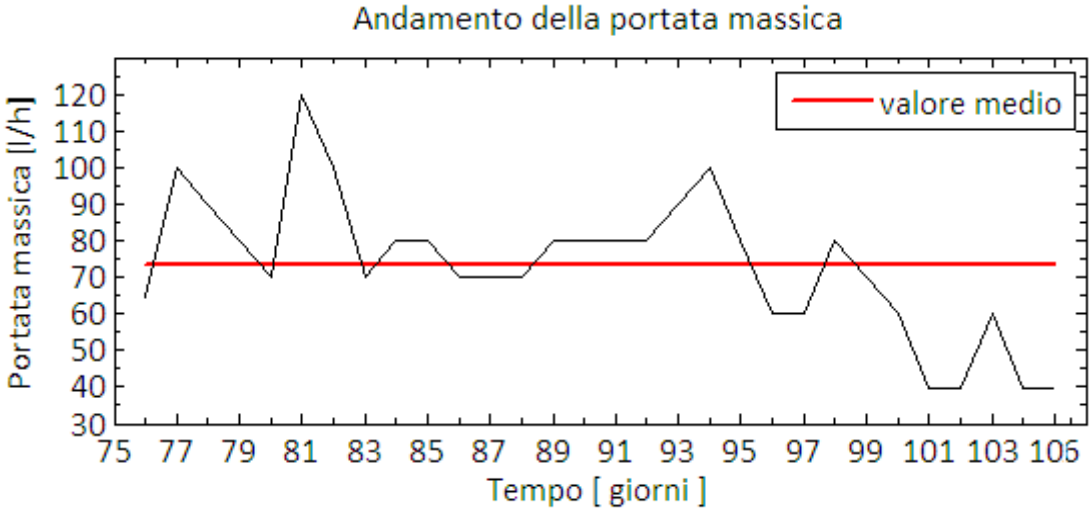


Fig 37 – Produttività (l/h) fase uno

2. Portata massica del biogas: 2.5000e-005 Kg/s
3. Percentuale del metano nel biogas : 57 %
4. Densità del metano: 0.71 Kg/m^3
5. Densità del biogas: 1.2 Kg/m^3
6. Potere calorifico del biogas: 27.2 MJ/Kg

```
% Potenza fuel : 0. 680 KW
```

Si considerano i seguenti elementi dell'impianto :

```
% agitatore all'interno della tramoggia;
% agitatore all'interno del reattore;
% resistenze elettriche all'interno del reattore;
% compressore;
% cutter industriale.
```

Si prevede un impiego quotidiano del cutter secondo la seguente stima:

```
% matrice triturata periodo fase uno: 672.15 (Kg)
% durata fase uno: 30 (g/avviamento)
% perdite: 67.2 (5%)
% matrice triturata al giorno: 21.28 (Kg/g)
```

Il tempo di impiego stimato del cutter è pari a `0.1120(h)`

I tempi di utilizzo dei quattro elementi per un ora di funzionamento al giorno:

```
% tempo funzionamento dell'agitatore in tramoggia: 0.1667(h)
% tempo funzionamento dell'agitatore nel reattore: 0.0909(h)
% tempo funzionamento delle resistenze elettriche nel reattore: 0.1667(h)
% tempo funzionamento compressore: 0.0167(h)
```

I tempi di utilizzo giornalieri dei quattro elementi:

```
% tempo funzionamento dell'agitatore in tramoggia: 4(h)
% tempo funzionamento dell'agitatore nel reattore: 2.18(h)
% tempo funzionamento delle resistenze elettriche nel reattore: 4.001(h)
% tempo funzionamento compressore: 0.401(h)
```

Le potenze degli apparecchi considerati:

```
% Potenza agitatore della tramoggia: 0.55(kW)
% Potenza agitatore del reattore: 0.55(kW)
% Potenza resistenza del reattore: 2(kW)
% Potenza cutter: 4(W)
% Potenza compressore: 2.2(kW)
```

Il consumo d'energia stimato è:

```
% Energia richiesta dai cinque apparecchi in un ora: 0.97(kWh/h)
% Energia richiesta dai quattro elementi per un ora di funzionamento al
  giorno : 0.5274(KWh/h)
% Energia richiesta dai quattro elementi al giorno : 13.10(kWh/g)
```

Modello Microcogeneratore scelto : Dachs HKA G 5.5 SenerTec

Calcolo delle portate massiche prodotte e consumate in un ora di funzionamento dell'impianto:

% portata consumata: 0.4494(Kg/h)

% portata prodotta: 0.0900(Kg/h)

Calcolo dell'energia prodotta:

% potenza: 5(kW)

% portata massica prodotta al giorno: 2.16(Kg)

% numero ore di autonomia al giorno: 4.80(h)

% energia prodotta al giorno: 24,034(kWh)

Dalla differenza dell'energia generata e consumata si ottiene il seguente risparmio energetico:

% Energia in eccesso : 10.93(kWh)

Calcolo del volume di accumulo necessario :

% densità biogas: 1.2(Kg/m^3)

% volume biogas consumato: 1.8(m^3)

% volume biogas da stoccare: 0,36(m^3)

% volume limite di stoccaggio : 1.44(m^3)

Come per la fase di avviamento ipotizziamo di sfruttare l'energia termica prodotta dal microcogeneratore per riscaldare la matrice prima di introdurla all'interno del reattore.

Calcolo dell'energia termica necessaria per il riscaldamento della matrice:

% matrice introdotta nel reattore: 2.4633e-004(kg/s)

% calore specifico acqua: 4.187(kJ/Kg*K)

% differenza temperatura: 20^{0}C [Tin acqua pari a 15^{0}C]

% potenza termica necessaria per riscaldare la portata: 0.0206(kW)

% energia termica richiesta: 0.0206(kWh)

Calcolo dell'energia risparmiata:

% Energia consumata dalle resistenze elettriche: 0.8(kWh/g)

% Energia in eccesso: 12.094(kWh)

Con un risparmio energetico del 6,6% circa.

Si procede con il calcolo del volume limite di stoccaggio quando si impiega un microcogeneratore avente le seguenti caratteristiche tecniche:

```
% potenza elettrica: 1(kW)
% potenza termica: 3,75(kW)
% rendimento elettrico: 20%
% rendimento termico: 65%
% rendimento energetico: 85%
```

Lo schema che si segue è lo stesso del microcogeneratore della SenerTec da 5,5 kWe.

Calcolo delle portate massiche prodotte e consumate in un ora di funzionamento dell'impianto:

```
% portata massica consumata: 0.1103(Kg/h)
% portata massica prodotta: 0.0900(Kg/h)
```

Calcolo dell'energia prodotta:

```
% potenza: 1(kW)
% portata massica prodotta al giorno: 2.1601(Kg)
% numero ore di autonomia al giorno: 19.58(h)
% energia prodotta al giorno: 19.58(kWh)
```

Dalla differenza dell'energia generata e consumata si ottiene il seguente risparmio energetico:

```
% energia in eccesso : 6.48(kWh)
```

Calcolo del volume di accumulo necessario :

```
% densità biogas: 1.2(Kg/m^3)
% volume biogas consumato: 1.8(m^3)
% volume biogas da stoccare: 1.468(m^3)
% volume limite di stoccaggio: 0.332(m^3)
```

6.6.1 Costruzione del Modello statico

Per la costruzione del modello statico, con il software matematico Matlab-Simulink, si fanno le seguenti ipotesi:

1. Si considera una finestra temporale di 24 ore.
2. Il valore della portata massica media ottenuto è valido per tutta la fase studiata.
3. La portata massica assume solo due valori (il valore nullo m=0, ed un valore costante m= m,nominale).

L'obiettivo è quello di realizzare un sistema di controllo ON-OFF utile per regolare, ad un valore desiderato, il volume accumulato in funzione dell'andamento giornaliero della portata massica prodotta.

In fugura 38 si riporta il modello statico valido sia per la fase di avviamento che per la fase uno.

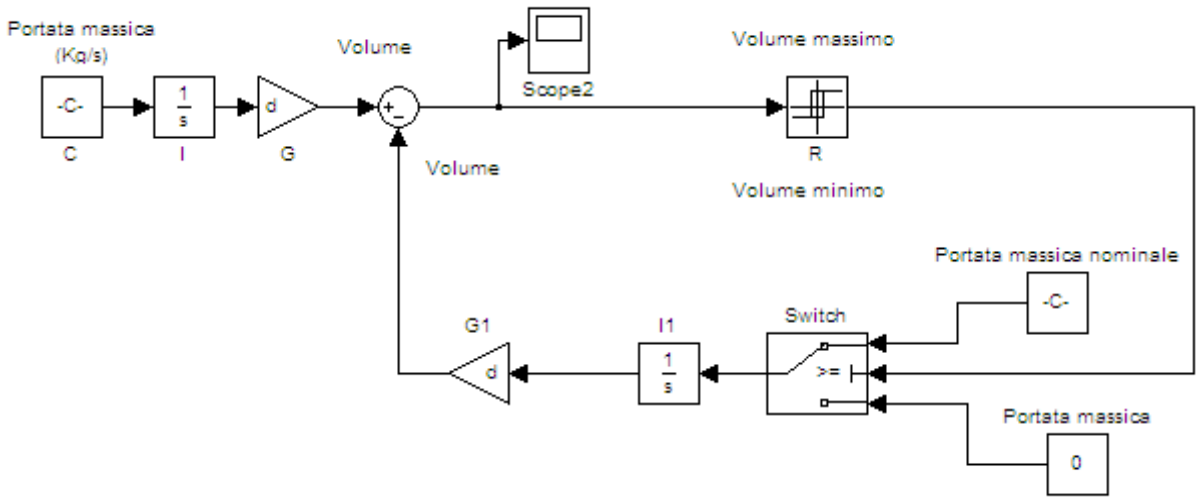


Figura 38: Modello statico

I risultati che si ottengono dal modello statico si differenziano sia in funzione della fase considerata, in quanto varia il valore della portata massica media, ma anche in funzione della taglia del microcogeneratore perché cambia la portata massica nominale e le specifiche del blocco del Relay.

Di seguito si illustrano i grafici ricavati dalla simulazione del modello.

Per la fase di avviamento consideriamo prima l'uso del micorocogeneratore della SenerTec da 5,5 kWe e poi quello dell' Honda Osaka Ecowill da 1 kWe.

Fase di avviamento – microcogeneratore da 5,5 kWe

In figura 39 si illustra l'andamento del volume disponibile in funzione dei limiti impostati

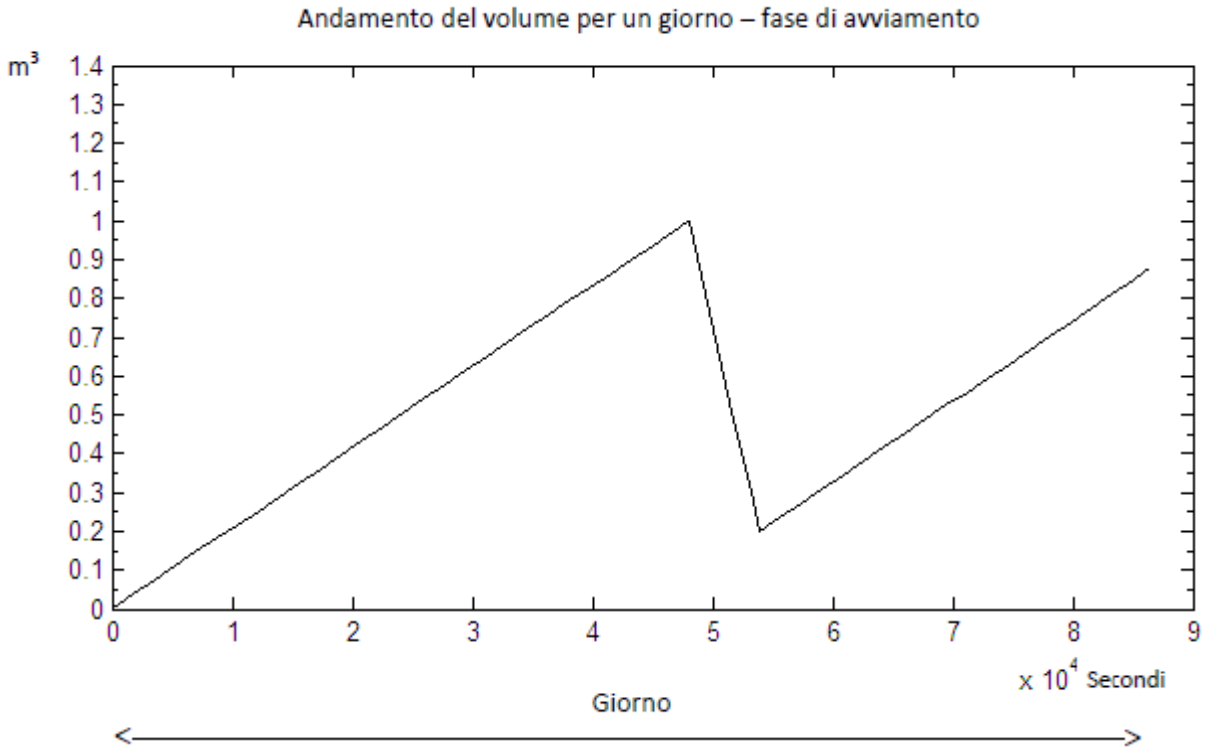


Figura 39: Andamento volume ottenuto-fase di avviamento e motore SenerTec

In figura 40 si illustra l'andamento della portata massica secondo la configurazione ON/OFF impostata

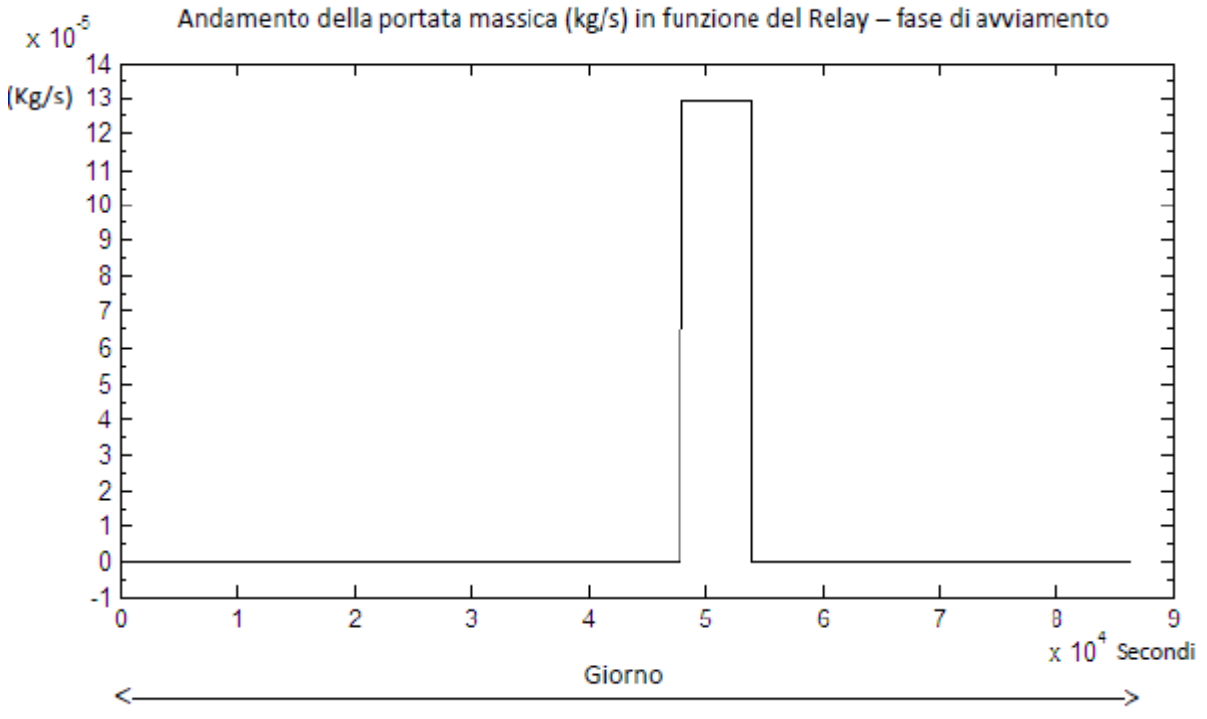


Figura 40: Andamento della portata massica messa a disposizione-fase di avviamento e motore SenerTec

Fase di avviamento – microcogeneratore da 1 kWe

In figura 41 si illustra l'andamento del volume disponibile in funzione dei limiti impostati

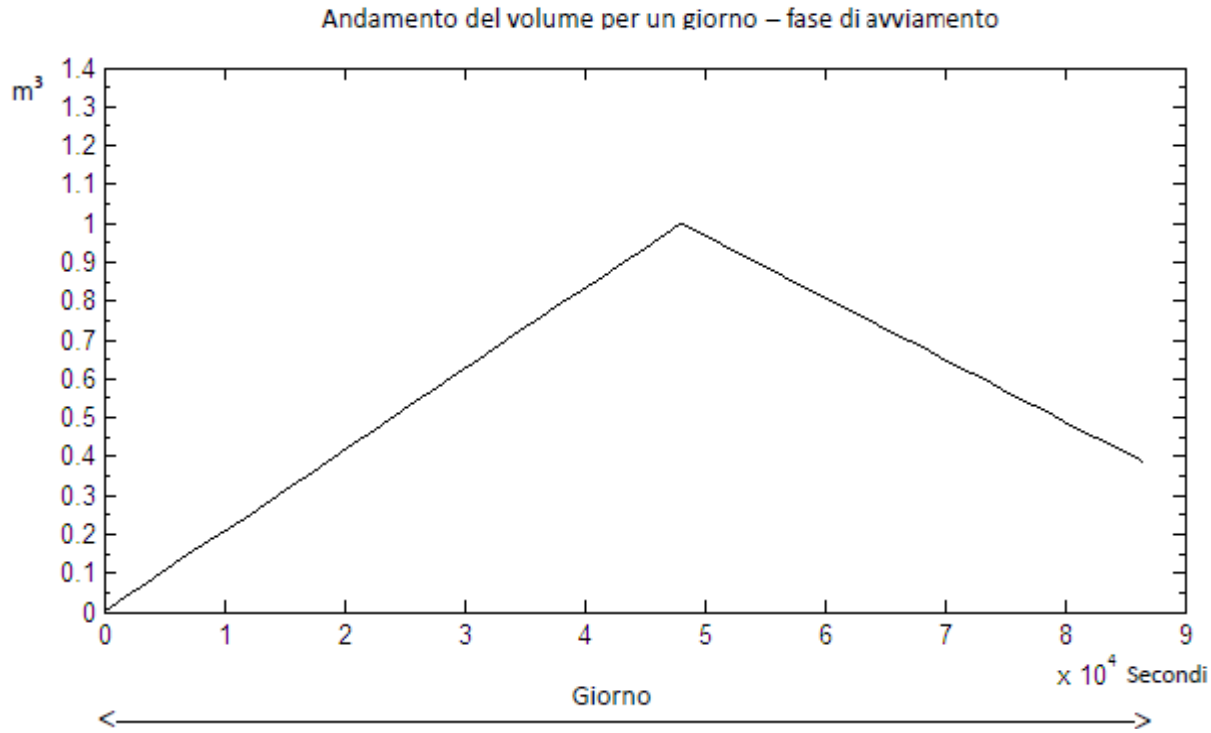


Figura 41: Andamento volume ottenuto-fase di avviamento e motore Ecowill

Si illustra l'andamento della portata massica secondo la configurazione ON/OFF impostata (fig 42).

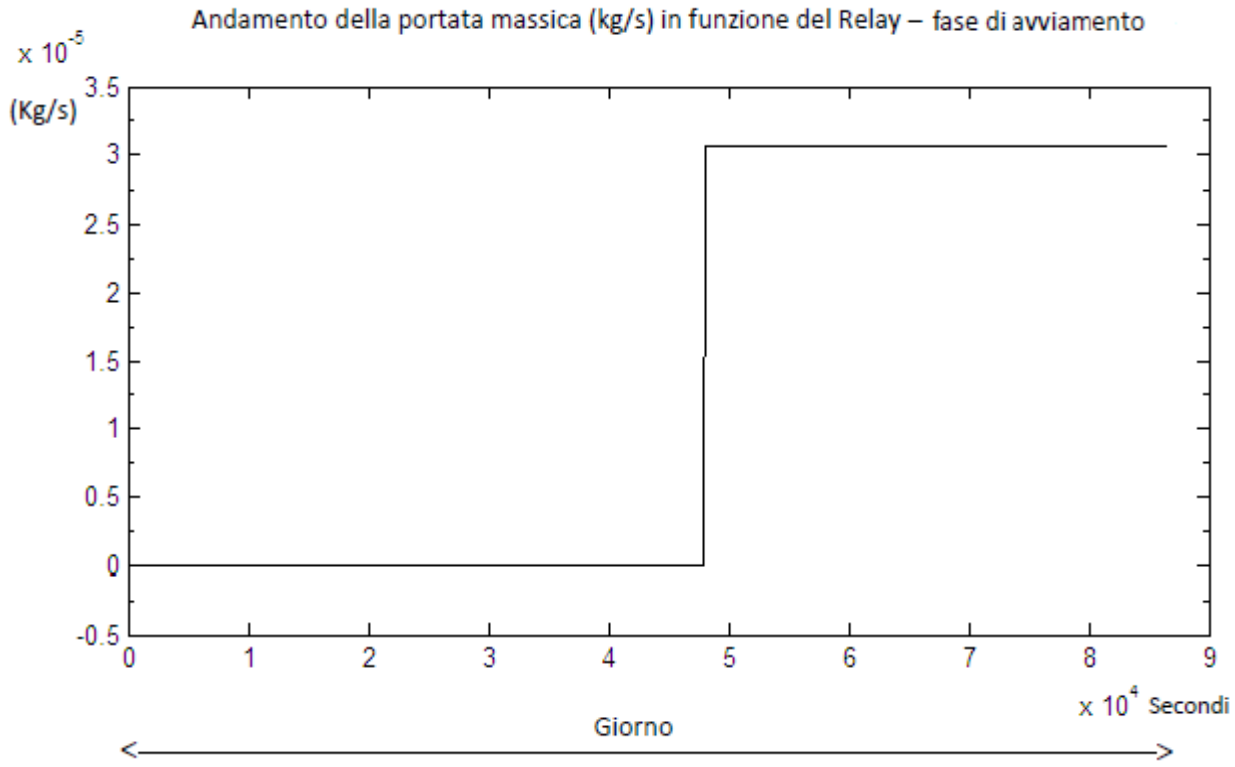


Figura 42: Andamento della portata massica messa a disposizione-fase di avviamento e motore Ecowill

Fase uno – microcogeneratore da 5,5 kWe

In figura 43 si illustra l'andamento del volume disponibile in funzione dei limiti impostati.

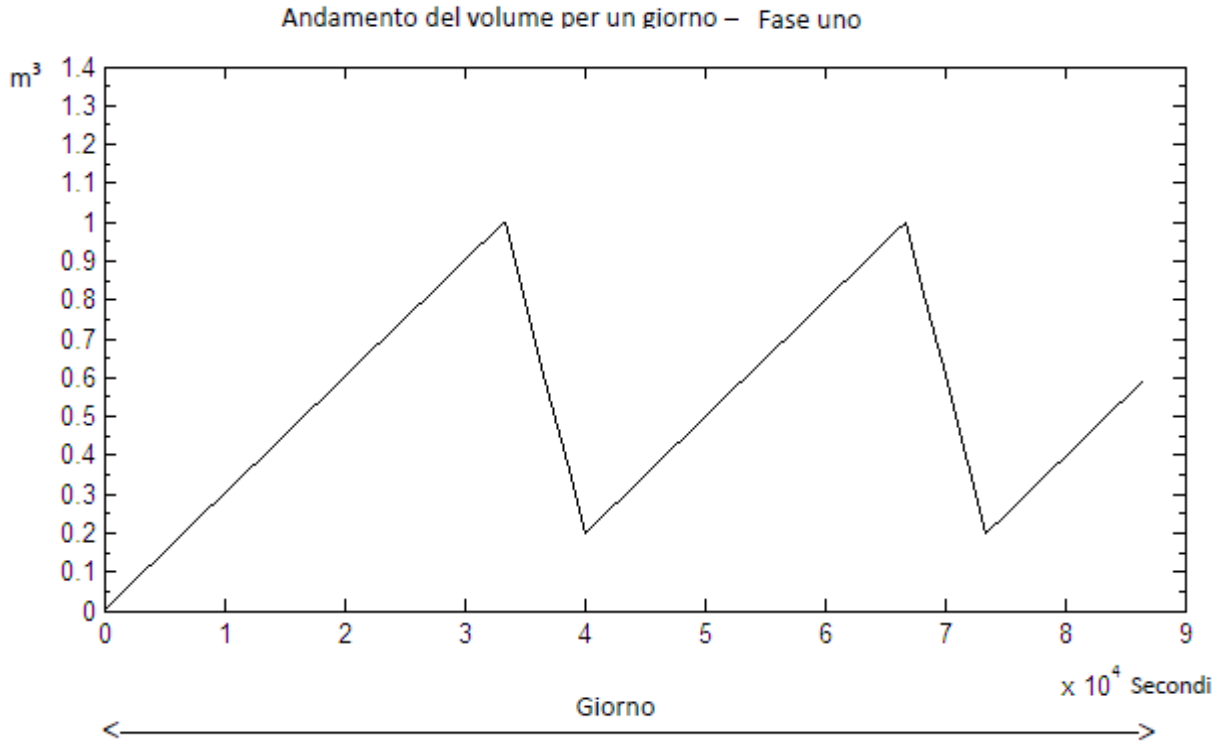


Figura 43: Andamento volume ottenuto-fase uno e motore SenerTec

Si illustra l'andamento della portata massica secondo la configurazione ON/OFF impostata (fig 44).

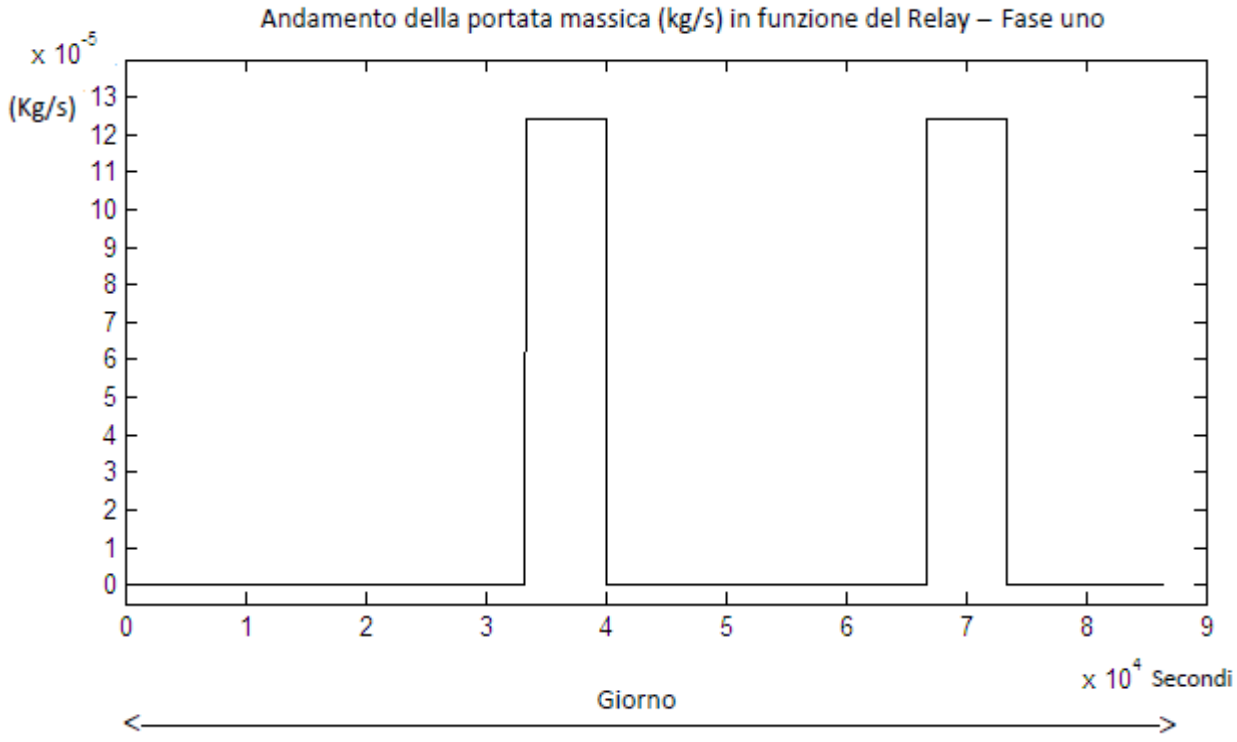


Figura 44: Andamento della portata massica messa a disposizione-fase uno e motore SenerTec

Fase uno – microcogeneratore da 1 kWe

In figura 45 si illustra l'andamento del volume disponibile in funzione dei limiti impostati.

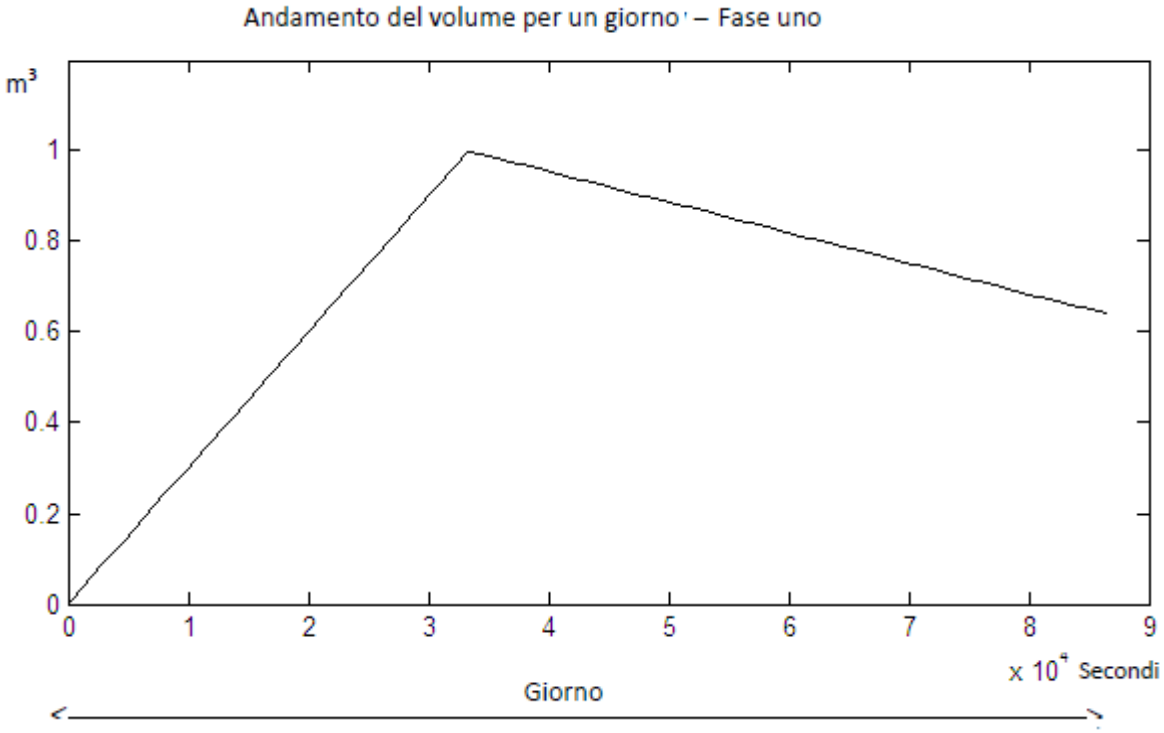


Figura 45: Andamento volume ottenuto-fase uno e motore Ecowill

Si illustra l'andamento della portata massica secondo la configurazione ON/OFF impostata (fig 46).

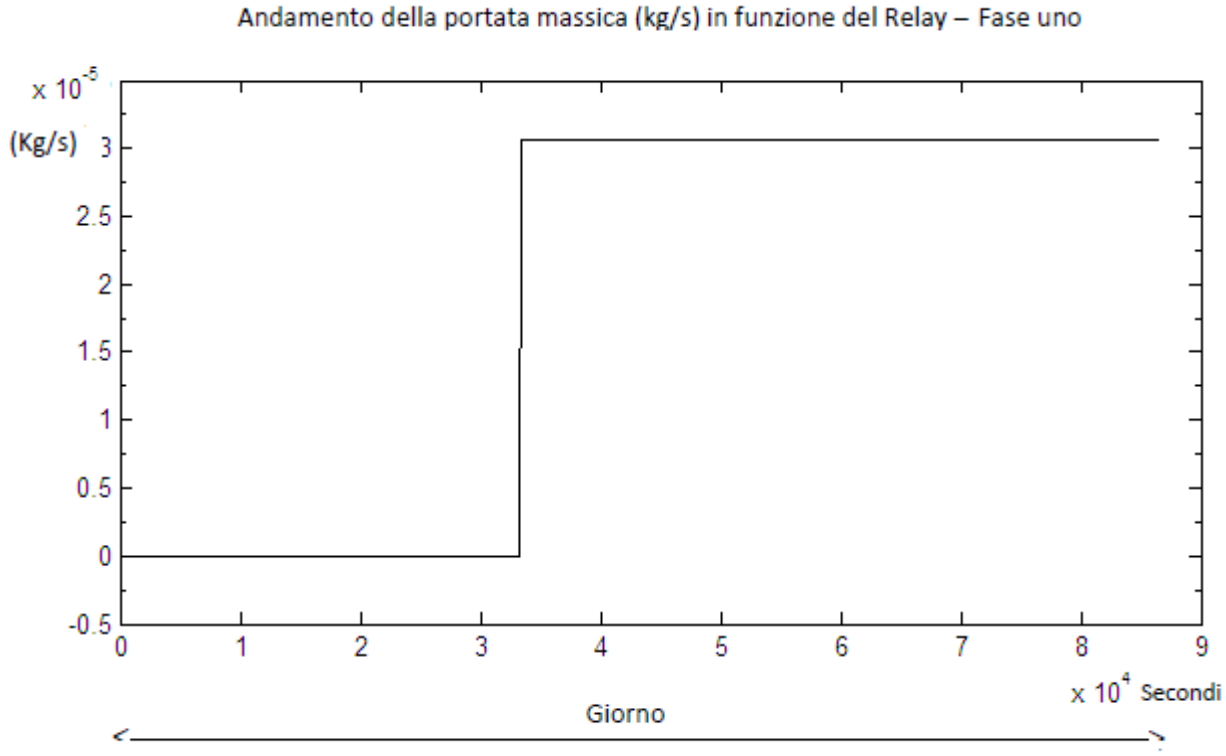


Figura 46a: Andamento della portata massica messa a disposizione-fase uno e motore Ecowill

Conclusione

Dall'analisi del potenziale energetico messo a disposizione dal fuel e dalla stima della richiesta energetica dell'impianto pilota, si dimensiona il sistema di accumulo utile.
Ipotizzando una produzione costante lungo tutto il periodo, sia per la fase di avviamento che per la fase uno, è stato definito il volume di biogas consumato, il volume da stoccare e infine il volume limite di stoccaggio.
Gli accumuli considerati sono espressi in funzione delle ore di autonomia garantite e di conseguenza dipendono dalla differenza tra la portata massica prodotta e la portata massica consumata.
Lo studio pone a confronto 2 microcogeneratori, appartenenti alla stessa tipologia in quanto sono costituiti da un motore a combustione interna ma differenti per le caratteristiche tecniche. Infatti il modello della SenerTec, sostanzialmente presenta un rendimento elettrico del 27% e una potenza elettrica nominale di 5,5 kW mentre il modello Ecowill è caratterizzato da un'efficienza elettrica del 20% e da un livello di potenza nominale pari ad 1 kWe.
Il grafico 46b è utile per confrontare qual'è il modello di microcogeneratore più idoneo nel soddisfare le esigenze richieste per le due fasi studiate.

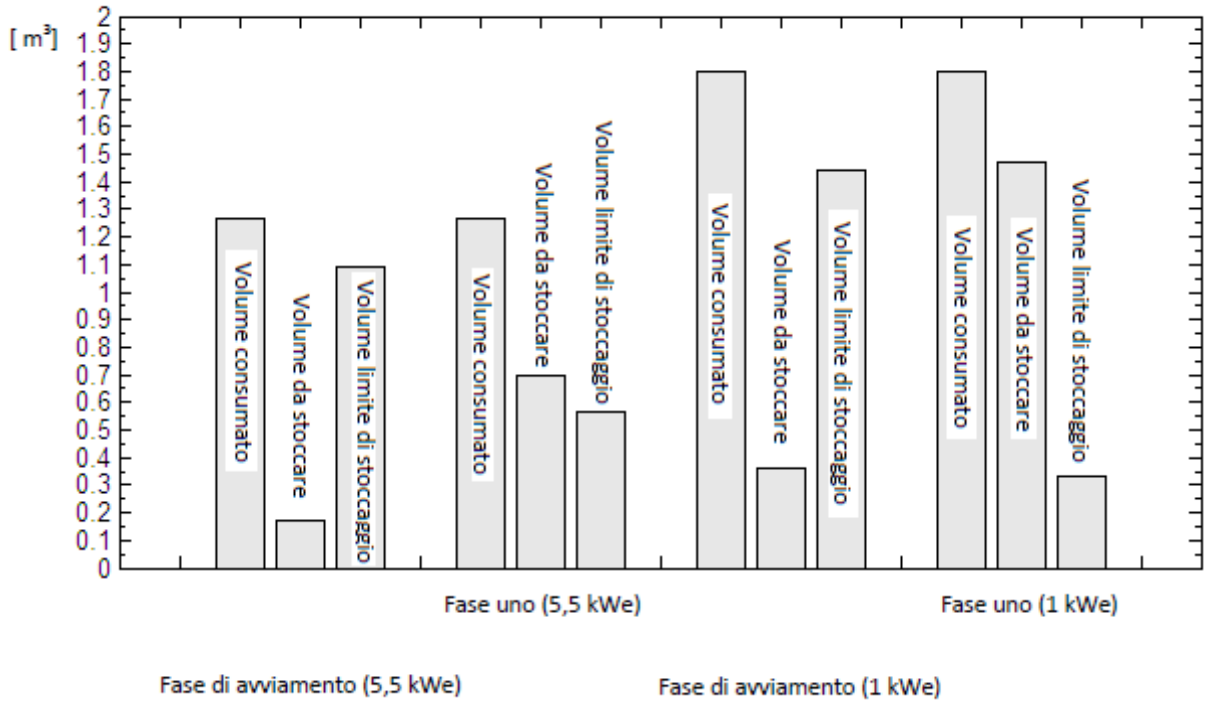


Figura 46b: Confronto dei volumi studiati

La costruzione del modello statico invece ha avuto l'obiettivo di valutare l'andamento del volume di biogas espresso in m^3 per un valore di portata massica costante. Anche per questo studio si differenziano i risultati ottenuti in base alla taglia del microcogeneratore e in base alla fase di lavoro considerata.

La portata massica impostata come segnale in ingresso è costante per tutta la fase, per questo si è scelto come orizzonte temporale solo 24 ore. Il controllo ON-OFF impostato deriva dalle analisi precedentemente svolte sui volumi massimi e minimi. Dai grafici emerge un valore dello stato ON, in funzione del tempo, molto diverso sia tra le fasi e sia tra le tecnologie.
In entrambe le fasi, il motore da 5,5 kWe necessita di un tempo pari a 13 ore prima di erogare il valore di portata massica desiderata. Questo stato permane per circa 1 ora dopodiché lo switch si rimette sullo stato OFF. Il tempo di permanenza sullo stato ON aumenta quando si impiega il micorcogeneratore da 1 kWe.
Per la fase uno, sostanzialmente si riscontrano gli stessi andamenti per le due diverse tipologie. La differenza è data dalla maggior portata massica prodotta in questa fase rispetto alla fase di avviamento e di conseguenza i tempi di apertura degli switch si riducono. Per il motore della SenerTec la prima commutazione avviene dopo tre ore di erogazione della portata massica e la seconda dopo 19 ore. Per il motore Ecowill, invece, l'impostazione dello stato ON avvenuto dopo tre ore di funzionamento dell'impianto a portata costante permane per tutto il resto del giorno.
In definitiva, il microcogeneratore da 1kWe garantisce un funzionamento più costante per tutto l'arco della giornata. I benefici si notano ancor di più se si considera la sola fase uno.

Dai valori di volume massimo e minimo impostati nel Relay per le commutazioni deriva il quantitativo accumulato e scaricato di biogas dal gasometro. Confrontando le due fasi si deduce che il raggiungimento del volume massimo avviene, logicamente, prima nella fase uno. Per quanto riguarda la taglia si definisce che mentre il microcogeneratore da 5,5 kWe, durante le 24 ore, completa due cicli di carico e scarico, il modello da 1 kWe necessita di un tempo superiore alle 21 ore prima di scaricare tutto il volume che precedentemente si è stoccato.

6.7 Il modello dinamico

Come facilmente visibile dal grafico relativo alla produzione di biogas per le due diverse fasi si nota l'eccessiva variabilità del volume di biogas prodotto. Per non essere soggetti a queste fluttuazioni repentine si dimensiona un sistema di accumulo. Questo deve essere in grado di far fronte ai consumi interni e di garantire una certa autonomia dell'impianto pilota. Per una maggiore conoscenza dello studio eseguito si estende, a differenza del modello statico, l'orizzonte temporale a 14 giorni. Quindi è stato necessario, per le condizioni reali del processo, costruire un modello dinamico.

Quest'ultimo è stato costruito con il software matematico Matlab-Simulink e le ipotesi iniziali fatte sono le seguenti:

1. Si considera una finestra temporale di 14 giorni.
2. La portata massica assume solo due valori (il valore nullo m=0, ed un valore costante m= m,nominale).

L'obiettivo è quello di realizzare un sistema di controllo ON-OFF utile per regolare, ad un valore desiderato, il volume accumulato in funzione dell'andamento giornaliero della portata massica prodotta.

In fugura 47 si riporta il modello dinamico valido sia per la fase di avviamento che per la fase uno.

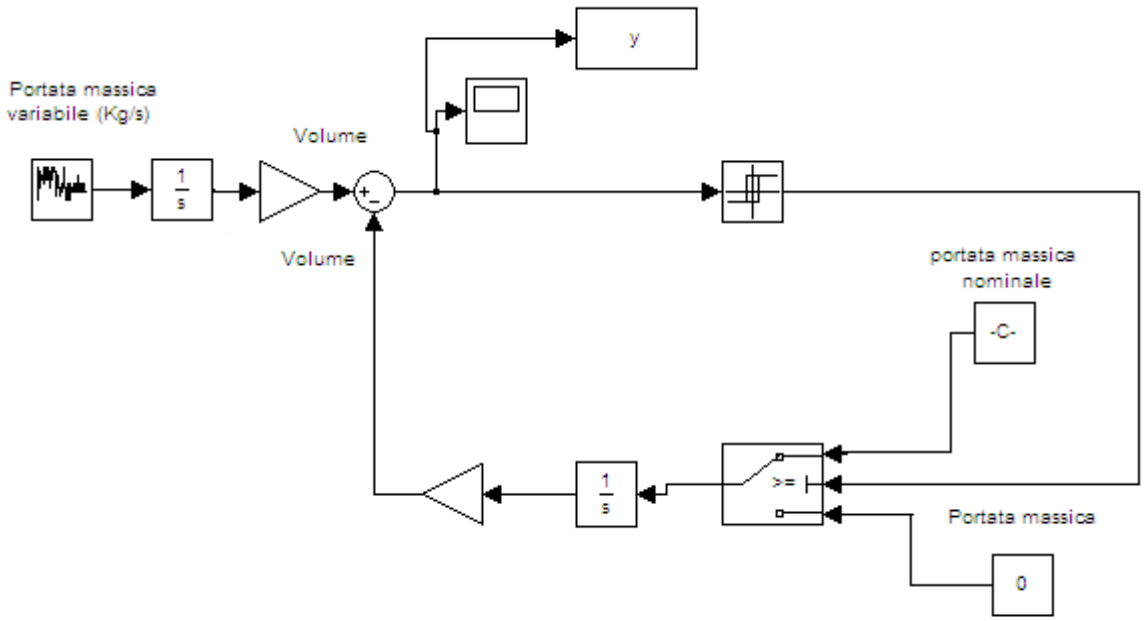


Figura 47: Modello dinamico

I risultati che si ottengono dal modello dinamico si differenziano per la fase considerata, in quanto varia il valore del segnale in ingresso, ma anche in funzione della taglia del microcogeneratore perché cambia la portata massica nominale e le specifiche del blocco del Relay.

Prima di illustrare i risultati ottenuti dal modello dinamico in fase di avviamento si riporta nella figura 48 il segnale in ingresso studiato. L'acquisizione del segnale, per opera del PLC, ha avuto una frequenza di 1 ora e per una durata totale di 14 giorni. Per semplicità di studio si converte la portata massica in Kg/s. Il periodo considerato va dal 1 aprile 2012 al 14 aprile 2012.

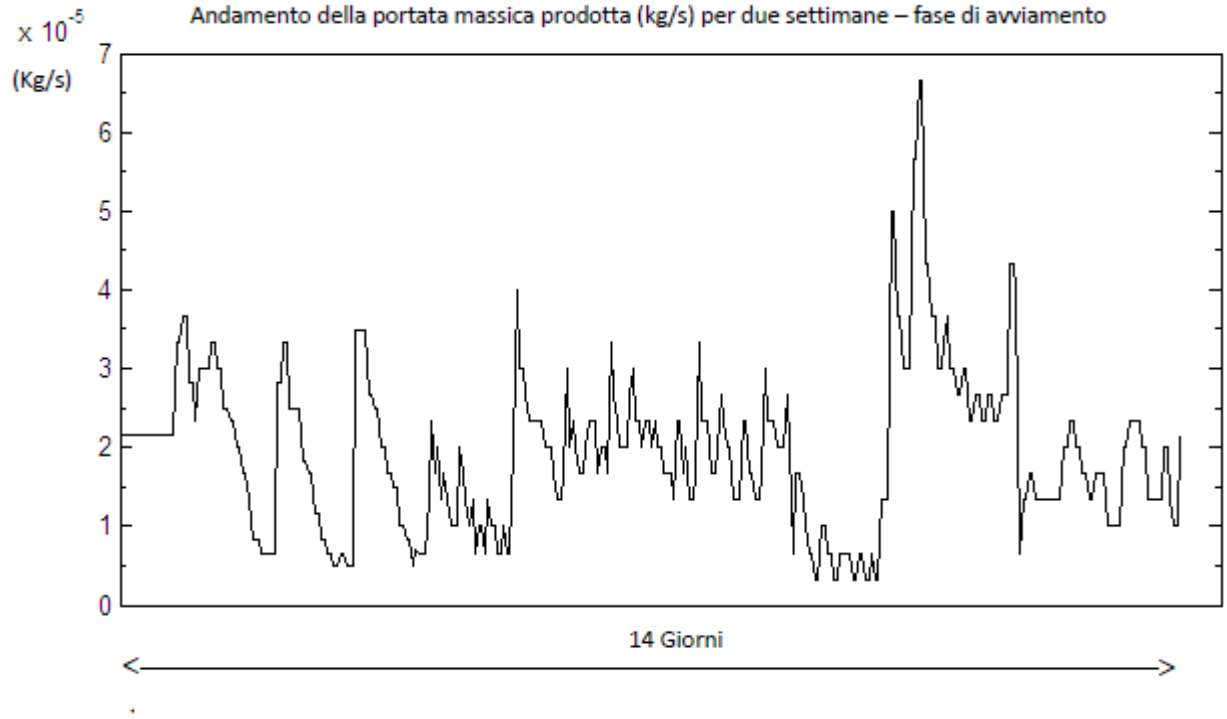


Figura 48: Segnale in ingresso- fase di avviamento

Di seguito si illustrano i grafici ricavati dalla simulazione del modello.

Per la fase di avviamento si considera prima l'uso del micorocogeneratore della SenerTec da 5,5 kWe e poi quello dell'Honda Osaka Ecowill da 1 kWe.

Fase di avviamento – microcogeneratore da 5,5 kWe

In figura 49 si riporta, in funzione dei limiti impostati nel blocco del Relay, l'andamento del volume reso disponibile nelle due settimane considerate.

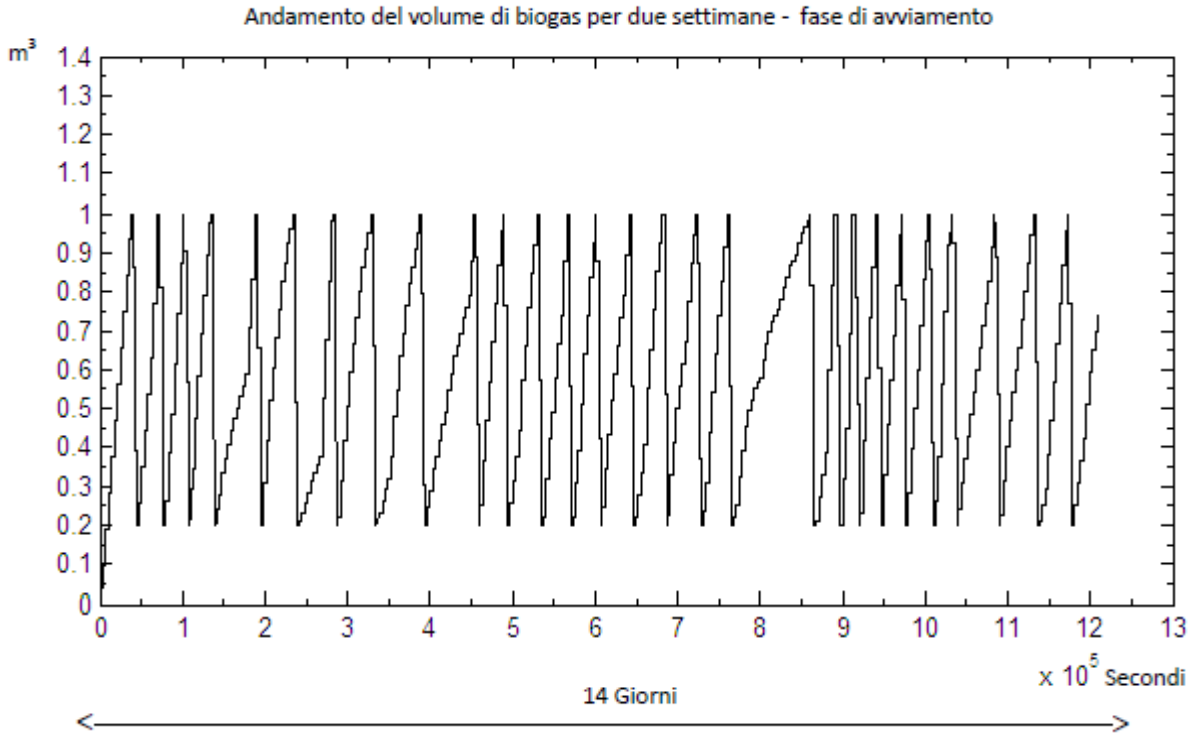


Figura 49: Volume disponibile dal modello dinamico- fase di avviamento e motore SenerTec

Si illustra l'andamento della portata massica secondo la configurazione ON/OFF impostata (fig 50)

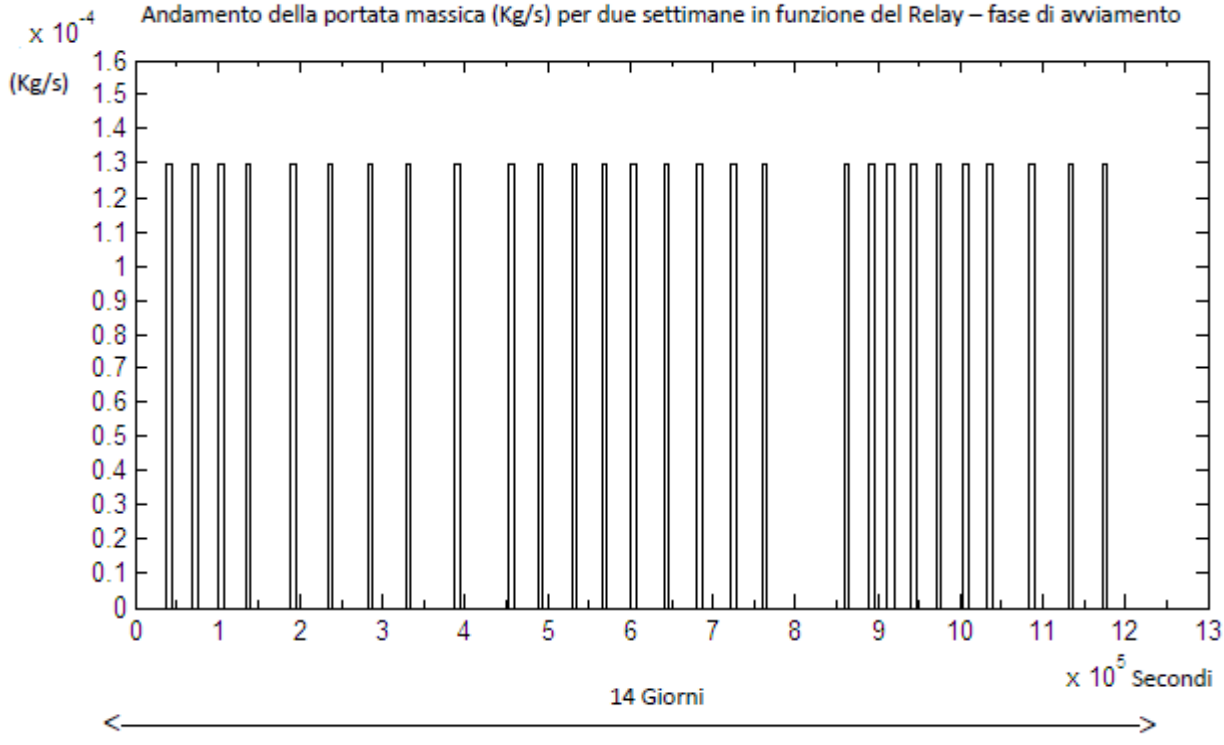


Figura 50: Andamento della portata massica messa a disposizione in 14 giorni-fase di avviamento e motore SenerTec

Fase di avviamento – microcogeneratore da 1 kWe

In figura 51 si riporta, in funzione dei limiti impostati nel blocco del Relay, l'andamento del volume reso disponibile nelle due settimane considerate.

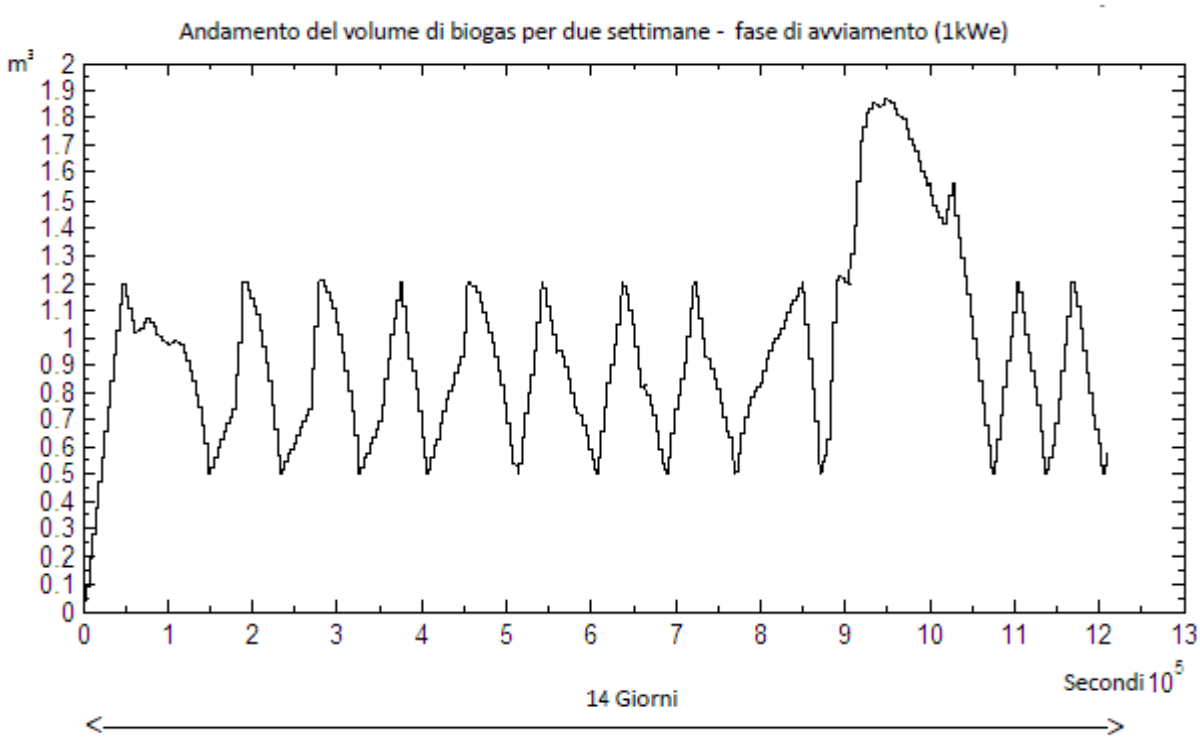


Figura 51: Volume disponibile dal modello dinamico- fase di avviamento e motore Ecowill

Dal grafico si deduce che per avere un valore costate lungo tutto il periodo non è sufficiente un volume di 1,2 m^3. L'aumento improvviso della produzione, dal decimo al dodicesimo giorno, rende insufficiente il volume di accumulo predisposto. Si valuta, senza riportare i grafici, che il blocco del Relay deve essere impostato diversamente. Stabilendo un volume di 4,5 m^3 circa si riesce ad avere un andamento costante. Da questo ne consegue un maggior numero di giorni per le fasi di carica e scarica dettati dalla commutazione meno frequente degli switch. Se si aggiunge anche il costo del nuovo gasometro, gli svantaggi aumentano.
Si illustra l'andamento della portata massica secondo la configurazione ON/OFF impostata sia con un volume massimo di 1,2 m^3 (figura 52a) e sia con un volume di 4,5 m^3 (figura 52b).

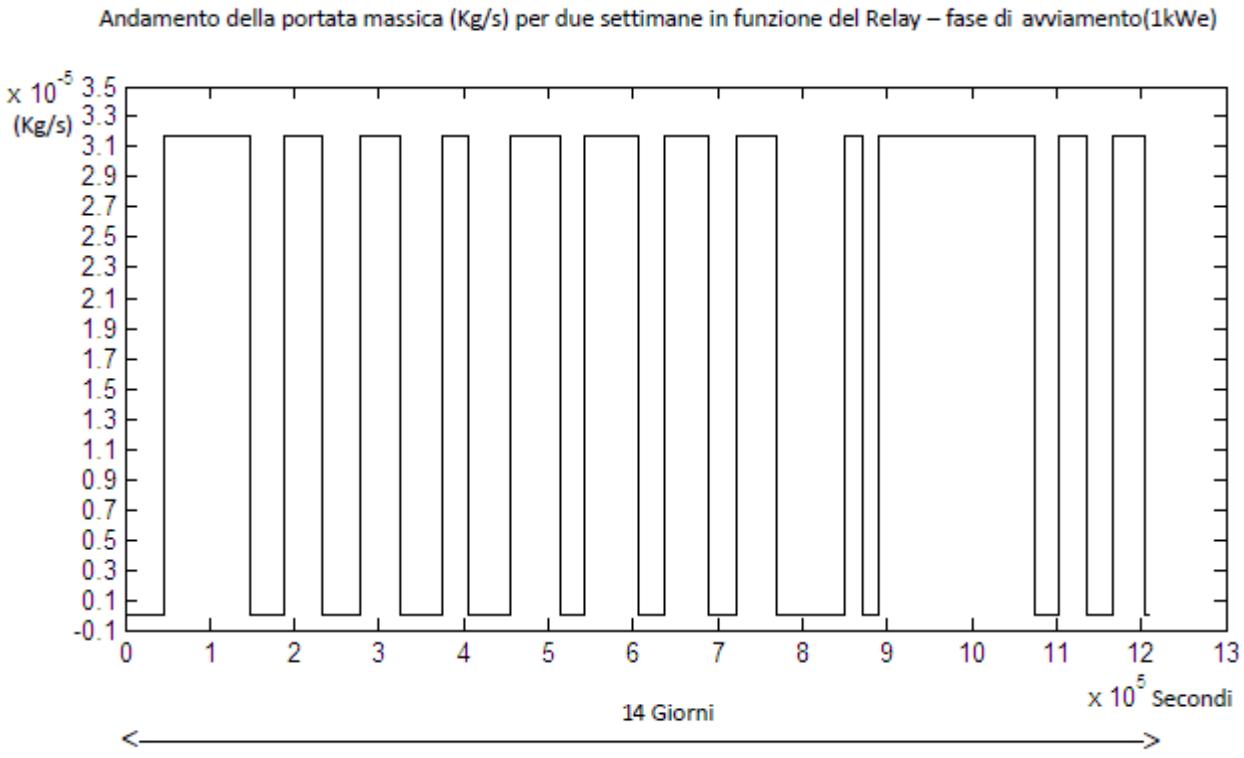


Figura 52a: Andamento della portata massica messa a disposizione in 14 giorni-fase di avviamento e motore Ecowill

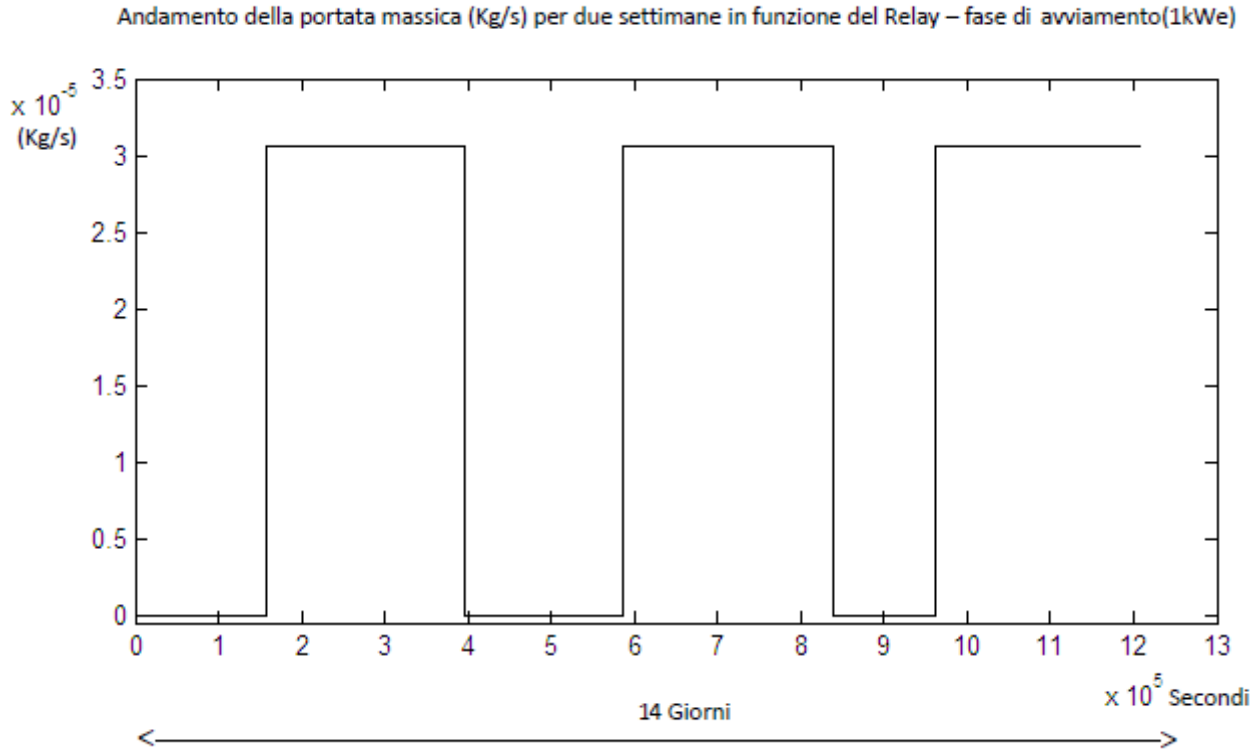


Figura 52b: Andamento della portata massica messa a disposizione in 14 giorni-fase di avviamento e motore Ecowill

Prima di illustrare i risultati ottenuti dal modello dinamico per la fase uno si riporta nella figura 53 il segnale in ingresso studiato. L'acquisizione del segnale, per opera del PLC, ha avuto una frequenza di 1 ora e per una durata totale di 14 giorni. Per semplicità di studio si converte la portata massica in Kg/s. Il periodo considerato va dal 26 maggio 2012 al 9 giugno 2012.

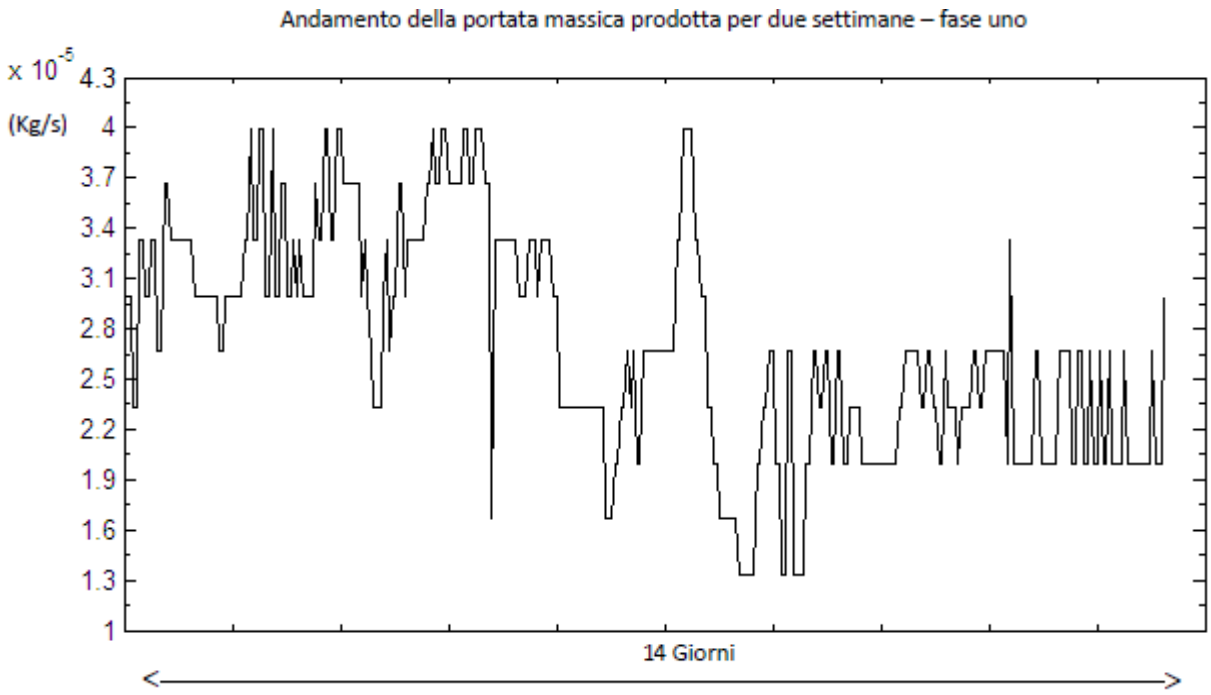


Figura 53: Segnale in ingresso- fase uno

Di seguito si illustrano i grafici ricavati dalla simulazione del modello.

Per la fase uno si considera prima l'uso del micorocogeneratore della SenerTec da 5,5 kWe e poi quello dell'Honda Osaka Ecowill da 1 kWe.

Fase uno – microcogeneratore da 5,5 kWe

In figura 54 si riporta, in funzione dei limiti impostati nel blocco del Relay, l'andamento del volume reso disponibile nelle due settimane considerate.

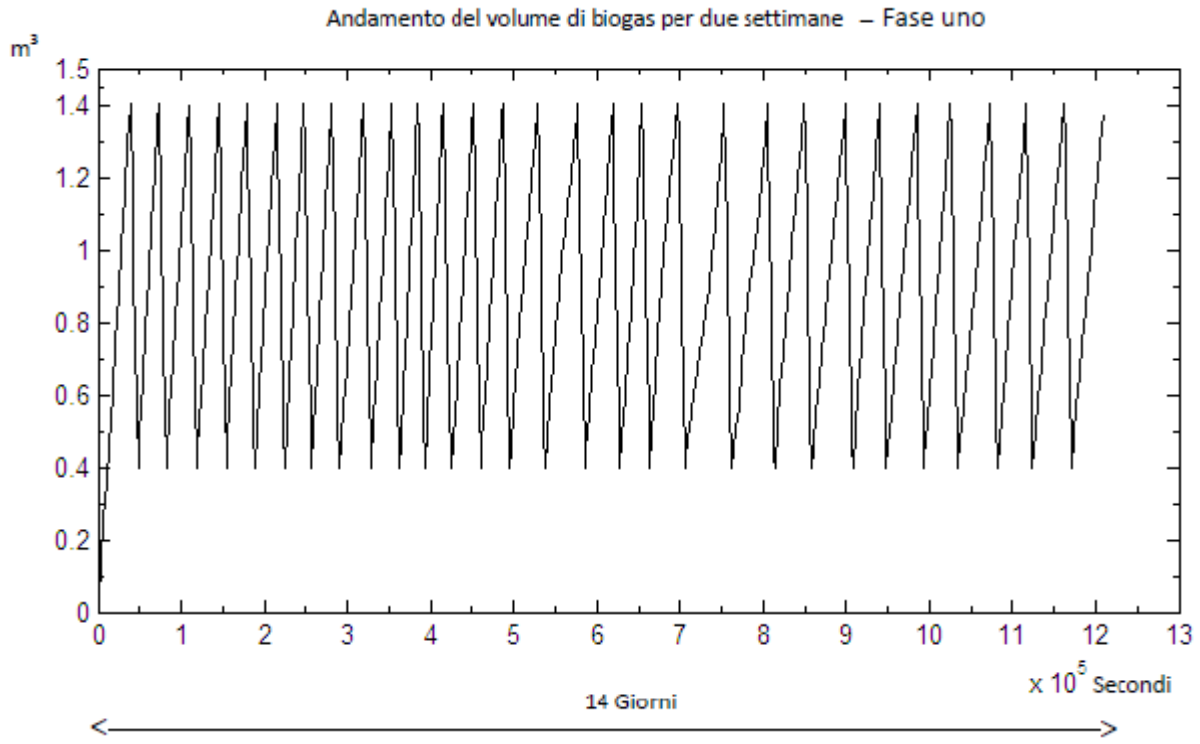


Figura 54: Volume disponibile dal modello dinamico- fase uno e motore SenerTec

Si illustra l'andamento della portata massica secondo la configurazione ON/OFF impostata (fig 55)

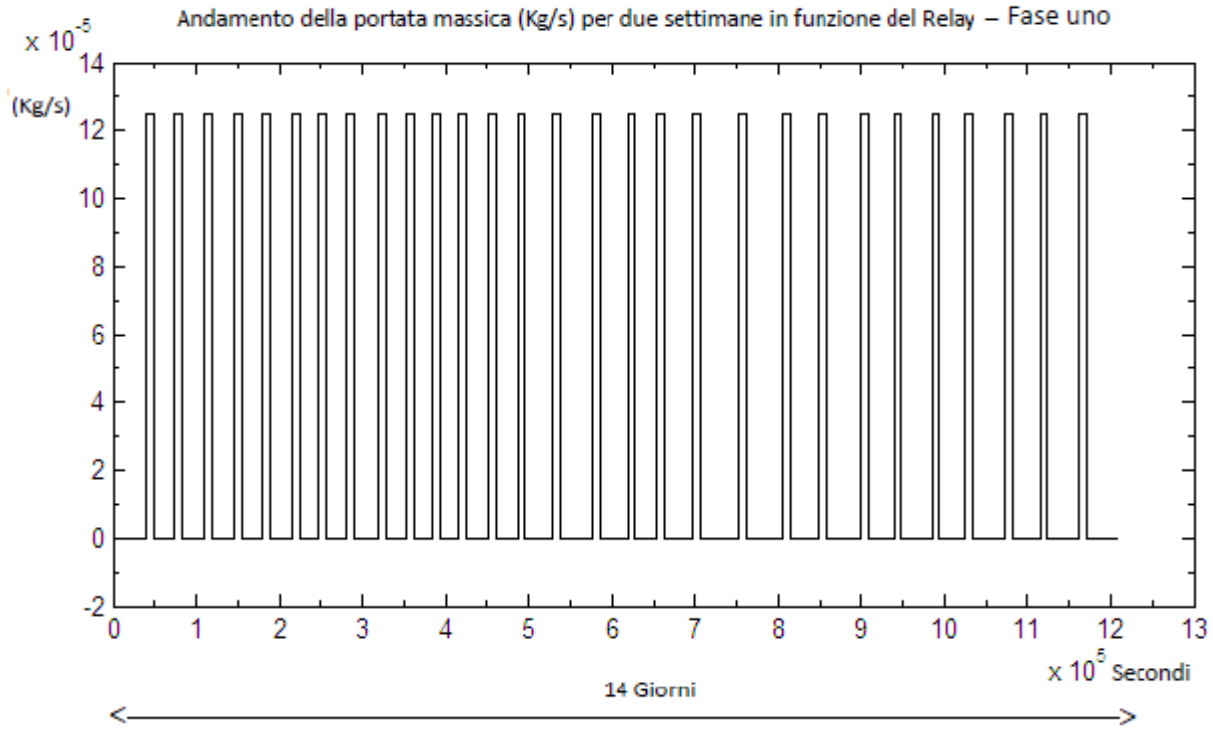


Figura 55: Andamento della portata massica messa a disposizione in 14 giorni-fase uno e motore SenerTec

Fase uno – microcogeneratore da 1 kWe

In figura 56 si riporta, in funzione dei limiti impostati nel blocco del Relay, l'andamento del volume reso disponibile nelle due settimane considerate.

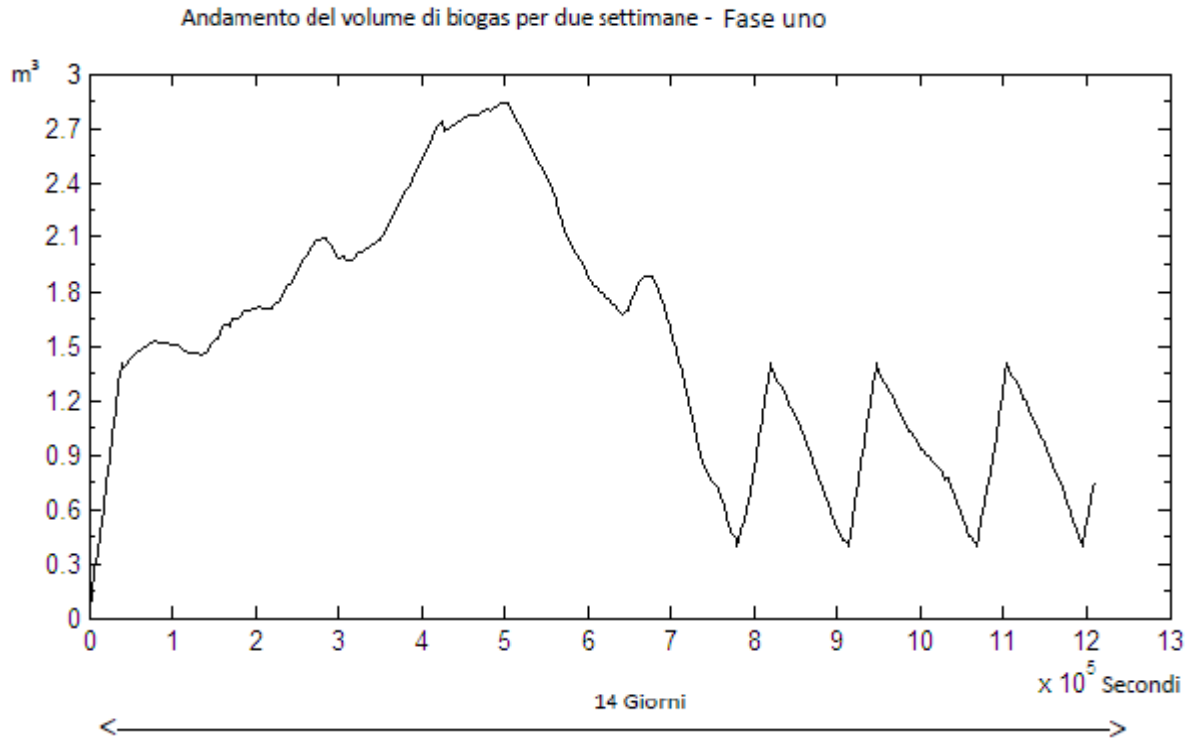


Figura 56: Volume disponibile dal modello dinamico- fase uno e motore Ecowill

Come per la fase di avviamento anche in questo caso si deve avere un volume di accumulo decisamente superiore al 1,5 m^3. Modificando i parametri impostati nel Relay si riesce ad avere un valore costante del volume di biogas prodotto per 14 giorni a seguito di continui cicli di carico e scarico. Questo valore è pari 20 m^3circa. Il che lo rende improponibile sotto queste condizioni.

Si illustra l'andamento della portata massica secondo la configurazione ON/OFF impostata (fig 57)

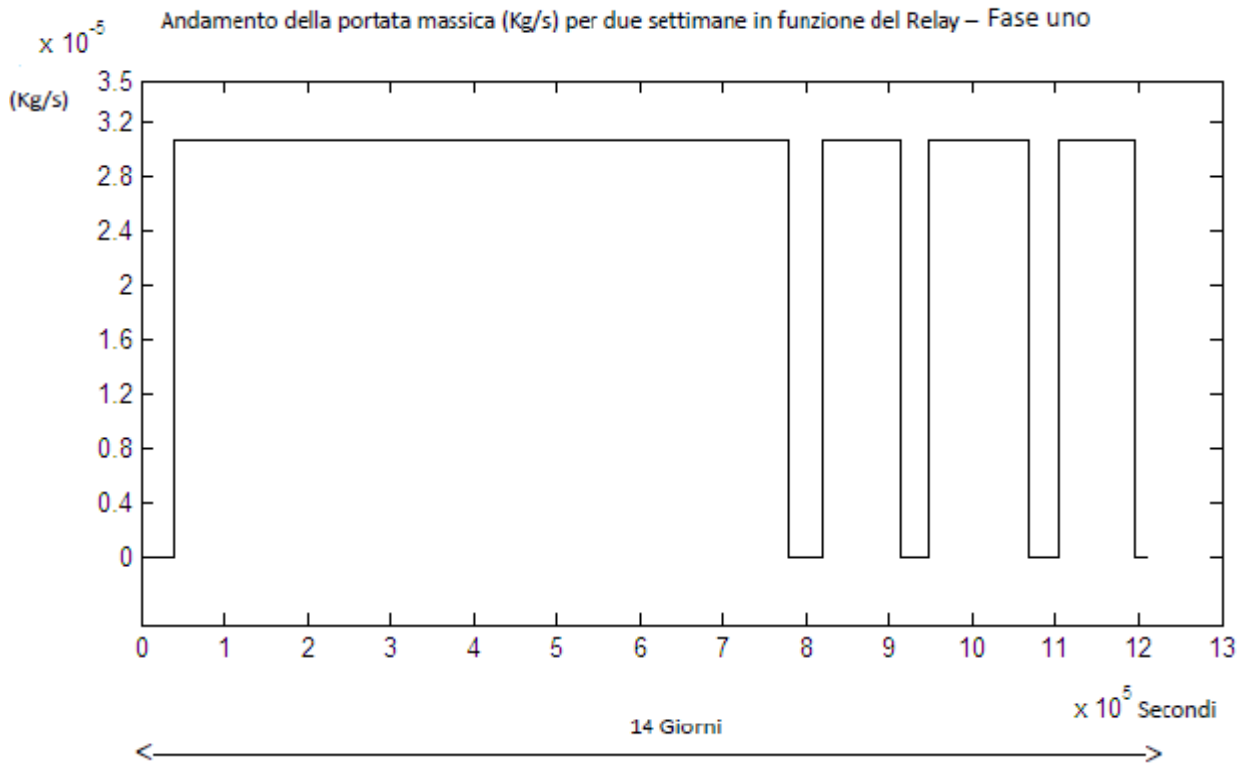


Figura 57: Andamento della portata massica messa a disposizione in 14 giorni-fase uno e motore Ecowill

Con un volume di 20 m^3 l'andamento della portata massica si modifica enormemente. In 14 giorni si prevede solo una commutazione.

Conclusioni

Data l'eccessiva variabilità della produzione di biogas nelle diverse ore del giorno ma in particolar modo in tutto il tempo della fase studiata si è cercato, mediante la costruzione di un modello dinamico con il software matematico Matlab-Simulink, di valutare quali sono i risultati ottenibili dall'esperimento avvicinandosi sempre più alle condizioni reali.
Si è particolarizzato lo studio per le due diverse fasi in quanto ad esse appartengono due diversi segnali in ingresso. Dalla semplice analisi dell'andamento della portata massica di biogas per due settimane si deduce che la produzione è decisamente più costante nella fase uno.
Il modello dinamico prevede, come per il modello statico, un controllo con regolazione degli stati ON – OFF in funzione di due valori. Uno rappresentato dalla portata massica nominale e quindi dipendente dal microcogeneratore scelto e l'altro da un valore nullo.
L'impostazione dei volumi massimi e minimi è derivata dalla valutazione della portata massica prodotta e consumata e dal numero di ore di autonomia dell'impianto conseguente.
Con un volume compreso tra 1,2 e 1,5 m^3 il motore della SenerTec garantisce un certo profilo costante, lungo tutte le due settimane per entrambe le fasi studiate, con continui cicli di carico e scarico.
Il motore Ecowill necessita di un volume di accumulo decisamente superiore a 1,5 m^3 .Infatti si valuta un gasometro di 4,5 m^3 per la fase di avviamento e di 20 m^3 per la fase uno.
Il dimensionamento più opportuno varia a seconda della tipologia dell'impianto. Per un impianto che funzionerà per un certo numero di anni con la stessa matrice converrà riferirsi ai risultati ottenuti nella fase uno ed utilizzare un motore della Senertec. Mentre per l'impianto pilota considerato e per lo scopo previsto converrà dimensionare il sistema di accumulo riferendosi alla fase di avviamento e ad un microcogeneratore da 5,5 kWe.

Capitolo 7: Digestato finale

Per dimensionare e gestire correttamente un impianto per la produzione di biogas è necessario tenere conto del potenziale metanigeno delle biomasse utilizzate. Occorre considerare che solo una quota parte delle biomasse impiegate, cioè i solidi volatili degradabili, viene convertita in biogas. La quota non convertita costituisce il cosiddetto digestato che deve essere poi stoccato e possibilmente utilizzato agronomicamente.

Questo residuo prodotto è però fortemente vincolante in termini gestionali, normativi ed economici.

Le biomasse in quanto tali sono costituisce da tre macro componenti (fig 58)

1. Acqua.
2. Solidi volatili o sostanza organica.
3. Ceneri.

Le rese di biogas dipendono dal tipo di molecole che costituiscono la sostanza organica infatti una percentuale di essa definita recalcitrante è resistente agli attacchi della microflora batterica anaerobica.[37]

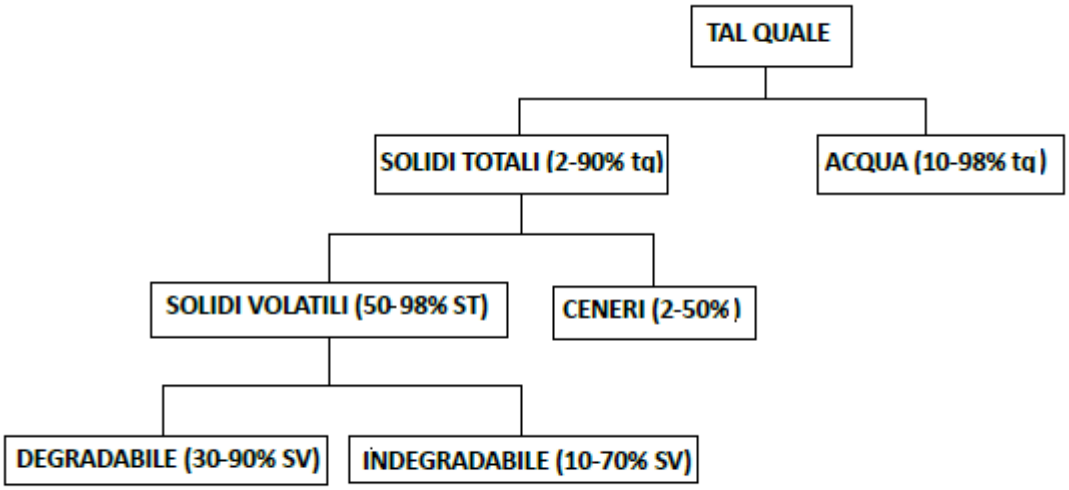


Fig 58 – Macrocomponenti delle biomasse

7.1 Inquadramento normativo del digestato

Non esiste attualmente un inquadramento normativo univoco a livello nazionale per il trattamento e/o impiego del digestato a scopi agronomici o commerciali. In generale la qualificazione del digestato può, in funzione delle matrici di alimentazione del digestore, delle caratteristiche del ciclo produttivo e delle modalità di impiego del digestato, essere inquadrata nell'ambito della disciplina che regolamenta l'utilizzo:

- dei rifiuti;
- dell'esclusione dal regime dei rifiuti in caso di sostanze naturali non pericolose utilizzate nell'attività agricola;
- dei sottoprodotti;
- ai sensi del DM 7/4/2006 sull'utilizzo agronomico (attualmente riservato ai soli effluenti di allevamento).

Il D.Lgs 152/2006, introduce la definizione di "digestato". Le modifiche in corso sono dettate dall'esigenza di adeguare ad una realtà agricola in evoluzione l'utilizzazione agronomica degli effluenti di allevamento.

Dal punto di vista agronomico il digestato possiede un buon potere fertilizzante, in quanto apporta sostanza organica ed elementi nutritivi (azoto, fosforo e potassio). La caratteristica comune a tutti i digestati è la maggiore quota di azoto che si presenta sotto forma ammoniacale rispetto a quella delle matrici in ingresso[38].

In Tabella 31 si riportano alcune caratteristiche del digestato proveniente da diverse tipologie di biomasse.

Parametri chimici	Digestato da liquami suini	Digestato da liquami bovini e biomase vegetali	Digestato da biomasse vegetali
pH	8,3	7,8	7,9
ST(% t.q.)	3	4,3	6,8
SV(% ST)	52	66	65
Azoto Totale (g/kg t.q.)	3,9	3,8	4
Azoto Ammoniacale (%TKN)	77	62	53
Fosforo Totale (g/kg t.q.)	0,8	0,5	0,5

Tabella 31 Caratteristiche esemplificative di digestato derivante da diverse tipologie di biomasse (Rossi, 2010)

Una volta stabilita la possibilità di impiego agronomico del digestato, il dosaggio deve essere definito in base al contenuto di azoto, nel rispetto dei vincoli stabiliti dalla Direttiva Nitrati (91/676/CEE) e relativi provvedimenti di attuazione: 170 kg di N/ha in Zone Vulnerabili da Nitrati (ZVN) ; 340 kg di N/ha in Zone Ordinarie (ZO).

Qualora i quantitativi di azoto presenti nel digestato risultino eccedenti rispetto alla disponibilità di superficie, è necessario introdurre appositi trattamenti.

Il digestato prodotto dai processi di digestione anaerobica può essere separato, in funzione dei solidi totali, nella sua frazione liquida e solida al fine di ottenere due sottoflussi di materia con caratteristiche e finalità d'uso differenti:

- la frazione liquida, che contiene elementi nutritivi nelle stesse quantità presenti nelle biomasse in entrata ma in forma più facilmente assimilabile rispetto alle matrici di origine, possiede le stesse caratteristiche di un concime a pronto effetto con un potere nutrizionale non inferiore a quello del materiale da cui deriva;
- la frazione solida, nella quale si concentra la sostanza organica non digerita, ha proprietà ammendanti e quindi è in grado di apportare miglioramenti alla struttura del terreno (Piccinini *et al*., 2009).

La diversificazione consente di ottenere migliori risultati agronomici, favorendo una migliore utilizzazione dell'azoto da parte delle colture, e di conseguenza, la sua minore potenziale dispersione nell'ambiente. Rimane comunque il problema dello smaltimento della frazione liquida, che non può essere dispersa tal quale sui suoli agricoli in quanto, nella gran parte dei casi, contiene eccessivi carichi di azoto superiori a quelli stabiliti dalla normativa.

ll digestato prodotto dalla fase di metanizzazione risulta in genere non completamente stabilizzato a causa del ridotto tempo di residenza dei rifiuti all'interno dei reattori. È in genere necessaria una successiva fase di stabilizzazione aerobica finalizzata alla degradazione della sostanza organica residua più difficilmente biodegradabile e all'ottenimento dell'igienizzazione del materiale.

Il grado di maturazione finale da raggiungere dipende dalla possibilità di utilizzare in campo il digestato ritenuto idoneo a livello normativo [39]

7.2 Caratterizzazione del digestato

Si analizza il digestato prelevato dal serbatoio in data 11-06-2012. Esso deriva esclusivamente dai mix di frutta e verdura introdotti in tramoggia durante la fase uno dell'esperimento condotto.

Come prima operazione si è eseguita una separazione meccanica nelle sue parti liquide e solide mediante centrifuga. La scelta della strumentazione è frutto della disponibilità di essa all'interno del laboratorio di analisi dell'impianto. In alternativa si può usare un separatore rotante o a compressione elicoidale. Anche se presentano efficienza di separazione basse vengono scelte per via dei bassi consumi energetici richiesti.

Il prodotto ottenuto è composto da una parte solida (con circa il 20-30% di sostanza secca) ad elevato contenuto in sostanza organica ed azoto organico a lento rilascio e presenta proprietà ammendanti e da una parte liquida con basso tenore di solidi (circa il 2-8% di sostanza secca) dove si concentrano l'azoto ammoniacale e i sali solubili, presenta caratteristiche simili a quelle di un concime.

Successivamente la parte solida viene sottoposta ad un processo di essiccamento alle condizioni ambientali fino al raggiungimento di un elevato grado di secchezza.

Di seguito verrà illustrato il bilancio di massa dell'esperimento condotto in data 11/06/2012.

- Il campione prelevato dal serbatoio pesa 1282 grammi.
- Il campione centrifugato utile ha un peso di 139,7 grammi.

La differenza di 1142,7 grammi viene smaltito in quanto rappresenta la parte liquida del campione.

- Le perdite varie ammontano a 11,3 grammi.

In conclusione, al termine della separazione meccanica la frazione solida è pari al 10 % circa del campione inizialmente analizzato avente quindi un peso di 128,4 grammi. Questo è stato essiccato alle condizioni ambientali per circa 24 ore.

Il campione secco ottenuto al termine è di 9,8 grammi. Questo rappresenta la frazione utile per lo sfruttamento energetico come combustibile. In termini percentuali è il 7,63 % del campione tal quale mentre è lo 0,76 % del campione inizialmente analizzato.

Il campione secco viene analizzato con l'analizzatore gravimetrico TGA, spiegato nel capitolo 4, per la determinazione di alcuni parametri come:

- Umidità %
- Sostanza secca %
- Ceneri % SS
- Ceneri % tq
- Sostanze volatili % SS
- Sostanza volatili % tg
- Carbonio fisso

Le caratteristiche sono le seguenti (tab 32):

Campione	Digestato dell' 11/06/2012
Umidità %	10,17
Sostanza Secca	89,83
Ceneri % SS	19,69
Ceneri % tq	17,62
Sostanza Volatili % SS	76,55
Sostanze Volatili % tq	68,76
Carbonio Fisso	3,38

Tab 32 – Analisi TGA digestato

Un altra analisi svolta, sempre sul campione secco, riguarda la misura del Potere Calorifico mediante Calorimetro e di seguito riportata.

- PCS = 16,57 MJ/Kg

Rispetto ad un qualsiasi altro combustibile il suo valore è molto basso ma può costituire una valida alternativa. Un'opportuna ottimizzazione dei costi permette di scegliere la tipologia di smaltimento più idonea tenendo presente i principi base che hanno spinto alla promozione delle fonti energetiche rinnovabili come la salvaguardia dell'ambiente sia in termini di occupazione del suolo che in termini di emissioni liberate in atmosfera.

Conclusioni

Il presente studio ha voluto dimostrare che un trattamento adeguato degli scarti ortofrutticoli genera una serie di benefici, sfruttabili dall'impianto stesso o vendibili. Il sistema di incentivazione e i piani di sviluppo previsti promuovono lo sfruttamento di questi “scarti” con l'obiettivo di evitare un costo ma anche di generare un ricavo. In altri termini si potrebbe definire un doppio ricavo.
Non si è svolta un ottimizzazione tecnico-economica dell'impianto perché questo è stato concepito sin dall'inizio per la ricerca e di conseguenza gli elementi che lo compongono non sono stati scelti secondo criteri principali di economicità. Di fatto, non ha tanto senso estendere i consumi su scala industriale.
Si è però calcolato il potenziale estraibile dalla matrice processata per le due diverse fasi considerate. Il periodo di avviamento è necessario e critico allo stesso tempo e la sua durata è senz'altro funzione delle manutenzioni da attuare periodicamente ai diversi elementi dell'impianto pilota. Nella seconda fase la produttività è notevolmente aumentata utilizzando la sola matrice ''scarti ortofrutticoli''.
In termini qualitativi il biogas prodotto nella fase uno è costituito da una più alta percentuale di metano rispetto alla fase di avviamento. Ne consegue un maggior potere calorifico inferiore messo a disposizione dal fuel.
Si è poi visto l'aspetto della depurazione del biogas. È di fondamentale importanza rimuovere gli elementi dannosi e inquinanti presenti per i trattamenti successivi. Nel nostro caso l'elemento più critico è l'acido solfidrico.
Anche per questo aspetto le due diverse fasi portano a risultati diversi. Nell'avviamento il valore dell'H_2S è elevato mentre nella fase uno il suo valore è molto basso e il sistema di purificazione da impiegare sarà molto più economico.
La scelta della tipologia di sfruttamento energetico del biogas è dettata dalle esigenze richieste dall'impianto pilota. L'ausilio di un microcogeneratore ha portato ad una massimizzazione del potenziale messo a disposizione dal fuel in quanto la generazione simultanea di energia elettrica e termica consente di sostituire alcuni elementi altamente energivori, come le resistenze elettriche, utili per il riscaldamento della matrice prima della fase di caricamento nel reattore. I benefici saranno più evidenti qualora si decida di lavorare in condizioni psicrofile.
Nonostante il micorcogeneratore sia ancora una tecnologia poco matura, è in grado di competere con altri sistemi attualmente presenti sul mercato. La taglia più piccola presente, per lo più nel mercato Asiatico, è il modello Ecowill dell'OSAKA HONDA da 1 $Kw_{elettrico}$. Per il nostro studio si è dedotto che la taglia, essendo troppo piccola, non è idonea nel garantire piccoli volumi di stoccaggio. Quest'ultimo è indispensabile data l'eccessiva variabilità di produzione della portata massica.
Il modello della SenerTec da 5,5 kWe consente di limitare il volume del gasometro a valori non superiori a 1,8 m^3.

Il digestato ottenuto, se le caratteristiche lo consentono, si destina per scopi agricoli con l'obiettivo di abbattere i costi dei fertilizzanti e ammendanti e di sostituirli a quelli chimici. Se le caratteristiche chimiche che possiede non rispondono a quelle fissate dalle Norme si può optare ad un processo di arricchimento o di impoverimento, a seconda dei casi, oppure ad altri scopi come combustibile per alti forni. La soluzione migliore scaturisce da una considerazione economica e ambientale sulle diverse possibilità di smaltimento.
La produzione potenziale di biogas diventa ancor più appetibile se al fine di rispettare il piano 20-20-20 e le prescrizioni nazionali sulle limitazioni delle emissioni di inquinanti si considera la quantità di CO_2 evitata. A grandi linee, considerando che 1 m^3 di biogas prodotto equivale a 0,70 kg di CO_2 evitata, su scala industriale consentirebbe un risparmio consistente di emissioni di CO_2 all'anno.
Si fa notare che un ulteriore lavoro può ancora essere fatto per rendere i risultati elaborati dal modello ancora più accurati e precisi, in particolare per quanto concerne la simulazione del funzionamento dell'impianto in ogni condizione di carico, e con diverse condizioni ambientali.

Bibliografia

[1]: Ministero dello Sviluppo Economico. Bilancio Energetico Nazionale, 2010.

[2]: Ministero dello Sviluppo Economico. Piano d'azione nazionale per le energie rinnovabili, 30-giugno-2009.

[3]: GSE. Target-Nazionale, 2011.

[4]: DLgs 28/2011. "Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.

[5]: AIEL- Elaborazione dati PAN. Energia Rinnovabile al 2020, 2010.

[6]: Ministero delle Politiche Agricole, Alimentari e Forestali. De re rustica- Energia, Innovazione e Governance, Enea, 2011.

[7]: DLgs 152/2006. Caratteristiche e condizioni di utilizzo dei combustibili- Allegato X, parte II, sezione 6.

[8]: ARPA, Impianti a Biomassa. Documento divulgativo sulle problematiche delle emissioni in atmosfera convogliate e diffuse (odori), 2011.

[9]: S.Piccinini – CRPA. La Digestione Anaerobica dei rifiuti organici e di altre biomasse: situazioni e prospettive in Europa e in Italia, 2004.

[10]: GSE, Bollettino-Incentivazione alle fonti energetiche rinnovabili , 31-dicembre-2011.

[11]: Elena Martellucci - Elvezio Santarelli, Gli incentivi a sostegno del biogas, 2011.

[12]: APAT. Digestione anaerobica della frazione organica dei rifiuti solidi-Aspetti fondamentali, progettuali, gestionali,di impatto ambientale ed integrazione con la depurazione delle acque reflue, 2005.

[13]: P.A.Lanza , S.Nicosia. Trattamento e smaltimento di fanghi da depurazione, 2006.

[14]: C.Rada, M.Ragazzi,G.Giglio. Schema riassuntivo di decomposizione anaerobica delle sostanze organiche durante la digestione da valorizzazione energetica dei fanghi di depurazione.

[15]: Sardegna Ricerche. Impianti di digestione anaerobica, 2011.

[16:] Maurizio Masi. Enciclopedia degli idrocarburi.

[17]: Fabrizio Adani, Giuliana D'Imporzano, Andrea Schievano. La digestione anaerobica dei rifiuti urbani:stato dell'arte e future applicazioni, 2010.

[18]: Sergio Piccinini e gruppo di lavoro CIC- CRPA. L'integrazione tra la digestione anaerobica e il compostaggio, 2006.

[19]: RES-Italia. Manuale per l'utilizzo del Sistema di Automazione e Controllo dell'Impianto Pilota di digestione anaerobica, 2012.

[20]: RES-Italia. Relazione Tecnica dell'Impianto Pilota di digestione anaerobica, 2008.

[21]: S.Piccinini-CRPA, Biogas e Biometano in Italia : situazioni e prospettive, 2011.

[22]: Silvana Castelli – Cesare Sala, I sottoprodotti nelle filiere agroenergetiche: digestione anaerobica, 2006.

[23]: Centro Ricerche sulle biomasse, Università di Perugia, Analizzatore elementare LECO Truspec CHN.

[24]: Apat Manuale guida, 2005.

[25]: Kouichi Izumi,Yu-ki Okishio. Effect of particle size on anaerobic digestion of food waste, 2010.

[26]: Ulrich Lossie e Petra Putz. Gestione ottimale degli impianti di biogas mediante FOS/TAC.

[27]: Manuale guida Apat Pre-trattamento del biogas, 2005.

[28]: Vismara , Malpei, Centenaro, Biogas da rifiuti urbani.

[29]: D.Deublein and A.Steinhauser, biogas from waste and renewable resources, 2008.

[30]: KLINSKI. Einspeinsig von biogas in dos eragosnete, studies edited by the agency of renewable resiurces (FNR), 2006.

[31]: Guglielmo Magri. Analisi dinamica di generatori di nuova concezione per la riqualificazione energetica degli edifici, 2010-2011.

[32]: Agenzia per il Risparmio Energetico di Ancona. Revisione del testo a cura del Prof. Ing. Agostino Gambarotta del Dipartimento di Ingegneria Industriale presso l'Università di Parma e dell'Ing. Iacopo Vaja. La cogenerazione – campagna di informazione, comunicazione ed educazione a sostegno delle fonti rinnovabili, del risparmio e dell'uso efficiente dell'energia.

[33]: GSE. Guida alla Cogenerazione ad Alto Rendimento CAR, marzo 2012.

[34]: Ministero dello Sviluppo Economico- ENEA. Le tecnologie innovative ed efficienti nei sistemi di generazione in assetto co-trigenerativo e nei sistemi integrati con unità a pompa di calore nelle applicazioni industriali e del terziario, 2009.

[35]: Michele Bianchi, Pier Ruggero Spina, Integrazione di sistemi cogenerativi innovativi di piccolissima taglia nelle reti di distribuzione dell'energia elettrica, termica e frigorifera, 2012.

[36]: Dachs microcogenerazione evoluta, Dati Tecnici - SenerTec KRAFT-WÄRME-ENERGIESYSTEME GMBH.

[37]: CRPA- Centro ricerche produzioni animali. Biogas-metodi di valutazione del potenziale metanigeno, 2011.

[38]: Ente Nazionale per la meccanizzazione agricola. Valorizzazione energetica del biogas, 2011.

[39]: Letizia Tuccinardi. Produzione di vettori energetici per via fermentativa da rifiuti organici, 2010.

Indice delle figure

Fig 1 - Il Consumo finale lordo di energia atteso dell'Italia fino al 2020, tenuto conto degli effetti delle misure in materia di efficienza energetica e di risparmio energetico 2010-2020 (fonte PAN).

Fig 2 - Il Consumo finale lordo di energia atteso dell'Italia per riscaldamento e raffreddamento, elettricità e trasporti fino al 2020, tenuto conto degli effetti delle misure in materia di efficienza energetica e di risparmio energetico 2010-2020 (PAN).

Fig 5 - Rappresentazione schematica del processo di digestione anaerobica (adattato da Speece, 1996).

Fig 6 - Schema del processo biologico di digestione anaerobica.

Fig 7 - Caratteristiche chimiche del digestato inoculato.

Fig 8 - Analizzatore termogravimetrico TGA-701 Leco.

Fig 9 - Analizzatore elementare TRUSPEC CHN.

Fig 10 - Analizzatore elementare TRUSPEC modulo S.

Fig 11 - CTab 24 - PCS come determinato, base secca , tal quale dei mix prelevati fino al 20/04 calorimetro isoperibolico AC-500 Leco.

Fig 12 - Andamento FOS/TAC.

Fig 13 - Andamento FOS/TAC out.

Fig 14 - Andamento pH.

Fig 15 - Strumento Geotech GA2000 PLUS.

Fig 16 - Andamento del metano.

Fig 17 - Andamento della anidride carbonica.

Fig 18 - Presenza dell'ossigeno.

Fig 19 - Andamento dell'idrogeno solforato (ppm).

Fig 20 - Andamento dell'ammoniaca (ppm).

Fig 21 - Produzione orario (l/h).

Fig 22 - Produzione specifica [m^3 /(m^3digestore*d)].

Fig 23 - Contatore (m^3).

Fig 24 - Analisi FOS/TAC - fase uno.

Fig 25 - Andamento del metano - fase uno.

Fig 26 - Andamento dell'anidride carbonica (%) - fase uno.

Fig 27 - Andamento dell'ossigeno (%)- fase uno.

Fig 28 - Andamento dell'ammoniaca (ppm) - fase uno.

Fig 29 - Andamento dell'anidride solforosa (ppm) - fase uno.

Fig 30 - Contatore (m^3) - fase uno.

Fig 31 – Schema Cogenerazione.

Fig 32 - Motore Senertech di piccola taglia (5 kWe).

Fig 33 – Architettura di base del MCI.

Fig 34 - Prestazioni elettriche in relazione al carico erogato (fonte ENEA).

Fig 35 - Influenza della temperatura ambiente sulle prestazioni elettriche (fonte ENEA).

Fig 36 - Schema a blocchi di un tipico impianto di micro/piccola cogenerazione con motore a combustione interna (fonte ENEA).

Fig 37 – Produttività (l/h) fase uno.

Figura 38: Modello statico.

Figura 39: Andamento volume ottenuto-fase di avviamento e motore SenerTec.

Figura 40: Andamento della portata massica messa a disposizione-fase di avviamento e motore SenerTec.

Figura 41: Andamento volume ottenuto-fase di avviamento e motore Ecowill.

Figura 42: Andamento della portata massica messa a disposizione-fase di avviamento e motore SenerTec.

Figura 43: Andamento volume ottenuto-fase uno e motore SenerTec.

Figura 44: Andamento della portata massica messa a disposizione-fase uno e motore SenerTec.

Figura 45: Andamento volume ottenuto-fase uno e motore Ecowill.

Figura 46a: Andamento della portata massica messa a disposizione-fase uno e motore Ecowill.

Figura 46b: Confronto dei volumi studiati.

Figura 47: Modello dinamico.

Figura 48: Segnale in ingresso- fase di avviamento.

Figura 49: Volume disponibile dal modello dinamico- fase di avviamento e motore SenerTec.

Figura 50: Andamento della portata massica messa a disposizione in 14 giorni-fase di avviamento e motore SenerTec.

Figura 51: Volume disponibile dal modello dinamico- fase di avviamento e motore Ecowill.

Figura 52a: Andamento della portata massica messa a disposizione in 14 giorni-fase di avviamento e motore Ecowill.

Figura 52b: Andamento della portata massica messa a disposizione in 14 giorni-fase di avviamento e motore Ecowill

Figura 53: Segnale in ingresso- fase uno.

Figura 54: Volume disponibile dal modello dinamico- fase uno e motore SenerTec.

Figura 55: Andamento della portata massica messa a disposizione in 14 giorni-fase uno e motore SenerTec.

Figura 56: Volume disponibile dal modello dinamico- fase uno e motore Ecowill.

Figura 57: Andamento della portata massica messa a disposizione in 14 giorni-fase uno e motore Ecowill.

Fig 58 – Macrocomponenti delle biomasse.

Indice delle tabelle

Tabella 1 – Bilancio Energetico Italiano nel 2010 in Mtep (fonte Ministero dello Sviluppo economico).

Tabella 2 - Bilancio Energetico Italiano nel 2009 in Mtep (fonte Ministero dello Sviluppo economico).

Tabella 3 - Bilancio Energetico Italiano a confronto anni 2009 e 2010 in Mtep (fonte Ministero dello Sviluppo economico).

Tabella 4 - Consuntivo e obiettivo Complessivo anno 2005-2020 (fonte PAN).

Tabella 5 - Consuntivo e obiettivo Elettricità anno 2005-2020 (fonte PAN).

Tabella 6 - Consuntivo e obiettivo Riscaldamento e Raffreddamento anno 2005-2020 (fonte PAN).

Tabella 7 - Consuntivo e obiettivo Trasporti anno 2005-2020 (fonte PAN).

Tabella 8 - Potenza lorda imputabile alla produzione FER (MW) e Produzione lorda di energia elettrica da FER (GWh) anno 2005-2012, fonte PAN.

Tabella 9 - Potenza lorda imputabile alla produzione FER (MW) e Produzione lorda di energia elettrica da FER (GWh) anno 2013-2016, (fonte PAN) .

Tabella10 - Potenza lorda imputabile alla produzione FER (MW) e Produzione lorda di energia elettrica da FER (GWh) anno 2017-2020(fonte PAN).

Tabella 11 - Produzioni lorde di energia termica da FER (ktep) anno 2005-2014(fonte PAN).

Tabella 12 - Produzioni lorde di energia termica da FER (ktep) anno 2014-2020 (fonte PAN).

Tabella 13 - Consumi di FER nel settore dei trasporti (ktep) anno 2005-2014(fonte PAN).

Tabella 14 - Consumi di FER nel settore dei trasporti (ktep) anno 2005-2014(fonte PAN).

Tabella 15 - Rese in biogas di alcuni materiali organici (S.Piccinini CRPA 2004).

Tabella 16 - Numerosità e potenza efficiente lorda degli impianti alimentati a biogas distinti per categorie anno 2009-2010 (GSE).

Tabella 17 - Dati di impianti in esercizio e a progetto qualificati al 31-12-2011.

Tabella 18 - Schema del processo biologico di digestione anaerobica (fonte Adani et al., 2008 validi per il Nord Italia).

Tabella19 - analisi di umidità e ceneri sul secco e sul tal quale dei campioni prelevati per l'avviamento .

Tabella 20 - Analisi delle sostanze volatili e del carbonio fisso dei campioni prelevati per l'avviamento.

Tabella 21 - Valori percentuali di C, H, N, come determinati dei mix prelevati fino al 20/04.

Tabella 22 -Valori percentuali di C, H, N, su base secca dei mix prelevati fino al 20/04.

Tabella 23. Valori percentuale di zolfo dei mix prelevati fino al 20/04.

Tabella 25 - Rapporti FOS/TAC.

Tabella 26 - Specifiche tecniche Geotech GA2000 PLUS.

Tabella 27 – caratteristiche chimiche TGA (umidità, sostanza secca, ceneri).

Tabella 28 – caratteristiche chimiche TGA (sostanza volatili e carbonio fisso).

Tabella 29 – Confronto tecnologie di depurazione (fonte Deublein and Steinhauser).

Tabella 30 - dati di targa di alcuni MCI nella fascia di potenza 1÷10 kWe.

Tabella 31 Caratteristiche esemplificative di digestato derivante da diverse tipologie di biomasse (Rossi, 2010).

Tabella 32 – Analisi TGA digestato.