

**STUDI KELAYAKAN PEMBANGUNAN PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA  
SAMPAH (PLTSa) di TPA SUPIT URANG KOTA MALANG**

**PUBLIKASI JURNAL SKRIPSI  
KONSENTRASI TEKNIK ENERGI ELEKTRIK**

Diajukan untuk memenuhi persyaratan  
memperoleh gelar Sarjana Teknik



Disusun oleh:

**DEDY ALFILIANTO  
NIM. 115060300111045**

**UNIVERSITAS BRAWIJAYA  
FAKULTAS TEKNIK  
MALANG  
2016**

**PENGESAHAN  
PUBLIKASI JURNAL SKRIPSI  
JURUSAN TEKNIK ELEKTRO  
FAKULTAS TEKNIK UNIVERSITAS BRAWIJAYA**

**NAMA : DEDY ALFILIANTO**  
**NIM : 115060300111045**  
**PROGRAM : TEKNIK ENERGI ELEKTRIK**  
**STUDI**  
**JUDUL SKRIPSI : STUDI KELAYAKAN PEMBANGUNAN  
PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA SAMPAH  
(PLTSa) di TPA SUPIT URANG KOTA  
MALANG**

**TELAH DI-REVIEW DAN DISETUJUI OLEH:**

**Dosen Pembimbing I,**



**Ir. Teguh Utomo, M.T.**  
**NIP 19650913 199103 1 003**

**Dosen Pembimbing II,**



**Ir. Mahfudz Shidiq, M.T.**  
**NIP 19580609 198703 1 003**

# STUDI KELAYAKAN PEMBANGUNAN PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA SAMPAH (PLTSa) di TPA SUPIT URANG KOTA MALANG

Dedy Alfilianto<sup>1</sup>, Ir. Teguh Utomo, M.T.<sup>2</sup>, Ir. Mahfudz Shidiq, M.T.<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Mahasiswa Teknik Elektro Universitas Brawijaya, <sup>2,3</sup>Dosen Teknik Elektro Universitas Brawijaya

Jurusan Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Brawijaya

Jalan MT. Haryono 167, Malang 65145, Indonesia

E-mail: dedyalfilianto@gmail.com

## Abstrak

Banyaknya volume sampah di kota Malang merupakan sebuah potensi baru untuk menciptakan peluang pemanfaatan sumber energy terbarukan di bidang energi listrik. Tujuan dari penelitian ini adalah untuk mengkaji kelayakan proyek pembangunan Pembangkit Listrik Tenaga Sampah (PLTSa) di TPA Supit Urang Kota Malang. Kajian yang pertama meliputi estimasi potensi produksi gas metana dengan software *LandGEM* dan potensi produksi energi listrik dari sampah yang ada di TPA Supit Urang. Kajian yang kedua adalah kajian penilaian kelayakan investasi proyek pembangunan PLTSa di TPA Supit Urang meliputi analisis NPV (*Net Present Value*), BCR (*Benefit Cost Ratio*), IRR (*Internal Rate of Return*), dan PP (*Payback Period*). Dari hasil perhitungan diperoleh potensi produksi gas metana yang ada di TPA Supit Urang Kota Malang mencapai 14.070.000 m<sup>3</sup>/tahun dengan daya listrik yang bisa dibangkitkan sebesar 3.614 kWe dan energi listrik yang bisa dihasilkan sebesar 31.658.640 kWh dengan potensi energi listrik yang dapat dijual ke PLN sebesar 26.909.844 kWh. Dalam kajian penilaian kelayakan investasi proyek didapatkan nilai NPV sebesar Rp 33.612.209.114, BCR sebesar 1,27, IRR sebesar 19,24%, dan nilai PP adalah 10 tahun 8,7 bulan. Berdasarkan hasil analisa data dapat disimpulkan bahwa dari potensi sampah yang ada proyek pembangunan PLTSa di TPA Supit Urang memenuhi kriteria kelayakan untuk dilaksanakan.

Kata Kunci: Sampah, PLTSa, Gas Metana, Energi Listrik, Penilaian Kelayakan Investasi

## Abstract

*The large number of volume of waste in Malang city is a new potential for creating opportunities utilization of renewable energy sources in the field of electrical energy. The purpose of this study was to assess the feasibility of building a power plant waste (PLTSa) in Supit Urang Landfill Malang. The first study includes estimates of potential methane production by LandGEM software and the potential for electrical energy production of waste in the Supit Urang landfill. The second study is a study on the feasibility assessment of investment projects in the construction of the PLTSa in Supit Urang landfill which includes analysis of NPV (Net Present Value), BCR (Benefit Cost Ratio), IRR (Internal Rate of Return), and PP (Payback Period). From the calculations, the potential production of methane in landfill Supit Urang Malang reached 14.070.000 m<sup>3</sup>/year in electric power that can be generated by 3.614 kWe and electrical energy that can be produced by 31.658.640 kWh with 26.909.844 kWh potential electrical energy that can be sold to PLN. While the project investment feasibility assessment studies obtained NPV value of Rp 33.612.209.114, BCR value of 1,27, the value of IRR is 19,24%, and the value of PP is 10 years 8,7 months. Based on the results of data analysis can be concluded that the potential of the existing waste in landfill development project PLTSa supit Urang meet the eligibility criteria to be implemented.*

**Keywords:** Waste, PLTSa, Methane, Electrical Energy, Feasibility Assessment of Investment

## I. PENDAHULUAN

Kota Malang merupakan kota terbesar ke 2 di Jawa Timur setelah Kota Surabaya. Kota ini memiliki luas wilayah 252,10 km<sup>2</sup>. Bersama dengan Kabupaten Malang dan Kota Batu, Kota Malang merupakan bagian dari kesatuan wilayah yang dikenal dengan Malang Raya (Wilayah Metropolitan Malang). Jumlah penduduk Kota Malang sendiri per february 2016 tercatat 883.810 jiwa. Jumlah itu belum termasuk puluhan ribu mahasiswa dari luar malang yang menetap di malang. Di lain sisi hal ini memunculkan masalah baru, dimana banyaknya

penduduk ini bisa berdampak terhadap semakin banyaknya volume sampah di Kota Malang. Volume sampah domestic dan industry di kota Malang rata-rata setiap harinya mencapai 600 ton hingga 700 ton. Bahkan ketika memasuki bulan Ramadhan, volume sampah di kota Malang menyentuh angka fantastis yakni mencapai 1000 ton sampah per hari. Padahal kapasitas TPA di kota Malang yakni TPA Supit Urang hanya mampu menampung 420 ton sampah per hari. Tentunya hal ini akan menjadi bom waktu seandainya tidak segera ditangani dengan baik.

Banyaknya volume sampah di kota Malang ini sebenarnya merupakan sebuah potensi baru untuk menciptakan peluang ekonomis yakni dari sumber energy terbarukan di bidang kelistrikan. Saat ini upaya pembangkitan listrik sebagian besar masih menggunakan bahan bakar fosil yang tidak dapat diperbaharui dan tidak ramah lingkungan. Padahal potensi sumber energi terbarukan (*renewable energy*) yang tersedia sangat melimpah namun hingga kini belum tergarap secara optimal. Di TPA Supit Urang sendiri sebenarnya telah dilakukan usaha pengolahan sampah menjadi gas metan. Namun dalam perkembangannya seharusnya TPA Supit Urang bisa dikembangkan lagi untuk menghasilkan energy listrik. Sebenarnya hal ini sejalan dengan keinginan pemkot Malang untuk membuat pembangkit listrik tenaga sampah di TPA Supit Urang.

Tentunya dibutuhkan kajian mendalam mengenai kelayakan pembangunan PLTSA di TPA Supit Urang. Untuk itulah penulis mencoba untuk melakukan kajian / studi kelayakan terhadap rencana pembangunan pembangkit listrik tenaga sampah (PLTSA) di TPA Supit Urang Kota Malang didasarkan pada potensi sampah yang tersedia yakni meliputi kajian estimasi potensi produksi gas metana dan potensi produksi energi listrik, serta kajian penilaian kelayakan investasi proyek PLTSA di TPA Supit Urang Kota Malang.

**II. TINJAUAN PUSTAKA**

**A. Jenis Sampah**

Berdasarkan sifat kimianya, sampah padat dapat digolongkan sebagai berikut: [1]

1). Sampah Organik

Sampah organik merupakan sampah yang berasal dari alam dan mudah diuraikan oleh alam. Bahan penyusun sampah organik sebagian besar berasal dari sampah rumah tangga. Bahan-bahan yang sering dijumpai dan termasuk sampah organik, misalnya sampah dari dapur, sisa tepung, sayuran, kulit buah, dan daun..

2). Sampah Anorganik

Sampah anorganik merupakan sampah yang berasal dari sumber daya alam tak terbarui atau biasanya dibuat dalam proses industri. Hampir sebagian besar sampah anorganik tidak dapat diuraikan, walaupun dapat diuraikan memakan waktu yang sangat lama hingga puluhan tahun. Beberapa contoh dari sampah anorganik ini antara lain besi, plastik, dll

**B. Landfill Gas**

*Landfill gas* (LFG) merupakan gas yang dihasilkan dari suatu proses fermentasi metana dari bahan-bahan organik pada sampah. Kandungan dari LFG sebagian besar adalah berupa gas metan (CH<sub>4</sub>) dan karbon dioksida (CO<sub>2</sub>) serta sebagian kecil *Non Methane Organic Component* (NMOC).

Berikut pada tabel 1 adalah gas yang dihasilkan dari landfill dengan proses anaerobik: [2]

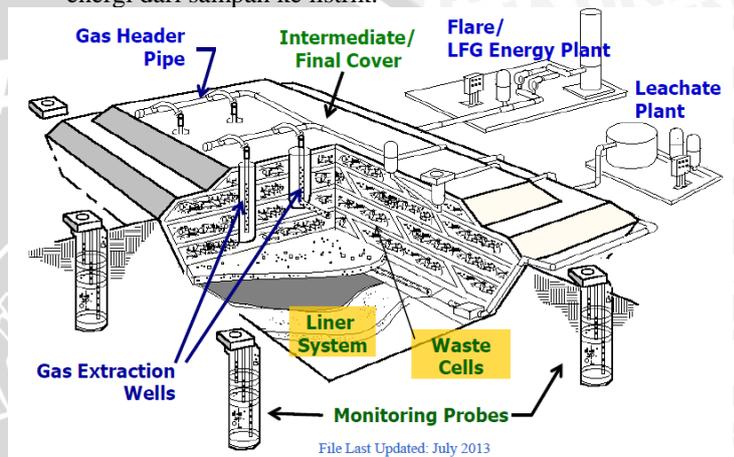
Tabel 1. Komposisi Gas pada landfill

Komponen	Kandungan Gas (%)
Metan (CH <sub>4</sub> )	45 – 60
Karbon Dioksida	40 – 60
Nitrogen	2,0 – 5,0
Oksigen	0,1 – 1,0
Ammonia	0,1 – 1,1
Hidrogen	0 – 0,2
Karbon Monoksida	0 – 0,2

Sumber: Tchobanoglous (1993)

PLTSA (Pembangkit Listrik Tenaga Sampah) merupakan sebuah pembangkit listrik yang memanfaatkan bahan bakar dari sampah, yang kemudian akan dimanfaatkan gas metana yang terkandung didalamnya sebagai bahan bakar *gas engine generator set*, yang kemudian akan menghasilkan listrik. Landfill adalah sebuah metode pemrosesan sampah dimana sampah ditimbun dan diberikan treatment sehingga mengurangi dampak polutan yang dapat dihasilkan dari sampah. pada teknologi fermentasi metana biasanya yang dimanfaatkan adalah gas metan yang dihasilkan oleh sampah yang diberikan perlakuan khusus di TPA dan dikonversi menggunakan generator dengan mesin penggerak yang berbahan bakar gas.[3]

Gambar 1 berikut menunjukkan proses konversi energi dari sampah ke listrik.



Gambar 1. Konversi Energi dari Sampah ke Listrik  
Sumber: www3.epa.gov

**D. Sanitary Landfill**

Landfill merupakan lahan yang digunakan dalam proses pembuangan sampah atau biasa dikenal dengan nama TPA. Sanitary landfill adalah sistem pengurangan sampah yang berlapis-lapis dan sangat memperhatikan faktor lingkungan. Setiap hari sel sampah ditutup/dilapisi dengan tanah. Beberapa faktor seperti ketinggian landfill dan juga lebar landfill tidak bisa begitu saja diabaikan karena ada standar-standar yang harus dipenuhi. Pada metode *sanitary landfill* satu zona terdiri dari beberapa subzona yang terdiri dari sel-sel harian yang dapat menampung sampah selama satu hari. Sel-sel harian ini akan ditutup dengan tanah penutup harian setiap akhir jam operasi.

**E. Landfill Gas Emission Model (LandGEM)**

*LandGEM* adalah perangkat lunak yang dikeluarkan oleh *United States Environmental Protection Agency* pada tahun 2005 yang berfungsi untuk mengestimasi laju produksi gas metana dari timbunan sampah. Laju pembentukan metan dalam *LandGEM* didasarkan pada persamaan orde pertama dekomposisi, dimana digunakan untuk memprakirakan emisi tahunan berdasarkan periode waktu yang ditentukan.

Perhitungan jumlah gas metana (CH<sub>4</sub>) yang dihasilkan menggunakan persamaan 1 berikut: [4]

$$Q_{CH_4} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=0.1}^1 kL_o \left( \frac{M_i}{10} \right) e^{-kx_{i,j}} \quad (1)$$



$QCH4$  = Laju pembentukan metan pada tahun perhitungan ( $m^3/thn$ )  
 $i$  = Kenaikan 1 tahun  
 $n$  = (Tahun perhitungan) – (Awal tahun penerimaan)  
 $j$  = Kenaikan 0,1 tahun  
 $k$  = Konstanta emisi gas landfill  
 $L_0$  = Potensi pembentukan metan ( $m^3/ton$ )  
 $Mi$  = Berat sampah yang diterima pada tahun ke  $i$  (ton)  
 $tij$  = umur sampah bagian ke  $j$  pada penerimaan tahun ke  $i$  (dalam desimal contoh: 3,2 tahun)

Sedangkan untuk menentukan potensi daya listrik yang dihasilkan dari landfill digunakan konversi pada tabel 2 berikut. [5]

Tabel 2. Data Konversi Energi

Data Konversi Energi	
1 kWh	$3,6 \times 10^6$ J
1 $m^3$ Gas Metan	$3,6 \times 10^7$ J
1 $m^3$ Gas Metan	10 kWh

Sumber: Charles Banks (2009)

### F. Prediksi Jumlah Sampah

Untuk memprediksikan jumlah sampah pada tahun yang akan datang digunakan rumus metode persamaan *least square regression*. *Least square regression* atau *linier trend line* adalah sebuah metode yang digunakan untuk memprediksi atau meramalkan sesuatu dimasa yang akan datang berdasarkan variabel waktu. *Least square regression line* menghubungkan satu variabel terikat dengan satu variabel bebas dalam bentuk persamaan linier adalah sebagai berikut: [6]

$$Yt = a + bXt \quad (2)$$

dengan:

$$a = \frac{\sum data\ aktual\ (Y)}{n}$$

$$b = \frac{\sum XY}{\sum X^2}$$

dimana :

$Y_t$  = Ramalan jumlah sampah masuk TPA untuk tahun  $t$

$X_t$  = Nilai  $X$  pada tahun  $t$

### G. Analisis Ekonomi / Penilaian Investasi

Ada empat metode yang bisa dipertimbangkan untuk dipakai dalam penilaian investasi, diantaranya: *Net Present Value* (NPV), *Profitability Index/Benefit Cost Ratio* (BCR), *Internal Rate of Return* (IRR), dan *Payback Period* (PP).

#### 1). Net Present Value (NPV)

NPV adalah selisih antara *benefit* (penerimaan) dengan *cost* (pengeluaran) yang telah di present valuekan. Kriteria ini mengatakan bahwa proyek akan dipilih apabila  $NPV > 0$ . Persamaan untuk mencari NPV ditunjukkan pada persamaan 3 berikut: [7]

$$NPV = \sum_{i=1}^n \frac{NB_i}{(1+i)^n} = \sum_{i=1}^n \bar{B}_i - \bar{C}_i \quad (3)$$

Dengan:

$NPV$  = Net Present Value

$NB$  = Net Benefit = Benefit – Cost

$B_i$  = Benefit yang telah didiskon

$C_i$  = Cost yang telah didiskon

$n$  = tahun ke-

$i$  = diskon faktor (%)

#### 2). Benefit Cost Ratio (BCR)

Metode BCR menghitung perbandingan antara PV dari penerimaan (*nett cashflow*) dengan PV investasi. Jika BCR lebih besar (>) dari 1, maka investasi layak untuk dilaksanakan. [7]. Rumus dari BCR adalah sebagai berikut: [8]

$$BCR = \frac{\sum PV_{netBenefit}}{\sum PV_{Investasi}} \times 100\% \quad (4)$$

#### 3). Internal Rate of Return (IRR)

*Internal Rate of Return* (IRR) adalah suatu metode yang tujuannya untuk mencari tingkat bunga yang menyebabkan nilai ekivalen antara benefit dengan cost adalah sama. Biasanya metode yang digunakan adalah metode coba-coba atau *trial and error*. Apabila tingkat bunga ini lebih besar dari pada tingkat bunga relevan (tingkat keuntungan yang disyaratkan), maka investasi dikatakan menguntungkan, kalau lebih kecil dikatakan merugikan. Rumus dari IRR adalah sebagai berikut : [7]

$$IRR = i' - \frac{NPV'}{NPV' - NPV''} \times (i'' - i') \quad (5)$$

Keterangan :

$i'$  = tingkat suku bunga pada interpolasi pertama (lebih kecil)

$i''$  = tingkat suku bunga pada interpolasi kedua (lebih besar)

$NPV'$  = nilai NPV pada discount rate pertama (positif)

$NPV''$  = nilai NPV pada discount rate kedua (negatif)

#### 4). Payback Period (PP)

Payback Period merupakan metode yang mencoba mengukur seberapa cepat investasi bisa kembali [7]. Rumus payback Period terdapat pada persamaan 6 berikut: [8]

$$PP = \frac{\text{investasi}}{\text{kas bersih/tahun}} \times 1 \text{ tahun} \quad (6)$$

Kriteria kelayakan investasi didasarkan pada syarat kriteria kelayakan pada tabel 3 berikut:

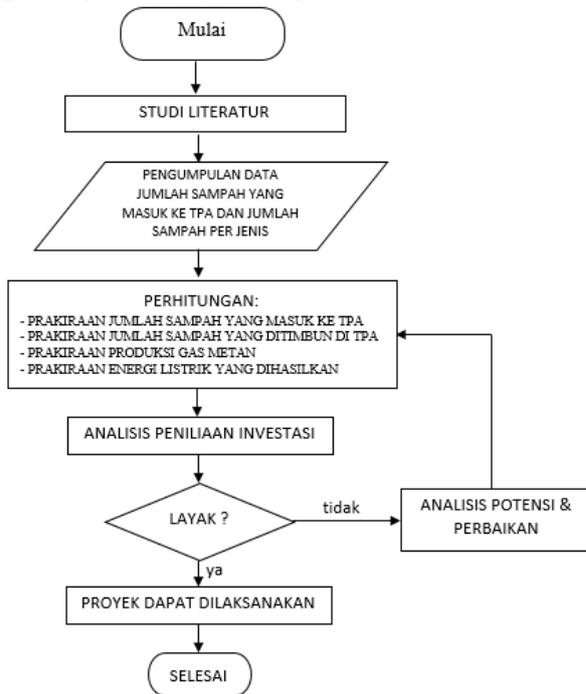
Tabel 3. Kriteria Kelayakan Investasi

Metode Kelayakan Investasi	Kriteria Kelayakan Investasi
<i>Net Present Value</i> (NPV)	$NPV > 0$
<i>Benefit Cost Ratio</i> (BCR)	$BCR > 1$
<i>Internal Rate of Return</i> (IRR)	$IRR >$ tingkat keuntungan yang disyaratkan
<i>Payback Period</i> (PP)	$PP <$ Umur Ekonomis Proyek



### III. METODE PENELITIAN

Metode penelitian yang digunakan untuk menyelesaikan rumusan masalah dan merealisasikan tujuan pada kajian ini adalah sebagai berikut:



Gambar 2. Diagram Alir Penelitian

### IV. HASIL DAN PEMBAHASAN

#### A. Perhitungan prakiraan jumlah timbulan sampah yang masuk dan ditimbun di TPA Supit Urang Kota Malang tahun 2016-2030

Berikut pada tabel 4 adalah data jumlah sampah masuk TPA Supit Urang Kota Malang tahun 2004-2013.

Tabel 4. Jumlah sampah yang masuk ke TPA Supit Urang Kota Malang 2004-2013

Tahun	Jumlah Sampah Masuk ke TPA (m <sup>3</sup> )	Densitas	Jumlah Sampah Masuk ke TPA (ton)
2004	290.162	0,34	98.655
2005	279.029	0,34	94.870
2006	259.832	0,34	88.343
2007	256.396	0,34	87.175
2008	251.490	0,34	85.507
2009	277.656	0,34	94.403
2010	279.108	0,34	94.897
2011	280.558	0,34	95.390
2012	409.601	0,34	139.264
2013	324.474	0,34	110.321

Sumber: Dinas Kebersihan dan Pertamanan Kota Malang

Urang Kota Malang tahun 2004-2013 dapat dilakukan perhitungan prakiraan jumlah timbulan sampah pada tahun yang akan datang dengan menggunakan metode persamaan *least square regression* pada persamaan 2.

$$Y_t = a + bX_t$$

dengan:

$$a = \frac{\sum \text{data aktual } (Y)}{n}$$

$$b = \frac{\sum XY}{\sum X^2}$$

Hasil dari peramalan dengan metode tersebut terdapat pada tabel 5 berikut.

Tabel 5. Prediksi Jumlah Sampah Masuk TPA Supit Urang dengan Metode *Least Square Regression* Tahun 2016-2030

Tahun	Prediksi Jumlah Sampah Masuk TPA (ton)
2016	119.347
2017	121.905
2018	124.463
2019	127.021
2020	129.579
2021	132.137
2022	134.695
2023	137.253
2024	139.812
2025	142.370
2026	144.928
2027	147.486
2028	150.044
2029	152.602
2030	155.160

Dari data diatas kemudian dapat dicari besarnya jumlah sampah organik dan sampah anorganik yang tidak dapat dimanfaatkan lagi yang nantinya akan ditimbun. besarnya prosentase sampah organik di TPA Supit Urang ditetapkan sebesar 64,9% dan sampah anorganik sebesar 35,1 % dari total sampah yang masuk di TPA Supit Urang. Dari keterangan pihak TPA Supit Urang, sampah anorganik yang masih dapat didaur ulang atau dimanfaatkan kembali itu antara lain meliputi material kertas dan kardus, plasti k, kaca, metal, tekstil, dan karet. Dengan rencana pengadaan alat pemilah sampah otomatis dan pengoptimalan pemilahan sampah yang dimulai dari sumber, TPS, dan terakhir di TPA maka diasumsikan jumlah sampah anorganik yang masih bisa dimanfaatkan dapat direduksi hingga tinggal 50% dari sampah anorganik yang bisa dimanfaatkan kembali. Sedangkan untuk sampah organik dari 64,9% komposisi yang masuk ke TPA hanya 1% yang dimanfaatkan untuk composting. Jumlah sampah yang ditimbun terdapat pada tabel 6 berikut.

Tabel 6. Prediksi jumlah sampah yang ditimbun

Tahun	Jumlah Sampah Organik + Anorganik Ditimbun (ton)
2016	102.399,73
2017	104.594,49
2018	106.789,25
2019	108.984,02
2020	111.178,78
2021	113.373,55
2022	115.568,31
2023	117.763,07
2024	119.958,70
2025	122.153,46
2026	124.348,22
2027	126.542,99
2028	128.737,75
2029	130.932,52
2030	133.127,28
<b>Jumlah</b>	<b>1.766.452,12</b>

## B. Prakiraan Potensi Produksi Gas Metan di TPA Supit Urang Kota Malang

Perhitungan potensi jumlah gas metan yang dihasilkan dalam suatu *Sanitary landfill* dihitung menggunakan model U.S Environmental Protection Agency's (EPA) yang digunakan dalam berbagai skenario *Sanitary landfill*. Sedangkan apabila langsung mencari nilai gas metan maka digunakan software Landfill Gas Emissions Model (Landgem 3.02) yang memiliki rumus dasar sebagai berikut:

$$Q_{CH_4} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=0.1}^1 kL_o \left( \frac{M_i}{10} \right) e^{-kt_{i,j}}$$

Dengan menggunakan software LandGEM 3.02 dengan nilai  $k$  adalah 0,305 dan nilai  $L_o$  adalah 110 m<sup>3</sup>/ton dan dengan asumsi efisiensi sistem pengumpul gas adalah 75% serta konsentrasi gas metan sebesar 58% (berdasarkan analisis GA3000 plus) maka didapatkan hasil perhitungan potensi produksi gas metan ditunjukkan pada tabel 7 sebagai berikut.

Tabel 7 Hasil perhitungan gas metan berdasarkan nilai efisiensi sistem pengumpul gas di TPA Supit Urang sebesar 75%

Tahun ke-	Tahun	Aliran Gas Metana		
		m3/tahun	m3/hari	m3/jam
0	2016	0	0,00	0,00
1	2017	2.254.500	6.176,71	257,36
2	2018	3.965.250	10.863,70	452,65
3	2019	5.274.000	14.449,32	602,05
4	2020	6.288.000	17.227,40	717,81
5	2021	7.083.000	19.405,48	808,56
6	2022	7.717.500	21.143,84	880,99
7	2023	8.235.000	22.561,64	940,07
8	2024	8.662.500	23.732,88	988,87
9	2025	9.030.000	24.739,73	1.030,82
10	2026	9.345.000	25.602,74	1.066,78
11	2027	9.622.500	26.363,01	1.098,46
12	2028	9.885.000	27.082,19	1.128,42
13	2029	10.117.500	27.719,18	1.154,97
14	2030	10.342.500	28.335,62	1.180,65
15	2031	10.552.500	28.910,96	1.204,62

Dari tabel 7 diatas dapat dilihat bahwa jumlah produksi/aliran gas metana yang dihasilkan oleh sampah yang ditimbun di TPA Supit Urang meningkat jumlahnya dari tahun ke tahun. Hal ini dikarenakan adanya sampah baru yang terakumulasi dengan sampah sebelumnya yang juga menghasilkan gas metana.

## C. Prakiraan potensi energi listrik yang dapat dihasilkan dari gas metan yang ada di TPA Supit Urang Kota Malang

Berdasarkan hasil perhitungan aliran gas metana terbesar pada bagian sebelumnya yakni sebesar 1.204,62 m<sup>3</sup>/jam maka dengan menggunakan tabel konversi pada tabel 2 dapat dicari potensi daya listrik yang dapat dihasilkan oleh pembangkit ( $P_{e(kWe)}$ ) dengan asumsi efisiensi pembangkit sebesar 30%.

$$\begin{aligned} P_{e(kWe)} (2031) &= \eta_e \times \text{Aliran Gas Metana Per Jam} (2031) \times 10 \text{ kWh} \\ &= 30\% \times 1.204,62 \text{ m}^3/\text{jam} \times 10 \text{ kWh} \\ &= 3.614 \text{ kWe} \end{aligned}$$

Maka dapat dihitung besarnya energi listrik yang dapat dihasilkan oleh pembangkit adalah sebagai berikut:

$$\begin{aligned} E_{el(kWh)} (2031) &= P_{e(kWe)} (2031) \times 8.760 \\ &= 3.614 \text{ kWe} \times 8.760 \\ &= 31.658.640 \text{ kWh} \end{aligned}$$

Namun seperti diketahui bahwa dalam prakteknya tidak semua energi yang dihasilkan dapat dijual ke PLN karena terdapat energi yang akan digunakan untuk pemakaian sendiri ( $E_{parasitic(kWh)}$ ). Besarnya energi yang akan digunakan untuk pemakaian sendiri diasumsikan bernilai 15% dari energi listrik yang dihasilkan ( $E_{el(kWh)}$ ) dengan rincian 7% untuk pemakaian sendiri untuk *compression & treatment system*, 5% untuk mesin pemilah sampah, dan untuk penerangan dan kelistrikan di TPA diasumsikan sebesar 3% dari energi yang dihasilkan pembangkit.

$$\begin{aligned} E_{parasitic(kWh)} (2031) &= E_{el(kWh)} (2031) \times 15\% \\ &= 31.658.640 \text{ kWh} \times 15\% \\ &= 4.748.796 \text{ kWh} \end{aligned}$$

Maka besarnya energi listrik yang dapat dijual ke PLN adalah:

$$\begin{aligned} E_{el \text{ dijual}(kWh)} (2031) &= E_{el(kWh)} (2031) - E_{parasitic(kWh)} (2031) \\ &= 31.658.640 \text{ kWh} - 4.748.796 \text{ kWh} \\ &= 26.909.844 \text{ kWh} \end{aligned}$$

Berikut pada tabel 8 adalah rekapitulasi hasil perhitungan potensi energi listrik yang dapat dihasilkan di TPA Supit Urang Kota Malang dan dapat dijual ke PLN.

Tabel 8 Rekapitulasi Potensi Energi Listrik Yang Dihasilkan di TPA Supit Urang

Tahun	Total Aliran Gas Metan Per Jam (m3/jam)	Daya listrik yang bisa dibangkitkan ( $P_{e(kWe)}$ )	Energi listrik yang dapat dihasilkan oleh pembangkit ( $E_{el(kWh)}$ ) (kWh)	Energi listrik untuk pemakaian sendiri ( $E_{parasitic(kWh)}$ ) (kWh)	Energi listrik yang dapat dijual ke PLN ( $E_{el \text{ dijual}(kWh)}$ ) (kWh)
2016	0,00	0	0	0	0
2017	257,36	772	6.762.720	1.014.408	5.748.312
2018	452,65	1.358	11.896.080	1.784.412	10.111.668
2019	602,05	1.806	15.820.560	2.373.084	13.447.476
2020	717,81	2.153	18.860.280	2.829.042	16.031.238
2021	808,56	2.426	21.251.760	3.187.764	18.063.996
2022	880,99	2.643	23.152.680	3.472.902	19.679.778
2023	940,07	2.820	24.703.200	3.705.480	20.997.720
2024	988,87	2.967	25.990.920	3.898.638	22.092.282
2025	1.030,82	3.092	27.085.920	4.062.888	23.023.032
2026	1.066,78	3.200	28.032.000	4.204.800	23.827.200
2027	1.098,46	3.295	28.864.200	4.329.630	24.534.570
2028	1.128,42	3.385	29.652.600	4.447.890	25.204.710
2029	1.154,97	3.465	30.353.400	4.553.010	25.800.390
2030	1.180,65	3.542	31.027.920	4.654.188	26.373.732
2031	1.204,62	3.614	31.658.640	4.748.796	26.909.844

Dari tabel 8 bisa dilihat bahwa potensi daya listrik yang dapat dihasilkan oleh pembangkit mencapai 3.614 kWe (pada tahun 2031) dan potensi energi listrik yang dapat dihasilkan mencapai 31.658.640 kWh (pada tahun 2031) dengan potensi jumlah energi listrik yang dapat dijual ke PLN sebesar 26.909.844 kWh (pada tahun 2031).

**D. Penilaian Kelayakan Investasi**

**1). Prakiraan Biaya Investasi**

Prakiraan besarnya biaya investasi yang dibutuhkan untuk pembangunan pembangkit listrik tenaga sampah (PLTSA) di TPA Supit Urang Kota Malang adalah sesuai pada tabel 9 berikut:

Tabel 9 Total Biaya Investasi

Komponen	Item	Biaya Investasi (USD)	Nilai Tukar Rupiah Terhadap USD	Biaya Investasi (Rupiah)	
Sistem Pengumpul Gas dan Flare	Sumur ekstraksi gas vertikal	161.669	13.116	2.120.450.604	
	Kepala sumur (wellhead) dan sistem pipa pengumpul gas	899.912	13.116	11.803.245.792	
	Blower	305.926	13.116	4.012.525.416	
	Flare				
	Sistem Kondensator				
	Biaya teknik, perizinan, dan survei	37.055	13.116	486.013.380	
	Pengeboran dan pisanisasi serta untuk mobilisasi pekerja	20.360	13.116	267.041.760	
	Dehydration Unit	40.000	13.116	524.640.000	
	Pembangkit Listrik	Gas engine dan generator (termasuk peralatan kontrol motor, switch-gear, radiator, knalpot peredam suara, dan kabel);	4.419.118	13.116	57.961.151.688
		Lahan kerja, perumahan pembangkit, fasilitas keteknikan, desain teknik, dan perizinan			
Peralatan Interkoneksi		254.500	13.116	3.338.022.000	
Capping	Capping (Geomembran)	1.070.386	13.116	14.039.182.776	
Mesin Pemilah Sampah Otomatis	1 Set	630.000	13.116	8.263.080.000	
Biaya tak terduga	10% dari harga total	783.893	13.116	10.281.540.588	
		PPN 10%		11.309.689.400	
		<b>Total Biaya Investasi</b>		<b>124.406.583.404</b>	

**2). Biaya Operational & Maintenance**

Dalam proses perhitungan besarnya biaya operasional dan perawatan yang dimuat dalam EPA nilainya tergantung pada besarnya energi listrik yang dapat dihasilkan. Besarnya biaya operasional dan pemeliharaan yang mencakup biaya operasional dan pemeliharaan sistem pengumpul gas dan pembangkit listrik, biaya operasional mesin pemilah sampah, dan juga untuk gaji pegawai per tahunnya pada PLTSA di TPA Supit Urang adalah sesuai dengan yang terdapat pada tabel 10 berikut:

Tabel 10 Biaya Operational & Maintenance

Tahun	Energi Listrik yang dapat dihasilkan per tahun (kWh)	Biaya Operasional & Maintenance Sistem Pengumpul Gas dan Pembangkit Listrik per kWh (USD)	Biaya Operasional & Maintenance Sistem Pengumpul Gas dan Pembangkit Listrik per tahun (USD/tahun)	Nilai Tukar Rupiah terhadap dolar AS	Biaya Operasional & Maintenance Sistem Pengumpul Gas dan Pembangkit Listrik per tahun (Rupiah/tahun)	Biaya Operasional & Maintenance Mesin Pemilah Sampah per tahun (Rupiah/tahun)	Gaji Pegawai per tahun (Rupiah/tahun)	Total Biaya Operasional & Maintenance per tahun (Rupiah/tahun)
2016	0		0		0	413.154.000	3.791.280.000	4.204.434.000
2017	6.762.720		171.773		2.252.974.668	413.154.000	3.791.280.000	6.457.408.668
2018	11.896.080		302.160		3.963.130.560	413.154.000	3.791.280.000	8.167.564.560
2019	15.820.560		401.842		5.270.559.672	413.154.000	3.791.280.000	9.474.993.672
2020	18.860.280		479.051		6.283.232.916	413.154.000	3.791.280.000	10.487.666.916
2021	21.251.760		539.795		7.079.951.220	413.154.000	3.791.280.000	11.284.385.220
2022	23.152.680		588.078		7.713.231.048	413.154.000	3.791.280.000	11.917.665.048
2023	24.703.200		627.461		8.229.778.476	413.154.000	3.791.280.000	12.434.212.476
2024	25.990.920	0,0254	660.169	13.116	8.658.776.604	413.154.000	3.791.280.000	12.863.210.604
2025	27.085.920		687.982		9.023.571.912	413.154.000	3.791.280.000	13.228.005.912
2026	28.032.000		712.013		9.338.762.508	413.154.000	3.791.280.000	13.543.196.508
2027	28.864.200		733.151		9.616.008.516	413.154.000	3.791.280.000	13.820.442.516
2028	29.652.600		753.176		9.878.656.416	413.154.000	3.791.280.000	14.083.090.416
2029	30.353.400		770.976		10.112.121.216	413.154.000	3.791.280.000	14.316.555.216
2030	31.027.920		788.109		10.336.837.644	413.154.000	3.791.280.000	14.541.271.644
2031	31.658.640		804.129		10.546.955.964	413.154.000	3.791.280.000	14.751.389.964

**3). Penerimaan**

Untuk perhitungan besarnya penerimaan diasumsikan bahwa penerimaan hanya berasal dari penyaluran/penjualan energi listrik ke PLN. Dari Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya mineral (ESDM) nomor 44 tahun 2015 dapat disimpulkan bahwa ada jaminan dari pemerintah bahwa produk energi listrik yang dihasilkan dari PLTSA ini dapat terjual seluruhnya. Dan dengan desain kapasitas pembangkit 3,6 MW maka PLTSA TPA Supit Urang akan terinterkoneksi pada jaringannya dengan rendah dengan harga listrik adalah 20,16 cent USD/kWh. Maka setelah dilakukan perhitungan maka didapatkan hasil penjualan listrik ke PLN adalah sesuai pada tabel 11 sebagai berikut:

Tabel 11 Penerimaan

Tahun	Energi Listrik yang Dapat Dijual ke PLN (kWh)	Harga Jual Listrik per kWh ke PLN (USD)	Hasil Penjualan Listrik ke PLN (USD)	Nilai Tukar Rupiah Terhadap Dollar AS	Hasil Penjualan Listrik ke PLN (Rupiah)
2016	0	0,2016	0	13.116	0
2017	5.748.312	0,2016	1.158.860	13.116	15.199.607.760
2018	10.111.668	0,2016	2.038.512	13.116	26.737.123.392
2019	13.447.476	0,2016	2.711.011	13.116	35.557.620.276
2020	16.031.238	0,2016	3.231.898	13.116	42.389.574.168
2021	18.063.996	0,2016	3.641.702	13.116	47.764.565.432
2022	19.679.778	0,2016	3.967.443	13.116	52.036.982.388
2023	20.997.720	0,2016	4.233.140	13.116	55.521.864.240
2024	22.092.282	0,2016	4.453.804	13.116	58.416.093.264
2025	23.023.032	0,2016	4.641.443	13.116	60.877.166.388
2026	23.827.200	0,2016	4.803.564	13.116	63.003.545.424
2027	24.534.570	0,2016	4.946.169	13.116	64.873.952.604
2028	25.204.710	0,2016	5.081.270	13.116	66.645.937.320
2029	25.800.390	0,2016	5.201.359	13.116	68.221.024.644
2030	26.373.732	0,2016	5.316.944	13.116	69.737.037.504
2031	26.909.844	0,2016	5.425.025	13.116	71.154.627.900

#### 4). Depresiasi

Jika umur ekonomis pembangkit ditentukan yakni 15 tahun maka dapat diketahui nilai depresiasinya. Perkiraan pada akhir tahun ke 15, nilai residu dari peralatan bangunan tersebut masih tersisa 10% dari harga perolehannya.

Maka jika dihitung dapat diperoleh nilai residu dan nilai penyusutan (depresiasi) sebagai berikut:

##### a). Residu

$$\begin{aligned} \text{Nilai Investasi} &= \text{Rp } 124.406.583.404 \\ \text{Nilai Residu} &= 10\% \times \text{Nilai Investasi} \\ &= 10\% \times \text{Rp } 124.406.583.404 \\ &= \text{Rp } 12.440.658.340 \end{aligned}$$

##### b). Depresiasi

$$\begin{aligned} \text{Nilai Investasi} &= \text{Rp } 124.406.583.404 \\ \text{Nilai Residu} &= \text{Rp } 12.440.658.340 \\ \text{Umur Ekonomis Pembangkit} &= 15 \text{ tahun} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Depresiasi} &= \frac{\text{Nilai Investasi} - \text{Nilai Residu}}{\text{Umur Ekonomis Pembangkit}} \\ &= \frac{\text{Rp } 124.406.583.404 - \text{Rp } 12.440.658.340}{15} \\ &= \text{Rp } 7.464.395.004 / \text{tahun} \end{aligned}$$

#### 5). Proforma Cashflow

Penyusunan proforma cashflow pada tabel 12 berikut ini menggunakan beberapa asumsi dasar sebagai berikut:

- Discount Rate = 15%
- Pajak = Mengacu Pada pasal 17 ayat (1) huruf B Undang-undang Nomor 36 tahun 2008 tentang pajak penghasilan
- Umur Ekonomis Pembangkit = 15 tahun

**Tabel 12. Proforma Cashflow**

Tahun ke-	Tahun	Biaya (a)	Manfaat/peredaran bruto (b)	Penyusutan (c)	Residu	Laba Sebelum Pajak (d= b-a-c)	Pajak	Laba Setelah Pajak (e= d-pajak)	Depresiasi (f)	Nett Cashflow (ncf= e + f)	DF (DR=15%)	PV Nett Cashflow	Kumulatif PV Nett Cashflow
0	2016	128.611.017.404	0	0	0	-128.611.017.404	0	-128.611.017.404	0	-128.611.017.404	1	-128.611.017.404	-128.611.017.404
1	2017	6.457.408.668	15.199.607.760	7.464.395.004	0	1.277.804.088	269.010.086	1.008.794.002	7.464.395.004	8.473.189.006	0,87	7.371.674.435	-121.239.342.969
2	2018	8.167.564.560	26.737.123.392	7.464.395.004	0	11.105.163.828	2.527.083.210	8.578.080.618	7.464.395.004	16.042.475.622	0,76	12.192.281.473	-109.047.061.496
3	2019	9.474.993.672	35.557.620.276	7.464.395.004	0	18.618.231.600	4.340.393.486	14.277.838.114	7.464.395.004	21.742.233.118	0,66	14.349.873.858	-94.697.187.638
4	2020	10.487.666.916	42.389.574.168	7.464.395.004	0	24.437.512.248	5.763.479.155	18.674.033.093	7.464.395.004	26.138.428.097	0,57	14.898.904.015	-79.798.283.623
5	2021	11.284.385.220	47.764.563.432	7.464.395.004	0	29.015.783.208	6.889.460.739	22.126.322.469	7.464.395.004	29.590.717.473	0,50	14.795.358.737	-65.002.924.886
6	2022	11.917.665.048	52.036.982.388	7.464.395.004	0	32.654.922.336	8.163.730.584	24.491.191.752	7.464.395.004	31.955.586.756	0,43	13.740.902.305	-51.262.022.581
7	2023	12.434.212.476	55.521.864.240	7.464.395.004	0	35.623.256.760	8.905.814.190	26.717.442.570	7.464.395.004	34.181.837.574	0,38	12.989.098.278	-38.272.924.303
8	2024	12.863.210.604	58.416.093.264	7.464.395.004	0	38.088.487.656	9.522.121.914	28.566.365.742	7.464.395.004	36.030.760.746	0,33	11.890.151.046	-26.382.773.257
9	2025	13.228.005.912	60.877.166.388	7.464.395.004	0	40.184.765.472	10.046.191.368	30.138.574.104	7.464.395.004	37.602.969.108	0,28	10.528.831.350	-15.853.941.907
10	2026	13.543.196.508	63.003.545.424	7.464.395.004	0	41.995.953.912	10.498.988.478	31.496.965.434	7.464.395.004	38.961.360.438	0,25	9.740.340.110	-6.113.601.797
11	2027	13.820.442.516	64.873.952.604	7.464.395.004	0	43.589.115.084	10.897.278.771	32.691.836.313	7.464.395.004	40.156.231.317	0,21	8.432.808.577	2.319.206.780
12	2028	14.083.090.416	66.645.937.320	7.464.395.004	0	45.098.451.900	11.274.612.975	33.823.838.925	7.464.395.004	41.288.233.929	0,19	7.844.764.447	10.163.971.227
13	2029	14.316.555.216	68.221.024.644	7.464.395.004	0	46.440.074.424	11.610.018.606	34.830.055.818	7.464.395.004	42.294.450.822	0,16	6.767.112.132	16.931.083.359
14	2030	14.541.271.644	69.737.037.504	7.464.395.004	0	47.731.370.856	11.932.842.714	35.798.528.142	7.464.395.004	43.262.923.146	0,14	6.056.809.240	22.987.892.599
15	2031	14.751.389.964	71.154.627.900	7.464.395.004	12.440.658.340	61.379.501.272	15.344.875.318	46.034.625.954	7.464.395.004	53.499.020.958	0,12	6.419.882.515	29.407.775.114

### 6). Net Present Value (NPV)

Untuk menghitung NPV, pertama menghitung present value (PV) dari penerimaan atau *nett cash flow* dengan tingkat *discount rate* tertentu, kemudian dibandingkan dengan present value (PV) dari investasi.

$$NPV = \sum_{i=1}^n \frac{NB_i}{(1+i)^n} = \sum_{i=1}^n \bar{B}_i - \bar{C}_i$$

$$= \text{Rp } 158.018.792.518 - \text{Rp } 124.406.583.404$$

$$= \text{Rp } 33.612.209.114$$

### 7). Benefit Cost Ratio (BCR)

Metode BCR menghitung perbandingan antara PV dari penerimaan atau *cash flow* dengan PV dari investasi.

$$BCR = \frac{\text{TOTAL PV NETT CASHFLOW}}{\text{INVESTASI}}$$

$$= \frac{158.018.792.518}{124.406.583.404}$$

$$= 1,27$$

### 8). Internal Rate of Return (IRR)

Melalui metode perhitungan *trial and error* diketahui pada nilai  $I' = 15\%$  menghasilkan  $NPV' = \text{Rp } 33.612.209.114$  dan  $I'' = 20\%$  menghasilkan  $NPV'' = \text{Rp } -6.033.985.866$ . Maka nilai IRR dapat dihitung sebagai berikut:

$$IRR = 15\% + \frac{33.612.209.114}{33.612.209.114 - (-6.033.985.866)} \times (20\% - 15\%)$$

$$= 19,24 \%$$

### 9). Payback Period (PP)

Dari tabel kumulatif PV nett cashflow dapat diketahui payback period dari investasi yakni:

$$\text{Payback Period} = 10 \text{ tahun} + (6.113.601.797/8.432.808.577) \times 12 \text{ bulan}$$

$$= 10 \text{ tahun} + 8,7 \text{ bulan}$$

### E. Analisis Hasil Perhitungan

Berdasarkan hasil perhitungan yang telah dilakukan dari penilaian investasi diatas dapat dirangkum pada tabel 13 berikut:

Tabel 13 Kelayakan Investasi

Metode Kelayakan Investasi	Nilai Perhitungan	Kriteria Kelayakan Investasi	Status Kelayakan Investasi (Layak/Tidak)
Net Present Value (NPV)	33.612.209.114	$NPV > 0$	Layak
Benefit Cost Ratio (BCR)	1,27	$BCR > 1$	Layak
Internal Rate of Return (IRR)	19,24	IRR > tingkat keuntungan yang disyaratkan (15%)	Layak
Payback Period (PP)	10 tahun + 8,7 bulan	PP < Umur Ekonomis Proyek (15 tahun)	Layak

Dari hasil perhitungan tersebut dapat diketahui bahwa nilai perhitungan NPV, BCR, IRR, dan PP dari rencana proyek pembangunan pembangkit listrik tenaga sampah (PLTSA) di TPA Supit Urang Kota Malang seluruhnya memenuhi kriteria kelayakan untuk investasi proyek tersebut. Sehingga dapat disimpulkan bahwa proyek pembangunan pembangkit listrik tenaga sampah (PLTSA) di TPA Supit Urang Kota Malang layak dan dapat untuk dilaksanakan.

## V. PENUTUP

### A. Kesimpulan

Dari hasil perhitungan dan analisis data yang sudah dilakukan, dapat diambil kesimpulan sebagai berikut:

- 1). TPA Supit Urang Kota Malang memiliki potensi Gas Metan sebesar 14.070.000 m<sup>3</sup>/tahun
- 2). Potensi daya listrik yang bisa dibangkitkan oleh pembangkit adalah sebesar 3.614 kWe atau dibulatkan menjadi 3,6 MWe selama 15 tahun.
- 3). Potensi energi listrik yang bisa dihasilkan oleh pembangkit adalah sebesar 31.658.640 kWh dengan potensi energi listrik yang dapat dijual ke PLN mencapai 26.909.844 kWh / tahun.
- 4). Biaya investasi yang dibutuhkan untuk merealisasikan pendirian pembangkit listrik tenaga sampah (PLTSA) di TPA Supit Urang Kota Malang diperkirakan sebesar Rp 124.406.583.404
- 5). Dari perhitungan penilaian investasi didapatkan nilai-nilai *Net Present Value* (NPV) adalah Rp 33.612.209.114, *Benefit Cost Ratio* (BCR) sebesar 1,27, *Internal Rate of Return* (IRR) adalah 19,24%, dan *Payback Period* (PP) adalah 10 tahun 8,7 bulan. Dikarenakan seluruh kriteria kelayakan investasi dapat dipenuhi maka dapat disimpulkan bahwa rencana proyek pembangunan pembangkit listrik tenaga sampah (PLTSA) di TPA Supit Urang Kota Malang layak dan dapat untuk dilaksanakan.

### B. Saran

Untuk penelitian selanjutnya hendaknya dapat menggunakan perhitungan dengan metode yang berbeda dengan yang digunakan penulis saat ini sehingga didapatkan perbandingan hasil penelitian. Pembangkit Listrik yang bersumber dari energi baru dan terbarukan hendaknya dapat terus dikembangkan untuk mengatasi ketertinggalan terhadap penggunaan bahan bakar fosil dan terutama untuk memenuhi kebutuhan energi listrik nasional.

## DAFTAR PUSTAKA

- [1] Agung Suprihatin, S. Pd; Ir. Dwi Prihanto; Dr. Michel Gelbert. 1996. *Pengelolaan Sampah*. Malang : PPPGT / VEDC Malang
- [2] Tchobagnolous. (1993). *Integrated Solid Waste Management: Engineering Principles and Management Issues*. McGraw-Hill.
- [3] Krakow. 2010. *Landfill Gas Energy Technologies*
- [4] Alexander, A., Burklin, C., & Singleton, A. 2005, *Landfill Gas Emissions Model (LandGEM) Version 3.02 User's Guide*, U.S. EPA, Washington DC.
- [5] Rajaram, Vasudevan.. 2011. *From Landfill Gas to Energy – Technologies & Challenges*. CRC Press. USA.
- [6] Mahendra Gor, Ravi Dr. *Industrial Statistics and Operational Management: Forecasting Techniques*. ICFAI Bussines School. India.
- [7] Husnan, S., Suwarsono, M. 2000. *Studi Kelayakan Proyek*. Edisi ke-4. Yogyakarta : Unit Penerbit dan Percetakan
- [8] Kasmir dan Jakfar. 2003. *Studi Kelayakan Bisnis*. Kencana Prenada Media Group. Jakarta.