

Analisis Keekonomian Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi Kapasitas Kecil Sistem Siklus Uap

Nur Abdi Insani¹

¹Prodi Teknik Elektro UNPAM
Jln. Puspiptek Raya No 46 Buaran, Setu - Tangerang Selatan 15310

nurabdi.insani@gmail.com

ABSTRAK

PLTP merupakan energi yang bisa dikembangkan menjadi listrik. Sedangkan pada sektor ekonomi, kontribusi PLTP saat ini masih sangat kecil. Kebijakan harga maksimum pembelian listrik dari PLTP oleh PT PLN sebesar 12,6 cent US\$/kWh untuk wilayah Indonesia bagian Barat. Kebijakan harga PLTP skala besar (> 30 MW) tetapi pada skala kecil (< 10 MW). Hasil perhitungan menunjukkan bahwa PLTP skala kecil bergantung pada kualitas sumber daya dan kondisi infrastrukturnya. Jadi, dapat diketahui diperlukan kebijakan baru yaitu *feed in tariff*.

Kata kunci: PLTP skala kecil, biaya pembangkitan

ABSTRACT

Analysis Of The Economy Of Small Capacity Geothermal Power Plants Dry Steam Cycle System. Geothermal Power Plants or commonly called PLTPs are energy that can be developed into energy. While in the economic sector, the contribution of PLTP is still very small.

The highest price policy for purchasing electricity from PLTP by PT PLN is 12.6 cents US \$ / kWh for the western part of Indonesia. Price policy for large-scale PLTP (> 30 MW) while for small scale (<10 MW). The calculation results show that small-scale geothermal power plants depend on the quality of the resources and the condition of the infrastructure. So, it can be known that there is a need for a new policy in the form of a *feed in tariff* so that small-scale PLTPs can compete in the development of renewable energy for the long term.

Keyword: Small-scale PLTP, generation costs

PENDAHULUAN

Dari seluruh potensi panas bumi yang tersedia di Indonesia, hanya sekitar 4% (1728 MW dari 28170 MW) saja yang sudah dimanfaatkan sebagai pembangkit tenaga listrik. Dalam setiap pembangunan PLTP tersebut, perlu diupayakan perhitungan dan yang maksimal.

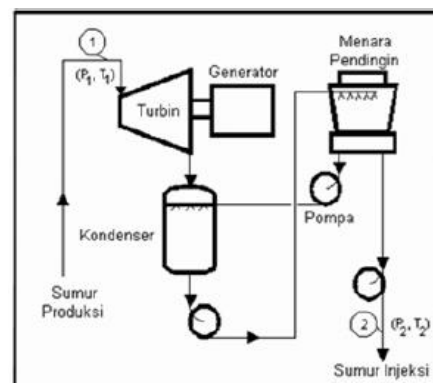
TEORI

Jenis-Jenis PLTP

Mengubah energi panas dari cairan menjadi energi listrik sangat memungkinkan dengan menggunakan sistem konversi energi yaitu panas bumi (*geothermal power system*).

1. Siklus Uap Kering (*Dry Steam*)

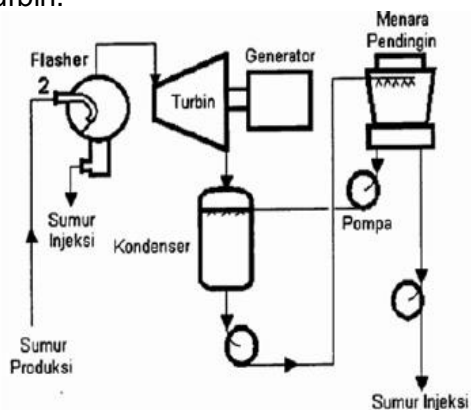
Apabila cairan di mulut sumur berupa uap kering, maka uap dapat langsung dialirkan ke turbin, sehingga berputar dan mengkonversi energi gerak pada turbin menjadi listrik.



Gambar 1. Skema PLTP Uap Kering

2. Siklus Uap Hasil Pemisahan satu kali (*Single Flash Steam*)

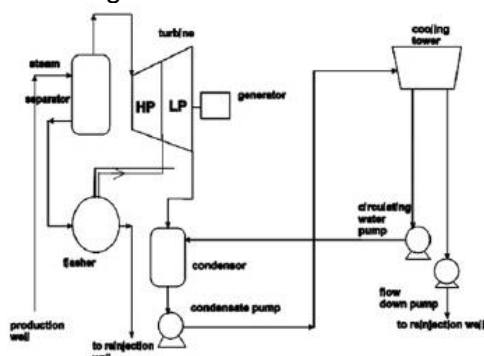
Siklus ini digunakan jika cairan dimulut sumur dalam kondisi cairan jenuh. Cairan dialirkan ke sebuah *flasher* agar menguap. Tekanan *flasher* mempengaruhi banyaknya uap yang dihasilkan, lalu dialirkan ke turbin.



Gambar 2. Skema PLTP “Single Flash Steam”

3. Siklus Uap Hasil Pemisahan 2x (*Double Flash Steam*)

Digunakan 2 pemisah cairan yaitu *separator* & *flasher* dan menggunakan 2 turbin, yaitu HP-turbin (turbin tekanan tinggi) & LP-turbin (turbin tekanan rendah) dan disusun ganda.

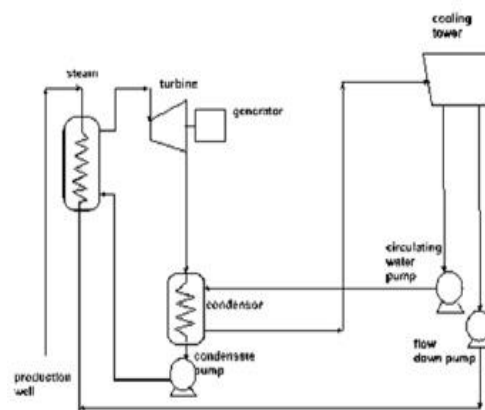


Gambar 3. Skema PLTP “Double Flash Steam”

4. *Binary Cycle*

Pada dasarnya cairan panas bumi yang digunakan untuk pembangkit listrik adalah cairan yang memiliki suhu 200°C, namun cairan panas bumi suhu sedang (100 – 200°C) dapat digunakan dengan cara memanaskan cairan organik yang memiliki titik didih rendah, uapnya

kemudian digunakan untuk menggerakkan turbin.



Gambar 4. skema PLTP “Binary Cycle”

METODOLOGI

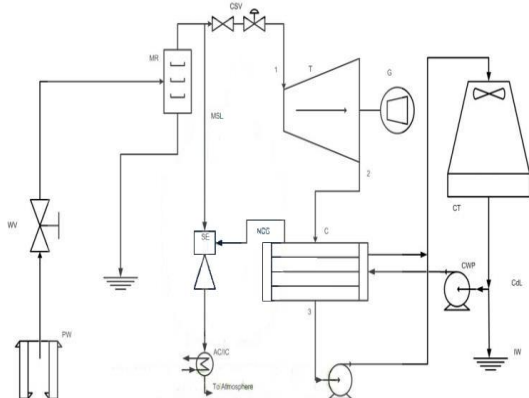
Sistem Siklus Uap Kering (*Dry Steam*)

Sistem pembangkitnya lebih sederhana, hal ini dikarenakan sumber energi di dalam *reservoir* sudah berupa uap air (berfase gas) dan cenderung lebih bersih daripada jenis lainnya. Walaupun dilapangannya sangat jarang ditemukan, sumber energi panas bumi jenis ini adalah yang paling cocok untuk dijadikan pembangkit listrik.

Tabel 1. Perbandingan dari dasar sistem konversi energi panas bumi.

Jenis pembangkit	Temperatur sumur, °C	Efisiensi pemanfaatan, %	Biaya pembangkit dan kompleksitas	Penggunaan saat ini
Single-flash	200-260	30-35	Sedang	Tersebar luas
Double-flash	240-320	35-45	Sedang→Tinggi	Tersebar luas
Dry-steam	180-300+	50-65	Rendah→Sedang	Situs Khusus
Basic Binary	125-165	25-45	Sedang→Tinggi	Tersebar luas

Dari tabel 1, dapat dilihat bahwa untuk PLTP jenis *dry steam* merupakan jenis PLTP yang sangat baik, dimana efisiensi pemanfaatannya merupakan yang paling baik dan paling murah biaya pembuatannya daripada jenis yang lainnya.

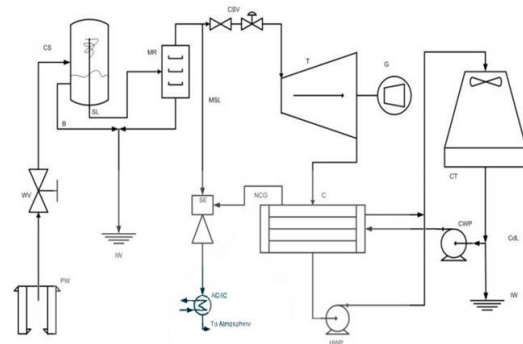


Gambar 5. Skema PLTP "dry steam" secara sederhana

Seperti digambarkan pada gambar 5, siklus untuk PLTP berjenis *drysteam* tampak sederhana, dimana uap dari sumur produksi dialirkan langsung ke turbin untuk diubah energi panasnya ke energi mekanik dan diubah lagi ke energi listrik di generator. Uap dari turbin kembali dikondensasikan menjadi air kondensat di kondensor dimana air pendinginnya dari *cooling tower* dan kembali ke *cooling tower* lagi setelah dari kondensor.

Sistem Uap Tunggal (*Single Flash Steam*)

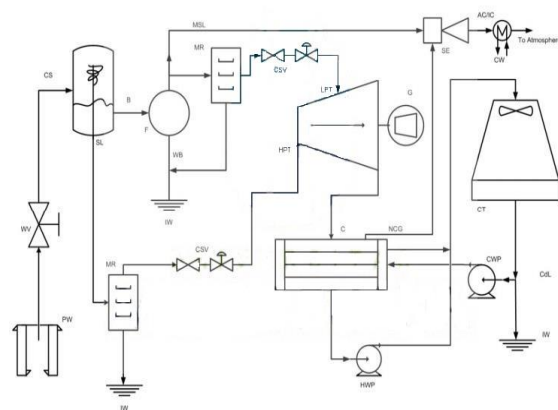
Gambar 6 menggambarkan skema aliran uap untuk PLTP *single flash steam system* dimana uap dari dalam bumi keluar dalam bentuk cairan dua fase (*mixture steam-liquid*). Oleh karena adanya penurunan tekanan (*pressure drop*) yang terjadi pada katup di sumur produksi dan *cyclone separator*, maka fase uap dan cairnya terpisah yang juga dipisahkan pada *separator* tadi. Penurunan tekanan pada enthalpy tetap disebut *proses throttling*. Dalam dunia PLTP, proses ini disebut *proses flashing*, karena bukan hanya terjadi penurunan tekanan semata, akan tetapi proses ini membuat derajat kekeringan *steam* meningkat dan artinya menjadi lebih bersih dan aman untuk turbin.



Gambar 6. Skematik PLTP *Single Flash Steam System* secara sederhana

Sistem Uap Ganda (*Double Flash Steam*)

Pembangkit listrik dengan tipe *double flash steam system* merupakan pengembangan dari pembangkit jenis *single flash system*. Skema proses untuk *double flash steam system* tidak jauh berbeda dari *single flash steam system*. Hanya ada penambahan *flasher* pada sisi keluaran separator yang berfungsi sebagai pemisah atau pengekstrak uap kembali dari *brine* dengan menggunakan prinsip yang hampir sama dengan *separator*.



Gambar 7. Skematik PLTP *Double Flash Steam System*

Perhitungan Biaya Pembangunan PLTP

Dalam perhitungan keekonomian pembangunan PLTP diperlukan beberapa variabel input seperti nilai suku bunga, nilai penyusutan atau depresiasi, biaya total investasi, kapasitas pembangkit.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Analisa Biaya Pembangkitan Panas Bumi

Dalam memperhitungkan penentuan harga listrik dengan sumber panas bumi, perlu memperhatikan hal-hal berikut:

1. Capital Investment Cost

Biaya ini diperlukan untuk membangun pembangkit atau dalam proses eksplorasi titik-titik uap panas bumi, dinyatakan dalam US\$/kW.

2. Biaya Pembangkitan (*Power Generating Cost*).

Biaya pembangkitan adalah yang berhubungan dengan investasi awal dalam membangun pembangkit listrik seperti, biaya bahan bakar dan operasional dan perawatan, dinyatakan dalam cent/kWh (1 cent = 1/100 mta uang).

Perhitungan Biaya Modal

Tabel 2. Data pembangkit listrik tenaga panas bumi

Data	Nilai		
	5MW	7MW	10MW
Kapasitas Terpasang	5MW	7MW	10MW
Umur Pembangkit	30 Tahun	30 Tahun	30 Tahun
Bahan Bakar	Uap Panas Bumi	Uap Panas Bumi	Uap Panas Bumi
Capital Investment Cost	15 Juta USD	18 Juta USD	25 Juta USD

Secara umum biaya pembangunan dapat dilihat pada tabel 3 kapasitas 5MW dengan biaya investasi sebesar US\$ 15 juta, didapat sebesar US\$ 3.000. Selanjutnya dengan menggunakan cara yang sama biaya pembangunan kapasitas 7MW dan 10MW.

Tabel 3. Biaya pembangunan pembangkit (Ps)

Kapasitas Pembangkit (kW)	Biaya Total Investasi	Biaya Pembangunan (Ps) (US\$/kW)
5.000	\$ 15.000.000	\$ 3.000
7.000	\$ 18.000.000	\$ 2.571
10.000	\$ 25.000.000	\$ 2.500

Tabel 4. Biaya investasi

Kapasitas Pembangkit (kW)	Biaya Investasi/ Capital Cost (CC) (US\$/kWh)	Biaya Investasi/ Capital Cost (CC) (cent US\$/kWh)
5.000	\$ 0,067	\$ 6,753
7.000	\$ 0,058	\$ 5,773
10.000	\$ 0,056	\$ 5,613

Biaya Bahan Bakar

Harga panas bumi untuk PLTP adalah sebesar 1,50 US\$/Ton. Dengan konsumsi panas bumi diasumsikan sebesar 8,2 Ton/MWh.

Tabel 5. Perhitungan Biaya Bahan Bakar

Perhitungan	Nilai
Harga Panas Bumi (US\$/Ton)	1,50
Konsumsi Panas bumi Ton/MWh	8,20
Konsumsi Panas bumi per Tahun Ton/kW-tahun	71,83
Fuel Cost (CF) (cent US\$/kWh)	1,23
Fuel Cost (CF) (US\$/kWh)	0,0123

Biaya Operasional dan Perawatan (O&M)

Tabel 6. O&M berdasarkan kapasitas terpasang pada pembangkit

Keterangan	Small Plants	Medium Plants	Large Plants
	<10MW	10-30MW	>30MW
Steam Field	0,35-0,70 Cent US\$/kWh	0,25-0,35 Cent US\$/kWh	0,15-0,25 Cent US\$/kWh
Power Plant	0,45-0,70 Cent US\$/kWh	0,35-0,45 Cent US\$/kWh	0,25-0,45 Cent US\$/kWh
Total	0,80-1,40 Cent US\$/kWh	0,60-0,80 Cent US\$/kWh	0,40-0,70 Cent US\$/kWh

Dengan melihat tabel 6 dan mengasumsikan kenaikan biaya perawatan sebanding dengan ukuran kapasitas yang terpasang dari pembangkit maka dapat dihitung nilai rata-rata dan diketahui bahwa biaya operasi dan perawatan kapasitas 5MW, 7MW, dan 10MW adalah 1.10 Cent US\$/kWh.

Perhitungan Biaya Pembangunan Total PTLP

Tabel dibawah ini merupakan biaya pembangunan total adalah jumlah dari biaya modal, biaya O&M, biaya bahan bakar, biaya operasional, dan biaya lingkungan.

Tabel 7. Biaya pembangunan Energi Listrik PLTP

Perhitungan	Suku bunga 9%		
	5.000	7.000	10.000
Kapasitas Pembangkit (kW)	5.000	7.000	10.000
Biaya Pembangunan (US\$/kW)	3.000	2.571	2.500
Umur Operasi (Tahun)	30	30	30
Biaya Bahan Bakar (US\$/kWh)	0,0123	0,0123	0,0123
Biaya O&M (US\$/kWh)	0,011	0,011	0,011
Biaya modal (US\$/kWh)	0,067	0,058	0,056
Biaya Pembangkitan (US\$/kWh)	0,091	0,081	0,079
Investasi (juta US\$)	15	18	25

Pendapatan Per Tahun

Untuk menentukan pendapatan per Tahun, maka harus diperhitungkan hasil produksi listrik selama satu tahun dengan pembangkitan 80% dari kapasitas maksimum pembangkit itu sendiri. Dengan melakukan asumsi untuk *Maintenance Outage (MO)* dan *Forced Outage (FO)* setiap tahunnya adalah 2 bulan maka dapat diketahui bahwa ketersediaan pembangkit dalam beroperasi adalah 83,34%.

$$\begin{aligned} \text{Total Waktu Operasi} &= \text{Tersedia} \times \text{Hari} \times \text{Jam} \times \text{Faktor Kapasitas} \\ &= 83,34\% \times 365 \times 24 \times 80\% \\ &= 5.840,4672 \text{ Jam} \end{aligned}$$

Setelah mengetahui total waktu operasi pembangkit selama satu tahun maka dapat diketahui jumlah produksi per tahun dengan melihat pada tabel 8.

$$\text{Produksi/Tahun} = \text{Kapasitas Terpasang} \times \text{faktor kapasitas} \times \text{total waktu operasi}$$

Tabel 8. Jumlah produksi per tahun

Kapasitas Pembangkit (kW)	Jumlah Produksi per Tahun (kWh/tahun)
5.000	23.461.869
7.000	32.706.616
10.000	46.723.738

Dalam setiap pembangkitan energi listrik akan selalu ada pemakaian sendiri yang digunakan untuk lingkungan pembangkit itu sendiri. Pemakaian sendiri bisa diasumsikan sebesar 7% dari total kapasitas produksi pembangkit listrik.

Tabel 9. Jumlah pemakaian sendiri per tahun

Kapasitas Pembangkit (C) (kW)	Pemakaian Sendiri	Jumlah Pemakaian Sendiri (kWh/tahun)
5.000	7%	1.635.331
7.000	7%	2.289.463
10.000	7%	3.270.662

Dari perhitungan produksi per tahun dan pemakaian sendiri kita bisa menghitung jumlah produksi jual per tahun.

Tabel 10. Produksi jual per tahun

Kapasitas Pembangkit (C) (kW)	Produksi Jual/Tahun (kWh/tahun)
5.000	21.726.538
7.000	30.417.153
10.000	43.453.076

Dengan memasukan harga jual per kWh (KP) PLTP yang sudah ditetapkan oleh Pemerintah RI dalam Permen ESDM No. 17 Tahun 2014 maka dapat dihitung penghasilan produk listrik per tahun seperti pada tabel 11.

Tabel 11. Penghasilan produk listrik per tahun dalam US\$/kWh dan Rp/kWh

Kapasitas Pembangkit (C) (kW)	Penghasilan Produksi Listrik per Tahun (CIF) (US\$/kWh)	Penghasilan Produksi Listrik per Tahun (CIF) (Rp/kWh)
5.000 (0,126 US\$)	\$ 1.955.388	Rp 26.055.550.677
5.000 (0,182 US\$)	\$ 2.737.544	Rp 36.477.770.948
5.000 (0,262 US\$)	\$ 3.954.230	Rp 52.690.113.592
7.000 (0,126 US\$)	\$ 2.737.544	Rp 36.477.770.948
7.000 (0,182 US\$)	\$ 3.832.561	Rp 51.068.879.328
7.000 (0,262 US\$)	\$ 5.535.922	Rp 73.766.159.029
10.000 (0,126 US\$)	\$ 3.910.777	Rp 52.111.101.355
10.000 (0,182 US\$)	\$ 5.475.088	Rp 72.955.541.896
10.000 (0,262 US\$)	\$ 7.908.460	Rp 105.380.227.184

Analisa Nilai Sekarang (*Net Present Value*)

Metode yg dapat digunakan untuk menilai gagasan proyek investasi adalah NPV, sehingga arus kas yang digunakan sudah dipotong dari biaya modal. Jika NPV nya positif, diartikan bahwa dana yang diinvestasi dpat menghasilkan PV arus kas yang lebih tnggi dari PV awal. Dapat disimpulkan, jika NPV nya lebih besar daripada nol maka gagasan proyek dapat diterima, namun jika lebih kecil daripada nol gagasan proyek dapat ditolak.

Tabel 12. Nilai NPV pada kapasitas pembangkit 5MW dengan asumsi suku bunga 9%

Kapasitas Pembangkit dan Harga Jual	Nilai <i>Net Present Value</i> (US\$)	Nilai <i>Net Present Value</i> (Rp)
5.000 (0,126 US\$)	\$ 1.575.284	Rp 20.990.655.638
5.000 (0,182 US\$)	\$ 9.610.877	Rp128.064.941.062
5.000 (0,262 US\$)	\$ 22.110.690	Rp294.624.940.609
7.000 (0,126 US\$)	\$ 5.908.138	Rp 78.725.933.613
7.000 (0,182 US\$)	\$ 17.157.969	Rp228.629.933.206
7.000 (0,262 US\$)	\$ 34.657.706	Rp461.813.932.573
10.000 (0,126 US\$)	\$ 9.321.802	Rp124.213.008.182
10.000 (0,182 US\$)	\$ 25.392.989	Rp338.361.579.029
10.000 (0,262 US\$)	\$ 50.392.614	Rp671.481.578.125

Analisa Tingkat Pengembalian Internal

Tingkat pengembalian internal adalah tingkat bunga yang dapat menjadikan nilai NPV = nol, karena PV arus kas pada tingkat bunga tersebut sama dengan investasi awal. Dalam proyek ini faktor diskonto diasumsikan berkisar antara 6% dan 12%. *Internal rate of return* biasanya dibandingkan dengan *Minimum attractive rate of return* (MARR) adalah tingkat suku bunga pengembalian minimum yang menarik dimana nilai dari IRR akan dibandingkan dengan nilai MARR. Dalam proyek ini nilai MARR diasumsikan sebesar 20%. Jika nilai IRR lebih besar dari pada nilai MARR maka proyek dikatakan layak, jika nilai IRR lebh kecil dari pada nilai MARR maka proyek dikatakan tidak layak.

Tabel 13. Nilai *Internal rate of return*

Kapasitas Pembangkit dan Harga Jual	Nilai MARR	Nilai IRR
5.000 (0,126 US\$)	20%	10,28106270%
5.000 (0,182 US\$)	20%	16,23318411%
5.000 (0,262 US\$)	20%	24,74084002%
7.000 (0,126 US\$)	20%	12,85007430%
7.000 (0,182 US\$)	20%	19,47965383%
7.000 (0,262 US\$)	20%	29,22666376%
10.000 (0,126 US\$)	20%	13,34557705%
10.000 (0,182 US\$)	20%	20,30077288%
10.000 (0,262 US\$)	20%	30,11921952%

Payback Period

Dalam investasi dibutuhkan sebuah metode perhitungan untuk mengetahui jangka waktu kembalinya modal yang sudah diinvestasikan dalam suatu proyek. Perhitungan inilah yang disebut dengan *payback period* atau periode uang kembali.

Tabel 14. Nilai *Payback period*

Kapasitas Pembangkit dan Harga Jual	<i>Payback Period</i>	<i>Payback Period</i> (Tahun)
5.000 (0,126 US\$)	8,671110178	9
5.000 (0,182 US\$)	5,479364413	6
5.000 (0,262 US\$)	3,793406132	4
7.000 (0,126 US\$)	7,575237296	8
7.000 (0,182 US\$)	5,696598068	6
7.000 (0,262 US\$)	3,25149097	4
10.000 (0,126 US\$)	7,392591815	8
10.000 (0,182 US\$)	4,566137011	5
10.000 (0,262 US\$)	3,161171777	4

KESIMPULAN

1. Pembangunan PLTP tidak dapat dilakukan dalam skala kecil dikarenakan nilai awal investasi yang sangat besar..
2. Diperlukan faktor-faktor yang lebih banyak agar perhitungan pembangunan PLTP dapat dikategorikan layak dari segi bisnis.
3. Pembangunan PLTP kapasitas 5MW pada harga jual 0,126 US\$ tidak dapat dikatakan layak dari segi bisnis

dikarenakan nilai IRR lebih kecil dari pada MARR.

4. Pembangunan PLTP kapasitas 10MW pada harga jual 0,262 US\$ dapat dikatakan paling layak dari segi bisnis dikarenakan nilai IRR jauh lebih besar dari pada MARR dengan nilai 30,11921951%.
5. Pembangunan pembangkit listrik tenaga panas bumi kapasitas 5MW hanya layak pada wilayah III atau Indonesia bagian Timur dengan harga jual 26,2 cent US\$ atau 0,262 US\$.
6. Pembangunan pembangkit listrik tenaga panas bumi kapasitas 7MW hanya layak pada wilayah III atau Indonesia bagian Timur dengan harga jual 26,2 cent US\$ atau 0,262 US\$.
7. Pembangunan pembangkit listrik tenaga panas bumi kapasitas 7MW hanya layak pada wilayah II dan III atau Indonesia bagian Tengah dan Timur dengan harga jual 18,2 cent US\$ atau 0,182 US\$ dan 26,2 cent US\$ atau 0,262 US\$.

UCAPAN TERIMA KASIH

Penyusunan penelitian ini melibatkan beberapa pihak, untuk itu saya ucapkan terima kasih kepada :

1. Bapak Prof. Dr. Ir. Hamzah Hilal, M.Sc
2. Bapak Syaiful Bakhri., S.T., M.Eng.Sc., Ph.D.
3. Bapak Seflahir Dinata, S.T., M.Pd.T.
4. Putri Pertiwi Wanajaya, ST, MT

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Ibrahim, Herman Darnel. *“Geothermal Energy Development in Indonesia”*, Jakarta 2011.
- [2] Departemen Energi dan Sumber Daya Mineral – Direktorat Jendral Mineral, Batu Bara dan Panas Bumi.
- [3] Indonesia 2005 – 2025 Buku Putih, *“Penelitian, Pengembangan dan Penerapan Ilmu Pengetahuan dan Teknologi Bisang Sumber Energi Baru dan Terbarukan untuk Mendukung Keamanan Ketersediaan Energi Tahun 2025”*, Kementerian Negara Riset dan Teknologi, Jakarta 2006.
- [4] Widyastuti, Arie. 2006. *“Analisis Kelayakan Proyek Pembangkit Listrik Energi Panas Bumi Dengan Menggunakan Capital Budgeting Technique”*.
- [5] Permana Indra, Bayu. *“Studi Pembangunan Pembangunan Listrik - PLT Panas Bumi”*
- [6] Firdaus, Alfa dan Ambiya Pietoyo. *“Analisa Kelayakan Pembangunan Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi Studi Kasus: Kamojang, Jawa Barat”*. Jurnal Ilmiah PASTI. Volume VI. Edisi 1.
- [7] I. B. Fridleifsson, *“Geothermal Energy for the Benefit of the People”* Renewable and Sustainable Energy Reviews 5, 299 (2001)
- [8] Nenny Saptadji (2009), *Energi Panas Bumi (Geothermal Energy)*. Bandung, 2009.
- [9] Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral. (2014). *“Pembelian Tenaga Listrik Dari PLTP dan Uap Panas Bumi Untuk PLTP Oleh PT. Perusahaan Listrik Negara (PERSERO) Jakarta: 2014.*
- [10] Nainggolan, Handika Roberto dan Eddy Warman. *“Studi Prakiraan Potensi Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi di Pusuk Buhit Kelurahan Siogung-ogung Kabupaten samosir”* Jurnal Singuda Ensikom. Volume 14. No. 38, Januari 2016.
- [11] Sugiyono. Agus, *“Keekonomian Pengembangan PLTP Skala Kecil”*. Seminar Nasional Teknik Kimia dan Musyawarah Nasional APTEKINDO 2012. Jakarta. 2015.