

ANALISIS PERBANDINGAN KELAYAKAN INVESTASI RENCANA PENGEMBANGAN LAPANGAN PANAS BUMI KAMOJANG UNTUK MENDUKUNG KETAHANAN ENERGI NASIONAL

INVESTMENT FEASIBILITY COMPARISON ANALYSIS OF KAMOJANG GEOTHERMAL FIELD DEVELOPMENT PLAN TO SUPPORT NATIONAL ENERGY SECURITY

Esha Firnanza¹, Suyono Thamrin², Yanif Dwi Kuntjoro³

UNIVERSITAS PERTAHANAN
(eshafirnanza@gmail.com)

Abstrak - Kebijakan Energi Nasional (KEN) yang diatur dalam Peraturan Presiden No. 79 Tahun 2014 mengamanatkan pemanfaatan EBT sebesar 23% pada tahun 2025 dan 31% pada tahun 2050. Sejalan dengan pertumbuhan penduduk dan ekonomi, total kebutuhan listrik diproyeksikan meningkat 6 kali lipat dari tahun 2017 sebesar 226 TWh menjadi 1.471 TWh pada tahun 2050. Produksi listrik bertumbuh 6% per tahun jika diambil asumsi rata-rata pertumbuhan listrik pada masa sekarang. Target kapasitas pembangkitan dari sumber energi panas bumi sebesar 3,4% atau sejumlah 9 GW dari total tambahan kapasitas rentang tahun 2018-2050. Berkaitan dengan mahalnya biaya investasi di bidang panas bumi dan harga Biaya Pokok Pembangkitan (BPP) yang kurang kompetitif, akan sulit untuk memaksimalkan potensi panas bumi di negara *ring of fire*. Penelitian ini bertujuan untuk menganalisis kelayakan investasi rencana pengembangan lapangan panas bumi Kamojang dan menganalisis kriteria kelayakan investasi dari masing-masing peraturan perpajakan yang disimulasikan untuk dihitung. Penelitian menggunakan analisis *capital budgeting* untuk mengetahui parameter kelayakan investasi (NPV, IRR, MIRR, PI, dan POT) dari masing-masing skema peraturan perpajakan. Dari hasil analisis perhitungan investasi proyek rencana pengembangan lapangan panas bumi Kamojang membuktikan bahwa skema *All Inclusive Taxes:34%* dapat dikatakan lebih baik secara. Dengan harga BPP Jawa Barat sebesar 6,91 cUSD/kWh maka pada skema *All Inclusive Taxes: 34%* didapatkan NPV sebesar -104.150 (ribu USD) dengan IRR 6,38%, MIRR 8,91%, PI 0,81 dan POT pada tahun 2038 sebesar 18.966.667 USD. Sedangkan pada skema izin perusahaan panas bumi didapatkan NPV – 106.254 (ribu USD) dengan IRR 6,50%, MIRR 8,91%, PI 0,78 dan POT pada tahun 2039 sebesar 19.184.395 USD. Sebagai kesimpulan, harga jual listrik (BPP) dan peraturan perpajakan adalah faktor yang sangat mempengaruhi kelayakan investasi proyek pengembangan panas bumi Kamojang. Untuk mewujudkan ketahanan energi nasional, maka pemerintah harus mendukung pencapaian target EBT dengan pembuatan regulasi harga yang kompetitif dan peraturan perpajakan yang sederhana.

Kata kunci : Energi Baru Terbarukan, Panas Bumi, Kelayakan Investasi, Harga BPP, Peraturan Perpajakan.

Abstract - National Energy Policy (KEN) regulated in Presidential Regulation No. 79 of 2014 mandates the use of EBT by 23% in 2025 and 31% in 2050. In line with population and economic growth, the total electricity demand is projected to increase 6 times from 2017 by 226 TWh to 1,471 TWh in 2050. Electricity production is growing 6% per year if current average electricity growth is assumed. The

¹ Program Studi Ketahanan Energi, Fakultas Manajemen Pertahanan, Universitas Pertahanan

² Program Studi Ketahanan Energi, Fakultas Manajemen Pertahanan, Universitas Pertahanan

³ Program Studi Ketahanan Energi, Fakultas Manajemen Pertahanan, Universitas Pertahanan

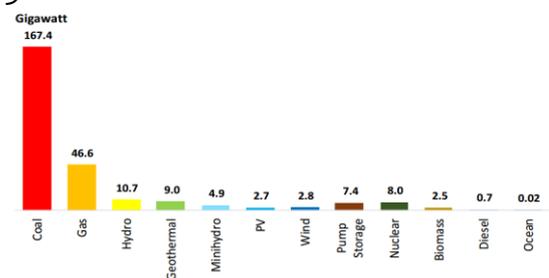
target of generating capacity from geothermal energy sources is 3.4% or a total of 9 GW of total additional capacity for the year 2018-2050. Regarding the high investment costs in the geothermal sector and the less competitive cost of generating costs (BPP), it will be difficult to maximize the geothermal potential in the ring of fire country. This study aims to analyze the investment feasibility of the Kamojang geothermal field development plan and analyze the investment eligibility criteria of each tax regulation that is simulated to be calculated. The study uses a capital budgeting analysis to determine the parameters of investment feasibility (NPV, IRR, MIRR, PI, and POT) of each tax regulation scheme. From the results of investment calculation analysis of the Kamojang geothermal field development plan proves that the all-inclusive taxes scheme: 34% can be said to be more feasible in terms of investment eligibility criteria than the geothermal business permit scheme. With the West Java BPP price = 6.91 cUSD / kWh, in the all-inclusive taxes scheme: 34% obtained an -104.150 (thousand USD) of NPV with an 6.38% of IRR, a 8.91% of MIRR, 0.81 of PI and a POT on 2038 amounted 18.966.667 USD. Whereas in the geothermal business permit scheme, - 106.254 (thousand USD) of NPV is obtained with an 6,50% of IRR, an 8,91% of MIRR, 0.78 of PI and a POT on 2039 amounted 19.184.395 USD. In conclusion, the selling price of electricity (BPP) and tax regulations are factors that greatly influence the feasibility of investment in the Kamojang Unit VI geothermal development project. To realize national energy security, the government must support the achievement of EBT targets by making competitive price regulations and simple tax regulations.

Keywords: Renewable Energy, Geothermal, Investment Feasibility, cost of generating costs (BPP), tax regulations.

Pendahuluan

Energi Baru Terbarukan (EBT) perlu ditingkatkan dalam bauran energi primer agar dapat memenuhi kebutuhan listrik dengan tidak membebani neraca perdagangan impor serta diharapkan dapat berkontribusi atas penurunan GRK. Perpres No. 79/2014 yang mengatur tentang Kebijakan Energi Nasional (KEN) mengamanatkan pemanfaatan EBT sebesar 23% pada tahun 2025 dan 31% pada tahun 2050. Selanjutnya Rencana Umum Energi Nasional (RUEN) dalam Perpres No. 22/2017 yang mendorong pemanfaatan EBT sebagai sumber energi pembangkit listrik. Pada faktanya, pemanfaatan EBT sampai tahun 2017 masih mencapai 9,2% dari total pangsa bauran energi primer. Dengan asumsi pertumbuhan penduduk dan ekonomi, juga menambahkan rasio elektrifikasi 100% pada tahun 2025 maka kebutuhan listrik akan diproyeksikan meningkat 6 kali lipat dari tahun 2017 sebesar 226 TWh menjadi 1.471 TWh pada tahun 2050. Produksi listrik bertumbuh 6% per tahun jika diambil

asumsi rata-rata pertumbuhan listrik pada masa sekarang. Proyeksi tambahan kapasitas pembangkit masih didominasi oleh PLTU Batubara dari tahun 2018-2050 yang akan mencapai 64% (167 GW). PLTGU, PLTG, dan PLTMG akan menambah kapasitas sebanyak 47 GW atau 18%. Kemudian kapasitas pembangkit berbasis Hidro akan berkontribusi sebanyak 9% atau sebesar 23 GW. Sedangkan untuk PLTP mendekati 9 GW (3,4%) dan EBT lainnya 3%⁴.



Gambar 1. Tambahan Kapasitas Pembangkit Listrik (2018-2050), Sumber: BBPT OEI 2019 pada 2020

⁴ BPPT. (2020). Outlook Energi Indonesia. Jakarta. BPPT.

Badan Usaha Milik Negara (BUMN) dalam hal ini PT. Pertamina Geothermal Energy berencana untuk menggelontorkan investasi sebesar US\$ 2,68 miliar atau setara Rp 38,4 triliun hingga 2026 untuk pengembangan pembangkit listrik panas bumi. Direktur Utama PT. PGE, Ali Mundakir menyatakan PT. PGE menargetkan kapasitas PLTP naik menjadi 1.112 MWe. Beliau menambahkan bahwa akan ada penambahan kapasitas PLTP di lapangan yang sudah ada dengan kisaran optimalisasi 5-35 MWe⁵.

Ketua Asosiasi Panas Bumi Indonesia (API), Prijandaru Effendi mengatakan, lambatnya pengembangan panas bumi salah satunya karena adanya perbedaan antara keekonomian proyek dan kemampuan beli listrik PLN. Prijandaru mengakui bahwa kegiatan eksplorasi panas bumi mendapat fasilitas pendanaan dari lembaga penyedia keuangan yang disalurkan melalui pemerintah, namun penyalurannya sangat lambat sehingga pengembangan panas bumi tetap terhambat⁶.

Lapangan Panas Bumi Kamojang merupakan lapangan panas bumi pertama di Indonesia yang masih memproduksi uap sampai sekarang. Awal eksplorasi pengeboran panas bumi area Kamojang yaitu pada tahun 1926 yang dilakukan oleh peneliti dari Pusat Survei Geologi Hindia Belanda dengan mengadakan pemetaan gunung api berikut lapangan solfatara dan fumarolanya⁷. Perkembangan lapangan Panas Bumi Kamojang pada tahun 1983

dikelola langsung oleh PT. Pertamina dan PLN sebagai pembangkit listrik dengan kapasitas 30 MWe. Selanjutnya, pada tahun 2003 sampai 2007 terdapat pengembangan PLTP Unit IV dengan kapasitas 60 MWe. Oleh karena itu, pada tahun 2007 sejumlah empat unit pembangkit dibangun di area panas bumi kamojang dengan kapasitas 200 MWe. Kemudian penambahan kapasitas pembangkitan listrik area kamojang dilakukan melalui pengembangan lapangan panas bumi PLTP Unit V pada tahun 2015 sebesar 35 MWe, sehingga total kapasitas pembangkitan area kamojang sampai saat ini sebesar 235 MWe⁸.

Menurut beberapa penelitian terdahulu, lapangan panas bumi kamojang mengalami penurunan produksi uap dari tahun ke tahun. Penurunan produksi uap mempengaruhi aspek *availability* dalam ketahanan energi juga dapat menimbulkan kekhawatiran terhadap lembaga yang meminjamkan dana karena pengembalian dana yang dipinjamkan dikhawatirkan tidak sesuai dengan keuntungan yang diproyeksikan. sehingga dilakukan perencanaan pengembangan lapangan panas bumi kamojang yang memerhatikan kelayakan investasinya.

Dikarenakan investasi perusahaan panas bumi membutuhkan dana yang besar dengan jangka waktu yang panjang, maka analisis investasi dibutuhkan dengan harapan agar perusahaan lebih berhati-hati untuk mengelola proyek investasi⁹.

⁵ Mundakir. 2019. Keynote Speech & Opening Ceremony IIGCE 2019. Jakarta. INAGA.

⁶ Effendi. 2019. Keynote Speech & Opening Ceremony IIGCE 2019. Jakarta. INAGA.

⁷ Hochstein & Sudarman. 2008. History of Geothermal Exploration in Indonesia from 1970 to 2000. Auckland. University of Auckland.

⁸ PT. Pertamina Geothermal Energy. 2019. Annual Report 2018: Energi Panas Bumi Untuk Kemandirian Energi. Jakarta. PT. Pertamina Geothermal Energy.

⁹ Widyastuti. 2006. Analisis Kelayakan Proyek Pembangkit Listrik Energi Panas Bumi Dengan Menggunakan Capital Budgeting Technique. Bandung. Universitas Padjajaran.

Berkaitan dengan mahalnya biaya investasi di bidang panas bumi dan harga Biaya Pokok Pembangunan (BPP) yang kurang kompetitif, akan sulit untuk memaksimalkan potensi panas bumi di negara *ring of fire*. Maka dari itu, peneliti akan melakukan penelitian yang bertujuan untuk menganalisis investasi proyek perencanaan pengembangan PLTP eksisting lapangan kamojang. Penelitian ini difokuskan untuk membandingkan analisis investasi rencana pengembangan dari lapangan panas bumi kamojang dengan membandingkan dua skema yaitu skema *All Inclusive Taxes*:34% dan skema Izin Pengusahaan Panas Bumi, sehingga akan diketahui kelayakan investasi dan beberapa faktor yang mempengaruhi kelayakan investasi di bidang pengusahaan panas bumi serta skema mana yang ideal untuk rencana pengembangan lapangan panas bumi kamojang. Penelitian ini diharapkan dapat merekomendasikan tingkat kelayakan investasi dari rencana pengembangan PLTP Area Kamojang berdasarkan skema yang telah dianalisis untuk mendukung program pemerintah dalam rangka pencapaian bauran EBT 23% pada tahun 2025 dan 31% pada tahun 2050 demi kemandirian dan ketahanan energi nasional.

Metode Penelitian

Pada penelitian ini peneliti menggunakan pendekatan kualitatif-deskriptif yang dibantu dengan data perhitungan teknik *capital budgeting* untuk analisis kelayakan investasi berdasarkan beberapa parameter¹⁰. Beberapa parameter akan diterapkan untuk menjadi tolak ukur analisis investasi, diantaranya:

¹⁰ Sugiyono, Metode Penelitian Kuantitatif Kualitatif dan R&D (Bandung: Alfabeta, 2017)

1. *Net Present Value (NPV)*: NPV merupakan perbandingan antara *Present Value (PV) net cashflow* dengan PV selama umur investasi¹¹. Perhitungan nilai bersih (NPV) investasi akan didapatkan dengan menggunakan nilai uang sekarang. NPV dapat direpresentasikan dengan persamaan sebagai berikut:

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+k)^t} \pm CF_0$$

Pada kasus pengusahaan panas bumi, kriteria NPV dikatakan layak atau *feasible* untuk dijalankan adalah $NPV > 0$. Sedangkan, jika terdapat negatif pada NPV maka dapat dikatakan bahwa proyek tidak *feasible* untuk dijalankan. Jika $NPV = 0$ maka proyek dapat dijalankan dengan pengembalian yang sama dengan tingkat pengembalian nilai sekarang.¹².

2. *Internal Rate of Return (IRR)*: IRR adalah tingkat bunga (*discount rate*) yang menyamakan PV (*Present Value*) *cashflow* proyek yang diharapkan dengan $NPV = 0$ pada pengeluaran awal proyek. Sartono (2012) menjelaskan bahwa IRR sering diartikan sebagai tingkat pengembalian internal yang dapat dicari dengan interpolasi, dengan kata lain IRR adalah *discount rate* yang membuat *Net Present Value* sama dengan nol. IRR dapat direpresentasikan dengan persamaan sebagai berikut:

$$\$0 = \sum_{t=1}^n \frac{CF_1}{(1+IRR)^t} - CF_0$$

Jika $IRR \geq$ tingkat pengembalian yang diisyaratkan maka proyek diterima.

¹¹ Husein Umar, Research Methods in Finance and Banking, PT Gramedia Pustaka, Jakarta, 2000

¹² Kasmir & Jakfar. 2003. Studi Kelayakan Bisnis, Jakarta. Edisi Revisi.

Namun jika $IRR < \text{tingkat pengembalian}$ yang diisyaratkan maka proyek ditolak. Jika NPV bernilai positif, maka IRR pasti lebih besar dari tingkat pengembalian yang diisyaratkan¹³.

3. *Modified Internal Rate of Return (MIRR)*: IRR yang dimodifikasi (MIRR) mengasumsikan *cashflow* positif yang diinvestasikan kembali pada biaya modal perusahaan dan pengeluaran awal yang dibiayai dengan pembiayaan perusahaan¹⁴. Sebaliknya, IRR mengasumsikan *cashflow* dari suatu proyek diinvestasikan kembali pada IRR itu sendiri. Oleh karena itu, MIRR lebih akurat mencerminkan biaya dan profitabilitas suatu proyek. MIRR dapat direpresentasikan dengan persamaan sebagai berikut:

$$MIRR = \sqrt[n]{\frac{FV(\text{Positive cashflows} \times \text{Cost of Capital})}{PV(\text{Initial outlays} \times \text{Financing Cost})}} - 1$$

IRR yang dimodifikasi (MIRR) dihitung menggunakan tingkat diskonto perusahaan sebagai tingkat reinvestasi yang bertentangan dengan IRR. MIRR adalah metode yang paling tepat untuk menilai proyeksi arus kas proyek, terutama ketika IRR proyek yang dihitung ternyata cukup tinggi¹⁵.

4. *Profitability Index (PI)*: Indeks profitabilitas (PI) menggambarkan indeks yang mewakili hubungan antara biaya dan manfaat dari proyek yang diusulkan. PI digambarkan menggunakan rasio berikut:

$$PI = \frac{PV \text{ of Future Cashflows}}{\text{Initial Investment}}$$

Indeks profitabilitas 1 merupakan ukuran terendah yang dapat diterima pada indeks investasi karena jika nilai PI lebih rendah dari angka 1 maka nilai proyek sekarang (PV) kurang dari investasi awal. Ketika nilai indeks profitabilitas meningkat, demikian juga daya tarik finansial dari proyek yang diusulkan¹⁶.

5. *Pay Out Time (POT)*

POT dari suatu Investasi menggambarkan panjangnya waktu yang diperlukan untuk investasi memperoleh keuntungan ataupun kembali modal. POT sering disamakan dengan *Payback Period*. Periode pengembalian (*Payback Period*) mengacu pada jumlah waktu yang diperlukan untuk memulihkan biaya investasi. Secara sederhana, periode pengembalian adalah lamanya waktu investasi mencapai titik impas¹⁷.

Penjelasan tentang alur penelitian menggunakan teknik analisis data *capital budgeting* dijelaskan dengan diagram alir penelitian sebagai berikut:

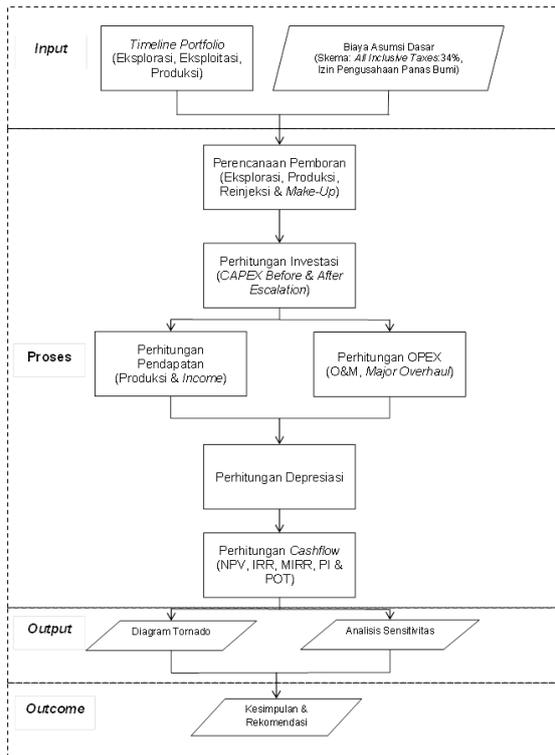
¹³ Myers. (2004). Principles of Corporate Finance, 7th Edition. Hill. MCGraw.

¹⁴ R. T. Carson & K Novan, "The Economics of Bulk Electricity Storage with Intermittent Renewables," September 11, 2012.

¹⁵ Giatman . 2006. Ekonomi Teknik. Jakarta. Raja Grafindo Persada.

¹⁶ Gitman. 2003. Principles of Managerial Finance, 10th Edition. New York. The Addison Wesley.

¹⁷ U.S Department of Energy. 2018. Small Business Research and Development Funding Opportunity Announcement. U.S Department of Energy.



Gambar 2. Diagram Alir Penelitian, Sumber: diolah peneliti pada 2020

Hasil dan Pembahasan Lapangan Panas Bumi Kamojang

Lapangan panasbumi Kamojang terletak pada rantai dataran tinggi vulkanik berarah Barat-Timur dari G. Rakutak di Barat sampai G. Guntur di sebelah Timur dengan ketinggian 1500 m dpl dengan panjang 15 km dan lebar 4,5 km. Sistem ini berasosiasi dengan endapan vulkanik kuarter berumur 400.000 tahun produk dari gunung vulkanik Pangkalan dan Gandapura dan terlihat menempati bagian dalam hasil depresi vulkanik yang dibentuk oleh rim kaldera Pangkalan yang berbentuk graben oleh sesar Kendeng di Barat dan sesar Citepus di Timur¹⁸. Rim kaldera Pangkalan, sesar Citepus dan sistem sesar-sesar yang cenderung Barat-Timur di sebelah Utara lapangan ini

¹⁸ Barnett. (1998). Reservoir assessment of the kamojang geothermal field. GENZL/SMS, an internal report submitted to Pertamina, Indonesia.p 22.

memberikan target drilling yang menarik karena berasosiasi dengan produktivitas uap yang tinggi.

Reservoir Kamojang dikontrol oleh kontak formasi dan struktur geologi. Kontak formasi dan ketidakselarasan secara lateral lebih dominan mengontrol reservoir bagian tengah (*Central Block*) walaupun tidak dapat dikesampingkan pengaruh setting rim structures yang stepnya memisahkan Blok tengah dengan Blok Barat Kamojang. Sementara struktur geologi berupa rangkaian patahan (*step of fault*) lebih dominan mengontrol di Blok Timur Kamojang¹⁹.

Hasil Wawancara

Wawancara kepada perwakilan PT. Pertamina Geothermal Energy, divisi *Strategic & Portfolio Business Development* dan kepada Asosiasi Panas Bumi Indonesia (API).

Tabel 1. Hasil Wawancara dari kedua Narasumber, Sumber: diolah peneliti pada 2020.

Poin Panduan Wawancara	NS-1	NS-2	Mean
Kepmenkeu No. 766/1992 PNBP	4	4	4
Soft Loan untuk investasi	4	4	4
Inovasi teknologi eksplorasi	3	4	3,5
Government drilling	3	4	3,5
Penyederhanaan UU. No. 21/2014	4	4	4
Penerbitan Feed In Tariff	4	4	4
Pemanfaatan Langsung	3	4	3,5
Geothermal to Lithium	4	3	3,5

Keterangan:	Indeks
Narasumber	1 = Tidak Mendukung
NS-1 = PT. Pertamina Geothermal Energy (Div. SPBD)	2 = Kurang Mendukung
NS-2 = Asosiasi Panas Bumi Indonesia (API)	3 = Mendukung
NS-2 = Asosiasi Panas Bumi Indonesia (API)	4 = Sangat Mendukung

Dapat disimpulkan bahwa pendapat kedua narasumber yang konstruktif

¹⁹ Kamah. 2003. Geologi Reservoir Kamojang. Bandung: Institut Teknologi Bandung.

yaitu tentang poin: Kepmenkeu No.766/KMK.04/1992 Untuk PNB, Soft Loan untuk investasi panas bumi, Penyederhanaan UU No. 21/2014, dan Penerbitan *Feed in Tariff*. Kemudian peneliti menganalisis permasalahan penelitian yang ditindaklanjuti dengan perhitungan kelayakan investasi menggunakan teknik *capital budgeting* dengan dua skema yaitu skema *All Inclusive Taxes*:34% dan skema izin perusahaan panas bumi.

Perhitungan Kelayakan Investasi

Perencanaan pembangunan lapangan panas bumi kamojang diskenariokan dengan kapasitas pembangkitan 35 MWe, *project lifetime* 38 tahun. Tahun perhitungan proyek awal diasumsikan dimulai pada awal Desember 2019 sampai dengan COD pada akhir Juli 2027. Tahap eksplorasi terdiri dari Survey 3-G (Geologi, Geokimia, Geofisika) beserta perizinan, yang prosesnya pada akhir tahun 2019 sampai dengan pertengahan tahun 2021 dan Pembangunan Infrastruktur Cluster Eksplorasi serta Pemboran Eksplorasi, dari pertengahan tahun 2020 sampai dengan akhir tahun 2021. Sedangkan pada tahap eksploitasi terdiri dari Infrastruktur Pengembangan sejalan dengan pengeboran pengembangan yang dimulai pada pertengahan tahun 2021 sampai dengan pertengahan tahun 2023 dan EPCC (*Engineering, Procurement, Construction and Commisioning*), yang dimulai pada pertengahan tahun 2023 sampai dengan akhir tahun 2026. Kemudian pada tahap produksi yaitu COD yang akan di lakukan pada akhir juli 2027.

Tabel 2. Biaya investasi PLTP 35 MWe
Sumber: API, Sumber: diolah peneliti pada 2020

Kebutuhan	Biaya (ribu USD)
Survey (3-G)	1.250

Infrastruktur	12.500
G&A	8.500
Pemboran	57.917
Well testing	4.500
Steam Gathering	23.375
Power Generation	65.219
Total	176.038

Rencana pengembangan panas bumi Kamojang memiliki kapasitas pembangkitan sebesar 35 MWe sekaligus menjadi batas minimum dari kapasitas pembangkitan yang tiap tahunnya akan dikurangi oleh *decline rate* sebesar 4% dari total kapasitas pembangkitan, sehingga *decline rate* akan mengurangi kapasitas pembangkitan per tahunnya sebesar 1,4 MWe. *Decline rate* dalam hal ini terjadi karena pengurangan pasokan uap dari *reservoir* panas bumi itu sendiri.

Sumur eksplorasi berfungsi sebagai sumur pencarian *reservoir* panas bumi dengan rasio keberhasilan sebesar 50% memiliki kapasitas pembangkitan minimum (*deliverability*) sebesar 6 MWe. Rencana pemboran sumur eksplorasi diasumsikan dimulai pada tahun 2020 sebanyak dua pemboran dan pada tahun 2021 sebanyak satu pemboran. Seiring dengan pemboran sumur eksplorasi, sumur produksi direncanakan dimulai pada tahun 2021 pertengahan tahun sebanyak dua bor, tahun 2022 sebanyak dua bor, dan pada tahun 2023 sebanyak satu bor. Sumur produksi adalah sumur yang akan dipakai selama masa produksi uap dari panas bumi dengan rasio keberhasilan pemboran sebesar 80% memiliki *deliverability* sebesar 8 MWe. Sumur reinjeksi berfungsi untuk menjadi sumur yang menjaga pasokan uap *reservoir* panas bumi. Sumur ini akan menginjeksikan uap sebesar 450 kg/s air yang telah dikondensasi. Rencana pemboran sumur reinjeksi dimulai pada tahun 2022.

Sumur *make-up* adalah sumur yang dibuat untuk menaikkan kapasitas pembangkitan yang menurun sepanjang tahun karena penurunan produksi uap dari *reservoir* panas bumi. Perencanaan pemboran sumur *make-up* dilakukan ketika kapasitas pembangkitan panas bumi yang dikurangi *decline rate* kurang dari 35 MWe. Berdasarkan perhitungan yang dilakukan, jumlah sumur *make-up* sepanjang *project lifetime* yaitu enam sumur. Sumur *make-up* diproyeksikan akan dibuat pada tahun 2032, 2036, 2041, 2046, 2050, dan 2055.

Selain biaya investasi, biaya lain yang dikeluarkan adalah biaya perawatan yang terdiri dari *major overhaul* dan perawatan PLTP sebesar 287,740 (ribu USD) selama *project lifetime*.

Penyusutan pada proyek panas bumi dihitung berdasarkan umur asset selama *project lifetime* yang artinya depresiasi mulai dihitung pada saat masa produksi. Depresiasi pada sektor *Upstream* terdiri dari asset *well*, infrastruktur, dan G&A. Sedangkan pada sektor *Downstream* terdiri dari *Power Plant* dan *Steam Gathering System*. Selama umur proyek, depresiasi yang dihitung yaitu sumur *make-up*. Masing-masing sektor memiliki umur asset 8 tahun sehingga depresiasi dari asset *Upstream* dan *Downstream* dihitung selama 8 tahun sampai pembuatan sumur *make up* yang baru.

Tabel 3. Biaya depresiasi asset proyek
Sumber: diolah peneliti pada 2020

Kebutuhan	Biaya (ribu USD)
<i>Upstream</i>	93,302
<i>Downstream</i> PP	77,345
<i>Downstream</i> SGS	27,721
<i>Makeup</i> (2032)	9,650
<i>Makeup</i> (2036)	10,651
<i>Makeup</i> (2041)	12,051
<i>Makeup</i> (2046)	13,635
<i>Makeup</i> (2050)	15,050

<i>Makeup</i> (2055)	17,028
Total	276,433

Dari hasil perhitungan *Cashflow* pada skema regulasi *All Inclusive Taxes*: 34% didapatkan NPV sebesar -104,151 (ribu USD) dengan IRR 6.38%, MIRR 8.91%, dan PI 0,81. Selama umur produksi proyek POT sebesar 189.666.673 USD didapatkan pada tahun 2038 yang artinya kembali modal dan dikatakan proyek untung pada saat umur proyek berjalan hingga 12 tahun setelah COD. Secara rinci hasil perhitungan *Cashflow* dijelaskan pada Tabel 3. sebagai berikut:

Tabel 4. Hasil Perhitungan *Cashflow* (Skema *All Inclusive Taxes*: 34%) Sumber: diolah peneliti 2020

	Nilai (ribu USD)
<i>Revenue</i>	1,092,163
<i>OPEX</i>	268,604
<i>Depreciation</i>	273,361
<i>NOI</i>	550,198
<i>Tax</i>	203,115
<i>NIAT</i>	347,083
<i>Add Back Depreciation</i>	273,361
<i>Capital</i>	273,361
<i>NCF</i>	347,083
<i>Rate DCF</i>	23
<i>DCI</i>	294,157
<i>DCO</i>	362,774
<i>DCF</i>	-104,151
<i>DCumCF</i>	-104,151
<i>NPV</i>	-104,151
<i>IRR</i>	6.38%
<i>MIRR</i>	8.91%
<i>Discount rate</i>	10.36%
<i>POT</i>	189.666.673

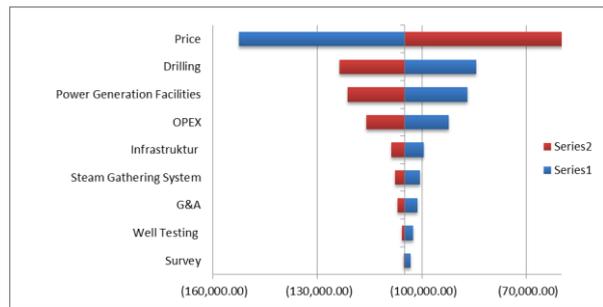
Sedangkan pada hasil perhitungan *Cashflow* pada skema regulasi izin perusahaan panas bumi didapatkan NPV sebesar -106,254 (ribu USD) dengan IRR 6.50%, MIRR 8.91%, dan PI 0,78. Selama umur produksi proyek POT sebesar 191.843.956 USD didapatkan pada tahun 2039 yang

artinya kembali modal dan dikatakan proyek untung pada saat umur proyek berjalan hingga 13 tahun setelah COD. Secara rinci hasil perhitungan *Cashflow* dijelaskan pada Tabel 4. sebagai berikut:

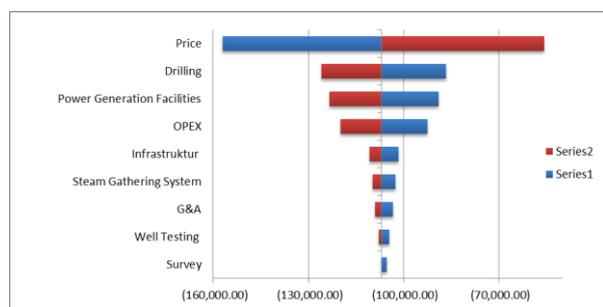
Tabel 5. Hasil Perhitungan *Cashflow* (Skema Izin Pengusahaan Panas Bumi), Sumber: diolah peneliti 2020

	Nilai (ribu USD)
<i>Income</i>	1,086,687
<i>OPEX</i>	287,740
<i>Depreciation</i>	276,433
<i>NOI</i>	522,515
<i>Tax</i>	144,682
<i>NIAT</i>	377,833
<i>Add Back Depreciation</i>	276,433
<i>Capital</i>	276,433
<i>NCF</i>	377,833
<i>Rate DCF</i>	23
<i>DCI</i>	292,682
<i>DCO</i>	373,671
<i>DCF</i>	-106,254
<i>DCumCF</i>	-106,254
<i>NPV</i>	-106,254
<i>IRR</i>	6.50%
<i>MIRR</i>	8.91%
<i>Discount rate</i>	10.36%
<i>POT</i>	191.843.956

Diagram Tornado digunakan untuk menunjukkan hasil simulasi perbandingan variabel dengan penurunan biaya 80% dan menaikkan biaya 120% pada beberapa parameter yang diidentifikasi mempengaruhi kelayakan investasi secara signifikan. Setelah didapatkan perbandingan perubahan variabel beberapa biaya yang mempengaruhi NPV tersebut, direpresentasikan dalam diagram tornado sebagai berikut:



Gambar 3. Diagram Tornado Skema *All Inclusive Taxes:34%*, Sumber: diolah peneliti pada 2020



Gambar 4. Diagram Tornado Skema Izin Pengusahaan Panas Bumi, Sumber: diolah peneliti pada 2020

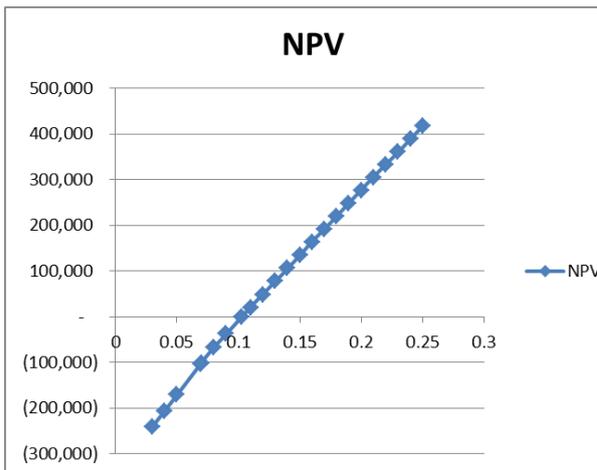
Berdasarkan diagram tornado, dapat disimpulkan bahwa variabel yang sangat mempengaruhi signifikansi kelayakan investasi proyek pengembangan panas bumi Kamojang yaitu harga jual listrik.

Analisis Sensitivitas

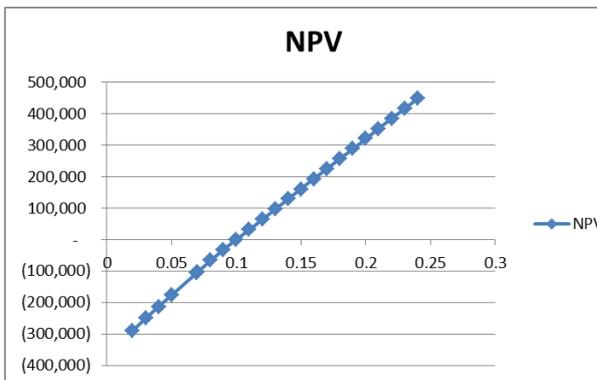
Analisis sensitivitas yaitu suatu analisis untuk melihat pengaruh-pengaruh yang akan terjadi akibat keadaan yang berubah-ubah. Analisis sensitivitas perlu dilakukan untuk melihat sampai berapa persen penurunan harga atau kenaikan biaya yang terjadi dapat mengakibatkan perubahan dalam kriteria kelayakan investasi dari layak menjadi tidak layak²⁰. Parameter tarif, biaya pemboran dan biaya EPCC digunakan untuk analisis

²⁰ Aswath Damodaran, *Investment Valuation – Tools and Techniques for Determining the Value of Any Assets*, Second Edition, John Wiley & Sons, Inc, 2002

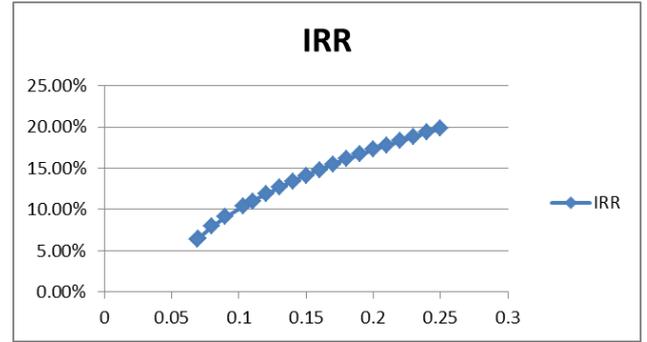
sensitivitas dari masing-masing skema. Ketiga parameter tersebut diidentifikasi sebagai parameter yang mempengaruhi secara signifikan terhadap kelayakan investasi. Analisis sensitivitas pada parameter tarif masing-masing skema disajikan dalam bentuk grafik sebagai berikut:



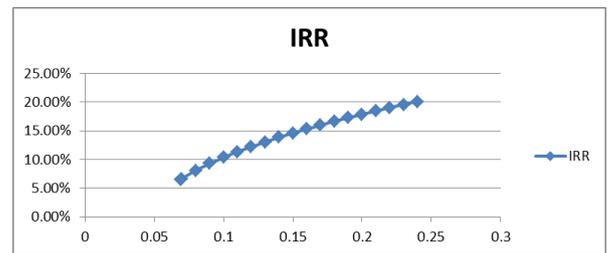
Gambar 5. Grafik Perubahan BPP Terhadap NPV (Skema *All Inclusive Taxes:34%*), Sumber: diolah peneliti pada 2020



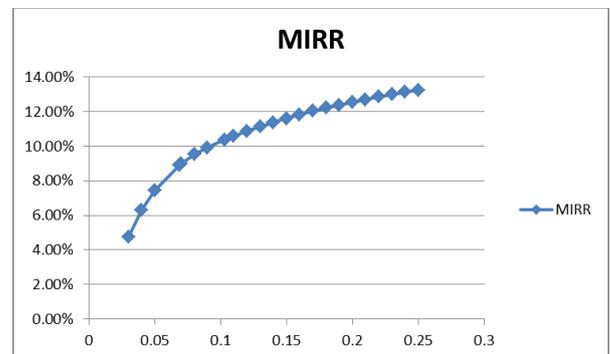
Gambar 6. Grafik Perubahan BPP Terhadap NPV (Skema *Izin Pengusahaan Panas Bumi*), Sumber: diolah peneliti pada 2020



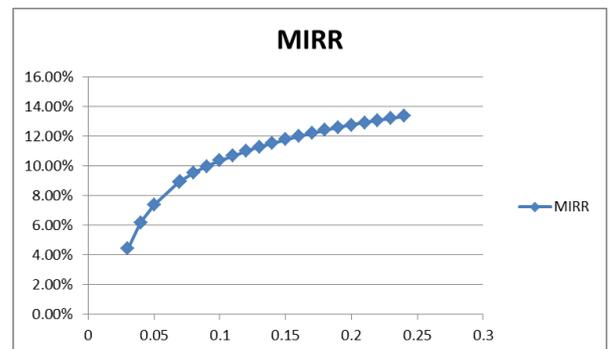
Gambar 7. Grafik Perubahan BPP Terhadap IRR (Skema *All Inclusive Taxes:34%*), Sumber: diolah peneliti pada 2020



Gambar 8. Grafik Perubahan BPP Terhadap IRR (Skema *Izin Pengusahaan Panas Bumi*), Sumber: diolah peneliti pada 2020



Gambar 9. Grafik Perubahan BPP Terhadap MIRR (Skema *All Inclusive Taxes:34%*), Sumber: diolah peneliti pada 2020



Gambar 10. Grafik Perubahan BPP Terhadap MIRR (Skema *Izin Pengusahaan Panas Bumi*), Sumber: diolah peneliti pada 2020

Hasil dari variasi pengaruh parameter harga terhadap investasi proyek dapat dideskripsikan bahwa harga saat ini yang mengacu pada Biaya Pokok Pembangunan (BPP) Jawa Barat yaitu sebesar 0.0691 USD/kWh memiliki NPV -104.150 (ribu USD) dengan IRR 6,38% dan MIRR 8,91%. Untuk mencapai NPV 0 dibutuhkan harga BPP sebesar 0,1029 USD/kWh memiliki IRR dan MIRR 10,36% dengan POT pada tahun 2034 sebesar 14.282.665 USD yang artinya keuntungan hasil proyek pengembangan panas bumi Kamojang VI dapat diraih pada tahun ke 7 pasca produksi listrik. Sedangkan pada harga tertinggi BPP yang diolah peneliti sebesar 0,25 USD/kWh memiliki NPV 417.044 (ribu USD) dengan IRR 19,82% dan MIRR 13,25%. POT pada harga tertinggi BPP didapatkan pada tahun ke 4 pasca produksi (tahun 2030) dengan nilai keuntungan 10.497.750 USD.

Sedangkan, hasil dari variasi pengaruh parameter harga terhadap investasi proyek pada skema izin perusahaan panas bumi dapat dideskripsikan bahwa harga saat ini yang mengacu pada Biaya Pokok Pembangunan (BPP) Jawa Barat yaitu sebesar 0.0691 USD/kWh memiliki NPV -106.254 (ribu USD) dengan IRR 6,50% dan MIRR 8,91%. Untuk mencapai NPV 0 dibutuhkan harga BPP sebesar 0,1001 USD/kWh memiliki IRR dan MIRR 10,36% dengan POT pada tahun 2034 sebesar 14.523.856 USD yang artinya keuntungan hasil proyek pengembangan panas bumi Kamojang dapat diraih pada tahun ke 7 pasca produksi listrik. Sedangkan pada harga tertinggi BPP yang diolah peneliti sebesar 0,24 USD/kWh memiliki NPV 447.790 (ribu USD) dengan IRR 20,07% dan MIRR 13,35%. POT pada harga tertinggi BPP didapatkan pada tahun ke

3 pasca produksi (tahun 2031) dengan nilai keuntungan 10.474.978 USD.

Dampak Terhadap Ketahanan Energi Nasional

Investasi untuk pengembangan pemanfaatan panas bumi sebagai energi listrik masih tidak menarik untuk investor. Berdasarkan hasil penelitian, harga (dalam hal ini BPP) menjadi faktor yang paling dominan dalam parameter kelayakan proyek diantara biaya-biaya lainnya yang diproyeksikan terlalu mahal untuk suatu proyek pengembangan panas bumi. Harga BPP Jawa Barat berdasarkan KepMen ESDM No.55 K/ 20/ MEM 2019 tentang Besaran BPP menetapkan bahwa BPP Jawa Barat sebesar 6,91 cUSD/kWh atau setara dengan Rp 984/kWh. Jika BPP setempat lebih rendah daripada BPP rata-rata nasional, maka harga BPP ditentukan oleh kesepakatan antara pihak pengembang dengan pihak pembeli. Dalam hal ini, harga BPP nasional sebesar 7,86 cUSD/kWh atau setara dengan Rp 1.119. Pada kasus seperti ini, peneliti melakukan penyesuaian harga BPP rata-rata nasional ke dalam parameter asumsi dasar harga (BPP) sebesar 0,0786 USD/kWh, sehingga didapatkan NPV sebesar -71.305 (ribu USD) dengan IRR 7,90%, MIRR 9,47% PI 0,89 dan POT pada tahun 2037 sebesar 17.296.742 USD yang artinya proyek kembali modal dan menghasilkan keuntungan di tahun ke 9 pasca produksi listrik. Dari uji parameter yang telah dilakukan, terbukti bahwa jika kesepakatan antara pengembang dan pembeli listrik menyesuaikan harga BPP rata-rata nasional juga masih belum memenuhi kriteria kelayakan investasi

pengusahaan panas bumi dari sisi investor.

Berdasarkan hasil penelitian, skema izin pengusahaan panas bumi masih terdapat banyak regulasi yang menjadi hambatan untuk investasi. Pasalnya, pada skema ini meskipun persentase untuk pajak keseluruhan hanya 25% terdapat banyak tambahan regulasi. Sedangkan, skema *All Inclusive Taxes:34%* yang dalam besaran persentase lebih besar, akan tetapi tidak ada regulasi tambahan lainnya. Menurut peneliti, berdasarkan hasil perhitungan kedua skema lebih menguntungkan *All Inclusive Taxes:34%* karena berdasarkan masing-masing kriteria kelayakan skema *All Inclusive Taxes:34%* dapat dikatakan layak untuk dilakukan investasi. Ringkasan kelebihan dan kekurangan masing-masing skema direpresentasikan dalam bentuk tabel sebagai berikut:

Tabel 6. Kelebihan dan Kekurangan masing-masing Skema, Sumber: diolah peneliti 2020

Skema	Kelebihan	Kekurangan
All Inclusive Taxes:34%	<ul style="list-style-type: none"> - Skema peraturan perpajakan sederhana, tidak ada tambahan peraturan perpajakan - Kriteria kelayakan investasi menunjukkan PI lebih besar serta POT lebih cepat 	<ul style="list-style-type: none"> - Pajak keseluruhan sebesar 34% - NPV, IRR, POT lebih kecil
Izin Pengusahaan Panas Bumi	<ul style="list-style-type: none"> - Pajak keseluruhan sebesar 25% - Kriteria kelayakan investasi 	<ul style="list-style-type: none"> - Skema peraturan perpajakan terdapat peraturan tambahan

	menunjukkan NPV, IRR dan POT lebih besar	- PI lebih kecil dan POT lebih lambat
--	--	---------------------------------------

Kesimpulan

Terdapat dua hambatan utama untuk pengusahaan panas bumi di Indonesia, yang pertama harga BPP dan yang kedua regulasi perpajakan. Menurut peneliti, untuk regulasi harga BPP masih bisa dilakukan negosiasi antara pengembang dan pembeli listrik jika harga BPP dibawah harga rata-rata BPP nasional (dalam hal ini Kamojang Unit VI). Sebagai rekomendasi harga BPP setelah negosiasi harus diatas BPP nasional untuk mendapatkan kriteria kelayakan investasi proyek. Untuk regulasi perpajakan pemerintah harus memperbaharui peraturan perpajakan yang berlaku pada saat ini (izin pengusahaan panas bumi) karena berdasarkan hasil penelitian peraturan perpajakan menjadi faktor hambatan kelayakan investasi proyek. Sebagai rekomendasi pembaharuan peraturan perpajakan untuk pengusahaan panas bumi harus dilakukan secepatnya dengan memangkas beberapa peraturan perpajakan salah satunya yaitu Peraturan Menteri ESDM Nomor 23 tahun 2017 yang mengatur tentang bonus produksi sebesar 0,5% atas pendapatan kotor penjualan listrik. Menurut penelti, peraturan ini seperti peraturan ganda yang semata-mata menambah peraturan PNPB Pajak Penghasilan perseroan terbuka sebesar 25% yang diterapkan.

Sejalan dengan amanat KEN untuk mengejar target bauran EBT sebesar 23% pada 2025 dan 31% pada

2050 investasi untuk pengembangan EBT harus didukung dengan harga yang kompetitif juga regulasi yang sederhana untuk mewujudkan kemandirian energi dan ketahanan energi nasional.

Rekomendasi yang diberikan berdasarkan hasil penelitian adalah:

- a. Pembuatan beberapa kebijakan yang cukup meringankan beban pembiayaan proyek seperti *tax holiday* selama proyek belum mendapatkan keuntungan dapat diterapkan agar menarik bagi investor sehingga terciptanya iklim investasi yang baik dalam rangka mewujudkan ketahanan energi nasional.
- b. Untuk kesempurnaan penelitian, sebaiknya peneliti membuat perbandingan beberapa analisis investasi menggunakan kapasitas pembangkitan yang lebih variatif, sehingga diharapkan penelitian dapat dijadikan referensi yang lebih lengkap untuk studi kelayakan investasi panas bumi di Indonesia.

DAFTAR PUSTAKA

Buku

- BPPT. (2020). Outlook Energi Indonesia. Jakarta. BPPT.
- Carson, R. T. & K Novan, "The Economics of Bulk Electricity Storage with Intermittent Renewables," September 11, 2012.
- Kasmir & Jakfar. (2003). Studi Kelayakan Bisnis, Jakarta. Edisi Revisi.

Myers. (2004). Principles of Corporate Finance, 7th Edition. Hill. McGraw.

PT. Pertamina Geothermal Energy. (2019). Annual Report 2018: Energi Panas Bumi Untuk Kemandirian Energi. Jakarta. PT. Pertamina Geothermal Energy.

Sugiyono. (2017). Metode Penelitian Kuantitatif Kualitatif dan R&D. Bandung: Alfabeta.

Umar, Husein. Research Methods in Finance and Banking, PT Gramedia Pustaka, Jakarta, 2000

Jurnal

Barnett. (1998). Reservoir assessment of the kamojang geothermal field. GENZL/SMS, an internal report submitted to Pertamina, Indonesia.p 22.

Damodaran, Aswath., Investment Valuation – Tools and Techniques for Determining the Value of Any Assets, Second Edition, John Wiley & Sons, Inc, 2002

Giatman. (2006). Ekonomi Teknik. Jakarta. Raja Grafindo Persada.

Gitman. 2003. Principles of Managerial Finance, 10th Edition. New York. The Addison Wesley.

Hochstein & Sudarman. (2008). History of Geothermal Exploration in Indonesia from 1970 to 2000. Auckland. University of Auckland.

Kamah. 2003. Geologi Reservoir Kamojang. Bandung: Institut Teknologi Bandung.

U.S Department of Energy. (2018). Small Business Research and Development Funding Opportunity Announcement. U.S Department of Energy.

Widyastuti. (2006). Analisis Kelayakan Proyek Pembangkit Listrik Energi Panas Bumi Dengan

Menggunakan Capital Budgeting Technique. Bandung. Universitas Padjajaran.

Undang-Undang dan Peraturan

Keputusan Menteri Keuangan RI No: 766/KMK.04/1992. (1992). Tatacara Penghitungan, Penyetoran Dan Pelaporan Bagian Pemerintah, Pajak Penghasilan, Pajak Pertambahan Nilai Dan Pungutan-Pungutan Lainnya Atas Hasil Pengusahaan Sumberdaya Panasbumi Untuk Pembangkitan Energi/Listrik. Jakarta. Kementrian Keuangan RI.

Peraturan Menteri ESDM Nomor 23. (2017). Tata Cara Rekonsiliasi, Penyetoran Dan Pelaporan Bonus Produksi Panas Bumi, Pasal 5 ayat (1) poin b. Jakarta. Kementrian ESDM.

Peraturan Pemerintah Nomor 9. (2012). Jenis Dan Tarif Atas Jenis Penerimaan Negara Bukan Pajak Yang Berlaku Pada Kementerian Energi Dan Sumber Daya Mineral. Jakarta. Pemerintah RI.

Peraturan Presiden. (2017). Rencana Umum Energi Nasional. Jakarta. Perpres No. 22/2017.

Internet

Effendi. (2019). Keynote Speech & Opening Ceremony IIGCE 2019. Jakarta. INAGA.

Mundakir. (2019). Keynote Speech & Opening Ceremony IIGCE 2019. Jakarta. INAGA.