

**PENGARUH NILAI CADANGAN PANAS BUMI TERHADAP KELAYAKAN
PROYEK PENGEBORAN SUMUR EKSPLOKASI OLEH PEMERINTAH
BERDASARKAN PERBANDINGAN BIAYA DAN PENDAPATAN NEGARA:
STUDI KASUS PROYEK NAGE, KABUPATEN NGADA,
PROVINSI NUSA TENGGARA TIMUR**

***GEOHERMAL RESOURCES EFFECTS ON PROJECT FEASIBILITY OF EXPLORATION
WELL DRILLING BY THE GOVERNMENT BASED ON STATE COST AND REVENUE
COMPARISON: A STUDY CASE OF NAGE PROJECT, NGADA REGENCY,
EAST NUSA TENGGARA PROVINCE***

Evi Octavia¹, Iman K. Sinulingga², Fitri Purnamasari Liveta³, dan Husin Setia Nugraha³

¹Universitas Widyatama

²Direktorat Jenderal Mineral dan Batubara

³Pusat Sumber Daya Mineral Batubara dan Panas Bumi

fitri.liveta@esdm.go.id

ABSTRAK

Tiga masalah utama pengembangan panas bumi di Indonesia yakni harga jual listrik, lelang wilayah kerja, dan risiko hulu yang tinggi. Ketiganya akan bermuara pada satu keadaan yaitu proyek panas bumi yang belum mencapai level keekonomian. Salah satu usaha mengurangi risiko hulu yang tinggi, pemerintah telah menginisiasi Program *Government Drilling*. Selain tujuan utama untuk menurunkan risiko hulu panas bumi, secara tidak langsung program ini juga dapat menghasilkan pendapatan negara. Untuk menilai keberhasilan Program *Government Drilling* ini maka perlu dilakukan evaluasi tidak hanya dari sisi teknis, namun juga dari sisi keuangan. Berdasarkan hasil evaluasi ini diharapkan akan menjadi bahan pertimbangan para pemangku kepentingan dalam mengambil keputusan tentang keberlanjutan program ini. Evaluasi keuangan ini akan menilai apakah biaya yang dikeluarkan sebagai investasi menghasilkan tingkat pengembalian yang diinginkan. Dalam hal ini adalah perbandingan antara biaya yang dikeluarkan dari APBN dan pendapatan yang diperoleh pemerintah dari pajak dan PNBPN dengan menggunakan parameter nilai *Benefit Cost Ratio (BCR)* sebagai indikator penilaiannya. Hasil penelitian memperlihatkan nilai *BCR* pada arus kas pemerintah dari Proyek Nage adalah sebesar 2,1. Nilai tersebut menunjukkan bahwa setiap rupiah biaya yang dikeluarkan pemerintah dalam proyek tersebut akan menghasilkan pendapatan negara lebih dari dua kali lipatnya. Dengan menggunakan parameter tingkat pengembalian, yaitu nilai *Internal Rate of Return (IRR)*, proyek ini menghasilkan nilai hampir dua kali lipat dari tingkat pengembalian yang ditentukan apabila proyek menggunakan APBN. Selain itu, valuasi Proyek Nage ini berdasarkan nilai *Net Present Value (NPV)* menunjukkan nilai positif ($NPV > 0$). Berdasarkan ketiga indikator di atas, dapat disimpulkan Program *Government Drilling* khususnya Proyek Nage ini layak untuk dilanjutkan. Namun demikian jika dilihat dari sisi arus kas pengembang, Proyek Nage sebesar 30 MW_e ini masih kurang menarik bagi investor pengembang swasta karena nilai indikator kelayakan proyek yang bernilai negatif atau tingkat pengembalian masih di bawah nilai yang diinginkan ($IRR < MARR - Minimum Attractive Rate of Return$). Proyek ini masih layak dilanjutkan oleh pengembang dari BUMN yang biasanya memiliki nilai MARR yang lebih rendah dan keistimewaan dalam parameter pinjaman dan depresiasi dibandingkan pengembang swasta.

Kata kunci: *government drilling, benefit-cost ratio (BCR)*, keekonomian panas bumi, pendapatan negara

ABSTRACT

The three main problems in Indonesia's geothermal development include selling price issues, working area tenders, and high upstream risks. These three will lead to one condition: geothermal projects cannot reach their economic level. The Government of Indonesia (Gol) has initiated the Government Drilling Program to reduce high upstream risks. In addition to the main objective of reducing geothermal upstream risk, this program can indirectly generate state revenue. It is necessary to evaluate the program not only from a technical perspective but also from a financial point of view. Stakeholders could consider the evaluation results when making decisions about the continuity of this program. This financial evaluation will assess whether the costs incurred as an investment generate the desired rate of return. In this case, it compares the costs incurred by the Gol from the state budget (APBN) and the revenues obtained by the Gol from tax and non-tax. The Benefit Cost Ratio (BCR) value is a parameter indicator of its assessment. The study results show that the BCR value of the government's cash flow from the Nage Project is 2.1. This value indicates that every rupiah of costs incurred by the government in the project will generate more than twice as much state revenue. Using the rate of return parameter, namely the Internal rate of Return (IRR), this project produces a value almost double the rate of return determined if the project uses the state budget. In addition, the Nage Project's valuation based on the Net Present Value (NPV) shows a positive value ($NPV > 0$). Based on those three indicators, the Government Drilling Program, especially the Nage Project, is feasible to continue. However, when viewed from the developer's cash flow perspective, the Nage Project of 30 MW_e is still not attractive to private developers in Indonesia because the value of the project feasibility indicator is negative or –the rate of return is still below the desired value ($IRR < MARR$ - Minimum Attractive Rate of Return). The project is still feasible to be continued by developers from state-owned enterprises (SOE), which usually have lower MARR values. In addition, SOE has privileges in loan and depreciation parameters compared to private developers.

Keywords: Government drilling, Benefit Cost Ratio Indonesia Nage, geothermal economics, state revenue

PENDAHULUAN

Indonesia memiliki potensi panas bumi yang melimpah, namun baru sekitar 10,21% dari sumber daya panas di Indonesia yang sudah dimanfaatkan menjadi energi listrik. Total sumber daya panas bumi menurut rilis terakhir Badan Geologi pada tahun 2022 mencapai 23.060,4 MW_e . Sumber daya panas bumi tersebut tersebar di 361 titik lokasi (**Gambar 1**). Pemanfaatan energi panas bumi untuk listrik memiliki total kapasitas terpasang sebesar 2.355,4 MW_e hasil pengembangan dari 18 lokasi (Direktorat Panas Bumi, 2023).

Belum optimalnya pemanfaatan panas bumi ini terkait tiga masalah utama yaitu permasalahan harga, lelang wilayah kerja dan risiko hulu yang tinggi. Ketiga permasalahan tersebut tidak dapat

dipisahkan, karena saling terkait. ketiganya bermuara pada satu keadaan yaitu proyek panas bumi yang belum mencapai level keekonomian. Hal ini menyebabkan perkembangan bisnis panas bumi di Indonesia belum sesuai dengan yang direncanakan (World Bank, 2008).

Untuk mendorong level keekonomian proyek panas bumi, pemerintah telah mengeluarkan beberapa kebijakan antara lain penetapan harga jual listrik, pilihan proses bisnis untuk investor baru, dan program pengeboran sumur eksplorasi oleh pemerintah. Harga baru ditetapkan melalui Peraturan Presiden Nomor 112 Tahun 2022 tentang Percepatan Pengembangan Energi Terbarukan untuk Penyediaan Tenaga Listrik (Pemerintah Indonesia, 2022b). Harga jual energi dalam perpres tersebut lebih baik dibandingkan dengan harga jual energi dalam peraturan

tentang harga panas bumi sebelumnya. Pilihan bisnis untuk menjadi pengembang lapangan panas bumi selain melalui jalur konvensional yaitu jalur lelang Wilayah Kerja Panas Bumi (WKP), kini investor dapat terlibat lebih awal melalui Penugasan Survei Pendahuluan & Eksplorasi (PSPE). Sedangkan penurunan risiko hulu bertumpu pada Program Pengeboran Sumur Eksplorasi Panas Bumi oleh Pemerintah yang selanjutnya disebut Program *Government Drilling* (Direktorat Panas Bumi, 2023). Selain tujuan utama yaitu menurunkan risiko hulu panas bumi yang tinggi, secara tidak langsung Program *Government Drilling* ini juga dapat menghasilkan pendapatan negara, berupa pajak dan Pendapatan Negara Bukan Pajak (PNBP). Dengan program ini diharapkan mengkonfirmasi ada tidaknya cadangan panas bumi yang dapat dikonversikan menjadi listrik pada suatu prospek panas bumi. Dengan cadangan yang sudah terkonfirmasi ini, selanjutnya Wilayah Kerja Panas Bumi (WKP) tersebut dilelang untuk mendapatkan badan usaha pemenang lelang yang akan mengembangkan WKP tersebut. Badan usaha tersebut akan mengusahakan mulai dari eksplorasi sampai dengan pemanfaatan tidak langsung energi panas bumi menjadi listrik. Dari kegiatan perusahaan panas bumi tersebut akan menghasilkan pendapatan bagi negara baik berupa pajak maupun non pajak berupa PNBP.

Penerimaan pendapatan negara didefinisikan sebagai uang yang masuk ke

kas negara. Sedangkan pendapatan negara merupakan hak pemerintah pusat yang diakui sebagai tambahan nilai kekayaan bersih. Merupakan kekayaan bersih yang dimaksud adalah penerimaan pajak, penerimaan bukan pajak dan hibah (Pemerintah Indonesia, 2003). Perusahaan panas bumi akan menghasilkan pajak dan Penerimaan Negara Bukan Pajak (PNBP).

PNBP merupakan sumber pendapatan negara dari individu atau badan tertentu yang memperoleh manfaat langsung maupun tidak langsung atas pemanfaatan sumber daya. Jenis PNBP ini berasal dari pemanfaatan sumber daya alam, pendapatan kekayaan yang dipisahkan, pendapatan Badan Layanan Umum (BLU), pengelolaan barang milik negara, dan pengelolaan dana (Pemerintah Indonesia, 2018).

PNBP Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) diatur dalam Peraturan Pemerintah (PP) Nomor 26 Tahun 2022 tentang Jenis dan Tarif atas Jenis Penerimaan Negara Bukan Pajak yang Berlaku pada Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral. Dalam (Pemerintah Indonesia, 2022a) telah ditetapkan bahwa PNBP Kementerian ESDM berasal dari pemanfaatan sumber daya alam; pelayanan bidang energi dan sumber daya mineral; penggunaan sarana dan prasarana sesuai dengan tugas dan fungsi; denda administratif; dan penempatan jaminan bidang energi dan sumber daya mineral.



Gambar 1. Peta Distribusi dan Sumber Daya Panas Bumi Indonesia (Badan Geologi, 2022)

PNBP yang berasal dari perusahaan panas bumi dari pemanfaatan sumber daya alam; denda administratif; dan penempatan jaminan bidang energi dan sumber daya mineral. Untuk kategori denda administrasi dan penempatan jaminan, antara lain denda sub sektor panas bumi, biaya sanggah saat lelang WKP, dan jaminan serta komitmen-komitmen pada kegiatan perusahaan panas bumi (Pemerintah Indonesia, 2022a).

Sedangkan PNBP kategori pemanfaatan sumber daya panas bumi antara lain iuran tetap dan iuran produksi. PNBP ini akan di masukan ke dalam perhitungan *cash flow* keekonomian proyek panas bumi. Iuran tetap terdiri dari iuran tetap eksplorasi dan eksploitasi sebelum tanggal *Commercial Operation Date (COD)* dan Iuran Tetap Eksplorasi setelah *COD* yang besarnya masing-masing US\$ 2 dan US\$ 4 per hektar luas WKP per tahun. Untuk penerimaan iuran produksi tergantung pada jenis energi yang dihasilkan. Besarnya iuran 2,5% dan 5% per kWh dari pendapatan kotor (*gross revenue*) hasil penjualan uap atau listrik dari energi panas bumi (Pemerintah Indonesia, 2022a).

Selain kedua iuran tersebut, terdapat PNBP pada kategori yang sama yang diatur dengan PP tersendiri yaitu Bonus Produksi. Bonus Produksi mirip dengan Iuran Produksi, besarnya diambil dari pendapatan kotor hasil penjualan uap atau listrik. Namun angkanya lebih kecil yaitu sebesar 1% dan 0,5% untuk penjualan uap dan listrik. Hal lain yang membedakan adalah distribusi bonus produksi hanya untuk daerah penghasil (Pemerintah Indonesia, 2016).

Program *Government Drilling* ini telah dimulai pada tahun 2021 dengan pengeboran di WKP Cisolok-Cisukarame dan WKP Nage. Pada masing-masing WKP direncanakan dilakukan pengeboran dua sumur berdiameter kecil yang disebut sumur *slim hole*. Sumur *slim hole* didefinisikan sebagai sumur yang memiliki ukuran selubung produksi kurang dari 7

inci (Badan Standardisasi Nasional, 2015). Pada WKP Nage dilakukan pengeboran dua sumur *slim hole* dengan satu sumur memenuhi target kedalaman, yaitu Sumur NG-1. Suhu reservoir pada sumur diperkirakan mencapai 281°C yang dapat dikategorikan sebagai sumur dengan suhu tinggi (>225°C), meskipun sumur tersebut belum menghasilkan fluida sebagai indikator adanya permeabilitas yang cukup. Untuk WKP Cisolok-Cisukarame hanya berhasil melakukan pengeboran satu sumur *slim hole* dari dua sumur yang direncanakan. Sumur tersebut dapat dibor sedalam 821,65 meter dari rencana total kedalaman 2.000 meter. Hal ini karena adanya permasalahan teknis pengeboran sehingga proses ini tidak dilanjutkan. Dari hasil pengukuran suhu pada sumur tersebut, tidak ada indikasi sumur tersebut memiliki anomali suhu dibandingkan gradien normal suhu kerak bumi (Anonim, 2021a, 2021b).

Untuk menilai keberhasilan Program *Government Drilling* ini maka perlu dilakukan evaluasi tidak hanya dari sisi teknis, namun juga dari sisi keuangan. Dari hasil evaluasi ini diharapkan akan menjadi bahan pertimbangan para pemangku kepentingan dalam mengambil keputusan tentang keberlanjutan program ini. Evaluasi keuangan akan menilai apakah biaya yang dikeluarkan sebagai investasi menghasilkan tingkat pengembalian yang diinginkan. Biaya dimaksud biaya yang dikeluarkan yang berasal dari APBN yang dikeluarkan sedangkan pengembaliannya adalah pendapatan negara berupa pajak dan PNBP.

Dasar pengambilan keputusan investasi yang dilakukan oleh pemerintah berbeda dengan yang dilakukan oleh perusahaan swasta. Perusahaan swasta yang berorientasi pada keuntungan akan menggunakan indikator-indikator yang menunjukkan tingkat pengembalian dari proyek tersebut. Sedangkan pemerintah akan mempertimbangkan dampak yang lebih luas baik dampak langsung maupun tidak langsung pada semua pemangku kepentingan suatu proyek.

Terdapat beberapa indikator kelayakan suatu proyek berdasarkan tingkat pengembalian investasi yang sering digunakan seperti *Net Present Value (NPV)*, *Internal Rate of Return (IRR)*, dan *Benefit Cost Ratio (BCR)* yang berasal dari perhitungan *Discounted Cash Flow (DCF)*. Selain itu, indikator waktu seperti *Payback Period (PBP)* yang menunjukkan waktu pengembalian investasi (Danar, 2010). Bagi lembaga keuangan, selain keempat indikator tadi, nilai *Debts Service Ratio (DSR)* juga menjadi salah satu indikator yang digunakan untuk memberikan pinjaman. *DSR* merupakan kemampuan perusahaan atau proyek dalam mengembalikan pinjaman.

Untuk dapat mempertimbangkan dampak suatu proyek, bagi institusi non-profit seperti pemerintah bisa menggunakan Analisis Manfaat-Biaya (AMB) atau *Benefit-Cost Analysis (BCA)* (Andreas Wibowo dkk., 2020). AMB ini dapat dilakukan perhitungan secara makro atau mikro. Secara makro dapat dilihat dampak biaya yang dikeluarkan sebagai investasi terhadap peningkatan nilai produk domestik bruto (PDB) pada suatu wilayah. Salah satu metode yang dapat digunakan dalam perhitungan adalah metode *input-output (I/O)* (West Japan Engineering Consultants, 2019). Secara mikro, analisis dilakukan dengan membandingkan manfaat yang didapat dan biaya yang dikeluarkan oleh para pemangku kepentingan. Manfaat dan biaya yang dikuantifikasi baik manfaat/biaya langsung, tidak langsung dan tak berwujud atau *intangible* (Brent, 2006).

Kekurangan utama dari metode AMB ini adalah dari objektivitas parameter masukan dan fokus keluaran hasil. Untuk analisis mikro, objektivitas AMB dipertanyakan dalam mengkuantifikasi besar manfaat dan biaya untuk parameter-parameter masukan. Selain itu besarnya tingkat subyektivitas dalam penentuan besar nilai *baseline* parameter, lingkup waktu dan para pemangku kepentingan yang terdampak juga jadi masalah subyektivitas yang lain. Sedangkan untuk

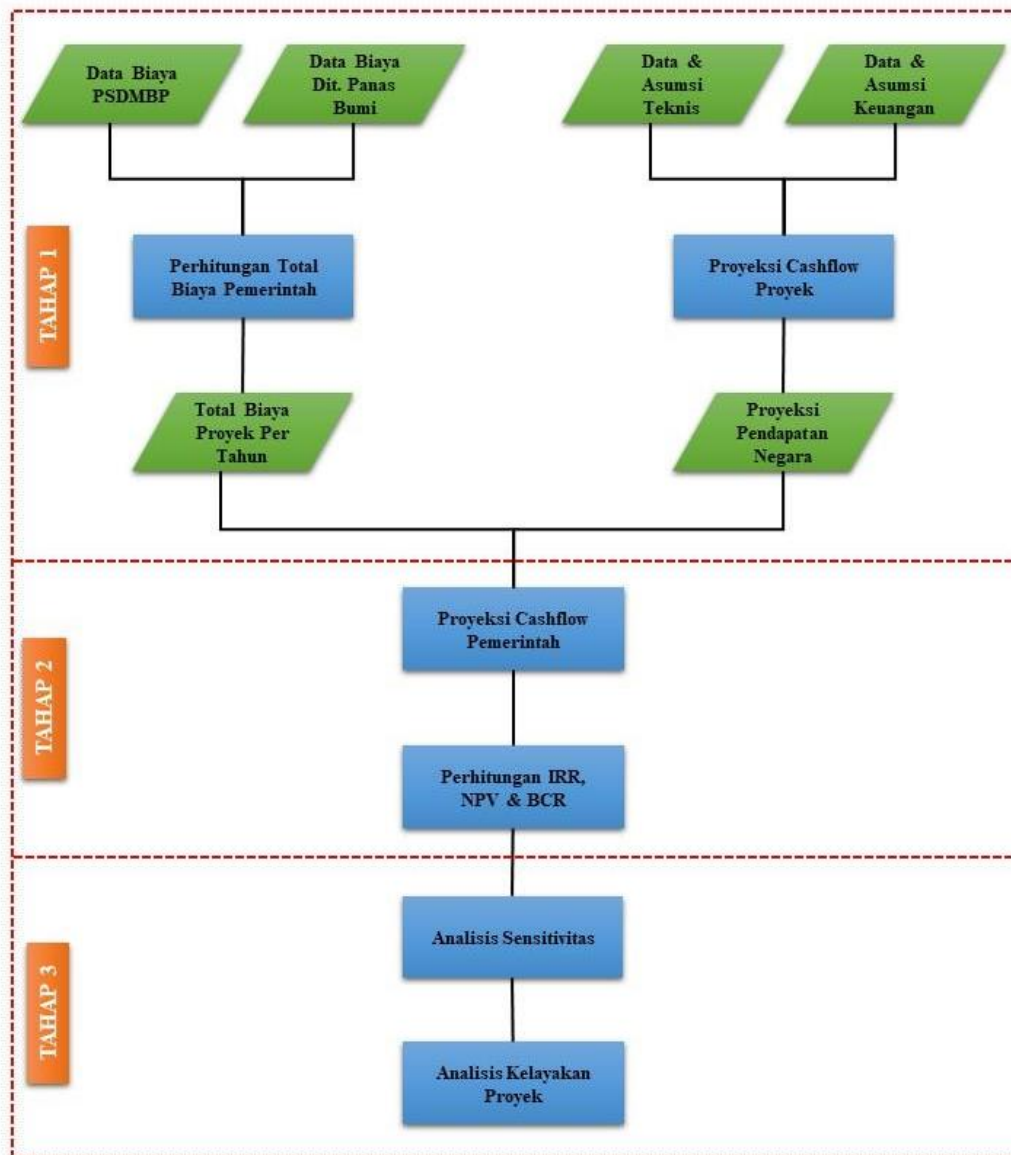
analisis makro menggunakan metode *I/O*, hasilnya terlalu umum dan tidak fokus sehingga kurang cocok untuk analisis lebih detail.

Untuk mendapatkan objektivitas dan analisis detail, maka penelitian ini akan menerapkan analisis kelayakan proyek menggunakan metode *DCF* pada salah satu proyek dalam Program *Government Drilling*. Penelitian ini akan fokus hanya pada biaya dan pendapatan langsung proyek yang dikeluarkan dan didapat oleh pemerintah. Kegiatan proyek yang akan dianalisis adalah Proyek Pengeboran Sumur *slim hole* pada WKP Nage di Kabupaten Ngada, Provinsi Nusa Tenggara Timur, selanjutnya disebut Proyek Nage.

GEOLOGI & CADANGAN

Anonim (2021) menggambarkan bahwa daerah panas bumi Prospek Nage ditempati oleh batuan vulkanik serta endapan permukaan yang berumur Tersier hingga Kuartar. Keberadaan prospek panas bumi Nage dicirikan oleh kehadiran manifestasi berupa mata air panas (68°C - 79°C), fumarol (97°C) dan batuan ubahan yang dikontrol oleh struktur geologi berarah relatif utara baratlaut—selatan tenggara dan timurlaut—baratdaya.

Area prospek Nage diperkirakan berada di sekitar mata air panas Nage dan Keli dengan luas sekitar 8 km². Estimasi temperatur reservoir Nage sekitar 210°C. Hasil penghitungan sumber daya menggunakan metode *monte carlo* didapatkan nilai sekitar 19MW_e (P50) pada kelas cadangan mungkin. Sumur *slim hole* NGE-01A (1.500-mMD) mengkonfirmasi adanya temperatur di bawah permukaan sebesar 284°C dan tekanan 1.487 psi pada kedalaman tersebut. Data sumur juga mengkonfirmasi keberadaan puncak reservoir berada pada kedalaman sekitar 800 meter. Estimasi sumber daya setelah menggunakan data bor dengan luas zona prospek minimum (P90) 4km², *most-likely*



Gambar 3. Tahapan Evaluasi Kelayakan Proyek Sumur Slim Hole WKP Nage

Berdasarkan instansi penerima pendapatan negara ini dapat dibagi menjadi tiga kategori yaitu Kementerian Keuangan, Kementerian ESDM dan pemerintah daerah. Kementerian Keuangan akan menerima PPh, PPN, Bea Masuk dan Pajak Dalam Rangka Impor (PDRI). Kementerian ESDM akan menerima luran Tetap dan luran Produksi. Sedangkan pemerintah daerah akan menerima Pajak Bumi dan Bangunan (PBB), luran Tetap, luran Produksi, Bonus Produksi dan retribusi daerah. Untuk kepentingan studi ini, pendapatan negara hanya akan dibagi menjadi pajak dan PNBP (Direktorat Panas Bumi, 2023).

Tahap selanjutnya adalah perhitungan nilai indikator kelayakan proyek seperti *IRR*, *NPV*, *BCR* dan *PBP* dari arus kas bersih pendapatan negara; dan analisis sensitivitas dengan membandingkan skenario kasus dasar dengan tiga skenario lain.

Perhitungan Total Biaya Pemerintah

Sebagai penanggung jawab proyek, Badan Geologi c.q. PSDMBP menjadi instansi yang mengeluarkan biaya lebih besar daripada biaya yang dikeluarkan Direktorat Jenderal Energi Baru Terbarukan dan Konservasi Energi (Ditjen EBTKE) c.q.

Direktorat Panas Bumi. Biaya tersebut dikeluarkan dalam kurun waktu tiga tahun periode 2021 – 2023 dan proyeksi pada saat proyek bisnis panas bumi berjalan selama 35 tahun. Biaya yang dikeluarkan didominasi oleh biaya pengeboran sumur *slim hole*. Sedangkan biaya Direktorat Panas Bumi berasal dari proses lelang WKP.

Selain biaya yang dikeluarkan satu kali, sesuai dengan tugas dan fungsinya, diperkirakan ada kegiatan monitoring sumur dan biaya pembinaan dan pengawasan kegiatan yang akan dikeluarkan tiap tahun. Biaya tersebut digunakan untuk pembinaan dan pengawasan dari sisi teknik dan investasi. Pembinaan dan pengawasan keteknikan antara lain pada fasilitas produksi dan sumur serta Kesehatan, Keselamatan Kerja dan Lindungan Lingkungan (K3LL). Sedangkan pembinaan dan pengawasan investasi lebih untuk menjaga pendapatan negara dari proyek sesuai dengan yang direncanakan.

Proyeksi *Cash Flow* Proyek

Proyeksi *cash flow* akan tergantung pada dua hal yaitu model perhitungan keekonomian proyek panas bumi dan bagaimana skenario pengembangan suatu lapangan panas bumi. Model perhitungan keekonomian akan tergantung pada tingkat kerumitan yang ingin di akomodasi. Model tidak bisa terlalu rumit yang mengakomodasi semua parameter namun juga tidak terlalu simpel yang menyederhanakan masalah yang ada. Skenario yang dikembangkan harus melihat keadaan saat ini dan proyeksi keadaan yang akan datang.

Model Perhitungan Keekonomian Proyek Panas Bumi

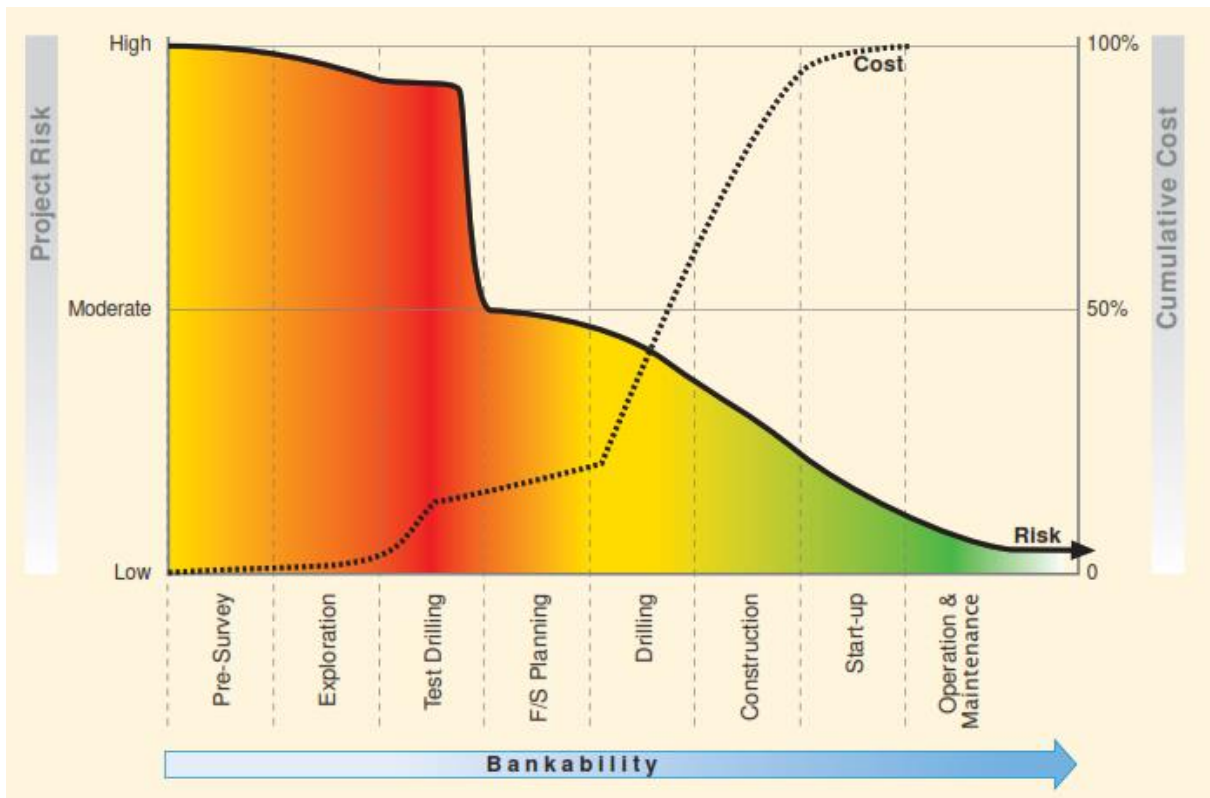
Hasil dari model perhitungan keekonomian proyek panas bumi ini akan tergantung pada tiga hal utama yaitu jadwal

pelaksanaan proyek, nilai parameter masukan dan laju diskonto.

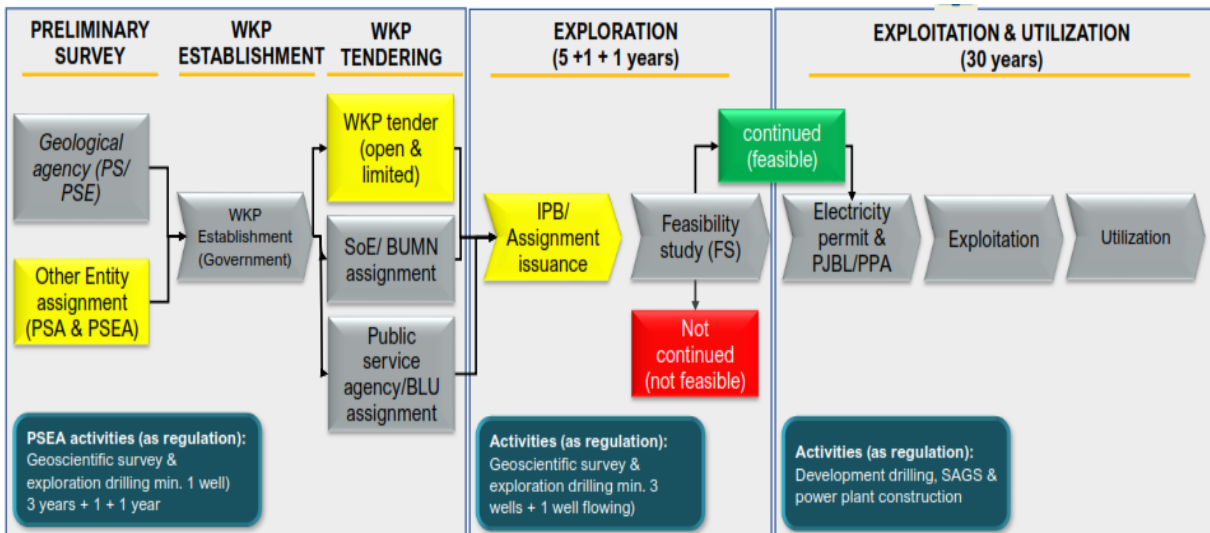
Jadwal Pelaksanaan Proyek

Jadwal pelaksanaan proyek akan menggunakan tahapan pengambilan keputusan investasi. Jadwal pelaksanaan proyek akan tergantung pada asumsi tahapan pelaksanaan. Tahapan pelaksanaan bisa tergantung pada tahapan teknis, sesuai dengan tahapan regulasi atau tahapan pengambilan keputusan investasi. **Gambar 4** menunjukkan gambaran tahapan teknis antara lain terdiri dari survei, eksplorasi, pengeboran konfirmasi, studi kelayakan, pengeboran, konstruksi, memulai produksi, dan operasi & pemeliharaan (Gehring & Loksha, 2012). Sedangkan **Gambar 5** menunjukkan tahapan pengembangan panas bumi berdasarkan regulasi yang dimulai dari survei pendahuluan sampai dengan produksi dan pemanfaatan (Direktorat Panas Bumi, 2023).

Tahapan bisnis panas bumi yang lain adalah berdasarkan tahapan keputusan investasi. Tahapannya antara lain tahapan Eksplorasi, Pra Keputusan Investasi Keuangan (Pra-KIK) atau (Pre-FID: *Pre-Financial Investment Decision*), Pra Produksi (Pre-COD: *Pre-Commercial Operation Date*), dan produksi (*After COD*). Secara sederhana, Pra-KIK merupakan tahapan dimana uap yang dibutuhkan telah tersedia minimal 50% dari rencana kapasitas terpasang (SKM, 2013). Sementara (Direktorat Panas Bumi, 2016) mematok uap yang tersedia minimal sebesar 65%. Tahapan pra-produksi merupakan tahapan untuk dapat memulai produksi. Tahap ini dimulainya pembangunan fasilitas produksi dan pembangunan pembangkit (Direktorat Panas Bumi, 2023). Selain kebutuhan uap untuk produksi yang harus tersedia 120% dari kebutuhan pembangkit dan juga kebutuhan untuk injeksi sudah terpenuhi 100% (SKM, 2013).



Gambar 4. Tahapan Teknis Pengembangan Lapangan Panas Bumi (Gehring & Loksha, 2012)



Gambar 5. Tahapan Pengembangan Lapangan Panas Bumi Berdasarkan Regulasi (Direktorat Panas Bumi, 2023)

Parameter Masukan

Parameter masukan dapat dikategorikan menjadi empat kategori, yaitu keuangan; infrastruktur; fasilitas produksi dan pembangkit; dan sumur & reservoir.

Data dan Asumsi Keuangan

Parameter data dan asumsi kategori keuangan yang utama adalah harga jual, pajak & retribusi dan pinjaman. Harga jual energi terdiri dari harga jual listrik dan uap. Pajak yang dimasukkan ke dalam

perhitungan adalah pajak penghasilan perusahaan. Parameter pinjaman yang utama adalah proporsi, tenor dan bunga.

Harga jual yang diambil adalah harga jual listrik yang sesuai dengan Peraturan Presiden. Besarnya adalah USD 9,41 sen pada 10 tahun pertama dan USD 8,00 sen pada 20 tahun kedua. Karena lokasinya berada di Pulau Flores maka pada harga 10 tahun pertama dikalikan faktor F sebesar 1,2%, jadi harga 10 tahun pertama menjadi USD 11,292 sen (Pemerintah Indonesia, 2022b).

Pajak Penghasilan (PPH) yang akan diterapkan sesuai dengan aturan adalah 22%. Besar ini mengacu pada undang-undang perpajakan terbaru (Pemerintah Indonesia, 2021). Besaran PPh ini turun dari sebelumnya pada angka 25%. Pajak bumi bangunan PBB tidak dimasukkan ke dalam model karena perhitungannya yang cukup rumit yang dihubungkan dengan fasilitas produksi dan kedalaman sumur (Direktorat Panas Bumi, 2023).

PNBP yang berhubungan langsung bisnis panas bumi terdiri dari iuran tetap, iuran produksi dan bonus produksi. Iuran tetap adalah iuran yang dihubungkan dengan luas WKP dan tahapan yang sedang dijalani. Besarnya iuran USD 2 per hektar per tahun dan USD 4 per hektar per tahun. Karena dihubungkan dengan luas area, bisa dikatakan juga iuran tetap ini sebagai sewa lahan atau *landrent*. Sedangkan, iuran produksi bisa disebut juga sebagai royalti karena dihubungkan dengan pendapatan kotor dari hasil jual energi. Besarnya iuran Produksi ini adalah 5% atau 2,5% masing-masing untuk penjualan uap atau listrik. Selain kedua iuran tadi, terdapat iuran lain yang disebut Bonus Produksi. Bonus produksi pada dasarnya adalah iuran Produksi tambahan yang dikenakan pada pengembang. Perbedaan antara iuran Produksi dan Bonus Produksi selain besarnya adalah pada pembagian pendapatan antara institusi pemerintah. Besar Bonus produksi adalah 1% dan 0,5% untuk penjualan uap dan listrik. Sedangkan

pembagian Bonus Produksi ini hanya untuk kabupaten penghasil.

Parameter pinjaman yang akan digunakan adalah parameter pinjaman bunga lunak (*soft loan*) untuk BUMN. Besarnya bunga pinjaman yang diambil adalah 4,5% dengan total tenor pinjaman selama 20 tahun (SKM, 2013). Bunga tenor pinjaman ini lebih kecil dengan pinjaman komersial yang biasanya pada angka 8% dan tenor 12 tahun (Direktorat Panas Bumi, 2016).

Data dan Asumsi Infrastruktur

Asumsi biaya infrastruktur yang dibutuhkan untuk Proyek Nage ini sekitar USD 3 juta. Nilai ini merupakan hasil perkalian asumsi nilai dasar infrastruktur dikalikan faktor kesulitan lapangan. Faktor kesulitan ini berdasarkan lokasi (Jawa dan Luar Jawa) dan status lapangan (*Green* atau *Brown Field*). Lapangan Nage diasumsikan memiliki tingkat kesulitan 5 dari skala 10, semakin besar nilai semakin sulit tingkat kesulitannya.

Data dan Asumsi Fasilitas Produksi & Pembangkit

Biaya fasilitas produksi sekitar 300 \$/kW_e dengan asumsi nilai entalpi fluida tinggi dan kerapatan energi lapangan sebesar 30 MW_e/km². Jadi dengan rencana pengembangan 30 MW_e, maka total investasi fasilitas produksi total sekitar USD 16.7 juta. Sedangkan untuk biaya operasi fasilitas produksi diasumsikan sebesar USD 4.939 per MW_h per tahun (SKM, 2013).

Investasi pembangkit sekitar USD 1.610 per kW_e. Dengan nilai tersebut didapatkan total investasi sebesar USD 89 juta. Sedangkan untuk biaya operasi menggunakan nilai USD 7,98 per MW_h per tahun. Dengan biaya over haul per empat tahun sebesar USD satu juta per kegiatan.

Data dan Asumsi Sumur & Reservoir

Untuk data asumsi sumur dan reservoir yang perlu digarisbawahi adalah biaya,

persentase keberhasilan dan kapasitas per sumur. Suhu reservoir biasanya akan mempengaruhi besarnya kapasitas per sumur. Meskipun tidak selalu, tapi semakin besar suhu reservoir akan semakin besar kapasitas sumur di suatu lapangan.

Parameter sumur akan dibagi berdasarkan jenis sumur sesuai dengan tahapan. Jenis sumur tersebut adalah sumur produksi, sumur *appraisal*, sumur pengembangan, dan sumur *make-up*. Besar nilai parameter masukan untuk sumur dapat dilihat pada **Tabel 1**.

Tabel 1. Parameter Sumur Berdasarkan Jenis Sumur Panas Bumi

Jenis Sumur	% Kesuksesan	Biaya Per Sumur (US \$)
Eksplorasi	50%	5 Juta
Appraisal	75%	5 Juta
Pengembangan	85%	5 Juta
<i>Make-up</i>	85%	5 Juta

Sumber: SKM (2013)

Skenario Pengembangan

Terdapat empat skenario yang akan dimasukkan ke dalam model keuangan untuk mendapatkan proyeksi arus kas. Satu skenario merupakan skenario dasar yang diperkirakan akan dipergunakan, dua skenario selanjutnya merupakan skenario dengan perubahan besar kapasitas terpasang, dan skenario terakhir merupakan skenario dengan asumsi pengembang berbeda.

Skenario Pertama

Skenario pertama merupakan skenario yang sesuai dengan keadaan terakhir pada saat tulisan ini dibuat. Saat ini WKP Nage akan dikelola oleh PT Pertamina sebagai satu-satunya peserta lelang WKP. Dari Cadangan Terduga adalah 46 MW_e berdasarkan hasil pemboran 2 sumur *slim hole*, direncanakan akan dikembangkan sebesar 20 MW_e (Ditjen EBTKE, 2023). Nilai ini masih di bawah rencana pengembangan yang tercantum dalam Rencana Usaha Penyediaan Tenaga

Listrik (RUPTL) sebesar 40 MW_e (PT PLN, 2021).

Dalam membuat proyeksi *cash flow* diperlukan asumsi-asumsi teknis dan keuangan. Pada skenario dasar ini, nilai-nilai asumsi teknis dan keuangan diambil dari dua dokumen utama yaitu dokumen studi kelayakan Lapangan Sokoria dan studi harga yang dilakukan pada lapangan-lapangan yang dikelola oleh Pertamina. Sama dengan Lapangan Nage, Lapangan Sokoria merupakan salah satu lapangan yang berada di Pulau Flores dengan jarak ± 170 km dari Lapangan Nage.

Skenario Kedua

Skenario kedua adalah skenario dengan rencana kapasitas terpasang sebesar 30 MW_e. Skenario kapasitas ini diambil dengan asumsi rencana pengembangan 50% dari Cadangan Mungkin. Dengan perkembangan pembangunan Pulau Flores sebagai destinasi wisata unggulan, maka bukanlah tidak mungkin kebutuhan listrik juga meningkat. Penentuan besarnya rencana pengembangan kapasitas terpasang pembangkit listrik dari energi panas bumi akan tergantung pada kondisi suplai dan kebutuhan listrik pada suatu wilayah.

Skenario Ketiga

Skenario ketiga merupakan skenario dengan rencana pengembangan pembangkit listrik sebesar 10 MW_e. Skenario ini untuk mengakomodasi apabila hasil eksplorasi lanjut tidak sesuai dengan perkiraan awal. Ini merupakan salah satu konsekuensi yang dihadapi risiko pada perusahaan panas bumi. Risiko perusahaan panas bumi terbesar terletak pada risiko sumber daya baik dari sisi kuantitas dan kualitas cadangan yang didapat.

Berdasarkan studi dari GeothermEx, didapat bahwa rata-rata rasio kesuksesan sumur panas bumi di Indonesia mencapai 63% (Sanyal dkk., 2014). Risiko ini lebih tinggi dibandingkan dengan risiko di negara

lain. Risiko ini semakin bertambah dengan fakta bahwa kualitas lapangan-lapangan panas bumi yang ditemukan saat ini memiliki kualitas lebih rendah dibandingkan kualitas lapangan-lapangan pada saat studi tersebut dilakukan.

Skenario Keempat

Skenario terakhir merupakan skenario dengan asumsi pengembangan Lapangan Nage dilakukan oleh pengembang swasta non-BUMN dengan asumsi kapasitas terpasang yang sama. (Direktorat Panas Bumi, 2016, 2017) memberikan gambaran bahwa perhitungan *cash flow* untuk *Independent Power Producer (IPP)* atau pengembang swasta dengan pengembang BUMN sangat berbeda. Dari sisi keuangan, BUMN memiliki *privilege* yang berbeda dengan pengembang swasta.

Perbedaan yang mempengaruhi perhitungan nilai indikator keuntungan proyek antara lain pada target keuntungan yang diinginkan dan parameter pinjaman. **Tabel 2** menunjukkan beberapa perbedaan asumsi keuangan yang digunakan dalam perhitungan. Nilai tingkat pengembalian yang diinginkan yang dicerminkan dalam nilai *Minimum Attractive Rate of Return (MARR)* pengembang BUMN berbeda sekitar 200 basis poin dari nilai MARR untuk IPP (Direktorat Panas Bumi, 2017). Sedangkan untuk pinjaman, selain parameter bunga yang dikategorikan sebagai pinjaman bunga lunak (*soft loan*) durasi yang didapat pengembang BUMN dapat dikategorikan sebagai hutang jangka panjang.

Tabel 2. Perbedaan Parameter Masukan Antara BUMN dan IPP

Parameter	BUMN	IPP
1. MARR	15%	18%
2. Pinjaman		
a. Durasi	20 tahun	12 tahun
b. Bunga	4 %	8%
3. Depresiasi		
a. Jenis	DB	DB
b. Durasi	16 tahun	8 tahun
c. Bunga	10%	10%

Sumber: SKM (2013)

Laju Diskonto dan MARR

Laju diskonto untuk perhitungan cash flow pada proyek ini menggunakan angka 10%. Sedangkan MARR proyek untuk analisis diambil nilai 14%. Nilai tersebut untuk proyek panas bumi yang dilakukan oleh BUMN. Nilai tersebut diambil dari perhitungan *Weighted Average Cost of Capital (WACC)* yang dilakukan oleh SKM (2013) dan Direktorat Panas Bumi (2016).

Cash Flow Pemerintah

Perhitungan arus kas bersih terdiri arus kas masuk dan arus kas keluar. Untuk mendapatkan nilai *NPV* nilai-nilai tersebut dikurangi pada nilai tertentu. Nilai diskonto yang diambil adalah 6,5% seperti disarankan kementerian keuangan untuk proyek yang menggunakan Anggaran Pendapatan dan Belanja Negara (APBN) (Direktorat Panas Bumi, 2016). Arus kas masuk berasal dari pajak dan PNBPN. Arus kas masuk dimulai dari tahun penerima kegiatan yang dilakukan pengembang dari PNBPN iuran tetap. Perhitungan cash flow akan mempergunakan **Formula 1** (Danan, 2010):

$$Cash\ Flow = Pendapatan + Depresiasi\ Investasi\ Berwujud - Biaya \dots\dots\dots(1)$$

Pendapatan berasal dari penerimaan negara (pajak & PNBPN). Depresiasi akan dilakukan untuk aset berwujud dalam hal ini sumur *slim hole*. Namun tidak semua biaya pengeboran akan dilakukan depresiasi, hanya untuk 70% biaya total pengeboran (Danan, 2010). Biaya merupakan biaya yang telah dan akan dikeluarkan selama umur proyek.

Dengan perkiraan IPB dikeluarkan pada tahun 2024 pada pengembang, maka total durasi *cash flow* pemerintah adalah 38 tahun. Tiga tahun awal merupakan durasi yang dipergunakan pemerintah untuk melakukan pengeboran sumur *slim hole* dan lelang WKP. Tahun pertama untuk perhitungan *cash flow* pemerintah dimulai dari tahun pada saat biaya perencanaan

mulai dikeluarkan. Jadi tahun pertama adalah tahun 2024.

Indikator Kelayakan Proyek

Empat indikator kelayakan proyek yang akan dihitung antara lain *NPV*, *IRR*, *BCR* dan *POT*. *NPV* adalah jumlah rangkaian *present value* dari *cash flow* dari awal sampai akhir proyek. Perhitungannya menggunakan **Formula 2**:

$$NPV = \sum_{t=0}^{t=n} \frac{CF_t}{(1+r)^t} \dots\dots\dots(2)$$

dengan

- CF_t : cash flow pada tahun ke-t
- r : laju diskonto
- n : umur proyek

$$CF_t = CI_t - CO_t \dots\dots\dots(3)$$

Dengan

- CI_t : cash inflow pada tahun ke-t
- CO_t : cash outflow pada tahun ke-t

Kriteria kelayakan suatu proyek berdasarkan *NPV* adalah sebagai berikut:

- Jika $NPV > 0$, maka suatu proyek dinyatakan layak untuk dilaksanakan;
- Jika $NPV < 0$, maka suatu proyek dinyatakan tidak layak untuk dilaksanakan.

Sedangkan, *IRR* merupakan nilai laju diskonto pada saat nilai *NPV* sama dengan nol. Dua jenis *IRR* yang akan dihitung yaitu *IRR* Proyek dan *IRR* Ekuiti. *Project IRR* adalah *IRR* dengan asumsi tanpa pinjaman, semua menggunakan ekuitas, sedangkan *IRR* Ekuiti adalah *IRR* dengan asumsi menggunakan dana pinjaman dan ekuitas. Rumus perhitungan menggunakan **Formula 4**.

$$\sum_{t=0}^{t=n} \frac{CF_t}{(1+IRR)^t} = 0 \dots\dots\dots(4)$$

Kriteria kelayakan suatu proyek berdasarkan *IRR* adalah sebagai berikut:

- Jika $NPV > MARR$, maka suatu proyek dinyatakan layak untuk dilaksanakan;
- Jika $NPV < MARR$, maka suatu proyek dinyatakan tidak layak untuk dilaksanakan.

BCR merupakan perbandingan antara pendapatan yang diperoleh dan biaya yang dikeluarkan. Perhitungannya menggunakan **Formula 5** di bawah ini:

$$BCR = NPV \left(\frac{\text{Pendapatan}}{\text{Investasi}} \right) \dots\dots\dots(5)$$

Payback period adalah waktu yang dibutuhkan suatu proyek untuk mengembalikan seluruh biaya dan kewajiban yang telah dikeluarkan. Perhitungannya menggunakan **Formula 6**.

$$PBP = m + \frac{0 - CCF_m}{CCF_{m+1} - CCF_m} \dots\dots\dots(6)$$

dengan

- PBP : *payback period*, tahun
- m : tahun dengan *CCF* negatif sebelum *CCF* positif
- $m+1$: tahun dengan *CCF* positif setelah *CCF* negatif
- CCF_m : cash flow kumulatif pada tahun m
- CCF_{m+1} : *cash flow* kumulatif pada tahun $m+1$

HASIL DAN PEMBAHASAN

Hasil dan pembahasan dibagi menjadi empat bagian yaitu biaya pemerintah, evaluasi kasus dasar, perbandingan skenario dengan kapasitas terpasang yang berbeda, dan perbandingan skenario dengan jenis pengembang yang berbeda. Pada evaluasi kasus dasar atau Skenario 1 akan dibahas arus kas Proyek Nage dan arus kas pemerintah dari Proyek Nage.

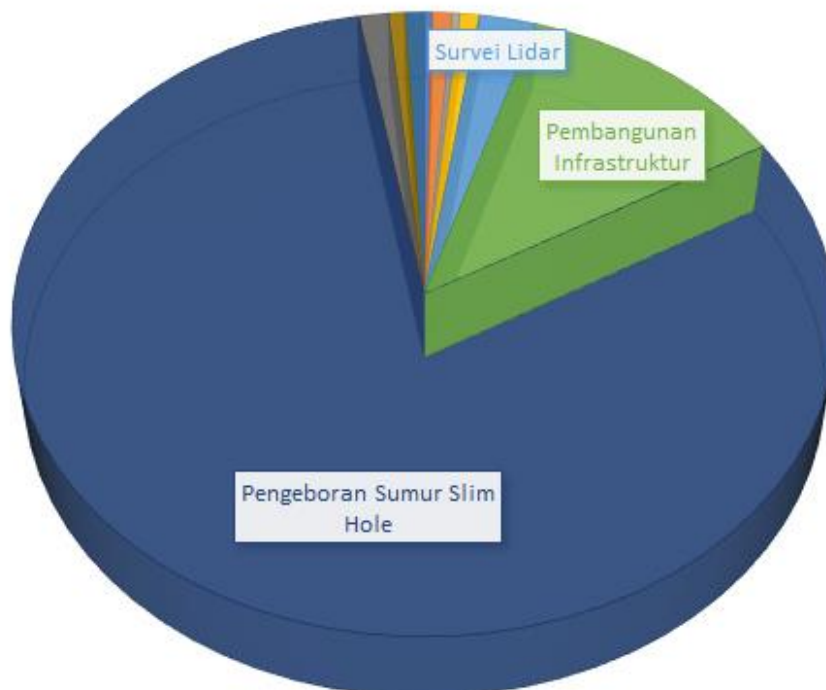
Biaya Pemerintah

Nilai sekarang atau *present value* (*PV*) total biaya yang telah dikeluarkan pemerintah untuk Proyek Nage adalah sebesar 73,4

miliar rupiah atau setara dengan USD 5 juta dengan laju diskonto sebesar 6,5%. Proporsi terbesar pembiayaan pada

pengeboran sumur *slim hole* yang mencapai 78,49%. Proporsi biayanya dapat dilihat pada **Tabel 3** dan **Gambar 6**.

PROPORSI KOMPONEN BIAYA PEMERINTAH



Gambar 6. Proporsi Komponen Biaya yang dikeluarkan Pemerintah untuk Proyek Nage

Tabel 3. Biaya yang dikeluarkan Pemerintah untuk Proyek Nage

No	Biaya	Unit	Nilai	Persentase
1.	PSDMBP			
a.	Survei Geologi	US \$ x1.000	17,93	0,35%
b.	Survei Geokimia	US \$ x1.000	41,38	0,82%
c.	Survei Gaya Berat	US \$ x1.000	15,86	0,31%
d.	Survei MT/TDEM	US \$ x1.000	41,38	0,82%
e.	Survei Lidar	US \$ x1.000	120,69	2,38%
f.	Pembangunan Infrastruktur	US \$ x1.000	586,21	11,58%
g.	Pengeboran Sumur Slim Hole	US \$ x1.000	3.974,04	78,49%
h.	Pengawasan Kegiatan	US \$ x1.000	2,79	0,06%
2.	Direktorat Panas Bumi			
a.	UKL/UPL	US \$ x1.000	62,07	1,23%
b.	Pelelangan WKP	US \$ x1.000	34,48	0,68%
c.	Pembinaan & Pengawasan	US \$ x1.000 per tahun	41,38	0,82%
3.	Net Present Value (NPV)	US \$ x1.000	5.063,36	

Evaluasi Kasus Dasar (Skenario 1)

Perbedaan parameter yang digunakan dalam perhitungan untuk lapangan yang dilakukan dan tidak dilakukannya *Program Government Drilling* adalah pada persentase keberhasilan sumur eksplorasi. Pada Proyek Nage ini, berdasarkan kajian dari (Allen dkk., 2013), pada lapangan yang dilakukan program tersebut persentase rata-rata keberhasilan akan meningkat dari 52% menjadi 58%. Nilai tersebut didapatkan dari asumsi bahwa pengeboran sumur eksplorasi yang dilakukan pengembang akan menjadi sumur ketiga sampai kelima dari semula yang merupakan sumur pertama sampai ketiga sesuai dengan **Gambar 7**.

Sedangkan apabila hasil pengeboran pada Proyek Nage ini menghasilkan MW_e kapasitas sumur sesuai yang direncanakan maka asumsi persentase keberhasilan sumur eksplorasi akan lebih tinggi. Persentase keberhasilan sumur eksplorasi akan diasumsikan sebesar 75% (sama dengan persentase keberhasilan sumur *appraisal*) jika *output* sumur *slim hole* sesuai yang diharapkan. Kenaikan persentase tersebut didasarkan pada apabila hasil pengeboran *slim hole* positif, maka akan dilakukan pengeboran eksplorasi sumur standar di sebelah sumur *slim hole* tersebut dalam *wellpad* yang sama.

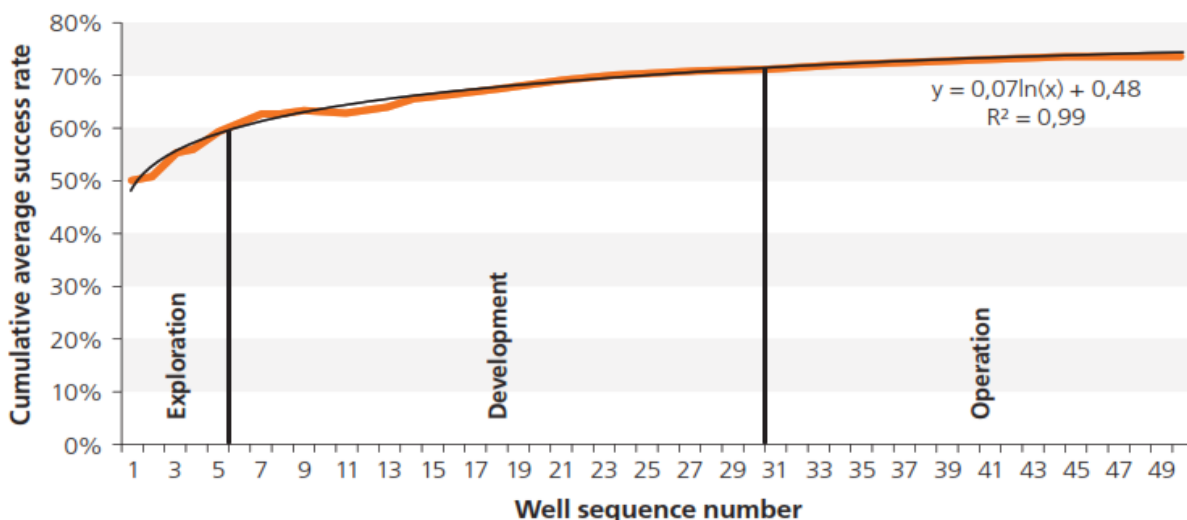
Arus Kas Proyek

Berdasarkan proyeksi arus kas bersih, Proyek Nage ini akan menghasilkan *IRR* ekuiti sebesar 21,57%. Dengan asumsi bahwa nilai *MARR* *IRR* ekuiti sebagai BUMN adalah 15%, maka Proyek Nage ini dapat dikategorikan sebagai proyek yang layak untuk diteruskan (*IRR* ekuiti > *MARR*).

Selain dari nilai *IRR* ekuiti, proyek ini dikatakan layak karena juga memiliki nilai *NPV* > 0 dan *BCR* > 1 yaitu sebesar USD 152,8 juta dan 1,13. Untuk *PBP* diperkirakan pada tahun keenam. Jika dilihat dari sisi indikator proyek dengan harga yang sama, Proyek Nage tidak terlalu menarik karena nilai *IRR* proyek yang kecil. Nilai tersebut masih di bawah *MARR* yang biasanya diambil para pengembang swasta. Selain itu, nilai negatif indikator yang lain *NPV* < 0 dan *BCR* < 1. Nilai-nilai indikator selengkapnya dapat dilihat pada **Tabel 4**.

Tabel 4. Indikator Kelayakan Proyek Nage

Parameter	Unit	Proyek	Ekuiti
IRR	%	7,65	21,57
NPV	US \$ x1.000	95.919	152.834
BCR		0,96	1,13
PBP	tahun	11,9	5,9



Gambar 7. Persentase Kesuksesan Berdasarkan Urutan Jumlah Sumur (Allen dkk., 2013)

Arus Kas Pemerintah

Nilai sekarang proyeksi total pendapatan negara dari Proyek Nage dengan laju diskonto 6,5% adalah sebesar USD 4,95 juta. Proyeksi pendapatan negara ini didapatkan dari hasil proyeksi arus kas proyek Nage seperti dapat dilihat pada **Tabel 5**.

Nilai sekarang proyeksi arus kas bersih dengan laju diskonto 6,5% adalah sebesar USD 5,5 juta. Arus kas bersih ini merupakan hasil penggabungan arus kas masuk dan arus kas keluar pemerintah dengan menggunakan **Formula 1** menunjukkan parameter indikator kelayakan proyek yang positif ($BCR > 1$, $NPV > 0$, $IRR > \text{Laju Diskonto}$) yaitu senilai 2,1 dan 11,37%.

Dengan nilai BCR tersebut artinya setiap rupiah biaya yang dikeluarkan pemerintah akan menghasilkan pendapatan negara lebih dari dua kali lipatnya. Tingkat pengembalian pun hampir dua kali lipat dari tingkat pengembalian yang ditentukan apabila proyek menggunakan APBN.

Perbandingan Dengan Skenario Berbeda Kapasitas Terpasang (20 MW_e vs 30 MW_e dan 20 MW_e vs 10 MW_e)

Perbandingan Skenario 2 dan 3 dengan kasus dasar (Skenario 1) menghasilkan analisis yang berbeda. Untuk Skenario 2 menghasilkan indikator kelayakan yang lebih baik meskipun dari sisi proyek masih di bawah $MARR$. Sedangkan Skenario 3 menghasilkan indikator-indikator negatif untuk semua parameter.

Jadi dapat ditarik kesimpulan bahwa semakin besar kapasitas terpasang untuk

Proyek Nage akan semakin baik indikator kelayakan proyeknya. Perbedaannya tingkat pengembaliannya dengan penambahan 10 MW_e mencapai kenaikan 30% dan 88% untuk nilai NPV dibandingkan kasus dasar. Begitu juga sebaliknya dengan penurunan kapasitas. Penurunan kapasitas menjadi 10 MW_e menyebabkan proyek tidak ekonomis bahkan untuk pengembang BUMN sekalipun.

Perubahan kapasitas juga mempengaruhi *cash flow* pemerintah cukup signifikan. Perubahan kenaikan dan penurunan kapasitas terpasang 10 MW_e akan menyebabkan kenaikan dan penurunan tingkat pengembalian sebesar 10% dibandingkan kasus dasar. Begitu pula dengan nilai NPV dan BCR yang berubah naik/turun sebesar masing-masing 43% dan 22%.

Hasil indikator kelayakan negatif ini disebabkan dua faktor yaitu faktor biaya dan pendapatan. Pada kapasitas yang lebih kecil, biaya investasi per MW_e lebih besar karena faktor biaya tetap investasi tidak jauh berbeda dengan kapasitas yang lebih besar. Sedangkan dari sisi pendapatan, dengan kapasitas terpasang yang lebih kecil maka pendapatan juga kecil.

Tabel 5. Perbandingan Indikator Kelayakan Proyek dari Arus Kas Pemerintah pada Berbagai Besar Kapasitas Terpasang

Parameter	Unit	10	20	30 MW _e
		MW _e	MW _e	
IRR	%	9,73	11,37	12,52
NPV	USD x1.000	3.060	5.542	7.913
BCR		1,6	2,1	2,6

Tabel 6. Perbandingan Indikator Kelayakan Proyek Nage pada Berbagai Besar Kapasitas Terpasang

Parameter	Unit	30 MW _e		10 MW _e	
		Proyek	Ekuiti	Proyek	Ekuiti
		Investasi Sebelum COD	US \$ x1.000	132.998	
IRR	%	8,57	28,23	0,53	-3,56
NPV	US \$ x1.000	82.816	286.770	-212.495	-49.789
BCR		1,00	1,16	0,73	0,96
PBP	tahun	12,2	5,7	32,8	65,9

Perbandingan Dengan Skenario Berbeda Investor Pengembang (BUMN vs Swasta)

Hasil dari Skenario 4 dengan asumsi pengembang dari pihak swasta menghasilkan indikator-indikator kelayakan proyek yang negatif. Secara berturut-turut nilai IRR proyek, IRR ekuiti, dan BCR adalah 7,65%, 1,7%, dan 0,95. Nilai IRR ekuiti masih jauh di bawah tingkat pengembalian untuk swasta yang biasanya pada angka 18% (IRR ekuiti < MARR). Hal ini berbeda jika dibandingkan dengan jika diasumsikan pengembangnya adalah BUMN yang masih menghasilkan indikator kelayakan proyek positif seperti ditunjukkan pada Tabel 4. Hal ini karena parameter pinjaman yang didapatkan BUMN adalah pinjaman lunak dengan durasi pinjaman jangka panjang dibandingkan dengan yang didapatkan pengembang swasta. Selain itu, perlakuan nilai penyusutan aset berwujud pada BUMN berbeda dengan IPP.

Berdasarkan nilai-nilai indikator kelayakan proyek tersebut bisa dikatakan bahwa proyek Nage belum menarik bagi investor pengembang swasta non BUMN. Hal inilah yang mungkin menjadi salah satu penyebab tidak ada peserta lain selain Pertamina dalam proses lelang WKP Nage.

KESIMPULAN

Berdasarkan indikator kelayakan, Proyek Nage 20 MW_e layak untuk dilanjutkan oleh pengembang BUMN. Semakin besar kapasitas terpasang pada Proyek Nage, semakin besar nilai indikator kelayakan proyek. Namun dengan kapasitas 10 MW_e, Proyek Nage belum layak untuk dilanjutkan.

Indikator kelayakan yang diterapkan pada arus kas pemerintah terutama nilai BCR pada Proyek Nage dapat menjadi salah satu pertimbangan untuk melanjutkan atau menghentikan Program *Government Drilling* secara umum dan Proyek Nage secara khusus.

Berdasarkan nilai BCR, Proyek Nage akan menghasilkan pendapatan negara sebesar 2,1 kali dari setiap biaya investasi yang dikeluarkan oleh pemerintah. Selain itu, indikator kelayakan yang lain juga menunjukkan nilai-nilai positif (*NPV*>0 dan *IRR*>*MARR*). Berdasarkan hal diatas, dapat disimpulkan Program *Government Drilling* khususnya Proyek Nage layak untuk dilanjutkan.

Proyek Nage 30 MW_e kurang menarik bagi investor pengembang swasta karena nilai indikator kelayakan proyek yang bernilai negatif. Namun proyek ini masih layak dilanjutkan oleh investor pengembang BUMN. Jadi perbedaan parameter pinjaman dan depresiasi antar pengembang BUMN dan swasta berperan penting dalam kelayakan suatu proyek panas bumi.

UCAPAN TERIMA KASIH

Dengan selesainya makalah ini maka penulis mengucapkan terima kasih kepada Pusat Sumber Daya Mineral Batubara dan Panas Bumi, Badan Geologi dan Direktorat Panas Bumi, Direktorat Jenderal Energi Baru Terbarukan dan Konservasi Energi atas ketersediaan data untuk penulisan. Ucapan terima kasih kepada para dosen di Program Magister Akuntansi Universitas Widyatama. Terima kasih juga penulis sampaikan untuk kolega dan sahabat atas diskusi yang sangat berharga untuk melengkapi tulisan ini.

DAFTAR PUSTAKA

Allen, M., Avato, P. A., Gehringer, M., Harding-Newman, T., Levin, J., Loksha, V. B., Meng, Z., Moin, S., Morrow, J., & Oduolowu, A. O. (2013). *Success of geothermal wells: A global study*.
 Andreas Wibowo, Josep Bely Utarja, & Eko Nur Surachman. (2020). *Panduan Penyusunan Studi Pendahuluan Proyek Infrastruktur Publik*. PT Penjaminan Infrastruktur Indonesia (Persero).

- Anonim, 2022, Laporan Akhir: Pengeboran *Slimhole* NGE-01A di Wilayah Panas Bumi Nage, Kabupaten Ngada, Provinsi Nusa Tenggara Timur. Pusat Sumber Daya Mineral, Batubara, dan Panas Bumi, Badan Geologi, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral. Bandung.
- Anonim, 2022, Laporan Akhir: Pengeboran *Slimhole* NGE-02 di Wilayah Panas Bumi Nage, Kabupaten Ngada, Provinsi Nusa Tenggara Timur. Pusat Sumber Daya Mineral, Batubara, dan Panas Bumi, Badan Geologi, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral. Bandung.
- Badan Standardisasi Nasional. (2015). *SN 7985:2015 tentang Kriteria Sumur Panas Bumi*.
- Brent, R. J. (2006). *Applied cost-benefit analysis*. Edward Elgar Publishing.
- Danar, A. (2010). Keputusan Investasi Panas Bumi Di Indonesia. Dalam *Energi Panas Bumi Di Indonesia* (hlm. 61–179). Badan Geologi.
- Direktorat Panas Bumi. (2016). *Proposed Methodology for Determining Fixed Tariffs for Geothermal Power Projects in Indonesia*.
- Direktorat Panas Bumi. (2017). *Recommendations for a Geothermal Tariff System*.
- Direktorat Panas Bumi. (2023). *Pengembangan Panas Bumi di Indonesia*.
- Ditjen EBTKE. (2023). *Pengumuman Pelelangan Wilayah Kerja Panas Bumi Di Daerah Nage*.
- Gehring, M., & Loksha, V. (2012). Geothermal handbook: planning and financing power generation. Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP). *The International Bank for Reconstruction and Development, The World Bank Group, Washington DC, United States, Energy Sector Management Assistance Program Technical Report*, 2(12), 164.
- Nugraha, H., Saefulhak, Y., & Pangaribuan, B. (2017). A Study on the Impacts of Incentives to the Geothermal Energy Electricity Price in Indonesia using Production-based Cost Approach. *The 5th Indonesia International Geothermal Convention & Exhibition (IIGCE)*.
- Pemerintah Indonesia. (2003). *Undang-Undang Nomor 17 Tahun 2003 tentang Keuangan Negara*.
- Pemerintah Indonesia. (2016). *Peraturan Pemerintah Nomor 28 Tahun 2016 tentang Besaran dan Tata Cara Pemberian Bonus Produksi Panas Bumi*.
- Pemerintah Indonesia. (2018). *Undang-Undang Nomor 9 Tahun 2018 tentang Penerimaan Negara Bukan Pajak*.
- Pemerintah Indonesia. (2021). *Undang-Undang Nomor 7 Tahun 2021 tentang Harmonisasi Peraturan Perpajakan*.
- Pemerintah Indonesia. (2022a). *Peraturan Pemerintah Nomor 26 Tahun 2022 tentang Jenis dan Tarif atas Jenis Penerimaan Negara Bukan Pajak yang Berlaku pada Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral*.
- Pemerintah Indonesia. (2022b). *Peraturan Presiden Nomor 112 Tahun 2022 tentang Percepatan Pengembangan Energi Terbarukan untuk Penyediaan Tenaga Listrik*.
- PT PLN. (2021). *Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Tahun 2021 sampai dengan Tahun 2030*.
- Sanyal, S. K., Morrow, J. W., Jayawardena, M. S., & Berrah, N. (2014). *Geothermal Resource Risk in Indonesia: A Statistical Inquiry*.
- SKM. (2013). *Geothermal Tariff Study*.
- West Japan Engineering Consultants. (2019). *Application of Input-Output analysis to Energy Policy*.
- World Bank. (2008). *Project Appraisal Document on a Proposed Global Environment Facility (GEF) Grant of US\$4 Million to The Republic of Indonesia for a Geothermal Power Generation Development Project*.

Diterima : 30 Agustus 2022
 Direvisi : 8 September 2022
 Disetujui : 31 Agustus 2023