



BUKU PUTIH

Analisis Bisnis dan Kebijakan untuk Mendorong Investasi Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (PLTP) di Indonesia

Lembaga Penyelidikan Ekonomi dan Masyarakat
Fakultas Ekonomi dan Bisnis, Universitas Indonesia
LPEM FEB UI

November 2023

Tim Peneliti:

1. Dr. Alin Halimatussadiyah - LPEM FEB UI
2. Muhammad Yudha Pratama - LPEM FEB UI
3. Rafika Farah Maulia - LPEM FEB UI
4. Muhammad Adriansyah - LPEM FEB UI
5. Priskila Teresa Nandita - LPEM FEB UI
6. Muhammad Nur Ghiffari - LPEM FEB UI
7. Prof. Dr. Ir. Widodo Wahyu Purwanto, DEA - SESP UI
8. Dr. Aria Farah Mita MSM, CPA, CIFRS, CA - PPA FEB UI
9. Riki Irfan, M.Si. - Fakultas Teknik UNISA Kuningan
10. Kirana D. Sastrawijaya, S.H., M.M.

Daftar Isi

Daftar Tabel	II
Daftar Gambar	II
Daftar Singkatan.....	III
Ringkasan Eksekutif.....	1
Bab 1 Latar Belakang dan Tujuan Studi	4
Bab 2 Identifikasi Penyebab Tidak Menariknya Investasi Panas Bumi di Indonesia.....	8
2.1 IDENTIFIKASI RISIKO BISNIS PANAS BUMI	9
2.1.1 Risiko Bisnis yang Tinggi	9
2.1.2 Identifikasi Risiko Lainnya	13
2.2 PERMASALAHAN PERIODE PERIZINAN PANAS BUMI	14
Bab 3 Komparasi Pengembangan Bisnis Panas Bumi di Indonesia dengan Beberapa Negara Rujukan	16
Bab 4 Analisis Finansial: Penilaian Harga Keekonomian Pembelian Listrik PLTP	22
4.1 ASUMSI TEKNIS DAN FINANSIAL.....	22
4.2 PERBANDINGAN ASUMSI STUDI DAN PERPRES 112/2022	24
4.3 HASIL PERHITUNGAN HARGA KEEKONOMIAN	26
Bab 5 Rekomendasi	26
5.1 REKOMENDASI HARGA KEEKONOMIAN PEMBELIAN LISTRIK PLTP.....	27
5.2 REKOMENDASI KEBIJAKAN INVESTASI DAN PROSES PERIZINAN PLTP	28
Daftar Pustaka	31
Lampiran	34

Daftar Tabel

Tabel 1.1 Sebaran Potensi Cadangan Panas Bumi Indonesia	5
Tabel 3.1 Perbandingan antar Negara Pengembang Panas Bumi	16
Tabel 4.1 Asumsi Teknis dan Finansial	23
Tabel 4.2 Biaya Modal dan Operasional	24
Tabel 4.3 Perbandingan Asumsi HPT Perpres 112/2022 dan Asumsi Studi	24
Tabel 5.1 Rekomendasi Harga Pembelian Listrik PLTP	27

Daftar Gambar

Gambar 1.1 Kapasitas Terpasang PLTP dan Kontribusi Bauran Energi	6
Gambar 1.2 Perbandingan Target dan Realisasi Kapasitas Terpasang PLTP	6
Gambar 2.1 Kapasitas PLTP yang Direncanakan dalam Blueprint Pengelolaan Energi Nasional 2006-2025 dan Realisasi Kapasitas Terpasang	8
Gambar 2.2 Profil Biaya dan Risiko Proyek Panas Bumi pada Berbagai Tahap Pembangunan	10
Gambar 2.3 Ketidaksesuaian dalam Jangka Waktu Perizinan Panas Bumi	15
Gambar 4.1 Target IRR dan Harga Keekonomian Pembelian Listrik	26
Gambar 5.1 Usulan Perubahan Skema Negosiasi PJBL	28

Daftar Singkatan

BUMN	: Badan Usaha Milik Negara
CAPEX	: <i>Capital Expenditure</i>
COD	: <i>Commercial Operating Date</i>
EBT	: Energi Baru dan Terbarukan
EBTKE	: Direktorat Jenderal Energi Baru dan Terbarukan dan Konservasi Energi
ESDM	: Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral
FiT	: <i>Feed-in tariff</i>
GREM	: <i>Geothermal Resource Risk Mitigation</i>
HPT	: Harga Penjualan Tertinggi
HPTL	: Harga Penjualan Tertinggi Listrik
IPB	: Izin Panas Bumi
IPP	: <i>Independent Power Producer</i>
IRR	: <i>Internal Rate of Return</i>
JOC	: <i>Joint Operation Contract</i>
KKPR	: Kesepakatan Kerjasama Pemanfaatan Ruang
KLHK	: Kementerian Lingkungan Hidup dan Kehutanan
OPEX	: <i>Operational Expenditure</i>
OSS	: <i>Online Single Submission</i>
PBB	: Pajak Bumi dan Bangunan
PDB	: Produk Domestik Bruto
Perpres	: Peraturan Presiden
PPA	: <i>Power Purchase Agreement</i>
PISP	: Pembiayaan Infrastruktur Sektor Panas Bumi
PJBL	: Perjanjian Jual Beli Listrik
PLTP	: Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi
PLN	: Perusahaan Listrik Negara
PMK	: Peraturan Menteri Keuangan
PPh	: Pajak Penghasilan
PPI	: <i>Producer Price Index</i>
PPKH	: Persetujuan Penggunaan Kawasan Hutan
PPN	: Pajak Pertambahan Nilai
RUKN	: Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional
RUEN	: Rencana Umum Energi Nasional
TKDN	: Tingkat Kandungan Dalam Negeri
SKB	: Surat Keputusan Bersama
WKP	: Wilayah Kerja Panas Bumi

Ringkasan Eksekutif

Studi Analisis Bisnis dan Kebijakan untuk Mendorong Investasi Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (PLTP) di Indonesia ini diselenggarakan oleh LPEM FEB UI bekerja sama dengan *Sustainable Energy Systems and Policy Research (SESP)*, Fakultas Teknik Universitas Indonesia dan ahli hukum energi dengan dukungan dari Asosiasi Panas Bumi Indonesia (API). Studi ini secara komprehensif menelaah berbagai aspek yang berperan penting dalam pengembangan bisnis panas bumi di Indonesia, khususnya dari segi teknis, regulasi, dan finansial. Buku Putih ini juga menawarkan sejumlah rekomendasi kebijakan yang ditujukan untuk meningkatkan investasi PLTP untuk mempercepat laju peningkatan bauran energi panas bumi di Indonesia.

Karakteristik Bisnis Panas Bumi

Risiko investasi PLTP muncul mulai dari tahap eksplorasi hingga utilisasi. Risiko ini mencakup aspek sumber daya, finansial, hingga regulasi. Risiko sumber daya pada tahap eksplorasi merupakan risiko yang tertinggi. Di Indonesia, tingkat keberhasilan pengeboran sumur eksplorasi panas bumi kurang lebih hanya sebesar 50%. Risiko sumber daya tersebut harus ditanggung oleh investor dan pengembang.

Risiko finansial yang tinggi harus dihadapi pengembang dalam setiap fase pengembangan panas bumi. Risiko kegagalan pada fase eksplorasi cukup tinggi dan eksplorasi yang gagal akan menjadi *sunk cost*. Meskipun proyek sudah mencapai fase utilisasi, risiko finansial tetap ada. Laju aliran uap dapat menurun secara cepat dan produksi listrik menjadi lebih rendah dari estimasi awal. Hal ini mendatangkan risiko finansial berupa potensi penurunan pendapatan, yang dapat mempengaruhi kemampuan untuk memenuhi kewajiban seperti membayar bunga atau pokok utang.

Selanjutnya, **risiko regulasi** yang dihadapi oleh pengembang mencakup beberapa aspek. Pertama, terkait dengan waktu penetapan harga. Harga indikatif ditetapkan sebelum kegiatan eksplorasi dilakukan. Harga indikatif tersebut bersifat tidak mengikat, dan harga yang sesungguhnya baru ditetapkan setelah kegiatan eksplorasi dan negosiasi PJBL dilakukan. Ketidakpastian harga yang didapatkan oleh pengembang membuat harga yang ditetapkan belum tentu menutupi biaya dan risiko bisnis PLTP. Selain itu pengembang juga mengalami kesulitan dalam pemenuhan kewajiban Tingkat Kandungan Dalam Negeri (TKDN), ketidakpastian dalam waktu pengurusan perizinan, dan ketidaksesuaian insentif pemerintah dengan kebutuhan pengembang.

Panas bumi juga memiliki beberapa karakteristik unik lain. Bisnis panas bumi membutuhkan modal awal yang sangat besar yaitu sekitar USD 4 hingga 5 juta per MW. Durasi pengembangan pembangkit panas bumi juga relatif lama, di mana fase eksplorasi hingga produksi dapat memakan waktu 7 hingga 10 tahun. Lokasi geografis sumber daya panas bumi

yang sebagian besar terletak di daerah terpencil juga menambah kompleksitas dan menaikkan biaya proyek.

Ketidakselarasan periode perizinan panas bumi yang terbatas dengan periode eksplorasi menyebabkan waktu pemanfaatan panas bumi yang lebih pendek. Setelah memenangkan lelang WKP, pengembang akan menerima Izin Panas Bumi (IPB) dengan jangka waktu maksimum 37 tahun. Dari durasi IPB yang diberikan tersebut, periode eksplorasi dapat memakan waktu 5 -15 tahun. Dengan asumsi bahwa fase konstruksi panas bumi memerlukan waktu 3-5 tahun, proyek panas bumi menghadapi keterbatasan waktu di mana periode pemanfaatannya kurang dari 30 tahun. Proses perizinan dan pengadaan yang panjang dan kompleks seperti proses negosiasi PJBL akan menunda *commercial operation date* (COD). Periode pemanfaatan yang lebih singkat akan menurunkan imbal hasil dari proyek.

Perumusan harga patokan tertinggi (HPT) Perpres 112/2022 asumsi yang tidak realistis. Studi ini meninjau kembali harga keekonomian pembelian listrik PLTP dengan menggunakan asumsi yang lebih sesuai dengan kondisi bisnis panas bumi saat ini. Pertama, Perpres menetapkan harga maksimum berdasarkan *project IRR* yang relatif rendah, sementara studi ini mengadopsi asumsi IRR yang wajar yaitu 14%. Kedua, Perpres mengasumsikan bahwa investor atau pengembang akan menerima seluruh insentif dan dukungan pemerintah, seperti *government drilling*, pinjaman lunak, dan pendanaan pengeboran eksplorasi dari skema Pembiayaan Infrastruktur Sektor Panas Bumi (PISP) dan *Geothermal Resource Risk Mitigation* (GREM). Akan tetapi, fasilitas yang dijanjikan pemerintah jumlahnya masih sedikit dan kriteria yang ditetapkan untuk menerima *soft loan* masih terlalu ketat sehingga belum dapat dimanfaatkan secara optimal oleh pengembang. Oleh sebab itu, studi ini mengambil pendekatan yang lebih konservatif dengan hanya memperhitungkan insentif fiskal, seperti *tax holiday*, *tax allowance*, dan fasilitas impor. Ketiga, formulasi HPT Perpres juga didasarkan pada asumsi teknis dan biaya yang optimis, sementara studi ini menggunakan asumsi teknis dan biaya yang lebih moderat.

Hasil evaluasi harga keekonomian studi ini menunjukkan bahwa HPT Perpres 112/2022 terlalu rendah. Hasil perhitungan harga keekonomian studi ini adalah 22,77 sen (per kWh) untuk kapasitas 10 MW, 15,18 sen untuk 50 MW, 13,50 sen untuk 100 MW, dan 11,80 sen untuk 220 MW. Harga-harga tersebut adalah harga tahun pertama yang akan dieskalasi berdasarkan rata-rata inflasi US PPI (*producer price index*). HPT Perpres masih jauh di bawah harga keekonomian tersebut. Misalnya, HPT Perpres pada 10 tahun pertama untuk kapasitas 100 MW hanya sebesar 9,50 sen (dengan asumsi faktor lokasi Sumatera). Disparitas ini diperburuk dengan HPT yang turun pada tahun ke-11 sampai dengan tahun ke-30 karena skema harga bertingkat menurun yang digunakan pada Perpres 112/2022.

Rekomendasi

- 1. Pemerintah melalui Kementerian ESDM perlu meningkatkan harga pembelian listrik dari IPP PLTP.** Kenaikan harga diperlukan untuk menciptakan iklim investasi yang lebih baik dan terus bertumbuh bagi bisnis panas bumi. Skema harga yang bertingkat naik (harga eskalasi) juga sebaiknya diterapkan karena lebih menguntungkan baik bagi pembeli (*offtaker*) maupun produsen.
- 2. Merubah alur skema kesepakatan harga antara PLN dan IPP di mana negosiasi dan kesepakatan PJBL dilaksanakan sebelum eksplorasi proyek dilakukan.** Penandatanganan PJBL sebelum tahap eksplorasi menjamin pembelian listrik pada harga yang disepakati, mengurangi risiko penundaan proyek, dan memberikan kepastian lebih kepada developer dan investor.
- 3. Menyederhanakan proses perizinan dan pengadaan.** Proses perizinan dan pengadaan yang berlaku saat ini masih cukup kompleks. Sebagai contoh, pemanfaatan panas bumi memerlukan beberapa perizinan kunci seperti Kesepakatan Kerjasama Pemanfaatan Ruang (KKPR) dan Persetujuan Penggunaan Kawasan Hutan (PPKH) yang memakan waktu yang panjang. Selain itu, pengembang juga perlu memenuhi kewajiban TKDN meskipun banyak komponen proyek yang tidak tersedia di pasar lokal. Di lain sisi, penyederhanaan birokrasi juga penting untuk menghilangkan potensi peraturan yang saling bertentangan dan tumpang tindih. Terlalu banyak lembaga pemerintah yang terlibat berpotensi mengakibatkan adanya ketidakselarasan aturan lintas sektor.
- 4. Memperkuat komitmen pengembangan panas bumi yang tercantum dalam program “Fast Track 2”** dan meninjau kembali daftar proyek yang kredibel.
- 5. Mengurangi beban PLN** dengan beberapa cara, antara lain yaitu 1) memberikan dukungan keuangan publik agar PLN mampu membeli listrik dari IPP dengan tarif yang dapat diterima secara ekonomi; atau 2) memungkinkan PLN mengenakan tarif ke konsumen yang mencerminkan biaya produksi listrik; atau 3) membuka regulasi agar mekanisme *power wheeling* dapat diterapkan di Indonesia.
- 6. Menerbitkan aturan yang jelas terkait kewenangan pelaku usaha untuk memanfaatkan kredit karbon dan produk turunan lainnya** (hidrogen hijau, amonia hijau, sillca, dan lainnya). Hingga saat ini belum ada kepastian siapakah yang berhak memperoleh klaim atas karbon kredit dari pembangkit listrik energi terbarukan, termasuk PLTP.
- 7. Memperbaiki tata kelola dan kelembagaan di sektor panas bumi.** Perbaikan ini termasuk peningkatan peran dan kapasitas lembaga pemerintah terkait seperti Kementerian ESDM, KLHK, PLN, lembaga pembiayaan dan asosiasi pengusaha. Selain itu, penting juga untuk meningkatkan koordinasi antar lembaga dan melakukan perbaikan fasilitas penyediaan data untuk meningkatkan keterjangkauan dan akurasi data-data panas bumi.

BAB 1 Latar Belakang dan Tujuan Studi

Panas bumi merupakan sumber energi bersih dan terbarukan yang memainkan peran penting dalam dekarbonisasi sektor energi Indonesia, khususnya sektor ketenagalistrikan. Terdapat beberapa alasan mengapa pembangkitan listrik dari panas bumi dalam jumlah yang memadai penting untuk diperhitungkan dan dimasukkan ke dalam sistem ketenagalistrikan. Pertama, energi panas bumi beroperasi sebagai beban dasar (*baseload*) dengan faktor kapasitas 90-95% dan ramah lingkungan yang dapat menggantikan batu bara untuk memasok listrik sepanjang waktu (KESDM, 2022; Enel, 2023). Kedua, panas bumi dapat bersaing secara biaya dengan energi fosil lain seperti minyak dan gas bumi, khususnya ketika sumber daya dengan entalpi tinggi dapat dikembangkan dengan relatif mudah. Bahkan, jika pemerintah lebih gencar lagi dalam mempercepat laju dekarbonisasi sistem ketenagalistrikan, biaya pembangkitan listrik dari panas bumi dapat bersaing secara kompetitif dengan biaya pembangkitan listrik berbahan bakar batubara apabila harga patokan batubara untuk kebutuhan domestik dicabut sepenuhnya dan dikenakan biaya eksternalitas. Ketiga, panas bumi merupakan sumber energi yang diproduksi secara domestik, di mana negara dapat mengurangi ketergantungan pada bahan bakar impor dan meningkatkan ketahanan energi. Pembangkitan listrik dari panas bumi bebas dari risiko fluktuasi harga bahan bakar fosil, ketersediaan fasilitas pengangkutan bahan bakar, serta kapasitas produksi dan suplai bahan bakar. Terakhir, melalui perspektif biaya keseluruhan sistem ketenagalistrikan (*total system cost*), panas bumi juga lebih kompetitif secara biaya dibandingkan dengan pembangkit listrik tenaga fosil dan beberapa pembangkit listrik energi terbarukan lainnya. Hal ini didorong oleh perkembangan teknologi terkini, yaitu PLTP *binary cycle*, yang memiliki kemampuan untuk beroperasi secara fleksibel, sesuai untuk hibridisasi dengan pembangkit listrik *Variable Renewable Energy* (VRE) lainnya seperti PLTS dan PLTB, dan *thermal storage* untuk mendapatkan pembangkit listrik *hybrid* yang faktor ketersediaan dan efisiensi konversi energinya tinggi (McTigue et al., 2018). Meskipun memerlukan biaya awal yang tinggi, panas bumi sejatinya bersifat ekonomis sebagai sumber energi *baseload* karena biaya pengoperasian yang relatif rendah (Tester et al., 2021; RPS, 2023).

Sejalan dengan berbagai peran positif dari pembangkit listrik panas bumi seperti yang telah disebutkan sebelumnya, bisnis ini juga memiliki dampak pengganda (*multiplier*) yang signifikan terhadap perekonomian secara umum. Berdasarkan hasil estimasi dengan pendekatan input-output, pengembangan proyek panas bumi dapat meningkatkan nilai output perekonomian nasional sebesar dua kali lipat dari stimulus yang diberikan (penjelasan lebih lengkap dapat dilihat pada Dokumen Suplementer S-4). Selain itu, sumber panas bumi yang umumnya terletak di wilayah yang cukup terpencil juga mendorong pembangunan ekonomi komunitas setempat melalui berbagai aktivitas seperti pengembangan infrastruktur, pembukaan lapangan kerja untuk warga lokal, program pemberdayaan masyarakat, penerimaan pajak, dan pengembangan pariwisata (Mariita, 2002; Zulkarnain et al., 2016).

Dengan letak geografis yang dilalui oleh Cincin Api Pasifik (*Ring of Fire*) dengan aktivitas tektonik dan vulkanik yang tinggi, Indonesia memiliki sumber daya panas bumi yang melimpah dengan potensi mencapai 23,46 GW yang tersebar di 357 titik lokasi (ESDM, 2022). Pada tahun 2021, potensi cadangan panas bumi di Indonesia sebesar 12,4 GW tersebar di wilayah

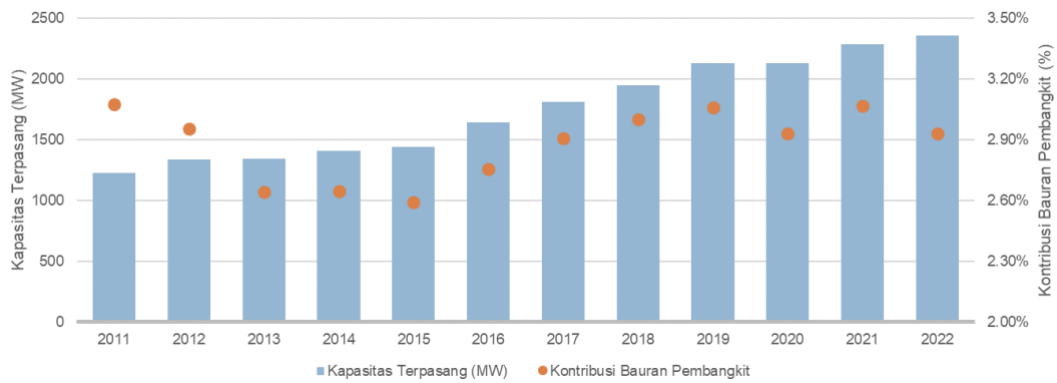
Sumatera, Jawa, Nusa Tenggara, Kalimantan, Papua, dan Sulawesi, sebagaimana tertera pada Tabel 1.1. Potensi cadangan ini terbagi menjadi cadangan berstatus mungkin (9.547 MW), terduga (1.770 MW), dan terbukti (3.104,5 MW). Lokasi cadangan terbukti terkonsentrasi di wilayah Jawa dan Sumatera.

Tabel 1.1 Sebaran Potensi Cadangan Panas Bumi Indonesia

Pulau	Jumlah Titik	Potensi (MW)				
		Sumber Daya		Cadangan		
		Spekulatif	Hipotesis	Mungkin	Terduga	Terbukti
Sumatera	101	2276	1551	3294	976	1120
Jawa	75	1259	1191	3403	377	1820
Bali & Nusa Tenggara	40	295	169	996	231	42,5
Kalimantan	14	151	18	6	0	0
Sulawesi	91	1365	343	1063	180	120
Maluku	33	560	91	485	6	2
Papua	3	75	0	0	0	0
Total	357	5.981	3.363	9.247	1.770	3.104,5
		23.465,5				

Sumber: KESDM (2022)

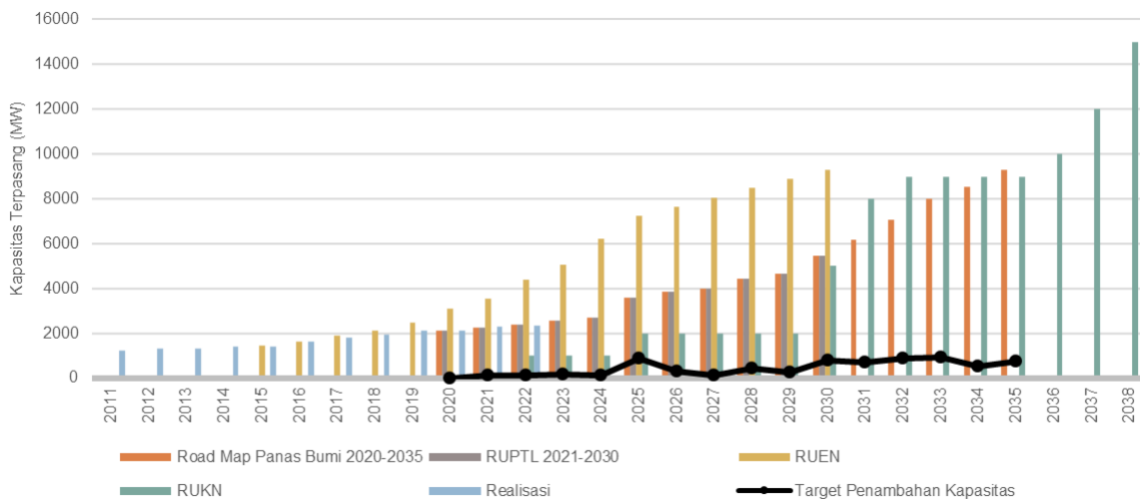
Dengan potensi yang tinggi tersebut, energi panas bumi menjadi salah satu kunci utama bagi Indonesia untuk menghormati Perjanjian Paris dan menjalankan komitmen jangka panjang dalam mengurangi emisi karbon. Indonesia menargetkan untuk mengurangi emisi karbon sebesar 31,89 persen dengan upaya sendiri dan 43,20 persen dengan bantuan internasional hingga tahun 2030. Berkesinambungan dengan target tersebut, Pemerintah Indonesia dalam Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional (RUKN) menargetkan bauran EBT sebesar 23 persen pada tahun 2025, dengan Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (PLTP) ditargetkan untuk berkontribusi terhadap sekitar 7 persen dari jumlah kapasitas pembangkit listrik yang terpasang. Lebih lanjut lagi, dalam skenario net zero yang dibuat oleh KESDM, Pemerintah Indonesia menargetkan total kapasitas PLTP terpasang sebesar 18 GW pada tahun 2060 (EBTKE, 2022). Sebagaimana diilustrasikan pada Gambar 1.1, saat ini terdapat 16 lapangan panas bumi yang telah beroperasi dan dieksploitasi dengan total kapasitas terpasang sebesar 2,35 GW dan kontribusi dalam bauran pembangkit energi sebesar 2,9 persen (KESDM, 2022).



Gambar 1.1 Kapasitas Terpasang PLTP dan Kontribusi Bauran Energi

Sumber: KESDM (2022)

Berbagai perencanaan jangka panjang pengembangan energi panas bumi yang dicanangkan oleh berbagai kementerian atau lembaga memiliki target yang, jika mengacu pada pencapaian saat ini, tergolong cukup ambisius. Gambar 1.2. menunjukkan perbandingan antara target kapasitas terpasang PLTP dalam Road Map Pengembangan Panas Bumi KESDM, RUPTL PLN 2021-2030, RUKN, dan RUEN terhadap realisasi kapasitas terpasang. Jika mengacu pada target pengembangan PLTP dalam RUEN sebesar 7,2 GW di tahun 2025 dan 9,3 GW pada tahun 2030, diperlukan upaya pengembangan proyek PLTP sebesar 4,84 GW dalam tiga tahun dan 6,94 GW dalam lima tahun dimulai sejak tahun 2022 untuk mencapai target tersebut. Mengacu pada data historis, meningkatkan kapasitas terpasang PLTP sebesar tiga hingga empat kali lipat kapasitas yang terpasang saat ini dalam beberapa tahun saja merupakan sesuatu yang belum pernah dilakukan oleh Indonesia.



Gambar 1.2 Perbandingan Target dan Realisasi Kapasitas Terpasang PLTP

Sumber: PLN (2021); KESDM (2022)

Persoalan yang dihadapi dalam mengembangkan PLTP di Indonesia dapat dikatakan cukup kompleks. Dari sisi permintaan, PLN sebagai satu-satunya pembeli listrik PLTP menghadapi dilema dalam menetapkan harga listrik yang atraktif. Hal ini disebabkan oleh tuntutan terhadap PLN untuk menyediakan listrik dengan tingkat harga yang memenuhi prinsip keterjangkauan

(*affordability*) yang melahirkan tuntutan untuk membeli listrik dari produsen dengan harga yang murah. Sementara itu, dari sisi penawaran, pengembang PLTP menghadapi berbagai tantangan, baik dari sisi regulasi, teknis, ataupun finansial. Seluruh tantangan ini bermuara pada harga keekonomian yang ditawarkan kepada pembeli listrik i.e., PLN. Jangka waktu proyek PLTP tergolong sangat panjang, dimulai dari fase eksplorasi, eksploitasi, dan pemanfaatan, yang secara total dapat mencapai empat puluh tahun. Dari periode yang cukup panjang tersebut, fase eksplorasi merupakan fase yang paling krusial. Fase eksplorasi merupakan fase dengan tingkat risiko atau ketidakpastian yang tinggi. Karakteristik dari fase ini mempengaruhi imbal hasil proyek dan juga daya tarik terhadap investor PLTP.

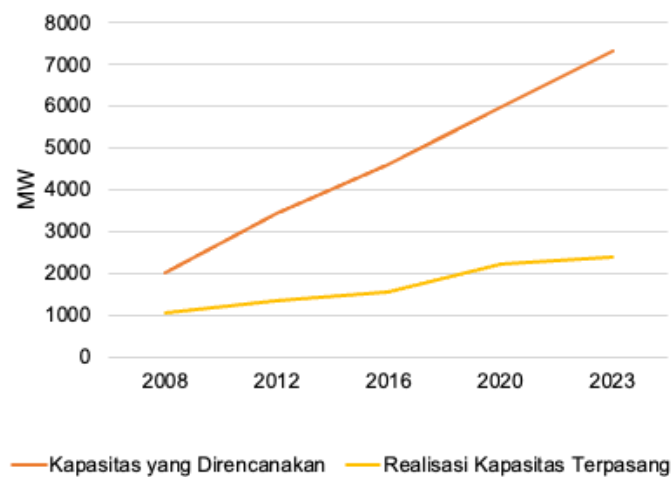
Pada tahun 2022, Pemerintah Indonesia menerbitkan Peraturan Presiden No. 112/2022 tentang Percepatan Pengembangan Energi Terbarukan untuk Penyediaan Tenaga Listrik untuk mendorong dekarbonisasi dalam sistem ketenagalistrikan Indonesia dan juga mendorong pengembangan energi panas bumi. Kendati demikian, batas atas tarif listrik yang ditetapkan tidak cukup layak untuk mendorong investasi PLTP. Hal ini dibuktikan dengan tidak adanya peserta lelang dalam pengadaan terakhir yang dilakukan PLN pada tahun 2021. Selain masalah harga, investasi untuk proyek PLTP juga menghadapi sejumlah tantangan dari aspek regulasi. Skema pengadaan untuk PLTP sudah mengalami banyak kemajuan namun belum dapat sepenuhnya mendorong investasi secara signifikan. Hal ini disebabkan oleh berbagai ketidakpastian dalam proses pengadaan, misalnya seperti dalam proses negosiasi harga pembelian listrik. Oleh karena itu, dibutuhkan pemahaman yang tepat akan risiko bisnis PLTP untuk memformulasikan kebijakan yang tepat untuk mendorong pengembangan energi panas bumi di Indonesia.

Studi ini secara khusus bertujuan untuk 1) mengidentifikasi risiko dan hambatan investasi panas bumi dari sisi regulasi; 2) menelaah kondisi dan kebijakan industri panas bumi di beberapa negara rujukan; 3) mengevaluasi harga berdasarkan Perpres 112/2022 dan memformulasi harga keekonomian pembelian listrik PLTP; 4) menyusun rekomendasi kebijakan untuk meningkatkan iklim investasi panas bumi di Indonesia.

BAB 2 Identifikasi Penyebab Tidak Menariknya Investasi Panas Bumi di Indonesia

Meskipun memiliki target yang ambisius, pengembangan proyek panas bumi di Indonesia masih belum menunjukkan kemajuan yang meyakinkan. Proses lelang untuk proyek panas bumi sering kali ditunda atau dibatalkan karena perlunya kajian lanjutan atau karena tidak ada pengembang yang tertarik untuk mengembangkan proyek tersebut.

Lewat *Blueprint* Pengelolaan Energi Nasional 2006-2025, Pemerintah Indonesia merencanakan energi panas bumi untuk menyumbangkan sekitar lima persen dari bauran energi nasional atau sekitar 7,32 GW pada tahun 2025. Akan tetapi, realisasi kapasitas PLTP yang terpasang pada tahun 2023 baru mencapai 2,38 GW atau 32,52 persen dari kapasitas yang direncanakan untuk terpasang. Indonesia menambah kapasitas PLTP hanya kurang dari 1 GW selama tujuh tahun terakhir. Hal ini selaras dengan pelelangan WKP yang tidak cukup menarik bagi pengembang untuk diikuti selama beberapa tahun terakhir. Dalam kurun waktu 2017 hingga 2019, terdapat 14 WKP yang dilelang dan tidak diikuti oleh satupun peserta. Pada tahun 2020 dan 2021, pemerintah tidak mengadakan lelang WKP sama sekali.



Gambar 2.1 Kapasitas PLTP yang Direncanakan dalam Blueprint Pengelolaan Energi Nasional 2006-2025 dan Realisasi Kapasitas Terpasang

Sumber: KESDM (2005); Pertamina Geothermal Energy (2023)

Untuk mencapai target yang ditetapkan, pemerintah perlu meningkatkan kondusivitas iklim investasi dengan menyediakan kerangka regulasi dan kebijakan yang memperhitungkan secara tepat risiko dan karakter istimewa dari bisnis panas bumi. Bab ini mencoba mengelaborasi penyebab kurang diminatinya investasi panas bumi, mulai dari sifat alamiah bisnis panas bumi yang dihadapkan dengan berbagai risiko dan hambatan, hingga faktor eksternal seperti ketidaksesuaian masa waktu perizinan panas bumi dengan praktik di lapangan.

2.1 Identifikasi Risiko Bisnis Panas Bumi

Bisnis panas bumi memiliki serangkaian karakteristik unik yang menentukan bagaimana sektor ini berkembang dan bagaimana pihak-pihak yang berkepentingan membuat keputusan. Bagian ini akan mengeksplorasi kedalaman risiko yang melekat dalam pengembangan panas bumi, serta karakteristik lainnya yang mempengaruhi industri ini, mulai dari kebutuhan modal awal yang tinggi hingga dinamika pasar yang khas.

2.1.1 Risiko Bisnis yang Tinggi

Berbagai jenis risiko melekat dalam karakteristik bisnis panas bumi, mulai dari tahap eksplorasi hingga operasional. Risiko ini mencakup aspek sumber daya, finansial, hingga regulasi dan tata kelola. Dalam bagian ini, akan dibahas berbagai risiko yang mungkin dihadapi oleh para pengembang panas bumi serta dampaknya terhadap keberlanjutan investasi di sektor ini.

Risiko sumber daya

Risiko sumber daya, khususnya di tahap eksplorasi, merupakan risiko paling krusial sekaligus menandai karakteristik utama pengembangan panas bumi, membedakannya dari proyek-proyek energi terbarukan lainnya seperti angin, matahari, air, dan biomassa. Risiko ini berkaitan erat dengan biaya modal dan potensi kegagalan yang signifikan. Di Indonesia, tingkat keberhasilan sumur panas bumi pada tahap eksplorasi kurang lebih hanya mencapai 50%, dengan kemungkinan meningkat menjadi sekitar 59% dengan adanya peningkatan jumlah sumur yang dibor.

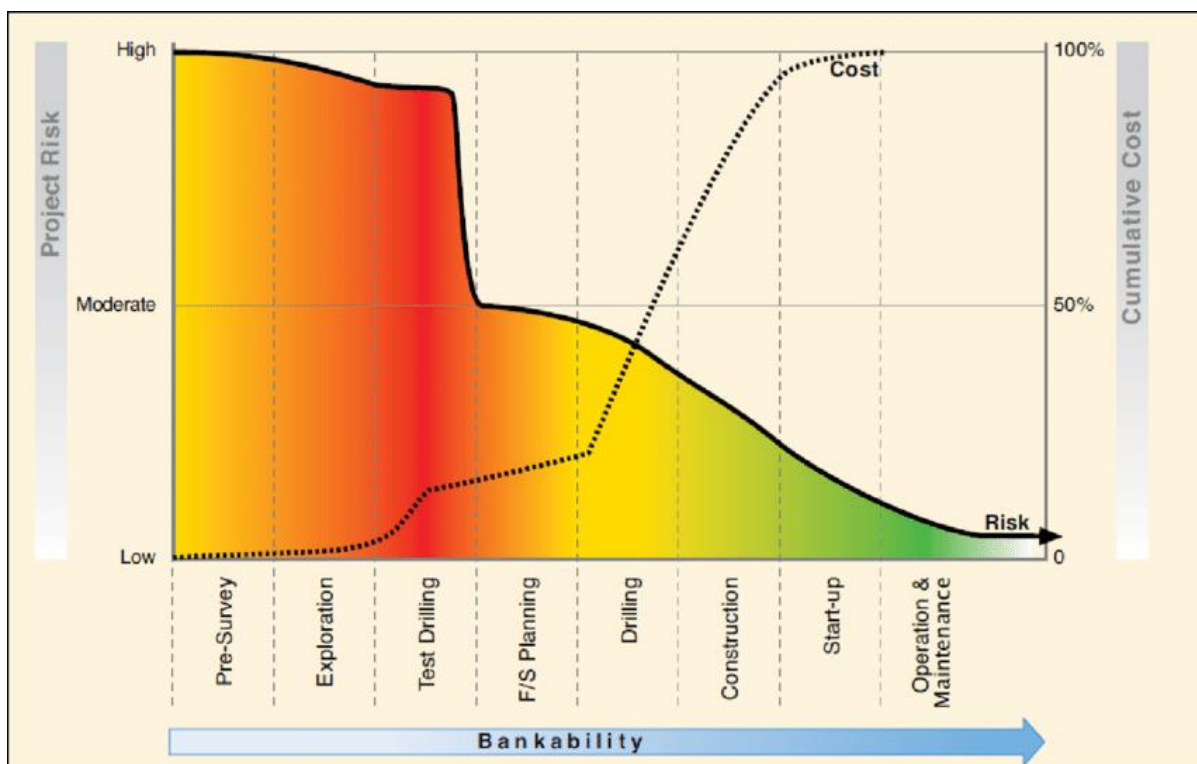
Eksplorasi membawa risiko jangka pendek, misalnya ketika pengeboran tidak berhasil menemukan sumber daya panas bumi yang berkelanjutan dari segi komersial. Selain itu, ada juga risiko jangka panjang seperti potensi penipisan sumber daya yang dapat mengakibatkan proyek menjadi tidak menarik secara ekonomis. Salah satu tantangan utama dalam tahap eksplorasi adalah ketidakpastian sumber daya di bawah permukaan. Ketergantungan pada survei pendahuluan seperti geologi, geokimia, dan geofisika, yang umumnya dilakukan di permukaan, seringkali menghasilkan data yang tidak langsung dan terbatas. Hal ini menyulitkan pengembang dan investor dalam mengambil keputusan investasi, terutama dengan biaya modal yang tinggi untuk pemboran eksplorasi berdasarkan informasi terbatas.

Faktor krusial lainnya yang muncul dari risiko eksplorasi adalah probabilitas menemukan cadangan terbukti panas bumi yang kurang memuaskan atau bahkan tidak mencapai kelayakan ekonomi. Dalam banyak kasus, pengembang dihadapkan dengan situasi di mana cadangan yang ditemukan tidak sesuai harapan, memaksa mereka untuk mengebor sumur eksplorasi tambahan, dengan implikasi keuangan yang besar bagi proyek.

Risiko finansial

Risiko finansial erat kaitannya dengan kapabilitas sebuah perusahaan dalam menghasilkan arus kas yang memadai untuk memenuhi kewajiban keuangan, seperti membayar bunga atau melunasi utang. Proyek dengan tingkat pembiayaan utang yang relatif tinggi membawa risiko keuangan yang lebih besar seiring dengan kemungkinan lebih besar arus kas proyek tidak mampu memenuhi kewajiban keuangan.

Gambar 2.2 menampilkan profil risiko proyek panas bumi beserta hubungannya dengan kelayakan mendapatkan pembiayaan dari lembaga perbankan (*bankability*). Pada tahapan awal, yang mencakup survei pendahuluan dan eksplorasi, risiko proyek cenderung sangat tinggi, yaitu sekitar 90-95%. Oleh karena itu, sumber pendanaan utama yang ideal pada tahap ini meliputi bantuan dana dari pemerintah, hibah, maupun dana ekuitas pribadi (*private equity*). Pada tahap selanjutnya, yaitu pengeboran eksplorasi yang melibatkan pembangunan infrastruktur dan uji sumur, risiko berkisar antara moderat hingga tinggi (50-90%). Pada tahap ini, pendanaan utama idealnya berasal dari *private equity*. Sejalan dengan kemajuan fase proyek, terutama saat mendekati tahap *commissioning* dan operasi, *bankability* proyek meningkat. Hal ini memperluas opsi pembiayaan, memungkinkan akses ke sumber dana komersial yang lebih beragam.



Gambar 2.2 Profil Biaya dan Risiko Proyek Panas Bumi pada Berbagai Tahap Pembangunan

Sumber: World Bank (2012)

Risiko finansial dihadapi oleh pengembang utamanya pada fase eksplorasi dan eksploitasi. Risiko utama pada fase eksplorasi adalah kegagalan eksplorasi akibat tidak ditemukannya sumber daya panas bumi yang cukup untuk pembangunan PLTP. Dalam situasi di mana cadangan terbukti tidak memadai, pengembang dihadapkan pada dilema: melanjutkan eksplorasi dengan menambah sumur bor, yang dapat meningkatkan biaya secara signifikan dan menimbulkan *cost overrun*, atau memutuskan untuk meninggalkan wilayah tersebut, menanggung biaya yang sudah dikeluarkan sebagai *sunk cost*. Pilihan untuk melanjutkan eksplorasi dan menambah sumur bor juga berpotensi menunda realisasi proyek. Hal ini dapat mengurangi kemampuan pengembang untuk menghasilkan *cash flow* yang cukup untuk

memenuhi kewajiban keuangan mereka, seperti membayar bunga atau pokok utang. Dalam skenario di mana proyek eksplorasi tidak berlanjut, risiko gagal bayar pokok pinjaman atau default menjadi sangat mungkin terjadi.

Pada fase eksploitasi, risiko keuangan berpotensi muncul dari ketidaksesuaian antara estimasi produksi dan realisasi sebenarnya. Perbedaan ini mengakibatkan pengembang tidak mampu menjual energi listrik atau uap sesuai dengan perkiraan awal. Jika perbedaan tersebut cukup signifikan, kemampuan pengembang untuk memenuhi kewajiban keuangan, seperti membayar bunga atau pokok utang, dapat terganggu. Selain itu, renegotiasi harga jual beli listrik yang menghasilkan penurunan harga secara drastis dapat mempengaruhi arus kas pengembang dan kemampuannya untuk membayar utang.

Risiko dan hambatan regulasi dan tata kelola

Berdasarkan wawancara dengan pelaku usaha di sektor panas bumi, diidentifikasi beberapa risiko dan hambatan dalam konteks regulasi dan tata kelola dihadapi oleh para pengembang panas bumi dalam menjalankan proyeknya. Mulai dari proses negosiasi pembelian listrik yang tidak menguntungkan pengembang, pemenuhan kewajiban TKDN, hingga kepemilikan aset yang belum diatur secara jelas.

a. Harga Pembelian Tenaga Listrik baru akan mengikat setelah penandatanganan Perjanjian Jual Beli Listrik (PJBL)

Permen ESDM 37/2018 mengatur bahwa untuk melaksanakan pelelangan, PLN harus menyampaikan kepada Menteri ESDM: (i) usulan harga jual beli tenaga listrik yang akan diberikan persetujuan oleh Menteri ESDM, (ii) model perjanjian jual beli tenaga listrik (PJBL), dan (iii) perjanjian awal transaksi (pre-transaction agreement). Hanya saja, berdasarkan informasi dari pengembang, negosiasi dengan PLN terkait harga pembelian listrik baru dilakukan setelah eksplorasi sehingga memberikan kesan bahwa harga yang ditentukan di awal tidaklah mengikat. Hal ini menimbulkan risiko, di mana pengembang diminta untuk mengeluarkan biaya terlebih dahulu untuk kegiatan eksplorasi dan penyusunan studi kelayakan yang relatif cukup besar. Hal ini berbeda dengan proses pelelangan sebelum Permen ESDM 37/2018, di mana menurut informasi pengembang, PJBL sudah ditandatangani sebelum eksplorasi dilakukan sehingga lebih memberikan kepastian terhadap harga pembelian listrik.

Berdasarkan penuturan dari pengembang, proses negosiasi PJBL ini juga seringkali tidak kunjung menemui kesepakatan hingga memakan waktu sekitar 2-3 tahun. Padahal, lembaga pembiayaan perlu melihat PJBL untuk memastikan terdapat jaminan *cash flow* dari proyek pengembangan Panas Bumi tersebut. Skema ini membuat pengusaha sulit untuk bergerak karena eksplorasi membutuhkan biaya besar yang diharapkan dapat ditangani juga oleh lembaga pembiayaan. Pengembang juga terkendala dalam menentukan penganggaran (*budgeting*) karena hanya merujuk kepada harga indikatif yang belum tetap.

b. Kesulitan dalam pemenuhan kewajiban TKDN

Pemegang IPB dihadapkan pada serangkaian regulasi yang mendorong pemanfaatan sumber daya dan kemampuan lokal. Sebagaimana diatur dalam Pasal 94 Peraturan Pemerintah nomor 7/2017, pemegang IPB diwajibkan mengutamakan penggunaan barang, jasa, teknologi, serta kemampuan rekayasa dan rancang bangun dari dalam negeri. Kewajiban TKDN untuk PLTP juga diperkuat melalui Permenperin 54/2012. Ketentuan ini menimbulkan risiko bagi para pengembang, di mana banyak komponen PLTP tidak tersedia di pasar lokal. Hal ini menyulitkan para pengembang untuk memenuhi standar TKDN yang ditetapkan. Berdasarkan penilaian yang dilakukan oleh salah satu pengembang, kapasitas industri dalam negeri untuk menyediakan komponen PLTP baru mencapai 24% dari proporsi 33% yang ditentukan.

c. Pengurusan perizinan yang memakan waktu lama

Salah satu tantangan dalam pengembangan panas bumi di Indonesia terletak pada proses perizinan. Menurut sejumlah pengembang, perizinan yang diperlukan untuk pemanfaatan tidak langsung panas bumi kerap memerlukan waktu yang panjang. Beberapa perizinan kunci, seperti persetujuan lingkungan, KKPR (Kesepakatan Kerjasama Pemanfaatan Ruang), dan Persetujuan Penggunaan Kawasan Hutan (PPKH), menjadi poin utama yang kerap menghambat kelancaran proses.

Seiring dengan implementasi sistem Online Single Submission (OSS) berbasis risiko yang diterapkan oleh pemerintah pusat, proses pengurusan perizinan mengalami keterlambatan yang lebih signifikan. Pada mekanisme sebelumnya, ketika pengurusan perizinan dilakukan pada tingkat provinsi, proses yang dilakukan memerlukan waktu sekitar tiga bulan. Namun, dalam sistem OSS, durasi pengurusan perizinan bisa mencapai lebih dari satu tahun. Dampak dari keterlambatan proses perizinan ini adalah potensi pengurangan jangka waktu efektif pemanfaatan sumber daya panas bumi dalam periode izin panas bumi yang telah diberikan. Hal ini tentunya menambah risiko bagi para pengembang, mengingat jangka waktu pemanfaatan yang terbatas dapat mempengaruhi kelayakan ekonomi dari proyek panas bumi.

d. Ketidaksesuaian insentif pemerintah

Beberapa fasilitas telah diberikan oleh pemerintah kepada pengembang untuk mendukung pengupayaan pengembangan panas bumi. Namun, menurut pengembang, dalam praktiknya, pemberian fasilitas dan insentif ini kerap dirasakan tidak sepenuhnya sesuai atau efektif dalam mendukung keberlanjutan bisnis pengembangan panas bumi. Salah satu contoh ketidaksesuaian insentif yang dirasakan pengembang adalah Undang-Undang No. 36/2008 yang memberikan wajib pajak yang melaukan penanaman modal di bidang usaha tertentu dan/atau daerah tertentu fasilitas perpajakan dalam bentuk kompensasi kerugian maksimal 10 tahun. Padahal, pada waktu tersebut, perusahaan biasanya belum mencapai masa balik modal (*break-even point*) sehingga insentif tidak dapat dimanfaatkan. Menurut penuturan beberapa pengembang, contoh dukungan yang lebih diharapkan adalah pembebasan kewajiban PBB seperti di perusahaan minyak dan gas bumi,

pengurangan PPN, PPh, keringanan biaya eksplorasi, IPPKH, serta pengembalian fasilitas pembukaan akses ke lokasi oleh pemerintah yang dahulu pernah diterapkan.

e. Kepemilikan aset perusahaan panas bumi

Peraturan-peraturan terkait panas bumi (UU 21/2014, PP 7/2017, dan PP 25/2021) tidak mengatur secara jelas pihak yang berhak memiliki aset hulu dan hilir hasil perusahaan panas bumi. Pengaturan terkait kepemilikan aset hulu dan hilir hanya diatur dalam Peraturan Bersama Menteri ESDM, Menteri Keuangan dan Menteri BUMN No. 14 Tahun 2013, No. 33/PMK.06/2013, No. PER-01/MBU/2013 Tentang Status Kepemilikan Aset Panas Bumi yang Berasal dari Kontrak Operasi Bersama (*Joint Operation Contract/JOC*) (**SKB 3 Menteri**) sehubungan dengan kepemilikan aset dari JOC.

SKB 3 Menteri tersebut mengategorikan aset panas bumi sebagai aset hulu dan aset hilir, dengan cakupan sebagai berikut:

- Aset hulu terdiri atas peralatan dan fasilitas pendukungnya untuk memproduksi dan menyalurkan energi panas bumi ke unit pembangkit, termasuk sumur produksi, sumur injeksi, sistem pemipaan, separator, jalan dan bangunan.
- Aset hilir terdiri atas peralatan fasilitas pendukungnya yang dipakai untuk mengkonversi energi panas bumi menjadi listrik.

Berdasarkan SKB 3 Menteri, aset hulu dan hilir tersebut adalah milik Pertamina dan tercatat sebagai penyertaan modal negara, kecuali dalam JOC ditentukan lain. Aset ini akan dialihkan oleh Pertamina ke anak perusahaan untuk perusahaan panas bumi sesuai regulasi, tanpa menunggu penetapan dari Menteri Keuangan terkait besarnya nilai penyertaan modal negara. Jika diperlukan pembiayaan berdasarkan JOC, Pertamina atau anak perusahaannya dapat mengalihkan atau mengagunkan aset kepada pihak lain. Dalam hal ini, SKB 3 Menteri menyebut aset hulu dan hilir sebagai pemilik Wilayah Kerja Pertambangan (WKP), tapi SKB 3 Menteri berlaku hanya untuk rezim JOC. Walaupun tidak ada pengaturan yang jelas terkait kepemilikan aset perusahaan panas bumi, perlu diperhatikan bahwa Pasal 17 ayat (3) huruf b angka 2 PP 25/2021 mewajibkan pemegang Izin Pemanfaatan Panas Bumi (IPB) menyerahkan aset hasil perusahaan panas bumi kepada Menteri ESDM setelah izin berakhir.

2.1.2 Identifikasi Risiko Lainnya

Selain memiliki risiko yang tinggi, bisnis panas bumi juga memiliki sejumlah karakteristik unik yang membedakan dari sumber energi lainnya. Karakteristik-karakteristik ini tidak hanya menentukan bagaimana industri beroperasi, tetapi juga mempengaruhi keputusan investasi dan strategi pengembangan. Dari kebutuhan modal yang besar, durasi pengembangan yang memakan waktu, hingga dinamika pasar dan lokasi lapangan panas bumi yang khas.

1. Kebutuhan modal awal yang besar

Panas bumi membutuhkan investasi awal yang signifikan, seringkali jauh lebih besar dibandingkan dengan sumber energi terbarukan lainnya. Dengan biaya awal sekitar USD 4 hingga 5 juta per MW, kebutuhan pendanaan ini menghadirkan risiko tersendiri bagi pengembang dan dapat menjadi penghalang bagi banyak pelaku industri untuk masuk ke dalam bisnis.

2. Durasi pengembangan yang relatif lama

Pengembangan PLTP secara relatif membutuhkan waktu yang cukup lama. Proses dari eksplorasi hingga produksi dapat memakan waktu antara 7 hingga 10 tahun. Faktor-faktor di luar aktivitas eksplorasi seperti perencanaan dan penelitian awal, pengembangan infrastruktur, hingga proses perizinan memerlukan perhatian khusus dan memakan waktu yang tidak sebentar.

3. Struktur pasar monopsoni

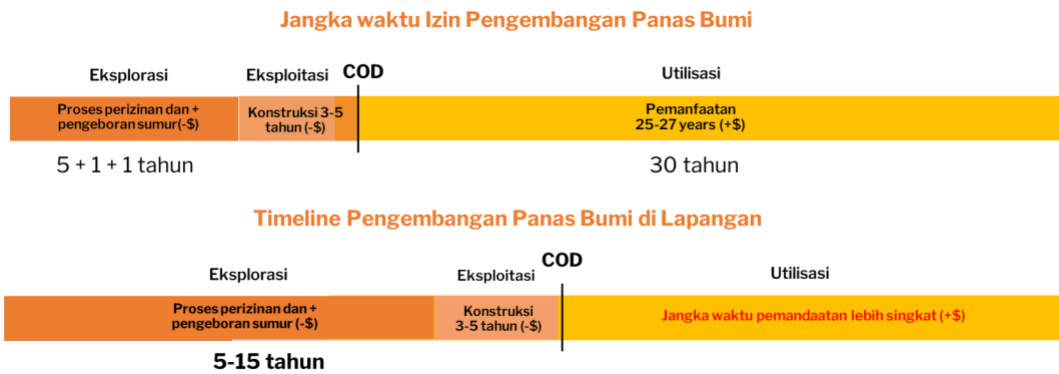
Indonesia mengadopsi struktur pasar listrik monopsoni. Dalam hal ini, PLN berperan sebagai entitas tunggal yang berwenang untuk membeli serta mentransmisikan listrik dari produsen. Struktur monopsoni menimbulkan konsekuensi yang termanifestasi dalam proses penetapan harga, dinamika negosiasi, dan penyusunan kontrak jangka panjang.

4. Lokasi geografis

Sumber daya panas bumi kebanyakan terletak di daerah-daerah terpencil. Meskipun ini mungkin menawarkan keuntungan seperti kurangnya persaingan untuk tanah dan gangguan minimal, ini juga menimbulkan tantangan tersendiri. Energi panas bumi bersifat in-situ dan tidak dapat ditransportasikan, kecuali melalui jaringan transmisi. Aksesibilitas yang terbatas dan kebutuhan untuk mengembangkan infrastruktur pendukung di lokasi-lokasi terpencil menambah biaya dan kompleksitas proyek.

2.2 Permasalahan Periode Perizinan Panas Bumi

Saat ini, terdapat ketidaksesuaian dalam masa waktu izin panas bumi yang berakibat pada waktu pemanfaatan panas bumi yang lebih sedikit. Gambar 2.3 menunjukkan bagaimana ketidaksesuaian dalam jangka waktu pengembangan panas bumi dapat berakibat pada berkurangnya waktu pengembang untuk menghasilkan profit sehingga mengurangi daya tarik investasi.



Gambar 2.3 Ketidaksesuaian dalam Jangka Waktu Perizinan Panas Bumi

Sumber: LPEM FEB UI (2023)

Setelah memenangkan tender WKP, pengembang akan menerima Izin Panas Bumi (IPB) dengan jangka waktu maksimum selama 37 tahun. Izin ini terdiri dari izin eksplorasi selama 5 tahun dengan dua kali waktu perpanjangan (masing-masing 1 tahun), ditambah 30 tahun fase eksploitasi, dimana fase eksploitasi terdiri dari konstruksi dan periode pemanfaatan/penghasilan pendapatan. Dengan asumsi bahwa fase konstruksi memerlukan waktu 3-5 tahun, proyek panas bumi menghadapi keterbatasan waktu di mana periode pemanfaatan hanya berlangsung selama 25-27 tahun.

Namun, dalam pelaksanaannya, proses perizinan dan pengadaan yang panjang dan kompleks, khususnya waktu yang lama untuk proses perizinan dalam masa pengembangan dan proses negosiasi Perjanjian Jual Beli Tenaga Listrik (PBJL) atau *Power Purchase Agreement* (PPA) sebelum masa eksploitasi akan menunda tanggal operasi (*Commercial Operation Date/COD*) lebih lanjut. Periode eksplorasi ini akan menghabiskan sekitar 5 hingga 15 tahun, sehingga pemanfaatan proyek panas bumi dan periode untuk menghasilkan pendapatan menjadi lebih singkat dari yang diharapkan.

BAB 3 Komparasi Pengembangan Bisnis Panas Bumi di Indonesia dengan Beberapa Negara Rujukan

Bab ini membahas komparasi pengembangan panas bumi di Indonesia dengan beberapa negara pengembang panas bumi. Indonesia merupakan negara dengan kapasitas pembangkitan listrik dari sumber daya panas bumi terbesar kedua di dunia, sehingga negara lain yang dijadikan sebagai pembandingan adalah negara dengan kapasitas pembangkitan panas bumi yang lebih besar atau kontribusi yang lebih besar dalam bauran energi. Dengan mempertimbangkan kedua aspek tersebut, studi ini mengkaji sektor panas bumi di Amerika Serikat, Selandia Baru, Turki, dan Filipina. Amerika Serikat merupakan negara dengan kapasitas pembangkit terbesar di dunia. Sementara itu, negara seperti Filipina, Turki, dan Selandia Baru tidak memiliki kapasitas yang lebih besar dari Indonesia, namun panas bumi berkontribusi lebih besar dalam bauran energi negara tersebut. Rangkuman perbandingan pengembangan panas bumi antara Indonesia dengan kelima negara lainnya dapat dilihat pada Tabel 3.1. Adapun pemaparan lebih rinci terkait kapasitas pembangkit panas bumi, kerangka regulasi, aktor kunci, infrastruktur, dan aspek ekonomi di negara rujukan pada tulisan ini dapat dilihat pada Dokumen Suplementer S-3.

Tabel 3.1 Perbandingan antar Negara Pengembang Panas Bumi

	Indonesia ^a	Filipina ^b	Turki ^c	Amerika Serikat ^d	Selandia Baru ^e	Sumber:
Potensi Panas Bumi (MW)	23,465.5	4,407	38,000	530,000	1,100	a. ESDM (2023) b. Habibie Center (2017) c. Balat (2006) d. DOE (2021) Harvey, et.al (2010)
Kapasitas Terpasang (MW)	2,352.63	1,952	1,686	3,673	1,037	a. Alhusni, et.al (2023) b. DOE (2023) c. TSKB (2022) d. NREL (2021) e. IRENA (2023)

Pasar Kelistrikan	<i>Single Buyer with IPPs</i>	<i>Competitive wholesale market</i>	<i>Competitive wholesale & retail market</i>	<i>Competitive wholesale & retail market</i>	<i>Competitive wholesale & retail market</i>	a,b,c,d,e. Nepal and Jamasb (2005)
Badan Pengatur	N.A	Independent Electricity Market Operator of the Philippines (IEMOP)	Energy Market Regulatory Authority (EMRA)	Federal Energy Regulatory Commission (FERC)	Electricity Authority (EA)	a. iemop (2023) b. NARUC (2008) c. Federal Register (2023) d. EA (2023)
Aktor Kunci	Pemerintah (MEMR, MoEF, MoI), Industri (7), Pembiayaan (World Bank, New Zealand MFAT, dll), PLN (off-taker)	Pemerintah (DoE), Badan Pengatur (IEMOP), Industri (5), Pembiayaan (ADB, DBP, dll)	Pemerintah (MENR, MTA, EMRA), Badan Pengawas (EMRA), Industri (6), Pembiayaan (EBRD, MBD)	Pemerintah (DoE), Badan Pengawas (FERC), Industri (>7), Pembiayaan (DoE, JPMorgan Chase, dll)	Pemerintah (MBIE, MfE), Badan Pengawas (EPRA), Industri (4), Pembiayaan (NZGIF, ANZ, AMP, dll)	
Birokrasi Perijinan	Melibatkan banyak interaksi dengan banyak lembaga	Melibatkan banyak interaksi dengan banyak lembaga	Melibatkan banyak interaksi dengan banyak lembaga	Memakan waktu karena jenis regulasi berbeda-beda untuk lokasi yang berbeda	Paling efektif (Interaksi hanya dengan 1 lembaga melalui sistem satu atap)	
Kebijakan	Fiscal Incentives, GREM	Fiscal and Non Fiscal Incentives, GSC and GOC Mechanism, NREP	FIT, Risk Sharing Mechanism (RSM)	Fiscal Incentive (ITC, PTC), Risk Reduction Policies (GLGP 1975, PRDA 1976, PON 1979, RPS)	Resource Consent, Risk-sharing policies	a. ESDM (2021) b. DOE (2023), Abidin, et.al (2020) c. Serpen and DiPippo (2022) d. ESMAP (2016), NREL (2014) e. Dickie and Luketina (2005), IRENA (2015)
Skema Karbon	NEK (Carbon Trading, Carbon Tax)	N.A	N.A	Emission Trading Scheme (ETS)/ Cap and trade	Emission Trading Scheme (ETS)/ Cap and trade	
Waktu Konsesi	Eksplorasi (5 +1 +1 tahun), eksploitasi (30 tahun(+ 20 tahun)	Eksplorasi dan Eksploitasi 25 tahun (+ 25 tahun)	Eksplorasi (3+1 tahun), eksploitasi (30 + 10 tahun)	Eksplorasi (10 +5 tahun), exploitation (+ 35 tahun+ 20 tahun)	Eksplorasi dan Eksploitasi hingga 35 tahun	a. UU No.21/2014 b. Butiu (2005) c. Inal, Ekin (2020) d. eCFR, 2023

						e. Resource Management Act
Persyaratan Tingkat Kandungan Dalam Negeri	TKDN	Tidak ada (Hanya memberikan insentif dan bukan kewajiban)	Tidak ada (Hanya memberikan insentif dan bukan kewajiban)	Tidak ada (Hanya memberikan insentif dan bukan kewajiban)	Tidak Ada	
Pengembangan by-product Panas Bumi	Belum ada regulasi	N.A	N.A	Komersialisasi heating, cooling, dan mineral (lithium)	Komersialisasi heating, cooling, dan mineral (lithium)	

Keterangan: GSC: *Geothermal Service Contract*, GOC: *Geothermal Operating Contract*, NREP: *The National Renewable Energy Program*, GREM: *Geothermal resource risk mitigation*, ITC: *Investment Tax Credit*, PTC: *Production Tax Credit*, GLGP: *Geothermal Loan Guarantee Program*, PRDA: *Program Research and Development Announcement*, PON: *Program Opportunity Notice*, RPS: *Renewable Portfolio Standards*.

Sumber: LPEM FEB UI (2023), dirangkum dari berbagai sumber

Perbedaan antara pengembangan panas bumi di Indonesia dan negara-negara acuan dapat dilihat dalam beberapa aspek di bawah ini.

Struktur Pasar Kelistrikan

Pasar Kelistrikan di Indonesia masih diatur dan diawasi secara ketat (*highly regulated*) dan penjualan listrik ke pengguna akhir hanya boleh dilakukan oleh PLN (*single buyer*). Pemerintah melalui Kementerian ESDM masih menjadi regulator kebijakan energi di Indonesia. Di Selandia Baru, Turki, dan Amerika Serikat, pasar listrik sudah kompetitif dengan adanya badan pengatur seperti EA, EMA, dan FERC, yang bersifat independen untuk mengawasi pelaksanaan bisnis, kompetisi pasar, dan harga listrik. Selandia Baru dan Turki memiliki pasar *wholesale* dan *retail* yang kompetitif dan diawasi oleh EA dan EMA, sementara di Amerika, FERC mengatur pasar *wholesale* antar negara bagian dan pasar *retail* diawasi oleh badan independen di negara bagian masing-masing. Di Filipina, pasar *wholesale* sudah kompetitif dengan pengawasan dari IEMOP, sementara pasar *retail* masih dalam proses untuk sepenuhnya kompetitif, di mana beberapa konsumen akhir yang memenuhi kriteria bisa mendapatkan listrik dengan harga yang bersaing. Reformasi struktur pasar kelistrikan menjadi pasar yang kompetitif dan membentuk badan yang independen untuk mengawasi pasar dapat menjadikan energi terbarukan, seperti panas bumi, dapat bersaing dengan pembangkit berbahan bakar fosil.

Basis Tarif Listrik

Indonesia menetapkan harga patokan tertinggi untuk listrik dari PLTP dalam PJBL. Turki menetapkan *feed-in tariff* (FiT) untuk listrik berdasarkan jenis teknologi pembangkitnya (EBRD, 2014), namun, pemerintah Turki juga memberikan insentif berupa potensi kenaikan tarif FiT jika memanfaatkan produk domestik (World Bank, 2015). Filipina tidak memiliki skema FiT untuk PLTP karena teknologi dianggap sudah *mature* dan tidak lagi memerlukan insentif untuk utilisasi komersial skala besar (ERIA, 2018). Skema yang hampir mirip dengan FiT yang mendukung pengembangan panas bumi di Amerika Serikat adalah *Public Utilities Regulatory Policies Act* (PURPA), yang mana mewajibkan perusahaan utilitas untuk membeli listrik dari pengembang berdasarkan *avoided cost* yang didapatkan oleh perusahaan utilitas (NREL, 2012). New Zealand tidak menerapkan FiT karena struktur pasar kelistrikan sudah berbasis pasar yang kompetitif. Oleh karena itu, diperlukan penetapan tarif yang lebih rasional dan transparan tidak hanya dilihat dari aspek harga, tetapi juga mempertimbangkan kualitas energi atau jejak karbon, agar energi panas bumi dapat menjadi lebih kompetitif.

Birokrasi Perizinan

Proses perizinan untuk proyek panas bumi di Indonesia, Turki, dan Filipina melibatkan banyak interaksi dengan lembaga terkait. Meskipun pengajuan perizinan di Indonesia dan Filipina sudah melalui sistem satu pintu, pengembang tetap perlu berurusan dengan banyak lembaga (IRENA, 2015). Di Amerika Serikat, proses perizinan untuk setiap lokasi proyek panas bumi berbeda karena lokasi sumber daya panas bumi menentukan jenis dan level peraturan yang berlaku, sehingga proses perizinan dapat memakan waktu yang lama. Usaha yang dilakukan pemerintah Amerika Serikat untuk menangani hal ini adalah dengan menerapkan Categorical Exclusion (CX) dalam proses AMDAL-nya, di mana jika proyek yang diusulkan termasuk dalam kategori tertentu yang telah ditetapkan sebagai CX oleh badan federal yang mengawasi lahan

atau proyek, maka proses perizinan dapat dilakukan dengan cara yang lebih cepat selama syarat-syarat atau mitigasi tertentu dapat dipenuhi (Levine & Young, 2018). Perizinan di Selandia Baru dinilai paling efisien, pengembang hanya perlu berurusan dengan satu lembaga melalui sistem satu pintu karena sistem vertikal dari pihak otoritas sehingga birokrasi perizinan lebih efisien (IRENA, 2015). Mengimplementasi sistem satu pintu untuk proses perizinan pengembangan panas bumi dapat mengatasi durasi yang lama dan proses yang kompleks karena birokrasi yang melibatkan banyak institusi.

Perbandingan Waktu Konsesi

Waktu konsesi PLTP di Indonesia sudah kurang lebih sama dengan negara-negara rujukan. Namun, Amerika Serikat memiliki durasi lebih lama untuk tahap eksplorasi (10+5 tahun) dan eksploitasi (35+20 tahun). Dengan hambatan dari sisi teknis dan regulasi yang ada pada saat ini, Indonesia dapat memperpanjang durasi tahap eksploitasi yang tergabung dengan tahap pemanfaatan, sehingga dapat mengakomodir jangka waktu yang diperlukan untuk membangun sumur pengembangan dan pembangkit listrik serta memperpanjang masa pemanfaatan sumber daya panas bumi. Dengan demikian, industri panas bumi dapat menjadi lebih atraktif bagi investor karena jangka waktu yang lebih lama berpotensi meningkatkan keuntungan dari proyek. Partisipasi pemerintah melalui mekanisme pembagian risiko, seperti melalui pembentukan entitas yang berfokus pada kegiatan eksplorasi dan pengembangan awal panas bumi untuk menyerap risiko terkait fase tersebut, dapat mempersingkat waktu yang dibutuhkan untuk pengembangan panas bumi.

Penerapan Persyaratan TKDN

Regulasi di Indonesia mewajibkan pemenuhan TKDN dalam pengembangan PLTP, dan pengembang akan mendapatkan disinsentif jika tidak dapat memenuhi syarat TKDN. Regulasi ini mengharuskan pemenuhan TKDN sebagai persyaratan untuk mendapatkan keseluruhan insentif finansial atau fiskal. Hal ini membuat investor asing cenderung kurang menyukai regulasi ini. Di sisi lain, tidak ada persyaratan TKDN yang ketat di Filipina, Amerika Serikat, Turki, dan Selandia Baru, tetapi pemerintah memberikan insentif atau bonus untuk mendukung penggunaan produk dalam negeri. Sebagai contoh, beberapa negara bagian di Amerika Serikat memberikan insentif dan pengurangan harga dengan pengadaan produk domestik (ICTSD, 2013). Turki memberikan tambahan tarif listrik dalam FiT hingga 0,153 USD/kWh untuk PLTP (ICTSD, 2013), sementara Filipina memberikan tarif nol untuk PPN (PH DOE, 2008). Dengan demikian, memberikan insentif kepada pengembang untuk meningkatkan partisipasi berupa produk dan SDM lokal dan menghilangkan disinsentif jika tidak dapat memenuhi syarat TKDN dapat mendukung percepatan pengembangan panas bumi.

Skema Insentif Karbon

Di Indonesia, skema insentif karbon diatur dalam Permen ESDM No.16/2022 untuk subsektor pembangkit tenaga listrik, contohnya skema *carbon trading* dan *carbon tax*. Skema pajak karbon telah berjalan sejak 2022 dengan tarif pajak terendah Rp. 30/kgCO₂e (ekuivalen USD 2,1/ton CO₂e) berdasarkan Undang-undang No. 7/2021 dengan prioritas implementasi pada pembangkit listrik (dievaluasi secara periodik). Nilai pajak ini masih relatif rendah dibandingkan negara lain. Di Selandia Baru, pemerintah menerapkan skema Emission Trading Scheme

(ETS) yang diatur dalam *Climate Change Response Act 2002* dimana perusahaan yang terlibat memiliki hak untuk menjual kredit karbon. Amerika Serikat menerapkan *cap-and-trade* (sama dengan ETS) di beberapa negara bagian, misalnya kebijakan *Regional Greenhouse Gas Initiative* (RGGI) yang telah berlaku di beberapa negara bagian. Negara acuan sebagian besar menggunakan ETS dengan rentang nilai USD 29-34/ton CO₂e (World Bank, 2023). Adanya regulasi yang jelas terkait pasar karbon diperlukan untuk membentuk nilai keekonomian karbon yang kompetitif, serta regulasi yang jelas mengenai kepemilikan hak untuk mengklaim keuntungan dari pengurangan emisi dapat meningkatkan minat investor untuk mengembangkan panas bumi.

Pengembangan Bisnis Pemanfaatan Langsung Panas Bumi

Saat ini, pemanfaatan langsung panas bumi di Indonesia belum menjadi bisnis yang berskala komersial, selain itu juga belum ada regulasi yang mengatur tentang produk yang dihasilkan dari ko-produksi dengan listrik dari PLTP. Sementara, di negara seperti Amerika dan Selandia Baru, PLTP yang memproduksi listrik, uap, dan mineral sudah banyak beroperasi, seperti di California (PLTP Hell's Kitchen) yang memproduksi Lithium (CTR, 2023) dan di Ohaaki yang memproduksi silika (IRENA, 2023). Di berbagai negara di dunia, PLTP juga dimanfaatkan untuk *heating* dan *cooling* (IRENA, 2023). Di samping itu, pengembangan ko-produksi PLTP dengan hidrogen hijau dan produk turunannya masih belum dikembangkan di Indonesia. Oleh karena itu, regulasi terkait pemanfaatan panas bumi di Indonesia hendaknya semakin diperjelas untuk mendorong pengembangan bisnis pemanfaatan langsung panas bumi dan ko-produksi hidrogen hijau.

BAB 4 Analisis Finansial: Penilaian Harga Keekonomian Pembelian Listrik PLTP

Bab ini bertujuan untuk menyelidiki dan mendiskusikan penilaian ulang terhadap harga keekonomian pembelian listrik dari PLTP. Penilaian harga keekonomian adalah tahap penting dalam proses ini karena harga jual beli listrik adalah faktor utama yang memengaruhi keputusan investasi. Penelitian ini menggunakan asumsi yang berbeda dengan formulasi harga patokan tertinggi (HPT) yang tertuang dalam Perpres 112/2022. Keluaran dari model finansial penelitian ini adalah harga keekonomian jual beli listrik yang bersifat *fair* dan dapat mendorong investasi pada sektor panas bumi.

Penilaian harga keekonomian dikelompokkan berdasarkan kapasitas, yaitu 10 MW, 50 MW, 100 MW, dan 220 MW. Pembagian tersebut dipilih karena klasifikasinya cocok dengan Perpres 112/2022 yang membagi harga patokan tertinggi berdasarkan empat kelompok kapasitas. Bagian selanjutnya membahas mengenai asumsi yang digunakan dalam menyusun model finansial, perbandingan asumsi yang digunakan antara studi ini dan formulasi HPT Perpres 112/2022, dan hasil dari model finansial.

4.1 Asumsi Teknis dan Finansial

Asumsi yang digunakan dibagi menjadi dua kategori, yaitu asumsi finansial dan asumsi teknis. Kedua asumsi tersebut dirangkum dalam Tabel 4.1. Parameter finansial kunci yang diterapkan adalah tingkat Pengembalian Internal proyek (*Project Internal Rate of Return/IRR*). *Project IRR* menjadi pedoman utama bagi pengembang pembangkit listrik tenaga panas bumi dalam menilai kelayakan investasi mereka. Oleh karena itu, model finansial penelitian ini mengasumsikan *target project IRR* sebesar 14%, sebuah parameter yang dinilai layak investasi bagi pengembang panas bumi. Asumsi *target project IRR* terdiri dari komponen *cost of debt* sebesar 7%, *margin* sebesar 5%, dan *risk premium* atas risiko eksplorasi sebesar 2%. *Project IRR* digunakan sebagai acuan karena kegiatan eksplorasi sebagian besar didanai dengan *equity*, sehingga tidak ada efek *leverage* pada fase tersebut.

Asumsi proporsi *debt to equity* merupakan proporsi yang umum diterapkan dalam *project financing* infrastruktur. Asumsi *debt tenure* dan *grace period* sebesar 10 tahun dan 5 tahun adalah jangka waktu yang umum dalam didapatkan oleh para pengembang, dan *cost of debt* juga sudah mencerminkan suku bunga yang biasanya didapatkan pengembang swasta. Biaya operasional (OPEX) proyek dieskalasi dengan tingkat inflasi rata-rata US *Producer Price Index* (PPI) selama 10 tahun terakhir. OPEX *rate* diasumsikan mengikuti skala ekonomis berdasarkan kapasitas pembangkit. Semakin tinggi kapasitas pembangkit, semakin rendah OPEX *rate* karena adanya *economies of scale*.

Tabel 4.1 Asumsi Teknis dan Finansial

Asumsi Parameter Finansial			Asumsi Teknis		
<i>Target Project IRR</i>	14%		<i>Capacity Factor</i>	90%	
<i>Debt proportion</i>	70%		<i>Electricity decline rate</i>	4%	Per year
<i>Equity proportion</i>	30%		<i>Deliverability per well</i>	8	MW/well
<i>Tax rate</i>	22%		<i>Field development type</i>	Green Field	
<i>Escalation rate</i>	2.33%		<i>Production period</i>	30	year
<i>Cost of debt</i>	7%		<i>Exploration and Development period</i>	7	year
<i>Cost of equity</i>	14%		<i>Electricity production:</i>		
<i>Debt tenure</i>	10	years	10 MW	78.840	MWh/year
<i>Grace period</i>	5	years	50 MW	394.200	MWh/year
<i>OPEX rate:</i>			100 MW	788.400	MWh/year
10 MW	0,022	USD/kWh	220 MW	1.734.480	MWh/year
50 MW	0,02	USD/kWh			
100 MW	0,015	USD/kWh			
220 MW	0,012	USD/kWh			

Sumber: Hasil analisis LPEM FEB UI (2023)

Umur ekonomis proyek pada penelitian ini mencakup 37 tahun, yang terdiri dari 30 tahun masa produksi dan 7 tahun masa eksplorasi dan pengembangan. Asumsi teknis lainnya yang mempengaruhi model finansial seperti *capacity factor*, *electricity decline*, *deliverability per well*, dan *electricity production* merupakan asumsi moderat pada lapangan panas bumi *green field*.

Tabel 4.2 Biaya Modal dan Operasional

Kapasitas	CAPEX (USD Per MW)	OPEX (USD per MW pada Tahun Pertama)
10 MW	5.741.050	463.167
50 MW	5.627.050	231.583
100 MW	5.324.025	185.267
220 MW	4.166.727	148.213

Sumber: Hasil analisis LPEM FEB UI (2023)

dalam OPEX rate. Biaya pengeboran *make-up well* juga termasuk dalam biaya OPEX. Pengeboran *make-up well* dilakukan sesuai dengan kebutuhan untuk mempertahankan produksi. Rincian dari CAPEX disajikan dalam lampiran.

Pemodelan finansial juga memasukkan insentif fiskal yang tersedia untuk investasi panas bumi. Insentif fiskal tersebut antara lain adalah *tax holiday* untuk 7--15 tahun (PMK Nomor 130 Tahun 2020), *tax allowance* dengan *accelerated depreciation* dan *net revenue reduction* (PMK Nomor 11 Tahun 2020), pembebasan bea masuk impor (PMK Nomor 218 Tahun 2019), dan pengurangan Pajak Bumi dan Bangunan (PMK Nomor 172 Tahun 2016). Pemodelan finansial juga sudah memasukkan biaya pajak selain pajak penghasilan, yaitu PPN, bonus produksi, iuran produksi, dan PBB Tubuh Bumi.

4.2 Perbandingan Asumsi Studi dan Perpres 112/2022

Karena studi ini juga bertujuan untuk mengevaluasi HPT Perpres 112/2022, asumsi model finansial studi ini akan dibandingkan dengan asumsi HPT Perpres 112/2022. Tabel 4.3 menyajikan perbedaan kedua asumsi tersebut.

Tabel 4.3 Perbandingan Asumsi HPT Perpres 112/2022 dan Asumsi Studi

No	Asumsi Perpres 112/2022	Asumsi Studi
1	Menerapkan <i>Target project</i> IRR yang tidak merefleksikan risiko panas bumi	Menerapkan <i>Target project</i> IRR proyek yang wajar yaitu 14%, dengan kisaran minimum IRR 12% dan maksimum 16%.
2	Semua insentif dan dukungan pemerintah dimasukkan dalam perhitungan harga: <ul style="list-style-type: none"> - <i>government drilling</i>, 	Menyertakan insentif fiskal seperti <i>tax holiday</i> dan <i>tax allowance</i> , tetapi tidak memasukkan dukungan pemerintah lainnya.

	<ul style="list-style-type: none"> - pinjaman lunak/<i>soft loan</i>, dan - pendanaan eksplorasi (PISP & GREM). 	
--	---	--

3	Menggunakan asumsi teknis dan biaya yang optimis: <ul style="list-style-type: none"> - biaya pengeboran yang rendah; - belum memasukkan komponen biaya tertentu; - kemampuan produksi yang tinggi per sumur; - faktor kapasitas yang tinggi; 	Asumsi teknis dan biaya yang moderat: <ul style="list-style-type: none"> - seluruh komponen biaya yang relevan telah dimasukkan dalam model, dan - asumsi teknis lainnya menyesuaikan dengan kondisi terkini dari lapangan panas bumi.
---	--	--

Sumber: Hasil analisis LPEM FEB UI (2023)

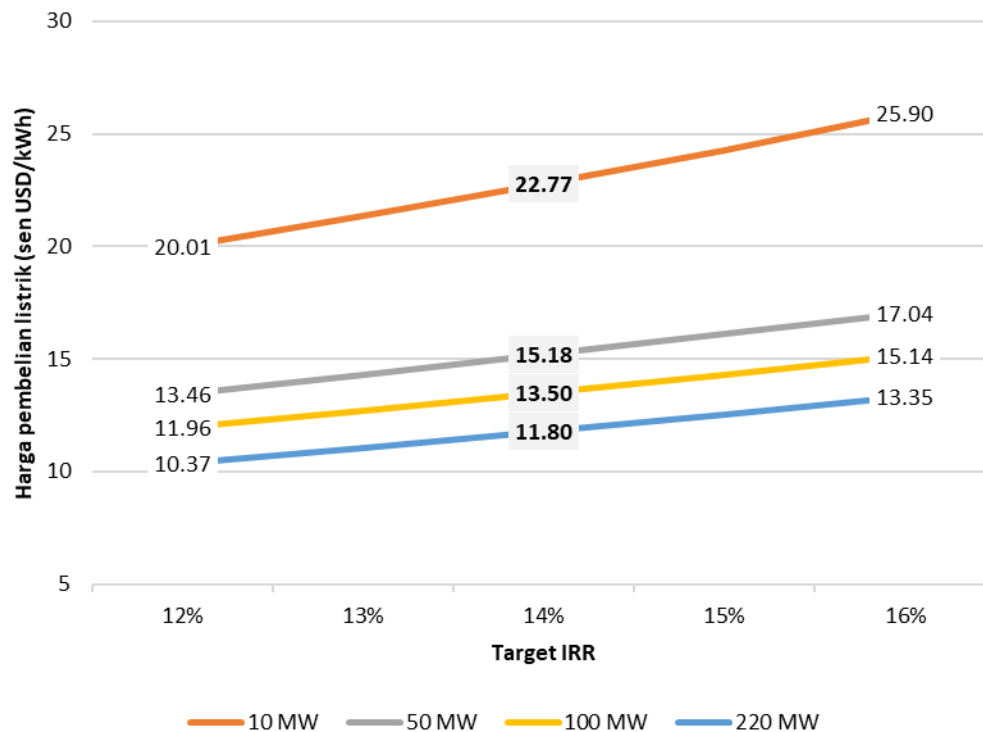
Setidaknya terdapat tiga perbedaan fundamental dalam formulasi HPT Perpres 112/2022 dan studi ini. Pertama, Perpres menetapkan harga maksimum berdasarkan *project IRR* yang tidak merefleksikan risiko panas bumi. Sementara itu, studi ini mengadopsi asumsi IRR yang wajar yaitu 14%, dengan kisaran antara 12% dan 16%. Penyesuaian ini sejalan dengan profil risiko yang sebenarnya dari investasi panas bumi. *Target IRR* 14% terdiri dari *cost of fund* 7%, *margin* 5%, dan premium risiko eksplorasi 2%.

Kedua, Perpres 112/2022 mengasumsikan bahwa investor atau pengembang akan menerima semua insentif dan dukungan pemerintah, termasuk *government drilling*, pinjaman lunak/*soft loan*, dan pendanaan untuk pengeboran eksplorasi yang terdiri dari Pembiayaan Infrastruktur Sektor Panas Bumi (PISP) dan Geothermal Resource Risk Mitigation (GREM). Namun, asumsi ini tidak realistis. Untuk *government drilling*, eksplorasi yang telah dilakukan oleh Pemerintah masih terbatas jumlahnya. Fasilitas pendanaan untuk kegiatan eksplorasi juga sulit untuk didapatkan mengingat belum ada pengembang swasta yang berhasil mendapatkan fasilitas tersebut. *Soft loan* dengan bunga murah juga sulit untuk didapatkan karena *World Bank* memiliki standar yang tinggi--100% masyarakat sekitar lapangan panas bumi harus menyetujui pembangunan PLTP tersebut. Oleh sebab itu, studi ini mengambil pendekatan yang lebih konservatif dengan hanya memperhitungkan insentif fiskal, seperti *tax holiday*, *tax allowance*, dan fasilitas impor.

Terakhir, formulasi HPT Perpres juga didasarkan pada asumsi teknis dan biaya yang optimis. Biaya pengeboran dan biaya pengembangan rendah, dan beberapa komponen biaya yang penting juga tidak dimasukkan. Sebaliknya, studi ini mencakup asumsi teknis dan biaya yang lebih moderat. Studi ini mengasumsikan biaya pengeboran dalam kisaran 5 hingga 7,5 juta USD per sumur, biaya operasional dan pemeliharaan yang berkisar antara 1,6 hingga 5 sen per kWh sesuai dengan kapasitas pembangkit, faktor kapasitas sebesar 90%, dan *deliverability per well* sebesar 8 MW *per well*.

4.3 Hasil Perhitungan Harga Keekonomian

Target project IRR merupakan parameter kunci untuk keputusan investasi pada sektor panas bumi. Oleh sebab itu, perhitungan model finansial diterapkan sesuai dengan *Target* IRR dengan batas bawah 12% dan batas atas 16%. Gambar 4.1 merepresentasikan hasil perhitungan harga keekonomian dan target IRR.



Gambar 4.1 Target IRR dan Harga Keekonomian Pembelian Listrik

Sumber: Hasil perhitungan LPEM FEB UI (2023)

Gambar 4.1 menunjukkan hasil harga keekonomian yang berbeda-beda terhadap kapasitas pembangkit. Semakin tinggi kapasitas pembangkit, semakin rendah harga keekonomiannya. Target IRR 14% merupakan asumsi utama dalam studi ini. Harga dengan target IRR tersebut adalah 22,77 sen (per kWh) untuk kapasitas 10 MW, 15,18 sen untuk kapasitas 50 MW, 13,50 sen untuk kapasitas 100 MW, dan 11,80 sen untuk kapasitas 220 MW. Harga keekonomian yang tercantum adalah harga pada tahun pertama yang belum dieskalasi. Harga tersebut akan dieskalasi setiap tahunnya dengan tingkat 25% dari inflasi US PPI, sekitar 0,58% per tahun.

Hasil harga keekonomian studi ini sangat berbeda secara mencolok dengan HPT Perpres 112/2022. Meskipun sudah mengasumsikan batas bawah target *project* IRR sebesar 12%, harga keekonomiannya masih melebihi HPT Perpres. HPT Perpres pada sepuluh tahun pertama berkisar antara 8,42 sen dan 10,74 sen (dengan asumsi faktor lokasi Sumatera). HPT sebesar 10,74 sen masih jauh dibawah harga keekonomian pembelian listrik pada pembangkit kapasitas 10 MW. HPT 8,42 sen juga masih dibawah harga keekonomian untuk pembangkit kapasitas 100 MW dan 220 MW. Hasil perhitungan studi ini mengindikasikan bahwa HPT Perpres terlalu rendah.

BAB 5 Rekomendasi

5.1 Rekomendasi Harga Keekonomian Pembelian Listrik PLTP

Dari analisis finansial yang telah dilakukan, harga pembelian listrik PLTP direkomendasikan sebagaimana yang tercantum pada Tabel 5.1. Hasil tersebut memberikan kesimpulan bahwa harga acuan yang tercantum dalam Perpres 112/2022 jauh lebih rendah dari skema harga yang memenuhi tingkat pengembalian yang dapat diterima oleh pengembang.

Tabel 5.1 Rekomendasi Harga Pembelian Listrik PLTP

Kapabilitas	Rekomendasi Harga (sen USD/KwH) dengan IRR 14%			Harga Acuan Perpres 112/2022 (sen USD/KwH)*	
	Skema Harga Tetap	Skema Harga Eskalasi		Tahun Pertama	Tahun Ke-11 s.d Ke-30
		Tahun Pertama	Tahun Ke-30		
10 MW	23,67	22,77	26,95	10,74	8,30
50 MW	15,78	15,18	17,97	10,35	8,00
100 MW	14,03	13,50	15,98	9,50	7,35
220 MW	12,26	11,80	13,96	8,42	6,50

*HPT Perpres menggunakan faktor lokasi Sumatera.

Sumber: Hasil perhitungan LPEM FEB UI (2023)

Pemerintah melalui Kementerian ESDM perlu meningkatkan harga pembelian listrik dari IPP PLTP untuk menciptakan iklim investasi yang baik dan terus bertumbuh bagi industri panas bumi.

Tabel 5.1 menyajikan dua harga rekomendasi dengan skema harga tetap dan skema harga eskalasi. Pada skema harga tetap, harga pembelian listrik tidak mengalami perubahan dari tahun pertama hingga tahun terakhir. Sementara itu, pada skema harga eskalasi, harga pembelian listrik akan terus meningkat setiap tahun dengan tingkat peningkatan sekitar 0,58% per tahun (25% dari US PPI). Skema harga yang bertingkat naik (harga eskalasi) pada dasarnya lebih menguntungkan baik bagi pembeli maupun produsen. Di sisi *off-taker* (PLN), skema harga eskalasi membuat beban keuangan PLN menjadi lebih rendah di masa awal proyek. Sejalan dengan hal tersebut, daya beli konsumen cenderung meningkat sepanjang waktu sehingga memberikan waktu bagi PLN untuk meningkatkan pendapatannya guna mendukung operasional proyek pembangkit listrik secara berkelanjutan. Hal ini juga memungkinkan PLN untuk memperoleh pendanaan tambahan atau mengalokasikan sumber daya untuk proyek-proyek lain. Sementara itu, di sisi pengembang, skema harga bertingkat naik dapat memberikan insentif bagi investor swasta untuk terlibat dalam proyek panas bumi. Skema harga bertingkat dapat menangkap kondisi makroekonomi dimana inflasi terjadi setiap

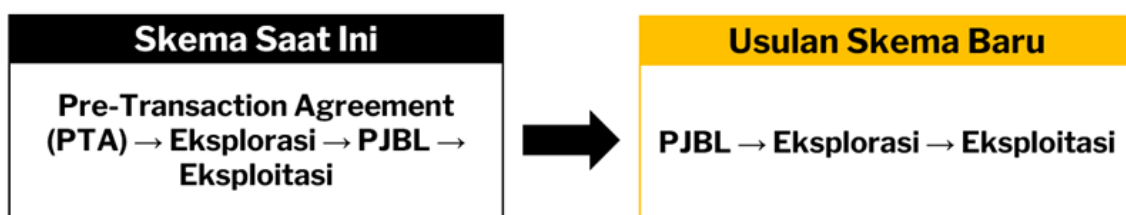
tahunnya. Dengan jangka waktu proyek yang panjang, 30 tahun, pengembang juga sulit memprediksi inflasi. Skema harga bertingkat dapat mengurangi risiko tersebut.

Bagi konsumen, skema harga bertingkat naik juga dapat memberikan manfaat. Pada awal proyek, harga listrik yang lebih rendah dapat mengurangi beban biaya energi yang ditanggung oleh masyarakat. Seiring berjalannya waktu, kenaikan harga listrik berpotensi untuk mendorong konsumen mengadopsi kebijakan penghematan energi atau beralih ke sumber energi terbarukan secara mandiri. Pada akhirnya, kondisi ini dapat mengurangi konsumsi energi masyarakat secara agregat dan membantu memperkecil dampak lingkungan.

Dalam proses perhitungannya, harga rekomendasi yang disampaikan dalam kajian ini sudah mempertimbangkan biaya-biaya pembangkitan listrik dengan skenario moderat hingga konservatif. Adapun, nilai IRR sebesar 14% direkomendasikan dengan mempertimbangkan besarnya risiko yang harus dihadapi oleh pengembang PLTP terutama pada fase eksplorasi. Nilai IRR yang digunakan dalam analisis perhitungan harga dapat bervariasi disesuaikan dengan kondisi kompetisi bisnis panas bumi yang terjadi di Indonesia. Akan tetapi, mempertimbangkan berbagai risiko yang ada dalam proyek PLTP, patokan IRR minimum yang direkomendasikan yaitu sebesar 12%.

5.2 Rekomendasi Kebijakan Investasi dan Proses Perizinan PLTP

Perubahan skema kesepakatan harga antara PLN dan IPP dengan mendahulukan proses negosiasi PJBL. Pada proses bisnis yang berlaku saat ini, negosiasi PJBL dilakukan setelah fase eksplorasi. Perubahan skema diusulkan agar negosiasi dan kesepakatan PJBL dapat dilaksanakan di awal sebelum eksplorasi proyek dilakukan. Penandatanganan PJBL sebelum tahap eksplorasi bermanfaat untuk menjamin pembelian listrik pada harga yang telah disepakati, mengurangi risiko penundaan proyek, dan memberikan kepastian lebih kepada pengembang dan investor.



Gambar 5.1 Usulan Perubahan Skema Negosiasi PJBL

Sumber: LPEM FEB UI (2023)

Menyederhanakan proses perizinan dan pengadaan. Proses perizinan dan pengadaan yang berjalan pada bisnis panas bumi saat ini dipandang masih cukup kompleks, baik dari aspek regulasi maupun birokrasi, sehingga berpotensi memperlambat operasionalisasi proyek PLTP. Sebagai contoh, pemanfaatan panas bumi memerlukan beberapa perizinan kunci seperti Kesepakatan Kerjasama Pemanfaatan Ruang (KKPR) dan Persetujuan Penggunaan Kawasan Hutan (PPKH) yang memakan waktu yang panjang. Selain itu, pengembang juga perlu memenuhi kewajiban TKDN meskipun banyak komponen proyek yang tidak tersedia di pasar lokal. Penyederhanaan proses ini dapat mempersingkat waktu yang diperlukan pada

masa eksplorasi sehingga periode operasional pembangkit dapat dimaksimalkan. Selain itu, penting untuk menghilangkan potensi peraturan yang saling bertentangan dan tumpang tindih, utamanya regulasi lintas sektor. Terlalu banyak lembaga pemerintah yang terlibat juga berpotensi mengakibatkan peraturan yang tidak sejalan.

Memperkuat komitmen pengembangan panas bumi dalam program “Fast track 2” dan meninjau kembali daftar proyek yang kredibel. Dengan melakukan langkah ini, pemerintah dan pihak terkait dapat memberikan prioritas pada proyek PLTP untuk direalisasikan dan memastikan bahwa investasi serta upaya yang ditanamkan dalam proyek ini memberikan hasil terbaik bagi masyarakat dan lingkungan sekitar.

Mengurangi beban PLN melalui salah satu dari beberapa cara berikut:

1. Memberikan dukungan keuangan publik agar PLN mampu membeli listrik dari IPP dengan tarif yang dapat diterima secara ekonomi. Dukungan ini dapat membantu mengurangi beban finansial PLN. Upaya ini juga dapat memicu pertumbuhan sektor energi swasta dan mendorong investasi dalam proyek-proyek pembangkit listrik swasta; atau
2. Mungkinkan PLN untuk mengenakan tarif yang mencerminkan biaya total pembangkitan kepada konsumen. Hal ini berarti bahwa tarif yang dibebankan kepada konsumen mencakup biaya produksi, distribusi dan penyediaan listrik, serta memungkinkan PLN untuk mendapatkan keuntungan yang wajar. Memungkinkan PLN untuk menetapkan tarif yang mencerminkan biaya produksi dan penyediaan listrik akan membantu memastikan keberlanjutan finansial perusahaan, memungkinkan investasi dalam infrastruktur yang diperlukan, dan memastikan ketersediaan listrik yang andal; atau
3. Membuka regulasi agar mekanisme *power wheeling* dapat diterapkan di Indonesia. *Power wheeling* adalah praktik mentransmisikan listrik dari satu tempat ke tempat lain melalui jaringan transmisi yang dimiliki oleh penyedia layanan listrik, seperti PLN. Skema ini memungkinkan produsen listrik swasta untuk mendistribusikan listriknya melalui jaringan PLN dan menjualnya secara langsung kepada konsumen. Membuka regulasi untuk *power wheeling* akan membuka kesempatan bagi lebih banyak produsen listrik swasta untuk berkontribusi dalam memenuhi kebutuhan energi, menciptakan persaingan sehat, mengurangi beban operasional PLN, dan menambah pendapatan PLN melalui pengenaan tarif *power wheeling*.

Menerbitkan aturan yang jelas terkait kewenangan pelaku usaha untuk memanfaatkan kredit karbon dan produk turunan lainnya (hidrogen hijau, amonia hijau, dan lain sebagainya). Pemberian hak legal kepada pengembang untuk mendapatkan manfaat ekonomi dari kredit karbon dan produk turunan yang dihasilkan dari pembangkit panas bumi akan membantu meningkatkan pendapatan proyek sehingga memungkinkan terjadinya efisiensi harga keekonomian listrik dari PLTP. Namun, hingga saat ini hak atas pemanfaatan kredit karbon dan akses untuk menjual produk turunan panas bumi masih terkendala oleh ketiadaan regulasi yang mengatur secara jelas terkait hal tersebut. Di sisi lain, apabila PLN berkeinginan untuk mengakuisisi hak atas kredit karbon dari PLTP, nilai kredit karbon harus diperhitungkan dalam penentuan harga pembelian listrik dari IPP.

Memperbaiki tata kelola dan kelembagaan. Hal ini termasuk peningkatan peran dan kapasitas lembaga pemerintah terkait seperti Kementerian ESDM, KLHK, PLN, lembaga

pembiayaan dan asosiasi pengusaha dalam membangun industri panas bumi nasional. Perbaikan ini penting dilakukan untuk menciptakan iklim investasi panas bumi yang lebih kondusif. Tata kelola dan sistem kelembagaan yang lebih baik akan mendorong efektivitas dan efisiensi birokrasi sehingga memungkinkan terciptanya regulasi yang jelas dan lebih menguntungkan bagi semua pihak yang terlibat serta mendukung penyederhanaan proses perizinan yang saat ini masih cukup kompleks. Koordinasi antar lembaga perlu ditingkatkan untuk menghindari tumpang tindih kewenangan. Selain itu, penting juga untuk melakukan perbaikan fasilitas penyediaan data yang lebih akurat melalui proses sinkronisasi dan integrasi untuk kebutuhan pengembangan panas bumi di waktu mendatang.

Daftar Pustaka

- Alhusni, H., Satria, T., Perdana, P., Purwanto, E. H., & Setyawan, H. (2023). *Geothermal business outlook in Indonesia*.
- Balat, M. (2006). *Current geothermal energy potential in Turkey and use of geothermal energy*. Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy. <https://www.tandfonline.com/doi/abs/10.1080/009083190881436>
- Butiu, E. D. (2005). *A new law for the geothermal industry in the Philippines*. Proceedings World Geothermal Congress, 24–29.
- CPUC. (2019). *Overview of California feed-in tariff programs – October 2019*. <https://www.cpuc.ca.gov/-/media/cpuc-website/industries-and-topics/documents/energy/rps/overview-of-feed-in-tariff-programs---oct-2019.pdf>
- Department of Energy Philippines. (2022). *2022 Power statistics*. https://www.doe.gov.ph/sites/default/files/pdf/energy_statistics/2022_power_statistics_01_summary.pdf
- Department of Energy Philippines. (2023). *National renewable energy program*. <https://www.doe.gov.ph/national-renewable-energy-program?withshield=2>
- Dickie, B. N., & Luketina, K. M. (2005). *Sustainable management of geothermal resources in the Waikato region, New Zealand*. Proceedings World Geothermal Congress, 24–29.
- DOE. (2021). *Geothermal report | Department of Energy*. <https://www.energy.gov/eere/geothermal/articles/now-available-iea-2020-us-geothermal-report>
- EBRD. (2014). *National renewable energy action plan for Turkey | ESCAP Policy Documents Management*. <https://policy.asiapacificenergy.org/node/3908>
- Electricity Authority. (2023). *About us | Electricity Authority*. <https://www.ea.govt.nz/about-us/>
- Enel Green Power. (2021). *All the advantages of geothermal energy*. <https://www.enelgreenpower.com/learning-hub/renewable-energies/geothermal-energy/advantages>
- ERIA. (2015). *Philippines: Current situation of geothermal energy use and national policy*. 118–129.
- ESDM. (2023a). *Potensi pengembangan energi panas bumi di Indonesia*. <https://ebtke.esdm.go.id/lintas/id/investasi-ebtke/sektor-panas-bumi/potensi>
- ESDM. (2023b). *PEDOMAN INVESTASI PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA PANAS BUMI*.
- Federal Register. (2023). *Federal Energy Regulatory Commission*. <https://www.federalregister.gov/agencies/federal-energy-regulatory-commission>
- Harvey, C. C., White, B. R., Lawless, J. V., & Dunstall, M. G. (2010). *Country update - New Zealand*. Proceedings World Geothermal Congress, 25.
- IEMOP. (2023). *Independent market operator of the WESM*. <https://www.iemop.ph/news/an-independent-market-operator-for-the-philippine-power-market/>
- Inal, E. (2020). *Geothermal electricity generation in Turkey: Large potential awaiting investors*. <https://www.nortonrosefulbright.com/en/inside-turkey/blog/2020/07/geothermal-electricity-generation-in-turkey-large-potential-awaiting-investors>

- IRENA. (2015). *Geothermal policy and regulation - Cases from Chile, Kenya, New Zealand and the Philippines*.
https://www.researchgate.net/publication/282614296_Geothermal_Policy_and_Regulation_-_Cases_from_Chile_Kenya_New_Zealand_and_the_Philippines_peer-reviewed
- Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral. (2005). *Blueprint Pengelolaan Energi Nasional 2005-2025*.
- Levine, & Young. (2018). *Efforts to streamline permitting of geothermal projects in the United States*. Rocky Mountain Mineral Law Foundation Journal.
<https://www.osti.gov/biblio/1467102>
- Mariita., N. O. (2002). *The impact of large scale renewable energy development on the poor: environmental and socio-economic impact of a geothermal power plant on a poor rural community in Kenya*. Energy Policy 30(11-12), 1119-1128.
- McTigue, Joshua D., Guangdong Zhu, Craig Turchi, Greg Mungas, Nick Kramer, John King, and Jose Castro. (2018). *Hybridizing a Geothermal Plant with Solar and Thermal Energy Storage to Enhance Power Generation*. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-5500-70862.
- NARUC. (2008). *Energy Market Regulatory Authority (EMRA)*.
<https://pubs.naruc.org/pub.cfm?id=537AE42E-2354-D714-5188-1620C114E3B2>
- Nepal, R., & Jamasb, T. (2015). *Caught between theory and practice: Government, market, and regulatory failure in electricity sector reforms*. Economic Analysis and Policy, 46, 16–24. <https://doi.org/10.1016/J.EAP.2015.03.001>
- NREL. (2014). *Geothermal exploration policy mechanisms: Lessons for the United States from international applications*. <https://doi.org/10.2172/1134132>
- Pertamina Geothermal Energy. (2023). *Kapasitas PLTP Terpasang*.
- RPS. (2023). *Geothermal energy is vital to the energy transition*. <https://www.rpsgroup.com/insights/energy/why-geothermal-energy-must-be-included-in-our-conversations-about-energy-transition/>
- Serpen, U., & DiPippo, R. (2022). *Turkey - A geothermal success story: A retrospective and prospective assessment*. Geothermics, 101, 102370.
<https://doi.org/10.1016/J.GEOTHERMICS.2022.102370>
- Tester, J. W., Beckers, K. F., Hawkins, A. J., & Lukawski, M. Z. (2021). *The evolving role of geothermal energy for decarbonizing the United States*. Energy and Environmental Science, 14(12), 6211–6241. <https://doi.org/10.1039/d1ee02309h>
- The Habibie Center. (2017). *Renewable energy in ASEAN: An investment guidebook*.
- TSKB. (2022). *Energy outlook 2022*.
- World Bank. (2012). *Geothermal handbook: Planning and financing power generation*. ESMAP Technical Report 002/12.
- World Bank. (2015). *Turkey's energy transition: Milestones and challenges*.
<http://documents.worldbank.org/curated/en/249831468189270397/Turkey-s-energy-transition-milestones-and-challenges>
- World Bank. (2023). *Carbon pricing dashboard | Up-to-date overview of carbon pricing initiatives*. https://carbonpricingdashboard.worldbank.org/map_data

Zulkarnain, I., Furqan, T., Yuafrinaldi, & Kartadjoemena, J. (2016). *Geothermal multiplier benefits for triggering local economic growth*. Working Paper Series No. 101-2016, Ametis Institute.

Lampiran

Metode Analisis Dampak Ekonomi

Analisis dampak ekonomi PLTP dilakukan dengan pendekatan Input-Output. Adapun data yang digunakan merupakan Tabel Input-Output Nasional Tahun 2016 sebanyak 52 sektor yang diterbitkan oleh Badan Pusat Statistik (BPS) pada Tahun 2021. Perhitungan dampak ekonomi didapatkan dengan mengalikan stimulus atau shock yang berasal dari dua aspek yaitu 1) potensi pendapatan dari listrik yang diterjual dan 2) belanja CAPEX dalam negeri. Potensi pendapatan dari penjualan listrik diperoleh dari produksi listrik tahunan PLTP dikalikan dengan asumsi listrik yang terjual oleh PLN dan harga keekonomian listrik. Adapun sektor yang mendapatkan stimulus terbesar dari pembelanjaan CAPEX dalam negeri antara lain yaitu konstruksi, industri barang dari logam, jasa perusahaan, dan angkutan darat. Tabel A.1 menyajikan asumsi CAPEX PLTP yang dibelanjakan dalam negeri.

Tabel A.1 Komponen Belanja CAPEX Dalam Negeri

Komponen	Kandungan Lokal
<i>Access road, well pads, land</i>	85%
<i>SAGS</i>	70%
<i>General facilities</i>	100%
<i>Pre-production (permit, etc)</i>	100%
<i>Commissioning</i>	100%
<i>Initial survey</i>	50%
<i>Logistic support</i>	100%
<i>Rig mobilization</i>	80%
<i>Site operation and general expenses</i>	100%
<i>Feasibility Study</i>	100%
<i>Legal Fee</i>	100%
<i>Power plant facilities</i>	30%

Sumber: LPEM FEB UI (2023), dikurasi dari wawancara dan FGD

Sesuai dengan ketentuan umum yang berlaku, fase eksplorasi diasumsikan memakan waktu selama tujuh tahun dan fase eksploitasi dilakukan selama tiga puluh tahun. Dengan demikian, PLTP beroperasi dan memproduksi listrik dari tahun ke-delapan hingga tahun ke-tiga puluh

tujuh. Kehadiran berbagai stimulus akibat adanya pengembangan PLTP tersebut berpotensi menciptakan tambahan output, PDB, dan peningkatan pendapatan rumah tangga di tingkat nasional selama masa konstruksi dan operasional PLTP yang dapat dihitung dari angka pengganda (*multiplier*) dalam table input-output.

Harga keekonomian listrik di Indonesia diperoleh dari perhitungan LPEM FEB UI tahun 2022 sebesar Rp1,530/kWh dengan asumsi eskalasi harga sebesar 2,76% per tahun. Harga ini merupakan tarif listrik di tingkat konsumen yang dikenakan oleh PLN kepada pelanggannya. Adapun jumlah listrik yang berhasil terjual oleh PLN diasumsikan sebesar 70% dari produksi, setelah dikurangi dengan *reserve margin* dan *distribution loss*. Secara lebih lengkap asumsi simulasi dampak ekonomi disajikan pada Tabel A.2.

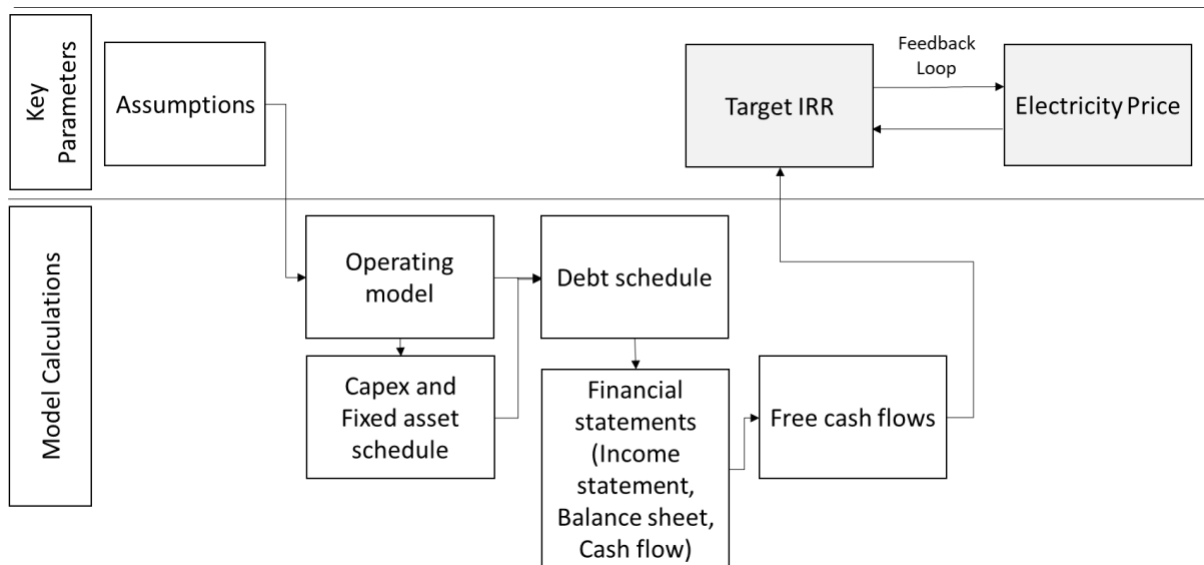
Tabel A.2 Asumsi Perhitungan Dampak Ekonomi

Indikator	Satuan	Angka
Harga keekonomian listrik	Rp/kWh	1,530
Faktor kapasitas	%	90%
Tingkat eskalasi harga tahunan	%	2.76%
Asumsi listrik terjual	%	70%
Kurs	Rp/\$	14,669
Eskalasi kurs tahunan	%	2.50%

Sumber: LPEM FEB UI (2023), dikurasi dari berbagai sumber

Metode Analisis Finansial

Pengumpulan data dilakukan dengan meninjau literatur untuk memahami proses bisnis investasi panas bumi. Tinjauan literatur ini mencakup studi tentang proyek-proyek panas bumi, strategi penetapan harga, regulasi pemerintah, dan penilaian kelayakan keuangan. Selain itu, pengumpulan data sekunder dari berbagai sumber juga dilakukan, termasuk laporan pemerintah dan publikasi industri. Sebagai tambahan, konsultasi dengan berbagai pemangku kepentingan kunci di sektor panas bumi melalui wawancara dan *Focus Group Discussions/FGDs* juga dilakukan untuk memperoleh data dan informasi secara lebih komprehensif. Para pemangku kepentingan ini termasuk ahli industri, pemerintah, investor, dan pengembang proyek. Proses pengumpulan data dengan berbagai pemangku kepentingan dilakukan untuk memastikan bahwa masukan atau asumsi dalam model keuangan bersifat akurat dan netral.



Gambar A.1 Kerangka Berpikir Model Finansial

Sumber: LPEM FEB UI (2023)

Model finansial dalam studi ini dibangun dengan menggunakan pendekatan *capital budgeting* untuk *project finance*. Proses perhitungan dalam model finansial dimulai dari penetapan asumsi-asumsi proyek, yaitu asumsi keuangan, teknis, dan biaya. Dengan asumsi yang telah ditetapkan, model finansial yang telah dibuat menghitung pendapatan maupun biaya dari aktivitas operasi, *debt* dan *fixed asset schedule*, dan kemudian dituangkan ke dalam laporan keuangan.

Tingkat Pengembalian Internal Proyek (*Project Internal Rate of Return/IRR*) adalah metrik utama dalam menilai kelayakan dan daya tarik proyek panas bumi bagi calon investor. Melalui pemodelan keuangan yang disusun pada kajian ini, target nilai IRR proyek ditetapkan sejalan dengan profil risiko sebenarnya dari investasi energi panas bumi. Hal ini menghasilkan pembuatan dua skema penetapan harga yang berbeda:

1. Harga Tetap (*flat price*): Dalam skema ini, perhitungan dilakukan untuk mendapatkan harga tetap yang memastikan proyek mencapai IRR yang ditargetkan.
2. Harga Meningkat (*escalating price*): Skema ini melibatkan mekanisme penetapan harga dinamis yang memungkinkan penyesuaian harga selama siklus proyek untuk mencapai IRR yang diinginkan

Rincian CAPEX per Kapasitas

Tabel berikut menyajikan asumsi *capital expenditures* (CAPEX) untuk setiap kapasitas. Komponen CAPEX terdiri dari CAPEX hulu atau *upstream* dan CAPEX hilir (*downstream*). Pada CAPEX *upstream*, komponen biaya terbesar adalah biaya pengeboran sumur eksplorasi dan sumur produksi. Sementara itu, komponen biaya terbesar untuk CAPEX *downstream* adalah biaya pembangunan *power plant*, yaitu sekitar 70% dari total CAPEX *downstream*.

Kesuksesan pengeboran sumur eksplorasi dan sumur produksi sebesar 50% dan 80% merupakan tingkat risiko yang lazim ditemukan para pengembang.

Tabel A.3 Asumsi *Capital Expenditures*

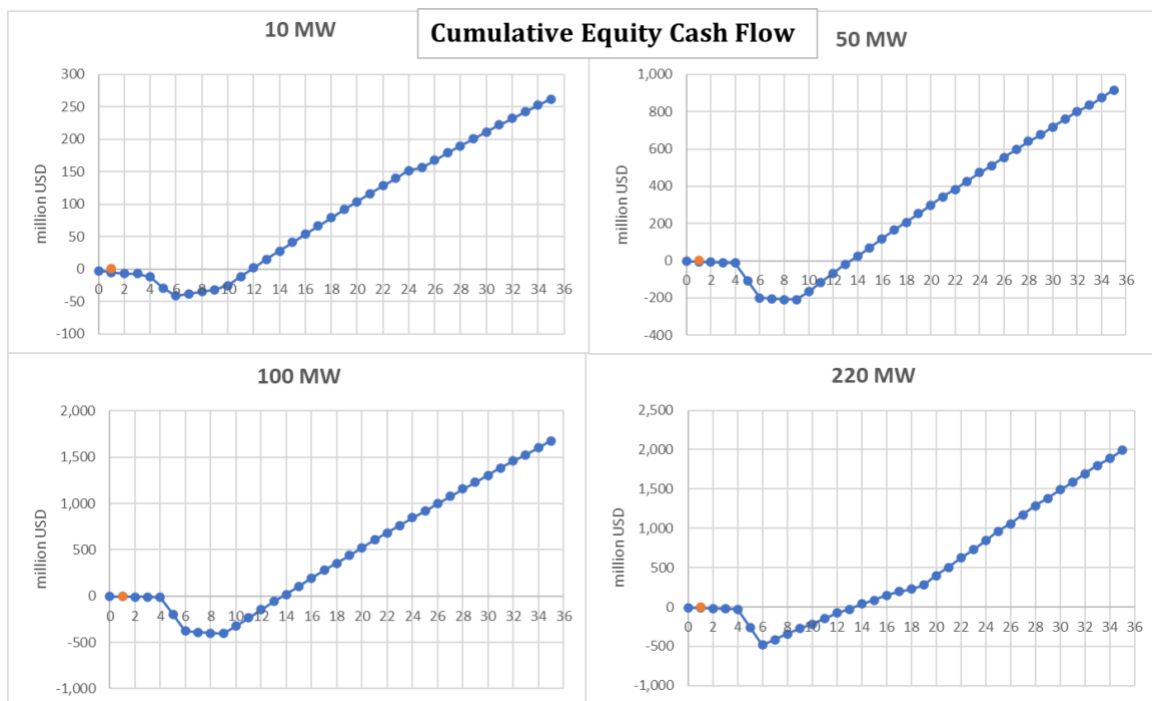
Rincian Komponen <i>Capital Expenditures</i>				
Setiap satuan moneter dinyatakan dalam ribuan USD				
Kapasitas	220 MW	100 MW	50 MW	10 MW
CAPEX--Upstream				
<i>Initial Survey 3G</i>	\$4.000	\$2.000	\$1.500	\$200
<i>Access road, Pad, Land</i>	\$40.000	\$20.000	\$15.000	\$500
<i>Logistic Supports and Facilities</i>	\$2.000	\$1.000	\$500	\$100
<i>Exploration Well Drilling Component:</i>				
<i>Number of well</i>	6 unit	3 unit	3 unit	3 unit
<i>well depth</i>	2500 meter	2500 meter	2500 meter	2500 meter
<i>Success Ratio</i>	50%	50%	50%	50%
<i>Deliverability</i>	8 MW per unit	8 MW per unit	8 MW per unit	8 MW per unit
<i>Drilling cost per unit</i>	\$7.500	\$7.500	\$7.500	\$7.500
<i>Exploration drilling cost (number of well x drilling cost per unit)</i>	\$45.000	\$22.500	\$22.500	\$22.500
<i>FS (NORC, Permits)</i>	\$1.000	\$500	\$500	\$500
<i>Legal Fee - PLN (PPA)</i>	\$500	\$250	\$250	\$250
<i>Total Exploration and Preparation cost</i>	\$92.500	\$46.250	\$40.250	\$24.050
<i>Production well drilling component:</i>				
<i>Number of well</i>	35 unit	17 unit	8 unit	unit
<i>well depth</i>	2000 meter	2000 meter	2000 meter	2000 meter
<i>Success Ratio</i>	80%	80%	80%	80%
<i>Deliverability</i>	8 MW per unit	8 MW per unit	8 MW per unit	8 MW per unit
<i>Drilling cost per unit</i>	\$7.000	\$7.000	\$7.000	\$7.000
<i>Production well drilling cost (number of well x drilling cost per unit)</i>	\$245.000	\$119.000	\$56.000	\$0
<i>Injection brine well drilling component:</i>				
<i>Number of well</i>	8 unit	4 unit	2 unit	1 unit
<i>well depth</i>	1400 meter	1400 meter	1400 meter	1400 meter
<i>Success Ratio</i>	80%	80%	80%	80%
<i>Injection rate per well</i>	450 kg/s	450 kg/s	450 kg/s	450 kg/s
<i>Drilling cost per unit</i>	\$5.000	\$5.000	\$5.000	\$5.000
<i>Injection brine well drilling cost (number of well x drilling cost per unit)</i>	\$37.500	\$20.000	\$10.000	\$5.000
<i>Total Development Drilling and Well Testing</i>	\$282.500	\$139.000	\$66.000	\$5.000
Kapasitas	220 MW	100 MW	50 MW	10 MW
CAPEX--Downstream				
<i>Steam Field Facilities cost component:</i>				
<i>SAGS (Piping + Production Facilities)</i>	\$154.000	\$90.750	\$46.750	\$1.350

<i>Pre-Production cost (Permit Land, etc)</i>	\$2.000	\$1.000	\$500	\$100
<i>Commissioning</i>	\$2.000	\$1.000	\$500	\$100
Total Steam Field Development Cost	\$158.000	\$92.750	\$47.750	\$1.550
<i>Power Generation Facilities</i>				
<i>Power Plant Cost (condensing turbine)</i>	\$330.000	\$220.000	\$110.000	\$24.000
Total Power Generation Facilities Cost	\$330.000	\$220.000	\$110.000	\$24.000
<i>Value Added Tax on downstream CAPEX</i>	\$53.680	\$34.403	\$17.353	\$2.811
Total Capital Expenditure (CAPEX)	\$916.680	\$532.403	\$281.353	\$57.411

Sumber: LPEM FEB UI (2023), dikurasi dari berbagai sumber

Keluaran Lainnya dari Model Finansial

Gambar berikut merepresentasikan arus kas kumulatif dari investasi proyek panas bumi sesuai dengan harga keekonomian. Terlihat bahwa arus kas kumulatif setelah membayar utang dan bunga (*cumulative equity cash flow*) bernilai negatif dalam waktu sekitar 12-14 tahun. *Payback period* cukup bervariasi dalam setiap kapasitas, dengan *payback period* tersingkat yaitu sebesar 12 tahun pada kapasitas pembangkit 12 MW.



Gambar A.2 Arus Kas Ekuitas Kumulatif

Sumber: Hasil perhitungan LPEM FEB UI (2023)