

INDEF POLICY BRIEF No. 4/2023

MASA DEPAN PANAS BUMI DI INDONESIA

Mei 2023

Mirah Midadan¹, Aldila Rizkiana², Rosaline Anggita Elsa Saragih³, Dradjad H. Wibowo⁴, Tauhid Ahmad⁵¹ Peneliti Center of Food, Energy and Sustainable Development, Institute for Development of Economics and Finance (INDEF)² Dosen Institut Teknologi Bandung³ Asisten Peneliti Institute for Development of Economics and Finance (INDEF)⁴ Ekonom Senior Institute for Development of Economics and Finance (INDEF)⁵ Direktur Eksekutif Institute for Development of Economics and Finance (INDEF)**RANGKUMAN EKSEKUTIF**

Energi panas bumi Indonesia sangat potensial dan menjanjikan untuk dikembangkan. Dengan potensi cadangan terbesar kedua dunia, sangat disayangkan jika negara ini tidak mampu mengeksplorasi industri panas bumi. Pemanfaatannya sebagai sumber tenaga listrik sampai saat ini masih terkendala dengan skema bisnis eksisting. Padahal, jika panas bumi mampu dielaborasi optimal maka akan berperan besar terhadap target capaian bauran energi nasional dan Net Zero Emission 2060 atau lebih cepat. Walaupun banyak masalah teknis dan ekonomis yang memperlambat pengembangan energi panas bumi di Indonesia, namun beberapa hal tersebut dapat dikendalikan dengan strong political will melalui berbagai kebijakan yang pro terhadap pengembangan energi panas bumi.

Beberapa masukan kebijakan dari kajian ini antara lain: (i) diberikannya insentif fiskal dan non-fiskal, khususnya pada upstream project panas bumi; (ii) revisi Peraturan Presiden Nomor 112/2022 terkait Harga Patokan Tertinggi Pembelian Tenaga Listrik PLTP; (iii) kepastian bagi para pengembang panas bumi untuk Penandatanganan Perjanjian Jual Beli Listrik; (iv) akselerasi implementasi Government Drilling program; (v) realisasi pelaksanaan kebijakan perdagangan karbon dalam Peraturan Presiden Nomor 98 Tahun 2021; and (vi) percepatan sinkronisasi acuan kebijakan energi secara umum yang mengikuti kondisi terkini, khususnya peran regulasi panas bumi untuk mendukung upaya transisi energi.

PENDAHULUAN

Berdasarkan Statistik PLN dalam 1 (satu) dekade terakhir, tren rata-rata pertumbuhan permintaan dan produksi listrik mengalami peningkatan. Namun, perlu digaris bawahi bahwa kondisi ideal antara pertumbuhan permintaan listrik harus diimbangi dengan peningkatan produksinya untuk menghindari kondisi *outage*. Rata-rata pertumbuhan permintaan listrik meningkat 5,05% per tahun (periode 2011-2021), sementara pertumbuhan produksi hanya meningkat 4,81%. Artinya, terdapat selisih sebesar 0,24% yang membutuhkan strategi mitigasi agar kondisi *outage* dapat dihindari.

Oleh karena itu, strategi pengembangan kapasitas pembangkit diperlukan untuk memastikan pertumbuhan permintaan tenaga listrik dapat terlayani. Hal tersebut, setidaknya, tertuang dalam dokumen Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PT PLN 2021-2030 dan Rencana Umum Energi Nasional (RUEN) 2015-2050. Kedua dokumen tersebut telah memproyeksikan pengembangan kapasitas pembangkit baik yang bersumber dari fosil maupun energi terbarukan.

Dari sekian banyak jenis potensi energi terbarukan yang dimiliki Indonesia, potensi panas bumi tidak dapat dipandang sebelah mata. Pembangkit panas bumi akan berperan penting pada pencapaian target bauran energi terbarukan sebesar 23% di tahun 2025 dan 31% di tahun 2050. Tidak terkecuali untuk mencapai target *Net Zero Emission* (NZE) 2060 atau lebih cepat. Hal ini dikarenakan potensi panas bumi Indonesia sebesar 24 GW, yang mana juga menjadi potensi kedua terbesar dunia setelah Amerika Serikat. Namun, Indonesia baru memanfaatkan energi panas bumi sebesar 2,3 GW. Pembangkit panas bumi (PLTP) memiliki karakteristik sebagai pembangkit yang dapat menggantikan pembangkit berbasis fosil dikarenakan beberapa hal.

Pertama, panas bumi merupakan energi terbarukan dengan emisi karbon rendah. Selain itu, produksi energi yang stabil sehingga dapat digunakan sebagai *baseload*; tidak seperti sumber energi terbarukan lainnya yang tidak memiliki karakteristik tersebut. Hal terpenting adalah ketika Indonesia telah berkomitmen membangun PLTP secara masif maka di dalam operasionalnya tidak akan dipengaruhi risiko volatilitas harga bahan bakar dunia sehingga dapat menghemat anggaran negara untuk subsidi energi.

Namun, pengembangan PLTP memiliki kendala besar pada sisi pendanaan investasi mengingat tingginya risiko eksplorasi yang ditimbulkan. *Geothermal Handbook* 2012 memperkirakan kebutuhan investasi untuk unit PLTP pada kisaran USD2,8-5,5 juta/MW dengan proporsi terbesar pada tahap konstruksi (38%) dan *drilling* (35%). Tingginya risiko kegagalan pada fase *drilling* (termasuk di dalamnya *pre-survey*, eksplorasi, dan *drilling-test*) membuat para pengembang mengalami keterbatasan akses mendapatkan bantuan pendanaan dari lembaga keuangan. Berdasarkan situasi di atas maka penjelasan berikut bertujuan untuk mengurai masa depan investasi panas bumi di Indonesia beserta tantangan yang dihadapi serta kebijakan pengembangan energi panas bumi.

METODOLOGI

Kajian ini akan menggunakan pendekatan *mix methods* yang mencakup pendekatan kuantitatif dan kualitatif. Kualitatif dilakukan dengan kelompok diskusi terfokus (*focus group discussion*), studi literatur, dan *in-depth interview* terhadap pihak-pihak terkait. Pendekatan kuantitatif dilakukan dengan menguraikan skenario perhitungan skema tekno ekonomi dari panas bumi menggunakan metodologi *Low Emissions Analysis Platform* (LEAP). LEAP berusaha menganalisis permintaan listrik, transformasi listrik, dan sumber daya yang tersedia. Analisis permintaan listrik adalah pendekatan yang dilakukan berdasarkan pengguna akhir untuk memodelkan kebutuhan konsumen energi listrik di suatu wilayah tertentu. Sementara analisa transformasi listrik merupakan analisis terkait proses

perubahan pembangkit dan distribusi listrik dari titik pembangkitan ke titik penggunaan. Analisis transformasi listrik pada model LEAP menyimulasikan pasokan listrik untuk memenuhi permintaan berdasarkan parameter input. Terakhir, analisis sumber daya merupakan analisis yang dilakukan terkait ketersediaan sumber daya primer, termasuk ketersediaan bahan baku fosil dan sumber daya terbarukan.

REGULASI PENGEMBANGAN PANAS BUMI INDONESIA

Dari sisi regulasi, skema perusahaan panas bumi sudah dilindungi Undang-Undang Nomor 31/2007 tentang Energi dan Undang-Undang Nomor 21/2014 tentang Panas Bumi; beserta aturan turunannya dalam bentuk Peraturan Pemerintah dan Peraturan Presiden (Perpres). Bahkan, untuk percepatan pengembangan energi terbarukan dalam memenuhi penyediaan tenaga listrik telah dikeluarkan Peraturan Presiden Nomor 112/2022. Perpres tersebut, salah satunya, mengatur Harga Patokan Tertinggi (HPT) pembelian tenaga listrik dan tenaga uap panas bumi yang nilainya tergantung wilayah dan kapasitas pembangkit.

Aturan HPT tersebut diharapkan dapat memberikan udara segar bagi para pengembang PLTP, karena masalah utama mengakselerasi pembangkit dan industri panas bumi (selain investasi) adalah adanya komitmen *price affordability* yang dijaga oleh PT PLN sebagai satu-satunya *off-taker* serta skema tarif yang tersedia saat ini. PT PLN harus menyalurkan listrik ke konsumen akhir dengan harga terjangkau, namun hal tersebut cukup menyulitkan pihak pengembang karena banyaknya variabel dalam pembangkitan panas bumi menyebabkan harga jualnya berada di atas rata-rata Biaya Pokok Penjualan (BPP) listrik nasional saat ini. Namun, perlu ditekankan bahwa BPP yang terbentuk saat ini masih didominasi oleh pembangkit fosil. Sehingga, menjadi sulit bagi pembangkit energi terbarukan untuk bersaing.

ANALISA TARIF DAN INVESTASI PEMBANGKIT PANAS BUMI INDONESIA

Berdasarkan data yang diolah, rata-rata tarif proyek pembangkit panas bumi di Indonesia saat ini pada kisaran USD6,5-11,6 cent/kWh (lihat Tabel 1). Dengan HPT yang telah ditetapkan dalam Perpres 112/2022 (lihat Gambar 1), maka beberapa tarif PLTP saat ini masih melebihi HPT yang telah diatur (lihat Tabel 2). Artinya, PLTP tersebut tidak mencapai titik nilai keekonomiannya.

Tabel 1. Tarif Proyek Panas Bumi di Indonesia Saat Ini

Lokasi	Commercial Operation Date	Kapasitas (MW)	USD cent/kWh
Muara Laboh	2017/18	220	9,4
Sarulla 1	2017/18	330	6,79
Rajabasa	2020/21	220	9,5
Rantau Dedap	2019	220	8,86
Blawan Ijen	2019	110	8,58
Atadei	2016	5	9,5

Lokasi	Commercial Operation Date	Kapasitas (MW)	USD cent/kWh
Ungaran	2019	55	8,09
Sorik Marapi	2019/20	240	8,1
Suoh Sekincau	2020/21	220	6,9
Cisolok Cisukarame	2019	50	Rp630
Jaboi	2019	10	Rp1.705
Tangkuban Perahu	2019	110	Rp533,6
Jailolo	2017	10	Rp1.727
Sokoria	2017/19	5	Rp1.250
Rawa Dano	2019	110	8,39
Tampomas	2019	45	6,5
Batu Raden	2018/19	110	9,47
Ngebel/Wilis	2019/20	165	7,55
Ciremai	2019	110	9,7
Guci	2019	55	9,09
Hu'uh Daha	2021	20	9,65
Seulawah Agam	2018	110	6,9
Karaha Unit 1	2018	30	8,6
Kamojang 5	2015	35	9,4
Lumut Balai	2018	55	11,6

Sumber: Berbagai sumber, diolah

Gambar 2. Harga Patokan Tertinggi Pembelian Tenaga Listrik dan Tenaga Uap Panas Bumi

Tahun	Wilayah	Faktor Lokasi (F)	Tenaga Listrik (cent USD/kWh)				Tenaga Uap Panas Bumi Setara Listrik (cent USD/kWh)			
			Kapasitas				Kapasitas			
			s.d. 10 MW	>10 MW s.d. 50 MW	>50 MW s.d. 100 MW	>100 MW	s.d. 10 MW	>10 MW s.d. 50 MW	>50 MW s.d. 100 MW	>100 MW
Tahun ke-1 s.d. 10	Jawa, Madura, Bali	1.00	9.76	9.41	8.64	7.65	6.60	6.25	5.48	4.48
	-Pulau Kecil	1.10	10.74	10.35	9.50	8.42	7.26	6.88	6.03	4.93
	Sumatera	1.10	10.74	10.35	9.50	8.42	7.26	6.88	6.03	4.93
	-Kepulauan Riau	1.20	11.71	11.29	10.37	9.18	7.92	7.50	6.58	5.38
	-Mentawai	1.20	11.71	11.29	10.37	9.18	7.92	7.50	6.58	5.38
	-Bangka Belitung	1.10	10.74	10.35	9.50	8.42	7.26	6.88	6.03	4.93
	-Pulau Kecil	1.15	11.22	10.82	9.94	8.80	7.59	7.19	6.30	5.15
	Kalimantan	1.10	10.74	10.35	9.50	8.42	7.26	6.88	6.03	4.93
	-Pulau Kecil	1.15	11.22	10.82	9.94	8.80	7.59	7.19	6.30	5.15
	Sulawesi	1.10	10.74	10.35	9.50	8.42	7.26	6.88	6.03	4.93
	-Pulau Kecil	1.15	11.22	10.82	9.94	8.80	7.59	7.19	6.30	5.15
	Nusa Tenggara	1.20	11.71	11.29	10.37	9.18	7.92	7.50	6.58	5.38
	-Pulau Kecil	1.25	12.20	11.76	10.80	9.56	8.25	7.81	6.85	5.60
	Maluku Utara	1.25	12.20	11.76	10.80	9.56	8.25	7.81	6.85	5.60
	-Pulau Kecil	1.30	12.69	12.23	11.23	9.95	8.58	8.13	7.12	5.82
	Maluku	1.25	12.20	11.76	10.80	9.56	8.25	7.81	6.85	5.60
	-Pulau Kecil	1.30	12.69	12.23	11.23	9.95	8.58	8.13	7.12	5.82
	Papua Barat	1.50	14.64	14.12	12.96	11.48	9.90	9.38	8.22	6.72
	Papua	1.50	14.64	14.12	12.96	11.48	9.90	9.38	8.22	6.72
	Tahun ke-11 s.d. 30			8.30	8.00	7.35	6.50	5.60	5.31	4.65

Sumber: Perpres 112 Tahun 2022, diolah

Tabel 2. Perbandingan Tarif PLTP dengan Harga Patokan Tertinggi

Lokasi	Commercial Operation Date	Kapasitas (MW)	Cent USD/kWh	HPT (Cent USD/kWh)
Muara Laboh	2017/18	220	9,4	8,42
Sarulla 1	2017/18	330	6,79	8,42
Rajabasa	2020/21	220	9,5	8,42
Rantau Dedap	2019	220	8,86	8,42
Blawan Ijen	2019	110	8,58	7,65
Atadei	2016	5	9,5	11,71
Ungaran	2019	55	8,09	7,65
Sorik Marapi	2019/20	240	8,1	8,42
Suoh Sekincau	2020/21	220	6,9	8,42
Cisolok Cisukarame	2019	50	Rp630	9,41
Jaboi	2019	10	Rp1.705	10,74
Tangkuban Perahu	2019	110	Rp533,6	7,65
Jailolo	2017	10	Rp1.727	12,20
Sokoria	2017/19	5	Rp1.250	11,71
Rawa Dano	2019	110	8,39	7,65
Tampomas	2019	45	6,5	9,41
Batu Raden	2018/19	110	9,47	7,65
Ngebel/Wilis	2019/20	165	7,55	7,65
Ciremai	2019	110	9,7	7,65
Guci	2019	55	9,09	8,64
Hu'uh Daha	2021	20	9,65	11,29
Seulawah Agam	2018	110	6,9	8,42
Karaha Unit 1	2018	30	8,6	9,41
Kamojang 5	2015	35	9,4	9,41
Lumut Balai	2018	55	11,6	9,50

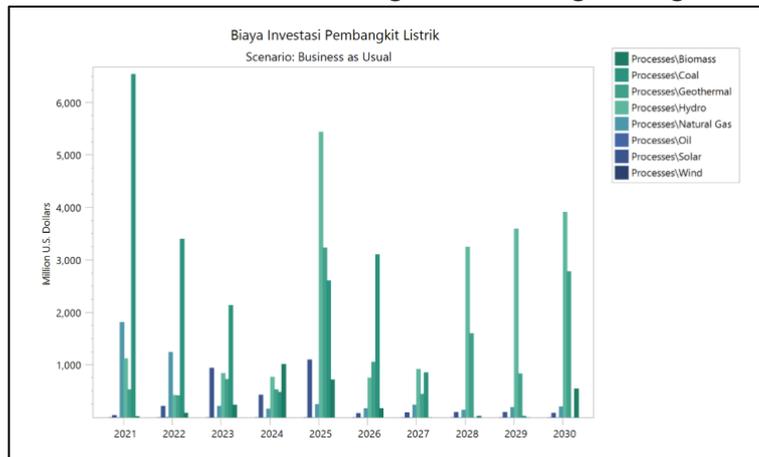
Sumber: INDEF (2023)

INDEF melakukan analisa tekno-ekonomi pembangkit panas bumi dan energi terbarukan lainnya dengan pendekatan LEAP dan menggunakan 2 (dua) skenario. Skenario pertama, mengacu pada *Business as Usual* (BaU) sebagaimana dirancang dalam RUPTL PT PLN 2021-2030. Sementara skenario kedua merupakan Optimasi *Geothermal* dan Energi Terbarukan (OGE) yang mengacu pada RUEN 2015-2050.

Hasilnya, untuk membangun pembangkit listrik (fosil dan energi terbarukan) membutuhkan investasi sebesar USD 6,31 miliar/tahun berdasarkan skenario BaU (lihat Gambar 3); dan investasi sebesar USD17,19 miliar/tahun berdasarkan skenario OGE (lihat Gambar 4). Kebutuhan investasi dengan skenario OGE terlihat hampir 3x (tiga kali) lipat lebih besar dari BaU, salah satunya dikarenakan

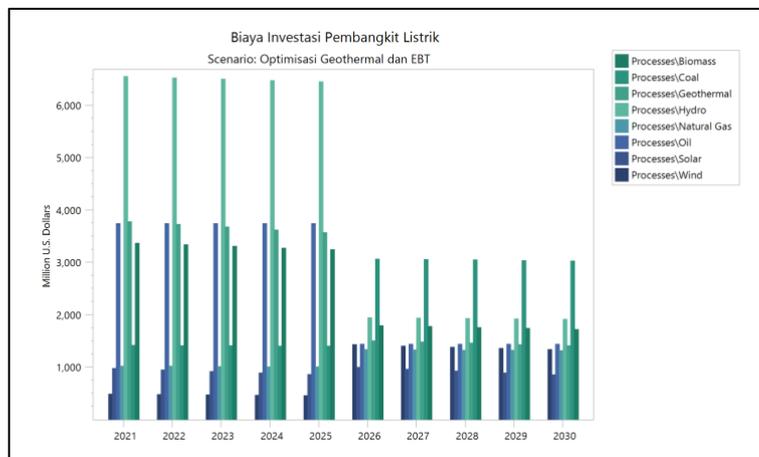
rendahnya proyeksi permintaan listrik akibat dampak pandemi Covid-19 yang telah tertuang dalam RUPTL 2021-2030. Sehingga, dokumen RUEN seharusnya diperbaharui agar tetap relevan dengan kondisi terkini. Terlebih karena adanya target NZE yang perlu disesuaikan.

Gambar 3. Kebutuhan Investasi Pembangunan Pembangkit dengan Skenario BaU



Sumber: INDEF (2023)

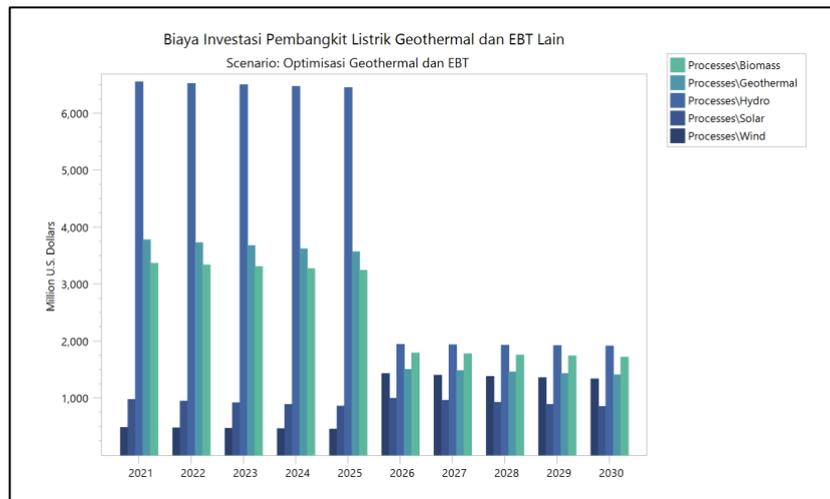
Gambar 4. Kebutuhan Investasi Pembangunan Pembangkit dengan Skenario OGE



Sumber: INDEF (2023)

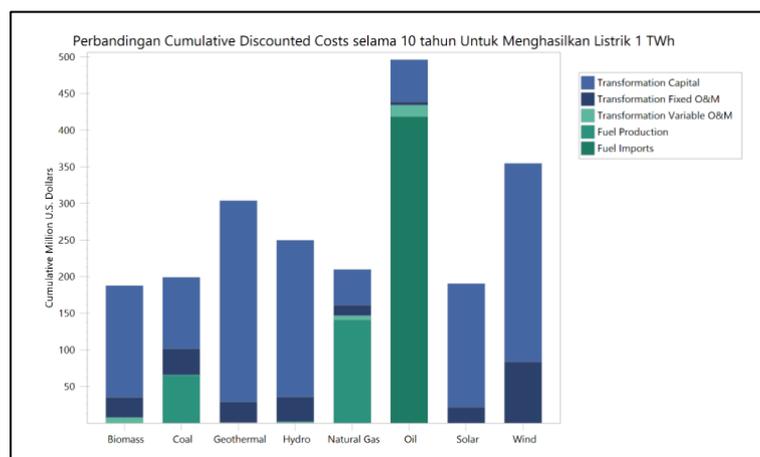
Sementara itu, berdasarkan skenario OGE, dibutuhkan investasi sebesar USD11,19 miliar/tahun untuk membangun pembangkit panas bumi dan energi terbarukan lainnya (lihat Gambar 5). Jika dielaborasi lebih lanjut, untuk membangun pembangkit panas bumi membutuhkan nilai investasi yang lebih besar dibandingkan pembangkit energi terbarukan lainnya (lihat Gambar 6).

Gambar 5. Kebutuhan Investasi Pembangunan Pembangkit Panas Bumi dan Energi Terbarukan Lainnya dengan Skenario OGE



Sumber: INDEF (2023)

Gambar 6. Proporsi Kebutuhan Investasi Pembangunan Pembangkit Panas Bumi Dibandingkan Energi Terbarukan Lainnya dengan Skenario OGE



Sumber: INDEF (2023)

Namun demikian, biaya operasional PLTP merupakan yang terendah dibandingkan pembangkit energi terbarukan lainnya. Sehingga, tidak ada alasan untuk mengembangkan dan menggunakan pembangkit panas bumi sebagai upaya memenuhi kebutuhan listrik nasional jangka panjang.

KESERiusAN PEMERINTAH MENGINTERVENSI INDUSTRI PANAS BUMI

Pemerintah mulai melakukan intervensi melalui program *Government Drilling* yang diharapkan mampu meringankan risiko pada hulu pembangkit panas bumi. Pemerintah bekerja sama dengan PT Sarana Multi Infrastruktur menggunakan dana bantuan dari World Bank. Selain itu, sektor panas bumi juga dapat dimanfaatkan secara langsung yang umumnya dilakukan untuk pengolahan di sektor agrikultur, maupun pemanfaatan menjadi sarana rekreasi edukatif dan wisata permandian air panas. Namun, *political will* pemerintah untuk mengembangkan industri panas bumi masih lemah. Jika dibandingkan dengan intervensi pemerintah terhadap pengembangan energi *biodiesel*, keseriusan pemerintah terlihat dari penetapan *Domestic Market Obligation* (DMO) turunan kelapa sawit. Kebijakan mandatori tersebut diberlakukan untuk terus menjaga keberlangsungan dan pengembangan program B30. Namun, jika pengembangan program dikembangkan menjadi B40 hingga B100, maka harga *biodiesel* akan meningkat hingga 3x (tiga kali) lipat lebih besar dari harga bensin atau diesel berbasis fosil (CNBC Indonesia, 2021). Sehingga, (seharusnya) produk tersebut tidak akan kompetitif di pasar. Oleh karenanya, pemerintah telah menyiapkan insentif atau subsidi *biodiesel* yang berasal dari iuran ekspor *Crude Palm Oil*.

CARBON TRADE: SOLUSI PENGEMBANGAN ENERGI TERBARUKAN

Perdagangan karbon (*carbon trade*) juga dikenal sebagai perdagangan emisi atau *cap-and-trade*, adalah sistem di mana perusahaan diharuskan membeli izin untuk emisi gas rumah kaca yang dihasilkan (Stavins, 2008). Dengan menetapkan harga pada emisi karbon, perdagangan karbon mendorong perusahaan untuk mengurangi emisi yang dihasilkan dan berinvestasi dalam alternatif yang lebih bersih (Tietenberg, 2006). Pendapatan yang dihasilkan dari penjualan izin karbon kemudian dapat digunakan oleh pemerintah untuk mendanai proyek energi terbarukan dan inisiatif hijau lainnya (Fankhauser *et al.*, 2012). Dengan skema perdagangan karbon, diharapkan pengembangan infrastruktur pembangkit panas bumi dan energi terbarukan lainnya menjadi lebih layak dan menarik bagi investor.

Kebijakan perdagangan karbon akan mendorong kerja sama internasional dalam mengatasi isu perubahan iklim dan inisiatif pengembangan energi terbarukan. Namun, perdagangan karbon tidak dapat berdiri sendiri, karena langkah-langkah kebijakan lain seperti subsidi energi terbarukan, standar efisiensi energi, dan investasi publik dalam penelitian energi bersih dan infrastruktur, juga diperlukan untuk mengatasi tantangan yang dihadapi sektor energi terbarukan (Del Río & Bleda, 2012).

Meskipun perdagangan karbon bukan solusi langsung untuk pengembangan energi terbarukan, namun perdagangan karbon memainkan peran penting dalam mempromosikan transisi ke sumber energi yang lebih bersih. Dengan menetapkan harga emisi karbon, mendorong inovasi, dan memfasilitasi investasi dalam energi terbarukan, perdagangan karbon berkontribusi pada masa depan energi yang lebih berkelanjutan. Penelitian lebih lanjut diperlukan untuk mengeksplorasi efek jangka panjang perdagangan karbon pada pengembangan energi terbarukan dan untuk mengidentifikasi kombinasi kebijakan yang paling efektif untuk mempercepat transisi global menuju ekonomi rendah karbon.

REKOMENDASI KEBIJAKAN

Pengembangan energi panas bumi di Indonesia membutuhkan *strong political will*. Dukungan kebijakan fiskal dan non-fiskal, khususnya di sisi hulu yang memiliki tingkat risiko dengan potensi kegagalan besar, sangat diperlukan bagi pelaku terkait. Keseriusan *political will* yang telah terjadi di sektor migas maupun tambang telah terbukti mampu mengakselerasi perkembangan industri sektor tersebut.

1. Perpres 112/2022 yang mengatur Harga Patokan Tertinggi Pembelian Tenaga Listrik PLTP perlu direvisi agar formula yang ditetapkan dapat sesuai dengan struktur harga dan mencapai nilai keekonomian, khususnya untuk pembangkit panas bumi.
2. Pemerintah harus hadir untuk memberikan kepastian pembelian (PJBL) dan tata waktu yang jelas sehingga memunculkan kepastian bisnis dan kepercayaan bagi para pengembang pembangkit panas bumi.
3. Dibutuhkan akselerasi implementasi program “*Government Drilling*” yang diharapkan mampu meringankan beban risiko di sisi hulu pembangkit panas bumi.
4. Kebijakan perdagangan karbon (*carbon trade*) mampu menjadi salah satu solusi dari sisi pendanaan pengembangan energi terbarukan, khususnya di sektor ketenagalistrikan. Peraturan Presiden Nomor 98 Tahun 2021 telah menjadi payung hukum pelaksanaan perdagangan karbon di Indonesia namun hingga saat ini belum terlihat realisasi pelaksanaannya.
5. Diperlukan percepatan sinkronisasi acuan kebijakan energi secara umum yang mengikuti kondisi terkini, khususnya peran regulasi panas bumi untuk mendukung upaya transisi energi.

DAFTAR PUSTAKA

- CNBC Indonesia. (2021, 5 Mei). Berat! Ini Sederet Kendala RI Menuju B100. Diakses pada 1 April 2023, dari <https://www.cnbcindonesia.com/news/20210505094958-4-243281/berat-ini-sederet-kendala-ri-menuju-b100>
- Del Río, P., & Bleda, M. (2012). Membandingkan efek inovasi dari skema dukungan untuk teknologi listrik terbarukan: Pendekatan fungsi inovasi. *Energy Policy*, 50, 272-282

- Fankhauser, S., Hepburn, C., & Park, J. (2012). Menggabungkan beberapa instrumen kebijakan iklim: Cara yang tidak seharusnya dilakukan. *Climate Change Economics*, 3(3), 1250016
- Stavins, R. N. (2008). A meaningful global climate agreement: Is there a role for a cap-and-trade system? Policy Brief, Harvard Project on International Climate Agreements
- Tietenberg, T. (2006). Emissions trading: principles and practice. Resources for the Future