

INTERNALISASI BIAYA EKSTERNAL SERTA ANALISIS KEBIJAKAN PENGEMBANGAN ENERGI PANAS BUMI SEBAGAI ENERGI ALTERNATIF

Bahroin Idris Tampubolon,^{1*} Akhmad Fauzi,² Meti Ekayani²

¹Program Studi Ekonomi Sumberdaya dan Lingkungan, Sekolah Pascasarjana IPB, Bogor 16680

*Email : bahroini07@gmail.com

²Departemen Ekonomi Sumberdaya dan Lingkungan, Fakultas Ekonomi dan Manajemen
Institut Pertanian Bogor (IPB), Bogor 16680

RINGKASAN

Kebutuhan akan energi khususnya listrik di Indonesia diperkirakan akan meningkat setiap tahunnya. *Supply* untuk energi listrik tersebut mayoritas bersumber dari pembangkit listrik berbahan baku fosil (batubara, diesel, dan gas). Ketergantungan akan energi fosil akan menjadi permasalahan karena cadangan bahan baku yang dimiliki sangat terbatas jumlahnya dan akan habis dalam jangka waktu tertentu serta menghasilkan emisi/dampak negatif bagi lingkungan. Ancaman kelangkaan energi fosil akan berimplikasi pada peningkatan harga energi itu sendiri. Di sisi lain Indonesia memiliki potensi yang besar dalam energi terbarukan seperti panas bumi, namun sampai saat ini tingkat pemanfaatannya masih sangat kecil. Perlu adanya suatu kebijakan yang memperhitungkan berbagai aspek seperti ekonomi, sosial dan lingkungan dalam rangka mengembangkan energi listrik untuk pemenuhan kebutuhan dimasa mendatang. Hasil perhitungan untuk analisis kebijakan yang dilakukan menghasilkan kesimpulan pembangkit yang memiliki nilai tertinggi untuk memenuhi kriteria ekonomi, sosial, dan lingkungan adalah jenis pembangkit listrik tenaga panas bumi. Panas bumi memiliki keunggulan dari sisi ketersediaan bahan baku, penyerapan tenaga kerja, dan rendahnya tingkat emisi per *output* listrik yang dihasilkan jika dibandingkan dengan pembangkit listrik yang lainnya.

Kata kunci: internalisasi, fosil, panas bumi, ekonomi, sosial, lingkungan

PERNYATAAN KUNCI

- ◆ Ketersediaan bahan baku energi fosil di Indonesia diprediksi akan habis dengan asumsi tidak ditemukan cadangan yang baru dan tingkat produksi konstan
- ◆ Kenaikan harga bahan bakar minyak yang sulit untuk dihindari karena jika barang langka atau terbatas maka pasar akan merespon dengan menaikkan harga barang tersebut.
- ◆ Penggunaan bahan bakar fosil menyumbang emisi gas rumah kaca terbesar di dunia
- ◆ Rasio pemanfaatan untuk energi terbarukan seperti panas bumi masih sangat kecil yaitu 4.17 persen dari potensi yang dimiliki.
- ◆ Produksi listrik bergantung pada energi diesel,

batubara dan belum adanya internalisasi biaya eksternalitas dalam fungsi produksi.

- ◆ Diperlukan kebijakan untuk mendorong pengembangan pembangkit listrik panas bumi sebagai energi alternatif dari pembangkit listrik diesel dan batubara.

REKOMENDASI KEBIJAKAN

- ◆ Perlunya perhitungan mengenai biaya-biaya eksternal yang timbul dari kegiatan pembangkitan listrik baik untuk Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD), Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) maupun Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (PLTP).
- ◆ Sampai saat ini, biaya produksi untuk listrik di Indonesia belum memasukkan biaya eksternal dalam fungsi produksinya, sehingga diperlukan kebijakan yang mendorong penerapan internalisasi biaya eksternal agar tercipta pembangunan yang berkelanjutan.
- ◆ Kebijakan *Feed In Tariff* oleh pemerintah untuk pembangkit listrik yang bersumber dari energi terbarukan perlu ditingkatkan agar menjadi stimulan dalam pengembangan listrik ramah lingkungan.

I. PENDAHULUAN

Menurut Badan Pengkajian dan Penerapan Teknologi (BPPT) dalam *Outlook Energy Indonesia 2013* memperkirakan kebutuhan energi listrik di Indonesia pada tahun 2030 akan meningkat secara signifikan atau akan mencapai lima kali lipat dibandingkan tahun 2011 dengan

tingkat pertumbuhan sebesar 8.4% per tahunnya. *Supply* yang disediakan oleh Perusahaan Listrik Negara (PLN) untuk tenaga energi listrik nasional adalah sebesar 90 persen yang berasal dari pembangkit listrik berbahan baku fosil (PLN, 2012). Ketersediaan bahan baku energi fosil di Indonesia diprediksi akan habis, misalnya untuk minyak bumi diperkirakan sekitar 23 tahun kedepan, sementara batubara sekitar 83 tahun, dan gas bumi 55 tahun mendatang dengan asumsi tidak ditemukan cadangan yang baru dan tingkat produksi konstan (Bappenas 2012). Konsekuensi lain dari penggunaan energi fosil seperti batubara dan diesel adalah memberikan dampak negatif pada lingkungan yang cukup signifikan yaitu berupa emisi karbon dioksida (CO₂) sebesar 57 persen (IPCC, 2007).

Keterbatasan-keterbatasan yang dimiliki energi fosil memaksa untuk mencari alternatif sumber energi lain (non-fosil) untuk mencukupi kebutuhan energi listrik dimasa yang akan datang. Potensi energi non-fosil / terbarukan di Indonesia amat besar, namun rata-rata ratio pemanfaatan energi tersebut masih sangat kecil yaitu dibawah sepuluh persen dari potensi yang dimilikinya (Bappenas 2012). Salah satu energi non fosil yang berpotensi besar untuk dimanfaatkan adalah panas bumi.

Panas bumi adalah sumber energi yang berasal dari panas alamiah dari dalam bumi, atau transfer panas dari suatu tempat dalam kerak bumi (sumber panas) menuju ke permukaan bumi (PSDG, 2014). Panas bumi sebagai energi dengan tingkat emisi yang rendah, mempunyai potensi sumberdaya yang besar dan terbarukan sangat berpeluang menjadi sumber energi alternatif tenaga listrik di masa yang akan datang menggantikan energi fosil.

II. SITUASI TERKINI

Panas Bumi merupakan salah satu sumber energi terbarukan, berkelanjutan, dan dapat diandalkan dalam waktu cukup yang lama (Kagel, 2006). Potensi yang besar dan sumberdaya yang terbarukan yang dimiliki oleh panas bumi mempunyai potensi untuk dikembangkan dalam skala yang lebih besar. Perkembangan pemanfaatannya di Indonesia relatif lambat jika dibandingkan dengan Filipina. Pemanfaatan di Filipina dilakukan sejak tahun 1979 dan telah mencapai 48 titik panas bumi yang aktif beroperasi dengan kapasitas daya yang dihasilkan sebesar 1,840.9 MW pada tahun 2011. Indonesia memulai pemanfaatan panas bumi pada tahun 1978 dan sampai tahun 2011 hanya mencapai 23 titik yang aktif beroperasi dengan total kapasitas daya yang dihasilkan sebesar 1,134 MW (DiPippo, 2012).

Dalam memproduksi listrik, masing-masing pembangkit umumnya memerlukan biaya produksi yang terdiri atas biaya investasi, tenaga kerja, bahan baku, perawatan, dan biaya lain-lain. Biaya-biaya tersebut dapat digolongkan kedalam biaya privat (*private cost*) dikarenakan belum memasukkan biaya eksternalitas. Biaya eksternalitas ini timbul dan menjadi tanggungan pihak lain diluar perusahaan/badan yang memproduksi listrik. Biaya eksternalitas yang timbul dari pembangkitan listrik dapat dihitung melalui biaya kerugian akibat terjadinya perubahan kualitas lingkungan sekitar seperti; (1) perubahan kualitas air yang menyebabkan perubahan produksi, dan (2) biaya kesehatan yang timbul akibat perubahan kualitas udara.

Biaya eksternalitas untuk pembangkit listrik panas bumi dapat dihitung dengan menggunakan *metode effect on production* sementara untuk PLTD

dan PLTU digunakan metode *benefit transfer*. Metode *benefit transfer* digunakan karena untuk mengadopsi besaran nilai kerugian akibat kerusakan dari pembangkit listrik fosil yang telah dilakukan penelitian sebelumnya. *Effect on production* ditinjau dari sisi produksi perikanan tambak yang mengalami perubahan produksi akibat terdapat perubahan kualitas air. Jumlah responden yang digunakan dalam kajian ini adalah sebesar 71 responden yang merupakan petani pembudidaya ikan air deras. Nilai kerugian akibat perubahan tingkat produksi tambak ikan dibandingkan dengan tingkat produksi listrik yang dihasilkan oleh PLTP. PLTP menghasilkan listrik sebesar 990 226 667 KWh dalam tahun 2014 (PLN, 2015). Pada Tabel 1 dijelaskan terkait dengan hasil perhitungan dari kerugian responden pembudidaya ikan air deras akibat adanya perubahan kualitas air. Hasil yang didapatkan adalah total kerugian responden sebesar Rp. 116.374.000 per tahun. Selanjutnya perhitungan mengenai biaya eksternalitas PLTP persatuan daya listrik dihasilkan dari pembagian nilai kerugian responden dengan besaran listrik yang dihasilkan. Besaran biaya eksternalitas per satuan KWh adalah sebesar 0.1175 Rp/Kwh dan dijabarkan dalam perhitungan sebagai berikut;

$$BE_f = \frac{NK_f}{DL_f}$$

$$BE_f = \frac{116\,374\,000}{990\,296\,667} = 0.1175$$

Keterangan:

BE_f : Biaya Eksternalitas Pembangkit Listrik PTLTP
 NK_f (Rp/Kwh)

DL_f : Nilai Kerugian Responden (Rp)

: Daya Listrik yang dihasilkan PLTP dalam 1 Tahun
 (Kwh)

Tabel 1. Hasil perhitungan kerugian responden akibat perubahan kualitas air

No.	Qb (Kg)	Qa (Kg)	P (Rp/Kg)	ΔQ (Kg)	TR b (Rp)	TR a (Rp)	ΔTR (Rp)
	1	2	3	4 = (2-1)	5 = (1 * 3)	6 = (2 * 3)	7 = 6 - 5
1	2.500	1.500	20.000	1.000	50.000.000	30.000.000	20.000.000
2	200	150	20.000	50	4.000.000	3.000.000	1.000.000
3	500	100	20.000	400	10.000.000	2.000.000	8.000.000
4	250	150	20.000	100	5.000.000	3.000.000	2.000.000
5	700	400	20.000	300	14.000.000	8.000.000	6.000.000
6	100	77	20.000	23	2.000.000	1.540.000	460.000
7	40	35	20.000	5	800.000	700.000	100.000
8	1.000	300	19.000	700	19.000.000	5.700.000	13.300.000
9	800	200	19.000	600	15.200.000	3.800.000	11.400.000
10	600	200	20.000	400	12.000.000	4.000.000	8.000.000
11	300	150	19.000	150	5.700.000	2.850.000	2.850.000
12	500	350	19.000	150	9.500.000	6.650.000	2.850.000
13	3.000	2.400	22.000	600	66.000.000	52.800.000	13.200.000
14	100	85	20.000	15	2.000.000	1.700.000	300.000
15	500	400	20.000	100	10.000.000	8.000.000	2.000.000
16	600	400	20.000	200	12.000.000	8.000.000	4.000.000
17	1.000	400	20.000	600	20.000.000	8.000.000	12.000.000
18	100	70	22.000	30	2.200.000	1.540.000	660.000
19	50	47	18.000	3	900.000	846.000	54.000
20	300	200	18.000	100	5.400.000	3.600.000	1.800.000
21	700	600	33.000	100	23.100.000	19.800.000	3.300.000
22	400	300	31.000	100	12.400.000	9.300.000	3.100.000
				Jumlah	301.200.000	184.826.000	116.374.000

Sumber : Data primer, 2015

Keterangan:

Qb : Kuantitas hasil ikan sebelum kejadian (Kg)

Qa : Kuantitas hasil ikan setelah kejadian (Kg)

ΔQ : Perubahan kuantitas hasil ikan (Kg)

P : Harga jual ikan per kilogram (Rp/Kg)

TRb : Penerimaan petani tambak sebelu, terjadi perubahan kualitas lingkungan (Rp)

TRa : Penerimaan petani tambak setelah terjadi perubahan kualitas lingkungan (Rp)

ΔTR : Perubahan penerimaan responden (Rp)

Biaya eksternalitas yang ditampilkan dalam Tabel 1 merupakan biaya eksternalitas untuk PLTD dan PLTU terkait dengan perubahan kualitas air dan udara. Terdapat juga biaya eksternalitas untuk PLTP untuk perubahan kualitas udara. Hasil penelitian yang digunakan sebagai acuan sebagai dasar benefit transfer untuk mengetahui biaya eksternalitas ini adalah

merupakan penelitian yang berasal dari Wijaya (2010), dan Wang (2015).

Penelitian yang dilakukan Wijaya (2010) menggunakan perhitungan *health damage cost* untuk mengestimasi biaya eksternalitas negatif udara dari PLTP, PLTD dan PLTU di Jawa Barat dan Banten. Emisi udara yang dikeluarkan oleh masing-masing pembangkit dikalikan dengan

Tabel 2. Biaya eksternalitas udara dan air untuk PLTD, PLTU, dan PLTP

No.	Jenis Pembangkit Listrik	Biaya Eksternalitas (Rupiah/KWh)		Jumlah Biaya Eksternal (Udara + Air) (Rp/KWh)
		Udara	Air	
1	PLTD	21 215*	0.168064 **	21 215
2	PLTU	23 426*	0.168064 **	23 426
3	PLTP	1 219*	0.11751428***	1 219

Keterangan :

*Wijaya, 2010

** Wang, 2015

*** Data Primer, 2015

biaya kesehatan untuk mendapatkan pendekatan biaya eksternalitas. Emisi udara yang dihitung dalam penelitian Wijaya (2010) adalah NO_x, SO₂, CO₂, dan PM₁₀. Wang (2015) melakukan penelitian perhitungan biaya eksternal pada pembangkit listrik tenaga fosil dengan menggunakan metode marginal *abatement cost* dan *health damage cost*. Biaya eksternalitas yang diadopsi dari penelitian Wang (2015) adalah biaya kerugian yang harus ditanggung oleh pihak lain akibat perubahan kualitas air. Tabel 2 menggambarkan lebih rinci mengenai biaya eksternalitas negatif akibat perubahan kualitas udara dan air dari PLTU, PLTD dan PLTP.

Pembangkitan listrik harus memasukkan biaya-biaya eksternalitas yang timbul kedalam biaya produksi listrik (internalisasi). Tujuan yang ingin dicapai dengan menginternalisasikan biaya tersebut adalah tercapainya tingkat output yang efisien secara sosial. Perhitungan terkait dengan biaya produksi privat, biaya eksternalitas, dan biaya sosial disajikan dalam Tabel 3. Biaya produksi privat terdiri atas biaya investasi, biaya bahan baku, biaya tenaga kerja, biaya perawatan, dan biaya lainnya. Biaya sosial merupakan biaya yang telah memasukkan (internalisasi) biaya eksternal dalam fungsi produksi listrik.

Tabel 3. Biaya-biaya dalam pembangkitan listrik

JPL	BP (1)	BE (2)	BS (3=1+2)
PLTP	1,121.61	1,219.44	2,341.05
PLTD	3,168.90	21,215.02	24,383.91
PLTU	810.22	23,425.70	24,235.93

Sumber : PLN, 2012

Keterangan:

JPL = Jenis Pembangkit Listrik

BS = Biaya Sosial (Rp/KWh)

PLTD = Pembangkit Listrik Tenaga Diesel

BP = Biaya Privat (Rp/KWh)

BE = Biaya Eksternalitas (Rp/KWh)

PLTP = Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi

PLTU = Pembangkit Listrik Tenaga Uap

Biaya Sosial merupakan bentuk internalisasi terhadap biaya eksternal dalam sebuah proses pembangkitan listrik. Dapat disimpulkan dari Tabel 3, biaya sosial tertinggi untuk pembangkitan listrik terjadi pada jenis pembangkit listrik tenaga diesel, diikuti dengan tenaga uap, dan panas bumi. Hasil ini menampilkan hal yang berbeda jika hanya mempertimbangkan biaya privat saja, dimana pembangkit listrik panas bumi memiliki tingkat biaya kedua tertinggi setelah diesel.

III. ANALISIS DAN ALTERNATIF SOLUSI

Perkembangan jumlah penduduk dan peningkatan laju ekonomi akan meningkatkan permintaan energi listrik masa yang akan datang. Terbatasnya cadangan sumberdaya energi fosil dimana pada saat ini terdapat ketergantungan sebagai sumber energi primer untuk pembangkitan listrik akan mendatangkan masalah untuk ketahanan energi khususnya listrik. Perlu adanya suatu kebijakan yang memperhitungkan berbagai aspek seperti ekonomi, sosial dan lingkungan dalam rangka mengembangkan energi listrik untuk pemenuhan kebutuhan dimasa mendatang.

Alternatif solusi yang ditawarkan adalah dengan menggunakan analisa kebijakan. Metode yang digunakan dalam menganalisa kebijakan adalah *Multi Criteria Decision Analysis* (MCDA) untuk pengembangan energi listrik yang telah memperhitungkan berbagai macam kriteria dengan pilihan-pilihan model kebijakan. Kriteria seperti ekonomi, sosial dan lingkungan dipilih dalam rangka mengembangkan energi listrik

untuk pemenuhan kebutuhan dimasa mendatang. Responden yang digunakan untuk analisis kebijakan ini adalah para *keyperson* yang mewakili masing-masing kelompok diantaranya kelompok masyarakat diwakili oleh Masyarakat Ketenagalistrikan Indonesia (MKI), kelompok pelaku usaha diwakili dari PT Indonesia Power, kelompok pemerintah diwakili oleh Dewan Energi Nasional (DEN), dan kelompok akademisi diwakili ahli ketenagalistrikan yang berasal dari Universitas Indonesia. Para *keyperson* tersebut melakukan pembobotan untuk masing-masing kriteria yang digunakan dalam analisa ini. Alternatif yang ditawarkan dalam analisa ini adalah *business as usual* (BAU), *feed in tariff* (FIT), dan *feed in tariff + external cost* (FIT+EC). *Business as usual* adalah kondisi dimana kegiatan produksi, biaya dan harga jual produk listrik seperti yang berlaku pada saat ini, sedangkan *feed in tariff* adalah skema perubahan harga produk listrik khusus untuk PLTP sesuai dengan Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (PERMEN ESDM) No. 17 Tahun 2014, dan jika skema *feed in tariff + external cost* adalah alternatif kebijakan dengan harga jual listrik yang telah menyesuaikan Permen ESDM dan dilengkapi dengan biaya produksi listrik yang telah memperhitungkan biaya eksternalitas. Hasil dari perhitungan untuk analisis MCDA ditampilkan dalam Tabel 4.

Hasil yang didapatkan dari Tabel 4 adalah pembangkit yang memiliki nilai tertinggi untuk memenuhi kriteria ekonomi, sosial, dan lingkungan adalah jenis pembangkit listrik tenaga panas bumi. Penyebab PLTP mendapatkan hasil yang tertinggi dari berbagai alternatif skema kebijakan dikarenakan untuk kriteria sosial dan

Tabel 4. Hasil analisis MCDA untuk masing-masing pembangkit listrik

Alternatif	Jenis Pembangkit		
	PLTP	PLTD	PLTU
BAU	2.23	1.46	2.08
FIT	2.23	1.46	2.08
FIT + EC	2.35	1.96	1.46

Keterangan:

BAU = *Business as Usual*

FIT = *Feed In Tariff*

FIT+EC = *Feed In Tariff + External Cost*

lingkungan panas bumi memiliki keunggulan jika dibandingkan dengan pembangkit listrik yang lainnya.

Pembangkit listrik panas bumi harus menjadi prioritas pengembangan dalam rangka meningkatkan pemanfaatan energi terbarukan serta mencukupi kebutuhan listrik nasional. Pemanfaatan panas bumi sebagai energi alternatif diharapkan dalam menjadi pendamping energi fosil yang cadangannya semakin menipis setiap tahunnya. Panas bumi memang belum dapat sepenuhnya menggantikan energi fosil dikarenakan terdapat keterbatasan dalam kapasitas menghasilkan energi, namun hal ini dapat dimaksimalkan dengan pengembangan di bidang teknologi dan ilmu pengetahuan. Sehingga penggunaan energi panas bumi diharapkan mampu memperlambat habisnya energi fosil serta mengurangi tingkat emisi sebagai pencemaran terhadap lingkungan dari pembangkitan listrik di Indonesia.

REFERENSI

[Bappenas] Badan Perencanaan Pembangunan Nasional. 2012. *Policy Paper Keselarasan Kebijakan Energi Nasional (KEN) dengan Rencana Umum Energi Nasional (RUEN) dan Rencana Umum Energi Daerah*

(RUED). Jakarta: Direktorat Sumberdaya Energi, Mineral dan Pertambangan.

[BPPT] Badan Pengkajian dan Penerapan Teknologi. 2013. *Outlook Energi Indonesia*. Jakarta: BPPT Press

[IPPC] Intergovernmental Panel on Climate Change. 2007. *Climate Change 2007: Synthesis Report Summary For Policymaker*. Spain.

[PLN] Perusahaan Listrik Negara. 2015. *Statistik PLN 2012*. Jakarta: Sekretariat Perusahaan PT. PLN (Persero).

[PSDG] Pusat Sumber Daya Geologi. 2014. *Potensi dan Pengembangan Sumber Daya Panas Bumi Indonesia*. Bandung: Badan Geologi Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral.

Wang, L, et al. 2015. Monetization of external costs using lifecycle analysis: A comparative case study of coal-fired and biomass power plants in northeast china. *Energies Journal*. (8) 2015: pp 1440-146.

Wijaya, M.E., Bundhit, L. 2010. The Hidden Cost of Power generation in Indonesia: A Reduction Approach through Low Carbon Society. *Songklanakarinn Journal of Science and Technology*. 32(1) 2010: PP 81-89.