

# **Tekno Ekonomi Pemanfaatan Biogas Berbasis POME untuk Pembangkit Listrik, Bahan Bakar Boiler, dan BioCNG**

**Dwi Lukman Hakim, Novio Valentino**

Pusat Teknologi Sumberdaya Energi dan Industri Kimia (PTSEIK), BPPT,  
Gedung 625, Kawasan Puspiptek Serpong, Tangerang Selatan, 15340, Indonesia

E-mail: [dwi.lukman@bppt.go.id](mailto:dwi.lukman@bppt.go.id)

## **ABSTRAK**

Pemanfaatan biogas untuk pembangkit, bahan bakar boiler, atau bahan bakar kendaraan harus mempertimbangkan kelayakan baik secara teknis maupun ekonomi. Makalah ini membahas kelayakan secara ekonomi dari pemanfaatan biogas untuk 3 skenario tersebut dengan diambil kasus khusus untuk diterapkan di salah satu pabrik kelapa sawit (PKS) di Provinsi Riau. Hasil perhitungan menunjukkan bahwa pemanfaatan biogas POME (*palm oil mill effluent*) untuk ketiga skenario tersebut layak untuk dilaksanakan. Indikator kelayakan finansial menunjukkan nilai NPV yang positif dan nilai IRR yang lebih tinggi daripada tingkat diskonto. Dari ketiga skenario tersebut, skenario pemanfaatan biogas menjadi listrik merupakan skenario yang paling layak untuk dilaksanakan berdasarkan nilai indikator kelayakannya, yaitu dengan nilai IRR 14,22%, NPV sebesar Rp 11.474.070.468 dan periode pengembalian proyek selama 9 tahun 2 bulan. Namun bila dilihat dari kebutuhan biaya investasi dan biaya operasionalnya, skenario pemanfaatan biogas untuk boiler lebih mudah diimplementasikan karena membutuhkan biaya yang lebih rendah, yaitu dengan biaya investasi sebesar Rp 20.267.641.460 dan biaya operasional per tahun sebesar Rp 898.517.546. Pemilihan skenario pemanfaatan biogas juga perlu mempertimbangkan kendala-kendala dari aspek teknis maupun aspek pemasaran produk. Pemanfaatan biogas untuk listrik memiliki hambatan untuk penjualan listrik ke PLN. Sementara itu, pemanfaatan biogas untuk bioCNG membutuhkan investasi *converter kit* untuk kendaraan dan harga bioCNG diperkirakan tidak dapat bersaing dengan harga BBG yang ada di pasaran.

Kata kunci: biogas, POME, boiler, bio-CNG, analisis ekonomi

## **ABSTRACT**

*Utilization of biogas for electricity generation, boiler fuel, and for vehicle fuel must consider the technical and economic feasibility. This paper discusses the economic feasibility of using biogas for these 3 scenarios by taking a special case to be applied in a palm oil mill in Riau Province. The calculation results show that the use of POME (palm oil mill effluent) biogas for these three scenarios is feasible. Indicators of financial feasibility show a positive NPV value and an IRR value higher than the discount rate. Between the three scenarios, the scenario of utilizing biogas into electricity is the most feasible scenario to be implemented based on the value of its feasibility indicators, namely with an IRR value of 14.22%, NPV of Rp. 11,474,070,468 and a project payback period of 9 years 2 months. However, based on the investment costs and operational costs, the scenario of using biogas for boilers is easier to implement because it requires lower costs, with an investment cost of Rp. 20,267,641,460 and an annual operational cost of Rp. 898,517,546. The selection of biogas utilization scenarios also needs to consider obstacles from the technical aspects as well as the marketing aspects of the product. The use of biogas for electricity has obstacles to the sale of electricity to PLN. Meanwhile, the use of biogas for bioCNG requires investment in converter kits for vehicles and the estimated price of bioCNG cannot compete with the CNG prices on the market.*

Keywords: biogas, POME, boilers, bio-CNG, economic analysis

## PENDAHULUAN

Pengolahan tandan buah segar (TBS) kelapa sawit untuk produksi minyak kelapa sawit menghasilkan beberapa jenis limbah padat berupa tandan kosong kelapa sawit (TKKS) sekitar 23%, limbah cangkang (*shell*) sekitar 6,5%, dan serabut (*fiber*) sekitar 13% (Lacrosse, 2004). Limbah padat yang berupa cangkang dan serabut pada umumnya dikonversi menjadi energi panas dengan pembakaran dalam boiler untuk menghasilkan uap (*steam*) bertekanan, sementara TKKS biasanya disebarakan ke lahan perkebunan dan dibiarkan membusuk menjadi kompos secara alami (Febijanto, 2012).

Selain limbah padat, juga dihasilkan limbah cair atau *palm oil mill effluent* (POME) dari proses ekstraksi minyak, pencucian, dan pembersihan di pabrik. Pabrik kelapa sawit (PKS) dapat menghasilkan 0,7–1 m<sup>3</sup> POME untuk setiap ton tandan buah segar yang diolah. POME yang baru dihasilkan umumnya panas (suhu 60°-80°C), bersifat asam (pH 3,3–4,6), kental, berwarna kecoklatan dengan kandungan padatan, minyak dan lemak, *chemical oxygen demand* (COD), dan *biological oxygen demand* (BOD) yang tinggi (Rahayu, 2015).

POME tidak beracun tapi dapat mencemari lingkungan karena dapat menurunkan kandungan oksigen terlarut di dalam air, sehingga harus diolah terlebih dahulu sebelum dibuang ke perairan. Proses pengolahan yang paling konvensional adalah dengan mendinginkan POME tersebut di kolam agar terurai oleh mikroba secara alami. Kebanyakan PKS menggunakan sistem pengolahan ini dengan pertimbangan keekonomisan dan kemudahan pengoperasian. Namun sistem ini membutuhkan lahan yang lebih luas, memakan waktu, dan menghasilkan produk sampingan berupa biogas. Biogas biasanya terdiri dari 50–75% metana (CH<sub>4</sub>), 25–45% karbon dioksida (CO<sub>2</sub>), dan sejumlah kecil gas-gas lainnya (Rahayu, 2015). Jika pengelolaan POME melalui kolam limbah terbuka, metana di dalam biogas terlepas langsung ke atmosfer. Sebagai gas rumah kaca (GRK), metana mempunyai efek 21 kali lebih besar dibandingkan dengan CO<sub>2</sub> (IPCC, 2006).

Saat ini, pemanfaatan POME untuk produksi biogas sudah dikembangkan dan diterapkan pada beberapa PKS untuk pembangkit listrik guna memenuhi kebutuhan internal pabrik atau

perumahan di sekitar pabrik. Pilihan untuk menjual listrik ke jaringan PT. PLN (Persero) dianggap kurang menarik karena pada umumnya lokasi PKS jauh dari jaringan distribusi PT. PLN (Persero) atau karena regulasi, prosedur dan tarif yang kurang menarik (Kencana, 2016).

Sebenarnya biogas tidak hanya dapat dikonversi menjadi listrik, namun dapat juga menjadi gas panas dan bahan bakar. Biogas dapat dimanfaatkan untuk bahan bakar boiler untuk mensubstitusi penggunaan cangkang dan serabut. Hal ini juga didukung dengan fakta di lapangan bahwa cangkang mulai memiliki nilai jual yang cukup sehingga muncul pergeseran pemanfaatan cangkang bukan sebagai bahan bakar boiler tetapi sebagai komoditas untuk dijual.

Selain itu, biogas dapat digunakan untuk bahan bakar memasak di sektor rumah tangga atau bahan bakar kendaraan untuk menggantikan CNG (*compressed natural gas*). Namun sebelum digunakan sebagai bahan bakar kendaraan, biogas harus dimurnikan lebih dahulu untuk menghilangkan gas-gas pengotor (terutama H<sub>2</sub>S) sehingga tidak menimbulkan korosi pada mesin. Selain itu perlu peningkatan kualitas lebih lanjut berupa peningkatan komposisi gas metana dengan cara pengurangan gas CO<sub>2</sub> dan kandungan air yang ada pada biogas.

Pemanfaatan biogas baik untuk pembangkit, bahan bakar boiler, maupun untuk bahan bakar kendaraan harus mempertimbangkan kelayakan baik secara teknis maupun ekonomi. Penelitian ini membahas kelayakan secara ekonomi dari pemanfaatan biogas untuk 3 skenario tersebut secara umum, dan untuk pembahasan secara rinci diambil kasus khusus untuk diterapkan di salah satu PKS di Provinsi Riau.

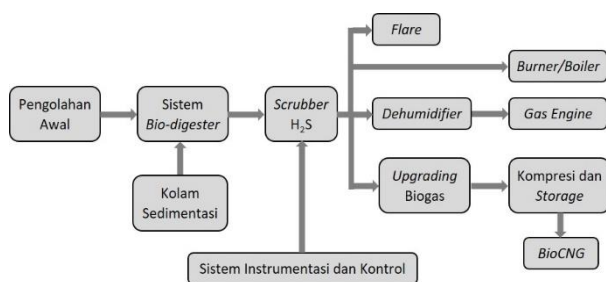
## BAHAN DAN METODE

### Produksi dan Pemanfaatan Biogas

Proses produksi biogas memanfaatkan kemampuan alami mikroorganisme untuk menguraikan limbah organik. Terdapat beberapa teknologi untuk penguraian limbah cair secara anaerobik, seperti *continuously stirred tank reactor* (CSTR), kolam tertutup (*covered lagoon*), filter anaerobik, *fluidized and expanded beds*, *upflow anaerobic sludge blanket* (UASB), dan *expanded granular sludge bed* (EGSB) (Kres,

2013). Teknologi tersebut bertujuan untuk memastikan terjadinya kontak yang cukup antara substrat dan mikroorganisme serta mencegah mikroorganisme terbawa keluar dari system. Pabrik pengolahan kelapa sawit biasanya menggunakan teknologi CSTR atau kolam tertutup untuk mengkonversi POME menjadi biogas. Kedua teknologi penguraian anaerobik ini dapat menangani limbah dengan kandungan padatan dan minyak yang tinggi. Kedua teknologi ini juga relatif mudah dioperasikan dan dipelihara serta lebih ekonomis dibandingkan dengan sistem yang lain, sehingga cocok untuk agribisnis (Ohimain, 2017).

Pada studi ini reaktor biogas yang akan digunakan adalah jenis CSTR. Reaktor ini biasanya berbentuk silinder yang terbuat dari beton atau logam dengan rasio diameter dan tinggi silinder yang kecil. Sistem ini dilengkapi dengan *thickener*, *clarifier*, atau *dissolved air floatation* (DAF) untuk memekatkan biomassa. CSTR dapat beroperasi pada suhu mesofilik maupun termofilik. Reaktor berbentuk tangki diisi secara kontinu dan dilengkapi dengan sistem pengadukan. Substrat yang dialirkan ke dalam reaktor mendorong sejumlah substrat yang sama keluar. Pengadukan dapat dilakukan secara terus-menerus atau bisa berkala. Pengadukan dalam CSTR dapat dilakukan secara mekanik, hidrolis, maupun injeksi gas. CSTR dapat mengakomodasi berbagai padatan dalam rentang yang besar. Selain itu, CSTR juga dapat memproses campuran dari berbagai jenis limbah. Desain ini umumnya digunakan untuk limbah dengan kandungan padatan 3–10% (Seadi, 2008).



Gambar 1. Skema instalasi biogas

Bagian utama dari suatu fasilitas konversi POME menjadi biogas ditunjukkan pada Gambar 1. Fasilitas tersebut terdiri dari beberapa komponen, yaitu sistem pengolahan awal (*pre-treatment*), *bio-digester*, *scrubber*, *dehumidifier*, *flare* biogas, dan sistem instrumentasi dan kontrol. Selanjutnya biogas dapat dimanfaatkan untuk

pembangkit listrik, bahan bakar *boiler*, atau diproses lebih lanjut menjadi bioCNG.

Pemanfaatan biogas untuk menghasilkan listrik dilakukan dengan *gas engine* yang umumnya memerlukan biogas dengan kadar air dibawah 80% dan konsentrasi H<sub>2</sub>S kurang dari 200 ppm. *Gas engine* mengubah energi yang terkandung dalam biogas menjadi energi mekanik untuk menggerakkan generator yang menghasilkan listrik. Biasanya *gas engine* memiliki efisiensi listrik antara 36-42%. Selanjutnya listrik yang dihasilkan dapat digunakan untuk kebutuhan sendiri atau dijual ke PLN.

Pemanfaatan biogas untuk *boiler* bertujuan untuk mengurangi konsumsi bahan bakar cangkang sehingga cangkang tersebut dapat dijual atau diolah lebih lanjut. Fasilitas tambahan yang diperlukan untuk scenario ini meliputi jalur pemipaan dari instalasi biogas ke instalasi *boiler*, *safety valve*, *scrubber* untuk mengurangi kadar H<sub>2</sub>S yang dapat menyebabkan karat, dan pemasangan *burner* di empat sudut di dalam tungku boiler.

Sementara itu, sebelum digunakan sebagai bahan bakar transportasi, biogas harus dimurnikan untuk meningkatkan kadar metananya. Salah satu metode yang bisa digunakan untuk pemurnian biogas adalah dengan mengabsorpsi kandungan CO<sub>2</sub>. Absorpsi dapat berlangsung dalam dua macam proses, yaitu absorpsi fisik dan absorpsi kimia. Absorpsi fisik yaitu absorpsi dimana gas terlarut dalam cairan menyerap tanpa disertai reaksi kimia. Absorpsi kimia yaitu absorpsi dimana gas terlarut dalam larutan penyerap disertai reaksi kimia. Pengolahan lebih lanjut biogas ini dengan purifikasi dan gas storage, maka biogas ini bisa menggantikan CNG (*compressed natural gas*) yang bisa diistilahkan sebagai bioCNG.

### Metode Keekonomian

Evaluasi keekonomian disusun dengan melakukan proyeksi keuangan selama 20 tahun operasi yang menggambarkan tingkat kelayakan dari aspek ekonomi. Proyeksi disusun untuk 3 skenario pemanfaatan biogas, yaitu

- 1) Pemanfaatan biogas untuk bahan bakar pembangkit listrik (skenario PLTBg)
- 2) Pemanfaatan biogas untuk substitusi bahan bakar boiler (skenario boiler)

3) Pemanfaatan biogas untuk bioCNG (skenario bioCNG)

Indikator kelayakan yang digunakan meliputi NPV (*net present value*), IRR (*internal rate of return*), dan PBP (*payback period*), sebagaimana digunakan dalam literatur. NPV merupakan cara perhitungan yang menggunakan prinsip *present value* dengan mencari selisih antara investasi awal proyek dengan total nilai bersih *cash flow* selama umur proyek. Apabila hasil perhitungan NPV positif maka proyek disimpulkan layak.

IRR (*internal rate of return*) adalah metode perhitungan investasi dengan menghitung tingkat bunga yang menyamakan nilai sekarang investasi dengan nilai sekarang dari penerimaan-penerimaan kas bersih di masa datang. Apabila hasil perhitungan IRR lebih tinggi dibandingkan dengan rata-rata tingkat biaya modal (*weighted average of cost of capital/WACC*) dari total dana yang digunakan dalam investasi proyek, maka proyek disimpulkan layak secara finansial. Sementara itu, PBP menunjukkan periode pengembalian dana yang telah diinvestasikan dalam proyek tersebut.

**HASIL DAN PEMBAHASAN**

Beberapa parameter teknis yang digunakan untuk menghitung potensi pembentukan biogas meliputi faktor emisi CH<sub>4</sub>, densitas CH<sub>4</sub>, fraksi CH<sub>4</sub> dalam biogas, dan efisiensi digester, sebagaimana ditunjukkan pada Tabel 1.

**Tabel 1. Parameter teknis biogas dan CH<sub>4</sub>**

Keterangan	Satuan	Nilai
Faktor emisi CH <sub>4</sub> *	kg CH <sub>4</sub> / kg COD	0,25
Densitas CH <sub>4</sub> *	kg CH <sub>4</sub> /Nm <sup>3</sup>	0,716
Fraksi CH <sub>4</sub> dalam biogas**	m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> / m <sup>3</sup> biogas	0,55
Potensi produksi biogas	m <sup>3</sup> biogas/ kg COD	0,6348
Efisiensi digester**	%	85

\*\* nilai rata-rata (Rahayu et al. 2015)

Pabrik kelapa sawit (PKS) ini mempunyai kapasitas pengolahan tandan buah segar sebesar 30 ton per jam. POME yang dihasilkan dari PKS tersebut cukup dapat diandalkan dari sisi kontinuitas pasokan. Parameter bahan baku seperti suplai tandan buah segar (TBS), jumlah jam kerja pabrik, produksi POME serta nilai

COD (*Chemical Oxygen Demand*) yang digunakan (diperoleh dari data hasil pengukuran) ditunjukkan pada Tabel 2. Dengan memperhitungkan parameter tersebut, diperoleh potensi pembentukan biogas sebesar 3.496.699 Nm<sup>3</sup> biogas per tahun dan potensi pembentukan CH<sub>4</sub> sebesar 1.923.184 Nm<sup>3</sup> CH<sub>4</sub> per tahun.

**Tabel 2. Parameter bahan bakudan potensi pembentukan biogas dan CH<sub>4</sub>**

Keterangan	Satuan	Nilai
Suplai TBS*	ton/jam	30
Jumlah hari kerja*	hari/tahun	300
Jumlah jam kerja per hari*	jam/hari	20
Suplai TBS	ton/tahun	180.000
Rata-rata produksi POME*	m <sup>3</sup> POME/ton TBS	0,6
COD*	mg/liter	60.000
COD load	ton COD/year	6.480.000
Potensi pembentukan biogas	Nm <sup>3</sup> biogas/tahun	3.496.699
Potensi pembentukan CH <sub>4</sub>	Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /tahun	1.923.184

\*berdasarkan data lapangan

Berdasarkan kapasitas PKS dan COD dapat ditentukan kapasitas PLTBg yang akan dibangun, yakni maksimal sebesar 1 MW. PLTBg memproduksi listrik secara efektif selama 300 hari atau 7.200 jam setahun. Perhitungan kapasitas dan produksi listrik PLTBg ditunjukkan pada Tabel 3.

**Tabel 3. Perhitungan kapasitas dan produksi listrik PLTBg**

Keterangan	Satuan	Nilai
Efisiensi <i>gas engine</i> *	%	40
Faktor konversi CH <sub>4</sub> menjadi listrik*	kWh/Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>	10
Produksi listrik ( <i>gross</i> )	kWh/tahun	7.692.737
Jam operasi	hours/tahun	7.200
Kapasitas pembangkit ( <i>max</i> )	kWe	1.068
Pemakaian sendiri	kWh/tahun	923.128
Produksi listrik ( <i>nett</i> )	kWh/tahun	6.769.609

Sementara itu, pada skenario boiler biogas digunakan untuk mensubstitusi cangkang sawit sebagai bahan bakar boiler. Cangkang selanjutnya dapat dijual sesuai harga pasar.

Perhitungan jumlah cangkang yang dapat disubstitusi oleh biogas ditunjukkan pada Tabel 4.

**Tabel 4. Perhitungan substitusi cangkang dengan biogas**

Keterangan	Satuan	Nilai
Produksi cangkang*	ton/tahun	12.600
Input cangkang ke boiler*	ton/tahun	9.000
Kandungan air pada cangkang**	%	12
LHV ( <i>lower heating value</i> ) cangkang**	MJ/kg	23,37
Kalor penguapan air pada cangkang**	MJ/kg cangkang	0,28
Energi dari pembakaran cangkang	MJ/tahun	207.877.680
Produksi CH <sub>4</sub>	Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /tahun	1.923.184
Energi dari biogas	MJ/tahun	71.157.821
Total cangkang disubstitusi	ton/tahun	3.080,76

\*berdasarkan data lapangan

Asumsi ekonomi yang digunakan dalam kajian ini berdasarkan pada data keuangan pada umumnya dan pengalaman untuk proyek sejenis, sebagaimana ditunjukkan pada Tabel 5.

**Tabel 5. Asumsi ekonomi**

Keterangan	Satuan	Nilai
Umur ekonomis*	tahun	20
Tingkat diskonto (WACC)*	%	10,0
Rasio kredit*	%	70
Rasio ekuitas*	%	30
Tingkat bunga*	%	8,0
Lama pinjaman*	tahun	8
Tingkat depresiasi**	%	10
Nilai tukar***	Rp/USD	14.500
Pajak pendapatan*	%	25
Eskalasi/inflasi****	%	2,0-5,0

\*\* depresiasi dihitung dengan metode *straightline* selama 10 tahun (Kencana 2016)

\*\*\* nilai tukar rata-rata bulan Mei 2019

\*\*\*\* eskalasi untuk gaji/upah sebesar 5%, untuk biaya operasional lainnya sebesar 2%

Pada skenario PLTBg, produk yang dihasilkan adalah listrik dengan harga jual listrik diasumsi sebesar Rp 1.406,8 per kWh yang merupakan 85% dari Biaya Pokok Penyediaan (BPP) Pembangkitan wilayah Riau pada tahun 2018 sesuai dengan

Kepmen ESDM No.55 K/20/MEM/2019. Sementara itu, pada skenario boiler harga jual cangkang diasumsi sebesar Rp 500 per kg (berdasarkan informasi dari perusahaan). Selanjutnya, pada skenario bioCNG, produk yang dihasilkan adalah bioCNG untuk mensubstitusi bensin atau minyak solar untuk kendaraan. Harga bioCNG diasumsikan sebesar Rp 7.000 per lsp (liter setara premium) atau diasumsikan samadengan harga bensin premium saat ini. Harga tersebut setara dengan 14,62 USD per MMBTU (*million british thermal unit*), dengan nilai tukar Rp 14.500 per USD.

Biaya investasi untuk masing-masing skenario diperkirakan dari literatur, serta informasi dari beberapa EPC di bidang biogas. Biaya investasi untuk sistem reaktor biogas adalah sama untuk seluruh skenario. Perkiraan biaya investasi untuk skenario PLTBg dengan kapasitas 1 MW ditunjukkan pada Tabel 6, dengan total biaya sebesar Rp 33.777.914.000. Berbeda dengan PLTBg, pada skenario boiler, biogas yang dihasilkan dari reaktor tidak dialirkan ke *gas engine*, melainkan dialirkan menuju *burner* sebelum digunakan untuk bahan bakar boiler. Total biaya investasi yang diperlukan untuk skenario boiler sebesar Rp 20.267.641.000 dengan perincian seperti pada Tabel 7.

**Tabel 6. Biaya investasi skenario PLT**

No	Keterangan	Biaya (Rp)
1.	Sistem reaktor biogas	
	a. <i>Engineering design</i>	389.598.000
	b. Peralatan:	
	<i>Biogas reactor</i>	5.814.722.100
	<i>Pre-treatment unit</i>	1.159.953.300
	<i>Scrubber, dehumidifier, flare, instrumentasi, dll</i>	14.390.660.400
	c. <i>Commissioning</i>	1.188.635.800
2.	Pembangkit Listrik	
	a. <i>Engineering design</i>	216.442.600
	b. Peralatan:	
	<i>Gas engine</i>	7.729.910.100
	Instalasi, instrumentasi dan lainnya	2.372.504.200
	c. <i>Commissioning</i>	515.487.500
	<b>Total</b>	<b>33.777.914.000</b>

**Tabel 7. Biaya investasi skenario boiler**

No	Keterangan	Biaya (Rp)
1.	Sistem reaktor biogas	
	a. <i>Engineering design</i>	389.598.000
	b. Peralatan:	
	<i>Biogas reactor</i>	5.814.722.100
	<i>Pre-treatment unit</i>	1.159.953.300
	<i>Blower, flare, instrumentasi, dll</i>	9.638.811.800
	c. <i>Commissioning</i>	1.188.635.800
2.	Sistem burner	
	a. <i>Burner</i>	1.151.920.000
	b. Peralatan lainnya	616.000.000
	c. <i>Commissioning</i>	308.000.000
	<b>Total</b>	<b>20.267.641.000</b>

Pada skenario bioCNG, biogas yang dihasilkan dari reaktor kemudian ditingkatkan kualitasnya dengan teknologi *biogas upgrading*. Biaya investasi teknologi *biogas upgrading* sangat bergantung pada proses teknologi yg dipilih, kualitas *raw-biogas*, kualitas produk yg diinginkan, dan kapasitas. Pada kajian ini dipilih teknologi *membrane separation* yang memiliki biaya investasi paling rendah (Stürmer et al. 2016; Yudiartono et al. 2018). Selanjutnya biogas yang telah dimurnikan akan disalurkan dalam bentuk biometana terkompresi (*compressed biomethane, CBM*), atau biasa juga disebut bioCNG, untuk keperluan bahan bakar kendaraan. Untuk itu dibutuhkan teknologi *compression unit* dan stasiun pengisian bioCNG. Nilai investasi untuk *biogas upgrading, compression unit*, dan stasiun pengisian bioCNG diperoleh dari literatur. Perkiraan biaya investasi untuk skenario bioCNG ditunjukkan pada Tabel 8, dengan total biaya investasi sebesar Rp 45.401.551.000.

**Tabel 8. Biaya investasi skenario bioCNG**

No	Keterangan	Biaya (Rp)
1.	Sistem reaktor biogas	
	a. <i>Engineering design</i>	389.598.000
	b. Peralatan:	
	<i>Biogas reactor</i>	5.814.722.100
	<i>Pre-treatment unit</i>	1.159.953.300
	<i>Blower, flare, instrumentasi, dll</i>	9.638.811.800
	c. <i>Commissioning</i>	1.188.635.800
2.	<i>Biogas upgrading*</i>	19.866.015.000
3.	<i>Compression unit</i>	1.543.815.000
4.	Stasiun pengisian bioCNG**	5.800.000.000
	<b>Total</b>	<b>45.401.551.460</b>

\*) teknologi *membrane permeation* dengan kapasitas olah biometana sebesar 150 m<sup>3</sup>/jam  
\*\*) *small station fast fill*

Biaya operasional untuk masing-masing skenario diperkirakan dari literatur, serta informasi dari vendor peralatan terkait biaya perawatan (*maintenance*) dan biaya *overhaul*. Biaya operasional tahunan untuk skenario PLTBg dan skenario boiler ditunjukkan pada Tabel 9, sedangkan untuk skenario bioCNG ditunjukkan pada Tabel 10. Biaya tersebut merupakan biaya operasional pada tahun pertama operasi. Untuk tahun selanjutnya diberikan eskalasi sebagaimana ditunjukkan pada Tabel 5.

Biaya operasional tertinggi yaitu skenario bioCNG sebesar Rp 4.486.590.000, kemudian disusul oleh skenario PLTBg sebesar Rp 4.257.464.414. Sementara itu biaya operasional skenario boiler paling rendah, yaitu sebesar Rp 898.517.546. Besarnya biaya operasional sejalan dengan besarnya biaya investasi atau semakin besar biaya investasi, maka biaya operasionalnya semakin tinggi. Hal ini dikarenakan komponen terbesar dari biaya operasional merupakan biaya untuk perawatan (*maintenance*) yang besarnya berbanding lurus dengan biaya investasi (Rahayu et al. 2015).

**Tabel 9. Biaya operasional untuk skenario PLTBg dan skenario boiler**

Keterangan	Skenario PLTBg (Rp)	Skenario boiler (Rp)
Biaya tetap		
a. Gaji/upah	1.118.000.000	234.000.000
b. Biaya perawatan	2.026.674.844	304.014.622
c. Lainnya	644.789.570	192.502.924
Biaya variabel (bahan baku dan utilitas)	468.000.000	168.000.000
<b>Total</b>	<b>4.257.464.414</b>	<b>898.517.546</b>

**Tabel 10. Biaya operasional untuk skenario bioCNG (Smith and Gonzales 2015; Stürmer et al. 2016)**

Keterangan	Biaya (Rp)*
<i>Biogas upgrading</i>	3.189.420.000
<i>Compression unit</i>	169.650.000
Stasiun pengisian bioCNG	1.127.520.000
<b>Total</b>	<b>4.486.590.000</b>

\* pada nilai tukar Rp 14.500 per USD

Selanjutnya, dilakukan perhitungan biaya produksi rata-rata per unit untuk masing-masing skenario

berdasarkan biaya investasi dan biaya operasional, dengan hasil yang ditunjukkan pada Tabel 11. Pada skenario PLTBg, biaya produksi (pembangkitan listrik) rata-rata selama 20 tahun sebesar Rp 1.179 per kWh. Biaya tersebut lebih rendah daripada harga jual listrik atau berpotensi mendapatkan keuntungan. Sementara itu pada skenario boiler, biaya produksi biogas (*methane*) rata-rata selama 20 tahun sebesar Rp 1.343 per Nm<sup>3</sup> CH<sub>4</sub> atau setara dengan Rp 36,29 per MJ CH<sub>4</sub>. Biogas (*methane*) tersebut selanjutnya digunakan untuk mensubstitusi cangkang sehingga cangkang dapat dijual. Biaya produksi biogas tersebut masih lebih rendah daripada pendapatan yang dihasilkan dari penjualan cangkang atau berpotensi mendapatkan keuntungan. Selanjutnya pada skenario bioCNG, biaya produksi bioCNG rata-rata selama 20 tahun sebesar Rp 6.056 lsp (liter setara premium) atau setara dengan USD 12,65 per MMBTU. Biaya tersebut lebih rendah daripada asumsi harga jual bioCNG atau berpotensi mendapatkan keuntungan.

PLTBg akan menghasilkan listrik sebesar 7.692.737 kWh (*gross*) dengan pemakaian sendiri sebesar 923.128 kWh, maka produksi listrik tahunan sebesar 6.769.609 kWh (*nett*). Produksi listrik ini dijual ke PLN dengan harga jual sebesar Rp 1.406,80 per kWh (sebesar 85% dari BPP Pembangkitan wilayah Riau) sehingga potensi pendapatannya sebesar Rp 9.523.147.461.

**Tabel 11. Perhitungan biaya produksi rata-rata**

Keterangan	Satuan	Nilai
Skenario PLTBg		
- Biaya produksi listrik	Rp/kWh	1.179
Skenario boiler		
- Biaya produksi biogas ( <i>methane</i> )	Rp/Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> Rp/ MJ CH <sub>4</sub>	1.343 36,29
Skenario bioCNG		
- Biaya produksi bioCNG	Rp/lsp USD/MMBTU	6.056 12,65

Untuk mengetahui kelayakan masing-masing skenario, dilakukan perhitungan indikator kelayakan yang meliputi NPV, IRR, dan PBP, sebagaimana digunakan dalam. Hasil perhitungan menunjukkan bahwa PLTBg layak untuk dibangun dengan IRR sebesar 14,22% yang lebih tinggi dari pada tingkat diskonto sebesar 10,0%. Nilai NPV menunjukkan angka yang positif, yaitu sebesar Rp 11.474.070.468. Sementara itu, periode waktu pengembalian modal (PBP) selama 9 tahun 2 bulan.

Secara ringkas hasil analisis finansial untuk skenario PLTBg ditunjukkan pada Tabel 12.

**Tabel 12. Analisis finansial untuk skenario PLTBg**

Keterangan	Nilai
Tingkat Diskonto (WACC)	10,0%
<i>Net Present Value</i> (NPV) (Rp)	11.474.070.468
<i>Internal Rate of Return</i> (IRR)	14,22%
<i>Payback Period</i> (PBP)	9 tahun 2 bulan
Kesimpulan	LAYAK

Biogas yang dihasilkan oleh reaktor (*digester*) sebesar 3.496.699 Nm<sup>3</sup> per tahun atau setara dengan produksi *methane* (CH<sub>4</sub>) sebesar 1.923.184 Nm<sup>3</sup> per tahun. Produksi *methane* (CH<sub>4</sub>) tersebut dapat mensubstitusi penggunaan cangkang sebanyak 3.080,76 ton per tahun sehingga total cangkang yang dapat dijual sebanyak 6.680,76 ton per tahun. Dengan asumsi harga cangkang Rp 500 per kg, maka proyeksi pendapatan yang dapat diperoleh sebesar Rp 3.340.377.955.

Selanjutnya, hasil perhitungan indikator kelayakan menunjukkan bahwa investasi ini masih layak untuk dibangun dengan IRR sebesar 10,60% yang sedikit lebih tinggi dari pada tingkat diskonto sebesar 10,0%. Nilai NPV menunjukkan angka yang positif, yaitu sebesar Rp 949.268.291. Sementara itu, periode waktu pengembalian modal (PBP) selama 11 tahun 5 bulan. Secara ringkas hasil analisis finansial untuk skenario boiler ditunjukkan pada Tabel 13.

**Tabel 13. Analisis finansial untuk skenario boiler**

Keterangan	Nilai
Tingkat Diskonto (WACC)	10,0%
<i>Net Present Value</i> (NPV) (Rp)	949.268.291
<i>Internal Rate of Return</i> (IRR)	10,60%
<i>Payback Period</i> (PBP)	11 tahun 5 bulan
Kesimpulan	LAYAK

Produksi *methane* (CH<sub>4</sub>) yang dihasilkan sebesar 1.923.184 Nm<sup>3</sup> per tahun. *Biomethane* tersebut kemudian dikompresi menjadi bioCNG setara dengan 67.386,46 MMBTU per tahun. Dengan harga jual bioCNG sebesar Rp 7.000 lsp atau setara dengan USD 14,62 per MMBTU, maka proyeksi pendapatan yang dapat diperoleh sebesar Rp 14.285.255.655.

Hasil perhitungan indikator kelayakan menunjukkan bahwa investasi teknologi bioCNG layak untuk dibangun dengan IRR sebesar 11,07% yang lebih tinggi dari pada tingkat diskonto

sebesar 10,0%. Nilai NPV menunjukkan angka yang positif, yaitu sebesar Rp 4.516.065.774. Sementara itu, periode waktu pengembalian modal (PBP) selama 17 tahun 5 bulan. Secara ringkas hasil analisis finansial untuk skenario PLTBg ditunjukkan pada Tabel 14.

**Tabel 14. Analisis finansial untuk skenario bioCNG**

Keterangan	Nilai
Tingkat Diskonto (WACC)	10,0%
Net Present Value (NPV) (Rp)	4.516.065.774
Internal Rate of Return (IRR)	11,07%
Payback Period (PBP)	17 tahun 5 bulan
Kesimpulan	LAYAK

## KESIMPULAN DAN SARAN

Pemanfaatan biogas POME dari pabrik kelapa sawit menjadi energi listrik layak untuk dilaksanakan. Indikator kelayakan finansial menunjukkan nilai NPV yang positif dan nilai IRR yang lebih tinggi daripada tingkat diskonto yang menunjukkan bahwa investasi ini berpotensi menguntungkan. Demikian pula pemanfaatan biogas untuk bahan bakar boiler dan pemanfaatan biogas untuk bioCNG, keduanya juga layak untuk dilaksanakan, yang ditunjukkan dengan indikator kelayakan yaitu NPV yang positif dan IRR yang lebih tinggi daripada tingkat diskonto. Dari ketiga skenario tersebut, skenario pemanfaatan biogas menjadi listrik merupakan skenario yang paling layak untuk dilaksanakan berdasarkan nilai indikator kelayakannya. Namun bila dilihat dari kebutuhan biaya investasi dan biaya operasionalnya, skenario pemanfaatan biogas untuk boiler lebih mudah diimplementasikan karena membutuhkan biaya yang lebih rendah, sehingga apabila ketersediaan anggaran menjadi hal yang paling penting, maka skenario ini dapat dipilih.

Selain itu, pemilihan skenario pemanfaatan biogas perlu mempertimbangkan kendala-kendala dari aspek lainnya, seperti aspek teknis maupun aspek pemasaran produk. Pemanfaatan biogas untuk listrik memiliki hambatan untuk penjualan listrik ke PLN yang membutuhkan jaringan. Lokasi yang dekat dengan interkoneksi jaringan listrik akan menjadi pembeda potensial antara proyek satu dengan yang lainnya (Kencana 2016). Permasalahan lain yang harus dipertimbangkan adalah kebutuhan perijinan hingga pengajuan PPA (*purchasing power agreement*). Alternatif lain, listrik yang diproduksi dapat digunakan untuk

keperluan pabrik jika dalam PKS tersebut terdapat pabrik PKO (*palm kernel oil*).

Sementara itu, pemanfaatan biogas untuk bioCNG membutuhkan investasi lain, yaitu *converter kit* untuk kendaraan yang belum diperhitungkan dalam kajian ini. Selain itu, dengan harga Rp 7.000 per lsp, bioCNG diperkirakan tidak dapat bersaing dengan BBG yang ada di pasaran yang dijual dengan harga Rp 3.100 per lsp (harga di wilayah Jakarta). Sehingga bioCNG yang diproduksi hanya dapat digunakan untuk kebutuhan kendaraan operasional pabrik sendiri. Dengan pertimbangan-pertimbangan tersebut, maka skenario boiler dapat dipertimbangkan untuk dilaksanakan karena tidak memiliki hambatan yang berarti.

## UCAPAN TERIMA KASIH

Penelitian ini didanai oleh Kementerian Riset, Teknologi dan Pendidikan Tinggi melalui program Insinas Riset Pratama Kemitraan dengan mitra PTPN V, Pekanbaru.

## DAFTAR PUSTAKA

- L. Lacrosse, "Clean and Efficient Biomass Cogeneration Technology in ASEAN," 2004.
- I. Febijanto, "Kajian Teknis & Keekonomian Pembangkit Listrik Tenaga Biomasa Sawit; Kasus: Di Pabrik Kelapa Sawit Pinang Tinggi, Sei Bahar, Jambi," *J. Mechatronics, Electr. Power, Veh. Technol.*, 2012, doi: 10.14203/j.mev.2011.v2.11-22.
- The Japan Institute of Energy, "Buku Panduan Biomassa Asia: Panduan untuk Produksi dan Pemanfaatan Biomassa.," *Japan Inst. Energy*, 2008.
- A. S. Rahayu *et al.*, "Handbook POME-to-Biogas Project Development in Indonesia," *Winrock Int.*, 2015.
- M. J. Iskandar, A. Baharum, F. H. Anuar, and R. Othaman, "Palm oil industry in South East Asia and the effluent treatment technology—A review," *Environmental Technology and Innovation*. 2018, doi: 10.1016/j.eti.2017.11.003.
- IPCC, *Intergovernmental Panel on Climate Change 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas inventories*. 2006.
- B. Kencana, "Biogas Power Plant Market Development & Technology Overview," Belitung, 2016.
- T. Al Seadi *et al.*, *Biogas Handbook*. Esbjerg, Denmark: University of Southern Denmark Esbjerg, 2008.
- M. S. Shah, P. K. Halder, A. S. M. Shamsuzzaman, M. S. Hossain, S. K. Pal, and E. Sarker, "Perspectives of Biogas Conversion into Bio-CNG for Automobile Fuel in Bangladesh," *J.*



- Renew. Energy*, 2017, doi: 10.1155/2017/4385295.
- S. E. Hosseini and M. A. Wahid, "Feasibility study of biogas production and utilization as a source of renewable energy in Malaysia," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2013, doi: 10.1016/j.rser.2012.11.008.
- N. E. Korres, P. O'Kiely, J. A. H. Benzie, and J. S. West, *Bioenergy production by anaerobic digestion: Using agricultural biomass and organic wastes*. 2013.
- J. Lauwers, L. Appels, S. Taes, J. Van Impe, and R. Dewil, "Anaerobic co-digestion of fats, oils and grease (FOG) with waste activated-sludge," 2012, doi: 10.3303/CET1229119.
- Y. Y. Choong, K. W. Chou, and I. Norli, "Strategies for improving biogas production of palm oil mill effluent (POME) anaerobic digestion: A critical review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.10.036.
- E. I. Ohimain and S. C. Izah, "A review of biogas production from palm oil mill effluents using different configurations of bioreactors," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.11.221.
- C. S. Park, *Fundamentals of Engineering Economics*. 2004.
- Badan Kebijakan Fiskal Kementerian Keuangan RI, "Analisis Biaya dan Manfaat Melalui Kredit Program kerjasama Pusat Kebijakan Pembiayaan Perubahan Iklim dan Multilateral Badan Kebijakan Fiskal Kementerian Keuangan RI UK Low Carbon Support Programme UK Department for International Development Tahun 2014," Jakarta, 2014. [Online]. Available: [https://www.kemenkeu.go.id/sites/default/files/financing\\_wte.pdf](https://www.kemenkeu.go.id/sites/default/files/financing_wte.pdf).
- A. Arum, "Seri Panduan Investasi EBT Indonesia: Bioenergi (PLTBg – PLTBm)," Jakarta, 2018. [Online]. Available: <https://www.slideshare.net/AbdurrahmanArum/seri-panduan-investasi-ebt-indonesia-bioenergi>.
- B. Stürmer *et al.*, "Technical-Economic Analysis for Determining the Feasibility Threshold for Tradable Biomethane Certificates," 2016.
- M. Smith and J. Gonzales, "Costs associated with compressed natural gas vehicle fueling infrastructure," in *Natural Gas-Powered Cars and Trucks: Options and Issues*, 2015.
- Yudiartono, I. Fitriana, R. E. P. Dewi, P. T. Wijaya, N. Niode, and N. Gustriani, "Analisa Tekno-ekonomi BioCNG sebagai Bahan Bakar Gas Terbarukan di Indonesia," *J. Energi dan Lingkung.*, vol. 14, no. 2, pp. 63–74, 2018.