JTERA (Jurnal Teknologi Rekayasa), Vol. 4, No. 1, Juni 2019, Hal. 61-68
Terakreditasi "**Peringkat 3"** oleh Kemenristekdikti, Nomor SK: 30/E/KPT/2018
DOI: 10.31544/jtera.v4.i1.2019.61-68
p-ISSN 2548-737X
e-ISSN 2548-8678

Kajian Tekno Ekonomi *Upgrading* Biogas Berbasis POME Dengan Teknologi *Water Scrubber*

Agus Sugiyono[1], Asmi Rima Juwita[2], Zulaicha Dwi Hastuti[2], Ira Fitriana[1]
[1]Pusat Pengkajian Industri Proses dan Energi, Badan Pengkajian dan Penerapan Teknologi (BPPT)
Gedung 720, Kawasan Puspiptek Serpong, Tangerang Selatan, Indonesia
[2]Pusat Teknologi Sumberdaya Energi dan Industri Kimia, Badan Pengkajian dan Penerapan Teknologi (BPPT)
Gedung 625, Kawasan Puspiptek Serpong, Tangerang Selatan, Indonesia
agus.sugiyono@bppt.go.id

Abstrak

Biometana dari POME (*palm oil mill effluent*) merupakan energi terbarukan yang dapat dimanfaatkan sebagai substitusi gas alam dan LPG. Produksi biometana dapat mencapai 10% dari konsumsi gas bumi saat ini atau setara dengan 20% dari konsumsi LPG bila keseluruhan kapasitas produksi pabrik kelapa sawit dioptimalkan. Salah satu teknologi untuk produksi biometana yang sudah komersial untuk skala industri adalah *water scrubber*. Penerapan teknologi ini, khususnya di pabrik kelapa sawit Sei Pagar, Riau dengan kapasitas 250 Nm^3/jam, belum ekonomis. Makalah ini bertujuan untuk melakukan kajian tekno ekonomi *upgrading* biogas berbasis POME dengan teknologi *water scrubber*. Berdasarkan hasil kajian yang dilakukan, biaya investasi *upgrading* biogas *plant* mencapai 53,2 miliar rupiah, sedangkan biaya operasi dan perawatannya mencapai 8,3 miliar rupiah. Harga biometana masih lebih mahal dari pada harga gas bumi sebesar 5,62 USD/MMBTU. Pada harga gas di atas 18,5 USD/MMBTU, *upgrading* biogas *plant* layak untuk dikembangkan. Kendala yang dihadapi dalam mencapai kelayakan adalah biaya investasi yang mahal serta harga gas bumi yang lebih murah. Berbagai kebijakan seperti transisi energi dan *feed in tariff* untuk energi terbarukan serta penerapan biaya eksternalitas dan *depletion premium* untuk energi fosil diharapkan dapat mendorong kelayakan penggunaan biometana berbasis POME di masa mendatang.

Kata kunci: *upgrading* biogas, POME, analisis ekonomi

Abstract

Biomethane from POME is a renewable energy that can be used as a substitute for natural gas and LPG. Biomethane production can meet 10% of current natural gas consumption and equivalent to 20% of LPG consumption if the entire production capacity of palm oil mills is optimized. One of the technologies for the production of biomethane that is already commercial in industrial scale is water scrubber. The application of this technology for POME from the Sei Pagar palm oil mill, Riau with a capacity of 250 Nm^3/hour, is not yet economical. The investment costs of biogas upgrading plant reach 53.2 billion rupiah while the operating and maintenance costs reach 8.3 billion rupiah. The price of biomethane is still more expensive than the price of natural gas at 5.62 USD/MMBTU. The biogas upgrading plant is feasible to be developed at gas prices of above 18.5 USD/MMBTU. The main constraints in achieving the feasibility of biomethane are the high investment costs and the low prices of natural gas. Various policies such as: energy transition and feed-in tariffs for renewable energy, the application of externality cost and depletion premium for fossil energy, are expected to encourage the economic use of POME-based biomethane in the future.

Keywords: *biogas upgrading, POME, economic analysis*

I. PENDAHULUAN

Produksi kelapa sawit di Indonesia pada tahun 2017 mencapai 37,8 juta ton dengan pabrik kelapa sawit (PKS) yang besar tersebar di wilayah Sumatera, Kalimantan, dan Sulawesi [1], [2]. Hasil samping dari PKS tersebut di antaranya adalah limbah cair yang dikenal dengan POME (*palm oil mill effluent*). POME dapat menghasilkan biogas yang dapat diproses lebih lanjut menjadi biometana. Biometana ini merupakan energi terbarukan yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkit listrik

Diterima: 27 Februari 2019; Direvisi: 13 Maret 2019; Disetujui: 9 April 2019
JTERA, Vol. 4, No. 1, Juni 2019

© 2019 JTERA (Jurnal Teknologi Rekayasa), Politeknik Sukabumi

maupun sebagai substitusi gas alam dan LPG. Studi Winrock [3] menunjukkan bahwa kapasitas produksi tandan buah segar (TBS) dari PKS di Indonesia mencapai 34.280 ton per jam dengan POME yang bisa dihasilkan sebesar 23.996 m^3 per jam. Kapasitas produksi tersebut akan dapat menghasilkan biometana sebesar 54,5 juta SCF (*standard cubic feet*) atau setara 11,5 juta SBM (setara barel minyak) dalam satu tahun bila seluruh kapasitas produksi dimanfaatkan. Produksi biometana ini setara dengan 10% dari konsumsi gas bumi saat ini sebesar 564,3 juta SCF atau setara dengan 20% dari konsumsi LPG (57 juta SBM) [4].

Produksi gas bumi Indonesia saat ini mulai menurun dan diperkirakan akan menjadi net importir gas pada tahun 2028. Produksi gas bumi diprakirakan tidak mampu memenuhi kebutuhan gas nasional di masa mendatang sehingga perlu impor gas dalam bentuk LNG [5]. Di sisi lain, penggunaan LPG untuk rumah tangga dan komersial menghadapi banyak kendala, karena lebih dari 65% pasokan LPG saat ini berasal dari impor. Impor LPG yang semakin meningkat akan memberatkan perekonomian nasional karena akan meningkatkan defisit neraca perdagangan. Penggunaan LPG harus mulai pelan-pelan dikurangi sampai sekecil mungkin karena LPG adalah opsi transisi menuju penggunaan gas bumi [6]. Biogas dari POME merupakan salah satu energi alternatif yang dapat dimanfaatkan untuk memenuhi sebagian kebutuhan gas dalam negeri. Pemanfatan biogas dari POME merupakan bentuk peningkatan nilai tambah ekonomi dari limbah cair menjadi energi terbarukan dan sekaligus menurunkan emisi gas rumah kaca (GRK) [7],[8].

Biogas dari POME mempunyai kandungan terbesar metana (CH_4) sekitar 50-75%, kemudian karbon dioksida (CO_2) sekitar 24-45%, dan sisanya berupa H_2O, H_2S, serta gas-gas lainnya [3]. Supaya dapat dimanfaatkan untuk beberapa keperluan seperti untuk memproduksi panas, listrik, dan penggunaan sebagai bahan bakar kendaraan, metana dalam biogas atau biometana harus dibersihkan dari impuritas pada batas yang disyaratkan atau sesuai dengan spesifikasi gas bumi. Impuritas utama dalam biogas yang harus dihilangkan seperti H_2S dan uap air. Uap air menyebabkan korosi, akumulasi air dalam pipa dan pembekuan pada tekanan tinggi. Di sisi lain, H_2S menyebabkan korosi, beracun, dan pada pembakaran menghasilkan senyawa SO_2 dan SO_3 yang lebih beracun dari pada H_2S [9], [10]. Salah satu teknologi yang dapat dimanfaatkan untuk pemurnian biogas menjadi biometana adalah *water scrubber*.

Dalam penelitian ini, akan dianalisis kelayakan ekonomi *upgrading* biogas menjadi biometana yang setara dengan gas alam berbasis POME di perkebunan kelapa sawit (PKS) Sei Pagar dengan teknologi *water scrubber*. PKS Sei Pagar berlokasi di Kabupaten Kampar, Provinsi Riau dengan kapasitas pabrik 30 ton/jam yang menempati areal seluas 6,5 Ha, sedangkan total luas areal perkebunan sebesar 2947,20 Ha [11].

II. METODE PENELITIAN

A. Teknologi Upgrading Biogas dari POME

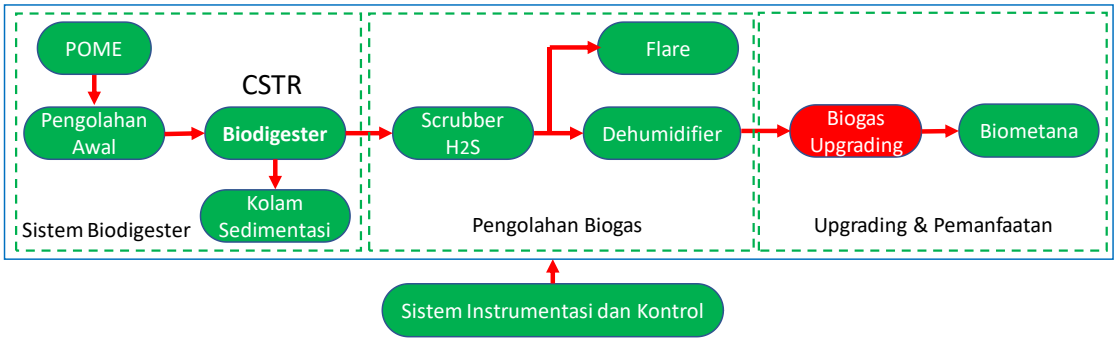
Secara keseluruhan sistem *upgrading* biogas *plant* untuk proses produksi biometana ditunjukkan pada Gambar 1. Proses produksi terbagi menjadi tiga komponen, yaitu: sistem biodigester, pengolahan biogas, serta *upgrading* dan pemanfaatan. Keseluruhan proses dikendalikan dengan sistem instrumentasi dan kontrol untuk memantau berbagai parameter teknis seperti suhu, tekanan, serta aliran cairan dan gas. Bila terjadi kondisi yang tidak aman, sistem akan menghentikan proses, baik secara manual ataupun otomatis.

B. Sistem Biodigester

POME yang keluar dari proses pengolahan kelapa sawit perlu dikondisikan sesuai dengan karakteristik biodigester yang digunakan. Pengolahan awal dimaksudkan untuk penyaringan kotoran dan serat dari POME serta mengkondisikan suhu 35-40^oC [12] dan pH yang optimal pada rentang 6,5-7,5. POME di dalam digester akan didegradasi oleh mikroba menjadi gas metana (CH_4) dan gas CO_2 dalam kondisi tanpa oksigen (*anaerobic*). Biodigester yang digunakan adalah jenis *continuous stirred tank reactor* (CSTR) yang secara teknis lebih bagus dari pada jenis *cover lagoon* dalam menguraikan POME menjadi biogas [7], [13]. Limbah dari biodigester ditampung dalam kolam sedimentasi yang bisa diproses lebih lanjut menjadi pupuk.

C. Pengolahan Biogas

Biogas yang diproduksi dalam biodigester dialirkan dan diproses lebih lanjut dalam pengolahan biogas. Spesifikasi biogas dari POME dan gas bumi ditunjukkan pada Tabel 1. Kandungan terbesar biogas adalah CH_4 disamping ada beberapa impuritas yang harus dikurangi konsentrasinya sesuai dengan standar dalam pemanfaatannya. Impuritas harus dibersihkan karena pemanfaatan di atas batas standar dapat menyebabkan kerusakan mesin (korosi). Pengolahan biogas pada prinsipnya dilakukan untuk mengurangi kandungan H_2S dan H_2O dalam biogas. *Scrubber* H_2S yang berjenis *bioscrubber* digunakan untuk menurunkan konsentrasi H_2S biogas hingga menjadi < 200 ppm.



Gambar 1. Diagram *upgrading* biogas *plant* [3]

Tabel 1. Komposisi biogas dari POME dan gas bumi

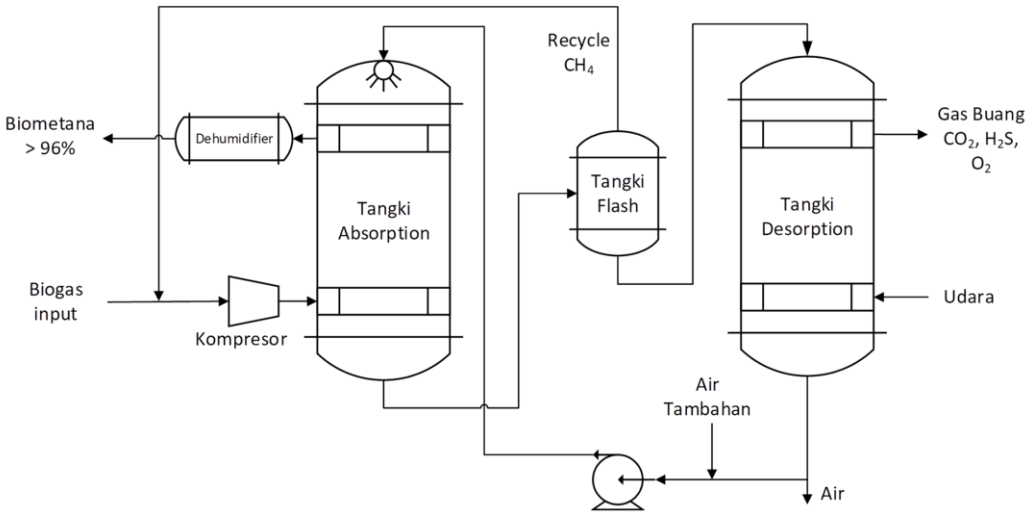
Parameter	Unit	Biogas POME		Gas Bumi	Dampak dalam Pemanfaatan
		[3]	[14]	[15]	[16]
Nilai kalor	MJ/Nm^3	20 [17]	17,17	35,8-43,8	
CH_4	% (vol)	50 - 75	60	> 77	
Hidrokarbon lain	% (vol)	-	-	< 14,5	
CO_2	% (vol)	25 - 45	34,72	< 5	Penurunan nilai kalor, korosi
H_2O	% (vol)	2 - 7	2,4	< 0,0063	Korosi
O_2	% (vol)	< 2	-	< 0,1	Korosi
N_2	% (vol)	< 2	1.1	< 3	Penurunan nilai kalor
H_2S	% (vol)	< 2	0,16	< 0,001	Korosi, racun pada konverter katalitik
NH_3	% (vol)	< 1	-	-	Emisi polutan, korosi
H_2	% (vol)	< 1	1	-	
CO	% (vol)	-	0.62	-	

Bioscrubber menggunakan bakteri pengoksidasi sulfur untuk mengubah H_2S menjadi SO_4 dan sudah banyak diterapkan karena biaya operasionalnya murah. Selanjutnya, kandungan H_2O dari biogas dibersihkan dengan cara pendinginan pada suhu sekitar 15^oC dengan menggunakan *dehumidifier*. Bila ada kelebihan biogas yang tidak dimanfaatkan, maka harus dibakar (*flare*) sebagai persyaratan keamanan pengoperasian sistem dan tidak boleh dibuang langsung ke atmosfer karena mudah terbakar dan menimbulkan emisi gas rumah kaca. Pembersihan biogas dalam tahap ini untuk mengurangi sebagian kandungan impuritas dan masih perlu tahap *upgrading* supaya spesifikasi biometana yang dihasilkan setara dengan gas bumi.

D. Upgrading dan Pemanfaatan Biogas

Upgrading merupakan proses untuk memisahkan gas CO_2 dari biogas dan memurnikannya guna meningkatkan nilai kalor dan mencapai spesifikasi standar yang diharapkan. Secara umum, teknologi *upgrading* yang sudah komersial adalah: membran, *pressure swing adsorption* (PSA), *water scrubber*, *organic physical scrubber*, dan *amine scrubber* [18], [19]. *Water srcubber* dipilih untuk mengurangi kandungan CO_2 dalam biogas karena merupakan teknologi yang sudah umum digunakan dengan hasil *upgrading* rata-rata kandungan biometana (CH_4) mencapai 96,78% [10], [16], [20]. Teknologi ini tidak memerlukan bahan kimia dalam prosesnya meskipun membutuhkan air yang banyak [21].

Proses *upgrading* dengan teknologi *water scrubber* ditunjukkan pada Gambar 2. Proses pembersihan CO_2 dalam biogas bergantung pada prinsip bahwa CO_2 lebih mudah larut dalam air dari pada CH_4. Biogas dengan tekanan tinggi masuk ke tangki *absorption* dan bertemu dengan aliran air yang disemprotkan dari atas tangki. CO_2 akan larut ke dalam air dan akan dialirkan ke tangki *flash*. Gas yang keluar dari atas tangki *absorption* sudah memiliki konsentrasi biometana (CH_4) yang tinggi (>96%), tetapi masih perlu dikeringkan untuk mengurangi kadar air. Dalam tangki *flash*, CO_2 yang terlarut dalam air masih membawa sisa CH_4 dan impuritas lainnya. Sisa CH_4 dialirkan kembali ke saluran masuk biogas, sedangkan CO_2 dan impuritas lainnya dialirkan ke dalam tangki *desorption* untuk selanjutnya dibuang. Udara dengan tekanan rendah dialirkan ke tangki *desorption*, sedangkan air sebagian besar didaur ulang dan bila masih kurang ditambahkan air baru (*make up water*) [10], [20].



Gambar 2. Diagram alir proses *upgrading* biogas dengan *water scrubber* [10], [18], [20]

Biogas yang sudah diolah dan dimurnikan akan menjadi biometana yang setara dengan gas alam. Biometana ini bisa dikompresi menjadi Bio CNG yang bisa digunakan untuk kendaraan bermotor atau dialirkan ke jaringan pipa gas. Untuk analisis kelayakan tekno ekonomi hanya diperhitungkan dari POME sampai menjadi biometana, tidak mempertimbangkan dikompresi menjadi Bio CNG ataupun dialirkan ke jaringan pipa gas.

III. HASIL DAN PEMBAHASAN

A. Kajian Tekno Ekonomi

Aspek tekno-ekonomi yang menjadi dasar untuk analisis kelayakan adalah NPV (*Net Present Value*), IRR (*Internal Rate of Return*), dan PBP (*Payback Period*). Rumus-rumus perhitungan kelayakan tekno ekonomi secara rinci dibahas dalam Park [22] dan USAID [23]. Biaya yang diperhitungan adalah biaya investasi, operasi, dan perawatan keseluruhan sistem (lihat Gambar 1), sedangkan pendapatan dihitung berdasarkan biometana yang dihasilkan menggunakan harga gas bumi saat ini.

B. Harga Gas Bumi

Harga gas bumi di Indonesia ditetapkan pemerintah dengan mempertimbangkan kelayakan tekno ekonomi lapangan gas bumi, harga gas bumi dalam negeri dan internasional saat ini, serta nilai tambah dari pemanfaatan gas bumi dalam negeri. Disparitas harga gas bumi masih besar yang tergantung dari sektor pengguna serta wilayahnya, seperti ditunjukkan pada Tabel 2. Pada tahun 2016 harga gas bumi rata-rata untuk sektor industri sebesar 5,62 USD/MMBTU, untuk pembangkit listrik 5,31 USD/MMBTU, dan untuk pupuk 5,72 USD/MMBTU [24]. Untuk harga gas internasional (CIF) pada tahun 2017 berkisar antara 5,62 USD/MMBTU untuk Uni Eropa dan 8,10 USD/MMBTU untuk LNG Jepang [25].

C. Produksi Biogas

PKS Sei Pagar mengolah TBS rata-rata sebesar 30 ton per jam. PKS beroperasi rata-rata 17 jam sehari dan selama 330 hari dalam satu tahun. POME yang dihasilkan dari PKS tersebut secara kontinu dapat memasok *upgrading* biogas *plant* dan dihargai sebesar 100 rupiah/m^3. Kandungan organik dalam limbah POME atau nilai COD (*chemical oxygen demand*) adalah sebesar 50.000 mg/liter. Dengan menggunakan data dari Winrock [3] dapat diestimasi produksi biogas (Tabel 3).

Produksi biogas diperkirakan sebesar 242 Nm^3/jam dengan potensi kandungan biometana sebesar 157 Nm^3/jam. Potensi produksi biogas > 200 Nm^3/jam tersebut sudah masuk kategori skala komersial untuk pemakaian teknologi *upgrading* biogas. Penyedia teknologi *upgrading* biogas skala komersial diantaranya adalah perusahaan DMT, Econet, Greenlane Biogas, Malmberg Water, dan RosRoca.

Tabel 2. Harga gas bumi domestik tahun 2016 (USD/MMBTU) [24]

Keterangan	Lifting	Pupuk	Listrik	lndustri	lndustri (PGN)	Ekspor (Pipa)	Ekspor (LNG)	Domestik (LNG)
Minimum	1,62	3,66	2,50	0,22	2,57	4,21	4,10	4,78
Nilai Tengah	4,74	5,72	5,31	5,22	5,38	4,94	7,65	5,50
Maksimum	8,24	7,74	8,46	8,62	8,24	6,62	9,99	5,96

Tabel 3. Parameter bahan baku

Keterangan	Satuan	Nilai
Kapasitas PKS	ton TBS/jam	30
Pengolahan TBS rata-rata	ton/hari	369
Rasio produksi POME terhadap TBS	m^3 POME/ton TBS	0,65
Produksi POME rata-rata per hari	m^3/hari	240
COD (*Chemical Oxygen Demand*)	mg/liter	50.000
Faktor emisi metana (CH_4)	kg CH_4/kg COD	0,25
Masa jenis metana	kg CH_4/m^3 CH_4	0,716
Efisiensi digester	-	0.9
Fraksi metana dalam biogas	-	0,65
Produksi metana	Nm^3 CH_4/hari	3.769
	Nm^3 CH_4/jam	157
Produksi biogas	Nm^3 biogas/hari	5.798
	Nm^3 biogas/jam	242
Nilai kalor metana	MJ/Nm^3	36

Upgrading biogas *plant* beroperasi 24 jam sehari dan 355 hari dalam satu tahun. Umur ekonomi *plant* diprakirakan selama 20 tahun dihitung sejak mulai beroperasi. Nilai kalor biometana sebesar 36 MJ/Nm^3 dengan harga jual gas diasumsi sebesar 5,62 USD/MMBTU.

D. Biaya Investasi

Pembangunan upgrading biogas plant dengan kapasitas 250 Nm^3/jam diperkirakan membutuhkan waktu 2 tahun. Biaya investasi secara keseluruhan ditunjukkan pada Tabel 4. Pendanaan investasi diasumsikan sebesar 70% dari pinjaman (kredit) bank dan sisanya dengan modal sendiri (*equity*). Tingkat bunga kredit diasumsi sebesar 10% per tahun dengan lama pinjaman dari bank 10 tahun. Total biaya investasi mencapai 53,2 miliar rupiah dengan komponen biaya *upgrading* mencapai 66% dari total biaya investasi. Nilai tukar rupiah terhadap dolar sebesar 14.000 rupiah/dolar.

E. Biaya Operasional dan Perawatan

Biaya operasional dan perawatan merupakan biaya yang dikeluarkan *upgrading* biogas *plant* untuk beroperasi selama setahun yang dirinci menjadi biaya tetap dan biaya variabel. Total biaya operasional dan perawatan setiap tahunnya mencapai 8,3 miliar rupiah dengan biaya untuk *upgrading* biogas mencapai 85% dari biaya total. Rangkuman biaya operasional dan perawatan ditunjukkan pada Tabel 5.

F. Analisis Kelayakan

Potensi biometana yang dapat dibangkitkan setiap tahun sebesar 1,3 juta Nm^3. Pada harga biometana sebesar 5,62 USD/MMBTU dan dieskalasi sebesar 1,5% per tahun belum mampu mendapatkan NPV yang positif selama 20 tahun beroperasi. *Discount factor* yang dipergunakan adalah angka *weighted average cost of capital* (WACC) sebesar 10,86% per tahun. Hasil perhitungan menunjukkan bahwa *upgrading* biogas *plant* belum layak untuk dibangun. Komponen biaya investasi, operasional, dan perawatan untuk *upgrading* biogas sangat dominan dibandingkan dengan biaya komponen sistem digester dan pengolahan biogas. Saat ini biaya investasi, operasional dan perawatan *upgrading* biogas masih tinggi sehingga tidak kompetitif dengan kondisi harga gas bumi seperti saat ini.

Tabel 4. Biaya investasi *upgrading* biogas *plant*

Keterangan	Biaya (Rp)
Perizinan	**990,000,000**
Sistem Biodigester & Pengolahan Biogas	**17,207,677,245**
a. *Engineering design*	292,198,500
b. Peralatan:	
Pengolahan awal POME	790,877,250
Biodigester & Kolam Sedimentasi	3,964,583,250
Scrubber H_2S	1,783,603,500
Dehumidifier	630,535,500
Flare, blower, biogas holder	1,852,580,250
Sistem instrumentasi, instalasi & lainnya	7,001,822,145
c. *Commissioning*	891,476,850
***Upgrading* Biogas**	**34,979,010,614**
a. *Engineering design*	698,791,521
b. Peralatan:	
Water Scrubber	22,687,500,000
Instalasi, instrumentasi dan lainnya	9,928,452,011
c. *Commissioning*	1,664,267,081
TOTAL	**53,176,687,859**

Tabel 5. Biaya operasional dan perawatan *upgrading* biogas *plant*

Keterangan	Biaya (Rp)
Sistem Biodigester dan Pengolahan Biogas	**1,286,540,066**
a. Biaya tetap:	
Gaji dan upah	468,000,000
Biaya administrasi	143,400,000
Perawatan tahunan	480,720,057
Sewa tanah	37,500,000
Asuransi	80,120,009
b. Biaya variabel:	
Biaya pembelian POME	10,800,000
Biaya utilitas	66,000,000
***Upgrading* Biogas**	**7,027,366,938**
a. Biaya tetap:	
Gaji dan upah	351,000,000
Biaya administrasi	113,550,000
Perawatan tahunan	3,365,313,929
Major overhaul	203,849,700
Asuransi	2,197,190,718
b. Biaya variabel:	
Biaya utilitas	796,462,592
TOTAL	**8,313,907,004**

Pembangunan *upgrading* biogas *plant* akan ekonomis apabila harga gas bumi mencapai 18,5 USD/MMBTU. Pada harga ini akan diperoleh NPV sebesar 78,0 juta rupiah dengan IRR 10,88% dan *payback period* 8 tahun 4 bulan. Meskipun IRR tersebut belum menarik bagi investor untuk membangun, namun memberikan indikasi bahwa kenaikan harga gas bumi akan meningkatkan kelayakan ekonomi *upgrading* biogas *plant*. Sebagai perbandingan, harga LPG 12 kg saat ini mencapai Rp. 156.000 atau setara dengan 19,5 USD/MMBTU dengan menggunakan nilai tukar 14.000 rupiah/USD dan nilai kalor 0,0476 MMBTU/kg.

IV. KESIMPULAN

Prospek biogas berbasis POME sebagai energi terbarukan yang ramah lingkungan mempunyai potensi yang cukup besar dalam memenuhi kebutuhan energi karena keterbatasan cadangan bahan bakar fosil dan kekhawatiran akan peningkatan emisi GRK. Biogas dari POME sudah dimanfaatkan secara ekonomis sebagai pembangkit listrik tenaga biogas (PLTBg) untuk memenuhi kebutuhan listrik di PKS, namun berdasarkan perhitungan kelayakan tekno ekonomi, biogas dari POME tidak layak untuk dimanfaatkan sebagai biometana sebagai substitusi gas bumi atau LPG. Faktor utama yang menjadi kendala adalah biaya investasi *upgrading* biogas serta harga gas bumi.

Secara kelayakan harga biometana masih lebih mahal dari pada harga gas bumi sebesar 5,62 USD/MMBTU. Pada harga gas di atas 18,5 USD/MMBTU *upgrading* biogas *plant* layak untuk dikembangkan. Kendala yang dihadapi dalam mencapai kelayakan tekno ekonomi terutama adalah biaya investasi yang mahal serta harga gas berbasis energi fosil yang lebih murah. Kendala tersebut dapat diatasi dengan berbagai skema kebijakan yang dapat diterapkan. Kebijakan transisi energi yang sudah banyak diadopsi oleh negara-negara maju, misalnya terus mendorong peningkatan pangsa penggunaan energi terbarukan. Perhatian tersebut diharapkan dapat menciptakan inovasi dan terobosan teknologi sehingga dapat menurunkan biaya investasi. Disamping itu, berbagai kebijakan terkait harga energi seperti: *feed in tariff* untuk energi terbarukan serta penerapan biaya eksternalitas dan *depletion premium* untuk energi fosil, dapat mendorong kelayakan ekonomi penggunaan energi terbarukan seperti biogas dari POME tersebut.

UCAPAN TERIMA KASIH

Penelitian ini merupakan bagian dari program Insinas Riset Pratama Kemitraan dengan mitra PTPN V, Pekanbaru yang didanai oleh Kementerian Riset, Teknologi, dan Pendidikan Tinggi tahun 2018.

REFERENSI

[1] BPS, *Statistik Indonesia 2018*, Badan Pusat Statistik, 2018.

[2] Ditjen Perkebunan, *Statistik Perkebunan Indonesia 2015-2017: Komoditas Kelapa Sawit*, Kementerian Pertanian, 2016.

[3] A. S. Rahayu, D. Karsiwulan, H. Yuwono, I. Trisnawati, S. Mulyasari, S. Rahardjo, S. Hokermin, V. Paramita, *Konversi POME Menjadi Biogas: Pengembangan Proyek di Indonesia*, Winrock International, 2015.

[4] MEMR, *Handbook of Energy and Economic Statistics of Indonesia 2017*, Jakarta: Ministry of Energy and Mineral Resources, 2017.

[5] BPPT, *Outlook Energi Indonesia 2018: Energi Berkelanjutan untuk Transportasi Darat*, Jakarta, 2018.

[6] U. Priyanto, *Perspektif, Potensi dan Ketahanan Energi Indonesia*, Jakarta: Tempo, 2018.

[7] S. E. Hosseini and M. A.Wahid, "Feasibility study of biogas production and utilization as asource of renewable energy in Malaysia", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 19, pp. 454-462, Mar. 2013.

[8] BKF, *Analisis Biaya dan Manfaat Pembiayaan Investasi Limbah Menjadi Energi Melalui Kredit Program*, Badan Kebijakan Fiskal, 2014.

[9] E. Ryckebosch, M. Drouillon, H. Vervaeren, "Technique for Transformation of Biogas to Biomethane", *Biomass and Bioenergy*, No. 35, pp. 1633-1645, Elsevier, 2011.

[10] I. U. Khan, M. H. D. Othman, H. Hashim, T. Matsuura, A. F. Ismail, M. R. Arzhandi, and I. W. Azelee, "Biogas as a renewable energy fuel - A review of biogas upgrading, utilisation and storage", *Energy Conversion and Management*, vol. 150, pp. 277-294, Oct. 2017.

[11] PTPN V, *Laporan Tahunan 2016*, PT Perkebunan Nusantara V Pekanbaru, 2016.

[12] O. A. Arikan, W. Mulbry, and S. Lansing, "Effect of temperature on methane production from field-scale anaerobic digesters treating dairy manure", *Waste Management*, no. 43, 2015.

[13] 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*, vol. 70, pp. 242-253, Apr. 2017.

[14] BPPT, "Data Basic Engineering Design PLTBg PKS Sei Pagar", 2017

[15] Keputusan Dirjen Migas No. 247.K/10/DJM.T/2011, "Spesifikasi Bahan Bakar Gas Jenis CNG untuk Transportasi yang Dipasarkan di Dalam Negeri", Jan. 2011.

[16] Q. Sun, H. Li, J. Yan, L. Liu, Z. Yu, and X. Yu, "Selection of appropriate biogas upgrading technology - a review of biogas cleaning, upgrading and utilization", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 51, pp. 521-532, 2015.

[17] N. B. Bakar, L. W. Soon, L. S. Kheang, A. A. Aziz, M. F. M. Saad, and M. K. M. Kamarudin, L. Y. Soon, L. D. Yuen, "Bio-Compressed Natural Gas (Bio-CNG) Production From Palm Oil Mill Effluent (POME)", *MPOB Information Series*, No. 618, Malaysian Palm Oil Board, Jul. 2017

[18] T. U Wien, *Biogas to Biomethane Technology Review*, Vienna University of Technology, 2012.

[19] F. Bauer, C. Hulteberg, T. Persson, and D. Tamm, *Biogas upgrading - Review of commercial technologies*, Malmö: SGC Rapport, 2013.

[20] H. H. Huseby, "Biogas Upgrading: Techno-economic Evaluation of Different Technologies Based on Norwegian Potential of Raw Materials", master thesis, Norwegian University of Life Sciences, May 2015.

[21] L. Yang, X. Ge, C. Wan, F. Yu, and Y. Li, "Progress and perspectives in converting biogas to transportation fuels", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 40, pp. 1133-1152, 2014.

[22] C. S. Park, *Fundamentals of Engineering Economics*, Pearson Education, Inc., 2004.

[23] USAID, *Pembiayaan Pembangkit Listrik Tenaga Biogas*, USAID bekerja sama dengan OJK dan UI, 2016.

[24] Ditjen Migas, *Neraca Gas Bumi Indonesia Tahun 2016-2035*, Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi, Jakarta: KESDM, 2016.

[25] MEMR, *Handbook of Energy & Economic Statistics of Indonesia 2018*, Jakarta: Ministry of Energy and Mineral Resources, 2018.