

Buku Panduan

# Konversi POME Menjadi Biogas

Pengembangan Proyek  
di Indonesia



**USAID**  
FROM THE AMERICAN PEOPLE



**WINROCK**  
INTERNATIONAL



## Winrock International © 2015

**Penyusun:**

**Ade Sri Rahayu  
Dhiah Karsiwulan  
Hari Yuwono  
Ira Trisnawati  
Shinta Mulyasari  
S. Rahardjo  
Sutanto Hokermin  
Vidia Paramita**

**Penyunting:**

**Ade Sri Rahayu  
Dhiah Karsiwulan  
Hari Yuwono  
Vidia Paramita**



---

Penyusunan buku panduan ini terlaksana berkat dukungan Rakyat Amerika melalui *United States Agency for International Development* (USAID). Isi dari buku ini sepenuhnya menjadi tanggung jawab Winrock International dan belum tentu mencerminkan pandangan USAID atau Pemerintah Amerika Serikat.

Daftar Singkatan . . . . .	3
Garis Besar Buku Panduan Ini . . . . .	4
Biogas dari Proses Produksi Minyak Sawit . . . . .	5
Proyek Konversi POME Menjadi Energi di Indonesia . . . . .	6
BAGIAN 1: TEKNOLOGI KONVERSI POME MENJADI BIOGAS . . . . .	8
1.1. Limbah Cair Kelapa Sawit atau <i>Palm Oil Mill Effluent</i> (POME) . . . . .	8
1.2. Apa itu Biogas? . . . . .	10
1.3. Perbandingan Penguraian Anaerobik dan Aerobik . . . . .	11
1.4. Proses Penguraian Anaerobik . . . . .	12
1.5. Kondisi Ideal untuk Penguraian Anaerobik . . . . .	14
1.6. Teknologi Penguraian Anaerobik . . . . .	17
BAGIAN 2: IKHTISAR PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA BIOGAS (PLTBg) . . . . .	20
2.1. Komponen Pembangkit Listrik Tenaga Biogas (PLTBg) . . . . .	21
2.2. Manajemen Konstruksi dan Operasional . . . . .	25
2.3. Sistem Kelistrikan . . . . .	31
2.4. Kondisi Operasi . . . . .	35
2.5. Sistem Instrumentasi dan Kontrol . . . . .	36
2.6. Risiko Keselamatan dan Operasional . . . . .	39
BAGIAN 3: MENGANALISIS POTENSI PABRIK ANDA . . . . .	45
3.1. Mengkaji Potensi Energi . . . . .	46
3.1.1. Metode <i>Sampling</i> POME . . . . .	46
3.1.1.1. Metode Pengambilan Sampel ( <i>Sampling</i> ) . . . . .	46
3.1.1.2. Memilih Titik <i>Sampling</i> . . . . .	47
3.1.1.3. Menganalisis Sampel . . . . .	48
3.2. Menghitung Potensi Energi Terbarukan . . . . .	49
3.3. Kajian Pasokan dan Beban Listrik . . . . .	51
3.3.1. Beban Parasitik . . . . .	54
3.3.2. Beban Pabrik dan Non-pabrik . . . . .	54
3.3.3. Beban Luar . . . . .	54
BAGIAN 4: PENDANAAN DAN INVESTASI . . . . .	55
4.1. Biaya Proyek . . . . .	55
4.2. Biaya Operasional dan Pemeliharaan . . . . .	57
4.3. Arus Pendapatan . . . . .	58
4.4. Evaluasi Kelayakan Finansial . . . . .	59
4.5. Model Bisnis . . . . .	61
4.6. Pendanaan Proyek . . . . .	63
4.7. Pendanaan Karbon . . . . .	64
BAGIAN 5: STANDAR KEBERLANJUTAN DALAM INDUSTRI KELAPA SAWIT . . . . .	70
5.1. Standar Keberlanjutan . . . . .	72
5.2. Standar Internasional . . . . .	73
5.3. <i>Indonesian Sustainable Palm Oil</i> (ISPO) . . . . .	76
BAGIAN 6: EMISI GAS RUMAH KACA DARI PRODUKSI MINYAK SAWIT . . . . .	79
BAGIAN 7: PERHITUNGAN EMISI GAS RUMAH KACA DARI PRODUKSI MINYAK SAWIT . . . . .	83
Lampiran 1: Perjanjian PPA ( <i>Power Purchasing Agreement</i> ) dan <i>Excess Power</i> . . . . .	86
Lampiran 2: Penghitungan GRK (Gas Rumah Kaca) . . . . .	90
Lampiran 3: Peraturan dan Perundang-undangan . . . . .	93
Lampiran 4: Tantangan dan Potensi Penyelesaian . . . . .	95
<sup>2</sup> Lampiran 5: <i>Proyek Capacity for Indonesian Reduction of Carbon in Land Use and Energy</i> (CIRCLE) . . . . .	96

## Daftar Singkatan

<b>ASCE</b>	<i>American Society of Civil Engineers</i>	<b>ISPO</b>	<i>Indonesian Sustainable Palm Oil</i>
<b>BOD</b>	<i>Biochemical Oxygen Demand</i>	<b>IRR</b>	<i>Internal Rate of Return</i>
<b>BOO</b>	<i>Build Own Operate</i>	<b>IUPTL</b>	<i>Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik</i>
<b>BOT</b>	<i>Build Operate Transfer</i>	<b>L-CORE</b>	<i>Least Cost for Renewable Energy</i>
<b>CB</b>	<i>Circuit Breaker</i>	<b>LPG</b>	<i>Liquid Petroleum Gas</i>
<b>CC</b>	<i>Close Command</i>	<b>MAC</b>	<i>Maximum Allowable Concentration</i>
<b>CCBS</b>	<i>Climate Change and Biodiversity Standard</i>	<b>MCC</b>	<i>Millennium Challenge Corporation</i>
<b>CDM</b>	<i>Clean Development Mechanism</i>	<b>MEMR</b>	<i>Ministry of Energy and Mineral Resources</i>
<b>CER</b>	<i>Certified Emission Reduction</i>	<b>MJ</b>	<i>Megajoule</i>
<b>CIRCLE</b>	<i>Capacity for Indonesian Reduction of Carbon in Land Use and Energy</i>	<b>MPB</b>	<i>Mekanisme Pembangunan Bersih</i>
<b>COD</b>	<i>Chemical Oxygen Demand</i>	<b>MWe</b>	<i>Megawatt electricity</i>
<b>CPO</b>	<i>Crude Palm Oil</i>	<b>NGO</b>	<i>Non-governmental Organization</i>
<b>CPT</b>	<i>Cone Penetration Test</i>	<b>NPV</b>	<i>Net Present Value</i>
<b>CSTR</b>	<i>Continuously Stirred Tank Reactor</i>	<b>P&amp;ID</b>	<i>Piping and Instrumentation Diagram</i>
<b>DAK</b>	<i>Dana Alokasi Khusus</i>	<b>PE</b>	<i>Polyethylene</i>
<b>DNPI</b>	<i>Dewan Nasional Perubahan Iklim</i>	<b>PH</b>	<i>Phase/Fasa</i>
<b>DO</b>	<i>Dissolved Oxygen</i>	<b>PJBL</b>	<i>Perjanjian Jual Beli Listrik</i>
<b>EEP-Indonesia</b>	<i>Energy and Environmental Partnership with Indonesia</i>	<b>PKS</b>	<i>Pabrik Kelapa Sawit</i>
<b>EGSB</b>	<i>Expanded Granular Sludge Bed</i>	<b>PKO</b>	<i>Palm Kernel Oil</i>
<b>EPC</b>	<i>Engineering, Procurement, and Construction</i>	<b>PLC</b>	<i>Programmable Logic Controllers</i>
<b>EPS</b>	<i>Expanded Polystyrene</i>	<b>PLTBg</b>	<i>Pembangkit Listrik Tenaga Biogas</i>
<b>ESIA</b>	<i>Environmental and Social Impact Assessment</i>	<b>PN</b>	<i>Pressure Nominal</i>
<b>EU ETS</b>	<i>European Union Emission Trading Scheme</i>	<b>POA</b>	<i>Program of Activity</i>
<b>FIT</b>	<i>Feed-in-tariff</i>	<b>POME</b>	<i>Palm Oil Mill Effluent</i>
<b>FOG</b>	<i>Fat, Oil, and Grease</i>	<b>PPA</b>	<i>Power Purchasing Agreement</i>
<b>GHG</b>	<i>Greenhouse Gas</i>	<b>PPE</b>	<i>Personal Protective Equipment</i>
<b>GRK</b>	<i>Gas Rumah Kaca</i>	<b>ppm</b>	<i>Parts per million</i>
<b>GSE</b>	<i>Geosynthetic Lining System</i>	<b>PROPER</b>	<i>Program Penilaian Kinerja Perusahaan dalam Pengelolaan Lingkungan Perseroan Terbatas</i>
<b>GWP</b>	<i>Global Warming Potential</i>	<b>PT</b>	<i>PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)</i>
<b>ha</b>	<i>Hektar</i>	<b>PT PLN</b>	<i>Penilaian Usaha Perkebunan</i>
<b>HDPE</b>	<i>High Density Polyethylene</i>	<b>PUP</b>	<i>Roundtable on Sustainable Palm Oil</i>
<b>HRT</b>	<i>Hydraulic Retention Time</i>	<b>RSPO</b>	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
<b>ICED</b>	<i>Indonesia Clean Energy Development</i>	<b>SCADA</b>	<i>Special Purpose Company</i>
<b>IPAL</b>	<i>Instalasi Pengolahan Air Limbah</i>	<b>SPC</b>	<i>Soil Penetration Test</i>
<b>IPCC</b>	<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>	<b>SPT</b>	<i>Special Purpose Vehicle</i>
<b>ISCC</b>	<i>International Standard for Carbon Certification</i>	<b>SPV</b>	<i>Total Suspended Solid</i>
<b>ISO</b>	<i>International Organization for Standardization</i>	<b>TSS</b>	<i>Tandan Buah Segar</i>
		<b>TBS</b>	<i>Upflow Anaerobic Sludge Blanket</i>
		<b>UASB</b>	<i>Upaya Pengelolaan Lingkungan Hidup</i>
		<b>UKL</b>	<i>United Nations Framework Convention on Climate Change</i>
		<b>UNFCCC</b>	<i>Upaya Pemantauan Lingkungan Hidup</i>
		<b>UPL</b>	<i>US Agency for International Development</i>
		<b>USAID</b>	<i>Verified Carbon Standard</i>
		<b>VCS</b>	<i>Voluntary Emission Reduction</i>
		<b>VER</b>	<i>Volatile Fatty Acid</i>
		<b>VFA</b>	<i>Volatile Suspended Solid</i>
		<b>VSS</b>	<i>World Wide Fund for Nature</i>
		<b>WWF</b>	

## Garis Besar Buku Panduan Ini

Buku ini berfungsi sebagai sumber informasi mengenai teknologi konversi POME menjadi energi beserta manfaatnya, serta sebagai petunjuk bagi mereka yang berminat melakukan studi kelayakan. Buku ini mencakup tujuh bagian utama:

**Bagian 1, Teknologi Konversi POME Menjadi Biogas**, memberi informasi dasar mengenai limbah cair pabrik kelapa sawit atau *palm oil mill effluent* (POME), biogas, teknologi produksi biogas, dan proses anaerobik.

**Bagian 2, Gambaran Pembangkit Listrik Tenaga Biogas**, membahas pembangunan dan pengoperasian pembangkit listrik tenaga biogas, ragam pemanfaatan biogas, dan risiko operasional pembangkit tersebut.

**Bagian 3, Menganalisis Potensi Pabrik Anda**, menjelaskan langkah-langkah yang diambil untuk menilai potensi produksi biogas dan persyaratan sistem kelistrikan. Setiap PKS mungkin memiliki potensi produksi biogas yang berbeda tergantung pada lokasi, kapasitas, pengoperasian dan kualitas limbah cair yang dihasilkan. Bagian ini memberikan contoh-contoh analisis dalam studi kelayakan dan persiapan pembangunan pembangkit listrik tenaga biogas (PLTBg).

**Bagian 4, Pendanaan dan Investasi**, menjelaskan tentang perspektif keuangan dan cara-cara untuk mendanai suatu proyek.

**Bagian 5, Standar Keberlanjutan dalam Industri Minyak Sawit**, membahas praktik dan standar-standar keberlanjutan di industri minyak sawit.

**Bagian 6, Emisi Gas Rumah Kaca dari Industri Minyak Sawit**, membahas emisi yang timbul di sepanjang rantai pasokan produksi minyak sawit, bagaimana mengidentifikasi sumber-sumber emisi, dan melakukan inventarisasi emisi gas rumah kaca.

**Bagian 7, Perhitungan Emisi Gas Rumah Kaca dari Produksi Minyak Sawit**, meliputi metode untuk menghitung emisi gas rumah kaca dari perkebunan dan pabrik kelapa sawit, serta potensi penurunan emisi dari pembangunan proyek penangkapan gas metana dan pembangkit listrik tenaga biogas.

Versi elektronik buku ini dapat diunduh di <http://winrock-indo.org/4732.html>

## Biogas dari Proses Produksi Minyak Sawit

Biogas terbentuk secara alami ketika limbah cair kelapa sawit (POME) teruraikan pada kondisi anaerob. Tanpa pengendalian, biogas merupakan kontributor utama bagi perubahan iklim global. Biogas biasanya terdiri dari 50–75% metana ( $\text{CH}_4$ ), 25–45% karbon dioksida ( $\text{CO}_2$ ), dan sejumlah kecil gas-gas lainnya. Jika pengelolaan POME tidak terkendali, metana di dalam biogas terlepas langsung ke atmosfer. Sebagai gas rumah kaca (GRK), metana mempunyai efek 21 kali lebih besar dibandingkan dengan  $\text{CO}_2$ .

Pembangkit listrik tenaga biogas mengambil manfaat dari proses penguraian alami untuk membangkitkan listrik. Limbah cair organik yang dihasilkan selama produksi kelapa sawit merupakan sumber energi besar yang belum banyak dimanfaatkan di Indonesia. Mengubah POME menjadi biogas untuk dibakar dapat menghasilkan energi sekaligus mengurangi dampak perubahan iklim dari proses produksi minyak kelapa sawit. **Tabel 1** menunjukkan potensi daya dari konversi POME menjadi biogas yang dihasilkan oleh pabrik kelapa sawit.

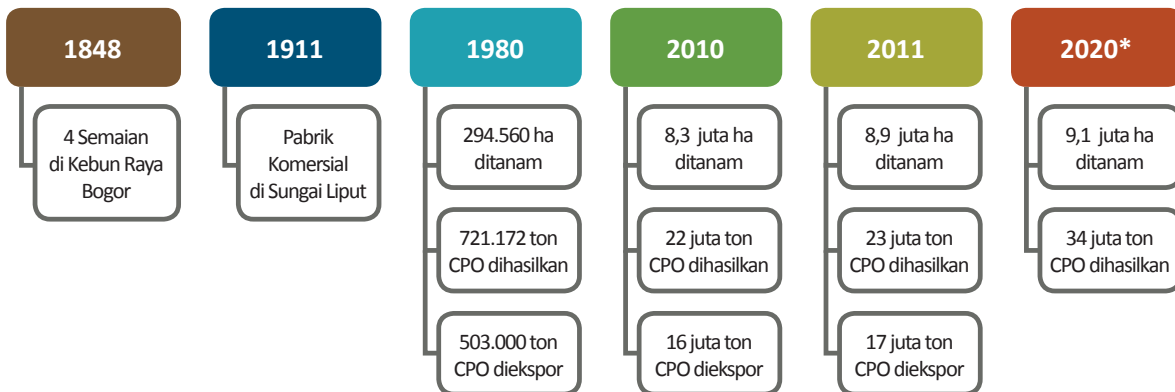
**Tabel 1. Proyeksi Potensi Daya dari POME Berdasarkan Kapasitas PKS**

Kapasitas PKS (ton TBS/jam)	POME yang Dihasilkan		Potensi Daya (MWe)
	$\text{m}^3/\text{jam}$	$\text{m}^3/\text{hari}$	
30	21	400	1,1
45	31,5	600	1,6
60	42	800	2,1
90	63	1200	3,2
<b>Total Potensi di Indonesia</b>			
34.280	23.996	479.920	1.280

Asumsi: Setiap ton TBS menghasilkan 0,7  $\text{m}^3$  limbah cair, PKS beroperasi 20 jam per hari, konsentrasi COD 55.000 mg/l

## Proyek Konversi POME Menjadi Energi di Indonesia

Kelapa sawit merupakan salah satu komoditas pertanian utama Indonesia yang telah berkembang dari 300.000 hektar perkebunan yang menghasilkan 720.000 ton kelapa sawit mentah di tahun 1980, menjadi 8,9 juta hektar yang menghasilkan 23 juta ton CPO di tahun 2011 (**Gambar 1**).



**Gambar 1. Perkembangan Industri Kelapa Sawit di Indonesia**

\*Proyeksi

Sumber: Direktorat Jenderal Perkebunan, Kementerian Pertanian, 2011

Indonesia saat ini merupakan produsen minyak kelapa sawit terbesar di dunia, tercatat pada tahun 2011 terdapat sekitar 608 pabrik pengolahan kelapa sawit. Industri kelapa sawit yang semakin berkembang dengan cepat menuntut adanya praktik pertanian, industri, dan keberlanjutan yang lebih baik. Penangkapan metana dan pengubahan biogas menjadi energi menawarkan salah satu alternatif bagi pabrik kelapa sawit untuk mengurangi dampak lingkungan sekaligus menghasilkan energi terbarukan.

Pembangunan instalasi penangkap metana seperti PLTBg layak secara keuangan untuk dijalankan berkat adanya insentif kredit karbon dari Mekanisme Pembangunan Bersih (MPB/CDM). Proyek-proyek awal penangkapan metana dari POME umumnya membakar biogas yang dihasilkan dengan sistem *flaring*. Walaupun harga kredit karbon jatuh semenjak pertengahan 2011, harga turun dari sekitar 12 Euro menjadi 0,5 Euro per ton CO<sub>2</sub>, MPB telah mendorong perusahaan kelapa sawit untuk mengembangkan proyek penangkapan metana. Pada akhir tahun 2012, tercatat 36 proyek penangkapan metana terdaftar sebagai proyek MPB, umumnya *biogas flaring*. Diantara proyek-proyek tersebut, 10 proyek telah berhasil mendapatkan CER dan mendapatkan manfaat ekonomis dari pembiayaan karbon melalui MPB (lihat **Tabel 2**).

Tabel 2. Pabrik Pengolahan Kelapa Sawit yang Terdaftar pada CDM dan Menerima Karbon Kredit

Pabrik	Lokasi	Tanggal Pendaftaran	Pengurangan (ton CO <sub>2</sub> eq/tahun)
Milano Pinang Awam	Sumatera Utara	Desember 2008	33.390
Victorindo Alam Lestari	Sumatera Utara	Januari 2009	39.218
Tolan Tiga Indonesia (Perlabian)	Sumatera Utara	November 2009	31.757
Permata Hijau Sawit	Sumatera Utara	November 2009	38.424
Tolan Tiga Indonesia (Bukit Maradja)	Sumatera Utara	November 2009	10.094
Bakrie Pasaman	Sumatera Barat	November 2009	21.980
Sumbertama Nusapertiwi	Jambi	Februari 2010	15.743
Sisirau	Aceh	November 2009	16.470
Pinago Utama Sugihwaras	Sumatera Selatan	November 2010	54.312
Musim Mas Pangkalan Lesung	Riau	Oktober 2011	52.397

Sumber: Buku daftar CDM, diakses bulan Januari 2014

Pada tahun 2011, beberapa perusahaan kelapa sawit mulai melihat manfaat ekonomis dari penggunaan metana dalam biogas untuk pembangkit listrik guna memenuhi kebutuhan internal pabrik dan menggantikan penggunaan minyak solar. Pada tahun 2014, Peraturan Menteri Nomor 27/2014 mengenai *feed-in tariff* untuk energi terbarukan dari biomassa dan biogas mendorong minat penjualan listrik dari proyek konversi POME menjadi energi ke jaringan PLN. Berdasarkan peraturan tersebut, pemilik pabrik dapat menjual listrik kepada Perusahaan Listrik Negara (PLN) melalui skema Perjanjian Jual Beli Listrik/*Power Purchase Agreement* (PPA) atau perjanjian penjualan kelebihan daya listrik (*excess power*). Dukungan dari pemerintah ini membuat proyek biogas menjadi lebih layak secara finansial untuk dikembangkan.



## BAGIAN 1: TEKNOLOGI KONVERSI POME MENJADI BIOGAS

### 1.1. Limbah Cair Kelapa Sawit atau *Palm Oil Mill Effluent (POME)*

Pengolahan tandan buah segar (TBS) kelapa sawit untuk produksi minyak kelapa sawit menghasilkan beberapa jenis limbah. Proses ekstraksi minyak, pencucian, dan pembersihan di pabrik menghasilkan limbah cair kelapa sawit atau *palm oil mill effluent (POME)*. Dalam ekstraksi minyak sawit, terdapat 3 proses utama yang menghasilkan POME:

- Proses sterilisasi tandan buah segar.
- Proses penjernihan minyak sawit mentah atau *crude palm oil (CPO)*, yaitu pemerasan, memisahkan, dan penjernihan.
- Pemerasan tandan kosong.

Pabrik kelapa sawit 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.

#### 1.1.1. Aplikasi POME pada Lahan

POME mengandung sejumlah besar nitrogen, fosfat, kalium, magnesium, dan kalsium, sehingga dapat digunakan sebagai pupuk yang baik untuk perkebunan kelapa sawit. Namun demikian, operator pabrik harus melakukan pengolahan terlebih dahulu pada POME sebelum digunakan di lahannya. Penggunaan langsung POME yang belum diolah pada lahan dapat mematikan vegetasi dan mengkontaminasi tanah. Baku mutu aplikasi POME pada lahan diatur dalam Keputusan Menteri Negara Lingkungan Hidup Nomor 28/2003. Karakteristik POME dan baku mutu berdasarkan peraturan yang berlaku ditunjukkan dalam **Tabel 1.1**.

**Tabel 1.1. Karakteristik POME Tanpa Diolah dan Baku Mutu Sesuai Peraturan**

Parameter	Unit	POME Tanpa Diolah		Baku Mutu Sesuai Peraturan	
		Rentang*	Rata-rata	Sungai**	Aplikasi Lahan
BOD	mg/l	8.200–35.000	21.280	100	5.000
COD	mg/l	15.103–65.100	34.740	350	
TSS	mg/l	1.330–50.700	31.170	250	
Amonia (NH <sub>3</sub> -N)	mg/l	12–126	41	50***	
Minyak dan Lemak	mg/l	190–14.720	3.075	25	
pH		3,3–4,6	4	6–9	6–9
Maksimal POME yang dihasilkan	m <sup>3</sup> /ton CPO			2,5	

\* Sumber: Pedoman Pengelolaan Limbah Industri Sawit, Departemen Pertanian 2006, Permen LH Nomor 3 Tahun 2010

\*\* Sumber: Keputusan Meneg LH No. 51/1995, Lampiran B.IV

\*\*\* Total Nitrogen = Nitrogen Organik + Total Amonia + NO<sub>3</sub> + NO<sub>2</sub>

### 1.1.2. Pembuangan POME ke Sungai

Membuang POME langsung ke sungai adalah pelanggaran karena dapat menimbulkan akibat yang merugikan. Melalui Keputusan Menteri Negara Lingkungan Hidup Nomor 51/1995, Pemerintah Indonesia mengatur tingkat kandungan yang diperbolehkan dalam POME yang telah diolah untuk dibuang langsung ke sungai oleh pabrik.

Proses ekstraksi minyak tidak menggunakan bahan kimia, sehingga POME tidak beracun, namun dapat mencemari lingkungan karena dapat menurunkan kandungan oksigen terlarut di dalam air. Untuk memenuhi standar peraturan, operator pabrik harus mengolah POME sebelum dibuang ke perairan. **Box 1** menunjukkan peran oksigen terlarut dalam ekosistem air dan dampak pembuangan POME yang belum diolah terhadap ekologi perairan.

#### Box 1. Oksigen Terlarut dan Dampak Pembuangan POME ke Sungai

Membuang POME ke sungai dapat merusak ekologi air karena menurunkan kadar oksigen terlarut.

Binatang yang hidup di perairan bergantung pada oksigen terlarut, yaitu oksigen yang ada dalam air untuk dapat bertahan hidup. Jumlah oksigen terlarut dalam air tergantung pada temperatur, banyaknya sedimen, banyaknya oksigen yang dikonsumsi oleh organisme yang bernafas dan membusuk, dan banyaknya oksigen yang dihasilkan oleh tumbuh-tumbuhan, aliran arus, dan aerasi. Oksigen terlarut diukur dalam satuan milligram per liter (mg/l) atau *part per million* (ppm). Kebanyakan ikan memerlukan tingkat oksigen lebih dari 2 mg/l, sebagai contoh beberapa spesies ikan air tawar memerlukan 8 mg/l oksigen.

Bakteri menguraikan material organik pada POME secara alami, yang dalam prosesnya membutuhkan konsumsi sejumlah oksigen. Ketika jumlah material organik yang perlu diurai terlalu tinggi, oksigen dapat berkurang hingga ke tingkat yang dapat mematikan organisme air. *Biochemical oxygen demand* (BOD) adalah ukuran jumlah oksigen yang dikonsumsi bakteri ketika menguraikan zat organik dalam kondisi aerobik. BOD diukur dari konsumsi oksigen dari awal sampai akhir periode pengujian berdasarkan inkubasi sampel yang tersegel selama lima hari pada suhu tertentu.

Chemical oxygen demand (COD) merupakan ukuran total oksigen yang diperlukan untuk mengoksidasi semua zat organik yang bersifat biologis maupun yang tidak bereaksi (inert) menjadi karbon dioksida dan air. Oleh sebab itu, nilai COD selalu lebih besar dari nilai BOD. Pengukuran COD dapat dilakukan dalam beberapa jam sehingga pengukuran COD lebih banyak dilakukan dibanding dengan pengukuran BOD.

Nilai BOD maupun nilai COD menunjukkan jumlah zat organik yang ada dalam POME dan dapat digunakan untuk menghitung potensi biogas. Subbab **3.1. Mengkaji Potensi Energi** membahas lebih lanjut bagaimana cara menghitung seberapa banyak biogas yang dapat diperoleh berdasarkan nilai COD yang terukur.

*Sumber: Adaptasi dari Watershed Protection Plan Development Guidebook, Brown and Caldwell*

### 1.1.3. Pengolahan POME

Di Indonesia, hampir semua pabrik pengolahan kelapa sawit menggunakan sistem kolam terbuka untuk mengolah POME, dengan pertimbangan keekonomisan dan kemudahan pengoperasian. Dalam proses pengelolaan sistem kolam terbuka, POME dialirkan melalui serangkaian kolam dengan beberapa langkah pengolahan. Penamaan dan fungsi kolam mungkin berbeda-beda antara pabrik yang satu dengan yang lain, namun secara umum sistem ini terdiri dari empat jenis kolam: kolam lemak (*fat pit*), kolam pendinginan (*cooling pond*), kolam anaerobik (*anaerobic pond*), dan kolam aerobik (*aerobic pond*). Kolam lemak digunakan untuk mengumpulkan sisa-sisa minyak dan lemak pada POME. Minyak adalah produk utama dari pabrik, sehingga operator pabrik akan mengutip minyak dari *fat pit* dan dialirkan kembali ke unit pengolahan CPO. Kolam pendinginan berfungsi untuk menurunkan suhu POME hingga mencapai kondisi yang optimal untuk proses penguraian zat organik pada kolam anaerobik. Setelah pengolahan selesai di keempat kolam dan baku mutu terpenuhi, maka limbah cair dapat dialirkan ke sungai atau digunakan sebagai pupuk.

Meskipun sistem kolam ekonomis, namun sistem ini membutuhkan lahan yang lebih luas, memakan waktu, dan melepas metana langsung ke atmosfer dari penguraian zat organik yang terjadi di kolam anaerobik. Pelepasan metana dari sistem pengolahan POME menyumbang hingga 70% dari total emisi gas rumah kaca dalam keseluruhan proses produksi CPO.

## 1.2. Apa itu Biogas?

Biogas terbentuk ketika mikroorganisme, khususnya bakteri, menurunkan kadar zat organik pada kondisi anaerob (tanpa oksigen). Biogas terdiri dari 50% sampai 75% metana (CH<sub>4</sub>), 25% sampai 45% karbon dioksida (CO<sub>2</sub>) dan sejumlah kecil gas lainnya. Komposisi biogas ditunjukkan pada **Tabel 1.2**.

Tabel 1.2. Komposisi Biogas

Unsur	Rumus	Konsentrasi (%Volume)
Metana	CH <sub>4</sub>	50–75
Karbon dioksida	CO <sub>2</sub>	25–45
Uap air	H <sub>2</sub> O	2–7
Oksigen	O <sub>2</sub>	< 2
Nitrogen	N <sub>2</sub>	< 2
Hidrogen Sulfida	H <sub>2</sub> S	< 2
Amonia	NH <sub>3</sub>	< 1
Hidrogen	H <sub>2</sub>	< 1

Sumber: *nachwaschende-rohstoffe.de*

Biogas sekitar 20% lebih ringan dibandingkan udara dan memiliki temperatur nyala antara 650°C sampai 750°C. Biogas merupakan gas yang tidak berbau dan tidak berwarna yang terbakar dengan bara biru yang serupa dengan *liquefied petroleum gas* (LPG). Biogas terbakar dengan efisiensi 60% dalam tungku biogas konvensional, ia memiliki nilai kalori 20 MJ/Nm<sup>3</sup>. Volume biogas biasanya dinyatakan dalam satuan normal meter kubik (Nm<sup>3</sup>) yaitu volume gas pada suhu 0°C dan tekanan atmosfer.

Metana, komponen utama biogas, dapat terbakar dengan oksigen. Energi yang dilepaskan dari pembakaran menjadikan biogas berpotensi sebagai bahan bakar. Biogas bisa digunakan untuk berbagai tujuan pemanasan, mulai dari memasak hingga sebagai bahan bakar untuk mesin di industri. Di dalam *biogas engine*, biogas diubah kandungan energinya menjadi listrik dan panas. Biogas yang dikompresi dapat dijadikan bahan bakar untuk kendaraan bermotor melalui pembakaran di mesin, namun penggunaannya masih terbatas.

Proses produksi biogas memanfaatkan kemampuan alami mikroorganisme untuk menguraikan limbah organik. Proses penguraian menghasilkan biogas dan residu kaya nutrisi yang cocok untuk digunakan sebagai pupuk. Limbah organik berfungsi sebagai substrat atau media tumbuh organisme.

**Gambar 1.1** menunjukkan konversi biologis anaerobik dari berbagai substrat.



**Gambar 1.1. Substrat dan Produk dalam Sebuah Proses Konversi Biologis Anaerobik**

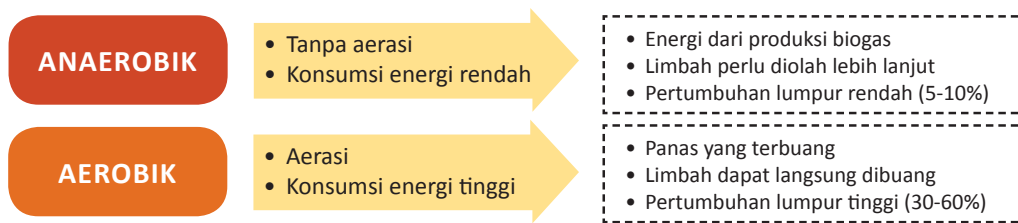
Setiap zat organik yang bisa didegradasi secara biologis dapat berfungsi sebagai bahan untuk menghasilkan biogas. Meskipun begitu, ada beberapa bahan yang dapat menjadi sumber biogas yang lebih baik secara ekonomis maupun teknis. Bahan yang mahal mengurangi manfaat ekonomis. Salah satu daya tarik utama dari teknologi biogas adalah kemampuannya dalam menghasilkan biogas dari limbah organik yang jumlahnya melimpah dan relatif murah seperti POME.

Produksi biogas dengan menggunakan limbah yang mudah ditemui dan dapat didegradasi secara biologis memiliki dua kelebihan utama. Secara ekonomis, baik biogas maupun limbah akhir yang dihasilkan dari proses degradasi dapat dimanfaatkan. Pada saat yang bersamaan, pemilik proyek mendapatkan cara yang aman dan cepat untuk memproses limbahnya sehingga menghindari dampak negatif terhadap lingkungan.

### 1.3. Perbandingan Penguraian Anaerobik dan Aerobik

Baik penguraian anaerobik maupun aerobik secara efektif dapat mendegradasi zat organik. Proses anaerobik terjadi dalam kondisi tanpa oksigen, sedangkan proses aerobik berlangsung apabila terdapat oksigen. Aplikasi konversi POME menjadi energi menggunakan proses anaerobik.

Alasan utama memilih proses anaerobik adalah kemampuannya dalam menghasilkan biogas dengan baik. Proses aerobik tidak mengkonversi zat organik menjadi metana, menghasilkan lebih banyak lumpur dan mengolah limbah lebih tuntas. Sebaliknya, proses anaerobik menghasilkan metana dan sisa limbah cair yang kaya nutrisi seperti nitrogen dan fosfor. Pemilik perkebunan kelapa sawit dapat menggunakan sisa limbah cair ini untuk pemupukan. **Gambar 1.2** menggambarkan perbedaan antara sistem anaerobik dan aerobik.



Gambar 1.2. Perbandingan Proses Anaerobik dan Aerobik

### 1.4. Proses Penguraian Anaerobik

Penguraian anaerobik berlangsung dalam beberapa tahap. Beberapa kelompok mikroorganisme yang berbeda menguraikan zat organik dengan menggunakan ketersediaan energi yang terbatas.

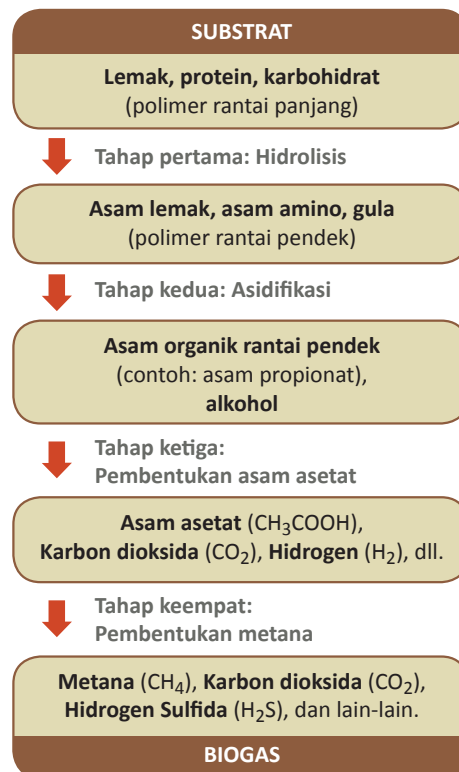
Proses penguraian dimulai dengan hidrolisis yang memanfaatkan enzim dari bakteri, yang memecah polimer rantai panjang tidak terlarut seperti lemak, protein, dan karbohidrat menjadi polimer rantai pendek. Selanjutnya, bakteri asidogenik mengkonversi asam lemak, asam amino, dan gula menjadi  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2$ ,  $\text{NH}_3$ , dan asam organik. Bakteri asetonik kemudian mengubah asam organik ini menjadi asam asetat. Akhirnya, bakteri metanogen mengubah produk ini menjadi gas, yang sebagian besar adalah metana. **Gambar 1.3** menggambarkan proses penguraian ini. Bagian berikut ini menjelaskan setiap langkah dari pencernaan anaerobik secara lebih rinci.

#### a. Hidrolisis

Pada tahap hidrolisis, air bereaksi dengan polimer organik rantai panjang seperti polisakarida, lemak, dan protein untuk membentuk polimer rantai pendek yang terlarut, seperti gula, asam lemak rantai panjang, dan asam amino. Selulosa, amilase, lipase, atau protease (enzim yang diproduksi oleh mikroorganisme) melakukan proses ini.

#### b. Asidogenesis

Selama fase asidogenesis, oksidasi anaerobik memanfaatkan gula, asam lemak rantai panjang, dan asam amino yang terbentuk dari proses hidrolisis sebagai substrat. Berbagai bakteri yang berbeda melakukan asidogenesis. Asidogenesis seringkali merupakan langkah tercepat untuk konversi zat organik kompleks selama penguraian dalam fase cair. Dalam *digester* anaerobik yang stabil, alur degradasi utama adalah melalui asetat, karbon dioksida, dan hidrogen. Bakteri bereaksi terhadap peningkatan konsentrasi hidrogen pada cairan dengan memproduksi laktat, etanol, propionat, butirat, dan asam lemak volatil (VFA), yang digunakan oleh mikroorganisme metanogen sebagai substrat.



Gambar 1.3. Proses Penguraian Anaerobik

Sumber: Diadaptasi dari *nachwaschender-rohstoffe.de*

### c. Asetogenesis

Pada tahap asetogenesis, bakteri asetogenik yang memproduksi hidrogen mengkonversi asam lemak dan etanol/alkohol menjadi asetat, karbon dioksida, dan hidrogen. Konversi lanjutan ini sangat penting bagi keberhasilan produksi biogas, karena metanogen tidak bisa menggunakan senyawa asam lemak dan etanol secara langsung. Asetogen tumbuh lambat dan bergantung pada tekanan parsial hidrogen yang rendah untuk degradasi asetogenik yang menghasilkan energi. Asetogen sensitif terhadap perubahan lingkungan, mereka membutuhkan waktu yang lama untuk menyesuaikan diri dengan kondisi lingkungan baru.

### d. Metanogenesis

Selama tahap metanogenesis, metana dibentuk melalui dua rute utama. Pada rute primer, fermentasi produk utama yang berasal dari tahap pembentukan asam yakni asam asetat diubah menjadi metana dan karbon dioksida. Bakteri yang mengubah asam asetat adalah bakteri asetoklastik (atau asetofilik). Reaksi keseluruhan adalah sebagai berikut:



Berdasarkan pertimbangan termodinamika dan data eksperimen, para peneliti telah mengidentifikasi reaksi tambahan<sup>1</sup>:



Rute sekunder menggunakan hidrogen untuk mengurangi  $\text{CO}_2$  untuk menghasilkan  $\text{CH}_4$  dengan metanogen hidrogenofilik:



Hanya sejumlah senyawa dalam jumlah terbatas yang dapat digunakan sebagai substrat dalam metanogenesis yakni asetat,  $\text{H}_2$ ,  $\text{CO}_2$ , metanol, dan format. Berdasarkan stoikiometri, para ahli memperkirakan bahwa sekitar 70% dari metana dihasilkan dari asetat, sedangkan 30% sisanya dihasilkan dari  $\text{H}_2$  dan  $\text{CO}_2$ .

<sup>1</sup> *Theory and Practice of Water and Wastewater Treatment, Droste, 1997*

## 1.5. Kondisi Ideal untuk Penguraian Anaerobik

Untuk mengkonversi zat organik menjadi biogas secara efektif, mikroorganisme membutuhkan nutrisi dan kondisi lingkungan yang sesuai (**Gambar 1.4**). Nutrisi dan sintesis kimia yang diperlukan untuk penguraian anaerobik meliputi:

- Makronutrisi seperti C, H, O, N, S, P, K, Ca, Mg untuk makanan bagi bakteri
- Mikronutrisi seperti Fe, Ni, Zn, Mn, Mo, dan Co untuk menjaga bakteri tetap sehat
- Vitamin kadang-kadang diperlukan dalam jumlah kecil untuk memenuhi kebutuhan katalitik spesifik dalam biosintesis
- Enzim (katalis protein yang dihasilkan oleh sel-sel hidup) untuk mempercepat reaksi seluler dari mikroorganisme
- Suhu sekitar 35°C untuk mesofilik dan 55°C untuk termofilik
- pH sekitar 7.



**Gambar 1.4.** Pertumbuhan Mikroorganisme dalam Kondisi yang Kondusif

Operator harus memantau dan menjaga kondisi dalam *digester* untuk mendukung kehidupan mikroorganisme yang sehat dan produksi biogas yang optimal. Bagian berikut menjelaskan kondisi yang diperlukan seperti suhu, pH dan sistem penyangga (*buffer*), kelarutan gas, pencampuran, nutrisi, dan toksisitas.

### a. Suhu

Ada dua rentang suhu yang biasa digunakan dalam *digester* anaerobik, yaitu suhu mesofilik (25–40°C) dan suhu termofilik (50–60°C). Instalasi biogas biasanya menggunakan rentang suhu mesofilik karena pengoperasiannya lebih mudah, sementara rentang suhu termofilik memerlukan kendali sistem suhu yang lebih ketat. Metana dapat diproduksi pada suhu rendah, tetapi untuk produksi yang optimal, suhu di dalam *digester* harus dijaga di atas 20°C. Tingkat produksi metana akan naik sekitar dua kali lipat untuk setiap kenaikan suhu 10°C dalam rentang suhu mesofilik.

Parameter fisik seperti viskositas dan tegangan permukaan air dapat berubah seiring dengan perubahan suhu. Suhu termofilik menghasilkan perpindahan massa yang lebih baik dan tingkat penguraian yang lebih tinggi dibandingkan dengan kondisi mesofilik. Suhu yang stabil memberikan hasil yang lebih baik daripada suhu yang berfluktuasi.

### **b. pH dan Sistem Penyangga**

Setiap kelompok mikroba yang terlibat dalam degradasi anaerobik memiliki rentang pH tertentu untuk pertumbuhan yang optimal. Untuk bakteri asidogen, pH optimalnya sekitar 6, sedangkan untuk bakteri asetonogen dan metanogen, pH yang optimal sekitar 7. Banyak penelitian menunjukkan bahwa kisaran pH 6,5–7,5 menghasilkan kinerja dan stabilitas dalam sistem anaerobik yang baik, meskipun operasi yang stabil dapat juga terjadi di luar kisaran ini.<sup>2</sup>

Sistem anaerobik harus memiliki kemampuan sistem penyangga yang memadai untuk mengimbangi produksi asam volatil dan karbon dioksida yang akan terlarut pada tekanan operasi. Untuk menghindari akumulasi asam volatil berlebih, harus terdapat basa (*alkalinity*) berlebih atau kemampuan untuk mengontrol pH. Zat kapur, natrium bikarbonat, dan natrium hidroksida, yang merupakan tiga sumber kimia utama alkalinitas, dapat berperan sebagai sistem penyangga ini. Namun demikian, sebagian besar aplikasi POME terutama teknologi kolam tertutup tidak memerlukan penambahan bahan kimia untuk menetralkan pH. Hal ini terjadi karena air limbah anaerobik mengandung penyangga alkalinitas dari bikarbonat ( $\text{HCO}_3$ ) sehingga resirkulasi air limbah ke tangki pencampuran POME dapat menjaga pH tetap netral.

### **c. Kelarutan Gas**

Dalam proses anaerobik, gas terbentuk dalam fase cair dan cenderung lepas ke udara. Perpindahan fase cair menjadi gas sangat penting dalam proses penguraian anaerobik. Perpindahan fase cair menjadi gas ini akan dibatasi oleh parameter desain proses seperti luas area antarmuka cairan dan gas (*liquid gas interface*), kecepatan pengadukan, dan suhu cairan yang mempengaruhi viskositas dan tegangan permukaan. Biasanya laju pembentukan gas jauh lebih tinggi dari laju perubahan cairan menjadi gas sehingga menghasilkan konsentrasi gas yang tinggi dalam cairan. Konsentrasi berlebih gas tertentu seperti  $\text{CO}_2$  dan  $\text{H}_2\text{S}$  dapat menyebabkan penurunan pH dan mempengaruhi proses biologis.<sup>3</sup>

### **d. Pengadukan**

Proses pengadukan berperan penting dalam mengontrol pH dan menjaga lingkungan yang seragam. Tanpa pengadukan yang memadai, lingkungan mikro yang tidak menguntungkan dapat terbentuk. Pengadukan berfungsi untuk mendistribusikan larutan penyangga ke seluruh area *digester* dan mencegah penumpukan produk metabolisme berkonsentrasi tinggi yang dapat menghambat pembentukan bakteri metanogen. Pengadukan umumnya dilakukan dengan menggunakan pengaduk mekanis, yaitu pengadukan cairan dengan memasukkan POME melalui pipa distribusi, atau pengadukan dengan menggunakan biogas yang diresirkulasi.

### **e. Nutrisi**

Biodegradasi yang efisien membutuhkan nutrisi seperti nitrogen, fosfor dan unsur-unsur lainnya dalam jumlah yang cukup (mikronutrisi). Nutrisi membangun sel-sel yang membentuk mikroorganisme dan menghasilkan biogas. Unsur-unsur kimia yang membentuk mikroorganisme antara lain karbon (50%), oksigen (20%), nitrogen (12%), hidrogen (8%), fosfor (2%), sulfur (1%), dan kalium (1%). Proses pembentukan biogas membutuhkan rasio karbon terhadap nitrogen minimal 25:1.<sup>4</sup>

<sup>2</sup> *Theory and Practice of Water and Wastewater Treatment*, Droste, 1997.

<sup>3</sup> *Liquid to Gas Mass Transfer in Anaerobic Processes*, Pauss, 1990.

<sup>4</sup> *The Microbiology of Anaerobic Digesters*, Gerardi, 2003.



POME umumnya memiliki nitrogen dan fosfor dalam kadar yang cukup. Kebutuhan nutrisi bakteri anaerob lebih rendah dibandingkan dengan bakteri aerob, karena laju pertumbuhan bakteri anaerob lambat. Proses pembentukan biogas harus mempertahankan rasio COD:nitrogen:fosfor pada tingkat yang memadai, oleh karena itu operator harus memantau rasio dan melakukan penyesuaian yang diperlukan selama proses berlangsung. Pompa dosis dapat digunakan untuk menambahkan nutrisi secara berkala. Selama proses, kadar mikronutrien seperti nikel dan kobalt juga harus dijaga untuk mendukung proses metanogenesis.<sup>5</sup>

#### f. Toksisitas

Dari semua mikroorganisme dalam penguraian anaerobik, bakteri metanogen umumnya dianggap paling sensitif terhadap toksisitas. Toksisitas NH<sub>3</sub>, H<sub>2</sub>S dan VFA tergantung pada pH. Dalam kultur bakteri yang tidak dikondisikan, tingkat NH<sub>3</sub> sekitar 150 mg/l dapat menghambat pertumbuhan mikroba. Bakteri metanogen dapat menoleransi konsentrasi yang lebih tinggi, jika kultur tersebut telah melalui masa adaptasi. NH<sub>3</sub> menjadi racun pada tingkat pH lebih dari 7. H<sub>2</sub>S dan VFA beracun pada tingkat pH kurang dari 7. Konsentrasi H<sub>2</sub>S hingga 200 mg/l tidak menghambat pertumbuhan mikroba, tetapi dapat mengeluarkan bau menyengat yang berasal dari hidrogen sulfida.<sup>5</sup>

Bakteri metanogen juga sensitif terhadap oksigen. Pada kultur campuran di dalam *digester* anaerobik, bakteri anaerob fakultatif membentuk beberapa bakteri hidrolisis dan asidogenik yang mengkonsumsi oksigen yang ada dalam *digester*.

Parameter proses dalam instalasi komersial biogas dari limbah cair dirangkum dalam **Tabel 1.3** di bawah ini.

**Tabel 1.3. Parameter Proses pada Tipikal Instalasi Komersial Biogas**

Parameter	Satuan	Rentang	Keterangan
Suhu	°C	35–38	Proses Mesofilik
		55–57	Proses Termofilik
Waktu Retensi Hidrolik	Hari	20–50	Tergantung limbah cair
Konsentrasi COD	ppm COD	< 80.000	Tergantung PKS
Rasio POME terhadap TBS	m <sup>3</sup> /ton	0,7–1	Tergantung PKS
Konsentrasi Metana	%	50–75	Tergantung Substrat
pH		6,7–7,5	Selama fermentasi

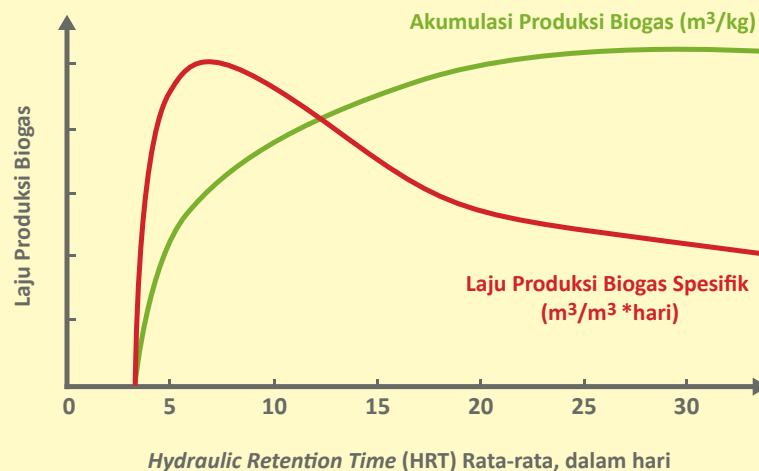
<sup>5</sup> *Theory and Practice of Water and Wastewater Treatment, Droste, 1997.*

### Box 2: Apa yang Dimaksud dengan Waktu Retensi Hidrolik?

Waktu retensi hidrolik atau *hydraulic retention time* (HRT) adalah lama waktu rata-rata suatu senyawa yang mudah larut untuk tetap berada di dalam *bio-digester*. Operator *digester* harus mengatur HRT sehingga memungkinkan degradasi substrat yang memadai tanpa membutuhkan volume *digester* yang terlalu besar. Umumnya, unit biogas komersil untuk POME memerlukan HRT 20–90 hari. HRT yang terlalu singkat mengakibatkan proses degradasi tidak tuntas atau mendorong bakteri keluar dari *digester*.

$$\text{HRT (hari)} = \frac{\text{Volume Digester (m}^3\text{)}}{\text{Debit POME (m}^3\text{/hari)}}$$

Grafik di bawah ini menunjukkan proses anaerobik yang umum, dengan tahap metanogenesis terjadi pada hari ke 6-7 menghasilkan laju produksi gas yang tinggi.



**Gambar 1.5. Hasil Biogas terhadap HRT Rata-rata**

Sumber: *Biogas Handbook, Al Seadi, 2008*

## 1.6. Teknologi Penguraian Anaerobik

Pengelola proyek biogas dapat memilih salah satu dari beberapa teknologi yang tersedia untuk penguraian limbah cair secara anaerobik. Semua desain bertujuan untuk memastikan terjadinya kontak yang cukup antara substrat dan mikroorganisme serta mencegah mikroorganisme terbawa keluar dari sistem. Berikut ini dipaparkan enam desain umum untuk teknologi penguraian anaerobik:

#### **a. Continuously Stirred Tank Reactor (CSTR)**

CSTR umumnya berbentuk silinder yang terbuat dari bahan beton atau logam dengan rasio tinggi terhadap diameter yang kecil. Sistem ini dapat beroperasi pada suhu mesofilik atau termofilik, dan dengan sistem pengadukan mekanik, hidrolik, maupun injeksi gas.

#### **b. Kolam Tertutup**

Kolam anaerobik pada prinsipnya adalah kolam tertutup yang dilengkapi dengan mekanisme pengadukan. Desain ini biasanya digunakan untuk menangani limbah dengan kandungan padatan kurang dari 3%, dan beroperasi pada kisaran suhu mesofilik.

#### **c. Filter Anaerobik**

Filter anaerobik menggunakan “*carrier*” yang terbuat dari plastik tempat mikroorganisme aktif melekat dan mencegah terdorong keluar dari sistem. Filter anaerobik dapat menghasilkan biogas yang berkualitas sangat tinggi dengan kandungan metana hingga 85%.

#### **d. Fluidized and Expanded Beds**

Pada *fluidized and expanded bed*, mikroorganisme menarik partikel-partikel kecil sehingga membentuk koloni. Sistem ini mempunyai aliran kuat ke atas yang menyebabkan partikel-partikel mengambang sehingga mikroorganisme melakukan kontak dengan substrat.

#### **e. Upflow Anaerobic Sludge Blanket (UASB)**

Reaktor *upflow anaerobic sludge blanket* memungkinkan mikroorganisme tumbuh secara berkelompok sehingga mikroorganisme tetap berada dalam reaktor meskipun arus substrat yang masuk cukup kuat. Sistem ini memompakan limbah masuk ke dalam reaktor dengan cukup kencang sehingga terjadi proses pengadukan dan terjadi kontak antara mikroorganisme dengan substrat.

#### **f. Expanded Granular Sludge Bed (EGSB)**

Reaktor *expanded granular sludge bed* mirip dengan reaktor UASB, tetapi dengan tingkat kecepatan aliran ke atas yang lebih tinggi untuk memungkinkan air limbah melewati tumpukan lumpur. Desain ini cocok untuk konsentrasi COD kurang dari 1 sampai 2 g COD/l atau untuk air limbah yang mengandung partikel tersuspensi yang tidak mudah terbiodegradasi.

Karena kandungan padatan dan minyak yang tinggi dalam limbah keluaran pabrik kelapa sawit, maka pengolahan menggunakan filter anaerobik, *fluidized bed*, UASB, atau EGSB lebih sulit untuk dilakukan. Kandungan minyak dan padatan yang tinggi dalam POME harus dihilangkan terlebih dahulu sebelum masuk ke sistem tersebut, sehingga memerlukan fasilitas pengolahan awal yang lebih banyak. Konsekuensinya, sistem pengolahan limbah tersebut akan menghasilkan biogas yang lebih sedikit.

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.

**1.6.1. Kolam Tertutup (Anaerobik)**



**Gambar 1.6. Kolam Tertutup**

Sumber: [www.palmoilworld.org](http://www.palmoilworld.org)

Kolam anaerobik, atau biasa disebut kolam tertutup, pada dasarnya merupakan kolam yang dilengkapi dengan membran penutup yang kuat untuk menyimpan biogas (**Gambar 1.6**). Kolam anaerobik umumnya memiliki kontak bakteri ke substrat yang kurang baik, dengan tingkat pengolahan yang sangat rendah. Metode ini memerlukan waktu retensi hidrolis antara 20–90 hari dan membutuhkan area yang besar. Pada umumnya untuk kapasitas pengolahan limbah yang sama, investasi modal untuk kolam tertutup lebih rendah dibandingkan sistem tangki/CSTR, namun membutuhkan area yang lebih luas. Desain kolam tertutup biasanya untuk menangani limbah dengan kandungan padatan kurang dari 3%, dan umumnya beroperasi dalam kisaran suhu mesofilik. Operator harus menghilangkan padatan berserat di dalam limbah sebelum proses penguraian dapat dilakukan.

**1.6.2. Continuous Stirred Tank Reactor**



**Gambar 1.7. Continuous Stirred Tank Reactor (CSTR)**

Sumber: [www.biothane.com](http://www.biothane.com)

*Continuous stirred tank reactor* (CSTR), juga dikenal sebagai reaktor kontak, biasanya berbentuk silinder yang terbuat dari beton atau logam dengan rasio diameter dan tinggi silinder yang kecil (**Gambar 1.7**). Sistem ini dilengkapi dengan *thickener*, *clarifier*, atau *dissolved air floatation* (DAF) untuk memekatkan biomassa. CSTR dapat beroperasi pada suhu mesofilik maupun termofilik.

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%. Calon investor harus mempertimbangkan manfaat dan kebutuhan biaya dari CSTR, karena CSTR memerlukan biaya modal dan operasional yang lebih tinggi dibandingkan kolam tertutup untuk memelihara stabilitas dan keandalan produksi biogas.

Kedua teknologi ini dapat digunakan untuk mengkonversi POME menjadi biogas, tergantung pada kebutuhan dan kondisi dari pabrik kelapa sawit. **Tabel 1.4** di bawah ini menyajikan perbandingan antara sistem CSTR dan sistem kolam tertutup.

**Tabel 1.4. Perbandingan Antara CSTR dan Kolam Tertutup**

Teknologi	Jenis Limbah	HRT (hari)	Produksi Energi	Biaya Modal (USD/kWe)	Kerumitan Pengoperasian
CSTR	Cair & Padat	20–40	Baik	Tinggi	Sedang
Kolam Tertutup	Cairan Kental (< 3% bahan kering)	20–90	Kurang baik	Sedang	Rendah

Sumber: Diadaptasi dari *Electrigaz*, 2007

Terlepas dari tabel rujukan diatas, data operasional pembangkit listrik tenaga biogas (PLTBg) dari POME di Indonesia dan Thailand menunjukkan bahwa hasil produksi energi dari teknologi kolam tertutup yang dirancang dengan baik juga tinggi dan sebanding dengan teknologi tangki dengan pengadukan lengkap. Oleh karena itu, teknologi kolam tertutup layak untuk diterapkan pada proyek biogas dari POME.

## BAGIAN 2: IKHTISAR PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA BIOGAS (PLTBg)

Pembangkit listrik tenaga biogas memberikan serangkaian opsi pemanfaatan untuk pabrik kelapa sawit. Pengelola pabrik dapat menggunakan biogas untuk:

- Bahan bakar *burner* maupun *boiler* sehingga mengganti sebagian penggunaan cangkang dan serat.
- Menghasilkan listrik untuk keperluan pabrik sehingga mengurangi biaya bahan bakar.
- Menghasilkan listrik untuk dijual ke jaringan PLN sehingga menambah pendapatan.

Kebutuhan energi di pabrik kelapa sawit dan potensi keuntungan menjadi dasar pertimbangan untuk memilih opsi pemanfaatan biogas. **Tabel 2.1** di bawah ini menguraikan pemanfaatan biogas yang umum.

Tabel 2.1. Opsi Pemanfaatan Biogas

Teknologi	Biaya	Efisiensi	Kerumitan	Keandalan
<b>Pembakaran</b>				
<i>Burner</i>	Rendah	Tinggi	Rendah	Tinggi
<i>Boiler</i>	Rendah	Tinggi	Rendah	Tinggi
<b>Listrik/Lainnya</b>				
Generator	Tinggi	Sedang	Sedang	Tinggi
Turbin	Tinggi	Sedang	Tinggi	Sedang
Pemurnian Biogas	Sangat tinggi	Tinggi	Tinggi	Bervariasi

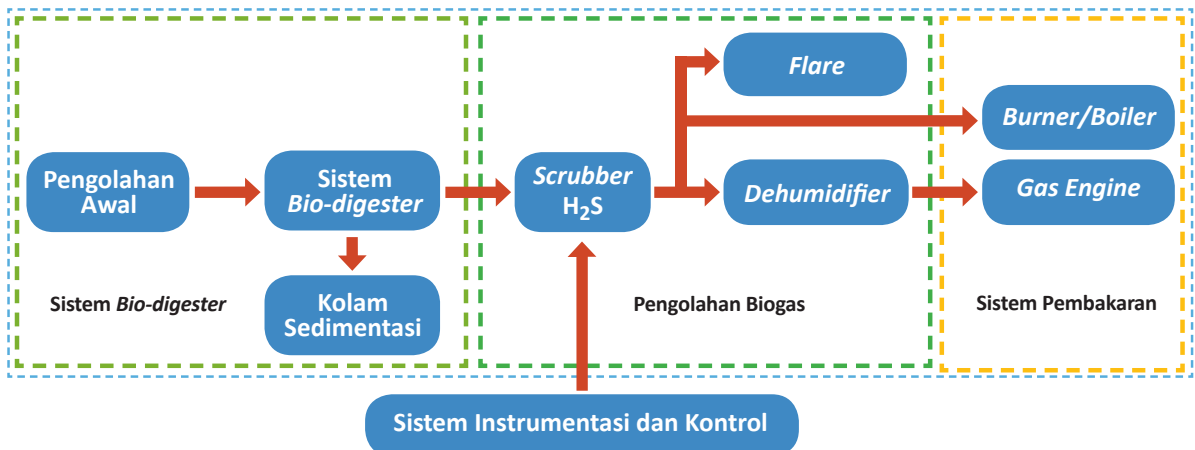
Sumber: Feasibility Study – Anaerobic Digester and Gas Processing Facility in the Fraser Valley, British Columbia, Electricgas, November 2007.

Karena biogas sebagian besar terdiri dari metana, maka biogas dapat menggantikan gas alam untuk berbagai aplikasi, antara lain pemanasan melalui pembakaran, bahan bakar mesin, bahan bakar kendaraan, dan didistribusikan ke dalam jaringan pipa gas alam.

Sebelum membangun instalasi biogas komersial, pemilik pabrik kelapa sawit harus mempunyai tujuan yang jelas dalam pemanfaatan biogas yang dipilih. Bagian ini akan membahas pembangkit listrik tenaga biogas secara umum, namun beberapa bagian hanya akan sesuai untuk opsi pemanfaatan biogas tertentu. Sebagai contoh, pembahasan koneksi jaringan hanya berlaku untuk pabrik yang berencana untuk menjual listrik ke jaringan PLN. Demikian pula penjelasan mengenai *gas engine* tidak sesuai untuk proyek yang mengaplikasikan biogas sebagai bahan bakar *burner*. Pembaca diharapkan tetap mengingat adanya perbedaan pemanfaatan biogas yang telah dijelaskan sebelumnya.

## 2.1. Komponen Pembangkit Listrik Tenaga Biogas

Bagian utama dari suatu fasilitas komersial konversi POME menjadi biogas ditunjukkan pada **Gambar 2.1**. Setiap komponen dalam gambar akan dibahas pada bagian selanjutnya.



**Gambar 2.1.** Diagram Pembangkit Listrik Tenaga Biogas

### a. Sistem Bio-Digester

Sistem *bio-digester* terdiri dari proses pengolahan awal, *bio-digester*, dan kolam sedimentasi. Dalam proses pengolahan awal, POME dikondisikan untuk mencapai nilai-nilai parameter yang dibutuhkan untuk masuk ke *digester*. Pada tahap ini, dilakukan proses penyaringan untuk menghilangkan partikel besar seperti kotoran atau serat. Proses pengadukan dan netralisasi pH dilakukan untuk mencapai pH optimal pada 6,5–7,5. Sebuah sistem pendinginan (*cooling tower* atau *heat exchanger*) berfungsi untuk menurunkan suhu POME menjadi sekitar 40°–50°C. Suhu *digester* harus dijaga di bawah 40°C agar kondisi mesofilik optimal. Penurunan suhu ini juga dibantu dengan proses resirkulasi air limbah keluaran dari *digester*.

Air limbah setelah pengolahan awal dipompa ke *bio-digester*, yang dapat berupa kolam tertutup atau CSTR (**Gambar 2.2**). Proses penguraian POME menghasilkan biogas dan residu (*slurry*). *Digester* harus dirancang kedap udara dan air. *Digester* dapat dibuat dalam berbagai bentuk dan ukuran, dan dari berbagai bahan. Ukuran *digester* ditentukan berdasarkan laju alir POME, beban COD, dan waktu retensi hidrolis (HRT) yang diperlukan untuk penguraian yang optimal.



**Gambar 2.2.** Kolam Tertutup (kiri) dan *Continuously Stirred Tank Reactor* (kanan)

Sumber: Univanich – Krabi, Thailand (kiri) dan Proyek Veolia di Malaysia (kanan)

Air limbah hasil proses anaerobik dari *digester* mengalir ke kolam sedimentasi di mana POME yang telah terurai dipisahkan lebih lanjut dari lumpur dan padatan. Perkebunan dapat menggunakan limbah cair dari sedimentasi sebagai pupuk. Sistem pembuangan padatan berfungsi untuk memisahkan lumpur dan padatan yang terakumulasi baik di dalam *digester* maupun di dalam kolam sedimentasi.

Biogas yang dihasilkan melalui proses anaerobik (lihat subbab 1.4. Proses Penguraian Anaerobik) terkumpul di bawah *cover*/penutup *digester* pada kolam tertutup atau pada bagian atap tangki pada sistem tangki/CSTR. Sistem kolam tertutup mempertahankan tekanan rendah 0–2 mbarg (tergantung pada desain penyedia teknologi), sementara sistem tangki menyimpan biogas pada tekanan yang lebih tinggi yakni 8–30 mbarg. Pabrik pengolahan kelapa sawit umumnya tidak menggunakan tangki penyimpanan biogas yang terpisah karena biayanya tinggi. Sistem tangki memiliki kapasitas penyimpanan biogas antara 30 menit hingga 3 jam, sedangkan kolam tertutup memiliki kapasitas penyimpanan 1 hingga 2 hari. Biogas yang terkumpul di dalam *digester* kemudian dialirkan dan diproses lebih lanjut ke dalam sistem pengolahan gas atau dibakar dalam *flare*.

#### b. Scrubber Hidrogen Sulfida ( $H_2S$ )

Sebelum biogas dapat menghasilkan daya listrik, *scrubber* hidrogen sulfida digunakan untuk menurunkan konsentrasi  $H_2S$  ke tingkat yang disyaratkan oleh *gas engine*, biasanya di bawah 200 ppm (Gambar 2.3). Hal ini untuk mencegah korosi, mengoptimalkan operasi, dan memperpanjang umur *gas engine*.  $H_2S$  dalam biogas berasal dari komponen sulfat ( $SO_4^{2-}$ ) dan sulfur lainnya dalam air limbah. Dalam *digester* anaerobik pada kondisi tidak ada oksigen, sulfat berubah menjadi  $H_2S$ . Ada tiga jenis *scrubber* yang digunakan dalam proses desulfurisasi untuk menurunkan kandungan  $H_2S$  dalam biogas, yaitu *scrubber* biologis, kimia, atau air. *Scrubber* biologis menggunakan bakteri sulfur-oksidasi untuk mengubah  $H_2S$  menjadi  $SO_4$ , sementara *scrubber* kimia menggunakan bahan kimia seperti NaOH untuk mengubah  $H_2S$  menjadi  $SO_4$ . *Scrubber* air bekerja berdasarkan penyerapan fisik dari gas-gas terlarut dalam air dan menggunakan air bertekanan tinggi. *Scrubber* biologis biasa digunakan untuk aplikasi POME menjadi energi karena biaya operasionalnya rendah.



Gambar 2.3. Scrubber  $H_2S$

Sumber: PT Austindo Aufwind  
New Energy

#### c. Dehumidifier Biogas

*Dehumidifier* gas (Gambar 2.4), dalam bentuk *dryer*, *chiller*, atau *cyclone*; berfungsi untuk mengurangi kadar air dalam biogas yang akan dialirkan ke dalam *gas engine*. *Dehumidifier* mengambil air yang terkandung dalam biogas. Hal ini membantu mengoptimalkan proses pembakaran pada mesin, mencegah pengembunan, dan melindungi mesin dari pembentukan asam. Asam terbentuk saat air bereaksi dengan  $H_2S$  dan oksigen. Biogas yang berkualitas tinggi dengan kelembaban relatif di bawah 80% meningkatkan efisiensi mesin dan mengurangi konsumsi bahan bakar gas.



Gambar 2.4. Dehumidifier Biogas

#### d. Gas Engine

*Gas engine* termasuk mesin pembakaran dalam yang bekerja dengan bahan bakar gas seperti gas alam atau biogas (**Gambar 2.5**). Setelah kandungan pengotor pada biogas diturunkan hingga kadar tertentu, biogas kemudian dialirkan ke *gas engine* untuk menghasilkan listrik. Bergantung pada spesifikasi *gas engine* yang digunakan, *gas engine* yang berbahan bakar biogas 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%.



Gambar 2.5. Gas Engine

#### e. Burner dan Boiler

Biogas yang dihasilkan dari proses penguraian anaerobik dapat menjadi bahan bakar *boiler*. *Burner* gas biasanya dipasang pada dinding *boiler* (**Gambar 2.6**). Biogas merupakan bahan bakar alternatif bagi *boiler* untuk menghasilkan panas atau listrik menggantikan bahan bakar biomassa, seperti cangkang dan serat, yang biasa digunakan di pabrik kelapa sawit.



Gambar 2.6. Burner Biogas

#### f. Flare Biogas

*Flare* digunakan di industri proses atau pabrik untuk membakar kelebihan gas. Dengan alasan keamanan, pembangkit listrik tenaga biogas harus memasang *flare* untuk membakar kelebihan biogas (**Gambar 2.7**), terutama pada saat biogas tidak bisa diumpankan ke *gas engine* atau peralatan pembakaran lainnya. Umumnya hal ini terjadi saat puncak panen tandan buah segar, yang menyebabkan kelebihan produksi biogas. Kelebihan produksi meningkatkan laju alir biogas melebihi batas maksimum biogas yang dapat masuk ke *gas engine*. *Flare* juga digunakan saat *gas engine* sedang tidak beroperasi dalam



Gambar 2.7. Flare

Sumber: Harapan Sawit Lestari

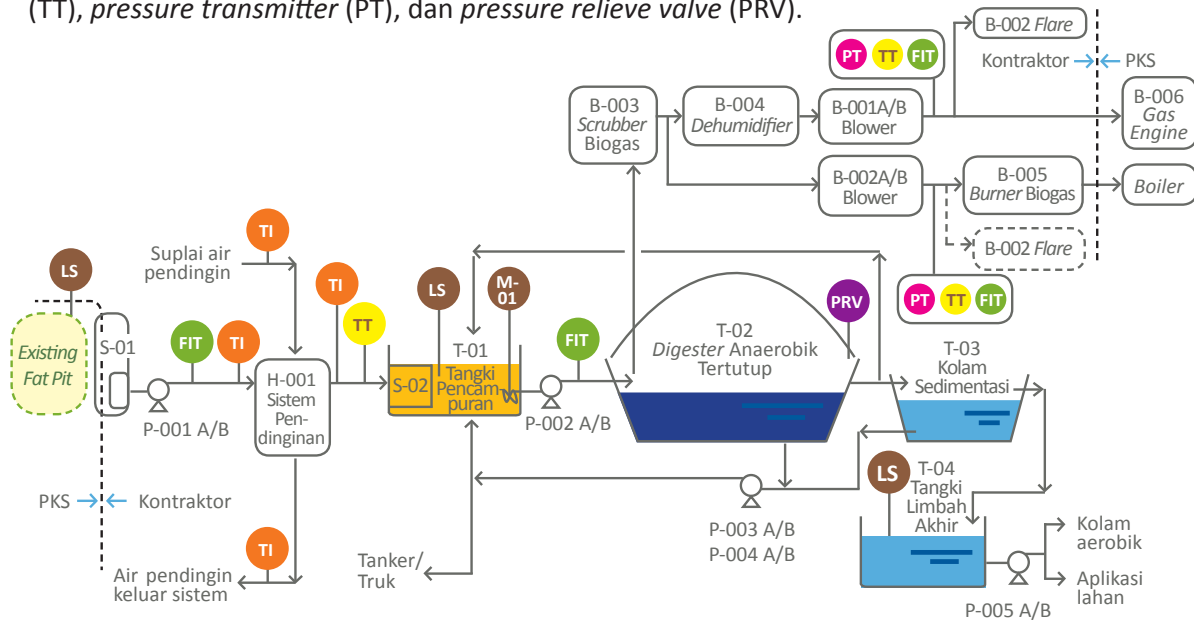
masa pemeliharaan. Instalasi biogas tanpa *gas engine* atau *boiler* harus menggunakan *flare* secara terus-menerus untuk membakar biogas. Operator tidak boleh melepaskan kelebihan biogas secara langsung ke atmosfer karena sifatnya yang mudah terbakar pada konsentrasi tinggi. Selain itu, pelepasan biogas secara langsung juga berarti pelepasan gas rumah kaca ke atmosfer seperti layaknya di penggunaan kolam limbah terbuka.

#### g. Sistem Instrumentasi dan Kontrol

Operator menggunakan sistem instrumentasi dan kontrol untuk memantau parameter seperti suhu, pH, aliran cairan dan gas, serta tekanan gas. Sistem kontrol juga digunakan untuk menghentikan sistem secara manual maupun otomatis saat kondisi tidak aman.



**Gambar 2.8** di bawah ini menggambarkan contoh aliran proses pembangkit listrik tenaga biogas. Dalam gambar, garis hitam putus-putus menandai batas proyek dan ruang lingkup pekerjaan yang biasanya menjadi tanggung jawab kontraktor. **Gambar 2.8** juga menunjukkan komponen dalam pembangkit listrik tenaga biogas, termasuk sistem instrumentasi dan kontrol, antara lain: *level switch* (LS), *flow indicating totalizer* (FIT), *temperature indicator* (TI), *temperature transmitter* (TT), *pressure transmitter* (PT), dan *pressure relieve valve* (PRV).



**Gambar 2.8. Diagram Alir Proses Konversi POME Menjadi Energi**

**Tabel 2.2** berikut ini menunjukkan komponen-komponen yang terdapat dalam diagram alir proses, detail material, jenis, dan ukuran masing-masing komponen untuk pembangkit listrik tenaga biogas kapasitas 2 MWe.

**Tabel 2.2. Komponen-komponen pada Diagram Alir Proses**

Label	Komponen	Material	Jenis	Keterangan
T-01	Tangki pencampuran	Beton dan Coating		Volume 50 m <sup>3</sup>
T-02	Digester Anaerobik	Tanah & Lining HDPE		Volume 24.000 m <sup>3</sup>
T-03	Kolam sedimentasi	Tanah & Lining HDPE		Volume 1.500 m <sup>3</sup>
T-04	Tanki limbah akhir (opsional)	Beton		Volume 50 m <sup>3</sup>
M-01	Pengaduk tangki pencampuran	Stainless steel	Top entry	0,5 kW
B-001A/B	Blower biogas ke gas engine atau flare	Cast Iron / Stainless steel	Root	Kapasitas 1.200 Nm <sup>3</sup> /jam, tekanan 200 mbar
B-002A/B	Blower biogas ke burner atau flare	Cast Iron / Stainless steel	Root	Kapasitas 1.200 Nm <sup>3</sup> /jam, tekanan kurang dari 100 mbar
B-002	Flare Biogas	Stainless steel	Open flame	Kapasitas 1.200 Nm <sup>3</sup> /jam
B-003	Scrubber Biogas	HDPE/FRP	Vertical Biological	Kapasitas 1.200 Nm <sup>3</sup> /jam

Label	Unit	Material	Jenis	Keterangan
B-004	Dehumidifier Biogas	Stainless steel		Kapasitas 1.200 Nm <sup>3</sup> /jam
B-006	Engine Biogas			Kapasitas 2 x 1 MW
S-01 dan S-02	Saringan Kasar	Stainless steel		Ukuran 5 mm
H-001	Sistem Pendinginan		Heat exchanger atau Cooling Tower	Kapasitas 50 m <sup>3</sup> /jam
P-001A/B	Pompa POME ke sistem pendinginan	Cast Iron/ stainless steel	Dry centrifugal	Kapasitas 50 m <sup>3</sup> /jam
P-002A/B	Pompa umpan ke digester	Cast Iron/ stainless steel	Dry centrifugal	Kapasitas 210 m <sup>3</sup> /jam
P-003A/B	Pompa resirkulasi	Cast Iron/ stainless steel	Dry centrifugal	Kapasitas 80 m <sup>3</sup> /jam
P-004A/B	Pompa lumpur	Cast Iron/ stainless steel	Dry centrifugal	Kapasitas 50 m <sup>3</sup> /jam
P-005A/B	Pompa limbah akhir anaerobik (opsional)	Cast Iron/ stainless steel	Dry centrifugal	Kapasitas 50 m <sup>3</sup> /jam

## 2.2. Manajemen Konstruksi dan Operasional

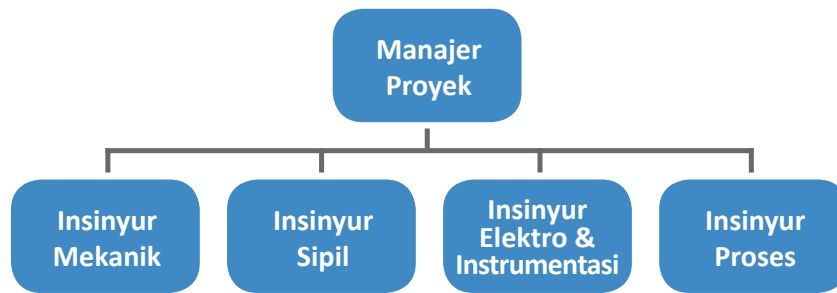
Pembangunan dan pengoperasian pembangkit listrik tenaga biogas memerlukan manajemen proyek dan keahlian multi-disiplin dari teknik sipil, proses, mekanik, dan teknik elektro. Contoh bagan organisasi proyek yang umum digunakan ditunjukkan dalam **Gambar 2.9**.

Manajer proyek bertugas mengoordinasikan pekerjaan para insinyur, teknisi, pemasok barang, dan kontraktor untuk memastikan bahwa kualitas setiap komponen yang dipakai, biaya, dan jadwal proyek terpenuhi.

Persiapan lokasi proyek, analisis tanah, dan konstruksi kolam membutuhkan keahlian dari teknik sipil. Kolam didesain berdasarkan karakteristik dari lokasi; misalnya, jika lokasi tersebut rawan longsor, maka kolam akan didesain dengan sudut kemiringan rendah dan pada kemiringan kolam diberikan penguat *geo-grid*.

Untuk memastikan pembentukan metana terjadi secara efektif di dalam kolam, ahli proses menentukan peralatan dan instrumen untuk mengukur nilai berbagai parameter seperti temperatur, laju alir, konsentrasi COD, pH dan parameter penting lainnya. Beberapa parameter perlu disesuaikan untuk dapat memproduksi biogas dengan optimal.

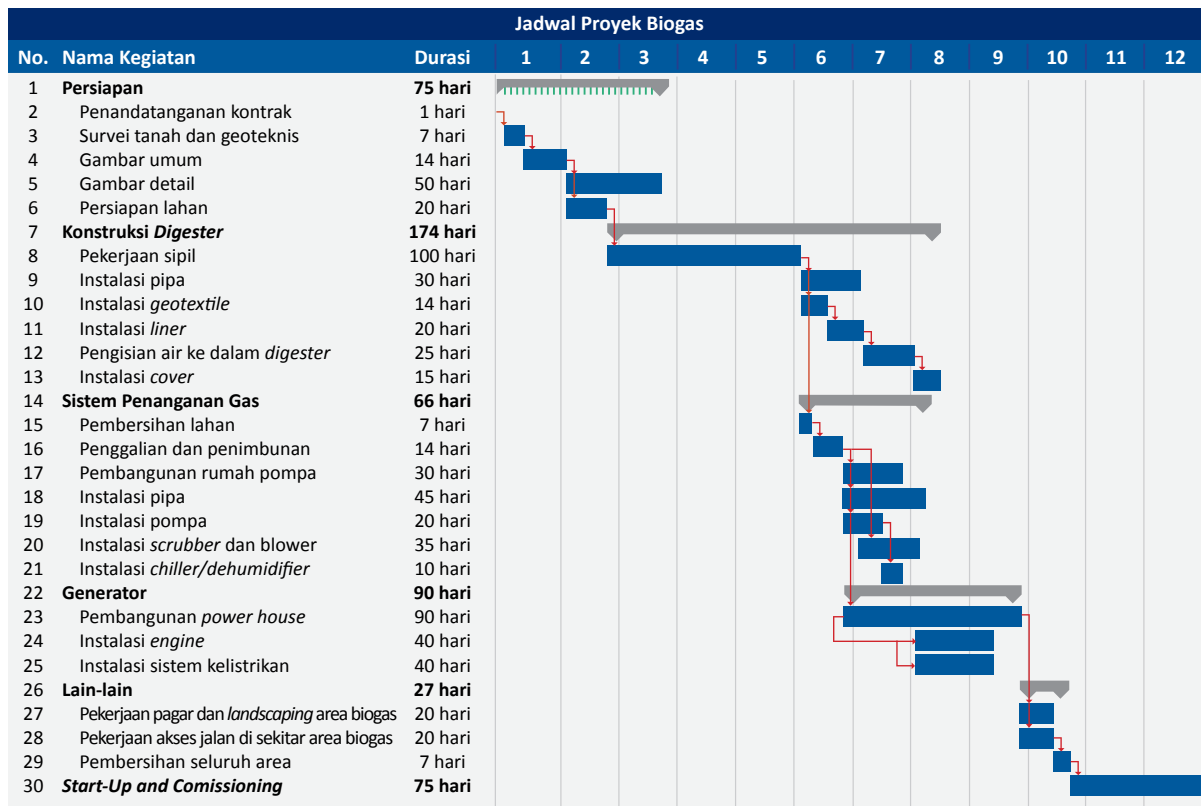
Para ahli mekanik, teknik elektro, dan instrumentasi membantu ahli proses dalam menyediakan, memasang, dan menguji peralatan mekanik, listrik, dan instrumen untuk memastikan konstruksi yang tepat biaya dan kinerja yang efisien.



Gambar 2.9. Struktur Organisasi Tipikal untuk Proyek Pembangkit Listrik Tenaga Biogas

Pada akhir proses pembangunan, tim operasional mengambil alih untuk pengoperasian pembangkit listrik tenaga biogas. Tim operasional terdiri dari para personel multi-disiplin dengan latar belakang di bidang proses, mekanik, teknik elektro, dan instrumentasi. Tim ini memastikan operasi pembangkit listrik tenaga biogas berjalan optimal dan andal. Tim operasional harus menerapkan standar operasi dan panduan pemeliharaan untuk memelihara dan mengoperasikan fasilitas tersebut dengan benar.

Pembangunan pembangkit listrik tenaga biogas skala industri biasanya membutuhkan waktu 12–15 bulan. Gambar 2.10 menunjukkan contoh jadwal pembangunan pembangkit listrik tenaga biogas.



Gambar 2.10. Contoh Jadwal Pembangunan Pembangkit Listrik Tenaga Biogas

### 2.2.1. Pembangunan Kolam

Pabrik kelapa sawit umumnya menggunakan dua jenis *digester* untuk menghasilkan biogas dari POME, yaitu kolam tertutup dan *continuous stirred tank reactor* (CSTR). Kebanyakan pabrik menggunakan jenis kolam tertutup karena desainnya yang sederhana dan biaya yang lebih rendah. Oleh karena itu, bagian ini hanya akan menjelaskan tentang pembangunan kolam tertutup.

Sebelum proses konstruksi, uji tanah dan pengeboran dilakukan untuk mengetahui kondisi tanah (**Gambar 2.11**). Laporan uji tanah menjelaskan tentang jenis, pengelompokan tanah, kedalaman muka air tanah, serta kedalaman, warna, dan tekstur dari setiap lapisan tanah atau batuan. Hasil dari uji tanah hanya dapat digunakan selama profil tanah tidak diubah (menimbun atau menggali tanah).

Hasil uji tanah digunakan untuk mengkaji stabilitas lereng tanah dan menentukan desain pondasi yang paling sesuai untuk sistem pengolahan gas dan *gas engine*. Uji tanah juga menunjukkan tinggi permukaan air tanah di lokasi *digester* dan lapisan tanah organik yang mungkin menghasilkan gas di bagian bawah kolam.

*Standard penetration test* (SPT) adalah metode in-situ yang umum untuk menentukan sifat geoteknik lapisan tanah. SPT merupakan cara sederhana dan ekonomis untuk memperkirakan kepadatan relatif tanah dan parameter kekuatan geser.

SPT menggunakan *slide hammer* yang memiliki massa (63,5 kg atau 140 lb) dan jarak jatuh (76 cm atau 30 inci) untuk mendorong tabung sampel yang berukuran 450 mm masuk ke dalam tanah pada dasar lubang bor. Tabung sampel didorong ke dalam tanah sedalam 150 mm pertama dan kemudian dicatat jumlah pukulan yang diperlukan untuk menembus tanah setiap 150 mm (6 inci) berikutnya, hingga kedalaman 450 mm (18 inci). Jumlah pukulan yang diperlukan untuk penetrasi 6-inci kedua dan ketiga adalah nilai *blow count* SPT, umumnya dikenal sebagai ketahanan penetrasi standar atau nilai-N.

Nilai-N menunjukkan kepadatan relatif di dalam tanah dan digunakan untuk memperkirakan kekuatan geser tanah. **Tabel 2.3** di bawah ini menunjukkan hubungan antara nilai-N, kepadatan tanah, dan kerapatan relatif tanah. Kemiringan kolam bergantung pada jenis tanah dan umumnya berkisar dari 1:1,5 sampai 1:2 (vertikal:horisontal).



**Gambar 2.11.** Uji Tanah

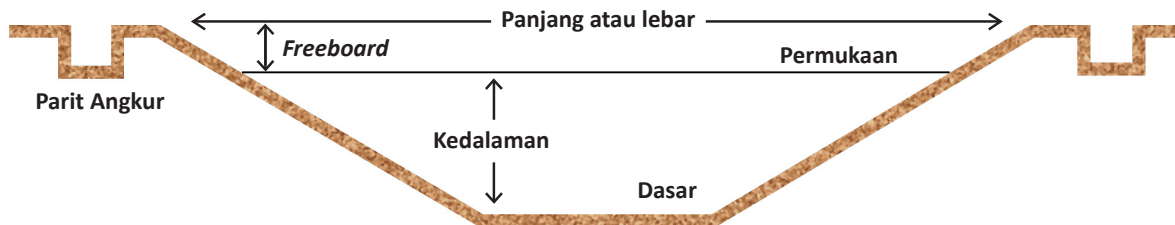
**Tabel 2.3.** Hubungan antara Nilai-N, Kepadatan Tanah, dan Kerapatan Relatif Tanah

N-SPT (Blows/0,3 m - 1 ft)	Kepadatan Tanah	Kerapatan Relatif (%)
< 4	Sangat Lepas	< 20
4–10	Lepas	20–40
10–30	Sedang	40–60
30–50	Padat	60–80
> 50	Sangat Padat	> 80

Sumber: Meyerhoff, 1956.

*Cone Penetration Test* (CPT) yang juga dikenal sebagai uji sondir atau *bore hole test* dilakukan untuk hasil tanah yang lebih detail. *Bore hole test* memberikan kajian yang lebih akurat, profil tanah yang kontinu, dan hasil pemantauan muka air tanah.

**Gambar 2.12** di bawah ini menunjukkan contoh penampang kolam. Parit angkur menahan *liner* dan *cover* kolam. *Freeboard* di kolam berfungsi untuk menampung air pada saat hujan maupun air yang berasal dari kegiatan lain seperti pembersihan peralatan.



**Gambar 2.12. Penampang Kolam**

Seperti terlihat pada gambar, dalam situasi normal, kemiringan kolam memiliki rasio jarak vertikal ke horisontal 1:2. Jika tanah rawan longsor, maka rasio kemiringan kolam bisa menjadi 1:3; atau perlu dilakukan penguatan pada lereng. Informasi lebih rinci tentang desain kolam dapat merujuk pada standar teknik seperti yang dikembangkan oleh *American Society of Civil Engineers* (ASCE). Bagian berikutnya menjelaskan langkah-langkah konstruksi kolam.

### 2.2.2. Pekerjaan Tanah

Pekerjaan tanah untuk *digester* sebaiknya dilakukan pada musim kemarau untuk menghindari kondisi lapangan yang becek dan genangan air. Pekerjaan tanah memakan waktu sekitar 3–6 bulan, tergantung dari kondisi dan disain kolam (**Gambar 2.13** dan **2.14**).



**Gambar 2.13. Backhoe dan Bulldozer yang Digunakan Selama Pembangunan Kolam**



**Gambar 2.14. Kolam yang Siap untuk Dilapisi Geo-membrane**



### 2.2.3. Sistem Pembuangan Air dan Gas

Sistem pembuangan air diperlukan jika hasil uji tanah menunjukkan bahwa permukaan air tanah lebih tinggi dari dasar kolam, sedangkan sistem pembuangan gas harus dipasang jika tanah yang ada di dasar kolam bersifat organik karena tanah yang bersifat organik akan menghasilkan gas. Sistem pembuangan ini akan menyalurkan air atau gas yang terperangkap di bawah *liner* kolam. Parit di dasar kolam menyalurkan air ke sebuah saluran pengumpul air (**Gambar 2.15**), kemudian air tersebut dipompakan keluar dari kolam. Pada umumnya parit memiliki lebar 50 cm dan diisi dengan kerikil.



**Gambar 2.15. Konstruksi Parit (kiri), Saluran Pengumpul Air (kanan)**

Gas yang terperangkap dapat menyebabkan *liner* bawah terangkat sehingga mengurangi volume efektif *digester*. Untuk membuat sistem ini, umumnya digunakan *geo-composite* di mana air dan udara dapat disaring dan akhirnya keluar dari *digester* (**Gambar 2.16** dan **Gambar 2.17**).



**Gambar 2.16. Contoh Geo-composite**



**Gambar 2.17. Pemasangan Geo-composite**

### 2.2.4. Pemasangan Liner

Pemasangan *liner* kolam bersifat opsional namun sangat dianjurkan (**Gambar 2.18**). Beberapa desainer kolam tidak memasang *liner* dibagian bawah jika tanah yang menjadi dasar kolam bersifat cukup kedap air. *Liner* yang biasa digunakan adalah *high-density polyethylene* (HDPE), atau biasa disebut dengan *geo-membrane*. HDPE adalah jenis *polyethylene* yang paling tahan terhadap bahan kimia, mampu melindungi dari paparan sinar ultraviolet yang kuat, dan mampu melawan kerusakan akibat tekanan cuaca yang intensif. *Liner* HDPE yang biasa digunakan untuk melapisi *digester* memiliki ketebalan 1–1,5 mm.



**Gambar 2.18. Pemasangan Liner**

### 2.2.5. Pemasangan Pipa

*Digester* biogas membutuhkan jenis pipa dengan material tertentu yang tahan dengan lingkungan di dalam *digester*, yaitu untuk pipa *inlet*, *outlet*, resirkulasi, penyedot lumpur, dan pengumpul gas (**Gambar 2.19**).

Pipa anti-karat harus digunakan dalam instalasi biogas karena POME maupun biogas bersifat korosif. Pipa yang cocok digunakan adalah pipa HDPE (*high density polyethylene*) yang memiliki spesifikasi tekanan 6–10 bar. Pipa HDPE merupakan bagian dari pipa *polyethylene* (PE). Pemilihan pipa pada instalasi biogas mempertimbangkan aspek kekuatan material dan tekanan kerja. Aspek kekuatan material dilihat dari kode PE, sedangkan ketahanan pipa terhadap tekanan dilihat dari kode PN. Menurut *International Organization for Standardization* (ISO) nomor 4427, bahan PE 100, PE 80, dan PE 63 memiliki tegangan minimum (MRS) untuk pipa berkisar antara 63–100 bar, sedangkan tegangan desain hidrostatik maksimum berkisar dari 50 sampai 80 bar (Lihat **Tabel 2.4**). PE 100, PE 80, PE 63 menunjukkan karakteristik kekuatan material *polyethylene*. Sebagai contoh, PE 100 mempunyai tegangan minimum (MRS) *polyethylene* 100 bar pada temperatur 20°C dan tegangan desain hidrostatik (HDS) maksimum yang diperbolehkan sebesar 80 bar.



**Gambar 2.19. Pemasangan Pipa**

**Tabel 2.4. Minimum Required Strength (MRS) dan Hydrostatic Design Stress (HDS) untuk Bahan Pipa HDPE**

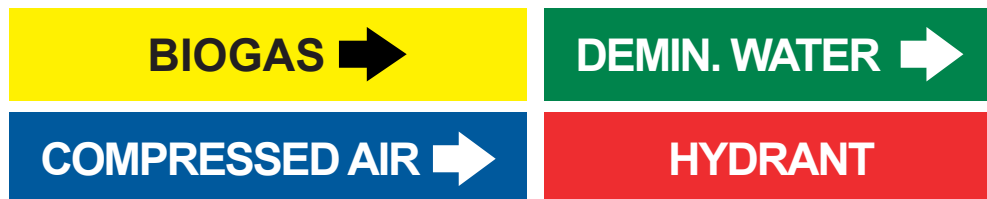
Bahan Pipa	MRS pada 50 tahun, 20 °C (bar)	Hydrostatic Design Stress Maksimal (bar)
PE 100	100	80
PE 80	80	63
PE 63	63	50

**Tabel 2.5. Hubungan antara PE, PN, Diameter Nominal, dan Ketebalan Pipa HDPE**

	PE 80	PN 12,5	PN 10	PN 8	PN 6	PN 5
	PE 100	PN 16	PN 12,5	PN 10	PN 8	PN 6
Diameter Nominal (mm)	Tebal (mm)	Tebal (mm)	Tebal (mm)	Tebal (mm)	Tebal (mm)	Tebal (mm)
20	2,0	-	-	-	-	-
40	3,7	3,0	2,4	2,0	-	-
50	4,6	3,7	3,0	2,4	2,0	-
90	8,2	6,7	5,4	4,3	3,5	-
200	18,2	14,7	11,9	9,6	7,7	-
400	36,3	29,4	23,7	19,1	15,3	-

*Pressure nominal* (PN) adalah tekanan kerja terhadap pipa PE pada suhu 20°C. **Tabel 2.5** di samping ini menunjukkan hubungan antara PE, PN, diameter nominal, dan ketebalan pipa HDPE berdasarkan ISO 4427. Sebagai contoh, PE 100 yang digunakan pada tekanan kerja 16 bar dengan diameter nominal pipa 20 mm membutuhkan tebal pipa 2,0 mm.

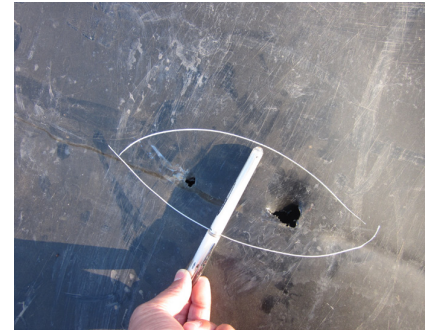
Fluida yang melewati pipa dapat diidentifikasi melalui kode warna dan tulisan pada pipa. Berikut adalah contoh penerapan kode warna dan tulisan berdasarkan ASME A13.1-2007:



### 2.2.6. Pemasangan Baffle

*Baffle* berfungsi sebagai penahan yang mencegah padatan tersuspensi dalam POME keluar dari kolam. Umumnya *baffle* dibuat dari HDPE *geo-membrane* yang dipasang pada pelampung di bagian atas dan pemberat di bagian bawah.

*Baffle* sebaiknya tidak dipasang melekat pada *cover* kolam, sehingga *baffle* tidak ikut terangkat pada saat biogas diproduksi di dalam *digester*. *Baffle* yang terangkat dapat menyebabkan *cover geo-membrane* robek karena tidak kuat menahan beban berat *baffle* (**Gambar 2.20**).



**Gambar 2.20. Cover yang Robek Akibat Pelekatan Baffle**

### 2.2.7. Floater/ Pelampung

*Floater* merupakan material yang ditempel di bawah *cover* kolam (**Gambar 2.21**). *Floater* berfungsi untuk mengapungkan *cover* dan menjadi jalur masuk gas ke pipa selama periode produksi gas rendah.

*Floater* umumnya terbuat dari *expanded polystyrene* (EPS) yang dibungkus dengan *geo-membrane*. EPS yang telah terbungkus harus kedap terhadap air dan gas.



**Gambar 2.21. Floater yang Terbuat dari EPS Dibungkus HDPE Geo-membrane**

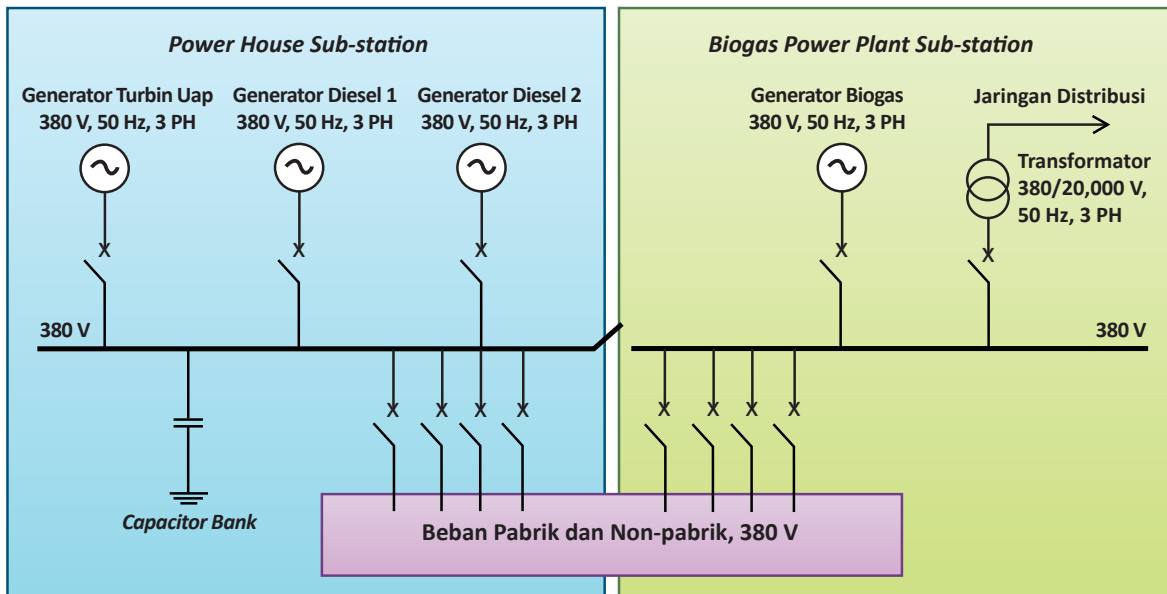
### 2.2.8. Cover Kolam

*Cover* kolam berfungsi untuk menyimpan biogas dalam *digester*. Oleh karena itu, *cover* yang terpasang harus bersifat kedap gas dan tahan terhadap tekanan biogas sehingga tidak mudah sobek. Biasanya area di bawah *cover* dapat menyimpan biogas selama satu sampai dua hari ketika pabrik tidak beroperasi. *Cover* kolam umumnya terbuat dari HDPE *geo-membrane* dengan ketebalan minimal 1,5 mm.

## 2.3. Sistem Kelistrikan

Untuk memenuhi kebutuhan listriknya, beberapa pabrik kelapa sawit menggunakan generator diesel, generator turbin uap, dan pembangkit listrik tenaga biogas untuk memenuhi beban listrik pabrik dan non-pabrik. Secara diagram digambarkan pada **Gambar 2.22** yang menunjukkan aliran listrik dari beberapa macam pembangkit dan beban listrik pada suatu sistem pasokan listrik yang terintegrasi pada pabrik kelapa sawit. Sistem ini terdiri dari dua generator diesel, satu generator turbin uap, dan satu pembangkit listrik tenaga biogas.





Gambar 2.22. Diagram Sistem Kelistrikan pada Sebuah Pabrik Kelapa Sawit dengan Pembangkit Listrik Tenaga Biogas

### 2.3.1. Sinkronisasi

Sistem pembangkit listrik konvensional yang terdapat di pabrik kelapa sawit seperti generator turbin uap dan generator diesel bekerja secara paralel. Pembangkit listrik tenaga biogas yang memanfaatkan POME di pabrik kelapa sawit dapat diparalelkan dengan sumber listrik yang telah ada atau berfungsi sebagai sistem pembangkit yang terpisah.

Bilamana seluruh output PLTBg akan disambungkan dengan PLN, maka PLTBg diparalelkan dengan PLN dan tidak perlu diparalelkan dengan pembangkit listrik yang sudah ada dalam pabrik kelapa sawit. Listrik dari PLTBg didistribusikan langsung kepada konsumen melalui jaringan PLN. Jika pembangkit listrik tenaga biogas dioperasikan bersama (paralel) dengan pembangkit listrik yang ada (generator turbin uap dan generator diesel), maka harus diselaraskan besaran tegangan, frekuensi, dan perbedaan sudut fasa dari berbagai jenis pembangkit listrik tersebut. Sinkronisasi adalah proses kerja paralel antara dua atau lebih pembangkit listrik untuk dapat memasok listrik ke beban yang sama, misalnya untuk operasi pabrik, kantor, dan perumahan di area pabrik. Prinsip kerja sinkronisasi adalah memasang sakelar pemutus (*circuit breaker*) antara berbagai pembangkit yang dapat ditutup.

Dalam hal pembangkit listrik tenaga biogas akan diparalelkan dengan jaringan listrik PLN, maka keluaran dari generator PLTBg (380 V) harus memenuhi syarat kerja paralel, yaitu memiliki tegangan, frekuensi, dan urutan fasa yang sama. Bila proses sinkronisasi tidak berjalan dengan baik, maka timbul gangguan sistem kelistrikan dan kerusakan peralatan.

Terdapat persyaratan kerja paralel dari dua atau lebih pembangkit listrik, yaitu:

- Besaran tegangan listrik generator dan tegangan *busbar* harus sama.
- Frekuensi generator harus sama dengan frekuensi *busbar*.
- Sudut fasa tegangan generator dan *busbar* harus sama.

Apabila perbedaan nilai pada variabel-variabel tersebut dalam batas yang masih dapat diterima, *circuit breaker* dapat ditutup secara manual atau secara otomatis. Batas normal yang ditetapkan untuk sinkronisasi adalah:

- a) 4 volt untuk diferensial tegangan maksimum;
- b) 0,1 Hz untuk selisih frekuensi maksimum; dan
- c) +/- 10 derajat untuk sudut fasa.

Terdapat dua cara sinkronisasi, yaitu secara manual dan otomatis. Sinkronisasi manual membutuhkan ketelitian dan keterampilan operator dalam menyelaraskan besaran-besaran proses sinkronisasi. Pada umumnya cara sinkronisasi manual dilakukan di pabrik kelapa sawit konvensional. Sinkronisasi otomatis merupakan cara sinkronisasi yang paling praktis, karena proses penyelarasan variabel-variabel sinkronisasi dilakukan oleh peralatan, sehingga operator tidak lagi disibukkan dalam proses sinkronisasi.

### 2.3.2. Sinkronisasi Manual

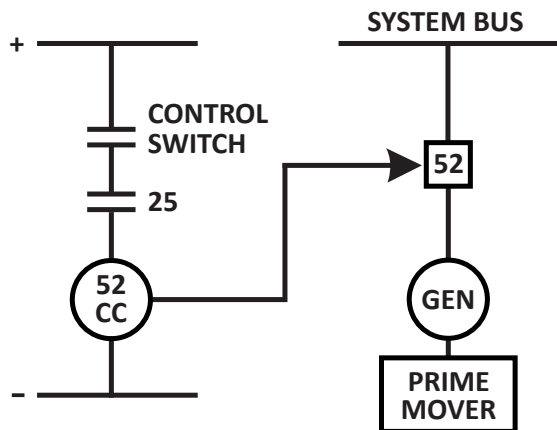
Untuk melakukan sinkronisasi manual, operator harus menyesuaikan kecepatan (putaran) generator sehingga frekuensinya sedikit lebih tinggi daripada frekuensi *bus*. Hal ini memungkinkan generator untuk segera bekerja paralel. Selanjutnya, operator mengamati *relay synch-check* multifungsi atau *supervisory relay* untuk membandingkan variabel sinkronisasi yang digunakan (diberi label sebagai perangkat 25 pada **Gambar 2.23**). Operator mengamati panel sinkronisasi untuk memantau parameter dan menentukan kapan menutup *breaker* secara manual.

Sinkronisasi manual dengan *supervisory relay* memerlukan operator untuk mengontrol tegangan, sudut fasa, dan frekuensi secara manual. Ketika frekuensi antara pembangkit dan jaringan sama besar, termasuk besarnya tegangan dan sudut fasa, operator dapat menutup *circuit breaker* untuk memparalelkan generator.

Operator menempatkan kontak *output relay* secara seri dengan saklar kontrol. *Circuit breaker* hanya menutup ketika:

- 1) operator mencoba secara manual menutup *circuit breaker*, dan
- 2) kontak *supervisory relay* ditutup setelah semua parameter sistem terpenuhi.

Diagram sinkronisasi manual memanfaatkan bantuan operator ditampilkan pada **Gambar 2.23**.

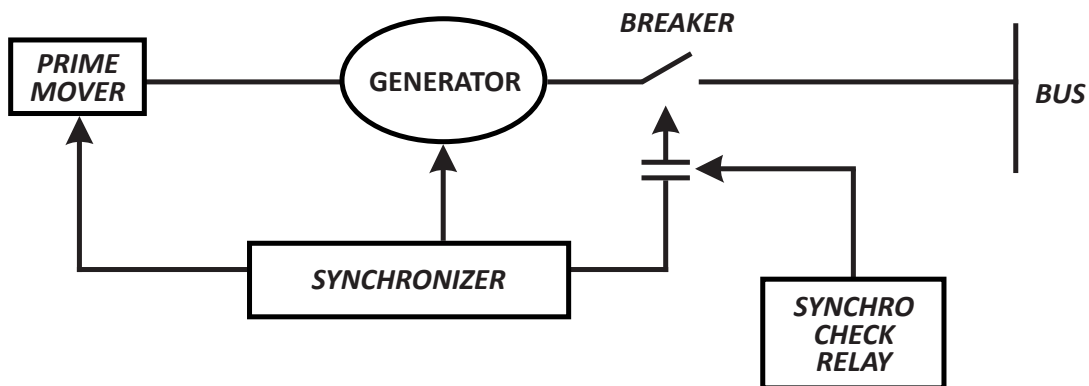


Gambar 2.23. Sinkronisasi Manual dengan Kendali Pengawas

Sumber: Introduction to Synchronizing, Basler Electric Company

### 2.3.3. Sinkronisasi Otomatis

Beberapa beban membutuhkan reaksi cepat dari generator cadangan yang *standby* dan membutuhkan proses sinkronisasi otomatis (Gambar 2.24). Sinkronisasi otomatis (ANSI/IEE Perangkat 25A) memonitor frekuensi, tegangan, dan sudut fasa, memberikan sinyal koreksi untuk tegangan dan frekuensi serta memberikan sinyal untuk memparalelkan generator. Hal ini dikenal sebagai “close command” (CC). Setiap generator memerlukan peralatan sinkronisasi agar generator dapat bekerja paralel secepat mungkin.



Gambar 2.24. Sinkronisasi Otomatis

Sumber: Diadaptasi dari Introduction to Synchronizing, Basler Electric Company

## 2.4. Kondisi Operasi

Produksi biogas yang aman dan efisien memerlukan pengendalian suhu, tekanan, volume, laju alir, pH limbah, dan variabel lainnya yang tepat. Operator memantau kondisi operasi menggunakan variabel proses tersebut dan menjaga agar setiap variabel tetap dalam kisaran yang ditentukan. Bagian berikut menyajikan peran masing-masing variabel proses utama dalam produksi biogas.

### a. Suhu

Pengendalian suhu sangat penting untuk menjaga kualitas produk dan menjamin operasi pembangkit listrik tenaga biogas yang aman dan andal. Operator umumnya menggunakan *resistance temperature device* (RTD), *thermocouple*, *termistor*, dan terkadang menggunakan sinar infra merah (IR/*infrared*) untuk memantau suhu. Dalam sistem biogas, operator harus mengukur dua suhu utama: (1) suhu air limbah sebelum dan sesudah *digester*; dan (2) suhu gas sebelum dan sesudah *dehumidifier*.

### b. Tekanan

Pengendalian tekanan dapat menjamin keselamatan dan mempengaruhi faktor kunci dalam proses seperti transfer panas, aliran cairan, dan keseimbangan uap-ke-cair. Operator harus mengukur tekanan gas pada titik-titik kritis: (1) sebelum dan sesudah blower; (2) di dalam *digester* dan sebelum sistem *flare*; (3) sebelum *gas engine* dan/atau *burner*.

### c. Volume

Pemantauan volume dalam tangki membantu proses pengisian, pengendalian persediaan, dan memastikan operasi yang aman bagi personel dan peralatan. Umumnya, volume dalam tangki dinyatakan dalam persentase dari ketinggian total atau persentase volume. Teknisi dapat membandingkan antara konversi volume berdasarkan satuan tinggi (*feet*, inci, atau cm), atau dinyatakan dalam berat, terhadap isi tangki yang dapat dihitung dari geometri tangki dan kepadatan material. Teknologi pengukuran volume dalam tangki terbagi atas dua kelompok, kontak dan non-kontak. Baik teknologi kontak maupun non-kontak dapat menggunakan sensor titik atau sensor kontinu. Pada sistem biogas, operator umumnya mengukur volume berdasarkan tinggi cairan di dalam tangki pencampuran.

### d. Laju Alir

Aliran menggambarkan karakteristik gerakan fluida (cairan atau gas). Produksi biogas dapat mencakup dua jenis aliran, yaitu aliran viskositas rendah dan aliran viskositas tinggi. Ketika memilih instrumen pengukuran aliran, kita harus mempertimbangkan viskositas fluida pada kondisi proses. Pengukuran aliran pada sistem biogas meliputi: (1) laju aliran air limbah pada *inlet*, diukur dengan *flow meter* dan *totalizer*; dan (2) laju aliran biogas diukur dengan *flow meter* gas dan *totalizer*.

Terdapat dua jenis *flow meter* berdasarkan variabel yang diukur, yaitu berdasarkan kecepatan aliran dan massa aliran. Instrumen umum yang digunakan untuk mengatur laju alir cairan yaitu *flow meter* magnetik untuk pengukuran volumetrik dan *flow meter* coriolis untuk pengukuran massa. Jenis *flow meter* yang biasa digunakan dalam sistem biogas adalah *magnetic flow meter* untuk mengukur laju air POME dan *thermal mass flow meter* untuk mengukur laju alir biogas. Fluida yang memiliki viskositas sangat tinggi diukur dengan alat *positive displacement flow meter*. Pengguna harus memasang dan mengkalibrasi *flow meter* dengan benar untuk memastikan kinerja dan akurasi yang optimal.

Variabel-variabel lain yang umum digunakan untuk mengendalikan sistem biogas antara lain:

- pH di *inlet* dan *outlet* air limbah
- Konsentrasi COD (opsional)
- Komposisi gas yang diukur dengan menggunakan *gas analyzer*, baik yang portabel atau *online*. CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> dan O<sub>2</sub> dapat diukur terus menerus, sementara H<sub>2</sub>S diukur secara berkala. Jika biogas diumpankan ke *gas engine*, disarankan untuk menggunakan *gas analyzer online*.
- Kelembaban gas sebelum *gas engine*
- Posisi katup (*valve*)
- Status peralatan (*on/off, auto/manual*)
- Status *gas engine* (frekuensi, tegangan, kW yang dihasilkan, suhu pelumas, dan lain-lain)
- Konsumsi listrik dari masing-masing komponen pembangkit listrik tenaga biogas.

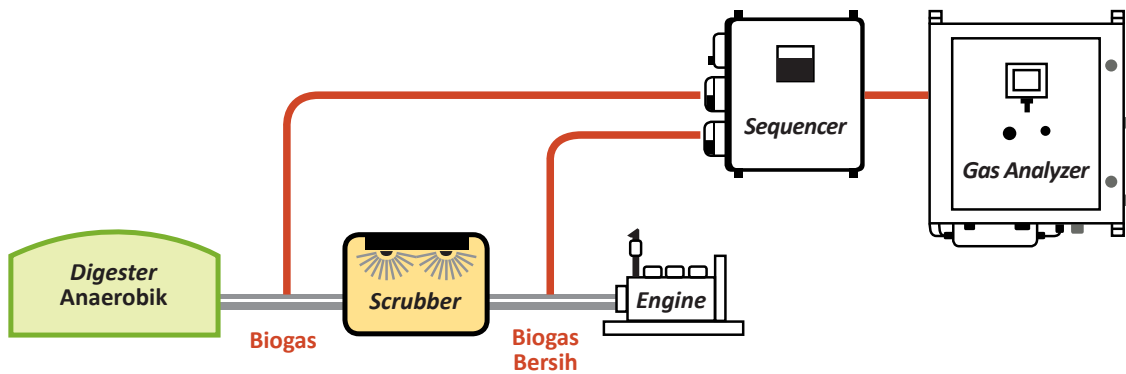
## 2.5. Sistem Instrumentasi dan Kontrol

Pembangkit listrik tenaga biogas menggunakan berbagai instrumen dan peralatan kontrol untuk memantau kondisi proses dan mengendalikan sistem kelistrikan.

Operator pabrik harus mempertahankan variabel-variabel pada tingkat tertentu untuk memastikan operasi yang aman, produksi yang optimal, dan kualitas produk yang baik. Sebagai contoh: proses mesofilik yang efektif pada penguraian anaerobik memerlukan suhu pada kisaran 35°C sampai 38°C, dan pH pada kisaran 6,5 sampai 7,5. Mekanisme pengendalian dirancang untuk memperbaiki setiap penyimpangan terhadap suhu yang diinginkan dan rentang pH yang dibutuhkan. Mekanisme kontrol tersebut meliputi kendali *on-off* dan *proportional integral derivative* (PID). Operator menggunakan instrumen dengan alarm otomatis untuk memantau kondisi kritis dan perubahan yang memiliki potensi bahaya.

Instalasi *gas engine* pada sistem pembangkit listrik tenaga biogas membutuhkan biogas dengan tekanan, laju alir, kadar metana, kadar air, dan kadar hidrogen sulfida (H<sub>2</sub>S) tertentu. Untuk menjaga variabel proses pada nilai yang diinginkan, *gas engine* menggunakan *loop* kontrol otomatis. Ketika kondisi terlalu banyak menyimpang dari rentang nilai yang ditetapkan, operator mungkin menghadapi bahaya yang berisiko bagi kesehatan. Penyimpangan yang berbahaya memicu gangguan sistem atau matinya *gas engine* untuk menghindari masalah. Untuk memastikan operator mengikuti prosedur yang diperlukan, terutama selama *start-up* dan *shutdown*, desain kontrol proses dari sistem pembangkit listrik tenaga biogas mencakup sistem *interlock*.

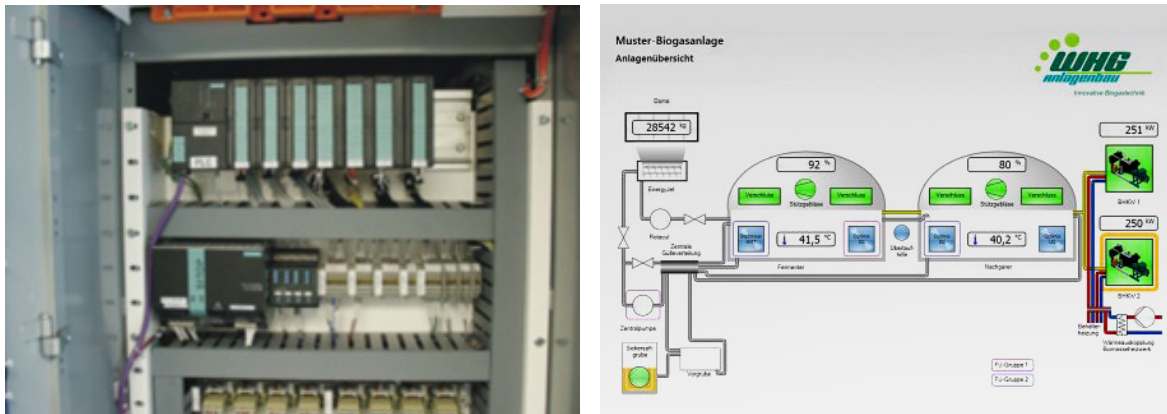
Operator menggunakan alat pengukuran *online* untuk beberapa parameter proses dan memantau parameter lainnya secara berkala jika diperlukan. **Gambar 2.25** menunjukkan diagram skematik untuk instalasi *gas analyzer online*.



Gambar 2.25 . Diagram Skematik Instalasi Gas Analyzer Online

Operator menggunakan alat pengukuran online untuk beberapa parameter proses dan memantau yang lainnya secara berkala sesuai dengan yang diperlukan.

Beberapa pembangkit listrik tenaga biogas juga menggunakan kontrol pengawasan dan perolehan data berbasis PC (SCADA) untuk memperoleh, menyimpan, dan menganalisis proses dan data listrik. Sistem ini menggunakan pengendali, umumnya berupa *programmable logic controller* (PLC) yang dilengkapi dengan pengendali logaritma PID, untuk menyesuaikan parameter (Gambar 2.26).

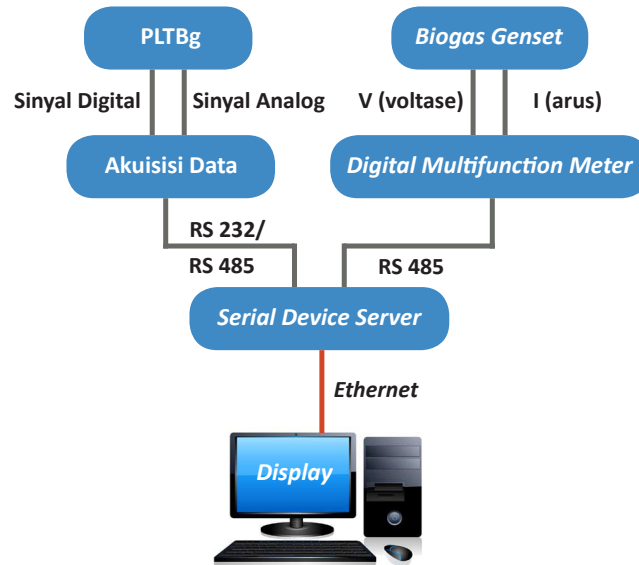


Gambar 2.26. PLC Siemens (kiri) dan Visualisasi SCADA (kanan)

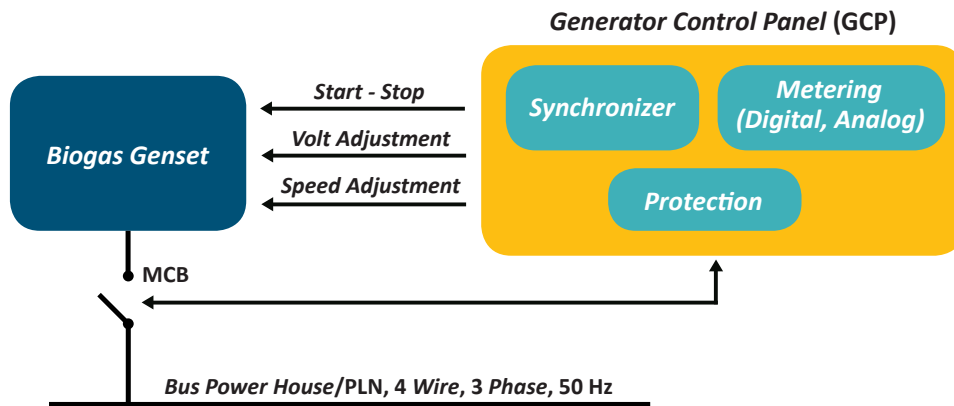
Sumber: [www.biogas-center.com](http://www.biogas-center.com) (kanan)

Manajer pabrik dapat menghubungkan sistem komputer yang digunakan untuk mengendalikan proses secara *online* dengan komputer sebagai pemantau dan pengendali dari jarak jauh, seperti komputer yang ada di kantor pusat perusahaan, diakses melalui *router* layanan terintegrasi untuk jaringan digital (ISDN/*integrated services for digital network*) atau *digital subscriber line* (DSL). Pemasangan sistem jaringan terintegrasi memungkinkan manajer untuk mengendalikan pembangkit dari jarak jauh.

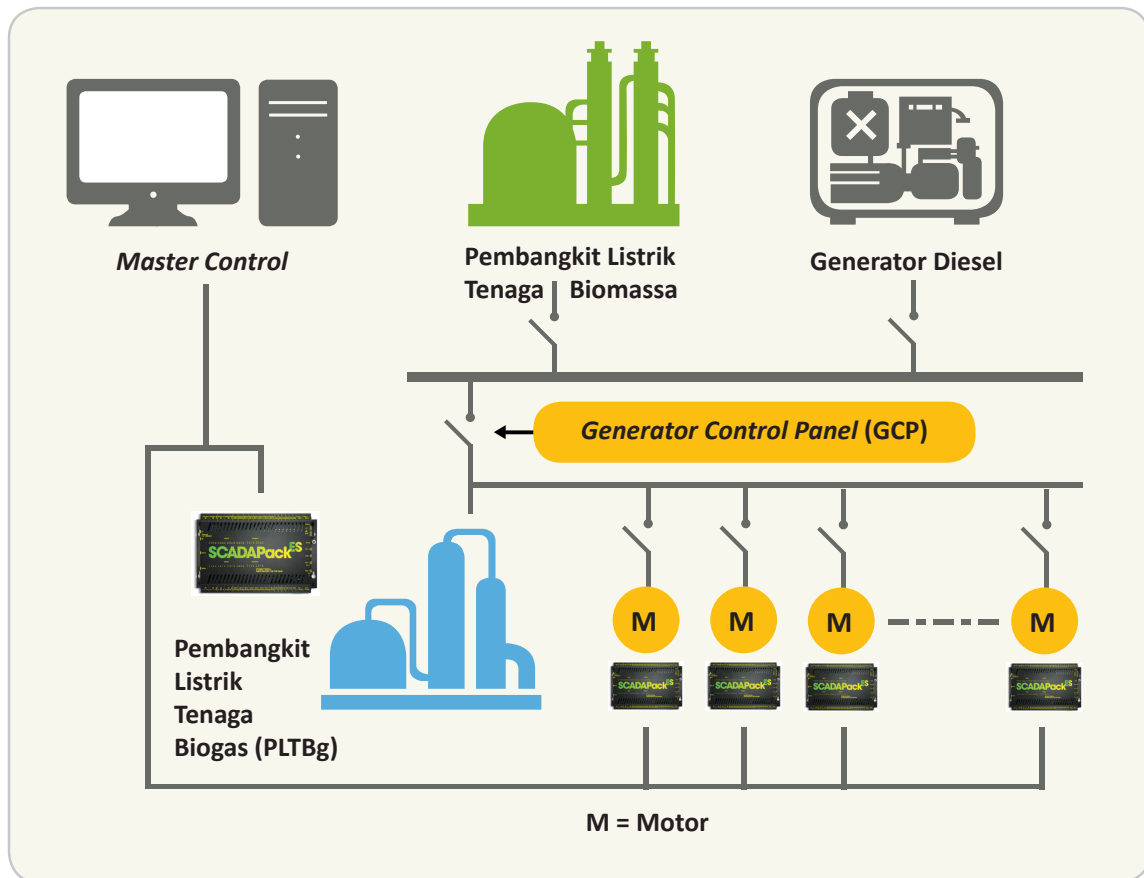
Diagram skematik dari sistem akuisisi data ditunjukkan pada **Gambar 2.27**. Komunikasi data *interface* dilakukan menggunakan standar RS-232 dan RS-485. **Gambar 2.28** menunjukkan skema dari sistem kontrol listrik. **Gambar 2.29** menunjukkan diagram dari pembangkit listrik tenaga biogas yang terintegrasi dengan biomassa dan pembangkit listrik tenaga diesel. Untuk informasi lebih lanjut tentang instrumentasi dan kontrol, dapat dilihat referensi khusus seperti *Chemical Engineer's Handbook*, Perry et. al. (1997) dan *Process Control Instrumentation Technology*, Johnson (1997).



Gambar 2.27. Perolehan Data



Gambar 2.28. Sistem Kendali Listrik



Gambar 2.29. Integrasi Pembangkit Listrik Tenaga Biogas dan Pusat Pembangkit yang Ada di Pabrik

## 2.6. Risiko Keselamatan dan Operasional

Keselamatan kerja adalah aspek yang sangat penting selama pembangunan dan pengoperasian pembangkit listrik tenaga biogas. Perhatian terhadap keselamatan yang tepat akan meminimalkan masalah, mencegah kecelakaan, mengurangi biaya penundaan dan gangguan. Penerapan prosedur keselamatan selama konstruksi dan operasi membantu tim dalam memenuhi target waktu konstruksi, kualitas, kinerja, biaya, dan operasi.

Seperti instalasi industri lainnya, pembangkit listrik tenaga biogas memiliki potensi risiko terhadap manusia, satwa liar, dan lingkungan. Jika tidak dikelola dengan baik, pembangkit listrik tenaga biogas dapat menimbulkan lingkungan kerja tidak aman yang mengancam kesehatan dan jiwa. Tindakan pencegahan seperti pelatihan keselamatan kerja akan meningkatkan kesadaran tentang bahaya, mendorong perilaku yang aman, dan membantu meminimalkan risiko.



### 2.6.1. Risiko Keselamatan dan Kesehatan

Instalasi biogas menghasilkan gas dengan karakter yang mudah terbakar dan beracun dalam jumlah tinggi. Biogas terdiri dari 50–75% metana, yang merupakan gas yang mudah terbakar dan berpotensi menimbulkan bahaya kebakaran ketika bereaksi dengan oksigen dan berada di dekat sumber api. Risiko kebakaran dan ledakan cukup tinggi di daerah dekat *digester* dan penampung gas. Ledakan dapat menyebabkan cedera serius, kerusakan ekologis yang parah, dan kerusakan bangunan. Pembangkit listrik tenaga biogas harus menggunakan standar yang baik dalam hal rancangan proses, pemilihan material, dan sistem kontrol yang baik untuk meminimalkan risiko kebakaran dan ledakan. Karakteristik biogas yang mudah terbakar ditunjukkan pada **Tabel 2.6**.

**Tabel 2.6. Sifat Biogas yang Mudah Terbakar**

	Unit	Biogas
Kepadatan	kg/m <sup>3</sup>	1,2
Temperatur Nyala	°C	700
Rentang Ledakan	%Vol	6–12
Syarat Udara Teoritis yang Membentuk Campuran Mudah Terbakar	m <sup>3</sup> udara/m <sup>3</sup> biogas	5,7

Sumber: German Agricultural Occupational Health dan Safety Agency, 2008

Standar internasional IEC 60079-10-1 menjelaskan metode untuk klasifikasi zona aman berdasarkan durasi dan frekuensi atmosfer rawan ledakan bagi operator yang bekerja di dekat sumber gas yang mudah meledak. **Tabel 2.7** menjelaskan klasifikasi ini.

**Tabel 2.7. Klasifikasi Zona Atmosfer Rawan Ledakan**

Zona	Definisi	Durasi Paparan pada Praktik Industri
0	Atmosfer gas mudah meledak terjadi terus menerus, untuk jangka waktu yang lama atau sering.	> 1000 jam/tahun
1	Atmosfer gas mudah meledak kadang-kadang terjadi pada operasi normal.	10–1000 jam/tahun
2	Atmosfer gas mudah meledak tidak mungkin terjadi dalam operasi normal (dalam parameter yang dirancang), walaupun terjadi hanya untuk periode yang singkat.	< 10 jam/tahun



**Gambar 2.30. Kebocoran Gas**

Sumber: [www.metallurgist.com](http://www.metallurgist.com)

Biogas mempunyai kandungan 25–45% karbon dioksida. Dalam konsentrasi antara 1–5%, karbon dioksida bisa menyebabkan pusing dan dalam konsentrasi yang lebih dari 9% menyebabkan mati lemas. Hidrogen sulfida merupakan komponen biogas yang sangat berbahaya. Tiga puluh menit paparan hidrogen sulfida pada konsentrasi hanya 300 ppm akan membuat seseorang hilang kesadaran. Paparan pada H<sub>2</sub>S dengan konsentrasi 1.000 ppm di udara dengan cepat melumpuhkan sistem pernapasan, menyebabkan serangan jantung, dan kematian dalam beberapa menit. **Tabel 2.8** di bawah ini merinci efek dari H<sub>2</sub>S pada konsentrasi yang berbeda.

Tabel 2.8. Gejala Keracunan Hidrogen Sulfida

Konsentrasi (ppm)	Gejala/Efek
0,01–1,5	Tercium bau (seperti telur busuk)
2–5	Mual, mata berair, sakit kepala, atau susah tidur. Masalah saluran pernafasan pada beberapa pasien asma.
20	Kelelahan, kehilangan nafsu makan, sakit kepala, lekas marah, kehilangan memori, pusing.
50–100	Konjungtivitis ringan dan iritasi saluran pernafasan setelah 1 jam. Dapat menyebabkan gangguan pencernaan dan kehilangan nafsu makan.
100	Batuk, iritasi mata, hilangnya kemampuan indra penciuman setelah 2–15 menit. Sesak napas, mengantuk setelah 15–30 menit. Iritasi tenggorokan setelah 1 jam. Gejala meningkat lebih parah secara bertahap selama beberapa jam. Kematian dapat terjadi setelah 48 jam.
100–150	Kehilangan kemampuan indra penciuman
200–300	Konjungtivitis dan iritasi saluran pernafasan setelah 1 jam. Edema paru dapat terjadi dari kontak yang lama.
500–700	Kejang-kejang, hilang kesadaran dalam 5 menit. Kerusakan serius pada mata dalam 30 menit. Kematian setelah 30–60 menit.
700–1000	Hilang kesadaran dalam waktu cepat, langsung lemas dalam 1 sampai 2 tarikan napas, pernafasan berhenti, kematian dalam beberapa menit.
1000–2000	Kematian hampir seketika.

Sumber: US Occupational Safety dan Health Administration

## 2.6.2. Prosedur Keselamatan Kerja

Prosedur keselamatan kerja memberikan pedoman bagi pekerja untuk memastikan operasi dan perilaku yang aman dalam situasi berisiko tinggi. Semua pekerja yang mengoperasikan dan memelihara pembangkit listrik tenaga biogas harus mengenakan alat pelindung diri (APD) (**Gambar 2.31**):

- Sepatu keselamatan anti selip
- Pakaian standar industri
- Detektor gas H<sub>2</sub>S dengan *pre-set alarm maximum allowable concentration* (MAC) (**Gambar 2.32**)
- Pakaian pelindung khusus dan masker untuk menangani bahan kimia

Manajer pembangkit listrik tenaga biogas harus melatih pekerja dalam hal penggunaan alat pelindung diri, termasuk bagaimana, dimana, dan kapan harus menggunakannya. Pekerja harus tahu jenis-jenis bahaya yang dapat mengancam keselamatan kerja dan batas perlindungan yang mampu diberikan oleh APD. Manajer pabrik harus memeriksa kerusakan peralatan secara berkala. Untuk menjaga efektivitas dan meminimalkan kemungkinan kontaminasi, pengguna harus menjaga, membersihkan, dan menyimpan APD dengan benar. Para pekerja harus mengenakan alat bantu pernapasan dan masker debu apabila kondisi mengharuskan.



**Gambar 2.31. Alat Perlindungan Diri**

Baris atas, kiri ke kanan : rompi yang mudah terlihat, pelindung kepala, pelindung pendengaran, pelindung mata.  
Baris bawah, kiri ke kanan : pelindung kaki, pelindung tangan



**Gambar 2.32. Detektor Gas H<sub>2</sub>S Personal**

Sumber: [www.coleparmer.com](http://www.coleparmer.com)

Berikut merupakan prosedur keselamatan untuk perlindungan dari risiko kesehatan dan keselamatan kerja pada sistem pembangkit listrik tenaga biogas:

- Jika *safety relief valve* pada *digester* anaerobik aktif, segera kurangi produksi biogas dengan menghentikan aliran air limbah ke dalam *digester*. Aktivasi *safety relief valve* dapat menandakan bahaya yang menyebabkan mati lemas, keracunan, atau ledakan gas di dekat sumber biogas.
- Apabila terbentuk awan biogas, semua pekerja harus segera menghentikan kegiatan dan meninggalkan daerah tersebut. Gunakan jalur keluar yang arahnya berlawanan dengan arah angin. Awan gas bergerak searah angin. Kondisi angin yang tenang menimbulkan bahaya terbesar, karena biogas terakumulasi menjadi awan besar dan tetap berada di dekat titik emisi. Dalam kondisi angin yang kuat, biogas akan bercampur dengan udara relatif cepat, sehingga menurunkan tingkat konsentrasi di bawah batas ledakan.
- Jangan mencoba untuk memadamkan api gas.
- Setelah situasi terkendali, tentukan penyebab pelepasan gas dan ambil tindakan korektif untuk mencegah pelepasan di kemudian hari.

**Gambar 2.33** di bawah ini menunjukkan beberapa peralatan keselamatan pada pembangkit listrik tenaga biogas.



**Gambar 2.33. Gembok Panel Listrik untuk Perlindungan Keselamatan (kiri), Penutup Mesin untuk Perlindungan dari Mesin yang Berputar (kanan)**

Sumber: [www.ebay.co.uk](http://www.ebay.co.uk) (kiri)

**Gambar 2.34** di bawah ini menunjukkan beberapa tanda keselamatan yang digunakan di lingkungan pembangkit listrik tenaga biogas.



**Gambar 2.34.** Tanda Keselamatan di Pembangkit Listrik Tenaga Biogas

### 2.6.3. Risiko Operasional

Di samping risiko biogas itu sendiri, pembangkit listrik tenaga biogas dan konstruksinya dapat menimbulkan bahaya operasional. Pembangkit listrik tenaga biogas harus dirancang untuk meminimalkan kerusakan yang mungkin terjadi akibat bencana alam seperti tanah longsor, banjir, dan gempa bumi. Pabrik harus beroperasi dengan baik, dengan cara memastikan peralatan berfungsi baik dan menghindari *down-time* yang tidak perlu. Kontraktor harus menggunakan bahan-bahan berkualitas tinggi untuk penutup kolam atau tangki untuk mencegah kebocoran biogas ke atmosfer.

Operator pabrik perlu memperhatikan stabilitas pasokan tandan buah segar. Perancangan *digester* harus mempertimbangkan volume POME harian yang sangat tergantung pada jumlah TBS yang diolah. Perkebunan sawit memiliki musim produksi tinggi dan rendah pada bulan-bulan tertentu sepanjang tahun. Desain pembangkit listrik tenaga biogas harus mempertimbangkan kecenderungan ini untuk menghindari kekurangan atau kelebihan kapasitas TBS dalam waktu yang lama selama operasi. Risiko yang ada dalam konstruksi dan operasi pembangkit listrik tenaga biogas meliputi aspek lingkungan, kesehatan, keselamatan, ekonomi, dan risiko hukum dirangkum dalam **Tabel 2.9** di bawah ini.

Tabel 2.9. Risiko dalam Konstruksi dan Operasi Pembangkit Listrik Tenaga Biogas.

Risiko	Masalah yang Teridentifikasi	Mitigasi
Pasokan POME	Ketersediaan, kandungan COD, debit	Penjadwalan proses TBS jangka panjang; mengamankan pasokan dari perkebunan sendiri atau pemasok.
Teknologi	Keandalan dan biaya	Menerapkan praktik terbaik ( <i>best practices</i> ), standar teknik, dan menggunakan teknologi yang andal dan ekonomis.
Lingkungan dan Sipil	Longsor, banjir, gempa, petir	Lokasi yang secara teknis aman dan lingkungan yang aman; menggunakan standar teknik yang tepat, bahan yang tepat, dan prosedur konstruksi yang tepat; menerapkan pengelolaan banjir dan sistem perlindungan petir.
Hukum	Izin usaha, lingkungan, dan bangunan.	Memastikan semua izin sudah lengkap dan tidak ada masalah hukum yang dapat menghalangi pelaksanaan proyek.
Logistik dan Konstruksi	Akses, sumber daya manusia, penundaan proyek	Merencanakan akses; menggunakan tenaga kerja terampil; merencanakan pengiriman material dan penanganan yang tepat waktu; memastikan penjadwalan sumber daya dan manajemen proyek yang tepat.
Biaya <i>overrun</i>	Melebihi anggaran	Studi kelayakan yang akurat; desain teknik dan manajemen proyek optimal.
Operasional dan Pemeliharaan	Kerusakan tak terduga	Menerapkan praktik terbaik ( <i>best practices</i> ) untuk operasi dan pemeliharaan; tenaga kerja terlatih.
Kolam tertutup, penangkapan metana	Kebocoran penutup Kekurangan/kelebihan kapasitas	Bahan penutup diuji dengan sangat baik; desain teknik yang tepat; mengantisipasi masukan yang rendah dan tinggi.
Tangki, penangkapan metana	Tangki atau atap bocor Kekurangan/kelebihan kapasitas	Desain teknik yang tepat; mempertahankan parameter proses yang benar untuk menghindari pembentukan asam.
Biogas basah	Menimbulkan masalah bagi <i>gas engine</i>	Pemasangan <i>cyclone</i> atau <i>chiller</i> untuk mengeringkan biogas.
Polusi	Emisi polusi udara Bocoran ke tanah dan air permukaan	Mengikuti standar rekayasa teknik; pemantauan polusi; mematuhi peraturan.
Kebakaran dan ledakan	Penyebab masalah kesehatan dan keselamatan bagi pekerja dan mengganggu operasi	Mengikuti standar bahan dan prosedur pemantauan; pengaturan zona berdasarkan kemungkinan kejadian; kontrol akses dengan pagar; pemeriksaan berkala; menggunakan izin akses/bekerja untuk mengontrol personel; menyediakan peralatan pemadam kebakaran dan pelatihan.
Peralatan mekanis dan mesin berputar	Masalah keselamatan pekerja	Mengikuti desain dan standar operasi dan memasang sistem proteksi.
Peralatan kelistrikan	Masalah kelistrikan	Mengikuti standar operasi dan pemeliharaan; menggunakan izin kerja dan gembok listrik untuk perlindungan keselamatan.
Kebisingan	Masalah kesehatan pekerja	Menyediakan peralatan perlindungan kebisingan.

## BAGIAN 3: MENGANALISIS POTENSI PABRIK ANDA

Jika Anda sedang mempertimbangkan untuk membangun sebuah pembangkit listrik tenaga biogas pada pabrik kelapa sawit, maka Anda perlu melakukan studi kelayakan untuk mengevaluasi potensi pabrik Anda. **Gambar 3.1** di bawah ini menjelaskan langkah-langkah yang perlu Anda ambil.



**Gambar 3.1.** Proses Studi Kelayakan untuk Instalasi Konversi POME menjadi Energi

Jika studi kelayakan mendalam menyimpulkan bahwa pabrik layak untuk mengoperasikan instalasi konversi POME menjadi energi, maka tahapan pelaksanaan proyek dimulai. Langkah-langkah pelaksanaan adalah sebagai berikut:

- Memenuhi persyaratan perizinan. Contohnya: Upaya Pengelolaan Lingkungan Hidup (UKL)/ Upaya Pemantauan Lingkungan Hidup (UPL), izin dari pemerintah daerah (survei, izin prinsip, izin lokasi, izin mendirikan bangunan), Izin Usaha Ketenagalistrikan untuk Kepentingan Umum/ IUKU dari Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, dan Perjanjian Pembelian Daya (*Power Purchasing Agreement/PPA*).
- Konfirmasi pendanaan dari perbankan.
- Pekerjaan penyiapan tanah.
- Pemilihan model kontrak. Pilihan model kontrak mencakup kontrak dengan satu perusahaan untuk semua pekerjaan desain, pengadaan, dan konstruksi atau mempekerjakan beberapa kontraktor secara terpisah untuk bagian sipil, mekanik, dan listrik.
- Pembangunan dan uji coba (*commissioning*).
- Operasi secara komersial.

Dalam sebuah studi kelayakan yang lengkap, potensi pembangkitan energi dari pabrik, karakteristik pembangkitan dan beban listrik, dan kajian pekerjaan sipil secara bersama-sama menentukan kelayakan teknis suatu proyek. Kajian pekerjaan sipil dimulai dengan uji tanah untuk menentukan lokasi yang cocok dan desain *digester* yang sesuai (lihat **Bagian 2** dari buku ini). Bagian berikut berfokus pada kajian potensi energi dan kelistrikan proyek biogas.

### 3.1. Mengkaji Potensi Energi

Perkiraan jumlah energi yang bisa dihasilkan oleh proyek konversi POME menjadi energi akan mendasari tahapan desain dan penentuan biaya. Untuk mengkaji potensi energi, Anda perlu menentukan parameter produksi pabrik dan komposisi limbah cair pabrik kelapa sawit.

#### 3.1.1. Metode *Sampling* POME

Komposisi limbah cair kelapa sawit pabrik memberi informasi penting untuk penghitungan potensi daya, sehingga memerlukan analisis yang cermat dan menyeluruh. Analisis POME dilakukan untuk menentukan kualitas dan kandungan limbah cair serta mengidentifikasi potensi masalah yang berhubungan dengan keselamatan atau ketaatan pada peraturan. Analisis POME harus dilakukan dengan menggunakan sampel yang dapat mewakili karakter limbah dari pabrik kelapa sawit. Mengandalkan asumsi umum akan mengarah pada perkiraan energi potensial yang tidak akurat. Metode pengambilan sampel limbah yang tepat dan mewakili karakteristik limbah dibutuhkan untuk mendapatkan hasil pengujian laboratorium yang valid.

##### 3.1.1.1. Metode Pengambilan Sampel (*Sampling*)

Pengambilan sampel limbah cair (**Gambar 3.2**) umumnya menggunakan salah satu dari dua metode, yaitu *grab sampling* atau *composite sampling*.

***Grab sampling.*** Pada *grab sampling*, sampel hanya diambil pada satu waktu tertentu. *Grab sampling* mencerminkan karakteristik limbah hanya pada titik dan waktu saat sampel diambil, dengan catatan sampel diambil dengan benar saat itu. Metode ini memberikan hasil kajian awal karakteristik POME dengan relatif cepat dan cukup untuk pra-studi kelayakan.



**Gambar 3.2.** Proses Pengambilan Sampel

##### ***Composite sampling.***

*Composite sampling* atau sampel komposit merupakan kumpulan berbagai sampel individu terpisah yang diambil secara teratur selama periode waktu tertentu, biasanya dalam periode 24 jam. Sampel-sampel yang dikumpulkan dalam satu periode 24 jam tersebut kemudian dicampurkan dalam satu wadah untuk dianalisis. *Composite sampling* akan menghasilkan analisis yang mewakili kinerja rata-rata unit pengolahan limbah selama periode pengambilan sampel.

Terdapat dua metode dalam *composite sampling* yaitu *flow-proportional* dan *time-proportional*. Pada *flow-proportional sampling*, volume sampel mencerminkan keseluruhan aliran POME. Pengambilan sampel secara *flow-proportional* memberikan informasi yang lebih baik karena pabrik kelapa sawit tidak beroperasi secara terus menerus (menggunakan sistem *batch*) dan laju alirannya dapat berubah-ubah. *Flow-proportional sampling* mempertimbangkan fluktuasi pada laju aliran karena karakteristik limbah cair dan laju produksi tidak selalu sama dari musim ke musim. Terdapat dua metode untuk melakukan *flow-proportional sampling*:

- Memvariasikan frekuensi pengambilan sampel berdasarkan volume aliran.  
Contoh: mengambil sampel dengan volume tetap setiap 1 m<sup>3</sup>.
- Memvariasikan volume masing-masing pengambilan berdasarkan volume aliran.  
Contoh: mengambil sampel setiap jam, dengan volume masing-masing sampel sesuai dengan laju aliran yang tercatat pada saat itu. Jika sampel diambil sebanyak 500 ml pada saat laju aliran sebesar 5 m<sup>3</sup>/jam dan laju alir pada saat pengambilan sampel di jam selanjutnya sebesar 4 m<sup>3</sup>/jam, maka volume sampel yang diambil sebanyak 400 ml.

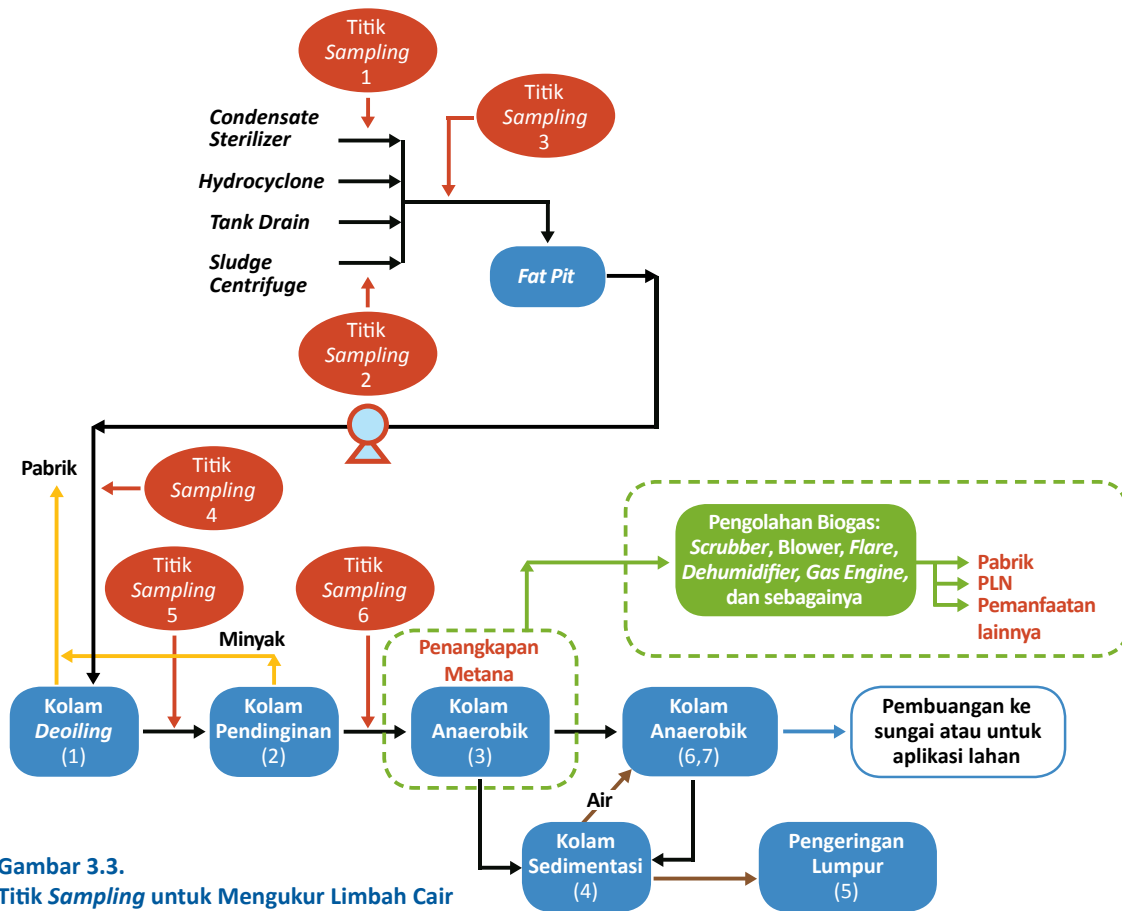
Metode kedua (*time-proportional sampling*) yang memvariasikan volume pada setiap pengambilan sampel membutuhkan *auto-sampler* yang mencatat laju aliran sesaat dan menyesuaikan volume sampel dengan laju aliran tersebut. Metode pertama cocok untuk *manual sampling*. Biasanya, setiap 5–10 m<sup>3</sup> limbah (tergantung pada kapasitas PKS) sampel diambil dengan volume tetap 500 ml selama 3–4 hari. Sampel limbah cair yang dikumpulkan setiap periode 1x24 jam kemudian dicampur sehingga hasil analisis mencerminkan karakteristik limbah rata-rata.

### 3.1.1.2. Memilih Titik Sampling

Penentuan titik *sampling* yang tepat dibutuhkan dalam mendesain instalasi biogas. Titik *sampling* yang dipilih yaitu aliran POME yang berpotensi untuk menjadi *inlet* ke *digester* biogas. Pengolahan limbah cair dalam pabrik kelapa sawit bervariasi, sehingga titik *sampling* mungkin berbeda untuk setiap lokasi pabrik. Secara umum, sampel diambil di beberapa tempat, yaitu (1) limbah cair PKS yang memiliki kandungan organik tinggi (misalnya kondensat *sterilizer* dan *sludge centrifuge*), (2) pada titik keluaran unit pengolahan limbah cair, dan (3) sebelum limbah tersebut memasuki kolam anaerobik (misalnya *fat-pit*, kolam pemisahan minyak, dan kolam pendinginan).

**Gambar 3.3** menunjukkan beberapa contoh titik *sampling*.





**Gambar 3.3.**  
Titik *Sampling* untuk Mengukur Limbah Cair

Analisis menguji sampel yang diambil dengan metode *grab* atau *composite* menggunakan instrumen yang sudah dikalibrasi. Untuk memastikan hasil analisis, pengujian sampel juga dapat dikirimkan ke laboratorium eksternal yang andal. Saat pengambilan sampel untuk laboratorium eksternal, sampel harus disimpan dalam lemari es atau kotak pendingin pada suhu 4°C dan/atau menurunkan pH hingga pH 2 dengan cara menambahkan asam sulfat untuk meminimalkan degradasi kandungan organik.

### 3.1.1.3. Menganalisis Sampel

Mengidentifikasi karakteristik POME merupakan langkah penting untuk mengkaji potensi pembangkitan energi dari biogas. Parameter yang dianalisis mencakup:

- pH
- Suhu
- COD
- Sulfat
- TSS (*total suspended solids*) dan VSS (*volatile suspended solids*)
- FOG (*fat, oil, and grease*)



**Gambar 3.4. Spektrofotometer (kiri),  
pH Meter dan Termometer Portabel (kanan)**

Suhu dan pH langsung diukur saat pengambilan sampel dengan menggunakan temperatur dan pH meter portabel (lihat **Gambar 3.4**-kanan). Analisis karakteristik POME seperti mengukur COD, sulfat, dan konsentrasi TSS dilakukan di laboratorium pabrik dengan menggunakan spektrofotometer. Spektrofotometer tidak dapat mengukur FOG, sehingga diperlukan laboratorium eksternal untuk mengukur FOG (lihat **Gambar 3.4**-kiri). Penggunaan *colorimeter* atau spektrofotometer direkomendasikan karena ringan, pengoperasiannya mudah, dan hasil tes yang dapat diandalkan.

### 3.2. Menghitung Potensi Energi Terbarukan

Perhitungan potensi pembangkitan energi dari biogas dapat dilakukan dengan menggunakan nilai dari beberapa parameter penting. **Tabel 3.1** menguraikan parameter *input* yang harus diidentifikasi oleh pabrik.

**Tabel 3.1. Menghitung Potensi Energi Terbarukan dari POME**

Parameter	Unit	Keterangan
Jam operasi	jam/hari	Rata-rata jumlah jam operasi pabrik dalam sehari
Hari operasi	hari/tahun	Rata-rata jumlah hari pabrik beroperasi dalam setahun
TBS Tahunan	ton TBS/tahun	Jumlah TBS yang diproses dalam setahun
Rasio POME terhadap TBS	m <sup>3</sup> /ton TBS	Rasio volume POME yang dihasilkan per TBS yang diolah POME:TBS = (m <sup>3</sup> POME) / (ton TBS)
COD	mg/l	COD limbah cair yang dianalisis dengan spektrofotometer

Perhitungan ini didasarkan pada beberapa asumsi parameter operasi. **Tabel 3.2** di bawah ini merinci asumsi tersebut.

**Tabel 3.2. Asumsi dalam Menghitung Potensi Daya**

Parameter	Simbol	Nilai	Satuan	Keterangan
Rasio konversi CH <sub>4</sub> terhadap COD	CH <sub>4</sub> /COD	0,35	Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /kg COD removed	Volume metana yang dihasilkan per kg COD yang dihilangkan dari air limbah secara teoretis
Efisiensi COD removal	COD <sub>eff</sub>	80–95	%	Persentase COD yang akan diubah menjadi metana
Nilai Energi Metana	CH <sub>4,ev</sub>	35,7	MJ/m <sup>3</sup>	Kandungan energi metana
Rata-rata efisiensi kelistrikan	Gen <sub>eff</sub>	38–42	%	Efisiensi <i>gas engine</i> dalam mengkonversi nilai energi metana menjadi energi listrik.

Berdasarkan karakteristik limbah cair PKS dan asumsi yang tercantum di atas, dapat dilakukan perhitungan potensi daya. Bagian berikut menunjukkan tahapan perhitungan:

$$(1) \text{ Bahan baku harian (ton TBS/hari)} = \frac{\text{TBS Olah Tahunan}}{\text{Hari operasi dalam setahun}}$$

$$(2) \text{ Aliran limbah cair harian (m}^3\text{/hari)} = \text{volume limbah cair harian} \times \text{rasio POME terhadap TBS}$$

$$(3) \text{ COD loading (kg COD/hari)} = \text{COD} \times \text{Aliran limbah cair harian} \times \frac{\text{kg}}{1.000.000 \text{ mg}} \times \frac{1000 \text{ L}}{\text{m}^3}$$

$$(4) \text{ Produksi CH}_4 \text{ (Nm}^3 \text{ CH}_4\text{/hari)} = \text{COD loading} \times \text{COD}_{\text{eff}} \times \text{CH}_4\text{/COD}$$

$$(5) \text{ Kapasitas Pembangkitan (MWe)} = \frac{\text{Produksi CH}_4 \times \text{CH}_{4,\text{ev}} \times \text{Gen}_{\text{eff}}}{24 \times 60 \times 60}$$

Hasil perhitungan kapasitas pembangkitan daya berkaitan dengan potensi daya yang akan dihasilkan oleh *gas engine*. Untuk pabrik yang berencana menjual semua listrik ke jaringan, perhitungan rencana pendapatan dapat dilakukan dengan mengalikan kapasitas daya yang dihasilkan dengan 24 jam (mengubah MWe ke MWh per hari) dan mengalikan hasilnya dengan tarif pembelian PLN (*feed-in-tariff*). Daya listrik yang dihasilkan pabrik akan berkurang dari jumlah yang dihitung karena ada potensi penghentian operasi untuk pemeliharaan dan gangguan mesin, maka dalam perhitungan digunakan faktor ketersediaan (*availability factor*). *Availability factor* -umumnya berkisar antara 90% hingga 98%- dikalikan dengan potensi jumlah listrik yang dihasilkan dari *gas engine*.

### Box 3: Contoh Penghitungan Potensi Konversi POME menjadi Energi

Suatu pabrik kelapa sawit memiliki kapasitas 60 ton TBS per jam dan beroperasi untuk 5.000 jam per tahun dan 300 hari per tahun. Berdasarkan catatan *flow meter*, dihitung bahwa rasio volume POME (m<sup>3</sup>) untuk setiap ton TBS adalah 0,8. Konsentrasi COD limbah cair adalah 62.000 mg/l yang diukur setelah kolam pendinginan. Penghitungan mengasumsikan 90% konversi COD menjadi metana dan efisiensi *gas engine* sebesar 38%. Berikut adalah tahapan penghitungan untuk memproyeksikan potensi kapasitas pembangkit:

$$\text{Aliran limbah cair harian} : 60 \frac{\text{ton FFB}}{\text{jam}} \times \frac{5000 \text{ jam}}{300 \text{ hari}} \times 0,8 \frac{\text{m}^3 \text{ POME}}{\text{ton TBS}} = 800 \frac{\text{m}^3 \text{ POME}}{\text{hari}}$$

$$\text{COD loading} : 62.000 \frac{\text{mg COD}}{\text{L}} \times 800 \frac{\text{m}^3 \text{ POME}}{\text{hari}} \times \frac{\text{kg}}{1.000.000 \text{ mg}} \times \frac{1.000 \text{ L}}{\text{m}^3} = 49.600 \text{ kg COD/hari}$$

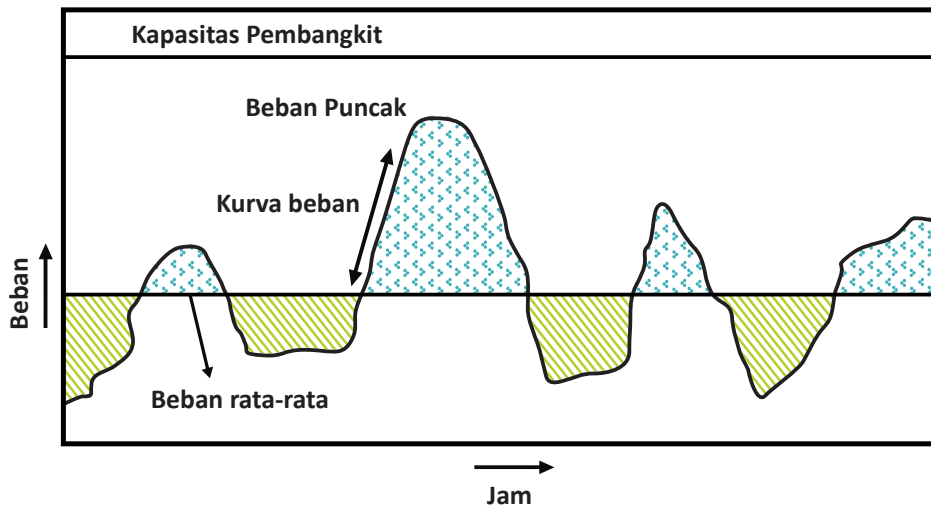
$$\text{Produksi CH}_4 : 49.600 \frac{\text{kg COD}}{\text{hari}} \times 90\% \times 0,35 \frac{\text{Nm}^3 \text{CH}_4}{\text{kg COD}} = 15.624 \text{ Nm}^3 \text{ CH}_4/\text{hari}$$

$$\text{Kapasitas pembangkitan daya} : 15.624 \frac{\text{Nm}^3 \text{CH}_4}{\text{hari}} \times 35,7 \frac{\text{MJ}}{\text{Nm}^3 \text{ CH}_4} \times 38\% \times \frac{\text{hari}}{24 \times 60 \times 60 \text{ detik}} = 2,45 \text{ MWe}$$

### 3.3. Kajian Pasokan dan Beban Listrik

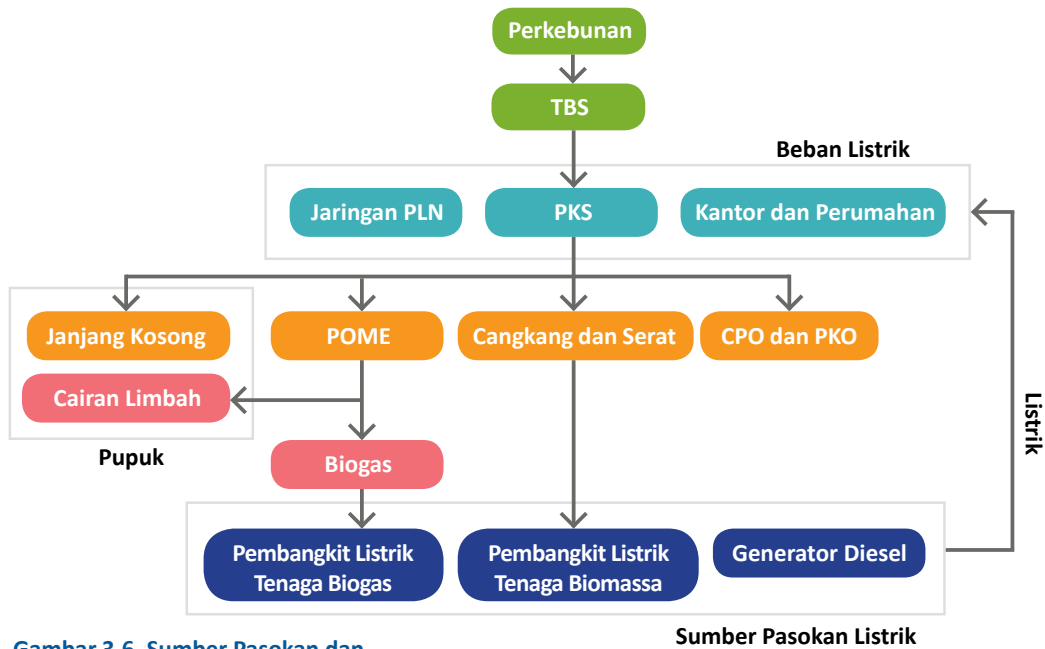
Kajian kelistrikan dilakukan untuk memahami pasokan dan beban listrik di pabrik kelapa sawit, serta mengidentifikasi distribusi beban untuk pembangkit listrik tenaga biogas (PLTBg) yang direncanakan. Bilamana dikaitkan dengan pembangkit listrik yang ada di dalam pabrik kelapa sawit, maka diperlukan data historis untuk pasokan dan beban listrik selama tiga tahun terakhir untuk mengkaji kecenderungan secara akurat keseimbangan antara pasokan dan beban listrik tersebut di pabrik.

Mengintegrasikan operasi pabrik kelapa sawit dengan pembangkit listrik tenaga biogas adalah sinergi antara memaksimalkan potensi energi dari POME dan memanfaatkan listrik untuk kebutuhan internal operasi pabrik atau untuk kebutuhan diluar pabrik seperti perumahan karyawan atau dijual ke jaringan PLN. Pengalaman operasi yang baik dalam sistem kelistrikan menyatakan bahwa total kapasitas pasokan listrik harus sedikit lebih besar dari beban listrik keseluruhan. Kelebihan kapasitas diperlukan untuk mengantisipasi adanya beban puncak, rugi-rugi pada transmisi dan distribusi, serta penggunaan listrik untuk kebutuhan internal pembangkit (disebut beban parasitik). Bila salah satu pembangkit mengalami gangguan, maka sistem kelistrikan masih bisa beroperasi karena adanya kelebihan kapasitas pasokan listrik. **Gambar 3.5** menunjukkan kurva pasokan listrik dan kurva beban listrik yang umum. Gambar ini menunjukkan kaitan antara kapasitas pembangkit untuk pasokan listrik dengan perubahan beban listrik dari waktu ke waktu (kurva beban).



Gambar 3.5. Kapabilitas Pasokan Listrik dan Variasi Beban Listrik

Pada pabrik kelapa sawit, listrik yang dibangkitkan dari pembangkit listrik tenaga biogas (PLTBg) perlu diparalelkan dengan sumber listrik lain yang ada di dalam pabrik kelapa sawit untuk memenuhi total kebutuhan listrik di jaringan tersebut. Sumber listrik yang ada di pabrik kelapa sawit biasanya terdiri dari pembangkit listrik tenaga biomassa (PLTBm) dan generator diesel. Jika pabrik kelapa sawit terhubung ke jaringan PLN, maka pabrik dapat menjual kelebihan listrik ke PLN. Apabila pabrik membutuhkan lebih banyak listrik, maka dapat membeli listrik dari PLN. **Gambar 3.6** di bawah menunjukkan sumber-sumber listrik dan beban pada pabrik kelapa sawit yang memiliki fasilitas penangkapan metana.

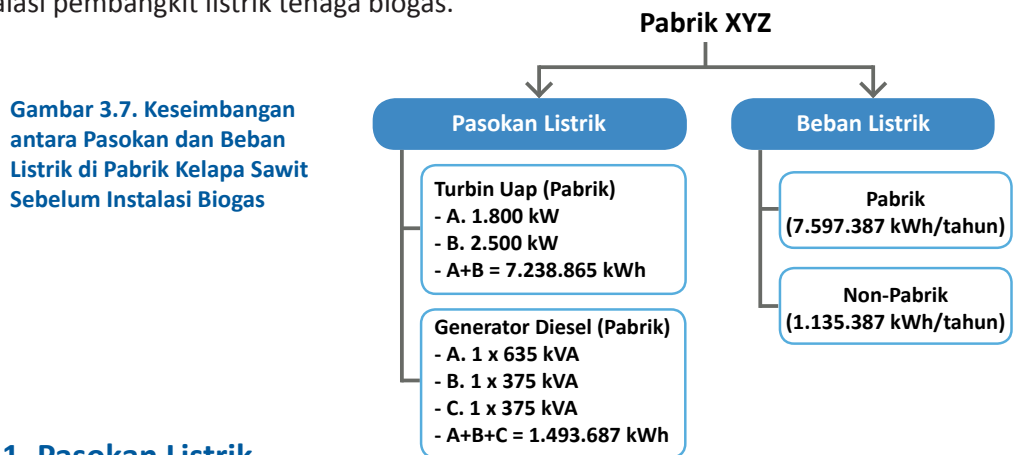


Gambar 3.6. Sumber Pasokan dan Beban Listrik pada Pabrik Kelapa Sawit

Kajian utama dari sistem kelistrikan mencakup pasokan dan beban listrik saat ini maupun pasokan dan beban listrik di masa mendatang setelah pembangunan pembangkit listrik tenaga biogas. Dengan menggunakan data historis pengukuran daya listrik, dapat dilakukan kajian listrik atas keseimbangan antara pasokan dan beban listrik.

Sebelum adanya instalasi pembangkit listrik tenaga biogas (PLTBg), pembangkit listrik tenaga biomassa (PLTBm) dan generator diesel digunakan untuk memenuhi kebutuhan listrik pabrik kelapa sawit. Beberapa pabrik memiliki lebih dari satu pembangkit listrik tenaga biomassa atau memasang beberapa generator diesel untuk memenuhi kebutuhan listrik pabrik dan non-pabrik.

**Gambar 3.7** menunjukkan salah satu contoh keseimbangan energi antara pasokan dan beban listrik pada pabrik kelapa sawit dengan kapasitas pengolahan 60 ton TBS per jam sebelum adanya instalasi pembangkit listrik tenaga biogas.



**Gambar 3.7.** Keseimbangan antara Pasokan dan Beban Listrik di Pabrik Kelapa Sawit Sebelum Instalasi Biogas

### 3.3.1. Pasokan Listrik

Sebuah pabrik kelapa sawit umumnya menggunakan pembangkit listrik tenaga biomassa untuk memasok listrik dan uap untuk proses produksi di pabrik. Pembangkit listrik biomassa biasanya menggunakan sebuah boiler (Gambar 3.8) untuk memproduksi uap air dengan membakar produk limbah padat dari pengolahan kelapa sawit yaitu cangkang dan serat; dan turbin uap (Gambar 3.9) untuk mengkonversi panas menjadi listrik serta memanfaatkan uap airnya untuk proses dalam pabrik kelapa sawit.

Pada semua pabrik kelapa sawit, generator diesel juga digunakan untuk memasok listrik -disamping pembangkit listrik biomassa- sebagai daya cadangan ketika PLTBm terjadi masalah.



**Gambar 3.8.** Boiler pada Pabrik Kelapa Sawit



**Gambar 3.9.** Turbin Uap pada Pabrik Kelapa Sawit



**Gambar 3.10.** Generator Diesel pada Pabrik Kelapa Sawit

Dalam praktik umum industri, total pasokan listrik sedikit lebih tinggi dari total beban yang diperlukan. Kelebihan pasokan listrik diperlukan untuk mengantisipasi rugi-rugi pada jaringan transmisi, distribusi, dan saat *start-up* peralatan listrik (motor, AC, dan lain-lain). Sebagai kompensasi adanya daya reaktif yang tinggi akibat beban induktif dan ditandai dengan nilai power faktor yang rendah, maka dipasang *capasitor bank* untuk memperbaiki power faktornya.

Generator diesel (**Gambar 3.10**) sering diperlukan untuk memenuhi kebutuhan listrik saat pabrik mulai operasi (*start-up*), sebagai pasokan cadangan (*back-up*) pada saat pabrik tidak beroperasi, dan memasok listrik untuk beban tambahan di luar kapasitas turbin uap. Jika daerah sekitar pabrik dan perkebunan tidak memiliki jaringan listrik, maka generator diesel sering digunakan untuk memasok listrik ke unit operasi yang letaknya berjauhan seperti kantor dan perumahan.

### 3.3.2. Beban Listrik

Kebutuhan listrik pada pabrik kelapa sawit berasal dari mesin proses CPO (*Crude Palm Oil*) atau PKO (*Palm Kernel Oil*), kantor, perumahan, dan penerangan.

Seperti pada pembangkit listrik lainnya, pembangkit listrik tenaga biogas juga memiliki beban sebagai berikut: (1) beban parasit (konsumsi daya untuk kebutuhan internal PLTBg); (2) beban pabrik dan non-pabrik; dan (3) beban luar (jaringan listrik, desa-desa).

#### 3.3.1. Beban Parasitik

Beban parasitik adalah beban internal dari peralatan pembangkit listrik. Pada pembangkit listrik tenaga biogas, beban parasitik berasal dari pompa POME ke sistem pendingin, pompa *feed digester*, sistem pendingin, pompa tangki pencampuran, pompa resirkulasi, blower biogas, *flare* biogas, pompa limbah anaerob, kompresor, pompa portabel, penerangan di dalam dan luar ruangan, serta panel instrumen.

#### 3.3.2. Beban Pabrik dan Non-pabrik

Secara umum, beban pabrik adalah beban listrik yang berhubungan langsung dengan produksi CPO. Beban pada pabrik meliputi penerangan di pabrik, mesin perontokan, *boiler*, stasiun pengiriman CPO, penerangan jalan, stasiun pompa bahan bakar mesin sterilisasi (*sterilizer*) dan stasiun penerimaan TBS, bengkel, instalasi pengolahan air, mesin *clarifier* (penjernih minyak), mesin peras (*pressing*), *depericarper* (pemisah biji kernel dengan serat), dan stasiun pengumpulan kernel.

Beban non-pabrik meliputi kantor manajemen, perumahan karyawan, fasilitas olahraga, penerangan jalan, masjid, dan pompa air.

#### 3.3.3. Beban Luar

Beban luar umumnya beban dari desa-desa di luar areal perkebunan atau beban yang terhubung ke jaringan listrik milik PLN. Pendistribusian listrik ke beban di luar pabrik memerlukan jaringan 20 kV. *Gas engine* pada pembangkit listrik tenaga biogas membangkitkan listrik dengan tegangan 380 V, frekuensi 50 Hz, 3-fasa, maka diperlukan trafo untuk meningkatkan tegangan dari *gas engine* ke 20 kV, 50 Hz, 3-fasa. Kapasitas trafo tergantung pada besarnya kapasitas listrik yang akan disalurkan.

## BAGIAN 4: PENDANAAN DAN INVESTASI

Ketersediaan pendanaan dan tingkat pengembalian investasi sangat menentukan kelayakan suatu proyek biogas. Ketersediaan pilihan pemanfaatan biogas dan kebutuhan yang berbeda dari pabrik pengolahan kelapa sawit membuat calon investor harus mempertimbangkan biaya dan manfaat dengan cermat. **Tabel 4.1** di bawah ini menguraikan manfaat dari lima skenario penggunaan biogas:

**Tabel 4.1. Skenario Penggunaan Biogas dan Manfaatnya**

Skenario Penggunaan	Manfaat
1 Biogas menjadi listrik terhubung ke jaringan PLN	Penjualan listrik
2 Biogas menjadi listrik (penggunaan sendiri)	Pengganti minyak solar
3 Biogas ke <i>boiler</i> (energi termal)	Pengganti cangkang atau limbah padat lain
4 Biogas untuk memasak	Penjualan biogas Pengganti minyak tanah atau kayu
5 Biogas untuk transportasi	Pengganti bensin atau minyak solar

Skenario 1, 2 dan 3 yaitu biogas menjadi listrik terhubung ke jaringan, biogas menjadi listrik untuk pemakaian internal pabrik, dan biogas untuk *boiler*, telah terbukti sukses di banyak proyek di seluruh dunia. Ketiga skenario tersebut layak secara teknis dan finansial. Skenario 4 dan 5, yaitu penggunaan biogas untuk memasak dan transportasi, belum dikembangkan secara luas pada skala industri. Pemanfaatan biogas untuk memasak dan transportasi merupakan pilihan yang layak secara teknis, tetapi masih terdapat tantangan dalam hal penerapan teknologi yang sesuai dengan pasar dan membuatnya menjadi proyek komersial yang menguntungkan. Buku panduan ini membahas kelayakan keuangan proyek biogas yang menghasilkan listrik untuk jaringan, listrik untuk penggunaan internal, dan biogas untuk *boiler*.

### 4.1. Biaya Proyek

Biaya proyek biogas terdiri dari biaya rekayasa teknik, pengadaan, dan pembangunan atau *engineering, procurement, and construction* (EPC) dan biaya lainnya (biaya non-EPC). Lokasi proyek dan teknologi yang dipilih akan mempengaruhi struktur biaya proyek.

#### 4.1.1. Biaya EPC

Biaya EPC adalah semua biaya yang berkaitan dengan kegiatan rekayasa, pengadaan, dan konstruksi. *Digester* biogas dan sistem konversi biogas pada umumnya adalah dua komponen dengan biaya investasi terbesar. Biaya sistem konversi biogas tergantung pada skenario pemanfaatan, apakah biogas dihubungkan ke *boiler* untuk produksi energi termal atau ke *biogas engine* untuk produksi listrik. Sistem biogas menjadi listrik mengharuskan pemilik proyek untuk membeli dan memasang *gas engine* baru, sementara sistem biogas ke energi termal hanya perlu beberapa modifikasi untuk *boiler* yang ada. *Gas engine* membutuhkan investasi yang lebih besar dibandingkan dengan modifikasi *boiler*. **Tabel 4.2** memberikan uraian lebih lanjut tentang komponen biaya EPC.



Tabel 4.2. Biaya Reayasa, Pengadaan, dan Konstruksi

A. SISTEM MANAJEMEN BIO-DIGESTER DAN BIOGAS			Keterangan
Uraian	Komponen		
	Kolam Tertutup	Tangki Reaktor	
Sistem <i>Bio-digester</i>	a. Sistem pendinginan b. Pekerjaan sipil: pekerjaan tanah, penggalian dan penimbunan tanah, konstruksi <i>bio-digester</i> c. <i>Geo-membrane</i> d. Membran HDPE e. Pekerjaan hidrolik f. Sistem pipa g. Peralatan, misalnya pompa, katup, menara pendingin	a. Sistem pendinginan, hidrolisis dan asidifikasi b. Pekerjaan sipil dan pondasi c. Sistem pompa dan rumah pompa d. Pembuatan dan instalasi tangki <i>digester</i> anaerobik e. Sistem pencampuran <i>digester</i> secara terus menerus f. Sistem <i>feeding</i> tangki dan pipa	Sekitar 25% dari total biaya EPC
Sistem Manajemen Biogas	a. Pekerjaan sipil: pekerjaan tanah, pondasi, kerja beton b. Pekerjaan hidrolik c. Peralatan ( <i>chiller, scrubber, blower, sistem flaring</i> )	a. Pekerjaan sipil dan pondasi b. Peralatan ( <i>scrubber, blower, sistem flaring</i> )	Sekitar 16% dari total biaya EPC
Sistem Kelistrikan & Instrumentasi	a. Pekerjaan dan sistem kelistrikan b. Panel <i>motor control center</i> (MCC), control panel c. Instrumentasi d. Integrasi sistem SCADA		Sekitar 10% dari total biaya EPC
Logistik			20–25% dari total biaya EPC
Pengiriman & Asuransi			
Instalasi, Uji Coba dan <i>Start-up</i> (termasuk pemasokan biomassa)			
B. KONVERSI BIOGAS			
Konversi biogas menjadi energi	Biogas menjadi listrik		20–30% dari total biaya EPC untuk biogas ke listrik
	a. <i>Gas engine</i> dan pemasangan b. Logistik dan asuransi c. Peralatan dan sistem instrumentasi		
		Biogas ke energi termal	
		a. Modifikasi boiler	
C. LAIN-LAIN			
Pemasangan jaringan	Jika skenario biogas menjadi listrik yang diambil, maka jaringan yang perlu dibangun adalah: a. Jaringan di area pabrik b. Sambungan ke jaringan PLN		USD28.000–42.000 per km
Kontijensi Proyek	Dialokasikan untuk mengantisipasi resiko dan kejadian yang tidak terduga (misal kenaikan harga, perubahan nilai tukar, perubahan desain, perubahan lingkup kerja, dan taksiran yang tidak akurat). Pos biaya ini bukan penyisihan anggaran, jadi jumlahnya harus dikaji ulang dan disesuaikan selama masa proyek.		5–10% dari total biaya EPC

Secara umum, biaya investasi sistem tangki/CSTR lebih mahal dibandingkan kolam tertutup. Biaya investasi untuk sistem tangki berkisar antara USD2,5 juta hingga 3,5 juta per MWe, sedangkan biaya kolam tertutup berkisar antara USD1,5 juta hingga 3 juta per MWe. **Tabel 4.3** di bawah ini menyajikan perbandingan biaya EPC antara kolam tertutup dan tangki reaktor untuk pembangkitan 1,2 MWe listrik dari biogas.

**Tabel 4.3. Contoh Harga untuk Teknologi Kolam Tertutup dan Tangki**

Teknologi Terapan	Biaya <i>Digester</i> (USD)	<i>Gas engine</i> (1x1,2 MWe) *	Total Biaya Investasi	Biaya Investasi (USD/MWe)
Kolam tertutup	2.692.920	641.755	3.334.675	2.778.896
Tangki reaktor	3.021.368	641.755	3.663.123	3.052.602

\* termasuk asuransi, sistem kendali, instalasi, PPN 10%. Dasar harga tahun 2013

#### 4.1.2. Biaya Non-EPC

Biaya non-EPC meliputi biaya pengembangan, modal kerja, dan pembiayaan, sebagaimana diuraikan pada **Tabel 4.4**.

**Tabel 4.4. Komponen Biaya Non-EPC**

Biaya	Komponen
Biaya pra-pengembangan	a. Biaya pengurusan proyek, studi kelayakan dan studi jaringan b. Rekayasa dan desain c. Pengadaan tanah (jika ada) d. Legal dan perizinan e. Laporan dampak lingkungan (UPL dan UKL)
Modal Kerja	Meliputi biaya tenaga kerja, biaya operasional dan pemeliharaan selama masa awal operasional (biasanya 3, 6 atau 12 bulan)
Pembiayaan	Meliputi biaya yang berkaitan dengan pinjaman bank seperti <i>up-front fee</i> , <i>commitment fee</i> , dan lain-lain.

#### 4.2. Biaya Operasional dan Pemeliharaan

Biaya operasional dan pemeliharaan pembangkit listrik tenaga biogas meliputi tenaga kerja, pemeliharaan *digester*, dan pemeliharaan sistem. *Biogas engine* memerlukan perbaikan (*major overhaul*) setiap 48.000–60.000 jam operasi, tergantung pada merek *gas engine* yang digunakan. **Tabel 4.5** di bawah ini merinci komponen biaya operasional dan pemeliharaan.

Tabel 4.5. Biaya Operasional dan Pemeliharaan

Jenis Biaya	Contoh
<b>Operasional</b>	
a. Tenaga Kerja <ul style="list-style-type: none"> <li>- Manajer pembangkit listrik tenaga biogas</li> <li>- Supervisor</li> <li>- Staf Pemeliharaan</li> <li>- Operator</li> <li>- Teknisi laboratorium</li> </ul> b. Analisis Lab                     c. Asuransi pembangkit listrik tenaga biogas                     d. Asuransi staf                     e. Barang habis pakai                     f. Kalibrasi Instrumen	<i>Sampling</i> bulanan COD, TSS, VFA, dan lain-lain.  Peralatan kantor, dan lain-lain. Kalibrasi tahunan atau berdasarkan standar yang disetujui
<b>Pemeliharaan</b>	
a. Biaya manajemen pemeliharaan b. <i>Bio-digester</i> dan suku cadang  c. Sistem penanganan biogas dan suku cadang	Pemeliharaan sistem pendinginan, pompa, <i>cover</i> , sistem kelistrikan, dan lain-lain. Pemeliharaan <i>scrubber</i> , blower, <i>filter</i> , sistem kelistrikan, dan lain-lain.
<b>Pemeliharaan <i>Gas engine</i></b>	
a. Suku cadang b. Busi c. Pemeliharaan d. Kontrak jasa pemeliharaan	Setiap 2.000 jam operasional  Berdasarkan perjanjian layanan purna jual dengan penyedia <i>gas engine</i>

Operasi dan biaya pemeliharaan tahunan berkisar antara 5–9% dari biaya EPC. Selama operasional, pemilik proyek dapat melakukan kontrak layanan dengan penyedia teknologi atau penyedia *gas engine* untuk beberapa tahun pertama (minimum tiga tahun). Kontrak layanan memastikan pelaksanaan operasi yang efisien, mengurangi risiko operasional, dan mempersiapkan personel pabrik agar dapat mengoperasikan pembangkit listrik tenaga biogas ketika kontrak layanan berakhir.

### 4.3. Arus Pendapatan

Proyek konversi POME menjadi energi dapat menghasilkan beberapa aliran pendapatan yang berbeda. Pemanfaatan biogas menjadi listrik dan penjualan ke jaringan listrik PLN akan menghasilkan pendapatan dari penjualan listrik tersebut. Penggunaan biogas untuk menghasilkan listrik juga dapat mengurangi biaya pemakaian bahan bakar fosil atau menggantikan biomassa yang selama ini digunakan sebagai bahan bakar. Selain itu, penjualan kredit karbon melalui pasar *compliance* atau *voluntary* dapat memberikan arus pendapatan bagi pemilik proyek. Berikut ini dalam **Tabel 4.6** menampilkan estimasi pendapatan dari ketiga jenis pemanfaatan biogas.

Tabel 4.6. Estimasi Pendapatan

Jenis Pendapatan	Unit *	Nilai	Skema
Penggantian limbah padat	USD/ton cangkang	30–50	Harga pasar
Penjualan listrik	USD/kWh	0,08–0,15	Excess power atau PPA
Kredit karbon	USD/tCO <sub>2eq</sub>	0,48 **	Harga pasar

Catatan: \* Nilai tukar: Rp11.500,00/USD; USD1,3/Euro

\*\* Berdasarkan harga *green CER* di pasar EU bulan Januari 2014

Peraturan Menteri ESDM terbaru Nomor 27/2014 mengatur *feed-in-tariff* untuk energi terbarukan dari biomassa dan biogas. *Feed-in-tariff* ini sebesar Rp1.050,00/kWh untuk sambungan pada tegangan menengah dan Rp1.400,00/kWh untuk sambungan pada tegangan rendah. Faktor pengali (F) tarif berlaku berdasarkan lokasi proyek, **Tabel 4.7** menggambarkan *feed-in-tariff* dan faktor perkalian untuk daerah yang berbeda.

Tabel 4.7. *Feed-in-tariff* untuk Energi Terbarukan dari Biomassa dan Biogas

Wilayah	Faktor Perkalian (F)	<i>Feed-in-tariff</i> (Rp/kWh)	
		Tegangan Menengah	Tegangan Rendah
Jawa	1,00	1.050,00	1.400,00
Sumatera	1,15	1.207,50	1.610,00
Sulawesi	1,25	1.312,50	1.750,00
Kalimantan	1,30	1.365,00	1.820,00
Pulau Bali, Pulau Bangka Belitung, Pulau Lombok	1,50	1.575,00	2.100,00
Kepulauan Riau, Pula Papua dan Pulau lainnya	1,60	1.680,00	2.240,00

#### 4.4. Evaluasi Kelayakan Finansial

Calon investor dapat mengkaji kelayakan finansial proyek dengan beberapa metode. Bagian berikut menjelaskan bagaimana menghitung *payback period*, *net present value*, dan *internal rate of return* suatu proyek.

##### a. *Payback Period*

*Payback period* adalah cara paling sederhana untuk mengevaluasi suatu proyek, yaitu dengan melihat pada tahun keberapa investor bisa mendapatkan kembali dana yang diinvestasikan dalam proyek tersebut. *Payback period* dapat dihitung dengan membagi biaya proyek dengan arus kas tahunan yang dihasilkan oleh proyek.

$$\text{Payback Period} = \frac{\text{Biaya Proyek}}{\text{Arus Kas Masuk Tahunan}}$$

Sebagai alternatif metode penghitungan, arus kas tahunan dapat ditambahkan hingga totalnya mencapai jumlah yang sama dengan biaya proyek; tahun di mana jumlah tersebut sama dengan total biaya proyek merupakan tahun *payback*. **Gambar 4.1** menunjukkan metode alternatif tersebut.

Gambar 4.1. Metode Alternatif: Mengitung *Payback Period*

	Tahun 0	Tahun 1	Tahun 2	Tahun 3	Tahun 4	Tahun 5	Tahun 6
Biaya Proyek	(1.500.000)						
Aliran Kas Tahunan		100.000	300.000	500.000	500.000	600.000	600.000
	(1.500.000)	(1.400.000)	(1.100.000)	(600.000)	(100.000)	500.000	1.100.000

↓  
*Payback period di tahun ke-5*

Semakin pendek *periode payback*, proyek tersebut menjadi semakin layak secara finansial. Metode *payback period* tidak memperhitungkan nilai waktu dari uang, sehingga sebaiknya tidak digunakan sebagai satu-satunya metode evaluasi.

**b. Net Present Value**

*Net present value* (NPV) merupakan nilai saat ini dari jumlah arus kas bersih masa mendatang suatu proyek. Untuk menghitung nilai bersih sekarang, tambahkan arus kas terdiskon dari setiap tahun (*Present Value/PV*) dan bandingkan hasilnya dengan total biaya proyek. Sebuah proyek yang layak secara keuangan akan memiliki NPV positif, hal ini menunjukkan bahwa nilai sekarang dari arus kas bersih yang dihasilkan sepanjang masa proyek melebihi biaya investasi proyek.

$$NPV = PV - C_0$$

$$\text{atau } NPV = -C_0 + \frac{C_1}{(1+r)^1} + \frac{C_2}{(1+r)^2} + \frac{C_3}{(1+r)^3} + \dots$$

$$NPV = -C_0 + \sum_{t=1}^T \frac{C_t}{(1+r)^t}$$

dimana:

NPV = net present value

PV = nilai saat ini

C<sub>0</sub> = investasi awal

C = arus kas pada tahun tertentu

r = tingkat diskonto

t = tahun

Sangat penting untuk memilih tingkat diskonto yang tepat (r). Pengembang proyek dapat menerapkan tingkat diskonto internal grup perusahaan, suku bunga dari pemberi pinjaman, rata-rata tertimbang biaya modal (WACC), atau standar sektor yang umum digunakan. Pengembang proyek harus ingat bahwa proyek-proyek biogas termasuk dalam kategori sektor energi dan infrastruktur, dimana dinamika bisnis dan risikonya berbeda dengan sektor kelapa sawit.

**c. Internal Rate of Return**

*Internal rate of return* (IRR) memberikan kesempatan kepada pengembang proyek untuk dapat membandingkan nilai suku bunga dengan keuntungan ekonomi yang diharapkan dari proyek tersebut. Tingkat pengembalian internal merupakan indikator efisiensi, kualitas, atau hasil dari suatu investasi. IRR adalah tingkat bunga dimana *Net Present Value* dari arus kas yang diharapkan (positif dan negatif) bernilai nol. Menghitung IRR tanpa komputer atau kalkulator keuangan membutuhkan *trial and error*. Rumus sederhana adalah sebagai berikut:

$$IRR = \frac{\text{Arus kas}}{\text{Nilai Saat Ini (PV)}}$$

Analisis menganggap investasi layak diterima jika *internal rate of return* lebih besar dari tingkat pengembalian minimum yang diharapkan atau biaya modal yang dapat diterima. Semakin tinggi *internal rate of return*, maka proyek tersebut akan semakin menarik.

*Internal rate of return* untuk proyek konversi POME menjadi energi yang layak bervariasi mulai dari 11% hingga 23%. Struktur pembiayaan, biaya investasi, lokasi proyek, dan skenario pemanfaatan biogas semuanya mempengaruhi IRR yang diinginkan. Dua skenario dengan hasil finansial yang menarik adalah: (1) menjual listrik ke jaringan PLN; dan (2) menggantikan generator diesel. Studi lebih lanjut diperlukan untuk mengkaji apakah penggunaan biogas untuk bahan bakar kompor atau transportasi skala industri dapat memberikan IRR yang layak.

Secara umum, proyek di wilayah Kalimantan, Sulawesi, Indonesia Timur, dan Kepulauan mendapatkan tarif listrik lebih tinggi dibandingkan area Jawa dan Sumatera, sehingga dapat meningkatkan pendapatan proyek. Kendati demikian, biaya investasi proyek di Kalimantan dan area lain akan lebih tinggi karena faktor biaya transportasi dan kegiatan pengadaan.

#### **Box 4: Faktor-faktor yang Mempengaruhi Tingkat Pengembalian**

Beberapa faktor kunci yang mempengaruhi tingkat pengembalian finansial proyek biogas:

- Biaya investasi, biaya operasional dan pemeliharaan.
- Nilai tukar. Sebagian besar komponen pembangkit listrik tenaga biogas masih harus diimpor dari luar negeri, sehingga nilai tukar yang lemah dapat berdampak negatif pada profitabilitas.
- Skenario pemanfaatan. Skenario yang menguntungkan secara finansial meliputi penjualan listrik ke jaringan atau menggantikan generator diesel. Pemanfaatan biogas untuk *boiler* memberikan imbal balik keuangan yang lebih rendah dibanding dua skenario sebelumnya (IRR kurang dari 10%).
- *Feedstock*. Mutu air limbah (*effluent*) yang disuplai ke *bio-digester* (misalnya volume air limbah, tingkat COD) akan mempengaruhi produktivitas pembangkit listrik tenaga biogas, dan mempengaruhi pembangkitan daya listrik. Perubahan sistem produksi pabrik atau pasokan cairan bisa mengganggu bakteri dan kemampuannya untuk mencerna POME, sehingga diperlukan pengelolaan yang baik untuk memastikan kelancaran operasional.

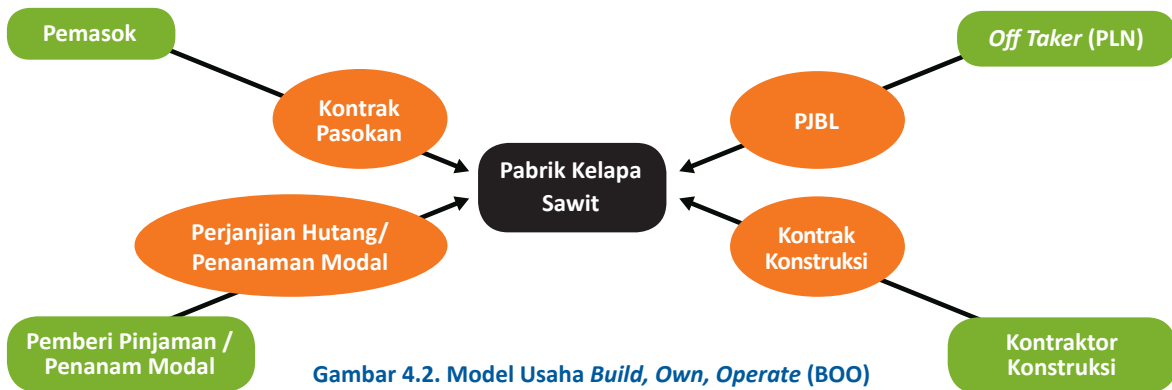
## **4.5. Model Bisnis**

Untuk proyek biogas, ada dua model bisnis yang umum: *Build, Own, Operate* (BOO) atau *Build, Operate, Transfer* (BOT). Model yang dipilih dapat mempengaruhi pembiayaan sebuah proyek dan dapat mempengaruhi profitabilitas pihak-pihak yang terlibat.

### **4.5.1. Build, Own, Operate**

Berdasarkan model *build, own, operate* (BOO), pemilik pabrik kelapa sawit membangun pembangkit listrik tenaga biogas dan mengoperasikannya sebagai bagian dari operasi pabrik. Model ini mungkin melibatkan pihak eksternal seperti investor, kontraktor EPC, atau operator proyek, tetapi tanggung jawab keseluruhan dan kepemilikan berada di tangan pemilik pabrik.

**Gambar 4.2** memberikan gambaran model BOO ini.



Gambar 4.2. Model Usaha Build, Own, Operate (BOO)

Keuntungan dari menggunakan model bisnis BOO adalah bahwa pemilik memiliki kendali penuh atas proyek tersebut. Namun, jika karyawan pabrik tidak memiliki pengalaman yang diperlukan untuk mengoperasikan fasilitas pembangkit, maka risiko bahaya, keterlambatan konstruksi, atau pembengkakan biaya dapat terjadi.

Dalam salah satu variasi model BOO, pabrik menjalin kerjasama bisnis dengan pengembang pihak ketiga dan membentuk *special purpose vehicle* (SPV) untuk menjalankan proyek biogas. Dalam pengaturan ini, pabrik bertindak sebagai pemegang saham minoritas, sedangkan pihak ketiga bertindak sebagai pemegang saham utama dan mengelola proyek secara keseluruhan.

#### 4.5.2. Build, Operate, Transfer

Model *build, operate, transfer* (BOT) melibatkan pihak ketiga dalam pengembang dan pendanaan proyek tersebut. Dalam proyek-proyek berbasis BOT, pihak ketiga menerima konsesi untuk membangun dan mengoperasikan proyek biogas yang seharusnya dibangun sendiri oleh pabrik kelapa sawit. Dalam skema ini, pihak ketiga mengembangkan dan mengoperasikan proyek biogas selama masa konsesi yang disepakati, umumnya 10 sampai 15 tahun. Pada akhir periode perjanjian, pihak ketiga mengalihkan operasional dan kepemilikan pembangkit listrik tenaga biogas kepada pihak PKS. **Gambar 4.3** menggambarkan model BOT.



Gambar 4.3. Model Usaha Build, Operate, Transfer (BOT)

Beberapa kelebihan utama dan kekurangan dari model BOT ditampilkan dalam **Tabel 4.8**.

**Tabel 4.8. Kelebihan dan Kekurangan *Build, Operate, Transfer (BOT)***

Kelebihan	Kekurangan
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Menawarkan peluang mewujudkan proyek yang mungkin tidak dibangun.</li> <li>• Efisiensi dan kompetensi pengembang proyek serta kepentingan ekonomi dalam proyek tersebut akan menghasilkan efisiensi biaya untuk pabrik ketika masa perjanjian berakhir.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Struktur yang rumit memerlukan perencanaan rinci, waktu, dan pendanaan selama masa konsesi. Pengembang proyek harus memiliki komitmen dan kepentingan untuk menjaga proyek.</li> </ul>

## 4.6. Pendanaan Proyek

### 4.6.1. Pendanaan Internal

Pada umumnya ekuitas perusahaan atau grup perusahaan, biasanya laba ditahan untuk investasi, merupakan sumber pembiayaan utama proyek. Pembiayaan internal umumnya lebih murah daripada pendanaan eksternal karena tidak melibatkan biaya transaksi atau menimbulkan pajak.

**Tabel 4.9** menjabarkan beberapa kelebihan dan kekurangan dari pembiayaan internal.

**Tabel 4.9. Kelebihan dan Kekurangan Pembiayaan Internal**

Kelebihan	Kekurangan
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pendanaan dapat tersedia dengan segera.</li> <li>• Tidak ada pembayaran bunga.</li> <li>• Tidak diperlukan prosedur pengendalian untuk memenuhi kelayakan kredit.</li> <li>• Kendali penuh, tidak ada pengaruh dari pihak ketiga.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Jumlah dana terbatas, sebagian besar tergantung pada kemampuan keuangan perusahaan.</li> <li>• Kemungkinan terjadinya <i>opportunity cost</i>.</li> </ul>

### 4.6.2. Pendanaan Eksternal

Pendanaan eksternal untuk suatu proyek dilakukan melalui kombinasi sumber internal (ekuitas) dan eksternal. Pembiayaan eksternal biasanya lebih mahal dari pembiayaan internal karena melibatkan biaya transaksi dan pembayaran bunga. Berikut ini adalah bentuk pembiayaan eksternal yang dikenal:

- *Investor Luar*. Sebuah proyek yang layak secara finansial dan teknis akan menarik investor untuk berpartisipasi sebagai pemegang saham minoritas atau mayoritas dalam proyek tersebut.
- *Pinjaman*. Bank menyediakan pinjaman berjangka berdasarkan skema *corporate financing* atau *project financing*. *Corporate financing* lebih mudah diperoleh mengingat grup perusahaan akan bertindak sebagai penjamin pinjaman, sedangkan *project financing* semata-mata didasarkan pada proyek itu sendiri sebagai jaminan.
- *Penerbitan obligasi*. Perusahaan dapat menerbitkan obligasi untuk membiayai pengembangan proyek.
- *Sewa*. Banyak vendor menyediakan pilihan *leasing* untuk peralatan yang mereka pasok atau bahkan seluruh proyek.
- *Hibah/bantuan*. Proyek biogas yang berkontribusi pada pemberdayaan masyarakat setempat mungkin memenuhi syarat untuk memperoleh bantuan dari pemerintah atau donor. Dalam skema proyek ini, pemerintah daerah biasanya mengelola kepemilikan dan pengoperasian proyek.



Penetapan *feed-in-tariff* listrik memberi kepastian dan membuat proyek biogas lebih menarik bagi sektor keuangan. Beberapa investor pengembang dan pihak ketiga secara aktif mencari proyek-proyek yang berpotensi untuk dikembangkan menjadi pembangkit listrik tenaga biogas.

*Project financing* untuk proyek biogas belum menjadi praktik umum di Indonesia. Sejauh ini, belum ada *project financing* yang telah disalurkan oleh bank-bank komersial di Indonesia. Sebagian besar proyek biogas yang ada didanai melalui ekuitas atau pendanaan korporasi (*corporate financing*), dimana bank menganalisis kelayakan kredit berdasarkan neraca grup perusahaan atau perusahaan induk. Sementara dalam *project financing*, proyek itu sendiri yang menjadi jaminan pinjaman. Kreditur melakukan uji tuntas (*due diligence*) pada proyek tersebut, termasuk perjanjian jual beli listrik, status hukum dan perizinan, serta aspek teknis proyek untuk memastikan keberhasilan proyek. Oleh karena itu, memperoleh *project financing* membutuhkan waktu lebih lama daripada *corporate financing*.

Di sisi lain, potensi proyek konversi POME menjadi energi untuk pengurangan emisi dan penyediaan energi menarik perhatian para pemangku kepentingan, termasuk Pemerintah Indonesia dan lembaga donor internasional. Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) telah meluncurkan program bioenergi melalui Dana Alokasi Khusus (DAK) yang memberikan hibah kepada pemerintah daerah untuk pembangunan proyek konversi POME menjadi energi. Dalam program ini, ESDM menyediakan dana investasi untuk proyek PLTBg yang akan menyediakan listrik bagi masyarakat setempat (*off-grid*), sementara pemerintah daerah akan bertindak sebagai pengelola proyek selama masa operasional. Tiga proyek di Pulau Sumatera telah dibangun di bawah naungan program ini.

Beberapa program yang didanai donor, yaitu CIRCLE, *Indonesian Clean Energy Development (ICED)*, *Energy and Environmental Partnership Indonesia (EEP-Indonesia)*, dan *Least Cost for Renewable Energy (L-CORE)* memberikan bantuan teknis atau memberikan pendanaan studi kelayakan proyek konversi POME menjadi energi. Program lain, seperti *Millennium Challenge Corporation (MCC)*, mengelola hibah untuk proyek-proyek hijau yang memiliki dampak sosial dan lingkungan yang positif di Indonesia, seperti proyek konversi POME menjadi energi.

#### 4.7. Pendanaan Karbon

Proyek energi terbarukan di negara berkembang seperti Indonesia dapat menghasilkan dana dari penjualan kredit karbon bersertifikat. Akses ke pasar karbon internasional pada awalnya dirancang berdasarkan mekanisme fleksibel Protokol Kyoto yang menghubungkan Mekanisme Pembangunan Bersih (MPB) atau *Clean Development Mechanism (CDM)* untuk negara “Non-Annex” (berkembang) ke mekanisme *cap-and-trade* negara-negara “Annex I” (industri) melalui beberapa skema seperti Skema Perdagangan Emisi Uni Eropa (EU ETS), atau mekanisme Australia dan Selandia Baru. **Gambar 4.4** berikut ini mengilustrasikan hubungan tersebut.



**Gambar 4.4.** Hubungan antara Negara-negara Non-Annex dan Annex I Berdasarkan Skema CDM

Seiring dengan mekanisme fleksibel Kyoto, pasar sukarela tumbuh melalui inisiatif kelompok, bisnis, dan pemerintah yang secara kolektif membuat komitmen miliaran dolar untuk pengurangan emisi. Menurut Bank Dunia, total nilai pasar karbon naik drastis dari USD11 miliar pada tahun 2005 menjadi USD176 miliar pada tahun 2011.

**Tabel 4.10** di bawah ini menunjukkan langkah-langkah yang diperlukan untuk memperoleh kredit karbon untuk dijual di pasar karbon.

**Tabel 4.10. Langkah-langkah untuk Memperoleh Kredit Karbon**

Langkah	Keterangan
1. Pengembangan Proyek	Langkah ini terdiri dari beberapa kegiatan, termasuk memilih metodologi validasi, melakukan perhitungan dan pemilihan <i>baseline</i> , memperkirakan pengurangan emisi proyek, membuat rencana <i>monitoring</i> , dan dokumentasi proyek.
2. Validasi	Proses validasi dilakukan sebelum proses pendaftaran. Beberapa <i>voluntary registry body</i> memungkinkan proyek skala kecil untuk divalidasi setelah pendaftaran atau bersamaan dengan verifikasi.
3. Pendaftaran	Proyek harus didaftarkan di bawah mekanisme PBB <i>voluntary registry body</i> .
4. <i>Monitoring</i> & Verifikasi	Tahap pemantauan harus dilaksanakan berdasarkan rencana <i>monitoring</i> dan diverifikasi oleh verifikator independen.
5. Penerbitan kredit karbon	Kredit karbon diterbitkan untuk proyek yang telah terverifikasi.

Saat ini, pasar karbon dapat dikategorikan ke dalam dua jenis, seperti yang diuraikan berikut ini.

#### 4.7.1. Pasar *Compliance*

Pada pasar *compliance*, kredit karbon dihasilkan oleh proyek-proyek yang beroperasi di bawah salah satu dari mekanisme *United Nations Framework Convention on Climate Change* (UNFCCC). Pasar *compliance* terdiri dari negara-negara industri (Annex I), yang telah membuat komitmen di bawah Protokol Kyoto untuk mengurangi emisi gas rumah kaca mereka. Negara-negara ini memonitor dan mengatur industri yang secara intensif menghasilkan karbon, dan menerapkan batasan emisi tahunan untuk setiap industri; pemangku kepentingan industri dapat membeli kredit karbon di pasar *compliance* untuk mengimbangi keluaran emisi yang melebihi alokasi yang diperbolehkan. Negara-negara Non-Annex tidak diwajibkan membuat komitmen pengurangan emisi, tetapi mereka dapat menghasilkan kredit karbon melalui proyek pengurangan emisi, dan menjualnya di pasar karbon.

Metode yang diterapkan untuk menentukan keabsahan dan ukuran *offset* yang dihasilkan oleh proyek-proyek di pasar ini adalah metode standar yang dikembangkan oleh Badan Eksekutif UNFCCC. Proyek-proyek terdaftar di UNFCCC dan produknya disebut *Carbon Emission Reduction* (CER). Pasar utama untuk CER adalah skema perdagangan emisi (ETS/*Emissions Trading Scheme*) Uni Eropa.

Periode komitmen pertama Protokol Kyoto berakhir pada tahun 2012, sedangkan komitmen untuk periode kedua belum diberlakukan; sebagai akibatnya, harga CER telah jatuh dari €20 per ton CO<sub>2eq</sub> di tahun 2008 menjadi €0,40 per ton pada tahun 2013. Saat ini, belum ada kesepakatan internasional menggantikan Protokol Kyoto yang berlaku bagi negara-negara anggota Uni Eropa untuk memastikan permintaan CER dan mendorong kenaikan harga. EU ETS menerima CER dari proyek-proyek yang telah terdaftar sebelum Desember 2012, termasuk proyek-proyek di bawah *Program of Activities* (PoA).

PoA adalah kumpulan kegiatan proyek CDM (*CDM Project Activity/CPA*) individu yang secara sukarela dikoordinasikan oleh badan swasta atau publik. Sebuah proyek biogas atau penangkapan metana pada tahun 2014 dapat dimasukkan dalam PoA yang telah terdaftar pada tahun 2012, tanpa harus terdaftar di tahun 2012 sebagai proyek individu. Proyek Biogas di Indonesia memiliki kesempatan untuk masuk ke pasar karbon melalui penyertaan dalam proyek biogas PoA yang tercantum dalam **Tabel 4.11**.

**Tabel 4.11. Proyek-proyek yang Terdaftar pada *Program of Activities* (PoAs) di Indonesia**

No	Nomor Proyek	Judul Proyek	Lembaga Pengelola
1	PoA 9096	<i>BWC Sustainable Biogas Recovery Programme of Activities in Indonesia</i>	PT Blue World Carbon Indonesia
2	PoA 7864	<i>Recovery and Avoidance of Methane from Industrial Wastewater Treatment Projects</i>	PT Knowledge Integration Services
3	PoA 6209	<i>Indonesia Biogas Projects</i>	PT GP Carbon Solutions Services Indonesia
4	PoA 6749	<i>South East Asia Biogas Programme</i>	PT Biogas Program International

Sumber: *cdm.unfccc.int*, diakses pada Januari 2014

Negara-negara yang telah menerapkan program *cap-and-trade* mengatur kelayakan kredit karbon internasional yang dapat digunakan untuk memenuhi kewajiban penurunan emisi. **Tabel 4.12** meringkas peraturan pengurangan karbon di beberapa program perdagangan karbon:

**Tabel 4.12. Peraturan Pengurangan Karbon di Beberapa Negara**

Negara	Uraian
Australia	Penggunaan kredit internasional (Kyoto-unit) untuk kepatuhan dibatasi sampai 50%. Potensi pembatasan CER jika dihasilkan dari: <ul style="list-style-type: none"> <li>- Proyek nuklir</li> <li>- Pemusnahan trifluorometana</li> <li>- Pemusnahan <i>nitrous oxide</i> dari pabrik <i>adipic acid</i></li> <li>- Proyek hidro-listrik skala besar yang tidak konsisten dengan kriteria yang diadopsi oleh Komisi Bendungan Dunia (WCD)</li> </ul>
California <i>Cap-and-Trade</i> (USA)	Penggunaan total <i>offset</i> terbatas pada: <ul style="list-style-type: none"> <li>- 2% dari total kewajiban perusahaan dalam periode pemenuhan pertama</li> <li>- 4% dari total kewajiban perusahaan dalam periode pemenuhan kedua dan ketiga</li> </ul> Protokol <i>offset</i> yang diatur program karbon California meliputi <i>ozon depleting substance</i> (ODS), ternak, hutan kota, dan proyek-proyek kehutanan AS. Protokol ini tidak memungkinkan <i>offset</i> dengan proyek di luar AS, Kanada, atau Meksiko.

Negara	Uraian
Selandia Baru	Pemerintah sedang mempertimbangkan pembatasan unit emisi internasional dalam Skema Perdagangan Emisi Selandia Baru sebagai berikut: <ul style="list-style-type: none"> <li>- ERU yang dihasilkan dari proyek penghancuran gas industri HFC-23 dan N<sub>2</sub>O (efektif pada bulan Desember 2011)</li> <li>- CER dan ERU yang dihasilkan dari proyek PLTA skala diatas 20 MWe yang tidak memenuhi pedoman Komisi Bendungan Dunia (WCD).</li> </ul>
Korea	Berdasarkan peraturan Pemerintah Korea mengenai Alokasi dan Perdagangan Emisi Gas Rumah Kaca (13 November 2012) CER dan ERU dikecualikan dari penggunaan hingga 2020. Fase selanjutnya memungkinkan 50% sebagai batas yang relevan, namun jumlah mutlak <i>offset</i> internasional yang diperbolehkan tidak dapat melebihi jumlah <i>offset</i> domestik yang diajukan untuk setiap tahun.
Uni Eropa	EU-ETS menetapkan pembatasan untuk kredit karbon: <ul style="list-style-type: none"> <li>- dari proyek-proyek yang terdaftar setelah Desember 2012 dari bukan negara tertinggal;</li> <li>- dari proyek-proyek gas industri.</li> </ul>

#### 4.7.2. Pasar Sukarela

Pada pasar sukarela, kredit karbon dihasilkan oleh proyek-proyek yang terakreditasi berdasarkan standar internasional yang independen. Kredit karbon dikenal sebagai *Verified Emission Reduction* (VER). Pasar sukarela umumnya berlaku untuk perusahaan, individu, organisasi, dan kegiatan yang tidak diwajibkan untuk mengurangi emisi gas rumah kaca.

#### ***Box 5: Hilton Worldwide Carbon Offset Program***

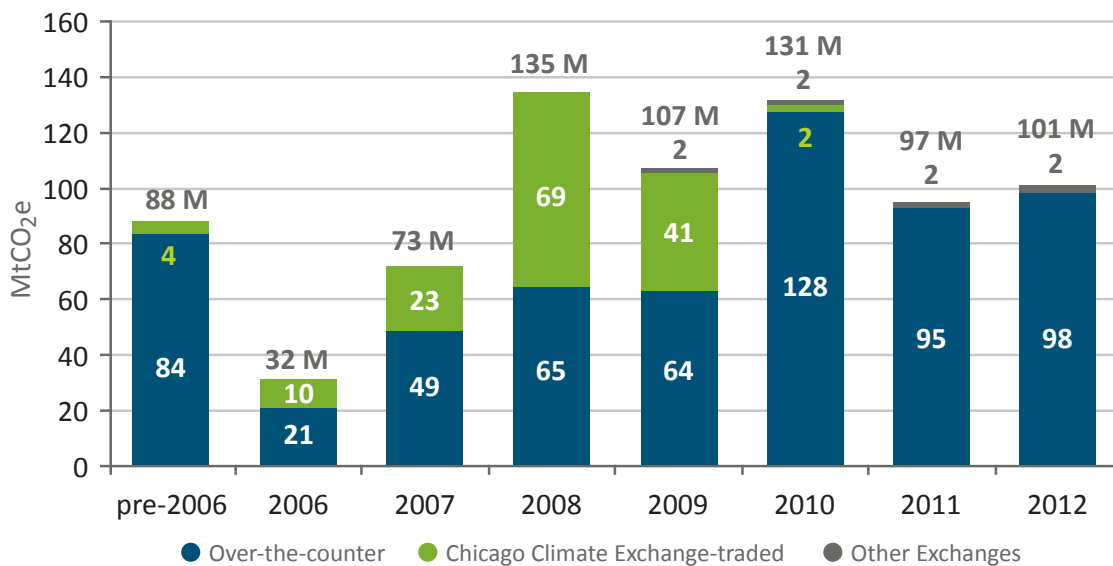
Jaringan hotel The Hilton telah meluncurkan '*Hilton Worldwide Carbon Offset Program* di Asia Tenggara' sebagai bagian dari upaya keberlanjutan. Program ini bertujuan untuk mengurangi dampak dari pertemuan dan acara yang diadakan di jaringan hotel Hilton di Asia Tenggara. Hilton akan mengurangi emisi karbon yang dihasilkan oleh jaringan hotelnya di Indonesia, Malaysia, Singapura, Thailand dan Vietnam. Hilton membeli kredit karbon dari proyek-proyek berikut:

- Proyek Rehabilitasi Hutan Hujan Borneo; Sabah, Malaysia
- Proyek PLTA Musi; Bengkulu, Sumatera, Indonesia
- Proyek Biomassa Mungcharoen; Thailand
- Proyek PLTA Song Ong Small; Ninh Thuan, Vietnam

Sumber: <http://www.hiltonmiceasia.com/carbon>

Pasar sukarela biasanya memungkinkan proyek yang dikembangkan dengan metode baru yang telah disetujui oleh *Voluntary Carbon Standard Board* atau metode baru yang lain. Ada beberapa standar terapan yang dapat digunakan oleh pengembang proyek, termasuk *Verified Carbon Standard (VCS)*, *Gold Standard*, dan *The Climate Change and Biodiversity Standards (CCBS)*, dan ISO 14064.

Pembeli di pasar sukarela sebagian besar adalah organisasi sektor swasta yang termotivasi oleh tanggung jawab sosial perusahaan dan kepemimpinan industri untuk memberikan dampak positif pada ketahanan iklim rantai pasokan mereka. Volume pasar telah meningkat secara signifikan dari USD88 juta pada tahun 2006 menjadi USD101 juta pada tahun 2012. Sementara harga CER menurun tajam dalam tiga tahun terakhir, harga VER cukup stabil, dengan rata-rata USD6,2/tCO<sub>2eq</sub> di tahun 2011 dan USD5,9/tCO<sub>2eq</sub> pada tahun 2012. *Forest Trends and Bloomberg New Energy Finance* dalam laporan mereka tahun 2013 memproyeksikan bahwa pasar sukarela bisa mencapai USD1,6–2,3 milyar pada tahun 2020 jika pelaku pasar secara signifikan dapat mengkomunikasikan pentingnya *carbon offsetting* dan infrastruktur pasar karbon kepada para pemangku kepentingan terkait. **Gambar 4.5** menunjukkan jumlah CO<sub>2eq</sub> yang diperdagangkan setiap tahunnya di pasar sukarela.



**Gambar 4.5. Pasar Voluntary Emission Reductions (VERs) dari Waktu ke Waktu**

Sumber: *Forest Trends' Ecosystem Marketplace, State of the Voluntary Carbon Markets 2013*

### 4.7.3. Skema *Offset* Domestik

Beberapa negara seperti Cina dan Jepang telah mengembangkan skema *offset* domestik untuk mendorong pengurangan emisi dan investasi dalam proyek penurunan emisi di luar sektor yang diwajibkan. Proyek-proyek ini dilaksanakan di negara investor dan tidak melibatkan negara-negara lain atau terhubung dengan skema pasar karbon lainnya.

Di Indonesia, Dewan Nasional Perubahan Iklim (DNPI), merumuskan Skema Karbon Nusantara untuk pasar karbon dalam negeri. Skema ini bertujuan untuk mempromosikan pembangunan proyek-proyek pengurangan emisi dan menciptakan pembangunan berkelanjutan di Indonesia. Namun, DNPI belum mengumumkan jadwal peluncuran, sektor atau industri yang diwajibkan untuk mengurangi emisi, atau metode yang akan diterapkan untuk skema domestik.

## BAGIAN 5: STANDAR KEBERLANJUTAN DALAM INDUSTRI KELAPA SAWIT

Minyak kelapa sawit adalah minyak nabati yang paling sering digunakan di dunia. Minyak kelapa sawit dapat ditemukan dalam produk makanan, detergen, kosmetik, dan *biofuel*. Produksi minyak kelapa sawit berkembang pesat selama beberapa dekade terakhir dan hingga saat ini.

Produksi minyak sawit global meningkat dua kali lipat selama dekade terakhir. Pada tahun 2000, kelapa sawit adalah minyak nabati yang paling banyak diproduksi dan diperdagangkan (FAO, 2002), menguasai 40% dari semua minyak nabati yang diperdagangkan secara internasional. Pada tahun 2006, persentase ini meningkat menjadi 65% dan diperkirakan akan berlipat ganda pada tahun 2020. Untuk memenuhi permintaan pasar, produsen minyak sawit mengembangkan perkebunan baru dan memperluas yang sudah ada di Indonesia, Malaysia, dan negara-negara Asia lainnya, serta di Afrika dan Amerika Latin. **Tabel 5.1** di bawah ini menunjukkan ekspansi industri kelapa sawit di Indonesia.

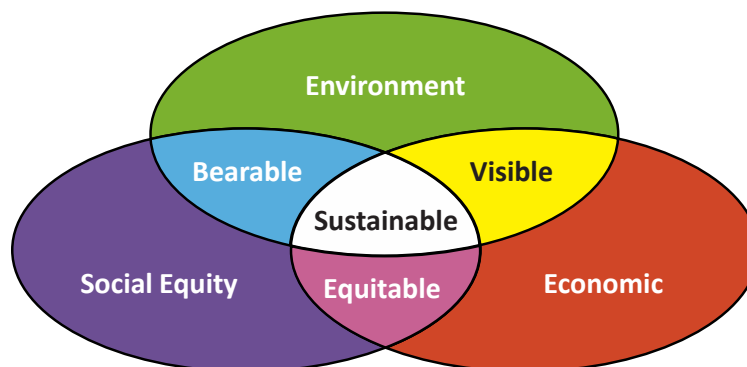
**Tabel 5.1. Perkembangan Industri Kelapa Sawit Indonesia Sejak Tahun 1980**

	1980	2000	2010	2020 (Target)
Area perkebunan kelapa sawit (ha)	294.560	4,16 juta	8,38 juta	9,14 juta
Produksi CPO tahunan (ton)	721.172	7 juta	21,9 juta	34,3 juta

*Sumber: Ditjen Perkebunan, 2011*

Ekspansi yang pesat dari industri minyak sawit telah menimbulkan kekhawatiran tentang aspek keberlanjutannya. Ketika produsen minyak sawit memperluas perkebunan, terkadang mereka menggunakan lahan dengan nilai konservasi tinggi.

Sebuah pendekatan yang bertanggung jawab terhadap pembangunan ekonomi harus memperhitungkan dampak lingkungan, sosial, dan ekonomi, yang dianggap sebagai tiga pilar keberlanjutan. Idealnya, praktik sebuah industri melindungi lingkungan sekaligus memperkuat masyarakat dan mendorong kemajuan ekonomi jangka panjang. **Gambar 5.1** menunjukkan tiga pilar keberlanjutan dan bagaimana ketiganya saling berhubungan.



**Gambar 5.1. Tiga Pilar Keberlanjutan: Lingkungan, Sosial, dan Ekonomi**

*Sumber: The World Conservation Union, 2006*

Proyek yang ramah lingkungan akan melindungi kualitas udara, air, dan tanah, mengurangi emisi gas rumah kaca dan limbah, serta menjaga keanekaragaman hayati. Pilar sosial meliputi keragaman, hak asasi manusia, pemberdayaan masyarakat, tanggung jawab sosial perusahaan, kehidupan masyarakat adat, dan hak-hak pekerja. Faktor ekonomi meliputi inovasi, pertumbuhan, peningkatan *margin*, dan memastikan keuntungan bagi pemegang saham.

#### **Box 6: Bagaimana Instalasi Penangkapan Metana dapat Meningkatkan Keberlanjutan**

POME adalah sumber emisi gas rumah kaca terbesar kedua dalam industri kelapa sawit, setelah emisi dari alih guna lahan. Degradasi kandungan organik pada POME menghasilkan metana yang terlepas ke atmosfer. POME menghasilkan metana rata-rata 0,39 m<sup>3</sup>/kg padatan volatil. Hasil metana ini lebih tinggi dari bahan baku umum lainnya seperti kotoran sapi (0,38 m<sup>3</sup>/kg) dan sampah kota (0,35 m<sup>3</sup>/kg). Menangkap metana yang dilepaskan dari POME membantu pengurangan emisi GRK; hal ini merupakan tujuan pilar keberlanjutan lingkungan.

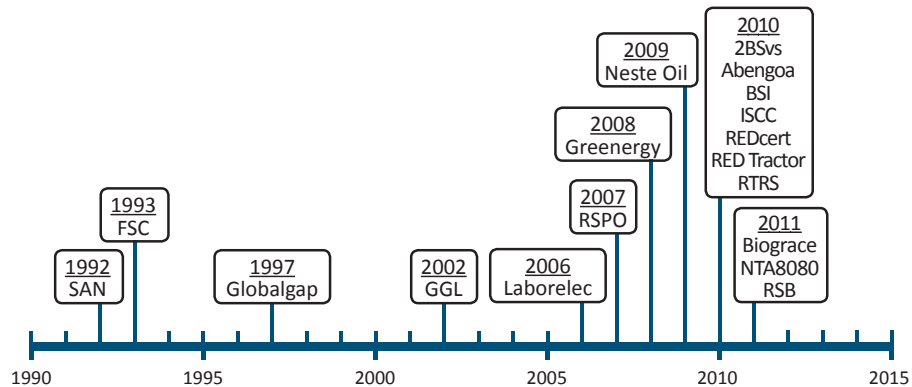
Instalasi penangkapan metana pada dasarnya berfungsi sebagai instalasi pengolahan air limbah (IPAL) pabrik kelapa sawit. Dengan instalasi ini, pengolahan dan pembuangan limbah cair terkelola dengan baik, dan kontaminasi tanah atau air permukaan dapat dihindari. Meskipun dengan area yang lebih kecil dari IPAL biasa, namun dengan proses penguraian organik yang lebih efisien dan terkendali dapat memberikan hasil pengolahan air limbah yang sama. Penggunaan area yang lebih kecil mendorong pengurangan alih guna lahan.

*Sumber: Lam and Lee et al. 2011, Amonet et al. 2007, Chynoweth et al. 1993, Forster-Carneiro et al. 2007; Kabouriset et al. 2009, Møller et al. 2004.*



## 5.1. Standar Keberlanjutan

Ada banyak standar keberlanjutan untuk pasar biomassa dan *biofuel*. Setiap standar memiliki prinsip dan kriteria yang berbeda, tetapi semua standar berakar dari tiga pilar keberlanjutan. Sejak tahun 2005, saat keberlanjutan mulai dianggap memiliki daya tarik, berbagai jenis standar ini mulai berkembang. **Gambar 5.2** menunjukkan berbagai standar keberlanjutan untuk produksi biomassa yang ada saat ini.



**Gambar 5.2. Standar Keberlanjutan bagi Industri Biomassa**

*Sumber: Partners for Innovation, 2011*

Produsen biomassa yang memenuhi standar tertentu mendapatkan sertifikat pengakuan secara independen yang menandai bahwa produk mereka memenuhi standar berkelanjutan. Sebuah standar memberikan panduan khusus untuk setiap pelaku dalam rantai produksi biomassa tentang bagaimana mematuhi peraturan dan memastikan hasil yang berkelanjutan. Unsur-unsur utama dari sistem sertifikasi adalah:

- Standar keberlanjutan: seperangkat prinsip dan kriteria yang mengatur tiga pilar keberlanjutan.
- Rantai pasokan: metode yang menghubungkan seluruh rantai pasokan dari produksi bahan baku hingga ke produk akhir.
- Aturan manajemen: aturan yang mengatur audit, tingkat transparansi dan aksesibilitas, keterlibatan pemangku kepentingan, serta prosedur penyampaian dan penanganan keluhan.

Bagian berikut menguraikan persamaan dan perbedaan di antara standar utama yang digunakan dalam industri kelapa sawit. Audit keberlanjutan biasanya dilaksanakan oleh auditor independen yang diakui oleh badan sertifikasi. Diagram alir pada **Gambar 5.3** menunjukkan proses umum untuk mendapatkan sertifikasi keberlanjutan suatu produk.



Gambar 5.3. Langkah Memperoleh Sertifikat Keberlanjutan Suatu Produk

## 5.2. Standar Internasional

Di Indonesia, industri kelapa sawit umumnya menggunakan dua jenis standar internasional untuk keberlanjutan, yaitu *Roundtable on Sustainable Palm Oil* (RSPO) dan *International Standard for Carbon Certification* (ISCC). Kedua standar internasional ini bersifat sukarela, masing-masing dengan potensi pasar dan insentif yang berbeda. Standar-standar ini memiliki prinsip-prinsip dan kriteria yang serupa dengan penekanan yang sedikit berbeda. RSPO, contohnya, fokus pada transparansi dan kelayakan ekonomi. Berbeda dengan ISCC, RSPO adalah standar khusus untuk komoditas kelapa sawit, sehingga RSPO juga fokus pada aspek penanaman kembali.

Rincian dari prinsip-prinsip dan kriteria menunjukkan bagaimana kedua standar ini menerapkan tiga pilar keberlanjutan. **Tabel 5.2** menjelaskan prinsip utama dan kriteria pada RSPO dan ISCC serta kesamaan aspek di antara keduanya.

Tabel 5.2. Prinsip dan Contoh Kriteria dari RSPO dan ISCC

Prinsip	Contoh Kriteria
Komitmen terhadap transparansi (RSPO)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pemberian informasi kepada para pemangku kepentingan tentang isu-isu lingkungan, sosial, dan hukum untuk pengambilan keputusan secara efektif.</li> <li>• Dokumen manajemen yang tidak memiliki kerahasiaan komersial tersedia untuk umum.</li> </ul>
Komitmen terhadap kelayakan keuangan dan ekonomi jangka panjang (RSPO)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Rencana pengelolaan usaha yang ditujukan untuk mencapai ketahanan ekonomi dan keuangan jangka panjang.</li> </ul>
<p>Biomassa tidak dihasilkan dari lahan dengan nilai keanekaragaman hayati atau cadangan karbon tinggi. (ISCC)</p> <p>Tanggung jawab lingkungan dan konservasi sumber daya dan keanekaragaman hayati. (RSPO)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Biomassa tidak diproduksi pada: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Lahan dengan nilai keanekaragaman hayati yang tinggi</li> <li>• Daerah yang menjadi tujuan perlindungan alam</li> <li>• Padang rumput dengan keanekaragaman hayati tinggi</li> <li>• Lahan gambut</li> </ul> </li> <li>• Status hewan/tumbuhan langka, terancam atau hampir punah dan habitat dengan nilai konservasi tinggi harus diidentifikasi dan menyertakan upaya konservasi.</li> <li>• Limbah dikurangi, didaur ulang, digunakan kembali, dan dibuang dengan benar.</li> <li>• Penggunaan energi/energi terbarukan secara efisien.</li> <li>• Hindari pembakaran dalam pembuangan limbah dan penyiapan lahan.</li> <li>• Rencana pengurangan polusi dan emisi, termasuk gas rumah kaca, harus dikembangkan, diterapkan, dan dipantau.</li> </ul>
<p>Biomassa harus diproduksi dengan cara yang bertanggung jawab terhadap lingkungan, termasuk perlindungan tanah, air, dan udara, dan penerapan Tata Cara Bertani yang Baik (<i>Good Agricultural Practices</i>). (ISCC)</p> <p>Penerapan praktik-praktik terbaik oleh pengusaha perkebunan dan pabrik minyak sawit. (RSPO)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Rencana pengelolaan tanah</li> <li>• Meminimalkan erosi</li> <li>• Menjaga kualitas dan ketersediaan air tanah</li> <li>• Penggunaan Pengelolaan Hama Terpadu</li> <li>• Penggunaan bahan kimia pertanian yang tepat</li> <li>• Penggunaan air dan abstraksi yang bertanggung jawab</li> <li>• Pembuangan kelebihan campuran bahan kimia secara benar</li> <li>• Fasilitas untuk menangani tumpahan</li> <li>• Persediaan produk yang terdokumentasi</li> <li>• Fasilitas yang tepat dan aman untuk penyimpanan produk</li> <li>• Ketersediaan pembuangan limbah yang memadai</li> </ul>
Kondisi kerja yang aman melalui pelatihan dan pendidikan, penggunaan pakaian pelindung, dan bantuan yang tepat guna dan tepat waktu dalam hal kecelakaan. (ISCC)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Rencana kesehatan dan keselamatan kerja yang dilaksanakan dengan baik</li> <li>• Pelatihan bagi para pekerja, petani, dan kontraktor</li> <li>• Ketersediaan perlengkapan pertolongan pertama</li> <li>• Pakaian pelindung yang tepat</li> <li>• Tanda-tanda peringatan yang tepat</li> <li>• Area makan yang bersih dan air mengalir</li> <li>• Prosedur dan fasilitas untuk menangani kecelakaan</li> <li>• Tempat tinggal layak huni</li> </ul>

Prinsip	Contoh Kriteria
<p>Produksi biomassa tidak akan melanggar hak asasi manusia, hak-hak buruh, atau hak atas lahan. Menjunjung tinggi kondisi kerja yang bertanggung jawab terhadap kesehatan, keselamatan, dan kesejahteraan pekerja serta harus didasarkan pada hubungan masyarakat yang bertanggung jawab. (ISCC)</p> <p>Pertimbangan yang bertanggung jawab atas pekerja serta individu dan komunitas yang terpengaruh oleh kegiatan pengusaha perkebunan dan pabrik minyak sawit. (RSPO)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Kajian dampak sosial</li> <li>• Komunikasi yang transparan antara pabrik dan petani, masyarakat, pemerintah, dan pihak terkait lainnya</li> <li>• Sistem penyampaian dan penanganan keluhan dan pengaduan</li> <li>• Kompensasi yang didokumentasikan untuk masyarakat yang terkena dampak</li> <li>• Legal, upah minimum standar</li> <li>• Kebebasan untuk membentuk serikat pekerja</li> <li>• Tidak ada pekerja anak</li> <li>• Perlindungan dari pelecehan seksual</li> <li>• Tidak ada diskriminasi</li> <li>• Kesepakatan adil dan transparan dengan petani</li> <li>• Kontribusi terhadap pembangunan lokal yang berkelanjutan</li> </ul>
<p>Produksi biomassa harus mematuhi semua hukum regional dan nasional yang berlaku, dan harus mengikuti perjanjian internasional yang terkait. (ISCC)</p> <p>Kepatuhan terhadap hukum dan peraturan yang berlaku. (RSPO)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Hak resmi atas lahan</li> <li>• Kepatuhan terhadap hukum regional dan nasional, dan perjanjian internasional</li> <li>• Persetujuan awal dan tanpa paksaan dari masyarakat lokal terkait penggunaan lahan</li> </ul>
<p>Pengembangan penanaman baru yang bertanggung jawab. (RSPO)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Kajian dampak sosial dan lingkungan yang komprehensif dan partisipatif</li> <li>• Survei tanah dan informasi topografi untuk perencanaan lokasi</li> <li>• Hindari penanaman pada permukaan curam</li> <li>• Kompensasi lahan yang layak bagi masyarakat lokal</li> <li>• Hindari praktik pembakaran dalam pembukaan lahan</li> </ul>
<p>Pelaksanaan praktik manajemen yang baik. (ISCC)</p> <p>Komitmen terhadap perbaikan terus-menerus dalam area-area kegiatan utama. (RSPO)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pengawasan dan peninjauan kegiatan utama secara rutin</li> <li>• Sistem pencatatan data yang efektif</li> </ul>

Untuk daftar lengkap prinsip dan kriteria kedua standar ini, silahkan kunjungi website: [www.rspo.org](http://www.rspo.org), dan [www.iscc-system.org](http://www.iscc-system.org)

### 5.3. Indonesian Sustainable Palm Oil (ISPO)

The Indonesian Sustainable Palm Oil (ISPO) adalah kebijakan yang diwajibkan oleh Departemen Pertanian Indonesia yang ditetapkan melalui Keputusan Menteri Lingkungan Hidup Nomor 19/2011 untuk mengintegrasikan standar keberlanjutan dalam produksi minyak sawit. Pemerintah Indonesia membuat standar tersebut untuk memenuhi tuntutan pasar yang berkembang untuk produksi minyak sawit yang berkelanjutan. Uni Eropa, misalnya, telah berkomitmen hanya akan membeli minyak kelapa sawit yang berkelanjutan pada tahun 2015.

Prinsip dan kriteria ISPO didasarkan pada 141 peraturan nasional yang terkait dengan industri kelapa sawit. Beberapa peraturan tersebut telah berlaku sejak tahun 1960. ISPO disusun untuk memastikan bahwa semua perusahaan pengolahan kelapa sawit di Indonesia mematuhi hukum nasional. ISPO memiliki 7 prinsip, 40 kriteria, dan 126 indikator. Tujuh kategori prinsip tersebut adalah:

1. Sistem Perizinan (Undang-Undang Agraria dan UU Kehutanan)
2. Manajemen perkebunan, penerapan pedoman praktis budidaya dan pengolahan kelapa sawit (UU Sistem Budidaya)
3. Moratorium izin lokasi untuk perkebunan (Instruksi Presiden)
4. Pengelolaan dan pemantauan lingkungan hidup (UU Lingkungan Hidup)
5. Tanggung jawab terhadap karyawan (UU Ketenagakerjaan)
6. Tanggung jawab sosial dan peningkatan peran ekonomi masyarakat di sekitarnya (UU Koperasi, UU Perkebunan, UU Penanaman Modal)
7. Komitmen untuk pemberdayaan ekonomi jangka panjang (UU Perkebunan)

Skema yang sedikit berbeda mengatur perkebunan inti, petani kecil dalam program plasma, dan petani mandiri. Ketujuh prinsip ini berlaku untuk perkebunan inti dan pabrik pengolahan kelapa sawit; bagi petani dalam program plasma, prinsip pembangunan ekonomi (nomor 6 di atas) tidak berlaku. Untuk petani independen, hanya empat prinsip yang berlaku, yaitu:

- Sistem perizinan
- Manajemen perkebunan, penerapan pedoman praktis budidaya dan pengolahan kelapa sawit
- Pengelolaan dan pemantauan lingkungan hidup
- Komitmen untuk pemberdayaan ekonomi jangka panjang

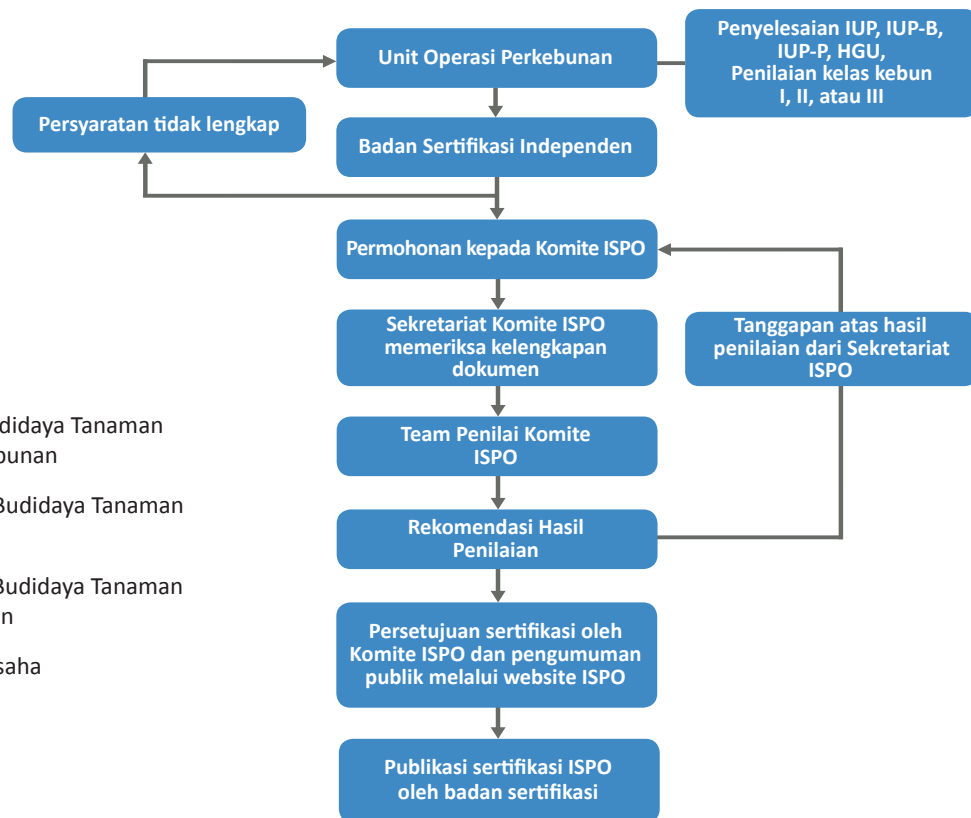
Tenggat waktu bagi pabrik pengolahan kelapa sawit dan perkebunan untuk mendapatkan sertifikasi ISPO adalah Desember 2014. Induk perusahaan yang memiliki beberapa pabrik dapat disertifikasi sebagai *holding group* yang menerapkan sistem manajemen yang sama di setiap pabriknya. Sertifikasi ISPO berlaku selama lima tahun dengan pemantauan ulang setiap tahunnya.

Sebagai prasyarat dari proses audit sertifikasi ISPO, perkebunan kelapa sawit harus memperoleh Penilaian Usaha Perkebunan (PUP), sebagaimana diatur dalam Peraturan Menteri Pertanian Nomor 7/2009. Penilai memberi skor perkebunan sebagai kelas “I” sampai “V” dimana kelas I adalah yang terbaik. Untuk perkebunan dalam pengembangan dan belum beroperasi, penilai memberikan kelas A sampai kelas E, dimana kelas A adalah yang terbaik. Hanya kelas operasi I, II, III, A, B, atau C yang dapat mendaftar untuk audit ISPO. Mereka yang berada di kelas IV, V, D, atau E akan diberikan hingga tiga peringatan dan waktu 4 sampai 6 bulan untuk memperbaiki pengoperasian untuk meningkatkan kelasnya.

Perusahaan-perusahaan yang siap untuk audit ISPO bekerja sama dengan lembaga sertifikasi independen yang akan mengajukan permohonan kepada Departemen Pertanian dan menyerahkan laporan audit. Sampai dengan akhir tahun 2013, ada tujuh lembaga audit independen yang melakukan audit ISPO:

1. Mutu Agung Lestari
2. TUV Rheinland
3. PT Sucofindo (Persero)
4. TUV Nord
5. SAI Global
6. Mutu Hijau
7. SGS Indonesia

Langkah-langkah untuk mengajukan sertifikasi ISPO dijabarkan pada **Gambar 5.4** berikut ini.



Catatan:

IUP : Izin Usaha Budidaya Tanaman dan Industri Perkebunan

IUP-B : Izin Usaha Budidaya Tanaman Perkebunan

IUP-P : Izin Usaha Budidaya Tanaman Industri Perkebunan

HGU : Hak Guna Usaha

**Gambar 5.4. Langkah-langkah Sertifikasi ISPO**

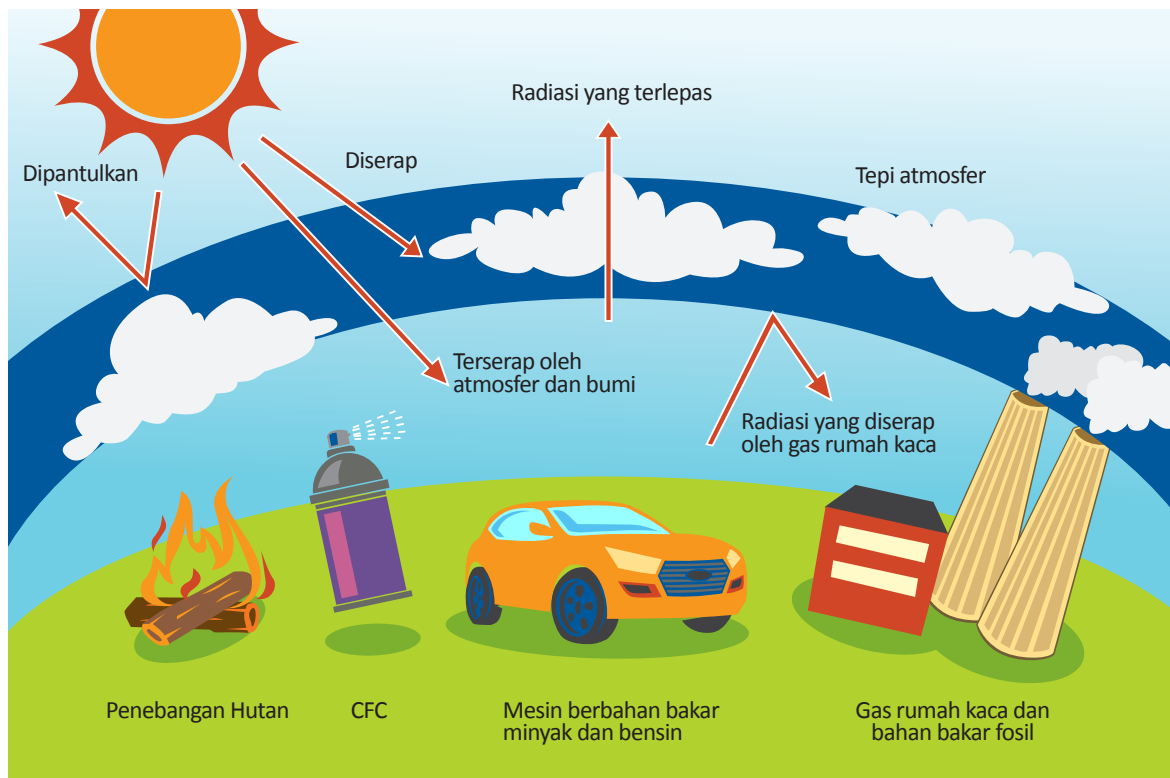
Saat ini, ISPO masih dalam tahap awal implementasi, dengan modifikasi yang sedang berlangsung dan pemutakhiran prinsip dan kriteria. **Tabel 5.3** menampilkan perbandingan antara standar ISPO, RSPO, dan ISCC.

**Tabel 5.3. Perbandingan Standar ISPO, RSPO, dan ISCC**

Kriteria	RSPO	ISCC	ISPO
<b>Pengagas Skema</b>	Gagasan berbagai pemangku kepentingan termasuk LSM, perusahaan-perusahaan, lembaga keuangan, dan lain-lain.	BLE ( <i>Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung</i> /Kantor Pertanian dan Makanan Federal) Jerman dan Pemerintah Uni Eropa	Kementerian Pertanian
<b>Pelaksanaan</b>	Sertifikasi bersifat sukarela	Sertifikasi wajib untuk produk biomassa dan <i>biofuel</i> di Uni Eropa	Wajib untuk unit operasi kelapa sawit di Indonesia
<b>Tanggal Mulai</b>	Ditandatangani pada 1 November 2005 dan dilaksanakan November 2007	Mulai dari 1 Januari 2011, semua perusahaan <i>biofuel</i> di Uni Eropa harus disertifikasi	Wajib mulai 31 Desember 2014
<b>Cakupan Produk</b>	Minyak kelapa sawit dan produk turunannya	Semua komoditas yang menghasilkan minyak nabati untuk <i>biofuel</i> . Ini akan diperluas untuk industri pangan, pakan, dan biokimia	Kelapa sawit dan produk turunannya
<b>Operasional Teraudit</b>	Perkebunan kelapa sawit, pabrik pengolahan kelapa sawit, kilang minyak sawit	Perkebunan, titik pengumpulan pertama, pabrik minyak nabati, kilang, pedagang, industri minyak goreng bekas	Perkebunan kelapa sawit, pabrik pengolahan kelapa sawit, kilang minyak sawit
<b>Standar yang Dilaksanakan</b>	Prinsip dan kriteria keberlanjutan, dan rantai pasok	Prinsip dan kriteria keberlanjutan, keterlacakan, dan kesetimbangan massa, dan prinsip-prinsip perhitungan GRK	Prinsip dan kriteria keberlanjutan
<b>Prasyarat</b>	Keanggotaan RSPO	Proses sertifikasi untuk didaftarkan ke ISCC	Penilaian perkebunan dan kelas tingkatan I, II, III.
<b>Penghitungan Gas Rumah Kaca</b>	Pelaksanaan penghitungan GRK (dalam tahap penyusunan)	Penghitungan GHG dilaksanakan	Pelaksanaan penghitungan GRK (dalam tahap penyusunan)
<b>Area Nilai Konservasi Tinggi (NKT)</b>	Perlu identifikasi NKT	Tidak secara khusus menggunakan NKT, tetapi ada area "Go" dan "No Go". Area "No Go" termasuk daerah stok karbon tinggi dan daerah keanekaragaman hayati yang tinggi setelah Januari 2008	Tidak secara khusus menggunakan NKT, tetapi pemeliharaan kawasan lindung diharuskan.
<b>Penilaian Risiko</b>	Tidak ada penilaian risiko	Perlu penilaian risiko: regular, sedang, dan risiko tinggi	Tidak ada penilaian risiko
<b>Auditor Independen</b>	Dilaksanakan oleh lembaga sertifikasi resmi RSPO ( <i>Accreditation Services International</i> /ASI sebagai lembaga akreditasi)	Dilaksanakan oleh lembaga sertifikasi resmi ISCC (BLE sebagai lembaga akreditasi)	Dilaksanakan oleh lembaga sertifikasi resmi ISPO (komite ISPO sebagai lembaga akreditasi)
<b>Konsultasi Umum</b>	Konsultasi publik dan pengumuman	Tidak ada konsultasi publik dan pengumuman	Tidak ada konsultasi publik dan pengumuman
<b>Hasil Audit</b>	Indikator mayor dan minor	Kepatuhan penuh untuk kriteria mayor dan 60% kepatuhan untuk kriteria minor.	Mematuhi sepenuhnya semua kriteria. Tiga sampai enam bulan diberikan untuk audit ulang.
<b>Masa Berlaku Sertifikasi</b>	5 tahun	1 tahun dan dapat diperpanjang	5 tahun dengan pengawasan tahunan
<b>Harga</b>	Kemungkinan harga CPO yang lebih tinggi	Harga premium CPO	Belum ada jaminan harga CPO yang lebih tinggi

## BAGIAN 6: EMISI GAS RUMAH KACA DARI PRODUKSI MINYAK SAWIT

Gas rumah kaca (GRK) adalah gas-gas yang dapat memerangkap panas di atmosfer. Gas-gas ini dapat terbentuk secara alami, namun dapat juga terbentuk dari hasil aktivitas manusia seperti proses-proses industri. Yang termasuk gas rumah kaca utama dalam atmosfer bumi adalah uap air, karbon dioksida, metana, nitrogen oksida, dan ozon. Proses dan penyebab pemanasan global ditampilkan pada **Gambar 6.1** dibawah ini.



**Gambar 6.1. Proses dan Penyebab Pemanasan Global**

Sumber : [www.geogonline.org.uk](http://www.geogonline.org.uk)

Setiap gas rumah kaca memiliki efek pemanasan global yang berbeda. Potensi pemanasan global atau *global warming potential* (GWP) adalah indeks yang memperkirakan efek pemanasan global masing-masing gas berdasarkan sifat perangkap panasnya. GWP membandingkan panas yang terperangkap oleh gas rumah kaca tertentu dengan jumlah panas yang terperangkap oleh massa yang sama dari karbon dioksida. Oleh karena itu, GWP karbon dioksida adalah 1. **Tabel 6.1** menyajikan indeks GWP.



**Tabel 6.1. Indeks *Global Warming Potential* (GWP) untuk Gas Rumah Kaca Umum**

Senyawa	Rumus Kimia	<i>Global Warming Potential</i> (GWP) dalam Rentang Waktu			
		20 tahun	100 tahun	100 tahun	500 tahun
Karbon dioksida	CO <sub>2</sub>	1	1	1	1
Metana	CH <sub>4</sub>	72	21	25	7,6
Dinitrogen oksida	N <sub>2</sub> O	289	310	298	153

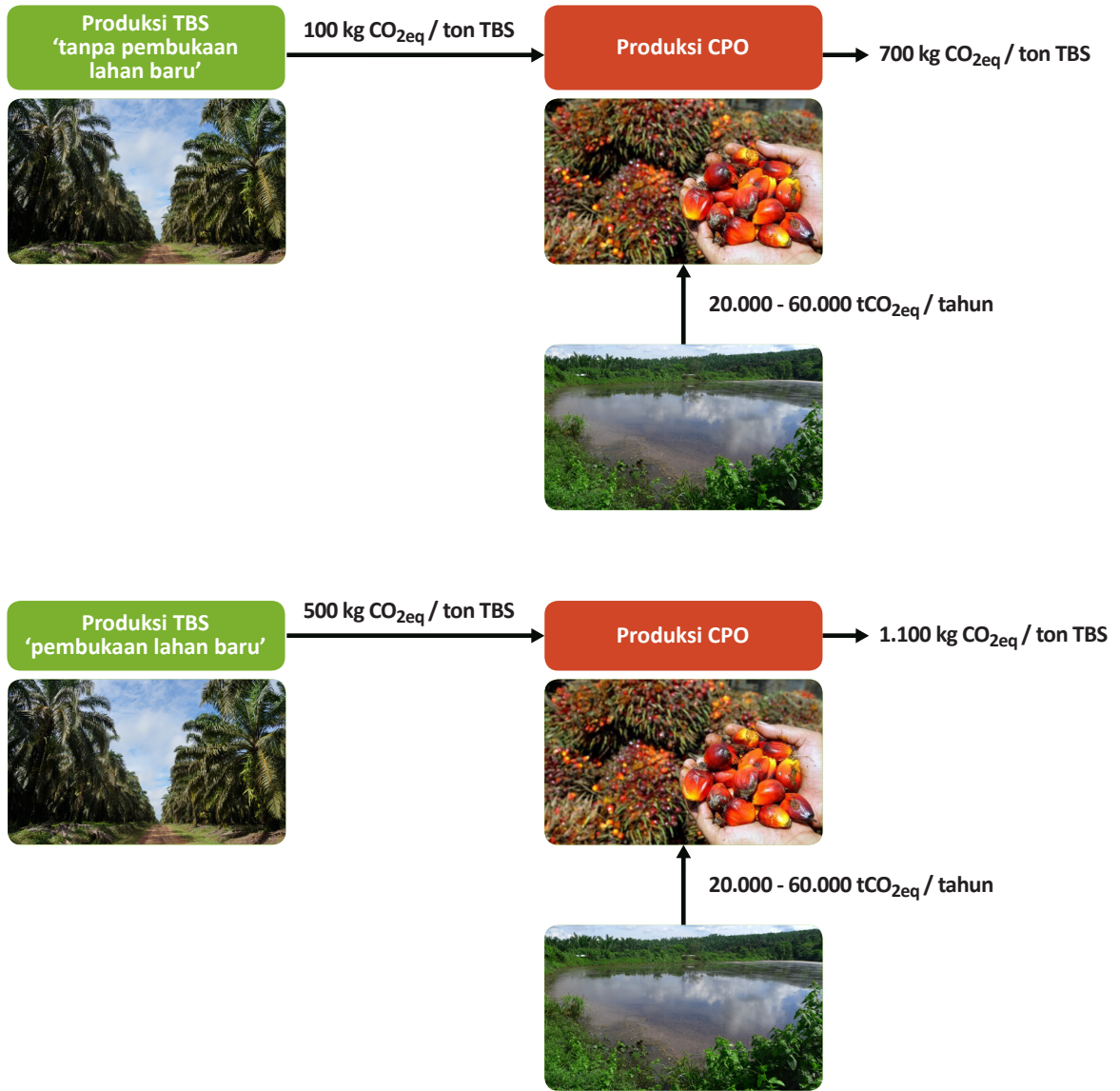
Sumber: IPCC Third dan Fourth Assessment Reports (2001 dan 2007)

**Tabel 6.1** di atas berdasarkan laporan tahun 2007 dari *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC), sebuah organisasi di bawah Perserikatan Bangsa-Bangsa yang menarik konsensus dari para ahli di seluruh dunia tentang isu-isu perubahan iklim. Namun, sebagian besar perhitungan GRK menggunakan data dari laporan sebelumnya yang diterbitkan pada tahun 2001 dengan menggunakan rentang waktu 100 tahun. Berdasarkan data tahun 2001, 100 tahun GWP untuk metana adalah 21, yang berarti bahwa jika jumlah CO<sub>2</sub> dan CH<sub>4</sub> yang sama masuk ke atmosfer, maka metana akan menjebak panas 21 kali lipat dibandingkan karbon dioksida dalam rentang waktu 100 tahun ke depan.

$$1 \text{ ton CH}_4 = 21 \text{ ton CO}_{2\text{-equivalent}} (\text{CO}_{2\text{eq}})$$

Semua kegiatan manusia mulai dari memproduksi, menggunakan produk, bepergian, atau membersihkan lahan untuk pertanian menghasilkan gas rumah kaca. Sama seperti pada industri lainnya, emisi gas rumah kaca terjadi di sepanjang rantai produksi minyak sawit. Emisi GRK berasal dari penggunaan material dalam proses produksi, konsumsi energi, dan proses degradasi di semua bagian dari rantai pasokan. Inventarisasi GRK diperlukan agar seluruh rantai produksi mencakup semua sumber emisi ini.

Material yang digunakan dalam produksi minyak sawit mencakup pupuk, pestisida, bahan kimia yang digunakan di pabrik, dan air untuk proses produksi. Pada umumnya, pabrik kelapa sawit memiliki *boiler* yang menggunakan serat dan cangkang kelapa sawit untuk membangkitkan listrik. Serat dan cangkang dianggap sebagai produk sampingan, emisi dari pembangkit listrik yang menggunakan kedua bahan baku ini relatif rendah, sehingga emisi GRK yang dihitung dari kedua bahan bakar ini adalah nol. Oleh karena itu, emisi dari pembangkit listrik yang menggunakan kedua bahan baku ini relatif rendah. Pabrik juga menggunakan energi dari bahan bakar fosil yang digunakan untuk transportasi dan mesin diesel. Sumber emisi terbesar dari pabrik pengolahan kelapa sawit adalah POME yang diolah di kolam terbuka, dimana limbah melepaskan metana ke atmosfer. Di sisi perkebunan, alih guna lahan untuk perkebunan merupakan sumber emisi GRK terbesar dalam produksi buah kelapa sawit. Emisi yang biasanya terjadi dari proses industri kelapa sawit ditunjukkan dalam **Gambar 6.2** di bawah ini.



Gambar 6.2. Emisi dari Produksi Tandan Buah Segar dan Produksi CPO

Tabel 6.2 di bawah ini menyajikan contoh emisi dari sebuah perkebunan dan pabrik dengan lebih rinci.

Tabel 6.2. Contoh Nilai Emisi GRK dari Perkebunan dan Pabrik Kelapa Sawit

Perkebunan				Pabrik			
Sumber Emisi	Unit	Nilai	%	Sumber Emisi	Unit	Nilai	%
Pupuk kimia	tCO <sub>2, eq</sub>	4.571	87,81	Listrik	tCO <sub>2, eq</sub>	933	3
Bahan bakar fosil	tCO <sub>2, eq</sub>	537	10,31	Input Proses	tCO <sub>2, eq</sub>	48	0,2
Listrik	tCO <sub>2, eq</sub>	98	1,88	Air limbah	tCO <sub>2, eq</sub>	28.408	90
				Transportasi	tCO <sub>2, eq</sub>	2.158	6,8
<b>Total</b>	<b>tCO<sub>2, eq</sub></b>	<b>5.206</b>	<b>100</b>	<b>Total</b>	<b>tCO<sub>2, eq</sub></b>	<b>31.547</b>	<b>100</b>
Hasil TBS	Ton	57.980		Hasil CPO	Ton	55.702	
Total emisi GRK	kgCO <sub>2, eq</sub> /ton TBS	89,79		Total emisi GRK	kgCO <sub>2, eq</sub> /ton CPO	566	

Jumlah emisi yang dilepaskan dari perkebunan dan pabrik bervariasi tergantung pada praktik keberlanjutan, rantai pasokan, dan proses produksi yang digunakan. Seperti ditunjukkan pada Gambar 6.2, perkebunan dengan pembukaan lahan baru akan menghasilkan gas rumah kaca yang lebih besar dibandingkan perkebunan lama. Sumber emisi terbesar di pabrik adalah pengolahan air limbah dengan kolam terbuka, dimana metana dan gas rumah kaca lainnya terlepas langsung ke atmosfer. Proyek penangkapan metana seperti instalasi biogas mengurangi sumber GRK terbesar di pabrik sekaligus mengkonversi metana menjadi sumber energi yang berguna.

Standar keberlanjutan saat ini mendukung instalasi penangkapan metana di pabrik pengolahan kelapa sawit. Tabel 6.3 di bawah ini membandingkan standar ISPO, RSPO, dan ISCC serta bagaimana mereka berkaitan dengan penghitungan GRK.

Tabel 6.3. Perbandingan antara ISPO, RSPO, dan ISCC dalam Penghitungan GRK

	ISPO	RSPO	ISCC
<b>Pendorong Kebijakan</b>	Pemerintah Indonesia menargetkan pengurangan emisi sebanyak 26% dengan usaha sendiri atau 41% dengan bantuan asing	Tidak ada pendorong kebijakan tertentu	<i>EU Directive 2003/30/EG</i> : Penggunaan <i>biofuel</i> sebanyak 5,75% dalam total bahan bakar yang digunakan.  Bahan-bahan yang disediakan untuk <i>biofuel</i> harus memenuhi penghematan batas minimum GRK
<b>Pertimbangan Inventarisasi GRK</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- GRK dari alih lahan</li> <li>- Penggunaan pupuk dan pestisida</li> <li>- POME</li> <li>- Bahan bakar untuk transportasi dan listrik</li> <li>- Proses produksi TBS menjadi CPO di pabrik</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Emisi yang timbul selama budidaya sawit dan pengolahan TBS</li> <li>- Emisi yang timbul dari perubahan cadangan karbon selama pengembangan perkebunan baru dan operasi</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Produsen biomassa</li> <li>- Unit konversi (konversi biomassa padat menjadi biomassa cair atau pengolahan biomassa cair)</li> <li>- Transportasi</li> </ul>

## BAGIAN 7: PERHITUNGAN EMISI GAS RUMAH KACA DARI PRODUKSI MINYAK SAWIT

Sebelum melakukan perhitungan GRK, penting untuk memahami beberapa istilah dan konsep dasar pengurangan emisi. Pengurangan emisi adalah jumlah gas rumah kaca yang tidak memasuki atmosfer sebagai hasil dari implementasi suatu proyek.

**Pengurangan Emisi = Emisi *Baseline* - Emisi Proyek - Kebocoran**

Emisi *baseline* adalah emisi yang dihasilkan dari kegiatan bisnis seperti biasanya, sedangkan emisi proyek adalah emisi dari kegiatan proyek. Kebocoran mengacu pada emisi di luar batas proyek yang disebabkan oleh kegiatan proyek. Emisi dari kebocoran ini biasanya berjumlah sangat kecil sehingga dapat diabaikan.

**Gambar 7.1** di bawah ini memberikan ringkasan dari langkah-langkah yang dapat dijadikan acuan untuk menentukan jumlah emisi GRK.



**Gambar 7.1. Langkah-langkah Dasar untuk Perhitungan Emisi GRK**

Menetapkan batasan proyek membantu menentukan kegiatan apa yang harus dicakup dalam perhitungan. Batasan ini menentukan, misalnya, apakah perhitungan berfokus pada satu proyek, mencakup rantai pasokan yang lengkap, atau hanya unit bisnis tertentu dalam rantai pasokan. Dengan batasan yang jelas, perhitungan akan menunjukkan kegiatan yang berkontribusi langsung terhadap emisi gas rumah kaca.

Pada umumnya, metode yang digunakan dalam perhitungan potensi pengurangan emisi untuk proyek biogas dari POME adalah CDM AMS.III-H Versi 17 '*Methane Recovery in Wastewater Treatment*', sedangkan AMS.ID Versi 18 '*Grid Connected Renewable Energy Generation*' dapat digunakan untuk menghitung pengurangan emisi dan pembangkitan listrik. Metode yang lain dapat juga digunakan, tetapi perlu ditekankan pentingnya menggunakan asumsi yang konsisten ketika menggabungkan metode.

Sebelum menghitung potensi pengurangan emisi, kita terlebih dahulu mengidentifikasi sumber-sumber emisi. **Gambar 7.2** menunjukkan sumber emisi utama pada tiga bagian proses produksi minyak sawit: perkebunan, transportasi, dan pabrik pengolahan kelapa sawit.



**Gambar 7.2. Sumber Emisi pada Produksi Kelapa Sawit**

Setelah sumber-sumber emisi teridentifikasi, langkah selanjutnya adalah mengumpulkan data operasional. Data utama meliputi jumlah *input* material yang digunakan, produksi air limbah, konsumsi listrik, dan faktor-faktor lain yang terkait dengan proses produksi. Pengumpulan data literatur diperlukan untuk menentukan faktor emisi. Faktor emisi adalah data hasil penelitian yang menunjukkan berapa banyak gas rumah kaca yang dihasilkan dari unit kegiatan atau produk. Sebagai contoh, faktor emisi pupuk nitrogen adalah 5,88 kg CO<sub>2eq</sub>/kg pupuk yang digunakan; faktor emisi untuk pupuk P<sub>2</sub>O<sub>5</sub> adalah 1,01 kg CO<sub>2eq</sub>/kg pupuk (*Biograce*, 2011). **Tabel 7.1** di bawah ini merinci beberapa data operasional dan data literatur yang dibutuhkan.

**Tabel 7.1. Data Operasional dan Literatur untuk Penghitungan GRK**

Data Operasional	Data Literatur
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Jumlah produk utama dan produk sampingan</li> <li>- Jumlah bahan kimia yang digunakan</li> <li>- Jumlah pupuk P<sub>2</sub>O<sub>5</sub>, K<sub>2</sub>O, CaO dan N</li> <li>- Konsumsi diesel dan pemakaian listrik</li> <li>- Konsumsi energi termal</li> <li>- Jumlah dan penggunaan produk sampingan dan limbah, misalnya POME atau tandan kosong kelapa sawit</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Nilai kalor produk utama dan produk sampingan</li> <li>- Faktor emisi dari diesel, bahan kimia, listrik, dan lain-lain</li> <li>- Faktor emisi N<sub>2</sub>O</li> </ul>

Setelah analisis mengumpulkan semua data, perhitungan GRK dapat dikerjakan dengan dasar perhitungan berikut ini:

**Emisi = Jumlah bahan x faktor emisi x *Global Warming Potential***

Sebagai contoh, jika sebuah perkebunan menggunakan 920.000 kg pupuk N/tahun dan 260.000 kg pupuk P<sub>2</sub>O<sub>5</sub>/tahun, emisi yang dihasilkan akan dihitung sebagai berikut:

$$\begin{aligned} \text{Emisi} &= \left( 920.000 \frac{\text{kg N}}{\text{tahun}} \times 5,88 \frac{\text{kg CO}_{2\text{eq}}}{\text{kg N}} \times 1 \right) + \left( 260.000 \frac{\text{kg P}_2\text{O}_5}{\text{tahun}} \times 1,01 \frac{\text{kg CO}_{2\text{eq}}}{\text{kg P}_2\text{O}_5} \times 1 \right) \\ &= 5.672.200 \frac{\text{kg CO}_{2\text{eq}}}{\text{tahun}} \end{aligned}$$

Nilai *global warming potential* sebesar 1 digunakan karena faktor emisi yang digunakan memakai unit karbon dioksida.

Dengan asumsi bahwa perkebunan tersebut memproduksi 110.000.000 kg TBS/tahun, emisi per ton emisi TBS dari kedua pupuk ini akan menjadi:

$$5.672.200 \frac{\text{kg CO}_{2\text{eq}}}{\text{tahun}} \div 110.000.000 \frac{\text{kg TBS}}{\text{tahun}} = 0,052 \frac{\text{kg CO}_{2\text{eq}}}{\text{kg TBS}} \text{ atau } 52 \frac{\text{kg CO}_{2\text{eq}}}{\text{ton TBS}}$$

Jika kita ingin mendapatkan total emisi yang lengkap untuk memproduksi 1 ton TBS, *input* lainnya harus dimasukkan dalam perhitungan, seperti penggunaan pestisida, perubahan penggunaan lahan, dan lain-lain.

## Lampiran

### Lampiran 1: Perjanjian PPA (*Power Purchasing Agreement*) dan *Excess Power*

Untuk pabrik yang memiliki fasilitas penangkapan metana dan berniat untuk menjual listrik yang dibangkitkan kepada PLN, ada dua skema yang dapat dilakukan, yaitu *power purchasing agreement* (PPA) dan *excess power*. PPA atau Perjanjian Jual Beli Listrik (PJBL) adalah perjanjian yang berlaku untuk beberapa tahun dengan proses aplikasi yang relatif ketat dan memungkinkan adanya proses negosiasi harga jika permintaan harga jual di atas FIT. Sementara itu, *excess power* memiliki proses aplikasi yang lebih singkat, dengan harga listrik yang sudah ditentukan berdasarkan *feed-in-tariff* saat ini di Indonesia untuk listrik berbasis biomassa dan biogas. **Tabel A.1** di bawah ini menampilkan perbandingan antara kedua skema tersebut.

**Tabel A.1. Perbandingan antara PPA dan *Excess Power* untuk Pembelian Listrik oleh PLN**

Item	PPA	<i>Excess Power</i>
Persyaratan Administrasi (UU No.30/2009; PP No. 14/2012)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Identitas Perusahaan</li> <li>- Profil Perusahaan</li> <li>- NPWP</li> <li>- Izin Usaha Penyedia Tenaga Listrik (IUPTL)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Identitas Perusahaan</li> <li>- Profil Perusahaan</li> <li>- NPWP</li> <li>- Izin Usaha Penyedia Tenaga Listrik (IUPTL)</li> </ul>
Persyaratan teknis	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Lokasi pembangkit</li> <li>- <i>Single line diagram</i></li> <li>- Jenis dan kapasitas pembangkit listrik</li> <li>- Jadwal konstruksi</li> <li>- Jadwal operasi</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Lokasi pembangkit</li> <li>- <i>Single line diagram</i></li> <li>- Jenis dan kapasitas pembangkit listrik</li> <li>- Jadwal konstruksi</li> <li>- Jadwal operasi</li> </ul>
Persyaratan lingkungan	Penilaian Dampak Lingkungan/Sosial atau <i>Environment/Social Impact Assessment</i> (ESIA): <ul style="list-style-type: none"> <li>- AMDAL - UPL/UKL</li> </ul> (Pembangkit listrik dengan kapasitas di bawah 10 MW tidak diharuskan melakukan ESIA secara penuh, cukup UPL dan UKL)	Penilaian Dampak Lingkungan/Sosial atau <i>Environment/Social Impact Assessment</i> (ESIA): <ul style="list-style-type: none"> <li>- UPL/UKL</li> </ul>
Badan usaha	Produsen listrik independen/ <i>Independent Power Producer</i> (IPP)	Setiap badan usaha yang memiliki dan mengoperasikan pembangkit listrik dengan kelebihan daya
Jenis perjanjian	Perjanjian jangka panjang. Kontrak 10-20 tahun, tergantung pada jenis pembangkit listrik dan negosiasi.	Perjanjian tahunan. Perjanjian ini diperpanjang setiap tahunnya.
Tarif	<ul style="list-style-type: none"> <li>- <i>Feed-in-tariff</i> (Peraturan Menteri ESDM No. 27/2014)</li> <li>- Negosiasi tarif dapat dilakukan dengan persetujuan dari Menteri ESDM</li> </ul>	<i>Feed-in-tariff</i> (Peraturan Menteri ESDM No.27/2014)
Persetujuan tarif	PLN Pusat, Direktorat Jenderal Listrik	PLN Wilayah
Waktu untuk kesepakatan	Lebih dari enam bulan	Kurang dari tiga bulan

Untuk pengadaan *excess power*, perusahaan secara langsung mengajukan permohonan kepada PLN wilayah, dan bila PLN menegaskan bahwa mereka mampu menyerap kelebihan listrik, perjanjian bisnis dapat dilakukan. Untuk Produsen Listrik Independen/*Independent Power Producer* (IPP) yang ingin mengadakan PPA dengan PLN, ada tiga proses pengadaan: penunjukan langsung, pemilihan langsung, dan tender terbuka. Perbedaan antara ketiganya dijelaskan dalam **Tabel A.2** bawah ini.

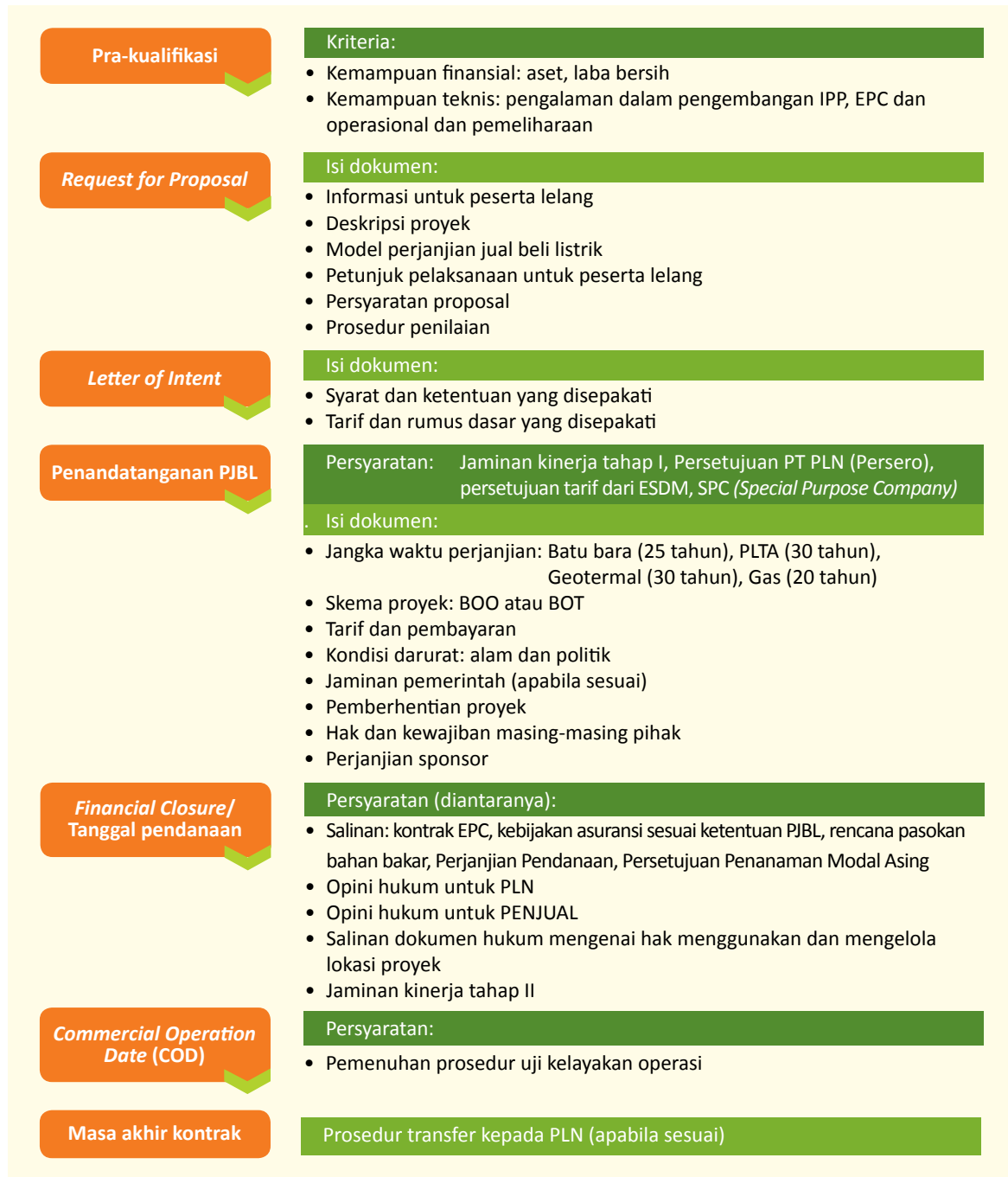
**Tabel A.2. Tiga Proses Pengadaan IPP**

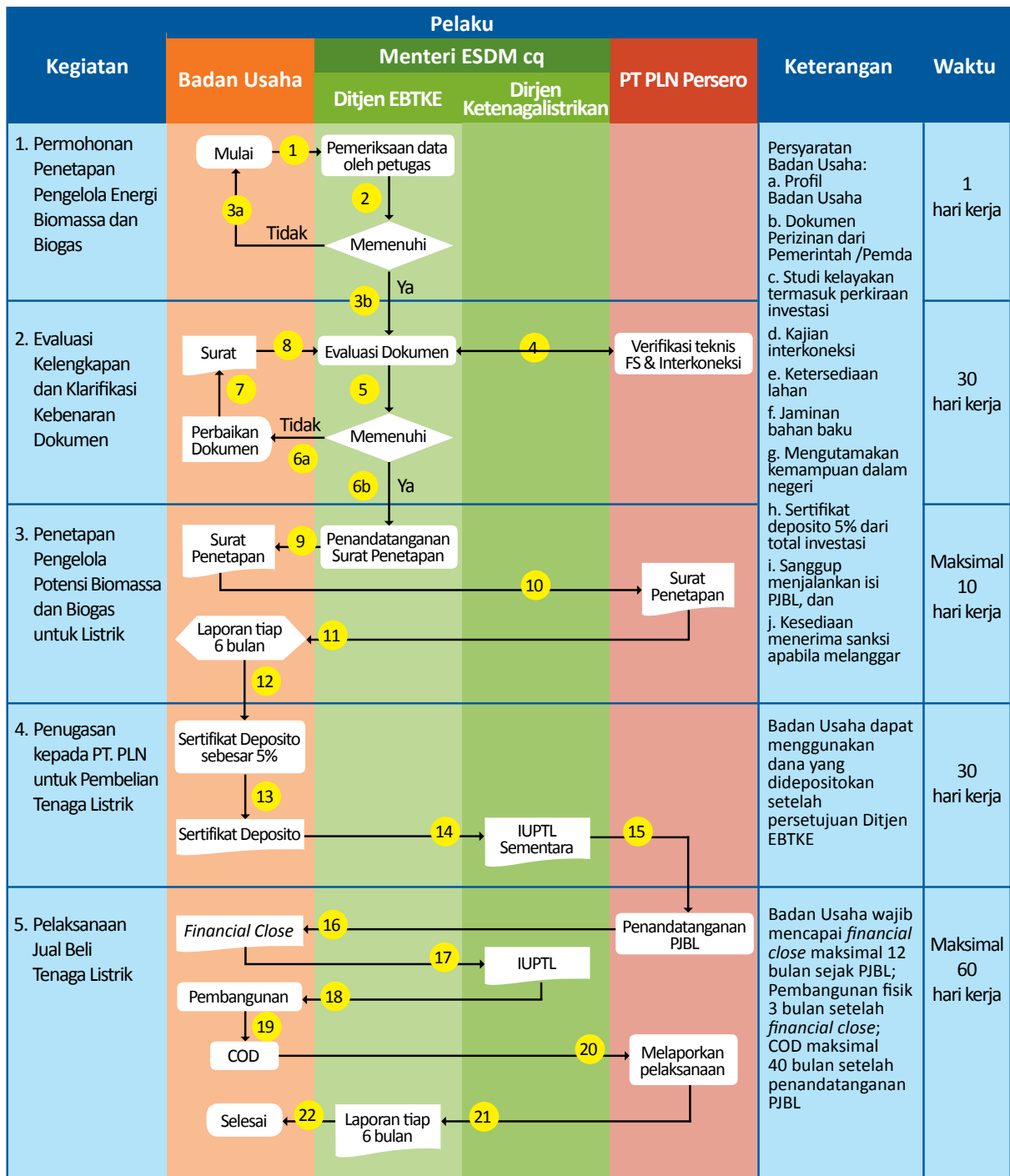
	Syarat	Jenis Proyek	Tarif
<b>Penunjukan Langsung</b>	Energi terbarukan, pembangkit listrik berbahan bakar batu bara, tambang, energi lokal, <i>excess power</i> , proyek perluasan, kondisi krisis energi.	Pembangkit listrik tenaga batu bara, energi terbarukan (mini/mikro hidro, panas bumi, biomassa, angin, surya).	Berdasarkan negosiasi dan/atau peraturan yang berlaku yang dikeluarkan oleh Kementerian ESDM
<b>Pemilihan Langsung</b>	Diversifikasi energi ke non-bahan bakar minyak, lebih dari satu (1) usulan penunjukan langsung dalam suatu sistem.	Pembangkit non-bahan bakar minyak	Harga terendah yang diajukan oleh peserta
<b>Tender Terbuka</b>	Proyek IPP yang tidak memenuhi syarat untuk penunjukan langsung atau pemilihan langsung, atau PLN mengharuskan tender terbuka.	Semua jenis pembangkit listrik	Harga terendah yang diajukan oleh peserta.



Skema usaha proyek IPP ditampilkan pada **Gambar A.1** sedangkan langkah-langkah untuk mengadakan kontrak PPA dengan PLN ditunjukkan pada **Gambar A.2**.

**Gambar A.1. Skema Usaha Proyek IPP**





Gambar A.2. Standard Operating Procedure Penetapan Pembangkit Listrik Tenaga Biomassa dan Biogas

Sumber: Peraturan Menteri ESDM No.27/2014

Bagian pengadaan IPP PLN telah menerbitkan buku panduan yang dapat diakses untuk informasi lebih lanjut di <http://www.pln.co.id/dataweb/ipp/bookletipp.pdf>

## Lampiran 2: Penghitungan GRK (Gas Rumah Kaca)

Pengurangan emisi dapat dihitung berdasarkan emisi *baseline*, yang merupakan emisi gas rumah kaca sesuai kondisi sekarang tanpa proyek, dan emisi proyek, yang merupakan emisi gas rumah kaca saat fasilitas penangkapan metana telah dibangun dan listrik telah dijual ke jaringan. Pengurangan emisi diperoleh melalui rumus di bawah ini:

$$\text{Pengurangan Emisi (ER)} = \text{Emisi baseline (BE)} - \text{Emisi Proyek (PE)}$$

Perkiraan potensi pengurangan emisi untuk proyek penangkapan metana dihitung dengan metodologi CDM AMS.III-H Versi 17 '*Methane Recovery in Wastewater Treatment*'. Perkiraan pengurangan emisi untuk penyediaan listrik ke jaringan dihitung dengan metodologi AMS.ID Versi 18 '*Grid Connected Renewable Energy Generation*'.

### Emisi Baseline

*Emisi baseline* dihitung *ex-ante* menggunakan data yang tersedia yaitu tingkat COD, volume COD pada aliran masuk dan aliran keluar, dan efisiensi COD *removal*. Data dikumpulkan menggunakan metode berikut ini:

- Data historis minimal satu tahun sebelum pelaksanaan proyek
- Analisis *sample* POME yang dilakukan oleh tim studi kelayakan, laboratorium internal dan/atau laboratorium independen terakreditasi

Estimasi emisi *baseline* ( $BE_y$ ) ditetapkan sebagai berikut:

$$BE_y = \{ BE_{power,y} + BE_{ww,treatment,y} + BE_{s,treatment,y} + BE_{ww,discharge,y} + BE_{s,final,y} \}$$

dimana:

- $BE_y$  = Emisi *baseline* pada tahun  $y$  ( $tCO_{2eq}$ ).
- $BE_{power,y}$  = Emisi *baseline* dari listrik atau konsumsi bahan bakar pada tahun  $y$  ( $tCO_{2eq}$ ).
- $BE_{ww,treatment,y}$  = Emisi *baseline* dari sistem pengolahan air limbah yang dipengaruhi oleh kegiatan proyek pada tahun  $y$  ( $tCO_{2eq}$ ).
- $BE_{s,treatment,y}$  = Emisi *baseline* metana dari sistem pengolahan lumpur dasar pada tahun  $y$  ( $tCO_{2eq}$ ).
- $BE_{ww,discharge,y}$  = Emisi *baseline* metana dari karbon organik yang terdegradasi dalam air limbah yang diolah dan dibuang ke sungai pada tahun  $y$  ( $tCO_{2eq}$ ).
- $BE_{s,final,y}$  = Emisi *baseline* metana dari pembusukan anaerobik pada lumpur akhir yang dihasilkan pada tahun  $y$  ( $tCO_{2eq}$ ). Jika lumpur tersebut dibuang di tempat pembuangan sampah dengan pemulihan biogas, atau digunakan untuk aplikasi tanah dalam skenario *baseline*, ketentuan ini diabaikan.

Setiap komponen dari rumus tersebut dijelaskan sebagai berikut:

- $BE_{power,y}$  adalah konsumsi energi dari semua peralatan/perangkat dalam fasilitas pengolahan air limbah dan fasilitas pengolahan lumpur. Konsumsi energi termasuk sistem pompa limbah di mana aliran limbah tidak dapat difasilitasi oleh gravitasi. Dalam pendekatan konservatif, emisi *baseline* untuk konsumsi daya dapat diasumsikan nol.

- $BE_{ww,treatment,y}$  ditentukan dengan menggunakan rumus berikut:

$$BE_{ww,treatment,y} =$$

$$\sum_i (Q_{ww,i,y} * COD_{inflow,i,y} * \eta_{COD,BL,i} * MCF_{ww,treatment,BL,i}) * B_{o,ww} * UF_{BL} * GWP_{CH_4}$$

dimana:

- $i$  = Indeks untuk sistem pengolahan air limbah *baseline*.
- $Q_{ww,i,y}$  = Volume air limbah yang diolah dalam sistem pengolahan air limbah.
- $COD_{inflow,i,y}$  = COD dari aliran air limbah yang masuk ke sistem pengolahan.
- $\eta_{COD,BL,i}$  = Efisiensi COD *removal* dari sistem pengolahan.
- $MCF_{ww,treatment,BL,i}$  = Faktor koreksi metana untuk sistem pengolahan air limbah sesuai Tabel III.H.1 dari AMS.III.H.
- $B_{o,ww}$  = Kapasitas limbah dalam menghasilkan metana (0,25 kg CH<sub>4</sub>/kg COD sesuai nilai IPCC).
- $UF_{BL}$  = Faktor koreksi model untuk memperhitungkan ketidakpastian model (0,89 sesuai nilai *default* IPCC).
- $GWP_{CH_4}$  = *Global Warming Potential* untuk metana (sesuai nilai IPCC).

- $BE_{treatment,s,y}$  ditetapkan dengan menggunakan rumus berikut:

$$BE_{treatment,s,y} = \sum_i S_{j,BL,y} * MCF_{s,treatment,BL,j} * DOC_S * UF_{BL} * F * \frac{16}{12} * GWP_{CH_4}$$

dimana:

- $j$  = Indeks untuk sistem pengolahan lumpur *baseline*.
- $S_{j,BL,y}$  = Jumlah partikel kering dalam lumpur yang seharusnya terolah oleh sistem pengolahan lumpur.
- $MCF_{s,treatment,BL,j}$  = Faktor koreksi metana *baseline* untuk sistem pengolahan lumpur sesuai Tabel III.H.1 dari AMS.III.H.
- $DOC_S$  = Kadar organik yang terdegradasi dari lumpur yang tidak diolah (nilai *default* 0,257 untuk lumpur industri diterapkan sesuai nilai IPCC).
- $UF_{BL}$  = Faktor koreksi model untuk memperhitungkan ketidakpastian model (0,89 sesuai nilai *default* IPCC).
- $DO_{CF}$  = Fraksi disimulasi kadar organik yang terdegradasi ke biogas (0,5 sesuai nilai IPCC).
- $F$  = Fraksi CH<sub>4</sub> pada biogas (0,5 sesuai nilai IPCC).

- $BE_{ww,discharge,y}$  ditetapkan 0 (nol) karena tidak ada air limbah yang dibuang ke sungai, laut atau danau.
- $BE_{s,final,y}$  ditetapkan 0 (nol) karena lumpur akhir digunakan untuk aplikasi lahan di perkebunan.

## Emisi Proyek

Emisi proyek ditetapkan menggunakan rumus berikut:

$$PE_y = \{ PE_{power,y} + PE_{ww,treatment,y} + PE_{s,treatment,y} + PE_{ww,discharge,y} + PE_{s,final,y} + PE_{fugitive,y} + PE_{biomass,y} + PE_{flaring,y} \}$$

dimana:

- $PE_{power,y}$  = Emisi CO<sub>2</sub> dari listrik dan bahan bakar yang digunakan oleh fasilitas proyek.
- $PE_{ww,treatment,y}$  = Emisi metana dari sistem pengolahan air limbah yang dipengaruhi oleh kegiatan proyek, dan tidak dilengkapi dengan pemulihan biogas dalam skenario proyek.
- $PE_{s,treatment,y}$  = Emisi metana dari sistem pengolahan lumpur yang dipengaruhi oleh kegiatan proyek, dan tidak dilengkapi dengan pemulihan biogas dalam skenario proyek.
- $PE_{ww,discharge,y}$  = Emisi metana yang dihasilkan dari sistem pengolahan air limbah kegiatan proyek yang tidak efisien dan munculnya karbon organik terdegradasi dalam air limbah yang diolah.
- $PE_{s,final,y}$  = Emisi metana dari pembusukan lumpur akhir yang dihasilkan oleh sistem pengolahan kegiatan proyek.
- $PE_{fugitive,y}$  = Emisi metana lepas akibat sistem penangkapan yang tidak efisien.
- $PE_{flaring,y}$  = Emisi metana akibat pembakaran tidak sempurna.
- $PE_{biomass,y}$  = Emisi metana dari biomassa yang disimpan dalam kondisi anaerob yang tidak akan terjadi dalam situasi *baseline*.

Sebagai sebuah perkiraan, emisi proyek biasanya berkisar antara 10% hingga 20% dari emisi *baseline*.

Penggunaan dan metodologi yang lengkap dapat diperoleh dengan mengunduh tautan berikut ini:

1. Metodologi untuk mengidentifikasi *baseline* dan menghitung emisi gas rumah kaca untuk penangkapan metana dari POME.

**AMS-III.H.: Methane recovery in wastewater treatment Version 17.0.**

<http://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/OVAXUEJCAFN54BBE98CARMZU2TPMPJ>

2. Metodologi untuk mengidentifikasi *baseline* dan menghitung emisi gas rumah kaca dari pembangkitan listrik untuk pengguna rumah tangga yang berada di lokasi tanpa koneksi ke jaringan.

**AMS-I.A.: Electricity generation by the user Version 16.0.**

<http://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/8FKZJ7SG551TS2C4MPK78G12LSTW3>

3. Metodologi untuk mengidentifikasi *baseline* dan menghitung emisi gas rumah kaca dari pembangkitan listrik untuk jaringan nasional atau fasilitas konsumen yang teridentifikasi termasuk dalam jaringan nasional atau wilayah (listrik untuk jaringan PLN).

**AMS-I.D.: Grid connected renewable electricity generation Version 18.0.**

<http://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/W3TINZ7KKWCK7L8WTFQOQFQQH4SBK>

4. Metodologi untuk mengidentifikasi *baseline* dan menghitung emisi gas rumah kaca dari pembangkitan listrik untuk menggantikan pasokan listrik dari jaringan dan/atau pembangkitan listrik secara *captive* dengan menggunakan bahan bakar fosil, dan/ atau memasok listrik untuk sistem jaringan kecil dimana *baseline* proyek semua pembangkitan hanya menggunakan minyak diesel atau bahan bakar minyak.

**AMS-I.F.: Renewable electricity generation for captive use and mini grid Version 3.0.**

<http://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/9KJWQ1GOWEG6LKHX21MLPS8BQR7242>

## Lampiran 3: Peraturan dan Perundang-undangan

Tabel A.3. Peraturan dan Perundang-undangan yang Relevan dengan Proyek Biogas

Nomor Peraturan	Tentang	Relevansi dengan Proyek Biogas
Peraturan Menteri Lingkungan Hidup No. 17/2001	Produksi energi swasta	Menetapkan persyaratan untuk izin usaha bagi perusahaan produsen listrik; membebaskan produsen energi terbarukan di bawah 10 MW untuk pemakaian sendiri dari proses kajian dampak lingkungan lengkap.
Peraturan Presiden Nomor 5/2006	Kebijakan energi	Menargetkan keseimbangan energi dalam bauran energi, dan menetapkan tujuan minimal 5% energi terbarukan baru pada tahun 2020.
UU No. 30/2007	Energi	Memprioritaskan sumber energi yang tersedia secara lokal dan pembangkit energi terbarukan, dan memberikan insentif untuk mendukung kelangsungan ekonomi energi terbarukan baru. Mewajibkan pemerintah untuk menyediakan dana untuk pengembangan listrik untuk area berpenghasilan rendah, tertinggal, terpencil, dan pedesaan.
UU No. 30/2009	Listrik	Memprioritaskan penggunaan sumber daya energi yang tersedia secara lokal untuk pembangkit listrik. Mengizinkan produsen listrik independen (IPP) untuk menghasilkan dan menjual listrik kepada pengguna akhir di pasar Indonesia, memecahkan monopoli PLN.
Peraturan Menteri ESDM Nomor 31/2009	Pembelian energi terbarukan oleh PLN	Mewajibkan PLN untuk membeli energi terbarukan dengan harga tetap dari pembangkit ukuran < 10 MW atau kelebihan daya; Rp656/kWh (tegangan menengah) atau Rp1.004/kWh (tegangan rendah) ditambah faktor lokasi terapan.
Peraturan Pemerintah Nomor 52/2011	Fasilitas pajak untuk proyek baru dan proyek energi terbarukan	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 30% potongan dari laba bersih (selama 6 tahun)</li> <li>- Percepatan penyusutan dan amortisasi</li> <li>- Pajak penghasilan 10% untuk dividen yang dibayarkan kepada subjek pajak luar negeri, atau tarif yang lebih rendah berdasarkan perjanjian pajak yang berlaku</li> <li>- Kompensasi kerugian selama lebih dari 5 tahun, tetapi kurang dari 10 tahun</li> </ul>
Peraturan Pemerintah No. 94/2010	Pembebasan pajak	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Pembebasan pajak selama 5 sampai 10 tahun sejak produksi komersial</li> <li>- Potongan pajak sebesar 50% untuk 2 tahun pajak penghasilan (diatur dalam Peraturan Menteri Keuangan No. 130/PMK.011/2011)</li> </ul>
Peraturan Pemerintah No. 31/2007	Pajak Pertambahan Nilai	Pembebasan untuk pajak pertambahan nilai
UU No. 17/2006	Pembebasan cukai	Pembebasan bea untuk barang impor, diatur lebih lanjut dalam Peraturan Menteri Keuangan Nomor 76/PMK/011/2012

Nomor Peraturan	Tentang	Relevansi dengan Proyek Biogas
Peraturan Menkeu No. 21/PMK.011/2010	Insentif pajak untuk energi terbarukan	Pembebasan bea impor (untuk listrik penggunaan sendiri)
Peraturan Menkeu No. 154/PMK.011/2008 Jo No. 128/PMK.011/2009	Insentif pajak untuk energi terbarukan	Pembebasan bea impor (untuk listrik yang terhubung ke jaringan)
Peraturan Presiden No. 61/2011	Pengurangan Emisi Gas Rumah Kaca	Komitmen Pemerintah Indonesia untuk mengurangi emisi gas rumah kaca sebesar 26% dengan upaya sendiri dan 41% dengan dukungan internasional pada tahun 2020; meliputi kegiatan di bidang pertanian, kehutanan dan lahan gambut, energi dan transportasi, industri, pengelolaan limbah dan kegiatan pendukung lainnya.
Peraturan Menteri ESDM No. 4/2012	Pembelian energi terbarukan oleh PLN	Menggantikan Peraturan Menteri Energi Nomor 31/2009 tentang harga beli energi terbarukan/kelebihan daya oleh PLN untuk pembangkit < 10 MW; <i>feed-in-tariff</i> baru untuk energi terbarukan dari biogas dan biomassa mulai dari Rp975,00–1.722,50/kWh tergantung pada teknologi dan tegangan (ditambah faktor lokasi terapan).
Peraturan Menteri Negara LH No. 51/1995	Standar pembuangan air limbah	Mengatur parameter air limbah dari industri. Industri kelapa sawit diatur pada lampiran IV A dan B.
Peraturan Menteri Negara LH No. 29/2003	Pembuangan POME untuk aplikasi tanah	Mengatur parameter untuk POME yang dibuang untuk keperluan aplikasi tanah. BOD kurang dari 5000 ppm, dengan pH 6–9, dan diterapkan untuk tanah yang tidak gambut, lahan yang tidak memiliki permeabilitas lebih tinggi dari 15 cm/jam atau kurang dari 1,5 cm/jam, dan tanah dengan muka air tanah lebih dari 2 m. Sumur pemantauan harus dibangun.
Peraturan Menteri Pertanian No. 19/2011	<i>Indonesian Sustainable Palm Oil</i>	Mewajibkan semua pabrik pengolahan kelapa sawit dan perkebunan untuk mematuhi semua peraturan yang terkait dengan industri kelapa sawit. Audit diperlukan untuk memperoleh sertifikasi ISPO wajib pada 31 Desember 2013.
Peraturan Menteri ESDM No. 27/2014	Pembelian energi terbarukan oleh PLN	Menggantikan Peraturan Menteri Energi Nomor 24/2012 tentang harga beli energi terbarukan/kelebihan daya oleh PLN untuk pembangkit < 10 MW; <i>feed-in-tariff</i> baru untuk energi terbarukan dari biogas dan biomassa mulai dari Rp1.050,00–2.400,00/kWh tergantung pada tegangan dan lokasi (faktor lokasi mulai 1,0 hingga 1,6). Diberlakukan pula insentif untuk pembangkit listrik tenaga biomassa dan biogas yang menjadi <i>load follower</i> .

## Lampiran 4: Tantangan dan Potensi Penyelesaian

Proyek konversi POME menjadi energi menawarkan manfaat ekonomi dan lingkungan bagi perusahaan kelapa sawit secara khusus dan Indonesia secara umum. Dalam rangka mendorong dan mempercepat pengembangan proyek, beberapa tantangan dan potensi penyelesaian telah diidentifikasi dan ditunjukkan dalam **Tabel A.4** dibawah ini.

**Tabel A.4. Tantangan untuk Proyek Konversi POME menjadi Energi di Indonesia**

Tantangan	Potensi Penyelesaian
<b>Kurangnya informasi mengenai teknologi penangkapan metana</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Peningkatan kapasitas para pemangku kepentingan seperti perusahaan-perusahaan, pemerintah, LSM (Lembaga Swadaya Masyarakat), dan lembaga keuangan.</li> <li>• Berbagi pengetahuan oleh perusahaan-perusahaan yang telah membangun fasilitas penangkapan metana, pembangunan pusat pelatihan, penerapan standar Internasional, pembuatan panduan dan standar nasional oleh pemerintah, dan standar keselamatan untuk PLTBg.</li> </ul>
<b>Kurangnya sumber daya manusia di perusahaan-perusahaan untuk dialokasikan ke proyek</b>	<p>Pelatihan teknis standar kepada pabrik yang menjadi mitra kerja sebelum melakukan studi kelayakan untuk berbagi pengetahuan mengenai persyaratan-persyaratan dan langkah-langkah yang diperlukan (seperti: mengapa harus dipasang <i>flow meter</i>, mengapa harus memberikan data produksi, serta pasokan dan permintaan energi, dan lain-lain).</p>
<b>Kurangnya insentif</b>	<p>Kementerian Pertanian harus mendorong kewajiban pembangunan penangkapan metana melalui ISPO (<i>Indonesian Sustainable Palm Oil</i>); <i>feed-in-tariff</i> yang spesifik untuk proyek konversi POME menjadi energi; sertifikasi keberlanjutan sukarela menetapkan standar emisi GRK yang mensyaratkan instalasi penangkapan metana; poin tambahan dalam penilaian PROPER (Program Penilaian Peringkat Kinerja Perusahaan dalam Pengelolaan Lingkungan) untuk pabrik-pabrik yang memiliki fasilitas penangkapan metana dan laporan emisi GRK.</p>
<b>Terbatasnya contoh keberhasilan di Indonesia</b>	<p>Pemerintah membangun proyek pilot yang bisa dijadikan sebagai pusat pelatihan dan membuat rujukan pada proyek-proyek di negara tetangga seperti Thailand dan Malaysia.</p>
<b>Persepsi perusahaan-perusahaan mengenai sulitnya bekerja sama dengan PLN</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Akses yang lebih mudah bagi perusahaan-perusahaan dalam pengajuan PPA atau perjanjian <i>excess power</i>;</li> <li>• Kemauan dari PLN untuk berinvestasi dalam jaringan listrik baru di dekat lokasi pabrik;</li> <li>• PPA standar untuk proyek biogas.</li> </ul>
<b>Kurangnya minat untuk investasi atau penyediaan pinjaman</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fokus pada pembiayaan <i>balance-sheet</i>; mengingat proyek biogas termasuk kecil untuk skala proyek investasi, sehingga kurang menarik bagi lembaga keuangan untuk mendukung dengan skema pembiayaan proyek (<i>project financing</i>);</li> <li>• Menjadikan 2–3 proyek dalam satu paket untuk meningkatkan daya tarik investasi;</li> <li>• Memastikan kelayakan keuangan melalui studi kelayakan yang lengkap;</li> <li>• Pembangunan kapasitas lembaga keuangan dalam penilaian risiko dan karakter proyek;</li> <li>• Mengupayakan opsi pinjaman lunak.</li> </ul>



## Lampiran 5: *Proyek Capacity for Indonesian Reduction of Carbon in Land Use and Energy (CIRCLE)*

Guna merealisasikan potensi pabrik dalam menurunkan emisi dan menghasilkan listrik, proyek *Capacity for Indonesian Reduction of Carbon in Land Use and Energy (CIRCLE)* memberikan bantuan teknis kepada pabrik kelapa sawit (PKS) di Indonesia yang berminat untuk membangkitkan energi terbarukan dari POME. Winrock International melaksanakan proyek CIRCLE yang didanai oleh USAID melalui kemitraan dengan *World Wide Fund for Nature (WWF)* Indonesia. CIRCLE membantu pabrik kelapa sawit di Indonesia dengan melakukan pra-studi kelayakan, studi kelayakan, bantuan teknis, dan pembangunan kapasitas.

CIRCLE juga berbagi keahlian teknis melalui sesi pelatihan dan publikasi seperti buku panduan. Melalui buku panduan ini, Winrock International bermaksud memberikan informasi yang diperlukan sektor kelapa sawit dan para pemangku kepentingan di Indonesia mengenai teknologi pemanfaatan metana untuk mengurangi emisi gas rumah kaca dan meningkatkan produksi energi.



## Referensi

- Ahlonso, E.; Ding, Y. et al. *IPCC Third Assessment Report: Climate Change 2001 (TAR)*. [www.ipcc.ch](http://www.ipcc.ch).
- Al Seadi, Teodorita, et.al. 2008. *Biogas Handbook*. Denmark: University of Southern Denmark Esbjerg
- Anderson J., Anthony. et al. 2011. *Electricity in Indonesia – Investment and Taxation Guide*. Pricewaterhouse Coopers International Ltd.
- APX. 2008. *Operating Procedures*. The Gold Standard Registry
- ASME A13.1-2007) *Pipe Marker Labels & Signs*. USA: compliancesigns.com
- Berk, Jonathan; Demarzo, Peter. *Corporate Finance 2<sup>nd</sup> Edition*. Pearson International Edition, ISBN: 0321416805.
- Bloomberg. 2012. *The Cost of Meeting a 30% Emission Reduction Target in Europe*. Bloomberg New Energy Finance, 16 Maret 2012.
- BS ISO 4427-1. 2007. *Plastic Piping Systems – Polyethylene (PE) Pipes and Fittings for Water Supply – Part 1: General*.
- Center for Agricultural Data and Information System. 2014. *Agricultural Statistic 2013*. Kementrian Pertanian Republik Indonesia, ISBN: 979-8958-65-9.
- Damodaran, Aswath. 2012. *Investment Valuation: Tools and Techniques for Determining Value of any Assets*. New Jersey: John Wiley & Sons.
- Direktorat Jenderal Perkebunan, Kementerian Pertanian. 2011. *Development of The Palm Oil Industry in Indonesia*.
- DNPI. 2012. *Skema Karbon Nusantara Versi Ketentuan Umum Versi 0.1*.
- Droste. 1997. *Theory and Practice of Water and Wastewater Treatment*.
- Ernst & Young. 2012. *The Future of Global Carbon Markets*, Ernst & Young, 2012. EYGM Limited EYG No. AU1365.
- Feasibility Study. 2007. *Anaerobic Digester and Gas Processing Facility in the Fraser Valley*. British Columbia: Electriganz.
- Forster-Carneiro, T.; Pérez, M. et al. 2007. *Dry Thermophilic Anaerobic Digestion of Organic Fraction of Municipal Solid Waste: Focusing on The Inoculums Sources*. Biorec Techno 198: 3195-3203.
- Gerardi. 2003. *The Microbiology of Anaerobic Digesters*.
- Haatainen, Timo. 2013. *GHG Balance of Hydrotreated Vegetable Oil*. Workshop 'Sustainable Palm Oil', 23 Oktober 2013, Jakarta.
- Harper, Peter. 2011. *Economic Instruments to Reduce Greenhouse Gas Emissions and Statistical Issues Arising*. Seminar Internasional 'Green Economy and Official Statistics Seoul', 6-8 Juli 2011, Korea Selatan.
- Hinostraza, Miriam. 2011. *CDM PDD Guidebook – Navigating the Pitfalls Third Edition*. UNEP, ISBN: 978-87-550-3911-7.
- Indonesia Palm Oil Advocacy Team. 2010. *Facts of Indonesian Oil Palm First Edition*. Jakarta: Indonesian Palm Oil Board (TAMSI-DMSI).
- ISO 4427-2. 2007. *Plastic Piping Systems – Polyethylene (PE) Pipes and Fittings for Water Supply – Part 2: Pipes, First Edition*.
- Justice, Sophia. 2009. *Private Financing of Renewable Energy, UK's Department for International Development*. UNEP: Catham House Energy.

## Referensi

- Kabouris, C. John; Tezel, Ulas. et al. 2009. *Methane Recovery from The Anaerobic Codigestion of Municipal Sludge and FOG*. Biorec Tehno 100: 3701-3705.
- Korres E., Nicholas. et al. 2013. *Bioenergy Production by Anaerobic Digestion Using Agricultural Biomass and Organic Wastes*. New York: Routledge.
- Lam and Lee. et al. 2011. *Molecular Conservation of Estrogen-Response Associated with Cell Cycle Regulation, Hormonal Carcinogenesis and Cancer in Zebrafish and Human Cancer Cell Lines*. BMC Med. Genomics 4(1):41.
- Lauwers, Joost. et al. 2012. *Anaerobic Co-digestion of Fats, Oils and Grease (FOG) with Waste Activated Sludge*. AIDIC 10.3303/CET1229119.
- Marketplace. *Bloomberg New Energy Finance*.
- Møllera, H.B.; Sommer, S.G. et al. 2004. *Methane Productivity of Manure, Straw and Solid Fractions of Manure, Biomass and Bioenergy*. 26, 485.  
nachwaschende-rohstoffe.de.
- O'Keefe, D.; Chynoweth, D.P. et al. 1993. *Sequential Batch Anaerobic Composting of Municipal Solid Waste (MSW) and Yard Waste*. Wat. Sci. Techn. 27, 77-86.
- Pauss. 1990. *Liquid to Mass Transfer in Anaerobic Processes*.
- Peters-Stanley, Molly. et al. 2011. *State of the Voluntary Carbon Markets 2011*.  
New York: Ecosystem Marketplace, Bloomberg New Energy Finance.
- Solomon, S.; Quin, D. et al. *IPCC Fourth Assessment Report: Climate Change 2007 (AR4)*. www.ipcc.ch.
- Suharto, Rosediana. *ISPO Certification and GHG Criteria*. ISPO: Workshop 'Sustainable Palm Oil', 23 Oktober 2013.
- Tim Penulis GAPKI. 2013. *Indonesia dan Perkebunan Kelapa Sawit dalam Isu Lingkungan Global*. Gabungan Pengusaha Kelapa Sawit Indonesia (GAPKI).
- UNEP. 2011. *Towards a Green Economy: Pathways to Sustainable Development and Poverty Eradication*. UNEP.
- UNFCCC. 2012. *AMS.I.A Version 16: Electricity Generation by the User*. cdm.unfccc.int.  
diakses pada 26 Januari 2015.
- UNFCCC. 2014. *AMS. I.D Version 18: Grid Connected Renewable Energy Generation*. cdm.unfccc.int.  
diakses pada 26 Januari 2015.
- UNFCCC. 2014. *AMS.I.F Version 3: Renewable Electricity Generation for Captive Use and Mini Grid*. cdm.unfccc.int. diakses pada 26 Januari 2015.
- UNFCCC. 2014. *AMS.III-H Version 17: Methane Recovery in Wastewater Treatment*. cdm.unfccc.int.  
diakses pada 26 Januari 2015.
- UNFCCC. 2010. *CDM Methodology Booklet*.
- UNFCCC. *CDM Registry*. cdm.unfccc.int. diakses pada Januari 2014.
- US Occupational Safety and Health Administration.  
www.biogas-center.com  
www.coleparmer.com  
www.iscc-system.org  
www.metallurgist.com  
www.rspo.org



**USAID**  
FROM THE AMERICAN PEOPLE



**WINROCK**  
INTERNATIONAL

**Kantor Winrock Jakarta**

Graha STR, Lantai 2, Ruang 208  
Jalan Ampera Raya No. 11B Ragunan, Pasar Minggu  
Jakarta Selatan 12550 - Indonesia

Tel. : +62-21 780 6884

Fax. : +62-21 781 1659

[www.winrock.org](http://www.winrock.org)