

Optimasi Logistik LNG Skala Kecil untuk Menurunkan Biaya Pokok Produksi Pembangkit Listrik Di Bangka, Belitung dan Pontianak

Sutrasno Kartohadjono ¹⁾, Edwin Aldrin ²⁾

^{1),2)}Departemen Teknik Kimia, Universitas Indonesia
Kampus UI Depok 16424
Email : sutrasno@che.ui.ac.id

Abstrak. LNG skala kecil merupakan salah satu alternatif pasokan gas untuk pembangkit listrik yang lokasinya tersebar di kepulauan seperti Bangka, Belitung dan Pontianak. LNG yang ditransportasikan dari terminal likuifaksi LNG harus dioptimasi pola pendistribusiannya ke masing-masing lokasi pembangkit. Optimasi dilakukan terhadap faktor biaya yang meliputi biaya transportasi dan regasifikasi LNG di setiap lokasi. Sebuah model matematis dibuat untuk mensimulasikan dua skenario untuk pendistribusian LNG yaitu Milk-run dan Point to Point. Hasil dari optimasi logistik menjadi dasar pembuatan desain terminal regasifikasi. Desain terminal regasifikasi yang diperoleh akan dihitung biaya investasi dan keekonomiannya. Keekonomian dari terminal regasifikasi tersebut menentukan biaya pokok produksi (BPP) tenaga listrik di Bangka, Belitung dan Pontianak. Dari studi ini disimpulkan skenario Milk-run lebih efisien dibandingkan secara Point to Point dengan biaya transportasi sebesar 0,61 USD/MMSCF. Sementara biaya storage/regas 0,85 USD/MMBTU untuk MPP Bangka, 0,84 USD/MMBTU untuk MPP Belitung, 0,83 untuk MPP Kalimantan Barat dan 0,83 USD/MMBTU untuk Peaker Pontianak. Total potensi penghematan yang diperoleh terhadap BPP sebesar 50 milyar Rupiah/tahun dan 514 milyar rupiah/tahun terhadap HSD.

Kata kunci: Logistik, LNG skala kecil, Regasifikasi.

1. Pendahuluan

PT X merupakan pengguna gas bumi terbesar di Indonesia dan sering disebut sebagai anchor buyer. Kontribusi pembangkit listrik PT X berbasis gas bumi dalam bauran energi terus mengalami peningkatan hingga 29 % sehingga gas bumi merupakan jenis bahan bakar kedua terbanyak untuk menghasilkan tenaga listrik setelah batubara.

Berdasarkan data statistik internal PT X [9] persentase biaya bahan bakar terhadap beban usaha mencapai 68,93%, sementara persentase gas terhadap bahan bakar adalah 28%. Bila memperhatikan pertumbuhan kebutuhan gas PT X dengan harga gas yang terus mengalami kenaikan beberapa tahunnya, maka biaya bahan bakar gas akan mengalami kenaikan signifikan. Biaya pengadaan gas mengalami kenaikan dari 50 triliun rupiah pada tahun 2016 akan menjadi 144 triliun rupiah pada tahun 2025 atau naik hampir tiga kali lipat.

Dalam kajian ini penulis mengambil studi kasus pemenuhan kebutuhan gas di Bangka, Belitung dan Pontianak. PT X dihadapkan pada tantangan dalam mentransportasikan gas ke masing-masing lokasi pembangkit yang tidak terjangkau oleh jaringan gas pipa. Kebutuhan gas yang volumenya relatif kecil akan menjadi tantangan tersendiri dalam menyediakan infrastruktur yang dapat memenuhi nilai keekonomian proyek dan target penurunan BPP. Untuk sistem logistik LNG skala kecil maka porsi biaya non-gas akan menjadi semakin besar karena sistem logistik yang lebih kompleks dan volume distribusi gas yang kecil. Untuk meningkatkan efisiensi sistem logistik pasokan gas akan diintegrasikan dalam satu kluster yang mengambil sumber pasokan LNG dari Kilang LNG Bontang.

Disinilah optimasi logistik berperan penting dalam mengendalikan biaya pasokan gas ke masing-masing pembangkit. Ditargetkan optimasi dari sisi rantai pasok pasokan gas dapat menurunkan harga gas di plant gate yang berdampak langsung kepada BPP Pembangkit karena porsi biaya pembentuk pada BPP yang terbesar adalah biaya bahan bakar gas.

Tahap awal penelitian dimulai dengan melakukan analisa pasokan dan kebutuhan pembangkit gas eksisting dan rencana dalam RUPTL [8]. Data proyeksi kebutuhan gas dan lokasi pembangkit di Bangka Belitung dan Pontianak yang diperoleh dipetakan dalam Gambar 1 sementara kapasitas dan kebutuhan gas dari

masing-masing pembangkit disajikan pada Tabel 1. Lokasi tangki penyimpanan telah ditetapkan oleh PT X sementara lokasi sumber LNG ditentukan sebagai salah satu batasan untuk kalkulasi optimisasi. Optimisasi dilakukan menggunakan perangkat lunak MILP dengan fungsi solver Lingo [5]. Hasil simulasi model optimisasi memberikan informasi kapal untuk transportasi LNG yang menghasilkan biaya transportasi dan penghematan terhadap BPP dan pemakaian HSD. Metode penelitian yang dilakukan penulis mirip dengan yang dilakukan oleh Bittante. A[1], A. Rakhmawan. A [11], Putra. MA [10] yaitu dengan menggunakan model MILP.



Gambar 21 Peta Kluster Bangka – Belitung – Pontianak

Tabel 1 Kapasitas Pembangkit dan Permintaan Gas

No	Power Plant Name	Type	Capacity (MW)	Coordinate	Gas Demand (MMSCFD)	Capacity Factor
1	MPP Belitung	PLTG	25	107°33'49.2"E 2°53'38.0"S	4.80	0.7
2	MPP Bangka	PLTG	50	106°08'58.8"E 2°04'45.3"S	9.70	0.7
3	MPP Kalbar	PLTG	100	109°12'11.7"E 0°03'28.1"N	19.30	0.7
4	Pontianak Peaker	PLTG/MG	100	109°19'41.22"E 0°00'08.3"N	8.6	0.31
TOTAL			325		42.4	

Kebutuhan gas untuk masing-masing pembangkit dalam satu periode dihitung berdasarkan capacity factor, nilai kalor gas (HHV), dan efisiensi pembangkit (heat rate) dengan formulasi sebagai berikut :

$$Gd = (P \times CF \times \text{Heat rate}) \times h / \text{HHV} \quad 1$$

Dimana :

CF = Capacity Factor
P = Kapasitas Listrik Pembangkit (kW)
Heat rate = Laju panas (Btu/kWh)
Gd = Volume kebutuhan gas per hari (SCFD)
H = Periode (jam)
HHV = High Heating Value (Btu/ SCF)

Model Logistik

Perencanaan logistik dituangkan dalam fungsi objektif model optimasi untuk mendapatkan biaya skema LNG yang paling efisien untuk memasok kebutuhan gas setiap pembangkit sebagai berikut:

$$\min Z = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I \sum_{j=1}^J Trans_{t,i,j} Q_{t,i,j} \quad 2$$

$$Trans_{t,i,j} = \frac{(Capex.CRF + O\&M + FC)}{Q_{t,i,j}} \quad 3$$

Keterangan:

t	= tahun
i	= node lokasi sumber LNG
j	= node lokasi pembangkit
Z	= biaya transportasi minimum (USD)
$Trans_{t,i,j}$	= biaya transportasi antar node
$Q_{t,i,j}$	= volume LNG dalam satu periode (MMBTU)
Capex	= Biaya Investasi (USD)
CRF	= <i>Cost Recovery Factor</i> (Konstantan/tahun)
O&M	= Biaya Operasional (USD/tahun)
FC	= Biaya Bahan Bakar (USD/tahun)

Skema logistik paling efisien diperoleh dari biaya transportasi minimum dari penjumlahan total biaya transportasi. Decision variable dari persamaan optimasi ini adalah volume pasokan LNG dan biaya transportasi LNG. Model optimasi ini akan diselesaikan menggunakan perangkat optimasi Lingo [5].

Perhitungan lamanya round trip kapal ditentukan oleh persamaan yang dirumuskan oleh Michael Nikolou (2010) berikut :

1. Skema transportasi *point to point*.

$$T_{i,j,k} = 4T_{connect} + 2\frac{D_{i,j}}{S_k} + \frac{V_k}{q_{load}} + \frac{V_k}{q_{unload}} \quad 4$$

2. Skema transportasi *Milk Runs*.

$$T_{i,j,k} = 2T_{connect_{i,j}} + T_{i,j} + \frac{V_k}{q_{load}} + \frac{V_k}{q_{unload}} \quad 5$$

Dimana,

$T_{i,j,k}$	= Waktu yang dibutuhkan kapal untuk satu perjalanan (Jam)
$T_{j,k}$	= Waktu yang dibutuhkan untuk mentransportasikan gas dari hub ke setiap lokasi penerima secara berturutan (jam)
$T_{i,j}$	= Waktu yang dibutuhkan untuk mentransportasikan gas dari sumber ke setiap lokasi penerima secara berturutan (jam)
$D_{i,j}$	= Jarak tempuh dari satu lokasi ke lokasi lain (Nm)
S_k	= Kecepatan rata-rata kapal (knot)
$Ntrip_{t,i,j}$	= Banyaknya perjalanan yang dilakukan dalam satu tahun (<i>roundtrip</i> /tahun)
$T_{i,j,k}$	= Waktu operasional kapal dalam satu tahun (jam)
$Q_{tot,t,i,j}$	= Jumlah total LNG yang dibawa selama satu tahun (m3)
V_k	= Ukuran/volume kapal yang digunakan (m3)
q_{unload}	= <i>Gas unloading rate</i> (m3/jam)
q_{load}	= <i>Gas loading rate</i> (m3/jam)
$T_{connect}$	= Waktu yang dibutuhkan untuk melakukan penyambungan dan pelepasan pipa untuk proses <i>loading unloading</i> (jam)

Pada model optimasi logistik terdapat batasan-batasan kondisi yang tidak boleh dilakukan saat pengiriman LNG sebagaimana berikut:

Banyaknya volume pasokan LNG dari fasilitas LNG ($Q_{t,i,j}$) harus sama dengan banyaknya permintaan LNG pada lokasi tersebut (Q_{demand_t})

$$Q_{t,ij} \geq Q^{demand}_{t,ij} \quad 6$$

Pada jaringan terminal penerima (*storage*) dimana volume LNG ($Qv_{t,i}$) yang di *loading* dari vessel harus sama dengan kapasitas *storage* itu sendiri ($Qst_{t,i}$).

$$Qv_{t,i} \leq Qst_{t,i} \quad 7$$

Batasan waktu pengiriman LNG dari sumber ke storage dapat dilihat pada persamaan berikut.

$$T_{i,j,k} \leq T_{\text{consumption}} \quad 8$$

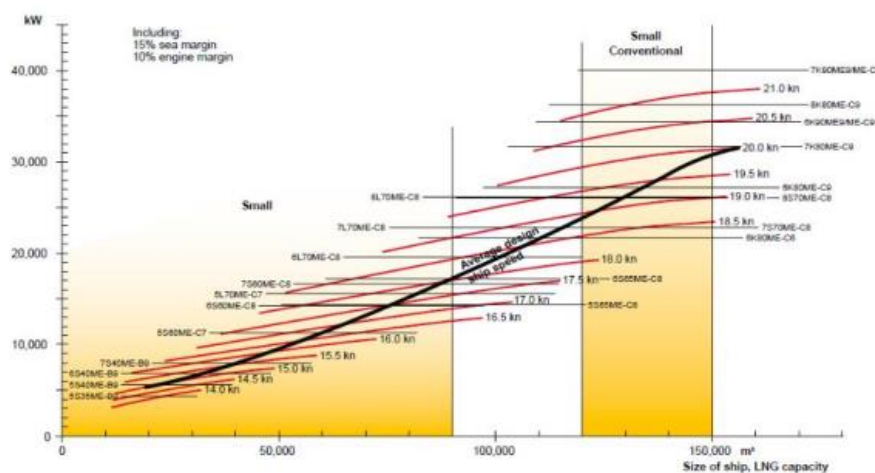
Data permintaan LNG diperoleh dari kebutuhan gas pada masing-masing lokasi Pembangkit sesuai dengan RUPTL 2017-2026 [8] dan rencana pola operasinya sebagai kapasitas *balance* kelistrikan yang dipengaruhi oleh kenaikan pertumbuhan kebutuhan listrik setempat. Demand LNG untuk pembangkit di Bangka Belitung dan Pontianak ditunjukkan oleh tabel 1 diatas.

Komponen biaya transportasi (*shipping*) dapat dilihat pada tabel di bawah ini.

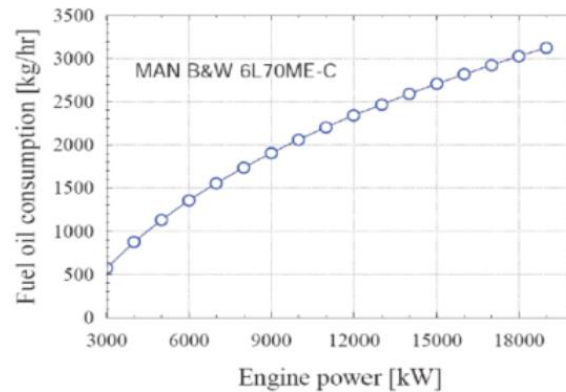
Tabel 2 Komponen Biaya Shipping [3]

Size (m ²)	Capex (Million \$)	Capex (thousand \$/m ²)	Typical Crew number	Typical harbor Cost (Europe)
215.000	250	6	30-35	100-200k\$ per visit
135.000	170	6.5	25-35	75-150k\$ per visit
28.000	80	15	15-20	25-40k\$ per visit

Sedangkan untuk biaya operasi pada *LNG carrier* adalah sekitar 4% dari total *capex* yang meliputi biaya untuk tenaga kerja dan maintenance [12]. Biaya operasi kapal LNG meliputi biaya untuk tenaga kerja dan pemeliharaan. Sementara biaya bahan bakar dihitung berdasarkan Gambar 3 dan Gambar 4.



Gambar 22 Kebutuhan Daya Untuk Fungsi Kapasitas Kapal LNG Dan Kecepatan [6]



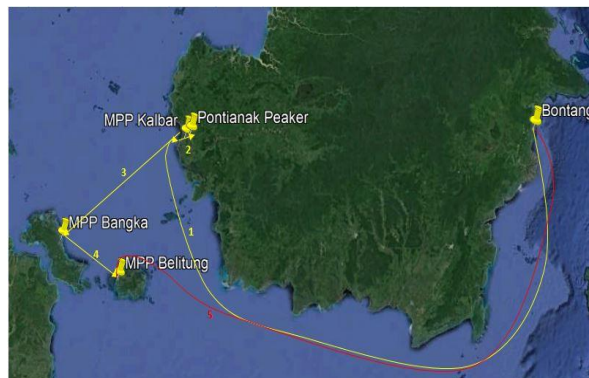
Gambar 23 Engine Power vs Fuel Consumption [6]

Untuk menentukan jumlah bahan bakar yang dibutuhkan oleh kapal LNG harus memperhitungkan kebutuhan engine power mengacu pada kapasitas dan kecepatan kapal dari Gambar 3.

2. Pembahasan

Hasil nalisis optimasi dilakukan menggunakan skema Milk-Run dan Point to Point untuk mendapatkan skema pengiriman LNG yang paling efektif dengan biaya paling rendah dalam memasok LNG ke 4 titik penyerahan pada pembangkit listrik. Pengertian skema optimasi milk-run adalah proses pengambilan, pengangkutan dan pengiriman pada waktu yang telah ditentukan terhadap rute yang juga telah ditentukan. Sedangkan pengertian skema distribusi point to point adalah pola distribusi yang umum terjadi ketika sebuah pesanan khusus dan spesifik harus dipenuhi, yang seringkali menciptakan masalah less than full load (LTL) juga backhaul.

Analisa Optimasi dengan Skema Milk – Run



Gambar 24 Skema pengiriman LNG dengan metode Milk-Run

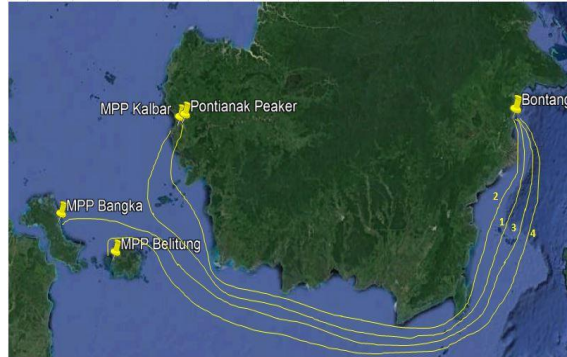
Tabel 3 Perhitungan biaya regas/storage (RC)

Lokasi	Volume demand (mmscfd)	Annual capex storage (USD)	Annual capex Regas (USD)	Opex (USD)	Annual Fuel Cost Regas (USD/year)	Biaya storage/regas (RC) (USD/MMBTU)
Belitung	4,8	58.078,8	1.017.953	464.000	152.95	0,85
Bangka	9,7	916.157,7	2.035.906	928.000	309.09	0,84
Kalbar	19,3	1.813.228,8	4.029.397,2	1.836.666,7	614.98	0,83
Pontianak	8,6	801.638	1.781.417,7	812.000	274.03	0,83

Skema transportasi *milk-run* pada simulasi ini memberikan jumlah biaya transposrtasi dan biaya *storage/regas* yaitu sebesar 1,44 USD/MMSCF namun dari sisi keamanan dan keandalan pasokan (*security of supply*) lebih rentan karena hanya menggunakan satu buah kapal yang berkeliling

mengunjungi setiap lokasi pembangkit sehingga apabila terjadi gangguan pada kapal tersebut maka pasokan LNG ke semua lokasi pembangkit listrik akan mengalami kendala.

Analisa Optimasi dengan Skema Point to Point



Gambar 25 Skema pengiriman LNG dengan metode Point to Point

Tabel 4 Perhitungan annual capex, opex storage dan regas serta biaya storage/regas

Lokasi	Volume demand (mmscfd)	Annual capex storage (USD)	Annual capex Regas (USD)	Opex (USD)	Annual Fuel Cost Regas (USD/year)	Biaya storage/regas (RC) (USD/MMBTU)
Belitung	4,8	381.732,4	848.294,2	386.666,7	152,95	0,70
Bangka	9,7	801.638,0	1.781.417,7	812.000	309,09	0,73
Kalbar	19,3	1.546.016,1	3.435.591,3	1.566.000	614,98	0,71
Pontianak	8,6	706.204,9	1.569.344,2	715.333,3	274,03	0,73

Skema transportasi point to point pada simulasi ini memberikan jumlah biaya transportasi dan biaya storage/regas yaitu sebesar 1,41 USD/MMSCF untuk MPP Belitung, 1,69 USD/MMSCF untuk MPP Bangka, 1,42 USD/MMSCF untuk MPP Kalbar dan 1,68 USD/MMSCF untuk Peaker Pontianak. Dari sisi keamanan dan keandalan pasokan (security of supply) lebih aman karena menggunakan empat buah kapal yang masing-masing mengunjungi setiap lokasi pembangkit sehingga apabila terjadi gangguan pada salah satu kapal maka pasokan LNG lainnya tidak akan mengalami kendala.

Penghematan terhadap BPP dan HSD

Dengan menggunakan asumsi perhitungan demand masing-masing pembangkit, biaya termurah yang dikeluarkan untuk menggunakan bahan bakar LNG, biaya HSD dengan asumsi harga ICP 70 USD/bbl dan kurs rupiah terhadap dolar adalah Rp 14.800,-/USD, maka dapat di hitung penghematan BPP yang dilakukan dalam satu tahun adalah total sebesar 50 milyar rupiah dan biaya penghematan HSD sebesar 514 Milyar rupiah.

Tabel 5 Perhitungan Penghematan BPP dan HSD

Pembangkit	Produksi (kWh)	Total Biaya Produksi (Rp/kWh)	BPP Kepmen 1772/2017 (Rp/kWh)	BPP HSD (Rp/kWh)	Penghematan/ (loss) thd BPP Kepmen (Rp/kWh)	Penghematan/ (loss) thd BPP HSD (Rp/kWh)	Total Penghematan/ (loss) thd BPP Kepmen (Juta Rp/ tahun)	Total Penghematan/ (loss) thd BPP HSD (Juta Rp/ tahun)
MPP Belitung	85.410.000	1.756	1.887	2.642	131	886	11.189	75.634
MPP Bangka	127.020.000	1.757	2.247	2.642	490	884	62.179	112.293
MPP Kalbar	367.920.000	1.755	1.692	2.642	-63	887	(23.002)	326.354
Total Penghematan/ (Loss)							50.365	514.283

3. Kesimpulan

- Apabila Kebutuhan gas untuk Pembangkit Listrik MPP Belitung, Bangka, Kalimantan Barat, dan Peaker Pontianak dapat dipasok dari sumber LNG di Bontang (Pertamina EP) dalam bentuk cair (LNG) dengan skema transportasi *Milk-run* maka diperoleh biaya transportasi secara keseluruhan dalam satu kluster adalah sebesar 0,61 USD/MMSCF dengan biaya storage/regas 0,85 USD/MMBTU untuk MPP Bangka, 0,84 USD/MMBTU untuk MPP Belitung, 0,83 untuk MPP Kalimantan Barat dan 0,83 USD/MMBTU untuk Peaker Pontianak.
- Perhitungan biaya transportasi dan storage/regasifikasi dengan skema transportasi *Point to Point* untuk masing-masing lokasi diperoleh sebagai berikut :
 - a. MPP Belitung, biaya transportasi sebesar 0,70 USD/MMSCF dan biaya storage/regas sebesar 0,70 USD/MMBTU.
 - b. MPP Bangka, biaya transportasi sebesar 0,96 USD/MMSCF dan biaya storage/regas sebesar 0,80 USD/MMBTU.
 - c. MPP Kalimantan Barat, biaya transportasi sebesar 0,71 USD/MMSCF dan biaya storage/regas sebesar 0,71 USD/MMBTU.
 - d. Peaker Pontianak, biaya transportasi sebesar 0,95 USD/MMSCF dan biaya storage/regas sebesar 0,73 USD/MMBTU.
- Dari kedua skema transportasi untuk logistik LNG di Bangka Belitung dan Pontianak dengan 4 lokasi pembangkit listrik tenaga gas sebagaimana dalam penelitian ini, maka biaya transportasi yang paling murah adalah dengan menggunakan skema transportasi *Milk-run* dengan biaya sebesar 0,61 USD/MMSCF.
- Total potensi penghematan yang diperoleh terhadap BPP sebesar 50 milyar Rupiah/tahun dan 514 milyar rupiah/tahun terhadap HSD.

Daftar Pustaka

- [1]. Bittante, A.; Jokinen, R.; Pettersson, F.; Saxén, H. *Optimization of LNG Supply Chain: Computer Aided Chemical Engineering* **2015**, 37, 779-784.
- [2]. GIIGNL. *GIIGNL Annual Report 2017*; 2017.
- [3]. International Gas Union. *World LNG Report*; 2017
- [4]. Jokinen, R.; Pettersson, F.; Saxén, H. *An MILP Model For Optimization of A Small-Scale LNG Supply Chain Along A Coastline: Applied Energy* **2015**, 138, 423-31.
- [5]. LINDO Systems. *What's Best User Manual*; Chicago, 2010.
- [6]. MAN Diesel & Turbo. *MAN Dual Fuel Diesel Engine Catalog*; 2013.
- [7]. Nikolaou, M. *Optimizing the logistics of compressed natural gas transportation by marine vessels: Natural Gas Science and Engineering* **2010**, 2, 1-20.
- [8]. PLN. *Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) 2017-2026*; 2017.
- [9]. PLN. *Internal Report*; 2018.
- [10]. Putra, MA. *Desain Rantai Pasok Gas Alam Cair (LNG) untuk Kebutuhan Pembangkit Listrik di Indonesia Bagian Timur: Jurnal Teknik ITS* **2016**, 5, 77-82.
- [11]. Rakhmawan, A. *Optimisasi Rantai Suplai Mini LNG Untuk Pembangkit Listrik di Wilayah Indonesia Timur*; 2016.
- [12]. Seddon D. *Gas usage & value: the technology and economics of natural gas use in the process industries*; PennWell Books, 2006.