

OPTIMISASI RANTAI SUPLAJ MINI LNG UNTUK PEMBANGKIT LISTRIK DI WILAYAH INDONESIA TIMUR

Arif Rakhmawan ^{1*)}, Widodo W. Purwanto²

1. Departemen Teknik Kimia, Fakultas Teknik, Universitas Indonesia, Depok, 16424, Indonesia
2. Departemen Teknik Kimia, Fakultas Teknik, Universitas Indonesia, Depok, 16424, Indonesia

*) E-mail: arif.rakhmawan@ui.ac.id

Abstrak

Tantangan utama dalam proses pendistribusian gas di wilayah Indonesia Timur adalah kondisi geografis daerahnya dimana terdiri dari berbagai pulau yang tersebar, variasi jumlah kebutuhan gas dan ketersediaan infrastruktur perpipaan yang kurang memadai. Transportasi gas bumi dalam bentuk rantai suplai Mini LNG sampai ke titik pembangkit listrik adalah salah satu opsi yang potensial untuk menggantikan minyak diesel sebagai bahan bakar. Optimisasi logistik digunakan untuk mendapatkan skenario transportasi LNG yang terbaik dengan biaya suplai terendah. Berdasarkan analisa dan hasil perhitungan optimisasi logistik disimpulkan bahwa pembagian 4 zona distribusi di Indonesia Timur adalah yang paling optimal dengan menggunakan metode transportasi *Milk and Run*. Kapasitas kapal pengangkut LNG untuk daerah Sulawesi Tengah dan Sulawesi Selatan masing-masing adalah 1 buah kapal berkapasitas 30.000 m³. Daerah Maluku memiliki 1 buah kapal berkapasitas 19.000 m³ dan untuk daerah Papua adalah 3 buah kapal masing-masing berkapasitas 30.000 m³, 10.000 m³ dan 2.500 m³. Jumlah dan kapasitas Tangki Regasifikasi untuk daerah Sulawesi Tengah adalah 4 buah tangki berkapasitas 7.000 m³, 5.000 m³, 4.000 m³ dan 4.500 m³. Daerah Sulawesi Selatan terdiri dari 2 buah tangki 4.000 m³, 2 buah tangki 3.000 m³, dan 2 buah tangki 5.000 m³. Daerah Maluku terdiri dari 2 buah tangki 2.300 m³, 8 buah tangki 1.200 m³ dan 4 buah tangki 600 m³. Untuk Daerah Papua memiliki 4 buah tangki 7.500 m³, 1 buah tangki 2.500 m³, 9 buah tangki 1.200 m³ dan 1 buah tangki 600 m³. Biaya suplai tertinggi untuk 4 wilayah tersebut sebesar 13,48 USD/MMBTU (Maluku) yang mana masih dibawah harga suplai minyak diesel sebesar 15.6 USD/MMBTU.

Kata kunci: optimisasi, listrik, rantai suplai, Mini LNG, Indonesia Timur.

Optimization of Small Scale LNG Supply Chain to Power Plant in Eastern Indonesia

Abstract

The main challenge in the process of gas distribution in Eastern Indonesia is the geographical conditions of the region which consists of scattered islands, a variety of natural gas demand and the lack of the existing piping infrastructure. Gas transportation in the form of supply chain with small scale LNG delivered to the Power Plant is a potential option replacing diesel oil as a fuel. Logistics optimization is used to find the best scenario of LNG transportation with the lowest supply cost. Based on analysis and the results of the logistic optimization calculations concluded that 4 distribution zones in the Eastern Indonesia are the most optimal distribution area by using of Milk and Run's transportation methods. The Small LNG carrier capacity for Sulawesi Tengah and Sulawesi Selatan region each are 1 unit of 30.000 m³. Maluku region has 1 unit of 19.000 m³ and Papua region has 3 vessels which has a capacity of 30.000 m³, 10.000 m³ and 2.500 m³ respectively. The number and capacity of LNG Storage Tank in the Regasification Terminal for Sulawesi Tengah are 4 Tanks which has a capacity of 7.000 m³, 5.000 m³, 4.000 m³ and 4.500 m³ respectively. Sulawesi Selatan region consists of 2 units of 4.000 m³, 2 units of 3.000 m³, and 2 units of 5.000 m³. The Maluku region consists of 2 units of 2.300 m³, 8 units of 1.200 m³ and 4 units of 600 m³. And for Papua region has 4 units of 7.500 m³, 1 unit of 2.500 m³, 9 units of 1.200 m³ and 1 unit of 600 m³. The highest Supply Cost of each region is 13,48 USD/MMBTU (Maluku) which is still lower than supply cost of diesel oil about 15.6 USD/MMBTU.

Keywords: optimization, electricity, Supply Chain, Small Scale LNG, Eastern Indonesia.

Pendahuluan

Permintaan kebutuhan gas bumi sebagai salah satu sumber energi di wilayah Indonesia khususnya bagian timur semakin meningkat dari tahun ke tahun. Seiring dengan berjalannya program listrik 35.000 MW yang telah dicanangkan oleh pemerintah saat ini, kebutuhan gas tersebut diprediksi akan terus meningkat ketika gas bumi tersebut akan digunakan sebagai bahan bakar utama pembangkit tenaga listrik menggantikan minyak diesel yang mempunyai biaya kelistrikan (*electricity cost*) lebih tinggi dibandingkan gas bumi.

Distribusi gas bumi yang dilakukan di wilayah Indonesia Bagian Timur masih lebih sedikit jika dibandingkan dengan wilayah Indonesia Bagian Barat, karena wilayah Indonesia Bagian Timur memiliki kondisi geografis yang terdiri dari berbagai pulau yang tersebar secara luas dan kondisi perairan laut yang lebih dalam dan juga kurangnya ketersediaan infrastruktur perpipaan yang sudah terpasang. Konsep transportasi dengan Mini LNG beserta terminal Regasifikasi-nya muncul sebagai opsi yang potensial untuk mengangkut gas alam sebagai pembangkit listrik menggantikan minyak diesel. Proses pengiriman LNG dengan kapal (termasuk penentuan jenis dan ukurannya) sampai penerimaan di terminal regasifikasi dan distribusi gas sampai ke konsumen merupakan suatu rantai suplai (*supply chain*) yang sangat kompleks. Diperlukan suatu skema pengembangan yang rinci untuk menghasilkan desain yang optimal sesuai dengan kebutuhan, sehingga tercapai nilai ekonomisnya.

Studi optimisasi mengenai rantai nilai mini LNG masih jarang dilakukan dan dipublikasikan. Raine Jokinen et.al telah melakukan studi optimisasi rantai nilai mini LNG menggunakan Mixed Integer Linear Programming (MILP) dengan mengambil contoh kasus di garis pantai Finlandia (2014). Suplai LNG dari suatu *LNG Terminal* skala besar akan didistribusikan ke beberapa *Satelite Terminal* yang lebih kecil ukurannya dan terletak di daerah pinggir pantai menggunakan kapal berukuran mini LNG untuk selanjutnya didistribusikan ke berbagai titik pelanggan yang terletak di daerah terpencil. Dari hasil studi diperoleh beberapa daerah yang akan dibangun sebagai *Satelite Terminal* beserta kapasitasnya dan jumlah serta ukuran kapal sehingga biaya suplai gas sampai pelanggan menjadi minimum. Studi optimisasi logistik mengenai transportasi CNG menggunakan kapal juga pernah dilakukan oleh Michael Nikolou (2010). Dalam studinya, terdapat dua konsep utama dalam jalur pengapalan CNG dari Terminal Suplai sampai penerima yaitu secara "*Hub and Spoke*" dan "*Milk Run*".

Pada penelitian ini, rumusan masalah yang akan diselesaikan adalah bagaimana mendapatkan skenario rantai suplai mini LNG yang optimum untuk dikembangkan di wilayah Indonesia Bagian Timur? Perluasan zona distribusi diharapkan dapat mengurangi biaya investasi kapal karena menggunakan kapal pengangkut LNG yang lebih besar dan jumlah yang lebih sedikit. Sedangkan tujuan yang ingin dicapai pada penelitian ini adalah mendapatkan skenario rantai suplai Mini LNG yang terbaik untuk dapat diaplikasikan di wilayah Indonesia Bagian Timur dengan cara melakukan optimisasi rantai suplai Mini LNG sampai titik pembangkit listrik sehingga diperoleh biaya suplai gas yang minimal.

Metodologi

Rantai suplai Mini LNG dimulai dari Pabrik Pencairan LNG, Transportasi, Terminal Regasifikasi dan Distribusi Pipa sampai titik pembangkit listrik. Dalam penelitian ini Pabrik Pencairan LNG tidak dimasukkan dalam lingkup bahasan karena produk LNG sudah didapatkan dari kilang LNG skala besar yang berada di Indonesia Timur, Seperti LNG Tangguh, LNG Donggi Senoro, LNG Sengkang dan LNG Masela.

C_s	=	Biaya Capex kapal jenis -s (USD)
C_t	=	Biaya Capex Tanki Penyimpanan LNG -t (USD)
D_c	=	Biaya distribusi dari LNG Terminal ke titik Pembangkit (USD/MMBTU)
D_g	=	Gas Demand (MMSCFD)
D_p	=	Total Jarak tempuh kapal jenis-s (km / tahun)
D_x	=	Jarak dari terminal ke kota x (km)
F_c	=	Biaya bahan bakar kapal jenis-s (USD / Liter)
F_s	=	Konsumsi bahan bakar kapal jenis-s (Liter / km)
G_c	=	Biaya Suplai (USD/MMBTU)
L	=	Jarak rute pelayaran (km)
L_c	=	Harga LNG dari Plant (USD/MMBTU)
n_c	=	banyaknya putaran perjalanan kapal jenis-s (/ tahun)
N_s	=	Jumlah kapal jenis-s
P_c	=	Biaya material pipa (USD / km)
q_c	=	Laju pengiriman gas (m^3/hr)
q_{load}	=	Laju untuk Loading (m^3/hr)
q_{unload}	=	Laju untuk Unloading (m^3/hr)

R_c	=	Biaya Regasifikasi di LNG Terminal (USD/MMBTU)
S_c	=	Biaya di shipping (USD/MMBTU)
t_c	=	Waktu dalam satu cycle (jam)
T_C	=	Biaya Mini LNG Regasifikasi (USD/MMBTU)
T_{RT}	=	Waktu dalam satu trip (jam)
T_s	=	Kapasitas tangki penyimpanan (m^3)
v	=	Kecepatan kapal (km/hr)
V_s	=	Jenis kapal berdasarkan kapasitas muatan (m^3)

1. Biaya transportasi (S_c)

Persamaan di bawah ini menunjukkan biaya transportasi:

$$S_c = 1,05 \sum_t^T \sum_s^S N_s \cdot V_s \cdot C_s + \sum_t^T \sum_s^S N_s \cdot F_s \cdot F_c \cdot D_p \quad (1)$$

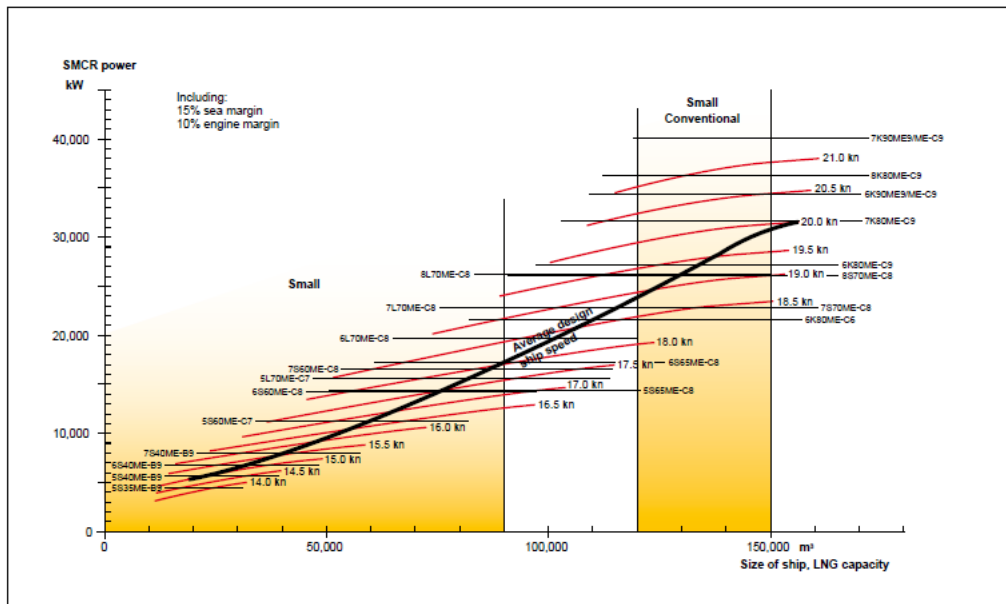
Persamaan pertama mengindikasikan biaya Capex kapal dan Operating and Maintenance (O&M) dari kapal selama kurun waktu satu tahun, sedangkan persamaan kedua mengindikasikan biaya bahan bakar dari kapal selama perjalanan sampai ke pelabuhan yang dituju. Angka 1,05 menunjukkan adanya tambahan biaya operasional dan perawatan dari kapal sebesar 5% dari total harga capex kapal dalam waktu 1 tahun. Transportasi yang digunakan untuk mengirimkan dari LNG Plant ke LNG terminal adalah dengan memakai kapal mini LNG. Kapasitas kapal yang digunakan dalam optimasi yaitu 1,000 m^3 ; 2,500 m^3 ; 7,500 m^3 ; 10,000 m^3 ; 12,000 m^3 ; 15,600 m^3 ; 19,000 m^3 dan 30,000 m^3 dengan kecepatan rata-rata 15 knot. Biaya investasi untuk berbagai ukuran LNG carrier terdapat pada tabel 1, sedangkan Gambar 1 di bawah ini menunjukkan daya mesin LNG Carrier untuk berbagai kapasitas, sehingga biaya konsumsi bahan bakar untuk tiap kapasitas kapal bisa dihitung.

Tabel 1. Biaya Kapal Mini LNG

Size (m^3)	Capex (Million \$)	Capex (thousand \$/ m^3)	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

(Sumber : International Gas Union, 2014)

Gambar 1 di bawah ini menunjukkan daya mesin LNG Carrier untuk berbagai kapasitas, sehingga biaya konsumsi bahan bakar untuk tiap kapasitas kapal bisa dihitung.



Gambar 1. Daya mesin LNG Carrier berdasarkan kapasitas.
(Sumber : MAN Diesel & Turbo, 2013)

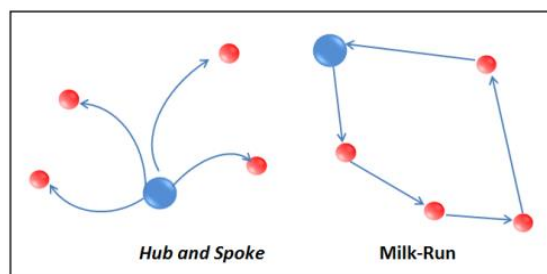
Jika Jarak yang ditempuh oleh kapal dalam waktu satu tahun (D_p) merupakan fungsi jarak satu putaran (roundtrip) dan jumlah putaran dalam satu tahun (n_c), maka:

$$D_p = 2L \cdot n_c \quad (2)$$

Dengan asumsi 30 hari dalam satu tahun dan kapal akan melakukan maintainan (dry dock), maka jumlah putaran (voyage) dalam satu tahun menjadi:

$$n_c = \frac{330}{T_{RT}} \quad (3)$$

Waktu yang diperlukan untuk mencapai satu putaran (T_{RT}) untuk metode transportasi *Hub and Spoke* dan *Milk Run* adalah berbeda.



Gambar 2. Metode-metode pengiriman Mini LNG
(Sumber: Nikolaou, 2010)

Pada metode hub and spoke, kapal yang digunakan dalam pengiriman berbeda untuk masing-masing LNG Terminal dan apabila sumber gas berasal dari LNG Plant yang berbeda maka masing-masing akan memakai kapal sendiri. Beberapa rumusan yang digunakan yaitu:

$$T_{RT} = 4t_b + 2\frac{L}{v} + \frac{Vs}{q_{load}} + \frac{Vs}{q_{Unload}}. \quad (4)$$

Waktu yang dibutuhkan untuk mengirimkan LNG ke lokasi harus lebih cepat dibandingkan waktu penyimpanan di LNG Terminal. Jika diasumsikan waktu sandar kapal (T_b) adalah 3 jam dan kecepatan angin 15 knot (27.8 km/jam) serta waktu muat / bonkar kapal di pelabuhan 20 jam untuk menghindari demorage time, maka persamaan (4) dapat disubstitusi menjadi:

$$T_{RT} = 52 + 0.07 L. \quad (5)$$

Dengan metode milk-run, LNG akan dikirimkan ke beberapa lokasi LNG Terminal yang berbeda secara bergantian (satu rute pengiriman).

$$T_{RT} = \left(\frac{Vs}{q_{unload}} \times N\right) + \frac{Vs}{q_{load}} + T_N \quad (6)$$

$$T_N = (N + 1) 2t_b + t_{travel} \quad (7)$$

Waktu yang diperlukan kapal dalam satu alur tujuan sejumlah N yaitu sesuai persamaan berikut :

$$t_{travel} = \frac{L_1 + L_2 + \dots + L_N}{27.8} \quad (8)$$

2. **Biaya Regasifikasi (R_c)**

$$R_c = 1,05 \sum_t^T \sum_s^S T_c \cdot T_s + .F_s \cdot F_c \quad (9)$$

Biaya regasifikasi terdiri atas penjumlahan biaya Capex, biaya operasi dan perawatan alat serta biaya bahan bakar dalam hal ini teknologi SCV yang digunakan. Biaya Capex terdiri dari biaya Tanki LNG, biaya Unit Regasifikasi, biaya utilitas pabrik, biaya gedung dan dermaga. Biaya Pembuatan tanki LNG mempunyai kontribusi yang paling besar sekitar 45%, diikuti biaya Unit Regasifikasi sekitar 25%. Selebihnya adalah biaya utilitas dan dermaga. Kapasitas Tanki penyimpanan terpasang (G_s) ditentukan oleh kebutuhan gas pada wilayah tersebut dengan basis 15 hari spare penyimpanan ketika tidak ada gas suplai, basis tersebut diambil berdasarkan hasil perhitungan waktu pengapalan terlama dalam satu putaran (*voyage*). Angka 1,05 menunjukkan adanya tambahan biaya operasional dan perawatan dari alat sebesar 5% dari total harga capex seluruh komponen Terminal regasifikasi dalam waktu 1

tahun. Sedangkan biaya bahan bakar untuk teknologi SCV sekitar 1,5% dari total energi dalam 1 tahun. Contoh biaya regasifikasi untuk proyek mini LNG berdasarkan kapasitas masing-masing terdapat di tabel 2 berikut:

Tabel 2. Biaya Regasifikasi Mini LNG

Plant Size (Mwe)	Rough Investment (Million \$)
53	75
106	102
304	185

(Sumber: Punnonen, Karl. (2011). *Small and Medium size LNG for Power Production*)

3. Biaya Distribusi (D_c)

$$D_c = \sum_t^T P_c \cdot D_x \cdot d \quad (10)$$

Biaya Distribusi Gas (D_c) merupakan fungsi jarak dan diameter pipa. Karena jarak terminal regasifikasi menuju pembangkit listrik rata-rata kurang dari 50 km, maka penambahan kompresor sebagai booster tidak diperlukan. Perhitungan diameter pipa (D_x) berdasarkan kebutuhan gas pada suatu daerah, makin besar kebutuhannya maka makin besar pula diameter pipanya. Harga pipa per kilometer per inch mengacu pada sumber data ESDM (Peta Jalan Kebijakan Gas Bumi Nasional) "Tabel kebutuhan investasi infrastruktur Gas" , Pipa Transmisi Onshore, sebesar 60.600 USD/km/in.

Optimisasi Logistik

Fungsi untuk meminimalkan biaya suplai gas (G_c) dari kilang pencairan sampai titik lokasi pembangkit listrik seperti persamaan dibawah:

$$G_c = L_c + S_c + R_c + D_c \quad (11)$$

Dimana L_c merupakan harga LNG yang keluar dari kilang, kemudian ditambah biaya transportasi (S_c), Biaya Regasifikasi (R_c) dan biaya distribusi Pipa (D_c). Penjabaran detailnya adalah sebagai berikut:

$$G_c = L_c + 1,05 \sum_t^T \sum_s^S N_s \cdot V_s \cdot C_s + \sum_t^T \sum_s^S N_s \cdot F_s \cdot F_c \cdot D_p + 1,05 \sum_t^T \sum_s^S T_c \cdot T_s + F_s \cdot F_c + \sum_t^T P_c \cdot D_x \cdot d \quad (12)$$

Decision Variable:

Variabel bebas yang digunakan adalah kapasitas kapal (V_s) dan jumlah kapal (N_s).

Constraints

$$1000 \leq V_s \leq 30000 \quad (13)$$

$$T_{RT} < T_{CS} \quad (14)$$

$$\sum_s^S N_s \cdot V_s \geq \text{Gas Demand} \quad (15)$$

$$N_s > 0 \quad (16)$$

Peta neraca gas bumi wilayah Indonesia Timur terbagi menjadi 4 daerah yaitu (Kementrian ESDM 2014):

1. Sulawesi Bagian Selatan

Penambahan gas sekitar 67 MMSCFD selama kurun waktu 6 tahun akan terjadi pada awal 2014 yang diperoleh dari lapangan Wasambo (Walanga, Sampi-sampi dan Bone) yang direncanakan akan menjadi LNG Sengkang berkapasitas 2 MTPA (266 MMSCFD). Total Surplus gas sebesar 67 MMSCFD masih lebih besar dibandingkan dengan total kebutuhan gas sekitar 39 MMSCFD pada wilayah Kupang, Bima dan Maumere.

2. Sulawesi Bagian Tengah

Sejalan dengan perencanaan penggunaan gas di lapangan JOB Pertamina-Medco Tomori Sulawesi-Donggi Senoro dan Pertamina EP Matindok tersebut, PLN akan membangun beberapa pembangkit listrik di wilayah-wilayah berikut Minahasa dan Gorontalo dengan menggunakan Mini LNG. Kapasitas LNG terpasang adalah 2,1MTPA (280 MMSCFD).

3. Maluku

Beberapa pembangkit listrik di daerah Maluku akan dibangun dengan pasokan gas menggunakan mini LNG yang mana sumber gasnya diperoleh dari lapangan gas Tangguh dan tidak menggunakan Sumber gas dari lapangan Masela. Saat ini kapasitas LNG Tangguh yang terpasang adalah 7,6 MTPA (1010 MMSCFD). Total kebutuhan gasnya sekitar 78 MMSCFD meliputi daerah-daerah Seram, Bintuni, Namlea, Fak Fak dan Ambon.

4. Papua

Daerah Papua Bagian Selatan dan sebagian Maluku Selatan, juga akan membangun beberapa pembangkit listrik dengan menggunakan sumber gas dari LNG Masela di lapangan Abadi. Hal

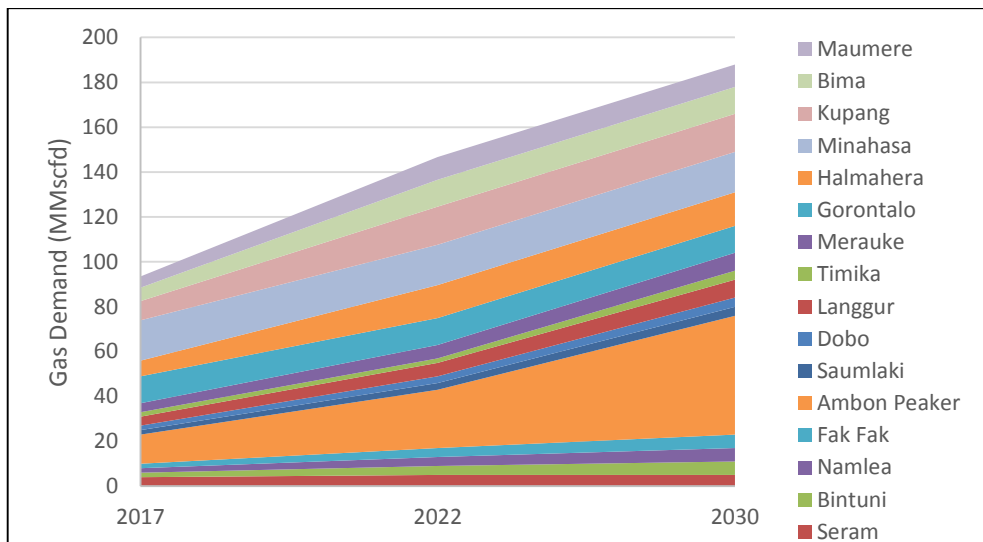
ini dimungkinkan karena lokasi LNG tersebut berjarak sekitar 150 km ke daerah Saumlaki Maluku Selatan. Kapasitas LNG Terapung yang direncanakan adalah 2,5 MTPA (332 MMSCFD) menjamin total kebutuhan gas di daerah Saumlaki, Dobo, Langgur, Timika dan Merauke sebesar 15 MMSCFD.

Tabel 3 berikut menunjukkan jumlah kebutuhan generator sebagai pembangkit dari masing-masing region di Indonesia Timur (RUPTL 2015).

Tabel 3. Kebutuhan Generator di Indonesia Timur

Sulawesi Tengah	MW			Jumlah Generator
	2017	2022	2030	
Gorontalo	100	100	100	1 x 100 mw
Halmahera	55	115	115	2 x 55 mw
Minahasa	150	150	150	1 x 150 mw
Sulawesi Selatan	MW			Jumlah Generator
	2017	2022	2030	
Kupang	70	140	140	2 x 70 mw
Bima	50	100	100	2 x 50 mw
Maumere	40	80	80	2x 40 mw
Papua	MW			Jumlah Generator
	2017	2022	2030	
Seram	20	25	25	20 + 5 mw (2)
Bintuni	10	30	30	3 x 10 mw
Namlea	10	30	30	3 x 10 mw
Fak Fak	10	30	30	3 x 10 mw
Ambon Peaker + MPP Maluku	100	400	400	4 x 100 mw
Maluku	MW			Jumlah Generator
	2017	2022	2030	
Saumlaki	10	15	20	10 mw + 2 x 5 mw (3)
Dobo	10	15	20	10 mw + 2 x 5 mw (3)
Langgur	20	30	40	20 mw + 2 x 10 mw (3)
Timika	10	10	20	2 x 10 mw
Merauke	20	30	40	20 mw + 2 x 10 mw (3)

Gambar 4 di bawah ini menunjukkan jumlah kebutuhan gas pada masing-masing daerah di Indonesia Timur khusus untuk Pembangkit Listrik. Dengan asumsi 100% gas akan terkonversi digunakan sebagai bahan bakar *Gas Engine Generator* di Pembangkit listrik, diperoleh jumlah kebutuhan gas dari masing-masing daerah di Indonesia Timur seperti yang tertera pada Gambar 4 di bawah ini:



Gambar 4. Kebutuhan Gas Indonesia Timur untuk Pembangkit

Skenario logistik

Pada penelitian ini dibahas tiga skenario pengiriman gas untuk dapat menentukan zona distribusi yang paling optimal untuk dikembangkan menggunakan rantai suplai Mini LNG.

1. Skenario pengiriman LNG-A (4 Wilayah Distribusi)

Sumber LNG Base Load yang ada di 4 wilayah yaitu Donggi Senoro LNG, Sengkang LNG, Tangguh LNG dan Masela LNG digunakan untuk memasok gas sebagai pembangkit listrik di masing-masing wilayah berikut: Sulawesi Bagian Tengah, Sulawesi Bagian Selatan, Papua dan Maluku.



Gambar 5. Skenario pengiriman LNG-A

2. Skenario Pengiriman LNG-B (2 Wilayah Distribusi)

Dua sumber pemasok LNG *Base Load* yang ada yaitu Donggi Senoro LNG akan digunakan untuk memasok gas sebagai pembangkit listrik di daerah bagian Utara (Sulawesi Tengah dan Maluku) sedangkan pasokan gas dari LNG Masela di Sulawesi Selatan dan Papua.



Gambar 6. Skenario pengiriman LNG-B

3. Skenario Pengiriman LNG-C (1 Wilayah Distribusi)

Pemasok LNG *Base Load* yang ada yaitu Donggi Senoro LNG akan digunakan untuk memasok gas sebagai pembangkit listrik di Seluruh daerah Indonesia Timur. Skenario pengiriman terlampir dalam gambar di bawah ini:



Gambar 7. Skenario pengiriman LNG-C

Untuk memudahkan identifikasi dari skenario transportasi, maka dilakukan pengkodean dari setiap skenario. Jarak yang digunakan antar kota di wilayah Indonesia Timur berdasarkan peta di *google earth* dengan menambahkan margin 10%. Kode Skenario dan Daftar jarak antar wilayah untuk masing-masing skenario pengiriman LNG dijelaskan tertera dalam tabel 4 di bawah ini:

Tabel 4. Kode skenario dan Jarak

Skenario	Region	Base Load	Daerah	Kode	Metode	kode skenario	Skenario	Region	dari	ke	Jarak (km)
A	Sulawesi Tengah	DS-LNG	Gorontalo	ST1	Hub & Spoke	HS-AST1	A	Sulawesi Tengah	DS-LNG	Gorontalo	350
			Halmahera	ST2	Hub & Spoke	HS-AST2				Halmahera	1050
			Minahasa	ST3	Hub & Spoke	HS-AST3				Minahasa	430
					Milk Run	MR-AST				Milk Run-ST	2233
	Sulawesi Selatan	SENGKANG LNG	Kupang	SS1	Hub & Spoke	HS-ASS1		Sulawesi Selatan	SENGKANG LNG	Kupang	940
			Bima	SS2	Hub & Spoke	HS-ASS2				Bima	400
			Maumere	SS3	Hub & Spoke	HS-ASS3				Maumere	560
					Milk Run	MR-ASS				Milk Run-SS	2285
	Maluku	MASELA LNG	Saumlaki	M1	Hub & Spoke	HS-AM1		Maluku	MASELA LNG	Saumlaki	160
			Dobo	M2	Hub & Spoke	HS-AM2				Dobo	600
			Langgur	M3	Hub & Spoke	HS-AM3				Langgur	463
			Timika	M4	Hub & Spoke	HS-AM4				Timika	934
			Merauke	M5	Hub & Spoke	HS-AM5				Merauke	940
					Milk Run	MR-AM				Milk Run-M	3065
	Papua	TANGGUH LNG	Seram	P1	Hub & Spoke	HS-AP1		Papua	TANGGUH LNG	Seram	560
			Bintuni	P2	Hub & Spoke	HS-AP2				Bintuni	55
			Namlea	P3	Hub & Spoke	HS-AP3				Namlea	700
			Fak Fak	P4	Hub & Spoke	HS-AP4				Fak Fak	216
			Ambon Peaker	P5	Hub & Spoke	HS-AP5				Ambon Peaker	632
					Milk Run	MR-AP				Milk Run-P	1990
B	Utara	DS-LNG	Milk Run-U	U	Milk Run	MR-BU	B	Utara	DS-LNG	Milk Run-U	3412
	Selatan	MASELA LNG	Milk Run-S	S	Milk Run	MR-BS		Selatan	MASELA LNG	Milk Run-S	6443
C	1 wilayah	DS-LNG	Milk Run -All	All	Milk Run	MR-C-ALL	C	1 wilayah	DS-LNG	Milk Run -All	8721

Hasil dan Pembahasan

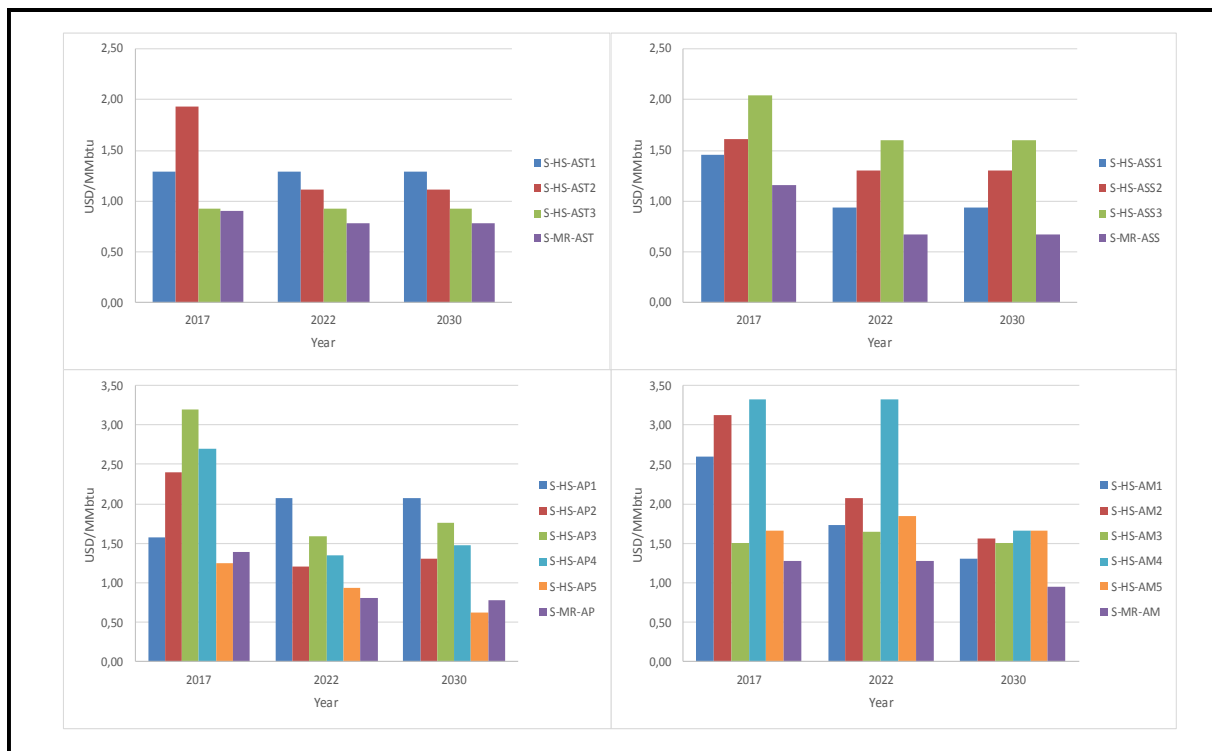
1. Pengaruh Metode Transportasi terhadap Biaya transportasi

Untuk semua skenario pengiriman A, biaya transportasi yang paling rendah adalah dengan metode *Milk Run* dalam range 0,9 – 1,8 USD / MMBTU pada tahun 2017. Gambar 8 menunjukkan bahwa biaya transportasi dengan Metode *Milk Run* lebih rendah dibandingkan dengan metode *Hub and Spoke* dan cenderung menurun pada tahun 2022 dan 2030 seiring dengan meningkatnya kebutuhan gas pada masing-masing wilayah tersebut. Hal ini dapat dijelaskan bahwa dengan metode *Milk Run* jumlah kebutuhan gas pada masing-masing zona tersebut menjadi lebih besar dan metode pengangkutannya dapat menggunakan kapal yang lebih besar sehingga biaya investasinya bisa lebih rendah dan efektif.

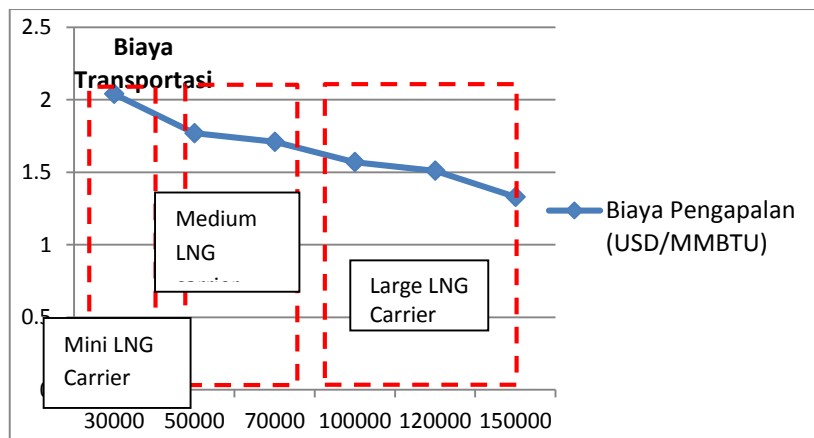
2. Pengaruh Luas Zona Distribusi terhadap biaya transportasi

Hasil optimisasi logistik menunjukkan bahwa biaya transportasi untuk skenario B (1,16 USD/MMBTU) sedikit lebih kecil dibandingkan skenario A (dalam range 1,15-1,39 USD/MMBTU) pada tahun pertama 2017 dengan menggunakan metode *Milk Run*, dimana kebutuhan gas pada daerah-daerah tertentu masih belum begitu besar. Namun, seiring dengan bertambah dan meratanya jumlah kebutuhan gas pada masing-masing daerah tersebut pada tahun ke depan, biaya transportasi untuk skenario B menjadi tidak optimum lagi. Biaya

Transportasi untuk skenario C lebih besar daripada skenario A dan B sehingga menjadi tidak menarik. Hal ini disebabkan besarnya kebutuhan gas sehingga diperlukan banyaknya armada kapal yang berkapasitas besar (ukuran 30.000 m³) dan hal ini akan mempertinggi biaya investasi. Untuk kebutuhan gas pada skenario C yang hampir mencapai 245,000 m³ liquid LNG dalam satu tahun, diperlukan kapal pengangkut jenis yang lebih besar (*large scale*) agar hasilnya lebih optimal namun disisi lain penggunaan kapal berkapasitas di atas 30.000 m³ jelas tidak memenuhi kaidah Mini LNG Carrier. Simulasi di bawah ini dilakukan untuk membuktikan pengaruh kapasitas kapal dengan biaya transportasi.

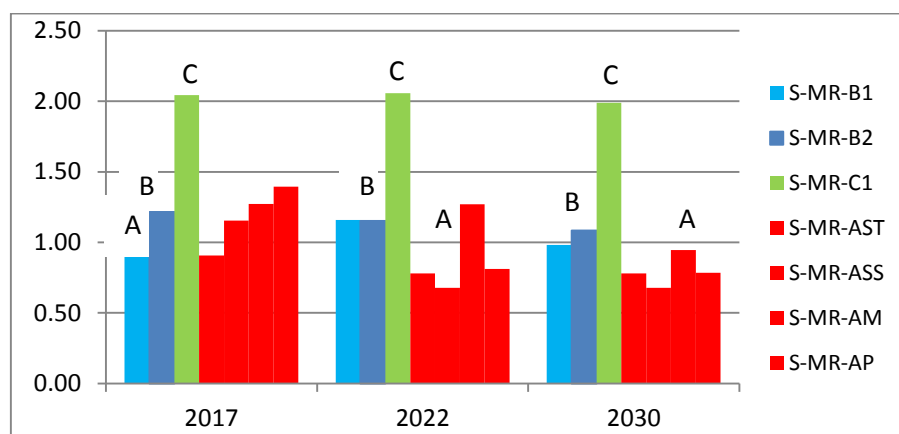


Gambar 8. Biaya transportasi Skenario A



Gambar 9. Biaya transportasi simulasi

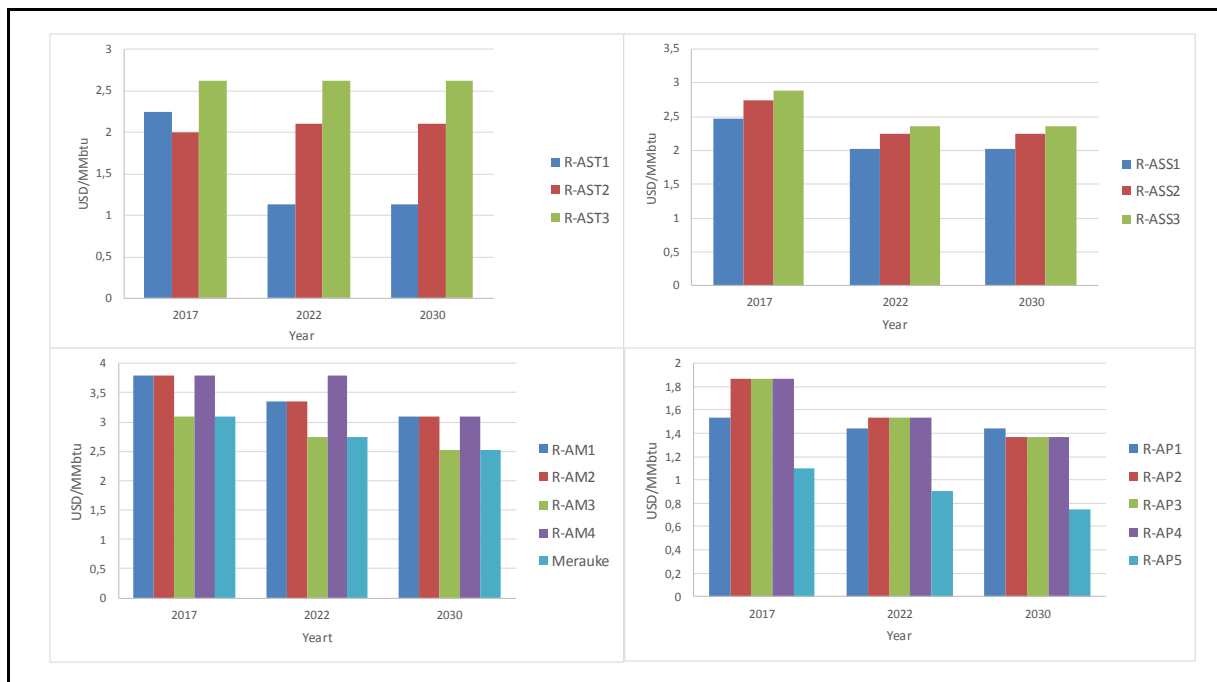
Pada gambar 9 di atas menunjukkan tendensi penurunan biaya transportasi dengan semakin besar kapasitasnya. Dengan demikian dapat ditarik kesimpulan sederhana bahwa tanpa memperhatikan batasan kapasitas kapal Mini *LNG Carrier* sebesar 30.000 m³, semakin besar kapasitas kapal dapat menurunkan biaya transportasi. Hal ini menjadi tidak berlaku jika menggunakan kapal pengangkut Mini LNG, dimana biaya transportasi menjadi lebih besar jika diperbesar zona distribusinya. Dampak lain yang ditimbulkan jika menggunakan kapal pengangkut berkapasitas lebih besar (di atas 30.000 m³) adalah kenaikan biaya regasifikasi. Dengan meningkatnya kapasitas kapal diperlukan dermaga kapal yang lebih panjang dan lebih dalam serta diperlukan kapasitas Tanki LNG yang lebih besar karena semakin lama durasi pengapalannya. Peningkatan biaya regasifikasi lebih besar daripada penurunan biaya transportasi, sehingga secara keseluruhan total biaya suplai dengan menggunakan kapal Mini LNG tetap lebih rendah dibandingkan dengan kapasitas besar. Gambar 10 berikut adalah perbandingan biaya transportasi dengan metode Milk Run untuk skenario A, B dan C.



Gambar 10. Biaya transportasi Milk Run Skenario A B dan C

3. Biaya Regasifikasi

Biaya regasifikasi Mini LNG untuk Skenario A berada dalam range 2,0 - 3,7 USD/ MMBTU. Makin tinggi peningkatan kebutuhan gas pada tahun mendatang menyebabkan menurunnya biaya regasifikasi. Gambar 11 menunjukkan biaya regasifikasi untuk skenario A. Terlihat jelas pada gambar-gambar tersebut terjadi penurunan biaya regasifikasi ataupun tetap pada tahun mendatang seiring dengan kenaikan kebutuhan gas.



Gambar 11. Biaya Regasifikasi Skenario A

Sama halnya dengan pada skenario A, biaya regasifikasi pada skenario B juga cenderung menurun ataupun tetap karena bertambahnya kenaikan kebutuhan gas pada wilayah tersebut. Biaya regasifikasi pada skenario B jauh lebih tinggi jika dibandingkan skenario A. Hal ini disebabkan adanya pertambahan luas wilayah sehingga mengakibatkan bertambahnya waktu tempuh dalam satu putaran (*voyage*). Dengan demikian basis penyimpanan LNG di terminal menjadi lebih lama yaitu sekitar 25 hari melebihi basis standarnya 15 hari. Tanki LNG menjadi besar dan biaya investasi menjadi meningkat, walaupun tidak diikuti oleh penambahan kapasitas unit Regasifikasi dan utilitas penunjang lainnya. Biaya regasifikasi skenario C adalah tertinggi diantara skenario lainnya, karena basis penyimpanan LNG pun menjadi lebih lama sekitar 45 hari. Tabel 5 menunjukkan perbandingan biaya regasifikasi untuk ketiga skenario pengiriman tersebut. Pada tabel tersebut jelas terlihat bahwa biaya regasifikasi terendah adalah pada skenario A. Pada tabel 5 di bawah ini terlihat bahwa kenaikan biaya regasifikasi dari skenario A dengan skenario C di tahun 2030 adalah sekitar 85% dari awalnya. Kenaikan biaya ini tidak sebanding dengan penurunan biaya yang didapati dari hasil simulasi biaya transportasi sebesar 35% (dari 2,1 USD/MMBTU menjadi 1,3 USD/MMBTU) seperti yang tercantum pada gambar 9 pada sub bab sebelumnya.

Tabel 5. Perbandingan Biaya Regasifikasi berbagai Skenario

Biaya Regasifikasi (USD/MMBTU)									
Skenario	A			B			C		
Biaya Regasifikasi	2017	2022	2030	2017	2022	2030	2017	2022	2030
Sulawesi Tengah									
Gorontalo	2,25	2,25	2,25	2,70	2,70	2,70	4,20	4,20	4,20
Halmahera	2,63	2,11	2,11	3,16	2,53	2,53	4,92	3,93	3,93
Minahasa	2,00	2,00	2,00	2,40	2,40	2,40	3,73	3,73	3,73
Sulawesi Selatan									
Kupang	2,48	2,03	2,03	2,62	2,62	2,62	3,79	3,79	3,79
Bima	2,75	2,25	2,25	2,90	2,90	2,90	4,20	4,20	4,20
Maumere	2,90	2,37	2,37	3,06	3,06	3,06	4,43	4,43	4,43
Maluku									
Saumlaki	3,79	3,37	3,09	4,90	4,35	4,00	6,32	6,32	5,80
Dobo	3,79	3,37	3,09	4,90	4,35	4,00	6,32	6,32	5,80
Langgur	3,09	2,75	2,53	4,00	3,55	3,26	5,15	5,15	4,73
Timika	3,79	3,79	3,09	4,90	4,90	4,00	7,13	7,13	5,80
Merauke	3,09	2,75	2,53	4,00	3,55	3,26	5,15	5,15	4,73
Papua									
Seram	3,09	2,90	2,90	3,73	3,49	3,49	5,80	5,43	5,43
Bintuni	3,79	3,09	2,75	4,57	3,73	3,31	7,13	5,80	5,15
Namlea	3,79	3,09	2,75	4,57	3,73	3,31	7,13	5,80	5,15
Fak Fak	3,79	3,09	2,75	4,57	3,73	3,31	7,13	5,80	5,15
Ambon Peaker	2,20	1,80	1,47	2,64	2,16	1,76	4,10	3,35	2,72

4. Biaya Distribusi gas dengan Pipa

Biaya distribusi gas melalui pipa untuk semua skenario pengiriman LNG baik skenario A, Skenario B dan Skenario C adalah diasumsikan sama karena jumlah kebutuhan gas di titik pembangkit untuk semua skenario adalah sama. Secara keseluruhan, biaya distribusi di semua daerah berkisar di bawah nilai 1 USD /MMBTU. Biaya pipa penyalur diinvestasikan di awal untuk memenuhi maksimum kapasitas kebutuhan gas, sehingga mempunyai kecenderungan menurun di tahun berikutnya akibat adanya kenaikan kebutuhan gas. Semakin tinggi jumlah kebutuhan gas pada suatu daerah maka biaya investasinya pipa penyalur semakin rendah.

Tabel 6. Perbandingan Biaya Pipa

Biaya Pipa (USD/MMBTU)			
Daerah	2017	2022	2030
Sulawesi Tengah			
Gorontalo	0,40	0,40	0,40
Halmahera	0,53	0,36	0,36
Minahasa	0,33	0,33	0,33
Sulawesi Selatan			
Kupang	0,34	0,34	0,34
Bima	0,40	0,40	0,40
Maumere	0,44	0,44	0,44
Maluku			
Saumlaki	0,95	0,77	0,67
Dobo	0,95	0,67	0,60
Langgur	0,67	0,55	0,47
Timika	0,95	0,67	0,55
Merauke	0,67	0,55	0,47
Papua			
Seram	0,67	0,60	0,55
Bintuni	0,95	0,67	0,55
Namlea	0,95	0,67	0,55
Fak Fak	0,95	0,67	0,55
Ambon Peaker	0,37	0,26	0,18

5. Biaya Suplai

Biaya suplai merupakan penjumlahan biaya dari rantai suplai LNG yaitu penjumlahan dari harga LNG kilang, biaya transportasi, biaya Terminal Regasifikasi dan biaya pipa penyalur dari Terminal Regasifikasi ke titik pembangkit. Adapun harga LNG yang digunakan dalam perhitungan ini adalah sebesar 8 USD/ MMBTU dan konstan untuk 15 tahun ke depan. Nilai tersebut dianggap layak digunakan sebagai basis perhitungan sesuai dengan penurunan harga minyak dunia. Beberapa referensi saat ini, juga menunjukkan nilai yang hampir sama salah satunya adalah dari *Indexmundi*. Seiring dengan meningkatnya harga minyak dunia, tentu harga LNG pun akan meningkat sehingga biaya suplai menjadi lebih besar.

Menghitung biaya suplai yang optimal dengan variasi luas wilayah daerah penerima tidaklah hanya bergantung pada biaya transportasi saja, melainkan juga biaya terminal regasifikasi. Skenario B dengan luas wilayah distribusi yang lebih besar dibandingkan dengan Skenario A diharapkan mampu mengoptimasi biaya transportasi menjadi lebih kecil. Hasil perhitungan menunjukkan pada beberapa daerah tertentu yang jumlah kebutuhan gasnya sudah stabil, biaya transportasi untuk Skenario B bisa lebih rendah daripada skenario A pada tahun pertama. Namun demikian menjadi lebih besar pada tahun berikutnya. Hal ini disebabkan oleh naiknya biaya kapital dan bahan bakar karena jarak yang lebih jauh. Untuk biaya Regasifikasi menunjukkan hasil yang semakin besar untuk daerah distribusi yang semakin luas. Hal ini berkaitan dengan waktu tempuh kapal dalam satu putaran (*voyage*) yang menyebabkan tangki penyimpanan LNG yang semakin besar. Dengan demikian biaya regasifikasi untuk Skenario C lebih besar daripada Skenario B dan Skenario A. Biaya perpipaan menunjukkan hasil yang sama untuk setiap skenario. Tabel 7 di bawah menunjukkan perbandingan biaya suplai untuk setiap skenario. Pada tabel tersebut, terlihat bahwa biaya suplai terendah didominasi oleh skenario A untuk setiap tahunnya. Hal ini menunjukkan bahwa Biaya suplai untuk daerah A adalah yang paling optimal.

6. Hasil Optimisasi Logistik

Hasil optimisasi logistik merupakan rangkaian desain dari suatu mata rantai distribusi gas sampai pengguna di titik pembangkit. Hasil optimasi yang berupa desain ini akan berbeda pada tahun mendatang seiring dengan bertambahnya kebutuhan gas di titik pembangkit tersebut. Tabel 8, menampilkan hasil optimasi logistik untuk skenario A, B dan C di setiap daerah pembangkit di Indonesia Timur pada tahun 2030.

Tabel 7. Perbandingan Biaya Suplai

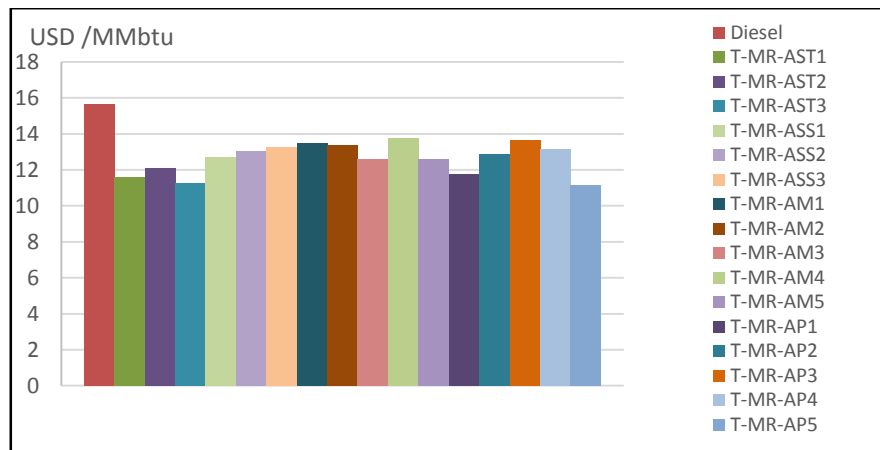
Daerah	2017			2022			2030		
	Case-A	Case-B	Case-C	Case-A	Case-B	Case-C	Case-A	Case-B	Case-C
Sulawesi Utara									
Gorontalo	11,56	12,24	14,64	11,43	12,26	14,64	11,43	12,09	14,64
Halmahera	12,06	12,82	15,49	11,25	12,05	14,33	11,25	11,87	14,33
Minahasa	11,24	11,86	14,10	11,11	11,89	14,10	11,11	11,71	14,10
Sulawesi Selatan									
Kupang	11,98	12,17	14,17	11,05	12,11	14,17	11,05	12,04	14,17
Bima	12,31	12,52	14,64	11,33	12,45	14,64	11,33	12,38	14,64
Maumere	12,49	12,71	14,91	11,49	12,65	14,91	11,49	12,58	14,91
Maluku									
Saumlaki	14,01	15,06	17,03	13,41	14,27	16,96	12,71	13,75	16,39
Dobo	14,01	15,06	17,31	13,30	14,17	17,03	12,64	13,68	16,39
Langgur	13,03	13,88	16,14	12,57	13,25	15,86	11,95	12,82	15,32
Timika	14,01	15,06	18,12	13,73	14,72	17,84	12,58	13,63	16,39
Merauke	13,03	13,88	15,56	12,57	13,25	15,45	11,95	12,82	14,96
Papua									
Seram	13,16	13,53	16,52	12,31	13,25	16,07	12,23	13,02	16,02
Bintuni	14,13	14,65	18,12	12,57	13,55	16,52	12,08	12,84	15,74
Namlea	14,13	14,65	18,12	12,57	13,55	16,52	12,08	12,84	15,74
Fak Fak	14,13	14,65	18,12	12,57	13,55	16,52	12,08	12,84	15,74
Ambon Peak	11,96	12,14	14,51	10,87	11,58	13,65	10,44	10,93	12,95

Tabel 8. Hasil optimasi logistik 2030

Tahun 2030													
Wilayah	Pengapalan						Terminal Regasifikasi						
	jumlah kapal			Kapasitas kapal (m3)			Daerah	Jumlah Tanki	Kapasitas Tanki (m3)	Jumlah Tanki	Kapasitas Tanki (m3)	Jumlah Tanki	Kapasitas Tanki (m3)
	A	B	C	A	B	C							
Sulawesi Tengah	1	1	10	30000	10000 30000	30000 19000	Gorontalo	1	7000	1	10000	1	20000
	3	1	Minahasa				2	2 x 5000	2	2 x 7500	2	2 x 15000	
							Halmahera	1	4000	2	6000+7000	2	12000 + 13000
Sulawesi Selatan	1			30000			Bima	1	4000	2	2 x 6000	2	2 x 10000
							Maumere	1	3000	2	2 x 5000	2	2 x 9000
							Kupang	1	5000	2	2 x 8000	2	2 x 15000
Maluku	1	1	2	19000	2500 30000		Saumlaki	1	1200	3	2000+ 2x1000	3	3600 + 2 x1800
							Dobo	1	1200	3	2000+ 2x1000	3	3600 + 2 x1800
							Langgur	1	2300	3	4000+ 2x2000	3	7000 + 2x3600
							Timika	1	1200	2	2000 x 2	2	3600 x 2
							Merauke	1	2300	3	4000 + 2 x 2000	3	7000 + 2x3600
Papua	1	1	1	30000 10000 2500			Seram	1	2500	2	3500 +900	2	7000+1800
							Bintuni	1	1200	3	3x1700	3	3x3600
							Namlea	1	1200	3	3x1700	3	3x3600
							Fak Fak	1	1200	3	3x1700	3	3x3600
							Ambon	1	7500	4	4x11000	4	4x22500

7. Perbandingan Biaya Suplai dengan Minyak Diesel dan Gas

Secara keseluruhan Biaya Suplai dengan konsep Mini LNG masih berada di bawah harga minyak Diesel. Harga Diesel yang dicantumkan adalah harga eceran tertinggi di wilayah Papua sebesar Rp. 7800 per liter belum termasuk harga distribusinya. Gambar 12 menjelaskan perbandingan biaya suplai dengan Mini LNG dan minyak diesel.



Gambar 12. Perbandingan Biaya Suplai dengan Minyak Diesel

Kesimpulan

Skenario transportasi LNG yang paling optimum adalah skenario A yaitu menggunakan 4 zona distribusi yaitu: Sulawesi Tengah, Sulawesi Selatan, Maluku dan Papua. Metode transportasi LNG yang mendapatkan biaya suplai terendah adalah dengan menggunakan metode *Milk-Run*. Kapasitas kapal pengangkut LNG untuk daerah Sulawesi Tengah dan Sulawesi Selatan dari hasil optimisasi logistik masing-masing adalah 1 buah kapal berkapasitas 30.000 m³. Daerah Maluku memiliki 1 buah kapal berkapasitas 19.000 m³ dan untuk daerah Papua adalah 3 buah kapal masing-masing berkapasitas 30.000 m³, 10.000 m³ dan 2.500 m³. Jumlah dan kapasitas Tangki Regasifikasi untuk daerah Sulawesi Tengah adalah 4 buah tangki berkapasitas 7.000 m³, 5.000 m³, 4.000 m³ dan 4.500 m³. Daerah Sulawesi Selatan terdiri dari 2 buah tangki 4.000 m³, 2 buah tangki 3.000 m³, dan 2 buah tangki 5.000 m³. Daerah Maluku terdiri dari 2 buah tangki 2.300 m³, 8 buah tangki 1.200 m³ dan 4 buah tangki 600 m³. Untuk Daerah Papua memiliki 4 buah tangki 7.500 m³, 1 buah tangki 2.500 m³, 9 buah tangki 1.200 m³ dan 1 buah tangki 600 m³. Biaya suplai gas sampai titik pembangkit yang diperoleh dengan menggunakan Mini LNG lebih rendah (13.48 USD/MMBTU) dibandingkan dengan biaya minyak diesel (15.6 USD/MMBTU) sebagai bahan bakar pembangkit.

Daftar Referensi

- Afianto, M. T. (2013). Small Scale LNG, The Best Suited for Indonesia's Archipelago. *17th International Conference & Exhibition on Liquefied Natural Gas (LNG 17)*.
- DNV. (2011). *Opportunities and Risks of Small Scale LNG Development in Indonesia*. File presentation: Det Norske Veritas (DNV).

Dwi Esthi Ariningtias (2014), *Optimisasi dan Pengembangan Sistem Logistic Small Scale LNG untuk Pemenuhan Pasokan Gas Pembangkit Listrik di Kalimantan Timur dari Lapangan Gas Stranded*, Tesis. Program Magister Manajemen Gas Universitas Indonesia, Jakarta

Gasnor. (2012). *Small Scale LNG*. Norwegia: NTNU. Hamworthy a Wartsilla Company. (2008). *Small Scale and MiniLNG Systems*. Retrieved Maret 30, 2013, from

Kementrian ESDM, Peta Jalan Kebijakan Gas Bumi Nasional (2014-2030)

Leonardo. (2010). *Optimasi Jaringan Logistik Multi Sourcing pada Perusahaan Third Party Logistic dengan Linear Programming*. Skripsi. Program Sarjana Universitas Indonesia, Jakarta

Nikolaou, M. (2010). Optimizing the Logistic if Compressed Natural Gas Transportation by Marine Vessels. *Journal of Natural Gas Science and Engineering* 2, 1-20.

PT. PLN . (2011). *Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) 2015-2024*. Jakarta: PT. PLN (Persero).

Punnonen, Karl. (2011). *Small and Medium size LNG for Power Production*. Finland: Wartsila Finland Oy.

Rahayu, A. (2012). *Optimasi Suplai LNG untuk Desain Operasional Floating Storage and Regasification Unit (FSRU)*. Skripsi. Program Sarjana Universitas Indonesia, Jakarta

Raine Jokinen, Frank Pettersson, Henrik Saxén, *An MILP model for optimization of a small-scale LNG supply chain along a coastline*

Seddon, Duncan. (2006). *Gas Usage and Value: The Technology and Economics of Natural Gas Use in The Process Industries*. Oklahoma: Panwell.