

Model Jaringan Transportasi Laut Angkutan Gas Alam Cair untuk Pembangkit Listrik di Indonesia Bagian Timur

Irwan Tri Yunianto¹, Eka Wahyu Ardhi², Desy Anggraini³

^{1,2,3} Departemen Teknik Transportasi Laut, Institut Teknologi Sepuluh Nopember

¹irwan@seatrans.its.ac.id, ²ekawahyu@seatrans.its.ac.id, ³deesyanggraini@gmail.com

DOI: <https://doi.org/10.21107/rekayasa.v13i1.5930>

ABSTRAK

Pertumbuhan ekonomi Indonesia yang berada pada rata-rata 5,8% per tahun tidak hanya berdampak pada peningkatan kesejahteraan masyarakat secara umum tetapi juga peningkatan kebutuhan tenaga listrik. PT PLN (Persero) telah mengantisipasi peningkatan permintaan tenaga listrik dengan membuat rencana pengembangan pembangkit listrik. Studi ini bertujuan untuk menentukan model transportasi terpadu angkutan gas alam cair (Liquid Natural Gas (LNG)) untuk pembangkit di Kawasan Timur Indonesia. Metode yang digunakan dalam penelitian ini adalah metode optimasi untuk mendapatkan tipe kapal yang sesuai pada rute terpilih yang memberikan biaya satuan minimum. Hasil optimasi menunjukkan bahwa distribusi gas alam cair ke pembangkit listrik di Indonesia bagian timur adalah dengan suplai langsung dari Kilang Tangguh ke pembangkit listrik di Sorong dengan unit biaya sebesar Rp230.000/m³, 6 pembangkit listrik disuplai melalui Hub Ambon dengan biaya satuan sebesar Rp280.000/m³, 7 pembangkit listrik disuplai melalui Hub Ternate dengan unit biaya satuan terendah adalah tujuan Tidore sebesar Rp230.000/m³ dan 5 sisanya akan disuplai melalui Hub Manokwari dengan biaya satuan terendah adalah tujuan Biak sebesar Rp340.000/m³.

Kata Kunci: biaya satuan, LNG, optimasi, transportasi terpadu

PENDAHULUAN

Program 35.000 MW (Mega Watt) adalah proyek pemerintah untuk membangun pembangkit listrik mencapai 35.000 MW hingga 2019. Program 35.000 MW ini bertujuan untuk memenuhi kebutuhan listrik masyarakat Indonesia dari Sabang sampai Merauke. Hal ini tentu akan berdampak signifikan bagi pertumbuhan ekonomi di luar Jawa, yang sebelumnya kekurangan suplai listrik. Sebagai bagian dari realisasi program tersebut, PLN akan membangun kurang lebih 54 Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG) di Regional Maluku dan Papua untuk pemenuhan jatah pembangunan 1000 MW dari total keseluruhan 35.000 MW.

Prioritas pembangunan PLTG di wilayah Indonesia Timur khususnya regional Maluku dan Papua lantaran banyaknya sumber energi gas di wilayah tersebut. Papua dengan mega proyek LNG Tangguh di Teluk Bintuni, Papua Barat, menampung gas alam yang berasal dari beberapa Blok di sekitar Teluk Bintuni, seperti Blok Berau, Blok Wiriagar dan Blok Muturi menempati urutan kedua terbesar penyumbang gas alam setelah Blok Mahakam di Kalimantan Timur. Dengan kapasitas produksi LNG Tangguh saat ini sebesar 7.6 juta ton per tahun (MTPA) dan akan bertambah menjadi 11.4 MTPA saat Train 3 mulai beroperasi tahun 2020 nanti.

Hal ini terkait dengan pemanfaatan potensi energi primer per daerah yang tercantum dalam Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PLN 2017 hingga 2026. Penggunaan jenis pembangkit di tiap wilayah disesuaikan dengan ketersediaan sumber energi setempat atau yang terdekat. Pemerintah fokus pada 'least cost basic energy', mendorong semua daerah memakai energi dasar yang paling kompetitif. Selain itu bauran energi dari gas akan meningkat dari posisi saat ini 25,8% ke angka 26,7% dengan tambahan pembangkit 24,4 Giga-watt (GW) dalam 10 tahun mendatang dan sejalan dengan target di Rencana Umum Energi Nasional (RUEN), pembangkit Batubara di 2025 ditargetkan 50% dari total energi primer, Gas 26% dan BBM diharapkan hanya kurang dari 0,5%.

Jika dilihat dari segi penggunaannya, gas alam memiliki keunggulan dibandingkan pemanfaatan sumber bahan bakar jenis HSD dan batubara yaitu sifatnya yang rendah polusi atau dengan kata lain lebih bersih, ramah lingkungan, serta keunggulan dalam hal transportasinya. Dalam LNG supply chain atau rantai pasok LNG terdapat 4 aspek yang saling terkait satu sama lain, yaitu produksi, LNG Plant (liquefaction/pencairan), transportasi (pipa atau LNG Tanker), penyimpanan serta regasifikasi. Wilayah Maluku dan Papua adalah daerah yang umumnya tidak dilalui jaringan pipa gas karena merupakan wilayah kepulauan dengan banyak

Article History:

Received: September, 4th 2019; Accepted: January, 14th 2020
ISSN: 2502-5325 (Online) **Terakreditasi Peringkat 3** oleh Kementerian Riset, Teknologi dan Pendidikan Tinggi (ARJUNA), berdasarkan Keputusan Direktur Jenderal Penguatan Riset dan Pengembangan No: 23/E/KPT/2019 tanggal 8 Agustus 2019

Cite this as:

Yunianto, I.T., Ardhi, E.W., Anggraini, D (2020). Model Jaringan Transportasi Laut Angkutan Gas Alam Cair untuk Pembangkit Listrik di Indonesia Bagian Timur, *Rekayasa*, 13(1), 22-30. doi: <https://doi.org/10.21107/rekayasa.v13i1.5930>

© 2020 Author(s)

pulau-pulau kecil yang tersebar sehingga tidak mungkin seluruh wilayah akan disambung dengan jaringan pipa melintasi lautan, karena dipastikan akan membutuhkan dana yang sangat besar. Selain itu pembangkit yang akan dibangun PLN di kedua wilayah tersebut merupakan pembangkit dengan kapasitas kecil berkisar antara 15 sampai 60 MW karena kebutuhannya tidak sebesar di wilayah Sumatera dan Jawa sehingga membutuhkan pasokan gas yang tidak banyak pula. Untuk daerah seperti ini, distribusi gas lebih efisien menggunakan konsep Small Scale LNG Supply Chain.

Distribusi melalui pipa memang merupakan distribusi yang paling murah, namun untuk Wilayah Maluku dan Papua yang merupakan wilayah dengan banyak pulau serta kebutuhan tiap pembangkit yang tersebar sangat kecil, maka distribusi LNG akan lebih efisien dengan menggunakan kapal LNG mini (Small LNG Tanker). Istilah 'small' merujuk pada volume angkut LNG yang hanya sampai 40.000 m³. Kapal LNG normal umumnya berkapasitas angkut 120.000 – 270.000 m³ dan berlayar antar benua dengan jarak puluhan ribu mil laut dan waktu layar lebih dari 1 minggu. Sementara Small LNG Tanker digunakan untuk jarak sekitar 1.000 mil laut, dengan waktu layar 3-4 hari. Maka akan cocok jika konsep tersebut di terapkan untuk distribusi LNG di wilayah kepulauan Maluku dan Papua.

Guna mendukung potensi tersebut, tugas akhir ini bertujuan untuk mendesain bagaimana rancangan pola distribusi angkutan LNG yang optimal dan terintegrasi dalam pemanfaatan penggunaan gas di Wilayah Maluku dan Papua sebagai energi alternatif pengganti BBM untuk pembangkit listrik disana dengan menetapkan LNG Tangguh di Papua Barat sebagai kilang pemasok dan menggunakan kapal Small LNG dalam pendistribusiannya.

METODE PENELITIAN

Tahap Perhitungan Biaya

Pada tahap ini biaya akan dihitung dengan dua komponen utama yaitu biaya tetap dan biaya variabel. Dimana biaya tetap adalah menggunakan *Time Charter Hire* karena kapal yang akan digunakan adalah kapal sewa dengan sistem *time charter*. Sedangkan biaya variabel meliputi biaya bahan bakar, biaya jasa kepelabuhanan, biaya penanganan muatan, biaya penyimpanan, biaya regasifikasi, dan investasi terminal penerima.

Tahap Penentuan Kriteria

Pada tahap ini sarat kapal dengan kedalaman terminal dilakukan analisis kompatibilitas untuk memastikan alternatif kapal mana saja yang nantinya bisa atau tidak bisa sandar di terminal bongkarnya. Analisis dilakukan dengan membandingkan sarat dari semua opsi kapal dengan kedalaman terminal bongkar di semua rute. Selanjutnya kriteria hari kerja kapal diasumsikan berdasarkan karakteristik ombak dan perairan di wilayah yang dilewati oleh kapal dari titik pelabuhan muat ke titik pelabuhan

bongkar. Analisis dilakukan dengan melihat kondisi wilayah perairan yang dilewati kapal setiap bulan dalam satu tahun.

Tahap Optimasi

Pada tahap ini dilakukan optimasi untuk menentukan pola operasi pengiriman LNG dengan menggunakan Open Solver dari Microsoft Excel. Dengan meminimalkan biaya satuan pengiriman LNG dan variabel keputusan adalah frekuensi dibutuhkan dengan batasan kargo terangkut harus lebih besar sama dengan jumlah *demand* per tahun untuk masing-masing tujuan.

Tahap Optimalisasi Utilitas Kapal

Pada tahap ini dilakukan analisis bahwa penggunaan 1 (satu) unit kapal untuk melayani 1 (rute) tidaklah optimum dikarenakan total hari kerja kapal dalam setahun masih jauh dari total maksimumnya untuk beberapa rute tertentu. Oleh sebab itu akan dilakukan optimalisasi jumlah penggunaan kapal dari 1 (satu) unit per rute menjadi 1 (unit) untuk melayani semua rute dengan tujuan untuk menghemat biaya sewa kapal yang ditimbulkan dan memaksimalkan *utilitas* kapal dalam 1 tahun masa sewanya.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Model Matematis

Objective Function

Objective Function dalam model ini adalah mencari minimum biaya satuan. Perumusan biaya satuan didapatkan dari pembagian total kargo terkirim dengan total biaya. Berikut adalah model matematis dari *objective function*:

$$\text{Minimum } Z = \frac{TCX}{(D_{LNG})} \quad (1)$$

Keterangan:

Z	= Biaya Satuan (Rp/m ³)
TC	= Total Cost (Rp)
D	= Permintaan (m ³ /tahun)
X	= Kapal LNG

Decision Variable

Yang menjadi *Decision Variable* dalam model ini adalah frekuensi pengiriman dibutuhkan (kali/tahun). Pada model ini frekuensi pengiriman akan menentukan rute mana yang terpilih, dan alat angkut ukuran berapa yang akan melayani rute tersebut.

Constraint

Dalam merumuskan sebuah model, diperlukan batasan untuk mempersempit kemungkinan-kemungkinan solusi yang dapat terpilih. Berikut adalah batasan yang digunakan dalam model ini:

1. Supply di masing-masing pelabuhan muat \geq kargo terkirim dari masing-masing pelabuhan.
2. Demand di masing-masing di pelabuhan bongkar \leq kargo terkirim untuk masing-masing pelabuhan bongkar.

3. Minimum sarat pelabuhan untuk masing-masing rute > sarat kapal
4. Frekuensi dibutuhkan = integer

Penyusunan Model

Langkah awal yang dilakukan dalam merencanakan rute pengiriman ini adalah mengidentifikasi titik *demand* dan jumlah muatan (m³ LNG). Setelah mengidentifikasi titik *demand*, dilakukan analisis untuk menentukan lokasi kilang LNG mana yang mampu untuk memasok kebutuhan seluruh pembangkit di wilayah Maluku dan Papua. Setelah semua titik *demand* dan *supply* dapat teridentifikasi, langkah selanjutnya adalah menganalisis jenis alternatif alat angkut bagaimana yang sesuai dengan karakteristik muatan yang diminta. Hingga kemudian, dilakukan perencanaan rute pengiriman yang meliputi perhitungan biaya transportasi dan analisis dengan model optimasi untuk mendapatkan rute yang paling optimum dengan biaya yang minimum.

Pada penelitian distribusi LNG ini, yang menjadi tujuan distribusi adalah pembangkit listrik di Kepulauan Maluku dan Papua. Pembangkit yang direncanakan untuk dipasok sesuai RUPTL hingga tahun 2016 terdiri dari 21 pembangkit di Provinsi Maluku, 16 pembangkit di Provinsi Maluku Utara, 23 pembangkit di Provinsi Papua dan 13 pembangkit di Provinsi Papua Barat. Letak dan daya pembangkit tiap provinsi diilustrasikan pada Gambar 1.

Penentuan lokasi dan jumlah terminal penerima berdasarkan lokasi pembangkit. Idealnya, satu pembangkit dilayani oleh satu terminal penerima dan untuk memudahkan unloading LNG dari kapal ke terminal penerima maka terminal penerima harus terletak di dekat laut. Untuk pembangkit yang lokasinya berdekatan diasumsikan terminal penerima digabung menjadi satu. Total keseluruhan titik pembangkit adalah sebanyak 73 pembangkit dengan jumlah terminal penerima yang akan mengcover seluruhnya adalah sebanyak 30 titik lokasi di tiap-tiap pelabuhan yang ada di wilayah kepulauan Maluku dan Papua. 30 titik tersebut terdiri dari 5 terminal HUB dan 25 terminal peneri-

Tabel 1. Total Permintaan LNG di Tiap Terminal Penerima

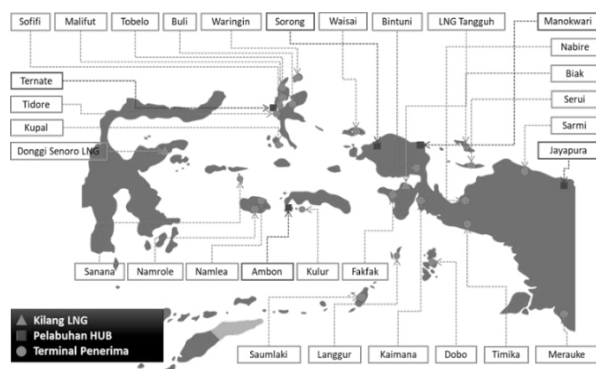
No	Terminal Penerima	Kode	Kap. Total	MMS CFD	m ³ /hari	m ³ /tahun	
1	Terminal	Langgur	LGR	50	10	391,30	142.826,09
2		Kulur	KLR	60	12	469,56	171.391,30
3		Namlea	NML	50	10	391,30	142.826,09
4		Namrole	NMR	60	12	469,56	171.391,30
5		Saumlaki	SML	70	14	547,82	199.956,52
6		Dobo	DB	50	10	391,30	142.826,09
7		Saparua	SPR	50	10	391,30	142.826,09
8		Sofifi	SFF	50	10	391,30	142.826,09
9		Tobelo	TBL	40	8	313,04	114.260,87
10		Malifut	MLF	60	12	469,56	171.391,30
11		Buli	BL	50	10	391,30	142.826,09
12		Kupal	KPL	60	12	469,56	171.391,30
13		Sanana	SNN	40	8	313,04	114.260,87
14		Waringin	WRG	50	10	391,30	142.826,09
15	Terminal Hub	Tidore	TDR	70	14	547,82	199.956,52
16		Nabire	NBR	50	10	391,30	142.826,09
17		Sarmi	SRM	50	10	391,30	142.826,09
18		Timika	TMK	90	18	704,34	257.086,96
19		Merauke	MRK	60	12	469,56	171.391,30
20		Biak	BIA	75	15	586,95	214.239,13
21		Serui	SRI	60	12	469,56	171.391,30
22		Kaimana	KMN	60	12	469,56	171.391,30
23		Fak Fak	FF	50	10	391,30	142.826,09
24		Bintuni	BTN	50	10	391,30	142.826,09
25		Waisai	WSI	50	10	391,30	142.826,09
26	Ambon	AMB	200	40	1.565,22	571.304,35	
27	Ternate	TNT	60	12	469,56	171.391,30	
28	Jayapura	JYP	340	68	2.660,87	971.217,39	
29	Manokwari	MNW	60	12	469,56	171.391,30	
30	Sorong	SRG	200	40	1.565,22	571.304,35	

ma akhir sesuai dengan yang tercantum dalam Rencana Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) 2017-2016. Data lokasi terminal penerima beserta jumlah permintaan LNG per tahunnya dapat dilihat pada Tabel 1.

Dalam penelitian ini, analisis mengenai alat angkut dibatasi pada perhitungan operasional saja, sehingga tidak dilakukan perhitungan teknis seperti perhitungan hambatan, stabilitas dll. Kapal yang digunakan untuk mengangkut LNG adalah kapal yang sudah tersedia. Kapal tersebut memiliki spesifikasi yang berbeda namun masih termasuk dalam kapal mini LNG.

Pada penelitian ini digunakan 5 kapal yang memiliki spesifikasi berbeda, spesifikasi 5 kapal tersebut dapat dilihat dalam Tabel 2.

Terdapat 2 (dua) opsi pola operasi kapal yang akan dianalisis dalam tugas akhir ini. Dua opsi pola operasi tersebut yaitu secara *direct* (langsung) dan *Hub*



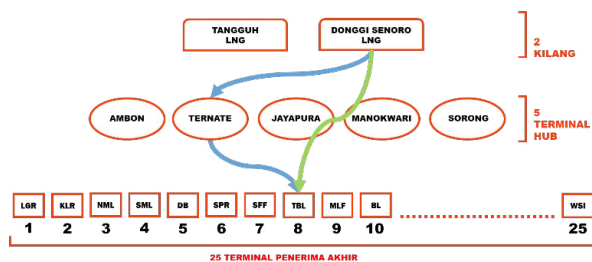
Gambar 1. Persebaran Terminal Penerima di Seluruh Wilayah Maluku dan Papua

Tabel 2. Spesifikasi Kapal

Komponen	Sa-tuan	Alternatif Ukuran Kapal				
		Kapal 1	Kapal 2	Kapal 3	Kapal 4	Kapal 5
Nama Kapal		Belgravia	Coral Methane	Shortsea LNG Carrier	Shinju Maru	Pioneer Knut-sen
Kapasitas Muat	m ³	9.500	7.500	4.000	2.538	1.100
Ukuran Utama						
GT	ton	9.600	7.833	4.325	2.936	1.687
Panjang (LOA)	m	119,80	117,80	99,00	86,25	69,00
Lebar (B)	m	19,80	18,60	28,00	15,10	25,70
Tinggi (H)	m	11,50	10,60	16,00	7,00	16,60
Sarat (T)	m	7,60	5,90	4,30	4,10	3,50
Permesinan						
Mesin Utama	Kw	4.900	5.000	1.400	1.912	640
SFOC	kg/KwH	0,185	0,185	0,185	0,185	0,185
Mesin Bantu	Kw	480	2.500	480	880	769
SLOC	kg/KwH	0,00136	0,00136	0,00136	0,00136	0,00136
Kecepatan (Vs)						
Muat	knot	10,20	9,46	9,35	11,05	11,90
Kosong	knot	12,00	11,13	11,00	13,00	14,00
Cargo Pump						
Produktivitas	m ³ /jam	480	450	380	350	330

and Spoke. Pengiriman secara *direct* (langsung), yang dimaksudkan dalam pola operasi ini adalah pengiriman yang tidak melalui terminal *hub* atau langsung dibawa dari lokasi kilang, tidak dikumpulkan terlebih dahulu dalam 1 (satu) titik *supply*.

Skema pola operasi pada penelitian ini yaitu terdapat 30 lokasi tujuan. 30 tujuan tersebut terdiri dari 25 terminal penerima akhir (*Spoke*) dan 5 (lima) terminal *Hub*. Skema pola operasi dapat dilihat pada Gambar 3. Perhitungan yang digunakan untuk menentukan jumlah rute yang memungkinkan adalah 25 terminal penerima akhir dikalikan dengan 7 (tujuh) titik asal yang tersedia sehingga menghasilkan 175 rute, kemudian ditambahkan dengan perkalian antara 5 titik terminal *Hub* dengan 2 (dua) titik asal yang tersedia yakni lokasi kilang. Sehingga total kemungkinan rute yang tersedia adalah 175 rute ditambahkan 10 rute menjadi 185 rute. 185 adalah jumlah keseluruhan dari rute yang memungkinkan. Maka hasil yang akan terjawab dalam model optimasi nantinya adalah menentukan lokasi asal (*supply*) untuk setiap titik tujuan (*demand*) yakni keseluruhan terminal penerima (30 tujuan).



Gambar 3. Skema Pola Operasi Kapal

Tabel 3. Asumsi Operasional

No	Komponen	Nilai	Satuan	Sumber
1	Nilai Tukar 1 US\$	14.865	Rp	Googlefinance.com
2	Harga HFO	11.650	Rp/liter	pertamina.com
3	Harga HSD	14.350	Rp/liter	pertamina.com
4	Harga LNG	127.469	Rp/m ³	Indexmundi.com
5	Hari Kerja PLTG	365	Hari/tahun	
6	Inflasi	4,5	%	Bank Indonesia
7	Waktu AT+WT+IT	5	Jam	

Analisis kompatibilitas sarat kapal dengan kedalaman terminal dilakukan untuk memastikan alternatif kapal mana saja yang nantinya bisa atau tidak bisa sandar di terminal bongkarnya. Analisis dilakukan dengan membandingkan sarat dari semua opsi kapal dengan kedalaman terminal bongkar di semua rute.

Adapun asumsi yang digunakan antara lain nilai tukar rupiah terhadap US\$ adalah sebesar Rp 14.865 yang nilainya didapat dari googlefinance.com. Asumsi yang lain adalah harga HFO sebesar Rp 11.650 /liter untuk bahan bakar mesin utama kapal. Harga HSD sebesar Rp 14.350 /liter sebagai bahan bakar mesin bantu kapal dan juga sebagai salah satu bahan bakar PLTMG. Harga LNG sendiri adalah Rp 127.466 /MMBTU yang digunakan sebagai bahan bakar untuk PLTG.

Selain asumsi diatas, dalam penelitian ini juga mengasumsikan beberapa hal lain. Biaya pelabuhan yang digunakan dalam penelitian ini bersumber dari PP 11 tahun 2015 tentang tarif pelabuhan. Selain itu, dalam penelitian ini juga digunakan asumsi sewa kapal dengan perjanjian *time charter* berdasarkan kapasitas ruang muat (*payload*).

Gas alam sebagai bahan bakar pembangkit listrik ini perlu dirubah bentuk menjadi cair untuk dapat di distribusikan dengan efektif. Seperti pengkonversian 1 meter kubik LNG setara dengan 600 meter kubik gas alam. Sehingga as alam akan dicairkan menjadi LNG agar saat mengangkut dapat memuat lebih banyak. Terdapat beberapa satuan gas alam, MMSCFD biasanya digunakan sebagai satuan aliran gas. Sedangkan MMBTU digunakan untuk satuan pembelian atau penyimpanan gas alam.

Perhitungan Biaya Transportasi Laut

Sebelum mulai menghitung masing-masing komponen tersebut, diperlukan perhitungan biaya

Tabel 4. Konversi LNG

GAS UNIT CONVERSION			
1	MTPY	=	140 mmscfd
100	mmscfd gas	=	730.000 TPD LNG
100	mmscfd gas	=	2.100 TPD LNG
100	mmscfd gas	=	500 MW
	Specific Gravity LNG	=	0,46
1	m ³ LNG	=	21,20 mmbtu

waktu. Perhitungan waktu terbagi menjadi waktu kapal berlayar dan waktu kapal berlabuh. Dari total waktu maka akan didapatkan gambaran berapa lama waktu yang dibutuhkan kapal untuk menyelesaikan 1 *roundtrip*. Total waktu juga dapat digunakan untuk mencari berapa frekuensi maksimal kapal dalam 1 tahun. Frekuensi maksimal kapal dalam 1 tahun merupakan fungsi dari hari kerja kapal dan total waktu untuk 1 *roundtrip*. Komponen dari biaya transportasi laut yang digunakan pada penelitian ini adalah biaya kapital sebagai *fixed cost*, serta biaya perjalanan dan biaya kepelabuhanan sebagai *variable cost*.

Biaya Regasifikasi

Biaya regasifikasi adalah biaya yang dikeluarkan untuk mengkonversi gas cair atau LNG ke bentuk gas. Proses regasifikasi ini membutuhkan fasilitas khusus yaitu fasilitas regasifikasi. Fasilitas regasifikasi bisa di letakan di darat, maupun di laut (*off-shore*) yang biaya disebut dengan *Floating Regasification Unit* (FRU). Fasilitas regasifikasi juga bisa digabung dengan fasilitas penyimpanan gas atau biasa disebut dengan *Floating Storage and Regasification Unit* (FSRU). Tarif untuk meregasifikasi LNG adalah Rp 9.940 / MMBTU.

Biaya Penyimpanan

Biaya penyimpanan adalah biaya yang timbul akibat pemakaian fasilitas penyimpanan muatan. Tarif penyimpanan untuk LNG adalah Rp 11.360 /MMBTU. Biaya penyimpanan didapat dari perkalian antara tarif dan kebutuhan bahan bakar per tahun di masing-masing pembangkit.

Investasi Terminal Penerima

Pembangunan terminal LNG merupakan alternatif yang dipilih untuk menambah pasokan gas yang telah ditargetkan. Ada dua alternatif model pilihan untuk pembangunan terminal LNG ini yaitu *Offshore* (Lepas Pantai) dan *Onshore* (di daratan). Setelah dilakukan analisis pemilihan jenis terminal, hasil dari nilai investasi yang didapat menunjukkan bahwa penggunaan terminal LNG jenis FSRU lebih murah jika dibandingkan dengan pemakaian terminal LNG darat. Maka dalam penelitian ini, jenis terminal LNG yang akan digunakan adalah FSRU.

Mengacu pada jurnal berjudul "*Virtual Pipeline to Support Natural Gas Infrastructures Development in Eastern Indonesia Region*", beberapa proyek atau bagian dari proyek harganya dapat dikira-kira dengan menggunakan rule of thumb. Rule

Tabel 5. Rule of Thumbs Pertamina

Category	Pertamina Rule of Thumbs	Unit Cost	Remarks
Liquefaction	Large LNG Plant	2,5 US \$ million/MMSCFD	> 60 MMSCFD
	Mini LNG Plant	5 US \$ million/MMSCFD	< 20 MMSCFD
Regasification	FSRU	0,6 US \$ million/MMSCFD	
	Land-based	2,1 US \$ million/MMSCFD	

of thumb ini digunakan sebagai cara cepat untuk estimasi hasil dari interpolasi dan ekstrapolasi proyek terdahulu. Tabel di bawah menunjukkan asumsi investasi proyek FSRU dari Pertamina sebagai acuan dalam menghitung berapa besar biaya investasi yang diperlukan untuk membangun sebuah FSRU.

Total Biaya dan Biaya Satuan

Total biaya keseluruhan didapatkan dari penjumlahan biaya transportasi laut yang terdiri dari biaya sewa kapal, biaya perjalanan, dan biaya kepelabuhanan dengan biaya penanganan LNG, biaya regasifikasi biaya penyimpanan di terminal dan investasi terminal penerima. Dari total biaya, untuk mencari biaya satuan maka total biaya keseluruhan dibagi dengan jumlah kargo terkirim.

Model Optimasi

Model optimasi merupakan metode yang digunakan pada penelitian ini dengan menggunakan aplikasi solver pada Microsoft Excel. Dalam penelitian ini, dikarenakan jumlah kemungkinan rute dan alternatif kapal ada banyak maka penggunaan solver biasa tidak bisa diaplikasikan. Sebagai solusi perlu ditambahkan aplikasi tambahan yakni *Open Solver* yang bisa menjalankan model hingga 2000 variabel. Model optimasi disusun untuk menentukan pola operasi, pemilihan armada kapal, dan pemilihan jenis terminal penerima dengan total biaya paling minimum

Hasil Model Optimasi

Setelah melakukan perhitungan seluruh komponen biaya total, dilakukan proses optimasi. Dari hasil optimasi tersebut akan menghasilkan rute-rute terpilih beserta kapal yang paling optimum dengan total biaya paling minimum.

Tabel 6 menjelaskan bahwa dari total terminal *Hub* yang sebelumnya ada 5 (lima), hanya 3 (tiga) lokasi saja yang dapat mensuplai kebutuhan LNG terminal penerima lain secara optimal. Hasil optimasi menunjukkan bahwa *Hub* Jayapura dan *Hub* Sorong tidak akan optimal jika dijadikan sebagai terminal *Hub* karena tidak memiliki satu pun tujuan

Tabel 6. Rute Asal-Tujuan Hasil Optimasi

Hub	Hub	Hub	Hub	Hub	Langsung (Tanggung LNG)	Langsung (DS LNG)
Ambon	Ternate	Jayapura	Manokwari	Sorong		
Kulur	Sofifi	-	Nabire	-	Langgur	Hub Ambon
Namlea	Tobelo		Sarmi		Dobo	Hub Ternate
Namrole	Malifut		Biak		Kaimana	
Saumlaki	Buli		Serui		Fakfak	
Saparua	Kupal		Waisi		Bintuni	
Sanana	Waringin				Timika	
	Tidore				Merauke	
					Jayapura	
					Sorong	
					Hub Manokwari	

terminal penerima akhir untuk disuplai. Maka dari itu, *Hub Jayapura* dan *Hub Sorong* akan dijadikan sebagai terminal penerima biasa yang berdasarkan hasil optimasi akan disuplai kebutuhan LNG per tahunnya langsung dari lokasi kilang di Tangguh. Sedangkan untuk 3 (tiga) lokasi terminal *Hub* terpilih masing-masing akan disuplai dari kilang Donggi-Senoro untuk *Hub Ambon-Ternate* dan kilang Tangguh untuk *Hub Manokwari*. Berikut penjelasan mengenai masing-masing pola pengiriman yang terpilih. Hasil yang akan ditampilkan berdasarkan wilayah masing-masing provinsi dan berdasarkan pola pengirimannya (langsung dan *Hub Spoke*).

Pengiriman Hub and Spoke

Pola operasi *Hub and Spoke* merupakan pola operasi dimana kapal utama yang berangkat dari kilang melakukan transit di terminal *Hub*, dimana terminal *Hub* tersebut menjadi terminal pengumpul pasokan LNG dari kilang untuk kemudian dikirimkan ke semua terminal tujuan akhir dengan menggunakan kapal *feeder*.

1) Hub Ambon

Terdapat 6 (enam) titik dari 25 titik tujuan terminal akhir yang disuplai dari terminal *Hub Ambon* berdasarkan hasil optimasi yang terpilih. Enam titik tersebut yakni Sanana, Namrole, Namlea, Kulur, Saparua dan Saumlaki. Berikut rincian hasil optimasi pengiriman melalui *Hub Ambon* dari 6 (enam) titik terminal akhir yang terpilih.

Dari keseluruhan biaya untuk masing-masing rute, biaya total terbesar yang timbul adalah sebesar Rp 23 miliar per tahun dengan biaya satuan sebesar 0,4 Jt-Rp/m³. Angka tersebut didapat dari biaya total dan biaya satuan rute dengan tujuan terminal penerima akhir Saumlaki. Sedangkan biaya total terkecil yang timbul adalah dari rute pengiriman Ambon-Saparua sebesar Rp 17 miliar per tahun untuk biaya total dan 1,16 Jt-Rp/m³ untuk biaya satuan.

2) Hub Ternate

Terdapat 7 (tujuh) titik dari 25 titik tujuan terminal akhir yang disuplai dari terminal *Hub Ternate* berdasarkan hasil optimasi yang terpilih. Tujuh titik tersebut adalah Waringin, Tobelo, Malifut, Buli,



Gambar 4. Rute Terpilih Hub Ambon



Gambar 5. Rute Terpilih Hub Ternate

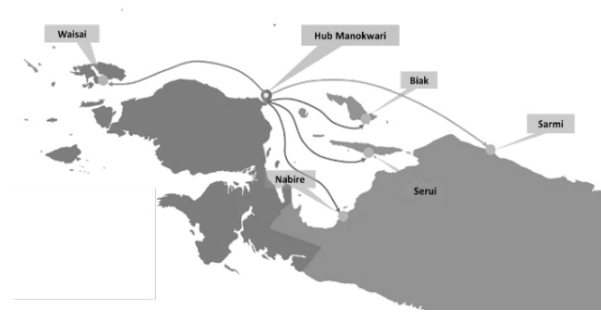
Kupal, Tidore dan Sofifi. Berikut rincian hasil optimasi pengiriman melalui terminal *Hub Ternate* dari 7 (tujuh) titik terminal akhir yang terpilih.

Dari keseluruhan biaya untuk masing-masing rute, biaya total terbesar yang timbul adalah sebesar Rp 30 miliar per tahun dengan biaya satuan sebesar Rp 590.000 per m³. Angka tersebut didapat dari biaya total dan biaya satuan rute dengan tujuan terminal penerima akhir Malifut. Sedangkan biaya total terkecil yang timbul adalah dari rute pengiriman Ternate-Sofifi sebesar Rp 28 miliar per tahun untuk biaya total dan Rp 90.000 per m³ untuk biaya satuan.

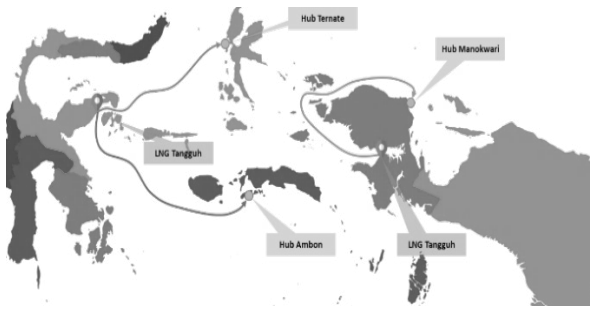
3) Hub Manokwari

Terdapat 5 (lima) titik dari 25 titik tujuan terminal akhir yang disuplai dari terminal *Hub Manokwari* berdasarkan hasil optimasi yang terpilih. Lima titik tersebut adalah Waisai, Nabire, Serui, Biak dan Sarmi. Berikut rincian hasil optimasi pengiriman melalui terminal *Hub Manokwari* dari 5 (lima) titik terminal akhir yang terpilih.

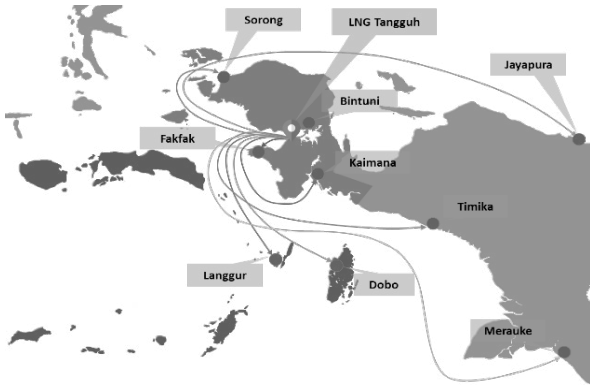
Dari keseluruhan biaya untuk masing-masing rute, biaya total terbesar yang timbul adalah sebesar Rp 31 miliar per tahun dengan biaya satuan sebesar Rp 150.000 per m³ untuk rute Manokwari-Serui. Sedangkan biaya total terkecil yang timbul adalah dari rute pengiriman Manokwari-Biak sebesar Rp 22 miliar per tahun untuk biaya total dan 1.570.000 per m³ untuk biaya satuan.



Gambar 6. Rute Terpilih Hub Manokwari



Gambar 7. Rute Pengiriman Langsung dari Kilang Asal ke 3 Terminal Hub



Gambar 8. Rute Pengiriman Langsung Terminal Penerima Akhir

Pengiriman Langsung

Pengiriman secara langsung adalah pengiriman yang tidak melalui terminal *hub* atau langsung dibawa dari lokasi kilang, tidak dikumpulkan terlebih dahulu dalam 1 (satu) titik *supply*.

Terdapat 9 (sembilan) titik dari 25 titik tujuan terminal akhir yang pola pengirimannya menggunakan pola pengiriman secara langsung (*direct*) berdasarkan hasil optimasi yang terpilih. Seluruh rute tersebut berasal dari 1 (satu) titik *supply* yang sama yakni kilang LNG Tangguh. Dalam pola pengiriman secara langsung yang terpilih untuk tujuan terminal penerima akhir, tidak ada rute yang tujuannya disuplai dari kilang Donggi Senoro. Hal ini dikarenakan ketujuh lokasi terminal tersebut lebih dekat dengan kilang LNG Tangguh daripada kilang LNG Donggi Senoro.

Sedangkan untuk ketiga terminal *Hub*, lokasi kilang yang mensuplai masing-masing adalah Kilang Donggi Senoro untuk *Hub* Ambon-Ternate dan Kilang Tangguh untuk *Hub* Manokwari. Berikut rincian hasil optimasi pengiriman secara langsung untuk 9 (sembilan) titik terminal penerima akhir dan 3 (tiga) terminal *Hub* yang terpilih.

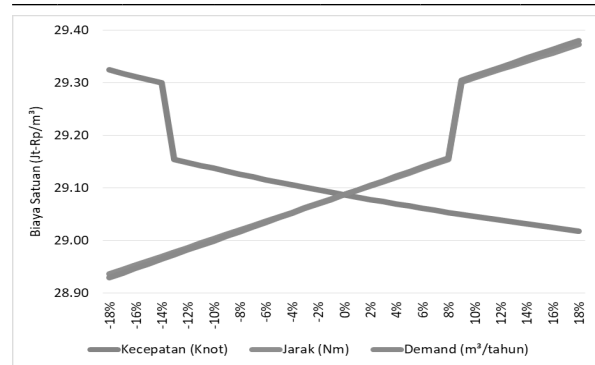
Dari keseluruhan biaya untuk masing-masing rute, biaya total terbesar yang timbul adalah sebesar Rp 622 miliar per tahun dengan biaya satuan sebesar Rp 290.000 per m³. Angka tersebut didapat dari

Tabel 9. Perhitungan Komponen Biaya dan Biaya Total

No.	Tujuan	Biaya Total BBM (Jt-Rp/tahun)	Biaya Pelabuhan (Jt-Rp/tahun)	Biaya Penanganan Muatan (Jt-Rp/tahun)	Biaya Sewa Kapal (Jt-Rp/tahun)
1	LGR	12.627,99	378,52	13,47	7.679,83
2	DB	8.593,24	227,11	8,08	5.281,95
3	KMN	4.394,66	151,41	5,39	3.305,54
4	FF	2.101,76	154,71	5,51	3.410,53
5	MRK	41.922,44	454,23	16,17	22.050,53
6	BTN	561,39	165,72	2,69	1.035,30
7	TMK	50.282,29	1.491,48	24,25	18.547,81
8	JYP	199.234,18	875,69	91,62	105.737,58
9	SRG	30.699,57	515,11	53,90	35.245,86
10	MNW	224.735,52	1.957,43	204,81	140.983,44
11	AMB	86.576,17	849,93	88,93	70.491,72
12	TNT	51.489,31	605,26	63,33	35.245,86

Tabel 10. Perhitungan Komponen Biaya Beserta Biaya Total (lanjutan)

No	Tujuan	Biaya Penyimpanan (Jt-Rp/tahun)	Biaya Regasifikasi (Jt-Rp/tahun)	Investasi FSRU (Jt-Rp/tahun)	Biaya Total (Jt-Rp/tahun)	Biaya Satuan (Jt-Rp/m ³)
1	LGR	80,07	70,06	24,42	29.531,92	0,21
2	DB	48,04	42,04	26,89	25.254,76	0,29
3	KMN	32,03	28,02	28,72	20.935,57	0,37
4	FF	32,03	28,02	29,62	18.895,70	0,33
5	MRK	96,08	84,07	55,28	75.246,99	0,44
6	BTN	16,01	14,01	13,28	8.920,79	0,31
7	TMK	144,12	126,11	24,09	76.619,44	0,30
8	JYP	544,47	476,41	189.182,28	293.296,29	0,31
9	SRG	320,28	280,24	64.082,91	131.197,86	0,23
10	MNW	1.217,05	1.064,92	252.243,04	622.406,20	0,29
11	AMB	528,45	462,40	134.298,69	293.296,29	0,31
12	TNT	376,32	329,28	65.105,05	153.214,42	0,23



Gambar 9. Grafik Analisis Sensitivitas

biaya total dan biaya satuan rute dengan tujuan terminal penerima akhir di Manokwari sebagai terminal *Hub*. Sedangkan biaya terkecil yang timbul adalah dari rute pengiriman Tangguh – Bintuni sebesar Rp 8 miliar per tahun untuk biaya total dan Rp 310.000 per m³ untuk biaya satuan.

Analisis Sensitivitas

Pada gambar 9 diatas menunjukkan tingkat kenaikan dan penurunan tiga faktor komponen yang mempengaruhi besarnya biaya satuan. Penurunan kecepatan kapal sebesar 18% akan membuat biaya satuan naik sekitar 0,81%. Sebaliknya jika kecepatan dinaikan hingga 18% maka akan menurunkan biaya satuan sekitar 0,24%. Berbeda dengan komponen jarak, semakin jauh jarak tempuh kapal maka semakin mahal pula biaya satuannya. Sebaliknya jika semakin dekat jarak maka biaya satuan akan semakin murah. Sedangkan untuk komponen *demand*, kenaikan dan penurunan sebesar 18% hasilnya sama dengan komponen jarak untuk tingkat kenaikan dan penurunan biaya satuan per m³ nya.

KESIMPULAN DAN SARAN

Berdasarkan analisis data dan pembahasan yang telah dilakukan pada studi ini mengenai perencanaan transportasi terpadu angkutan LNG untuk pembangkit di Kepulauan Maluku dan Papua, maka dapat ditarik kesimpulan dari hasil yang telah didapat sebagai berikut:

1. Melalui model optimasi *linear programming* dengan fungsi objektif minimum biaya satuan maka didapat perencanaan rute optimum pasokan LNG untuk seluruh pembangkit listrik di wilayah Maluku dan Papua menggunakan 2 pola pengiriman yakni secara langsung dari kilang (*Direct*) dan melalui terminal Hub (*Hub Spoke*).
2. Melalui model optimasi *linear programming* dengan fungsi objektif minimum biaya satuan maka terpilih kapal untuk setiap rute dengan rincian:
 - Tangguh menuju Langgur, Dobo dan Kaimana dilayani kapal dengan kapasitas 2.538 m³ sejumlah 1 unit untuk seluruh rute.
 - Tangguh menuju Fakfak dan Merauke dilayani kapal kapasitas 2.538 m³ sejumlah 1 unit untuk kedua rute.
 - Tangguh menuju Bintuni dan Timika dilayani kapal kapasitas 1.100 m³ sejumlah 1 unit untuk kedua rute.
 - Tangguh menuju Jayapura, Sorong dan Hub Manokwari dilayani kapal kapasitas 9.500 m³ sejumlah 1 unit untuk masing-masing rute.
 - Donggi Senoro menuju Hub Ambon dan Hub Ternate dilayani kapal kapasitas 9.500 m³ sejumlah 1 unit untuk masing-masing rute.
 - Hub Ambon menuju Kulur, Namlea, Namrole, Saumlaki, Saparua dan Sanana disuplai kapal kapasitas 2.538 m³ sejumlah 1 unit untuk keseluruhan rute.
 - Hub Ternate menuju Sofifi, Tobelo, Malifut, Buli, Kupal, Waringin dan Tidore disuplai kapal kapasitas 2.538 m³ sejumlah 1 unit un-

tuk keseluruhan rute

- Hub Manokwari menuju Nabire, Sarmi, Biak, Serui dan Waisai dilayani kapal kapasitas 4.000 m³ sejumlah 1 unit untuk keseluruhan rute.

Dengan menjumlahkan biaya transportasi laut yang terdiri dari biaya sewa kapal, biaya perjalanan, dan biaya kepelabuhanan dengan biaya penanganan LNG, biaya regasifikasi, biaya penyimpanan dan investasi terminal maka didapat total biaya keseluruhan rute sebesar 1,4 Triliun-Rp per tahun dengan kargo terangkut sebanyak 2,12 juta ton per tahun. Dari total biaya yang didapat kemudian dibagi total permintaan untuk semua rute maka didapat biaya satuan sebesar 29,09 Jt-Rp per m³.

DAFTAR PUSTAKA

- Arif Rakhmawan, Widodo W. Purwanto, "Optimisasi Rantai Suplai Mini LNG untuk Pembangkit Listrik di Wilayah Indonesia Timur", Teknik Kimia, Universitas Indonesia, 2014.
- Aritonang, Supriyadi, & Silalahi, "Energy Diversification Indonesian Railways," *Pertahanan*, Vol. 2, No. 3, pp. 193-212, 2016. [Online]. Issn: 2087-9415. [Online]. DOI: 10.3390.
- Guzel, "LNG Supply chain analysis and optimisation if Turkey's natural gas need with LNG import," (2011). *World Maritime University Dissertations*. 44.
- H. Hashimoto, S. Yoneda, Y. Tahara and E. Kobayashi, "CFD-Based Study on the Prediction of Wave-Induced Surge Force," *Ocean Engineering*, vol. 120, pp. 389-397, 2016.
- Muhammad Rum Pandu Nuswantara, Wiryawan Priharnanto, Gede Wibawa," Regasification of LNG (*Liquefied Natural Gas*), vol. 3, No. 2, pp. 149-152, 2014. [Online]. ISSN: 2337-3539.
- M. Iqbal and G. Rindo, "Pengaruh Anti-Slamming Bulbous Bow Terhadap Gerakan Slamming Pada Kapal Perintis 200 DWT," *KAPAL*, vol. 13, no. 1, pp. 45-54, 2016. [Online]. DOI: [10.12777/kpl.13.1.45-54](https://doi.org/10.12777/kpl.13.1.45-54) [Diakses 9 Februari 2017].
- M. Iqbal and I. K. A. P. Utama, "An Investigation into the Effect of Water Depth on the Resistance Components of Trimaran Configuration," in *The 9 th International Conference on Marine Technology*, Surabaya, 2014.

- Nurhadi Budi Santoso, "Pemanfaatan LNG Sebagai Sumber Energi di Indonesia," *Rekayasa Proses*, Vol. 8, No. 1, 2014.
- O. M. Faltinsen, *Hydrodynamics of High-Speed Marine Vehicle*, Cambridge: Cambridge University Press, 2005.
- Philip Ejoor Agbonifo, "Natural Gas Distribution Infrastructure and The Quest for Environmental Sustainability in The Niger Delta: The Prospect of Natural Gas Utilization in Nigeria," *Energy Economics and Policy*, Vol. 6, No. 3, pp. 442-448, 2016. ISSN: 2146-4553.
- Randeep Agarwal, Thomas J. Rainey, S.M. Ashrafur Rahman, Ted Steinberg, Robert K. Perrons and Richard J. Brown., "LNG Regasification Terminals: The Role of Geography and Meteorology on Technology Choices" *Energies*, 2017, doi: 10.3390/EN10122152.
- W. S. Vorus, "Vibration," in *Principle of Naval Architecture Series*, Jersey City, The Society of Naval Architects and Marine Engineers, 2010