

Model Perencanaan Fasilitas Distribusi Gas Alam Cair Untuk Pembangkit Listrik Berkapasitas Kecil di Indonesia

Ilham Kaafabihi Mubarak, I Gusti Ngurah Sumanta Buana, dan Hasan Iqbal Nur
Departemen Teknik Transportasi Laut, Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS)
e-mail: hasaniqba@seatrans.its.ac.id

Abstrak—Gasifikasi pembangkit listrik berkapasitas kecil di Indonesia yang direncanakan Kementerian ESDM, memiliki permasalahan selain karena lokasi yang tersebar, serta jumlah permintaan sedikit, juga karena kondisi kedalaman disekitar area pembangkit tersebut. Alat angkut untuk gas itu sangat berbeda dengan batubara karena perbedaan karakteristik muatan. Kemungkinan kondisi tersebut akan menimbulkan perbedaan pola distribusi. Untuk itu, Penelitian ini bertujuan untuk merancang model perencanaan fasilitas distribusi gas alam cair untuk pembangkit listrik berkapasitas kecil. Langkah pertama adalah menganalisis alternatif alat angkut gas yang tersedia. Selanjutnya adalah mengidentifikasi karakteristik area dan lokasi pembangkit listrik, serta melakukan estimasi jumlah permintaan gas alam masing-masing pembangkit listrik. Karena setiap pembangkit listrik memiliki jumlah permintaan kecil dan area yang tersebar, beberapa konsep pola distribusi perlu dikembangkan untuk mencapai biaya paling optimum dan mampu mengatasi permasalahan area pada lokasi pembangkit. Metode optimasi dengan meminimalkan biaya total terminal digunakan untuk menentukan pola distribusi yang paling optimum. Hasil analisis yang telah dilakukan menunjukkan bahwa pola distribusi gas alam cari paling optimum menggunakan konsep Kapal, FSU dan ORU. Kapal untuk pengangkut LNG berkapasitas 5.000 m³ – 15.600 m³. Fasilitas penyimpanan untuk terminal LNG pada pembangkit listrik menggunakan FSU berkapasitas 15.000 m³ – 122.000 m³. Sebagian besar fasilitas regasifikasi yang terpilih adalah NDAAV dan SCV dengan konsep dermaga *Jettyless LNG Transfer*. Biaya satuan dari distribusi LNG ke masing-masing pembangkit listrik berkisar antara \$0,99/MMBTU - \$7,94/MMBTU.

Kata Kunci—Gasifikasi Pembangkit Listrik, Pola Distribusi.

I. PENDAHULUAN

GASIFIKASI pembangkit listrik menjadi berbahan bakar gas direncanakan berdasarkan keputusan menteri energi dan sumber daya mineral republik indonesia no. 13/2020 tentang penugasan pelaksanaan penyediaan pasokan dan pembangunan infrastruktur LNG, serta konversi penggunaan bahan bakar minyak dengan LNG dalam penyediaan tenaga listrik.

Gasifikasi pembangkit listrik ini memiliki permasalahan antara lain kondisi dan karakteristik masing - masing lokasi, jumlah permintaan yang kecil dan lokasi pembangkit listrik yang tersebar. Hal tersebut diimplementasikan pada kontrak perjanjian antara PT Perusahaan Listrik Negara (PLN) dan PT Perusahaan Gas Negara (PGN) untuk melakukan konversi pembangkit listrik berbahan bakar minyak menjadi pembangkit listrik berbahan bakar gas alam pada 52 lokasi. Sehingga model perencanaan fasilitas distribusi pada

pembangkit listrik berkapasitas kecil alat perlu direncanakan dengan mengacu pada permasalahan tersebut.

II. METODOLOGI PENELITIAN

Metodologi yang dikembangkan dalam penelitian ini dimulai dengan melakukan studi literatur terhadap penelitian sebelumnya tentang konversi pembangkit listrik dan perencanaan fasilitas distribusi LNG. Kemudian, tahap selanjutnya adalah tahap pengumpulan data. Tahap pengumpulan data dilakukan secara primer dan sekunder. Pengumpulan data primer dalam penelitian ini dilakukan dengan cara melakukan korespondensi terhadap perusahaan operator terminal LNG seperti PT Perusahaan Gas Negara (PGN) dan PT Pelindo Energi Logistik (PEL). Wawancara ini dilakukan untuk mengetahui proses pengiriman, penyimpanan, penanganan muatan dan proses regasifikasi LNG. Sedangkan, data sekunder yang dibutuhkan adalah kapasitas pembangkit listrik, pemasok gas alam, armada pengangkut LNG dan fasilitas terminal LNG seperti FSU (*Floating Storage Unit*), FSRU (*Floating Storage and Regasification Unit*), FRU (*Floating Regasification Unit*) dan ORU (*Onshore Regasification Unit*).

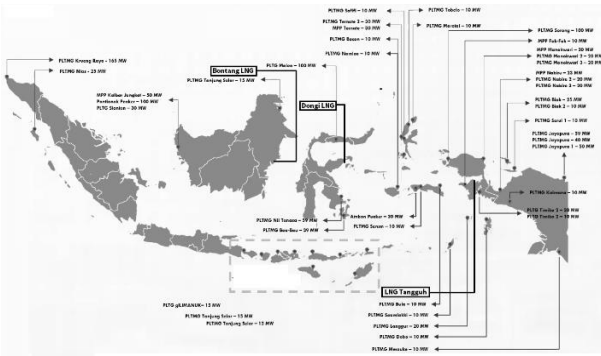
Tahap pengolahan data dilakukan setelah tahap pengumpulan data selesai. Tahap pengolahan data meliputi perhitungan jumlah permintaan, penentuan pemasok gas alam, perhitungan jarak, perhitungan biaya pelayaran kapal, perhitungan biaya sewa kapal (*time charter hire*), perhitungan biaya bahan bakar FSU, perhitungan biaya sewa (*time charter hire*) FSU, perhitungan bahan bakar FSRU, perhitungan biaya sewa FSRU (*time charter hire*), perhitungan biaya bahan bakar FRU, perhitungan biaya sewa FRU (*time charter hire*), perhitungan biaya operasional ORU dan perhitungan biaya pembangunan ORU.

Optimasi dilakukan apa bila seluruh komponen biaya sudah diperoleh. Optimasi dilakukan dengan cara melakukan input satu persatu data jumlah permintaan, jarak pelayaran kapal dan ketinggian ombak pada rute pelayaran. Alat angkut LNG, penyimpanan, regasifikasi dan konsep terminal paling optimum pada tiap pembangkit listrik akan didapatkan apabila proses optimasi sudah dilakukan.

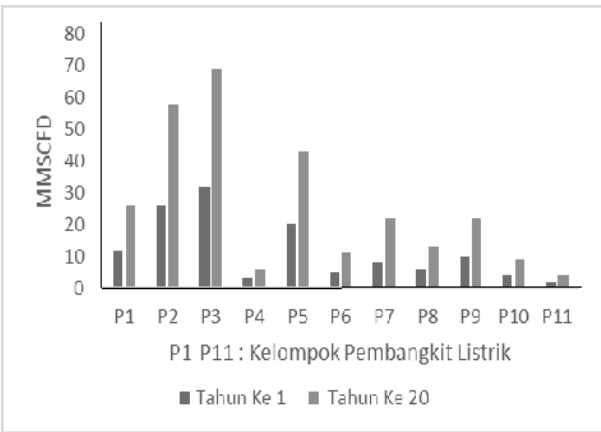
III. GAMBARAN UMUM

A. Gambaran Rencana Gasifikasi 52 Pembangkit

Konversi pembangkit listrik adalah suatu perubahan sumber energi utama penggerak pembangkit listrik yang akan



Gambar 1. Peta Persebaran Lokasi Pembangkit Listrik.



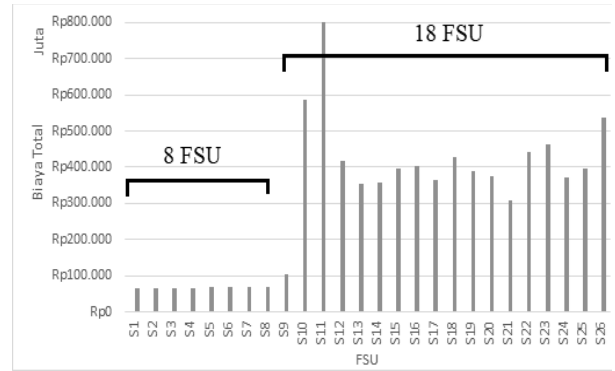
Gambar 2. Jumlah Permintaan Gas Alam Pembangkit Listrik.

berpengaruh pada seluruh aspek. Aspek tersebut meliputi dari aspek permesinan pembangkit, aspek pola operasi dan aspek pola distribusi energi dari sumber gas alam menuju ke pembangkit. Pemerintah melakukan konversi pada 52 titik pembangkit atas dasar untuk mengurangi emisi karbon dan unit biaya ketenaga listrikan. Hal ini tertuang pada keputusan kementerian ESDM 13/ 2020 tentang Penugasan Pelaksanaan Penyediaan Pasokan dan Pembangunan Infrastruktur LNG, serta Konversi Penggunaan Bahan Bakar Minyak dengan LNG dalam Penyediaan Tenaga Listrik. Keputusan ini diimplementasikan dengan menunjuk PT PGN sebagai penanggungjawab untuk menyediakan pasokan gas atau LNG, membangun dan menyediakan infrastruktur gas atau LNG. Infrastruktur tersebut, meliputi *jetty*, fasilitas pembongkaran (*unloading*), fasilitas penyimpanan, regasifikasi, transportasi gas atau LNG, pipa gas sampai ke titik serah yang disepakati. Proyek gasifikasi atau proyek konversi ini dilakukan pada 52 lokasi dengan estimasi kapasitas pembangkit kurang lebih 1,8 GigaWatt (Gambar 1).

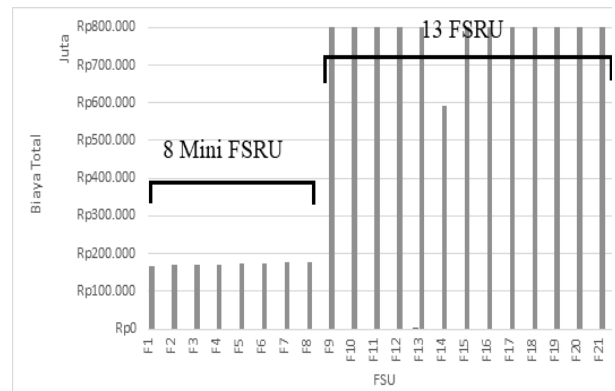
Sebagian besar pembangkit listrik yang direncanakan berada pada Indonesia bagian timur. Pembangkit listrik tersebut memiliki lokasi yang tersebar dan berada pada area terpencil sehingga perlu adanya jalur laut untuk mendistribusikan gas alam pada pembangkit.

B. Identifikasi Masalah

52 pembangkit listrik yang direncanakan oleh kementerian ESDM memiliki permasalahan antara lain, kondisi dan karakteristik masing masing lokasi berbeda-beda, jumlah permintaan yang kecil, dan lokasi pembangkit listrik yang tersebar pada wilayah perairan dangkal. Karakteristik lokasi pembangkit listrik berbeda karena beberapa pembangkit tersebar pada area sungai dan tepi laut. Jumlah permintaan



Gambar 3. Biaya Total FSU.



Gambar 4. Biaya Total FSRU.

pembangkit listrik sangat kecil apa bila dibandingkan dengan pembangkit listrik yang lain dengan rata-rata jumlah permintaan sebesar 6 MMSCFD. Lokasi pembangkit listrik tersebar dari sisi barat Indonesia hingga timur Indonesia dengan jumlah pembangkit paling banyak berada pada Indonesia bagian timur

Berdasarkan permasalahan tersebut maka diperlukan penelitian untuk menentukan pemilihan teknologi distribusi yang dapat digunakan pada masing-masing pembangkit.

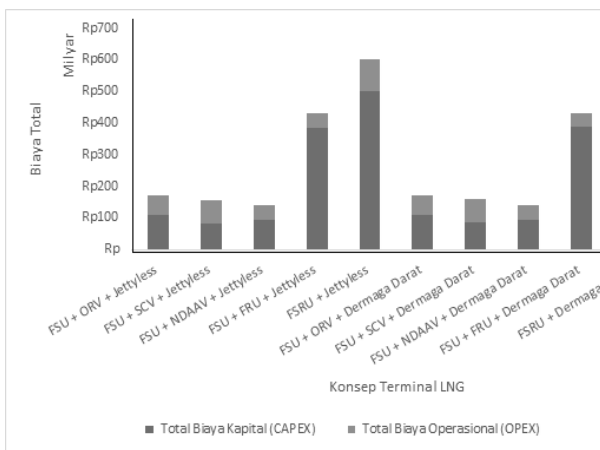
C. Pemasok Gas Alam

Pemasok gas alam Indonesia saat ini dikuasai oleh 3 (tiga) kilang gas (*Liquefied Plant*). Indonesia memiliki tiga kilang LNG besar yaitu, PT Badak LNG yang berada di Kalimantan Timur, PT Donggi Sonoro LNG yang berada pada Sulawesi Tengah dan Tangguh LNG yang berada pada Papua Barat. Ketiga produsen LNG tersebut saat ini melayani kebutuhan LNG domestik di Indonesia. Kapasitas produksi dan pembagian pasar pasokan ditunjukkan pada Tabel 1 [1].

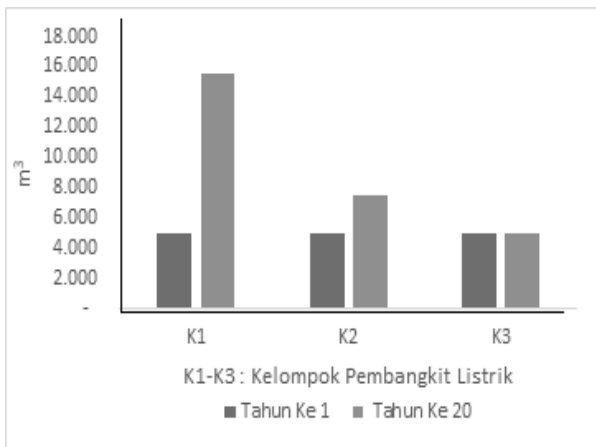
65% pasar LNG domestik Indonesia dikuasai oleh Badak LNG dengan kapasitas produksi sebesar 22.500.000 Ton LNG/Tahun. Kilang yang berkapasitas produksi paling sedikit adalah PT Donggi Senoro, sedangkan kilang dengan kapasitas produksi paling besar adalah PT Badak LNG.

D. Armada

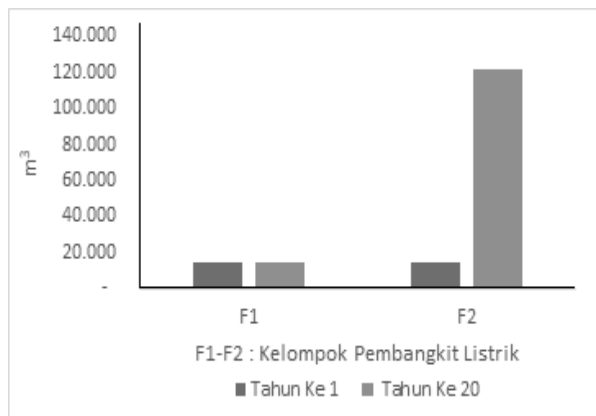
LNG atau gas alam cair diangkut menggunakan kapal LNG Tanker pada umumnya. Namun dalam beberapa tempat, terdapat juga penggunaan tongkang yang digunakan untuk mengangkut LNG dalam jumlah kecil. Penelitian ini menggunakan 19 kapal LNG dengan rentang ukuran 2.256 m³ - 178.882 m³. Acuan pemilihan kapal LNG yang digunakan dalam penelitian ini antara lain, variasi ukuran dan batas kedalaman pada area terminal pemasok LNG.



Gambar 5. Komparasi Konsep Terminal LNG Krueng Raya.



Gambar 6. Kapasitas Kapal Optimum Untuk Distribusi LNG.



Gambar 7. Kapasitas FSU Optimum Untuk Pembangkit Listrik.

E. Fasilitas Terminal LNG

Terminal LNG diperlukan untuk memfasilitasi kegiatan distribusi LNG. Fasilitas terminal LNG terdiri dari fasilitas penyimpanan, regasifikasi (mengubah LNG menjadi gas) dan dermaga. Fasilitas penyimpanan dalam penelitian ini menggunakan FSU (*Floating Storage Unit*). Fasilitas regasifikasi dalam penelitian ini menggunakan FRU (*Floating Regasification Unit*), ORV (*Open Rack Vaporizer*), SCV (*Submerged Combustion Vaporizer*) dan NDAAV (*Natural Draft Ambient Air Vaporizer*). Fasilitas penyimpanan dan regasifikasi yang digunakan dalam penelitian ini adalah FSRU (*Floating Storage and Regasification Unit*). Konsep dermaga yang digunakan dalam penelitian ini adalah *jettyless LNG transfer* dan dermaga darat.

Tabel 1.
Pemasok Gas Alam

No	Pemasok	Kapasitas Produksi	Satuan
1	Bontang LNG	22.500.000	Ton LNG/Tahun
2	Tangguh	11.400.000	Ton LNG/Tahun
3	Donggi Senoro	2.000.000	Ton LNG/Tahun
Total Pasokan		35.900.000	Ton LNG/Tahun

Tabel 2.
Biaya Total Kapal LNG

Nama Kapal	Biaya Total (Rp/Tahun)
Mini LNG Ship	243.157.564.210
LNG C Keppel A	274.464.079.333
LNG C Keppel B	314.457.952.918
Coral Methane	404.748.695.873
Coral Energy	532.852.009.649
Coral Energie	499.853.892.368
Triputra	586.998.870.983
JS Indeos Independence	759.403.307.358
Hai Yang Shi You	487.901.063.013
Cheikh Boumama	1.748.399.851.522
LNG Aquarius	3.307.668.428.025
Dwi Putra	1.757.772.552.114
Eka Putra 1	2.152.239.448.310
Exalibur	2.732.966.975.182
Seri Ayu	2.610.232.596.981
Tangguh Towuti	1.962.404.886.896
Seri Balqis	1.644.741.843.875
Aristarcos	2.692.073.021.567
Castilo De Merida	1.803.872.662.079

IV. PEMBAHASAN

A. Pengelompokan Pembangkit Listrik

Pengelompokan pembangkit listrik digunakan untuk menentukan kelompok pembangkit yang serupa. Acuan yang digunakan untuk melakukan pengelompokan pembangkit listrik antara lain jumlah permintaan, kondisi perairan, kondisi kedalaman dan kondisi lalu lintas pada area sekitar pembangkit listrik. Pembangkit tersebut dapat dikelompokkan menjadi 7 (tujuh) dengan kondisi serupa.

B. Kebutuhan Gas Alam

Data jumlah permintaan pada tiap pembangkit listrik sangat diperlukan untuk merencanakan fasilitas distribusi pada tiap-tiap pembangkit listrik. Perhitungan ini dilakukan karena pada data kondisi saat ini hanya tercantum jumlah kapasitas pembangkit dengan satuan Megawatt (MW). Jumlah permintaan gas alam diestimasi berdasarkan kebutuhan daya (MW) pada tiap-tiap pembangkit. Kebutuhan daya didapatkan dari *heat rate* dan kapasitas pada tiap-tiap pembangkit. *Heat rate* merupakan jumlah energi bahan bakar yang dibutuhkan untuk menghasilkan energi listrik sebesar 1 MW. Kebutuhan gas alam dapat diestimasi dengan menggunakan persamaan 1 sampai 3.

$$HR = 0,00006 * KP + 0,4274 \tag{1}$$

$$KD = \frac{KP}{HR} \tag{2}$$

$$VL = KD * 4,159 \tag{3}$$

Keterangan:

HR = Heat Rate (%)

KP = Kapasitas Pembangkit Listrik (MW)

KD = Kebutuhan Daya Pembangkit Listrik (MW)

VL = Volume Kebutuhan LNG (m³/Day) [2].

Tabel 3.
Biaya Total Fasilitas Regasifikasi.

Regasifikasi	Biaya Kapital Rp/th	Biaya Operasional Rp/th	Total Biaya Rp/th
ORV	29.266.674.570	27.331.200.000	56.597.874.570
FRU	308.877.600.000	9.053.510.345	317.945.136.770
SCV	4.720.431.382	39.912.312.000	44.632.743.382
NDAAV	14.671.518.457	13.665.600.000	28.337.118.457

Kemudian jumlah permintaan tersebut diproyeksikan sampai tahun ke 20 dengan kenaikan permintaan sebesar 4,1% yang didapatkan dari RUPTL 2019-2025 (Gambar 2).

P1 sampai P11 merupakan kelompok pembangkit listrik dengan jumlah permintaan yang sama. MMSCFD adalah singkatan dari *Million Standard Cubic Feet per Day* atau Juta standar kaki kubik gas per hari. P1, P2 dan P3 terdiri dari satu pembangkit listrik dengan jumlah permintaan pada tahun pertama sebesar 12 MMSCFD dan tahun ke 20 sebesar 26 MMSCFD. P4 dan P5 terdiri dari dua pembangkit dengan jumlah permintaan pada tahun pertama sebesar 26 MMSCFD dan pada tahun ke 20 sebesar 58 MMSCFD. P6 terdiri dari tiga pembangkit dengan jumlah permintaan pada tahun pertama sebesar 5 MMSCFD dan pada tahun ke 20 sebesar 11 MMSCFD. P7 terdiri dari 4 pembangkit dengan jumlah permintaan pada tahun pertama sebesar 8 MMSCFD dan pada tahun ke 20 sebesar 22 MMSCFD. P8 terdiri dari 5 pembangkit dengan jumlah permintaan pada tahun pertama sebesar 6 MMSCFD dan pada tahun ke 20 sebesar 13 MMSCFD. P9 terdiri dari 7 pembangkit dengan jumlah permintaan pada tahun pertama sebesar 10 MMSCFD dan pada tahun ke 20 sebesar 22 MMSCFD. P10 terdiri dari 8 pembangkit dengan jumlah permintaan pada tahun pertama sebesar 4 MMSCFD dan pada tahun ke 20 sebesar 9 MMSCFD. P11 terdiri dari 18 pembangkit dengan jumlah permintaan pada tahun pertama sebesar 2 MMSCFD dan pada tahun ke 20 sebesar 4 MMSCFD.

Jumlah permintaan gas alam paling besar dimiliki oleh kelompok P3 dengan satu pembangkit yaitu Pembangkit Listrik Krueng Raya. Sedangkan jumlah permintaan gas alam paling sedikit dimiliki oleh kelompok P11 dengan 18 pembangkit listrik.

C. Penentuan Pemasok Gas Alam Cair

Gas alam cair yang dikonsumsi oleh masing-masing pembangkit listrik, dipasok dari tiga kilang *liquefaction plant* yang ada di Indonesia. Dalam penelitian ini terdapat tiga kilang LNG yang diperhatikan, yaitu Bontang LNG, Tangguh LNG dan Donggi Senoro LNG. Pemasok gas alam pada tiap pembangkit ditentukan dengan memperhatikan jarak terdekat antara lokasi pemasok dan lokasi pembangkit listrik. Setelah dilakukan analisa jarak maka didapatkan 12 pembangkit dipasok oleh Bontang LNG, 15 pembangkit dipasok oleh Donggi Senoro LNG dan 25 pembangkit dipasok oleh Tangguh LNG.

D. Biaya Total Kapal LNG

Biaya total kapal LNG terdiri dari penjumlahan biaya kapital (*capital cost*), biaya pelayaran (*voyage cost*) dan biaya penanganan muatan (*cargo handling cost*). Biaya kapital kapal didapatkan dari biaya sewa kapal (*time charter hire*) yang dihasilkan dari proses interpolasi harga pasaran sewa kapal LNG. Biaya pelayaran kapal didapatkan dari estimasi kebutuhan bahan bakar pada *main engine*, kebutuhan bahan bakar *auxiliary engine* serta biaya penggunaan fasilitas

pelabuhan. Biaya penanganan muatan diperoleh dari biaya muat pada pelabuhan asal. Asumsi yang digunakan dalam perhitungan biaya total kapal antara lain, kurs dollar sebesar Rp. 14.101, harga HSD Rp. 9.800/liter dan harga MFO Rp. 8.900 liter. Tabel 2 menunjukkan hasil biaya total 19 kapal LNG pada Pembangkit Listrik Krueng Raya.

Biaya total kapal terendah dimiliki oleh Mini LNG Ship sebesar Rp. 243.157.564.210 pertahun. Biaya total kapal tertinggi dimiliki oleh kapal LNG Aquarius dengan biaya sebesar Rp. 3.307.668.428.025.

E. Biaya Total FSU (Floating Storage Unit)

FSU yang digunakan dalam penelitian ini terdiri dari 8 Mini FSU dan 18 Kapal LNG yang difungsikan sebagai fasilitas penyimpanan LNG. Kapasitas FSU yang dipilih dalam penelitian ini berkisar antara 1.500 m³ – 266.000 m³.

Biaya total FSU didapatkan dari penjumlahan biaya kapital FSU (*capital cost*) dan biaya pelayaran FSU (*voyage cost*). Biaya kapital FSU didapatkan dari estimasi biaya sewa FSU yang diperoleh dari hasil interpolasi harga sewa pasaran FSU. Biaya pelayaran FSU didapatkan dari biaya bahan bakar generator yang bekerja untuk memasok listrik pada FSU. Gambar 3 menunjukkan biaya total 26 FSU yang dipakai dalam penelitian ini.

S1 sampai dengan S26 merupakan FSU yang dipakai dalam penelitian ini. Biaya total FSU paling kecil dimiliki oleh FSUB Houlder A (F1) dengan estimasi biaya sebesar Rp. 64.467.204.897 pertahun. Hal ini dikarenakan FSUB Houlder A memiliki kapasitas paling kecil di antara FSU yang lain.

F. Biaya Total FSRU (Floating Storage Regasification Unit)

FSRU yang digunakan dalam penelitian ini terdiri dari 8 Mini FSRU dan 13 FSRU konvensional. Kapasitas FSU yang dipilih dalam penelitian ini berkisar antara 1.500 m³ – 263.215 m³. Biaya total FSRU didapatkan dari penjumlahan biaya kapital FSRU (*capital cost*) dan biaya pelayaran FSRU (*voyage cost*). Biaya kapital FSRU didapatkan dari estimasi biaya sewa FSRU yang diperoleh dari hasil interpolasi harga sewa pasaran FSRU. Biaya pelayaran FSRU didapatkan dari biaya bahan bakar generator yang bekerja untuk memasok listrik pada FSRU. Gambar 4 menunjukkan biaya total 21 FSRU yang dipakai dalam penelitian ini.

F1 sampai F21 merupakan FSRU yang dipakai dalam penelitian ini. Biaya total FSRU paling tinggi dimiliki oleh MOL FSRU Challenger (12) sebesar Rp. 1.981.438.230.936 pertahun. Hal ini dikarenakan MOL FSRU Challenger memiliki kapasitas paling besar di antara FSRU yang lain.

G. Fasilitas Regasifikasi

Fasilitas regasifikasi yang digunakan dalam penelitian ini terdapat 4 jenis yang antara lain, FRU, ORV, SCV dan NDAAV. Fasilitas regasifikasi tersebut dipilih dengan dasar biaya dan kapasitas yang bervariasi. FRU merupakan fasilitas regasifikasi terapung dengan kapasitas 50 MMSCFD. ORV

Tabel 4.
Biaya Total Dermaga

Komponen Biaya	Jettyless LNG	Dermaga Darat
Biaya Kapital (Rp/th)	3.527.005.694	5.810.306.319
Biaya operasional (Rp/Th)	4.916.329.123	3.929.069.476
Biaya Total (Rp/Th)	8.443.334.817	9.843.332.681

Tabel 5.
Biaya Kapal LNG Keppel A

Kapal	Satuan	LNG Keppel A
Frekuensi	F/Tahun	144
Payload	m ³	5.000
Manifold	Unit	2
LoA	m	109,8
T	m	4,7
Kecepatan Bongkar	m ³ /Jam/Manifold	300
TCH + VC + CHC	Rp/Th	274.464.079.333

Tabel 6.
Biaya FSU Coral Energy

Data	Satuan	FSU Coral Energy
Kapasitas	m ³	15.000
Manifold	Unit	2
Kecepatan Aliran/Manifold	m ³ /h	810
LoA	m	151
H	m	4,95
T	m	7,5
TCH	Rp/Th	73.285.581.522
TCH + VC	Rp/Th	102.363.465.108

merupakan fasilitas regasifikasi yang menggunakan air laut pada proses pemanasan LNG nya. ORV memiliki kapasitas regasifikasi sebesar 127 MMSCFD. SCV merupakan fasilitas regasifikasi yang menggunakan air laut pada proses pemanasan LNG nya.

SCV merupakan fasilitas regasifikasi yang menggunakan air laut. Sama seperti ORV namun berkapasitas lebih kecil yaitu sebesar 85 MMSCFD. NDAAV merupakan fasilitas regasifikasi yang menggunakan udara sekitar pada proses pemanasan LNG nya dengan kapasitas 21 MMSCFD. Tabel 3 menunjukkan biaya total 4 fasilitas regasifikasi yang dipakai dalam penelitian ini.

FRU merupakan fasilitas regasifikasi yang memiliki biaya paling tinggi di antara fasilitas regasifikasi lainnya. Sedangkan NDAAV merupakan fasilitas regasifikasi yang paling murah.

H. Fasilitas Dermaga

Fasilitas terakhir yang perlu diperhatikan adalah dermaga. Dermaga LNG memiliki beberapa konsep yang antara lain, konsep dermaga darat dan dermaga laut. Dermaga darat digunakan ketika kondisi alam pada area sekitar terminal mendukung. Sedangkan dermaga laut digunakan ketika area pada sekitar terminal tidak mendukung sehingga kapal/FSU/FSRU melakukan proses bongkar pada area perairan. Variasi dermaga dalam penelitian ini menggunakan *jettyless LNG transfer* dan dermaga darat.

Jettyless LNG transfer merupakan fasilitas dermaga laut yang dapat beroperasi secara terapung. Komponen biaya pada *jettyless LNG transfer* terdiri dari biaya kapital dan biaya operasional. Biaya kapital didapatkan dari biaya pembangunan *platform*, pengadaan pipa, pengadaan *smart fender* dan pengadaan *mooring buoy*. Sedangkan biaya operasional dari *jettyless LNG transfer* diperoleh dari biaya pemasangan *platform* pada dinding Kapal/FSU/FSRU dan biaya kelistrikan untuk sistem operasional.

Komponen biaya dermaga darat terdiri dari pengadaan alat bongkar muat, pembangunan dermaga, pengadaan *breasting*

Tabel 7.
Biaya SCV

Data	Satuan	SCV
Kapasitas Regasifikasi	MMSCFD	85
Biaya Kapital	Rp/th	4.720.431.382
Biaya Operasional	Rp/th	39.912.312.000
Biaya total	Rp/th	44.632.743.382

Tabel 8.
Biaya *Jettyless LNG Transfer*

Data	Data	Jettyless LNG Transfer
Biaya Kapital	Rp/tahun	3.527.005.694
Biaya Operasional	Rp/tahun	5.099.826.847
Biaya total	Rp/tahun	8.626.832.541

Tabel 9.
Biaya Satuan Terminal LNG

Keterangan	Satuan	Nominal
Biaya Total Terminal + Kapal	Rp/Tahun	429.903.622.640
Permintaan Gas	Mmbtu/Tahun	12.147.200
Unit Biaya	Rp/m ³	850.749
Unit Biaya	Rp/Mmbtu	35.391
Unit Biaya	\$/Mmbtu	2,5

dolphin, pengadaan *mooring dolphin* dan kebutuhan *Yokohama Pneumatic Fender*. Hasil perhitungan biaya kapital, biaya operasional dan biaya total dari *jettyless LNG* dan dermaga darat dapat dilihat pada Tabel 3. Tabel 4 menunjukkan biaya total dermaga yang dipakai dalam penelitian ini.

Dermaga darat memiliki biaya total yang tinggi, namun memiliki biaya operasional yang rendah apabila dibandingkan dengan *jettyless LNG transfer*.

I. Pemilihan Kapal dan Fasilitas Distribusi

Karena banyaknya kombinasi fasilitas distribusi, metode optimasi dipakai untuk menentukan kapal yang paling optimum untuk satu lokasi. Proses optimasi memiliki beberapa komponen yang antara lain, *objective function*, *desicion variable*, dan *constraint*.

Dalam penelitian ini, *objective function* yang ditentukan adalah biaya total pengiriman LNG yang paling minimum. Berikut merupakan persamaan yang digunakan untuk memperoleh biaya total termurah.

$$TC_m = \sum_{k=1}^{19}(TCH_k + VC_k) + \sum_{p=1}^{26}(TCH_p + VC_p) + (\sum_{r=1}^1(TCH_r + VC_r)xB) + (\sum_{r=1}^3(CC_r + OC_r)xC) + (\sum_{f=1}^{21}(TCH_f + VC_f)xE) + \sum_{d=1}^2(CC_d + OC_d) \tag{4}$$

Keterangan :

TC_m = Biaya total kapal dan terminal PLTG m (Rp/Tahun)

TCH_k = *Time charter hire* kapal k (Rp/Tahun)

TCH_p = *Time charter hire* FSU p (Rp/Tahun)

TCH_r = *Time charter hire* FRU r (Rp/Tahun)

CC_r = Biaya kapital regasifikasi darat r (Rp/Tahun)

OC_r = Biaya operasional regasifikasi darat r (Rp/Tahun)

TCH_f = *Time charter hire* FSRU f (Rp/Tahun)

CC_d = Biaya kapital dermaga jenis d (Rp/Tahun)

OC_d = Biaya operasional dermaga jenis d (Rp/Tahun)

B = Faktor pengali FRU

C = Faktor pengali ORU

E = Faktor pengali FSRU

Perhitungan biaya total kapal dan terminal pada pembangkit terdiri dari 6 bagian antara lain, biaya total kapal, biaya total FSU, biaya total FRU, biaya total fasilitas regasifikasi darat, biaya total FSRU dan biaya total terminal. Biaya FRU dan biaya fasilitas regasifikasi lainnya dibedakan

karena FRU memiliki komponen biaya kapital sewa (*time charter hire*) dan biaya pelayaran (*voyage cost*), sedangkan fasilitas regasifikasi lainnya terdiri dari biaya kapital dari pembangunan dan biaya operasional. *B* merupakan faktor pengali FRU yang digunakan ketika biaya total FRU lebih murah daripada fasilitas regasifikasi lainnya. *C* merupakan faktor pengali ORU yang digunakan ketika biaya total ORU lebih murah daripada FRU. *E* adalah faktor pengkali yang digunakan ketika biaya total FSRU lebih murah dari pada biaya total FSU+Regasifikasi.

Dalam kasus ini, batasan masalah optimasi yang harus dipenuhi adalah batasan jumlah terangkut kapal, batasan kapasitas penyimpanan, batasan kapasitas regasifikasi, batasan fasilitas FSRU/FSU+ORU dan batasan fasilitas dermaga yang ditunjukkan oleh Persamaan 5 sampai 12.

$$H_m \geq L_m \tag{5}$$

$$X_m \geq T_m \tag{6}$$

$$U_m \geq V_m \tag{7}$$

$$D_m = 1 \tag{8}$$

$$(P_m + R_m) \text{ atau } F_m = 1 \tag{9}$$

$$B = \begin{cases} 1, & (TCH_r + VC_r) \leq (CC_r + OC_r) \\ 0, & (TCH_r + VC_r) \geq (CC_r + OC_r) \end{cases} \tag{10}$$

$$C = \begin{cases} 1, & (TCH_r + VC_r) \leq (CC_r + OC_r) \\ 0, & (TCH_r + VC_r) \geq (CC_r + OC_r) \end{cases} \tag{11}$$

$$E = 1, \left((TCH_p + VC_p) \leq (TCH_r + VC_r) \times B \right) + \left((CC_r + OC_r \times C) \geq (TCH_f + VC_f) \right), 0 \tag{12}$$

Keterangan:

H_m = Kapasitas Terangkut Kapal Pada Jarak dan Demand *m* (m³/Tahun)

L_m = Total *demand* pertahun *m* (m³/Tahun)

X_m = Kapasitas penyimpanan terminal *m* (m³)

T_m = Kebutuhan penyimpanan terminal *m* (m³)

U_m = Kapasitas regasifikasi terminal *m* (MMSCFD)

V_m = Kebutuhan regasifikasi *m* (MMSCFD)

D_m = Dermaga terminal *m*

P_m = FSU terminal *m*

R_m = FRU terminal *m*

F_m = FSRU terminal *m*

Decision variable adalah variabel yang akan diubah untuk mendapatkan *Objective Function* seperti yang diinginkan. Dalam penelitian ini komponen yang dijadikan sebagai *decision variable* adalah kapasitas angkut kapal, kapasitas penyimpanan FSU, kapasitas regasifikasi serta kapasitas penyimpanan FSRU dalam satu tahun, dan konsep dermaga yang paling murah. Kelima hal tersebut ditunjukkan oleh Persamaan 13 sampai 17.

$$H_m \tag{13}$$

$$P_M = \begin{cases} 0, & S_M \leq T_M \\ 1, & S_M \geq T_M \end{cases} \tag{14}$$

$$R_M = \begin{cases} 0, & U_{MN} \leq V_{MN} \\ 1, & U_{MN} \geq V_{MN} \end{cases} \tag{15}$$

$$F_M = \begin{cases} 0, & W_M \leq T_M \\ 1, & W_M \geq T_M \end{cases} \tag{16}$$

$$D_M = \begin{cases} 0, & \text{Lebih Mahal} \\ 1, & \text{Lebih Murah} \end{cases} \tag{17}$$

Keterangan:

H_M = Kapasitas terangkut kapal (m³/Tahun)

P_M = Fasilitas FSU

S_M = Kapasitas penyimpanan FSU (m³)

T_M = Kebutuhan penyimpanan (m³)

R_M = Fasilitas regasifikasi

U_M = Kapasitas regasifikasi (MMSCFD)

V_M = Kebutuhan regasifikasi (MMSCFD)

F_M = Fasilitas FSRU

W_M = Kapasitas penyimpanan FSRU (m³)

V_M = Kebutuhan regasifikasi (MMSCFD)

D_M = Dermaga terminal

Optimasi dapat dilakukan setelah mengetahui seluruh biaya fasilitas terminal LNG seperti biaya kapal, FSU, regasifikasi, FSRU dan dermaga. Optimasi dijalankan dengan tujuan mencari kapasitas paling optimal dengan biaya yang paling murah. Karena keterbatasan perangkat lunak optimasi digunakan satu persatu untuk 52 pembangkit listrik.

Hasil optimasi untuk pemilihan fasilitas distribusi LNG pada Pembangkit Listrik Krueng Raya dapat dilihat pada Tabel 5. Kapal yang terpilih untuk melakukan pengiriman LNG dari Kilang Badak LNG Bontang menuju Pembangkit Listrik Krueng Raya adalah Kapal LNG Keppel A.

Fasilitas penyimpanan yang terpilih untuk menyimpan LNG pada Pembangkit Listrik Krueng Raya adalah FSU Coral Energy dengan kapasitas 15.000 m³ (Tabel 6). FSU Coral Energy terpilih dikarenakan memiliki kapasitas yang optimum dengan biaya yang paling murah.

Fasilitas regasifikasi yang terpilih untuk Pembangkit Listrik Krueng Raya adalah SCV (*Submerged Combustion Vaporizer*) dengan kapasitas regasifikasi sebesar 85 MMSCFD (Tabel 7). Di antara FRU dan fasilitas darat lainnya SCV terpilih karena memiliki kapasitas regasifikasi yang cukup dan biaya paling optimum.

Di antara kedua konsep tersebut, konsep dermaga yang terpilih untuk terminal LNG pada Pembangkit Listrik Krueng Raya adalah konsep *jettyless LNG transfer* (Tabel 8) karena paling murah. Hal ini disebabkan konsep tersebut tidak membutuhkan struktur darat sehingga mampu memangkas biaya pembangunan dermaga.

Biaya total distribusi diperoleh dari penjumlahan biaya total terminal LNG dan biaya total kapal. Sedangkan biaya satuan didapatkan dari penjumlahan biaya total distribusi dibagi dengan jumlah permintaan gas pada Pembangkit Listrik Krueng Raya.

Biaya satuan distribusi pada Pembangkit Listrik Krueng Raya diperoleh sebesar 2,5 \$/Mmbtu (Tabel 9). Harga ini cenderung normal apabila dibandingkan dengan harga pasaran gas sebesar 6 \$/Mmbtu yang diresmikan oleh kementerian ESDM.

Proses pengiriman LNG yang paling optimum pada tahun pertama Pembangkit Listrik Krueng Raya adalah menggunakan Kapal LNG Keppel A dengan kapasitas 5.000 m³. Sedangkan konsep Terminal LNG yang terpilih untuk Pembangkit Listrik Krueng Raya adalah konsep FSU 15.000 m³, SCV 85 MMSCFD, dan konsep *jettyless LNG transfer*. Konsep tersebut merupakan salah satu konsep dari beberapa

variasi konsep Terminal LNG. Perbandingan konsep terminal LNG Krueng Raya ditampilkan pada Gambar 5.

Konsep terminal LNG FSRU + dermaga darat merupakan konsep terminal LNG dengan biaya paling tinggi untuk Pembangkit Listrik Krueng Raya. Sedangkan konsep terminal LNG paling murah untuk Pembangkit Listrik Krueng Raya adalah konsep FSU + NDAAV dan *jettyless LNG transfer*.

J. Hasil Perencanaan Fasilitas Distribusi

Gasifikasi pembangkit listrik yang dicanangkan oleh Kementerian ESDM terdiri dari 52 pembangkit listrik. Perencanaan fasilitas distribusi gas alam cair pada tiap area pembangkit dilakukan dengan cara melakukan optimasi pada tiap area pembangkit listrik dengan data input jumlah permintaan, jarak dan ketinggian ombak rute pelayaran pertahun. Hasil perencanaan fasilitas angkut LNG untuk 52 pembangkit listrik ditunjukkan pada Gambar 6.

K1 sampai K3 merupakan kelompok pembangkit listrik dengan jumlah kapasitas kapal terpilih yang sama. K1 terdiri dari tiga pembangkit listrik yang pada tahun pertama terpilih kapal dengan kapasitas 5.000 m³ dan pada tahun ke 20 terpilih kapal berkapasitas 15.600 m³. K2 terdiri dari satu pembangkit listrik yang pada tahun pertama terpilih kapal dengan kapasitas 5.000 m³ dan pada tahun ke 20 terpilih kapal berkapasitas 7.500 m³. K3 terdiri dari 48 pembangkit listrik yang pada tahun pertama dan tahun ke 20 terpilih kapal dengan kapasitas 5.000 m³. Sebagian besar kapal yang dipakai untuk mendistribusikan gas alam cair adalah K3 dengan kapasitas pada tahun pertama sampai tahun ke 20 sebesar 5.000 m³.

Konsep penyimpanan untuk 52 pembangkit listrik paling optimum adalah konsep FSU (*Floating Storage Unit*). Hasil dari perencanaan fasilitas penyimpanan LNG pada pembangkit listrik ditunjukkan pada Gambar 7.

F1 dan F2 merupakan kelompok pembangkit listrik dengan kapasitas FSU terpilih sama. F1 terdiri dari 49 pembangkit listrik dengan kapasitas penyimpanan terpilih pada tahun pertama sampai tahun ke 20 sebesar 15.000 m³. F2 terdiri dari 3 pembangkit listrik dengan kapasitas penyimpanan terpilih pada tahun pertama sebesar 15.000 m³ dan pada tahun ke 20 sebesar 122.000 m³.

Fasilitas regasifikasi yang terpilih pada tiap-tiap pembangkit listrik terdiri dari NDAAV dan SCV. NDAAV terpilih untuk 47 pembangkit listrik dan SCV terpilih untuk 3

pembangkit listrik.

Biaya satuan yang dihasilkan dari perencanaan Terminal LNG pada tiap-tiap pembangkit berkisar antara 0,96 \$/MMBTU sampai dengan 8,93 \$/MMBTU. Rata-rata biaya satuan yang dihasilkan dari perencanaan Terminal LNG pada tiap pembangkit sebesar 4,21 \$/MMBTU.

V. KESIMPULAN/RINGKASAN

Dari hasil penelitian dan perhitungan yang telah dilakukan, maka diperoleh beberapa kesimpulan sebagai berikut : (1) Kebutuhan permintaan gas alam didapatkan dari perhitungan *heat rate* pada tiap-tiap pembangkit listrik. Jumlah permintaan gas alam yang paling besar dimiliki oleh Pembangkit Listrik Krueng Raya dengan kebutuhan gas sebesar 32 MMSCFD. Sedangkan jumlah kebutuhan gas alam yang paling kecil dimiliki oleh beberapa pembangkit listrik dengan jumlah permintaan sebesar 2 MMSCFD. Total jumlah permintaan gas alam pada pembangkit listrik adalah 326 MMSCFD atau 15.994 m³ LNG per hari; (2) 52 Pembangkit listrik di indentifikasi dengan cara mengelompokkan pembangkit yang serupa dengan variasi jumlah permintaan, kondisi alam, kedalaman dan kondisi lalu lintas pada area pembangkit. Setelah dilakukan pengelompokan, didapatkan 7 kelompok pembangkit yang memiliki kriteria hampir sama; (3) Perencanaan fasilitas distribusi gas alam jangka panjang yang paling optimum pada pembangkit listrik ,yaitu, gas alam diangkut menggunakan konsep kapal, FSU dan ORU. Kapal yang paling optimum untuk mengangkut LNG berkapasitas 5.000 m³ – 15.600 m³. Fasilitas penyimpanan yang paling optimum untuk terminal LNG pada pembangkit listrik adalah menggunakan FSU berkapasitas 15.000 m³ – 122.000 m³. Sebagian besar fasilitas regasifikasi yang terpilih adalah NDAAV dengan kapasitas 21 MMSCFD. Konsep dermaga yang direkomendasikan untuk tiap-tiap terminal LNG adalah konsep *jettyless LNG transfer*.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Bjorn K. Markussen, "LNG Floating Storage and Regas Unit FSRU," Houston, Zeus Development Corporation, LNG; Moving Off-Shore, 2004. [Online]. Available: <https://www.yumpu.com/en/document/read/37849876/leif-haegh-co-lng-floating-storage-and-regas-unit-fsr>.
- [2] K. Punnonen, "Small and medium size LNG for power production," *Wärtsilä Finl.*, 2013.