



TESIS - ME 142516

Studi Kelayakan Teknis dan Ekonomis Rantai Pasok Gas Alam ke Pembangkit Listrik di Kepulauan Kangean

ABDUL GAFUR

4114 204 007

DOSEN PEMBIMBING

Prof. Dr. Ketut Buda Artana, S.T., M.Sc

A.A.B. Dinariyana DP, S.T., MES, Ph.D

PROGRAM MEGISTER

BIDANG KEAHLIAN TEKNIK SISTEM DAN PENGENDALIAN KELAUTAN

FAKULTAS TEKNOLOGI KELAUTAN

INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER

SURABAYA

2016



TESIS - ME 142516

**A STUDY ON NATURAL GAS SUPPLY CHAIN FOR POWER
PLANT IN KANGEAN ISLANDS**

ABDUL GAFUR

4114 204 007

Supervisor

Prof. Dr. Ketut Buda Artana, S.T., M.Sc

A.A.B. Dinariyana DP, S.T., MES, Ph.D

POST GRADUATE PROGRAMME OF MARINE ENGINEERING

FACULTY OF MARINE TECHNOLOGY

INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER

SURABAYA

2016

LEMBAR PENGESAHAN

TESIS

Tesis ini disusun untuk memenuhi salah satu syarat memperoleh gelar
Magister Teknologi (M. T)

di

Institut Teknologi Sepuluh Nopember

oleh :

Abdul Gafur

Nrp. 4114 204 007

Tanggal Ujian : 22 juli 2016

Periode Wisuda : Genap

Disetujui oleh:

1. Nama Pembimbing (Prof. Dr. Ketut Buda Artana, S.T., M.Sc)
NIP: 1971 0915 1994 12 1001

2. Nama Pembimbing (A.A.B. Dinariyana, S.P., MES. Ph.D)
NIP: 1975 0510 2000 03 1001

3. Nama Penguji (Dr. Eng. Trika Pitana, ST. M.Sc)
NIP: 1976 0129 2001 12 1001

4. Nama Penguji (Dr. Dimas Widhi Handani. ST. M.Sc)
NIP: 1987 0527 2014 04 1001



Direktur Program Pascasarjana,

Prof. Dr. Djauhar Manfaat, M.Sc. Ph.D

NIP. 196012021987011001

KATA PENGANTAR

Alhamdulillah, Puji dan Dan Syukur saya panjatkan kepada Allah SWT. atas segala nikmat yang telah dilimpahkannya sehingga Tesis dengan judul "Studi Kelayakan Teknis dan Ekonomis Rantai Pasok Gas Alam ke Pembangkit Lisrik di Kepulauan Kangean" ini dapat diselesaikan.

Tesis ini disusun sebagai salah satu syarat untuk mendapatkan gelar Magister Teknik di Program studi Teknik Sistem dan Pengendalian Kelautan jurusan Teknologi Kelautan Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya

Dalam Proses Penyusunan Tesis ini, penulis telah mendapatkan dukungan dan bantuan dari berbagai pihak, sehingga penulis pun mengucapkan terimakasih khususnya kepada :

1. Keluarga tercinta, Bapak dan Ibu tercinta serta adikku dan semua keluarga besar yang ada di Kangean dan Surabaya yang selalu memberikan dukungan fisik, materi, serta do'a disetiap shalatnya. Dan khusus untuk ibuku tercinta terimakasih atas didikan serta do'amu selama ini yang telah mengantarkanku mendapat gelar Sarjana.
2. Bapak Prof. Ketut Buda Artana, ST, M.Sc. dan Bapak A.A.B. Dinariyana, ST. MES. Ph.D. selaku dosen pembimbing tesis yang telah banyak memberikan ilmunya selama pengerjaan tesis, yang telah dengan sabar membimbing saya dalam mengerjakan tesis ini hingga selesai.
3. Bapak Dr. Eng Trika Pitana, ST, M.Sc. selaku Dosen Wali Penulis selama kuliah program Pasca Sarjana bidang keahlian Teknik Sistem dan Pengendalian Kelautan.
4. Seluruh Dosen pengajar Pasca Sarjana di Prodi Teknik Sistem dan Pengendalian Kelautan FTK ITS, terimakasih atas ilmu dan motivasi yang selalu diberikan selama kuliah.
5. Teman-teman LAB RAMS yang telah menjadi keluarga kedua di Surabaya ini. Terimakasih atas motivasi dan bantuan kalian selama pengerjaan Tesis

ini. Khususnya untuk mas dwi dan georgius, terimakasih banyak atas bantuannya selama pengerjaan Tesis ini.

6. Teman-teman angkatan 2014 teknik system dan pengendalian Kelautan, terimakasih atas kebersamaan kalian selama ini 2 tahun menimba ilmu di ITS.
7. Teruntuk sahabat-sahabatku yang selalu mendoa'akanku, dan teruntuk seseorang yang selalu memberikan motivasi. Terimakasih atas doa dan motivasinya.

ABSTRAK

STUDI KELAYAKAN TEKNIS DAN EKONOMIS RANTAI PASOK GAS ALAM KE PEMBANGKIT LISTRIK DI KEPULAUAN KANGEAN

Nama : Abdul Gafur

NRP : 4114 204 001

Pembimbing : Prof. Dr.Ketut Buda Artana, S.T.,M.Sc

Co-Supervisor : A.A.B. Dinariyana, S.T., MES. Ph.D

Pembangkit listrik di Kepulauan Kangean dengan kapasitas total 3,6 MW belum bisa memenuhi kebutuhan listrik masyarakat. Diperlukan tambahan daya sebesar 14,77 MW agar kebutuhan daya sebesar 18,37 MW bisa terpenuhi. Pembangkit yang ada sekarang pun sering mengalami pemadaman bergilir. Hal ini disebabkan adanya kerusakan mesin atau terlambatnya pengiriman BBM dari Madura. Namun yang paling sering menjadi penyebab terjadinya pemadaman adalah terlambatnya pengiriman BBM dari Madura. Untuk mengatasi beberapa permasalahan tersebut maka perlu dibangun pembangkit listrik berbahan bakar gas dan fasilitas penunjangnya berupa sistem transportasi gas . Hal ini dirasa sangat cocok karena Kangean merupakan daerah penghasil gas terbesar Se-Jawa Timur. Penelitian ini membahas desain rantai pasok gas dari sumber gas (Pagerungan) menuju ke pembangkit listrik yang ada di Kepulauan Kangean (Batu Guluk dan Sapeken), membahas pemilihan jenis pembangkit listrik berbahan bakar gas yang paling efektif untuk digunakan di Kangean, serta melakukan kajian keekonomian dari rencana pembangunan terminal penerimaan gas yang ada di Kepulauan Kangean. Metode yang digunakan dalam penelitian ini adalah Metode AHP (*Analytic Hierarchy*

Process) dan metode TOPSIS (*Technique for Order of Preference by Similarity to Ideal Solution*) yang keduanya digunakan untuk memilih transportasi gas yang akan digunakan. Dari penelitian yang telah dilakukan, terpilih Kapal CNG Barge sebagai transportasi gas yang paling optimal. Sedangkan untuk jenis pembangkit, terpilih PLTMG yang akan digunakan sebagai pembangkit listrik. Dari hasil analisa kelayakan, dibutuhkan biaya sebesar Rp 160.763.906.413,00 untuk investasi CNG Plant dan fasilitas pendukungnya.

Kata kunci :AHP, Kajian Keekonomian, Rantai Pasok Gas Alam, Teknologi pembangkit, , TOPSIS

ABSTRACT

A STUDY NATURAL GAS SUPPLY CHAIN FOR POWER PLANT IN KANGEAN ISLAND

By : Abdul Gafur
Student Identity Number : 4114 204 005
Supervisor : Prof. Ketut Buda Artana, ST. M.Sc
Co-Supervisor : A.A.B. Dinariyana, ST.,MES.Ph.D

A 3.6 MW power plant on Kangean Island is considered to be not enough to supply the needs from people on it. In order to fulfill the needs of energy around of 18.37 MW on those site, it needs another power around 14.77 MW. Not just the power plant on the site isn't able to fulfill the needs, but it also shut down regularly due to the engine failure or there are delay of fuel transfer from madura. However the main problem of those shut down is because of those late supply from Madura. In order to solve the problems on the power plant, it needs to built another gas power plant an its supporting system and also the gas transportation system. The gas power plant is the right solution for the Kangean Island because those island is one of the biggest gas production site on East Java. These research will be explaining about supply chain design from the gas source on Pagerungan toward to power plant on Kangean Island (especially on Batu Guluk dan Sapeken), other than that, these research also shows which type of gas power plant is the most effective for Kangean Island needs. And finally these research also describe Economic Challenge for Gas Receiver Terminal Plan. Method that uses for these research is AHP Method (Analytic Hierarchy Process) and TOPSIS Method (Technique for Order of Preference by Similarity to Ideal Solution) , those two method will be used for choosing which gas transportation that will be used. From the research, CNG Barge is chosen as the most optimum gas transportation system. For the type of the power plant, PLTMG is chosen as the most suitable power plant on Kangean Island. Based on qualification analysis, it needs a

fund around Rp 160.763.906.413,00 for CNG Plant investment and for building its supporting system.

Keyword : AHP,Economic Challenge, Natural Gas Power Plant, Power Plant Technology, TOPSIS

DAFTAR ISI

LEMBAR PENGESAHAN	v
KATA PENGANTAR	vii
ABSTRAK	ix
DAFTAR ISI.....	xiii
DAFTAR GAMBAR	xvii
DAFTAR TABEL.....	xix
BAB 1.....	1
PENDAHULUAN.....	1
1.1. Latar Belakang.....	1
1.2. Perumusan Masalah	5
1.3. Batasan Masalah	5
1.4. Tujuan	5
1.5. Manfaat	6
BAB 2.....	7
KAJIAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI.....	7
2.1. Gas Alam	7
2.1.1. Gas Alam sebagai Pembangkit Listrik.....	7
2.2. Teknologi Pipa.....	13
2.3. Teknologi LNG.....	14
2.3.1. Karakteristik LNG	14
2.3.2. Teknologi Mini LNG Plant.....	16
2.4. Teknologi CNG.....	21

2.4.1. CNG (Compressed Natural Gas)	21
2.4.2. CNG Marine	21
2.4.3. Tranportasi kapal CNG	22
2.4.4. Teknologi CNG <i>Plant</i>	26
2.5. Cadangan Gas	27
2.6. Lokasi Pembangunan Terminal penerimaan Gas	28
2.7. TOSPSIS (<i>Tehnique for Order Preference by Similarity to Ideal Solution</i>).29	
2.8. Metode AHP	31
2.8.1. Tahapan Tahapan AHP	34
2.8.2. Hubungan antara TOPSIS dan AHP	36
2.9. <i>Linear Programming</i>	36
2.9.1. Bentuk Umum Persamaan <i>Linear Programming</i>	39
2.9.2. Perumusan Persoalan <i>Linear Programming</i>	40
2.10. Kajian Keekonomian	41
2.10.1. Net Present Value (NPV)	41
2.10.2. <i>Rate of Return</i> (IRR)	42
2.10.3. <i>Pay Back Period</i> (PBP)	43
BAB 3	45
METODA PENELITIAN	45
3.1 Perumusan Masalah	47
3.2. Studi Liratur	47
3.3. Pengumpulan data	47
3.8. Kesimpulan dan saran	51
BAB 4	53

HASIL DAN PEMBAHASAN.....	53
4.1. Kondisi Listrik di Kangean.....	53
4.1.1. Rasio Elektrifikasi.....	53
4.1.2. Estimasi pertumbuhan listrik hingga 2035	55
4.2. Gambaran Umum <i>Supply dan Demand</i>	66
4.2.1. Lapangan gas	66
4.2.2. <i>Demand</i>	67
4.3. Pemilihan Tekonologi Desain Rantai Pasok Gas Alam.....	68
4.3.1. Skenario Penggunaan Teknologi LNG, CNG, dan Pipa sebagai Moda Transportasi	69
4.3.2. Pemilihan Teknologi Berdasarkan Analisa Biaya	71
4.3.3. Pemilihan Teknologi Transportasi Menggunakan Metode AHP dan TOPSIS.	88
4.3.4. Teknologi Alternatif Transportasi yang Terpilih.....	96
4.4. Desain Rantai Pasok Gas	97
4.4.1. Identifikasi Ladang Gas	98
4.4.2. Identifikasi <i>Demand</i> dan <i>Loading-Unloading</i> Terminal.....	98
4.4.3. Identifikasi CNG Barge	100
4.4.4. Tata Nama Matematis.....	102
4.4.5. <i>Voyage Data (Round Trip Day)</i>	103
4.4.6. Harga Bunker	104
4.4.7. Port Charge	104
4.4.8. Batasan Masalah (<i>constrain</i>).....	105
4.4.9. Pemodelan Alur Distribusi.....	105

4.4.10. Pemodelan Matematis.....	106
4.5. Pemilihan Teknologi Pembangkit	110
4.5.1. PLTMG	110
4.5.2. PLTG	119
4.5.3. Retrofit PLTD.....	124
4.5.4. Alternatif Teknologi Pembangkit Terpilih.....	124
4.6. Analisa Kelayakan.....	125
4.6.1. CAPEX (<i>Capital Expenditure</i>).....	125
4.6.2. OPEX (<i>Operating Expenditure</i>).....	126
4.6.3. <i>Revenue</i>	129
BAB 5	133
KESIMPULAN	133
REFERENSI	135

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1. 1 Perbandingan CNG, LNG, dan Pipe Line Berdasarkan Jarak dan.....	4
Gambar 2. 1 Komposisi Kandungan Gas Alam	7
Gambar 2. 2 Siklus PLTG.....	8
Gambar 2. 3 PLTMG	11
Gambar 2. 4 Skematik Sistem Bahan Bakar pada PLTMG	11
Gambar 2. 5 Rantai LNG	15
Gambar 2. 6 <i>System Close Loop</i>	18
Gambar 2. 7 <i>System Open Loop</i>	18
Gambar 2. 8 Ilustrasi Proses Marine CNG	22
Gambar 2. 9 Kapal CNG teknologi coselle	23
Gambar 2. 10 Kapal LCT pengangkut gas	24
Gambar 2. 11 Tangki CNG	24
Gambar 2. 12 Kapal SPBG	25
Gambar 2. 13 Rantai Proses Produksi CNG	26
Gambar 2. 14 Lokasi cadangan gas dan minyak di Kangean	28
Gambar 2. 15 Lokasi pembangkit listrik di Kangean	28
Gambar 2. 16 Diagram Model Transportasi	40
Gambar 2. 17 Grafik antara Discount Rate dengan NPV	42
Gambar 3. 2 Desain rantai pasok gas ke pembangkit	49
Gambar 4. 1 Perkiraan Konsumsi Listrik Kecamatan Arjasa hingga Tahun 2035	65
Gambar 4. 2 Perkiraan Konsumsi Listrik Kecamatan Kangean hingga Tahun 2035	65
Gambar 4. 3 Perkiraan Konsumsi Listrik Kecamatan Sapeken hingga Tahun 2035	66
Gambar 4. 4 Lokasi Gas di Kangean	66
Gambar 4. 5 Lokasi pembangkit di Kangean.....	67

Gambar 4. 6 Kondisi eksisting rencana pemasangan pipa	69
Gambar 4. 7 metode <i>Hub-and-Spokes</i> (kiri), Metode <i>Milk and Run</i> (kanan)	70
Gambar 4. 8 Rencana Rute Pelayaran CNG Barge dan Kapal LNG.....	71
Gambar 4. 9 Teknologi <i>Small Scall LNG</i>	72
Gambar 4. 10 Kapal LNG Pioneer Knutsen	73
Gambar 4. 11 Gambar proses SMR.....	75
Gambar 4. 12 SPCB (<i>Self Propelled Container Barge</i>).....	80
Gambar 4. 13 Container CNG	81
Gambar 4. 14 Compressor gas Alam.....	84
Gambar 4. 15 Hirarki AHP	89
Gambar 4. 16 Peringkat Pemilihan Moda Transportasi	92
Gambar 4. 17 Hasil Perangkingan Berdasarkan etode TOPSIS.....	96
Gambar 4. 18 Perbandingan Hasil perhitungan Metode AHP dan TOPSIS	97
Gambar 4. 19 Rantai pasok CNG	97
Gambar 4. 20 Persebaran Sumber Gas di Kangean.....	99
Gambar 4. 21 Lokasi Loading-Unloading terminal.....	99
Gambar 4. 22 Tangki Kontainer CNG.....	101
Gambar 4. 23 Model Alur distribusi CNG	106
Gambar 4. 24 Pemodelan Rantai Pasok CNG	110
Gambar 4. 25 Mesin dengan 4 Langkah.....	111
Gambar 4. 26 Skema Proses Perubahan Gas Menjadi Pemanas, Pendingin, dan Energy Listrik.....	120

DAFTAR TABEL

Tabel 2. 1 Kandungan Beberapa Kalor Jenis Bahan Bakar	15
Tabel 2. 2 Kandungan Unsur pada CNG	21
Tabel 2. 3 Jenis Kapal Coselle	23
Tabel 4. 1 Rasio Elektrifikasi Kecamatan Arjasa 2015	53
Tabel 4. 2 Rasio Elektrifikasi Kecamatan Sapeken 2015	54
Tabel 4. 3 Rasio Elektrifikasi Kecamatan Kangayan 2015.....	55
Tabel 4. 4 Pertumbuhan PDRB Kabupaten Sumenep tahun 2010-2014	56
Tabel 4. 5 Proyeksi Pertumbuhan Penduduk 2010-2035	57
Tabel 4. 6 Proyeksi Pertumbuhan Penduduk Kecamatan Arjasa Sampai 2035.....	58
Tabel 4. 7 Proyeksi Pertumbuhan Penduduk Kecamatan Kangayan Sampai 2035 ...	58
Tabel 4. 8 Proyeksi Pertumbuhan Penduduk Kecamatan Sapeken Sampai 2035.....	59
Tabel 4. 9 Proyeksi kebutuhan listrik Kecamatan Arjasa sampai 2035 pada Sektor..	61
Tabel 4. 10 Hasil Proyeksi Kebutuhan Listrik Kecamatan Sapeken sampai 2035	62
Tabel 4. 11 Hasil Proyeksi Kebutuhan Listrik Kecamatan Kangayan sampai 2035 ..	63
Tabel 4. 12 Kebutuhan Gas pada Masing-masing Pembangkit.....	68
Tabel 4. 13 Dimensi Kapal Pioner Knotsen.....	74
Tabel 4. 14 Hasil Perhitungan Analisa Biaya	79
Tabel 4. 15 Dimensi Kapal.....	80
Tabel 4. 16 Data Trip Kapal.....	82
Tabel 4. 17 Jasa Tarif Pelabuhan	86
Tabel 4. 18 Hasil Perhitungan Analisa Biaya	87
Tabel 4. 19 Skala Perbandingan berpasangan.....	90
Tabel 4. 20 Kuisisioner Perbandingan Berpasangan Kriteria.....	90
Tabel 4. 21 Matriks Perbandingan Berpasangan.....	91
Tabel 4. 22 Hasil Pembobotan Matriks Perbandingan Berpasangan	91
Tabel 4. 23 Hasil Perhitungan Pemilihan Alternatif	91
Tabel 4. 24 Prerefensi untuk Masing-masing Atribut Pemilihan Lokasi.....	93

Tabel 4. 25 Matriks Keputusan Ternormalisasi R.....	94
Tabel 4. 26 Matriks Keputusan Ternormalisasi Terbobot.....	94
Tabel 4. 27 Hasil Penentuan Solusi Positif dan Negatif.....	94
Tabel 4. 28 Separatif Positif dan Negatif	95
Tabel 4. 29 Dimensi Kapal	100
Tabel 4. 30 Rencana Pemuatan Tangki kontainer	101
Tabel 4. 31 Spesifikasi Tangki Kontainer CNG.....	101
Tabel 4. 32 Daftar Harga Jenis Bunker	104
Tabel 4. 33 Jasa Tarif Pelabuhan.....	104
Tabel 4. 34 Data Untuk Perhitungan Rantai pasok	107
Tabel 4. 35 Round Trip Model	108
Tabel 4. 36 Parameter PLTMG	113
Tabel 4. 37 Biaya Kapital	114
Tabel 4. 38 Biaya Perawatan	115
Tabel 4. 39 Biaya bahan Bakar.....	116
Tabel 4. 40 Biaya Kapital	117
Tabel 4. 41 Biaya Operasional	118
Tabel 4. 42 Biaya Bahan Bakar Gas.....	118
Tabel 4. 43 Data Teknis Sistem Turbin.....	121
Tabel 4. 44 Biaya Capital	122
Tabel 4. 45 Biaya maintenance untuk turbin.....	123
Tabel 4. 46 biaya kebutuhan bahan bakar	123
Tabel 4. 47 Spesifikasi PLTMG yang Terpilih	125
Tabel Lanjutan Tabel 4. 48.....	125
Tabel 4. 49 Hasil Perhitungan Analisa Biaya.....	128
Tabel 4. 50 Jumlah Pendapatan dari Beberapa Variasi Margin	129
Tabel 4. 51 Variabel-variable dari dalam analisa investasi	130
Tabel 4. 52 Perhitungan Bunga dari Pinjaman.....	131
Tabel 4. 53 Rangkuman Analisa Investasi	132

BAB 1

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Seiring dengan meningkatnya kebutuhan energi di Indonesia, pemanfaatan gas sebagai sumber energi alternatif pengganti minyak bumi berkembang pesat (Kementrian ESDM, 2012). Akhir-akhir ini pemerintah juga berencana untuk mengkonversi pembangkit listrik yang berbahan bakar HSD dengan bahan bakar gas (BBG). Hal ini dikarenakan semakin sulitnya mendapatkan bahan bakar HSD, selain itu juga adanya kebijakan pemerintah untuk mengurangi emisi CO₂. Untuk menunjang itu semua, pemerintah mulai membangun fasilitas-fasilitas guna memaksimalkan energi alternatif berupa gas mengingat cadangan minyak bumi sebagai peran utama sumber energi semakin menipis.

Kepulauan Kangean adalah salah satu pulau yang terletak di Kabupaten Sumenep Provinsi Jawa Timur dengan luas daerah 487 km² yang terdiri dari 4 pulau utama, yakni Kangean, Sapeken, Sepanjang, Saobi dan Paliat. Dari sejumlah pulau-pulau yang ada, hanya Kangean dan Sapeken yang dapat distribusi listrik dari PLN dengan menggunakan Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD). Itupun hanya Sapeken yang listriknya menyala selama 24 jam. Sedangkan di Kangean listriknya hanya 12 jam sehari.

Jumlah pelanggan di Kangean, sampai saat ini jumlahnya mencapai 6.533 pelanggan dengan daya yang dihasilkan PLTD Kangean mencapai 2900 kW. Sedangkan jumlah pelanggan di Sapeken mencapai 964 pelanggan dengan kapasitas pembangkit 700 kW. Rata-rata daya yang dikonsumsi pelanggan di Kangean maupun Sapeken sebesar 450 kWh (BPS Sumenep 2015).

Akhir-akhir ini PLN di Kepulauan Kangean kususny PLTD yang ada di Kangean sering mengalami pemadaman bergilir. Ada 2 penyebab terjadinya pemadaman bergilir, yaitu adanya kerusakan mesin dan terlambatnya pengiriman BBM dari Madura. Namun yang paling sering menjadi penyebab terjadinya

pemadaman adalah terlambatnya pengiriman BBM dari Madura ataupun memang karena habisnya stok BBM di Madura. Hal ini harus dicari solusinya agar PLN di Kangean bisa kembali normal untuk kesejahteraan masyarakat.

Daya yang dihasilkan PLTD Kangean dalam kondisi normal mencapai 2.900 kW, sementara beban puncak disana masih mencapai 2.600 kW (PT. PLN Persero area distribusi Jatim), sehingga masih surplus 300 kW. Biaya produksi listrik dengan menggunakan PLTD cukup mahal, yakni mencapai Rp1.500 per kWh, padahal biaya produksi listrik melalui pembangkit jenis lainnya dikisaran Rp525 per kWh, sementara harga jual di sana cukup murah Rp692 per kWh karena sebagian besar pelanggan di sana adalah pelanggan subsidi dengan daya 450 kWh (PT. PLN Persero area distribusi Jatim) Dengan rincian biaya di atas, total biaya yang harus dikeluarkan PLN sebesar Rp. 4.050.000.000,- sedangkan hasil tagihan dari pelanggan Rp. 1.417.500.000,- sehingga PLN harus mensubsidi sebesar Rp. 2.632.500.000,-. Jumlah ini tentu akan sangat membebani PLN jika dibiarkan terus menerus.

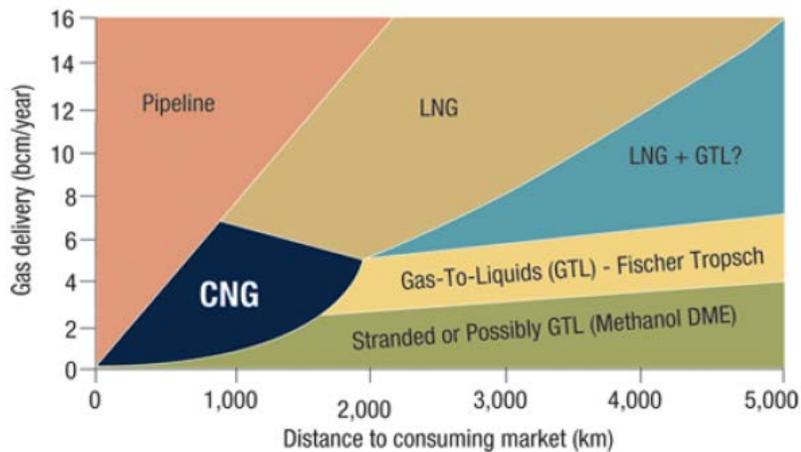
Dari beberapa permasalahan yang telah diuraikan di atas, salah opsi yang bisa ditawarkan adalah dengan menyalurkan kelebihan daya yang dimiliki Jawa Timur menggunakan kabel bawah laut, dimana saat ini Jatim masih memiliki cadangan sekitar 2.600 Mega Watt (PT. PLN persero 2016). Dengan kelebihan daya yang dimiliki PLN Jatim, seharusnya bisa dialirkan ke daerah-daerah kepulauan yang ada di Sumenep. Namun cara tersebut masih sulit untuk direalisasikan, hal itu disebabkan investasi yang terlalu besar yang tentu tidak sebanding dengan jumlah pelanggan di Kangean yang hanya 6533 pelanggan.

Opsi lain yang mungkin untuk direalisasikan adalah mengkonversi BBM (bahan bakar minyak) ke BBG (bahan bakar gas). Saat ini sudah ada pulau kecil seperti Bawean yang menggunakan Pembangkit Listrik Tenaga Mesin Gas (PLTMG) yang bisa dijadikan proyek percontohan (Jannah 2012). Untuk bisa menggunakan PLTMG ini syaratnya harus dekat dengan sumber gas seperti Bawean yang memanfaatkan kelebihan gas di Gresik. Kangean sendiri merupakan daerah penghasil

gas yang mensuplai kebutuhan gas di Jawa Timur, sehingga sangat memungkinkan untuk mengganti BBM ke Gas.

Dewasa ini pendistribusian gas dari sumber menuju ke konsumen sebagian besar menggunakan pipa yaitu sekitar 70% (Wang, 2008). Untuk kasus ini gas yang akan diangkut menuju konsumen harus melewati laut. Ada 3 alternatif yang bisa digunakan untuk mendistribusikan gas dengan melewati laut, yaitu menggunakan pipa, kapal LNG, dan kapal CNG. Jika menggunakan pipa bawah laut harus mempertimbangkan faktor ekonomis, dimana untuk jarak yang relatif dekat penggunaan pipa bawah laut menjadi tidak efisien (Wang, 2008). Selain menggunakan pipa, ada 2 sistem transportasi yang bisa dipakai untuk mendistribusikan gas tersebut, yakni dengan menggunakan kapal LNG atau CNG. Berikut adalah perbandingan teknologi kapal CNG dan LNG diantaranya adalah :

- ✓ kapal LNG membutuhkan investasi yang tergolong mahal untuk menyediakan fasilitas tangki *cryogenic* untuk menjaga suhu agar tetap berada pada kisaran -160°C dan fasilitas regasifikasi. Sedangkan untuk teknologi kapal CNG tergolong lebih murah karena terdapat pengurangan fasilitas *cryogenic* yang dibutuhkan dalam proses LNG, tidak dibutuhkan kondensasi, tidak dibutuhkan fasilitas regasifikasi, energi yang dibutuhkan dalam proses produksinya lebih rendah hingga setengahnya proses LNG. Yang dibutuhkan hanyalah tangki bertekanan untuk menampung gas, sehingga kapal CNG tergolong lebih murah dari yang lainnya.
- ✓ CNG merupakan alternatif yang terbaik apabila jarak yang ditempuh untuk transportasi gas kurang dari 2000 km (Wang, 2008). Pada Gambar 1.1 berikut menunjukkan grafik perbandingan CNG, LNG, dan *pipe line* berdasarkan jarak tempuh.



Gambar 1.1 Perbandingan CNG, LNG, dan Pipe Line Berdasarkan Jarak dan Kapasitas Angkut (Wang, 2008)

Teknologi pembangkit listrik yang menggunakan bahan bakar gas terdiri dari 3 jenis yaitu PLTG, PLTMG, dan retrofit PLTD yang sudah ada. Teknologi PLTMG sudah banyak diaplikasikan di pulau-pulau kecil seperti Bawean (Jannah, 2012). Sehingga teknologi ini tentunya juga bisa diaplikasikan di Kepulauan Kangean yang kondisi geografisnya hampir sama dengan Bawean. Selain itu, letak sumber gas yang sangat dekat dengan Kangean semakin menguatkan penggunaan gas untuk pembangkit-pembangkit listrik yang ada di Kepulauan Kangean.

Untuk menunjang rencana penggunaan gas pada pembangkit listrik di Kepulauan Kangean, perlu dibangun fasilitas penunjang berupa fasilitas penerima gas pada masing-masing pembangkit serta fasilitas pengiriman gas di daerah sumber gas di desa Pagerungan Kepulauan Kangean. Agar hal tersebut bisa terwujud, maka perlu dilakukan studi kasus yang bertujuan mendesain proses distribusi gas dari sumber menuju pembangkit-pembangkit yang ada di Kangean. Selain itu juga perlu dilakukan studi mengenai jenis pembangkit yang akan digunakan di antara 3 alternatif yang ada yaitu PLTG, PLTMG, dan retrofit PLTD.

1.2. Perumusan Masalah

Permasalahan yang muncul ialah :

1. Bagaimana desain rantai pasok gas alam dari Pagerungan ke pembangkit listrik yang ada di Kepulauan Kangean yaitu Sapeken dan Batu Guluk?
2. Bagaimana pemilihan teknologi pembangkit listrik yang akan digunakan di kepulauan Kangean dari 3 alternatif yang ada yaitu PLTG, PLTMG, dan retrofit PLTD.
3. Bagaimana analisa kelayakan investasi pembangunansistem rantai pasok gas di Kepulauan Kangean menuju pembangkit listrik yang ada?

1.3. Batasan Masalah

Batasan masalah dari penelitian ini adalah

1. Alternatif pembangkit yang digunakan adalah PLTG (turbin) , PLTMG, atau retrofit dari *Diesel Engine*.
2. Alternatif transportasi gas yang digunakan yaitu menggunakan pipa, kapal LNG, atau CNG barge.
3. Lokasi pembangunan terminal penerimaan gas direncanakan terletak di dekat pembangkit listrik yang ada di desa Batu Guluk, dan desa Sapeken.

1.4. Tujuan

Tujuan yang ingin dicapai dalam penelitian ini antara lain :

1. Mendesain sistem rantai pasok gas alam ke pembangkit listrik di Batu Guluk, dan Sapeken dengan alternatif transportasi gas menggunakan LNG, CNG, atau Pipa .
2. Mengkaji jenis pembangkit dari 3 alternatif yakni retrofit PLTD, PLTMG, atau PLTG, kemudian memilih yang terbaik berdasarkan nilai keekonomian, teknis, dan lain-lain
3. Mengkaji keekonomian masing-masing dari rantai pasok dan memilih desain rantai pasok yang paling efisien.

1.5. Manfaat

Manfaat dari penulisan penelitian ini adalah :

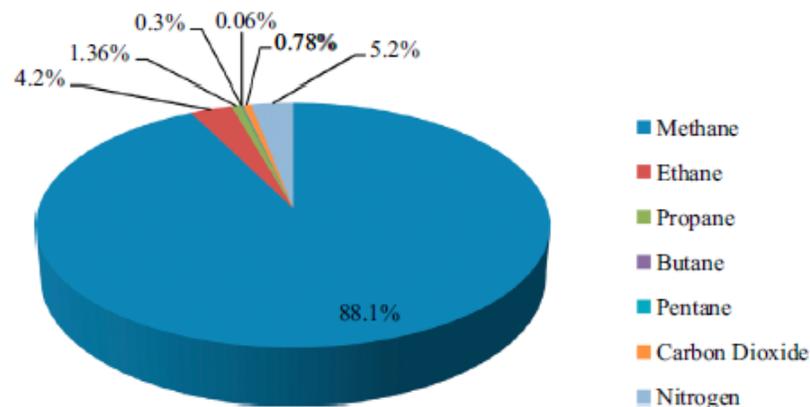
1. Mandapatkan desain rantai pasok gas yang paling optimal dari sumber gas menuju pembangkit-pembangkit yang ada di Kepulauan Kangean.
2. Mendapatkan hasil kajian teknologi yang akan digunakan pada pembangkit listrik yang ada di Kangean dan memilih teknologi yang paling baik.
3. Mendapatkan hasil kajian keekonomian masing-masing dari rantai pasok dan memilih desain rantai pasok yang paling efisien.

BAB 2

KAJIAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI

2.1. Gas Alam

Gas alam merupakan bahan bakar fosil atau senyawa organik yang terdapat jauh dibawah permukaan bumi yang terbentuk jutaan tahun lalu sebagai akibat adanya tekanan dan perubahan geografis. Komponen utama gas alam adalah metana (CH_4), yang merupakan molekul hidrokarbon rantai terpendek dan teringan. Gas alam juga mengandung molekul-molekul hidrokarbon yang lebih berat seperti etana (C_2H_6), propana (C_3H_8) dan butana (C_4H_{10}), selain itu ada juga yang mengandung sulfur (belerang) (Kakaee, 2014). Gas alam tersusun dari beberapa komponen yang menyatu dan memiliki kadar tersendiri. Berikut adalah rentang kadar komponen penyusun gas alam pada Gambar 2.1.



Gambar 2. 1Komspsi Kandungan Gas Alam (Kakaee, dkk, 2014)

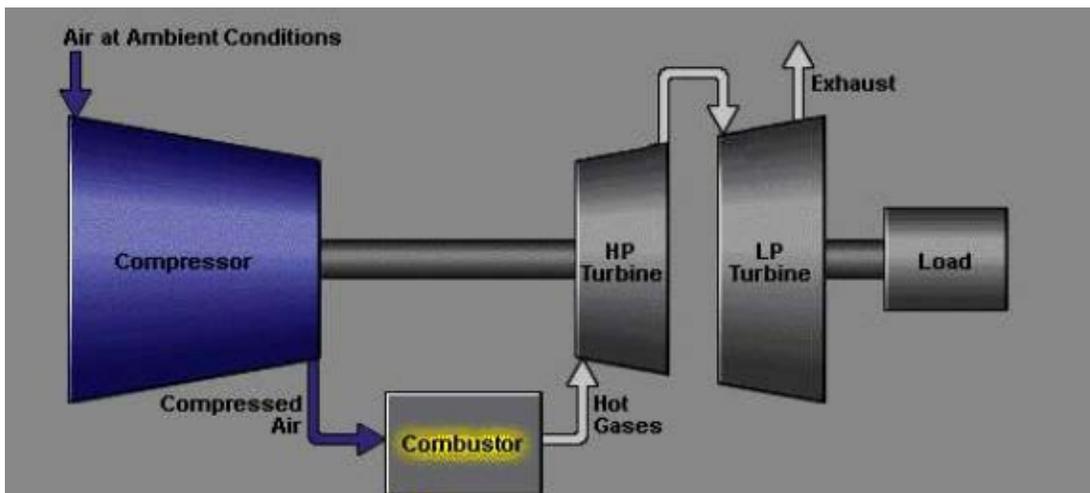
2.1.1. Gas Alam sebagai Pembangkit Listrik

Pembangkit listrik tenaga gas membutuhkan gas sebagai sumber energi untuk menghasilkan listrik. Namun tidak sepenuhnya (khususnya gas alam) berperan sebagai sumber energi yang diperlukan. Pada pembangkit, komponen paling utama dalam menghasilkan listrik ada dua, yaitu mesin penggerak (biasanya berupa turbin

atau motor pada pembangkit diesel) dan generator. Generator adalah pembangkit listrik yang menghasilkan listrik karena berputar sehingga menghasilkan beda potensial pada medan magnetnya. Turbin dan generator adalah dua benda dengan satu poros yang sama, jadi turbin berputar maka generatorpun berputar. Turbin digerakan oleh sumber energi yang bergantung pada jenis pembangkit tersebut, apakah PLTG, PLTA, PLTU dan lain-lain.

a. PLTG

PLTG, yang memutar turbin bukanlah murni gas alam, melainkan hasil sebuah proses pembakaran. Perlu diketahui, bahan bakar PLTG tidak hanya gas alam saja, tetapi bisa juga menggunakan BBM misalnya HSD atau MFO. Siklus PLTG pada Gambar 2.2 dimulai dari pengambilan udara oleh kompresor. Dalam kompresor ini udara diolah sehingga tekanannya naik. Udara ini dimasukkan kedalam *Combustion* atau ruang bakar bersama dengan bahan bakar. Pembakaran menghasilkan gas bertekanan dan bersuhu tinggi (Suhu sekitar 2000 derajat celcius). Gas bertekanan inilah yang memutar turbin. Turbin berputar, generator ikut berputar dan listrik pun dihasilkan. Setelah memutar turbin, gas tersebut dibuang di atmosfer.



Gambar 2. 2 Siklus PLTG (<https://turbininstrument.wordpress.com/turbin-gas-i>)

Dari segi operasi, sistem Turbin Gas tergolong unit yang masa start-nya pendek, yaituantara 15-30 menit, dan kebanyakan dapat di-start tanpa pasokan daya dari luar (black start), yaitu menggunakan mesin diesel sebagai motor start. Dari segi pemeliharaan, unit PLTG mempunyai selang waktu pemeliharaan (time between overhaul) yang pendek, yaitu sekitar 4.000-5.000 jam operasi.Makin sering unit mengalami start-stop, makin pendek selang waktu pemeliharannya. Walaupun jam operasi unit belum mencapai 4.000 jam, tetapi jika jumlah startnya telah mencapai 300 kali, maka Sistem Turbin Gas tersebut harus mengalami pemeriksaan (inspeksi) danpemeliharaan. Saat dilakukan pemeriksaan, hal-hal yang perlu mendapat perhatian khusus adalah bagian-bagian yang terkena aliran gas hasil pembakaran yang suhunya mencapai 1.300°C , seperti: ruang bakar, saluran gas panas (hot gas path),dan sudu-sudu turbin. Bagian-bagian ini umumnya mengalami kerusakan (retak) sehingga perlu diperbaiki (dilas) atau diganti. Proses start-stop akanmempercepat proses kerusakan (keretakan) ini, karena proses start-stop menyebabkan proses pemuaiian dan pengerutan yang tidak kecil. Hal ini disebabkan sewaktu unit dingin, suhunya sama dengan suhu ruangan (sekitar 30°C).Sedangkan sewaktu operasi,akibat terkena gas hasil pernbakaran dengan suhu sekitar 1.300°C . Dari segi efisiensi pemakaian bahan bakar, unit Sistem Turbin Gas tergolong unit termal yang efisiensinya paling rendah, yaitu berkisar antara 15-25%. Dalam perkembangan penggunaan unit PLTG di PLN, akhir-akhir ini digunakan unit turbin gas aero derivative, yaitu turbin gas pesawat terbang yang dimodifikasi menjadi turbin gas penggerak generator.

b. PLTMG

Dari sekian banyak jenis pusat pembangkit listrik, salah satu jenis yang masih cukup banyakdioperasikan dan dibangun di Indonesia adalah Pembangkit Listrik Tenaga Mesin Gas / *Gas Engine PowerPlant* (PLTMG / GEPP). Pilihan jatuh pada PLTMG dikarenakan beberapa alasan, antara lain:

- Ketersediaan bahan bakar gas alam (*natural gas*), yang dari segi ekonomis lebih baik jika dibandingkan dengan bahan bakar minyak (HSD/MFO/LFO).

- Kapasitas unit pembangkitan yang bisa disesuaikan dengan kebutuhan,
- Pengerjaan, pengoperasian dan pemeliharaan yang relatif sederhana,
- Bisa digunakan untuk pemasok daya pada saat beban puncak (*peaker*).

Pada sebuah PLTMG, sistemnya tidak terlalu rumit. Terdiri dari satu bagian utama (*main equipment*), yang berupa mesin dan pelengkap (*engines and auxiliary*), dan sistem pendukung (*balance of plant -BoP*).

Bagian utama PLTMG umumnya adalah paket mesin dan pelengkapannya. Bagian mesin yang dikopel dengan generator, dibantu sistem pelengkap yang mengatur pendingin (pelumas/*lube oil*, air pendingin/*cooling water* dan alat penukar panas/*radiator-cooling tower-heat exchanger*), sistem udara pembakaran (*charge air*), sistem udara terkompresi untuk menghidupkan mesin dan kebutuhan instrumen (*starting & instrument air*), sistem udara sisa pembakaran (*exhaust air*), sistem pemipaan-instrumen (*piping and instrument system*), sistem listrik (*electrical system*) dan sistem instrumentasi-kontrol (*instrumentation-control system*).

Selain terdiri atas sistem utama, unit PLTMG juga dilengkapi dengan sistem pendukung, yang terdiri atas sistem bahan bakar (*fuel system - gas/HSD/MFO/LFO*), sistem air baku (*water treatment system*), dan sistem proteksi terhadap kebakaran (*fire protection system*).

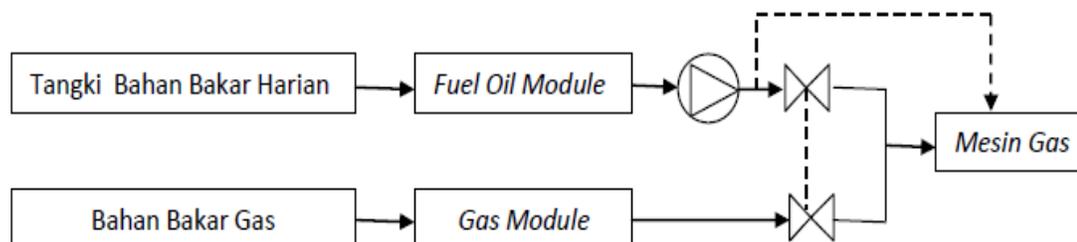
Sistem utama pada PLTMG umumnya disuplai oleh sebuah pemasok utama (*main vendor*) yang biasanya adalah produsen/pabrikan dari mesin gas (Ex. *Wartsila, Roll-Royce, Kawasaki Heavy Industries, GE Jenbacher, Caterpillar, Perkins*, etc). Sisanya, semua pekerjaan sipil dan sistem pendukung, dikerjakan oleh kontraktor pelaksana



Gambar 2. 3PLTMG (BPPT, 2012)

PLTMG di Indonesia umumnya menggunakan mesin dengan dua bahan bakar, baik dengan konfigurasi *dual-fuel* seperti pada Gambar 2.4, ataupun *bi-fuel*. Karena umumnya mesin yang dipakai menggunakan dua bahan bakar, oleh karena itu sistem bahan bakarnya juga harus bisa mengakomodir kedua bahan bakar tersebut. Bahan bakar yang umumnya digunakan adalah gas alam (*natural gas*) dan minyak diesel (HSD/MFO).

Bahan bakar minyak diesel biasanya digunakan untuk dua (2) fungsi, yaitu untuk bahan bakar awalan (*pilot fuel*) dan bahan bakar utama (*main fuel*). Fungsi bahan bakar utama (*main fuel*) digunakan jika dan hanya jika mesin gas dioperasikan menggunakan bahan bakar minyak solar sebagai bahan bakar utamanya, atau pada kondisi mesin sebelum *switch-over* bahan bakar ke sistem gas. Sedangkan fungsi sebagai bahan bakar awalan (*pilot fuel*) akan selalu digunakan pada setiap upaya operasi mesin (*starting & operation engine*).



Gambar 2. 4 Skematik Sistem Bahan Bakar pada PLTMG (<https://syofuan.files.wordpress.com/2013/02/sistem-utama-sebuah-pltmg-mesin-r-1.pdf>)

Dibandingkan dengan pembakaran minyak berat, pembakaran gas alam mempunyai ciri-ciri sebagai berikut (Febianto 2002):

- Dengan injeksi bahan bakar pada tekanan rendah (0,04-0,25 Mpa), pembakaran dengan pencampuran dengan udara, tidak mengalami proses seperti pada proses pembakaran minyak berat, dimana proses pengkabutan tidak diperlukan sehingga terjadi proses pengapian pendek (*short flame*). Selain itu kecepatan reaksi, suhu api (*flame*) sangat tergantung pada kondisi pencampuran dengan udara.
- Rasio komponen H dan C sangat kecil, karena itu pada proses pembakaran tidak terbentuk jelaga
- Persentasi komposisi air dalam gas yang terbentuk pada proses pembakaran cukup banyak, radiasi dari pembakaran gas cukup besar
- Pada pembakaran dengan perbandingan udara yang tepat, akan dicapai efisiensi pembakaran yang tinggi. Tetapi jika terjadi kekurangan udara pada proses pembakaran akan dihasilkan CO dan komponen lainnya yang dihasilkan dari pembakaran yang tidak sempurna. Pada keadaan yang ekstrem dihasilkan jelaga
- Kontrol pada proses pembakaran sangat mudah, tetapi jika terjadi ketidaktepatan pada bentuk *combuster* atau ketidaktepatan pada komposisi pencampuran udara, akan terjadi ketidakstabilan pada pengapian (*ignition*). Pada kondisi ekstrim akan terjadi getaran yang diakibatkan oleh proses pembakaran yang berinterferensi karakteristik frekuensi getaran tungku bakar
- Kandungan N, S, dan *impurities* tidak ada, erosi, korosi, dan kotoran pada boiler tidak timbul. Dan karena tidak dihasilkan debu, SO_x, serta sedikit NO_x, penanggulangan polusi sangat mudah ditangani.
- Area suhu bakar sangat lebar, maka jika terjadi kegagalan pada *ignition*, maka sama halnya dengan pemakaian bahan bakar lain, akan diikuti dengan timbulnya bahaya ledakan.

2.2. Teknologi Pipa

Pertumbuhan transportasi gas alam melalui pipa telah menyebabkan pembentukan jaringan besar di seluruh dunia. Menurut Wang 2008 70% dari gas di dunia diangkut oleh pipa gas dengan panjang keseluruhan 930.000 km yang meliputi Eropa dan Amerika. Secara umum pipa gas alam dapat dikategorikan menjadi 3 bagian yaitu:

- Pipa untuk mengangkut biasanya dengan diameter yang besar dan tekanan yang tinggi (145-1500 psi). Pipa ini biasanya digunakan untuk mengangkut gas dari sumur ke pengolahan gas
- Pipa distribusi umumnya mempunyai diameter yang kecil. Biasanya digunakan untuk mengangkut gas menuju ke konsumen akhir

Penggunaan pipa sebagai transportasi gas sangat mahal, tergantung pada beberapa faktor seperti diameter pipa, jarak, medan, di darat atau di pantai serta jumlah kompresi yang digunakan. Secara umum biaya pemasangan pipa adalah \$600.000 - \$4.000.000 per kilometer (Thomas dkk, 2003), dengan asumsi pemasangan di lepas pantai 50% lebih mahal daripada pemasangan pipa di darat.

Dilihat dari fungsinya, jalur pipa dibagi menjadi tiga bagian (Handiko, G, 2012), yaitu :

a. *Gathering Pipeline*

Setelah dihasilkan dari sumur, gas akan disalurkan melalui *gathering pipeline* menuju tempat pengolahan (*gas processing plant*). Sistem ini terdiri dari banyak *gathering pipeline* yang berasal dari berbagai sumur. Diameter pipa yang digunakan lebih kecil dibandingkan pipa transmisi karena volume gas yang dialirkan tidak terlalu besar.

b. *Transmission Pipeline*

Transmission pipeline atau pipa transmisi berfungsi menyalurkan gas bumi dengan jumlah yang besar dan jarak yang jauh dari tempat pengolahan

mendekati konsumen akhir ataupun tempat penyimpanan. Tekanan operasi dalam pipa berkisar antara 600-1200 psi dan diameter pipa antara 24-36 inch.

c. *Distribution Pipeline*

Distribution pipeline atau pipa distribusi berfungsi menyalurkan gas bumi dari jalur transmisi ke konsumen akhir. Volume dan tekanan gas bumi yang disalurkan lebih kecil dibanding pipa transmisi. Tekanan operasi di dalam pipa sekitar 60 psi dengan diameter pipa antara 2-24 inch.

2.3. Teknologi LNG

2.3.1. Karakteristik LNG

Liquefied Natural Gas (LNG) adalah gas bumi yang dicairkan dengan proses pendinginan hingga mencapai suhu -160°C pada tekanan 1 atm. LNG memiliki densitas sekitar 45% dari densitas air, dengan reduksi volume mencapai 1/600 dibanding kondisi gasnya. Tujuan utama dari pencairan gas bumi adalah untuk memudahkan transportasinya dari daerah produksi ke konsumen. Komposisi LNG pada umumnya terdiri dari 85-90% mol metana ditambah etana dan sebagian kecil propana, butana, dan nitrogen. Komposisi LNG yang sebenarnya tergantung dari sumber gas dan teknologi pemrosesannya.

LNG dapat diangkut melalui darat dengan skala kecil maupun di laut dengan skala besar. Di seluruh dunia gas alam yang diangkut menggunakan LNG sebanyak 30% (Wang). Transportasi menggunakan LNG lebih ekonomis untuk jarak di atas 4000 km jika dibandingkan dengan menggunakan pipa. LNG melibatkan empat prosedur yang berbeda yaitu pembersihan gas, pencairan, pengiriman, dan regasifikasi. Kapal LNG yang umum digunakan adalah kapal dengan kapasitas 135.000-145.000 m^3 .

LNG memiliki kandungan energi per volume lebih besar dibandingkan dengan jenis bahan bakar lain yang bersumber dari gas. Tabel 2.1 berikut memperlihatkan densitas energi persatuan volume dari beberapa bentuk energi.

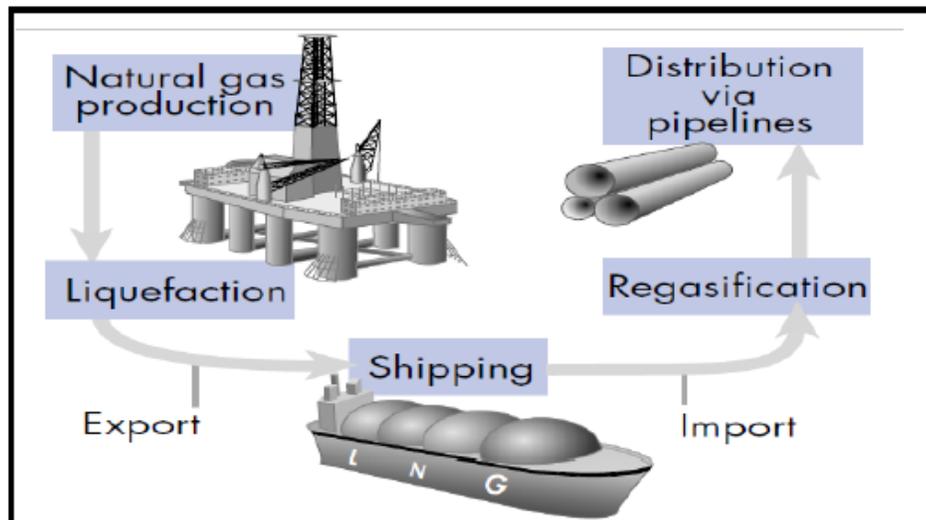
Tabel 2. 1Kandungan Beberapa Kalor Jenis Bahan Bakar

Bahan Bakar	MJ/KG	MJ/I
LPG	48,0	24,4
Metana	50,0	0,035
CNG	50,0	8,7
LNG	50,0	21,6
Hidrogen pada 248 bar	120,0	2,5
Hidrogen pada -250 ⁰ c	120,0	8,5

Sumber : Mahendra, 2008

Rantai pasok teknologi LNG secara umum dibagi menjadi 4 bagian, yaitu :

1. Eksplorasi, yaitu gas bumi diambil dari sumbernya yang berupa *wellhead*
2. Pencairan, yaitu gas bumi yang sudah diambil kemudian dicairkan sehingga memudahkan untuk transpotasinya menuju konsumen.
3. Pengkapalan, yaitu gas bumi yang sudah dicairkan (LNG) dibawa dengan menggunakan kapal menuju konsumen dengan jarak yang jauh dari sumbernya.
4. *Regasification*, yaitu proses perubahan gas bumi yang telah dicairkan menjadi wujud gas kembali sebelum disalurkan kepada konsumen akhir.



Gambar 2. 5Rantai LNG (Ilhamsyah, 2012)

Dari ke empat tahapan teknologi LNG tersebut mempunyai keterkaitan yang tak terpisahkan, yakni produksi gas di sumur, pencairan, transportasi, regasifikasi di terminal penerima dan distribusi ke konsumen. Gambar proses LNG seperti pada Gambar 2.5.

2.3.2. Teknologi Mini LNG Plant

Dalam proses rantai pasok LNG, Kilang LNG merupakan bagian yang penting dalam menjangkau proses rantai pasok. Saat ini kilang LNG yang biasa digunakan di dunia ada 2 ukuran, kilang LNG konvensional dan kilang LNG skala kecil. Kilang LNG konvensional biasanya digunakan untuk menampung gas dalam ukuran besar, sedangkan Kilang LNG skala kecil atau mini LNG Plant biasanya digunakan untuk menampung gas yang relatif kecil. *Mini LNG Plant* berbeda dari kilang LNG skala besar dalam beberapa aspek sehingga mempengaruhi desain. LNG yang diproduksi oleh berskala kecil digunakan untuk memasok permintaan *peakshaving* serta untuk memasok gas bumi ke daerah-daerah yang memerlukannya namun pipanya secara ekonomis dan teknis tidak *feasible* dibangun. LNG ini digunakan untuk memasok gas bumi (berkompetisi dengan LPG dan *fuel oil*) ke industri, komersial dan perumahan yang jauh.

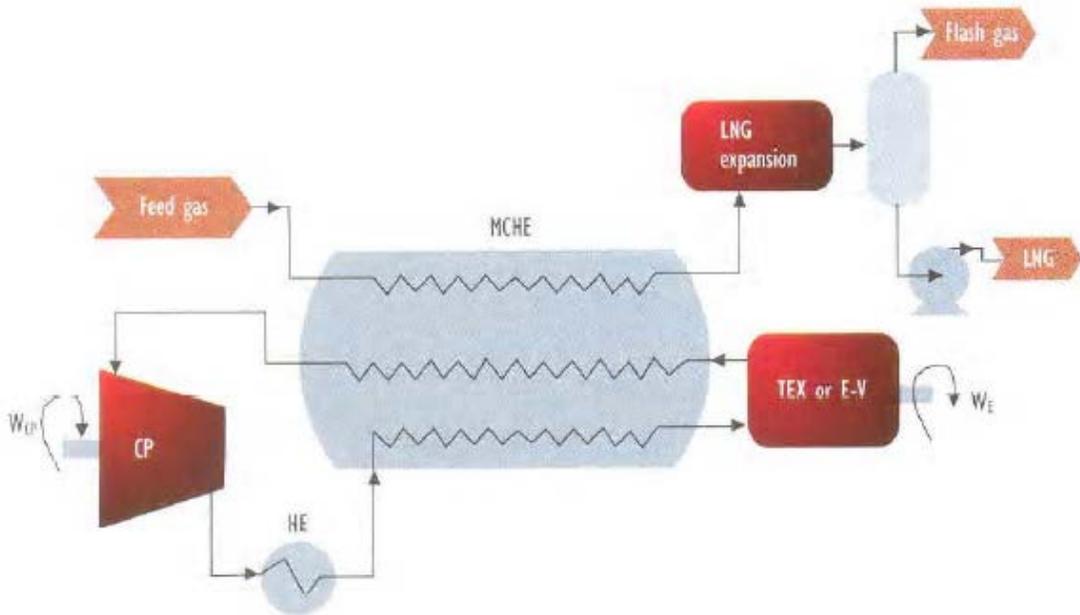
Titik berat desain kilang mini LNG terletak pada minimisasi biaya kapital, bukan efisiensi termodinamika. Oleh karena itu, semua siklus pencairan *mixed refrigerant* telah digunakan di sebagian besar mini LNG Plant. Jika pipa distribusi berada pada tekanan di bawah tekanan *gas trunk line*, maka proses ekspander dapat digunakan untuk memanfaatkan perbedaan tekanan. Meski banyak variasi, namun prinsip kilang LNG skala kecil adalah mengekspansi gas *inlet* secara isentropik melalui ekspander sehingga temperaturnya turun dengan cepat dan sebagian gas mencair. Cairan dikirim ke tangki penyimpanan. Gas sisa dikompresi secara mekanis oleh kompresor yang dihubungkan serta digerakkan oleh ekspander. Gas ini kemudian dikirim ke pipa bertekanan rendah untuk didistribusikan ke luar kilang.

Secara umum, proses kilang LNG skala kecil terbagi menjadi dua bagian, *closeloop* yaitu dimana natural gas didinginkan dan dicairkan dengan menggunakan fluida refrigeran yang terpisah dari gas umpan, dan *openloop* yaitu dimana fluida refrigeran merupakan bagian dari gas umpan.

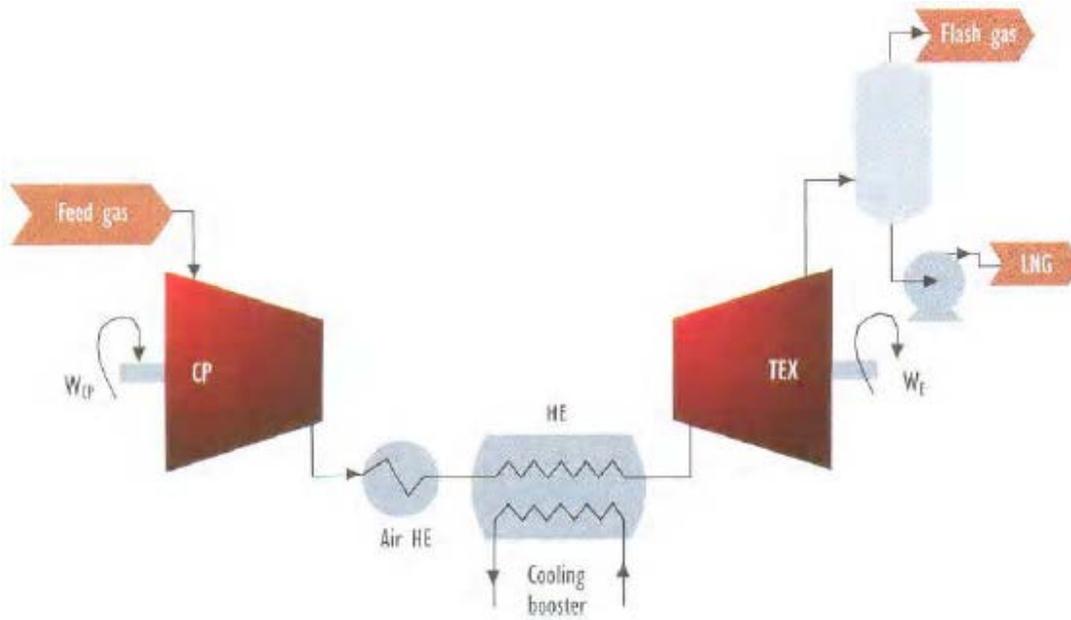
Sistem *closeloop* menggunakan satu fluida refrigeran *cryogenic* atau campuran beberapa fluida yang biasa disebut sebagai *Mixed Refrigerant* (MR). Campuran ini merupakan gabungan fluida yang bisa menurunkan kurva gas bumi dari temperatur kamar menjadi temperatur *cryogenic*, sehingga energi yang diperlukan dan ukuran heat exchanger bisa dioptimasi. Gambar 2.6 menunjukkan skema sistem *closeloop*.

Pertama refrijeran dikompres di dalam kompresor (CP) lalu didinginkan pada *heat exchanger* sehingga mencapai temperatur ruangan. Kemudian fluida refrijeran disalurkan pada *Main Cryogenic Heat Exchanger* (MCHE) sehingga temperaturnya semakin rendah. Kemudian diekspansi dengan menggunakan *throttling valve* ataupun *turbo expander* (TEX) sehingga tercapai tempertur *cryogenic*. Setelah diekspansi, refrijeran kembali disalurkan ke MCHC untuk menurunkan tempertur gas umpan. Dan terakhir refrijeran akan kembali ke kompresor sehingga membentuk siklus refrijeran. Gas umpan setelah dari MCHC akan diekspansi dan dimasukkan ke dalam flash tank untuk memisahkan antara vapour, biasanya oksigen, dan cairan yang berupa LNG. Proses ini biasanya menghasilkan 90% LNG.

Sistem *openloop* adalah berdasarkan pada proses kompresi-pendinginan ekspansi sehingga gas dengan tekanan tinggi pada temperatur kamar ataupun temperatur rendah moderat bisa dipertahankan. Kemudian gas bumi yang sudah dikompresi di CP dan didinginkan melalui *heat exchanger*, akan disalurkan keturbo *expander* (TEX) sehingga terekspansi untuk menghasilkan LNG pada *flash tank*. Gambar 2.7 menunjukkan skema proses *openloop*. Sistem ini bisa menggunakan lebih dari satu kompresor dan *heat exchanger*, sehingga gas bumi cair bisa dihasilkan sepanjang siklus ini.



Gambar 2. 6 *System Close Loop* (Begazo, 2007)



Gambar 2. 7 *System Open Loop* (Begazo, 2007)

Kilang mini LNG tersedia dalam bentuk modular dan dapat dibeli di pasar internasional. Teknologi kilang mini LNG terus berkembang menghasilkan teknologi baru dengan biaya yang kompetitif. Beberapa proses yang tersedia untuk kilang adalah:

1. Black and Veatch PRICO

Pada skala kecil dan sedang, proses ini digunakan untuk sistem *peakshaving*, memasok bahan bakar kendaraan bermotor dan distribusi gas dengan kapasitas dari 4 MMSCFD hingga lebih dari 180 MMSCFD. Teknologi ini digunakan di 25 kilang mini LNG di dunia (*peakshaving* di New York City, Alabama dan Skotlandia, bahan bakar kendaraan di Brazil dan Cina, suplai gas di Cina) dengan kapasitas dari 4 hingga 360 MMSCFD.

2. Kryopak PCMR

Proses ini menggunakan refrijerasi yang terdiri dari nitrogen metana, etana, propana, butana and pentana. Untuk menukar panas digunakan *plate heat exchanger*.

3. Kryopak EXP

Pada proses ini, kerja dan refrijerasi diekstraksi dari proses ekspansi. Refrijerasi digunakan juga untuk membantu proses pencairan. Kerja yang diekstraksi digunakan untuk merekompresi sebagian gas refrijerasi. Proses Kryopak banyak digunakan di Cina dan Australia.

4. Hamworthy (Siklus Nitrogen)

Proses ini menggunakan siklus *close loop* dengan nitrogen sebagai refrijerasi. Kompresi tiga tahap dengan pendinginan-antara digunakan untuk memperoleh nitrogen pada tekanan tinggi. Nitrogen bertekanan tinggi ini selanjutnya mengalami proses *throttling* sehingga mencapai temperatur kriogenik. Selama proses nitrogen berada pada fasa uap. Kapasitas produksi LNG dengan proses ini adalah 60 tpd dengan produksi tahunan per train sekitar 21.000 ton.

5. Letdown

Proses ini menggunakan tekanan tinggi di dalam pipa transmisi gas bumi. Gas tekanan tinggi ini diekspansi untuk menghasilkan kerja poros yang digunakan untuk menggerakkan kilang LNG berukuran kecil. Salah satu kilang dengan proses ini dikembangkan oleh *Idaho National Engineering and Environmental Laboratory* yang juga memperkenalkan teknologi baru untuk menghilangkan uap air dan CO₂ dari gas bumi.

6. Stirling

Proses ini menggunakan *cryogenic gas machine* (CGM) yang bekerja menurut siklus Stirling. Mesin ini menggabungkan proses kompresi dan ekspansi media kerja, menukar panas aliran media kerja yang mengalir dengan arah berlawanan serta bertukar panas dengan materi yang didinginkan dan media di sekelilingnya di dalam sebuah alat sederhana. Konfigurasi ini menawarkan keuntungan berupa mesin yang mampat dan efisiensi termodinamika tinggi. Pada temperatur kriogenik antara 100 K dan 160 K, siklus Stirling memiliki efisiensi yang lebih tinggi dari 50%. Siklus ini dapat mencairkan 100% gas bumi umpan.

7. Vortex Tube

Proses ini bekerja berdasarkan *R-H tube* atau *vortex tube*. Proses ini memiliki kinerja teknis berikut: tekanan kerja gas bumi 3,5 MPa; laju alir gas bumi antara 2.000 dan 7.000 m³/jam; berat keseluruhan kilang 3.700 kg. Kelebihan utamanya adalah pemakaian nol energinya (jika sistem bekerja pada tekanan pipa transmisi) secara mekanis sangat sederhana dan menyerap biaya kapital rendah. Sebaliknya, LNG yang diproduksi sangat sedikit (2-4%) dan sering *shutdown* untuk dibersihkan.

2.4. Teknologi CNG

2.4.1. CNG (Compressed Natural Gas)

(CNG) *Compressed Natural Gas* adalah gas bumi yang dikompresi pada tekanan tinggi. Volume gas bumi akan menjadi 1/133 kali ketika dikompres menjadi 1400 psig dengan temperatur 0⁰C dan 1/280 kali ketika ditekan menjadi 2850 psig dengan temperatur 0⁰C. Tujuan kompresi ini adalah agar diperoleh volume gas bumi yang lebih kecil untuk dibawa dibandingkan tanpa adanya proses kompresi. Komposisi gas bumi yang akan dikirim ke konsumen melalui CNG harus sudah memenuhi spesifikasi gas komersial seperti batasan maksimum kandungan air, CO₂, dan hidrokarbon berat. Selain itu, penyimpanan gas pada tekanan yang sangat tinggi mensyaratkan batasan yang ketat terhadap kandungan air dan hidrokarbon berat untuk mencegah terjadinya kondensasi dan pembentukan hidrat. Komposisi utama CNG adalah metana minimal sebanyak 88% kemudian ethane dan sebagainya. Tipikal komposisi gas CNG dapat dilihat pada Tabel 2.2 di bawah ini

Tabel 2. 2Kandungan Unsur pada CNG

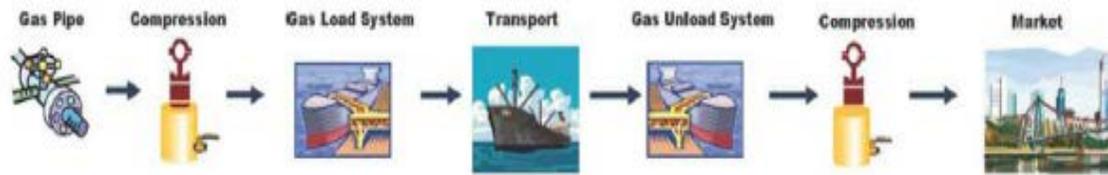
Komponen	Batas
Metana	min 88%
Etana	maks 6%
C3	maks 3%
Oksigen	maks 1%
CO ₂ + N ₂	range 1.5-4.5% (CO ₂ maks 3%
Sulfur	maks 16 ppm (H ₂ S maks 4 ppm)
Air	maks 65112 mg/m ³ (4-7 b/mmscf)
Wobbe Index	45-56 MJ/m

Sumber : Saputra dkk, 2008

2.4.2. CNG Marine

Tahapan proses dari CNG *Marine Transport* dimulai dari proses kompresi gas dari sumber gas ke tekanan yang diinginkan. Lalu kemudian gas tersebut disalurkan ke kapal CNG menggunakan *loading arm*. Darisini gas

dibawamenggunakan kapal CNG menuju ke tempat tujuan pemakaian gas. Ketikasampai di tempat tujuan, gas didekompresi dan disalurkan menggunakan *offloading arm*. Apabila tekanan gas dirasa kurang maka diperlukan kompresi kembali sebelum disalurkan ke pengguna. Pada Gambar 2.8. dapat dilihat ilustrasi dari proses *marine CNG*.



Gambar 2. 8Ilustrasi Proses Marine CNG (Hadi Warsito, 2012)

Seperti halnya pengangkutan gas bumi dalam bentuk LNG, pengangkutan dalam bentuk CNG juga membutuhkan fasilitas pengiriman dan penerimaan. Secara umum ada dua jenis pengangkutan CNG, yaitu menggunakan tanker CNG untuk kapasitas besar dan jarak angkut yang jauh, serta menggunakan trailer untuk kapasitas kecil dan jarak angkut yang tidak terlalu jauh.

2.4.3. Tranportasi kapal CNG

Kapal CNG berbeda dengan kapal LNG, dimana kapal CNG bobotnya yang lebih berat disebabkan oleh material wadah penampung CNG yang harus sanggup menahan tekanan tinggi sehingga materialnya harus tebal. Hal inilah yang berdampak pada berat kapal secara keseluruhan.

Beberapa perusahaan telah mengembangkan teknologi transportasi CNG. Dengan berkembangnya beberapa teknologi CNG ini, diharapkan akan membuat investasi CNG menjadi semakin menarik ditinjau dari segi ekonomisnya. Di bawah ini akan diuraikan mengenai beberapa teknologi kapal CNG yaitu :

a) Teknologi *Coselle*

Teknologi ini memiliki konsep gas alam yang dikompresi dalam gulungan pipa 6 inc yang besar di dalam sebuah tempat penyimpanan berbentuk silinder.

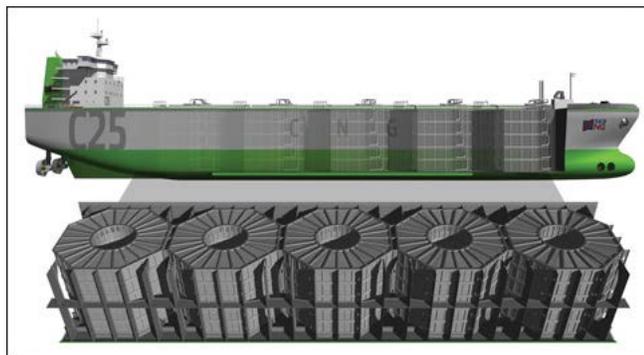
Sebuah *Coselle* memiliki panjang yang bervariasi dari 15-20 meter dan tinggi 2,5-4,5 meter dengan berat sekitar 550 ton. Tergantung dari dimensinya, sebuah *Coselle* dapat mengangkut sampai dengan 531 *million scf* gas alam. Masing-masing *coselle* dihubungkan dengan manifold dan sistem kontrol untuk mengatur gas. Besarnya kapal CNG *coselle* menentukan banyaknya *coselle* yang dapat diangkut. Telah dikembangkan beberapa desain kapal yang dapat mengangkut *coselle* mulai dari tipe 16 sampai dengan 128 seperti yang ada pada Tabel 2.3 di bawah ini.

Tabel 2. 3 Jenis Kapal Coselle

Ships	C16	C20	C25	C30	C36	C42	C84	C112	C128
Coselles	16	20	25	30	36	42	84	112	128
Net Capacity (million scf)	66	83	104	125	149	174	349	465	531
(million scm)	1,8	2,3	2,8	3,4	4,1	4,8	9,9	31	15
length OA (m)	137	137	156	158	180	201	234	257	279
Breadt (m)	24	24	24	28	29	29	46	46	48
Loaded Draft (m)	7,3	7,5	8	7,9	8,2	0,4	8,7	11	11

Sumber : European Mediterranean Oil & Gas E&P Summit, 2012

Adapun gambar kapal CNG dengan teknologi *Coselle* seperti yang ada pada Gambar 2.9 berikut ini :



Gambar 2. 9 Kapal CNG teknologi *coselle* (European Mediterranean Oil & Gas E&P Summit, 2012)

b) Kapal LCT

Landing Craft Tank (LCT) adalah sebuah jenis kapal laut yang pada mulanyadirancang untuk untuk pengangkutan *heavy cargo*, *bulldozer*, *excavator*, *truck*, *loader* dan alat berat lainnya. Selain itu bahan-bahan konstruksi berukuran besar seperti pipa besi, lembaran baja, tanki air dan sebagainya juga dapat diangkut dengan LCT.LCT biasanya digunakan untuk mengangkut barang ke daerah-daerah terutama yang terletakdi pulau atau daerah terpencil lebih efisien daripada menggunakan kapal tongkang. Hal ini disebabkan karena LCT tidak memerlukan pelabuhan yang besar untuk mendaratkan barang yang diangkutnya dan bisa melakukan bongkar muat hampir di mana saja. Berikut ini adalahgambar LCT pada Gambar 2.10.



Gambar 2. 10Kapal LCT pengangkut gas(<http://www.citrashipyard.com/page/lct>)



Gambar 2. 11Tangki CNG(<http://alibaba.com>)

Pada kajian ini, kapal LCT akan dimodifikasi dengan menambahkan tangki bertekanan untuk menyimpan gas seperti pada Gambar 2.11 dan kompresor untuk proses bongkar muat gas.

c) SPCB

SPBC adalah tongkang yang mengangkut *container* dan mempunyai mesin sendiri sebagai tenaga penggerak. Adapun karakter dari SPCB dari segi operasional adalah sebagai berikut (Buletin Hidrodinamika, 2007) :

- Dapat digunakan di perairan dangkal (kedalaman 3 m – 8 m)
- Dapat digunakan pada perairan dengan alur yang ekstrim (wilayah kepulauan)
- Mampu menghadapi *air draft restriction* (jembatan melintang)
- Mampu menghadapi *water debris* (lumpur, kayu, sampah, dll)
- Menghadapi dasar sungai atau laut yang berbatuan
- Kemampuan jarak tempuh yang relatif jauh

Contoh kapal SPBC seperti yang ada pada Gambar 2.12 berikut

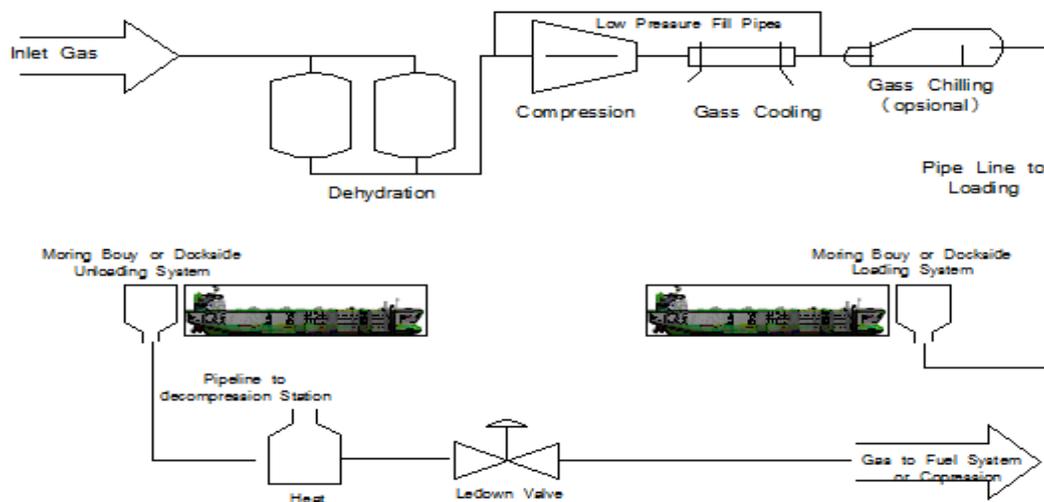


Gambar 2. 12Kapal SPBG(PT. Patria Maritim Perkasa, 2015)

Seperti halnya kapal LCT yang telah dijelaskan sebelumnya, kapal SPBG juga harus dilengkapi tangki CNG supaya bisa mengangkut CNG ke konsumen. Tangki CNG yang dipakai biasanya tangki yang portabel yang bisa dipindahkan dari kapal ke darat.

2.4.4. Teknologi CNG Plant

Pada proses produksi CNG hingga sampai ke tangan konsumen, ada beberapa tahapan yang harus dilakukan, mulai tahapan yang ada pada fasilitas *loading* dan tahapan yang ada pada fasilitas *unloading*. Untuk lebih jelasnya bisa dilihat pada Gambar 2.3 berikut.



Gambar 2. 13Rantai Proses Produksi CNG (Handiko, 2012)

Pada fasilitas pengiriman CNG dibagian *upstream*, terdiri dari :

- Fasilitas produksi dan pengumpul gas bumi berfungsi memproduksi gas dari sumur-sumur produksi serta mengalirkan gas tersebut dalam satu sistem perpipaan (*header*) melalui manifold.
- Gas treatment facility* berfungsi memisahkan pengotor dalam CNG seperti air, hidrokarbon berat, CO_2 , dan H_2S . *Gas treatment facilities* umumnya terdiri dari separator yang berfungsi untuk memisahkan cairan (air dan hidrokarbon berat) yang terbawa oleh gas bumi, dan unit pemurnian gas yang berfungsi mengurangi kadar pengotor pada gas bumi.
- Kompresor* diperlukan untuk mengkompresi gas bumi hingga tekanan yang diinginkan.

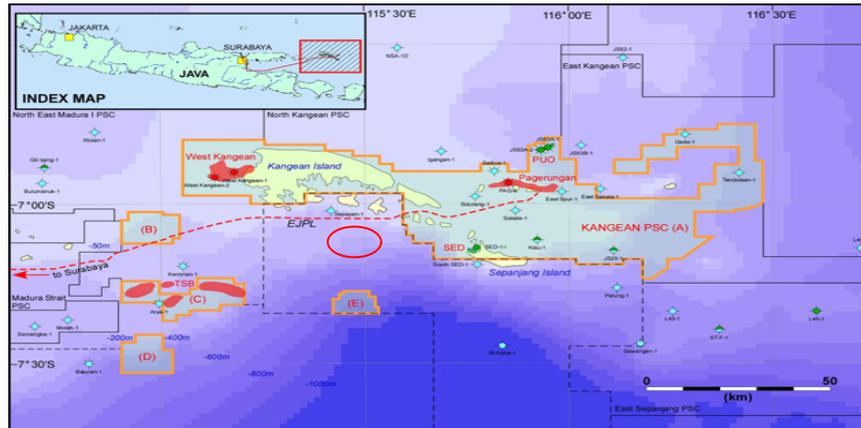
- d) *Storage Gas* atau *vessel* merupakan fasilitas penyimpanan gas berupa vessel digunakan untuk menjamin kontinuitas produksi gas selama masa tunggu moda transportasinya. Bentuk *storage* ini mirip dengan vessel CNG yang ada di kapal hanya dengan kondisi operasi yang berbeda.
- e) Fasilitas *loading* berfungsi menyalurkan CNG dari tempat penyimpanan ke angkutan yang digunakan. Fasilitas ini terdiri dari sistem *piping* dan *connector*.

Sedangkan pada fasilitas penerimaan CNG di bagian *downstream*, terdiri dari :

- Dekompresi merupakan fasilitas yang berfungsi untuk mengalirkan CNG dari kapal atau trailer CNG ke pipa atau *vessel* di darat. Fasilitas ini terdiri dari peralatan penurunan tekanan seperti *valve* dan *reducer*.
- *Gas Storage* atau *vessel* di bagian *downstream* untuk tempat penyimpanan CNG dan juga sebagai *buffer* untuk menjaga kontinuitas *supply* CNG.
- *Metering* dan stasiun pengatur tekanan diperlukan untuk mengatur laju alir CNG ke konsumen, terutama yang tingkat konsumsinya berfluktuasi.

2.5. Cadangan Gas

Ada banyak sumur gas yang terdapat di Kepulauan Kangean, yakni blok Kangean barat, blok Pagerungan, dan Blok Terang sirasun seperti pada Gambar 2.14. Saat ini pengelola sumur-sumur gas tersebut adalah PT. Kangean Energy Indonesia (KEI). Produksi total gas di Kepulauan Kangean sekitar 530 mmscfd, yang paling besar adalah yang terdapat di sumur Terang Sirasun Batur (TSB) sebesar 300 mmscfd yang diperkirakan akan habis pada tahun 2030. Selama ini gas tersebut disuplai ke Surabaya dan Gersik untuk kebutuhan rumah tangga di Surabaya dan Gersik, pembangkit listrik yang ada di Gersik serta pabrik petrokimia.



Gambar 2. 14 Lokasi cadangan gas dan minyak di Kangean

(<http://lifting.migas.esdm.go.id>, 2015)

2.6. Lokasi Pembangunan Terminal penerimaan Gas

Dalam proses distribusi gas, dibutuhkan fasilitas penerima dan pengiriman baik transportasi yang menggunakan LNG, CNG, maupun pipa.



Gambar 2. 15 Lokasi pembangkit listrik di Kangean (Google earth, 2015)

Pada Gambar 2.15 adalah lokasi pembangunan terminal penerimaan gas yang akan dikaji. Pada penelitian ini direncanakan lokasi terminal penerima gas

berada dekat dengan pembangkit listrik yang dalam hal ini terletak di Desa Batu Guluk, dan Desa Sapeken. Sedangkan lokasi fasilitas pengiriman gas terletak di Desa Pagerungan.

2.7. TOSPSIS (*Tehnique for Order Preference by Similarity to Ideal Solution*)

TOPSIS adalah metode analisis keputusan multi-kriteria, yang pada awalnya dikembangkan oleh Hwang dan Yoon pada tahun 1981 dengan perkembangan lebih lanjut oleh Yoon pada tahun 1987. TOPSIS adalah salah satu metode pengambilan keputusan multikriteria atau alternatif pilihan yang merupakan alternatif yang mempunyai jarak terkecil dari solusi ideal positif dan jarak terbesar dari solusi ideal negatif dari sudut pandang geometris dengan menggunakan jarak Euclidean. Namun, alternatif yang mempunyai jarak terkecil dari solusi ideal positif, tidak harus mempunyai jarak terbesar dari solusi ideal negatif. Maka dari itu, TOPSIS mempertimbangkan keduanya, jarak terhadap solusi ideal positif dan jarak terhadap solusi ideal negatif secara bersamaan. Solusi optimal dalam metode TOPSIS didapat dengan menentukan kedekatan relatif suatu alternatif terhadap solusi ideal positif. TOPSIS akan merangking alternatif berdasarkan prioritas nilai kedekatan relatif suatu alternative terhadap solusi ideal positif. Alternatif-alternatif yang telah dirangking kemudian dijadikan sebagai referensi bagi pengambil keputusan untuk memilih solusi terbaik yang diinginkan.

Dalam metode TOPSIS, alternatif yang optimal adalah yang paling dekat dengan solusi ideal positif dan paling jauh dari solusi ideal negatif. Metode TOPSIS digunakan untuk menentukan peringkat pada suatu alternatif. Setiap alternatif yang diolah dengan menggunakan metode TOPSIS akan mempunyai suatu nilai akhir dimana nilai tersebut akan menjadi parameter utama dalam menentukan peringkat. Sedangkan metode TOPSIS tidak digunakan untuk menyelesaikan permasalahan dimana setiap alternatifnya diberi nilai akhir berupa nilai *boolean*. Kelebihan metode TOPSIS dibanding dengan perhi-tungan biasa adalah dalam metode TOPSIS setiap alternatif dinilai tidak hanya berdasarkan kelebihanannya tetapi juga berdasarkan

kekurangannya. Kelebihan metode TOPSIS yang lain adalah dengan metode TOPSIS solusi ideal untuk penyelesaian masalah dapat diketahui. Dan penentuan peringkat pada setiap alternatif berdasarkan pula pada solusi ideal tersebut. Sedangkan jika dengan pembobotan biasa, tidak dapat diketahui solusi ideal dari permasalahan tersebut.

pada tahap awal dilakukan normalisasi matriks keputusan. Matriks keputusan sendiri merupakan matriks yang isinya adalah nilai setiap kriteria pada setiap alternatif. Normalisasi matriks tersebut adalah usaha untuk menyatukan setiap elemen matriks sehingga elemen pada matriks memiliki skala nilai yang seragam. Dalam penelitian ini, metode TOPSIS digunakan untuk melakukan pemilihan jenis transportasi yang akan dipakai mengangkut gas. Perhitungan metode dapat dilihat pada beberapa tahapan rumusan berikut ini:

- a. Membuat matriks keputusan yang ternormalisasi

Topsis membutuhkan kinerja setiap alternatif A_i pada setiap kinerja C_j yang ternormalisasi, yaitu:

$$r_{ij} = \frac{x_{ij}}{\sqrt{\sum_{i=1}^m x_{ij}^2}}; \text{ dengan } i = 1, 2, \dots, m; \text{ dan } j = 1, 2, 3, \dots, n \quad (2.1)$$

- b. Membuat matriks keputusan yang ternormalisasi terbobot

Solusi ideal positif A^+ dan solusi ideal negative A^- dapat ditentukan berdasarkan rating bobot ternormalisasi (y_{ij}) sebagai

$$y_{ij} = w_i r_{ij}; \text{ dengan } i = 1, 2, \dots, m; \text{ dan } j = 1, 2, 3, \dots, n \quad (2.2)$$

dimana

y_{ij} = matrix ternormalisasi terbobot

w_i = Vektor terbobot ke-1

- c. Menentukan matriks solusi ideal positif dan matriks solusi ideal negative
Solusi ideal positif (A^+) dihitung berdasarkan :

$$A^+ = y_1^+, y_2^+, \dots, y_n^+$$

Solusi ideal positif (A^-) dihitung berdasarkan :

$$A^- = y_1^-, y_2^-, \dots, y_n^-$$

- d. Menentukan jarak antara nilai setiap alternatif dengan matriks solusi ideal positif dan matriks solusi ideal negatif

Jarak antara alternatif A_i dengan solusi ideal positif dirumuskan sebagai berikut:

$$D_1^+ = \sqrt{\sum_{j=1}^n (y_j^+ - y_{ij})^2} ; I = 1, 2, 3, \dots, m \quad (2.3)$$

Jarak antara alternatif A_i dengan solusi ideal negatif dirumuskan sebagai berikut:

$$D_1^- = \sqrt{\sum_{j=1}^n (y_j^- - y_{ij})^2} ; I = 1, 2, 3, \dots \quad (2.4)$$

- e. Menentukan nilai preferensi untuk setiap alternatif

Nilai preferensi untuk setiap alternatif (v_i) diberikan sebagai

$$v_i = \frac{D_i^-}{D_i^- + D_i^+} ; i = 1, 2, 3, \dots \quad (2.5)$$

Nilai v_i yang lebih besar menunjukkan bahwa alternatif A_i lebih dipilih

2.8. Metode AHP

AHP diperkenalkan oleh Thomas L. Saaty di awal tahun 1970. Pada saat itu, AHP dipergunakan untuk mendukung pengambilan keputusan pada beberapa perusahaan dan pemerintahan. Pengambilan keputusan dilakukan secara bertahap dari tingkat rendah hingga puncak. Pada proses pengambilan keputusan dengan AHP, ada permasalahan dengan beberapa level kriteria dan alternatif. Masing-masing alternatif dalam satu kriteria memiliki skor. Skor diperoleh dari matriks eigen vektor yang diperoleh dari perbandingan berpasangan dengan alternatif yang lain. Skor yang dimaksud ini adalah bobot masing-masing alternatif terhadap satu kriteria. Masing-masing kriteria pun memiliki bobot tertentu (didapat dengan cara yang

sama). Selanjutnya perkalian matriks alternatif dan kriteria dilakukan di tiap level hingga naik ke puncak level.

AHP sering digunakan sebagai metode pemecahan masalah dibanding dengan metode yang lain karena alasan-alasan sebagai berikut :

1. Struktur yang berhirarki, sebagai konsekuensi dari kriteria yang dipilih, sampai pada subkriteria yang paling dalam.
2. Memperhitungkan validitas sampai dengan batas toleransi inkonsistensi berbagai kriteria dan alternatif yang dipilih oleh pengambil keputusan.
3. Memperhitungkan daya tahan output analisis sensitivitas pengambilan keputusan.

Layaknya sebuah metode analisis, AHP pun memiliki kelebihan dan kelemahan dalam system analisisnya. Kelebihan-kelebihan analisis ini adalah :

➤ Kesatuan (*Unity*)

AHP membuat permasalahan yang luas dan tidak terstruktur menjadi suatu model yang fleksibel dan mudah dipahami.

➤ Kompleksitas (*Complexity*)

AHP memecahkan permasalahan yang kompleks melalui pendekatan sistem dan pengintegrasian secara deduktif.

➤ Saling ketergantungan (*Inter Dependence*)

AHP dapat digunakan pada elemen-elemen sistem yang saling bebas dan tidak memerlukan hubungan linier.

➤ Struktur Hirarki (*Hierarchy Structuring*)

AHP mewakili pemikiran alamiah yang cenderung mengelompokkan elemen sistem ke level-level yang berbeda dari masing-masing level berisi elemen yang serupa.

➤ Pengukuran (*Measurement*)

AHP menyediakan skala pengukuran dan metode untuk mendapatkan prioritas.

- *Konsistensi (Consistency)*
AHP mempertimbangkan konsistensi logis dalam penilaian yang digunakan untuk menentukan prioritas.
- *Sintesis (Synthesis)*
AHP mengarah pada perkiraan keseluruhan mengenai seberapa diinginkannya masing-masing alternatif.
- *Trade Off*
AHP mempertimbangkan prioritas relatif faktor-faktor pada sistem sehingga orang mampu memilih alternatif terbaik berdasarkan tujuan mereka.
- *Penilaian dan Konsensus (Judgement and Consensus)*
AHP tidak mengharuskan adanya suatu konsensus, tapi menggabungkan hasil penilaian yang berbeda.
- *Pengulangan Proses (Process Repetition)*
AHP mampu membuat orang menyaring definisi dari suatu permasalahan dan mengembangkan penilaian serta pengertian mereka melalui proses pengulangan.

Sedangkan kelemahan metode AHP adalah sebagai berikut:

- Ketergantungan model AHP pada input utamanya. Input utama ini berupa persepsi seorang ahli sehingga dalam hal ini melibatkan subyektifitas sang ahli selain itu juga model menjadi tidak berarti jika ahli tersebut memberikan penilaian yang keliru.
- Metode AHP ini hanya metode matematis tanpa ada pengujian secara statistik sehingga tidak ada batas kepercayaan dari kebenaran model yang terbentuk

Dalam menyelesaikan persoalan AHP, ada beberapaprinsip yang perlu dipahami, diantaranya adalah *:decomposition, comparative judgment, synthesis of priority,* dan *logical consistency*. Secara sederhana, AHP dapat diartikan sebagaipembobotan (penentuan prioritas) dari serangkaianpersoalan yang dihadapi,

baik terhadap kriteria maupun alternatifnya. AHP dapat digunakan untuk memecahkan permasalahan yang kompleks.

➤ **Prinsip *Decomposition***

Setelah persoalan didefinisikan, maka perlu dilakukan *decomposition* yaitu memecah persoalan yang utuh menjadi unsur-unsurnya. Jika ingin mendapatkan hasil yang akurat, pemecahan juga dilakukan terhadap unsur-unsur sampai tidak mungkin dilakukan pemecahan lebih lanjut sehingga didapatkan beberapa tindakan dari persoalan tadi. Karena alasan ini, maka proses analisis dinamakan hirarki.

➤ **Prinsip *Synthesis of Priority***

Dari setiap matriks perbandingan berpasangan kemudian dicari *eigenvector* untuk mendapatkan *local priority*. Karena matriks perbandingan berpasangan terdapat pada setiap tingkat, maka untuk mendapatkan *global priority* harus dilakukan sintesa antara *local priority*. Prosedur melakukan sintesa berbeda menurut bentuk hirarki. Pengurutan elemen-elemen menurut kepentingan relatif melalui prosedur sintesa dinamakan *priority setting*.

➤ **Prinsip *Logical Consistency***

Konsistensi logika memiliki dua makna. Pertama adalah bahwa objek-objek yang serupa dapat dikelompokkan sesuai dengan keseragaman dan relevansinya. Arti kedua adalah menyangkut tingkat hubungan antar objek-objek yang didasarkan pada kriteria tertentu. Proses ini harus dilakukan berulang hingga didapatkan penilaian yang tepat.

2.8.1. Tahapan Tahapan AHP

Dengan membuat struktur keputusan yang sistematis dan serangkaian prosedur perhitungan, maka dapat dihasilkan rekomendasi prioritas. AHP memiliki keunggulan karena dapat menggabungkan unsur obyektif dan subyektif dari suatu persoalan. Tahap dalam AHP dapat secara sederhana seperti berikut :

1. Rancangan/struktur keputusan dari persoalan yang ada.

2. Perhitungan berpasangan (*pairwise comparison*).
3. Sintesis prioritas (pembobotan).
4. Uji konsistensi.

Secara rinci tahapan AHP adalah sebagai berikut:

1. Mendefinisikan masalah dan menentukan solusi yang diinginkan.
2. Membuat struktur hirarki, yang diawali dengan tujuan umum, dilanjutkan dengan sub-sub tujuan, kriteria dan kemungkinan alternatif pada tingkatan kriteria yang paling bawah.
3. Membuat matriks perbandingan berpasangan yang menggambarkan kontribusi relatif pengaruh setiap elemen terhadap masing-masing tujuan kriteria yang setingkat di atasnya. Perbandingan berdasarkan “*judgment*” dari pengambil keputusan dengan menilai tingkat kepentingan suatu elemen dibandingkan elemen lainnya.
4. Melakukan perbandingan berpasangan sehingga diperoleh *judgment* seluruhnya sebanyak $n \times [(n-1)/4]$ buah, dengan n adalah banyaknya elemen yang dibandingkan.
5. Menghitung nilai *eigen* dan mengkaji konsistensinya, jika tidak konsisten maka pengambilan data diulangi.
6. Mengulangi langkah **3, 4 dan 5** untuk seluruh tingkat hirarki.
7. Menghitung *vector eigen* dari setiap matriks perbandingan berpasangan. Nilai *vector eigen* merupakan bobot setiap elemen. Langkah ini untuk mensintesis *judgment* dalam penentuan prioritas elemen-elemen pada tingkat hierarki terendah sampai pencapaian tujuan.
8. Memeriksa konsistensi hierarki (jika nilainya lebih dari 10 %, maka penilaian data *judgment* harus diperbaiki).

2.8.2. Hubungan antara TOPSIS dan AHP

Pada dasarnya TOPSIS tidak memiliki model inputan yang spesifik dalam penyelesaian suatu kasus, TOPSIS menggunakan model inputan adaptasi dari metode lain (ex. AHP, UTA, ELECTRE, TAGUCHI dll). Dalam menyelesaikan suatu kasus multikriteria, AHP membandingkan tiap kriteria menggunakan matriks perbandingan berpasangan untuk setiap alternatif kemudian hasilnya adalah sebuah matriks keputusan yang menunjukkan skor setiap alternatif pada semua kriteria. Alternatif terbaik adalah alternatif dengan skor tertinggi setelah dikalikan dengan vektor bobot, sedangkan pada metode TOPSIS, matriks keputusan yang dihasilkan dari metode AHP merupakan modal awal/inputan awal dalam perhitungan selanjutnya.

AHP memiliki kelebihan Struktur yang berbentuk hirarki sebagai konsekuensi dari kriteria yang dipilih sampai pada subkriteria yang paling dalam. Sedangkan Topsis memiliki kelebihan konsepnya sederhana dan mudah dipahami, komputasinya efisien dan memiliki kemampuan untuk mengukur kinerja relatif dari alternatif-alternatif keputusan dalam bentuk matematis yang sederhana. Adapun kekurangan metode Topsis yaitu harus adanya bobot yang ditetapkan dan dihitung terlebih dahulu.

2.9. *Linear Programming*

Linear programming adalah bidang optimasi yang cukup besar untuk beberapa alasan. Banyak masalah praktis dalam penelitian operasi dapat dinyatakan sebagai masalah program linear. Sejumlah algoritma untuk jenis lain masalah optimasi bekerja dengan memecahkan masalah linear programming sebagai sub masalah. Secara historis, ide dari *linear programming* telah mengilhami banyak konsep utama teori optimasi. Demikian juga linear programming sering digunakan dengan ekonomi mikro dan manajemen perusahaan, seperti: perencanaan produksi, teknologi transportasi dan masalah-masalah lainnya. Meskipun isu-isu manajemen

modern yang selalu berubah, sebagian besar perusahaan ingin memaksimalkan keuntungan atau meminimalkan biaya dengan sumber daya terbatas .

Karakteristik yang biasa digunakan dalam persoalan *linearprogramming* adalah sebagai berikut:

1. Sifat linearitas suatu kasus dapat ditentukan dengan menggunakan beberapa cara. Sebagai statistik, dapat memeriksa kelinieran menggunakan grafik (diagram pencar) ataupun menggunakan uji hipotesa. Secara teknis, linearitas ditunjukkan oleh adanya sifat proporsionalitas, additivitas, divisibilitas dan kepastian fungsi tujuan dan pembatas.
2. Sifat proporsional dipenuhi jika kontribusi setiap variabel pada fungsi tujuan atau penggunaan sumber daya yang membatasi proporsional terhadap level nilai variabel. Jika harga perunit produk misalnya adalah sama berapapun jumlah yang dibeli, maka sifat proporsional dipenuhi. Atau dengan kata lain, jika pembelian dalam jumlah besar mendapatkan diskon, maka sifat proporsional tidak dipenuhi. Jika penggunaan sumber daya per unitnya tergantung dari jumlah yang diproduksi, maka sifat proporsionalitas tidak dipenuhi.
3. Sifat additivitas mengasumsikan bahwa tidak ada bentuk perkalian silang diantara berbagai aktivitas, sehingga tidak akan ditemukan bentuk perkalian silang pada model. Sifat additivitas berlaku baik bagi fungsi tujuan maupun pembatas (kendala). Sifat additivitas dipenuhi jika fungsi tujuan merupakan penambahan langsung kontribusi masing-masing variabel keputusan. Jika dua variabel keputusan misalnya merepresentasikan volume penjualan salah satu produk akan mengurangi volume penjualan produk lainnya dalam pasar yang sama, maka sifat additivitas tidak terpenuhi.
4. Sifat divisibilitas berarti unit aktivitas dapat dibagi ke dalam sembarang level fraksional, sehingga nilai variabel keputusan noninteger dimungkinkan.
5. Sifat kepastian menunjukkan bahwa semua parameter model berupa konstanta. Artinya koefisien fungsi tujuan maupun fungsi pembatas merupakan suatu nilai pasti, bukan merupakan nilai dengan peluang tertentu.

Masalah keputusan yang biasa dihadapi para analis adalah alokasi optimum sumber daya yang langka. Sumber daya dapat berupa modal, tenaga kerja, bahan mentah, kapasitas mesin, waktu, ruangan atau teknologi. Penugasan analisa disini adalah mencapai hasil terbaik yang mungkin dengan keterbatasan sumber daya ini. Hasil yang diinginkan mungkin ditunjukkan sebagai maksimasi dari beberapa ukuran seperti profit, penjualan dan kesejahteraan, atau minimasi seperti biaya, waktu dan jarak. Setelah masalah diidentifikasi, tujuan diterapkan, langkah selanjutnya adalah formulasi model matematik yang meliputi tiga tahap :

1. Menentukan variabel yang tak diketahui (variabel keputusan) dan menyatakan dalam simbol matematik.
2. Membentuk fungsi tujuan yang ditunjukkan sebagai suatu hubungan linear (bukan perkalian) dari variabel keputusan.
3. Menentukan semua kendala masalah tersebut dan mengekspresikan dalam persamaan dan pertidaksamaan yang juga merupakan hubungan linear dari variabel keputusan yang mencerminkan keterbatasan sumberdaya masalah itu

Linear Programming (LP) merupakan teknik riset operasional (*operation research technique*) yang telah dipergunakan secara luas dalam berbagai jenis masalah manajemen. Sebelumnya pada tahun 1940, (*hitcok, 2013*) Hitchcock dan Koopman mempelajari transportation tipe problem yang tujuannya antara lain untuk memperoleh jumlah biaya transportasi yang minimum dengan memperhatikan pembatasan yaitu :

- Jumlah barang yang diangkut tidak boleh melebihi supply yang ada.
- Jumlah permintaan harus dipenuhi.
- Jumlah permintaan harus sama dengan jumlah penawaran

2.9.1. Bentuk Umum Persamaan *Linear Programming*

Pada tahun 1939, L.V. Kantorovitch mempelajari beberapa permasalahan yang berhubungan dengan model transportasi. Kemudian pada tahun 1941 F.L. Hitchcock merumuskan model matematik persoalan yang baku.

Ciri-ciri khusus persoalan transportasi adalah sebagai berikut:

1. Terdapat sejumlah sumber dan sejumlah tujuan tertentu
2. Jumlah komoditi yang didistribusikan besarnya tertentu
3. Jumlah barang yang dikirim besarnya sesuai dengan kapasitas sumber
4. Biaya pengangkutan besarnya tertentu

Adapun model transportasi dapat dirumuskan sebagai berikut:

Fungsi tujuan :

$$Z_{min} = \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n C_{ij} X_{ij} \quad (2.6)$$

Batasan

$$\sum_{j=1}^n X_{ij} \leq S_i; i = 1, 2, \dots, m \quad (2.7)$$

$$\sum_{i=1}^m X_{ij} \leq D_j; j = 1, 2, \dots, n \quad (2.8)$$

Dimana :

S_i = kapasitas penawaran unit (S) dari sumber i

D_j = kapasitas permintaan unit (D) dari tujuan j

X_{ij} = unit yang dikirim dari sumber i ke tujuan j

C_{ij} = biaya angkut per unit dari sumber i ke tujuan j

Apabila jumlah barang yang dikirimkan dari tempat asal i sama dengan jumlah barang yang diminta oleh tempat tujuan j , maka persamaannya ;

$$\sum_{j=1}^n X_{ij} \leq S_i; i = 1, 2, \dots, m \quad (2.9)$$

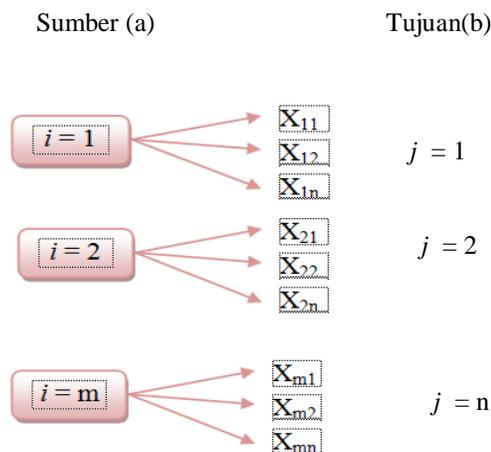
$$\sum_{i=1}^m X_{ij} \leq D_j; j = 1, 2, \dots, n \quad (2.10)$$

Keadaan ini disebut model transportasi seimbang.

Sebuah model transportasi dengan m sumber dan n tujuan, dapat diwakili dengan sebuah *node*. Busur yang menghubungkan sumber dan tujuan mewakili rute pengiriman barang tersebut. Jumlah penawaran di sumber i adalah a_i dan permintaan di tujuan j adalah b_j . Biaya unit transportasi dari sumber i dan tujuan j adalah C_{ij} . anggaphlah X_{ij} mewakili jumlah barang yang dikirim dari sumber i ke tujuan j .

Secara diagramatik, model transportasi dapat disajikan pada Gambar 2.16 di bawah ini. Misalkan ada m buah sumber dengan n jumlah tujuan.

1. Masing-masing sumber mempunyai kapasitas $a_i, i = 1,2,3,\dots,m$.
2. Masing-masing tujuan membutuhkan komoditas sebanyak $b_j, j = 1,2,3,\dots,n$.
3. Jumlah satuan (unit) yang dikirimkan dari sumber i ke tujuan j adalah sebanyak X_{ij} Ongkos pengiriman per unit dari sumber i ke tujuan C_{ij}



Gambar 2. 16Diagram Model Transportasi

2.9.2. Perumusan Persoalan *Linear Programming*

Diatas telah dijelaskan bahwa persoalan *linear programming* harus memiliki syarat-syarat yang harus dipenuhi. Syarat-syarat itu akan dibahas secara lengkap, yaitu sebagai berikut:

- Fungsi objektif harus didefinisikan secara jelas dan dinyatakan sebagai fungsi objektif yang *linear*. Misalnya jumlah biaya transport harus minimum.
- Harus ada alternatif pemecahan untuk dipilih salah satu yang terbaik.
- Sumber-sumber dan aktifitas mempunyai sifat dapat ditambahkan (*additivity*).
- Fungsi objektif dan ketidaksamaan untuk menunjukkan adanya pembatasan harus *linear*
- Variabel keputusan harus positif, tidak boleh negatif ($x_j \geq 0$, untuk semua j).
- Sumber-sumber dan aktivitas mempunyai jumlah yang terbatas (*finiteness*).
- Aktivitas atau proses harus proporsional terhadap sumber-sumber.
- Model *programming deterministik*, artinya sumber dan aktivitas diketahui secara pasti.

2.10. Kajian Keekonomian

Kajian keekonomian dalam studi ini akan menggunakan beberapa parameter sebagai berikut :

2.10.1. Net Present Value (NPV)

Net Present Value (NPV) adalah nilai benefit atau keuntungan yang diperoleh selama umur ekonomis proyek yang ditinjau pada kondisi saat ini (*discounted*). NPV menunjukkan nilai absolut keuntungan (*earning power*) dari modal yang diinvestasikan pada proyek, yaitu total pendapatan (*discounted*) dikurangi total biaya (*discounted*) selama proyek. Bentuk umum persamaan NPV adalah :

$$NPV = \sum_{t=0} \frac{X_t}{(1+i)^t} \quad (2.11)$$

$$NPV = X_0 + \frac{X_1}{(1+i)} + \frac{X_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{X_n}{(1+i)^n} \quad (2.12)$$

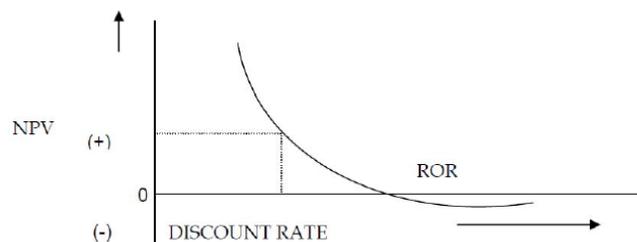
Dimana :

X_t : *cashflow* di tahun ke – t

i : suku bunga (*discount rate*)

Penyelesaiannya bukan secara *trial and error*, tetapi dengan memperhitungkan nilai waktu dan uang, serta dapat pula mempertimbangkan resiko. NPV dihitung dengan menggunakan *discount rate* sama dengan *Marginal Average Rate of Return*.

Suatu proyek dinyatakan layak apabila NPV adalah positif dan semakin besar *discount rate* yang dipakai, makin kecil NPV yang diperoleh. Grafik berikut menggambarkan hubungan antara besarnya nilai NPV dan *discount rate*.



Gambar 2. 17Grafik antara Discount Rate dengan NPV

Suatu proyek dikatakan untung, jika NPV nya bernilai positif. Sedangkan jika NPV nya bernilai negatif, maka suatu proyek secara finansial tidak menguntungkan sehingga tidak perlu dilanjutkan. NPV merupakan salah satu parameter evaluasi keuangan yang paling sehat dan kuat untuk mengestimasi nilai investasi.

2.10.2. *Rate of Return (IRR)*

Internal Rate of Return adalah suatu tingkat bunga yang bila dipakai mengkonversikan semua penghasilan dan pengeluaran dan kemudian menjumlahkannya maka akan didapat nilai nol. Persamaan di bawah ini merupakan

perhitungan IRR dalam suatu investasi, dimana kurva memotong sumbu *discount rate* pada *Net Present Value* = 0. *Discount Rate* dimana NPV sama dengan nol disebut *Rate or Return* (ROR atau IRR). IRR menunjukkan nilai relatif *earning power* dari modal yang diinvestasikan di proyek, yaitu *discount rate* yang menyebabkan NPV sama dengan nol. Harga IRR dapat dihitung secara *trial and error* dengan persamaan sebagai berikut :

$$\sum_{t=0}^T \frac{X_t}{(1+IRR)^t} = 0 \quad (2.13)$$

Suatu proyek dianggap layak apabila IRR lebih besar daripada *cost of capital* (bunga bank) ditambah *risk premium* yang mencerminkan tingkat resiko dari proyek tersebut serta ditambah tingkat keuntungan yang diharapkan kontraktor . Perbedaan NPV dan IRR adalah NPV menunjukkan besar keuntungan secara *absolute*, sedangkan IRR menunjukkan keuntungan secara relatif (terhadap skala investasi proyek).

2.10.3. *Pay Back Period* (PBP)

Periode pengembalian atau *pay out time* atau *payback period* adalah waktu yang diperlukan untuk memperoleh kembali modal yang ditanam. Parameter ini merupakan ukuran mengenai kecepatan penerimaan modal investasi kembali. POT harus memenuhi persamaan berikut:

$$\sum_{t=0}^{PBP} X_t \quad (2.14)$$

Proyek yang mempunyai harga PBP berarti layak, tetapi PBP jugamenunjukkan resiko proyek. Makin panjang PBP makin besar resiko yang dihadapi proyek. Untuk situasi dimana ketidakpastiannya tinggi, seperti misalnya negara yang pemerintahannya tidak stabil, investor akan memilih proyek-proyek yang mempunyai PBP pendek (*quick yielding*).

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB 3

METODA PENELITIAN

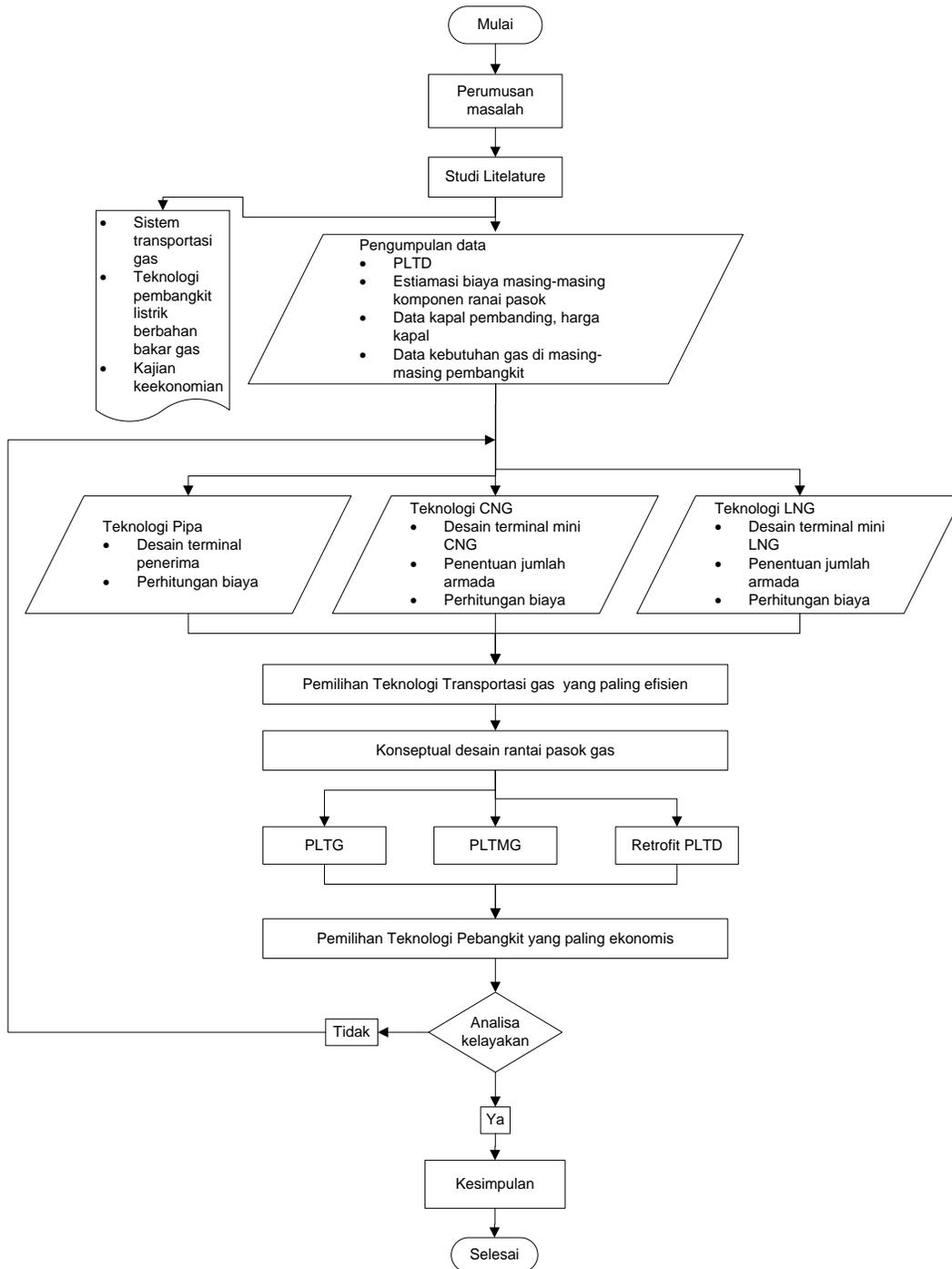
Dalam metoda penelitian ini diuraikan secara rinci seluruh kegiatan yang dilaksanakan selama penelitian berlangsung. Uraian disajikan dalam bentuk tahapan yaitu :

- Identifikasi masalah, penetapan tujuan, dan manfaat penelitian
- Studi kepustakaan
- Pengumpulan data

Data diambil dari beberapa instansi pemerintah seperti BPS Sumenep dan kantor PLN Jawa Timur serta survey langsung ke lapangan. Data yang diambil meliputi data jumlah Kepala keluarga yang sudah dialiri listrik maupun yang belum, data kapal pembangkit, data kapasitas masing-masing pembangkit dan data geografis lokasi sumur gas dan rencana pembangunan gas,

- Pengolahan data
 - Melakukan pemilihan teknologi yang paling efisien
 - Melakukan pemilihan teknologi pembangkit listrik tenaga gas dari 3 alternatif teknologi yaitu PLTG, PLTMG, dan retrofit PLTD
 - Melakukan kajian keekonomian
- Kesimpulan dan saran

Tahapan yang dilalui memiliki keterkaitan secara sistematis, sebab output dari tahapan sebelumnya merupakan input bagi tahapan selanjutnya. Hasil yang diperoleh pada tahapan sebelumnya akan digunakan sebagai data untuk pengolahan data pada tahap selanjutnya. Oleh karena itu setiap tahapan harus dilalui dengan teliti dan cermat. Dalam penyajian tahap-tahap penelitian digunakan diagram alur dari langkah-langkah penelitian yang dilakukan. Langkah-langkah penelitian dapat dilihat secara detail pada Gambar 3.1 berikut ini.



Gambar 3. 1 Diagram Alir Penelitian

3.1 Perumusan Masalah

Tahapan pertama yang dilakukan ialah merumuskan masalah. Pada penelitian ini masalah yang diambil yaitu bagaimana mendesain rantai pasok gas yang paling optimal dari Pagerungan menuju pembangkit-pembangkit listrik yang ada di Kangean dengan 3 alternatif pilihan yaitu dengan menggunakan teknologi LNG, teknologi CNG, atau teknologi pipa. Selain itu masalah yang diambil dalam penelitian ini adalah teknologi apa yang akan digunakan untuk pembangkit listrik di Kangean agar mempunyai nilai keekonomian yang sekecil mungkin yang meliputi 3 alternatif teknologi yakni PLTG, PLTMG, dan retrofit Diesel Engine. Setelah didapatkan sistem pendistribusian yang paling optimal dan teknologi pembangkit listrik yang paling efisien secara ekonomi, maka dilakukan kajian keekonomian dari rantai pasok gas yang telah direncanakan.

3.2. Studi Literatur

Studi literatur merupakan tahap pembelajaran mengenai teori-teori dasar yang akan dibahas pada penulisan penelitian ini. Studi literatur didapatkan dari pencarian pada sumber referensi yang dapat berupa buku, *paper*, *jurnal*, modul ajar, dan lain-lain yang mendukung bahasan penelitian ini.

3.3. Pengumpulan data

Pengumpulan data dilakukan untuk menentukan teknologi rantai pasok yang akan digunakan untuk mengangkut gas yang meliputi teknologi LNG, teknologi CNG, maupun teknologi pipa. Selain itu pengumpulan data bertujuan untuk memilih teknologi pembangkit listrik yang paling efisien yang akan digunakan, yang meliputi PLTG, PLTMG, dan retrofit diesel engine . Adapun data yang dibutuhkan adalah :

- Data pembanding kapal LNG
- Data pembanding kapal CNG
- Harga kapal LNG
- Data harga kapal CNG

- Data pembanding terminal CNG Plant
- Data pembanding mini LNG
- Estimasi harga semua komponen
- Estimasi kebutuhan listrik hingga 2035
- Harga pipa
- Biaya pemasangan pipa
- Biaya pelabuhan
- Biaya sewa kapal
- Harga bahan bakar

Pengambilan data tersebut dilakukan dengan survey lapangan dan pengambilan data pada beberapa litelatur.

3.4. Pemilihan Teknologi Rantai Pasok Gas yang Paling Efisien

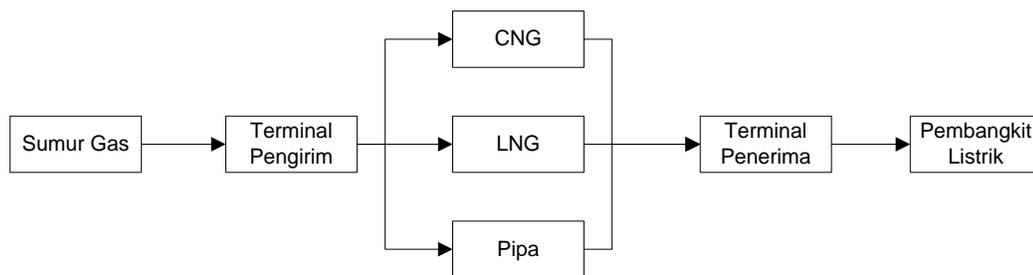
Pada tahap ini dilakukan pemilihan teknologi rantai pasok dengan metode TOPSIS (*Tehnique for Order Preference by Similarity to Ideal Solution*) dan AHP. Pada tahap ini juga dilakukan perhitungan optimasi distribusi gas pada teknologi LNG dan CNG dengan menggunakan *linear programming* dan *excel solver* untuk mendapatkan nilai cost minimal yang dibutuhkan untuk proses distribusi CNG. Hasil optimasi yang berupa cost nantinya akan dijadikan salah satu kriteria yang akan digunakan dalam pemilihan teknologi rantai pasok dengan menggunakan TOPSIS dan AHP .

3.5. Pemilihan Teknologi Pembangkit

Pada langkah ini dilakukan pemilihan teknologi pembangkit listrik yang paling efisien yang akan digunakan. Ada 3 alternatif teknologi yaitu PLTG, PLTMG, dan retrofit PLTD. Dari ketiga jenis teknologi pembangkit ini nantinya akan dipilih teknologi yang paling efisien dan paling ekonomis.

3.6. Konseptual Desain Rantai Pasok

Pada tahap ini dilakukan desain rantai pasok gas dari *supplier* (desa Pagerungan) menuju *demand* (pembangkit listrik di kepulauan Kangean) seperti pada gambar 3.2. Analisa *supply* dan *demand* perlu dilakukan, hal ini untuk mengetahui berapa kebutuhan gas yang dibutuhkan oleh pembangkit-pembangkit yang ada serta ketersediaan gas yang ada di Pagerungan selama 20 tahun kedepan. Kemudian dilakukan optimasi pemilihan teknologi transportasi gas dengan menggunakan *linear programming* dan *excel solver*. Ada 3 alternatif teknologi yang dijadikan dioptimasi untuk mendistribusikan gas dari sumber ke *demand* yaitu Teknologi LNG, Teknologi CNG, dan Teknologi Pipa. Pada teknologi pipa yang dikaji meliputi kebutuhan *demand*, kandungan gas di sumber, desain alur pipa, desain terminal penerima, dan perhitungan biaya. Pada teknologi LNG yang dikaji meliputi kebutuhan *demand*, kandungan gas di sumber, desain terminal mini LNG, penentuan jenis dan jumlah armada, dan perhitungan biaya. Pada teknologi CNG dilakukan kajian yang meliputi kebutuhan *demand*, kandungan gas di sumber, desain terminal mini CNG Plant, penentuan jenis dan jumlah armada kapal CNG, dan perhitungan biaya.



Gambar 3. 2Desain rantai pasok gas ke pembangkit

3.7. Langkah terakhir, dilakukan perhitungan analisa kelayakan investasi

Pada tahap ini adalah menghitung semua biaya untuk investasi rantai pasok gas dari Pagerungan menuju ke pembangkit-pembangkit di Kepulauan Kangean. Ada dua jenis pengeluaran yang terjadi yaitu:

- 1) CAPEX (*Capital Expenditure*)

CAPEX (*Capital Expenditure*) dapat diartikan sebagai alokasi dana yang direncanakan dalam perhitungan untuk melakukan pembelian/penggantian sesuatu yang dikategorikan sebagai aset perusahaan. Adapun yang termasuk kedalam biaya CAPEX adalah:

- Terminal *offloading* Gas (*Jetty, Offloading Arm, Transfer Metering*).
- Terminal *loading* Gas (*Jetty, Offloading Arm, storage tank, Transfer Metering*).
- Pipa Gas

2) OPEX (*Operating Expenditure*)

OPEX adalah alokasi dana yang direncanakan untuk melakukan operasi dari aset perusahaan tersebut secara normal. Komponen-komponen yang terdapat pada opex adalah sebagai berikut:

- Biaya listrik untuk gas compressor
- Biaya sewa kapal
- Biaya upah pekerja
- *Maintenance* pekerja

Setelah menghitung biaya investasi yang dibutuhkan untuk pembangunan sistem rantai pasok Gas, selanjutnya melakukan perhitungan *Net Present Value* (NPV), *Internal Rate of Return* (IRR), dan *Pay Back Periode*.

- a. *Net Present Value* (NPV) adalah nilai benefit atau keuntungan yang diperoleh selama umur ekonomis proyek yang ditinjau pada kondisi saat ini (*discounted*). NPV menunjukkan nilai absolut keuntungan (*earning power*) dari modal yang diinvestasikan pada proyek, yaitu total pendapatan (*discounted*) dikurangi total biaya (*discounted*) selama proyek.
- b. *Internal Rate of Return* adalah suatu tingkat bunga yang bila dipakai mengkonversikan semua penghasilan dan pengeluaran dan kemudian menjumlahkannya maka akan didapat nilai nol.

- c. Periode pengembalian atau *pay out time* atau *payback period* adalah waktu yang diperlukan untuk memperoleh kembali modal yang ditanam. Parameter ini merupakan ukuran mengenai kecepatan penerimaan modal investasi kembali.

Ketiga langkah perhitungan ini dimaksudkan untuk mengetahui apakah investasi layak untuk dilakukan ataukah tidak. Jika proyek menguntungkan, maka pembangunan sistem rantai pasok gas dari pagerungan ke pembangkit-pembangkit yang ada di Kangean dapat dilanjutkan.

3.8. Kesimpulan dan saran

Tahapan terakhir adalah pembuatan kesimpulan dan saran. Kesimpulan didapatkan berdasarkan hasil pengolahan data mengenai hasil desain distribusi rantai pasok gas dari sumber menuju ke konsumen, dan hasil analisa kelayakan investasi. Selanjutnya memberikan rekomendasi terhadap penelitian ini mengenai apa saja yang masih belum dilakukan pada penelitian ini dan layak dianalisa untuk penelitian selanjutnya baik oleh peneliti sendiri ataupun oleh orang lain.

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB 4

HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1. Kondisi Listrik di Kangean

Pada Pasal 28 dan Pasal 29 Undang-Undang Nomor 30 tahun 2009 tentang Ketenagalistrikan, PLN selaku pemegang izin usaha penyediaan tenaga listrik untuk kepentingan umum wajib menyediakan tenaga listrik secara terus-menerus dalam jumlah yang cukup dan dengan mutu sertakeandalan yang baik. Kondisi listrik di Kangean saat ini masih sangat minim. Dari 3 kecamatan yang ada di Kangean yakni Kecamatan Arjasa, Kecamatan Sapeken, dan Kecamatan Kangean, hanya kecamatan Arjasa dan Sapeken yang sudah mendapat suplai dari PLN dengan rasio elektrifikasi masing-masing kurang dari 50%. Sedangkan kecamatan Kangean masih belum teraliri listrik dari PLN.

4.1.1. Rasio Elektrifikasi

Rasio elektrifikasi adalah jumlah rumah tangga yang sudah berlistrik dibagi dengan jumlah rumah tangga yang ada. Pada saat ini rasio elektrifikasi di Kangean masih tergolong sangat rendah. Seperti pada tabel 4.1, jumlah KK yang ada di Kecamatan Arjasa sebanyak 27957 KK, sedangkan yang sudah dilairi listrik hanya 12841 KK. Ini berarti rasio elektrifikasi untuk Kecamatan Arjasa masih 45,9%, jauh dari rata-rata rasio elektrifikasi nasional yang mencapai 84% pada tahun 2015

Tabel 4. 1 Rasio Elektrifikasi Kecamatan Arjasa 2015

No	Desa	Jumlah KK	Jumlah KK berlistrik	Rasio Elektrifikasi (%)
1	Buddi	831		0,0
2	Pajennangger	2534		0,0
3	Gelaman	1302		0,0
4	Sawah Sumur	883		0,0
5	Paseraman	1335		0,0
6	Kalinganyar	1103	616	55,8
7	Arjasa	1412	1051	74,4

Lanjutan Tabel 4.1.

No	Desa	Jumlah KK	Jumlah KK berlistrik	Rasio Elektrifikasi (%)
8	Duko	2075	1158	55,8
9	Kolo-Kolo	2100	1805	86,0
10	Angkatan	2803	1907	68,0
11	Kalisangka	1052	798	75,9
12	Laok Jang-Jang	1056	699	66,2
13	Bilis-Bilis	1636	1096	67,0
14	Sumber Nangka	689	345	50,1
15	Kalikatak	3118	1408	45,2
16	Angong-Angon	1322	1035	78,3
17	Sambakati	1317	923	70,1
18	Pandeman	919		0,0
19	Pabian	470		0,0
	Jumlah	27957	12841	45,9

Sumber : Diolah dari BPS Kabupaten Sumenep, 2015

Tabel 4. 2Rasio Elektrifikasi Kecamatan Sapeken 2015

No	Desa	Jumlah KK	Jumlah KK berlistrik	Rasio elektrifikasi (%)
1	Sabuntan	986	0	0
2	Paliat	736	0	0
3	Sapeken	4070	1165	28,62
4	Sasiil	1009	0	0
5	Sepanjang	1475	0	0
6	Tanjungkiok	841	0	0
7	Pagerungan Kecil	1518	0	0
8	Pagerungan Besar	1642	0	0
9	Sakala	581	0	0
	Jumlah	12858	0	9,06

Sumber : Diolah dari BPS Kabupaten Sumenep, 2015

Pada Tabel 4.2, menggambarkan rasio elektrifikasi untuk Kecamatan Sapeken masih 9,06% dari 12.858 KK, hal ini sangat jauh dari target rasio elektrifikasi

nasional yang sudah mencapai 84% pada tahun 2015. Begitu juga pada Kecamatan Kangayan yang hingga saat ini masih belum teraliri listrik dari PLN sama sekali seperti pada Tabel 4.3.

Tabel 4. 3Rasio Elektrifikasi Kecamatan Kangayan 2015

No	Desa	Jumlah KK	Jumlah KK berlistrik	Rasio Elektrifikasi (%)
1	Saobi	1027	0	0
2	Kangayan	1380	0	0
3	Torjek	1218	0	0
4	Cangkaramaan	257	0	0
5	Tembayangan	237	0	0
6	Batu Putih	330	0	0
7	Daandung	1142	0	0
8	Timur Janjang	1099	0	0
9	Jukong-Jukong	453	0	0
	Jumlah	7143	0	0

Sumber : Diolah dari BPS Kabupaten Sumenep,2015

4.1.2. Estimasi pertumbuhan listrik hingga 2035

Menurut PT. PLN Kebutuhan tenaga listrik pada suatu daerah didorong oleh tiga faktor utama, yaitu pertumbuhan ekonomi, program elektrifikasi dan pengalihan *captive power* ke jaringan PLN.

Pertumbuhan ekonomi suatu daerah memerlukan tenaga listrik sebagai salah satu penunjangnya. Dengan pertumbuhan ekonomi yang semakin bagus akan mendorong permintaan barang-barang peralatan seperti televisi, lemari pendingin, dan lain-lain. Hal ini akan mengakibatkan permintaan listrik menjadi naik.

Faktor kedua adalah program elektrifikasi yang digalakkan pemerintah yang secara langsung akan meningkatkan rasio permintaan listrik pada suatu daerah. Sebagaimana dijelaskan sebelumnya, bahwa rasio elektrifikasi di Kepulauan Kangean $\pm 29,2\%$ (BPS Sumenep), sehingga untuk mencapai paling tidak 84% sesuai rasio

elektrifikasi nasional dibutuhkan banyak sekali tambahan suplai listrik dari PLN untuk mensuplai pelanggan baru.

Faktor ketiga yang menjadi pendorong pertumbuhan permintaan tenaga listrik terhadap PLN adalah pengalihan dari *captive power* (pembangkit sendiri) menjadi pelanggan PLN. Namun untuk faktor yang ketiga ini tidak banyak berpengaruh banyak, hal ini karena di Kepulauan Kangean masih belum ada industri yang menggunakan pembangkit sendiri untuk memenuhi kebutuhan listriknya.

4.1.2.1. Pertumbuhan Ekonomi

Untuk mengetahui pertumbuhan ekonomi di Kangean, penulis mengacu pada pertumbuhan ekonomi di Kabupaten Sumenep yang dinyatakan dengan Produk Domestik Regional Bruto (PDRB), dimana pertumbuhan rata-rata PDRB untuk 2010-2014 data Badan Pusat Statistik (BPS) Kabupaten Sumenep adalah 8,3 %.Tingginya pertumbuhan PDRB Kabupaten Sumenep disebabkan oleh produksi migas yang meningkat empat tahun terakhir. Untuk tahun 2014 PDRB Kabupaten Sumenep mengalami penurunan sebagaimana pada Tabel 4.4., hal ini disebabkan oleh naiknya harga bahan bakar, naiknya tarif dasar listrik dan naiknya suku bunga yang ditetapkan pemerintah. Proyeksi PDRB Kepulauan Kangean untuk periode 2015-2034 mengacu pada draf Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional (RUKN)2015-2034 yakni rata-rata 7% Per tahun.

Tabel 4. 4Pertumbuhan PDRB Kabuaten Sumenep tahun 2010-2014

Tahun	PDRB
2010	3,87 %
2011	6,08 %
2012	10,13 %
2013	15,08 %
2014	6,62 %
Rata-rata	8,356 %

Sumber : Dioalah dari BPS Kabupaten Sumenep, 2014

4.1.2.2. Pertumbuhan Penduduk

Jumlah penduduk Kepulauan Kangean pada tahun 2014 adalah 133.299 orang dan jumlah rumah tangga sekitar 47.958 KK (BPS Sumenep 2015). Untuk memperkirakan jumlah penduduk Kangean hingga 2035, penulis menggunakan laju pertumbuhan penduduk yang diterbitkan oleh BPS pada Desember 2013. Dimana secara spesifik pertumbuhan penduduk Jawa Timur yang dijadikan pendekatan, dikarenakan Kepulauan Kangean secara administratif merupakan bagian dari Propinsi Jawa Timur. Seperti pada Tabel 4.5, pertumbuhan penduduk Jawa Timur pada rentang waktu tahun 2015-2020 adalah 0,53%, tahun 2020-2025 adalah 0,38%, tahun 2025-2030 adalah 0,21%, tahun 2030-2035 adalah 0,02%. Tren pertumbuhan penduduk Jawa Timur semakin menurun dari tahun ke tahun.

Tabel 4.5 Proyeksi Pertumbuhan Penduduk 2010-2035

Tahun	Indonesia	Jawa Timur
2010-2015	1,38 %	0,67 %
2015-2020	1,19 %	0,53 %
2020-2025	1 %	0,38 %
2025-2030	0,8 %	0,21 %
2030-2035	0,62 %	0,02 %

Sumber : diolah dari BPS, 2014

Dengan menggunakan pendekatan proyeksi pertumbuhan rata-rata penduduk, maka diperkirakan jumlah penduduk kecamatan Arjasa hingga 2035 menjadi 108.295 jiwa (lihat Tabel 4.6), jumlah penduduk Kecamatan Kangean hingga tahun 2013 adalah 32.846 jiwa (lihat Tabel 4.7), dan jumlah penduduk Kecamatan Sepeken hingga tahun 2035 adalah 69.003 jiwa seperti pada Tabel 4.8.

Tabel 4. 6Proyeksi Pertumbuhan Penduduk Kecamatan Arjasa Sampai 2035

Tahun	Pertumbuhan Penduduk (%)	Jumlah penduduk
2014	-	68694
2015	0,53	69058
2016	0,53	69424
2017	1,53	70486
2018	2,53	72270
2019	3,53	74821
2020	4,53	78210
2021	0,38	78507
2022	1,38	79591
2023	2,38	81485
2024	3,38	84239
2025	4,38	87929
2026	0,21	88113
2027	1,21	89180
2028	2,21	91150
2029	3,21	94076
2030	4,21	98037
2031	0,02	98057
2032	1,02	99057
2033	2,02	101058
2034	3,02	104110
2035	4,02	108295

Tabel 4. 7Proyeksi Pertumbuhan Penduduk Kecamatan Kangayan Sampai 2035

Tahun	Pertumbuhan Penduduk (%)	Jumlah penduduk
2014	-	20835
2015	0,53	20945
2016	0,53	21056
2017	1,53	21379
2018	2,53	21919
2019	3,53	22693
2020	4,53	23721
2021	0,38	23811

Lanjutan Tabel 4.7

Tahun	Pertumbuhan Penduduk (%)	Jumlah penduduk
2022	1,38	24140
2023	2,38	24715
2024	3,38	25550
2025	4,38	26669
2026	0,21	26725
2027	1,21	27048
2028	2,21	27646
2029	3,21	28534
2030	4,21	29735
2031	0,02	29741
2032	1,02	30044
2033	2,02	30651
2034	3,02	31577
2035	4,02	32846

Tabel 4. 8Proyeksi Pertumbuhan Penduduk Kecamatan Sapeken Sampai 2035

Tahun	Pertumbuhan Penduduk (%)	Jumlah penduduk
2014	-	43770
2015	0,53	44002
2016	0,53	44235
2017	1,53	44912
2018	2,53	46048
2019	3,53	47674
2020	4,53	49833
2014	-	43770
2015	0,53	44002
2016	0,53	44235
2017	1,53	44912
2018	2,53	46048
2019	3,53	47674
2020	4,53	49833
2021	0,38	50023
2022	1,38	50713

Lanjutan Tabel 4.8

Tahun	Pertumbuhan Penduduk (%)	Jumlah penduduk
2023	2,38	51920
2024	3,38	53675
2025	4,38	56026
2026	0,21	56144
2027	1,21	56823
2028	2,21	58079
2029	3,21	59943
2030	4,21	62467
2031	0,02	62479
2032	1,02	63116
2033	2,02	64391
2034	3,02	66336
2035	4,02	69003

4.1.2.3. Hasil Proyeksi Kebutuhan Listrik Hingga 2035

Proyeksi konsumsi listrik dilakukan untuk melihat jumlah kebutuhan konsumsi listrik 20 tahun kedepan. Data-data yang digunakan untuk memperkirakan kebutuhan listrik di Kepulauan Kangean hingga 2035 adalah estimasi pertumbuhan penduduk dan estimasi pertumbuhan ekonomi di Kepulauan Kangean sebagaimana yang telah dijelaskan sebelumnya. Dalam memproyeksikan kebutuhan listrik dilakukan dengan memproyeksikan kebutuhan listrik pada masing-masing sektor, yaitu sektor rumah tangga, sektor bisnis, sektor industri, dan sektor publik. Pada kasus di Kangean, sektor industri dan sektor bisnis membutuhkan daya yang relatif kecil dibandingkan dengan sektor rumah tangga dan sektor publik.

a. Sektor Rumah Tangga

Proyeksi konsumsi listrik pada sektor rumah tangga didasarkan pada jumlah pertumbuhan penduduk tiap tahunnya. Untuk estimasi pertumbuhan penduduk Kangean hingga 2035 mengacu BPS 2014. Estimasi Kebutuhan daya didasarkan pada

kebutuhan rata-rata masyarakat kangean terhadap suplai listrik. Berikut adalah hasil proyeksi kebutuhan listrik hingga tahun 2035.

Tabel 4. 9Proyeksi kebutuhan listrik Kecamatan Arjasa sampai 2035 pada Sektor Rumah Tangga

Tahun	Pertumbuhan Penduduk (%)	Jumlah penduduk	Jumlah KK	Watt	MW
2015	-	68694	27957	7185863	7,19
2016	0,53	69058	28072	7215522	7,22
2017	0,53	69424	28221	7253764	7,25
2018	0,53	69792	28371	7292209	7,29
2019	0,53	70162	28521	7330858	7,33
2020	0,53	70534	28672	7369712	7,37
2021	0,53	70908	28824	7408771	7,41
2022	0,38	71177	28934	7436924	7,44
2023	0,38	71448	29044	7465185	7,47
2024	0,38	71719	29154	7493552	7,49
2025	0,38	71992	29265	7522028	7,52
2026	0,38	72265	29376	7550612	7,55
2027	0,21	72417	29438	7566468	7,57
2028	0,21	72569	29500	7582357	7,58
2029	0,21	72721	29562	7598280	7,60
2030	0,21	72874	29624	7614237	7,61
2031	0,21	73027	29686	7630227	7,63
2032	0,02	73042	29692	7631753	7,63
2033	0,02	73056	29698	7633279	7,63
2034	0,02	73071	29704	7634806	7,63
2035	0,02	73086	29710	7636333	7,64

Pada Tabel 4.9 adalah hasil proyeksi kebutuhan listrik pada sektor rumah tangga di Kecamatan Arjasa hingga tahun 2035. Konsumsi Listrik yang dibutuhkan pada tahun 2016 ini adalah 7,22 MW. Dalam perhitungan proyeksi kebutuhan listrik tersebut didapatkan dengan membagi daya pembangkit yang tersedia saat ini dengan

jumlah rumah yang sudah berlistrik. Dengan begitu didapatkan nilai rata-rata kebutuhan listrik per rumah adalah 257 watt.

Tabel 4. 10 Hasil Proyeksi Kebutuhan Listrik Kecamatan Sapeken sampai 2035 pada Sektor Rumah Tangga

Tahun	Pertumbuhan Penduduk (%)	Jumlah penduduk	Jumlah KK	Watt	MW
2015	-	20835	7143	1835985	1,84
2016	0,53	20945	7198	1850055	1,85
2017	0,53	21056	7236	1859860	1,86
2018	0,53	21168	7274	1869717	1,87
2019	0,53	21280	7313	1879627	1,88
2020	0,53	21393	7352	1889589	1,89
2021	0,38	21474	7379	1896769	1,90
2022	0,38	21556	7408	1903977	1,90
2023	0,38	21638	7436	1911212	1,91
2024	0,38	21720	7464	1918475	1,92
2025	0,38	21803	7492	1925765	1,93
2026	0,21	21848	7508	1929809	1,93
2027	0,21	21894	7524	1933862	1,93
2028	-	21940	7540	1937923	1,94
2029	0,21	21986	7555	1941992	1,94
2030	0,21	22032	7571	1946071	1,95
2031	0,02	22037	7573	1946460	1,95
2032	0,02	22041	7574	1946849	1,95
2033	0,02	22046	7576	1947238	1,95
2034	0,02	22050	7577	1947628	1,95
2035	0,02	22055	7579	1948017	1,94

Pada Tabel 4.10 adalah hasil proyeksi kebutuhan listrik pada sektor rumah tangga di Kecamatan Kangayan hingga tahun 2035. Konsumsi Listrik yang dibutuhkan pada tahun 2015 ini adalah 1,85 MW. Seperti halnya dalam melakukan proyeksi kebutuhan listrik di Kecamatan Kangayan, diestimasikan kebutuhan daya atau daya yang terpasang pada masing-masing rumah tangga adalah 257 watt .

sehingga pada tahun 2025 daya yang dibutuhkan 1,93 MW dan pada tahun 2035 daya yang dibutuhkan adalah 1,94 MW.

Tabel 4.11 Hasil Proyeksi Kebutuhan Listrik Kecamatan Kangayan sampai 2035 pada Sektor Rumah Tangga

Tahun	Pertumbuhan Penduduk (%)	Jumlah penduduk	Jumlah KK	Daya (Watt)	MW
2015	-	43770	12858	3304926	3,30
2016	0,53	44002	12942	3326455	3,33
2017	0,53	44235	13010	3344086	3,34
2018	0,53	44470	13079	3361809	3,36
2019	0,53	44705	13149	3379627	3,38
2021	0,38	45113	13269	3410449	3,41
2022	0,38	45284	13319	3423409	3,42
2023	0,38	45457	13370	3436418	3,44
2024	0,38	45629	13420	3449476	3,45
2025	0,38	45803	13471	3462584	3,46
2026	0,21	45899	13500	3469856	3,47
2027	0,21	45995	13528	3477143	3,48
2028	0,21	46092	13556	3484445	3,48
2029	0,21	46189	13585	3491762	3,49
2030	0,21	46286	13613	3499095	3,50
2031	0,02	46295	13616	3499794	3,50
2032	0,02	46304	13619	3500494	3,50
2033	0,02	46313	13622	3501195	3,50
2034	0,02	46323	13624	3501895	3,50
2035	0,02	46332	13627	3501895	3,50

Pada Tabel 4.11 adalah hasil proyeksi kebutuhan listrik pada sektor rumah tangga di kecamatan Sapeken hingga tahun 2035. Konsumsi listrik yang dibutuhkan pada tahun 2016 ini adalah 3,33 MW. Seperti halnya dalam melakukan proyeksi kebutuhan listrik di Kecamatan Sapeken, diestimasikan kebutuhan daya atau daya yang terpasang pada masing-masing rumah tangga adalah 257 watt, Maka pada tahun

2025 daya yang dibutuhkan 3,46 MW dan pada tahun 2035 daya yang dibutuhkan adalah 3,50 MW.

b. Sektor Industri

Pada sektor ini, hanya terdapat 2 jenis industri di Kangean, yaitu industri kecil dan industri rumah tangga. Berdasarkan data BPS Kabupaten Sumenep 2013, di Kecamatan Arjasa terdapat 124 industri kecil dan 64 industri rumah tangga. Di Kecamatan Kangean industri kecil tidak ada dan hanya terdapat industri rumah tangga sejumlah 49 industri. Di Kecamatan Sapeken terdapat 3 industri kecil dan 59 industri rumah tangga. Dengan asumsi kebutuhan daya masing-masing industri adalah 1300 VA/1300 Watt, maka kebutuhan daya untuk industri di Kecamatan Arjasa adalah 0,2418 MW; Kecamatan Kangean membutuhkan daya sebesar 0,0637 MW; sedangkan Kecamatan Sapeken membutuhkan daya listrik sebesar 0,0806 MW.

c. Sektor Publik

Sektor publik adalah sektor yang digunakan untuk kebutuhan masyarakat setempat seperti Masjid, Mushalla, Sekolah, Pondok pesantren, Balai Desa, dan Puskesmas/puskesmas pembantu. Kecamatan Arjasa memiliki 449 gedung untuk fasilitas publik, Kecamatan Kangean memiliki 177 gedung untuk fasilitas publik, dan Kecamatan Sapeken memiliki 299 gedung fasilitas publik. Jika masing-masing gedung dipasang daya 450 Watt, maka kebutuhan daya untuk fasilitas publik Kecamatan Arjasa adalah 0,20205, kebutuhan listrik untuk fasilitas publik Kecamatan Kangean adalah 0,07985 MW, dan kebutuhan daya untuk Kecamatan Sapeken adalah 0,13455 MW.

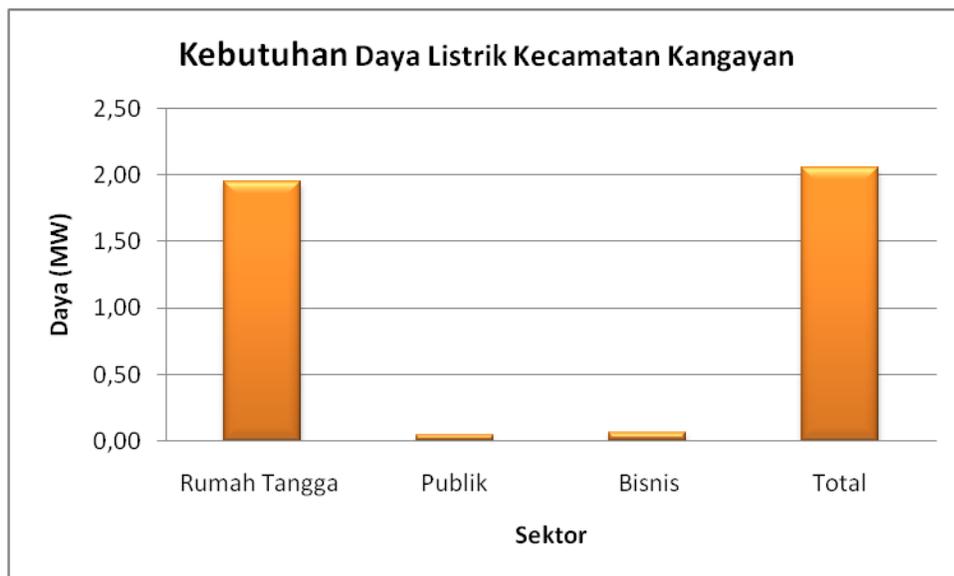
d. Konsumsi Listrik Per Kecamatan

Perhitungan konsumsi listrik per kecamatan perlu dilakukan, hal ini mengingat pembangkit yang ada saat ini berada pada masing-masing Kecamatan di Kepulauan Kangean. Adapun kebutuhan konsumsi listrik Kecamatan Arjasa berdasarkan hasil proyeksi adalah 7,99 MW, kebutuhan konsumsi listrik Kecamatan

Kangayan adalah 2,06 MW dan, kebutuhan konsumsi listrik Kecamatan Sapeken adalah 3,66 MW sebagaimana yang terdapat pada Gambar 4.1 , Gambar 4.2 , dan Gambar 4.3. berikut .



Gambar 4. 1Perkiraan Konsumsi Listrik Kecamatan Arjasa hingga Tahun 2035



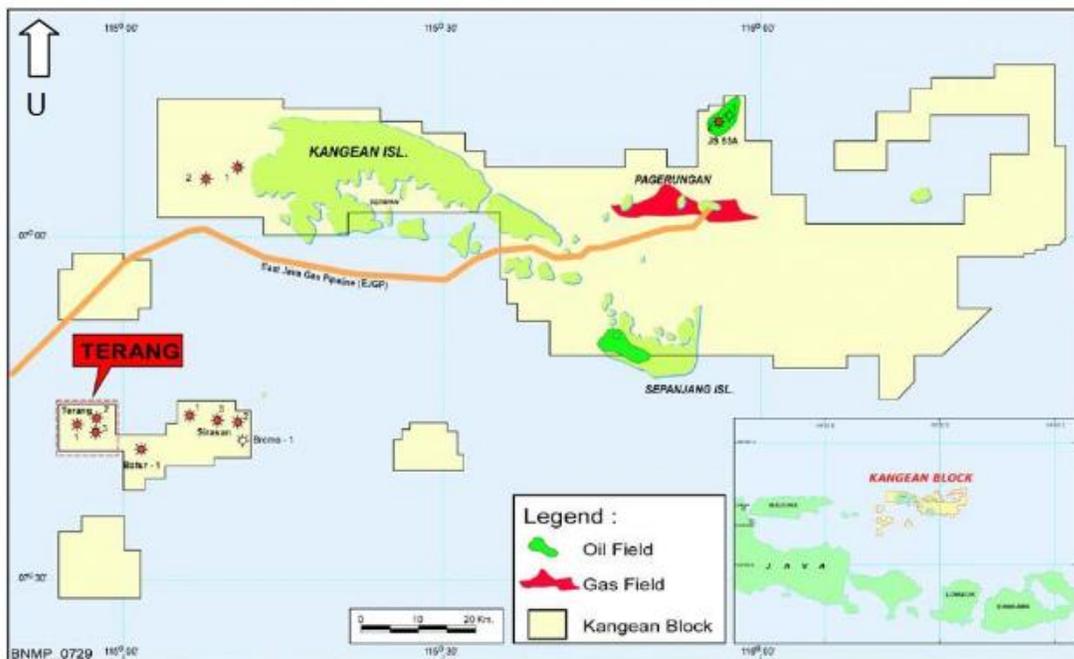
Gambar 4. 2Perkiraan Konsumsi Listrik Kecamatan Kangayan hingga Tahun 2035



Gambar 4. 3Perkiraan Konsumsi Listrik Kecamatan Sapeken hingga Tahun 2035

4.2. Gambaran Umum *Supply dan Demand*

4.2.1. Lapangan gas



Gambar 4. 4Lokasi Gas di Kangean (Fareed, 2012)

Lokasi ladang gas yang akan dijadikan *supply* terletak di Desa Pagerungan Kecamatan Sapeken seperti yang terlihat pada Gambar 4.4. Lokasi ini terletak pada lintang $6^{\circ}55'50.84''S$ dan bujur $115^{\circ}44'57.51''T$, dengan jarak ± 16 km dari Sapeken, dengan jarak ± 37 km dari Kayuaro, dan jarak ± 75 km dari Batu Guluk. Ladang gas ini dikelola oleh PT. Kangean Energy Indonesai (KEI) dengan kemampuan produksi gas 530 mmscf.

4.2.2. Demand

Lokasi yang menjadi *demand* pada penelitian ini adalah pembangkit-pembangkit yang ada di Kangean, yakni pembangkit di Desa Batu Guluk Kecamatan Arjasa, dan pembangkit di Desa Sapeken Kecamatan Sapeken seperti pada Gambar 4.5berikut. Pembangkit di Batu Guluk akan mensuplai listrik di Kecamatan Arjasa dan Kecamatan Kangean, sedangkan pembangkit yang di Sapeken akan mensuplai listrik di Kecamatan Sapeken itu sendiri.



Gambar 4. 5Lokasi pembangkit di Kangean

Untuk mengetahui estimasi kebutuhan gas pembangkit tersebut, penulis melakukan konversi satuan dari kapasitas pembangkit (MW) menjadi satuan gas (mmscfd) berdasarkan buku Transportasi LNG Indonesia (Soegiono dan Artana, 2006) seperti pada Tabel 4. 12.

Tabel 4. 12Kebutuhan Gas pada Masing-masing Pembangkit

PLTG Batu Guluk		Unit
Electricity demand	7,15	MW
	1,02	Mmscfd
	1134,1	m ³ CNG
	20,43	ton LNG
PLTG Sapeken		Unit
Electricity demand	2,96	MW
	0,42	Mmscfd
	469,5	m ³ CNG
	8,46	ton LNG
Total		Unit
Electricity demand	10,11	MW
	3,39	Mmscfd
	1603,6	m ³ CNG
	28,89	ton LNG

Pada Tabel 4.12 diketahui bahwa kebutuhan gas untuk pembangkit di Batu guluk adalah 2,48 mmscfd, dan untuk pembangkit di Kecamatan Sapeken membutuhkan gas sebesar 0,91 mmscfd. Pembangkit di Batu guluk nantinya akan mensuplai listrik di Kecamatan Arjasa dan Kecamatan Kangayan. Sedangkan pembangkit di di Sapeken akan mensuplai listrik di Kecamatan Sapeken dan sekitarnya.

4.3. Pemilihan Tekonologi Desain Rantai Pasok Gas Alam

Pada penelitian inidalam mendesain rantai pasok gas, direncanakan akan dilakukan pemilihan terhadap 3 teknologi yang ada yaitu teknologi CNG, teknologi LNG, dan teknologi pipa. Ketiga teknologi tersebut akan dipilih berdasarkan analisa biaya serta metode *AHP* dan *TOPSIS*.

4.3.1. Skenario Penggunaan Teknologi LNG, CNG, dan Pipa sebagai Moda Transportasi

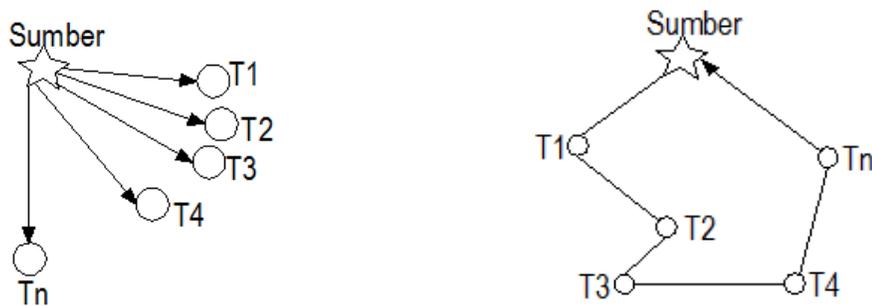
Sebelum melakukan perhitungan analisa biaya maupun perhitungan AHP FUZZY dan TOPSIS, perlu dilakukan skenario penggunaan ke -3 teknologi tersebut. Jika teknologi yang digunakan adalah pipa, maka yang perlu dikaji adalah ukuran pipa yang akan digunakan disesuaikan dengan *demand* yang dibutuhkan oleh masing-masing pembangkit serta kondisi eksisting pemasangan pipa seperti Gambar 4.6. Pipa yang akan di pasang dari sumur gas Pagerungan menuju ke pembangkit di Sapeken akan melewati bawah laut dengan jarak ± 16 km. Kemudian pipa akan diteruskan dari Sapeken menuju ujung pulau Kangean yakni Desa Kayuaro yang masih melewati bawah laut dengan jarak ± 21 km. Kemudian pipa dari Kayuaro akan menuju ke pembangkit yang ada di Batu Guluk melalui jalur darat dengan jarak ± 40 km.



Gambar 4. 6 Kondisi eksisting rencana pemasangan pipa

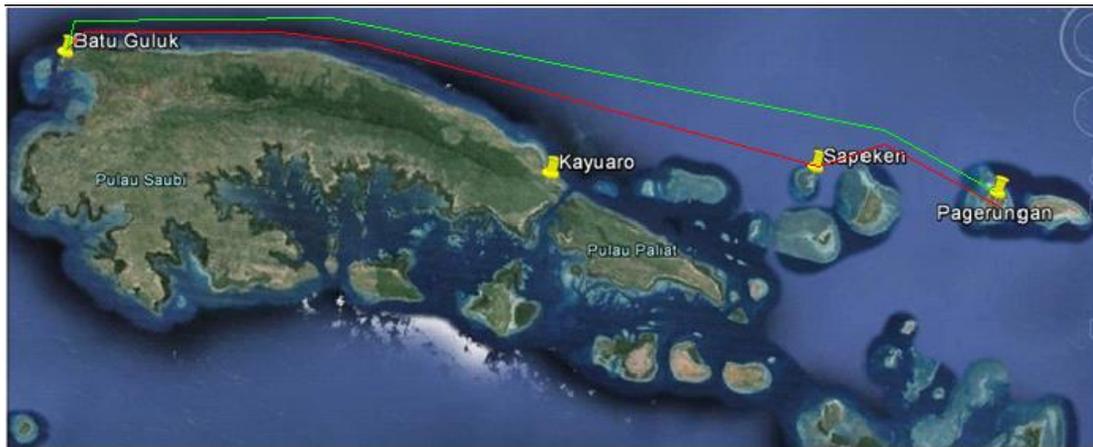
Jika transportasi gas menggunakan kapal, baik Kapal CNG maupun kapal LNG, untuk mendistribusikan gas dari sumber ke tempat tujuan, ada 2 metode yang digunakan yaitu metode *Hub-and-Spoke* dan Metode *Milk Run* (Philip Run, dan Harrish Patel.; 2007). Pada Gambar 4.7 dapat dijelaskan untuk model *Hub-and-*

Spokes pengiriman dari satu sumber energi dikirim bolak balik T1, kemudian dari sumber ke T2 , T2 ke sumber, sumber ke T3, T3 ke sumber dan seterusnya s.d sumber ke Tn dan Tn ke sumber. Model transportasi *Hub-and-Spokes* cocok untuk pengiriman ke daerah dimana volume kebutuhan jauh lebih besar dibanding kapasitas cargo kapal. Sedangkan model transportasi Milk Run adalah kapal membawa cargo dari sumber ke T1, dilanjutkan ke T2, T3 dan Tn..., setelah kapal kosong balik ke S. Model ini cocok untuk pengiriman dimana kapasitas kargo kapal jauh lebih besar dari kebutuhan masing – masing konsumen (Xiuli Wang ,; 2008).



Gambar 4. 7Metode *Hub-and-Spokes*(kiri), Metode *Milk and Run* (kanan)
(Xiuli Wang, 2008)

Dikarenakan *demand* yang dibutuhkan oleh masing-masing pembangkit relatif kecil seperti yang telah di bahas sebelumnya pada Table 4.11, maka metode yang cocok untuk dijadikan rute pelayaran berdasarkan hasil penelitian yang dilakukan oleh Philip Rnn, dan Harrish Patel pada tahun 2007 adalah metode Milk and Run sehingga direncanakan rute pelayaran kapal seperti pada Gambar 4.8. Pada tersebut kapal kapal LNG atau CNG barge akan berlayar dari sumber gas menuju ke masing-masing pembangkit yang ada di Kangean yakni menuju ke pembangkit di Sapeken kemudian menuju pembangkit di Batu Guluk dalam 1 trip pelayaran dengan jarak tempuh 43,5 *nautical mile*. Setelah itu akan kembali lagi ke sumber dalam muatan kosong untuk melakukan pengisian ulang gas.



Gambar 4. 8Rencana Rute Pelayaran CNG Barge dan Kapal LNG

4.3.2. Pemilihan Teknologi Berdasarkan Analisa Biaya

Dalam melakukan pemilihan teknologi yang akan digunakan, langkah pertama yang dijadikan sebagai faktor untuk memilih adalah analisa biaya. Analisa biaya adalah penjelasan dari proses perhitungan yang dilakukan untuk digunakan sebagai dasar perhitungan biaya-biaya yang terjadi dalam sebuah proyek. Dalam penelitian ini jika menggunakan kapal sebagai moda transportasi maka biaya dibagi menjadi 2 bagian, yaitu biaya capital dan biaya operasional. Biaya capital meliputi seluruh biaya awal untuk kebutuhan investasi kapal, dan fasilitas yang lainnya. Biaya operasional adalah keseluruhan biaya yang dikeluarkan untuk kebutuhan operasional. Biaya ini meliputi biaya perawatan, biaya pelayaran, biaya asuransi, dan lain-lain.

a. Biaya modal (*capital Cost*)

Pada penelitian kali ini direncanakan kapal LNG ataupun kapal CNG yang akan dipakai sebagai moda transportasi akan didapatkan melalui mekanisme pembelian kapal ke produsen. Sehingga biaya modal nantinya tergantung dari harga kapal yang ditawarkan oleh produsen kapal.

b. Biaya operasional (*operational cost*)

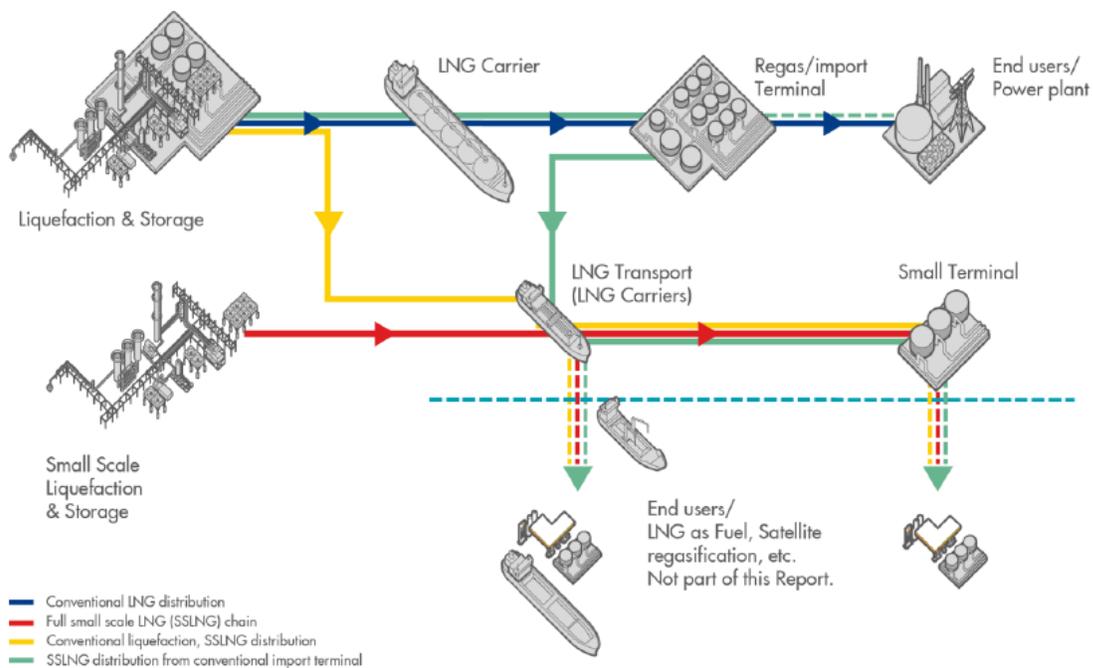
Biaya operasional kapal terdiri dari biaya gaji ABK, biaya perawatan kapal, biaya perbekalan dan minyak pelumas. Biaya ABK ditentukan berdasarkan

ukuran kapal yang digunakan. Semakin besar kapal semakin banyak pula ABK yang diperlukan sehingga gaji yang harus dibayar semakin besar.

Jika menggunakan pipa sebagai moda transportasi gas, maka analisa biaya meliputi harga pipa, biaya pemasangan pipa, biaya pembangunan terminal penerima, dan biaya oprasional selama 25 tahun masa operasi.

4.3.2.1. Teknologi LNG

Teknologi LNG yang akan digunakan dalam penelitian ini adalah *small scall LNG* (SSLNG), dimana teknologi ini biasa digunakan untuk *demand* yang kecil. Hal ini sesuai dengan pembangkit-pembangkit di Kepulauan Kangean yang membutuhkan *supply* gas yang relatif kecil yakni sebesar 3,39 mmscfd.



Gambar 4. 9Teknologi *Small Scall LNG*(International Gas Union, 2014)

Teknologi *small scall LNG* sebenarnya tidak ada bedanya dengan teknologi LNG konvensional pada umumnya. Hanya ukurannya yang lebih kecil dari LNG konvensional. Semua fasilitas yang ada pada LNG konvensional seperti kapal LNG,

liquefaction, dan *regasification* juga digunakan dalam teknologi SSLNG dengan ukuran yang lebih kecil. Pada Gambar 4.9 adalah perbandingan antara teknologi LNG konvensional dengan teknologi SSLNG, dimana garis berwarna merah adalah rantai pasok gas dengan teknologi SSLNG, sedangkan yang berwarna kuning, hijau, dan biru adalah proses rantai pasok gas dengan teknologi LNG konvensional.

a. Gambaran umum kapal

Kapal LNG yang akan digunakan dalam penelitian ini adalah kapal dengan ukuran kecil atau biasa dikenal dengan *small scall* LNG. Hal ini dikarenakan *demand* yang dibutuhkan masing-masing pembangkit sangat kecil yaitu pembangkit di Batu Guluk sebesar 2,48 mmscfd, dan untuk pembangkit di Sapeken sebesar 0,91 mmscfd. Dengan demikian kebutuhan total gas untuk pembangkit-pembangkit di Kangean adalah 3,39 mmscd.



Gambar 4. 10Kapal LNG Pioneer Knutsen(International Gas Union, 2014)

Dengan kebutuhan gas yang hanya 1,44 mmscfd atau 28,9 ton LNG per hari, kapal yang cocok untuk kapasitas tersebut berdasarkan penelitian yang dilakukan *international gas union* pada tahun 2014 yaitu kapal *pioner kotsen* dengan kapasitas 1100 m³ atau 539 ton seperti Gambar 4.10.

Pioneer kotsen dibangun di galangan Bijlsma, merupakan kapal pertama dengan combustion engines running di dunia. Kapal ini memakai 2 bahan bakar yaitu bahan bakar MDO untuk mesin diesel dan LNG. Adapun dimensi dari kapal tersebut seperti pada Tabel 4.13berikut.

Tabel 4. 13Dimensi Kapal Pioner Knotsen

Dimensi	Nilai	Satuan
LOA	66,87	m
LPP	63,4	m
B	11,8	m
D	5,5	m
T	3,3	m
GT	1687	GT
DWT	640	Ton
Cargo Tank Capacity	1100	m ³
Speed	14	Knot
main engine	2 x 910	KW LNG
	2 x 640	KW Diesel

Sumber :www.vekagroup.com

b. Perencanaan Operasi dan Rute Pelayaran

Sesuai dengan penelitian yang dilakukan oleh Philip Rnn, dan Harrish Patel pada tahun 2007, metode *milk and run* cocok diaplikasikan dalam kasus ini. Hal ini dikarenakan *demand* yang dibutuhkan oleh masing masing pembangkit relatif kecil. Kapal LNG ini nantinya akan berlayar dari sumber gas menuju ke pembangkit di Sapeken, selanjutnya kapal akan berlayar menuju ke pembangkit Batu Guluk. Jarak yang akan ditempuh kapal dari Pagerungan-Sapeken adalah 8,9*nautical mile*, jarak Sapeken-Batu guluk adalah 43,5 *nautical mile*. Sehingga total jarak yang akan ditempuh dalam 1 kali trip perjalanan adalah adalah 87 *nautical mile*.

Seperti yang terdapat pada Tabel 4.13, kecepatan kapal adalah 14 kont atau. Sehingga dengan jarak 87 nautical mile, waktu yang dibutuhkan kapal untuk sekali trip adalah 6,2 jam. Kecepatan muat adalah 2 jam dan kecepatan bongkar adalah 2

jam untuk masing-masing terminal penerima, sehingga total waktu yang dibutuhkan untuk 1 kali trip adalah 12,2 jam.

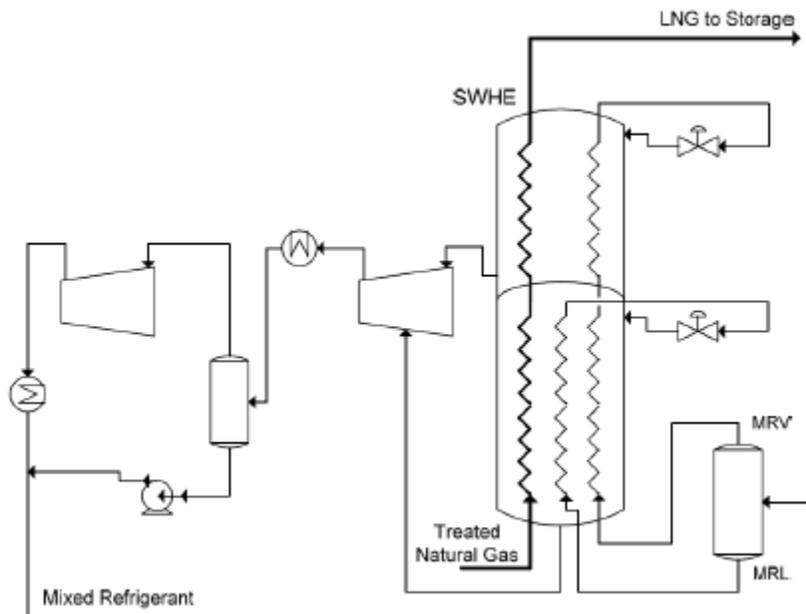
c. CAPEX (Capital Expenditure)

CAPEX (*Capital Expenditure*) dapat diartikan sebagai alokasi dana yang direncanakan dalam perhitungan untuk melakukan pembelian/penggantian sesuatu yang dikategorikan sebagai aset perusahaan. Adapun yang termasuk biaya CAPEX adalah:

- Kapal LNG

Berdasarkan *International Gas Union*, biaya untuk kapal SSLNG jenis *Pioneer Knutsen* membutuhkan biaya \$5.000-\$15.000 per ton. Jika harga beli pertonnya diambil \$ 15.000,- dan kapasitas kapal Pioneer Knutsen adalah 539 ton, maka harga beli kapal sebesar \$8.085.000,- atau Rp. 110.764.500.000,-

- Fasilitas *liquefaction*



Gambar 4. 11 Gambar proses SMR

Kebutuhan total gas pembangkit-pembangkit di Kangean adalah 24.731 ton per tahun. Sedangkan fasilitas *liquefaction* yang akan dipakai mempunyai kapasitas 30.000 ton per tahun sesuai dengan yang tersedia di pasaran. Proses yang akan dipakai adalah *Single mixed refrigerant (SMR)* seperti Gambar 4.11.

Proses ini mengandung nitrogen, metana, etana, propana, dan isopentana. Pendinginan dan pencairan dilakukan pada beberapa level tekanan di dalam PFHE yang disusun di dalam *cold box*. *Mixed refrigerant* dikompresi dan disirkulasi dengan menggunakan *train* kompresi tunggal. *Mixed refrigerant* dikondensasi seluruhnya sebelum di *flash* di *valve* ekspansi sehingga temperaturnya turun. Uap yang sangat dingin ini digunakan untuk mengkondensasi aliran *mixed refrigerant*, serta gas proses. Uap *mixed refrigerant* hangat bertekanan rendah ini kemudian dikirim ke kompresor untuk dikompresi kembali. Gas proses masuk ke dalam *cold box* dan mula-mula didinginkan hingga temperaturnya sekitar -35°C . Gas ini kemudian dikirim ke separator untuk memisahkan komponen beratnya yang selanjutnya dikirim ke unit fraksionasi. Gas proses komponen ringan selanjutnya didinginkan dengan menggunakan *mixed refrigerant* yang sudah diekspansi, sampai temperatur pencairan.

Teknologi ini sesuai dengan kebutuhan gas pembangkit di Kangean yang relatif kecil yang memasok bahan bakar dan distribusi gas dengan kapasitas dari 4 MMSCFD hingga lebih dari 180 MMSCFD.

Biaya untuk pembangunan fasilitas *liquefaction* ini berdasarkan *International Gas Union* adalah \$350 per ton per tahun. Sehingga biaya yang dibutuhkan untuk membangun fasilitas ini adalah \$ 10.500.000,- atau Rp. 143.514.000.000,-

- Fasilitas *Regasification*

Berdasarkan buku *LNG Plant Cost Escalation*, Biaya untuk pembangunan

faslitas *Regasification* hampir sama dengan biaya yang digunakan untuk pembangunan fasilitas liquefaction. Diestimasikan biaya yang dibutuhkan adalah \$ 10.500.000,- atau Rp. 143.514.000.000,-

- Tangki storage

Masing-masing pembangkit nantinya akan disediakan tangki storage sebagai tempat penampungan gas. Tangki storage yang akan dipakai pada penelitian ini adalah tangki dengan kapasitas 6500m³ untuk pembangkit di Batu Guluk dan 1250 untuk pembangkit di Sapeken. Harga tangki storage yang ada dipasaran sebagaimana yang telah ditulis oleh IGU yaitu berkisar antara \$800-\$3000 per m³. Nilai yang diambil untuk dimasukkan dalam perhitungan adalah \$1000 per m³. Dengan demikian biaya untuk tangki storage adalah \$6.500.000 atau Rp. 89.050.000.000,- untuk satu tangki di Batu Guluk dan \$ 1.250.000,- atau 17.125.000.000,-

d. OPEX (*Operating Expenditure*)

OPEX (*Operating Expenditure*) adalah alokasi dana yang direncanakan untuk melakukan operasi dari aset perusahaan tersebut secara normal. Komponen-komponen yang termasuk pada biaya *OPEX* adalah sebagai berikut:

- Gaji kru dan perbekalannya

Biaya untuk gaji kru disesuaikan dengan jumlah kru kapal yang bersangkutan. Pada kapal Pioneer Knutsen ini jumlah krunya adalah 15 orang dengan total gaji yang harus dibayarkan perbulannya adalah Rp. 83.370.000,- seperti yang terdapat pada lampiran. Sehingga gaji kru per tahun adalah Rp. 1.000.440.000,-.

Biaya perbekalan disini adalah biaya makan kru selama melakukan pelayaran. Biaya perbekalan kapal dihitung dengan menggunakan asumsi bahwa uang makan ABK adalah Rp 30.000,00 sekali makan sehingga dalam

sehari setiap ABK mendapat uang makan sebanyak Rp 90.000,00. Jika jumlah ABK adalah 15 orang dan lama pelayaran dalam 340 hari (minus waktu docking), maka biaya yang dibutuhkan adalah Rp. 306.000.000,- /tahun.

- Biaya reparasi dan biaya asuransi

Biaya reparasi kapal menurut Wardhana 2013 adalah 5% dari biaya investasi kapal. Sedangkan biaya asuransi adalah 1,15% dari biaya investasi kapal. Dengan demikian biaya reparasi adalah Rp. 3.683.526.000,- per tahun dan biaya asuransi kapal adalah Rp. 847.210.000,- per tahun.

- Biaya infrastruktur

Selain kapal *small scall* LNG, Fasilitas SSLNG terdiri dari *liquefaction*, *regasification/small terminal*, dan *tangki storage*. Kapasitas pemasangan fasilitas tersebut harus disesuaikan dengan *demand* pada masing-masing pembangkit. Hal ini bertujuan untuk menekan seminimal mungkin biaya yang dibutuhkan untuk pembangunan fasilitas. Pada buku *International Gas Union*, ada jenis *liquefaction* yang tersedia yang biasa dipakai untuk *demand* yang relatif kecil dengan kapasitas 30.000 ton per tahun. Sedangkan total kebutuhan gas pada pembangkit adalah 24.731 ton per tahun, sehingga *liquefaction* dengan kapasitas 30.000 cocok untuk dijadikan infrastruktur. Untuk *liquefaction* hanya terdapat 1 unit yang ditempatkan di dekat sumur gas (Desa Pagerungan). Selain fasilitas *liquefaction*, fasilitas *regasification* juga diperlukan pada masing-masing lokasi pembangkit yakni Desa Batu Guluk, dan Desa Sapeken dengan kapasitas masing-masing adalah 0,01 mtpa (10.000 ton per tahun). Sedangkan untuk tangki storage pada masing-masing pembangkit mempunyai kapasitas 500m³.

Dari hasil perhitungan analisa biaya yang meliputi biaya modal dan biaya operasional. Pada Tabel 4.14 adalah hasil perhitungan secara rinci, dimana total biaya yang dibutuhkan adalah Rp. 420.556.593.847.

Tabel 4. 14 Hasil Perhitungan Analisa Biaya

Capital Cost	Biaya Kapal	Rupiah	Rp	110.764.500.000
	Biaya Tangki Storage	Rupiah	Rp	106.175.000.000
	Fasilitas Regasifikasi	Rupiah	Rp	143.514.000.000
	Fasilitas liquefaction	Rupiah	Rp	143.514.000.000
Operating Cost	Gaji crew + Insentif	Rupiah/tahun	Rp	1.000.440.000
	Reparasi dan perawatan	Rupiah/tahun	Rp	5.538.225.000
	Store and Lubricants	Rupiah/tahun	Rp	306.000.000
	Insurance	Rupiah/tahun	Rp	1.273.791.750
	Biaya MFO	Rupiah/tahun Pertama	Rp	968.342.998
	Biaya Gas LNG	Rupiah/tahun Pertama	Rp	-
	Biaya Pelabuhan	Rupiah/tahun	Rp	93.154.809
	Biaya Listrik	Rupiah/tahun		
Cost Total		Rupiah/tahun Pertama	Rp	513.147.454.557

4.3.2.2. Teknologi CNG Barge

a. Gambaran Umum Fasilitas CNG Barge

Fasilitas CNG terdiri dari kapal CNG, terminal CNG, dan kompresor. Teknologi kapal CNG masih dalam tahap desain oleh beberapa perusahaan dan masih belum diproduksi. Selain itu kapasitas kapal CNG yang didesain oleh perusahaan pembuat relatif besar, sehingga tidak mungkin digunakan untuk mengangkut gas dari sumber ke pembangkit-pembangkit di Kangean yang *demand* nya hanya 1,44 mmscfd.

Untuk kebutuhan *demand* yang di Kangean, kapal yang cocok untuk digunakan sebagai moda transportasi adalah kapal SPCB-*Geared* dengan kapasitas 28 TEUs atausestara dengan 1200 DWT yang telah dimodifikasi dengan menempatkan tangki CNG seperti yang telah diteliti oleh Yudiana(2014).Seperti yang terdapat pada Tabel 4.15Kapal SPCB-*Geared* mempunyai dimensi panjang 58 meter, lebar 9meter,

tinggi 3,75 meter, sarat kapal 3,09 meter, kecepatan 8 knot, jumlah kru 15 orang dan *payload* kapal 756 ton.



Gambar 4. 12SPCB (*Self Propelled Container Barge*)(PT. Patria Maritim Perkasa)

Tabel 4. 15Dimensi Kapal

Data	Nilai	Satuan
Jenis Kapal	SPBC	
LPP	58	m
B	9	m
D	3,75	m
T	3,09	m
DWT	1200	Ton
Payload	756	Ton
Speed	8	Knot
main engine	1540	KW

Sumber : Yudiana 2014

Untuk bisa memuat CNG, kapal SPCB-*Geared* harus dilengkapi dengan kontainer yang berisi CNG seperti Gambar 4.13. Dimensi kontainer yang dipakai memiliki panjang 20 feet dengan berat tangki kosong 17, 97 ton dan berat muatan 2,87 ton. Berat total kontainer adalah 20,84 ton, sehingga kapal SPCB-*Geared* mampu menampung kontainer CNG sebanyak 28 kontainer. Dengan demikian kapal tersebut mampu menampung gas sebanyak 80,36 ton.



Gambar 4. 13 Container CNG (www.luxicng.com)

b. Perencanaan pelayaran

Pada penelitian ini kapal akan berlayar dari sumber gas menuju ke pembangkit di Sapeken yang akan dilayani 1 kapal. Jarak yang akan ditempuh oleh kapal adalah 8,7 *nautical mile*. Waktu yang dibutuhkan untuk 1 kali trip adalah 7,8 jam. Pada Tabel 4.16 digambarkan bahwa kapal akan berlayar dalam 1 kali trip selama 16,9 jam sudah termasuk proses bongkar muat. Jarak yang akan ditempuh adalah 43,5 *nautical mile*, sehingga jika bolak-balik atau 1 kali trip jarak yang ditempuh adalah 87 *nautical mile*. Dengan kecepatan kapal 8 knot, maka waktu yang dibutuhkan dalam 1 kali trip adalah 10,9 jam. Untuk proses bongkar muat direncanakan 2 jam untuk waktu pengisian, 4 jam untuk waktu bongkar di dua tempat, sehingga total waktu bongkar muat adalah 6 jam.

Berdasarkan total waktu trip yang dibutuhkan yakni 16,9 jam, maka jumlah kapal yang akan digunakan ditentukan sebanyak 3 buah kapal. Hal ini untuk menjaga agar suplai gas tetap terpenuhi. Jika sewaktu-waktu terjadi kerusakan pada kapal CNG Barge, masih ada 1 kapal lagi yang bias beroperasi untuk memenuhi kebutuhan gas pada pembangkit. Penjadwalan kapal dalam kondisi normal nantinya akan digilir, hari pertama kapal A yang akan berlayar, hari kedua kapal yang B yang akan

berlayar, hari ketiga kapal A yang akan berlayar, begitu seterusnya. Sedangkan jika terjadi kerusakan pada salah satu kapal, maka hanya satu kapal yang akan berlayar tiap harinya.

Tabel 4. 16 Data Trip Kapal

Data	Nilai	Satuan
Kapasitas muat	625	m ³
Jumlah tangki Container CNG	25	Buah
Berat tangki kosong container CNG	25,752	ton
berat muatan tangki	3,978	ton
Kebutuhan Demand	1603,6	m ³
Jarak pelayaran	43,5	Nautical mile
Waktu Trip	10,9	jam
Waktu bongkar muat	6	jam
Waktu total trip	16,9	jam
Jumlah Trip	1	kali

c. CAPEX (*Capital Expenditure*)

Seperti penjelasan sebelumnya, biaya CAPEX terdiri dari biaya Kapal dan biaya infrastruktur yang lainnya.

• Biaya Kapal

Pada penelitian ini, kapal yang akan digunakan adalah kapal SPCB-*Geared* yang direncanakan akan dibangun kapal baru. Menurut Yudiana (2014), biaya untuk membangun kapal CNG baru dengan jenis SPCB (*Self Propelled Container Barge*) yang telah dimodifikasi adalah Rp. 52.273.866.679,-. Biaya ini meliputi biaya konstruksi, biaya *outfitting*, dan biaya permesinan kapal. Jika 3 kapal yang akan digunakan, maka biaya yang dibutuhkan adalah Rp. 156.821.606.037,-

• Biaya infrastruktur

Biaya infrastruktur mencakup biaya pembangunan fasilitas mini CNG plant sebagai terminal penerima di 2 tempat pembangkit tersebut. Hal ini

mengisi semua tangki kapal yang mempunyai kapasitas 625 m³ membutuhkan waktu 1,17 jam.



Gambar 4. 14Compressor gas Alam(<http://id.cngequipment.net/Gas-Driven-Compressors-p-4761.html>, 2015)

Untuk Harga kompresorsepertiGambar 4.14di pasaran berkisar antara \$ 10.000- \$ 30.000 per unit. Dalam penelitian ini harga kompresor yang diambil adalah \$ 30.000 atau Rp. 411.000.000,-.

Harga Crane adalah \$ 99.210/set. Crane akan disediakan pada masing-masing pembangkit untuk melakukan bongkar muatan dan pada loading terminal untuk memuat container. Sehingga crane yang dibutuhkan erjumlah 3 buah. Biaya yang diperlukan untuk membeli 3 buah crane adalah Rp. 4.077.531.000,-

Harga truk container adalah \$ 13,000.- per set. Pada pembangkit sapeken akan disediakan 3 buah truck untuk mengangkut container dari pelabuhan hingga ke pembangkit, sedangkan pada pembangkit Batu Guluk akan disediakan 4 truk. Pada terminal Pagerungan akan disediakan 4 truck untuk mengangkut container menuju ke pelabuhan. Sehingga total truck yang disediakan adalah 11 truk dengan total harga

B.OPEX (*Operating Expenditure*)

Biaya oprasional terdiri dari biaya kru (perbekalan dan gaji), biaya bahan bakar dan minyak pelumas, biaya perawatan.

- **Biaya kru**

Untuk biaya ABK ditentukan berdasarkan ukuran kapal yang digunakan. Pada kasus ini kapal yang digunakan berukuran kecil, sehingga ABK yang dibutuhkan sebanyak 15 orang. Dengan kisaran gaji mulai yang terendah sampai yang tertinggi adalah Rp. 3.150.000 sampai Rp.10.160.000,- seperti yang terdapat pada lampiran. Jumlah total biaya untuk gaji ABK selama satu tahun adalah Rp. 990.840.000,-

- **Biaya bahan bakar**

Besarnya biaya bahan bakar ditentukan dari hasil perkalian antara harga bahan bakar dengan tingkat konsumsinya pada satuan waktu tertentu. Adapun besarnya biaya bahan bakar ditentukan oleh konsumsi bahan bakar harian dari masing-masing moda. *Specific Fuel Oil Consumption* (SFC) dari masing-masing moda didapatkan dari hasil perhitungan *engine power* setiap moda. Harga bahan bakar berasal dari bunker Pertamina Shipping yaitu Rp. 10.100/liter dan Rp. 11.500/liter masing-masing untuk MFO dan MDO. Harga minyak pelumas ditentukan dari harga pasaran sebesar Rp. 13.000/ltr.

- **Biaya Pelabuhan**

Selain itu yang termasuk dalam biaya oprasional adalah biaya pelabuhan biaya ini diakibatkan oleh adanya proses bongkar muat yang membutuhkan pelabuhan untuk bersandar. Pada penelitian ini biaya pelabuhan hanya dikenakan pada saat melakukan muat, hal ini dikarenakan pelabuhan untuk melakukan bongkar gas direncanakan dibangun oleh investor, sehingga menjadi satu kesatuan terhadap fasilitas yang lain yang merupakan milik investor. Tarif pelabuhan yang digunakan dalam penelitian ini mengacu pada

tarif yang dikeluarkan oleh PT. Pelindo III seperti pada Tabel 4.17 berikut ini.

Tabel 4. 17Jasa Tarif Pelabuhan

No	Jenis Jasa	Tarif (Rp)	Keterangan
1	Jasa Labuh		
	-Kapal Bukan Niaga	95	per GT/kunjungan
2	Jasa Tambat		
	-Dermaga (Besi/Kayu)	95	per GT/etmal
3	Pemanduan		
	-Tarif Pokok	150000	per kapal/gerakan
	-Tarif Tambahan	30	per GT/kapal/gerakan
4	Penundaan		
	Kapal s.d 3.500 GT		
	-Tarif Tetap	320000	per kapal yang ditunda/jam per GT/kapal yang ditunda/jam
	-Tarif Variabel	20	ditunda/jam
	Kapal 3.501 s.d 8.000 GT		
	-Tarif Tetap	600000	per kapal yang ditunda/jam per GT/kapal yang ditunda/jam
	-Tarif Variabel	20	ditunda/jam

Sumber : PT. Pelindo III cabang Surabaya

Pada Tabel 4.17 dijelaskan untuk jasa pelabuhan dikenakan tarif Rp 95,- per GT per kunjungan. Kapal SPBG pada penelitian ini mempunyai GT 689 Tonage. Sehingga biaya yang dikeluarkan dalam 1 kali trip dengan bersandarr di 2 pelabuhan adalah $2 \times 69 \times 95 = \text{Rp. } 4.785150,-$ per tahun. Untuk jasa penundaan tidak dimasukkan dalam perhitungan, hal ini dikarenakan lokasi tempat bongkar dan muat gas tidak diwajibkan untuk dipandu oleh kapal tugboat.

• Biaya Listrik

Biaya listrik ini meliputi seluruh biaya kebutuhan listrik yang terdiri dari kebutuhan listrik untuk penerangan dan kebutuhan listrik untuk pelatan. Kebutuhan listrik untuk peralatan disini adalah listrik yang dibutuhkan oleh kompresor dengan

daya 55 KW. Biaya listrik per kWh nya yang dikeluarkan oleh PLN adalah Rp. 1.350,- per kWh. Sehingga biaya untuk listrik per tahun adalah $55 \times 24 \times 30 \times 12 \times 1350 = \text{Rp. } 642.470.400,-$ per tahun

Tabel 4. 18 Hasil Perhitungan Analisa Biaya

	Item	Unit	Value
CAPEX	Biaya Kapal	Hull	Rupiah Rp 11.780.861.459
		Machinery (ME,AE)	Rupiah Rp 15.467.129.792
		Hull Outfitting	Rupiah Rp 20.273.707.549
		Non weight cost	Rupiah Rp 4.752.169.880
		Capital Cost Total	Rupiah Rp 156.821.606.037
	Infrastruktur	Compressor	Rupiah Rp 2.466.000.000
		Tangki container CNG	Rupiah Rp 92.475.000.000
		Tangki Storage	Rupiah Rp 106.175.000.000
		Crane	Rupiah Rp 4.077.531.000
		Truck container	Rupiah Rp 1.930.500.000
	Infrastruktur Cost Total	Rupiah Rp. 201.116.000.000	
OPEX	Operating Cost	Gaji crew + Insentif	Rupiah/tahun Rp 990.840.000
		Reparasi dan perawatan	Rupiah/tahun Rp 2.613.693.434
		Store and Lubricants	Rupiah/tahun Rp 644.875.503
		Insurance	Rupiah/tahun Rp 601.149.490
		Biaya Listrik	Rupiah/tahun Rp 3.849.120.000
		Operational Cost Total	Rupiah/tahun Rp 8.699.678.427
	Voyage Cost	Biaya MFO	Rupiah/tahun Pertama Rp 58.368.606.496
		Biaya MDO	Rupiah/tahun Pertama Rp12.953.818.398
		Biaya Pelabuhan	Rupiah/tahun Rupiah/tahun Rp 61.033.500.000
		Voyage Cost total	Pertama Rp 132.355.924.894
	Cost Total	Rp 498.993.209.358	

Dari hasil perhitungan analisa biaya yang meliputi biaya modal dan biaya oprasional, pada Tabel 4.18 adalah hasil perhitungan secara rinci. Dimana total biaya yang dibutuhkan adalah Rp. 498.993.203358,-

4.3.2.3. Teknologi Pipa

a. Biaya Modal

Biaya yang diperlukan untuk pemasangan pipa bawah laut adalah 1 juta USD per km. Pada kasus ini pipa yang akan digelar dari sumber ke pembangkit-pembangkit mempunyai panjang keseluruhan 77 km, sehingga biaya untuk instalasi pipa sebesar 77 juta USD atau Rp. 1.054.900.000.000.

b. Biaya operasional

Biaya operasional adalah pengeluaran yang dilakukan agar operasional berjalan lancar sehingga dapat menghasilkan keuntungan sesuai dengan perencanaan. Biaya operasional terdiri dari sewa lahan, pemeliharaan, tenaga kerja, biaya overhead pengelolaan jaringan pipa gas bumi.

- **Biaya pemeliharaan**

Besarnya biaya pemeliharaan jaringan pipa gas bumi diasumsikan diperkirakan 2% dari investasi total. Sehingga biaya pemeliharaannya adalah Rp. 21.098.000.000.

- **Biaya asuransi**

Dalam pembangunan pipa diperlukan biaya asuransi ditentukan 1,5% dari seluruh biaya investasi. Sehingga biaya asuransi yang diperlukan adalah Rp. 15.823.500.000

- **Biaya overhead pengelolaan jaringan diasumsikan 3% dari biaya investasi, sehingga biaya yang dikeluarkan adalah Rp. 31.647.000.000**

-

4.3.3. Pemilihan Teknologi Transportasi Menggunakan Metode AHP dan TOPSIS

4.3.3.1. Metode AHP

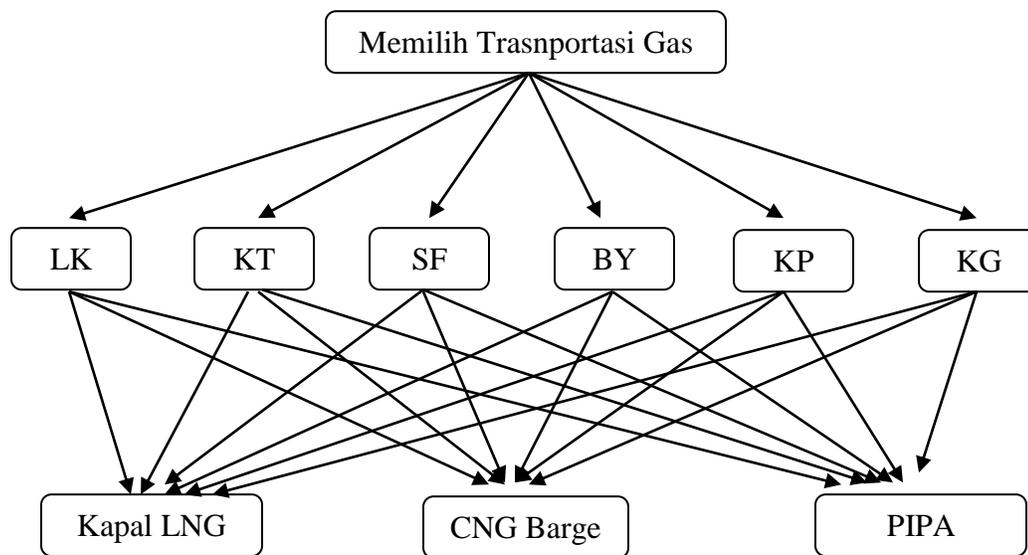
Ada 3 alternatif teknologi yang akan dipilih dalam penelitian ini. adapun 3 teknologi tersebut adalah:

1. Teknologi LNG
2. Teknologi CNG
3. Teknologi pipa

Untuk melakukan pemilihan kapal menggunakan metode AHP, maka perlu ditentukan dulu atribut maupun sup-atribut yang akan digunakan dalam perhitungan. Adapun atribut- atribut yang digunakan adalah sebagai berikut:

- Lama Kontruksi (LK)
- Ketersediaan Teknologi (KT)
- Safety (SF)
- Biaya (BY)
- Kemungkinan produksi lokal (KP)
- Kesesuaian dengan kondisi geografis (KG)

Dari atribut-atribut yang telah ditentukan, kemudian dibuatlah hirarkinya seperti Gambar 4.15 untuk memudahkan perhitungan. Selanjutnya dibuatlah perbandingan kriteria yang akan digunakan untuk mendapatkan tingkat kepentingan tiap kriteria terhadap (*with respect to*) tujuan (*Goal*). Berikut skala perbandingan beserta contoh kuisioner perbandingan kriteria pada Tabel 4.19 dan Tabel 4.20.



Gambar 4. 15 Hirarki AHP

Tabel 4. 19Skala Perbandingan berpasangan

Niai	Tingkat prioritas
9	kriteria disisi yang anda pilih amat sangat penting dibandingkan dengan kriteria di sisi yang lain
7	kriteria disisi yang anda pilih sangat penting dibandingkan dengan kriteria di sisi yang lain
5	kriteria disisi yang anda pilih lebih penting dibandingkan dengan kriteria di sisi yang lain
3	kriteria disisi yang anda pilih sedikit lebih penting dibandingkan dengan kriteria di sisi yang lain
1	kriteria disisi yag anda pilih di sisi yang anda pilih sama penting dibandingkan dengan kriteria di sisi yang lain

Sumber : Saaty, 2005

Tabel 4. 20Kuisisioner Perbandingan Berpasangan Kriteria

Lama kontruksi	9	7	5	3	1	3	5	7	9	Ketersediaan Teknologi
Lama kontruksi	9	7	5	3	1	3	5	7	9	Safety
Lama kontruksi	9	7	5	3	1	3	5	7	9	Biaya
Lama kontruksi	9	7	5	3	1	3	5	7	9	Kemungkinan Produksi Lokal
Lama kontruksi	9	7	5	3	1	3	5	7	9	Kesesuaian dengan Kondisi Geografis

Pada Tabel 4.20 adalah contoh kriteria-kriteria yang akan diberi penilaian oleh responden dengan skor penilaian 1, 3, 5, 7, dan 9, dengan makna seperti yang telah dijelaskan pada tabel sebelumnya. Pembuatan kuisisioner adalah dengan cara membandingkan antara kriteria yang satu dengan yang lainnya dengan memberikan nilai sesuai dengan standar penilaian yang ada.

Hasil kuisisioner yang telah disebarkan ke responden, selanjutnya dijadikan matriks perbandingan berpasangan. Di bawah ini pada Tabel 4.21 adalah matriks perbandingan berpasangan dari atribut yang telah ditentukan

Tabel 4. 21Matriks Perbandingan Berpasangan

	LK	KT	SF	BY	KP	KG
LK	1	3	4	0,14	0,25	3
KT	0,333333	1	5	0,25	5	7
SF	0,25	0,2	1	0,2	7	4
BY	7	4	5	1	6	0,166667
KP	4	0,2	0,142857	0,1666667	1	4
KG	0,333333	0,142857	0,25	6	0,25	1
jumlah	12,91667	8,542857	15,39286	7,7595238	19,5	19,16667

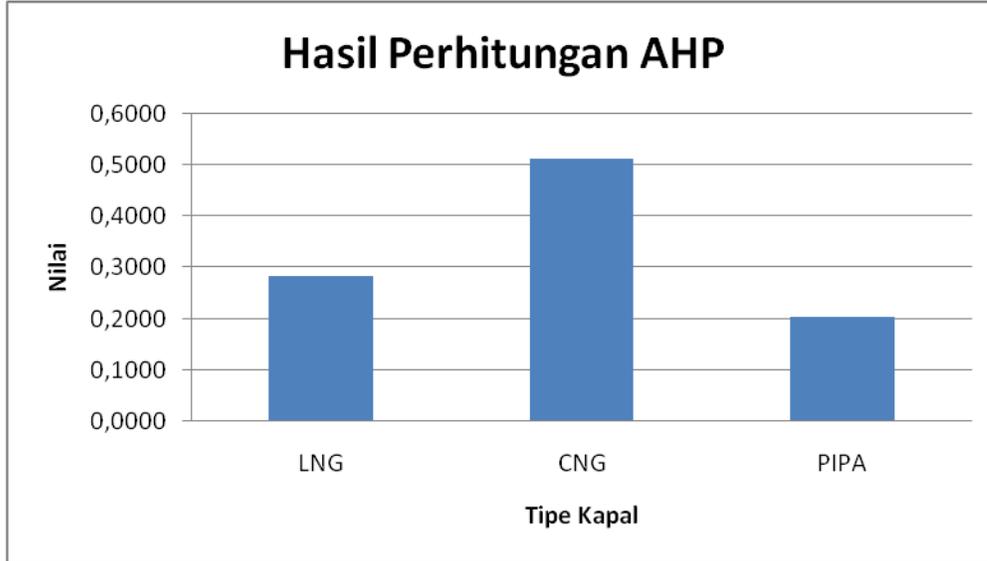
Dari matriks perbandingan berpasangan, selanjutnya dicari *eigent vector* untuk menentukan bobotnya seperti Tabel 4.22.

Tabel 4. 22Hasil Pembobotan Matriks Perbandingan Berpasangan

	LK	KT	SF	BY	KP	KG	eigen vektor
LK	0,0774	0,3512	0,2599	0,0184	0,0128	0,1565	0,1460
KT	0,0258	0,1171	0,3248	0,0322	0,2564	0,3652	0,1869
SF	0,0194	0,0234	0,0650	0,0258	0,3590	0,2087	0,1169
BY	0,5419	0,4682	0,3248	0,1289	0,3077	0,0087	0,2967
KP	0,3097	0,0234	0,0093	0,0215	0,0513	0,2087	0,1040
KG	0,0258	0,0167	0,0162	0,7732	0,0128	0,0522	0,1495
jumlah	1	1	1	1	1	1	1

Tabel 4. 23Hasil Perhitungan Pemilihan Alternatif

Alternatif	LK	KT	SF	BY	KP	KG	Hasil
	0,1460	0,1869	0,1169	0,2967	0,1040	0,1495	
LNG	0,6268	0,2213	0,2233	0,2243	0,1181	0,3139	0,2848
CNG	0,2887	0,6853	0,0843	0,7161	0,2431	0,6279	0,5117
PIPA	0,0845	0,0934	0,6924	0,0595	0,6389	0,0583	0,2035



Gambar 4. 16 Peringkat Pemilihan Moda Transportasi

Pada Gambar 4.16, terlihat bahwa CNG Barge yang mempunyai skor yang paling tinggi yakni 0,51. Sedangkan teknologi LNG dan teknologi pipa masing-masing mempunyai skor 0,28 dan 0,203.

4.3.3.2. Metode TOPSIS

Terdapat 3 alternatif teknologi yang akan digunakan dalam penelitian ini yaitu:

1. Teknologi LNG
2. Teknologi CNG
3. Teknologi pipa

Adapun atribut-atribut yang akan digunakan dalam pemilihan teknologi transportasi tersebut adalah:

- Lama Kontruksi
- Ketersediaan Teknologi
- *Safety*
- Biaya
- Kemungkinan produksi lokal

- Kesesuaian dengan kondisi geografis

Penilaian nantinya akan dilakukan dengan menggunakan skoring 1 sampai 5 yang mewakili nilai sebagai berikut :

- 1 : Sangat buruk
- 2 : Buruk
- 3 : Sedang
- 4 : Baik
- 5 : Sangat Baik

Tabel 4. 24Prerferensi untuk Masing-masing Atribut Pemilihan Lokasi

<u>Kriteria Alternatif</u>	Lama Kontruksi	Ketersediaan Teknologi	Safet y	Biaya	Kemungkinan Produksi Lokal	Kesesuaian dengan Kondisi Geografis
CNG	4	3	3	3	4	4
LNG	3	3	4	3	3	4
PIPA	3	4	4	2	3	3

Dengan menggunakan metode TOPSIS, maka perlu dilakukan pembobotan dari atribut-atribut tersebut sejak awal. Berikut adalah bobot preferensi untuk setiap kerteria:

- Lama Kontruksi = 3,33
- Ketersediaan Teknologi = 3,33
- *Safety* = 3,66
- Biaya = 2,66
- Kemungkinan produksi lokal = 3,33
- Kesesuaian dengan kondisi geografis = 3,66

Setelah matriks keputusan dan bobot kriteria dibuat, selanjutnya adalah membuat matriks keputusan ternormalisasi R yang fungsinya untuk memperkecil range data. Adapun elemen-elemennya ditentukan dengan dengan rumus sebagai berikut:

$$r_{ij} = \frac{\pi r^2}{\sqrt{\sum_i^m = 1 x_{ij}^2}}$$

Tabel 4. 25 Matriks Keputusan Ternormalisasi R

kriteria alternatif	Lama Kontruksi	Ketersediaan Teknologi	Safety	Biaya	Kemungkinan Produksi Lokal	Kesesuaian dengan Kondisi Geografis
CNG	0,686	0,514	0,469	0,640	0,686	0,625
LNG	0,514	0,514	0,625	0,640	0,514	0,625
PIPA	0,514	0,686	0,625	0,426	0,514	0,469

Selanjutnya adalah membuat matriks keputusan ternormalisasi berbobot V yang elemen-elemennya ditentukan menggunakan rumus berikut:

$$v_{ij} = w_j \cdot r_{ij}$$

Tabel 4. 26 Matriks Keputusan Ternormalisasi Terbobot

kriteria alternatif	Lama Kontruksi	Ketersediaan Teknologi	Safety	Biaya	Kemungkinan Produksi Lokal	Kesesuaian dengan Kondisi Geografis
CNG	2,287	1,715	1,718	1,706	2,287	2,291
LNG	1,715	1,715	2,291	1,706	1,715	2,291
PIPA	1,715	2,287	2,291	1,137	1,715	1,718

Selanjutnya adalah menentukan matriks solusi ideal positif (A^+) dan solusi ideal negatif (A^-) sehingga didapatkan hasil sebagai berikut:

Tabel 4. 27 Hasil Penentuan Solusi Positif dan Negatif

	Lama Kontruksi	Ketersediaan Teknologi	Safety	Biaya	Kemungkinan Produksi Lokal	Kesesuaian dengan Kondisi Geografis
A^+	2,287	2,287	2,291	1,706	2,287	2,291
A^-	1,715	1,715	1,718	1,137	1,715	1,718

Selanjutnya adalah menghitung jarak alternatif dari solusi ideal positif s_n^+ dan jarak alternatif dari solusi ideal negatif s_n^- dengan persamaan rumus berikut:

$$s_n^+ = \sqrt{(V_{n1} - V_n^+)^2 + (V_{n2} - V_n^+)^2 + (V_{n3} - V_n^+)^2 + (V_{n4} - V_n^+)^2 + (V_{n5} - V_n^+)^2 + (V_{n6} - V_n^+)^2}$$

$$s_n^- = \sqrt{(V_{n1} - V_n^-)^2 + (V_{n2} - V_n^-)^2 + (V_{n3} - V_n^-)^2 + (V_{n4} - V_n^-)^2 + (V_{n5} - V_n^-)^2 + (V_{n6} - V_n^-)^2}$$

Sehingga didapatkan hasil seperti pada Tabel 4.28 sebagai berikut:

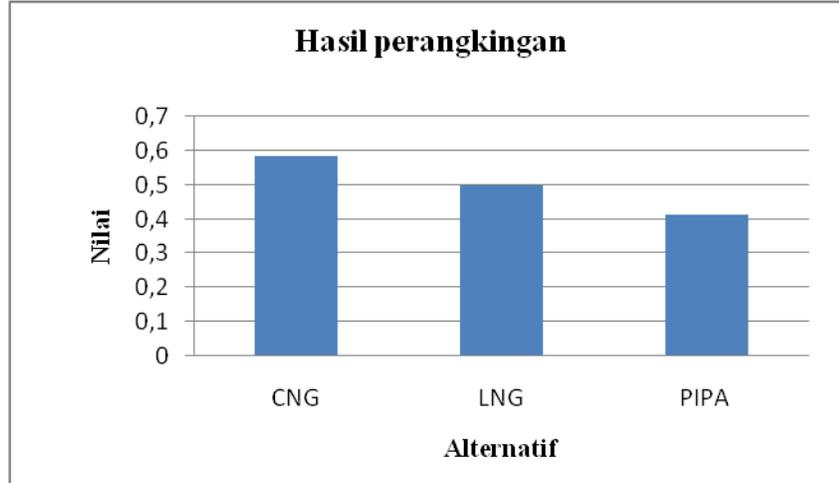
Tabel 4. 28Separatif Positif dan Negatif

alternatif	A ⁺	A ⁻
CNG	0,809	1,1423
LNG	0,990	0,9895
PIPA	1,142	0,8091

Setelah menghitung jarak alternatif dari solusi ideal positif (s_n^+) dan solusi ideal negatif (s_n^-), selanjutnya adalah menghitung kedekatan relatif terhadap solusi ideal positif dengan menggunakan persamaan berikut:

$$c^+ = \frac{s_n^-}{s_n^- + s_n^+}$$

Dari hasil perhitungan maka didapatkan hasil seperti Gambar 4.17 dari hasil tersebut didapatkan bahwa CNG menempati urutan pertama dengan nilai 0.58, diurutan ke-2 ditempati oleh LNG dengan nilai 0,49, dan urutan terakhir adalah teknologi PIPA dengan nilai 0,41.



Gambar 4. 17 Hasil Perangkingan Berdasarkan Metode TOPSIS

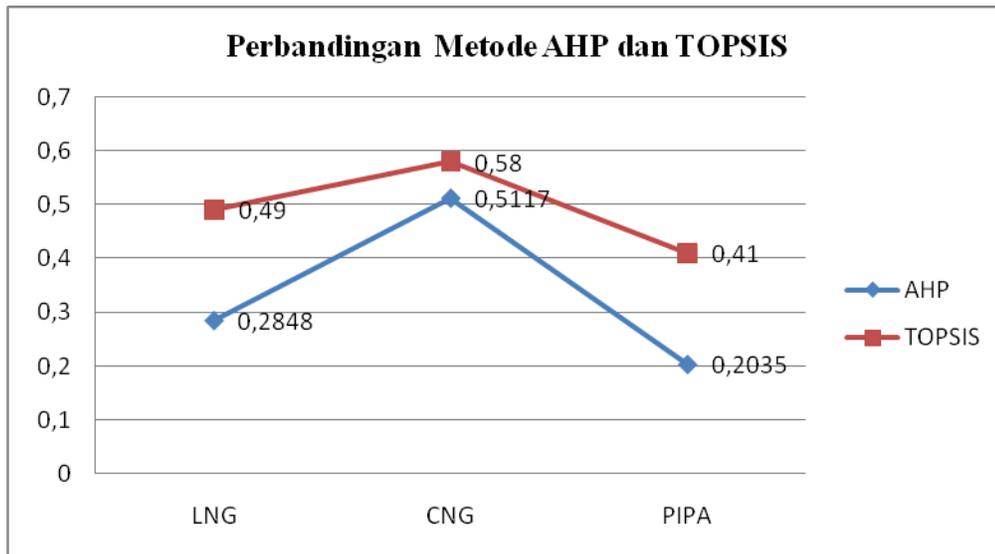
4.3.4. Teknologi Alternatif Transportasi yang Terpilih

Dari pembahasan sebelumnya, ada 3 cara yang digunakan untuk memilih alternatif teknologi transportasi yang akan digunakan sebagai transportasi gas dengan dengan metode AHP, metode TOPSIS, dan berdasarkan biaya yang paling murah.

Berdasarkan biaya ivestasi dan peralatan, maka teknologi CNG Barge yang mempunyai *cost* yang paling rendah yakni Rp. 160.763.906.000,- biaya ini meliputi biaya investasi dan biaya operasional selama 1 tahun masa operasi. Untuk teknologi CNG biaya yang dibutuhkan untuk investasi dan operasional selama 1 tahun sebesar Rp. 420.565.887.947. Sedangkan jika menggunakan Teknologi Pipa biaya yang dibutuhkan sebesar Rp. 1.054.900.000.000. Sehingga jika pemilihan berdasarkan biaya yang dibutuhkan, maka yang akan terpilih adalah Teknologi CNG Barge.

Pada Gambar 4.18 menunjukkan hasil perhitungan yang didapatkan dengan menggunakan metode AHP dan TOPSIS selalu kontinyu, menempatkan CNG sebagai pilihan yang paling optimal. Berdasarkan metode AHP, alternatif dengan bobot tertinggi adalah CNG dengan bobot 0,5117, kemudian disusul oleh mini kapal mini LNG dengan nilai 0,2848, dan yang paling rendah adalah PIPA dengan nilai 0,2035. Dengan metode TOPSIS alternatif CNG menempati ranking pertama dengan nilai 0,58 diikuti oleh LNG pada posisi kedua dengan nilai 0,49, dan peringkat

terakhir adalah PIPA dengan nilai 0,41. Sehingga berdasarkan metode TOPSIS dan AHP maka teknologi yang terpilih adalah kapal CNG Barge yang telah dimodifikasi.



Gambar 4. 18 Perbandingan Hasil perhitungan Metode AHP dan TOPSIS

4.4. Desain Rantai Pasok Gas

Komponen-komponen yang perlu diperhatikan dalam desain rantai pasok CNG adalah lang gas (supplier), terminal buat loading gas, kapal yang beroperasi (CNG Barge), terminal penerima, hingga sampai ke pembangkit listrik (market). Pada Gambar 4.19 adalah alur desain rantai pasok dari sumber hingga sampai ke pembangkit.



Gambar 4. 19 Rantai pasok CNG (European Mediterranean Oil & Gas E&P Summit, 2012)

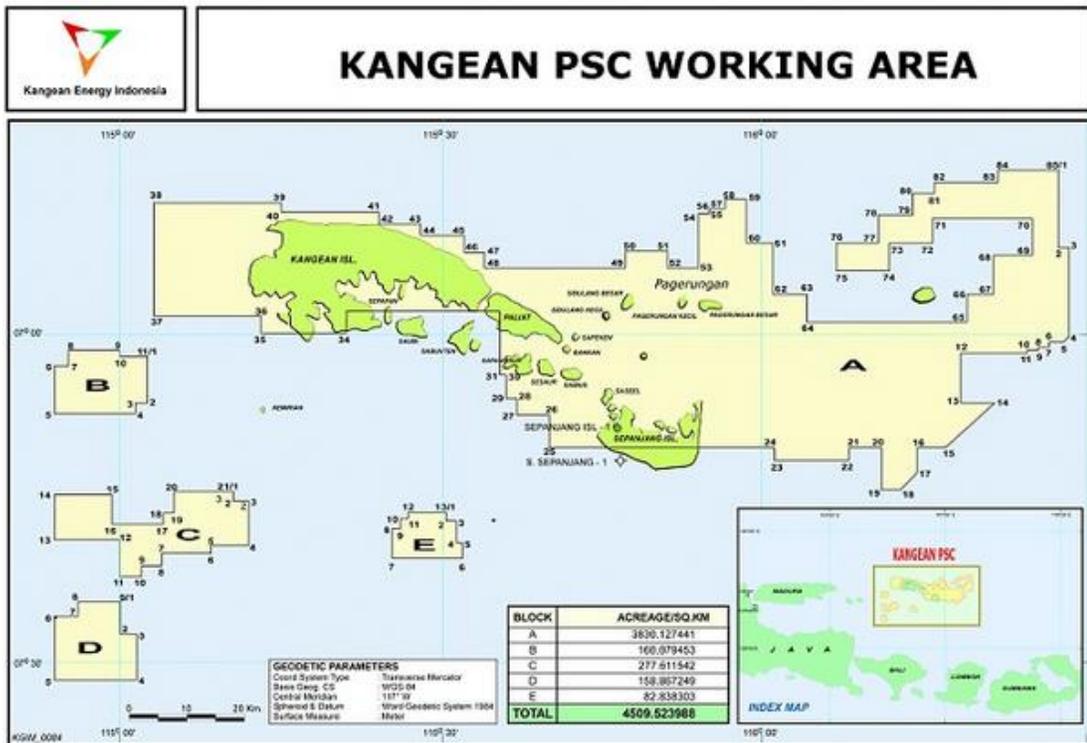
4.4.1. Identifikasi Ladang Gas

Kepulauan Kangean terdapat beberapa lapangan sumur gas yang dikelola oleh PT. Kangean Energy Indonesia. Diantaranya adalah lapangan Terang Sirasun, Pagerungan Rencak, dan Sepanjang dan Pagerungan Utara dengan kemampuan produksi gas sebesar 530 mmscf. Pada Gambar 4.20 adalah ilustrasi persebaran lapangan gas di Kepulauan Kangean.

4.4.2. Identifikasi *Demand* dan *Loading-Unloading Terminal*

Pada penelitian kali ini, yang menjadi *demand* dalam pola distribusi CNG adalah pembangkit listrik yang terdapat di Kepulauan Kangean. Pembangkit listrik terletak di 2 tempat yang berbeda yakni di Batu Guluk dan di Sapeken. Saat ini daya yang dihasilkan masing-masing pembangkit adalah 0,7 MW untuk pembangkit di Sapeken dan 2,9 MW untuk pembangkit di Batu Guluk. Berdasarkan pembahasan sebelumnya, kapasitas tersebut masih belum memenuhi kebutuhan listrik masyarakat Kepulauan Kangean. PLN harusnya menyediakan pembangkit dengan total daya sebesar 23,71 MW dengan rincian 10,05 MW untuk pembangkit Batu Guluk dan 3,66 MW untuk pembangkit Sapeken. Sehingga PLN masih kekurangan daya 7,15 untuk pembangkit Batu Guluk dan 2,96 untuk pembangkit Sapeken. Pembangkit di Batu Guluk nantiya akan mensuplai kebutuhan listrik di Kecamatan Arjasa dan Kecamatan Kangean. Sedangkan pembangkit yang di Sapeken akan mensuplai kebutuhan listrik di Kecamatan Sapeken. Dengan kapasitas daya PLN tersebut, maka dibutuhkan gas sebesar 1,44 mmscfd.

Lokasi *loading* terminal gas nantinya berada di Desa Pagerungan sebagai penghasil gas alam. Sedangkan untuk lokasi *unloading* terminal akan di bangun di dekat pembangkit yang ada yakni di Batu Guluk dan di Sapeken seperti pada Gambar 4.21 Lokasi *loading* terminal terletak pada lintang $6^{\circ}55'50.84''S$ dan bujur $115^{\circ}44'57.51''T$. Jarak antara *loading* terminal dengan *unloading* terminal yang di Sapeken adalah 8,7 *nautical mile* , sedangkan jarak antara *unloading* terminal Sapeken dengan *unloading* terminal di Batu Guluk adalah 34,8 *nautical mile*.



Gambar 4. 20 Persebaran Sumber Gas di Kangean

(<http://lifting.migas.esdm.go.id>, 2016)



Gambar 4. 21 Lokasi Loading-Unloading terminal

4.4.3. Identifikasi CNG Barge

Pada kajian kali ini direncanakan kapal yang akan digunakan adalah kapal SPBC-Geared (lihat Gambar 4.12) . Pemilihan jenis kapal ini didasarkan pada penelitian sebelumnya yang dilakukan oleh Yudiana 2014, dimana SPBC-Geared digunakan untuk mengangkut gas dari Gresik ke Bawean. Kapal SPBC-Geared mempunyai kapasitas 27 TEUs atau setara dengan 1200 DWT yang telah dimodifikasi dengan menempatkan tangki CNG di atas kapal yang berfungsi sebagai tempat menyimpan gas. Kapal SPBC-Geared mempunyai dimensi panjang 58 meter, lebar 9 meter, tinggi 3,75 meter, sarat kapal 3,09 meter, kecepatan 8 knot, jumlah kru 15 orang dan *payload* kapal 756 ton seperti yang telah dijelaskan sebelumnya pada Tabel 4.29.

Tabel 4. 29 Dimensi Kapal

Data	Nilai	Satuan
Jenis Kapal	SPBC	
LPP	58	m
B	9	m
D	3,75	m
T	3,09	m
DWT	1200	Ton
Payload	756	Ton
Speed	8	Knot
main engine	1448,3	HP
Kapasitas container	25	TEUS

Tangki yang akan digunakan adalah container CNG (lihat Gambar 4.22) . Direncanakan berukuran 40 feet dengan kapasitas muat 25 m³ untuk 1 kontainer. Kapal SPBC-Geared seharusnya dapat memuat tangki kontainer CNG sebanyak 27 kontainer dengan rincian penempatan tangki 3 baris terhadap panjang kapal, 3 baris terhadap lebar kapal, dan 3 baris terhadap tinggi kapal (lihat Tabel 4.30). Namun dikarenakan *payload* CNG Barge 756 ton sedangkan berat satu tangki bermuatan

adalah 29,73 ton, sehingga CNG Barge hanya mampu mengangkut tangki sebanyak 25 tangki. Dengan demikian kapasitas angkut SPCB-Geared adalah 625 m³.



Gambar 4. 22Tangki Kontainer CNG(www.luxicng.com)

Tabel 4. 30Rencana Pemuatan Tangki kontainer

Perencanaan memanjang				
panjang container	Space (m)	Panjang Kapal (m)	jumlah kontainer	Panjang Total muatan(m)
12,19	0,50	44,70	3,00	37,576
Perencanaan melebar				
Lebar container	Space (m)	Lebar Kapal (m)	jumlah kontainer	Lebar Total muatan (m)
2,438	0,50	9,00	3,00	8,314
Perencanaan meninggi				
Tinggi container	Space (m)	Lebar Kapal (m)	jumlah kontainer	Lebar Total muatan(m)
1,4	0,00	4,80	3,00	4,2
Jumlah tangki kontainer			25 kontainer	
Total kapasitas muat			625 m ³	

Tabel 4. 31 Spesifikasi Tangki Kontainer CNG

Item	Nilai	Satuan
Dimensi		
Panjang	12,192	meter
lebar	2,438	meter

Lanjutan Tabel 4.31

Item	Nilai	Satuan
Tinggi	1,4	Meter
Jumlah cilinder	8	Buah
Tekanan	250	Bar
Volome total	25	m ³
Berat kosong	25,752	Ton
Berat muatan	3,978	Ton
Berat mati	29,73	ton
Berat kosong	25,752	Ton
Temperatur Kerja	-40-60 ⁰	Celcius

4.4.4. Tata Nama Matematis

Perhitungan dari masing-masing variabel nantinya akan menggunakan beberapa simbol-simbol matematis yang terlebih dahulu akan dijelaskan sebagai berikut:

i = terminal pengirim yang terdapat di Pagerungan

j = terminal penerima yang terdapat di Sapeken dan Batu Guluk

k = jenis kapal yang digunakan

D_{eff} = *ship effective day*

s_{ij} = jarak dari terminal i ke terminal j

V_k = Kecepatan kapal k saat membawa muatan

M_{ijk} = muatan kapal yang dibawa dari i ke terminal j oleh kapal k

Q_k = kecepatan pompa bongkar muat kapal k

RTD_{ijk} = akumulasi waktu *round trip* kapal k dalam satu hari dari i ke terminal j

RTY_{ijk} = akumulasi waktu *round trip* kapal k dalam setahun dari i ke terminal j

Vo_{ijk} = *trip* yang dilakukan kapal k untuk memenuhi *demand* selama satu tahun dari i ke terminal j

Dm_j = kebutuhan di terminal j

Mk_j = *safety stock* di terminal j

P_{port} = charge port

N_{MFO} = konsumsi MFO kapal k

N_{MDO} = konsumsi MDO kapal k

P_{MFO} = harga MFO

P_{MDO} = harga MDO

$P_{ins\ ij}$ = harga perlindungan/asuransi

M_j = kapasitas maksimal tangki terminal j

4.4.5. Voyage Data (Round Trip Day)

Round TripDay atau RTD adalah waktu yang diperlukan oleh sebuah kapal untuk melakukan satu kali perjalanan dari sumber gas menuju terminal penerima. Waktu yang dimaksud dalam RTD tersebut diantaranya adalah *ship time at sea per round trip*, *loading time*, dan *unloading time*. Model matematis dari RTD tersebut adalah:

$$RTD_{ijk} = SeaTime_{ij} + PortTime_{ijk} + SlackTime_{ijk} \quad (4.1)$$

Sea Time yang dimaksud disini adalah waktu yang diperlukan untuk menempuh perjalanan sejauh (nautical mile) dengan kecepatan (knot). Berikut model matematis dari penjelasan diatas

$$Sea\ Time_{ijk} = \frac{S_{ij}}{V_k} \quad (4.2)$$

Port time yang dimaksud adalah waktu yang diperlukan dalam proses *loading* dan *unloading* muatan CNG atau bisa dikatakan kecepatan bongkar muat kapal pada saat *loading* di *loading terminal* maupun *unloading* di *receiving terminal* dengan besar muatan kapal sebesar (m^3) dan kecepatan pompa bongkar muat kapal sebesar (m^3/jam). Berikut model matematis dari penjelasan diatas:

$$Port\ Time_{ijk} = 2 * \frac{M_{ijk}}{Q_k} \quad (4.3)$$

Sedangkan *slack time* pada penelitian ini diasumsikan masing-masing *port* membutuhkan waktu sebesar 2 jam.

4.4.6. Harga Bunker

Besarnya biaya bunker atau bahan bakar dari kapal LNG yang digunakan adalah mengacu kepada harga yang ditentukan oleh perusahaan Pertamina. Adapun besarnya biaya bahan bakar ditentukan oleh konsumsi bahan bakar hari dari CNG Barge. *Specific Fuel Oil Consumption* CNG Barge diestimasi sesuai Tabel 4.32

Tabel 4. 32 Daftar Harga Jenis Bunker

Mata uang	MFO	MDO	HSD
IDR	5.184, 10	7.150, 00	8.265, 60

Sumber : <http://mac-solarindustri.blogspot.co.id/2016/06/harga-keekonomian-bbm-solar-industri.html>

4.4.7. Port Charge

Port charge adalah biaya yang diakibatkan adanya proses bongkar muat pada saat berada di *loading terminal* maupun *receiving terminal*. *Port charge* akan dibebankan masing-masing dua kali, yaitu saat kapal berada di *loading terminal* dan saat kapal berada di *receiving terminal*. Pada penelitian kali ini, perhitungan biaya *port charge* masing-masing terminal diasumsikan seragam. *Port charge* pada perhitungan kali ini bergantung kepada kebutuhan dari pembangkit Kepulauan Kangean dan daya angkut dari kapal, serta *safety stock* dari terminal penerima. Dengan perhitungan di atas akan terlihat berapa kali kapal berada pada posisi *loading* ataupun *unloading*. Tarif pelabuhan pada kali ini mengacu pada tarif yang dikeluarkan oleh PT. PELINDO III seperti pada Tabel 4.33.

Tabel 4. 33 Jasa Tarif Pelabuhan

No	Jenis Jasa	Tarif (Rp)	Keterangan
1	Jasa Labuh -Kapal Bukan Niaga	95	per GT/kunjungan
2	Jasa Tambat -Dermaga (Besi/Kayu)	95	per GT/etmal

Sumber: PT PELINDO III Cabang Surabaya.

Seperti yang telah dijelaskan diatas bahwa terdapat beberapa hal yang mempengaruhi dalam penentuan *Port Charge* diantaranya *demand*, kapasitas angkut kapal, dan *safety stock*. Model matematis dari beberapa syarat untuk penentuan *Port Charge* diatas adalah:

$$Port\ Charge = 2 * (P_{Port} * M_{ijk} * V_{o_{ijk}}) \quad (4.4)$$

Port Cost yang dimaksudkan disini adalah biaya yang dibebankan kepada kapal sesuai tarif yang dikeluarkan oleh pelabuhan terkait. Secara matematis *Voyage_{ijk}* dapat dijelaskan sebagai berikut:

$$Voyage_{ijk} = \frac{Dm_j}{M_{ijk} - Mk_j} \quad (4.5)$$

Voyage yang dimaksud disini adalah banyaknya kapal melakukan trip untuk memenuhi keperluan sebesar *Dm_j* dengan kapasitas angkut maksimal kapal sebesar *M_{ijk}* dikurangi dengan batas aman dari tangki terminal penerima atau disebut juga *safety stock Mk_j*.

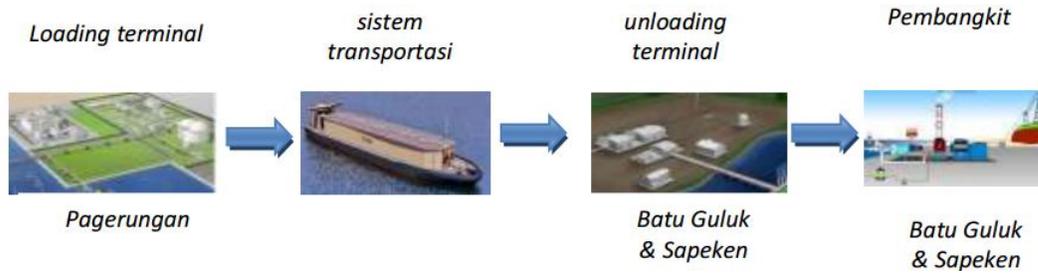
4.4.8. Batasan Masalah (*constraint*)

Constraint merupakan logika-logika matematis yang disimpulkan dari suatu pemodelan yang perlu ditambahkan. Tujuan dari penambahan *constraint* ini adalah agar semua kombinasi rute maupun kombinasi kapal yang terpilih nantinya merupakan sebuah kombinasi yang layak atau *feasible*. Beberapa *constraint* yang ada ditambahkan pada penelitian kali ini adalah:

- Muatan yang diangkut \geq kebutuhan terminal
- Waktu trip kapal dalam setahun \leq waktu operasi kapal dalam setahun

4.4.9. Pemodelan Alur Distribusi

Pemodelan alur distribusi merupakan langkah selanjutnya yang ditetapkan untuk mengetahui gambaran bagaimana pola distribusi yang akan dilakukan mulai dari ladang gas sampai pada *receiving terminal*.



Gambar 4. 23 Model Alur distribusi CNG

Gambar 4.23 merupakan pola alur distribusi CNG dari loading terminal di Pagerungan menuju unloading terminal di Batu Guluk dan Sapeken. Dapat dijelaskan bahwa untuk model ini, satu kapal pengangkut LNG akan melayani 2 daerah sekaligus sesuai dengan model distribusi milk run. Dengan kata lain, kapal akan berlayar dari sumber gas menuju ke Sapeken kemudian ke Batu Guluk kemudian balik lagi ke sumber untuk melakukan pemuatan ulang gas.

4.4.10. Pemodelan Matematis

Persamaan matematis digunakan untuk mencari total biaya yang terjadi dalam 1 kali pengapalan untuk rute yang telah ditentukan. Berikut akan dijelaskan aspek-aspek yang diperlukan dalam perhitungan.

Port charges, ditunjukkan pada persamaan berikut ini:

$$Port\ Charge = 2 * Port\ Cost * Ship's\ Load * Voyage$$

$$Port\ Charge = 2 * (P_{port} + M_{ijk} + V_{ijk}) \quad (4.6)$$

bunker consumption cost, dapat dihitung dengan persamaan berikut ini:

$$Bunkering\ Cost\ FO_{ijk} = N_{FO\ ijk} * RTY_{ijk} * P_{FO} \quad (4.7)$$

Perhitungan dari tiap-tiap variabel yang terdapat pada perhitungan *bunkering cost*, akan dijelaskan oleh persamaan di bawah ini:

$$RTY_{ijk} = Voyage_{ijk} * RTD_{ijk} \quad (4.8)$$

$$VO_{ijk} = \frac{D_{m_j}}{M_{ijk} - M_{k_j}} \quad (4.9)$$

$$RTD_{ijk} = Sea\ Time_{ijk} + Port\ time_{ijk} + Slack\ Time_{ijk} \quad (4.10)$$

Insurance Cost dapat dihitung dengan persamaan berikut ini

$$Insurance\ Cost = Ships\ Load * Insurance\ Cost_{ij} * RTY_{ijk}$$

$$Insurance\ Cost = M_{ijk} * P\ ins_{ij} * RTY_{ijk} \quad (4.11)$$

Dengan memasukkan data pada Tabel 4.34, selanjutnya menghitung biaya dari kapal yang akan digunakan. Berikut akan dijelaskan tahapan perhitungan agar biaya yang dibutuhkan oleh kapal dapat diketahui. Mulai dari perhitungan *Round Trip per Year*, *Operating Cost* yang terdiri dari *MFO Cost per Year*, *MDO Cost per Year*, *Port Charge*, *Insurance Cost.*, dan *Harga kapal*.

Tabel 4. 34 Data Untuk Perhitungan Rantai pasok

Ship Data		
LPP	58	
B	9	meter
H	3,75	
T	3,09	
DWT	1200	Ton
Payload	756	Ton
Kapasitas Total Tangki CNG	625	m ³
Jumlah tangki CNG yang bisa dimuat	25	Buah
Kapasitas tangki	25	m ³
Berat mati tangki	29,73	Ton
Berat tangki total	743,25	Ton
Jumlah tangki CNG yang bisa dimuat	25	Buah
Lama bongkar muat	4	Jam
Slack time	2	Jam
Ship Speed	8	Knot
Ship crew	15	Orang
Daya mesin induk	1540	KW
Konsumsi MFO	10,33	ton/hari
Konsumsi MDO	1,55	ton/hari
Harga MFO	611	USD/ton
Harga MDO	904	USD/ton

Lanjutan Tabel 4.34

Voyage Data		
annual Docking	15	Hari
Perawatan emergency	20	Hari
Jarak pelayaran	43,5	N mile
Waktu bongkar muat	4	Jam
Kapasitas produksi gas	80	mmscfd
Kapasitas konsumesn	10,11	MW
	1,44	mmscfd
	1603,57	m ³ CNG/hari
Safety Stock	72160,57	m ³
Total kapasitas per tahun	657.462,9	m ³
Kapasitas tangki storage di Sapeken	1250	m ³
Kapasitas tangki storage di Batu Guluk	6500	m ³
Total kapasitas per tahun	657.462,9	m ³
Economic Data		
Gaji kru	6085,40	US\$/mont
Biaya asuransi	5,00	US\$/Ton
Lama pengembalian pinjaman	20	Year
Biaya pelabuhan	5,5	US\$/Ton

Tabel 4. 35Round Trip Model

CNG Barge	Time per Year		Unit
	Batu Guluk	Sapeken	
Operating day per year	325	325	days
Time at sea per round trip	10,88	1,84	hours
Total time taken for one round trip	16,88	7,84	hours
Number of Voyage per year (round trip)	331	308	times
Number of Ship	2	1	times
Number of Voyage per Mounth (round trip)	28	26	times
Operating Cost			
MFO Cost Per year	4178428,49	82053,73	US\$/Year
DO Cost Per year	927323,90	18210,29	US\$/Year
Crew Cost Per Year	292099,2701	146049,635	US\$/Year
Port Charge	4.369.200	85800	US\$/Year

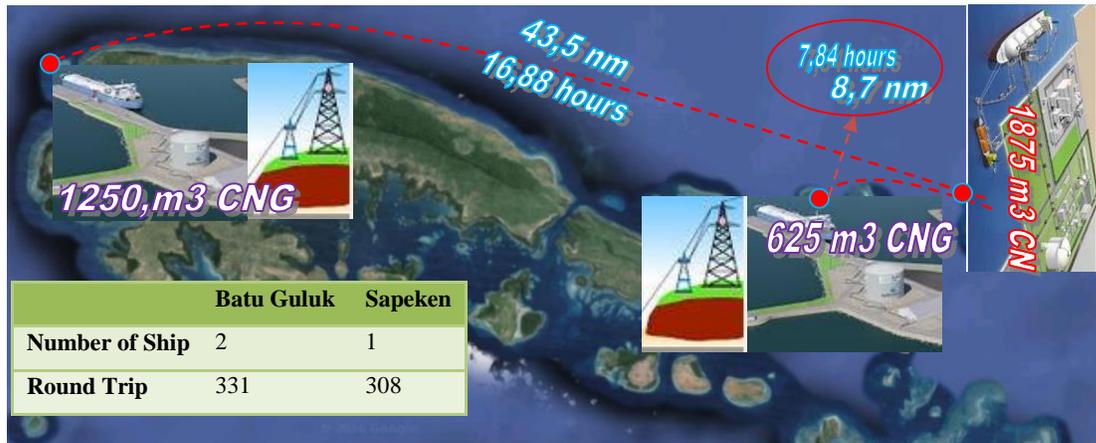
Lanjutan Tabel 4.35

Operating Cost			
Insurance Cost	6000	6000	US\$/Year
Ship Price	3.342.140,89	3.342.140,89	US\$/Year
Total Operating Cost	9773051,67	338113,65	US\$/Year
Tota Ship Cost	3.342.140,89	3.342.140,89	US\$/Year
	Batu Guluk	Sapeken	
Gas Demand	7,15	2,96	MW
	1,02	0,42	MMSCFD
	1134,11	469,46	m ³ CNG/day
	413948,73	171353,65	m ³ /year
Total of container tank	50	25	Tank/day
Total storage tank	1	1	Tank
Total terminal Cost			US\$/Year
	Batu Guluk	Sapeken	
Gas Demand Tank Capacity			
Daily of Take	1134,11	469,46	m ³ /day
Storage Tank Capacity	625	625	m ³ CNG
Security of Supply	0,55109482	1,33	Days
Security of Supply (hours)	13,22627568	31,95	Hours
Safety stock (45 day)	51034,77	7710914,13	m ³ CNG

Dari hasil perhitungan berdasarkan pemodelan matematik yang telah dijelaskan diatas, maka diperoleh pemodelan rantai pasok CNG seperti yang ditunjukkan pada Gambar 4.24 di bawah ini. Gas alam yang didapatkan dari tangki penyimpanan di Pagerungan akan di kompres pada loading terminal untuk selanjutnya dimasukkan ke CNG barge dengan kapasitas 625m³ CNG untuk dibawa menuju terminal penerima di Sapeken. Kapal akan berlayar dari Pagerungan menuju terminal penerima di Sapeken selama 7,8 dengan jarak 8,7 nautical mile. Kemudian gas akan didekompresi untuk kemudian dialirkan menuju tangki penyimpanan gas.

Kapal yang akan melayani pembangkit di Batu guluk sebanyak 2 kapal yang masing-masing akan berlayar sebanyak 28 kali dalam 1 bulan. Kapal akan mengambil gas dari loading terminal Pagerungan sebanyak 1250 m³, kemudian kapal akan berlayar menuju Batu Guluk dengan jarak 45 nautical mile. Waktu yang dibutuhkan untuk 1 kali trip adalah 16,88 jam. Dari CNG Barge, gas akan didekompresi pada

terminal penerima selanjutnya dialirkan dan disimpan pada *storage tank* di pembangkit. Selanjutnya gas akan dialirkan ke pembangkit yaitu PLTMG Batu Guluk.



Gambar 4. 24Pemodelan Rantai Pasok CNG

4.5. Pemilihan Teknologi Pembangkit

Teknologi yang akan dipilih dalam penelitian ini adalah PLTMG, PLTG, dan retrofit PLTD. Nantinya ketiga alternatif teknologi tersebut akan dipilih berdasarkan biaya yang paling murah.

4.5.1. PLTMG

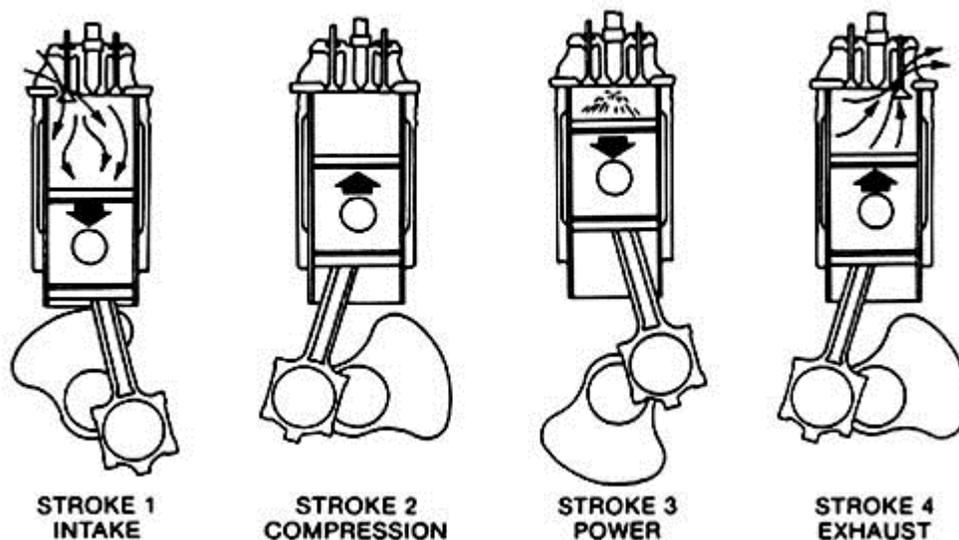
4.5.1.1. Gambaran Umum PLTMG

Secara sistem kerja, PLTMG sama dengan mesin pembangkit pada umumnya. Terdapat dua jenis mesin pembangkit yaitu mesin otto yang menggunakan busi untuk menghasilkan percikan api dan mesin diesel yang menggunakan kompresi untuk menghasilkan ledakan ada ruang bakar. Mesin ini dirancang untuk berbagai aplikasi diantaranya pembangkit listrik, irigasi, dan lain lain. Ukuran daya yang dihasilkan berkisar antara 10 KW hingga 18 MW.

Seperti halnya mesin diesel ataupun mesin otto pada umumnya, mesin berbahan bakar gas juga terdapat dua jenis, yaitu 2 langkah dan 4 langkah. Namun

untuk kebanyakan pabrikan biasanya membuat mesin dengan jenis 4 langkah seperti yang terdapat pada Gambar 4.25 ada 4 langkah yang dilakukan oleh *engine* sebagai berikut :

1. Intake stroke _pencampuran udara dan bahan bakar ke dalam silinder
2. Compression stroke_kompresi udara dan bahan bakar di dalam silinder. Pada mesin diesel bahan bakar diinjeksikan pada akhir langkah kompresi (titik mati atas) dan dibakar dengan suhu tinggi dan udara terkompresi, sedangkan pada mesin otto bahan bakar diinjeksikan pada saat awal kompresi dan dibakar dengan percikan api dari busi
3. Power stroke_percepatan piston oleh ekspansi panas dan tekanan tinggi disebabkan oleh hasil pembakaran
4. Exhaust stroke_pembuangan hasil pembakaran dari dalam silinder melalui saluran pembuangan



Gambar 4. 25Mesin dengan 4 Langkah(Catalog of CHP Technologies, 2015)

Terdapat dua teknik pengapian jika menggunakan gas alam yaitu:

1. Open chamber

Ujung busi membuat percikan api dalam ruang bakar silinder, langsung menyalakan campuran udara dan bahan bakar yang sudah terkompresi. Ruang pengapian terbuka berlaku untuk setiap mesin beroperasi dekat rasio udara / rasio bahan bakar untuk campuran yang cukup ramping

2. Precobustion chamber

Proses pembakaran dipentaskan di mana busi ditempatkan di ruang kecil yang di pasang di kelapa silinder. Di dalam silinder ini terdapat campuran bahan bakar dan udara dimana komposisinya lebih banyak bahan bakar dibanding udara, di dalam silinder ini juga dilakukan pengapian sebagai akibat dari adanya kompresi campuran bahan bakar dan udara yang sangat tinggi.

Mesin gas alam beroperasi dengan dengan memasukkan udara dan bahan bakar ke dalam silinder pada saat langkah hisap. Mesin gas alam dengan kinerja tinggi menggunakan turbocharge untuk memaksa lebih banyak udara ke dalam silinder. Mesin dengan pengapian menggunakan percikan api dari busi mempunyai rasio kompresi yang lebih sederhana dibandingkan mesin diesel yaitu dikisaran 9:1 sampai 12:1 tergantung pada desain mesin dan turbocharge.

4.4.1.2. Spesifikasi Teknis PLTMG

Demand yang dibutuhkan dalam objek penelitian ini adalah 7,15 MW untuk mengaliri listrik di Kecamatan Arjasa dan Kecamatan Kangayan serta 2,96 MW untuk kecamatan Sapeken. Dalam pemilihan daya pembangkit tentunya ada beberapa pertimbangan yaitu:

1. harus bisa menyuplai *demand* di masing masing kecamatan
2. Kelebihan daya generator yang dipilih tidak boleh terlalu besar, hal ini bertujuan untuk menghemat biaya investasi dan oprasional.

Dalam chatalog yang dikeluarkan oleh *CHP Technologies* pada tahun 2015, terdapat 5 tipe mesin PLTMG yang tersedia seperti pada Tabel 4.36. Dari tabel

tersebut kita dapat menentukan kapasitas pembangkit yang akan dipilih pada masing-masing kecamatan. Berikut adalah uraian pemilihan kapasitas pembangkit:

a. Kecamatan Arjasa dan Kecamatan Kangayan

Kebutuhan listrik di dua kecamatan ini hingga 2035 berdasarkan hasil proyeksi adalah 13,37 MW. Dengan demikian kapasitas pembangkit yang bisa dipilih agar kebutuhan listriknya terpenuhi adalah 1 buah mesin dengan kapasitas 9,341 MW , 1 buah mesin dengan kapasitas 3,326 MW, dan 1 buah mesin dengan 1,121 MW. Sehingga jika digabungkan menjadi satu, kapasitas daya yang dihasilkan adalah 13,3 MW.

b. Kecamatan Sapeken

Kebutuhan listrik di Kecamatan Sapeken hingga 2035 berdasarkan hasil proyeksi adalah 6,35 MW. Sehingga kapasitas pembangkit yang disediakan adalah 2 buah mesin dengan kapasitas 3,326 MW.

Tabel 4. 36Parameter PLTMG

Performance Characteristics	System				
	1	2	3	4	5
Electric Capacity (kW)	100	633	1,121	3,326	9,341
Engine Speed (rpm)	2500	1800	1800	1500	720
Fuel Input (MMBtu/hr), HHV	1.26	6.26	10.38	28.12	76.66
Required Fuel Gas Pressure (psig)	0.4-1.0	> 1.16	> 1.74	> 1.74	75
Total Efficiency [%]	80.0%	78.9%	78.4%	78.3%	76.5%
Thermal Output / Fuel Input (%)	53.0%	44.4%	41.6%	37.9%	35.0%

Sumber : Catalog of CHP Technologies2015

4.4.1.3. Perhitungan biaya

Ada 2 biaya yang harus dimasukkan dalam perhitungan, yaitu biaya kapital dan biaya operasional. Biaya kapital adalah keseluruhan biaya yang digunakan untuk melakukan pengadaan mesin pembangkit dan fasilitas pendukungnya. Sedangkan biaya operasional adalah biaya yang terdiri dari biaya bahan bakar, biaya perawatan, dan biaya asuransi.

Untuk melakukan perhitungan biaya kapital dan biaya operasional, dalam penelitian ini perhitungannya dikelompokkan berdasarkan lokasi pembangkitnya yakni pembangkit yang berlokasi di Batu Guluk yang akan mensuplai kebutuhan listrik di Kecamatan Arjasa dan Kecamatan Kangayan dan pembangkit yang ada di Sapeken yang akan mensuplai kebutuhan listrik di Kecamatan Sapeken . Hal ini bertujuan untuk memudahkan dalam melakukan perhitungan.

a. Pembangkit di Batu Guluk

Pembangkit di Batu Guluk terdiri dari 3 pembangkit dengan kapasitas masing-masing adalah 3,326 MW sebanyak 2 buah, dan 0,633 MW sebanyak 1 buah. Perhitungan biaya meliputi biaya kapital dan biaya operasional

- Biaya Kapital

Biaya kapital pada penelitian ini terdiri dari biaya material pembangkit, biaya konstruksi, biaya pekerja untuk pembangunan, dan lain-lain seperti yang ada pada Tabel 4.37. Biaya kapital yang dibutuhkan adalah Rp Rp 20.518.188.600,- untuk pembangkit berkapasitas 636 KW, untuk pembangkit dengan kapasitas 3326 KW membutuhkan biaya Rp 82.064.726.200, Sehingga total biaya untuk pembangunan Plant adalah Rp184.647.641.000,-

Tabel 4. 37Biaya Kapital

Nominal Capacity (kW)	633		3326	
Equipment ((\$/kW))				
Gen Set Package	\$	375,00	\$	350,00
Heat Recovery	\$	500,00	\$	500,00
Interconnect/Electrical	\$	100,00	\$	60,00
Exhaust Gas Treatment	\$	500,00	\$	230,00
Total Equipment	\$	1.475,00	\$	1.140,00
Labor/Materials	\$	369,00	\$	285,00
Total Process Capital	\$	1.844,00	\$	1.425,00
Project and Construction Management	\$	221,00	\$	171,00
Engineering and Fees	\$	175,00	\$	70,00

Lanjutan Tabel 4.37

Nominal Capacity (kW)	633	3326
Project Contingency	\$ 74,00	\$ 57,00
Project Financing	\$ 52,00	\$ 78,00
Total Plant Cost (\$/kW)	\$ 2.366,00	\$ 1.801,00
Total Plant Cost (\$)	\$ 1.497.678,00	\$ 5.990.126,00
Total Plant Cost (Rp)	Rp 20.518.188.600	Rp 82.064.726.200
Total Plant cost	Rp 184.647.641.000	

Sumber : Catalog of CHP Technologies2015

- **Biaya Operasional**

Biaya oprasional PLTMG pada penelitian ini terdiri dari biaya perawatan mesin, biaya barang habis pakai, dan biaya bahan bakar gas. Pada Tabel 4.38disebutkan biaya total perawatan yang dibutuhkan adalahRp 14.216.501.508,- per tahun,dengan rincian mesin dengan kapasitas 663 KW membutuhkan biaya Rp 1.443.384.324 per tahun, dan mesin dengan kapasitas 3326 KW membutuhkan biaya perawatan Rp6.386.558.592 per tahun.

Tabel 4. 38Biaya Perawatan

Nominal Capacity (kW)	633	3326
Service Contract	\$ 0,02	\$ 0,02
Consumables	\$ 0,001	\$ 0,001
Total O&M Costs, \$/kWh	\$ 0,02	\$ 0,02
Oprational (kWh/Year)	\$ 5.545.080,00	\$ 29.135.760,00
Total O&M Costs, \$/Year	\$ 105.356,52	\$ 466.172,16
Total O&M Costs, Rp/Year	Rp 1.443.384.324	Rp 6.386.558.592
Total	Rp 14.216.501.508	

Sumber : Catalog of CHP Technologies 2015

Selain biaya perawatan, biaya bahan bakar juga bagian dari biaya operasional. Untuk menghitung biaya bahan bakar, terlebih dahulu harus

diketahui kebutuhan engine akan bahan bakar gas serta harga bahan bakar di pasaran (pada penelitian ini memakai harga yang dikeluarkan oleh Pertamina berdasarkan peraturan presiden yaitu \$ 11,22 per mmbtu). Kebutuhan bahan bakar dapat dihitung dengan rumusan sebagai berikut :

$$\text{Kebutuhan bahan bakar} = \text{kebutuhan engine terhadap bahan bakar/jam} \times \text{Daya (KW)} \times \text{waktu operasi selama 1 tahun (365 hari} \times \text{24 jam)}$$

Tabel 4. 39 Biaya bahan Bakar

Nominal Capacity (kW)	663	3326
Kebutuhan bahan bakar (mmbtu/jam)	10,38	28,12
harga gas per mmbtu (US\$)	\$ 11,22	\$ 11,22
kebutuhan gas per year (mmbtu)	90928,8	246331,2
harga gas per tahun (US\$)	\$ 1.020.221,14	\$ 2.763.836,06
harga gas per tahun (Rp.)	Rp 13.977.029.563	Rp 7.864.554.077
Total	Rp	89.706.137.717

Pada Tabel 4.39 biaya bahan bakar untuk pembangkit dengan kapasitas 663 KW per tahun adalah Rp 13.977.029.563 dan biaya bahan bakar untuk pembangkit dengan kapasitas 3326 KW per tahun adalah Rp 7.864.554.077,-. Sehingga total kebutuhan untuk biaya bahan bakar adalah Rp 89.706.137.717 per tahun.

b. Pembangkit di Sapeken

Pembangkit di Sapeken terdiri dari 1 pembangkit berkapasitas 3,326 MW yang akan mensuplai kebutuhan listrik di Sapeken sebesar 2,96 MW. Pada Tabel 4.40 adalah perhitungan biaya kapital pembangkit listrik tenaga gas yang direncanakan meliputi biaya material dan pengerjaan proyek, biaya genset, dan biaya peralatan.

Tabel 4. 40Biaya Kapital

Nominal Capacity (kW)	3326
Equipment ((\$/kW))	
Gen Set Package	\$ 350,00
Heat Recovery	\$ 500,00
Interconnect/Electrical	\$ 60,00
Exhaust Gas Treatment	\$ 230,00
Total Equipment	\$ 1.140,00
Equipment ((\$/kW))	
Gen Set Package	\$ 350,00
Heat Recovery	\$ 500,00
Interconnect/Electrical	\$ 60,00
Exhaust Gas Treatment	\$ 230,00
Total Equipment	\$ 1.140,00
Labor/Materials	\$ 285,00
Total Process Capital	\$ 1.425,00
Project and Construction Management	\$ 171,00
Engineering and Fees	\$ 70,00
Equipment ((\$/kW))	
Project Contingency	\$ 57,00
Equipment ((\$/kW))	
Project Financing	\$ 78,00
Total Plant Cost (\$/kW)	\$ 1.801,00
Total Plant Cost (\$)	\$ 5.990.126,00
Total Plant Cost (Rp)	Rp 82.064.726.200

Sumber : Catalog of CHP Technologies 2015

Pada Tabel 4.40 biaya kapital yang dibutuhkan untuk pembangunan pembangkit dengan kapasitas 3,326 MW adalah Rp. 82.064.726.200,-. Pada Tabel 4.41 adalah perhitungan biaya operasional untuk perawatan. Dimana untuk biaya perawatan untuk engine adalah Rp. 6.386.558.592,- per tahun. Sehingga untuk melakukan perawatan pada mesin dibutuhkan biaya Rp. 12.773.117.184,- per tahun.

Tabel 4. 41Biaya Operasional

Nominal Capacity (kW)	3326
Service Contract	\$0,02
Consumables	\$ 0,001
Total O&M Costs, \$/kWh	\$ 0,02
Operational (kWYear)	29.135.760
Total O&M Costs, \$/Year	\$ 466.172,16
Total O&M Costs, Rp/Year	Rp6.386.558.592

Sumber : Catalog of CHP Technologies 2015

Selain biaya perawatan, biaya bahan bakar juga bagian dari biaya operasional. Untuk menghitung biaya bahan bakar, terlebih dahulu harus diketahui kebutuhan engine akan bahan bakar gas serta harga bahan bakar di pasaran (pada penelitian ini memakai harga yang dikeluarkan oleh Pertamina berdasarkan peraturan presiden yaitu \$ 11,22 per mmbtu). Kebutuhan bahan bakar dapat dihitung dengan rumusan sebagai berikut :

$$\text{Kebutuhan bahan bakar} = \text{kebutuhan engine terhadap bahan bakar/jam} \times \text{Daya (KW)} \times \text{waktu operasi selama 1 tahun (365 hari} \times \text{24 jam)}$$

Tabel 4. 42Biaya Bahan Bakar Gas

Item	Nilai
Kebutuhan bahan bakar (mmbtu/jam)	28,12
harga gas per mmbtu (U\$)	\$ 11,22
kebutuhan gas per year (mmbtu)	246331,2
harga gas per tahun (U\$)	\$ 2.763.836,06
harga gas per tahun (Rp.)	Rp 37.864.554.077

Pada Tabel 4.42 kebutuhan bahan bakar gas per jam nya adalah 28,12 mmbtu. Sehingga untuk 1 tahun dibutuhkan bahan bakar gas sebesar 246331,2 mmbtu. Dengan harga gas dipasaran sebesar \$ 11,22 per mmbtu,

maka biaya oprasional untuk bahan bakar selama 1 tahun adalah \$ 2.763.836,06 atau jika dikonversi ke rupiah dengan nilai tukar Rp. 13.700/USD, maka biaya bahan bakar yang dibutuhkan adalah Rp. 37.864.554.077,- per tahun .

4.5.2. PLTG

Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG) merupakan sebuah pembangkit energi listrik yang menggunakan peralatan/mesin turbin gas sebagai penggerak generatornya. Turbin gas dirancang dan dibuat dengan prinsip kerja yang sederhana dimana energi panas yang dihasilkan dari proses pembakaran bahan bakar diubah menjadi energi mekanis dan selanjutnya diubah menjadi energi listrik atau energi lainnya sesuai dengan kebutuhannya.

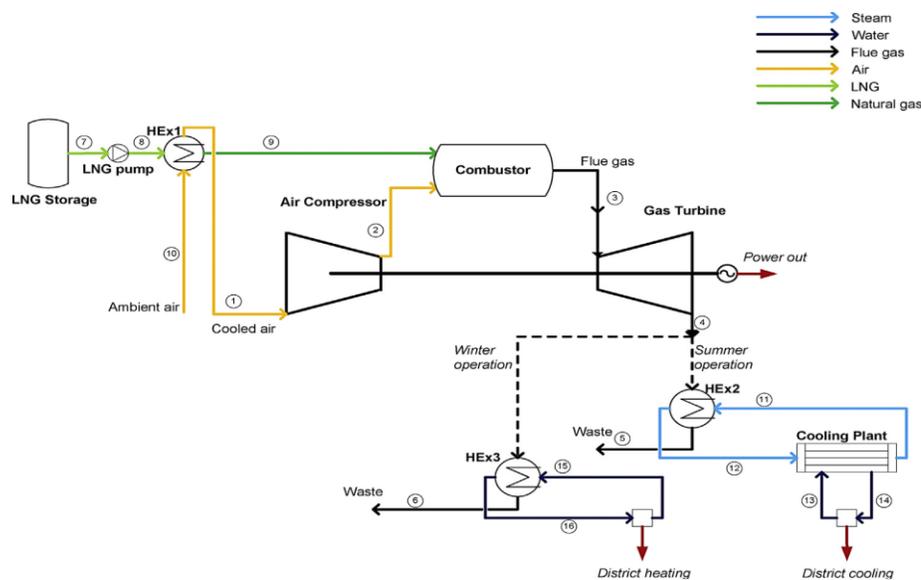
4.5.2.1. Gambaran Umum Teknologi PLTG

Daya yang bisa dihasilkan oleh turbin gas berkisar antara 500 KW sampai 300 MW. Teknologi yang akan digunakan dalam penelitian ini adalah *Combined-heat-and-power (CHP) systems* dimana teknologi ini menggabungkan antara gas turbin biasa dengan turbin uap. Prinsip kerjanya adalah gas buang dari proses pembakaran di turbin yang berupa panas dimanfaatkan kembali untuk memanaskan uap air yang kemudian digunakan untuk memutar turbin kembali. Keuntungan utama dari *Combined-heat-and-power (CHP) systems* adalah pemanfaatan energi kimia bahan bakar secara efektif dan juga adanya pemanfaatan limbah gas buang untuk meningkatkan daya dan efisiensi 70% hingga 80% (catalog of CHP teknologi, 2015), sehingga bisa menghemat bahan bakar.

Desain teknologi *Combined-heat-and-power (CHP) systems* adalah dengan menggunakan bahan bakar gas untuk dihasilkan listrik, pemanas, dan pendingin. Untuk menjadikan gas ke listrik, pemanas dan pendingin tentu ada proses panjang

yang harus dilalui seperti Gambar 4.26. Adapun prinsip distribusi gas hingga menjadi pembangkit adalah sebagai berikut:

1. LNG diangkut ke pembangkit listrik dan disimpan di tangki penyimpanan kemudian dilakukan proses regasifikasi untuk mengubah LNG ke fase gas (proses 8-9). Temperature udara meningkat dari -160°C ke 10°C .
2. Bahan bakar dimasukkan ke ruang bakar, kemudian secara bersamaan udara dingin dikompresi oleh kompresor (proses 1-2). Combustor menghasilkan gas buang tinggi yang kemudian digunakan untuk mendorong turbin sehingga bisa menghasilkan listrik.
3. Untuk operasi di lingkungan panas, khususnya di Indonesia yang beriklim tropis, pemanas digunakan untuk menghasilkan uap (11-12). Uap digunakan sebagai sumber panas untuk pendinginan plant terpadu. Air dingin yang dihasilkan diumpukan bagian pendinginan (proses 13-14).



Gambar 4. 26S kema Proses Perubahan Gas Menjadi Pemanas, Pendingin, dan Energy Listrik(Arsalis, A., 2014)

4.5.2.2. Spesifikasi Teknis PLTG

Demand yang dibutuhkan dalam objek penelitian ini adalah 13,37MW yang akan untuk mengalir listrik di Kecamatan Arjasa dan Kecamatan Kangayan serta 6,35 MW untuk kecamatan Sapeken. Dalam pemilihan daya pembangkit tentunya ada beberapa pertimbangan yaitu:

1. harus bisa menyuplai *demand* di masing masing kecamatan
2. Kelebihan daya generator yang dipilih tidak boleh terlalu besar, hal ini bertujuan untuk menghemat biaya investasi dan operasional.

Pada Tabel 4.43 terdapat 5 jenis turbin yang tersedia yaitu dengan daya 3,51 MW, 7,52 MW, 10,68 MW, 21,73 MW, dan 45,607 MW. Sedangkan untuk *demannya* sendiri membutuhkan 2,96 MW untuk Kecamatan Sapeken, dan 7,15 MW untuk Kecamatan Arjasa dan Kayuaro. Sehingga direncanakan pemilihan pembangkitnya adalah sebagai berikut:

1. Kecamatan Arjasa dan Kangayan 1 x 7,52 MW.
2. Kecamatan Arjasa 1 x 3,51 MW

Tabel 4. 43 Data Teknis Sistem Turbin

Turbin Condition	System				
	1	2	3	4	5
Nominal Turbine Capacity (kW)	3,51	7,52	10,68	21,73	45,607
Net Power Output (kW)	3,304	7,038	9,95	20,336	44,488
Turbine Pressure Ratio	10.1	17.6	17.7	24	31.9
Pressure Required, psig	167	299	362	405	538
Performance Characteristics					
Electric Heat Rate (Btu/kWh), HHV	14,247	11,807	12,482	10,265	9,488
Fuel Input (MMBtu/hr), HHV	47.1	83.1	124.2	208.7	422.1
Required Fuel Gas Pressure (psig)	166.8	299.4	362.3	405.2	538

Sumber : Catalog of CHP Technologies 2015

4.5.2.3. Perhitungan Biaya

Biaya yang dibutuhkan meliputi biaya investasi dan biaya operasional. Biaya investasi adalah semua biaya yang digunakan untuk pengadaan turbin dan semua perlengkapannya. Sedangkan untuk biaya operasional adalah biaya yang terdiri dari biaya perawatan, biaya bahan bakar, biaya asuransi dan lain-lain. Dalam penelitian ini untuk perhitungan biaya mengacu pada data yang dikeluarkan oleh ICF from vendor-supplied data sepertipada Tabel 4.44 berikut.

Tabel 4. 44Biaya Capital

Equipment	
Combustion Turbines	\$ 4.646.000,00
Electrical Equipment	\$ 1.208.200,00
Fuel System	\$ 943.000,00
Heat Recovery Steam Generators	\$ 860.500,00
SCR, CO, and CEMS	\$ 943.200,00
Building	\$ 395.900,00
Total Equipment	\$ 8.996.800,00
Installation	
Construction	\$ 2.931.400,00
Total Installed Capital	\$ 2.931.400,00
Other Costs	
Project/Construction Management	\$ 802.700,00
Shipping	\$ 186.900,00
Development Fees	\$ 899.700,00
Project Contingency	\$ 496.000,00
Project Financing	\$ 322.100,00
Total Installed Cost	
Total Plant Cost	\$ 14.635.600,00

Sumber :Catalog of CHP Technologies 2015

Selain biaya kapital, terdapat juga biaya operasional yang harus dimasukkan ke perhitungan biaya yang meliputi biaya perawatan, biaya listrik, dan biaya asuransi.

Tabel 4. 45Biaya maintenance untuk turbin

Net Operating Capacity (kW)		7038
Turbine O&M (\$/kWh)	\$	0,0090
BOP O&M (\$/kWh)	\$	0,0036
Total O&M (\$/kWh)	\$	0,0126
Oprational (kWh/Year)	\$	61.652.880,0000
Total O&M (\$/Years)	\$	776.826,29

Sumber : Catalog of CHP Technologies, 2015

Pada Table 4.46 bahan bakar gas yang dibutuhkan turbin adalah 83,1 MMBtu/ jam. Untuk harga gas untuk industri dipasaran Peraturan Presiden (Perpres) tentang kebijakan harga gas bumi, per 1 Januari 2016 harga jual gas ke industri sebesar USD11,22 juta perstandar kaki kubik perhari. Perhitungan biaya bahan bakar dilakukan per tahun, sehingga bahan bakar yang dibutuhkan oleh 1 turbin per tahun adalah $83,1 \times 365 \times 24 = 727.956$ MMBtu/ tahun. Sehingga harga bahan bakar r yang dibutuhkan turbin per tahun adalah \$ 8.167.666,32

Tabel 4. 46 biaya kebutuhan bahan bakar

Kebutuhan bahan bakar (mmbtu/jam)		83,1
harga gas per mmbtu (U\$)	\$	11,22
kebutuhan gas per year		727956
harga gas per tahun (U\$)	\$	8.167.666,32

4.5.3. Retrofit PLTD

Pembangkit listrik yang ada di Kangean saat ini mempunyai kapasitas daya total 2,9 MW. Sedangkan konsumsi listrik yang dibutuhkan masyarakat untuk saat ini idealnya 18, 37 MW untuk kebutuhan rumah tangga. Dengan kondisi demikian, maka alternatif untuk menggunakan Teknologi Retrofit PLTD tidak bias dilakukan, karena kapasitas yang tersedia saat ini sangat jauh dari kebutuhan listrik masyarakat Kangean.

4.5.4. Alternatif Teknologi Pembangkit Terpilih

Dari pembahasan sebelumnya, biaya yang dibutuhkan untuk pengadaan alat dan biaya operasional masing-masing alternatif adalah sebagai berikut:

- PLTMG = Rp. 75. 729. 108. 154,-
- PLTG = Rp. 724.111.816.152, -

Sehingga jika pemilihan berdasarkan biaya, alternatif yang paling efisien adalah teknologi PLTMG dengan spesifikasi teknis sebagai berikut:

a. Kecamatan Arjasa dan Kecamatan Kangayan

Kebutuhan listrik di dua kecamatan ini hingga 2035 berdasarkan hasil proyeksi adalah 13,37 MW. Dengan demikian kapasitas pembangkit yang bisa dipilih agar kebutuhan listriknya terpenuhi adalah 1 mesin dengan kapasitas 9,341 MW , 1 mesin dengan kapasitas 3,326 MW, dan 1 mesin dengan 1,121 MW. Sehingga jika digabungkan menjadi satu, kapasitas daya yang dihasilkan adalah 13,3 MW. Untuk spesifikasi PLTMG yang terpilih dapat dilihat pada Tabel 4.47.

b. Kecamatan Sapeken

Kebutuhan listrik di Kecamatan Sapeken hingga 2035 berdasarkan hasil proyeksi adalah 6,35 MW. Sehingga kapasitas pembangkit yang bisa dipakai adalah 2 mesin ber kapasitas 3,326 MW. Adapun spesifikasi mesinnya dapat dilihat pada Tabel 4.47.

Tabel 4. 47 Spesifikasi PLTMG yang Terpilih

Performance Characteristics	System	
	1	2
Electric Capacity (MW)	633	3,326
Engine Speed (rpm)	1800	1500
Fuel Input (MMBtu/hr), HHV	6.26	28.12
Required Fuel Gas Pressure (psig)	> 1.16	> 1.74
Total Efficiency [%]	78.9%	78.3%
Thermal Output / Fuel Input (%)	44.4%	37.9%

4.6. Analisa Kelayakan

Beberapa Variabel yang penting digunakan dalam perhitungan investasi adalah CAPEX (*Capital Expenditure*) dan OPEX (*Operating Expenditure*).

4.6.1. CAPEX (*Capital Expenditure*)

Secara sederhana, CAPEX (*Capital Expenditure*) dapat diartikan sebagai alokasi dana yang direncanakan dalam perhitungan untuk melakukan pembelian/penggantian segala sesuatu yang dikategorikan sebagai aset perusahaan. Komponen-komponen yang terdapat pada CAPEX adalah sebagai berikut:

- **Biaya Kapal**

Pada penelitian ini, kapal yang akan digunakan adalah kapal SPCB-*Geared* yang direncanakan akan dibangun kapal baru. Menurut Yudiana (2014), biaya untuk membangun kapal CNG baru dengan jenis SPCB (*Self Propelled Container Barge*) yang telah dimodifikasi adalah Rp. 52.273.866.679,-. Biaya ini meliputi biaya konstruksi, biaya *outfitting*, dan biaya permesinan kapal. Jika 3 kapal yang akan digunakan, maka biaya yang dibutuhkan adalah Rp. 156.821.606.037,-

- **Biaya infrastruktur**

Untuk harga satu set container CNG berdasarkan harga di pasaran adalah \$45.000-\$70.000 per unit. Dalam penelitian ini akan diambil harga terendah yakni \$45.000 per unit. Sehingga untuk investasi 25 unit container CNG membutuhkan biaya sebesar \$1.260.000 per unit atau Rp. 17.262.000.000,-. Jika 3 kapal yang digunakan, maka biaya yang dibutuhkan container adalah Rp. . 46.237.500.000,-

Untuk Harga kompresor kapasitas 533 Nm³/h atau 100m³/hdan tekanan 250 bar di pasaran berkisar antara \$ 10.000- \$ 30.000 per unit. Dalam penelitian ini harga kompresor yang diambil adalah \$ 30.000 atau Rp. 411.000.000,-.

Harga storage yang ada dipasaran sebagaimana yang telah ditulis oleh IGU yaitu berkisar antara \$800-\$3000 per m³. Nilai yang diambil untuk dimasukkan ke perhitungan adalah \$1000 per m³. Dalam menyediakan tangki storage, kapasitas tangki harus lebih besar dari demand di tiap pembangkit. Pada pembangkit batu Guluk, gas yang akan diangkut dalam 1 kali trip adalah 1250 m³, sehingga tangki storage yang digunakan adalah 6500 m³. Pada pembangkit Sapeken gas yang diangkut sebesar 625 m³ dalam 1 kali trip, sehingga tangki yang disediakan adalah 1250 m³. Dengan demikian biaya untuk tangki storage adalah \$7.750.000 atau Rp. 106.175.000.000,- untuk semua tangki.

4.6.2. OPEX (*Operating Expenditure*)

Biaya operasional terdiri dari biaya kru (perbekalan dan gaji), biaya bahan bakar dan minyak pelumas, biaya perawatan.

- **Biaya kru**

Untuk biaya ABK ditentukan berdasarkan ukuran kapal yang digunakan. Pada kapal ini ABK yang dibutuhkan sebanyak 15 orang. Dengan kisaran gaji mulai yang terendah sampai yang tertinggi adalah Rp. 3.150.000 sampai Rp.10.160.000,- seperti yang terdapat pada lampiran. Jumlah total biaya untuk gaji ABK selama tahun adalah Rp. 990.840.000.000,-

- **Biaya bahan bakar**

Harga bahan bakar berasal dari bunker Pertamina Shipping yaitu Rp. 10.100/liter untuk MFO dan Rp. 11.500/liter untuk MDO. Harga minyak pelumas ditentukan dari harga pasaran sebesar Rp. 13.000/ltr.

- **Biaya Pelabuhan**

Pada Tabel 4.16 untuk jasa pelabuhan dikenakan tarif Rp 95,- per GT per kunjungan. Kapal SPBG pada penelitian ini mempunyai GT 689 Tonage. Sehingga biaya yang dikeluarkan dalam 1 kali trip dengan bersandar di 2 pelabuhan adalah $2 \times 69 \times 95 = \text{Rp. } 4.785150,-$ per tahun. Untuk jasa

penundaan tidak dimasukkan dalam perhitungan, hal ini dikarenakan di lokasi tempat bongkar dan muat gas tidak diwajibkan untuk dipandu oleh kapal tugboat.

• **Biaya Listrik**

Biaya listrik ini meliputi seluruh biaya kebutuhan listrik yang terdiri dari kebutuhan listrik untuk penerangan dan kebutuhan listrik untuk pelatan. Kebutuhan listrik untuk peralatan disini adalah listrik yang dibutuhkan oleh kompresor dengan daya 55 KW. Biaya listrik per kWh nya yang dikeluarkan oleh PLN adalah Rp. 1.350,- per kWh. Sehingga biaya untuk listrik per tahun adalah $55 \times 24 \times 30 \times 12 \times 1350 =$ Rp. 642.470.400,- per tahun untuk 1 buah kompresor. Pada penelitian ini kompresor yang digunakan sebanyak 6 buah kompresor. Sehingga biaya untuk listrik adalah

Tabel 4. 48 Hasil Perhitungan Analisa Biaya

	Item	Unit	Value
OPEX	Operating Cost	Gaji crew + Insentif	Rupiah/tahun Rp 990.840.000
		Reparasi dan perawatan	Rupiah/tahun Rp 2.613.693.434
		Store and Lubricants	Rupiah/tahun Rp 644.875.503
		Insurance	Rupiah/tahun Rp 601.149.490
		Biaya Listrik	Rupiah/tahun Rp 3.849.120.000
		Operational Cost Total	Rupiah/tahun Rp 8.699.678.427
CAPEX	Voyage Cost	Biaya MFO	Rupiah/tahun Pertama Rp 58.368.606.496
		Biaya MDO	Rupiah/tahun Pertama Rp 12.953.818.398
		Biaya Pelabuhan	Rupiah/tahun Rp 61.033.500.000
		Voyage Cost total	Rupiah/tahun Pertama Rp 132.355.924.894
CAPEX	Biaya Kapal	Hull	Rupiah Rp 11.780.861.459
		Machinery (ME,AE)	Rupiah Rp 15.467.129.792
		Hull Outfitting	Rupiah Rp 20.273.707.549
		Non weight cost	Rupiah Rp 4.752.169.880
		Capital Cost Total	Rupiah Rp. 156.821.606.037

Infrastruktur	Compressor	Rupiah	Rp 2.466.000.000
	Tangki container CNG	Rupiah	Rp 46.237.500.000
	Tangki Storage	Rupiah	Rp 106.175.000.000
	Infrastruktur Cost Total	Rupiah	Rp. 154.878.500.000
Cost Total			Rp 452.755.709.358

Dari hasil perhitungan analisa biaya yang meliputi biaya modal dan biaya oprasional, pada Tabel 4.48 adalah hasil perhitungan secara rinci. Dimana total biaya yang dibutuhkan adalah Rp. 452.755.709.358,-

4.6.3. Revenue

Revenue adalah istilah yang digunakan untuk menunjukkan jumlah uang yang diterima (pendapatan) oleh perusahaan. Pada penelitian ini, *revenue* merupakan pendapatan yang akan diperoleh oleh investor dengan menjual Gas pada beberapa variasi margin harga jual (US\$ 4.00, US\$ 4.50, US\$5.00, US\$ 5.25, US\$ 5.50, dan US\$5.75). Sehingga, tingkat pendapatan akan berbeda, sesuai variasi margin harga jual yang telah ditetapkan

Tabel 4. 49 Jumlah Pendapatan dari Beberapa Variasi Margin

		SKENARIO 1 margin jual US\$ 4.00	SKENARIO 2 margin jual US\$ 4.50
Feed gas price	US\$	5,80	5,80
transportation cost	US\$	2,00	2,00
Margin	US\$	4,00	4,50
Selling price to power plant	US\$	11,80	12,30
Annual revenue	US\$	2.456.772,72	2.763.869,31

		SKENARIO 3 margin jual US\$ 5.00	SKENARIO 4 margin jual US\$ 5.25
Feed gas price	US\$	5,80	5,80
transportation cost	US\$	2,00	2,00
Margin	US\$	5,00	5,25
Selling price to power plant	US\$	12,80	13,05
Annual revenue	US\$	3.070.965,90	3.224.514,19
		SKENARIO 5 margin jual US\$ 5.50	SKENARIO 6 margin jual US\$ 5.75
Feed gas price	US\$	5,80	5,80
transportation cost	US\$	2,00	2,00
Margin	US\$	5,50	5,75
Selling price to power plant	US\$	13,30	13,55
Annual revenue	US\$	3.378.062,49	3.531.610,78

Pada Tabel 4.49 menunjukkan margin harga jual dengan berbagai skenario. Pada penelitian ini direncanakan ada 6 skenario harga penjualan gas dipasaran seperti yang telah dijelaskan sebelumnya. Dari variabel-variabel di atas kemudian disatukan seperti yang terlihat pada tabel 4.51 berikut ini.

Tabel 4. 50 Variabel-variabel dari dalam analisa investasi

		Units	Value
CAPEX (Capital Expenditure)	Total Investation Cost	US\$	18.376.833
OPEX (Operational Expenditure)	Total Operational Cost	US\$/year	617.484
	Tax	%/year	35
	Depreciation	US\$/year	918.842
Revenue	Annual Revenue	US\$	2.456.773
Inflation		%	5%

Untuk Tabel 4.50 dapat dijelaskan sebagai berikut :

- Pada tahun 2016 diasumsikan hanya terjadi proses kontrak, sehingga pembayarannya hanya 20% dari total CAPEX.
- Pada tahun 2017 pembayaran sebesar 80% dari total CAPEX dilakukan dengan pinjaman, sehingga sudah mulai ada bunga untuk tahun ini hingga seterusnya

Untuk proses peminjamannya, menggunakan perhitungan seperti pada Tabel 4.51 di bawah ini

Tabel 4. 51 Perhitungan Bunga dari Pinjaman

		Units	Value			
Total Investation Cost		US\$	18.376.833			
Portion of Loans		%	80%			
Period of Loans		Year	20			
Total of Loans		US\$	18.376.833			
Interest		%	10,00%			

No	Tahun	Pembayaran Cicilan	Pinjaman Pokok	Bunga	Saldo Pinjaman Pokok	Bunga
1	2016	\$1.768.038	\$262.808	\$1.505.230	\$14.789.492	10,00%
2	2017	\$1.768.038	\$289.088	\$1.478.949	\$14.500.404	10,00%
3	2018	\$1.768.038	\$317.997	\$1.450.040	\$14.182.407	10,00%
4	2019	\$1.768.038	\$349.797	\$1.418.241	\$13.832.610	10,00%
5	2020	\$1.768.038	\$384.776	\$1.383.261	\$13.447.834	10,00%
6	2021	\$1.768.038	\$423.254	\$1.344.783	\$13.024.580	10,00%
7	2022	\$1.768.038	\$465.580	\$1.302.458	\$12.559.000	10,00%
8	2023	\$1.768.038	\$512.137	\$1.255.900	\$12.046.863	10,00%
9	2024	\$1.768.038	\$563.351	\$1.204.686	\$11.483.511	10,00%
10	2025	\$1.768.038	\$619.686	\$1.148.351	\$10.863.825	10,00%
11	2026	\$1.768.038	\$681.655	\$1.086.383	\$10.182.170	10,00%
12	2027	\$1.768.038	\$749.820	\$1.018.217	\$9.432.350	10,00%
13	2028	\$1.768.038	\$824.803	\$943.235	\$8.607.547	10,00%
14	2029	\$1.768.038	\$907.283	\$860.755	\$7.700.264	10,00%
15	2030	\$1.768.038	\$998.011	\$770.026	\$6.702.253	10,00%

16	2031	\$1.768.038	\$1.097.812	\$670.225	\$5.604.441	10,00%
17	2032	\$1.768.038	\$1.207.593	\$560.444	\$4.396.848	10,00%
18	2033	\$1.768.038	\$1.328.353	\$439.685	\$3.068.495	10,00%
19	2034	\$1.768.038	\$1.461.188	\$306.849	\$1.607.307	10,00%
20	2035	\$1.768.038	\$1.607.307	\$160.731	\$0	10,00%

Dari variabel-variabel di atas, didapatkan rangkuman analisa investasi yang dapat dilihat pada tabel berikut ini

Tabel 4. 52Rangkuman Analisa Investasi

	Margin					
	4,00	4,50	5,00	5,25	5,50	5,75
Pay Back Periode (Year)	0,00	19,91	9,57	7,45	6,18	5,28
IRR (%)	-1,21%	5,58%	10,73%	12,90%	14,97%	16,94%
NPV (Milion USS)	-2.788.670	269.727	2.800.612	3.982.766	5.164.920	6.347.074
PI (Index)	0,32	1,07	1,68	1,97	2,26	2,55

Pada Tabel 4.52 dapat dilihat bahwa dengan margin harga jual US\$ 4,50 , maka investasi akan kembali setelah lebih dari 20 tahun operasi dengan IRR -0,21%, artinya ini tidak *feasible*. Sedangkan dengan margin harga jual gas US\$ 4,50, maka investasi akan kembali setelah 19,91 tahun, dengan IRR 5,58%, Ini masih belum *feasible*. Dengan margin US\$ 5,00 maka investasi akan kembali setelah 9 tahun 6 bulan dengan IRR 10,73%. Dengan margin penjualan US\$ 5,00 maka proyek bisa dikatakan *feasible*.

BAB 5

KESIMPULAN

Berdasarkan pembahasan pada penelitian ini, maka dapat ditarik kesimpulan untuk hasil penelitian yang dilakukan adalah sebagai berikut:

1. Dalam pemilihan teknologi transportasi gas alam ke pembangkit listrik yang ada di Kangean dengan menggunakan perhitungan berdasarkan biaya yang dibutuhkan, menggunakan metode AHP dan metode TOPSIS, maka terpilih teknologi CNG Barge yang telah dimodifikasi dengan uraian sebagai berikut:
 - .Pembangkit Batu guluk akan dilayani 2 kapal dengan jarak pelayaran 43,5 *nautical mile* dan waktu yang dibutuhkan untuk 1 kali trip adalah 16,88 jam termasuk bongkar muat. Jumlah trip masing-masing kapal dalam 1 tahun adalah 331 kali. Masing-masing kapal mempunyai kapasitas 625m³ yang akan mensuplai *demand* dengan koebutuhan gas 1134,1 m³.
 - Pembangkit Sapeken akan dilayani dengan 1 kapal dengan kapasitas kapal 625 m³. Demand yang akan disuplai adalah 469,5 m³. Kapal akan berlayar ke Sapeken dengan jarak 8,7 *nautical mile*. Jumlah trip dalam 1 tahun adalah 308 kali.
2. Dalam pemilihan teknologi pembangkit yang akan digunakan, maka berdasarkan perhitungan biaya yang paling murah terpilih pembangkit jenis PLTMG dengan spesifikasi sebagai berikut:
 - a. Kapasitas pembangkit yang digunakan untuk kecamatan Arjasa dan Kangayan adalah , 2 buah mesin dengan kapasitas 3,326 MW, dan 1 buah mesin dengan 0,663 MW. Sehingga jika digabungkan menjadi satu, kapasitas daya yang dihasilkan adalah 7,315 MW.

- b. Kapasitas pembangkit yang digunakan untuk Kecamatan Sapeken adalah 1 buah mesin PLTMG berkapasitas 3,326 MW. Sehingga total daya yang dihasilkan adalah 3,326
3. Pada perhitungan analisa kelayakan ekonomi, investasi yang dibutuhkan untuk pembangunan dan pengadaan fasilitas teknologi CNG adalah US\$ 18.376.833. Proyek bisa dikatakan feasible, jika penjualan gas dengan margin harga jual di atas US\$ 5.00,-. Dengan margin harga US\$ 5.00 per mmbtu, biaya investasi proyek akan kembali pada tahun ke-9 lebih 6 bulan. Dengan harga tersebut harga gas yang dijual ke pasaran adalah US\$ 12.8 per mmbtu.

REFERENSI

- Artana, K. B. 2005. *Pengambilan Keputusan Kriteria Jama(MCDM) Untuk Pemilihan Lokasi Floating Storage AndRegasification Unit (FSRU):Studi Kasus Suplai LNGDari Ladang Tangguh ke Bali*. Surabaya: ITS Surabaya
- Artana, K.B dkk, (2013), *Analytical Hierarchy Process for Selection and Designing a Mini LNG Plant : a Case Study of Batam Indonesia*,Seminar Internasional Ocean, Offshore an Artic Engineering. Prancis
- Aderemi AO, et all,(2015)*Comparative Study of Efficiency of Integer Programming, Simplex Method and Transportation Method in Linear Programming Problem (LPP)*. Department of Mathematics and Statistic, The Polytechnic, Ibadan, Oyo State, Nigeria
- Araslis. A, Alexandrou.A., (2014). Design and modeling of 1–10 MWe liquefied natural gas-fueledcombined cooling, heating and power plants for building applications, *Energy and Buildings* 86 (2015) 257–267
- Badan Pengkajian dan Penerapan Teknologi 2012. *Teknologi Kogenerasi untuk Pembangkit Listrik*
- Begazo, Chrstian DT, et all, (2007), *Small Scall LNG Plant Teknologie.*, Hydrocarbon World. San Paulo.
- Catalog of Combined Heat and Power Partnership Technologies 2015
- Choudhary C., Shankar R., (2012) , *An STEEP-fuzzy AHP-TOPSIS framework for evaluation and selection of thermal power plant location: A case study from India*, *Energy* 42 510-521
- Dagdeviren M. Yavuz S. Kılinc N,(2009),*Weapon selection using the AHP and TOPSIS methods under fuzzy environment*. *Expert Systems with Applications* 36 8143–8151
- Dinariyana, A.A.B. Dkk, (2014), *Pemilihan Supplierdan Penjadwalan Distribusi CNG dengan Pemodelan Matematis*, *JURNAL TEKNIK POMITS* Vol. 3, No. 2.

- Ezzabadia, J.H., Saryazdi, M.D, Mostafaeipour A.(2015) Implementing Fuzzy Logic and AHP into the EFQM model for performance improvement: A case study, *Applied Soft Computing* 36 165–176
- European Mediteranean Oil & Gas E&P Summit (2012). *Compressed Natural Gas*. Larnaca Cyprus
- Fareed F. (2012) . *Pembangunan Lapangan Gas Pgerungan Wilayak KBH. Blok Kangean* . Kangen Energy Indonesia (KEI).
- Febianto I. (2002), *Gas Alam sebagai Bahan Bakar Pembangkit Listrik*, Deputi bidang teknologi pengembangan sumber daya alam BBPT.
- Gafur A. (2014), *Pemilihahn Lokasi Mini CNG Plant dengan Metode ANP (Analytical Network Process) serta Optimasi Rantai Pasok CNG ke Bali, Nusa Tenggara Barat, dan Nusa Tenggara Timur*. Fakultas Teknologi Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya .
- Habiba, M.S. dkk. (2006) *analisis efektifitas sistem pembangkit listrik tenaga gas dan uap (PLTGU) pada PT. Energi Sengkang*. ILTEK. Vol.1, No.2, hal 124-140.
- Hadiwarsito Dhani, (2012), *Kajian marine CNG Sebagai Alternatif Transportasi Gas Bumi Untuk Memenuhi kebutuhan pembangkit listrik di Pulau Bali*, Jakarta : UI Jakarta.
- Handiko G. (2012), *Pemanfaatan Gas Suar Bakar untuk Industri di Tiga Lokasi*, Thesis Program Pasca Sarjana Fakultas Teknik UI, Depok.
- <http://id.cngequipment.net/Gas-Driven-Compressors-p-4761.html>
- <http://lifting.migas.esdm.go.id>
- <http://mac-solarindustri.blogspot.co.id/2016/06/harga-keekonomian-bbm-solar-industri.html>
- <https://syofuan.files.wordpress.com/2013/02/sistem-utama-sebuah-pltmg-mesin-r-1.pdf>
- <https://turbiniinstrument.wordpress.com/turbin-gas-i>
- <http://www.alibaba.com>
- <http://www.citrashipyard.com/page/lct>

<http://www.luxicng.com>

<http://www.vekagroup.com>

<https://sumenepkab.bps.go.id/index.php/publikasi/131>

Ilhamsyah M. (2012), *Kajian Keekonomian Pemangunan Small Scale LNG Plant Berbahan Baku Gas Metana Batu Bara di Kalimantan Selatan dengan Proses Siklus Ganda Nitrogen dan Pendinginan Awal*, Tesis Fakultas Teknik UI Jakarta.

International Gas Union (2015). *Small Scall LNG*. Word Gas Conference. Paris

Jannah Mifathul.(2013), *Pembangunan PTMG Hybrid Bawean dengan bahan bakar CNG sebagai model penyediaan listrik untuk kepulauan kecil: PT PJB*

Kakaee AH., Paykani A., Ghajar M. (2014), *The influence offuelcompositiononthecombustionandemissioncharacteristicsofnaturalgasfuele dengines*, School of Automotive Engineering, Iran University of Science and Technology, Tehran, Iran

Matteo Marongiu-Porcu, SPE, Economides Consultants; Xiuli Wang, (2008)“*The Economics of Compressed Natural Gas Sea Transport*” SPE 115310, SPE, XGAS; and Michael J. Economides, SPE, University of Houston.

MahendraM. 2008. *Pemanfaatan Gas Suar Bakar MelaluiLNG Mini Untuk Industri*. Jakarta: Universitas Indonesia

PT. Patria Maritim Perkasa. (2105). *Ship Desain*.

PT. Pelindo III Cabang Surabaya.2015.

PT. PLN. PERSERO. (2015). *Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PT. PLN 2015-2024*. PT.PLN.

Saaty, T. L. (2005). *Theory and Applications of the AnalyticHeirarchy Process*. Pittsburgh, PA: RWS Publications, 4922Ellsworth Avenue, Pittsburgh, PA 15213.

Saputra ,Asep Handaya, Materi Kuliah “Pemipaan Gas Bumi Teknologi dan Keekonomian (1), Jakarta, 2008

- Sharma Gurav (2012), *Solving Transportation Problem with the help of Integer Programming Problem*. Deptt. of mathematics, IES institute of technology and Mangment, Bhopal(M.P.)
- Sihombing, E.P., Artana K.b., Pitana T. (2013). JURNAL TEKNIK POMITS Vol. 3, No. 2.
- Soegiono dan Artana, K.B., (2006), *Transportasi LNG Indonesia*, Airlangga Univesrity Press, Surabaya
- Tomas C. dan Nelson O. (2009). *Natural Gas Transport*. Revista Tecnológicas No. 22, juli 2009
- Uwitonze Hosanna, et all .(2014). *Design Process of LNG Heavy Hydrocarbons Fractionation : Low LNG Temperature Recovery, Chemical Engineering and Processing: Process Intensification*, Department of Chemical Engineering, Changwon National University, Changwon, Gyeongsangnam-do 641-773, Republic of Korea
- Wang, Xiuli.(2008), *The Potensial of Compressed Natural Gas Trasnport in Asia*, Publicatin International petroleum Technology Conference held in Kuala Lumpur, Malaysia.
- Zadeh L.A. (1965). *Fuzzy sets*, Information Control, 8, pp. 338-353.

Lampiran 1
Pemilihan Moda Transportasi

Metode AHP

Kuisisioner Perbandingan Berpasangan Kriteria

Lama kontruksi	9	7	5	3	1	3	5	7	9	Ketersediaan Teknologi
Lama kontruksi	9	7	5	3	1	3	5	7	9	Safety
Lama kontruksi	9	7	5	3	1	3	5	7	9	Biaya
Lama kontruksi	9	7	5	3	1	3	5	7	9	Kemungkinan Produksi Lokal
Lama kontruksi	9	7	5	3	1	3	5	7	9	Kesesuaian dengan Kondisi Geografis

Matriks perbandingan berpasangan Alternatif dengan Alternatif

	LK	KT	SF	BY	KP	KG
LK	1	3	4	0,14	0,25	3
KT	0,3333333	1	5	0,25	5	7
SF	0,25	0,2	1	0,2	7	4
BY	7	4	5	1	6	0,1666667
KP	4	0,2	0,1428571	0,1666667	1	4
KG	0,3333333	0,1428571	0,25	6	0,25	1
Jumlah	12,916667	8,5428571	15,392857	7,7595238	19,5	19,166667

Nilai Eigen vector untuk menentukan bobot

	LK	KT	SF	BY	KP	KG	eigenvektor
LK	0,0774	0,3512	0,2599	0,0184	0,0128	0,1565	0,1460
KT	0,0258	0,1171	0,3248	0,0322	0,2564	0,3652	0,1869
SF	0,0194	0,0234	0,0650	0,0258	0,3590	0,2087	0,1169
BY	0,5419	0,4682	0,3248	0,1289	0,3077	0,0087	0,2967
KP	0,3097	0,0234	0,0093	0,0215	0,0513	0,2087	0,1040
KG	0,0258	0,0167	0,0162	0,7732	0,0128	0,0522	0,1495
Jumlah	1	1	1	1	1	1	1

Matrix perbandingan Alternatif Terhadap Kriteria Lama Kontruksi

C	LNG	CNG	PIPA
LNG	1	4	5
CNG	0,25	1	6
PIPA	0,2	0,166667	1
Jumlah	1,45	5,166667	12

Nilai eigen vector untuk penentuan bobot

C	LNG	CNG	PIPA	e. vektor
LNG	0,689655	0,774194	0,416667	0,626838
CNG	0,172414	0,193548	0,5	0,288654
PIPA	0,137931	0,032258	0,083333	0,084507
Jumlah	1	1	1	1

Matrix Perbandingan Alternatif Terhadap Kriteria Ketersediaan Teknologi

C	LNG	CNG	PIPA
LNG	1	0,25	3
CNG	4	1	6
PIPA	0,333333	0,166667	1
Jumlah	5,333333	1,416667	10

Nilai eigen vector untuk penentuan bobot

C	LNG	CNG	PIPA	e. vektor
LNG	0,1875	0,176471	0,3	0,221324
CNG	0,75	0,705882	0,6	0,685294
PIPA	0,0625	0,117647	0,1	0,093382
Jumlah	1	1	1	1

Matrix Perbandingan Alternatif terhadap Kriteria Safety

C	LNG	CNG	PIPA
LNG	1	4	0,2
CNG	0,25	1	0,166667
PIPA	5	6	1
Jumlah	6,25	11	1,366667

Nilai eigen vector untuk penentuan bobot

C	LNG	CNG	PIPA	e. vektor
LNG	0,16	0,363636	0,146341	0,223326
CNG	0,04	0,090909	0,121951	0,084287
PIPA	0,8	0,545455	0,731707	0,692387
jumlah	1	1	1	1

Matriks Perbandingan Alternatif Terhadap Kriteria Biaya

C	LNG	CNG	PIPA
LNG	1	0,142857	7
CNG	7	1	8
PIPA	0,142857	0,125	1
Jumlah	8,142857	1,267857	16

Nilai eigen vector untuk penentuan bobot

C	LNG	CNG	PIPA	e. vektor
LNG	0,122807	0,112676	0,4375	0,224328
CNG	0,859649	0,788732	0,5	0,716127
PIPA	0,017544	0,098592	0,0625	0,059545
Jumlah	1	1	1	1

Matriks Perbandingan Alternatif Terhadap Kriteria Kemungkinan Produksi dalam negeri

C	LNG	CNG	PIPA
LNG	1	0,333333	0,25
CNG	3	1	0,25
PIPA	4	4	1
Jumlah	8	5,333333	1,5

Nilai eigen vector untuk penentuan bobot

C	LNG	CNG	PIPA	e. vektor
LNG	0,125	0,0625	0,166667	0,118056
CNG	0,375	0,1875	0,166667	0,243056
PIPA	0,5	0,75	0,666667	0,638889
Jumlah	1	1	1	1

Matrix Perbandingan Alternatif Terhadap Kriteria Kesesuaian dengan Kondisi Geografis

C	LNG	CNG	PIPA
LNG	1	0,333333	8
CNG	3	1	8
PIPA	0,125	0,125	1
Jumlah	4,125	1,458333	17

Nilai eigenvektor untuk penentuan bobot

C	LNG	CNG	PIPA	e. vektor
LNG	0,242424	0,228571	0,470588	0,313861
CNG	0,727273	0,685714	0,470588	0,627858
PIPA	0,030303	0,085714	0,058824	0,05828
Jumlah	1	1	1	1

Hasil perbandingan

Alternatif	LK	KT	SF	BY	KP	KG	Hasil
	0,1460	0,1869	0,1169	0,2967	0,1040	0,1495	
LNG	0,6268	0,2213	0,2233	0,2243	0,1181	0,3139	0,2848
CNG	0,2887	0,6853	0,0843	0,7161	0,2431	0,6279	0,5117
PIPA	0,0845	0,0934	0,6924	0,0595	0,6389	0,0583	0,2035

Perhitungan Metode TOPSIS

Prerferensi untuk masing-masing atribut pemilihan lokasi

Kriteria	Lama Kontruksi	Ketersediaan Teknologi	Safety	Biaya	Kemungkinan Produksi Lokal	Kesesuaian Dengan Kondisi Geografis
Alternatif						
CNG	4	3	3	3	4	4
LNG	3	3	4	3	3	4
PIPA	3	4	4	2	3	3
rata-rata	3,333	3,333	3,667	2,667	3,333	3,667

Matriks Keputusan Ternormalisasi R

kriteria	Lama	Ketersediaan	Safety	Biaya	Kemungkinan	Kesesuaian
----------	------	--------------	--------	-------	-------------	------------

Alternatif	Konstruksi	nTeknologi			nProduksi Lokal	ganKondisiGeografis
CNG	0,686	0,514	0,469	0,640	0,686	0,625
LNG	0,514	0,514	0,625	0,640	0,514	0,625
PIPA	0,514	0,686	0,625	0,426	0,514	0,469

MatriksKeputusanTernormalisasiTerbobot

Kriteria Alternatif	Lama Konstruksi	Ketersediaan Teknologi	Safety	Biaya	Kemungkinan Produksi Lokal	Kesesuaian dengan Kondisi Geografis
CNG	2,287	1,715	1,718	1,706	2,287	2,291
LNG	1,715	1,715	2,291	1,706	1,715	2,291
PIPA	1,715	2,287	2,291	1,137	1,715	1,718

HasilPenentuanSolusiPositifdanNegatif

	Lama Konstruksi	Ketersediaan Teknologi	Safety	Biaya	Kemungkinan Produksi Lokal	Kesesuaian dengan Kondisi Geografis
max	2,287	2,287	2,291	1,706	2,287	2,291
min	1,715	1,715	1,718	1,137	1,715	1,718

SeparatifPositifdanNegatif

Alternatif	A+	A-
CNG	0,809	1,1423
LNG	0,990	0,9895
PIPA	1,142	0,8091

Alternatif	C+
CNG	0,585351895
LNG	0,499829892
PIPA	0,414648105

Lampiran 2 Data tangki container CNG

Item	Parameter	Item	Parameter
------	-----------	------	-----------

Container tube CNG semi trailer	Capacity	25752 kg	Gas Cylinde r	Working Pressure	25 Mpa
	Loading weight	3978 kg		Working Temperature	40-60 ⁰ C
	Rated Weight	29730 kg		material	4130 X
	Risk class	2.1		Gas Cylinder	8
	UN Number	1971		Total Volome water Pressure	25 m3 37,5
	Loading Medium	CNG		Test	Mpa
	Gastight test pressure	25 Mpa		Outsite Dimension	559x17 .4x109 75
	Inflating Volome Outsitedeminsi on	5525 Nm3 (- 20) derajat 12192 x 2438 x 1400 mm		Temperature	60 ⁰ c
Busting Disc	Busting Pressure	37.5 Mpa	Working Temperature pipe Water Pressure test	40-60 35,7 Mpa	
	Busting Disc Device Discharging Diameter	≥ 20	Gatight test pressure	25 MPa	
Steel Cylinder Parameter	Material	4130X	Medium Property	Explosi ve	
	Outside dimension	ø 559 x 17.4 x10975 mm			
	Heat Treatment	Quenhing + Tempereing			

Lampiran3PerhitunganInvestasi

INVESTATION	Unit	Value
-------------	------	-------

Container CNG	US\$	6.750.000
Crane	US\$	297.630
Kapal CNG Barge	US\$	11.446.833
Truck CNG	US\$	140.912
Compressor	US\$	180.000
TOTAL INVESTASI	US\$	18.815.375

OPERATIONAL	unit	Value
OperasionalKapal		
MFO cost per year	US\$-year	4.260.482
MDO cost per year	US\$-year	47.071
Ship crew cost per year	US\$-year	72.324
Port charges	US\$-year	4.455.000
Insurance Cost	US\$-year	43.880
Total Ship Operating Cost	US\$/year	8.878.757
Operasional Plant		
Power Requirement at receiving terminal	KW	1.000
Total power requirement	KW	1.000
Electricity rate	US\$/KWH	0,06
Annual electricity cost	US\$/year	525.600
Annual maintenance cost	US\$/year	94.077
Total Operational Cost Plant	US\$/year	619.677

Revenue	unit	Value
Amount of processed gas	mmscfd	1,44
Amount of processed gas	Bbtud	1,68
Amount of processed gas	mmbtud	1.683
Amount of processed gas	mmbtu-year	614.193

		SKENARIO 1	SKENARIO 2
		margin jual US\$ 2.00	margin jual US\$ 2.50
Feed gas price	US\$	5,80	5,80

transportation cost	US\$	2,00	2,00
Margin	US\$	4,00	4,50
Selling price to power plant	US\$	11,80	12,30
Annual revenue	US\$	2.456.772,72	2.763.869,31

		SKENARIO 3 margin jual US\$ 3.00	SKENARIO 4 margin jual US\$ 3.50
Feed gas price	US\$	5,80	5,80
transportation cost	US\$	2,00	2,00
Margin	US\$	5,00	5,25
Selling price to power plant	US\$	12,80	13,05
Annual revenue	US\$	3.070.965,90	3.224.514,19

		SKENARIO 5 margin jual US\$ 4.00	SKENARIO 6 margin jual US\$ 4.50
Feed gas price	US\$	5,80	5,80
transportation cost	US\$	2,00	2,00
Margin	US\$	5,50	5,75
Selling price to power plant	US\$	13,30	13,55
Annual revenue	US\$	3.378.062,49	3.531.610,78

LOAN		
	Units	Value
Total Investation Cost	US\$	18.815.375
Portion of Loans	%	80%
Period of Loans	Year	20
Total of Loans	US\$	15.052.300
Interest	%	10,00%

No	Tahun	Pembayaran Cicilan	Pinjaman Pokok	Bunga	Saldo Pinjaman Pokok	Bunga
1	2016	\$1.768.038	\$262.808	\$1.505.230	\$14.789.492	10,00%
2	2017	\$1.768.038	\$289.088	\$1.478.949	\$14.500.404	10,00%

3	2018	\$1.768.038	\$317.997	\$1.450.040	\$14.182.407	10,00%
4	2019	\$1.768.038	\$349.797	\$1.418.241	\$13.832.610	10,00%
5	2020	\$1.768.038	\$384.776	\$1.383.261	\$13.447.834	10,00%
6	2021	\$1.768.038	\$423.254	\$1.344.783	\$13.024.580	10,00%
7	2022	\$1.768.038	\$465.580	\$1.302.458	\$12.559.000	10,00%
8	2023	\$1.768.038	\$512.137	\$1.255.900	\$12.046.863	10,00%
9	2024	\$1.768.038	\$563.351	\$1.204.686	\$11.483.511	10,00%
10	2025	\$1.768.038	\$619.686	\$1.148.351	\$10.863.825	10,00%
11	2026	\$1.768.038	\$681.655	\$1.086.383	\$10.182.170	10,00%
12	2027	\$1.768.038	\$749.820	\$1.018.217	\$9.432.350	10,00%
13	2028	\$1.768.038	\$824.803	\$943.235	\$8.607.547	10,00%
14	2029	\$1.768.038	\$907.283	\$860.755	\$7.700.264	10,00%
15	2030	\$1.768.038	\$998.011	\$770.026	\$6.702.253	10,00%
16	2031	\$1.768.038	\$1.097.812	\$670.225	\$5.604.441	10,00%
17	2032	\$1.768.038	\$1.207.593	\$560.444	\$4.396.848	10,00%
18	2033	\$1.768.038	\$1.328.353	\$439.685	\$3.068.495	10,00%
19	2034	\$1.768.038	\$1.461.188	\$306.849	\$1.607.307	10,00%
20	2035	\$1.768.038	\$1.607.307	\$160.731	\$0	10,00%

Perhitungan analisis kelayakan

		Units	Value
CAPEX (Capital Expenditure)	Total Investation Cost	US\$	18.815.375
OPEX (Operational Expenditure)	Total Operational Cost	US\$/year	619.677
	Tax	%/year	35
	Depresiation	US\$/year	940.769
Revenue	Annual Revenue	US\$	3.070.966
Inflation		%	5%

No.	Year	CAPEX	Revenue	Operational Cost	Interest	Depreciation	Earning Before Tax	Tax
1	2016	\$3.763.075			\$1.505.230			
2	2017				\$1.478.949			
3	2018		\$3.070.966	\$619.677	\$1.450.040	\$470.384	\$530.864	\$185.802
4	2019		\$3.132.385	\$632.070	\$1.418.241	\$940.769	\$141.305	\$49.457
5	2020		\$3.132.385	\$644.712	\$1.383.261	\$940.769	\$163.644	\$57.275
6	2021		\$3.132.385	\$657.606	\$1.344.783	\$940.769	\$189.227	\$66.229
7	2022		\$3.132.385	\$670.758	\$1.302.458	\$940.769	\$218.400	\$76.440
8	2023		\$3.132.385	\$684.173	\$1.255.900	\$940.769	\$251.543	\$88.040
9	2024		\$3.132.385	\$697.857	\$1.204.686	\$940.769	\$289.073	\$101.176
10	2025		\$3.132.385	\$711.814	\$1.148.351	\$940.769	\$331.451	\$116.008
11	2026		\$3.132.385	\$726.050	\$1.086.383	\$940.769	\$379.184	\$132.714
12	2027		\$3.132.385	\$740.571	\$1.018.217	\$940.769	\$432.828	\$151.490
13	2028		\$3.132.385	\$755.383	\$943.235	\$940.769	\$492.999	\$172.550
14	2029		\$3.132.385	\$770.490	\$860.755	\$940.769	\$560.371	\$196.130
15	2030		\$3.132.385	\$785.900	\$770.026	\$940.769	\$635.690	\$222.491
16	2031		\$3.132.385	\$801.618	\$670.225	\$940.769	\$719.773	\$251.921
17	2032		\$3.132.385	\$817.650	\$560.444	\$940.769	\$813.522	\$284.733
18	2033		\$3.132.385	\$834.003	\$439.685	\$940.769	\$917.928	\$321.275
19	2034		\$3.132.385	\$850.684	\$306.849	\$940.769	\$1.034.083	\$361.929
20	2035		\$3.132.385	\$867.697	\$160.731	\$940.769	\$1.163.189	\$407.116

No.	Year	Earning After Tax	Installment Loans	Cash Flow	Discount Factor	Cash Flow Discounted	Cummulative Cash Flow Discounted	PP (Payback Period)	
1	2016		\$262.808	\$4.025.883	0,9524	\$3.834.174	-\$3.834.174	0	0,000
2	2017		\$289.088	-\$289.088	0,9070	-\$262.212	-\$4.096.385	0	0,000
3	2018	\$815.446	\$317.997	\$497.449	0,8638	\$429.715	-\$3.666.670	0	0,000
4	2019	\$1.032.617	\$349.797	\$682.820	0,8227	\$561.758	-\$3.104.912	0	0,000
5	2020	\$1.047.137	\$384.776	\$662.361	0,7835	\$518.977	-\$2.585.935	0	0,000
6	2021	\$1.063.766	\$423.254	\$640.512	0,7462	\$477.960	-\$2.107.975	0	0,000
7	2022	\$1.082.729	\$465.580	\$617.149	0,7107	\$438.597	-\$1.669.379	0	0,000
8	2023	\$1.104.272	\$512.137	\$592.134	0,6768	\$400.780	-\$1.268.599	0	0,000
9	2024	\$1.128.666	\$563.351	\$565.315	0,6446	\$364.407	-\$904.192	0	0,000
10	2025	\$1.156.212	\$619.686	\$536.526	0,6139	\$329.380	-\$574.811	0	0,000
11	2026	\$1.187.238	\$681.655	\$505.583	0,5847	\$295.604	-\$279.207	0	0,000
12	2027	\$1.222.107	\$749.820	\$472.287	0,5568	\$262.987	-\$16.220	0	0,000
13	2028	\$1.261.218	\$824.803	\$436.415	0,5303	\$231.440	\$215.220	1	9,570
14	2029	\$1.305.010	\$907.283	\$397.727	0,5051	\$200.879	\$416.099	2	0,000
15	2030	\$1.353.967	\$998.011	\$355.956	0,4810	\$171.221	\$587.320	3	0,000
16	2031	\$1.408.621	\$1.097.812	\$310.809	0,4581	\$142.385	\$729.706	4	0,000
17	2032	\$1.469.558	\$1.207.593	\$261.965	0,4363	\$114.294	\$844.000	5	0,000
18	2033	\$1.537.422	\$1.328.353	\$209.069	0,4155	\$86.873	\$930.872	6	0,000
19	2034	\$1.612.923	\$1.461.188	\$151.735	0,3957	\$60.047	\$990.919	7	0,000
20	2035	\$1.696.841	\$1.607.307	\$89.534	0,3769	\$33.745	\$1.024.664	8	0,000

Hasil			
	Objective	Units	Value
NPV (Net Present Value)	$NPV > 0$	\$	2.800.612
IRR (Interest Rate Return)	$IRR > \text{Inflation}$	%	10,73%
PP (Payback Period)	$PP < \text{life time}$	year	9,57
PI (Profitability Index)	$PI > 1$		1,68

Halaman ini sengaja dikosongkan

BIODATA PENULIS



Penulis merupakan anak pertama dari dua bersaudara dari pasangan Mistawi dan Jatim Fatimah yang dilahirkan pada 03 Juni 1991 di Kepulauan Kangean Kabupaten Sumenep- Jawa Timur. Penulis telah menyelesaikan pendidikan formal yaitu di SDN Kalinganyar, SMPN 1 Arjasa Sumenep, SMAN 1 Arjasa Sumenep. Setelah lulus SMA, penulis melanjutkan studinya di Jurusan Teknik Sistem Perkapalan, FTK-ITS melalui jalur PMDK Reguler pada tahun 2010 dan lulus tahun 2014. Pada tahun itu juga penulis melanjutkan studinya ke jenjang magister melalui program beasiswa fresh graduate dari DIKTI. Selama masa perkuliahan, penulis mendapatkan Beasiswa dari Beastudi Etos Surabaya selama 3 tahun dengan fasilitas uang saku dan asrama mahasiswa dan beasiswa Karya Salemba Empat selama 1 tahun. Penulis pernah aktif di beberapa organisasi kemahasiswaan, utamanya yang berbau kerohanian islam, diantaranya pernah diamanahi sebagai KaDept Syi'ar LDJ Al mi'raj Teknik sistem Perkapalan, sebagai KaDept Kaderisasi LDJ Al mi'raj Teknik sistem Perkapalan, sebagai KaDiv pembinaan Kaderisasi Lembaga Dakwah Kampus JMMI ITS, dan sebagai Bendahara Umum Lembaga Dakwah Kampus JMMI ITS. Selain itu penulis juga aktif di berbagai kegiatan sosial diantaranya pernah menjadi pengurus Sekolah Desa Produktif (SDP) Kedung Cowek Surabaya, dan juga pernah menjadi relawan pengajar untuk anak-anak SD Kejawan Surabaya. Penulis pernah mengikuti *On The Job Training* (OJT) di PT. Meratus Line pada Divisi Armada dan di PT. Biro Klasifikasi Indonesia cabang Surabaya di bagian Surveyor.

Email : abdulgafur84@yahoo.com / abdul.gafur10@mhs.ne.its.ac.id

No Hp. 082335505626