

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 PENDAHULUAN

LNG (Liquefied Natural Gas) adalah gas alam yang dicairkan dengan cara didinginkan sampai mencapai suhu -160°C dengan tekanan atmosferik, maka akan dihasilkan gas dalam bentuk cair. Proses semacam ini disebut dengan pencairan gas bumi (Natural Gas Liquefaction). Gas alam cair memiliki volume 1/600 kali dari keadaan sebelum dicairkan. Komposisi LNG pada umumnya terdiri dari 85-90% mol metana ditambah etana dan sebagian kecil propane, butane, dan nitrogen. Komposisi yang LNG yang sebenarnya tergantung dari sumber gas dan teknologi pemrosesannya.

LNG merupakan bentuk energi yang mudah untuk ditransportasikan. LNG dapat dihasilkan dengan berbagai cara diantaranya yaitu;

- Ekstraksi menggunakan NRU/LNG cold box
- Penambahan unit purifikasi dan liquefaction pada sistem cryogenic NGL plant.
- Penambahan unit power liquefier.
- Stasiun penurun tekanan (pressure letdown) pada jalur pipa transmisi gas.
- Menggunakan Nitrogen cair sebagai unit pendinginan.

Tabel 2.1 Komposisi dan Spesifikasi LNG (1)

Komposisi	Low (%)	High (%)
Methane (C_1)	80	99
Ethane (C_2)	< 1	17
Propane (C_3)	0.1	5
Butane (C_4)	0.1	2
Pentane+ (C_5+)	—	< 1
Nitrogen (N_2)	0	1
Nilai Kalori	1000 – 1160 BTU/SCF	
Berat Jenis	0,45 – 0,47 g/cc	
1 MTPA LNG	$\approx 135 - 140$ MMSCFD gas alam	

LNG memiliki kandungan energi per volume lebih besar dibandingkan dengan jenis bahan bakar lain yang bersumber dari gas hidrokarbon, berikut beberapa bahan bakar dari minyak bumi. Tabel 2.2 berikut memeprihatikan densitas energi persatuan volume dari beberapa bentuk energi;

Tabel 2.2 Kandungan Kalor Dari Beberapa Jenis Bahan Bakar (11)

Bahan bakar	MJ/lt	MJ/kg
Methane	0.035	50.0
Gaseus Methane @ 248 bar, CNG	8.7	50.0
Liquid Methane @ - 1620C, LNG	21.6	50.0
LPG	24.4	48
Gasoline	32.7	42.5
Diesel	37.7	42.5

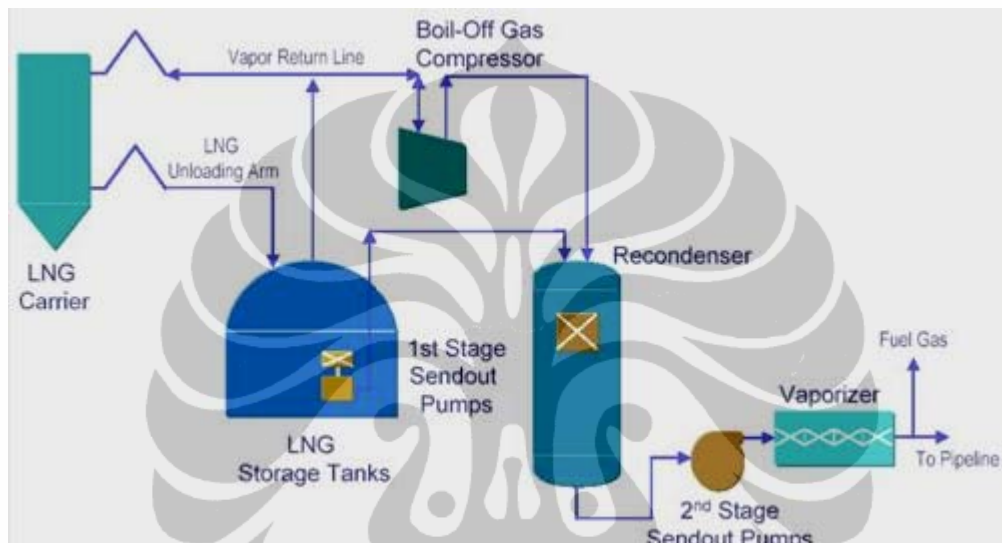
Receiving Terminal LNG (terminal penerimaan LNG) adalah terminal untuk menerima pengiriman LNG dari tanker LNG yang terletak di tepi laut ataupun dapat juga diperairan dekat daratan (Floating Receiving Terminal). Operasional utama Receiving Terminal LNG antara lain menyimpan dan regasifikasi LNG, serta mengirim gas bumi jika dibutuhkan melalui pipeline, yang terkoneksi dengan jalur pipa transmisi ataupun jalur pipa distribusi. Beberapa terminal juga mempunyai fasilitas jalan raya atau truk yang mengirim LNG ke satellite storage dan stasiun regasifikasi yang terletak di daerah pemasaran.

Jika terminal penerimaan LNG terletak pada atau dekat pantai, atau di sepanjang jalur air yang terhubung dengan laut, letak satellite station seringkali di daratan. Tergantung pada lingkungan pasar lokal, suatu terminal LNG mungkin mempunyai peran base load dalam pengiriman gas sepanjang tahun, walaupun jumlah pengiriman aktual setiap hari sangat berbeda. Terminal LNG mungkin juga mempunyai peran musiman atau peak shaving dan hanya mengirim gas untuk beberapa bulan, minggu, atau bahkan beberapa hari setiap tahunnya. Mayoritas terminal yang saat ini beroperasi pada dasarnya adalah terminal base load.

Fasilitas receiving terminal LNG terdiri dari beberapa unit Instalasi.

Unit-unit tersebut adalah sebagai berikut :

1. LNG carrier berthing dan fasilitas unloading.
2. Tangki Penyimpanan LNG.
3. Sistem regasifikasi atau penguapan.
4. Fasilitas untuk mengatasi gas boil off.
5. Metering dan stasiun pengaturan tekanan.
6. Perpipaan pengiriman gas.



Gambar 2.1 Instalasi Terminal Penerima LNG (17)

Distribusi LNG dari terminal dapat dilakukan melalui fasilitas-fasilitas jalur pipa yang telah terpasang disekitar lokasi terminal penerimaan LNG di wilayah tersebut atau melalui truk-truk tangki dan melalui tangker-tangker untuk daerah/wilayah yang berdekatan dengan pantai/laut. Lay-out terminal LNG bervariasi, karena dikondisikan antara wilayah padat konsumen dengan faktor keadaan alam (pantai, daratan dsb).

Berdasarkan variasi faktor-faktor setempat yang meliputi lokasi yang tersedia, kedekatannya dengan laut dalam dan lokasi konsumen, jenis dan jumlah storage yang dibutuhkan, Topologi lokasi juga pertimbangan terhadap faktor lingkungan hidup sebagai pemenuhan peraturan keselamatan.

Regasifikasi atau vaporasi LNG dilakukan melalui perpindahan panas dari sumber panas ke LNG. Secara garis besar, sistem regasifikasi LNG terbagi menjadi dua, yaitu;

2.2. REGASIFIKASI LNG

Skala kapasitas dari regasifikasi LNG bervariasi dari skala kecil dan menengah hingga skala besar, yaitu mulai dari 4200 GPM atau setara dengan 500 MMSCFD gas alam. Regasifikasi LNG skala kecil pada umumnya didesain untuk operasi selama musim dingin (peak saving). Untuk mendapatkan kinerja yang baik, total kapasitas pengiriman dibagi ke dalam beberapa sistem parallel yang tidak tergantung satu sama lainnya dan tiap sistem mampu menangani seluruh atau sebagian dari total permintaan.

Kapasitas dari regasifikasi LNG skala besar bervariasi sampai dengan 10.000 GPM atau setara dengan 1200 MMSCFD gas alam. Desain dari sistem regasifikasi LNG skala besar hampir sama dengan skala kecil tetapi kapasitasnya lebih besar dan melibatkan lebih banyak peralatan.

Dikarenakan jumlah cairan dan gas yang ditangani cukup besar dan diperlukan kehandalan yang tinggi maka sistem regasifikasi harus didesain dan dikaji secara detail. Gas alam cair, dan juga gas dingin, harus dicegah untuk tidak melewati sistem distribusi. Beban hidrostatis harus dipertimbangkan dalam sistem pemipaan cairan. Oleh karenanya, instrumentasi untuk pengukuran, kontrol, dan keamanan proses merupakan pertimbangan yang penting.

Gambar 2.1 di atas memperlihatkan tipikal dari sistem regasifikasi LNG, mula-mula LNG dipompa dari tangki penyimpanan ke unit vaporizer. Tekanan buang pompa harus cukup untuk menyediakan tekanan gas yang diinginkan untuk sistem transmisi atau distribusi. Dalam evaporator, panas ditambahkan untuk menguapkan LNG bertekanan dan untuk pemanasan lanjut gas. Jika diperlukan, gas yang meninggalkan vaporizer diberi zat pembau untuk mengetahui adanya kebocoran sistem.

Seperti diketahui, LNG jarang berada sebagai metana murni, tetapi berada dalam bentuk campuran yang mengandung gas inert seperti nitrogen

dan hidrokarbon parafinik seperti metana, etana, propane, dan butana. Oleh karenanya, campuran gas alam tersebut tidak mendidih pada temperatur tunggal, tetapi antara temperatur didih dan temperatur embunnya.

Selama tahap pertama dari tiga tahap regasifikasi, LNG mula-mula dipanaskan sampai temperatur didihnya. Pada temperatur ini, penguapan mulai terjadi dan produk mulai mengalir dalam keadaan dua fasa. Selama tahap kedua, fraksi uap dalam fasa campuran naik dengan naiknya temperatur dan pada titik embunnya semua cairan telah teruapkan. Selama tahap ketiga, panas lanjut dari gas meningkat sampai dicapai temperatur gas yang diinginkan.

Jika tekanan buang pompa berada di atas tekanan kritis campuran gas, maka tidak ada perubahan fasa dalam vaporizer dan karenanya sangat penting mengenal perbedaan perubahan fasa versus tekanan dalam desain alat penukar panas.

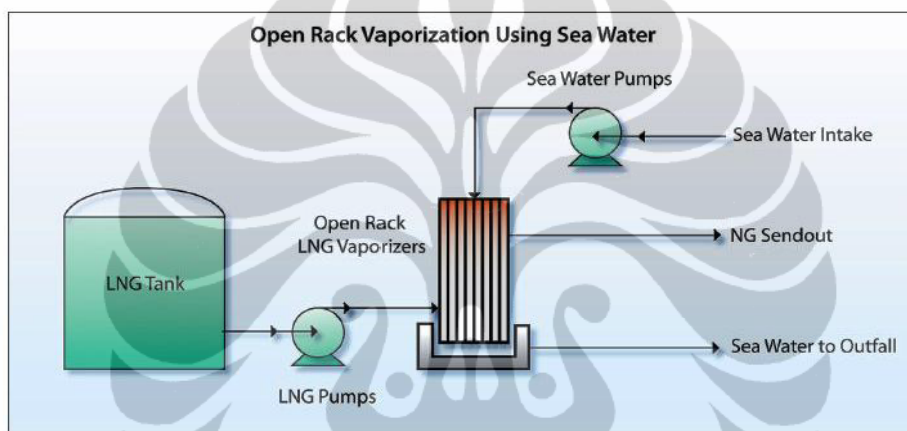
2.3 PEMILIHAN PROSES REGASIFIKASI

Keadaan fisik tanah, laju pengiriman dan jenis fasilitas LNG (Base load atau peak saving) akan menentukan metoda penguapan mana yang paling ekonomis. Kilang base load yang secara kontinyu beroperasi dapat memakan biaya investasi yang lebih tinggi untuk mencapai biaya operasi yang lebih rendah atau dengan kata lain, dengan kilang peak saving yang hanya beroperasi pada periode–periode tertentu akan memakan biaya investasi yang lebih rendah karena tingginya biaya operasi.

Salah satu contoh sumber panas yang digunakan dalam vaporizer adalah air atau udara. Keduanya akan memakan biaya investasi yang tinggi tetapi biaya operasinya sangat rendah. Sebagian besar “base load vaporizer” menggunakan air laut atau air sungai sebagai sumber panas. Air dapat juga digunakan untuk memanaskan intermediate fluid seperti propana, dan kemudian fluida tersebut digunakan untuk melakukan evaporasi. Alasan digunakannya “intermediate fluid” adalah untuk mencegah masalah pembekuan air saat kontak dengan pipa LNG dingin. Dengan demikian klasifikasi sistem regasifikasi LNG terbagi menjadi tiga (M. W. Kellogg), yaitu:

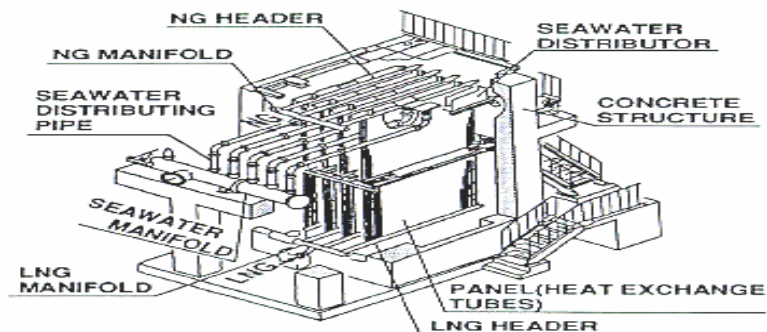
2.3.1. Open Rack Vaporizer (ORV)

Sumber panas yang dipergunakan untuk menguapkan LNG cair berasal dari lingkungan sekitar seperti udara atmosfer, air laut atau air geotermal. Gambar 2.3. memperlihatkan evaporasi LNG dengan menggunakan air laut lingkungan sekitar sebagai pemanas pada sistem Open Rack Vaporizer. Terdiri dari dua header horizontal yang dihubungkan oleh serangkaian tube-tube vertical. LNG masuk ke header bagian bawah dan bergerak ke atas melalui tube-tube vertical. Air laut disemprotkan atau dijatuhkan dari atas pada tube-tube vertical. Gas yang teruapkan dikumpulkan dan diambil dari header bagian atas.



Gambar 2.2 Proses evaporasi LNG menggunakan Air Laut (17)

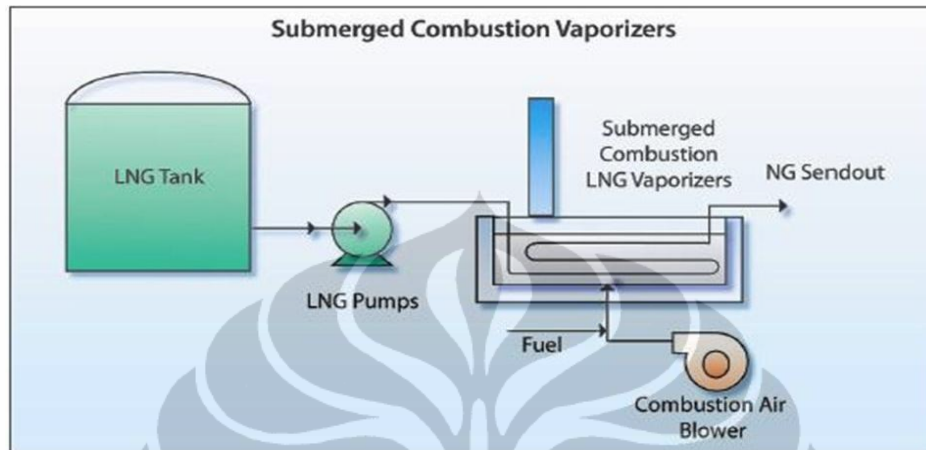
Sistem open rack vaporizer memanfaatkan air laut yang dialirkan ke dalam panel-panel aluminium dengan kontak yang tidak langsung dengan LNG bertekanan yang dialirkan dalam tubing sehingga temperatur yang dikandung air laut dapat meningkatkan temperatur LNG cair (dingin).



Gambar 2.3 Unit Open Rack Vaporizer (17)

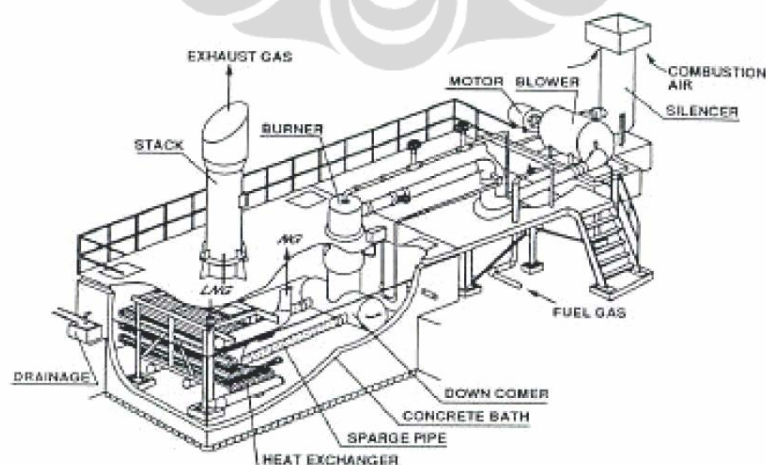
2.3.2. Submerged Combustion Vaporizer (SCV)

Evaporator sistem submerged combustion vaporizer ini menggunakan water bath sebagai heater yang memanasi LNG cair yang mengalir dalam tubing, sehingga LNG cair (dingin) akan mengalami peningkatan temperatur.



Gambar 2.4 Proses Submerged Combustion Vaporizer (17).

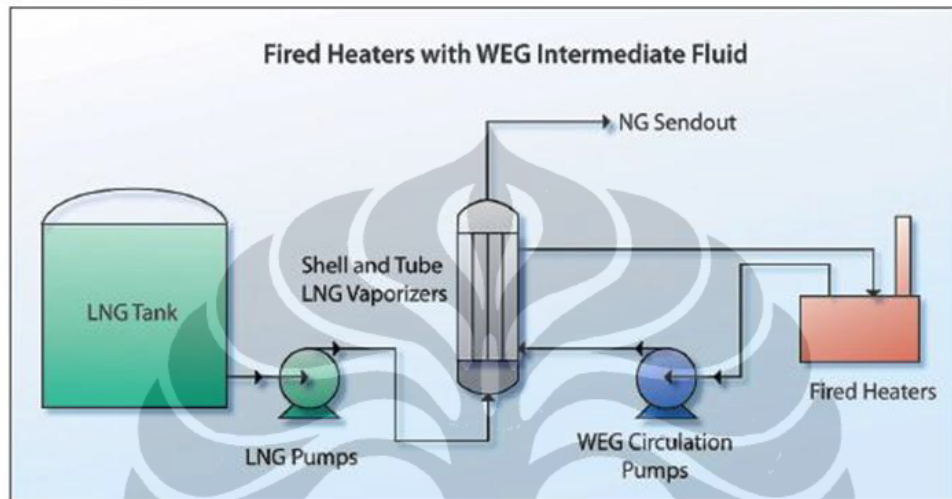
Adapun sumber panas dari air tersebut berasal dari pembakaran gas alam yang diperoleh dari hasil regasifikasi terminal tersebut. Lebih kurang 1,5% gas alam yang masuk kedalam Terminal penerima LNG dikonsumsi sebagai bahan bakar pada sistem submerged combustion vaporizer. Sedangkan harga Bahan bakar gas alam tersebut sama dengan yang ada pada terminal batas kepemilikan.



Gambar 2.5 Unit Submerged Combustion Vaporizer (17)

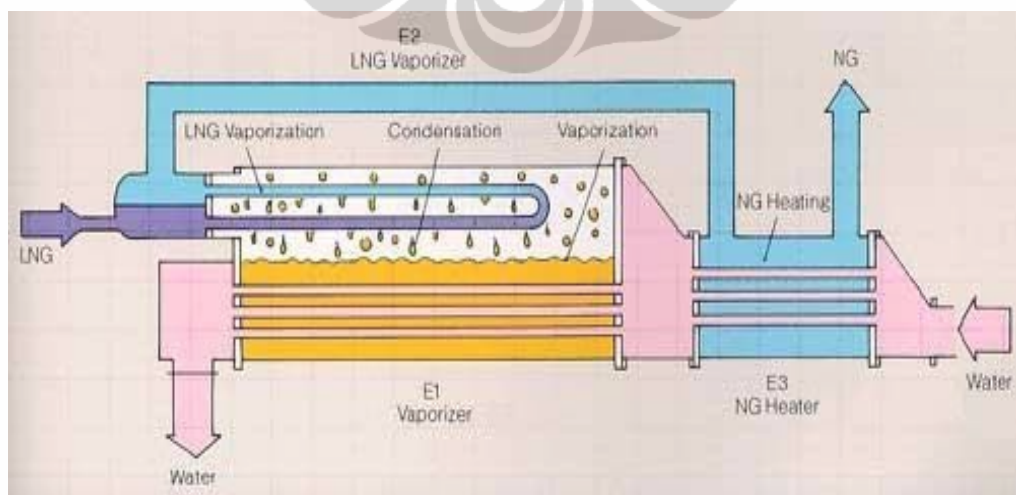
2.3.3. Shell & Tube Vaporizer (STV)

Dalam sistem ini evaporasi LNG menggunakan sumber panas dari unit heater yang terpisah dari evaporator. Perpindahan panas/heat exchanger terhadap LNG cair menggunakan unit shell dan tube. Adapun fluida intermedia yang dipakai antara lain seawater, low pressure steam/water sistem ataupun glycol (closed loop).



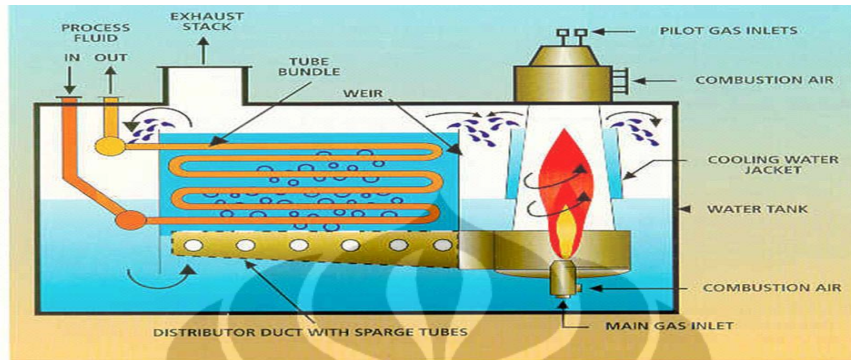
Gambar 2.6 Proses Shell & Tube Vaporizer (17).

Shell & tube merupakan unit evaporasi yang di dalamnya terdapat rangkaian tube yang dialirkan oleh LNG dan dibagian luarnya dialirkan cairan yang telah dipanasi pada unit heater.. Unit ini terbagi menjadi dua bagian/tahapan yaitu bagian vaporizer dan natural gas heater.



Gambar 2.7 Unit Shell & Tube Vaporizer (14)

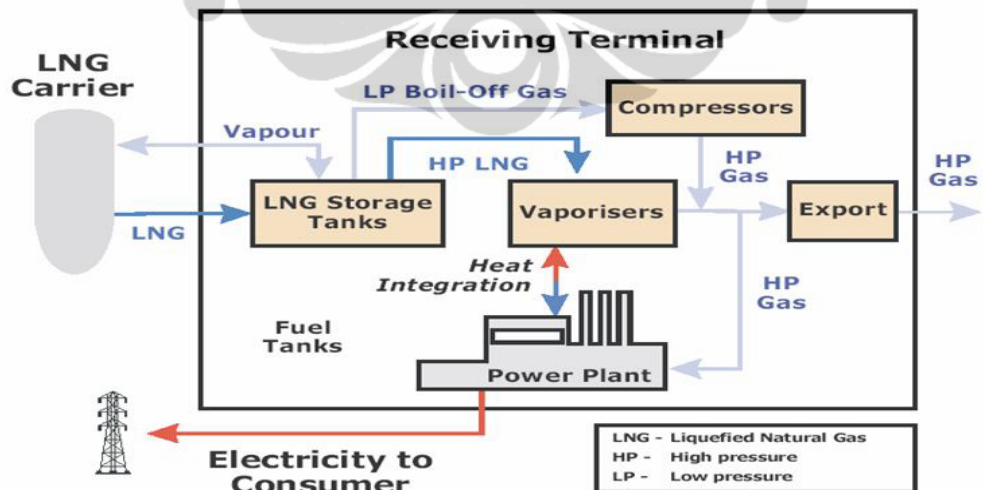
Dimana pada bagian vaporizer (E1) LNG mendapatkan transfer panas/hangat awal sehingga cairan LNG mulai berubah menjadi dua fasa, cair dan gas. Kemudian pada bagian berikutnya E3 LNG dua fasa mendapatkan transfer panas/hangat kembali, dengan demikian LNG secara keseluruhan akan berubah fasa menjadi gas (natural gas).



Gambar 2.8 Unit Fire Heater/Water Bath. (17)

2.3.4. Combined Heat & Power with STV

Proses regasifikasi LNG ini energi yang tersimpan berupa dingin dapat dimanfaatkan untuk keperluan pendinginan pada sistem/unit pendinginan pembangkit listrik. Begitu pula sebaliknya, panas yang dihasilkan dari unit penghasil tenaga gerak pembangkit listrik dapat diperuntukan bagi pemanasan LNG pada unit evaporator.



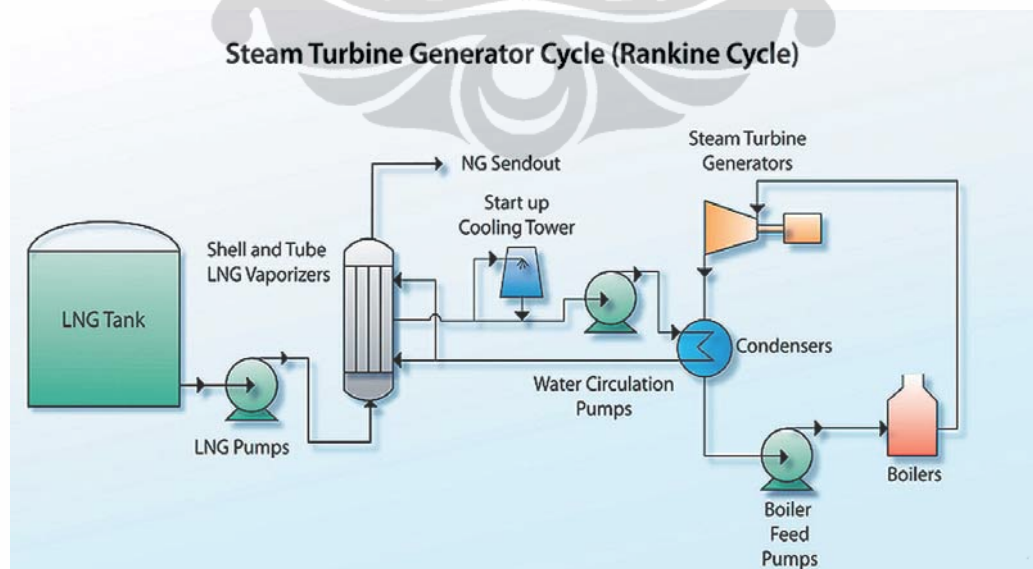
Source: Andy Flower, Pacific Gas Insiders 2002

Gambar 2.9 Integrasi Sistem Evaporasi LNG dengan Pembangkit Listrik (9)

Sirkulasi Steam Turbine Pembangkit listrik membutuhkan pendinginan bagi sistem Kondensor, dimana panas yang dibuang dari hasil pembakaran memiliki temperature yang tinggi sehingga gas buang yang dilepas memiliki temperature yang tinggi walaupun telah di-integrasikan dengan sistem pendinginan (cooling system) berupa sirkulasi air yang berfungsi untuk menurunkan temperatur gas buang (pada boiler). Air di sirkulasi setelah melalui boiler yang menyerap panas buang dari hasil pembakaran sehingga air menjadi steam (uap air) yang kemudian dialirkan kedalam kondensor sehingga temperatur steam-pun mengalami penurunan Pada unit kondesor inilah disirkulasikan air yang meyerap panas dari kondesor untuk memanasi unit shell and tube vaporizer.

Dari unit shell and tube vaporizer ini LNG cair (dingin) menyerap panas dan mengalami perubahan sehingga menjadi gas, dengan demikian performance kondensor sebagai pendingin pada sistem pendingin pembangkit listrik dapat lebih efisien.

Dengan memanfaatkan panas buangan dari pembangkit listrik, maka sistem evaporasi terminal regasifikasi LNG tidak membutuhkan energi yang besar untuk menghasilkan panas, sehingga unit Operasional cost dapat ditekan/penghematan biaya operasional.



Gambar 2.10 Sistem Siklus Rankine Dengan menggunakan Exhaust Steam

Sebagai Pemanas. (8)

Sesuai dengan penelitian ini yang meng-integrasikan sistem regasifikasi dengan memanfaatkan energi dingin bagi industri lain, diantaranya adalah sebagai berikut: industri makanan

Tabel 2.3 Industri yang Membutuhkan Dingin (19)

<p>Industri Pemisahan dan Pencairan Oksigen dan Nitrogen</p>	
<p>Industri Pembuatan Dry Ice</p>	
<p>Industri Pendinginan Makanan</p>	

Akan tetapi dari jenis kebutuhan dingin seperti di atas kendala yang ada yaitu sedikitnya data-data mengenai panas yang dikandung dan kebutuhan dingin yang diperlukan, dengan demikian kajian ini difokuskan hanya pada pembangkit listrik sehingga dingin yang terkandung dalam LNG cair dapat dimanfaatkan pada cooling sistem-nya. Begitu pula sebaliknya, panas buang yang dihasilkan pembangkit listrik dapat dimanfaatkan untuk pemanasan LNG cair. Untuk lebih sederhananya pembangkit listrik tersebut menggunakan gas alam sebagai bahan bakar engine/turbin-nya.

Dalam menentukan sistem evaporasi yang akan di-intergrasikan dengan sistem pendinginan pembangkit listrik adalah berdasarkan kriteria berikut:

- Efektivitas perpindahan panas.
- Sistem evaporasi yang lebih sederhana.
- Penggunaan energi yang efisien.

Dari ke empat jenis sistem evaporasi yang telah dijelaskan di atas, terlihat bahwa sistem evaporasi Open Rack Vaporizer (ORV), Submerged Combustion Vaporizer (SCV) dan Shell & Tube Vaporizer (STV) menggunakan sistem evaporasi yang lebih kompleks serta energi yang lebih besar dibandingkan dengan evaporasi sistem Combined Heat & Power with STV. Dengan demikian sesuai dengan topik kajian ini maka sistem Combined Heat & Power with STV menjadi sistem yang akan dikaji lebih lanjut.

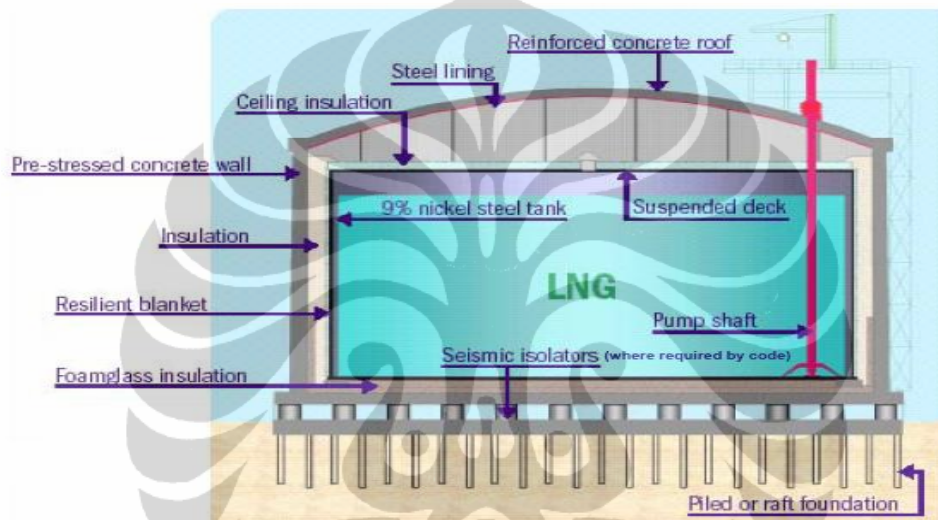
2.4. UNIT DAN SISTEM PADA TERMINAL

Pada kajian ini unit-unit pada terminal penerima LNG yang terkait adalah unit-unit / instalasi utama yang di-operasikan untuk menghasilkan gas alam dari LNG cair yang termasuk di dalamnya penyimpanan LNG, unit evaporasi seperti yang telah dijelaskan di atas, unit pemompaan dan instalasi perpipaan yang berintegrasi dengan sistem pendinginan pembangkit listrik.

2.4.1. Tanki LNG

Tangki penyimpanan LNG mempunyai struktur yang sangat berat dengan kapasitas yang bervariasi antara sampai 60,000 M³ – 160,000M³

dengan diameter berkisar antara 50 M – 80 M. Konstruksi tangki LNG pada umumnya adalah bagian dalam terdiri dari logam cryogenic (Campuran Ni) dan bagian luar terdiri dari Stainles Steel. Di antara bagian dalam dan bagian luar dinding tangki biasanya diisi dengan perlit sebagai insulation agar tidak terjadi perpindahan panas dari dinding bagian luar ke dinding bagian dalam. Setiap tangki LNG dilengkapi dengan Boil Off Compressor yang berfungsi untuk menghisap uap berlebih yang terbentuk dalam tangki LNG (Boil Off Gas/BOG). Gambar 2.11. dan 2.12. memperlihatkan tipikal tangki LNG Full Containment beserta contohnya.



Gambar 2.11 Tipikal Tangki LNG Full Containment (6)



Gambar 2.12 Tangki LNG Full Containment (6)

2.4.2. Pompa LNG

LNG biasanya disimpan pada keadaan sedikit diatas tekanan atmosfer (14,7 psi), oleh karenanya cairan harus dipompa sampai tekanan yang cukup untuk regasifikasi. Pemompaan LNG dapat terdiri dari satu atau dua tingkat pompa, hal tersebut tergantung pada batasan tekanan gas serta konfigurasi sistem penyimpanan dalam mengatasi gas boil off.

Pemompaan cairan kriogenik adalah teknologi yang khusus, terutama pada tingkat persyaratan yang tinggi dalam fasilitas LNG. Dalam terminal LNG pompa tingkat satu hampir selalu dipasang dalam tanki penyimpanan, dan dikenal sebagai "in-tank pumps" (pompa tanki-dalam) seperti pada gambar 2.13. Pompa tingkat dua diletakan diluar tanki, atau dalam "proses area". Pompa tingkat dua disalurkan pada tekanan cukup tinggi untuk keamanan batasan tekanan di area terminal. Sebagai contoh, apabila tekanan disalurkan pada pembangkit listrik yang bersebelahan, limit batas tekanan akan relatif rendah. Pada kesempatan lain, jika gas disalurkan dalam jaringan perpipaan yang panjang, limit batas tekanan dapat mencapai 70 bar hingga 80 bar (1015,26 psi ~ 1160.3 psi).

Dalam pengiriman gas alam ke dalam sistem transmisi, hasil akhir yang sama dapat dicapai melalui vaporizer tekanan rendah dan kompresor gas, tetapi jauh lebih ekonomis bila LNG dinaikkan tekanannya terlebih dahulu kemudian diuapkan pada tekanan tinggi. Sebelum pemompaan LNG dapat dimulai, sistem perpipaan harus didinginkan secara merata untuk mencegah perbedaan pergerakan kontraksi termal yang disebabkan oleh LNG yang memasuki pompa atau perpipaan hangat.

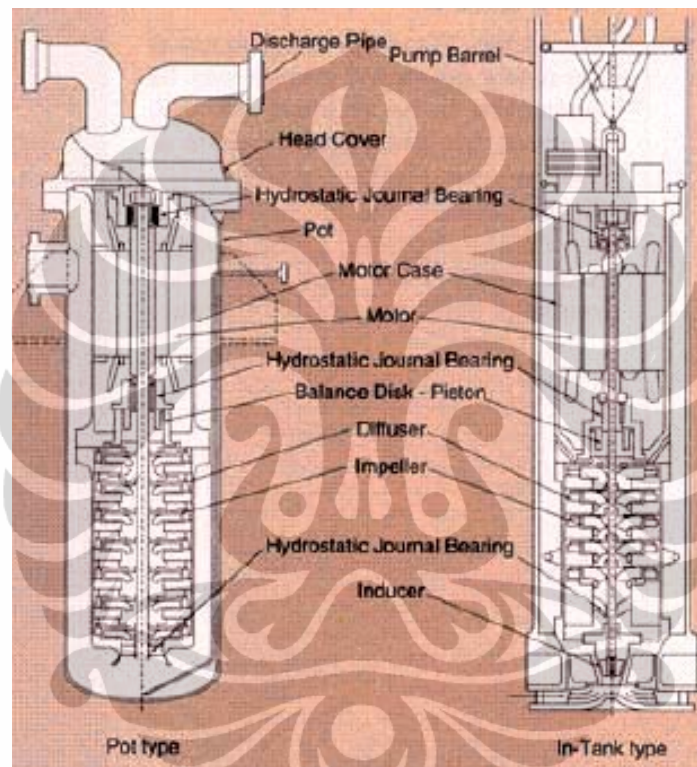
Beberapa instalasi menggunakan sistem pipa ganda agar aliran LNG melalui pompa bisa kembali ke tanki penyimpanan selama proses start-up pompa. Hal tersebut dimaksudkan untuk mensirkulasikan sejumlah kecil LNG melalui sistem dan membuang uap yang terbentuk serta mengembalikan cairan yang tertinggal kembali ke dalam tangki.

Jenis-jenis pompa yang digunakan dalam Receiving Terminal LNG umumnya antara lain:

1. Vertikal, multistaged deepweel turbine

2. Multistaged submersible
3. Multistaged horizontal

Desain hidrolik untuk pemompaan LNG pada dasarnya sama dengan cairan lain. Meskipun demikian, karena LNG merupakan liquid cryogenic yang disimpan pada atau dekat titik didihnya maka pertimbangan hati-hati harus diberikan terhadap material konstruksi.



Gambar 2.13 Pompa LNG Multistaged submersible (6)

2.4.3. Integrasi Perpipaan

Alur LNG yang keluar dari tanki penyimpanan dialirkan ke unit Shell & Tube Evaporizer (STV), dimana pada bagian luar pipa LNG dalam STV dialirkan air yang disirkulasikan dari unit kondesor yaitu unit pendinginan pembangkit listrik, adapun kondensor tersebut dialiri oleh steam (uap panas) yang berasal dari second stage turbin dengan temperatur tidak kurang dari 460°K yang masuk ke dalam kondensor dan me-transferkan panas bagi aliran

air pendingin, sehingga panas yang dikandung air tersebut ($\pm 305^{\circ}\text{K}$) akan ditransferkan ke aliran LNG di dalam unit STV. dengan demikian setelah melalui unit STV tersebut LNG akan mengalami perubahan fasa menjadi gas atau menjadi natural gas (gas alam).

Dari perubahan fasa tersebut maka densitas fluida pun berubah, dari fasa cair LNG yang ber-densitas $462,3 \text{ kg/m}^3$ menjadi fasa gas dengan densitas berkisar $0,68 \text{ kg/m}^3$. Dengan demikian volume menjadi bertambah, sehingga laju alir menjadi meningkat. Hal tersebut akan mengurangi beban kompresor dalam mengalirkan gas alam ke dalam sistem jalur pipa transmisi/distribusi gas alam.

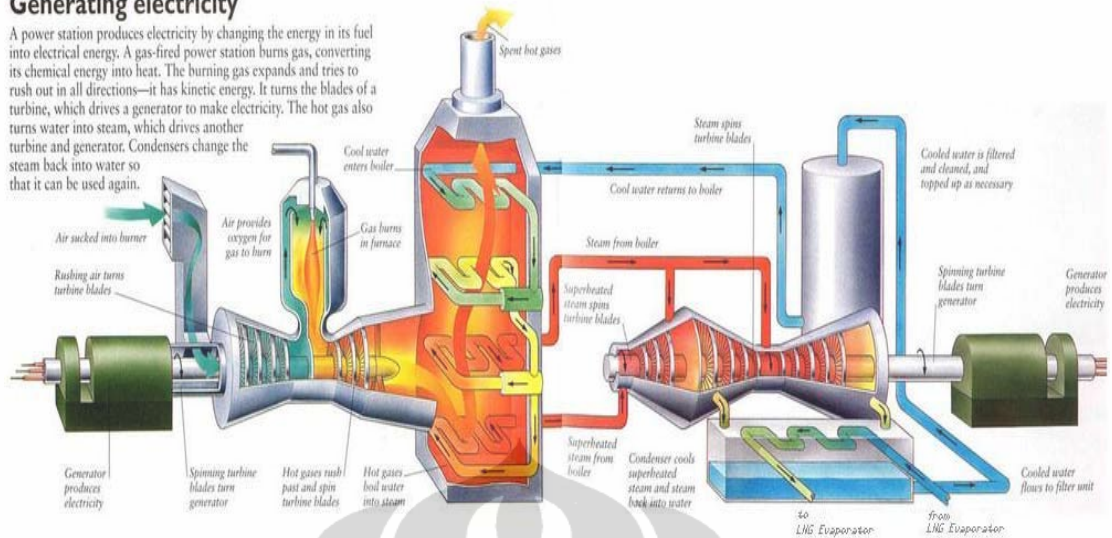
Efek pendinginan LNG yang diserap pada unit kondensor sistem pendinginan pembangkit listrik akan mengurangi efek panas gas buang yang ditimbulkan oleh boiler.

2.5. SISTEM PADA PEMBANGKIT LISTRIK

Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG) dewasa ini sudah menggunakan sistem co-generation, sama halnya dengan pembangkit listrik tenaga lainnya. Panas buang yang dihasilkan dari turbin utama (gas turbine) dimanfaatkan sebagai pemanas air (pada boiler) yang kemudian air berubah menjadi uap air (steam) dan menghasilkan tekanan yang digunakan sebagai tenaga penggerak turbin kedua (steam turbine). Uap air hasil buangan dari steam turbine dialirkan kedalam Unit Kondenser dan di Re-condition kembali untuk disirkulasikan kedalam boiler. Air tersebut juga sebagai pereda temperatur tinggi yang dikandung gas buang, sehingga gas buang yang dilepas ke udara tidak melebihi ambang batas.

Generating electricity

A power station produces electricity by changing the energy in its fuel into electrical energy. A gas-fired power station burns gas, converting its chemical energy into heat. The burning gas expands and tries to rush out in all directions—it has kinetic energy. It turns the blades of a turbine, which drives a generator to make electricity. The hot gas also turns water into steam, which drives another turbine and generator. Condensers change the steam back into water so that it can be used again.



Gambar 2.14 Tipikal Sistem Pendinginan Turbin Gas (18)

2.6. KEEKONOMIAN

Terminal penerima LNG atau terminal regasifikasi LNG dirancang sesuai dengan kondisi lahan dan yang utama adalah potensi konsumen diwilayah tersebut serta berdekatan dengan jaringan pipa transmisi/distribusi gas untuk menyalurkan gas hasil regasifikasi. Dengan demikian dari kondisi tersebut biaya kapital pembangunan terminal dapat bervariasi, namun Rule of Thumb dari komponen-komponen biaya pembangunan terminal penerima LNG secara estimasi adalah sebagai berikut:

Tabel 2.4 Komponen Biaya Terminal Regasifikasi LNG (17)

<i>Komponen</i>	<i>Persentase</i>
Dermaga	11
Tangki	45
Proses	24
Utilitas	16
Fasilitas umum	4
Total	100

Pada umumnya fasilitas termasuk kapasitas penyimpanan mampu untuk menampung volume cargo (LNG) lebih dari satu tanker. Sebuah tanki penyimpanan full containment mampu menyimpan hingga 65 metrik ton LNG, atau setara dengan kapal berukuran 145.000 m³, dan membutuhkan biaya US\$ 180 hingga mencapai 240 juta.

Untuk unit regasifikasi biaya operasionalnya berada pada kisaran US\$ 15 juta/Bcf/hari untuk teknologi Submerged Combustion Vaporiser (SVC), bahkan untuk teknologi Open Rack Vaporisers (ORV) biaya operasionalnya lebih besar lagi, yakni US\$ 40 juta/Bcf/hari. Biaya untuk fraksinasi atau injeksi nitrogen atau udara berkisar antara US\$ 30 hingga 60 juta. Biaya total terminal darat dengan dua buah tanki penyimpanan dengan kapasitas penyaluran 1 Bcf/hari adalah sekitar US\$ 500 juta.

Variabel lainnya suatu terminal Biaya regasifikasi termasuk didalamnya biaya operasional dan administratif serta pemeliharaan, begitu pula energi untuk sistem pemompaan dan kompresor, dan Dengan adanya sistem evaporasi terpadu yang meng-integrasikan pada unit kondenser PLTG, maka tidak lagi memerlukan bahan bakar untuk me-regasifikasikan LNG, yang pada umumnya menggunakan 1,5% gas sebagai bahan bakar. Sehingga dapat dihemat biaya operasi sebesar lebih kurang US\$ 0.17/MCF.

2.6.1 Estimasi Biaya Modal dan Operasional

Berdasarkan biaya kapital secara umum ada beberapa faktor yang mempengaruhi biaya kapital, antara lain:

- Biaya proyek pembangunan terminal tergantung pada kondisi lahan.
- Pembangunan pelabuhan dapat efektif apabiladidukung dengan kondisi geologi kelautan yang baik, serta kondisi daratan yang memudahkan untuk dibangunnya trestle/dermaga.
- Biaya pembangunan tanki penyimpanan merupakan suatu prosentase besar dari biaya terminal. Tipe sistem kontainmen dan kapasitasnya serta jumlah tanki akan berpengaruh besar pada total biaya.

- Regulasi dan Kode yang digunakan akan mempengaruhi pembangunan proyek.
- Infrastruktur yang eksisting dapat mendukung penghematan biaya investasi proyek.

2.6.1.1 Biaya Modal

Secara garis besar kondisi pembangunan terminal penerima LNG di Indonesia, khususnya wilayah Jakarta tidak banyak berbeda dengan kondisi pembangunan terminal penerima LNG di wilayah Asia yang memiliki dua musim. Informasi seputar perkembangan pembangunan dan teknologi regasifikasi akan menjadi suatu keputusan yang baik. Kondisi lahan dan pelabuhan, tipe tanki penyimpanan dan kode/standar memberikan kontributor yang besar yang mempengaruhi biaya investasi termasuk sistem evaporasi yang dipergunakan. Seperti terlihat pada tabel berikut yang menggambarkan rincian data biaya.

Tabel 2.5 Rincian Biaya Investasi Terminal dengan Lokasi Asia Selatan (19)

No	ITEM	BIAYA (juta USD)	Persentase (%)
1.	Jetty, topworks, trestle	48	11,0
2.	LNG tanks	113	25,9
3.	Vaporization, boil-off handling, pumpout	93	21,3
4.	Utilitas, offsites, fire & safety	49	11,2
5.	Allowance for land	1	0,2
6.	Allowance for small township	7	1,6
7.	Owner's project management team	15	3,4
8.	Allowance for new port, including breakwater	110	25.2
	TOTAL	436	100

Dari kondisi tersebut di atas disesuaikan dengan kondisi yang berbeda, dengan mengurangi investasi pada sistem vaporizer dan beberapa fasilitas tambahan.

Tabel 2.6 Rincian Biaya Investasi Terminal dengan Konfigurasi Berbeda (8)

No	ITEM	BIAYA (juta USD)	Persentase (%)
1.	Jetty, topworks, trestle	48	18,75
2.	LNG tanks	113	44,14
3.	Vaporization, boil-off handling, pumpout	30	11,71
4.	Utilitas, offsites, fire & safety	49	19,14
5.	Allowance for land	1	0,40
6.	Owner's project management team	15	5,86
	TOTAL	436	100

2.6.1.2 Biaya Operasi

Komponen-komponen biaya operasi antara lain:

- Biaya listrik operasional terminal maupun bahan bakar yang digunakan.
- Biaya perawatan, termasuk perbaikan peralatan, bahan yang habis dipakai dan biaya perawatan. Kategori ini juga bervariasi dari suatu fasilitas dengan lainnya tapi atas suatu perbandingan range kecil terhadap biaya personal. Untuk tujuan perencanaan, perawatan plant dapat diasumsikan 1% dari biaya plant replacement.
- Biaya operasional kelautan/perairan, disesuaikan dengan luas areal. Sebagai contoh dengan suatu pelabuhan LNG khusus diperkirakan sekitar USD. 6 juta per tahun, berikut perawatan tug boat.
- Biaya personal berupa gaji dan upah, keuntungan dan lain-lain. Untuk staff manajemen, operasional dan administrasi yang berhubungan dengan Terminal. Hal ini tergantung standar upah regional, karena perbedaan dalam struktur kepegawaian dan dalam skala gaji.
- Biaya operasi lainnya seperti asuransi, pajak properti, dan lain-lain dan harus diperhitungkan berdasarkan kondisi lokal rate.

2.7.1.3 Analisa Keekonomian

Layak atau tidaknya pembangunan terminal receiving LNG dengan mempertimbangkan kelayakan faktor teknis dan ekonomi. Dalam perhitungan

kelayakan keekonomian ini digunakan dua jenis analisis secara mikro dan analisis makro. Dalam analisis mikro, tingkat keuntungan suatu proyek biasanya diukur dengan indikator net present value (nilai bersih sekarang), internal rate of return (IRR), dan periode pengembalian (pay back period, PBP). Sedangkan analisis makro dilakukan dengan meninjau Benefit Cost Ratio (B/C Ratio). Parameter untuk menilai kelayakan ekonomi adalah sebagai berikut:

- Net Present Value (NPV)

NPV merupakan selisih antara pendapatan dengan biaya-biaya (termasuk pajak) yang dikeluarkan dalam tahun buku tertentu yang mencerminkan tingkat penyusutan nilai uang akibat faktor finansial seperti inflasi. NPV menunjukkan nilai absolut keuntungan dari modal yang diinvestasikan diproyek.

$$NPV = \sum_{i=0}^T \frac{X_i}{(1+i)^i} \dots\dots\dots(2.1)$$

dengan penjabaran sebagai berikut

$$NPV = X_0 + \frac{X_1}{(1+i)} + \frac{X_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{X_N}{(1+i)^N} \dots\dots\dots(2.2)$$

dimana

NPV = Net Present Value / nilai bersih sekarang suatu proyek

X₀ = Cashflow / arus kas berdasarkan tahun

X_{1, 2, ..n} = Cashflow/ arus kas pada tahun 1, 2,n

i = faktor diskon, discount rate-i

N = tahun buku

- Internal Rate of Return (IRR)

Merupakan indikator yang menunjukkan kemampuan pengembalian investasi suatu proyek yang dapat diekspresikan dengan rumus berikut:.

$$\sum_{i=0}^f \frac{X_i}{(1+RO)^i} = 0 \dots\dots\dots(2.3)$$

Dimana:

X_t = Cashflow ditahun ke -t

i = suku bunga (discount rate)

Dengan semakin besar IRR maka proyek akan semakin baik. Di dalam evaluasi proyek nilai IRR yang dibandingkan dengan nilai MARR (Minimum Attractive Rate of Return) seperti yang dikehendaki Badan Usaha. Jika IRR lebih besar atau sama dengan MARR maka proyek dinilai layak dieksekusi, demikian pula sebaliknya. Nilai MARR proyek telah mengakomodasi faktor biaya modal, resiko dan tingkat keuntungan yang dikehendaki, atau

$$MARR = \text{cost of capital} + \text{risk premium} + \text{profit margin}$$

Biaya modal (cost of capital) merupakan biaya dana yang dipakai untuk proyek, yang bersumber dari dana internal perusahaan (baik dari akumulasi keuntungan maupun penerbitan saham baru) maupun dari pinjaman (perbankan atau obligasi). Semakin mahal biaya dana maka MARR akan semakin besar. Dalam kondisi tertentu biaya modal merupakan optimasi dari sumber-sumber dana yang ada untuk memberikan biaya modal yang optimum.

- Periode Pengembalian Proyek (Pay Back Period)

Disebut juga pay out time (POT) suatu proyek yang didefinisikan sebagai periode dimana akumulasi penerimaan sama dengan akumulasi biayanya. Periode pengembalian dihitung dengan mengakumulasikan Cashflow sama dengan nol maka periode pengembalian telah tercapai. Secara matematis periode pengembalian dirumuskan sebagai berikut:

$$\sum_{t=0}^{t=POT} X_t = 0 \dots\dots\dots(2.4)$$

Dimana:

Xt = Cashflow pada tahun t

POT = Periode pengembalian proyek

t = Tahun buku berjalan

Periode pengembalian merupakan lama waktunya modal investasi dapat kembali, semakin cepat modal kembali maka attractiveness proyek akan semakin baik, demikian pula sebaliknya

- Benefit Cost Ratio (B/C Ratio)

B/C Ratio merupakan perbandingan antara keuntungan yang diperoleh dengan biaya yang dikeluarkan (biaya investasi dan biaya operasi). Secara matematis Benefit Cost Ratio menggunakan persamaan sebagai berikut:

$$\text{Ratio B/C} = \frac{\text{PV Pendapatan Bersih}}{\text{PV Investasi}} \dots\dots\dots(2.5)$$

Dengan semakin besarnya harga ratio B/C, maka investasi semakin layak untuk proyek tersebut. Adapun pilihan untuk melakukan investasi jika harga ratio B/C > 1, bila ratio B/C =1 maka Badan Usaha tidak memperoleh perbedaan dalam hal memilih untuk berinvestasi namun jika ratio B/C < 1 maka lebih baik tidak berinvestasi.