



TUGAS AKHIR - MO 141326

**STUDI KEEKONOMIAN PEMBANGUNAN
FASILITAS KONVERSI ENERGI PANAS LAUT 50
MW DI PERAIRAN INDONESIA**

AHMAD IKLIL MUNA
NRP. 043 1114 0000 058

DOSEN PEMBIMBING
Dr. Ir. Wisnu Wardhana, S.E., M.Sc.
Dr. Eng. Shade Rahmawati S.T., M.T.

DEPARTEMEN TEKNIK KELAUTAN
FAKULTAS TEKNOLOGI KELAUTAN
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER
2019



FINAL PROJECT - M0 141326

**ECONOMIC STUDY ON THE ESTABLISHMENT OF
50 MW OCEAN THERMAL ENERGY CONVERSION
FACILITY IN INDONESIAN WATER**

AHMAD IKLIL MUNA
NRP. 043 1114 0000 058

SUPERVISOR

Dr. Ir. Wisnu Wardhana, S.E., M.Sc.
Dr. Eng. Shade Rahmawati S.T., M.T.

DEPARTEMEN OF OCEAN ENGINEERING
FACULTY OF MARINE TECHNOLOGY
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER
2019

LEMBAR PENGESAHAN

STUDI KEEKONOMIAN PEMBANGUNAN FASILITAS KONVERSI ENERGI PANAS LAUT 50 MW DI PERAIRAN INDONESIA

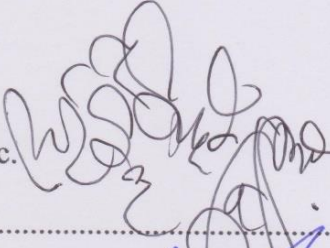
TUGAS AKHIR

Diajukan untuk Memenuhi Salah Satu Syarat Memperoleh Gelar Sarjana Teknik
pada Program S1 Departement Teknik Kelautan
Fakultas Teknologi Kelautan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya


Oleh

Ahmad Iklil Muna
NRP 0431114000058

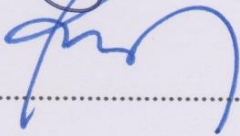
Disetujui oleh :

Dr. Ir. Wisnu Wardhana, S.E., M.Sc.  (Pembimbing I)

Dr. Eng. Shade Rahmawati S.T., M.T.  (Pembimbing II)

Prof. Ir. Eko Budi Djatmiko, M.Sc., Ph.D.  (Penguji I)

Ir. Murdjito, M.Sc. Eng  (Penguji II)

Dr. Eng. Rudi Walujo P, S.T., M.T.  (Penguji III)

Surabaya, Juli 2019

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

**STUDI KEEKONOMIAN PEMBANGUNAN FASILITAS
KONVERSI ENERGI PANAS LAUT 50 MW DI PERAIRAN
INDONESIA**

Nama Penulis : **Ahmad Iklil Muna**
NRP : **043 1114 0000 058**
Jurusan : **Departement Teknik Kelautan,
Fakultas Teknologi Kelautan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember**
Dosen Pembimbing : **1. Dr. Ir. Wisnu Wardhana, S.E., M.Sc.
2. Dr. Eng. Shade Rahmawati S.T., M.T.**

ABSTRAK

Kebutuhan energi listrik semakin meningkat setiap tahunnya seiring dengan pertumbuhan ekonomi dan penduduk di Indonesia. Sementara itu, pembangkit listrik di Indonesia masih didominasi oleh pembangkit berbahan bakar fosil yang tidak dapat diperbaharui dan tidak ramah lingkungan. Pengembangan pembangkit dengan sumber energi baru terbarukan (EBT) yang murah, mudah dijangkau, dan ramah lingkungan sangat perlu untuk dilakukan. Sumber energi panas laut yang melimpah memiliki potensi yang sangat besar dalam pemenuhan kebutuhan energi nasional. Dalam studi ini didapatkan konsep desain fasilitas konversi energi panas laut (OTEC) 50 MW untuk perairan Provinsi Banten. Biaya modal dan pengeluaran fasilitas OTEC diidentifikasi berdasarkan konsep desain yang telah dibuat. Dari analisis biaya kemudian digabungkan dengan skema investasi fasilitas OTEC untuk didapatkan biaya listrik terlevelisasi (LCOE).

Kata Kunci: Energi, Panas Laut, OTEC, Kelistrikan, Ekonomi

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

ECONOMIC STUDY ON THE ESTABLISHMENT OF 50 MW OCEAN THERMAL ENERGY CONVERSION FACILITY IN INDONESIAN WATER

Name : Ahmad Iklil Muna
Student Number : 043 1114 0000 058
Departement : Teknik Kelautan,
Fakultas Teknologi Kelautan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Supervisor : 1. Dr. Ir. Wisnu Wardhana, S.E., M.Sc.
2. Dr. Eng. Shade Rahmawati S.T., M.T.

ABSTRACT

Electricity energy needs are increasing every year along with economic growth and population in Indonesia. Meanwhile, electricity generation in Indonesia is still dominated by fossil fuel plants that are not renewable and not environmentally friendly. The development of plants with new renewable energy sources that are cheap, easy to reach, and environmentally friendly is very necessary to do. Abundant ocean thermal energy resources have enormous potential in meeting national energy needs. In this study the design concept of a 50 MW ocean thermal energy conversion facility (OTEC) was obtained for the waters of Banten Province. Capital costs and expenses for OTEC facilities are identified based on the design concept that has been made. From the cost analysis, it is then combined with the investment scheme to obtain levelized cost of electricity (LCOE) of OTEC facility in this study.

Keywords: Energy, Ocean Thermal, OTEC, Electricity, Economics

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

KATA PENGANTAR

Puji syukur senantiasa penulis panjatkan kehadiran Allah SWT karena atas segala karunia yang diberikan pada pengerjaan Tugas Akhir dengan Judul “**Studi Keekonomian Pembangunan Fasilitas Konversi Energi Panas Laut 50 MW Di Perairan Indonesia**”. terselesaikannya Tugas Akhir ini tentunya tidak terlepas dari peran berbagai pihak yang telah mendukung penulis, baik secara langsung maupun tidak langsung.

Laporan tugas akhir ini disusun dengan baik dan mendapatkan bantuan dari berbagai pihak sehingga dapat memperlancar proses pengerjaan tugas akhir ini. Untuk itu penulis menyampaikan terima kasih kepada semua pihak yang telah berkontribusi dalam pembuatan tugas akhir ini.

Penulis menyadari sepenuhnya bahwa masih ada kekurangan baik dari segi susunan kalimat, tata bahasa dan metode pengerjaan tugas akhir ini. Penulis dengan tangan terbuka menerima segala saran dan kritik dari pembaca agar dapat memperbaiki laporan tugas akhir.

Akhir kata, penulis berharap semoga laporan tugas akhir ini dapat memberikan manfaat terhadap pembaca.

Surabaya, Juli 2019
Penulis

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengungkapkan rasa terima kasih yang sebesar-besarnya kepada semua pihak dibawah ini yang telah memberikan bantuan kepada penulis baik secara langsung maupun tidak langsung sehingga Tugas Akhir ini dapat terselesaikan dengan baik.

1. Orang tua dan keluarga besar penulis yang telah memberikan bantuan dukungan baik secara lahir maupun batin.
2. Bapak Wisnu Wardhana dan Ibu Shade Rahmawati selaku dosen pembimbing yang telah memberikan bimbingan dan arahan dalam pengerjaan tugas akhir ini.
3. Bapak Rudi Waluyo Prastianto selaku Kepala Departemen Teknik Kelautan ITS, Bapak Hasan Ikhwani dan Bapak Herman Pratikno selaku Kepala dan Sekretaris Prodi S1 Departemen Teknik Kelautan ITS yang sudah memberi banyak bantuan dalam menyelesaikan pendidikan di ITS.
4. Bapak Haryanto yang senantiasa mengingatkan penulis dalam memenuhi persyaratan kelulusan dan Karyawan Tata Usaha Departemen Teknik Kelautan ITS lainnya atas bantuan administrasi yang diberikan.
5. Bapak dan Ibu pengajar di Departemen Teknik Kelautan ITS yang telah memberikan banyak ilmu, pendidikan dan pengalaman.
6. Fara Nihayatul Husna dan Anisa Lukista Purbowo yang senantiasa menemani, memberikan semangat dan banyak membantu penulis dalam menyelesaikan tugas akhir ini.
7. Pihak-pihak lain yang turut membantu, yang tidak mungkin saya sebutkan satu persatu di sini.

Surabaya, Juli 2019
Penulis

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

DAFTAR ISI

JUDUL	i
LEMBAR PENGESAHAN	Error! Bookmark not defined.
ABSTRAK	v
ABSTRACT	vii
KATA PENGANTAR	ix
UCAPAN TERIMAKASIH	xi
DAFTAR ISI	xiii
DAFTAR GAMBAR	xv
DAFTAR TABEL	xvii
DAFTAR LAMPIRAN	xix
BAB 1 PENDAHULUAN	21
1.1 Latar Belakang	21
1.2 Perumusan Masalah	24
1.3 Tujuan	24
1.4 Manfaat	24
1.5 Sistematika Penulisan Tugas Akhir	24
BAB 2 TINJAUAN PUSTAKA	27
2.1 Tinjauan Pustaka	27
2.2 Landasan Teori	28
2.2.1 Ekonomi Teknik	28
2.2.2 Metode Perbandingan	29
2.2.3 <i>Present Worth</i>	29
2.2.4 <i>Annual Worth</i>	30
2.2.5 <i>Payback Period</i>	30
2.2.6 <i>Internal Rate of Return</i>	30
2.2.7 <i>Sensitifity and Breakeven</i>	31
2.2.8 Penilaian Biaya	31
2.2.9 Estimasi Biaya	32
2.2.10 Pengertian Umum Fasilitas OTEC (<i>Ocean Thermal Energy Conversion</i>)	32

2.2.11 Tipe Fasilitas OTEC.....	34
2.2.12 Fluida Kerja.....	35
2.2.13 Kriteria Lokasi untuk Fasilitas OTEC.....	36
2.2.14 Perhitungan Daya Listrik Bruto Fasilitas OTEC	36
2.2.15 Perhitungan Daya Bersih Fasilitas OTEC.....	37
2.2.16 Biaya Modal Fasilitas OTEC	37
2.2.17 Biaya Operasi Fasilitas OTEC	38
2.2.18 Biaya Produksi Listrik Terlevel (<i>Levelized Cost of Electricity Production/ COE</i>)	38
BAB 3 METODOLOGI PENELITIAN	41
3.1 Metode Penelitian	41
3.2 Prosedur Penelitian	42
3.3 Analisis Hasil dan Kesimpulan.....	45
BAB 4 ANALISIS DAN PEMBAHASAN	47
4.1 Lokasi Studi	47
4.2 Konsep Desain	48
4.2.1 Heat Exchanger	50
4.2.2 Generator Turbin.....	52
4.2.3 Sistem Saluran Air	52
4.2.4 Platform.....	54
4.2.5 Sistem Tambat dan Kabel Bawah Laut.....	55
4.3 Biaya Modal.....	56
4.4 Biaya Pengeluaran	56
4.5 Analisis Keekonomian	57
BAB 5 KESIMPULAN DAN SARAN	59
5.1 Kesimpulan	59
5.2 Saran	59
DAFTAR PUSTAKA.....	61
LAMPIRAN	

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1 Kapasitas Terpasang Pembangkit Tenaga Listrik Nasional 2015 ...	21
Gambar 1.2 Bauran Energi Primer Tahun 2014 dan Proyeksi dari KEN 2025-2050	22
Gambar 2.1 Profil temperatur air di laut (Marinebio, 2017)	33
Gambar 2.2 Peta Dunia Perbedaan Suhu Air Laut pada Permukaan dan pada Kedalaman 1000 m (WOA, 2016)	34
Gambar 2.3 Diagram siklus tertutup OTEC	35
Gambar 2.4 Diagram siklus terbuka OTEC	35
Gambar 3.1 Diagram alir penelitian	41
Gambar 4.1 Peta Potensi Energi Panas Laut (P3GL dan ASELI 2014)	47
Gambar 4.2 Profil Temperatur Berdasarkan Kedalaman Tahun 2007-2018 di Selatan Provinsi Banten (NOAA, 2018).....	48
Gambar 4.3 Jarak Lokasi PLTPL Provinsi Banten 10,91 km (Navionics, 2019)	48
Gambar 4.4 Proses pada Sistem OTEC Siklus Tertutup	49
Gambar 4.5 Ilustrasi Tangga Temperatur OTEC	50

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

DAFTAR TABEL

Tabel 1.1 Hasil perhitungan potensi energi laut (Balitbang ESDM dan ASELI dalam Mukhtasor, 2015).....	23
Tabel 2.1 Fasilitas OTEC yang Sedang Beroperasi Saat Ini	27
Tabel 3.1 Data Kriteria Pemilihan Lokasi dan Total Skor Kriteria.....	43
Tabel 4.1 Perhitungan Luas Permukaan Heat Exchanger	51
Tabel 4.2 Dimensi Sistem Aliran Air	54
Tabel 4.3 Perbandingan Platform untuk Fasilitas OTEC (CRRC, 2009).....	54
Tabel 4.4 Biaya Modal Fasilitas OTEC	56
Tabel 4.5 Biaya Operasional Fasilitas OTEC (Martel dkk, 2012)	57
Tabel 4.6 Analisis Keekonomian Fasilitas OTEC.....	58

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN A PEMILIHAN LOKASI STUDI

LAMPIRAN B LOKASI STUDI

LAMPIRAN C KONSEP DESAIN

LAMPIRAN D DETAIL BIAYA MODAL FASILITAS OTEC.

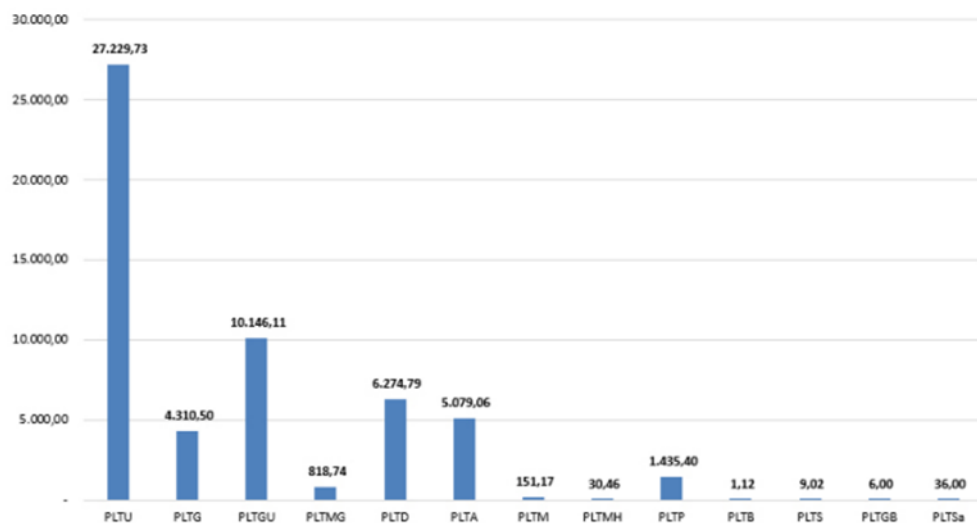
(Halaman ini sengaja dikosongkan)

BAB 1

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Kebutuhan tenaga listrik semakin meningkat seiring dengan pertumbuhan penduduk dan ekonomi di Indonesia. Selama tahun 2009 hingga 2014, penjualan tenaga listrik PLN meningkat dengan rata-rata 7,8% per tahun. Selama rentang waktu tersebut, PLN juga memiliki penambahan sekitar 3 juta pelanggan tiap tahunnya (PLN, 2015). Akan tetapi, ternyata masih banyak wilayah di Indonesia yang masih belum teraliri listrik. Pada tahun 2014, rasio elektrifikasi nasional masih sekitar 84,35%. Sehingga masih menyisakan sekitar 40 juta penduduk atau sekitar 10 juta rumah tangga yang belum menikmati fasilitas listrik. Rasio elektrifikasi terparah ada di Papua dengan rasio 43,46% dan disusul oleh NTT dengan rasio 58,91% (Dirjen Ketenagalistrikan, 2015).



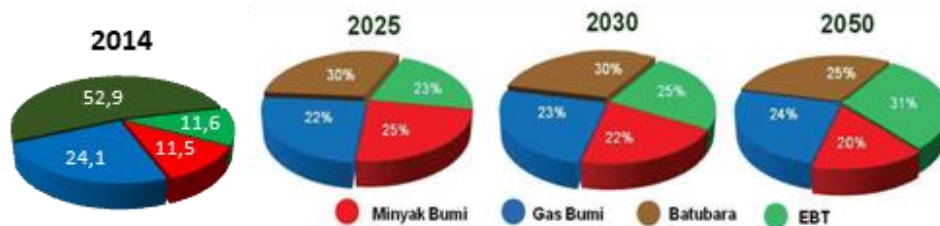
Gambar 1. 1 Kapasitas Terpasang Pembangkit Tenaga Listrik Nasional 2015

(Dirjen Ketenagalistrikan, 2016)

Sebagian besar pembangkit listrik di Indonesia masih di dominasi oleh pembangkit berbahan bakar fosil yang tidak dapat diperbaharui seperti pada Gambar 2.1. Harga minyak dunia yang fluktuatif dan semakin meningkat akibat berkurangnya cadangan juga mempengaruhi harga dari bahan bakar fosil lain seperti batu bara dan gas. Kapasitas produksi bahan bakar minyak

dan gas di Indonesia belum bisa mencukupi kebutuhan nasional, sehingga opsi impor masih dilakukan. Hal ini menyebabkan membengkaknya biaya produksi listrik, sehingga dalam RAPBN 2017, pemerintah masih harus mengeluarkan subsidi listrik sebesar 44,98 triliun rupiah.

Pembangkit listrik berbahan bakar fosil juga menimbulkan efek negatif bagi lingkungan. Hasil dari pembakaran mengeluarkan gas CO₂ yang menjadi penyebab bagi pemanasan global. Pada tahun 2012 saja, emisi CO₂ akibat pemanfaatan energi di sektor listrik mencapai 155,75 juta ton (Dewan Energi Nasional, 2015). Aktifitas penambangan batu bara yang saat ini dilakukan juga banyak merusak hutan. Dari beberapa fakta yang ada dalam kondisi penyediaan energi di Indonesia di atas, pengembangan pembangkit dengan sumber energi baru terbarukan (EBT) yang murah, mudah dijangkau, dan ramah lingkungan sangat perlu untuk dilakukan.



Gambar 1. 2 Bauran Energi Primer Tahun 2014 dan Proyeksi dari KEN 2025-2050

(Dewan Energi Nasional, 2015)

Saat ini, pemerintah memiliki kebijakan yang sangat mendukung dalam pengembangan EBT. Hal tersebut seperti yang tertuang dalam Peraturan Pemerintah No. 79 Tahun 2014 tentang Kebijakan Energi Nasional (KEN) yang menyatakan bahwa pengelolaan energi didasarkan pada prinsip keadilan, berkelanjutan, dan berwawasan lingkungan guna terciptanya kemandirian energi dan ketahanan energi nasional. Dalam proyeksi bauran energi primer dalam KEN, sumber EBT mengalami peningkatan dari 11,6% di tahun 2014 menjadi 23% di tahun 2050 (Gambar 2.2).

Salah satu dari EBT yang menjanjikan untuk ketahanan energi di Indonesia adalah energi laut. Ada sekitar lima macam energi laut yang bisa dimanfaatkan yaitu : 1) pasang surut, 2) arus laut, 3) gelombang laut, 4) panas laut, dan 5) perbedaan panas. Energi laut sangat berpotensi di Indonesia

karena notabene sebagian besar wilayah Indonesia adalah laut dan pulau-pulau tersebar serta terpisah diantara lautan.

Tabel 1. 1 Hasil Perhitungan Potensi Energi Laut (Balitbang ESDM dan ASELI dalam Mukhtasor, 2015)

Sumber Energi	Potensi Teoritis (MW)	Potensi Teknis (MW)	Potensi Praktis (MW)
Panas laut	4.247.389	136.669	41.001
Arus laut	287.822	71.955	17.989
Gelombang laut	141.472	7.985	1.995
Total	4.676.683	216.609	60.985

Dalam tulisan ini, penulis akan mencoba untuk mengulas lebih dalam tentang pemanfaatan panas laut sebagai sumber energi listrik atau biasa disebut Ocean Thermal Energi Conversion (OTEC). Panas laut memiliki potensi energi yang paling besar di Indonesia dibandingkan dengan jenis energi laut lainnya. Balitbang ESDM dan Asosiasi Energi Laut Indonesia (ASELI) tahun 2014 memperkirakan potensi teoritis energi panas laut sekitar dari 4,2 juta MW (Tabel 2.1). OTEC memiliki beberapa keunggulan seperti yang berhasil dirangkum oleh Makai Ocean Engineering (2016) :

- OTEC menyediakan tenaga yang konstan dan stabil selama 24 jam seminggu dan setahun penuh tanpa membutuhkan penyimpanan energi.
- OTEC skala besar terletak di lepas pantai dan tidak akan bersaing untuk lahan, makanan atau air bersih.
- Sumber daya OTEC secara global cukup besar untuk memproduksi 4 kali kebutuhan listrik penduduk dunia.
- Satu OTEC skala komersial di lepas pantai dapat mencegah pembakaran kira-kira 1,3 juta barrel minyak setiap tahun, memproduksi listrik dengan harga kira-kira 0,2 dollar/KWh dan mencegah emisi CO₂ hingga setengah juta ton setiap tahun (setara lebih dari 100 ribu kendaraan).

1.2 Perumusan Masalah

Berdasarkan latar belakang di atas, rumusan masalah dari penelitian ini adalah sebagai berikut :

1. Bagaimana konsep desain fasilitas konversi energi panas laut 50 MW di Perairan Indonesia?
2. Berapa harga listrik per kWh untuk investasi fasilitas konversi energi panas laut 50 MW di Perairan Indonesia?

1.3 Tujuan

Adapun tujuan dari penelitian tugas akhir ini adalah :

1. Mengetahui konsep desain fasilitas konversi energi panas laut 50 MW di Perairan Indonesia
2. Mengetahui harga listrik per kWh untuk investasi fasilitas konversi energi panas laut 50 MW di perairan Indonesia?

1.4 Manfaat

Manfaat tugas akhir ini adalah sebagai referensi atau masukan untuk pihak galangan yaitu mengetahui perkiraan waktu, biaya total penyelesaian proyek, serta strategi untuk meminimalisir kerugian dalam proyek perbaikan kapal perang. Selain itu penelitian ini dapat digunakan referensi bagi peneliti selanjutnya.

1.5 Sistematika Penulisan Tugas Akhir

Sistematika penulisan tugas akhir ini adalah sebagai berikut:

Bab I pendahuluan. Bab ini menjelaskan tentang latar belakang penelitian, rumusan masalah, tujuan penelitian, manfaat yang diperoleh setelah dilakukan penelitian, batasan masalah penelitian yang meliputi batasan-batasan yang digunakan dan penggunaan asumsi yang diperlukan agar penelitian ini lebih fokus, serta sistematika penulisan laporan tugas akhir.

Bab II tinjauan pustaka dan dasar teori. Pada bab ini berisi tentang teori-teori yang digunakan sebagai dasar yang kuat dan sebagai sarana untuk mempermudah pembaca dalam memahami konsep yang digunakan dalam penelitian. Teori-teori yang digunakan pada penelitian tugas akhir bersumber dari berbagai literatur, penelitian sebelumnya, jurnal, dan artikel. Selain itu,

dijelaskan pula tentang metode atau pendekatan mengenai tema tugas akhir ini.

Bab III metodologi penelitian. Menjelaskan tentang alur pengerjaan tugas akhir. Tahapan-tahapan tersebut yaitu mulai dari latar belakang dan perumusan masalah, pengumpulan data, pemilihan skenario lokasi fasilitas OTEC, biaya modal, biaya operasi serta Analisis keekonomian fasilitas OTEC.

Bab IV Analisis dan pembahasan. Bab ini memuat tentang emaparan tentang skenario pemilihan lokasi OTEC, perhitungan biaya modal, ekonomi serta Analisis keekonomian fasilitas OTEC .

Bab V kesimpulan dan saran. Membahas kesimpulan dari hasil Analisis yang telah selesai dilakukan, pemberian saran untuk pihak yang terkait tugas akhir ini dan penelitian selanjutnya.

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

BAB 2

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Tinjauan Pustaka

Saat ini, proyek OTEC terbesar masih pada fasilitas 1 MW yang terletak di Hawaii yang berjalan dari 1993 hingga 1998. Ada beberapa fasilitas 10 MW yang saat ini masih dalam berbagai tahap perkembangan dan direncanakan beroperasi pada 2015 lalu. Berikut beberapa proyek OTEC yang saat ini sedang beroperasi pada Tabel 3.1.

Tabel 2. 1 Fasilitas OTEC yang Sedang Beroperasi Saat Ini

No	Lokasi	Operator	Kapasitas	Ket
1	Saga, Japan	Xenesys & Saga University	30 kW	beroperasi sejak 1980 untuk tujuan riset dan pengembangan
2	Gosung, Korea	KRISO	20 kW	beroperasi sejak 2012 untuk tujuan riset dan pengembangan
3	Réunion Island, France	DCNS	15 kW	beroperasi sejak 2012 untuk tujuan riset dan pengembangan
4	Kumejima, Japan	Xenesys & Saga University	100 KW	sudah terkoneksi dengan grid, beroperasi sejak 2013 untuk tujuan riset, pengembangan dan produksi listrik
5	Hawaii, US	Makai Ocean Engineering	105 kW	sudah terkoneksi dengan grid, beroperasi sejak 2015 untuk tujuan riset, pengembangan dan produksi listrik

Kajian mengenai fasilitas OTEC sudah banyak dilakukan di dunia dan sangat beragam. Pada tahun 2007, Nihous melakukan penilaian awal mengenai sumber daya OTEC yang menjelaskan mengenai bagaimana faktor-faktor yang berpengaruh terhadap kinerja fasilitas OTEC.

Vega (2010) mempublikasikan desain pendahuluan fasilitas OTEC 50 MW untuk memproduksi listrik dan air tawar sekaligus melakukan penilaian ekonominya dengan studi kasus di Hawaii, Amerika Serikat. Souza dan Marques (2015) melakukan studi mengenai potensi OTEC di wilayah selatan Brazil.

Mega, dkk (2015) melakukan studi potensi OTEC di Indonesia dengan melakukan pemetaan perbedaan suhu di beberapa wilayah dan menghitung efisiensi dari fasilitas OTEC yang akan diterapkan. Sedangkan, Morales, dkk (2013) melakukan studi yang hampir sama yang dilakukan untuk wilayah Kolombia.

2.2 Landasan Teori

2.2.1 Ekonomi Teknik

Ada tahapan yang harus dilalui untuk menemukan solusi yang tepat dari suatu permasalahan. Tahap pertama adalah bisa menentukan solusi mana yang secara teknis memungkinkan untuk dilakukan. Pada tahap ini, seorang insinyur melakukan penilaian-penilaian teknis untuk membuat alternatif-alternatif solusi dari permasalahan. Tahapan selanjutnya adalah menentukan yang terbaik dari beberapa alternatif yang secara teknis memungkinkan. Hal ini bisa menjadi suatu tantangan tersendiri bagi seorang insinyur, karena melibatkan faktor-faktor lain yang lebih luas. Faktor tersebut bisa berupa faktor biaya, risiko, manfaat, dan lain-lain.

Ekonomi teknik adalah salah satu cabang ilmu pengetahuan yang bisa membantu seorang insinyur dalam menentukan pilihan yang secara ekonomi terbaik dari beberapa alternatif (Frawser dan Jewkes, 2013). Definisi lain dari ekonomi teknik adalah sebagai sains yang berhubungan

dengan teknik Analisis kuantitatif yang berguna dalam memilih alternatif yang tepat dari beberapa alternatif yang secara teknis memungkinkan. Pemahaman mengenai biaya dan keuntungan masih menjadi hal yang utama dalam ekonomi teknik. Akan tetapi, kompleksnya problem yang ada dalam realita memberikan batasan-batasan dalam cakupan perhitungan ekonomi teknik yang juga harus dipertimbangkan.

2.2.2 Metode Perbandingan

Metode perbandingan adalah metode untung mengevaluasi dan membandingkan suatu proyek atau kesempatan investasi (Frawser dan Jewkes, 2013). Perhitungan mengenai biaya dan pengembalian (hasil) yang diharapkan harus dilakukan. Suatu proyek mungkin bisa diterima jika hasil dari pengembalian yang diharapkan bisa melebihi biaya yang dikeluarkan. Perbandingan dengan alternatif lain juga harus dipelajari, sehingga bisa menentukan proyek mana sebagai pilihan terbaik untuk diambil.

Beberapa metode perbandingan antara lain adalah metode nilai sekarang (*present worth*), nilai tahunan (*annual worth*), periode lunas (*payback period*), pengembalian internal (*internal rate of return*), dan sensitivitas-impas (*sensitivity and breakeven*).

2.2.3 Present Worth

Metode ini dilakukan dengan cara menentukan nilai sekarang dari pengembalian dan biaya di masa depan. Oleh karena itu, data mengenai pengembalian dan biaya di masa depan diperlukan dalam metode ini. Dari data tersebut, digunakan untuk mencari nilai sekarang dengan menggunakan suku bunga yang tepat. *Present Worth* (PW) dalam berbagai literatur juga dikenal sebagai *Net Present Worth* (NPW) atau juga *Net Present Value* (NPV).

$$PW = PW \text{ dari pengembalian} - PW \text{ dari biaya} \quad (2.1)$$

2.2.4 *Annual Worth*

Metode perbandingan *Present Worth* dan *Annual Worth* sama-sama didasarkan pada menemukan nilai yang sebanding untuk mengevaluasi suatu proyek dalam unit mata uang. Dalam metode ini, nilai dari proyek dikonversi menjadi biaya dan pengembalian tahunan yang seragam. Setiap *Present Worth* dapat dikonversi menjadi *Annual Worth* dengan *capital recovery factor* ($A/P, i, N$). Dengan adanya *Annual Worth*, diharapkan bisa memberikan gambaran yang lebih jelas dalam melihat nilai suatu proyek.

$$(A/P, i, N) = \frac{i(1+i)^N}{(1+i)^N - 1} \quad (2.2)$$

2.2.5 *Payback Period*

Payback period adalah metode paling sederhana untuk menilai kelayakan ekonomi dari suatu proyek. Newnan, dkk (2013) mendefinisikannya sebagai periode waktu yang dibutuhkan untuk keuntungan proyek atau keuntungan lainnya bernilai sama dengan biaya proyek. *Payback period* biasanya diukur dalam tahun dengan mengasumsikan tingkat laba bernilai nol.

$$\text{Payback period} = \frac{\text{Biaya}}{\text{Keuntungan tahunan seragam}} \quad (2.3)$$

2.2.6 *Internal Rate of Return*

Newnan dkk (2013) mendefinisikan *internal rate of return* (IRR) sebagai laju keuntungan dimana nilai sekarang dan nilai tahunan seragam yang setara sama dengan nol. Definisi lain dari IRR adalah laju keuntungan yang didapat dari investasi yang belum kembali, sehingga jadwal pembayaran membuat nilai investasi yang belum kembali menjadi nol pada akhir masa investasi. Perhitungan IRR dilakukan dengan mengkonversi beberapa konsekuensi dari investasi pada rangkaian arus kas. Setelah itu adalah dengan menyelesaikan rangkaian arus kas untuk nilai IRR yang belum diketahui. Persamaan arus kas terdapat lima bentuk sebagai berikut

$$PW \text{ dari keuntungan} - PW \text{ dari biaya} = 0 \quad (2.4)$$

$$\frac{PW \text{ dari keuntungan}}{PW \text{ dari biaya}} = 1 \quad (2.5)$$

$$Present \ worth = Net \ present \ worth = 0 \quad (2.6)$$

$$EUAW = EUAB - EUAC = 0 \quad (2.7)$$

$$PW \text{ dari biaya} = PW \text{ dari keuntungan} \quad (2.8)$$

2.2.7 Sensitivity and Breakeven

Data yang dikumpulkan dalam memecahkan suatu permasalahan tidak lepas dari pengaruh dari konsekuensi dari masa yang akan datang. Hal ini berimbas pada ketidakpastian yang disebabkan oleh akurasi data. Variasi terhadap suatu data bisa saja mengubah alternatif solusi mana yang dipilih, kondisi ini dinamakan sensitif dalam estimasi (*sensitive to the estimate*). Oleh karena itu, diperlukan Analisis sensitifitas (*sensitivity analysis*) untuk bisa mengevaluasi lebih baik bagaimana estimasi-estimasi tertentu dalam mempengaruhi suatu keputusan. Analisis sensitifitas bisa menjawab pertanyaan berapa jumlah dari sebuah estimasi tertentu yang dibutuhkan untuk diubah dalam rangka mengubah sebuah keputusan tertentu. Analisis *breakeven* adalah bentuk dari Analisis sensitifitas yang sering kali dipresentasikan dalam diagram *breakeven*.

2.2.8 Penilaian Biaya

Dalam mengevaluasi suatu alternatif, membutuhkan Analisis dari berbagai macam biaya. Biaya-biaya tersebut diantaranya adalah biaya untuk investasi awal, konstruksi baru, modifikasi fasilitas, pekerja umum, part dan material, inspeksi dan kualitas, kontraktor, subkontraktor, pelatihan, software dan hardware komputer, penanganan material, perlengkapan dan perkakas, manajemen data, dukungan teknis dan biaya dukungan lainnya. Diantara sedemikian banyaknya jenis biaya yang ada, Newnan dkk (2013) mengelompokkannya menjadi tiga, yaitu biaya tetap (*fixed*), variabel, marginal dan rata-rata.

Biaya tetap adalah biaya yang konstan atau tidak berubah oleh pengaruh dari tingkat aktivitas. Sementara, biaya variabel sangat tergantung dari tingkat aktivitas. Biaya marginal adalah biaya variabel untuk tambahan satu unit. Sedangkan biaya rata-rata adalah biaya total dibagi dengan jumlah unit.

$$\text{Biaya total} = \text{Total biaya tetap} + \text{Total biaya variabel} \quad (2.9)$$

2.2.9 Estimasi Biaya

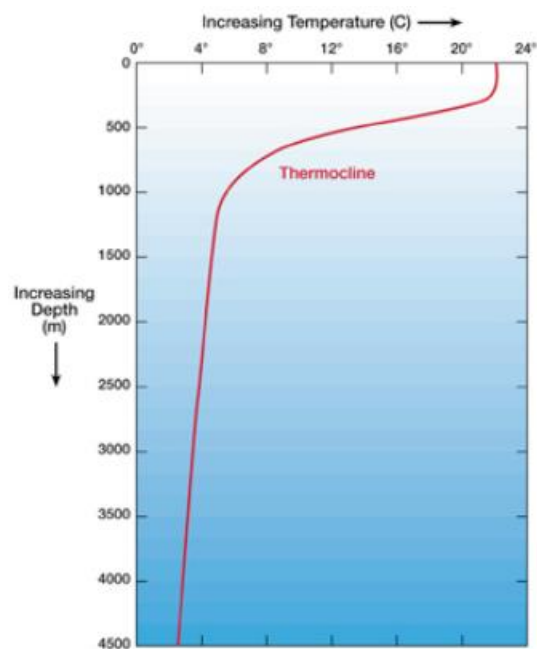
Estimasi yang mungkin dibutuhkan dalam Analisis ekonomi teknik mencakup biaya pembelian, pendapatan tahunan, perawatan tahunan, suku bunga untuk investasi, biaya tahunan pekerja dan asuransi, nilai sisa dari peralatan dan tingkat pajak. Newnan dkk (2013) membagi tipe estimasi biaya menjadi tiga yaitu:

- a. Estimasi kasar : digunakan untuk perencanaan tingkat tinggi, menentukan kelayakan suatu proyek, serta perencanaan awal dan evaluasi dalam proyek. Akurasi dari estimasi ini biasanya -30 hingga +60%.
- b. Estimasi semi detail : digunakan untuk tujuan pembiayaan pada proyek yang berada dalam tahap konseptual atau desain pendahuluan. Estimasi ini lebih mendetail dan membutuhkan tambahan waktu dan sumber daya. Akurasi dari estimasi ini umumnya -15 hingga +20%
- c. Estimasi detail : digunakan selama fase detail desain dan penawaran kontrak suatu proyek. Estimasi ini dibuat dari model kuantitatif detail, lembar spesifikasi produk, dan pernyataan vendor. Akurasi dari estimasi ini antara -3% hingga +5%

2.2.10 Pengertian Umum Fasilitas OTEC (*Ocean Thermal Energy Conversion*)

Secara umum, prinsip pembangkit listrik OTEC (*Ocean Thermal Energi Conversion*) atau konversi energi panas laut adalah sama dengan prinsip pembangkit listrik batu bara, gas ataupun nuklir, yaitu sumber panas digunakan untuk mendidihkan fluida kerja menjadi uap sehingga

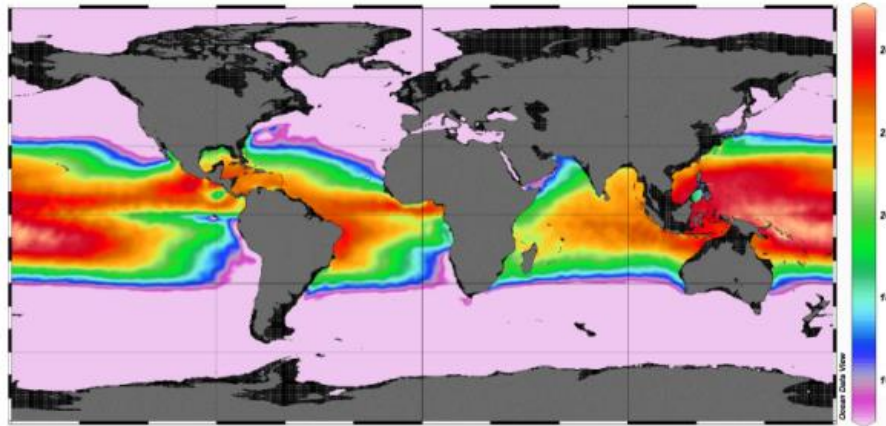
terdorong melalui turbin lalu terkondensasi untuk mengulang proses kembali. Perbedaannya terletak pada sumber energi panas dan rentang temperatur yang digunakan. Dimana bahan bakar fosil atau nuklir membuat uap yang sangat panas pada temperatur ratusan derajat celcius, sedangkan fasilitas OTEC beroperasi pada perbedaan temperatur kurang dari perbedaan air panas dan dingin yang digunakan di rumah tangga sehari-hari.



Gambar 2. 1 Profil Temperatur Air di Laut (Marinebio, 2017)

Konversi energi panas laut mengandalkan perbedaan temperatur antara air di permukaan yang hangat dan air dingin di kedalaman. OTEC adalah solusi menarik terhadap solusi dari problem energi kita dikarenakan faktor skalanya. Luas permukaan laut di permukaan tropis saja diperkirakan 60 juta km². Jutaan gigawatt energi matahari terserap di area tropis sehingga bisa menjaga temperatur permukaan laut stabil pada 25 – 30 °C. Karena air hangat memiliki tekanan yang lebih rendah dari pada air dingin, maka, air hangat ini terjaga pada permukaan dan menjaga temperatur dingin yang konstan di kedalaman. Pada lokasi tropis pada kedalaman 1000 m atau lebih, temperatur air berkisar antara

4 – 5 °C. Dalam gambar 3.2 menunjukkan beberapa area pada laut tropis yang menunjukkan perbedaan temperatur antara 20 – 25 °C.

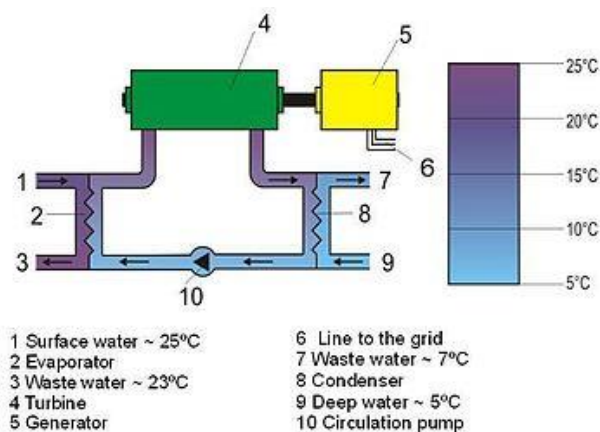


Gambar 2. 2 Peta Dunia Perbedaan Suhu Air Laut pada Permukaan dan pada Kedalaman 1000 m (WOA, 2016)

2.2.11 Tipe Fasilitas OTEC

Siklus tertutup

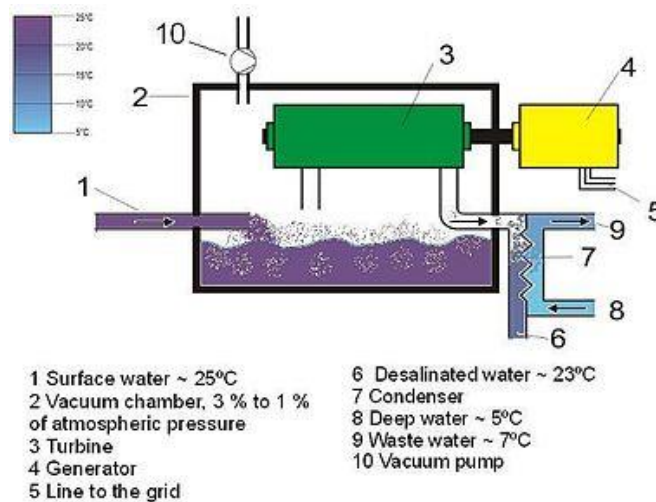
Siklus tertutup menggunakan fluida dengan titik didih rendah, misalnya amonia, untuk memutar turbin dan menghasilkan listrik. Air hangat di permukaan dipompa ke penukar panas di mana fluida bertitik didih rendah dididihkan. Fluida yang mengalami perubahan wujud menjadi uap akan mengalami peningkatan tekanan. Uap bertekanan tinggi ini lalu dialirkan ke turbin untuk menghasilkan listrik. Uap tersebut lalu didinginkan kembali dengan air dingin dari laut dalam dan mengembun. Lalu fluida kembali melakukan siklusnya.



Gambar 2. 3 Diagram Siklus Tertutup OTEC

Siklus terbuka

Siklus terbuka menggunakan air laut untuk menghasilkan listrik. Air laut yang hangat dimasukkan ke dalam tangki bertekanan rendah sehingga menguap. Uap ini digunakan untuk menggerakkan turbin. Air laut yang menguap meninggalkan mineral laut seperti garam dan lain sebagainya sehingga bermanfaat untuk menghasilkan air tawar untuk diminum dan irigasi.



Gambar 2. 4 Diagram Siklus Terbuka OTEC

Siklus hybrid

Siklus hybrid menggunakan keunggulan sistem siklus terbuka dan tertutup. Siklus hybrid menggunakan air laut yang diletakkan di tangki bertekanan rendah untuk dijadikan uap. Lalu uap tersebut digunakan untuk menguapkan fluida bertitik didih rendah (amonia atau yang lainnya). Uap air laut tersebut lalu dikondensasikan untuk menghasilkan air tawar desalinasi.

2.2.12 Fluida Kerja

Berbagai jenis fluida digunakan untuk teknologi ini, umumnya yang merupakan bertitik didih rendah. Yang paling populer adalah amonia karena biaya pengadaan yang murah, kemudahan transportasi, dan cukup tersedia. Kekurangan amonia adalah fluida ini beracun mudah terbakar. Jenis fluida lain yaitu hidrokarbon berfluorin seperti CFC dan

HCFC tidak beracun dan tidak mudah terbakar, namun fluida ini merusak ozon. Hidrokarbon seperti pentana juga kandidat yang baik, namun mudah sekali terbakar.

2.2.13 Kriteria Lokasi untuk Fasilitas OTEC

Lokasi dari fasilitas OTEC harus mempertimbangkan beberapa hal sebagai berikut (Vega, 2010) :

- a. Kondisi lingkungan (kedalaman, perbedaan temperatur, gelombang, arus dan angin)
- b. Akses terhadap fasilitas
- c. Jumlah populasi
- d. Ketersediaan tenaga kerja
- e. Kesesuaian output dari OTEC terhadap konsumsi masyarakat

Pemilihan lokasi pembangkit dilakukan dengan mempertimbangkan :

- a. Ketersediaan sumber energi primer setempat atau kemudahan pasokan energi primer
- b. Kedekatan dengan pusat beban
- c. Prinsip regional balance
- d. Topologi jaringan transmisi yang dikehendaki
- e. Kendala pada sistem transmisi, dan
- f. Kendala-kendala teknis, lingkungan dan sosial. (PLN, 2018)

2.2.14 Perhitungan Daya Listrik Bruto Fasilitas OTEC

Nihous (2007) memberikan formula untuk daya listrik bruto P_g yang dituliskan sebagai hasil dari beban panas evaporator dan efisiensi termodinamik sebagai berikut :

$$P_g = Q_{cw} \rho c_p \frac{3\gamma \Delta T}{8(1 + \gamma)} \frac{\varepsilon_{tg} \Delta T}{2T} \quad (2.10)$$

dimana,

Q_{cw} : *flow rate* dari air laut dalam (m^3/s)

- ρ : rata-rata berat jenis air laut (1025 kg/m³)
 c_p : panas spesifik dari air laut (sekitar 4 kJ/kg K)
 γ : laju air laut tetap (Q_{ww}/Q_{cw})
 $\varepsilon_{tg}\Delta T/(2T)$: efisiensi termodinamis
 T : temperatur air permukaan (K)

2.2.15 Perhitungan Daya Bersih Fasilitas OTEC

Dalam perhitungan daya bersih P_{net} perlu diestimasi karena laju aliran air laut yang besar melalui fasilitas OTEC membutuhkan konsumsi daya yang diperhitungkan. Biasanya berbagai konfigurasi dari fasilitas OTEC menyerap daya sebanyak 30% dari P_g . Berikut adalah persamaan untuk menghitung daya bersih oleh Nihous (2007):

$$P_{net} = \frac{Q_{cw}\rho c_p \varepsilon_{tg}}{8T} \left\{ \begin{array}{l} \frac{3\gamma\Delta T}{2(1+\gamma)} \Delta T^2 - 0,18\Delta T^2 \\ -0,12 \left(\frac{\gamma}{2}\right) \Delta T^2 \end{array} \right\} \quad (2.11)$$

2.2.16 Biaya Modal Fasilitas OTEC

Fasilitas OTEC memiliki beberapa bagian-bagian utama yang berpengaruh dalam biaya infrastruktur OTEC secara keseluruhan. Diantara bagian-bagian tersebut adalah sebagai berikut (Avery dan Wu, 1998) :

1. Platform untuk mendukung pembangkit listrik, sistem saluran, peralatan pelengkap anjungan, akomodasi personil, peralatan keselamatan dan perlengkapan-perengkapan lain.
2. Sistem pembangkit listrik, termasuk didalamnya *heat exchanger* (penukar panas), turbin, generator listrik, pompa air dan fluida kerja serta perpipaan dan kontrol lain yang berhubungan.
3. Sistem transfer energi untuk membawa energi yang diproduksi dari fasilitas OTEC ke pengguna di darat yang digunakan untuk listrik atau bahan bakar.

4. Sistem saluran air yang terdiri dari pipa air dingin yang memanjang dari kedalaman sekitar 900 hingga 1000 meter dan saluran air hangat dan pipa aliran luaran.
5. Sistem kontrol posisi yang terdiri dari tenaga penggerak atau peralatan tambat, kontrol dan sistem power terjaga.

2.2.17 Biaya Operasi Fasilitas OTEC

Biaya yang berhubungan dengan operasi fasilitas OTEC antara lain biaya pekerja, bahan bakar, perawatan dan perbaikan. Biaya pekerja adalah biaya yang dibayarkan pada pegawai yang dibutuhkan untuk mengoperasikan fasilitas yang termasuk juga di dalamnya seperti biaya keamanan sosial. Biaya pekerja dihitung sebagai biaya tahunan, oleh karena itu diperlukan pertimbangan mengenai jam kerja yang digunakan.

Biaya bahan bakar dalam operasional fasilitas OTEC adalah nol, karena aktifitas dalam sistem sepenuhnya didukung oleh energi yang dihasilkan sendiri. Biaya perawatan dan perbaikan adalah biaya diperlukan untuk menjaga fasilitas untuk tetap beroperasi secara wajar.

2.2.18 Biaya Produksi Listrik Terlevel (*Levelized Cost of Electricity Production/ COE*)

Salah satu faktor yang biasanya dibandingkan dalam menilai suatu investasi pembangkit listrik adalah biaya produksi listrik. Dalam rangka mencapai titik impas (*Breakeven Point/BEP*), maka dihitunglah biaya produksi listrik terlevel (COE). COE dipengaruhi oleh biaya investasi, operasi, perawatan, perbaikan dan pergantian terlevel karena pengaruh penurunan nilai ekonomi suatu aset (Vega, 2010).

$$COE_{total} = COE_{CC} + COE_{OMR\&R} \quad (2.12)$$

COE_{CC} adalah komponen biaya modal tetap dari biaya produksi listrik. COE_{cc} dihitung dengan membagi biaya investasi terlevel (LIC) dengan produksi listrik tahunan (AEP). Ini adalah jumlah yang harus dikumpulkan per kWh untuk mengembalikan modal awal. $COE_{OMR\&R}$

adalah biaya pengeluaran terlevel (LEC) dibagi dengan produksi listrik tahunan (AEP).

Produksi listrik tahunan (AEP)

$$\text{AEP (kWh)} = \text{System Net Name Plate (MW)} \times \text{Ketersediaan} \times \text{Faktor Kapasitas} \times 8760 \quad (2.13)$$

Dimana :

System Net Name Plate : Tenaga bersih sistem OTEC yang dimasukkan berdasarkan kondisi spesifik desain

Ketersediaan (Availability): Presentasi ketersediaan sistem selama setahun.

Faktor Kapasitas : Nilai variable sumber daya (misal, perubahan selisih suhu)

Biaya investasi terlevel (LIC)

Biaya investasi terlevel dapat dicari dengan rumus berikut :

$$\text{LIC} = \text{CC} \times \text{CRF} \quad (2.14)$$

Biaya pembangunan/modal (CC) adalah nilai dari modal yang dihasilkan dari estimasi biaya per kW dikalikan dengan kapasitas pembangkit. *Capital Recovery Factor* (CRF) dapat dihitung menggunakan persamaan sebagai berikut.

$$\text{CRF} = [I \times (1+I)^N] / [(1+I)^N - 1] \quad (2.15)$$

dimana,

I : bunga

N : masa hidup fasilitas (tahun)

Biaya pengeluaran terlevel (LEC)

Biaya ini adalah jumlah tetap yang harus dikumpulkan setiap tahun untuk menutupi seluruh biaya OMR&R yang telah dihitung bersama inflasi. Nilai LEC dihasilkan dari estimasi biaya pengeluaran ditahun pertama dikalikan dengan faktor pengeluaran terlevel (ELF).

$$\text{ELF} = \text{PWF} \times \text{CRF} \quad (2.16)$$

$$PWF = \frac{(1+ER)/(1-ER)}{1-\{(1+ER)/(1+I)\}^N} \quad (2.17)$$

dimana,

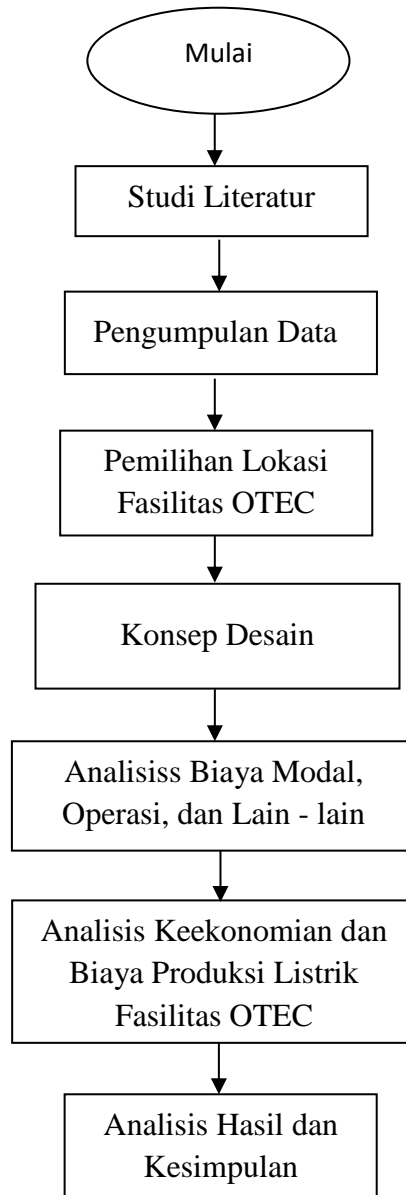
ER : inflasi tahunan sepanjang periode

I : bunga

BAB 3

METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Metode Penelitian



Gambar 3. 1 Diagram Alir Penelitian

3.2 Prosedur Penelitian

Berikut ini akan menjelaskan uraian dari diagram alir (Gambar 3.1) yang merupakan langkah – langkah untuk menyelesaikan penelitian dari tugas akhir ini :

1. Studi Literatur

Studi literatur adalah langkah pertama yang akan dilakukan dalam penelitian ini. Tahap ini bertujuan untuk memperkaya wawasan mengenai subyek-subyek yang terkait secara langsung terhadap penelitian. Literatur yang akan didalami dalam penelitian ini antara lain :

- Studi keekonomian suatu proyek
- Informasi mengenai fasilitas OTEC
- Penelitian-penelitian sebelumnya terkait dengan studi keekonomian OTEC
- Penyediaan energi listrik dan biaya kelistrikan
- Wawancara dengan ahli mengenai energi laut

2. Pengumpulan Data

Data adalah aspek yang sangat penting dalam setiap penelitian. Keakuratan dari hasil dari sebuah penelitian bergantung pada kualitas data yang ada. Beberapa data yang akan digunakan dalam penelitian ini adalah :

- Data penyebaran potensi OTEC di Indonesia
- Data oseanografi di beberapa lokasi yang berpotensi dibangun fasilitas OTEC
- Data elektrifikasi di Indonesia
- Data terkait sistem-sistem yang ada dalam fasilitas OTEC
- Data biaya dari suatu unit dan keekonomian yang digunakan untuk mengidentifikasi biaya investasi dari fasilitas OTEC
- Data biaya dan keekonomian yang terkait dengan aktifitas operasional fasilitas OTEC

3. Pemilihan Lokasi Fasilitas OTEC

Dalam data yang dirangkum oleh P3GL dan ASELI tahun 2014 ada 17 titik lokasi di Indonesia yang memiliki potensi untuk dibangun Pembangkit Listrik Tenaga Panas Laut seperti. Dari data tersebut, penulis meneliti lebih lanjut mengenai provinsi mana yang berdekatan dengan lokasi tersebut dan bagaimana kondisi kelistrikannya saat ini (Tabel 3.1).

Tabel 3. 1 Data Kriteria Pemilihan Lokasi dan Total Skor Kriteria

Provinsi	Kapasitas Pembangkit (MW)				Jarak (km)	Total Skor
	Existing 2018		Rencana 2028			
	ETB	EBT	ETB	EBT		
Sumatra Barat	406,3	278,8	300	2063	<10	13
Bengkulu	34,4	254,2	500	1987	<10	12
Banten	6487	0	6142	360	<10	20
Bali	946,3	0,2	0	191	10-30	10
NTB	390,3	16,5	858	59	10-20	16
NTT	270,3	14,8	356	225	<10	14
Sulawesi Tenggara	200,2	4	1141	65,8	<10	18
Sulawesi Barat	73,64	9,84	0	24	10-20	9
Sulawesi Tengah	164,9	202,6	411,1	473,9	<10	10
Sulawesi Utara	287,2	161,6	839	174	<10	15
Maluku	125,6	0	315,9	142	<10	15
Maluku Utara	97,8	0	202	70	<10	15
Papua Barat	102,4	4	294	4	<10	16

Metode yang digunakan dalam pemilihan lokasi studi ini adalah *Kepner-Tregoe* (K-T) dengan empat kriteria sebagai berikut :

- Perbandingan kapasitas pembangkit sumber energi tak terbarukan dengan terbarukan saat ini.
- Perbandingan kapasitas pembangkit sumber energi tak terbarukan dengan terbarukan rencana hingga tahun 2028.
- Total kapasitas rencana pembangunan pembangkit hingga 2028. (PLN, 2018)
- Jarak lokasi pembangkit di perairan dengan kedalaman \pm 1000 meter ke pantai. (ASELI, 2014)

Dengan menggunakan skor kriteria yang penulis tentukan sendiri, Provinsi Banten yang memiliki total skor paling tinggi (20 poin) dipilih sebagai lokasi yang digunakan dalam studi ini.

4. Konsep Desain

Perairan di Provinsi Banten digunakan sebagai dasar dalam membuat konsep desain fasilitas konversi energi panas laut (OTEC). Lokasi fasilitas secara tepat ditentukan berdasarkan kombinasi antara jarak terdekat antara perairan dengan kedalaman ± 1000 meter ke pantai dan sistem transmisi interkoneksi Jawa-Bali (PLN, 2018). Acuan lokasi fasilitas digunakan untuk mendapatkan data aktual temperatur air laut pada permukaan dan kedalaman ± 1000 meter.

Dengan data temperatur tadi, kebutuhan tenaga bruto dan debit air laut baik hangat ataupun dingin untuk fasilitas 50 MW bisa dihitung menggunakan persamaan (1). Desain heat exchanger ditentukan berdasarkan beban panas yang diperlukan oleh sistem. Debit air laut yang diperlukan digunakan untuk menentukan desain pipa sistem. Dengan ditambahkan dimensi dari generator turbin yang diperlukan, tata letak dari keseluruhan sistem bisa digambarkan. Tata letak sistem digunakan untuk menentukan detail *platform* yang diperlukan. Desain sistem kontrol posisi dan kabel daya bawah laut dalam studi ini mengadopsi secara langsung dari desain fasilitas OTEC yang sudah ada.

5. Analisis Biaya Modal, Operasi dan Lain-lain

Analisis biaya modal dilakukan dengan menggunakan acuan konsep desain yang telah dibuat. Sumber dari estimasi biaya dalam studi ini menggunakan data yang didapat baik dari artikel ilmiah mengenai fasilitas OTEC dahulu ataupun dari harga pasaran yang ada.

6. Analisis Keekonomian

Hasil akhir dari Analisis keekonomian fasilitas OTEC dalam studi ini adalah mencari harga listrik terlevel atau *levelized cost of electricity* (LCOE). Konsep dari harga listrik terlevel ini adalah mengukur biaya seumur hidup fasilitas OTEC yang sudah dikonversi ke nilai sekarang dibagi dengan produksi listrik yang dihasilkan. Perhitungan harga listrik terlevel ini memudahkan untuk membandingkan harga listrik dengan teknologi yang berbeda dengan masa hidup, besar proyek, biaya modal, resiko, keuntungan dan kapasitas yang berbeda pula.

3.3 Analisis Hasil dan Kesimpulan

Dalam tahap ini dilakukan Analisis terhadap hasil-hasil yang diperoleh dari tahapan-tahapan sebelumnya. Nilai keekonomian dari beberapa skenario lokasi dibandingkan dan ditarik kesimpulan mengenai lokasi terbaik di Indonesia untuk dilakukan investasi fasilitas OTEC. Beberapa hal yang akan diperhatikan sebagai aspek pembanding adalah kondisi oseanografi, kondisi kelistrikan masyarakat, nilai investasi, biaya produksi listrik dan nilai pembanding keekonomian lainnya. Terakhir, dilakukan penarikan kesimpulan terhadap hasil dari penelitian yang dilakukan.

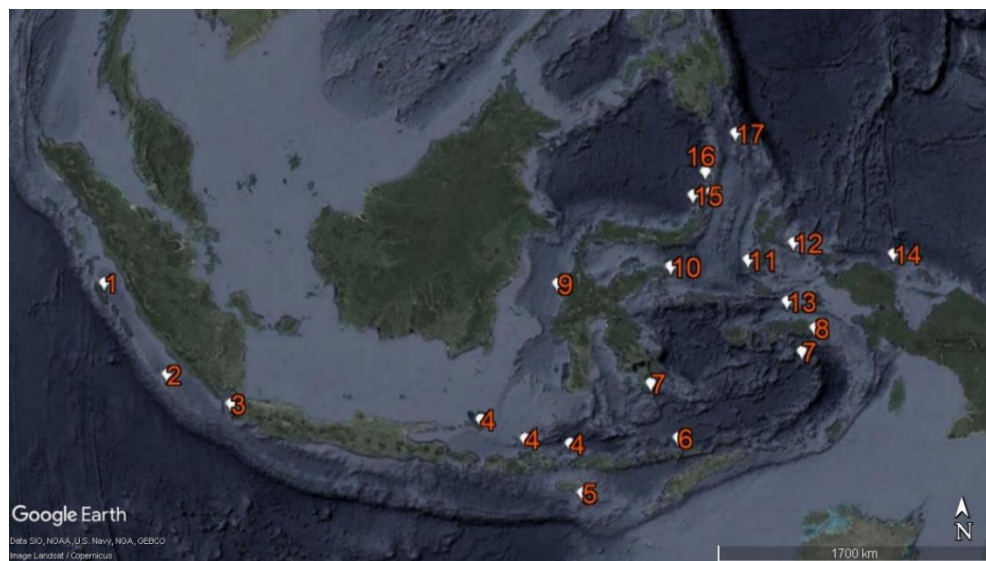
(Halaman ini sengaja dikosongkan)

BAB 4

ANALISIS DAN PEMBAHASAN

4.1 Lokasi Studi

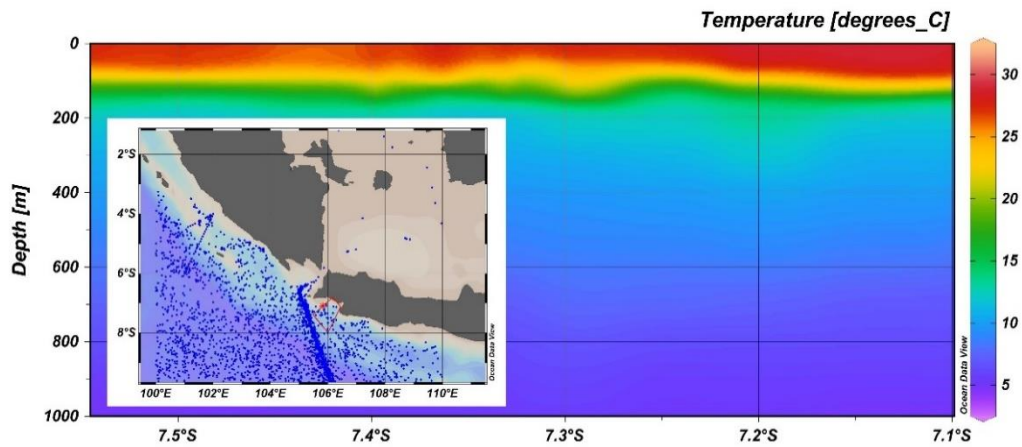
Titik pengukuran jarak garis pantai ke perairan dengan kedalaman 1000 m yang digunakan P3GL dan ASELI tahun 2014 terdapat pada Samudra Hindia di dekat Pulau Panaitan, Kabupaten Pandeglang, Provinsi Banten yang sangat jauh dari sistem transmisi PLN baik *existing* maupun rencana. (Gambar 4.1) Pemilihan ulang lokasi dilakukan dengan mempertimbangkan peta batimetri (Navionics, 2019) dan peta sistem tenaga listrik di Provinsi Banten (PLN, 2018). Lokasi yang dihasilkan dari pengukuran adalah 11 km ke arah Selatan dari garis pantai Kecamatan Bayah, Kabupaten Lebak. Lokasi ini berdekatan dengan Gardu Induk 150 kV di Kecamatan yang sama.



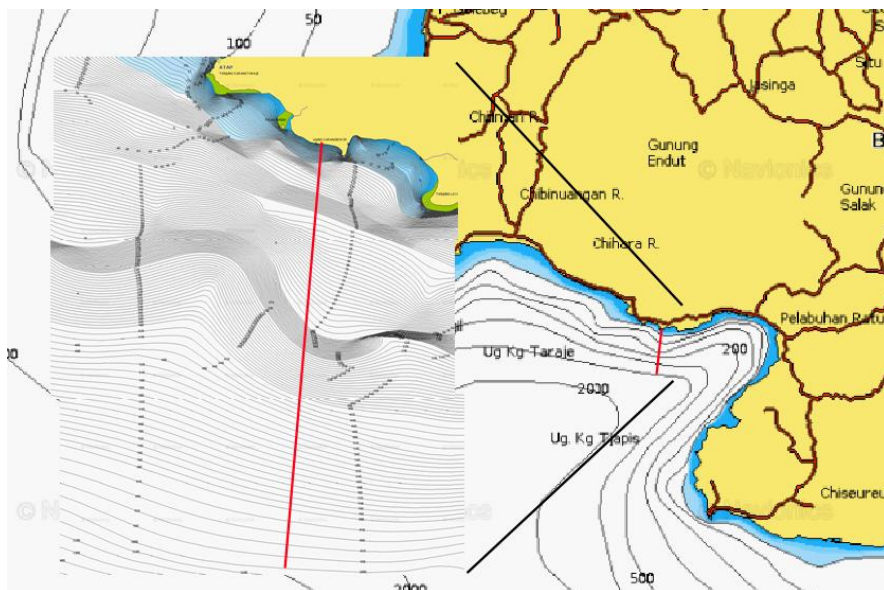
Gambar 4. 1 Peta Potensi Energi Panas Laut (P3GL dan ASELI 2014)

Pengukuran rata-rata temperatur tahunan (tahun 2007-2018) disekitar lokasi fasilitas OTEC diperoleh dari World Ocean Atlas 2018 (NOAA, 2018) dan kemudian diolah menggunakan perangkat lunak Ocean Data View. Rata-rata temperatur untuk sumber air hangat di permukaan (0-20 meter) adalah 28,6 °C dan untuk air dingin di kedalaman (990-1010 meter) adalah 6,2 °C.

Visualisasi dari perubahan temperatur berdasarkan kedalaman dapat dilihat di gambar 4.2.



Gambar 4. 2 Profil Temperatur Berdasarkan Kedalaman Tahun 2007-2018 di Selatan Provinsi Banten (NOAA, 2018)

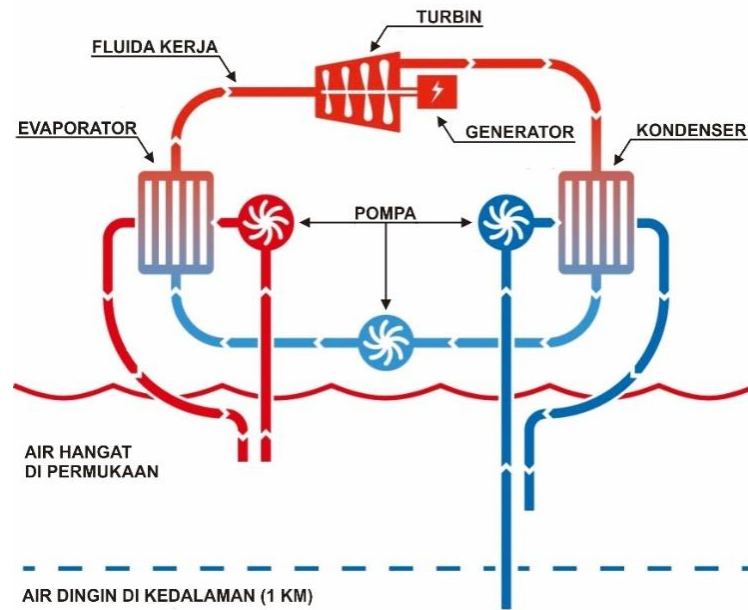


Gambar 4. 3 Jarak Lokasi Fasilitas OTEC Provinsi Banten 10,91 km (Navionics, 2019)

4.2 Konsep Desain

Diagram sederhana dari sistem OTEC siklus tertutup dapat dilihat pada gambar 4.4. Fluida kerja cair (Amonia) yang mempunyai titik didih rendah dievaporasi oleh air hangat di permukaan (25-30 °C). Uap amonia kemudian menggerakkan generator turbin untuk menghasilkan listrik. Selanjutnya, Uap amonia didinginkan untuk kembali dalam bentuk cair dengan air dari

kedalaman sekitar 1000 meter (5-7 °C). Amonia cair kemudian kembali lagi ke dalam siklus.

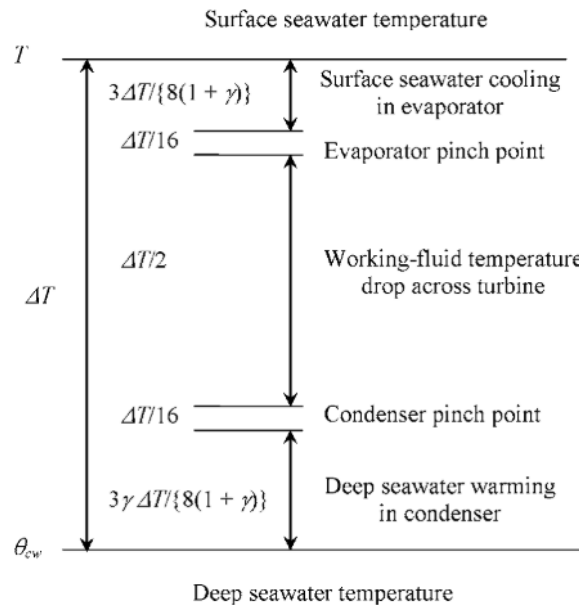


Gambar 4. 4 Proses pada Sistem OTEC Siklus Tertutup

Nihous memberikan gambaran mengenai perbedaan temperatur air laut permukaan dan kedalaman ΔT yang bekerja pada sistem OTEC (gambar 4. 4). Dengan tangga temperatur tersebut tenaga bruto P_g dari sistem OTEC dapat digambarkan sebagaimana pada persamaan (4.1). Efisiensi termodinamis dari siklus daya OTEC adalah $\varepsilon_{tg}\Delta T/(2T)$, dimana T adalah temperatur permukaan air laut dalam K, dan ε_{tg} , efisiensi generator turbin yang dipakai dalam studi ini sebesar 0,85. ρ adalah rata-rata kerapatan air laut, dan c_p adalah panas spesifik air laut, sekitar 4 kJ/kg K. Persamaan 1 yang dibuat oleh Nihous menggunakan asumsi desain rasio aliran air laut γ (Q_{ww}/Q_{cw}) maksimum 2. Dalam studi ini nilai γ yang digunakan adalah 2 untuk meminimalkan aliran air dingin dari kedalaman. Estimasi tenaga neto P_{net} didapat dengan mengurangi P_g dengan rata-rata kebutuhan sistem OTEC sebesar 30% dari P_g yang dijabarkan oleh Nihous dalam persamaan (4.2).

$$P_g = Q_{cw}\rho c_p \frac{3\gamma\Delta T}{8(1+\gamma)} \frac{\varepsilon_{tg}\Delta T}{2T} \quad (4.1)$$

$$P_{net} = \frac{Q_{cw} \rho C_p \varepsilon_{tg}}{8T} \left\{ \frac{3\gamma \Delta T}{2(1+\gamma)} \Delta T^2 - 0,18 \Delta T^2 - 0,12 \left(\frac{\gamma}{2} \right) \Delta T^2 \right\} \quad (4.2)$$



Gambar 4.5 Ilustrasi Tangga Temperatur OTEC

Data temperatur dari lokasi studi kemudian dimasukkan kedalam persamaan (4.1) dan (4.2). Sehingga diperoleh daya bruto yang dibutuhkan dalam fasilitas OTEC 50,4 MW sebesar 72 MW. Sedangkan, laju aliran air laut yang dibutuhkan adalah 99,39 m³/s untuk air laut dingin dan 198,79 m³/s untuk air laut hangat.

4.2.1 Heat Exchanger

Heat Exchanger adalah alat yang digunakan sebagai penukar panas dalam sistem OTEC yang terbagi menjadi dua yaitu evaporator dan kondenser. Desain *heat exchanger* yang digunakan dalam studi ini bertipe plat yang didesain khusus untuk fasilitas OTEC oleh Xenexys Inc (XP Plate). Dimensi maksimum dari XP Plate ini adalah 1 m × 1 m × 3 m dengan luas permukaan 500 m² per unit. Beban panas \dot{Q} yang diterima *heat exchanger* yang dihitung menggunakan persamaan (4.1) dengan meniadakan efisiensi termodinamis sistem didapat sebesar 2282,06 MW baik untuk kondenser ataupun evaporator (4.3).

$$\dot{Q} = Q_{cw} \rho c_p \frac{3\gamma \Delta T}{8(1 + \gamma)} \quad (4.3)$$

Untuk menghitung luas permukaan *heat exchanger* yang digunakan dalam studi ini, maka digunakan persamaan umum aliran panas melewati dinding pemisah sebagai berikut :

$$\dot{Q} = UA(T_1 - T_2) \quad (4.4)$$

Karena panas diserap sesuai dengan aliran air melalui permukaan *heat exchanger*, maka temperatur air di jalan keluar lebih rendah dari pada jalan masuk *heat exchanger*. Oleh karena itu, laju transfer panas dari air ke amonia akan bervariasi dengan posisi *heat exchanger*. Oleh karena itu nilai rata-rata yang pantas harus digunakan untuk perhitungan. Jika U tidak tergantung pada ΔT atau posisi aliran dalam *heat exchanger*, maka :

$$\dot{Q} = \Delta T_m UA = \frac{UA(\Delta T_i - \Delta T_o)}{\ln(\Delta T_i/\Delta T_o)} \quad (4.5)$$

Tabel 4.1 Perhitungan Luas Permukaan Heat Exchanger

	Evaporator	Kondenser
U	4520 W/m ² C	4520 W/m ² C
T_{a_i}	10,33 °C	15,75 °C
T_{a_o}	21,23 °C	10,30 °C
T_{w_i}	28,59 °C	6,19 °C
T_{w_o}	25,79 °C	11,79 °C
ΔT_m	14,97 °C	8,76 °C
A	33719 m²	57645 m²

Dengan menggunakan persamaan (4.5) luas permukaan dari *heat exchanger* bisa didapat dengan detail sebagaimana pada tabel 4.1. Jumlah *heat exchanger* yang dibutuhkan dalam konsep desain ini adalah 68 unit untuk evaporator dan 114 unit untuk kondenser.

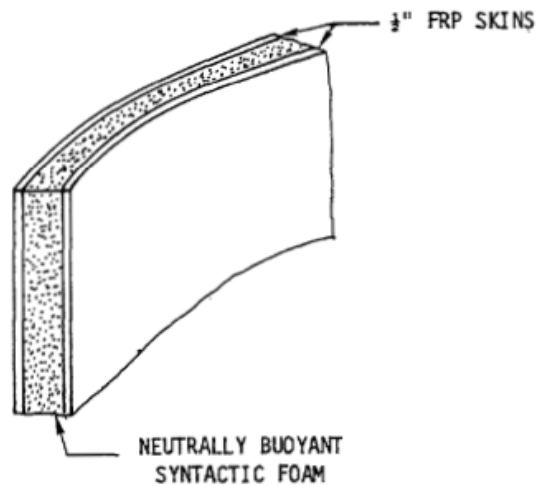
Perbandingan daya neto dengan total luasan menghasilkan kapasitas total *heat exchanger* dalam studi ini sebesar 0,55 kW/m².

4.2.2 Generator Turbin

Dalam konsep desain ini, sistem OTEC dibagi menjadi empat modul pembangkit listrik. Masing-masing modul berkapasitas rata-rata 18 MW yang terdiri dari satu generator turbin serta masing-masing satu submodul evaporator dan kondeser. Dimensi yang dibutuhkan untuk generator turbin dengan kapasitas hingga 20 MW adalah 12 m x 4 m x 5 m (Siemens, 2009).

4.2.3 Sistem Saluran Air

Sistem ini terdiri dari pipa dan pompa untuk memenuhi aliran air laut hangat dan dingin untuk *heat exchangers* dan memungkinkan untuk mengembalikan air yang telah digunakan kembali ke laut. Desain dari pipa air laut menggunakan pipa *fiber-reinforced-plastic* (FRP) *sandwich* yang terdiri dari dua lembaran FRP yang dipisahkan oleh lapisan susunan busa (gambar 4). Inti busa yang secara natural mengapung tersebut digunakan sebagai kompensasi dari berat pipa FRP pada desain. Pipa FRP *sandwich* adalah kandidat utama yang digunakan dalam pipa air dingin fasilitas OTEC dikarenakan fleksibilitasnya dalam pemilihan material, kemudahan pemasangan, ketahanan korosi dan harga yang relatif rendah (Hove, 1981).



Gambar 4. 6 Konstruksi Dinding FRP Sandwich (Hove, 1981)

Diameter pipa air ditentukan menggunakan asumsi kecepatan aliran sebesar 2,5 m/s untuk pipa air dingin dan 1,5 m/s untuk pipa air hangat dan keluaran (Avery, 1994). Ketebalan lapisan FRP dihitung menggunakan pendekatan beban *collapse* menggunakan persamaan (4.6) yang merupakan total Δp dari perbedaan tekanan akibat gaya drag aliran, perbedaan tekanan air dingin dan air hangat dipermukaan, kerugian dinamis aliran, serta kehilangan minor lain akibat saringan inlet dan lain-lain yang harus juga dipertimbangkan (Avery, 1994). Ketebalan pipa kemudian dapat dihitung dengan memasukkan nilai Δp ke persamaan (4.7). Rangkuman dari konsep desain pipa air laut yang didapat dari perhitungan dapat dilihat pada tabel 4.2.

$$\Delta p = f \frac{L}{D} \rho \frac{v_p^2}{2g} + \int_0^L \frac{\rho_i(1 - \rho_o)}{\rho_i} dy + \rho \frac{v_p^2}{2g} + \Delta p_{HX} + \Delta p_{misc} \tag{4.6}$$

$$\frac{t}{D} = \left[(\rho_o - \rho_i) \left(\frac{1 - \nu^2}{2E} \right) \right]^{0.333} \tag{4.7}$$

Tabel 4.2 Dimensi Sistem Aliran Air

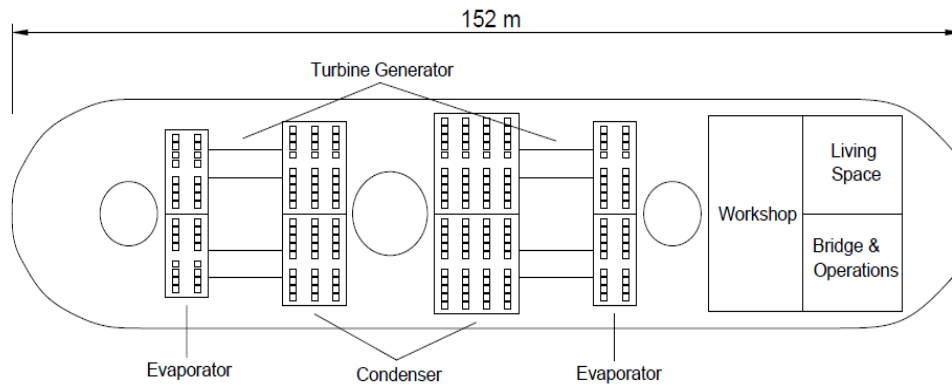
Pipa	Diameter Dalam	Tebal		
		Lapisan FRP	Lapisan Busa	Total
Air Dingin	7,1 m	3,3 cm	12 cm	18,5 cm
Air Hangat	2 x 9,2 m	1,9 cm	6,8 cm	10,4 cm
Air Keluaran	2 x 11,3 m	2,3 cm	8,4 cm	12,9 cm

4.2.4 Platform

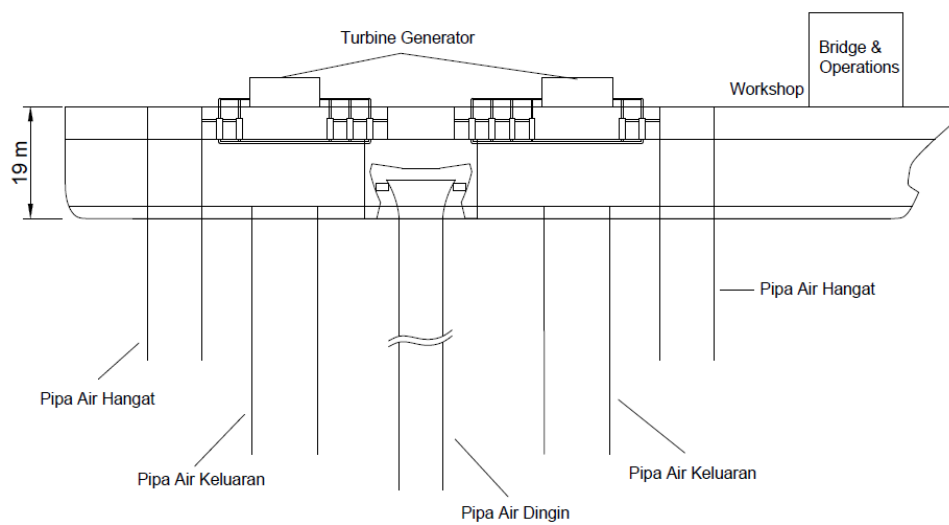
Dari konsep-konsep desain bagian fasilitas OTEC sebelumnya bisa didapat tata letak dan perkiraan dimensi platform yang dibutuhkan untuk membawa keseluruhan sistem. Jenis platform yang digunakan dalam studi ini adalah platform berbentuk kapal atau *monohull* dengan menggunakan pertimbangan tabel 4 (CRRC, 2009). Susunan Umum dari fasilitas OTEC pada studi ini bisa dilihat pada gambar 4.7 dan 4.8.

Tabel 4.3 Perbandingan Platform untuk Fasilitas OTEC (CRRC, 2009)

Tipe Platform	Motion/risiko ketahanan	Kesulitan pengaturan	Biaya	Kesiapan Teknik
Semi-submersible	Kecil	Sedang	Sedang	Tinggi
Spar	Kecil	Tinggi	Sedang – Tinggi	Sedang
Ship shape/ monohull	Sedang	Rendah	Rendah	Tinggi



Gambar 4. 7 Fasilitas OTEC 50 MW Tampak Atas



Gambar 4. 8 Fasilitas OTEC 50 MW Tampak Samping

4.2.5 Sistem Tambat dan Kabel Bawah Laut

Sistem tambat *Internal turret* digunakan pada konsep desain ini. Keunggulan sistem ini adalah dapat terpasang secara permanen maupun tidak (*dis-connectable*) dan dapat diaplikasikan pada lapangan dengan kondisi lingkungan yang moderat sampai ekstrim, dan sesuai untuk *deepwater*. Kabel bawah laut diasumsikan memiliki panjang 11 km ke pantai. Diameter luar dari kabel bawah laut ini sekitar 13 cm. Konfigurasi kabel terdiri dari 3 inti kabel power AC dan insulasi *Ethylene Propylene Rubber (EPR)* dengan voltase operasi 69 kV.

4.3 Biaya Modal

Biaya modal fasilitas OTEC didapat dari berbagai sumber dan diolah terlebih dahulu menyesuaikan dengan konsep desain pada studi ini. Total biaya modal keseluruhan fasilitas OTEC dapat dilihat pada tabel 4.4.

Tabel 4.4 Biaya Modal Fasilitas OTEC

Komponen	Rp
Kapal (Optima Shipping Service, 2018)	Rp 340.000.000.000
Sistem Tambat (Martel dkk, 2012)	Rp 250.000.000.000
Kabel Listrik Bawah Laut 11 km (Martel dkk, 2012)	Rp 450.000.000.000
Pipa Air Laut Terpasang (Vega, 2010)	Rp 580.000.000.000
Pompa Air Laut Terpasang (Vega, 2010)	Rp 230.000.000.000
Heat Exchangers (Upshaw, 2012)	Rp 470.000.000.000
Generator Turbin (CRRC, 2010)	Rp 320.000.000.000
Sistem Kelistrikan/NH3/Kontrol (Vega, 2010)	Rp 300.000.000.000
Instalasi Mekanik dan Kelistrikan (Vega, 2010)	Rp 410.000.000.000
Total Semua Komponen	Rp 3.350.000.000.000

4.4 Biaya Pengeluaran

Detail kru fasilitas OTEC dan tingkat gaji per tahun dapat dilihat di tabel 4.5 (Martel dkk, 2012). Biaya pengeluaran lain seperti biaya perbaikan dan peralatan untuk tahun pertama fasilitas OTEC sebesar \pm 193 Milyar rupiah (Vega, 2010)

Tabel 4.5 Biaya Operasional Fasilitas OTEC (Martel dkk, 2012)

Posisi	Jumlah Kru	Tingkat Gaji/Tahun
Manager Fasilitas/Kapten	1	Rp 1.270.000.000
Supervisor Kapal/Ship Engineer	2	Rp 760.000.000
Operator Fasilitas	3	Rp 700.000.000
Teknisi Perawatan	3	Rp 370.000.000
Juru Mudi + Oiler Kapal	2	Rp 370.000.000
Cook	2	Rp 470.000.000
	13	Rp 7.680.000.000

4.5 Analisis Keekonomian

Penjumlahan biaya modal dan pengeluaran terlevel digunakan untuk menentukan biaya listrik terlevel yang diekspresikan dalam biaya tahunan tetap. Produksi listrik tahunan (PLT) dapat dihitung dengan persamaan (8). Fasilitas OTEC dalam konsep desain diasumsikan mengalami *downtime* selama 4 minggu per modul, sehingga ketersediaan sistem tahunan adalah sebesar 92,3%. Berbeda dengan pembangkit lainnya yang memiliki sumber energi yang tidak tetap, faktor kapasitas fasilitas OTEC adalah 100%. Hal ini dikarenakan temperatur air laut baik di permukaan maupun dikedalaman relatif konstan setiap tahunnya selama 24 jam sehari. Angka 8760 digunakan untuk mendapatkan kapasitas listrik tiap jamnya selama 1 tahun.

$$PLT \text{ (kWh)} = P_{net} \text{ (MW)} \times \text{Ketersediaan} \times \text{Faktor Kapasitas} \\ \times 8760 \quad (4.8)$$

Untuk menentukan biaya modal terlevel dalam setahun, biaya modal hasil studi dikalikan dengan nilai *Capital Recovery Factor* (CRF) yang bisa didapat dari persamaan (4.9). Suku Bunga I yang dipakai adalah 8% untuk pinjaman komersial. Usia sistem N didefinisikan sebagai lama waktu

perjanjian hutang yang dalam studi ini diasumsikan 15 tahun. Sistem OTEC sendiri biasanya didesain untuk usia penggunaan 30 tahun.

$$CRF = [I \times (1+I)^N] / [(1+I)^N - 1] \quad (4.9)$$

Biaya pengeluaran terlevel jumlah tetap yang harus dikumpulkan setiap tahun untuk menutupi seluruh biaya OMR&R yang telah dihitung bersama inflasi. Biaya pengeluaran terlevel dihasilkan dari estimasi biaya pengeluaran ditahun pertama dikalikan dengan faktor pengeluaran terlevel. Faktor pengeluaran terlevel dihitung dengan mengalikan *Present Worth Factor* yang dapat dihitung melalui persamaan (4.10) dengan CRF. Hasil akhir dari Analisis keekonomian studi ini berupa biaya listrik terlevelisasi yang detailnya dapat dilihat pada tabel 4.6.

$$PWF = \{(1+f)/(1-f)\} \times [1 - \{(1+f)/(1+I)\}^N] \quad (4.10)$$

Tabel 4.6 Analisis Keekonomian Fasilitas OTEC

Produksi Listrik Tahunan	407.542.154	kWh
Biaya modal terlevelisasi	Rp 391.378.975.536	per tahun
Biaya pengeluaran terlevelisasi	Rp 245.670.099.385	per tahun
Biaya listrik terlevelisasi (Modal)	Rp 960	/kWh
Biaya listrik terlevelisasi (Pengeluaran)	Rp 603	/kWh
Total biaya listrik terlevelisasi	Rp 1.563	/kWh

BAB 5

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Dalam studi ini, kesimpulan yang dapat diambil adalah sebagai berikut :

1. Fasilitas OTEC 50,4 MW_{net} pada studi ini menggunakan empat modul dengan masing-masing berdaya 18 MW. Fasilitas OTEC ditopang oleh platform berbentuk kapal dengan panjang 152 m dan lebar 32,8 m.
2. Biaya listrik terlevelisasi yang dihasilkan untuk fasilitas OTEC 50,4 MW_{net} dalam studi ini adalah sebesar Rp 1.563/kWh untuk suku bunga pinjaman sebesar 8% dan asumsi umur fasilitas 15 tahun.

5.2 Saran

Setelah penulis melalui berbagai tahapan dalam pengerjaan tugas akhir ini, berikut beberapa saran yang dapat penulis berikan sebagai bahan pertimbangan penelitian kedepannya :

1. Penilaian manfaat (*benefit assessment*) dari fasilitas OTEC perlu ditambahkan untuk bisa memberikan gambaran lengkap dari dampak keekonomian pembangunan fasilitas OTEC.
2. Perancangan desain semi detail dari bagian-bagian dalam fasilitas OTEC perlu untuk dilakukan supaya mendapatkan perkiraan biaya yang lebih teliti.
3. Perancangan atau perkiraan biaya (pembuatan atau instalasi) salah satu bagian dari fasilitas OTEC bisa digunakan sebagai topik penelitian.

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

DAFTAR PUSTAKA

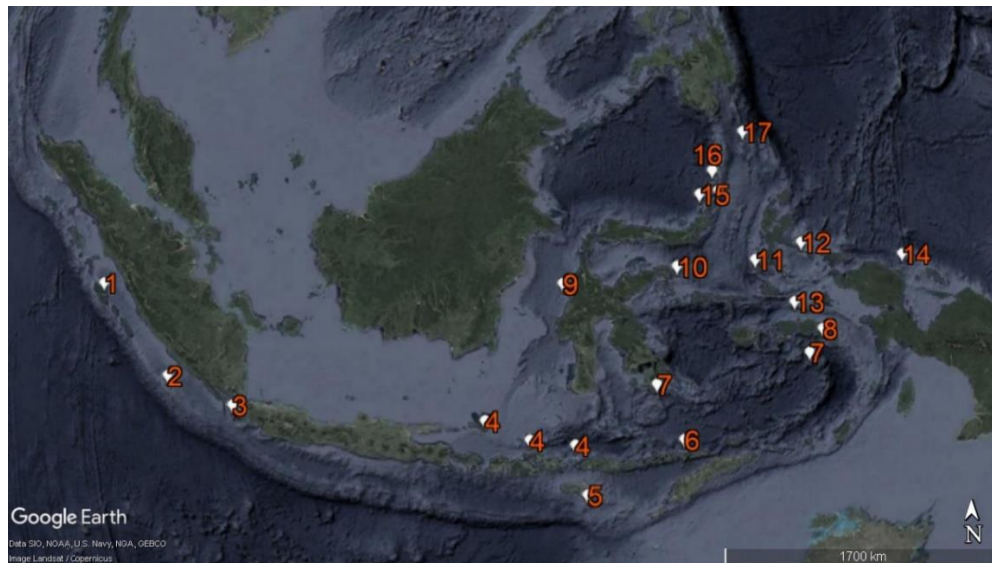
- Avery, W. H. dan Wu, Chih. 1998. *Renewable Energi from the Ocean : A Guide to OTEC*. New York : Oxford University Press
- Coastal Response Research Center. 2010. *Technical Readiness of Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC)*. University of New Hampshire, Durham, NH, 27 pp and appendices.
- Devis-Morales, A., Montoya-Sanchez, R. A., Osorio, A. F., Otero-Diaz, L. J. 2013. *Ocean thermal energy resources in Colombia*. Elsevier : Renewable Energi
- Direktorat Jenderal Ketenagalistrikan, Kementerian Energi Dan Sumber Daya Mineral. 2015. *Statistik Ketenagalistrikan 2014*. Jakarta : Dirjen Ketenagalistrikan
- Fraser, N. M. dan Jawkes, E. M. 2013. *Engineering Economic – Financial Decision Making for Engineers 5th Edition*. Toronto : Pearson
- Makai Ocean Engineering. 2016. *Ocean Thermal Energy Conversion*. USA
- Martel, Laura, Smith, Paul, Rizea, Steven, Van Ryzin, Joe, Morgan, Charles, Noland, Gary, Pavlosky, Rick, Thomas, Michael, and Halkyard, John. 2012. *Ocean Thermal Energy Conversion Life Cycle Cost Assessment, Final Technical Report*, 30 May 2012. United States: Web.Mukhtasor. 2015. *Mengenal Energi Laut*. Surabaya : ICEES
- Newnan, D. G., Eschenbach, T. G., Lavelle, J. P. 2013. *Engineering Economic Analysis 11th Edition*. New York : Oxford University Press
- Nihous, G. C. 2007. *A Preliminary Assessment of Ocean Thermal Energi Conversion (OTEC) Resources*. ASME
- Optima Shipping Service. 2018. *Shipping Market Overview*. Greece : Optima Shipbroken Research
- Presiden Republik Indonesia. 2014. *Peraturan Pemerintah No. 79 Tahun 2014 tentang Kebijakan Energi Nasional*. Jakarta : Kementerian Sekretariat Negara
- PT Perusahaan Listrik Negara. 2015. *Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL)*. Jakarta : PLN
- Sekretariat Jenderal Dewan Energi Nasional. 2015. *Ketahanan Energi Indonesia 2015*. Jakarta : Sekretariat DEN

- Siemens. 2009. *Industrial Steam Turbines – The Comprehensive Product Range from 2 to 250 Megawatts*. Germany : Siemens
- Souza, R. V. Marques, W. C. 2014. *Energy budget of the thermal gradient in the Southern Brazilian continental shelf*. Elsevier : Renewable Energi
- Syamsuddin, M. L., Attamimi, A., Nugraha, A. P., Gibran, S., Afifa, A. Q., Oriana, O. 2015. *OTEC Potential in The Indonesian Seas*. Elsevier : EBTKE ConEx 2014
- Upshaw, C. R. 2012. *Thermodynamic and Economic Feasibility Analysis of a 20 MW Ocean Thermal Energi Conversion (OTEC) Power Plant*. Thesis. University of Texas Austin
- Vega, L. A. 2010. *Economics of Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC) : An Update*. Houston : OTC
- Vega, L. A. 2010. *First Generation 50 MW OTEC Plantship for the Production of Electricity and Desalinated Water*. USA : OTC

LAMPIRAN A
PEMILIHAN LOKASI STUDI

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

Peta Potensi Energi Panas Laut (P3GL dan ASELI 2014)



Pengelompokan Data Berdasarkan Provinsi

No.	Lokasi	Provinsi	Beda Temperatur	Jarak Ke Pantai	Panjang Pantai
1	L. Mentawai, P. Siberut	Sumatera Barat	21	<10	343
2	Barat P. Enggano	Bengkulu	20-22	<10	118,4
3	Samudra Hindia, Panaitan	Banten	22-24	<10	188,7
4	L. Flores, Bali-Bima	Bali	22	10-30	950,2
5	Samudra Hindia, Timor	NTB	22-23	10-20	169,4
6	Selat Alor dan Selat Ombai	NTT	22-24	<10	394
7	Banda	Sulawesi Tenggara	21-22	<10	600,8
8	L. Banda, Bandaneira	Maluku	22-23	>30	365
9	Selat Makasar, Majene	Sulawesi Barat	20-21	10-20	644,8
10	L. Maluku, Kep. Banggai	Sulawesi Tengah	21	<10	186,3
11	L. Maluku, Halmahera	Maluku Utara	21	<10	517,1
12	L. Halmahera	Maluku Utara	22	>10	417,3
13	Laut Seram	Maluku	22-23	<10	278,2
14	Samudra Pasifik, Irian	Papua Barat	22-24	<10	551,6
15	Kep. Bunaken	Sulawesi Utara	22	<10	291,9
16	L. Sulawesi, Siau	Sulawesi Utara	21-23	<10	175,3
17	P. Talaud	Sulawesi Utara	22-23	10-20	489,8

Data Kelistrikan Provinsi yang Memiliki Potensi Energi Panas Laut (PLN, 2018)

No.	Provinsi	Pembangkit Tenaga Listrik Existing (Daya Mampu Netto)													Total
		Energi Tak Terbarukan						Energi Terbarukan							
		PLTU	PLTG	PLTGU	PLTD	PLTDG	PLTMG	PLTA	PLTM	PLTMH	PLTP	PLTB	PLTBg	PLTS	
1	Sumatra Barat	350	32,7		23,6			252,9		24,9			1		685,1
2	Bengkulu				34,4			249,6		1,6			3		288,6
3	Banten	.5827		.660											6487
4	Bali	380	322		51,9	192,4						0,2			946,5
5	NTB	100	50		240,3				15,1	0,5				0,9	406,8
6	NTT	55			215,3					4,4	8			2,4	285,1
7	Sulawesi Tenggara	32,21	50		118				4						204,2
8	Sulawesi Barat	50			23,64				9,84						83,48
9	Sulawesi Tengah	59			105,9			202,6							367,5
10	Sulawesi Utara	100			187,2			49,4			112,1			0,1	448,8
11	Maluku				71,5	54,1									125,6
12	Maluku Utara	14			48,1	35,7									97,8
13	Papua Barat	12	34,8		55,6				4						106,4

*dalam MW

Rencana Pembangunan Pembangkit hingga 2028 (PLN, 2018)

	Provinsi	Energi Tak Terbarukan						Energi Terbarukan				Total
		PLTU	PLTGU	PLTG	PLTMG	PLTD	PLTP	PLTM	PLTA	PLT Lain		
1	Sumatra Barat		300				650	259	965	189	2363	
2	Bengkulu	200	300				650	206	942	189	2487	
3	Banten	.5957	150			35					360	6502
4	Bali										191	191
5	NTB	534		190		134		24			35	917
6	NTT	186			170			115	16	17	77	581
7	Sulawesi Tenggara	970			165	6,3		19	36,8		10	1207
8	Sulawesi Barat							24				24
9	Sulawesi Tengah	156	150		100	5,1		140,2	320		13,7	885
10	Sulawesi Utara	506	150		180	3	75	22	42		35	1013
11	Maluku	80			235	0,9	7	19	66		50	457,9
12	Maluku Utara	6	60		130	6	40				30	272
13	Papua Barat	50		230			14		1		3	298

*dalam MW

Metode yang digunakan dalam analisa pengambilan keputusan ini adalah *Kepner-Tregoe* (K-T) dengan empat kriteria sebagai berikut :

1. Perbandingan kapasitas pembangkit sumber energi tak terbarukan dengan terbarukan saat ini.
2. Perbandingan kapasitas pembangkit sumber energi tak terbarukan dengan terbarukan rencana hingga tahun 2028.
3. Total kapasitas rencana pembangunan pembangkit hingga 2028. (PLN, 2018)
4. Jarak lokasi pembangkit ke pantai. (ASELI, 2014)

1. Skor Kriteria Perbandingan Kapasitas Pembangkit Sumber Energi Tak Terbarukan dengan Terbarukan Saat Ini

No.	Provinsi	Total Kapasitas Pembangkit (MW)			
		Tak Terbarukan	Terbarukan	Perbandingan	Skor Kriteria
1	Sumatra Barat	406,3	278,8	1,46	2
2	Bengkulu	34,4	254,2	0,14	1
3	Banten	6487	0	∞	5
4	Bali	946,3	0,2	4731,50	5
5	NTB	390,3	16,5	23,65	4
6	NTT	270,3	14,8	18,26	4
7	Sulawesi Tenggara	200,16	4	50,04	4
8	Sulawesi Barat	73,64	9,84	7,48	3
9	Sulawesi Tengah	164,9	202,6	0,81	1
10	Sulawesi Utara	287,23	161,6	1,78	2
11	Maluku	125,6	0	∞	5
12	Maluku Utara	97,8	0	∞	5
13	Papua Barat	102,4	4	25,60	4

Skor

0,0 – 1,0 MW = 1

1,0 – 5,0 MW = 2

5,0 – 10,0 MW = 3

10,0 – 100,0 MW = 4

100 MW – ~ = 5

2. Skor Kriteria Perbandingan Kapasitas Pembangkit Sumber Energi Tak Terbarukan dengan Terbarukan Rencana Hingga Tahun 2028

No.	Provinsi	Total Kapasitas Pembangkit (MW)			Skor Kriteria
		Tak Terbarukan	Terbarukan	Perbandingan	
1	Sumatra Barat	300	2063	0,15	1
2	Bengkulu	500	1987	0,25	1
3	Banten	6142	360	17,06	5
4	Bali	0	191	0,00	1
5	NTB	858	59	14,54	5
6	NTT	356	225	1,58	2
7	Sulawesi Tenggara	1141,3	65,8	17,34	5
8	Sulawesi Barat	0	24	0,00	1
9	Sulawesi Tengah	411,1	473,9	0,87	1
10	Sulawesi Utara	839	174	4,82	4
11	Maluku	315,9	142	2,22	3
12	Maluku Utara	202	70	2,89	3
13	Papua Barat	294	4	73,50	5

Skor

0,0 – 1,0 MW = 1

1,0 – 2,0 MW = 2

2,0 – 3,0 MW = 3

3,0 – 5,0 MW = 4

5,0 MW – ~ = 5

3. Skor Kriteria Total Kapasitas Rencana Pembangunan Pembangkit Hingga 2028

No.	Provinsi	Rencana 2028 (MW)	Skor Kriteria
1	Sumatera Barat	2363	5
2	Bengkulu	2487	5
3	Banten	6502	5
4	Bali	191	1
5	NTB	917	3
6	NTT	581	3
7	Sulawesi Tenggara	1207,1	4
8	Sulawesi Barat	24	1
9	Sulawesi Tengah	885	3
10	Sulawesi Utara	1013	4
11	Maluku	457,9	2
12	Maluku Utara	272	2
13	Papua Barat	298	2

Skor

0 - 200 MW = 1

200 - 500 MW = 2

500 – 1000 MW = 3

1000 – 2000 MW = 4

2000 MW – ~ = 5

4. Skor Kriteria Jarak Lokasi Pembangkit Ke Pantai

No.	Provinsi	Jarak Ke Pantai	Skor Kriteria
1	Sumatera Barat	<10	5
2	Bengkulu	<10	5
3	Banten	<10	5
4	Bali	10-30	3
5	NTB	10-20	4
6	NTT	<10	5
7	Sulawesi Tenggara	<10	5
8	Sulawesi Barat	10-20	4
9	Sulawesi Tengah	<10	5
10	Sulawesi Utara	<10	5
11	Maluku	<10	5
12	Maluku Utara	<10	5
13	Papua Barat	<10	5

Skor

10 – 30 km = 3

10 – 20 km = 4

< 10 km = 5

5. Total Keseluruhan Skor Kriteria

No.	Provinsi	Total Skor
1	Sumatera Barat	13
2	Bengkulu	12
3	Banten	20
4	Bali	10
5	NTB	16
6	NTT	14
7	Sulawesi Tenggara	18
8	Sulawesi Barat	9
9	Sulawesi Tengah	10
10	Sulawesi Utara	15
11	Maluku	15
12	Maluku Utara	15
13	Papua Barat	16

LAMPIRAN B
LOKASI STUDI

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

LAMPIRAN C
KONSEP DESAIN

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

1. Heat Exchanger

Daya yang masuk kedalam **Heat Exchanger** (Heat Load) :

Kondenser/Evaporator

$$\dot{Q} = Q_{cw} \cdot \rho \cdot c_p \cdot \frac{3\gamma\Delta T}{8(1 + \gamma)}$$

Parameter input :

$$Q_{cw} = 93,19 \text{ m}^3/\text{s}$$

$$\rho = 1025 \text{ kg/m}^3$$

$$c_p = 4 \text{ kJ/kg K}$$

$$\gamma = 2$$

$$\Delta T = 22,4^\circ$$

Maka,

$$\dot{Q}_c = 2196,931 \text{ MW}_t$$

Evaporator

$$\dot{Q} = Q_{ww} \rho c_p \frac{3\Delta T}{8(1 + \gamma)}$$

$$Q_{ww} = 186,38 \text{ m}^3/\text{s}$$

$$\rho = 1025 \text{ kg/m}^3$$

$$c_p = 4 \text{ kJ/kg K}$$

$$\gamma = 2$$

$$\Delta T = 23^\circ$$

Maka,

$$\dot{Q}_e = 2196,931 \text{ MW}_t$$

Dengan menggunakan persamaan :

$$\dot{Q} = \Delta T_m UA = \frac{UA(\Delta T_i - \Delta T_o)}{\ln(\Delta T_i/\Delta T_o)}$$

Maka,

Evaporator

$$U = 4520 \text{ W/m}^2 \text{ C}$$

$$T_{a_i} = 10,33 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$T_{a_o} = 21,23 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$T_{ww_i} = 28,59 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\begin{aligned} T_{ww_o} &= 28,59 \text{ }^\circ\text{C} - \frac{3\Delta T}{8(1+\gamma)} = 26 \text{ }^\circ\text{C} - 2,875 \text{ }^\circ\text{C} \\ &= 25,79 \text{ }^\circ\text{C} \end{aligned}$$

$$\Delta T_i = 18,26 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\Delta T_o = 4,56 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\Delta T_m = 14,97 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$A = \frac{\dot{Q}}{\Delta T_m U}$$

$$A_e = 33451,32 \text{ m}^2$$

Kondenser

$$U = 4520 \text{ W/m}^2 \text{ C}$$

$$T_{a_i} = 15,75 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$T_{a_o} = 10,30 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$T_{cw_i} = 6,19 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\begin{aligned} T_{cw_o} &= 6,19 \text{ }^\circ\text{C} + \frac{3\Delta T}{8(1+\gamma)} = 26 \text{ }^\circ\text{C} - 2,875 \text{ }^\circ\text{C} \\ &= 11,79 \text{ }^\circ\text{C} \end{aligned}$$

$$\Delta T_i = 9,56 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\Delta T_o = 1,49 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\Delta T_m = 8,76 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$A = \frac{\dot{Q}}{\Delta T_m U}$$

$$A_c = 57187.89 \text{ m}^2$$

Total area heat exchanger

$$A = 90639,21 \text{ m}^2$$

Net power/total HX area

$$= 0.55 \text{ kW/m}^2$$

Spesifikasi HX : All-welded Plate Type Heat Exchanger “XP Plate” – Xenesys Jp

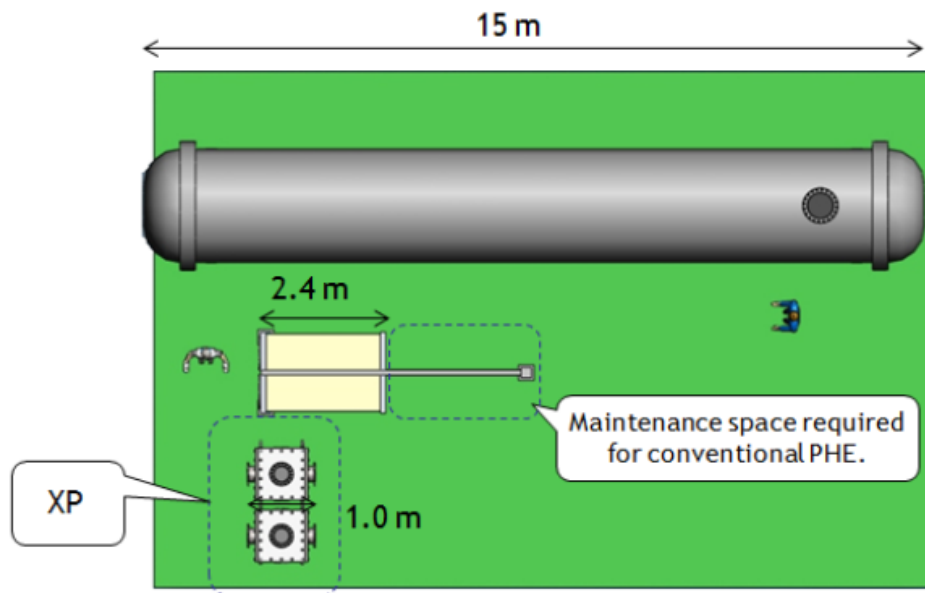
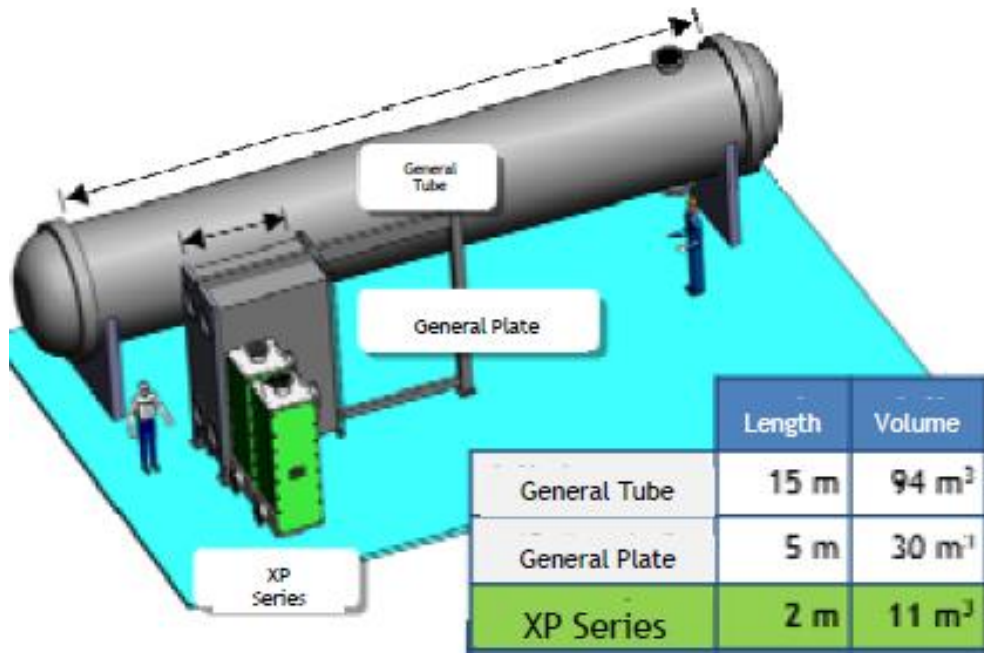


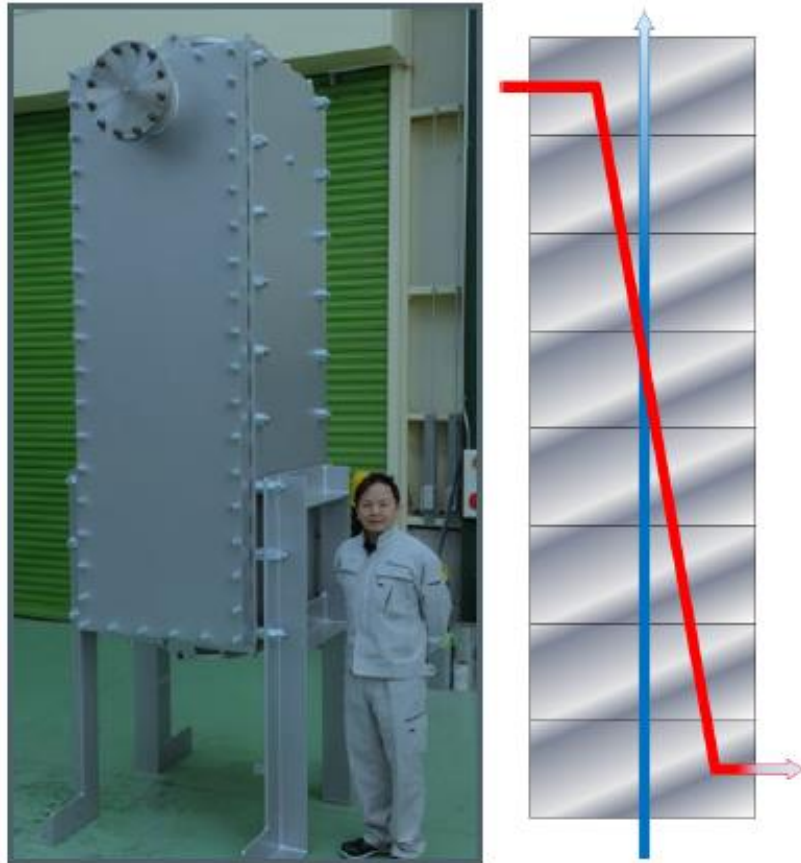
Evaporator for OTEC



Condenser for OTEC

Dimensi





To large scale (500m² class)

$$L = 1 \text{ m}$$

$$B = 1 \text{ m}$$

$$H = 3 \text{ m}$$

$$A = 500 \text{ m}^2$$

(Plate HX yang umum dipasaran bisa 1600m²/m³, dengan ukuran max per inti 1,5x3x8,2 m)

Kebutuhan total

$$A_e = 33451,32 \text{ m}^2$$

$$\text{Jumlah Inti HX} = 67 \approx 68$$

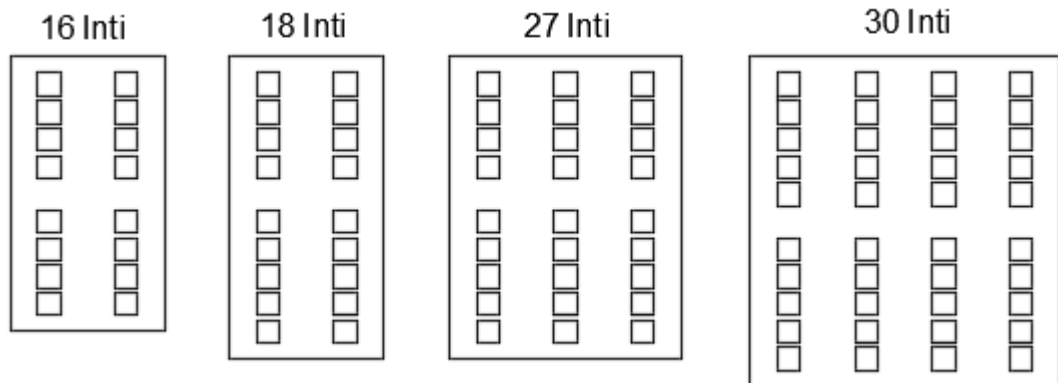
$$\text{Jumlah Inti per Modul 18 MW} = 68 : 4 = 17$$

$$A_c = 57187.89 \text{ m}^2$$

$$\text{Jumlah Inti HX} = 114$$

$$\text{Jumlah Inti per Modul 18 MW} = 114 : 4 = 28,5$$

Layout



2. Generator Turbin (Siemens, 2007)

Daya Bruto = 71,43 MW \approx 72 MW

Dibagi menjadi 4 Modul masing2 18 MW



SST-150

up to 20 MW

The SST-150 is a single-casing turbine, providing geared drive to a 1,500 or 1,800 rpm generator and packaged in a skid-mounted design. For power generation, it provides high efficiency together with a very compact arrangement.

Technical data

- Power output up to 20 MW
- Inlet pressure up to 103 bar / 1,495 psi
- Inlet steam temperature up to 505°C / 940°F
- Rotational speed up to 13,300 rpm
- Bleed up to 25 bar / 365 psi
- Controlled extraction up to 16 bar / 230 psi
- Exhaust pressure (back pressure) up to 10 bar / 145 psi
- Exhaust pressure (condensing) up to 0.25 bar / 3.6 psi
- Exhaust area 0.28 – 1.6 m² / 3.0 – 17.2 sq. ft.

Typical dimensions

Length 12 m / 39 ft.

Width 4 m / 13.1 ft.

Height 5 m / 16.4 ft.

3. Pipa Air Laut

Cold Water Pipe

Q	=	99,39	m ³ /s
V	=	2,50	m/s
A	=	39,76	m ²
r	=	3,56	m
L	=	1000	m
D	=	7,11	m
γ	=	10121,93	N/m ³
g	=	9,8	m/s ²
f	=	0,009663364	

Collapse Load

Δp drag	=	17,54	kpa
Δp efek kepadatan	=	7,65	kpa
Δp kerugian dinamis	=	3,23	kpa
Δp lain-lain	=	1	kpa
Δp (total)	=	29,42	kpa

$$\begin{aligned} \Delta p &= 29416,44803 \text{ Pa} \\ \text{Poisson ratio} &= 0,3 \\ E &= 17200000000 \text{ N/m}^2 \\ \\ t &= 6,54 \text{ cm} \\ \text{OD} &= 7,24 \text{ m} \end{aligned}$$

Longitudinal Forces

$$\begin{aligned} \rho \text{ FRP} &= 1700 \text{ kg/m}^3 \\ \rho w0 &= 1028,13 \text{ kg/m}^3 \\ \rho w1000 &= 1032,85 \text{ kg/m}^3 \\ \rho w \text{ rata2} &= 1030,49 \text{ kg/m}^3 \end{aligned}$$

$$\text{Yield Streght FRP} = 1,38 \times 10^8 \text{ N/m}^2$$

$$Tz0 = 6,6 \times 10^6 \text{ N/m}^2$$

Luas Potongan Melintang Silinder

$$\begin{aligned} A &= A_{od} - A_{id} \\ &= 1,47619576 \text{ m}^2 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Gaya berat pipa} &= -9685612,7 \text{ N} \\ &= -988,32782 \text{ Ton} \end{aligned}$$

Daya Apung Foam

$$\rho \text{ foam} = 670 \text{ kg/m}^3$$

$$\text{Longitudinal Force} = 360,49 \text{ ton/m}^2$$

$$A = 2,74162341 \text{ m}^2$$

$$r = 3,70892894 \text{ m}$$

$$t = 11,9525207 \text{ cm}$$

$$\text{OD} = 7,36376118 \text{ m}$$

Warm Water Pipe

Q	=	198,79	m ³ /s
V	=	1,50	m/s
A	=	66,26	m ²
r	=	4,59	m
L	=	20	m
D	=	9,18	m
Y	=	10121,93	N/m ³
g	=	9,8	m/s ²
f	=	0,00915	

Collapse Load

Δp_{drag}	=	0,09	kpa
Δp efek kepadatan	=	0,10	kpa
Δp kerugian dinamis	=	1,16	kpa
Δp lain-lain	=	1	kpa
Δp (total)	=	2,35	kpa

Δp	=	2354,576	Pa
Poisson ratio	=	0,3	
E	=	1,72E+10	N/m ²
t	=	3,64	cm
OD	=	9,26	m

Longitudinal Forces

ρ FRP	=	1700	kg/m ³
ρ w0	=	1028,13	kg/m ³
ρ w1000	=	1028,22	kg/m ³
ρ w rata2	=	1028,177	kg/m ³

Yield Streght FRP = $1,38 \times 10^8$ N/m²

$$Tz0 = 1,3 \times 10^5 \text{ N/m}^2$$

Luas Potongan Melintang Silinder

$$\begin{aligned} A &= A_{od} - A_{id} \\ &= 1,054812608 \text{ m}^2 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Gaya berat pipa} &= -138416,69 \text{ N} \\ &= -14,12 \text{ Ton} \end{aligned}$$

Daya Apung Foam

$$\rho_{\text{foam}} = 670 \text{ kg/m}^3$$

$$\begin{aligned} \text{Longitudinal Force} &= 7,16 \text{ ton/m}^2 \end{aligned}$$

$$A = 1,971670975 \text{ m}^2$$

$$r = 4,677416997 \text{ m}$$

$$t = 6,754932991 \text{ cm}$$

$$OD = 9,32 \text{ m}$$

Return Water Pipe

$$Q = 298,18 \text{ m}^3/\text{s}$$

$$V = 1,50 \text{ m/s}$$

$$A = 99,39 \text{ m}^2$$

$$r = 5,62 \text{ m}$$

$$L = 60 \text{ m}$$

$$D = 11,25 \text{ m}$$

$$\gamma = 10121,93 \text{ N/m}^3$$

$$g = 9,8 \text{ m/s}^2$$

$$f = 0,008803$$

Collapse Load

Δp drag	=	0,22	kpa
Δp efek kepadatan	=	0,10	kpa
Δp kerugian dinamis	=	1,16	kpa
Δp lain-lain	=	1	kpa
Δp (total)	=	2,48	kpa

Δp	=	2480,22	Pa
Poisson ratio	=	0,3	
E	=	1,72E+10	N/m ²

t	=	4,54	cm
OD	=	11,34	m

Longitudinal Forces

ρ FRP	=	1700	kg/m ³
ρ w0	=	1028,13	kg/m ³
ρ w1000	=	1028,32	kg/m ³
ρ w rata2	=	1028,224	kg/m ³

Yield Streght FRP	=	$1,38 \times 10^8$	N/m ²
-------------------	---	--------------------	------------------

Tz0	=	$3,9 \times 10^5$	N/m ²
-----	---	-------------------	------------------

Luas Potongan Melintang Silinder

A	=	$A_{od} - A_{id}$	
	=	1,61	m ²

Gaya berat pipa	=	-633806	N
		-64,6741	Ton

Daya Apung Foam

ρ foam	=	670	kg/m ³
-------------	---	-----	-------------------

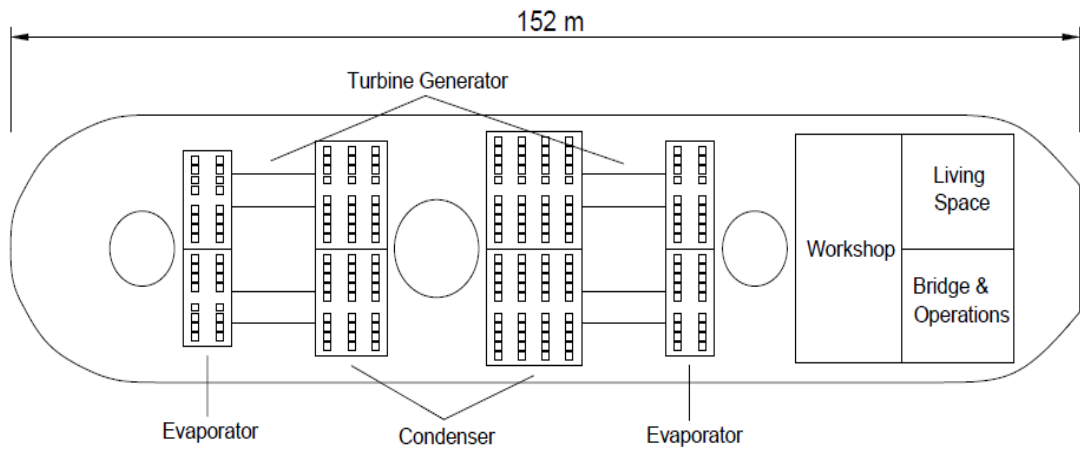
Longitudinal Force	=	21,49	ton/m ²
--------------------	---	-------	--------------------

A	=	3,01	m ²
---	---	------	----------------

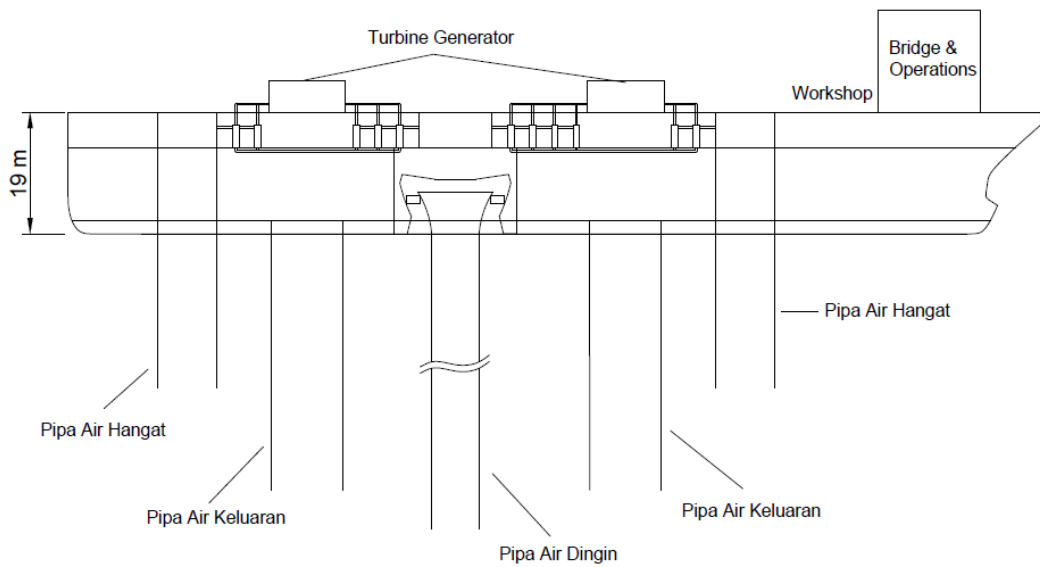
r = 5,73 m
 t = 8,42 cm
 OD = 11,42 m

4. Platform

Fasilitas OTEC 50 MW Tampak Atas



Fasilitas OTEC 50 MW Tampak Samping



Perkiraan desain kapal menggunakan software *DelftShip*

Supertanker

Designer	Unknown		
Created by	Unknown		
Comment	Tanker with elliptical bow		
Filename	super_tanker.fbm		
Design length	146,00 (m)	Midship location	73,000 (m)
Length over all	152,02 (m)	Relative water density	1,0250
Design beam	32,800 (m)	Mean shell thickness	0,0000 (m)
Maximum beam	32,800 (m)	Appendage coefficient	1,0000
Design draft	13,500 (m)		

Volume properties		Waterplane properties	
Moulded volume	55268,4 (m ³)	Length on waterline	148,05 (m)
Total displaced volume	55268,4 (m ³)	Beam on waterline	32,800 (m)
Displacement	56650,2 (tonnes)	Entrance angle	89,900 (Degr.)
Block coefficient	0,8430	Waterplane area	4480,0 (m ²)
Prismatic coefficient	0,8465	Waterplane coefficient	0,9225
Vert. prismatic coefficient	0,9138	Waterplane center of floatation	72,568 (m)
Wetted surface area	7976,8 (m ²)	Transverse moment of inertia	373615 (m ⁴)
Longitudinal center of buoyancy	77,351 (m)	Longitudinal moment of inertia	7097765 (m ⁴)
Longitudinal center of buoyancy	2,939 %		
Vertical center of buoyancy	6,996 (m)		
Total length of submerged body	148,05 (m)		
Total beam of submerged body	32,800 (m)		

Asumsi DWT = 0,7 x Displacement, DWT kapal = 39655 ton

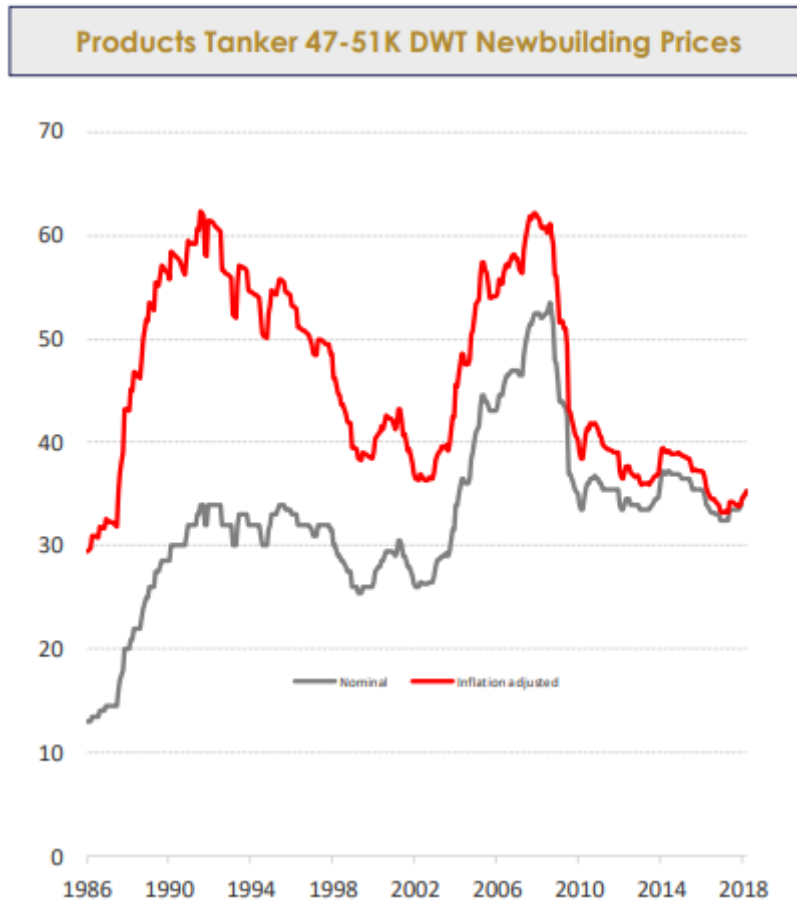
(Halaman ini sengaja dikosongkan)

LAMPIRAN D
DETAIL BIAYA MODAL FASILITAS OTEC

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

1. Kapal (Optima Shipping Service, 2018)

Harga kapal 47-51K DWT



2. Sistem Tambat (Martel dkk, 2012)

OTEC plant mooring cost, \$m USD (hardware procurement and installation)

	Florida	Hawai'i	Guam
100 MW	\$52.7	\$65.7	\$80.9
200 MW	\$78.6	\$94.4	\$115.7
400 MW	\$123.8	\$145.4	\$179.0

3. Kabel Listrik Bawah Laut 11 km (Martel dkk, 2012)

Plant Size	# Cables	# Conductors	Cable Cost (MM\$/km) ¹	Installation Cost Fixed (MM\$) ²	Installation Cost Variable (MM\$/km)	Notes	Nominal Case (MM\$) based on 20 km cable
100 MW AC	2	6	\$3.60	\$26	\$0.65	Includes 1 spare cable (100% capacity)	\$111.00
200 MW AC	3	9	\$5.40	\$26	\$1.00	Includes 1 spare cable (50% capacity)	\$154.00
400 MW AC	6	18	\$11	\$26	\$2.00	Includes 2 spare cables (50% capacity)	\$286.00

4. Pipa Air Laut Terpasang (**Vega, 2010**)
50 MW = Rp 580.000.000.000
5. Pompa Air Laut Terpasang (**Vega, 2010**)
50 MW = Rp 230.000.000.000
6. Heat Exchangers (**Upshaw, 2012**)
\$ 50 / sqft
7. Generator Turbin (**CRRC, 2010**)
\$ 5 M / 10 MW
8. Sistem Kelistrikan/NH3/Kontrol (**Vega, 2010**)
50 MW = Rp 300.000.000.000
9. Instalasi Mekanik dan Kelistrikan (**Vega, 2010**)
50 MW = Rp 410.000.000.000

BIODATA PENULIS



Penulis dilahirkan dengan nama Ahmad Iklil Muna pada tanggal 14 Agustus 1993 di Pati, Jawa Tengah. Anak keempat dari 5 (lima) bersaudara. Penulis telah menempuh jenjang pendidikan formal di MI Mitahul Falah pada tahun 1999-2005, kemudian melanjutkan ke SMP Negeri 1 Tayu tahun 2005-2008 dan SMA Negeri 1 Tayu tahun 2008-2011. Pada pertengahan tahun 2011, penulis diterima sebagai mahasiswa Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS) di Departemen Teknik Kelautan, Fakultas Teknologi Kelautan. Selama menempuh pendidikan di ITS, penulis ikut serta dan aktif dalam berbagai organisasi dan kegiatan terutama di Beastudi Etos dan PMII Sepuluh Nopember Surabaya. Penulis turut aktif dalam mengikuti Program Kreativitas Mahasiswa (PKM) dengan 3 (tiga) judul yang pernah didanai oleh Dikti. Satu diantaranya berhasil mendapatkan medali emas di Yogyakarta pada tahun 2012. Penulis juga pernah menjadi delegasi ITS dalam Indonesia Leadership Camp UI dan program pertukaran pelajar ke Jepang (JENESYS).

Email: ahmadiklilmuna@gmail.com