



TESIS (TM142502)

**ANALISA TEKNIS DAN EKONOMIS
KENAIKAN TEMPERATUR BAHAN BAKAR GAS
TERHADAP KINERJA PLTU 4-5
UNIT PEMBANGKITAN MUARA KARANG**

**REZZA EKO PRASETYO
2116207712**

**DOSEN PEMBIMBING
Dr. Ir. ATOK SETIYAWAN, M.Eng.Sc**

**PROGRAM MAGISTER
BIDANG KEAHLIAN MANAJEMEN ENERGI
KERJASAMA PT PJB
JURUSAN TEKNIK MESIN
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOVEMBER
2018**

[Halaman ini sengaja dikosongkan]



THESIS (TM142502)

**TECHNICAL AND ECONOMICAL ANALYSIS
OF INCREASING FUEL GAS TEMPERATURE
TOWARD PERFORMANCE OF
STEAM TURBINE 4-5
OF MUARA KARANG POWER PLANT**

**REZZA EKO PRASETYO
2116207712**

**SUPERVISOR
Dr. Ir. ATOK SETIYAWAN, M.Eng.Sc**

**MASTER PROGRAM
FIELD STUDY OF ENERGY MANAGEMENT
IN CORPORATION WITH PT PJB
DEPARTMENT OF MECHANICAL ENGINEERING
FACULTY OF INDUSTRIAL TECHNOLOGY
SEPULUH NOPEMBER INSTITUTE OF TECHNOLOGY
SURABAYA
2018**

[Halaman ini sengaja dikosongkan]

LEMBAR PENGESAHAN TESIS

Tesis disusun untuk memenuhi salah satu syarat memperoleh gelar
Magister Teknik (M.T)
di
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh :

Rezza Eko Prasetyo

NRP : 2116207712

Tanggal Ujian : Jumat, 20 Juli 2018

Periode Wisuda : September 2018

Disetujui Oleh :

1. Dr. Ir. Atok Setiyawan, M. Eng.

NIP : 196604021989031002

2. Prof. Dr. Eng. Ir. Prabowo, M. Eng.

NIP : 196505051990031005

3. Dr. Ir. Budi Utomo Kukuh Widodo, ME.

NIP : 195312191981031001

4. Ary Bachtiar Krisna Putra, ST. MT. PhD.

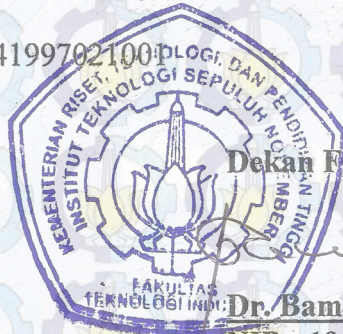
NIP : 197105241997021001

(Pembimbing)

(Penguji)

(Penguji)

(Penguji)



Dekan Fakultas Teknologi Industri,

Dr. Bambang Lelono Widjiantoro, ST. MT

NIP : 19690507199512001

[Halaman ini sengaja dikosongkan]

ANALISA TEKNIS DAN EKONOMIS KENAIKAN TEMPERATUR BAHAN BAKAR GAS TERHADAP KINERJA PLTU 4-5 UNIT PEMBANGKITAN MUARA KARANG

Nama Mahasiswa : Rezza Eko Prasetyo
NRP : 2116207712
Pembimbing : Dr. Ir. Atok Setiawan, M.Eng.Sc

ABSTRAK

Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) 4-5 Unit Pembangkit Muara Karang (UPMKR) merupakan salah satu pembangkit di UPMKR bersama PLTGU Blok 1 dan PLTGU Blok 2, yang vital untuk mensuplai listrik ke Jakarta. Awalnya dioperasikan dengan menggunakan bahan bakar *Marine Fuel Oil* (MFO). Sejak 1995, PLTU 4-5 mengalami modifikasi burner agar dapat menggunakan bahan bakar gas, namun penurunan tekanan suplai gas dari suplayer ke burner diikuti penurunan temperatur yang cukup besar. Penurunan temperatur ini berakibat pada penurunan energi sehingga akan menaikkan konsumsi bahan bakar. Penelitian ini bertujuan untuk menentukan temperatur bahan bakar gas yang akan digunakan dalam burner dengan simulasi *software Gatecycle* versi 5 sehingga didapatkan penurunan *Nett Plant Heat Rate* (NPHR) yang mendukung kinerja pembangkit dan korporat. Kendala yang muncul pada simulasi baru menggunakan *software Gatecycle* versi 5 dimana pemodelan harus menggunakan *Windows XP* dan pembuatan model PLTU 4-5.

Penelitian ini dilakukan dengan melakukan variasi temperatur bahan bakar gas di PLTU 4-5 UPMKR dengan memanfaatkan sumber panas yang tersedia di PLTGU Blok 2 dan software yang masih digunakan di lingkungan PT PJB. Simulasi pemodelan kenaikan temperatur bahan bakar gas terhadap performa PLTU 4-5 dilakukan dengan menggunakan model PLTU 4-5 yang sudah tervalidasi.

Dari hasil simulasi didapatkan 2(dua) pilihan, pilihan pertama memanfaatkan instalasi yang ada dan *safety factor* 0,8, diambil temperatur bahan bakar gas pada 97°C. Pada temperatur ini, didapatkan penurunan *heat rate* sebesar 9,324 kJ/kW-hr atau kenaikan efisiensi siklus 0,128 % setara dengan Rp.612.952.256,89/bulan atau Rp.7.355.427.084/tahun dan *Break Even Point* (BEP) atau pengembalian modal setelah 2,183 bulan atau 66 hari penuh beroperasi pada beban stabil 173 MW. Pada pilihan kedua dilakukan perubahan instalasi perpipaan dari *fuel gas heater* ke boiler, dimana temperatur bahan bakar gas digunakan pada 207°C dengan potensi penurunan *heat rate* sebesar 25,581 kCal/kW-hr atau kenaikan efisiensi siklus 0,352 % setara dengan Rp.1.681.758.664,-/bulan atau Rp.20.181.103.968,-/tahun dan *Break Even Point* (BEP) setelah 2,262 bulan atau 68 hari penuh beroperasi pada beban stabil 173 MW.

Kata kunci : *Break-Event Point*, *NPHR*, Pemodelan

[Halaman ini sengaja dikosongkan]

TECHNICAL AND ECONOMICAL ANALYSIS OF INCREASING FUEL GAS TEMPERATURE TOWARD PERFORMANCE OF STEAM TURBINE 4-5 OF MUARA KARANG POWER PLANT

Student Name : Rezza Eko Prasetyo
NRP : 2116207712
Supervisor : Dr. Ir. Atok Setiyawan, M.Eng.Sc

ABSTRACT

Steam Turbine (ST) 4-5 of Muara Karang Power Plant (MKPP) built with Marine Fuel Oil (MFO) is one of the main power plants in Muara Karang Power Plant with Gas Turbine Combine Cycle Block 1 (GE-PG9161E) and Gas Turbine Combine Cycle Block 2 (M701F3), which supply electricity in Jakarta. Since 1995, its burner was modified so it can also use gas fuel. The pressure from supplayer to burner is declined then the temperature went down so it result decreasing energy and it will increase fuel consumption. This study aims to determine the temperature of fuel gas to be used in the burner so as to obtain a decrease in Nett Plant Heat Rate (NPHR) that supports the performance of plants and corporates. Constraints arise in the new simulation using the software Gatecycle version 5 where the modelling should use Windows XP and Steam Turbine Power Plant (ST) 4-5 model.

This research was conducted by varying the temperature of gas fuel in ST 4-5 MKPP by utilizing heat source available in Gas Turbine Combine Cycle Block 2 and software that is still used in PT PJB environment. By using validated modelling, we can simulate the model of gas fuel temperature rise to the performance of ST 4-5 MKPP.

It is obtained 2 (two) options from the simulation results. First, it still uses the existing installation and safety factor 0.8 then it is obtained optimal fuel gas temperature at 97°C. At this temperature, a 9.324 kJ/kW-hr heat rate decrease or 0.128% cycle efficiency increase equals to Rp 612,952,256.89/month or Rp 7,355,427,084/year and Break Even Point (BEP) after 2.183 months or 66 full days of operation at a steady load of 173 MW. Second, it makes changing of the piping installation from the fuel gas heater to the boiler, where the fuel gas temperature is used at 207°C with a potential heat rate reduction of 25.581 kCal/kW-hr or 0.352% cycle efficiency increase equal to Rp 1,681,758,664.-/month or Rp 20,181,103,968.-/year and Break Even Point (BEP) after 2.262 months or 68 full days operating at a steady load of 173 MW.

Key words : Break-Event Point, NPHR, Modelling, Optimum temperature

[Halaman ini sengaja dikosongkan]

KATA PENGANTAR

Puji syukur kehadiran Allah SWT, Tuhan Yang Maha Kuasa, karena hanya atas berkatNya, penulis dapat menyelesaikan tesis ini dengan judul **“Analisa Teknis Dan Ekonomis Kenaikan Temperatur Bahan Bakar Gas Terhadap Kinerja PLTU 4-5 Unit Pembangkitan Muara Karang”**.

Tesis ini disusun sebagai salah satu syarat untuk memenuhi persyaratan dalam memperoleh gelar Magister Teknik (M.T.) di Jurusan Teknik Mesin, Fakultas Teknologi Industri, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya tahun 2018.

Pada kesempatan ini, penulis menyampaikan penghargaan dan ucapan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada semua pihak yang telah berperan serta dalam penyusunan tesis ini, diantaranya kepada:

1. Bapak Dr. Ir. Atok Setiyawan, M.Eng.Sc., selaku dosen pembimbing yang selalu memberi nasehat, bimbingan dan motivasi.
2. Orang tua penulis yang selalu mendoakan, memberi dukungan dan motivasi kepada penulis.
3. Istri dan ketiga anak tercinta yang selalu menopang dalam doa dan penyejuk dalam setiap kesulitan dan rintangan.
4. Bapak Prof. Dr. Eng. Ir. Prabowo, M.Eng., Dr. Ir. Budi Utomo Kukuh W., ME, Ary Bachtiar Krisna Putra, ST. MT. PhD, selaku dosen penguji yang telah memberi saran yang bermanfaat kepada penulis.
5. Bapak Ir. Bambang Pramujati, M.Sc.Eng. Ph.D., selaku Ketua Jurusan Teknik Mesin, Fakultas Teknologi Industri, Institut Teknologi Sepuluh Nopember dan jajarannya.
6. Prof. Dr. Eng. Ir. Prabowo, M.Eng., selaku Ketua Program Magister, Jurusan Teknik Mesin, Fakultas Teknologi Industri, Institut Teknologi Sepuluh Nopember dan jajarannya.
7. Manajemen PT PJB, khususnya Direktur SDM dan rekan-rekan SDM Kantor Pusat, yang telah memberikan kesempatan penulis dalam mengenyam pendidikan Magister Teknik di Teknik Mesin lewat pemberian program beasiswa Tugas Belajar di Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya pada tahun 2016.
8. Manajemen PT PJB Unit Pembangkitan Muara Karang, khususnya Bapak Rahmat Azwin selaku General Manajer yang telah memberikan dukungan dan doa demi kelulusan dalam menuntut ilmu.
9. Teman-teman satu angkatan pendidikan Program Magister Teknik Jurusan Teknik Mesin, khususnya Bidang Manajemen Energi yang telah bersama berjuang dalam menuntut ilmu.
10. Teman-teman PT PJB, khususnya UP Muara Karang yang telah bersedia berbagi waktu, pikiran dan tenaga.

- 11.Seluruh karyawan Jurusan Teknik Mesin yang banyak membantu dalam penyelesaian pengerjaan tesis ini.
- 12.Semua pihak yang tidak dapat penulis sebutkan satu-persatu yang telah banyak memberi dorongan dan bantuan dalam menyelesaikan tesis ini baik secara langsung maupun tidak langsung.

Menyadari atas keterbatasan pengetahuan dan penelitian sehingga dimungkinkan ada kekeliruan dan kesalahan yang tidak sengaja. Oleh karena itu, kritik dan saran yang membangun sangat dibutuhkan guna perbaikan dan pengembangan lebih lanjut. Semoga tesis ini dapat bermanfaat dan memenuhi apa yang diharapkan.

Surabaya, Juli 2018

Penulis

DAFTAR ISI

Halaman Judul	i
Lembar Pengesahan	v
Abstrak	vii
Abstract	ix
Kata Pengantar	xi
Daftar Isi	xiii
Daftar Gambar	xvii
Daftar Tabel	xix
DAFTAR GAMBAR	xvii
DAFTAR TABEL	xix
BAB 1 PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Perumusan Masalah.....	4
1.3 Tujuan Penelitian.....	5
1.4 Batasan Masalah.....	5
1.5 Manfaat Penelitian.....	6
BAB 2 TINJAUAN PUSTAKA	7
2.1. Boiler	7
2.1.1 Komponen Utama Boiler	7
2.1.2. Komponen Pendukung Boiler	11
2.2. Turbin	15
2.2.1. Prinsip Kerja <i>Steam Turbine</i>	15
2.2.2. Komponen-komponen Turbin Uap	16
2.2.3. Peralatan Bantu Turbin Uap.....	18
2.2.4. Sistem Valve pada Turbin.....	19
2.2.5. Pengendalian Katup Uap Turbin.....	20
2.3. Bahan Bakar PLTU 4-5.....	21
2.3.1. Sifat Bahan Bakar	22

2.4. Prinsip Pembakaran	27
2.4.1. Reaksi dan Proses Pembakaran	28
2.4.2. Penyalaan (<i>Ignition</i>) dan kemampunyalaan (<i>Flammability</i>)	31
2.4.3. Pembakaran Stoikiometri dan Non-Stoikiometri	32
2.4.4. Udara Pembakaran Boiler	33
2.5. Perhitungan Efisiensi Boiler	34
2.5.1 Metode Perhitungan Langsung (<i>Direct Method</i>)	34
2.5.2. Metode Perhitungan Tidak Langsung (<i>Indirect Method</i>).....	36
2.6. Gas Treatment Station (GTS) di PLTU 4-5 UP Muara Karang	39
2.7. Perhitungan Keekonomisan	42
BAB 3 METODE PENELITIAN	47
3.1. Tahap-tahap Penelitian.....	47
3.2. Diagram Alir Penelitian	48
3.3. Pemodelan dan Simulasi	49
3.4. Tahap Pre-processing.....	50
3.5. Tahap Processing	50
3.5.1. Modelling	51
3.5.2. Fuel Gas Specification	51
3.5.3. Piping material	51
3.5.4. Operating condition.....	52
3.5.5. Boundary condition	52
3.5.6. Solution	52
3.5.7. Initialize.....	52
3.5.8. Monitoring.....	53
3.6. Tahap Post Processing	53
BAB 4 HASIL SIMULASI DAN PERHITUNGAN	55
4.1. Data dan Hasil Simulasi.....	55
4.2. Diskusi	58
4.2.1. Analisa Hasil Simulasi Peningkatan Temperatur Fuel Gas	58

4.2.2. Analisa Perhitungan Ekonomis Peningkatan Fuel Gas.....	64
4.3. Perbandingan Hasil Perhitungan Skenario Yang Didapatkan.....	75
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN.....	77
5.1. Kesimpulan.....	77
5.2. Saran.....	79
DAFTAR PUSTAKA	81
LAMPIRAN.....	83
BIOGRAFI PENULIS	87

[Halaman ini sengaja dikosongkan]

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2. 1 Boiler PLTU 4-5 (<i>Rehabilitation ST 4-5 Manual Book</i>).....	8
Gambar 2. 2 Variasi Energi Potensial dalam suatu reaksi; (a) Reaksi Eksotermik dan (b) Reaksi Endotermik (F.El-Mahallawy, 2002).....	30
Gambar 2. 3 <i>Ignition range</i> (a) dalam T_c-X_A dan (b) dalam P_c-X_A	32
Gambar 2. 4 Ilustrasi pembakaran di boiler	34
Gambar 2. 5 Ilustrasi <i>Direct Method</i>	35
Gambar 2. 6 Ilustrasi <i>Indirect Method</i>	37
Gambar 2. 7 Sistem perpipaan bahan bakar gas	40
Gambar 2. 8 HRSG PLTGU Blok 2 UP Muara Karang	41
Gambar 2. 9 Model Gatecycle PLTU 4-5 UP Muara Karang.....	42
Gambar 3. 1 Diagram alir penelitian	49
Gambar 3. 2 Model PLTU 4-5 UP Muara Karang.....	50
Gambar 4. 1 Hasil Pengujian <i>Heat Rate</i> PLTU bersama PT PLN Puslitbang Ketenagalistrikan Tahun 2017	55
Gambar 4. 2 Grafik Pengaruh Perubahan Temperatur Bahan Bakar Gas Terhadap Heat Rate dan Efisiensi PLTU 4-5.....	59
Gambar 4. 3 Grafik Pengaruh Perubahan Temperatur Bahan Bakar Gas Terhadap Main Steam Flow dan Efisiensi Boiler	60
Gambar 4. 4 Grafik Perubahan Pada Gas Buang PLTU 4-5.....	61
Gambar 4. 5 Grafik Pengaruh Fuel Gas pada Flue Gas	61
Gambar 4. 6 Grafik Efek Temperatur Bahan Bakar Gas 97°C terhadap Total Biaya dan Potensi Saving	70
Gambar 4. 7 Grafik Efek Temperatur Bahan Bakar Gas 207°C terhadap Total Biaya dan Potensi Saving.....	74

[Halaman ini sengaja dikosongkan]

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Analisis Proksimat dan Ultimat <i>Short Residue</i>	24
Tabel 2.2 Sifat – sifat fisik dan kimia berbagai bahan bakar gas.....	25
Tabel 2.3 Karakteristik Gas Metana.....	26
Tabel 2.4 Komposisi suplayer gas UP Muara Karang	27
Tabel 4.1 Perubahan Temperatur Bahan Bakar Gas	56
Tabel 4.2 Perubahan Temperatur Bahan Bakar Gas	58
Tabel 4.3 Potensi keuntungan yang didapatkan dari Penurunan NPHR.....	65
Tabel 4.4 Biaya Kebutuhan Uap pada Penurunan Heat Rate.....	67
Tabel 4.5 Perhitungan Investasi Pada Skenario Pertama	68

BAB 1

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Dalam proses produksi listrik, PT PJB UP Muara Karang sebagai salah satu pembangkit pemasok energi listrik mempunyai 3 entitas pembangkit, yaitu : Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) 4-5, Pembangkit Listrik Tenaga Gas dan Uap (PLTGU) Blok 1 dan Pembangkit Listrik Tenaga Gas dan Uap (PLTGU) Blok 2. Sebuah pembangkit listrik seperti Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) 4-5 Unit Pembangkitan Muara Karang (UPMKR) menggunakan beberapa peralatan utama, yaitu : boiler, turbin dan generator. Disamping beberapa peralatan utama tersebut juga digunakan beberapa peralatan bantu, seperti : *gas treatment station (GTS)*, *water treatment plant*, *H₂ plant* dan lain-lain. Proses pembangkitan tenaga listrik diawali dengan proses pembakaran air baku yang sudah diolah terlebih dahulu menjadi uap (*steam*) yang terjadi di ruang bakar (*furnace*) boiler. *Steam* digunakan untuk memutar turbin yang dikopel dengan generator sebagai pengkonversi listrik. Pada awal pembangunannya pada 16 Pebruari 1979, pembakaran di boiler PLTU 4-5 didesain menggunakan bahan bakar *Marine Fuel Oil* (MFO), namun pada tahun 1994 telah dilakukan gasifikasi dan modifikasi di burner boiler PLTU 4-5 sehingga bisa menggunakan bahan bakar gas, dimana UPMKR saat itu hanya mendapatkan suplai bahan bakar gas dari PT Pertamina Hulu Energi (PHE). Sejak masuknya PLTGU Blok 2 pada 2009, dimana diikuti tambahan pasokan bahan bakar gas dari PT Nusantara Regas (NR) melalui FSRU, UPMKR sudah mempunyai 2 (dua) pemasok bahan bakar gas, yaitu : PT Nusantara Regas (NR) dari FSRU dan PT Pertamina Hulu Energi (PHE).

Performa dengan MFO pada *base load*-nya PLTU 4 terukur dengan NPHR sebesar 2475 kcal/kWh pada saat *performance test* 15 Oktober 2011 dan PLTU 5 terukur dengan NPHR sebesar 2459 kcal/kWh pada saat *performance test* 14 September 2011. Dengan bahan bakar gas yang mempunyai kalor yang lebih

tinggi, lebih bersih pada gas buangnya sehingga aman buat lingkungan dan mengurangi waktu pemeliharaan boiler, PLTU 4-5 juga mendapatkan keuntungan pada penurunan nilai NPHR, sehingga kinerja PLTU 4-5 dapat diperbaiki untuk mendukung kinerja korporat serta meningkatkan kesiapan unit guna memasok kebutuhan kelistrikan di Sub-Sistem Daerah Khusus Ibukota (DKI) Jakarta dan Banten. *Performance test* PLTU 4 pada *base load*-nya dengan bahan bakar gas pada 23 Nopember 2012 terukur NPHR sebesar 2439 kcal/kWh sedangkan PLTU 5 pada 2010 terukur 2317 kcal/kWh, terjadi penurunan NPHR masing-masing sekitar 1,47% dan 6,13%.

Gas NR memasok gas ke PLTU 4-5 dengan tekanan dan temperatur masing-masing sebesar $23,5 \text{ kg/cm}^2$, 25°C dan masuk ke boiler melalui burner dengan tekanan dan temperatur $1,1 \text{ kg/cm}^2$, 17°C , setelah melalui *fuel gas pressure reducing valve* dan *fuel gas flow control valve*. Penurunan tekanan yang diikuti dengan penurunan temperatur dari 25°C ke 17°C tentunya menurunkan energi dari gas itu sendiri sehingga menambah volume gas yang diperlukan untuk pembakaran di boiler. Hal ini mengakibatkan konsumsi bahan bakar (*SFC*) gas meningkat, sehingga menurunkan efisiensi PLTU 4-5. Dari ide inilah penelitian ini dilakukan dengan menaikkan temperatur bahan bakar gas menggunakan *fuel gas heater* memanfaatkan sumber panas dari *auxiliary steam* dari auxiliary boiler PLTGU Blok 2 (Mitsubishi Heavy Industries, 2009).

Penggunaan *auxiliary steam* ini diharapkan akan menaikkan temperatur bahan bakar gas jauh lebih tinggi dari sebelumnya. Dengan adanya kenaikan temperatur bahan bakar, molekul-molekul bahan bakar memiliki energi yang lebih besar sehingga frekuensi tumbukan antar molekul lebih besar. Kondisi ini diharapkan akan mempermudah penyalaan, sehingga didapatkan penurunan volume konsumsi bahan bakar gas (Yonathan, 2008). Dengan adanya penurunan konsumsi bahan bakar gas (*sfc*), maka NPHR yang dihasilkan lebih rendah. Untuk hal tersebut, diperlukan investasi *fuel gas heater* atau *heat exchanger* dan penambahan *steam* sebagai sumber panas dengan tetap memanfaatkan perpipaan bahan bakar gas yang ada atau dengan melakukan perubahan pada instalasi yang ada guna mendapatkan penurunan NPHR yang lebih besar dengan temperatur bahan bakar yang lebih tinggi.

Untuk menaikkan temperatur bahan bakar gas juga dapat menggunakan *flue gas* sebelum terbuang ke cerobong, namun kenaikan temperatur bahan bakar gas menjadi terbatas karena temperatur *flue gas* PLTU 4-5 hanya 140°C. Keuntungan dari penggunaan *flue gas* adalah tidak mengurangi ketersediaan energi di dalam system PLTU 4-5. Keuntungan lain dari memanfaatkan *auxillary steam* adalah kenaikan bahan bakar gas yang dicapai jauh lebih tinggi. Jika *auxillary steam* ini diambil dari PLTU 4-5, akan mengurangi daya guna energi *steam* untuk menghasilkan kerja turbin sehingga *auxillary steam* dapat diambil dari PLTGU Blok 2 yang terletak berdekatan dengan PLTU 4-5. Nilai terekonomis dan teraman buat operasi PLTU 4-5 akan dipilih sebagai pertimbangan utama dalam penelitian ini.

Beberapa penelitian terdahulu yang menaikkan temperatur bahan bakar untuk mendapatkan perbaikan kinerja pembangkit telah banyak dilakukan, diantaranya adalah **Jegadeswaran,dkk (2015)** yang telah melakukan penelitian mengenai pemanasan awal bahan bakar batubara *lignite* pada PLTU Batubara 40 MW dengan memanfaatkan *hot flue gas* sebelum pembakaran. Hasil yang didapat dari penelitian tersebut adalah penghematan bahan bakar hingga 41,25% dan penghematan energi hingga 41,33% serta mengurangi gas CO₂ hingga 85% (M. A. Jegadeswaran, September 2015). **Abbas Zabihi dan Majid Taghizadeh (2015)** melakukan simulasi dengan HYSYS software pada Akand City Gate Station, yang memiliki flow rate sekitar 120.000 SCMH. Mereka melakukan kontrol temperatur di *station heater* dari 40-43°C menjadi 23-29°C untuk mengurangi energy dan konsumsi bahan bakar gas dengan memanfaatkan air sebagai media transfer energi panasnya. Dari percobaan ini, didapatkan penurunan konsumsi bahan bakar gas hingga lebih dari 431.000 SCM setara penghematan sebesar lebih dari \$43.000 setahun. Dengan penerapan penelitian ini di 50 *station city gate station*, *Mazandaran Gas Company* diprediksi akan mendapatkan penghematan hingga \$1 million setahun (Abbas Zabihi, 2015). **I.G.N. Putu Tenaya (2013)** melakukan penelitian dengan observasi pengaruh pemanasan bahan bakar terhadap unjuk kerja mesin, dimana pada penggunaan bahan bakar cair pada mesin injeksi dilakukan pemanasan dari temperatur awal 29-30°C menjadi 57-58°C. Pemanasan ini mengakibatkan perubahan pergerakan fluida,

karena adanya pergerakan akibat pemanasan tersebut, maka kemampuan molekul bahan bakar melepaskan diri dari lingkungannya menjadi lebih cepat sehingga mempermudah proses pengabutan bahan bakar pada ruang bakar yang berkorelasi dengan performa mesin. Dari penelitian ini didapatkan, peningkatan torsi dan daya serta penurunan konsumsi bahan bakar 0,68% - 5,15% pada variasi putaran mesin 1500 rpm hingga 5000 rpm (I Gusti Ngurah Putu Tenaya, 2013). **Mehaboob Basha, S.M. (2011)** melakukan penelitian dengan simulasi software GT PRO untuk performa Gas Turbine pada variasi kelembaban udara, temperatur ambient dan jenis bahan bakar (Gas, HSD dan MFO). Pada setiap penurunan temperatur 10oF, didapatkan kenaikan performa terbaik dengan bahan bakar gas hingga kenaikan beban 5% dan efisiensi 2% (Mehaboob Basha, December 27-28, 2011).

1.2 Perumusan Masalah

Boiler PLTU 4-5 UP Muara Karang menggunakan sistem pembakaran *tangentially fired combustion* dengan desain awal bahan bakar *Marine Fuel Oil* (MFO) dan modifikasi bahan bakar gas mempunyai 4 elevasi *burner* dengan tiap elevasi mempunyai 4 *burner* di tiap sudutnya, sehingga total burner yang tersedia sebanyak 16 *burner* (Mitsubishi Heavy Industries, 1981). Pada saat penggunaan bahan bakar MFO, dibutuhkan 16 *burner* untuk mencapai beban teroptimal hingga maksimumnya. Dengan menggunakan bahan bakar gas, hanya dibutuhkan 10 *burner* saja karena temperatur *main steam* yang diperlukan sebelum masuk *steam turbine* sudah terpenuhi. Dengan beberapa keuntungan yang didapat, antara lain : NPHR yang lebih rendah, pemeliharaan yang lebih sedikit dan gas buang yang lebih bersih menyebabkan PLTU 4-5 lebih sering dioperasikan dengan menggunakan bahan bakar gas pada beberapa tahun terakhir. Berangkat dari fakta bahwa gas yang masuk boiler bertemperatur cukup rendah sekitar 17°C dan ada kemungkinan menaikkan temperatur bahan bakar gas menjadi lebih tinggi melalui pemanfaatan *auxiliary steam*, maka akan dilakukan studi pemodelan dan simulasi pengaruh kenaikan temperatur gas terhadap kinerja pembangkit dengan *software gate cycle*. Beberapa hal yang perlu dilakukan analisa sebagai berikut:

1. Bagaimana pengaruh pembakaran yang terjadi dengan kenaikan temperatur bahan bakar gas.
2. Berapa kenaikan temperatur bahan bakar gas yang dipilih dengan tetap mempertimbangkan keamanan operasi dan peralatan.
3. Apa pengaruhnya dengan penambahan temperatur bahan bakar gas pada performa PLTU 4-5.
4. Nilai kelayakan investasi dari skenario yang didapatkan.

1.3 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan dari penelitian ini dibagi menjadi dua bagian, yaitu:

1. Tujuan Umum :

Mengetahui perubahan karakteristik dan performa penambahan temperatur bahan bakar gas pada boiler PLTU 4-5 UP Muara Karang sehingga mendukung kinerja korporat.

2. Tujuan Khusus :

Mengetahui pengaruh penambahan temperatur optimal bahan bakar gas pada :

- ✓ Peralatan suplai gas dari GTS ke boiler.
- ✓ Konsumsi bahan bakar gas (*sfc*) dan *Nett Plant Heat Rate (NPHR)*.
- ✓ Lingkungan akibat gas sisa pembakaran.
- ✓ Kontribusi pada kinerja korporat.

1.4 Batasan Masalah

Dalam pembahasan penelitian ini, dilakukan beberapa hal yang digunakan sebagai batasan masalah, antara lain :

1. Aliran diasumsikan *steady state*.
2. Penelitian dilakukan disepanjang aliran pipa suplai bahan bakar gas dari Gas Treatment Stasion (GTS) hingga boiler PLTU 4-5 UPMKR.

3. Data operasi yang diambil adalah data sekunder, yaitu data performance test di PLTU 4-5 UPMKR.
4. Bahan bakar gas yang digunakan adalah dari suplayer gas PT Nusantara Regas (NR) dan PT Pertamina Hulu Energi (PHE).
5. Parameter yang dilakukan perubahan pada simulasi hanya pada kenaikan temperatur bahan bakar gas sebelum ke boiler.
6. Data lain yang diperlukan diambil dari literatur lain yang dianggap relevan.
7. Simulasi menggunakan *Gate Cycle Versi 5* yang hanya bisa beroperasi dengan *Windows XP*.

1.5 Manfaat Penelitian

Manfaat yang ingin diperoleh dari penelitian ini adalah sebagai berikut :

1. Mendukung pencapaian kontrak kinerja unit dengan menurunkan *nett plant heat rate* (NPHR).
2. Menurunkan biaya pokok produksi (BPP) dari PLTU 4-5 sebagai pembangkit dengan BPP termahal di UPMKR.
3. Memperoleh referensi temperatur operasi *fuel gas* di operasi boiler PLTU 4-5 dengan memanfaatkan *auxiliary steam*.
4. Menurunkan *specific fuel consumption (sfc)* dengan bahan bakar gas pada temperatur yang lebih tinggi.
5. Meningkatkan potensi keuntungan Perusahaan dengan pengoperasian PLTU 4-5 pada performa terbaiknya.

BAB 2

TINJAUAN PUSTAKA

2.1. Boiler

Boiler merupakan suatu alat untuk menghasilkan uap pada tekanan dan temperatur tinggi (*superheated vapor*). Perubahan dari fase cair menjadi uap dilakukan dengan memanfaatkan energi panas yang didapatkan dari pembakaran bahan bakar. Boiler pada PLTU 4-5 UP Muara Karang menggunakan minyak residu atau biasa disebut MFO (*Marine Fuel Oil*) sebagai bahan bakar utamanya. Sedangkan bahan bakar pendukung adalah solar atau biasa disebut HSD (*High Speed Diesel*), dimana solar ini digunakan hanya sebagai pembakaran awal (*warm up*) sebelum pembakaran diganti dengan MFO. Namun pada tahun 1994 telah dilakukan gasifikasi dan modifikasi di *Burner* boiler PLTU 4-5 sehingga bisa menggunakan bahan bakar gas setelah *warm up*, dimana UPMKR mempunyai 2 (dua) pemasok, yaitu : PT Nusantara Regas (NR) dari FSRU dan PT Pertamina Hulu Energi (PHE).

Penyaluran panas dari bahan bakar ke air pengisi (*feedwater*) didalam boiler dapat terjadi secara radiasi dan konveksi. Bagian pemindah panas dari boiler terdiri dari pemanas mula (*Low Pressure Heater* dan *High Pressure Heater*), *economizer*, pemanas lanjut (*SuperHeater*), dan pemanas ulang (*ReHeater*).

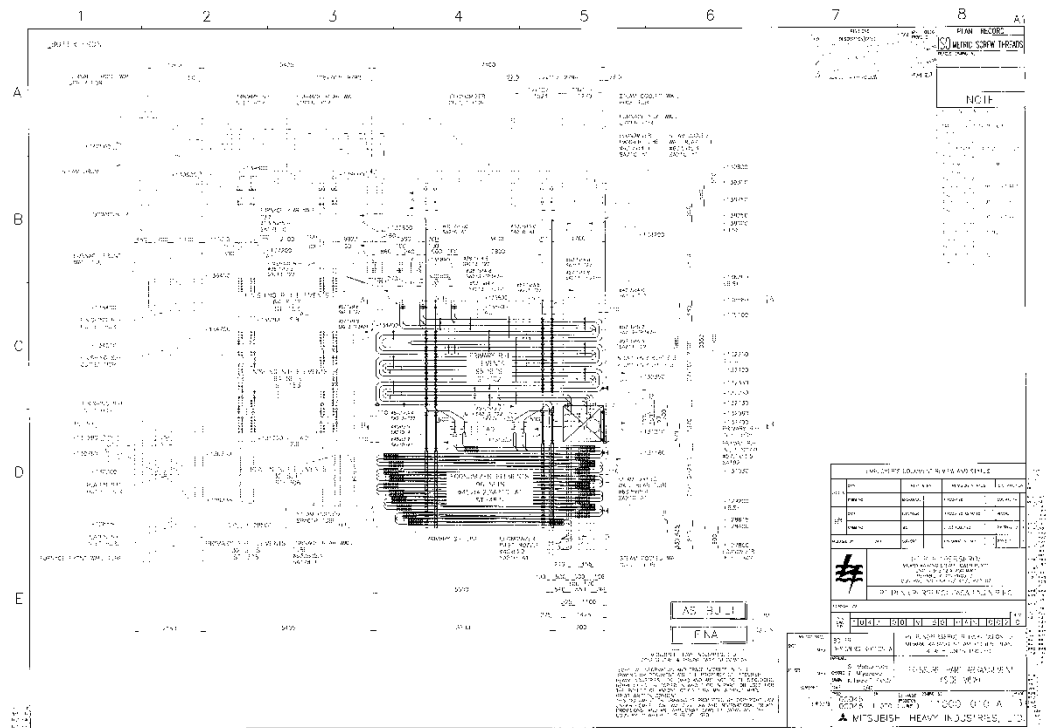
Pemindahan panas dalam boiler terjadi dalam proses :

1. Radiasi diruang bakar
2. Konveksi di *Economizer*, *Gas Recirculating Fan* (GR Fan) dan *Air Heater*
3. Kombinasi radiasi dan konveksi di *SuperHeater* dan *ReHeater*.

2.1.1 Komponen Utama Boiler

Komponen utama boiler terdiri dari : *Wall tube* , *Main drum*, *Primary SuperHeater*, *Secondary SuperHeater*, *ReHeater*, dan *Economizer*. Sedangkan

komponen pendukung terdiri dari : *Forced Draft Fan, MFO Heater, Air Preheat Coil, Air Heater, Burner, Gas Recirculating Fan, Soot Blower* dan *Safety Valve*.



Gambar 2. 1 Boiler PLTU 4-5 (*Rehabilitation ST 4-5 Manual Book*)

Spesifikasi Boiler PLTU 4-5 UP Muara Karang secara umum sebagai berikut (Mitsubishi Heavy Industries, 1981) :

Manufaktur	: Mitsubishi – CE
Tipe	: Natural circulation Boiler RRP Type
Steaming capacity	
Rated capacity	: 636 T/h
Extended capacity	: 669 T/h
Operating pressure	: 143,3 kg/cm ²
Design pressure	: 162 kg/cm ²
Temperatur uap	: 540°C
Effective heating surface	
Boiler convection surface	: 810 m ²
Furnace, EPRS	: 1650 m ²

Primary superheater	: 1330 m ²
Secondary superheater	: 1530 m ²
Economizer	: 9960 m ²

Superheater

Kontrol temperatur : Sprai dengan air

Tipe permukaan

Primary : Radiasi dan konveksi

Secondary : Konveksi

Beberapa komponen utama dan pendukung Boiler adalah sebagai berikut :

Wall tube

Dinding boiler terdiri dari tubes / pipa-pipa yang disatukan oleh membran, oleh karena itu disebut dengan *wall tube* . Di dalam *wall tube* tersebut mengalir air yang akan dididihkan. Dinding pipa boiler adalah pipa yang memiliki ulir dalam (*ribbed tube*), dengan tujuan agar aliran air di dalam *wall tube* berpusar (turbulen), sehingga penyerapan panas menjadi lebih banyak dan merata, serta untuk mencegah terjadinya *overheating* karena penguapan awal air pada dinding pipa yang menerima panas radiasi langsung dari ruang pembakaran.

Wall tube mempunyai dua *header* pada bagian bawahnya yang berfungsi untuk menyalurkan air dari *downcomer*. *Downcomer* merupakan pipa yang menghubungkan *Steam Drum* dengan bagian bawah *low header*. Untuk mencegah penyebaran panas dari dalam *furnace* ke luar melalui *wall tube*, maka disisi luar dari *wall tube* dipasang dinding isolasi yang terbuat dari mineral fiber.

Steam Drum

Steam Drum adalah bagian dari boiler yang berfungsi untuk :

1. Menampung air yang akan dipanaskan pada pipa-pipa penguap (*wall tube*) dan menampung uap air dari pipa-pipa penguap sebelum dialirkan ke *SuperHeater*.
2. Memisahkan uap dan air yang telah dipisahkan di ruang bakar (*furnace*).
3. Mengatur kualitas air boiler, dengan membuang kotoran-kotoran terlarut di dalam boiler melalui *continuous blowdown*.

4. Mengatur permukaan air sehingga tidak terjadi kekurangan saat boiler beroperasi yang dapat menyebabkan *overheating* pada pipa boiler.

Bagian-bagian dari *Steam Drum* terdiri dari : *feed pipe*, *chemical feed pipe*, *sampling pipe*, *baffle pipe*, *sparator*, *scrubber*, *dryer*, dan *dry box*. Level air dari drum harus selalu dijaga agar selalu tetap setengah dari tinggi drum. Sehingga banyaknya air pengisi yang masuk ke *Steam Drum* harus sebanding dengan banyaknya uap yang meninggalkan drum, supaya level air tetap konstan. Batas maksimum dan minimum level air dalam *Steam Drum* adalah -250 mm s/d 250 mm dari titik 0 (setengah tinggi drum).

Pengaturan level air dilakukan dengan mengatur *Flow Control Valve*. Jika level air di dalam drum terlalu rendah, akan menyebabkan terjadinya *overheating* pada pipa boiler, sedangkan bila level air dalam drum terlalu tinggi, kemungkinan butir-butir air terbawa ke turbin dan akan mengakibatkan kerusakan pada turbin.

SuperHeater

SuperHeater berfungsi untuk menaikkan temperatur uap jenuh menjadi uap panas lanjut dengan memanfaatkan gas panas hasil pembakaran. Uap yang masuk ke *SuperHeater* berasal dari *Steam Drum*. *SuperHeater* terbagi dua yaitu *Primary SuperHeater* dan *Secondary SuperHeater*.

a. Primary SuperHeater

Primary SuperHeater berfungsi untuk menaikkan temperatur uap jenuh yang berasal dari *Steam Drum* menjadi uap panas lanjut dengan memanfaatkan gas panas hasil pembakaran. Temperatur masuk *primary SuperHeater* adalah 314°C dan temperatur keluarnya 414°C.

b. Secondary SuperHeater

Secondary SuperHeater terletak pada bagian laluan gas yang sangat panas yaitu diatas ruang bakar dan menerima panas radiasi langsung dari ruang bakar. Temperatur uap masuk *secondary SuperHeater* adalah 414°C dan temperatur keluar sebesar 540°C, dan tekanan 129 kg/cm². Uap yang keluar dari *secondary SuperHeater* kemudian digunakan untuk memutar HP Turbin.

ReHeater

ReHeater berfungsi untuk memanaskan kembali uap yang keluar dari HP Turbin dengan memanfaatkan gas hasil pembakaran yang temperaturnya relatif masih tinggi. Pemanasan ini bertujuan untuk menaikkan efisiensi sistem secara keseluruhan. Perpindahan panas yang paling dominan pada *reHeater* adalah perpindahan panas konveksi. Perpindahan panas radiasi pada *reHeater* memberikan efek yang sangat kecil sehingga proses ini biasanya diabaikan. Temperatur uap masuk *reHeater* adalah 335°C dengan tekanan sebesar $42,8 \text{ kg/cm}^2$, sedangkan temperatur keluarnya adalah 541°C dengan tekanan 39 kg/cm^2 . Uap ini kemudian digunakan untuk menggerakkan IP Turbin, dan setelah uap keluar dari IP Turbin, langsung digunakan untuk memutar LP Turbin tanpa mengalami pemanasan ulang.

Economizer

Economizer menyerap panas dari gas hasil pembakaran setelah melewati *SuperHeater*, untuk memanaskan air pengisi sebelum masuk ke *main drum*. Panas yang diberikan ke air berupa panas sensibel. Pemanasan air ini dilakukan agar perbedaan temperatur antara air pengisi dan air yang ada dalam *Steam Drum* tidak terlalu tinggi, sehingga tidak terjadi *thermal stress* (tegangan yang terjadi karena adanya pemanasan) di dalam *main drum*. Selain itu dengan memanfaatkan gas sisa pembakaran, maka akan meningkatkan efisiensi dari boiler dan proses pembentukan uap lebih cepat.

Economizer berupa pipa-pipa air yang dipasang ditempat laluan gas hasil pembakaran sebelum *air Heater*. Perpindahan panas yang terjadi di *economizer* terjadi dengan arah aliran kedua fluida berlawanan (*counter flow*). Air pengisi *Steam Drum* mengalir ke atas menuju *Steam Drum*, sedangkan udara pemanas mengalir ke bawah.

2.1.2. Komponen Pendukung Boiler

Komponen pendukung Boiler terdiri dari : *Forced Draft Fan*, *MFO Heater*, *Gas Treatment Station (GTS)*, *Air Preheat Coil*, *Air Heater*, *Burner*, *Gas Recirculating Fan (GR Fan)*, *Soot Blower* dan *Safety Valve*.

1. *Forced Draft Fan*

Alat yang berupa fan (kipas) ini berfungsi untuk memasukkan udara pembakaran secara paksa ke dalam *furnace*, terpasang pada bagian ujung saluran air intake boiler dan digerakkan oleh motor listrik. Setiap unit pembangkit mempunyai 2 buah. Jika terjadi kegagalan operasi dari salah satu *Forced Draft Fan*, dapat menyebabkan unit beroperasi *partial load* karena mengalami *runback* dari kurangnya pasokan udara pembakaran dalam boiler.

2. *MFO Heater*

MFO Heater merupakan alat yang berfungsi untuk memanaskan bahan bakar berupa MFO dengan tujuan menurunkan viskositas dari MFO. Sumber panas didapatkan dari *auxiliary steam* sehingga penggunaan bahan bakar MFO sedikit meningkatkan kebutuhan *steam*. Hal ini perlu dilakukan karena MFO memiliki viskositas yang relatif tinggi (satu tingkat di bawah aspal) sehingga sulit untuk teratomisasi di *Burner*. Dengan proses pemanasan maka viskositas MFO dapat diturunkan sehingga dapat teratomisasi dengan baik dan menghasilkan pembakaran yang baik. Temperatur teroptimal dari temperatur MFO ini di 90-105°C.

3. *Gas Treatment Station (GTS)*

Didalam GTS terdapat beberapa alat, seperti :

- *Filter* dan *scrubber* yang berfungsi untuk menyaring partikel berat yang tercampur dalam bahan bakar gas
- *Fuel gas press reducing valve* yang berfungsi untuk mengatur tekanan fuel gas agar turun sesuai dengan kebutuhan *Burner* boiler
- *Flair* yang berfungsi untuk membuang tekanan lebih ke udara bebas pada elevasi yang tinggi saat terjadi stop unit secara tiba-tiba
- *Cathodic protection* yang berfungsi untuk melindungi sepanjang perpipaan bahan bakar gas
- *Gas Chromatograph* yang berfungsi untuk mencatat kualitas dari bahan bakar gas sebelum pembakaran

4. *Air Preheat Coil*

Alat yang berfungsi untuk memanaskan udara sebelum memasuki *Air Heater* dengan sumber panas berasal dari air Deaerator. Udara yang akan memasuki *Air Heater* harus dipanaskan terlebih dulu agar tidak terjadi *thermal stress* akibat perbedaan suhu yang ekstrim. *Air Preheat Coil* hanya digunakan saat menggunakan bahan bakar MFO dikarenakan temperatur udara pembakaran dengan bahan bakar gas tidak perlu setinggi dengan menggunakan bahan bakar MFO.

5. *Air Heater*

Air Heater merupakan alat pemanas udara, dimana panas diambil dari gas buang hasil pembakaran sebelum masuk ke cerobong (*stack*). Dengan pemanfaatan gas buang ini, maka dapat menghemat biaya bahan bakar sehingga bisa meningkatkan efisiensi pembakaran.

Air Heater yang digunakan pada PLTU adalah tipe Ljungstrom. Tipe ini paling banyak digunakan di dunia karena performa dan ketahanannya yang telah teruji. Selain itu tipe ini dapat digunakan dalam jangka waktu yang lama sebelum dilakukan overhaul. Perbaikan dan perawatan berkala mudah dilakukan pada *Air Heater* tipe ini karena desainnya yang sederhana. *Air Heater* terdiri dari hot end element dan cold end element.

Air Heater yang digunakan di PLTU merupakan *Air Heater* jenis Regenerative, yaitu gas sisa pembakaran dilalukan pada sebuah selubung tertutup untuk memanaskan sebagian dari elemen *air Heater*, dan elemen yang dipanaskan ini, diputar ke selubung yang lain dimana disini dilalukan udara yang akan dipanaskan, sehingga terjadi perpindahan panas secara konduksi.

6. *Burner*

Alat yang berfungsi untuk membakar campuran antara bahan bakar (fuel) dengan udara (air) di dalam ruang bakar (*furnace*) pada boiler. Untuk *burner* bahan bakar gas terpasang terpisah dengan susunan *burner* yang desain awal dengan susunan yang hampir sama.

7. Gas Recirculating Fan

Alat ini berfungsi untuk mengarahkan sebagian *flue gas* (gas sisa pembakaran) kembali ke *furnace* untuk meningkatkan efisiensi boiler. Sebagian *flue gas* ini akan bercampur dengan udara pembakaran, sehingga temperatur udara pembakaran naik. *Gas Recirculating Fan* ini hanya beroperasi pada saat beban atau pembangkitan minimum dan akan distop pada beban tinggi karena temperature yang ada sudah cukup tinggi.

8. Soot Blower

Sootblower merupakan peralatan tambahan boiler yang berfungsi untuk membersihkan kotoran yang dihasilkan dari proses pembakaran yang menempel pada pipa-pipa *wall tube* , *Super Heater*, *reHeater*, *economizer*, dan *air Heater* . Tujuannya adalah agar perpindahan panas tetap berlangsung secara baik dan efektif . Sebagai media pembersih digunakan uap. Suplai uap ini diambil dari *primary Super Heater* melalui suatu pengaturan tekanan PVC yang diset pada tekanan 40 kg/cm². Setiap sootblower dilengkapi dengan poppet valve untuk mengatur kebutuhan uap sootblower. Katup ini membuka pada saat sootblower dioperasikan dan menutup kembali saat lance tube dari sootblower tersebut mundur menuju stop.

Dilihat dari cara kerja/mekanisme pengoperasiannya *soot blower* dibagi atas :

1. *Short Retractable Sootblower / Furnace Wall Blower* , digunakan untuk membersihkan pipa-pipa penguap (*wall tube*) pada daerah *furnace*.
2. *Long Retractable Sootblower*, digunakan untuk membersihkan pipa-pipa *Super Heater*, dan *reHeater*.
3. *Air Heater Sootblower*, digunakan untuk membersihkan elemen-elemen *air Heater*.

9. Safety Valve

Safety Valve berfungsi sebagai pengaman ketika terjadi tekanan uap yang berlebih yang dihasilkan oleh boiler. Tekanan berlebih ini dapat terjadi karena panas boiler yang berlebihan atau adanya penurunan beban turbin secara drastis.

2.2. Turbin

Turbin adalah suatu perangkat yang mengkonversikan energi uap yang bertemperatur tinggi dan tekanan tinggi menjadi energi mekanik (putaran). Ekspansi uap yang dihasilkan tergantung dari sudu-sudu (nozzle) pengarah dan sudu-sudu putar. Ukuran nozzle pengarah dan nozzle putar adalah sebagai pengatur distribusi tekanan dan kecepatan uap yang masuk ke Turbin. Turbin uap berkapasitas besar memiliki lebih dari satu silinder casing. Hal ini dapat kita lihat dari macam silinder casing pada Turbin:

1. Cross Compound

Dimana HP (*High Pressure*) dan LP (*Low Pressure*) turbinnya terpisah dan masing-masing dikopel dengan satu generator.

2. Tandem Compound

Dimana HP dan IP (*Intermediet Pressure*) turbinnya terpisah dengan LP Turbin tetapi masih dalam satu poros.

2.2.1. Prinsip Kerja Steam Turbine

Steam Turbine adalah suatu mesin yang berfungsi untuk mengubah energi panas dalam uap menjadi energi mekanik dalam bentuk putaran poros. Konstruksinya terdiri dari rumah turbin dan rotor. Pada rotor turbin ditempatkan rangkaian sudu-sudu jalan secara berjajar. Dalam pemasangannya, rangkaian sudu tetap dan rangkaian sudu jalan dipasang berselang-seling. Energi panas dalam uap mula-mula diubah menjadi energi kinetik oleh nozzle, selanjutnya uap dengan kecepatan tinggi ini akan mengenai sudu-sudu jalan pada rotor turbin yang akhirnya mengakibatkan putaran rotor.

Pada PLTU 4-5 UP Muara Karang, Turbin dibagi menjadi tiga tingkatan, yaitu :

1. High Pressure (HP) Turbin

HP Turbin mengekspansikan uap utama yang dihasilkan dari *SuperHeater* dengan tekanan 126 kg/cm^2 dan temperatur 538°C , kemudian uap keluar HP Turbin (38 kg/cm^2) dengan temperatur 336°C dipanaskan kembali pada bagian

reHeater di boiler untuk menaikkan entalpi uap. Uap reheat lalu diekspansikan di dalam Intermediate Pressure (IP) turbin.

Data HP Turbin:

- a. Jumlah sudu : 1 pasang sudu impuls (tingkat 1) 14 pasang sudu reaksi
- b. Arah uap ke Pedestal
- c. Jumlah 1 buah

2. Intermediate Pressure (IP) Turbin

IP Turbin mengekspansikan uap reheat dengan tekanan 38 kg/cm^2 dan temperatur 538°C , sedang uap keluarnya bertekanan 7 kg/cm^2 dan suhunya sekitar 315°C .

Data IP Turbin:

- a. Jumlah sudu : 12 pasang sudu reaksi
- b. Arah ekspansi berkebalikan dengan HP Turbin
- c. Jumlah 1 buah

3. Low Pressure (LP) Turbin

LP Turbin mengekspansikan uap bertekanan 7 kg/cm^2 dan temperatur 315°C , dan tekanan uap keluar dari LP Turbin pada tekanan 56 mmHg (Vaccum), kondisi vakum ini diciptakan di dalam condenser dengan temperatur 40°C .

Data LP Turbin:

- a. Jumlah sudu : 8 pasang per turbin
- b. Arah ekspansi uap saling berlawanan
- c. Jumlah : 1 buah

2.2.2. Komponen-komponen Turbin Uap

Komponen utama turbin uap:

1. Sudu-sudu turbin

PLTU memiliki sudu-sudu turbin yang terdiri dari satu tingkat impuls dan 14 tingkat reaksi tekanan tinggi, 12 reaksi pada tekanan menengah, 2 x 8 reaksi pada turbin tekanan rendah.

2. Sudu tetap dan sudu jalan turbin

Uap yang berasal dari boiler dialirkan melalui nozzel. Karena adanya penyempitan pada aliran nozel, maka tekanan uap menurun dan kecepatannya bertambah. Sudu tetap mempunyai fungsi antara lain:

- 1) Untuk mengubah energi potensial menjadi energi kinetik
- 2) Untuk mengarahkan uap ke sudu jalan turbin

Nozzel pada sudu tetap dipasang pada casing dan fixed, sedangkan sudu jalan dipasang pada rotor turbin dan berputar jika dilalui uap. Sudu jalan berfungsi untuk mengubah energi kinetik uap menjadi energi mekanis. Jarak antara sudu-sudu jalan sangat kecil sekali kurang lebih 0,6 mikrometer.

3. Poros (*shaft*)

Poros merupakan salah satu bagian dari turbin yang menjadikan rotor-rotor berbagai tingkat turbin menjadi satu kesatuan. Poros ini juga mentransmisikan torsi rotor turbin untuk memutar bagian dari rotor generator listrik.

4. Casing (Rumah Turbin)

Casing berfungsi untuk melindungi proses ekspansi uap oleh turbin agar tidak terjadi kebocoran dari dan ke arah luar.

5. Katup-katup pengatur beban

Katup pengatur beban pada turbin disebut juga governor valve yang mengatur jumlah aliran uap masuk ke turbin PLTU 4-5 UP Muara Karang. Pembukaan dari tiap katup tergantung kebutuhan beban.

6. Bantalan aksial turbin

Aliran uap yang memutar turbin mengakibatkan turbin bergerak ke arah aksial (searah sumbu). Jika gerakan ke arah aksial ini melewati batas yangizinkan, maka terjadilah gesekan antar rotor turbin dengan statornya. Jarak antara sudu tetap dan sudu jalan dibuat kecil sekali yang berguna untuk menghindari gesekan. Bantalan aksial ditempatkan pada bagian bantalan nomor 1 turbin (dekat dengan pedestal) untuk memonitor gerakan ke arah aksial dan dilengkapi dengan minyak yang mengalir dan dipancarkan ke torak. Dengan

bergeraknya torak ke arah aksial, maka tekanan minyak ini diteruskan ke rangkaian trip turbin. PLTU 4-5 UP Muara Karang mempunyai batasan pada tekanan minyak $2,4 \text{ kg/cm}^2$ dan trip pada $5,6 \text{ kg/cm}^2$.

7. Bantalan turbin

Untuk menumpu rotor turbin dengan satu silinder casing diperlukan bantalan utama (main bearing) sebanyak dua buah, sedangkan pada turbin yang mempunyai lebih dari satu silinder casing bantalannya lebih dari dua buah. Pada PLTU 4-5 UP Muara Karang, total bantalan turbin yang terpasang sebanyak 7 buah.

2.2.3. Peralatan Bantu Turbin Uap

Peralatan bantu turbin merupakan serangkaian sistem yang mendukung operasi turbin agar dalam pengoperasiannya dapat berjalan dengan baik. Peralatan bantu turbin antara lain:

1. Sistem pelumasan, fungsi sistem pelumasan turbin antara lain:

- a. Mencegah korosi
- b. Mencegah keausan pada bagian turbin yang bergerak
- c. Sebagai pengangkut partikel kotor yang timbul karena gesekan
- d. Sebagai pendingin terhadap panas yang timbul akibat gesekan

2. Sistem perapat/seal

Sistem perapat digunakan untuk mencegah kebocoran uap dari dalam turbin ke udara luar atau sebaliknya melewati kelenjar-kelenjar perapat (gland seal) sepanjang poros turbin.

3. Sistem turning gear

Turning gear merupakan alat bantu turbin yang berfungsi mensukseskan operasi turbin pada saat start up dan shut down. Fungsi turning gear untuk menghindari melengkungnya poros turbin terutama pada saat temperatur poros masih tinggi, ketika turbin baru saja shut down. Turning gear digerakan oleh motor listrik AC yang memutar poros turbin 3 rpm. Dengan demikian

terjadilah pendinginan yang merata untuk menghindari terjadinya defleksi (lendutan) poros.

4. Sistem governor

Governor adalah suatu alat pengatur putaran. Setiap turbin uap memerlukan governor, baik turbin yang digunakan untuk menggerakkan generator listrik, pompa air pengisi maupun menggerakkan blower. Tipe governor yang biasa digunakan yaitu elektronik dan hidrolik-mekanik.

5. Sistem proteksi

Sistem proteksi turbin merupakan serangkaian peralatan baik mekanis, hidrolis dan elektrik yang dirancang mampu mengamankan operasi turbin dalam segala kondisi terburuk sekalipun.

6. Condenser

Condenser berfungsi untuk mengkondensasikan uap bekas menjadi uap air pengisi boiler, dimana uap bekas dari LP Turbin masuk ke kondenser melalui pipa-pipa kondensor yang di dalamnya berisi fluida kerja (biasanya berupa *sea water* atau *fresh water*).

2.2.4. Sistem Valve pada Turbin

Sistem valve pada turbin berfungsi mengatur laju aliran uap ke dalam turbin. Sistem valve digerakkan oleh servo valve actuator dan minyak hidrolik sebagai penggerak valve. Valve turbin terdiri dari :

1. MSV (*Main Stop Valve*)

MSV merupakan valve yang membuka dan menutup aliran uap utama (main steam) masuk ke HP Turbin. Pada saat start up, MSV berfungsi mengatur laju aliran uap yang masuk ke HP Turbin dan juga sebagai proteksi saat turbin trip.

2. GV (*Governor Valve*)

GV bekerja setelah terjadinya valve transfer dari MSV ke GV yang berfungsi mengatur laju aliran uap utama pada HP dan juga sebagai pengontrol beban (setelah disinkronisasi sampai beban normal).

3. RSV (*Reheat Stop Valve*)

RSV merupakan valve yang membuka dan menutup aliran uap reheat yang masuk ke IP Turbin. Pada saat start up RSV sudah dalam kondisi membuka penuh, jadi tidak berperan dalam pengaturan laju aliran uap reheat dan juga sebagai alat proteksi saat turbin trip.

4. ICV (*Interceptor Valve*)

Pada saat start up, ICV berperan seperti MSV yaitu mengatur aliran uap reheat pada IP Turbin.

2.2.5. Pengendalian Katup Uap Turbin

Salah satu hal yang juga sangat penting dalam pengontrolan turbin uap adalah pengaturan putarannya dengan mengatur prosentase buka tutup katup. Sistem katup uap (*governor valve*) pada dasarnya mempunyai fungsi sebagai berikut:

- a. Sebagai pengendali putaran turbin sebelum generator on line.
- b. Sebagai pengendali setelah generator sinkron dengan jaringan lokal dimana unit sebagai master (*island operator*).
- c. Sebagai pengendali beban yang dibangkitkan generator apabila generator sinkron dengan jaringan. Sistem pengatur ini bekerja berdasarkan *speed drop* yang telah ditentukan untuk mengatur frekuensi jaringan.
- d. Sebagai peralatan proteksi yang menjamin bekerjanya turbin dengan aman.
- e. Sebagai sarana pengaturan secara jarak jauh dari pusat pengukur beban.

Fungsi-fungsi trip yang telah dibahas sebelumnya juga sangat berhubungan dengan governor ini karena ketika terjadi trip, governor- governor yang ada akan secara otomatis menutup laju uap yang menuju ke Turbin, sehingga turbin akan berhenti bekerja.

Mekanisme pengendalian buka tutup katup dapat dilakukan sebagai berikut:

1. Sistem pengendalian dengan governor motor

Pada sistem ini pengaturan pembukaan governor valve selain diperintah oleh tekanan minyak governor motor, juga dipengaruhi oleh putaran turbin

(frekuensi). Hal ini dapat terjadi karena tekanan minyak governor motor berhubungan dengan tekanan discharge impeller serta putaran turbin. Sistem pengaturan ini disebut juga free governor action. Karena pembukaan governor dipengaruhi oleh perubahan frekuensi. Tekanan minyak pada governor diatur oleh servo motor yang dikerjakan oleh operator dari control room.

2. Sistem pengendalian secara elektronik

Pada sistem ini pengaturan governor dilakukan secara hidraulik diperintahkan oleh suatu perangkat elektronik yang disebut *electro hydraulic converter (EH Converter)*. Untuk memastikan minyak yang mengalir mempunyai kualitas yang terjaga kualitasnya, terpasang sepasang filter yang bisa diganti pada saat operasi. Salah satu filter digunakan, sedangkan yang lainnya stand by.

3. Sistem pengendalian dengan load limit

Pengaturan governor load limit adalah pengaturan pembukaan governor yang hanya dikontrol oleh tekanan minyak. Load limit frekuensi tidak bisa mempengaruhi pembukaan governor valve, kecuali jika terjadi tekanan frekuensi yang tinggi sehingga pengendalian minyak dari governor motor akan menurunkan tekanan minyak.

2.3. Bahan Bakar PLTU 4-5

Diawal pembangunan PLTU 4-5 UP Muara Karang, bahan bakar yang digunakan adalah minyak residu (*Marine Fuel Oil / MFO*), namun pada membutuhkan *High Speed Diesel (HSD)* pada awal pembakarannya. Setelah unit beroperasi, bahan bakar HSD akan diganti ke MFO/Gas. Dengan suplai gas yang sudah tersedia, PLTU 4-5 kini lebih sering beroperasi dengan bahan bakar. Penggunaan bahan bakar MFO diperlukan pada saat terjadi gangguan suplai bahan bakar gas dari suplayer.

2.3.1. Sifat Bahan Bakar

Bahan bakar yang digunakan di PLTU 4-5 UP Muara Karang ada 2 macam bahan bakar utama, yaitu (United Nations Environment Programme, 2006) :

A. Bahan Bakar Minyak Residu (*Marine Fuel Oil / MFO*)

Residu (*Bottom Oil*) merupakan bahan bakar cair berat yang mempunyai sifat penguapan yang relatif rendah, kekentalan tinggi dan digunakan sebagai bahan bakar mesin industri, boiler. Residu dibuat dari fraksi residu yang berasal dari distilasi atmosferik. Kualitas residu harus diperhatikan agar dalam pemakaiannya aman dan tidak menyebabkan kerusakan/buntu pada nozzle *Burner* atau *combustion chamber*. Digunakannya residu (*Bottom Oil*) sebagai bahan bakar daripada batubara karena mempunyai keuntungan sebagai berikut:

- Nilai kalori yang cukup tinggi
- Harga per kalori lebih murah
- Biaya operasi dan penanganannya lebih murah
- Tidak mengandung logam berat
- Kadar abu lebih rendah
- Tidak rusak pada penyimpanan dalam waktu yang lama
- Memiliki efisiensi yang tinggi pada sistem pembakaran

Sifat-sifat Fisika Residu (*Bottom Oil*) :

a. Sifat umum.

Sifat umum adalah sifat yang hasil ujinya dapat menggambarkan atau memperkirakan kualitas suatu produk dan kaitannya dengan pengujian sifat lainnya dengan segera. Sifat umum ditentukan dengan pengujian SG (*specific gravity*) menggunakan metoda ASTM D-1298

b. Sifat pembakaran.

Pada dasarnya jika kita membeli bahan bakar, yang kita beli adalah kalori atau panasnya. Panas pembakaran adalah jumlah panas yang dihasilkan dalam satuan btu/lb, kcal/kg atau btu/usg. Jika panas yang dihasilkan dapat diketahui maka jumlah Residu yang akan dipakai dapat diketahui. Sifat pembakaran Residu

ditentukan dengan pengujian calorific value gross menggunakan metoda ASTM D-240.

c. Sifat kemudahan mengalir.

Sifat kemudahan mengalir dari Residu sangat berpengaruh kepada sistem pemompaan, baik pada waktu penyaluran dengan sistem perpipaan maupun dalam pemakaiannya dan pembentukan kabut (*atomizing*) dalam ruang bakar. Sifat kemudahan mengalir Residu ditentukan dengan pengujian viskositas redwood I pada 100°F (menggunakan metoda IP-70) dan pengujian pour point (menggunakan metoda ASTM D-445).

d. Sifat kebersihan.

Rusaknya Residu dapat diakibatkan oleh kontaminasi atau tingginya kadar deposi karbon pada sisa pembakaran dan tingginya kadar air. Tingginya kadar deposi karbon dapat menimbulkan kerak pada lubang nozzle combustion. Sedangkan tingginya kadar air dapat membuat Residu sulit untuk dinyalakan pertama kali dan api yang terbentuk tidak akan stabil atau mudah mati dan panas pembakaran yang dihasilkan akan rendah karena energi yang dihasilkan dari pembakaran Residu akan terserap untuk penguapan air (*endothermis*). Selain itu tingginya kadar air dapat mengakibatkan tekanan yang berlebihan dalam ruang bakar. Sifat kebersihan Residu ditentukan dengan pengujian conradson carbon residue (menggunakan metoda ASTM D-189), water content (ASTM D-95) dan pengujian sediment by extraction (ASTM D-473).

e. Sifat keselamatan.

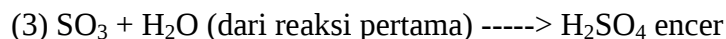
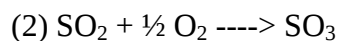
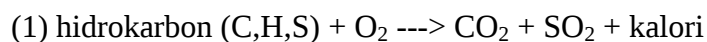
Untuk menjamin keselamatan pemakaian dan penyimpanan Residu perlu diperhatikan titik nyala (*flash point*) Residu. Sifat keselamatan ditentukan dengan pengujian *flash point* pensky-martens close cup menggunakan metoda ASTM D-93.

Sifat-sifat Kimia Residu (*Bottom Oil*) :

a. Pencemaran udara.

Gas buang hasil pembakaran Residu yang mengandung kadar belerang tinggi akan menghasilkan gas SO₂. Gas SO₂ yang terbentuk akan teroksidasi

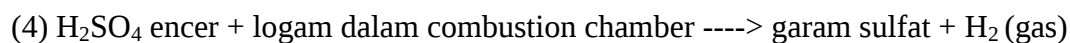
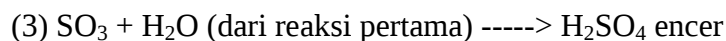
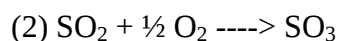
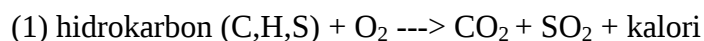
menjadi SO_3 dan bila bereaksi dengan uap air dalam jumlah besar akan menyebabkan hujan asam. Reaksi :



b. Kerusakan pada ruang bakar.

Dengan kondisi sama seperti diatas jika H_2SO_4 encer yang korosif tersebut terkondensasi dalam ruang bakar saat combustion dimatikan dapat mengakibatkan karat.

Reaksi :



Sifat pengkaratan pada Residu ditentukan dengan pengujian sulfur content (ASTM D-1551/1552) dan pengujian netralization number (ASTM D-974).

Tabel 2.1 Analisis Proksimat dan Ultimat *Short Residue*

Parameter	Nilai
<u>Proksimat dan Ultimat</u>	
<i>(% as receive)</i>	
Moiture	0,21
Abu	0,06
Karbon	86,41
Hidrogen	11,28
Nitrogen	0,09
Total Sulfur	0,08
Oksigen	1,87
<u>Fraksi Distilat (% berat)</u>	
H ₂ O	0,21
LO(C5-180°C)	< 0,10
MO(180-300°C)	15,67
HO (300-420°C)	17,46
Bottom(+ 420°C)	66,66

Sumber : Hasil analisis Lab. Karakteristik, B2TE, PUSPIPTEK, Serpong

B. Bahan Bakar Gas Alam

Bahan bakar gas merupakan bahan bakar yang sangat memuaskan sebab hanya memerlukan sedikit handling dan sistem *Burner*-nya sangat sederhana dan hampir bebas perawatan. Gas dikirimkan melalui jaringan pipa distribusi sehingga cocok untuk wilayah yang berpopulasi atau padat industri. Karena hampir semua peralatan pembakaran gas tidak menggunakan kandungan panas dari uap air, maka perhatian terhadap nilai kalor kotor (GCV) menjadi kurang. Bahan bakar harus dibandingkan nilai kalor netto (NCV). Hal ini benar terutama untuk gas alam, dimana kandungan hidrogen akan meningkat tinggi karena adanya reaksi pembentukan air selama pembakaran. Sifat – sifat fisik dan kimia berbagai bahan bakar gas di berikan dalam Tabel 2.2 (United Nations Environment Programme, 2006).

Tabel 2.2 Sifat – sifat fisik dan kimia berbagai bahan bakar gas

Bahan Bakar Gas	Masa Jenis Relatif	Nilai Kalor yang lebih tinggi kkal/Nm ³	Perbandingan Udara/Bahan bakar - m ³ udara terhadap m ³ Bahan Bakar	Suhu Nyala api °C	Kecepatan Nyala api m/s
Gas Alam	0,6	9350	10	1954	0,290
Propan	1,52	22200	25	1967	0,460
Butan	1,96	28500	32	1973	0,870

Sumber : Pedoman Efisiensi Energi untuk Industri di Asia

Metan merupakan kandungan utama gas alam yang mencapai jumlah sekitar 95% dari volum total. Komponen lainnya adalah : Etan, Propan, Pentan, Nitrogen, Karbon Dioksida, dan gas gas lainnya dalam jumlah kecil. Sulfur dalam jumlah yang sangat sedikit juga ada. Karena metan merupakan komponen terbesar dari gas alam, biasanya sifat metan digunakan untuk membandingkan sifat-sifat gas alam terhadap bahan bakar lainnya. Pada gas alam yang digunakan di UP Muara Karang, kandungan metan hingga 97%. Karakteristik gas metan dapat kita lihat pada Tabel 2.3.

Gas alam merupakan bahan bakar dengan nilai kalor yang tinggi yang tidak memerlukan fasilitas penyimpanan. Gas ini bercampur dengan udara dan tidak menghasilkan asap atau jelaga. Gas ini tidak juga mengandung sulfur, lebih ringan dari udara dan menyebar ke udara dengan mudahnya jika terjadi kebocoran.

Tabel 2.3 Karakteristik Gas Metana

Characteristics	Unit	
Molar mass		16,04
Density under normal conditions	kg/m ³	0,716
Density at 15 ° C and 0.1 Mpa	kg/m ³	0,678
Relative density		0,554
The gas constant, R	kg/m/kg.K	59,2
Kinematic viscosity under normal conditions	cm ² /s	14,49*10 ⁻⁶
Viscosity at 20°C	cm ² /s	16,57*10 ⁻⁶
Specific heat, cp, at p = 0.1 MPa and T = 0°C	kJ/m ³	1,545
Specific heat cv	kJ/kg	1,633
The Ratio cp/ cv		1,319
Solidification temperature	°C	-184
Boiling temperature	°C	-165
Thermal conductivity	kJ/m h grd	0,1084
Critical temperature	°C	-82
Critical pressure	MPa	5,6
Ignition temperature at 0.1 MPa, when it is mixed with air	°C	650-750
Theoretical volume of air needed for combustion	m ³ /m ³	9,52
Burning rate	m/s	0,39
Water resulting from the burning	kg/m ³	1,6
Limits of explosion, in [%] of methane in air	in volume	5...15
Explosion wave speed	m/s	2300
Explosion temperature	°C	1445
Theoretical combustion temperature	°C	2050

Sumber Energetic, Physical and Chemical Properties of Gaseous Fuels

PLTU 4-5 UP Muara Karang mendapatkan bahan bakar gas dari 2 (dua) pemasok, yaitu : PT Nusantara Regas (NR) dari FSRU dan PT Pertamina Hulu Energi (PHE). PT Nusantara Regas yang mempunyai FSRU (*Floating Storage and Regasification Unit*) di 15 km utara Teluk Jakarta guna menampung dan mengolah bahan bakar gas cair dari Gas Tangguh dan Bontang. Sedangkan gas

PHE didapatkan dari beberapa sumber gas alam langsung di sekitar 42 km utara Teluk Jakarta, seperti sumur “PAPA”, sumur “MM”, sumur “LIMA” dan sumur “KLA”. Sumur-sumur sumber bahan bakar gas dari PHE ini sudah mulai berkurang, sehingga kemampuan pasoknya tinggal maksimal 50 BBTUD. Kekurangan pasok bahan bakar ke UP Muara Karang yang minimal 100 BBTUD, dipasok dari gas PT NR.

Kualitas dan komposisi dari kedua gas tersebut dapat dilihat pada Tabel 2.4 berikut ini (PT PJB UP Muara Karang, 2017):

Tabel 2.4 Komposisi suplayer gas UP Muara Karang

Komposisi	Gas NR			Gas PHE		
	Vol%	Mole%	Net (BTU/CF)	Vol%	Mole%	Net (BTU/CF)
Methane	92.45	92.34	837.67	79.55	79.33	719.61
Ethane	3.45	3.47	56.06	4.93	4.95	79.99
Propane	2.39	2.43	56.16	5.16	5.23	120.85
I-Butane	0.66	0.68	20.28	1.01	1.04	31.14
N-Butane	1.05	1.08	32.49	1.32	1.36	40.95
Neo-Pentane	0	0	0	0	0	0
I-Pentane	0	0	0	0.45	0.48	17.54
N-Pentane	0	0	0	0	0	0
C6+	0	0	0	0.53	0.57	25.25
Carbon dioxide	0	0	0	5.86	5.86	0
Oxygen	0	0	0	0	0	0
Nitrogen	0	0	0	1.18	1.17	0

Sumber : Audit Energi 2017

2.4. Prinsip Pembakaran

Proses reaksi pembakaran merupakan reaksi kimia dimana bahan bakar dan oksigen terbakar secara bersamaan yang menghasilkan panas dan produk hasil pembakaran. Elemen penting pada reaktan dalam proses pembakaran adalah *carbon* dan *hydrogen*. Pembakaran dikatakan sempurna bila semua *carbon* yang terkandung dalam bahan bakar habis terbakar menjadi karbon dioksida, semua *hydrogen* terbakar menjadi uap air.

Bahan bakar + udara → hasil pembakaran + panas

Parameter yang sering digunakan dalam memberikan kuantifikasi jumlah udara dan bahan bakar dalam sebuah proses pembakaran adalah rasio udara-bahan bakar (*Air-Fuel Ratio*, AFR). Rasio ini dapat dituliskan dalam basis molar maupun basis massa.

$$AFR = \frac{\text{massa udara}}{\text{massa bahan bakar}} = \frac{\text{mol udara} \cdot BM_{\text{udara}}}{\text{mol udara} \cdot BM_{\text{bahan bakar}}} \quad (2.1)$$

Pembakaran merupakan proses oksidasi bahan bakar yang disertai produk panas. 79% kandungan udara tanpa oksigen merupakan nitrogen. Nitrogen merupakan kandungan terbesar dalam udara, akan tetapi dalam proses pembakaran tidak mengalami proses kimia. Pada temperatur yang cukup tinggi, 2200°F (1204°C) nitrogen akan membentuk senyawa nitrit oksida (NO_x) dan nitrogen oksida (NO) yang menjadi sumber polusi (Babcock & Wilcox, 2005).

Jumlah oksigen tertentu pada sejumlah bahan bakar tertentu diperlukan untuk menjamin suatu pembakaran yang sempurna dengan tambahan sejumlah udara (udara berlebih) yang disebut dengan *excess air*. *Excess air* diperlukan karena pencampuran udara dan bahan bakar biasanya tidak dapat 100% sempurna. Walau demikian, terlalu banyak *excess air* dapat mengakibatkan kehilangan panas dan efisiensi. Tidak seluruh panas dari bahan bakar dapat diserap oleh peralatan penukar panas. Dalam boiler PLTU 4-5, terdapat *main damper* untuk suplai udara pembakaran yang utama sedangkan pengaturan *excess air* menggunakan *auxiliary damper* sehingga hasil pembakaran lebih optimum.

2.4.1. Reaksi dan Proses Pembakaran

Dalam suatu proses pembakaran terjadi reaksi kimia dan transfer molekular yang saling terkait. Studi mengenai reaksi kimia berkenaan dengan keadaan awal sistem (komposisi reaktan, temperatur dan tekanan), keadaan akhir sistem, perubahan sifat-sifat termodinamika, laju reaksi dan interaksi antar molekul. Sedangkan transfer molekular berkenaan dengan perpindahan

momentum, perpindahan panas (heat transfer) dan perpindahan massa (species diffusion).

Reaksi kimia pembakaran terjadi akibat pertumbukan antar molekul pereaksi dimana hal ini dipicu oleh suatu energi termal. Frekuensi tumbukan dari molekul-molekul ini menentukan waktu berlangsungnya reaksi (laju reaksi) tersebut.

2.4.1.1. Teori Tumbukan Antar Molekul

Tumbukan molekular dipengaruhi oleh ukuran dari molekul tersebut. Dua buah molekul identik akan bertumbukan ketika jarak pusat kedua molekul tersebut berada dalam jarak diameter molekular yang bersangkutan (σ). Dan sebaliknya, jika jarak kedua pusat tersebut lebih besar dari σ , kedua molekul tersebut tidak akan bertumbukan. Semakin besar nilai σ , semakin besar kemungkinan bahwa kedua molekul tersebut akan bertumbukan (Yonathan, 2008).

Frekuensi tumbukan total ditentukan sebagai berikut :

$$Z = \sigma_{AB}^2 \left(\frac{8\pi kT}{\mu} \right)^{1/2} C_A C_B \quad (2.2)$$

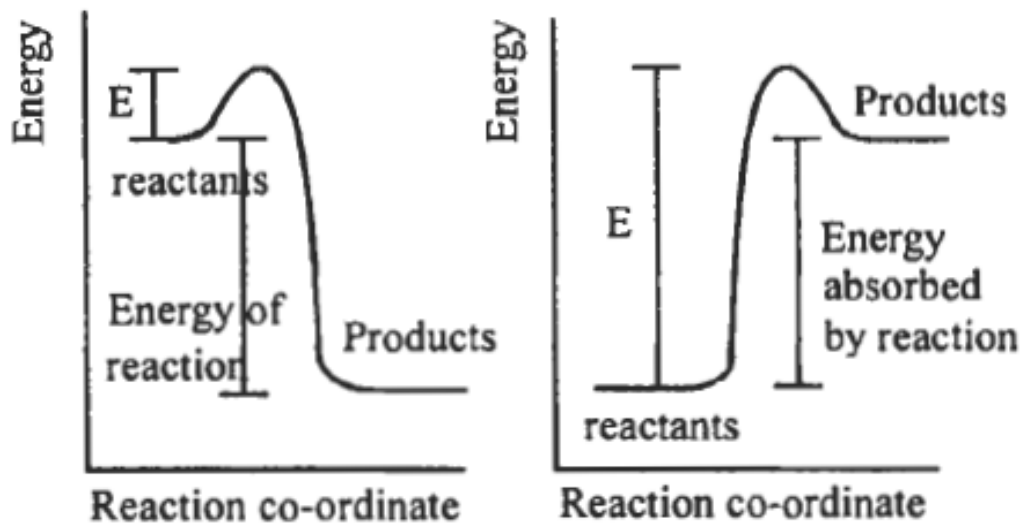
dimana k adalah konstanta Boltzman, σ_{AB} adalah jari-jari tumbukan spesies A dan B, C adalah konsentrasi, μ adalah pengurangan massa dari molekul A dan B yang dirumuskan dengan :

$$\mu = \frac{m_A m_B}{(m_A + m_B)} \quad (2.3)$$

dimana m_A dan m_B adalah massa molekular.

2.4.1.2. Energi aktivasi

Pada saat tumbukan berlangsung, terbentuk suatu formasi molekul transisi atau *activated complex* (X^+) dimana kondisi ini berada pada titik energi tertinggi dalam suatu reaksi. *Activated complex* yang terbentuk ini sangat reaktif sehingga molekul ini akan terpisah dan membentuk molekul-molekul produk. Sejumlah energi diperlukan untuk mencapai kondisi ini dan disebut dengan energi aktivasi (E_a). Jadi suatu molekul akan bereaksi jika memiliki energi yang lebih besar dari energi aktivasinya atau energi aktivasi adalah energi yang dibutuhkan agar terjadi reaksi. Hal ini dapat dilihat pada gambar 2.3 berikut ini.



Gambar 2. 2 Variasi Energi Potensial dalam suatu reaksi; (a) Reaksi Eksotermik dan (b) Reaksi Endotermik (F.El-Mahallawy, 2002)

2.4.1.3. Laju Reaksi

Pada proses pembakaran, reaksi kimia berlangsung dalam suatu waktu tertentu yang tergantung pada atau dipengaruhi oleh kondisi dari system yang bersangkutan. Kondisi ini adalah : konsentrasi dari senyawa kimia yang bersangkutan, temperatur, tekanan, keberadaan *catalyst* atau *inhibitor* dan pengaruh radiasi.

Laju reaksi didefinisikan sebagai laju pengurangan konsentrasi zat pereaksi atau laju konsumsi zat pereaksi. Laju reaksi dapat juga didefinisikan sebagai laju pertambahan konsentrasi zat produk, sehingga satuan dari laju reaksi adalah mol per satuan volume per satuan waktu. Laju reaksi ditentukan berdasarkan persamaan berikut :

$$RR = k_f \prod_{i=1}^N (C_{M_i})^{v_i'} \quad (2.4)$$

dimana M_i adalah senyawa kimia yang bersangkutan, v_i' adalah koefisien stoikiometri reaktan dan k_f adalah suatu konstanta yang nilainya dapat ditentukan oleh persamaan Arrhenius, yaitu :

$$k = A \exp\left(-\frac{E_a}{R_u T}\right) \quad (2.5)$$

dengan A adalah faktor frekuensi tumbukan molekular yang nilainya ditentukan sebagai berikut :

$$A = \sigma_{AB}^2 \left(\frac{8\pi kT}{\mu} \right)^{1/2} P \quad (2.6)$$

dimana P adalah steris faktor yang nilainya antara 0-1, tergantung pada orientasi tumbukandari molekul yang bersangkutan. Laju pengurangan konsentrasi reaktan ditentukan sebagai berikut :

$$\frac{dC_{M_i}}{dt} = (v_i'' - v_i') RR = (v_i'' - v_i') k_f \prod_{i=1}^N (C_{M_i})^{v_i'} \quad (2.7)$$

dimana v_i'' adalah koefisien stoikiometri produk. Orde dari reaksi tersebut ditentukan dari nilai v_i' dan orde totalnya ditentukan sebagai berikut :

$$m = \sum_{i=1}^N v_i' \quad (2.8)$$

2.4.2. Penyalaan (*Ignition*) dan kemampunyaalaan (*Flammability*)

Penyalaan adalah suatu perubahan dari keadaan nonreaktif ke keadaan reaktif yang disebabkan oleh rangsangan awal hingga terjadi pembakaran. Dalam proses pembakaran, dimana terjadi dengan cepat, pertama kali terjadi pemanasan campuran (mampu bakar). Laju kalor (*heat*) yang terbangkitkan dari pemanasan tersebut lebih besar dari laju kalor yang hilang (*heat loss*) sehingga kelebihan kalor ini menyebabkan kenaikan temperatur campuran yang mengakibatkan laju reaksi yang lebih besar. Kenaikan temperatur terjadi secara berkesinambungan hingga kenaikan energi kalor yang tinggi tercapai. Pada keadaan ini, penyalaan (*ignition*) terjadi.

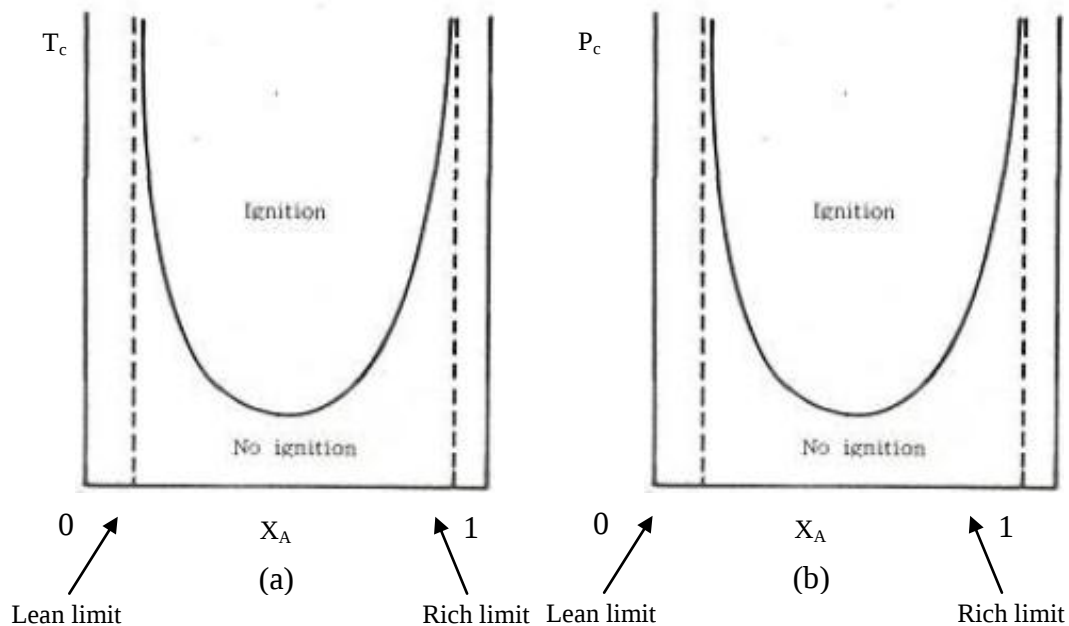
Waktu yang diperlukan dari pemanasan awal hingga terjadi *ignition* dirumuskan oleh persamaan berikut ini :

$$ti = \frac{\rho C T_o}{(m-1) \Delta H k_n' C_{AO}^n T_o^m} \quad (2.9)$$

dan daerah penyalaan (*ignition range*) dinyatakan oleh persamaan berikut ini :

$$\ln \left(\frac{P_c}{T_c^2} \right) = \ln \left(\frac{h S R^3}{\Delta H V k_2 x_A^2 E} \right)^{1/2} + \frac{E}{2RT_c} \quad (2.10)$$

Daerah penyalan (*ignition range*) ditunjukkan pada gambar 2.3. Pada temperatur atau tekanan kritis yang tinggi, *ignition* lebih mudah terjadi. Hal ini disebabkan karena pada temperatur atau tekanan yang tinggi, molekul-molekul reaktan memiliki energi yang lebih besar yang mengakibatkan frekuensi tumbukan antar molekul lebih besar.



Gambar 2. 3 *Ignition range* (a) dalam T_c - X_A dan (b) dalam P_c - X_A

(Kanury, 1975, hal 103)

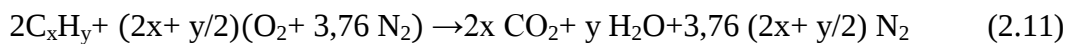
Kemampunyalaan (*flammability*) suatu campuran bahan bakar dan oksidator merupakan daerah penyalan yang dinyatakan dalam persen konsentrasi bahan bakar dalam oksidator. Dalam ruang lingkup pembakaran, kemampunyalaan biasanya dinyatakan dalam suatu batas-batas tertentu; batas atas suatu kemampunyalaan adalah batas konsentrasi tertinggi bahan bakar dalam oksidator yang memungkinkan terjadinya penyalan; batas bawah kemampunyalaan adalah batas konsentrasi terendah bahan bakar dalam oksidator yang memungkinkan untuk terjadinya penyalan.

2.4.3. Pembakaran Stoikiometri dan Non-Stoikiometri

Pembakaran sempurna (stoikiometri) adalah proses pembakaran dimana seluruh bahan bakar teroksidasi menjadi karbondioksida. Pembakaran terjadi jika

bahan bakar akan terbakar bersama dengan oksidiser, yaitu udara. Kebanyakan bahan bakar termasuk batubara biasanya mengandung elemen karbon (C), hidrogen (H), oksigen (O₂) dan nitrogen (N₂). Tujuan dari stoikiometri ini adalah untuk mengetahui secara pasti berapa banyak jumlah udara yang dibutuhkan sebagai oksida bahan bakar untuk menjadi hasil pembakaran, yaitu karbon dioksida (CO₂), uap air (H₂O) dan nitrogen (N₂).

Reaksi pembakaran stoikiometri adalah (Cengel, 2005):

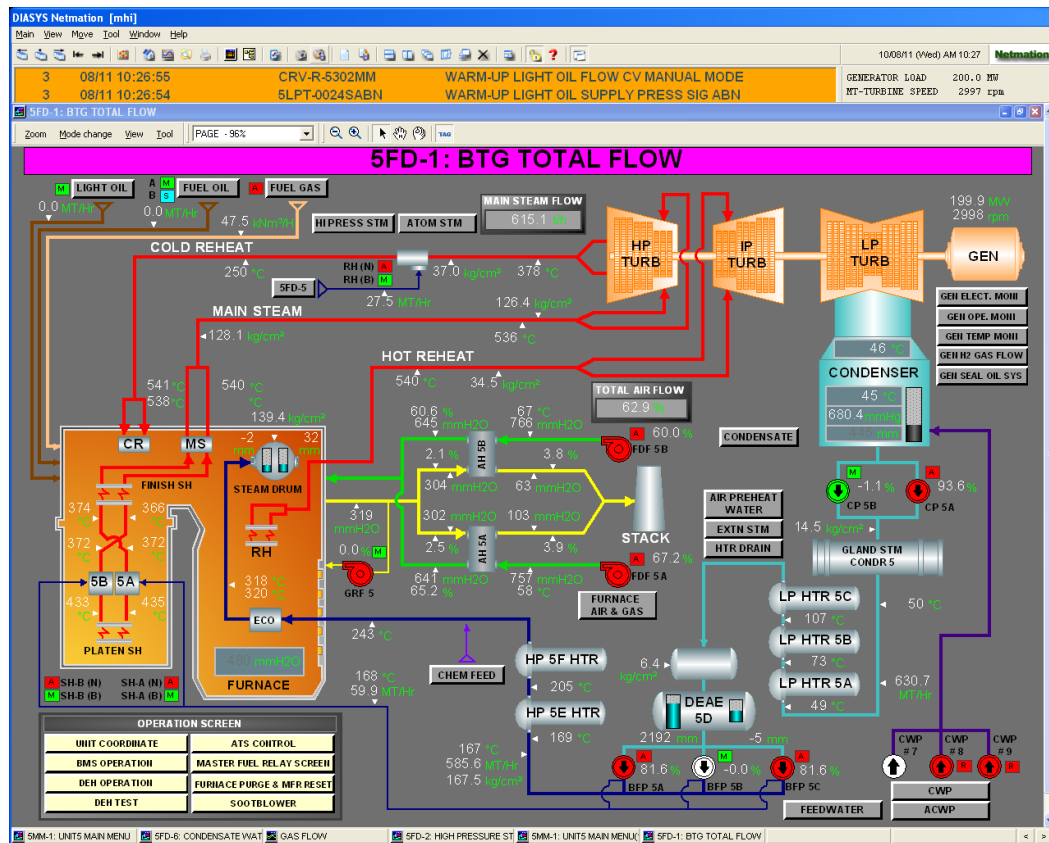


Pembakaran tidak sempurna (non-stoikiometri) adalah pembakaran dimana tidak semua karbon teroksidasi menjadi karbondioksida, melainkan menjadi karbonmonoksida. Hal ini dapat disebabkan oleh pengontrolan temperatur, turbulensi, dan waktu penyalaan yang kurang tepat. Pembakaran non-stoikiometri ini akan menghasilkan polutan seperti CO dan NO_x. Pengaruh utama dari pembakaran non-stoikiometri adalah dapat menurunkan efisiensi boiler.

2.4.4. Udara Pembakaran Boiler

Pada PLTU 4-5 UP Muara Karang, sistem udara pembakaran dibagi menjadi 2 bagian, yaitu *primary air* dan *secondary air*. Kebutuhan kedua sistem udara tersebut secara kontinyu dipenuhi oleh unit kipas tekan paksa (*force draft fan*). *Fan* ini digerakkan oleh motor listrik, dengan pengaturan jumlah aliran udara dilakukan pada sisi inlet oleh *damper* secara variabel. Udara pembakaran ini dialirkan menuju *furnace* melalui *wind box*, dimana sebelumnya udara akan dipanaskan terlebih dahulu pada sistem *air preHeater*. *Air preHeater* mengambil panas dari aliran air panas dari deaerator. Setelah keluar dari *Air preHeater*, udara dipanasi kembali di *air heater* dan selanjutnya ke *furnace*. *Air preHeater* ini diperlukan pada saat PLTU menggunakan bahan bakar MFO, namun jika menggunakan bahan bakar gas, *Air preHeater* ini tidak diperlukan karena tidak dibutuhkan udara pembakaran yang bertemperatur tinggi. *Primary air* digunakan langsung sebagai udara pembakaran, sedangkan *secondary air* digunakan untuk mengatur kekurangan kebutuhan udara bakar melalui *auxiliary damper* yang ada di

tiap-tiap *burner* agar didapatkan pembakaran yang sempurna. Dengan adanya *secondary air* ini, konsumsi bahan bakar (*sfc*) dapat dioptimalkan sehingga efisiensi boiler lebih baik.



Gambar 2. 4 Ilustrasi pembakaran di boiler
(DCS PLTU 4-5 UP Muara Karang)

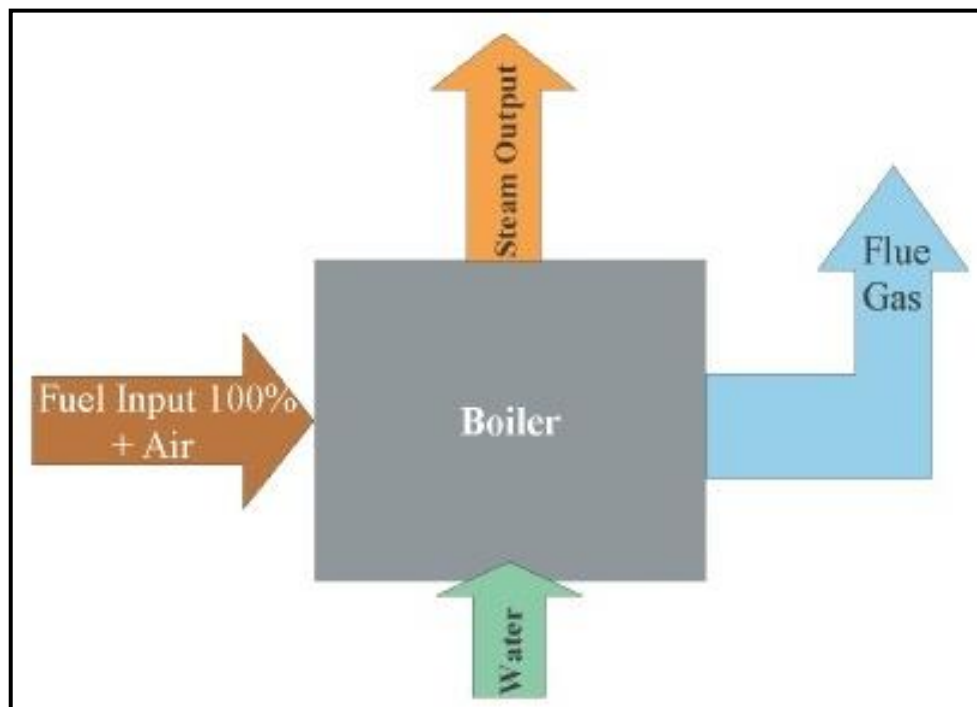
2.5. Perhitungan Efisiensi Boiler

Perhitungan efisiensi boiler berdasar pada *American Society of Mechanical Engineers* (ASME) PTC 4.1. Ada dua metode yang digunakan untuk menghitung efisiensi boiler, yaitu metode langsung/*Direct Method* dan metode tidak langsung/*Indirect Method* (Efficiency).

2.5.1 Metode Perhitungan Langsung (*Direct Method*)

Metode perhitungan langsung adalah perhitungan efisiensi dengan membandingkan nilai *output* dengan *input*. Energi yang didapat dari fluida kerja

(air dan *steam*) dibandingkan dengan energi terkandung dalam bahan bakar boiler. Keuntungan metode ini adalah dapat dengan cepat menghitung efisiensi boiler, diperlukan sedikit parameter perhitungan dan membutuhkan sedikit instrumen pengukurannya. Kekurangannya adalah tidak memberikan petunjuk secara langsung penyebab dari rendahnya efisiensi serta tidak dapat menghitung berbagai kerugian yang berpengaruh terhadap tingkat efisiensi.



Gambar 2. 5 Ilustrasi *Direct Method*

(Energy Performance Assessment of Boilers)

Perhitungan efisiensi pembakaran bahan bakar di boiler dihitung sebagai berikut :

$$\eta_{boiler} = \frac{Q_{steam}}{Q_{fuel}} \times 100\%$$

$$\eta_{boiler} = \frac{\dot{m}_{steam} \times (h_g - h_f)}{\dot{m}_{fuel} \times LHV} \times 100\%$$

(2.12)

Dimana :

η_{boiler}	: Efisiensi boiler (%)
Q_{steam}	: Energi panas total yang diserap uap air (kalori; Joule)
Q_{fuel}	: Debit uap air keluar boiler (kg/jam)
h_g	: Entalpi uap keluar boiler (kcal/kg)
h_g	: Entalpi air masuk boiler (kcal/kg)
Q_{fuel}	: Energi panas yang dihasilkan dari pembakaran fuel (kalori; Joule)
$\dot{m}_{fuel}$	: Debit kebutuhan fuel (kg/jam)
LHV	: <i>Low Heating Value</i> atau nilai kalor spesifik bahan bakar (kcal/kg)

2.5.2. Metode Perhitungan Tidak Langsung (*Indirect Method*)

Metode *Indirect Method (Heat Loss)* adalah metode perhitungan efisiensi boiler secara akurat dengan memperhitungkan seluruh kemungkinan adanya kerugian atau losses dalam evaluasi efisiensi boiler. Metode ini menggunakan cara dengan mengurangi efisiensi boiler dengan kerugian-kerugian yang mungkin terjadi pada boiler.

$$\eta = 100 - (L1 + L2 + L3 + L4 + L5 + L6 + L7 + L8) \quad (2.13)$$

Dimana : L1 : *Heat loss due to heat dry flue gas*

L2 : *Heat loss due to hydrogen in fuel*

L3 : *Heat loss due to moisture in fuel (H₂O)*

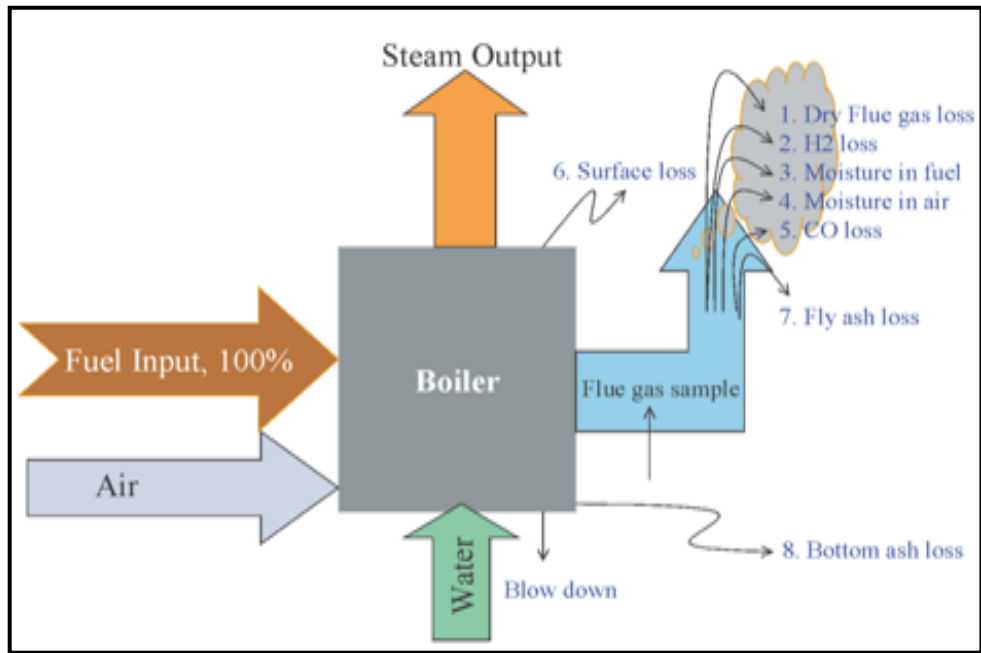
L4 : *Heat loss due to moisture in air (H₂O)*

L5 : *Heat loss due to partial convention of CO*

L6 : *Heat loss due to surface radiation and convention*

L7 : *Heat loss due to unburnt in fly ash*

L8 : *Heat loss due to unburnt in bottom ash*



Gambar 2. 6 Ilustrasi *Indirect Method*

(Energy Performance Assessment of Boilers)

Perhitungan kerugian-kerugian di atas, dinyatakan sebagai berikut:

1. *Heat Losses*

a) *Heat loss in dry flue gas (L_1)*

Besar % *heat loss in dry flue gas (L_1)* dihitung dengan rumus :

$$L1 = \frac{m \cdot Cp \cdot (Tf - Ta)}{GCV \text{ of Fuel}} * 100 \quad (2.14)$$

b) *Heat loss due to formation of water from H_2 in fuel (L_2)*

Besar % *heat loss due to formation of water from H_2 in fuel (L_2)* dengan rumus:

$$L2 = \frac{9 \cdot h_2 \cdot \{2676 + Cp \cdot (Tf - Ta)\}}{GCV \text{ of Fuel}} * 100 \quad (2.15)$$

c) *Heat loss due to moisture in fuel (L_3)*

Besar % *heat loss due to moisture in fuel (L_3)* dihitung dengan rumus :

$$L3 = \frac{m \cdot \{2676 + Cp \cdot (Tf - Ta)\}}{GCV \text{ of Fuel}} * 100 \quad (2.16)$$

d) *Heat loss due to moisture in air (L_4)*

Besar % *heat loss due to moisture in air (L_4)* dihitung dengan rumus :

$$L4 = \frac{AAS \cdot humidity \ factor \cdot Cp \cdot (Tf - Ta)}{GCV \text{ of Fuel}} * 100 \quad (2.17)$$

e) *Heat loss due to partial convention of CO (L₅)*

Besar % *heat loss due to partial convention of CO (L₅)* dihitung dengan rumus:

$$L5 = \frac{\%CO * C}{\%CO + \%CO_2} * \frac{5744}{GCV \text{ of Fuel}} * 100 \quad (2.18)$$

f) *Heat loss due radiation and convection (L₆)*

Besar *heat loss due radiation and convection (L₆)* dihitung dengan rumus:

$$L6 = 0.548 * \left\{ \left(\frac{Ts}{55.55} \right)^4 - \left(\frac{Ta}{55.55} \right)^4 \right\} + 1.957 * (Ts - Ta) * 1.25 * \sqrt{\frac{196.85V_m + 68.9}{68.9}} \quad (2.19)$$

g) *Heat loss due to unburnt in fly ash (L₇)*

Besar % *heat loss due to unburnt in fly ash (L₇)* dihitung dengan rumus:

$$L7 = \frac{\frac{\text{Total ash collected}}{\text{kg of fuel burnt}} * GCV \text{ of fly ash}}{GCV \text{ of fuel}} * 100 \quad (2.20)$$

h) *Heat loss due to unburnt in bottom ash GCV of bottom ash (L₈)*

Besar % *Heat loss due to unburnt in bottom ash GCV of bottom ash (L₈)*

dihitung dengan rumus:

$$L8 = \frac{\frac{\text{Total ash collected}}{\text{kg of fuel burnt}} * GCV \text{ of bottom ash}}{GCV \text{ of fuel}} * 100 \quad (2.21)$$

2. Perhitungan lain yang menunjang perhitungan efisiensi Boiler (*Indirect Method*)

a) *Theoretical air requirement*

Theoretical air required for complete combustion dihitung dengan rumus:

$$= \frac{\{(11.6 * C) + (34.8 * (h_2 - \frac{O_2}{8}))\} + 4.35 * S}{100} \frac{kg}{kg \text{ of fuel}} \quad (2.22)$$

b) *Excess air supplied (EA)*

Besarnya *excess air* dihitung dengan rumus:

Dengan menggunakan O₂ :

$$EA = \frac{O_2}{(21 - O_2)} * 100 \quad (2.23)$$

Dengan menggunakan CO₂ :

$$EA = \frac{7900 * \{(CO_2\%)t - (CO_2\%)a\}}{(CO_2)a\% * \{100 - (CO_2)t\}} \quad (2.24)$$

c) *Actual mass of air supplied (AAS)*

Besar massa udara yang dibutuhkan untuk proses pembakaran di *furnace boiler* dapat dihitung dengan rumus:

$$AAS = \frac{1+EA}{100} * Theoretical\ air \quad (2.25)$$

d) *Actual mass of dry flue gas*

Besar dari *mass of dry flue gas* dihitung dengan rumus:

$$\begin{aligned} \text{Mass of dry flue gas} = & \text{Mass of CO}_2 + \text{Mass of N}_2 \text{ content in the fuel} + \text{Mass of N}_2 \\ & \text{in the combustion air supplied} + \text{mass of oxygen in flue gas} \end{aligned} \quad (2.26)$$

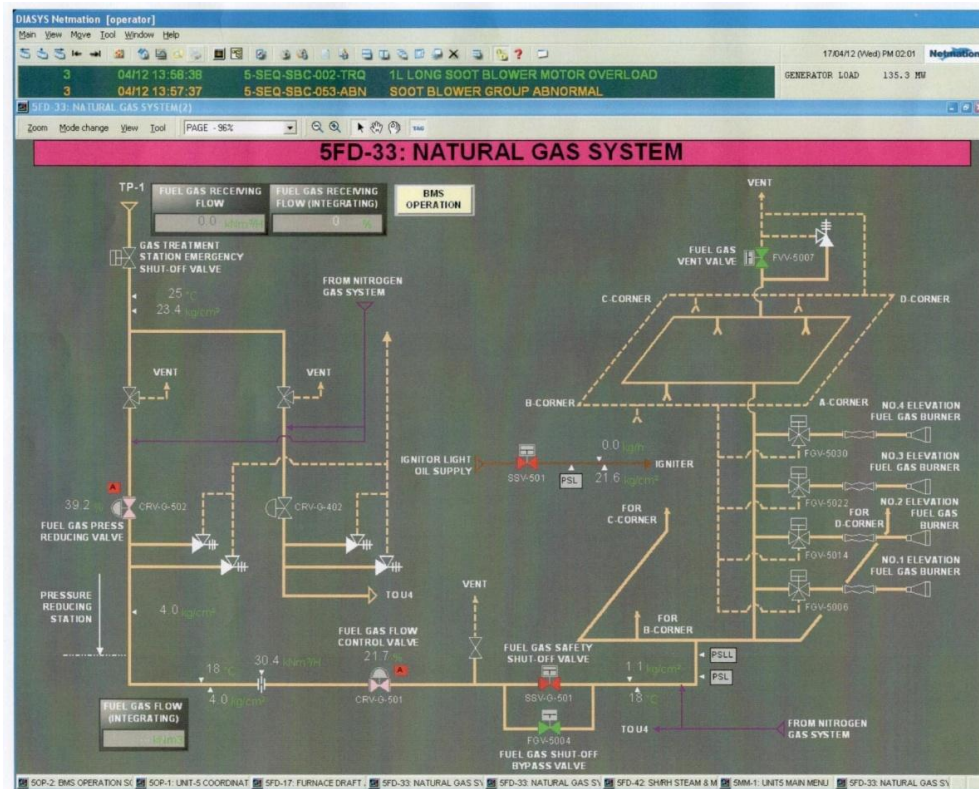
e) *Hukum kontinuitas*

Besarnya kecepatan aliran bahan bakar gas dapat dihitung dengan rumus :

$$\begin{aligned} Q &= A \times v = \frac{\dot{m}}{\rho} \\ v &= \frac{\dot{m}}{A \times \rho} \end{aligned} \quad (2.27)$$

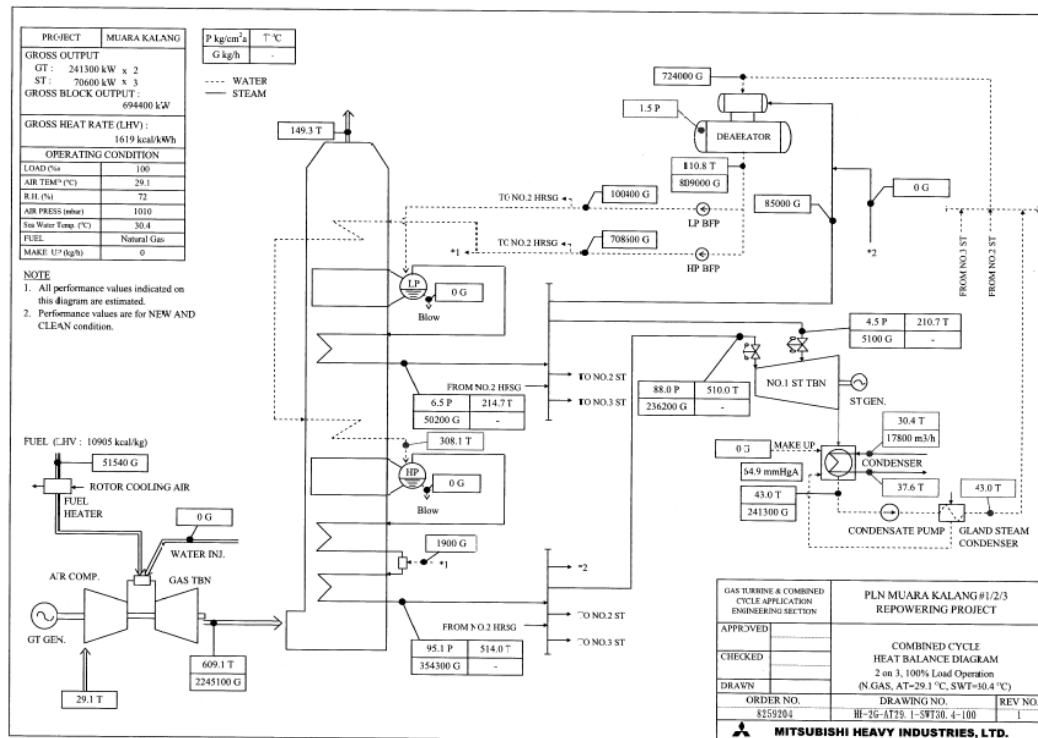
2.6. Gas Treatment Station (GTS) di PLTU 4-5 UP Muara Karang

Dalam suatu sistem pembakaran dengan bahan bakar gas, diperlukan *Gas Treatment Station* (GTS) yang berguna untuk meningkatkan kualitas bahan bakar gas dari segi kebersihan partikel sebelum masuk boiler. Pada gambar 2.7 dibawah terlihat bahwa bahan bakar gas diterima dari suplayer di *header incoming* UP Muara Karang dari tekanan sekitar 24 kg/cm² dan 25°C turun bertahap melewati *Fuel Gas Pressure Reducing Valve* menjadi 4 kg/cm² dan 18°C. Selanjutnya, bahan bakar gas melewati *Fuel Gas Flow Control Valve* untuk menurunkan tekanan hingga sekitar 1,1 kg/cm² yang diikuti penurunan temperatur menjadi 17°C seperti terlihat pada Gambar 2.7. Penurunan temperatur ini akan berdampak pada penurunan energi dari bahan bakar gas yang diterima. Dengan menaikkan temperatur bahan bakar gas hingga titik optimalnya yang memanfaatkan *auxiliary steam* atau dari *flue gas*, diharapkan akan didapatkan perbaikan kualitas bahan bakar gas dan performa dari kualitas pembakaran di boiler.



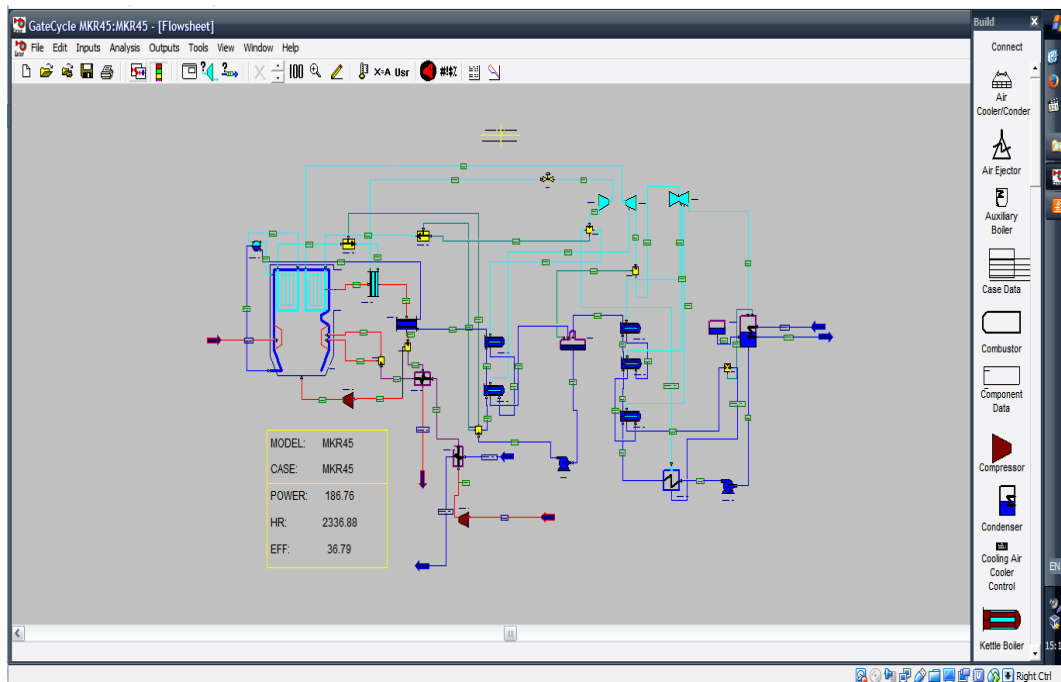
Gambar 2. 7 Sistem perpipaan bahan bakar gas
(DCS PLTU 4-5 UP Muara Karang)

Dalam penelitian ini, akan dihitung energi tambahan dari *auxiliary steam* yang dibutuhkan untuk menaikkan temperatur bahan bakar gas dan kenaikan performa dari boiler dengan bahan bakar gas yang lebih tinggi. Sumber panas dari *auxiliary steam* yang tersedia dari PLTU 4-5 sendiri atau PLTGU Blok 2. Agar tidak mengganggu *balance energy* di PLTU 4-5, maka penggunaan sumber panas dari *auxiliary steam* diambil dari PLTGU Blok 2. Dimana *auxiliary steam* dari LP HRSG (*Low Pressure Heat Recovery Steam Generator*) dialirkan melalui pipa ke *fuel gas heater* yang akan digunakan sebagai pemanas bahan bakar gas. *Auxiliary steam* ini mempunyai tekanan $6,5 \text{ kg/cm}^2$ dan temperatur 215°C . Pemanfaatan sumber panas ini akan berakibat pada penambahan air demin yang digunakan dalam siklus tertutup PLTGU Blok 2 (Mitsubishi Heavy Industries, 2009).



Gambar 2. 8 HRSG PLTGU Blok 2 UP Muara Karang
(Mitsubishi Heavy Industries, 2009)

Penentuan temperatur optimal ini akan dilakukan dengan menggunakan simulasi software Gatecycle versi 5.0 dengan model PLTU 4-5 UP Muara Karang. Software ini hanya dapat dioperasikan dengan *Operating System Windows XP* dengan *hardlock* yang ada. Model PLTU 4-5 UP Muara Karang yang dibuat sebagaimana tampak pada gambar 2.9 dibawah ini, akan divalidasi dengan beberapa simulasi parameter operasi. Simulasi hanya dapat dilakukan dengan melakukan perubahan temperatur bahan bakar gas sebagai *input parameter*, sedangkan *output parameter* sebagai hasil dari simulasi ini, akan didapatkan sesuai dengan kebutuhan pengamatan dalam penelitian ini, sehingga akan didapatkan performa dari PLTU 4-5 sebagai bahan evaluasi.



Gambar 2. 9 Model Gatecycle PLTU 4-5 UP Muara Karang

2.7. Perhitungan Keekonomian

Dalam mencari daya yang dihasilkan pada pembakaran bahan bakar gas, akan sangat bergantung pada nilai kalor / nilai LHV (*Lower Heating Value*) dari bahan bakar gas yang digunakan, besarnya kebutuhan gas (*fuel gas flow*), serta *Current Boiler Efficiency* dan *Net Cycle LHV Efficiency*. Secara matematis, digunakan persamaan sebagai berikut :

$$Q = \eta_{th} \times \dot{m} \times LHV \quad (2.28)$$

Dimana :

Q = Daya yang dihasilkan dari pembakaran bahan bakar gas (kW)

η_{th} = Net Cycle LHV Efficiency (%)

$\dot{m}$ = Fuel Gas Flow (kg/hr)

LHV = Low Heating Value (kCal/kg)

Nilai dari LHV (*Lower Heating Value*) dari simulasi ini merupakan suatu konstanta yang tetap yang didapatkan dari hasil pencampuran bahan bakar gas NR dan PHE, yaitu sebesar 10.881 kCal/kG. Untuk mendapatkan daya yang dihasilkan tetap pada daya optimalnya sebesar 173 MW, maka akan terjadi perubahan *fuel gas flow* yang berakibat pada perubahan nilai *Net Cycle LHV Efficiency*. Jika terjadi penurunan *fuel gas flow*, maka akan terjadi kenaikan *Net Cycle LHV Efficiency*. Begitu juga sebaliknya, jika terjadi kenaikan *fuel gas flow*, maka akan terjadi penurunan *Net Cycle LHV Efficiency*.

Peningkatan temperatur bahan bakar gas PLTU 4-5 berdampak pada penurunan *heat rate (Net Cycle LHV Heat Rate)* dari siklus PLTU 4-5. Penurunan ini terlihat pada penurunan *fuel gas flow* yang berpotensi pada keuntungan yang didapatkan. Nilai ini akan didekati dengan asumsi harga bahan bakar gas \$10/mmBTUD dan \$1 setara Rp.13.300,- atau Rp.133.000,-/mmBTUD. Secara matematis, potensi saving keuntungan tiap bulan dapat dihitung dengan formula sebagai berikut :

$$P_s = \frac{H_{gas} \times \Delta NP_{HR} \times MW_{prod} \times 24 \times 30}{251.995,8} \quad (2.29)$$

Dimana :

P_s = Potensi saving yang didapatkan (Rp)

H_{gas} = Harga gas (Rp/kCal)

MW_{prod} = Produksi PLTU 4-5 (kW)

Pada penelitian ini, digunakan uap sebagai sumber panas ke *fuel gas heater* untuk menaikkan temperatur bahan bakar gas. Biaya uap yang diperlukan didapatkan dari air demin/air siklus tertutup PLTU 4-5 hasil proses di *Demineralization Plant (DP)* dengan *conductivity* <0,02 μ S. Dengan memperhitungkan biaya bahan kimia yang diperlukan pada *Demineralization Plant (DP)*, harga bahan bakar gas dan pemakaian power yang dibutuhkan pada pompa-pompa, didapatkan harga uap sebesar Rp.145,658/m³ setara dengan Rp.145,658/kG dengan menggunakan massa jenis air 1 kG/m³. Untuk menghitung

harga uap yang dibutuhkan dalam 1 bulan digunakan persamaan 4.4 sebagai berikut :

$$Hu = U \times \dot{m} \times 24 \times 30 \quad (2.30)$$

Dimana : H_u = Harga uap yang dibutuhkan (Rp/month)
 U = Harga uap (Rp/hr)
 $\dot{m}$ = Flow uap yang dibutuhkan (kG/hr)

Sehingga total biaya yang dibutuhkan untuk menaikkan temperatur bahan bakar gas dapat digunakan persamaan dibawah ini :

$$T_b = B_{fgh} + B_{o \& m} + H_u \quad (2.31)$$

Dimana :

T_b = Total biaya yang dibutuhkan (Rp)
 B_{fgh} = Biaya investasi awal *fuel gas heater* (Rp)
 $B_{o\&m}$ = Biaya operasional dan pemeliharaan (Rp)
 H_u = Harga uap yang dibutuhkan (Rp/month)

Untuk membandingkan nilai keekonomisan dari nilai yang didapatkan dengan persamaan 2.29, diperlukan juga perhitungan *Nett Present Value* (NPV)nya dan *interest factor* (i) yang sesuai. *Interest factor* (i) yang digunakan sebesar 16,07% dengan memperhitungkan nilainya tiap bulan agar didapatkan nilai kelayakan yang lebih baik.

$$P = A \left(\frac{P}{A}, i, n \right) \quad (2.32)$$

$$P = F \left(\frac{P}{F}, i, n \right) \quad (2.33)$$

Dimana : P = Nilai biaya pada bulan ke-0 (Rp.)
A = Nilai biaya bulan ke-n (Rp.)

F = Nilai biaya pada bulan ke-n (Rp.)

i = *interest factor* (%)

n = Bulan ke-n

Dengan melakukan perhitungan *Nett Present Value (NPV)*nya dan *interest factor (i)* yang sesuai, kelayakan pada skenario yang ditawarkan hasil dari *running* program Gate Cycle akan dapat dibandingkan.

[Halaman ini sengaja dikosongkan]

BAB 3

METODE PENELITIAN

3.1. Tahap-tahap Penelitian

Secara garis besar metode untuk menyelesaikan penelitian tentang pengaruh kenaikan temperatur bahan bakar gas sebelum masuk boiler dengan cara yang ekonomis dan efisien, menggunakan beberapa cara, antara lain :

– Studi Literatur

Studi literatur dilakukan dengan mengumpulkan informasi baik dari *Standard Operating Procedure* (SOP), jurnal, *e-book*, maupun hasil penelitian terdahulu yang berkaitan dengan tema tesis. Selain itu juga dilakukan dengan mencari literatur lain yang berkaitan dengan tema tesis.

– Studi Kasus

Kasus dan permasalahan yang terjadi didapatkan dari survei maupun dari pengalaman pekerjaan di PLTU 4-5 UP Muara Karang. Tujuan utama dari studi kasus ini adalah untuk mengetahui permasalahan yang terjadi dan membuat suatu usulan perbaikan kinerja operasi.

– Pengumpulan Data

Pengumpulan data dilakukan baik dari data primer maupun sekunder di PLTU 4-5 UP Muara Karang. Data-data ini meliputi :

- a. Desain peralatan boiler.
- b. Data operasi saat *commisioning* dan *rehabilitation* serta data *performance test* yang dilakukan tiap bulan.
- c. Data properties dari bahan bakar gas dari dua pemasok (NR dan PHE) serta kondisi tercampur.
- d. *Balance energy* pembangkit.

– Melakukan Pemodelan dan Simulasi

Dalam tahap ini dilakukan pemodelan dengan menggunakan *software Gate cycle versi 5*. Dengan software ini, dapat diketahui hasil simulasi penurunan NPHR pada kenaikan temperatur bahan bakar gas dengan batasan pada temperatur

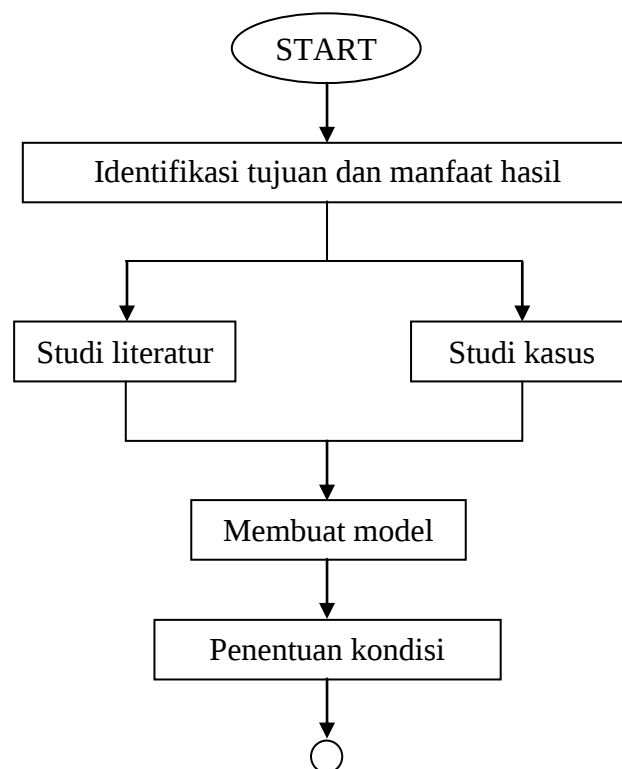
kritis material sepanjang perpipaan gas, keamanan operasi dengan bahan bakar gas bertemperatur tinggi dan optimasi uap yang digunakan.

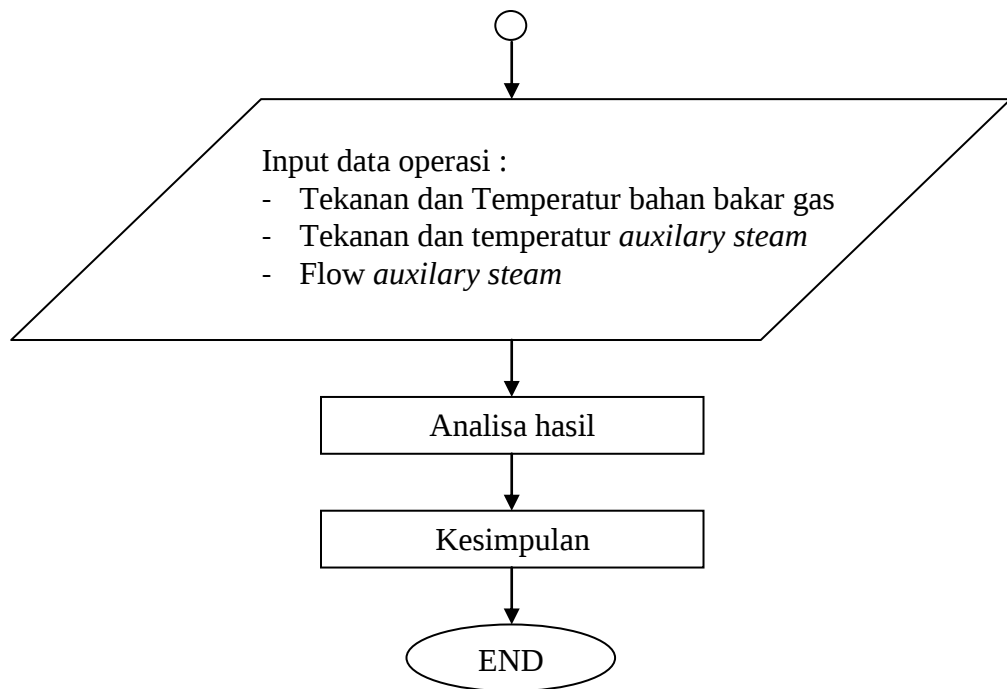
– Penyusunan Laporan

Hasil dari tahap ini adalah laporan akhir penyusunan tesis yang berisi pendahuluan, tinjauan pustaka, metodologi penelitian, hipotesa, analisa dan pembahasan, serta kesimpulan dan saran dari penelitian yang dilakukan.

3.2. Diagram Alir Penelitian

Diagram alur penelitian yang dilakukan seperti ditunjukkan pada gambar 3.1. Adapun proses studi literatur dan studi kasus telah dijelaskan pada sub bab 3.1, sedangkan proses selanjutnya akan dijabarkan pada sub bab selanjutnya.





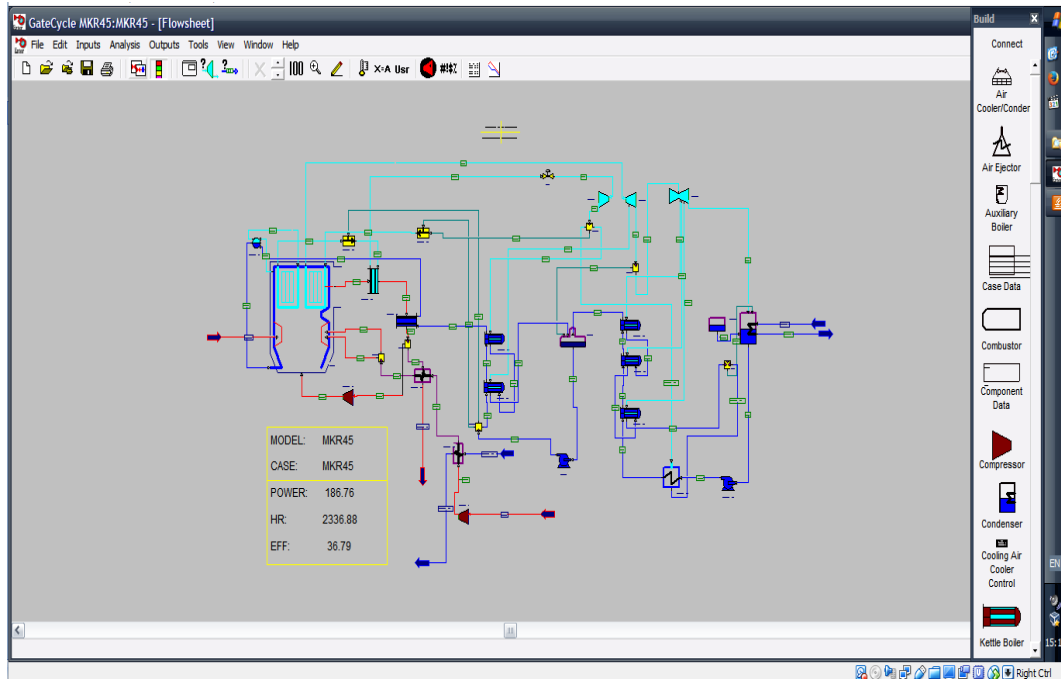
Gambar 3. 1 Diagram alir penelitian

3.3. Pemodelan dan Simulasi

Pada penelitian ini akan dilakukan simulasi dari model yang sudah tervalidasi untuk mendapatkan hipotesa awal. Dengan adanya kenaikan temperatur bahan bakar, molekul-molekul bahan bakar memiliki energi yang lebih besar yang mengakibatkan frekuensi tumbukan antar molekul lebih besar, sehingga diharapkan akan mempermudah penyalaan. Analisa dari pengaruh kenaikan temperatur bahan bakar gas sebelum pembakaran di boiler pada PLTU 4-5 UP Muara Karang dengan variasi sumber panas dari *auxiliary steam* atau dari *flue gas* (gas buang) yang akan dibuang sebelum *stack* akan dapat dilakukan dengan hipotesa yang ada. Hasil penelitian akan didapatkan temperatur bahan bakar gas tanpa membahayakan perpipaan gas yang ada sekarang maupun jika dilakukan perubahan instalasi perpipaan, baik dihitung dalam penurunan NPHR maupun nilai investasi yang dibutuhkan.

Tema :

“Analisa Teknis dan Ekonomis Kenaikan Temperatur Bahan Bakar Gas Terhadap Kinerja PLTU 4-5 Unit Pembangkitan Muara Karang”



Gambar 3. 2 Model PLTU 4-5 UP Muara Karang

3.4. Tahap Pre-processing

Tahap *pre-processing* merupakan tahap awal untuk menganalisa pemodelan dengan kondisi operasi dan batas yang ditentukan pada PLTU 4-5 UP Muara Karang dengan Gatecycle versi 5. Dalam tahap ini terdiri dari pembuatan model, penentuan range penambahan temperatur bahan bakar gas, dan penentuan batasan penelitian.

3.5. Tahap Processing

Langkah selanjutnya setelah membuat pemodelan dan penentuan *boundary condition* adalah *processing*. Proses ini dilakukan menggunakan *software* Gatecycle versi 5, yang terdiri dari beberapa tahap, yaitu: *modelling*, *fuel gas specification*, *piping material*, *operating condition*, *boundary condition*, *solution*, *initialize* dan *monitoring*

3.5.1. Modelling

Secara umum model yang digunakan untuk menyelesaikan pemodelan ini dapat dilihat pada Gambar 3.2 diatas.

3.5.2. Fuel Gas Specification

Pembangkit di UP Muara Karang mendapatkan suplai bahan bakar gas dari 2 suplayer, yaitu : dari PT Pertamina Hulu Energi (Gas PHE) dan PT Nusantara Regas (Gas NR) dengan komposisi masing-masing yang dapat dilihat pada Tabel 2.3. Kedua gas diatas bercampur di *header* yang terletak di area PLTGU Blok 1.

3.5.3. Piping material

Perpipaan yang digunakan dari header suplayer gas sebelum percabangan ke tiap entitas hingga ke boiler PLTU 4-5 UP Muara Karang telah terpasang sejak program gasifikasi PLTU 4-5 dimana mempunyai spesifikasi sebagai berikut :

3.5.2.1. Parameter operasi :

- a. Operating pressure : 350 – 400 psig
- b. Operating temperature : 60 – 100°F
- c. Flow : 126 Nm³/H

3.5.2.2. Referensi teknis :

- a. Peraturan MiGas
- b. API 1104
- c. ANSI B 31.8
- d. Standard coating

3.5.2.3. Spesifikasi material :

- a. Pipa :
 - Wall thickness : 0,5 inch
 - Material : API 5L Grade B seamless
 - Design pressure : 580 Psig
 - Design temperature : 120°C

b. Elbow :

- Material : ASTM A 234 GR WPB seamless ASME B 16.9

c. Flange :

- Material : ASTM A105 ASME 16.5

d. Hose :

- Material : SUS 304

3.5.4. Operating condition

Pada kondisi operasi normal, bahan bakar gas dari kedua suplayer bercampur di sepanjang pipa dengan komposisi yang hampir sama bagian hingga masuk ke boiler PLTU 4-5 UP Muara Karang. Kondisi saat ini belum terdapat tambahan *fuel gas heater* setelah keluar GTS, namun diharapkan dipasang *fuel gas heater* pada pipa setelah keluar dari GTS sebelum masuk ke Boiler PLTU 4-5.

3.5.5. Boundary condition

Penelitian ini dilakukan dengan kondisi bahan bakar gas normal operasi yang sudah bercampur pada kedua bahan bakar gas (Gas PHE dan NR). Bahan bakar gas tersebut akan dinaikkan temperaturnya dengan memanfaatkan *auxiliary steam* dari LP Steam HRSG PLTGU Blok 2.

3.5.6. Solution

Solusi pada studi ini dengan menggunakan *software Gate Cycle* versi 5 dengan melakukan variasi pada temperatur bahan bakar gas sebelum masuk ke boiler. Temperatur yang akan dipilih adalah tempertur bahan bakar gas yang paling ekonomis dan aman terhadap operasi unit. Diharapkan terdapat lebih dari 1 (satu) skenario yang ditawarkan sebagai hasil dari perhitungan akhir.

3.5.7. Initialize

Initialize merupakan tebakan awal sebelum melakukan perhitungan sehingga akan memudahkan dalam mencapai kesimpulan. Tebakan dapat dimulai dari kondisi batas sisi masuk, sisi keluar, semua zona dan lain-lain. *Initialize* yang digunakan adalah tipe *Standard*..

3.5.8. Monitoring

Monitoring adalah tahap penyelesaian masalah, berupa proses iterasi hingga mencapai harga yang diinginkan. Temperatur bahan bakar gas yang dipilih diharapkan mendapatkan nilai NPHR teroptimal dengan nilai investasi yang seoptimal mungkin dan potensi saving penghematan sebesar mungkin.

3.6. Tahap Post Processing

Post processing merupakan penampilan hasil serta analisa terhadap hasil yang telah diperoleh berupa data kualitatif dan data kuantitatif. Data kuantitatif berupa grafik distribusi temperatur dan NPHR, sedangkan data kualitatif berupa pencampuran kedua bahan bakar gas pada temperatur operasi.

[Halaman ini sengaja dikosongkan]

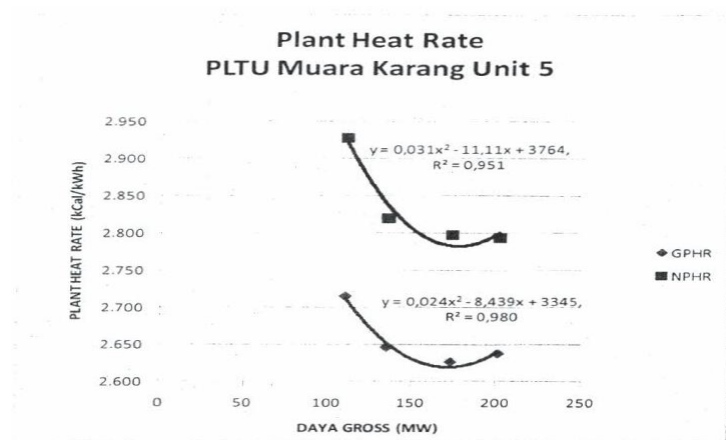
BAB 4

HASIL SIMULASI DAN PERHITUNGAN

Pada bab ini akan dibahas mengenai analisa hasil dari simulasi serta perhitungan dari besarnya investasi yang dikeluarkan dan potensi keuntungan dari penurunan *heat rate* yang didapatkan dengan menyajikan 2 (dua) perhitungan sebagai skenario yang jadi ditawarkan. Perhitungan dilakukan untuk mencari nilai keekonomisan dan optimasi dari pemanasan bahan bakar gas sebelum masuk ke boiler PLTU 4-5. Adapun untuk data hasil simulasi yang ditampilkan meliputi perubahan temperatur bahan bakar gas, aliran bahan bakar gas, aliran dan komposisi gas buang, perubahan LHV *heat rate*, efisiensi boiler aktual dan efisiensi LHV sistem PLTU 4-5.

4.1. Data dan Hasil Simulasi

Data ini didapatkan dari hasil simulasi Software Gate Cycle Versi 5.0 dengan model PLTU 4-5 UP Muara Karang. Simulasi dilakukan dengan melakukan perubahan pada temperatur bahan bakar gas pada beban PLTU 4-5 UP Muara Karang dengan *heat rate* terbaik, yaitu pada beban 173 MW sesuai hasil pengujian bersama PT PLN PuslitBang Ketenagalistrikan Tahun 2017 (PT PLN PuslitBang Ketenagalistrikan, 2017).



Gambar 4. 1 Hasil Pengujian *Heat Rate* PLTU bersama PT PLN Puslitbang Ketenagalistrikan Tahun 2017

Dikarenakan batasan variabel yang dapat diubah (1 variabel), maka diambil hanya temperatur bahan bakar gas sebagai variabel dengan output pada performa PLTU 4-5 yang dipilih seperti terlampir pada Tabel 4.1.

Tabel 4.1 Perubahan Temperatur Bahan Bakar Gas
terhadap Performa PLTU 4-5

Temperatur Bahan Bakar Gas	Aliran Bahan Bakar Gas	Efisiensi Boiler	NPHR	Efisiensi PLTU 4-5
°C	kg/hr	%	kcal/kW-hr	%
17	40.023,14	66,228	2.511,41	34,236
27	40.023,90	66,222	2.510,86	34,244
37	40.015,07	66,221	2.509,49	34,262
47	39.982,61	66,233	2.508,03	34,282
57	39.985,42	66,235	2.506,69	34,301
67	39.954,08	66,238	2.505,28	34,320
77	39.957,84	66,245	2.504,35	34,333
87	39.867,61	66,241	2.501,74	34,369
97	39.896,44	66,252	2.502,08	34,364
107	39.838,42	66,260	2.500,25	34,389
117	39.843,50	66,272	2.498,09	34,419
127	39.795,61	66,269	2.497,37	34,429
137	39.796,17	66,278	2.495,95	34,448
147	39.771,20	66,278	2.494,39	34,470
157	39.746,48	66,280	2.493,26	34,485
167	39.726,95	66,287	2.491,64	34,508
177	39.703,52	66,290	2.490,30	34,526
187	39.690,38	66,297	2.488,58	34,550
197	39.663,62	66,300	2.487,33	34,568
207	39.640,73	66,305	2.485,83	34,589
Perbaikan	382,42	0,077	25,5815	0,3523

Dari hasil simulasi Gate Cycle terlihat bahwa kenaikan temperatur bahan bakar gas (*Fuel Gas Outlet Temperature*) dari 17°C hingga 207°C pada tekanan (1,1 kG/cm²) dan nilai LHV (10.881 kCal/kG) tetap, berdampak pada kenaikan *Current Boiler Efficiency* dan *Net Cycle LHV Efficiency*, namun terjadi penurunan

pada *Fuel Gas Flow*. Kenaikan *Net Cycle LHV Efficiency* akan menurunkan *Net Cycle LHV Heat Rate* sebagaimana terlihat pada Tabel 4.1 diatas.

Pembakaran didalam boiler yang semakin sempurna juga dapat dilihat dari output berupa gas buang di siklus PLTU 4-5. Pada kenaikan temperatur bahan bakar gas, didapatkan bahwa semakin banyak jumlah gas *Carbon Dioxide* (CO_2), air dalam bentuk gas (H_2O), gas *Nitrogen* (N_2) dan gas *Oxygen* (O_2) yang dihasilkan dalam pembakaran. Parameter gas buang *Carbon Monoxide* (CO), *Carboniyl Sulfide* (CS), *Hydro Carbons* (H-C), Gas *Hydrogen* (H_2), *Hydrogen Sulfide* (HS) dan *Sulfur Dioxide* (SO_2) tidak muncul angka karena bahan bakar gas relatif bersih dari kandungan Sulfur, sehingga tidak dilakukan pengamatan gas buang dari reaksi pembakaran kandungan Sulfur didalam bahan bakar gas pada pembakaran di Boiler PLTU 4-5. Parameter lainnya yang dapat diamati adalah temperatur *combustion flue gas* yang relatif stabil atau hanya ada kenaikan temperatur kurang dari 3°C ($658,243$ menjadi $661,222^\circ\text{C}$). Secara menyeluruh, hasil dari simulasi *running* Program Gate Cycle terkait gas buang dari hasil pembakaran siklus PLTU 4-5 dapat dilihat pada Tabel 4.2.

Perbaikan pembakaran di boiler ini juga terlihat dari penurunan heat losses dari *flue gas* (L_1), sebagaimana tertulis pada persamaan 2.13 dengan perhitungan *indirect methode*. Kenaikan temperatur bahan bakar gas menyebabkan flue gas outlet temperature keluar dari furnace relatif stabil atau hanya terjadi kenaikan sekitar $2,979^\circ\text{C}$ ($658,243$ ke $661,222^\circ\text{C}$), namun berdampak sangat signifikan pada penurunan flue gas outlet flow atau terdapat penurunan sebesar $7.123,13$ kG/hr sebagaimana secara lengkap dapat kita lihat pada Tabel 4.2.

Beberapa yang mempengaruhi efisiensi siklus dari PLTU 4-5 adalah efisiensi boiler, efisiensi turbin dan efektifitas kondensor. Dengan *indirect methode*, kita dapat membuktikan pengaruh kenaikan *fuel gas* pada performa *flue gas* yang digambarkan pada tabel 4.2. Efektifitas kondensor sangat banyak penyebabnya, sehingga pada penelitian ini dianggap konstan. Yang mempengaruhi efisiensi turbin adalah karakteristik dari *steam* yang masuk dan keluar turbin. Pada penelitian ini, beban yang dibangkitkan dibuat konstan, sehingga menyebabkan perubahan temperatur bahan bakar gas hampir tidak

terlihat dampaknya pada kebutuhan *main steam* sebelum masuk ke turbin atau terdapat penurunan sebesar 0,06% sebagaimana dapat dilihat pada tabel 4.1.

Tabel 4.2 Perubahan Temperatur Bahan Bakar Gas
terhadap Gas Buang PLTU 4-5

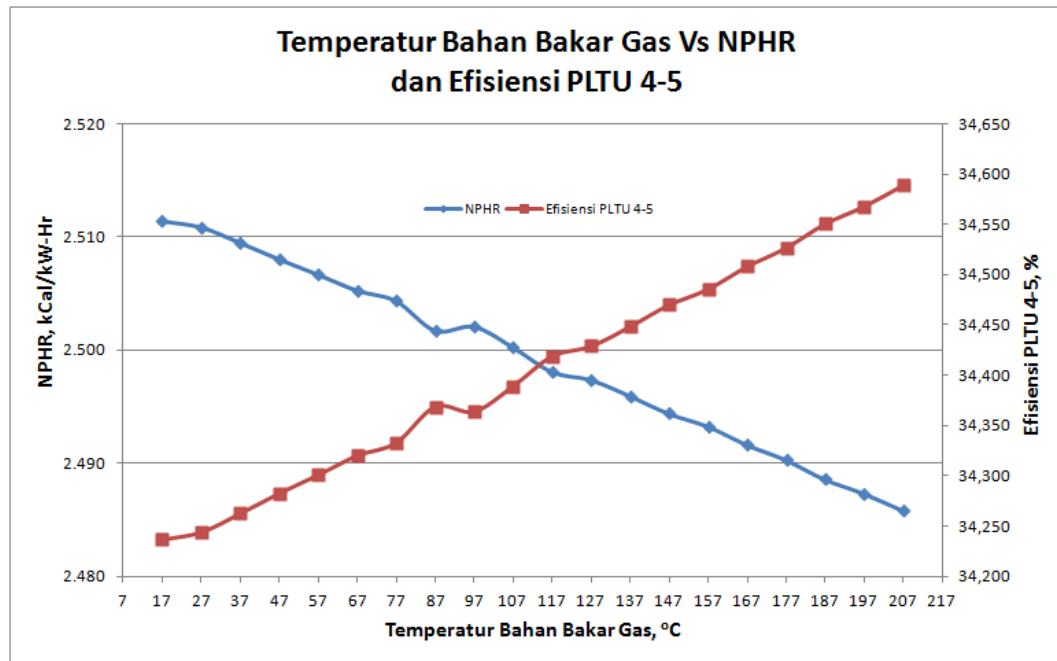
Temperatur Bahan Bakar Gas	Temperatur Pembakaran ke Gas Buang	Aliran Gas Buang	Kandungan Carbon Dioxide di Gas Buang	Kandungan Gas H ₂ O di Gas Buang	Kandungan Gas Nitrogen di Gas Buang	Kandungan Gas Oxygen di Gas Buang
°C	°C	kG/hr	%	%	%	%
17	658,2433472	912.909,88	8,981636167	19,30440813	69,18783784	1,700882241
27	658,5668945	912.998,13	8,981633931	19,30440664	69,1878438	1,700886525
37	658,8664551	912.740,38	8,981636167	19,30440962	69,1878438	1,700882614
47	658,7177734	912.319,88	8,981636167	19,30440962	69,1878438	1,700884663
57	659,0891113	912.114,38	8,981633931	19,30440664	69,1878438	1,700886153
67	659,098999	911.746,25	8,981635422	19,30440962	69,18783784	1,700884104
77	659,3684082	911.596,63	8,981636912	19,30441111	69,18783784	1,700882055
87	659,4076538	910.083,50	8,981636912	19,30441111	69,18783784	1,700882241
97	659,6236572	910.476,44	8,981636912	19,30440962	69,18783784	1,700885035
107	659,5194702	909.548,56	8,981636167	19,30441111	69,18783784	1,700881124
117	659,5194702	909.626,69	8,981636167	19,30440813	69,1878438	1,700884104
127	659,7692871	908.852,75	8,981636167	19,30441111	69,18783188	1,700881682
137	659,9505615	908.751,00	8,981637657	19,3044126	69,18783784	1,700879261
147	660,1089478	908.390,88	8,981636912	19,3044126	69,18783784	1,70088131
157	660,3612061	907.855,50	8,981636912	19,30441111	69,1878438	1,700882055
167	660,5423584	907.388,50	8,981636167	19,30440962	69,18783784	1,700883731
177	660,7202148	906.954,88	8,981636912	19,3044126	69,18783784	1,700883545
187	660,8791504	906.698,06	8,981636912	19,3044126	69,18783784	1,700881869
197	661,0537109	906.212,13	8,981636912	19,30440962	69,1878438	1,700882614
207	661,2225342	905.786,75	8,981638402	19,3044126	69,1878438	1,700880565
Perbaikan	2,9791870	7.123,13	0,00000223517	0,00000447	0,00000596	(0,00000168)

4.2. Diskusi

4.2.1. Analisa Hasil Simulasi Peningkatan Temperatur Fuel Gas

Sesuai Tabel 4.1, pada temperatur bahan bakar gas 17°C dengan tekanan tetap 1,1 kG/cm² dan LHV (*Low Heating Value*) tetap sebesar 10.881 kCal/kG, didapatkan flow gas sebesar 40.023,14 kG/hr, *Current Boiler Efficiency* 66,2275% dan *Net Cycle LHV Efficiency* 34,2363%. Sedangkan pada temperatur bahan bakar gas 207°C tanpa perubahan tekanan dan LHV, didapatkan penurunan flow gas sebesar 39.640,73 kG/hr, namun terdapat kenaikan *Current Boiler Efficiency* menjadi 66,305% dan *Net Cycle LHV Efficiency* menjadi 34,5886%.

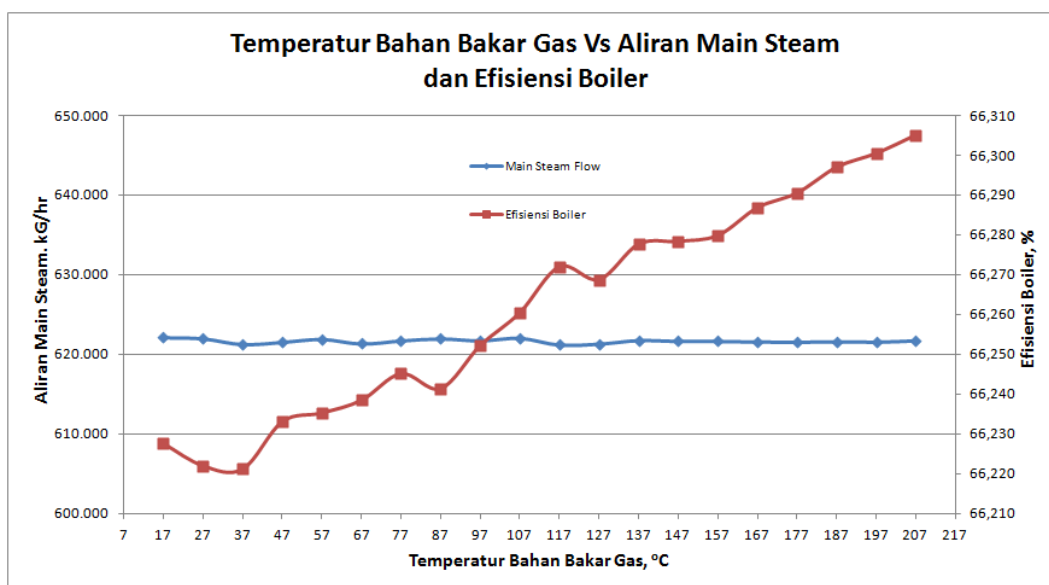
Yang mempunyai pengaruh besar pada performa PLTU diantaranya adalah performa boiler atau efisiensi boiler, performa turbin atau efisiensi turbin dan performa kondensor atau efektifitas kondensor. Pada penulisan penelitian ini, hanya dilihat pada efisiensi boiler, sehingga efisiensi turbin dan efektifitas kondensor dianggap konstanta bukan sebagai variabel yang berubah.



Gambar 4. 2 Grafik Pengaruh Perubahan Temperatur Bahan Bakar Gas Terhadap Heat Rate dan Efisiensi PLTU 4-5

Pada gambar 4.2 terlihat bahwa perubahan temperatur bahan bakar gas dari 17°C hingga ke 207°C menyebabkan kenaikan efisiensi siklus PLTU (*Net Cycle LHV Efficiency*) sebesar 0,3523%. Kenaikan efisiensi siklus ini merupakan dampak dari kenaikan efisiensi boiler sebesar 0,077% (*Current Boiler Efficiency*). Kenaikan efisiensi boiler ini akibat dari penurunan *fuel gas flow* sebesar 382,42 kG/hr. Dengan tidak adanya perubahan pada beban yang dibangkitkan, maka *main steam flow* relatif tidak mengalami perubahan atau mengalami penurunan hanya 0,06%, sehingga kalor yang diserap *main steam* relatif stabil sebagaimana terlihat pada persamaan 2.12 yang melakukan pendekatan perhitungan secara *Direct Methode*. Dengan nilai LHV yang tetap dan kalor yang diserap *main steam* relatif

stabil, namun terjadi penurunan *fuel gas flow*, mengakibatkan kenaikan pada efisiensi boiler.

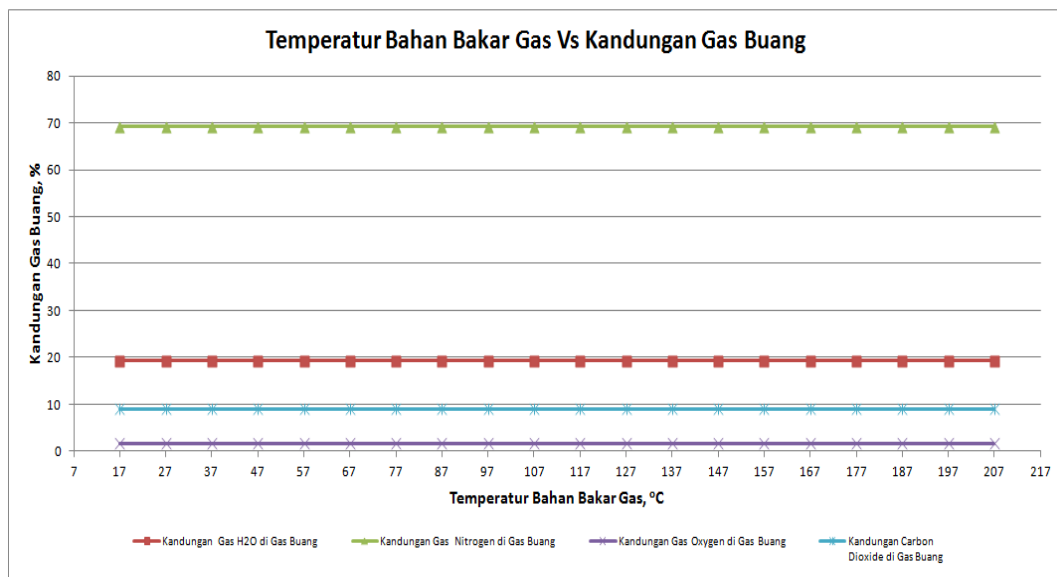


Gambar 4. 3 Grafik Pengaruh Perubahan Temperatur Bahan Bakar Gas Terhadap Main Steam Flow dan Efisiensi Boiler

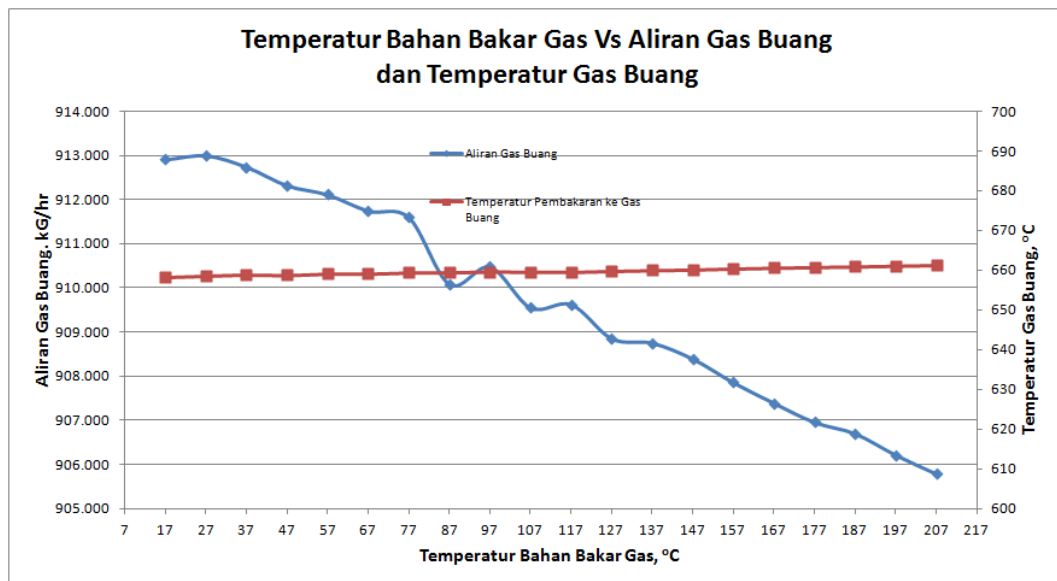
Faktor lain yang mempengaruhi kenaikan efisiensi boiler adalah pembakaran yang semakin sempurna dilihat dari *flue gas*. Kenaikan temperatur bahan bakar gas ternyata relatif tidak berpengaruh pada temperatur *flue gas* karena hanya terjadi kenaikan tidak lebih dari 3°C (dari 658,243 ke 661,222°C). Perubahan yang signifikan terlihat pada penurunan *flue gas flow*. Hal ini dikarenakan semakin sedikit udara yang tidak dimanfaatkan sebagai udara pembakaran. Indikasi ini juga terlihat pada kebutuhan gas oksigen yang semakin sedikit dimana dapat kita lihat pada gambar 4.5.

Merujuk pada persamaan 2.13 dengan *Indirect Methode*, salah satu penyebab *heat loss* adalah dari penurunan *flue gas flow* di stack. Hasil dari simulasi dengan gate cycle didapatkan bahwa kenaikan temperatur bahan bakar gas menyebabkan penurunan *flue gas flow* sebesar 7.123,13 kG/hr. Penurunan ini berakibat pada penurunan L1 pada persamaan 2.13. Dengan berkurangnya *Heat loss in dry flue gas* (L_1), maka terdapat penurunan *Total Heat Losses* yang berdampak pada kenaikan efisiensi boiler (*Current Boiler Efficiency*).

Peningkatan penyempurnaan pembakaran di boiler juga terlihat pada peningkatan kandungan gas *Carbon Dioxide* (CO_2) sebesar 0,00000223517%. Hal ini menyebabkan kebutuhan gas oksigen (O_2) pada pembakaran di boiler semakin tinggi, Pada gambar 4.4 dapat kita lihat bahwa terjadi penurunan gas O_2 sebesar 0,00000168 %. Peningkatan *flue gas* juga terlihat pada gas H_2O sebesar 0,00000447 % dan Nitrogen (N_2) sebesar 0,00000596 %.



Gambar 4. 4 Grafik Perubahan Pada Gas Buang PLTU 4-5



Gambar 4. 5 Grafik Pengaruh Fuel Gas pada Flue Gas

Merujuk pada persamaan 2.28 untuk menghitung daya yang dibangkitkan PLTU 4-5 hasil dari pembakaran bahan bakar gas sebesar 173 MW, terdapat kenaikan *Current Boiler Efficiency* yang berdampak juga pada kenaikan *Net Cycle LHV Efficiency*. Kenaikan temperatur bahan bakar gas ini juga berdampak pada penurunan flow bahan bakar yang mengakibatkan penurunan konsumsi bahan bakar gas (sfc berkurang) sehingga menurunkan *heat rate (Net Cycle LHV Heat Rate)* atau kebutuhan bahan bakar tiap kW-hr dari siklus PLTU 4-5 (L. Juanico, 2008). Dengan menggunakan persamaan 2.28, akan dilakukan perhitungan daya yang dihasilkan dari hasil pembakaran bahan bakar gas pada temperatur bahan bakar gas 17°C hingga 207°C dengan skala 10°C. Pada temperatur bahan bakar gas 17°C, didapatkan Daya yang dihasilkan dari pembakaran bahan bakar gas sebesar :

$$Q = \eta_{th} \times \dot{m} \times LHV$$

$$Q = 0,342363 \times 40.023,14 \text{ kG / hr} \times 10.881 \text{ kCal / kG} \times 4,1868 \text{ kJ / kCal} \times 1 \text{ hr} / 3600 \text{ s}$$

$$Q = 173.398,97 \text{ kW}$$

$$Q = 173,4 \text{ MW}$$

Nilai perhitungan daya yang dihasilkan diatas sesuai dengan nilai pada hasil *running* program gate cycle. Sedangkan pada temperatur bahan bakar gas 207°C, didapatkan flow gas sebesar 39.640,73 kG/hr, *Current Boiler Efficiency* 66,305% dan *Net Cycle LHV Efficiency* menjadi 34,5886% dengan tidak ada perubahan pada tekanan dan nilai LHV, didapatkan Daya yang dihasilkan dari pembakaran bahan bakar gas sebesar :

$$Q = \eta_{th} \times \dot{m} \times LHV$$

$$Q = 0,345886 \times 39.640,73 \text{ kG / hr} \times 10.881 \text{ kCal / kG} \times 4,1868 \text{ kJ / kCal} \times 1 \text{ hr} / 3600 \text{ s}$$

$$Q = 173.509,46 \text{ kW}$$

$$Q = 173,5 \text{ MW}$$

Kenaikan temperatur bahan bakar gas dari 17°C hingga 207°C dapat dilihat pada Gambar 4.2 yang berdampak pada penurunan *Heat Rate* siklus PLTU 4-5 dari 2511,41 kCal/kW-hr menjadi 2485,83 kCal/kW-hr atau turun sebesar 25,582 kCal/kW-hr. Hal ini dikarenakan penurunan konsumsi bahan bakar gas dimana terdapat penurunan flow gas dari 40.023,14 kG/hr menjadi 39.640,73 kG/hr, turun 382,41 kG/hr karena pembakaran yang semakin sempurna. Semakin tinggi temperatur bahan bakar gas, akan mengurangi panas yang dibutuhkan untuk bahan bakar gas mendekati titik *auto-ignition temperature* dari bahan bakar gas pada 650 - 750 °C (Tabel 4.3). Titik *auto-ignition temperature* adalah temperatur saat bahan bakar akan menghasilkan api dengan sendirinya tanpa harus ada sumber api. Dalam temperatur ini, bahan bakar hanya membutuhkan oksigen untuk dapat menghasilkan api (Yonathan, 2008). Semakin tingginya kebutuhan oksigen ini terlihat juga terlihat pada konsumsi oksigen pada Gambar 4.3 diatas.

Kenaikan temperatur bahan bakar gas ini juga berpengaruh pada volume dan massa jenis dari bahan bakar gas. Semakin tinggi temperatur bahan bakar gas berdampak pada semakin besar volumenya, namun penambahan volume ini tidak sebanding dengan penurunan kerapatan dari bahan bakar gas (Friend, 1989). Kondisi ini menyebabkan *mass flow rate* dari bahan bakar gas semakin berkurang yang secara matematis dapat dituliskan pada persamaan 2.27.

Semakin tinggi temperatur bahan bakar gas, akan semakin menurunkan *heat rate* sebagaimana terlihat pada Gambar 4.2, namun keselamatan dan keamanan operasi harus semakin jauh ditingkatkan. Merujuk pada persamaan 2.27 dimana perlu dilakukan perhitungan kecepatan aliran bahan bakar gas sepanjang perpipaan dari GTS hingga ke boiler. Perhitungan kecepatan aliran ini hanya dapat dilakukan pada skenario pilihan pertama saja dari dua skenario yang didapatkan, yaitu tanpa melakukan perubahan pipa eksisting. Pada temperatur bahan bakar gas sebesar 97°C, dengan menggunakan persamaan 2.27 kita dapatkan kecepatan aliran bahan bakar gas disepanjang pipa sebesar :

$$v = \frac{\dot{m}}{A \times \rho}$$

$$v = \frac{39896,44 \text{ kg/hr}}{\frac{0,0325 \text{ mol}}{\text{dm}^3} \times \left(\frac{\pi}{4} \times 3 \text{ dm}\right) \times 16 \text{ gr/mol}} \times \frac{0,1 \text{ m/dm}}{3600 \text{ s/hr}}$$

$$v = 4,826 \text{ m/s}$$

dengan melakukan perhitungan yang sama, namun nilai $\rho=0,0416 \text{ mol/dm}^3$ (fuel gas temperature 17°C), kita dapatkan nilai kecepatan bahan bakar gas yang sedikit lebih lambat, yaitu $3,782 \text{ m/s}$. Jadi efek kenaikan temperatur bahan bakar gas dari 17°C ke 97°C tidak signifikan atau naik hanya $1,044 \text{ m/s}$. Pada kenaikan temperatur bahan bakar gas sebesar 207°C tidak dilakukan perhitungan karena memerlukan desain yang berbeda, yaitu perubahan perpipaan dan instalasinya. Semakin tinggi temperatur bahan bakar gas, memerlukan diameter pipa yang semakin besar dan massa jenis yang lebih besar, meskipun besarnya aliran bahan bakar gas juga semakin besar. Secara umum, kecepatan bahan bakar gas dialiran pipa baru akan dijadikan salah satu pertimbangan untuk keamanan operasi dan peralatan pada temperatur bahan bakar gas 207°C .

Pada simulasi ini hanya dilakukan hingga temperatur 207°C dengan acuan pada instalasi eksisting yang terpasang dan kondisi PLTU 4-5, dimana instalasi yang terpasang sudah ada sejak tahun 1995 dan PLTU 4-5 sudah ada sejak 1982 tanpa dilakukan *upgrade* material Boiler PLTU 4-5 dan instalasinya. Secara keseluruhan, PLTU 4-5 didesain tidak untuk menggunakan bahan bakar gas sehingga sebagian besar material yang digunakan tidak setinggi grade material pada PLTGU yang menggunakan bahan bakar gas.

4.2.2. Analisa Perhitungan Ekonomis Peningkatan Fuel Gas

Peningkatan temperatur bahan bakar gas PLTU 4-5 berdampak pada penurunan *heat rate* (*Net Cycle LHV Heat Rate*) dari siklus PLTU 4-5. Penurunan ini berpotensi pada keuntungan yang didapatkan yang cukup signifikan dengan nilai yang dapat dilihat di Tabel 4.3. Nilai tersebut merupakan potensi penghematan dari pemakaian bahan bakar gas dari suplayer dengan asumsi harga bahan bakar gas $\$10/\text{mmBTUD}$ dan asumsi nilai tukar $\$1$ setara Rp.13.300,- atau Rp.133.000,-/mmBTUD.

Potensi saving tiap bulan dapat dihitung dengan persamaan 2.29, sehingga didapatkan potensi saving pada beban 173 MW pada temperatur bahan bakar dari 17°C menjadi 207°C sebesar :

$$\begin{aligned}
 P_s &= \frac{H_{gas} \times \Delta NPHR \times MW_{prod} \times 24 \times 30}{251.995,8} \\
 &= \frac{Rp.133.000,-/kCal \times 25,582 \text{ kCal/kW} \cdot \text{hr} \times 173.000 \text{ kW} \times 24 \text{ hr/day} \times 30 \text{ day/month}}{251.995,8} \\
 &= Rp.1.681.758.664,08/\text{month}
 \end{aligned}$$

Tabel 4.3 Potensi keuntungan yang didapatkan dari Penurunan NPHR

Fuel Gas Outlet Temperature	Fuel Gas Inlet Flow	Potensial Saving		
		kCal/kW-hr	Rp/mounth	Rp/year
°C	kG/hr			
17	40,023.14	0.000	0.00	-
27	40,023.90	0.547	35,968,211.77	431,618,541.30
37	40,015.07	1.915	125,912,816.32	1,510,953,795.84
47	39,982.61	3.378	222,100,898.95	2,665,210,787.37
57	39,985.42	4.719	310,199,745.19	3,722,396,942.29
67	39,954.08	6.130	403,001,262.59	4,836,015,151.03
77	39,957.84	7.060	464,103,887.41	5,569,246,648.90
87	39,867.61	9.670	635,711,259.25	7,628,535,111.00
97	39,896.44	9.324	612,952,256.89	7,355,427,082.64
107	39,838.42	11.159	733,600,649.53	8,803,207,794.35
117	39,843.50	13.317	875,451,187.53	10,505,414,250.39
127	39,795.61	14.038	922,895,200.92	11,074,742,411.07
137	39,796.17	15.456	1,016,065,869.98	12,192,790,439.74
147	39,771.20	17.016	1,118,625,831.26	13,423,509,975.17
157	39,746.48	18.145	1,192,889,515.28	14,314,674,183.37
167	39,726.95	19.770	1,299,702,745.70	15,596,432,948.36
177	39,703.52	21.108	1,387,673,191.36	16,652,078,296.36
187	39,690.38	22.829	1,500,794,100.15	18,009,529,201.79
197	39,663.62	24.075	1,582,697,618.53	18,992,371,422.34
207	39,640.73	25.582	1,681,758,664.08	20,181,103,968.92

Dengan menaikkan temperatur bahan bakar gas ke 207°C, didapatkan potensi penurunan *heat rate* (*Net Cycle LHV Heat Rate*) siklus PLTU 4-5 dari

2.511,407 kJ/kW-hr ke 2.485,83 kJ/kW-hr atau turun sebesar 25,582 kCal/kW-hr atau kenaikan efisiensi siklus dari 34,236 % ke 34,588 % (0,352 %) setara dengan Rp.1.681.758.664,08 dalam sebulan. Semakin tinggi temperatur bahan bakar, akan didapatkan penurunan *heat rate (Net Cycle LHV Heat Rate)* yang semakin besar sehingga potensi saving yang didapatkan juga semakin besar sebagaimana dapat dilihat secara lengkap pada Tabel 4.3 diatas.

Untuk menaikkan temperatur bahan bakar gas, dimanfaatkan uap dari *auxiliary boiler* yang ada di PLTGU Blok 2, sehingga diperlukan biaya uap (*steam*) yang terbuang. Uap ini diambil dari air demin/air siklus tertutup yang telah menguap di LP HRSG (*Low Pressure Heat Recovery Steam Generator*) seperti tampak pada gambar 2.8. Disamping itu juga, dihitung investasi awal dari kebutuhan *Fuel Gas Heater* sebagai alat pemindah panas dari *auxiliary steam* dari *auxiliary boiler* ke bahan bakar gas serta biaya operasional dan pemeliharaan yang diperlukan untuk mengoperasikan *Fuel Gas Heater*.

Biaya uap yang diperlukan didapatkan dari air laut yang diproses menjadi air make up melalui *Desalination Plant* hingga mendapatkan *conductivity* < 20 μ S. Air make up kemudian diolah di *Demineralization Plant* (DP) untuk mendapatkan *conductivity* < 0,02 μ S sebagai air demin/air siklus tertutup PLTGU Blok 2. Dengan memperhitungkan biaya bahan kimia yang diperlukan untuk mengubah air laut sebagai bahan dasar hingga menjadi air demin melalui proses di *Desalination Plant* dan di *Demineralization Plant* (DP), harga bahan bakar gas dan pemakaian power yang dibutuhkan pada pompa-pompa, didapatkan harga uap sebesar Rp.145,658/m³ setara dengan Rp.145,658/kG dengan menggunakan massa jenis air 1 kG/m³. Perhitungan total biaya yang dibutuhkan untuk menaikkan temperatur bahan bakar gas dari 17°C hingga 207°C merujuk pada persamaan 2.31 dimana secara lengkap dapat kita lihat pada Tabel 4.4. Pada kenaikan temperatur bahan bakar gas hingga ke 207°C, kita dapat lihat bahwa dibutuhkan uap sebesar 441, 4797 kG/hr yang setara dengan harga Rp.64.305,34/hr atau Rp.46.299.843,-/bulan yang secara lengkap dapat kita lihat pada Tabel 4.4 dibawah ini.

Tabel 4.4 Biaya Kebutuhan Uap pada Penurunan Heat Rate

Fuel Gas Outlet Temperature	Net Cycle LHV Heat Rate	Net Cycle LHV Heat Rate Improvement	Steam needed			
			kG/hr	(Rp/hr)	(Rp/day)	(Rp/month)
°C	kCal/kW-hr	kCal/kW-hr				
17	2511.407227	0	0	-	-	-
27	2510.860107	0.547119141	23.46172	3,417.40	82,017.65	2,460,529.53
37	2509.491943	1.915283203	46.91481	6,833.55	164,005.16	4,920,154.74
47	2508.028809	3.378417969	70.33678	10,245.16	245,883.88	7,376,516.35
57	2506.688721	4.718505859	93.7357	13,653.42	327,682.01	9,830,460.34
67	2505.2771	6.130126953	117.0642	17,051.41	409,233.88	12,277,016.29
77	2504.347656	7.059570313	140.2838	20,433.55	490,405.22	14,712,156.51
87	2501.737305	9.669921875	163.6302	23,834.15	572,019.68	17,160,590.51
97	2502.083496	9.323730469	186.9074	27,224.68	653,392.40	19,601,772.13
107	2500.248291	11.15893555	210.3846	30,644.34	735,464.25	22,063,927.57
117	2498.090576	13.31665039	233.5475	34,018.21	816,437.14	24,493,114.27
127	2497.368896	14.03833008	256.592	37,374.85	896,996.47	26,909,893.99
137	2495.95166	15.45556641	279.9227	40,773.17	978,556.01	29,356,680.23
147	2494.391602	17.015625	303.0591	44,143.18	1,059,436.38	31,783,091.52
157	2493.261963	18.14526367	326.1669	47,509.03	1,140,216.77	34,206,503.12
167	2491.637207	19.77001953	349.2944	50,877.75	1,221,066.03	36,631,980.79
177	2490.299072	21.1081543	372.3612	54,237.64	1,301,703.30	39,051,098.89
187	2488.578369	22.82885742	395.503	57,608.45	1,382,602.68	41,478,080.49
197	2487.33252	24.07470703	418.4856	60,956.06	1,462,945.32	43,888,359.68
207	2485.825684	25.58154297	441.4797	64,305.34	1,543,328.10	46,299,843.12

Dari simulasi yang didapatkan, terdapat 2 (dua) pilihan skenario yang bisa dijadikan pertimbangan. Skenario pertama adalah hasil perhitungan yang dilakukan tanpa melakukan perubahan pada instalasi yang ada. Pilihan pada skenario ini hanya menambahkan investasi penambahan *fuel gas heater* serta biaya operasi dan pemeliharaan yang muncul. Skenario kedua adalah mengoptimalkan hasil simulasi dengan melakukan perubahan instalasi dari setelah *fuel gas heater* hingga ke boiler (penggantian pipa dan katup) serta menambahkan investasi seperti pada pilihan pertama dengan kapasitas *fuel gas heater* yang lebih besar.

4.2.2.1. Analisa Keekonomisan Dengan Instalasi Eksisting

Pada skenario pertama ini, tidak dilakukan perubahan pada material boiler, instalasi perpipaan yang ada (*design temperature* 120°C) dan

menggunakan *safety factor* 0,8 mengingat usia instalasi perpipaan yang sudah lebih dari 20 tahun. Terkait pertimbangan-pertimbangan tersebut, maka diambil temperatur bahan bakar yang aman sebesar 97°C dari hasil simulasi Gate Cycle.

Tabel 4.5 Perhitungan Investasi Pada Skenario Pertama

Month	Steam needed		Total Expenses (Rp/month)	NPV Expenses	Saving For Revenue			NPV Saving
	mass flow (m) kg/hr	Price (Rp/month)			kCal/kW.hr	(Rp/hr)	(Rp/month)	
1	186,907	19.601.772,13	2.038.601.772	(2.038.091.491)	9,323730469	851.323	612.952.257	604.849.565
2	186,907	19.601.772,13		(2.113.770.935)	9,323730469	851.323		1.806.553.114
3	186,907	19.601.772,13		(2.226.541.455)	9,323730469	851.323		3.597.220.761
4	186,907	19.601.772,13		(2.375.912.738)	9,323730469	851.323		5.969.066.916

Pada Tabel 4.5 diatas terlihat bahwa untuk menaikkan temperatur bahan bakar gas dari 17°C ke 97°C, dibutuhkan aliran flow uap sebesar 186,907 kG/hr yang setara dengan Rp.27.224,68/hr atau setara Rp.19.601.722,13 tiap bulan. Untuk menghitung harga uap yang dibutuhkan dalam 1 bulan digunakan persamaan 2.30, sehingga didapatkan harga sebagai berikut :

$$\begin{aligned}
 Hu &= U \times m \times 24 \times 30 \\
 &= \text{Rp.}145,68/\text{kG} \times 186,907 \text{ kG/hr} \times 24 \text{ hr/day} \times 30 \text{ day/month} \\
 &= \text{Rp.}19.601.772,13/\text{month}
 \end{aligned}$$

Harga *fuel gas heater* diasumsikan sebesar Rp.2.000.000.000,- beserta pemasangannya. Pada pengoperasian harian, akan ditambahkan biaya operasional dan pemeliharaan yang dibutuhkan dengan asumsi biaya yang dikeluarkan tiap bulan sebesar Rp.19.000.000,-. Total biaya yang dikeluarkan untuk menaikkan temperatur bahan bakar gas dari 17°C ke 97°C selama satu bulan pertama sebesar Rp.2.038.601.772,13. Pada bulan kedua dan seterusnya, biaya yang dikeluarkan tanpa menambahkan harga asumsi *fuel gas heater* dan pemasangannya. Total biaya yang diperlukan tiap bulan pada bulan kedua dan seterusnya dapat dilihat pada Tabel 4.5 diatas yang telah memperhitungkan *Nett Present Value (NPV)*nya dengan *interest factor* (i) sebesar 16,07% dengan merujuk pada persamaan 2.33. Dengan persamaan 2.33, didapatkan nilai total biaya yang dikeluarkan pada bulan pertama sebesar :

$$P = F(P / F, i, n)$$

$$P = \text{Rp.}2.038.601.772, -(P / F, \frac{16,07\%}{12}, 1)$$

$$P = \text{Rp.}2.038.091.491, -$$

Pada temperatur bahan bakar gas sebesar 97°C, didapatkan potensi penurunan *heat rate (Net Cycle LHV Heat Rate)* dari siklus PLTU 4-5 dari 2.511,407 kJ/kW-hr ke 2.502,083 kJ/kW-hr atau turun sebesar 9,324 kCal/kW-hr atau kenaikan efisiensi siklus dari 34,236 % ke 34,364 % atau 0,128 % setara dengan Rp.612.952.256,89/bulan atau Rp.7.355.427.084/tahun. Semakin tinggi temperatur bahan bakar, akan didapatkan penurunan *heat rate (Net Cycle LHV Heat Rate)* yang semakin besar sehingga potensi saving yang didapatkan juga semakin besar sebagaimana dapat dilihat pada Tabel 4.3.

Pada Tabel 4.5 diatas, kita mendapatkan hasil perhitungan dengan menggunakan persamaan 2.29, seperti sebagai berikut ini :

$$P_s = \frac{H_{gas} \times \Delta NPHR \times MW_{prod} \times 24 \times 30}{251.995,8}$$

$$= \frac{\text{Rp.}133.000, - / \text{MMBTU} \times 9,3237 \text{ kCal} / \text{kWh} \times 173.000 \text{ kW} \times 24 \text{ hr} / \text{day} \times 30 \text{ day} / \text{month}}{251.995,8 \text{ kCal} / \text{MMBTU}}$$

$$= \text{Rp.}612.952.257, - / \text{month}$$

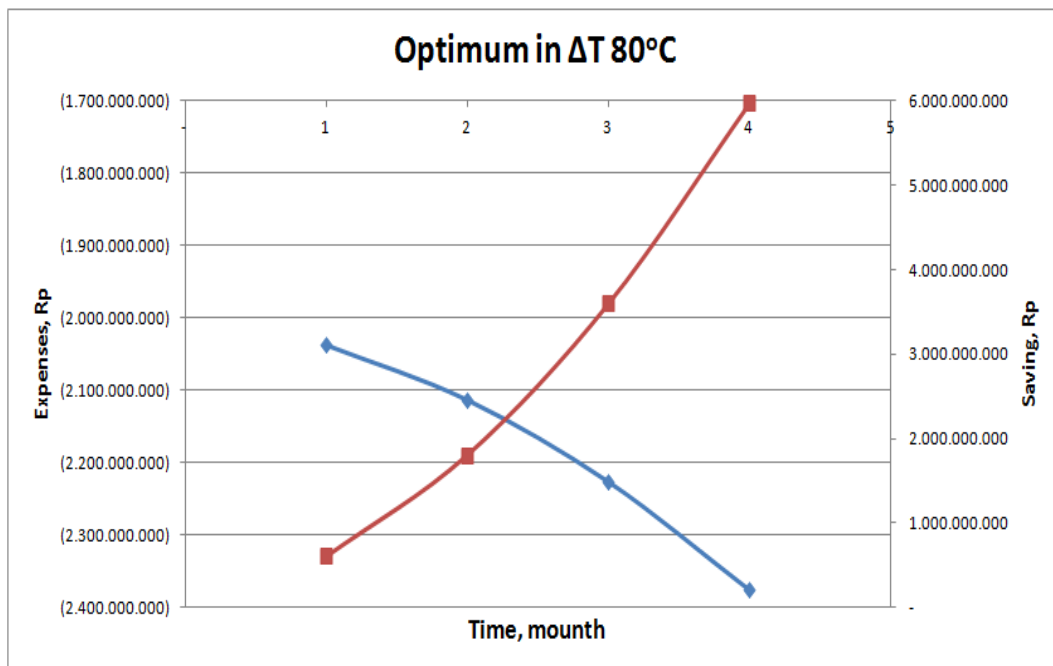
Dari hasil diatas, kemudian dilakukan perhitungan nilai *Nett Present Value (NPV)*nya dan *interest factor (i)* sebesar 16,07% dengan menggunakan persamaan 2.33 sehingga didapatkan nilai sebagai berikut ini :

$$P = F(P / F, i, n)$$

$$P = \text{Rp.}612.952.257, -(P / F, \frac{16,07\%}{12}, 1)$$

$$P = \text{Rp.}604.849.565, -$$

Dengan melakukan interpolasi potensi saving dan biaya yang dikeluarkan dan dilakukan perhitungan *Nett Present Value (NPV)*, akan didapatkan *Break Even Point (BEP)* atau pengembalian modal setelah 2,183 bulan atau 66 hari penuh beroperasi pada beban stabil 173 MW. Pada 66 hari operasi ini, dibutuhkan total biaya pengeluaran yang setara dengan potensi saving penghematan sebesar Rp.2.318.664.038,- atau potensi saving penghematan tiap bulan sebesar Rp.612.952.257,-. Nilai diatas dapat berubah jika terjadi perubahan beban karena terdapat perubahan nilai flow gas yang mengalir dan efisiensi siklus PLTU 4-5. Untuk mendapatkan BEP dari skenario ini, dapat dilakukan simulasi ulang dengan model PLTU 4-5 pada beban yang berbeda yang memerlukan model baru siklus PLTU 4-5 untuk kondisi tersebut.



Gambar 4. 6 Grafik Efek Temperatur Bahan Bakar Gas 97°C terhadap Total Biaya dan Potensi Saving

4.2.2.2. Analisa Keekonomisan Dengan Melakukan Perubahan Instalasi Eksisting

Pada pilihan skenario kedua ini, dilakukan optimasi hasil simulasi Gate Cycle yang didapatkan pada temperatur bahan bakar gas 207°C. Dengan optimasi ini, diperlukan perubahan instalasi perpipaan yang ada (*design temperature*

>260°C) dengan *safety factor* 0,8, perubahan spesifikasi katup (*block valve* dan *control valve*) serta kapasitas *fuel gas heater* yang lebih besar karena kebutuhan uap dari *auxiliary boiler* yang lebih banyak untuk memenuhi kebutuhan kenaikan temperatur bahan bakar gas yang lebih tinggi.

Untuk menaikkan temperatur bahan bakar gas ke 207°C, dibutuhkan aliran flow uap sebesar 441,480 kG/hr setara dengan Rp.64.305,34/hr atau setara Rp.46.299.843,12/bulan. Dengan menggunakan persamaan 2.30, kita bisa menghitung biaya penggunaan *auxiliary steam* tiap bulan sebagai berikut :

$$\begin{aligned}
 Hu &= U \times m \times 24 \times 30 \\
 &= \text{Rp.145,68/kG} \times 441,480 \text{ kG/hr} \times 24 \text{ hr/day} \times 30 \text{ day/month} \\
 &= \text{Rp.46.299.843,12/month}
 \end{aligned}$$

Tabel 4.6 Perhitungan Investasi Pada Skenario Kedua

Month	Steam needed		Total Expenses (Rp/month)	NPV Expenses	Saving For Revenue			NPV Saving
	mass flow (m) kG/hr	Price (Rp/month)			kCal/kW.hr	(Rp/hr)	(Rp/month)	
1	441,480	46.299.843,12	6.065.299.843	(6.064.436.636)	25,58154297	2.335.776	1.681.758.664	1.659.527.288
2				(6.192.458.113)				4.956.644.369
3				(6.383.223.895)				9.869.703.739
4				(6.635.904.557)				16.377.344.058

Harga *fuel gas heater* pada skenario ini diasumsikan sebesar Rp.3.000.000.000,- beserta pemasangannya karena membutuhkan kapasitas yang lebih besar dari pilihan pertama. Pada pengoperasian harian, akan ditambahkan biaya operasional dan pemeliharaan yang dibutuhkan dengan asumsi biaya yang dikeluarkan yang sama tiap bulan sebesar Rp.19.000.000,-. Dengan semakin besarnya temperatur bahan bakar yang dibutuhkan, maka diperlukan perubahan instalasi perpipaan dari keluaran *fuel gas heater* hingga ke boiler untuk kedua unit. Estimasi kebutuhan perpipaan dan instalasinya yang diperlukan untuk skenario kedua ini diperlukan spesifikasi sebagai berikut :

Spesifikasi material :

a. Pipa :

- Panjang 100 meter
- Wall thickness : Schedule 80

- Material : API 5L Grade B seamless
 - Design pressure : 580 Psig
 - Design temperature : 260°C
 - Estimasi harga Rp.800.000.000,-
- b. Elbow :
- Material : ASTM A 234 GR WPB seamless ASME B 16.9
 - Jumlah : 30 buah
 - Estimasi harga : Rp.30.000.000,-
- c. Flange :
- Material : ASTM A105 ASME 16.5
 - Jumlah : 60 buah
 - Estimasi harga : Rp.70.000.000,-
- d. Hose :
- Material : SUS 304
 - Jumlah : 40 buah
 - Estimasi harga : Rp.100.000.000,-

Disamping itu, diperlukan perubahan katup (*block valve* dan *control valve*) dengan estimasi harga Rp.1.500.000.000,- serta biaya jasa pemasangannya dengan estimasi harga Rp.500.000.000,- sehingga total untuk perubahan instalasi baru diestimasi sebesar Rp.3.000.000.000,-.

Total biaya yang dikeluarkan untuk menaikkan temperatur bahan bakar gas dari 17°C ke 207°C selama satu bulan pertama sebesar Rp.6.065.299.843. Pada bulan kedua dan seterusnya, biaya yang dikeluarkan berupa total biaya diatas selama bulan berjalan tanpa menambahkan harga asumsi *fuel gas heater* dan pemasangannya serta biaya perubahan perpipaan dan instalasinya. Total biaya yang diperlukan tiap bulan pada bulan kedua dan seterusnya dapat dilihat pada Tabel 4.6 diatas dengan telah memperhitungkan *Nett Present Value (NPV)*nya dengan *interest factor (i)* sebesar 16,07%.

Perhitungan *Nett Present Value (NPV)* pada bulan pertama sebagai berikut :

$$P = F(P/F, i, n)$$

$$P = \text{Rp.}6.065.299.843, - (P / F, \frac{16,07\%}{12}, 1)$$

$$P = \text{Rp.}6.064.436.636, -$$

Pada temperatur bahan bakar gas sebesar 207°C, didapatkan potensi penurunan *heat rate (Net Cycle LHV Heat Rate)* dari siklus PLTU 4-5 dari 2.511,407 kJ/kW-hr ke 2.485,826 kJ/kW-hr atau turun sebesar 25,581 kCal/kW-hr atau kenaikan efisiensi siklus dari 34,236 % ke 34,588 % atau 0,35233 % setara dengan Rp.1.681.758.664,-/bulan atau Rp.20.181.103.968,-/tahun serta bulan berikutnya sebagaimana secara lengkap dapat dilihat pada Tabel 4.6.

Perhitungan potensi saving pada bulan pertama adalah sebagai berikut :

$$P = F(P / F, i, n)$$

$$P = \text{Rp.}1.681.758.664, - (P / F, \frac{16,07\%}{12}, 1)$$

$$P = \text{Rp.}1.659.527.288, -$$

Pada Tabel 4.6 diatas, kita mendapatkan hasil perhitungan dengan menggunakan persamaan 2.29, seperti sebagai berikut ini :

$$\begin{aligned} P_s &= \frac{H_{gas} \times \Delta NPHR \times MW_{prod} \times 24 \times 30}{251.995,8} \\ &= \frac{\text{Rp.}133.000, - / \text{MMBTU} \times 25,58 \text{ kCal} / \text{kWh} \times 173.000 \text{ kW} \times 24 \text{ hr} / \text{day} \times 30 \text{ day} / \text{month}}{251.995,8 \text{ kCal} / \text{MMBTU}} \\ &= \text{Rp.}1.681.758.664, - / \text{month} \end{aligned}$$

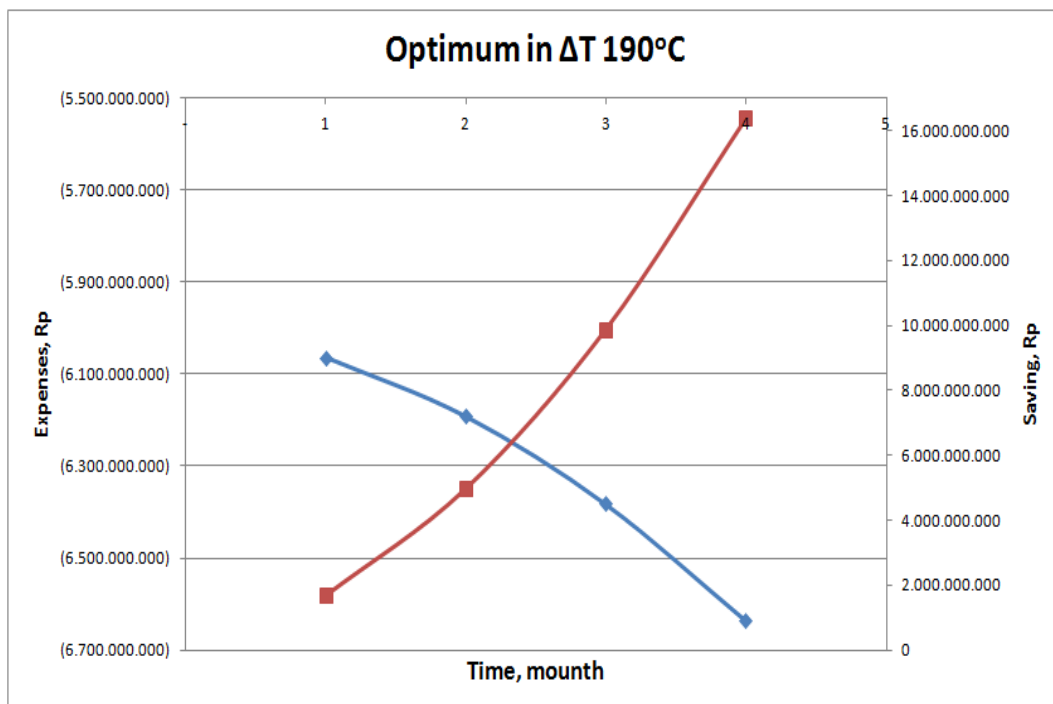
Dari hasil diatas, kemudian dilakukan perhitungan nilai *Nett Present Value (NPV)*nya dan *interest factor (i)* sebesar 16,07% dengan menggunakan persamaan 2.33 sehingga didapatkan nilai sebagai berikut ini :

$$P = F(P / F, i, n)$$

$$P = \text{Rp.}1.681.758.664, - (P / F, \frac{16,07\%}{12}, 1)$$

$$P = \text{Rp.}1.659.527.288, -$$

Dengan melakukan interpolasi potensi saving dan biaya yang dikeluarkan dan dilakukan perhitungan *Nett Present Value (NPV)*, akan didapatkan *Break Even Point (BEP)* atau pengembalian modal setelah 2,262 bulan atau 68 hari penuh beroperasi pada beban stabil 173 MW. Pada 68 hari operasi ini, dibutuhkan total biaya pengeluaran yang setara dengan potensi saving penghematan sebesar Rp.6.065.299.843,- atau potensi saving penghematan tiap bulan sebesar Rp.1.681.758.664,-. Nilai diatas dapat berubah jika terjadi perubahan beban karena terdapat perubahan nilai flow gas yang mengalir dan efisiensi siklus PLTU 4-5. Untuk mendapatkan BEP dari skenario ini, dapat dilakukan simulasi ulang dengan model PLTU 4-5 pada beban yang berbeda yang memerlukan model baru siklus PLTU 4-5 untuk kondisi tersebut.



Gambar 4. 7 Grafik Efek Temperatur Bahan Bakar Gas 207°C terhadap Total Biaya dan Potensi Saving

Secara perhitungan, pilihan 1 (satu) dan pilihan 2 (dua) tampak hampir tidak ada perbedaan. Dengan memanfaatkan perubahan instalasi pada periode RSH (*Reserve Shutdown Hours*) dimana PLTU 4-5 dapat stop operasi terutama pada periode kebutuhan beban sistem kelistrikan Jawa Bali yang rendah, maka pilihan 2 (dua) sangat menguntungkan dilihat dari potensi saving penghematan yang didapatkan setelah 68 hari penuh beroperasi pada beban stabil 173 MW.

4.3. Perbandingan Hasil Perhitungan Skenario Yang Didapatkan

Pada pilihan pertama, simulasi dilakukan dengan asumsi tidak melakukan perubahan pada instalasi perpipaan yang ada (*design temperature* 120°C) dan dengan *safety factor* 0,8 terkait usia instalasi perpipaan yang sudah lebih dari 20 tahun. Dengan kondisi ini, diambil temperatur bahan bakar yang aman sebesar 97°C dari hasil simulasi Gate Cycle. Pada temperatur bahan bakar 97°C, didapatkan penurunan *heat rate* (*Net Cycle LHV Heat Rate*) sebesar 9,324 kCal/kW-hr atau kenaikan efisiensi siklus 0,128 % setara dengan Rp.612.952.256,89/bulan atau Rp.7.355.427.084/tahun dan *Break Even Point* (*BEP*) atau pengembalian modal setelah 2,183 bulan atau 66 hari penuh beroperasi pada beban stabil 173 MW. Pada 66 hari operasi ini, dibutuhkan total biaya pengeluaran yang setara dengan potensi saving penghematan sebesar Rp.2.318.664.038,- atau potensi saving penghematan tiap bulan sebesar Rp.612.952.257,-.

Pada pilihan kedua, simulasi diasumsikan melakukan optimasi hasil simulasi Gate Cycle hingga temperatur bahan bakar gas 207°C. Dengan optimasi ini, diperlukan perubahan instalasi perpipaan yang ada (*design temperature* >260°C) dengan *safety factor* 0,8, perubahan spesifikasi katup (*block valve* dan *control valve*) serta kapasitas *fuel gas heater* yang lebih besar. Pada temperatur bahan bakar gas sebesar 207°C, didapatkan potensi penurunan *heat rate* (*Net Cycle LHV Heat Rate*) dari siklus PLTU 4-5 sebesar 25,581 kCal/kW-hr atau kenaikan efisiensi siklus 0,35233 % setara dengan Rp.1.681.758.664,-/bulan atau Rp.20.181.103.968,-/tahun dan *Break Even Point* (*BEP*) atau pengembalian modal setelah 2,262 bulan atau 68 hari penuh beroperasi pada beban stabil 173 MW. Pada 68 hari operasi ini, dibutuhkan total biaya pengeluaran yang setara dengan

potensi saving penghematan sebesar Rp.6.524.066.695,- atau potensi saving penghematan tiap bulan sebesar Rp.1.681.758.664,-.

Tabel 4.7 Perbandingan Pilihan 1 dan 2

Cost		Unit	Pilihan 1	Pilihan 2
			(Fuel Gas Temp. 97°C)	(Fuel Gas Temp. 207°C)
Initial Cost	Fuel Gas Heater	Rp.	2.000.000.000	3.000.000.000
	New Piping	Rp.	-	3.000.000.000
O & M Cost		Rp./month	19.000.000	19.000.000
Steam Cost		Rp./month	19.601.772	46.299.843
Saving		Rp./month	612.952.257	1.681.758.664
BEP		Day	66	68

Pada Tabel 4.7 terlihat bahwa pilihan 2 lebih menguntungkan jika dibandingkan dengan pilihan 1. Meski diperlukan perubahan instalasi dan waktu BEP yang sedikit lebih panjang, namun akan didapatkan potensi saving penghematan yang jauh lebih besar tiap bulannya, yaitu sebesar Rp.1.681.758.664,- hampir 3 (tiga) kali lipat dari pilihan pertama.

Pada ketiga pembangkit yang ada di UP Muara Karang dengan memanfaatkan bahan bakar gas, PLTU 4-5 merupakan pembangkit dengan biaya pokok produksi (BPP) termahal. Dengan perubahan diatas, diharapkan dapat menurunkan BPP PLTU 4-5 yang cukup signifikan mengingat UP Muara Karang cukup vital dalam menyanggah kebutuhan kelistrikan di Sistem Jawa Bali (SJB) pada jaringan 150 kV. Untuk mengurangi potensi kehilangan produksi, perubahan dapat dilakukan pada periode RSH (*Reserve Shut down Hours*) yang ada tiap tahun bertepatan dengan periode pemeliharaan salah satu suplier gas, yaitu gas NR (PT Nusantara Regas) dimana tiap tahun melakukan *Turn Around* (TA).

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1. Kesimpulan

Dari hasil simulasi optimasi dan perhitungan temperatur bahan bakar gas PLTU 4-5 Unit Pembangkit Muara Karang dari 17°C hingga 207°C dengan tekanan tetap, didapatkan beberapa kesimpulan, yaitu :

1. Berdasarkan data hasil simulasi dengan variabel temperatur bahan bakar gas, kenaikan temperatur bahan bakar gas berdampak pada penurunan *Heat Rate* siklus PLTU 4-5 dari 2.511,41 kCal/kW-hr menjadi 2.485,83 kCal/kW-hr, turun sebesar 25,582 kCal/kW-hr atau terjadi kenaikan efisiensi siklus PLTU 4-5 dari 34,24 % menjadi 34,59 %, naik sebesar 0,3523 %.
2. Kenaikan temperatur bahan bakar gas ini berdampak pada perbaikan proses pembakaran yang semakin sempurna di Boiler PLTU 4-5 yang juga terlihat pada semakin banyak jumlah beberapa gas buang, seperti : gas *Carbon Dioxide* (CO₂) naik sebesar 0,00000223517%, gas *H₂O* naik sebesar 0,00000447%, dan gas *Nitrogen* (N₂) naik sebesar 0,00000596%, namun pada gas *Oxygen* (O₂) yang dihasilkan dalam pembakaran mengalami penurunan sebesar 0,00000168%. Sedangkan pada parameter gas buang *Carbon Monoxide* (CO), *Carboniyl Sulfide* (CS), *Hydro Carbons* (H-C), *Gas Hydrogen* (H₂), *Hydrogen Sulfide* (HS) dan *Sulfur Dioxide* (SO₂) tidak muncul angka karena bahan bakar gas yang relatif bersih dari kandungan Sulfur.
3. Dari simulasi program gate cycle dengan variasi temperatur bahan bakar gas sebesar 207°C, didapatkan potensi saving penghematan *Net Cycle LHV Heat Rate* sebesar 25,582 kCal/kW-hr. Potensi ini didapatkan karena turunnya flow gas dari 40.023,14 kG/hr menjadi 39.640,73 kG/hr, turun 382,41 kG/hr, pada beban 173 MW (Beban PLTU 4-5 teroptimal) yang setara dengan potensi saving penghematan sebesar Rp.1.681.758.664,08 tiap

bulan dengan kebutuhan *auxiliary steam* sebesar 441,4797 kG/hr setara dengan Rp.46.299.843,12/bulan.

4. Pada skenario pertama dilakukan dengan memanfaatkan instalasi perpipaan yang terpasang (*design temperature* 120°C) dan dengan *safety factor* 0,8 terkait usia instalasi perpipaan dan boiler PLTU 4-5 yang sudah lebih dari 20 tahun. Pada skenario ini diambil temperatur bahan bakar gas yang aman dari hasil simulasi Gate Cycle sebesar 97°C. Biaya investasi awal *fuel gas heater* diasumsikan seharga Rp.2.000.000.000,- beserta pemasangannya, biaya operasional dan pemeliharaan yang dibutuhkan dengan asumsi biaya yang dikeluarkan tiap bulan selama satu bulan pertama sebesar Rp.38.601.772,13 sehingga total biaya yang dibutuhkan pada bulan pertama sebesar Rp.2.038.601.772,13. Pada temperatur ini, didapatkan potensi saving *Net Cycle LHV Heat Rate* yang dihasilkan sebesar 9,323 kCal/kW-hr dengan turunnya flow gas dari 40.023,14 kG/hr menjadi 39.896,44 kG/hr, turun 126,7 kG/hr pada beban 173 MW (Beban PLTU 4-5 teroptimal) setara dengan potensi saving penghematan sebesar Rp.612.952.256,89/bulan atau Rp.7.355.427.084/tahun. Dengan melakukan interpolasi potensi saving dan biaya yang dikeluarkan dan dilakukan perhitungan *Nett Present Value (NPV)*, akan didapatkan *Break Even Point (BEP)* atau pengembalian modal setelah 2,183 bulan atau 66 hari penuh beroperasi pada beban stabil 173 MW.
5. Pada skenario kedua dilakukan perubahan instalasi perpipaan yang terpasang (*design temperature* 260°C), kapasitas *fuel gas heater* yang lebih besar dan dengan *safety factor* 0,8 terkait usia instalasi perpipaan dan boiler PLTU 4-5 yang sudah lebih dari 20 tahun. Pada skenario ini diambil temperatur bahan bakar yang aman dari hasil simulasi Gate Cycle sebesar 207°C. Investasi awal yang dibutuhkan pada skenario ini, antara lain : *fuel gas heater* diasumsikan seharga Rp.3.000.000.000,- beserta pemasangannya dan perubahan instalasi perpipaan diasumsikan seharga Rp.3.000.000.000,-, biaya operasional dan pemeliharaan yang dibutuhkan dengan asumsi biaya yang dikeluarkan tiap bulan selama satu bulan pertama sebesar Rp. 65.299.843,- sehingga total biaya yang dibutuhkan pada bulan pertama

sebesar Rp. 6.065.299.843. Pada temperatur ini, didapatkan potensi saving *Net Cycle LHV Heat Rate* yang dihasilkan sebesar 25,582 kCal/kW-hr dengan turunnya flow gas dari 40.023,14 kG/hr menjadi 39.640,73 kG/hr, turun 382,41 kG/hr pada beban 173 MW (Beban PLTU 4-5 teroptimal) setara dengan potensi saving penghematan sebesar Rp.1.681.758.664,08/bulan atau Rp.20.181.103.968,-/tahun. Dengan melakukan interpolasi potensi saving dan biaya yang dikeluarkan setelah dilakukan perhitungan *Nett Present Value (NPV)*, akan didapatkan *Break Even Point (BEP)* atau pengembalian modal setelah 2,262 bulan atau 68 hari penuh beroperasi pada beban stabil 173 MW.

6. Kedua pilihan dapat dibandingkan sebagai berikut :

Biaya Yang Dikeluarkan		Unit	Pilihan 1	Pilihan 2
			(Temp.Bahan Bakar Gas 97°C)	(Temp.Bahan Bakar Gas 207°C)
Investasi Awal	Fuel Gas Heater	Rp.	2.000.000.000	3.000.000.000
	New Piping	Rp.	-	3.000.000.000
Biaya O & M		Rp./Bulan	19.000.000	19.000.000
Biaya Steam		Rp./Bulan	19.601.772	46.299.843
Potensi penghematan		Rp./Bulan	612.952.257	1.681.758.664
BEP		Hari	66	68

5.2. Saran

Saran yang dapat diberikan setelah melakukan penelitian dan diharapkan berguna untuk penelitian selanjutnya adalah sebagai berikut:

1. Perlunya dilakukan penambahan model dengan beberapa perbedaan beban, misalnya pada beban 90 MW, 135 MW dan 200 MW untuk dapat dilakukan analisa hasil simulasi yang sama.
2. Hasil penelitian ini dapat diterapkan disemua unit PT PLN yang sejenis, seperti : PLTU 1-2 dan PLTU 3-4 UP Gresik dengan beberapa penyesuaian.

[Halaman ini sengaja dikosongkan]

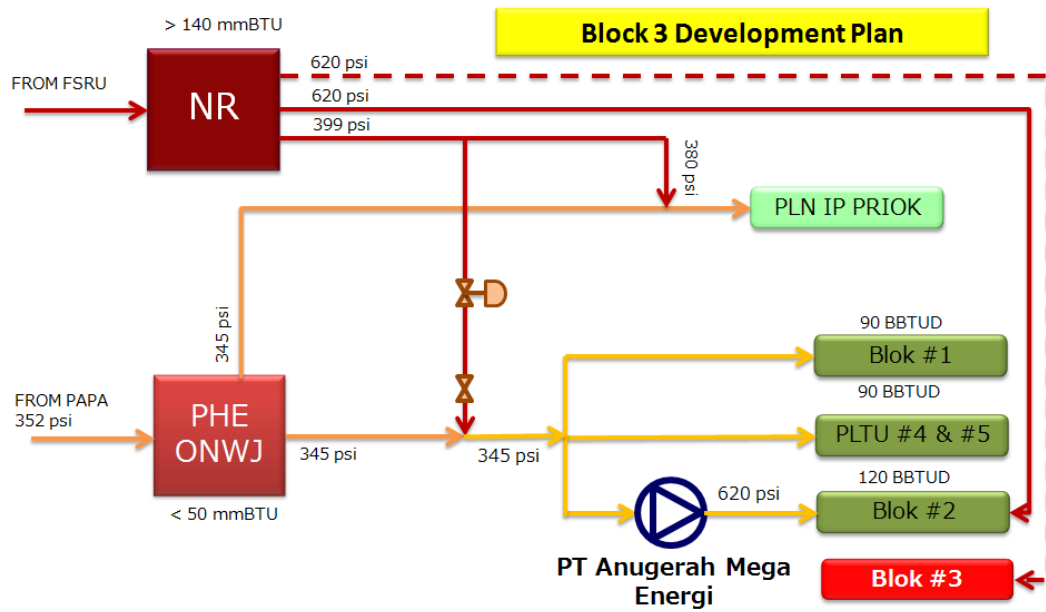
DAFTAR PUSTAKA

- Abbas Zabihi, M. T. (2015). New energy-saving temperature controller for heater at natural gas gate Station. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*.
- Cengel, Y. (2005). *Thermodynamics*. Singapore: Mc Graw Hill.
- Cipto Hadi Purnomo, I. A. (2011). *Kajian Teknis dan Ekonomis Penggantian Sistem Bahan Bakar Residu Menjadi Gas pada PT Indonesia Power UBP Perak-Grati Sub Unit Perak*. Surabaya: Institut Teknologi Sepuluh Nopember.
- Efficiency, B. o. (t.thn.). *Energy Performance Assessment of Boilers*.
- F.El-Mahallawy. (2002). *Fundamentals and Technology of Combustion*.
- Friend, D. G. (1989). *Table for Thermophysical Properties of Methane*. Colorado, USA: National Institute of Standard and Technology.
- I Gusti Ngurah Putu Tenaya, I. G. (2013). Pengaruh Pemanasan Bahan Bakar terhadap Unjuk Kerja Mesin. *Jurnal Energi dan Manufaktur*.
- Jyoti R. Varpe, S. D. (2016). Boiler Efficiency Monitoring and Boiler Losses Analysis: A Review. *International Journal on Theoretical and Applied Research in Mechanical Engineering*.
- L. Juanico, A. G. (2008). High-efficiency prototypes of commercial gas heaters extensively used in Argentina. *INTERNATIONAL JOURNAL OF HYDROGEN ENERGY*.
- M. A. Jegadeswaran, V. S. (September 2015). Analysis for Efficiency Improvement and Fuel Saving Of Opportunities in Thermal Power Plant. *The International Journal Of Science & Technoledge*.
- Mehaboob Basha, S. M.-H. (December 27-28, 2011). Impact of Fuels on Performance and Efficiency of Gas Turbine Power Plants. *2nd International Conference on Advances in Energy Engineering*. Bangkok, Thailand: Elsevier Ltd.
- Mitsubishi Heavy Industries. (1981). *Muara Karang Steam Turbine Unit 4 & 5 Manual Book*. Jakarta: MHI.
- Mitsubishi Heavy Industries. (2009). *Muara Karang Combine Cycle Block 2 Manual Book*. Jakarta: MHI.
- PT PJB UP Muara Karang. (2017). *Audit Energi*. Jakarta: PT PJB.

- PT PLN PuslitBang Ketenagalistrikan. (2017). *Uji Heat Rate PLTU 5*. Jakarta: PT PLN PuslitBang Ketenagalistrikan.
- United Nations Environment Programme. (2006). *Pedoman Efisiensi Energi untuk Industri di Asia*.
- Yonathan. (2008). *Pengaruh Variasi Temperatur Bahan Bakar Gas LPG Campuran Terhadap Karakteristik Nyala Api Difusi Pada Burner Gas Tipe "Ejected Combustor"*. Jakarta: Universitas Indonesia.

LAMPIRAN

Muara Karang Power Plant Fuel Gas Facility



Komposisi Gas PT Pertamina Hulu Energi

Analysis

Date-Time: 02/20/17 12:03 Analysis Time: 230 Cycle Time: 240
 Stream: 1 Stream 1 Mode: AMLY Cycle Start Time: 11:59
 Analyzer: AT-6050 Strm Seq:1
 PHE ONWJ - Muara Karang ORF
 SN:9008973 SO:218127

Component Name	Mole Percent	BTU Gross	Relative Density
C6+ 47/35/17	0.4155	21.97	0.0138
PROPANE	3.0196	76.15	0.0460
i-BUTANE	0.6194	20.19	0.0124
n-BUTANE	0.7935	25.94	0.0159
NEOPENTANE	0.0000	0.00	0.0000
i-PENTANE	0.2877	11.54	0.0072
n-PENTANE	0.2148	8.63	0.0054
NITROGEN	1.1983	0.00	0.0116
METHANE	88.1296	892.17	0.4882
CARBON DIOXIDE	2.5286	0.00	0.0384
ETHANE	2.7931	49.54	0.0290
TOTALS	100.0000	1106.14	0.6678

'*' indicates user-defined components

Compressibility Factor (1/Z) @ 14.73000 PSIA & 60.0 DEG.F= 1.00270

Base Pressures	14.73000	
Gross Dry BTU	=	1109.13 Corrected/Z
Real Relative Density Gas	=	0.6693
Unnormalized Mole Percent	=	99.810

ACTIVE ALARMS

None

Komposisi Gas PT Nusantara Regas

PT NUSANTARA REGAS
Muara Karang - West Java

Daily Report
Date : 21/02/17

Computer ID : PA2FC1
Time : 00:00:00

Meter ID	FT-016A	FT-016B	STATION
Product ID	GC-01	GC-01	

FISCAL:

Daily Gross	MCF	3492.634	.000	3492.634
Daily Net	MSCF	89017.826	.000	89017.826
Daily Mass	KLB	4213.548	.000	4213.548
Daily Energy	MMBTU	99106.138	.000	99106.138

Cum. Gross	MCF	463327.569	167487.083	630814.652
Cum. Net	MSCF	797428.173	462460.777	259888.950
Cum. Mass	KLB	330719.350	437340.332	768059.682
Cum. Energy	MMBTU	864790.240	815942.060	680732.300

MAINTENANCE:

Daily Gross	MCF	.000
Daily Net	MSCF	.000
Daily Mass	KLB	.000
Daily Energy	MMBTU	.000

Cum. Gross	MCF	651075.767
Cum. Net	MSCF	852688.945
Cum. Mass	KLB	117685.262
Cum. Energy	MMBTU	807389.248

PROPERTIES :

Temperature	Deg.F	66.14	.00
Pressure	PSIG	343.62	.00
Line Density	Lb/Ft3	1.2064	.0000
Base Density	Lb/Ft3	.047334	.000000
K Factor		17000.00	17000.00
Heating Value	Btu/Ft3	1113.330	.000

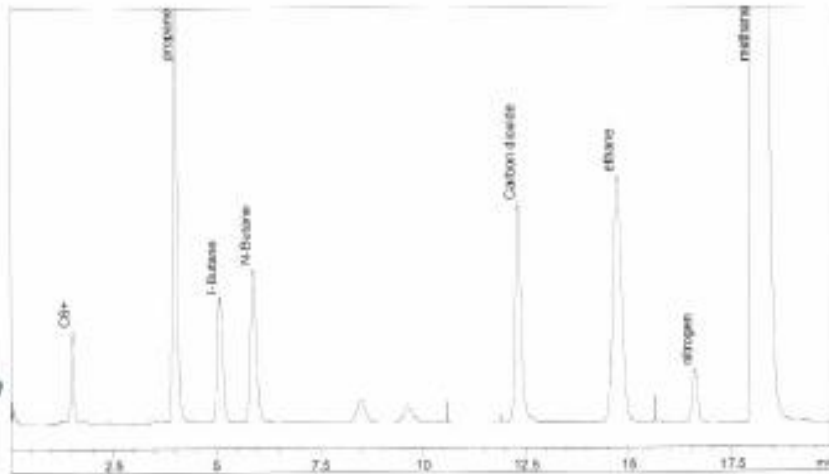
GAS COMPOSITION :

Mol% Methane	91.9582	91.9582
Mol% Nitrogen	.0000	.0000
Mol% Carbon Dioxide	.0000	.0000
Mol% Ethane	4.2511	4.2511
Mol% Propane	2.6277	2.6277
Mol% Water	.0000	.0000
Mol% i-Butane	.5543	.5543
Mol% n-Butane	.5999	.5999
Mol% i-Pentane	.0069	.0069
Mol% n-Pentane	.0019	.0019
Mol% n-Hexane	.0000	.0000

Komposisi Gas Campuran Uji Heat Rate

Natural Gas Analysis

Data File D:\DATA\20171023\Mixing Gas (Run2) 2017-10-23 14:41:20.D
Sample injected on 2:41:20 PM



ASTM/GPA Calculation: Temperature 60°F Ideal values Base Pressure 14.666 psia.

Compound	RT	Area	Vol%	Mole %	Sp.Gr.	Gross BTU/CF	Net BTU/CF
CH ₄	1.506	615.9	0.27	0.29	0.01	13.78	12.69
propane	3.991	5540.3	3.78	3.84	0.06	96.33	88.63
I-Butane	5.083	1422.9	0.84	0.66	0.02	27.98	25.81
N-Butane	5.889	2040.8	1.19	1.23	0.02	39.88	36.81
Neo-Pentane	8.000	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
I-Pentane	8.000	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
N-Pentane	8.000	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Carbon dioxide	12.312	2941.8	2.90	2.90	0.04	0.00	0.00
ethane	14.715	4935.9	4.20	4.22	0.04	74.60	68.24
nitrogen	16.584	631.4	0.59	0.59	0.01	0.00	0.00
methane	17.983	67628.6	66.23	66.07	0.48	867.53	780.77
Total					0.68	1120.82	1012.95

Real Gas Values	Dry	Saturated
Gross Heat Value per CF	1123.30 BTU	1104.98 BTU
Net Heat Value per CF	1014.42 BTU	998.56 BTU
Gross Heat Value per Pound	21646.39 BTU	21317.09 BTU
Net Heat Value per Pound	19583.53 BTU	19270.28 BTU
Gross Heat Value kCal per m ³	9999.73 kCal	9836.65 kCal
Net Heat Value kCal per m ³	9043.86 kCal	8889.29 kCal
Gross Heat Value per Gallon	42824.10 BTU	42493.78 BTU
Net Heat Value per Gallon	38730.16 BTU	38581.65 BTU
Gallons per 1000 CF of gas	18.04 Gallons	17.83 Gallons
Mean Molecular Weight	19.68	19.65
Compressibility Factor	1.00	1.00
Specific Gravity	0.68	0.68
Carbon Dioxide lbs per 1000 CF	138.19	135.78

BIOGRAFI PENULIS



Penulis merupakan anak pertama dari tiga bersaudara. Dilahirkan di Surabaya pada tanggal 28 Januari 1980. Penulis mulai mendapatkan pendidikan sejak Tahun 1984 di TK Aisyiyah “ABA” di Surabaya, Tahun 1986 di SDN Gubeng Jaya 01 Surabaya, Tahun 1992 melanjutkan di SMPN 6 Surabaya dan Tahun 1995 di SMUN 6 Surabaya. Pada Tahun 1998 Penulis mengenyam pendidikan D-3 Teknik Kimia ITS Surabaya, namun pada Tahun 1999 berpindah ke S-1 Teknik Mesin ITS Surabaya. Lulus pada September 2004, Penulis mulai bekerja di PT Epson Indonesia hingga Desember 2004. Pada awal Tahun 2005, Penulis mulai mengikuti program magang selama 2 tahun di PT PJB sebagai syarat masuk sebagai Karyawan PT PJB. Pada Januari 2007, Penulis mulai diangkat sebagai Karyawan PT PJB untuk penempatan di Unit Pembangkitan Muara Karang (UPMKR) Jakarta hingga sekarang. Sebagai salah satu Karyawan yang mendapatkan penghargaan atas pengabdian di PT PJB bersama 24 Karyawan lainnya, pada Tahun 2016 Penulis diberikan beasiswa melanjutkan kuliah S-2 di Teknik Mesin ITS Surabaya selama 2 tahun untuk program studi Manajemen Energi oleh Manajemen PT PJB sebagai salah satu program Direktorat SDM PT PJB. Penulis mengambil judul tesis “Analisa Teknis dan Ekonomis Kenaikan Temperatur Bahan Bakar Gas Terhadap Kinerja PLTU 4-5 Unit Pembangkitan Muara Karang”. Penulisan ini diharapkan akan berkontribusi pada PT PJB khususnya dan PL PLN Grup pada umumnya.