



Thesis

Studi Eksperimen dan Numerik Pengaruh Penggunaan Sekam Padi pada Proses Co-Firing terhadap Efisiensi Boiler, Fan, Mill dan Emisi Gas Buang pada PLTU Pangkalan Susu

**HENDRI AMAN PURBA, S.T.
NRP. 6007201027**

**Dosen Pembimbing
Dr. Bambang Arip Dwiyantoro., S.T.,M.Sc.Eng
NIP. 197804012002121001**

**PROGRAM MAGISTER
DEPARTEMEN TEKNIK MESIN
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI & REKAYASA SISTEM
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER
2022**

LEMBAR PENGESAHAN TESIS

Tesis disusun untuk memenuhi salah satu syarat memperoleh gelar
Magister Teknik (MT)

di

Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh:

HENDRI AMAN PURBA

NRP: 6007201027

Tanggal Ujian: 15 Juli 2022

Periode Wisuda: September 2022

Disetujui oleh:

Pembimbing:



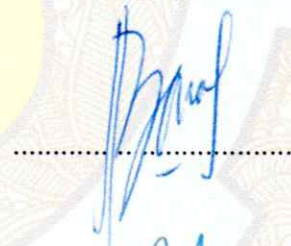
1. Dr. Bambang Arip Dwiyantoro, S.T., M.Sc.Eng
NIP: 197804012002121001

Penguji:

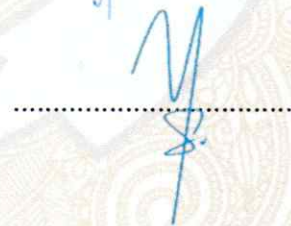
1. Prof. Dr. Ir. Prabowo, M.Eng
NIP: 196505051990031005





2. Dr. Bambang Sudarmanta, S.T., M.T
NIP: 197301161 7021001



3. Dr. Is Bunyamin Suryo, S.T., M.Sc
NIP: 198208192012121003



Kepala Departemen Teknik Mesin
Fakultas Teknologi Industri dan Rekayasa Sistem



Dr. Ir. Atok Setiawan, M.Eng.Sc.

NIP: 196604021989031002

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
LEMBAR PENGESAHAN.....	ii
DAFTAR ISI.....	iii
DAFTAR GAMBAR.....	vi
DAFTAR TABEL.....	viii
ABSTRAK.....	x
ABSTRACT.....	xi
KATA PENGANTAR.....	xii
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Perumusan Masalah.....	4
1.3 Batasan Masalah & Asumsi.....	5
1.4 Tujuan Penelitian.....	6
1.5 Manfaat Penelitian.....	6
BAB II KAJIAN PUSTAKA.....	7
2.1 Termodinamika Pembangkit Listrik.....	7
2.2 Biomassa.....	12
2.3 Analisa Pembakaran Batubara.....	13
2.4 Proses Pembakaran Batubara.....	15
2.5 Boiler Tangensial.....	16
2.6 Perhitungan Panas yang diserap Heat Exchanger dan Wall Tube di Boiler.....	18
2.7 Porous Media.....	18
2.8 Perhitungan Efisiensi Boiler.....	18
2.9 Perhitungan Efisiensi Fan- Fan Utama Boiler.....	22
2.10 Perhitungan NPHR dan SFC (Metode Input – Output).....	22
2.11 Penelitian Terdahulu.....	23
2.11.1 Performance Evaluation of Co-firing Various Kinds of Biomass with Low Rank	

Coals in a 500 MW Coal-Fired Power Plant oleh Tae Young Mon, Tefera Zelalem Tumsa, Uendo Lee, dan Won Yang.....	23
2.11.2 Proses Simulation of Co-Firing Terrofied Biomass at a 220 MW Coal Fired Power Plant oleh Jun Li et al.....	25
2.11.3 A Modelling Approach to Co-Firing Biomass/Coal Blend in Pulverizer Coal Utility Boiler Synergistic Effects and Emission profiles oleh Ruben Perez.....	27
BAB III METODE PENELITIAN.....	29
3.1 Spesifikasi Boiler PLTU Pangkalan Susu.....	29
3.2 Perhitungan dan Pengambilan Raw Data Eksperimen.....	31
3.2.1 Pola Pembebanan Experimen Coal Firing dan Co-Firing 3%	31
3.2.2 Pengecekan Properties Bahan Bakar.....	31
3.2.3 Kebutuhan Udara Pembakaran (Air Supply).....	32
3.2.4 Data Parameter Efisiensi Boiler, Kinerja Fan-fan, Mill dan Emisi Gas Buang	33
3.2.5 Perhitungan Porosity dan Heat Flux Pipa-pipa Heater Boiler.....	37
3.3 Eksperimen.....	38
3.3.1 Skema Pengumpanan Bahan Bakar Coal Firing dan Co-Firing.....	38
3.3.2 Persiapan Pencampuran Sekam Padi dan Batubara di Coal Yard	39
3.3.3 Alat Ukur Portable untuk mengukur Data Parameter-parameter Efisiensi.....	40
3.4 Simulasi.....	41
3.4.1 Pre- Processing	41
3.4.2 Processing.....	43
3.4.3 Post Processing.....	48
3.5 Diagram Alir Eksperimen dan Simulasi.....	49
3.5.1 Diagram Alir Eksperimen Pembakaran Coal Firing dan Co-Firing 3%.....	49
3.5.2 Diagram Alir Simulasi CFD Pembakaran Coal Firing dan Co-Firing 3%,5%,7%.....	50
3.6 Rancangan Pengujian Eksperimen dan Simulasi.....	51
BAB IV ANALISA DAN PEMBAHASAN.....	52
4.1 Hasil Eksperimen dan Pembahasan.....	52

4.1.1 Perhitungan Efisiensi Boiler (Metode Heat Loss).....	52
4.1.2 Efisiensi PA Fan dan FD Fan (Metode Input - Output)	58
4.1.3 Pemakaian Sendiri tiap Mill (Pembacaan sensor pemakaian sendiri motor mill).....	60
4.1.4 Net Plant Hate Rate dan Spesific Fuel Consumption (Metode Input - Output).....	61
4.1.5 Emisi Gas Buang (Pengukuran dengan Flue Gas Analyser) di Outlet Economiser ..	64
4.2 Hasil Simulasi dan Pembahasan.....	66
4.2.1 Validasi	66
4.2.2 Parameter Inp Input Simulasi Mass Flowrate-Temperatur Bahan Bakar, Udara Sekunder dan Properties Bahan Bakar Variasi Simulasi.....	67
4.2.3 Analisa Hasil Simulasi Numerik	69
4.2.3.1 Distribusi Temperatur	71
4.2.3.2 Kontur Burnout pada tiap Level Burner Operasi.....	74
4.2.3.3 Kontur Turbulance Intensity pada tiap Level Burner Operasi.....	75
4.2.3.4 Kontur Velocity pada tiap Level Burner Operasi.....	77
4.2.3.5 Distrubusi Emisi Gas Buang.....	79
4.2.4 Perhitungan Efisiensi Boiler Co-Firing 5% dan Co-Firing 7%.....	81
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN	84
5.1 Kesimpulan	84
5.2 Saran	85
DAFTAR PUSTAKA.....	86
LAMPIRAN.....	88

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1 Data BPS Kabupaten Langkat Produksi Sawah Padi.....	3
Gambar 1.2 Hasil Pengukuran Properties Sekam Padi.....	3
Gambar 2.1. Skema Siklus Rankine & T-s diagram.....	7
Gambar 2.2. <i>Regenerative Rankine Cycle dengan (a) Open dan (b) Closed Feedwater Heater</i>	7
Gambar 2.3 Siklus Air dan Uap pada Boiler.....	9
Gambar 2.4 Letak PA Fan pada PLTU.....	10
Gambar 2.5 Letak FD Fan pada PLTU.....	10
Gambar 2.6 <i>Mill/ Pulverizer</i>	11
Gambar 2.7 Skema Turbin pada Pembangkit Listrik.....	12
Gambar 2.8 Contoh Sumber Energi Biomassa Sekam Padi (a), Serutan Kayu (b) dan Kotoran Hewan Ternak (c).....	13
Gambar 2.9 Bentuk burner pada tangential-fired boiler (El-Mahallawy, 2002).....	17
Gambar 2.10 <i>Heat Exchanger Boiler</i> (Sumber: Reticom).....	18
Gambar 2.11 Ilustrasi Porous Media.....	18
Gambar 2.12 Skema Perhitungan direct method pada boiler.....	19
Gambar 2.13 Skema Perhitungan indirect method pada boiler.....	20
Gambar 2.14 Skema <i>Direct Co-firing</i> pada <i>Boiler</i> Pembangkit Listrik Kapasitas 500 MW.....	24
Gambar 2.15 Hasil Simulasi Efisiensi <i>Boiler</i>	25
Gambar 2.16 Hasil Simulasi Efisiensi Keseluruhan Pembangkit.....	25
Gambar 2.17 Hasil Simulasi Pemakaian Sendiri Komponen Pembangkit.....	25
Gambar 2.18 Hasil Penggunaan Daya Proses <i>Grinding</i>	26
Gambar 2.19 Hasil Simulasi Terhadap Efisiensi Pembangkit.....	26
Gambar 2.20. Temperatur Flue Gas di Boiler pembakaran Batubara murni dan Co-firing.....	27
Gambar 2.21. Total dan Radiation heat flux pembakaran Batubara murni dan Co-firing.....	27
Gambar 2.22. Grafik emisi gas buang pembakaran Batubara murni dan Co-firing.....	28
Gambar 3.1. Gambar penampang Boiler PLTU Pangkalan Susu.....	29
Gambar 3.2. (a) Skema penampang boiler tangensial pada elevasi coal burner (b) Konfigurasi primary, secondary air damper, oil gun dan coal burner PLTU Pangkalan Susu...	30
Gambar 3.3 Grafik Pola Pembebanan eksperimen coal firing dan co-firing 3%.....	31
Gambar 3.4 Skema Input Bahan Bakar di Furnace Boiler (a) Pembakaran 100% Batubara	

dan (b) Pembakaran Co-Firing.....	39
Gambar 3.5 Proses Blending Batubara dan Sekam Padi di Coal Yard.....	39
Gambar 3.6 Geometry Boiler PLTU Pangkalan Susu tampak samping.....	41
Gambar 3.7 Meshing Geometri Boiler dan Level Burner PLTU Pangkalan Susu.....	42
Gambar 3.8 Domain pemodelan boiler PLTU Pangkalan Susu.....	42
Gambar 3.9 Parameter Injection dan Boundary Conditon di CFD.....	45
Gambar 3.10 Diagram Alir Pengujian Eksperimen Coal Firing dan Co-Firing 3%.....	49
Gambar 3.11 Diagram Alir Proses Simulasi Coal Firing dan Co-Firing 3%, 5%, 7%.....	50
Gambar 4.1 Hasil Eksperimen Efisiensi PA Fan dan FD Fan Pembakaran Batubara Murni dan Pembakaran Co-Firing 3%.....	60
Gambar 4.2 Hasil Eksperimen Pemakaian Sendiri Mill Operasi saat Pembakaran Batubara Murni dan Pembakaran Co-Firing 3%.....	61
Gambar 4.3 Hasil Eksperimen Emisi Gas Buang SO ₂ Pemabakaran Batubara Murni dan Pembakaran Co-Firing 3% sekam padi.....	65
Gambar 4.4 Posisi pengambilan data temperatur pada boiler.....	66
Gambar 4.5 Grafik perbandingan temperatur hasil simulasi fluent dengan eksperimen co-firing 3% tanggal 30 Juni 2021.....	67
Gambar 4.6 Posisi pengamatan pada z-center.....	70
Gambar 4.7 Posisi pengamatan pada coal burner dan sebelum memasuki jajaran heat exchanger (nose).....	70
Gambar 4.8 Kontur temperatur (C) dan grafik pada posisi z-center (tinggi boiler m).....	71
Gambar 4.9 Kontur temperatur (C) pada elevasi coal burner dan Nose.....	72
Gambar 4.10 Grafik temperatur rata-rata (C) elevasi coal burner dan nose.....	73
Gambar 4.11 Kontur dan chart burnout (kg/s) pada elevasi coal burner.....	74
Gambar 4.12 Kontur dan chart turbulence intensity (%) pada elevasi coal burner.....	76
Gambar 4.13 Kontur dan chart velocity (m/s) pada elevasi coal burner.....	76
Gambar 4.14 Kontur emisi gas buang pada potongan vertikal boiler.....	79
Gambar 4.15 Grafik temperature dan emisi gas buang terhadap ketinggian boiler.....	80
Gambar 4.16 Analisa Efisiensi Boiler dengan Direct Method.....	81
Gambar 4.17 Efisiensi Boiler 4 Variasi Pembakaran (Batubara Murni, Co-Firing 3%,5%,7%)..	83

DAFTAR TABEL

Tabel 1.1 Standard Baku Mutu Emisi PLTU Batubara.....	4
Tabel 2.2 Karakteristik Batu Bara dan Biomassa Penelitian.....	24
Tabel 2.3 Kondisi Operasi Simulasi Penelitian Kedua.....	26
Tabel 3.1 Boiler Technical Specification PLTU Pangkalan Susu.....	30
Tabel 3.2 Properties Bahan Bakar Batubara Murni dan Co-Firing.....	31
Tabel 3.3 Kebutuhan Udara Teoritis (<i>Theoretical Air</i>) 4 Variasi Pembakaran.....	33
Tabel 3.4. Data parameter dan formula perhitungan Efisiensi Boiler Metode Heat Loss.....	34
Tabel 3.5 Parameter-parameter dan rumus perhitungan Efisiensi Fan.....	35
Tabel 3.6 Parameter perhitungan efisiensi FD Fan Coal Firing dan Co-Firing.....	36
Tabel 3.7 Parameter perhitungan efisiensi PA Fan Coal Firing dan Co-Firing.....	36
Tabel 3.8 Parameter-parameter dan rumus perhitungan NPHR dan SFC.....	36
Tabel 3.9 Parameter perhitungan NPHR dan SFC Coal Firing dan Co-Firing.....	37
Tabel 3.10 Parameter dan rumus data Porosity dan Heat Flux Heat Exchanger.....	38
Tabel 3.11 Parameter perhitungan Porosity dan Heat Flux Heat Exchanger.....	38
Tabel 3.12 Alat Ukur Portable untuk mengukur Data Parameter-parameter Efisiensi.....	40
Tabel 3.13 Model yang digunakan pada simulasi numerik ANSYS Fluent 2020R.....	43
Tabel 3.14 Parameter Penginjeksian Pembakaran Murni Batubara.....	44
Tabel 3.15 Parameter Penginjeksian Pembakaran Co-Firing.....	44
Tabel 3.16 Dimensi Bahan Bakar Pembakaran Murni Batubara dan Co-Firing.....	45
Tabel 3.17 Data properties material solid dan fluid simulasi numerik.....	45
Tabel 3.18 Data properties 100 % batubara dan Co-Firing PLTU Pangkalan Susu.....	46
Tabel 3.19 Parameter Pipa Heater-heater Boiler (Porous Media).....	47
Tabel 3.20 Rancangan Pengujian Eksperimen dan Simulasi.....	51
Tabel 4.1 Perhitungan Efisiensi Boiler Pembakaran Batubara Murni.....	52
Tabel 4.2 Perhitungan Efisiensi Boiler Pembakaran Co-Firing 3% Sekam Padi.....	55
Tabel 4.3 Hasil Efisiensi PA Fan Pembakaran Batubara Murni & Co-Firing 3%.....	59
Tabel 4.4 Hasil Efisiensi FD Fan Pembakaran Batubara Murni & Co-Firing 3%.....	59
Tabel 4.5 Hasil Perhitungan NPHR dan SFC Eksperimen Pembakaran Batubara Murni.....	63
Tabel 4.6 Hasil Perhitungan NPHR dan SFC Eksperimen Pembakaran Co-Firing 3%.....	64

Tabel 4.7 Parameter Penginjeksian Pembakaran Murni Batubara.....	68
Tabel 4.8 Parameter Penginjeksian Pembakaran Co-Firing.....	68
Tabel 4.9 Parameter Input Properties Bahan Bakar 4 Variasi Pembakaran.....	69
Tabel 4.10 Data Simulasi CFD Fluent yang digunakan untuk perhitungan.....	82
Tabel 4.11 Hasil perhitungan efisiensi boiler co-firing 3%, 5% dan 7% (simulasi fluent).....	82

Studi Eksperimen dan Numerik Pengaruh Penggunaan Sekam Padi pada Proses Co-Firing terhadap Efisiensi Boiler, Fan, Mill dan Emisi Gas Buang pada PLTU Pangkalan Susu

Nama Mahasiswa : Hendri Aman Purba.,S.T
NRP : 6007201027
Departemen : Teknik Mesin, FTIRS
Dosen Pembimbing : Dr. Bambang Arip Dwiyantoro., S.T.,M.Sc.Eng

ABSTRAK

Pesatnya pertumbuhan industri dinegara berkembang yang tidak bisa terhindari selaras dengan peningkatan pencemaran udara yang dihasilkan dari sisa gas buang pembakaran industri, salah satunya yaitu PLTU Batubara yang juga menjadi sumber emisi, selain itu tingginya kebutuhan bahan bakar fosil kedepan sehingga akan terjadi kelangkaan bahan bakar, maka dibutuhkan inovasi penggunaan bahan bakar bimassa (energi baru terbarukan). *Co-firing* adalah pembakaran dua bahan bakar sekaligus untuk menghasilkan energi. Batu bara akan dicampur dengan biomassa, sehingga menghasilkan komposisi bahan bakar baru, dimana terjadi pengurangan persentase karbon dan sulfur. Eksperimen dan simulasi dilakukan pada PLTU Pangkalan Susu pada Load 135 MW dengan pengujian *Co-Firing* biomasa sekam padi pada 3 (tiga) model pengujian yaitu pencampuran biomasa 3%, 5% dan 7% dengan batubara. Dari hasil pengujian eksperimen dan simulasi perbandingan pembakaran batubara murni dengan pembakaran co-firing didapatkan penurunan efisiensi boiler sebesar 0,8% co-firing 3%, sebesar 0,86% co-firing 5% dan sebesar 0,9% co-firing 7% , penurunan specific fuel consumsion sebesar 1,15% untuk co-firing 3%, peningkatan efisiensi force draft fan sebesar 0,45% untuk co-firing 3%, peningkatan efisiensi primary air fan sebesar 0,35% untuk co-firing 3%, penurunan pemakaian sendiri mill 2,26% untuk co-firing 3%, penurunan net plant heat rate sebesar 1,89% untuk co-firing 3%, pada outlet economizer untuk co-firing terjadi penurunan emisi gas buang SO₂ sebesar 29,22%, penurunan emisi gas buang CO sebesar 0,57% dan peningkatan emisi gas buang CO₂ sebesar 1,99% .

Kata kunci: *PLTU Pangkalan Susu, Boiler Batubara, Co-Firing, Biomasa, Sekam Padi, Flue Gas, Efisiensi, Emisi Gas Buang dan Ansys Fluent.*

Experimental and Numerical Study the Effect of Using Rice Husk in the Co-Firing Process on Boiler, Fan, Mill Efficiency and Exhaust Gas Emissions at PLTU Pangkalan Susu

Student Name : Hendri Aman Purba.,S.T
NRP : 6007201027
Department : Mechanical Engineering, FTIRS
Academic Supervisor : Dr. Bambang Arip Dwiyantoro, S.T.,M.Sc.Eng

ABSTRACT

The rapid growth of industry in developing countries that cannot be avoided in line with the increase in air pollution produced from the remaining industrial combustion exhaust gases, one of which is the Coal Power Plant which is also a source of emissions, in addition to the high need for fossil fuels in the future so that there will be a shortage of fuel, then it takes the innovation of the use of biomass fuels (renewable energy). Co-firing is the combustion of two fuels at once to produce energy. Coal will be mixed with biomass, so resulting a new fuel composition, in which there is a reduction in the percentage of carbon and sulfur. Experiments and simulations were carried out at PLTU Pangkalan Susu on load 135 MW with co-firing testing of rice husk biomass on 3 (three) test models, namely mixing biomass of 3%, 5% and 7% with coal. From the results of experiment testing and simulation of ansys fluent, a decrease in boiler efficiency was obtained by 0.8% co-firing 3%, 0,86% co-firing 5% and 0,9% co-firing 7%, a decrease in specific fuel consumption by 1.15% co-firing 3%, an increase in the efficiency of the force draft fan by 0.45% co-firing 3%, an increase in the efficiency of the primary air fan by 0.35% co-firing 3%, a decrease in the use of the mill by 2.26% co-firing 3%, a decrease in net plant heat rate by 1.89% co-firing 3% and for co-firing model in outlet economizer a decrease in SO₂ exhaust emissions by 29,22%, a decrease in CO exhaust emissions by 0,57% and an increase in CO₂ exhaust emissions by 1,99%.

Keywords: PLTU Pangkalan Susu, Coal Boiler, Co-Firing, Biomass, Rice Husk, Flue Gas, Efficiency, Exhaust Gas Emissions and Ansys Fluent.

KATA PENGANTAR

Segala syukur dan puji bagi Tuhan Yang Maha Esa yang telah memberikan petunjuk dan kekuatan sehingga penulis dapat menyelesaikan tesis yang berjudul “Studi Eksperimen dan Numerik Pengaruh Penggunaan Sekam Padi pada Proses Co-Firing terhadap Efisiensi Boiler, Fan, Mill dan Emisi Gas Buang pada PLTU Pangkalan Susu”. Penyusunan tesis ini merupakan persyaratan kelulusan Program Studi S-2 Jurusan Teknik Mesin, Fakultas Teknik Industri, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya. Penulis menyadari keberhasilan penulisan tesis ini mendapat dukungan dan bantuan dari berbagai pihak. Oleh karena itu, pada kesempatan ini penulis menyampaikan banyak terima kasih kepada pihak-pihak yang telah mendukung dan membantu dalam penulisan tesis ini, antara lain kepada :

1. Dr. Bambang Arip Dwiyantoro.,S.T.,M.Sc.Eng. selaku dosen pembimbing tesis dan sekretaris departemen bidang keuangan, sdm dan sarana prasarana Departemen Teknik Mesin yang sangat membantu mengarahkan dan membimbing penulis dalam proses perencanaan, pelaksanaan dan penyelesaian tesis ini.
2. Dr. Eng. Harus Laksana Guntur.,ST.,M.Eng, selaku ketua program studi pasca sarjana Departemen Teknik Mesin FTIRS-ITS.
3. Prof. Dr. Ir. Prabowo, M.Eng., Dr. Bambang Sudarmanta, ST.,MT., Dr. Is Bunyamin Suryo., S.T., M.Sc, selaku dosen penguji tesis penulis.
4. PT. Indonesia Power PLTU Pangkalan Susu Operation and Maintenance Services Unit yang memberikan kesempatan tugas belajar S2 di Jurusan Teknik Mesin ITS.
5. Theresia Silalahi.,SH & Rafael Hadrian Purba & Darren Hadrian Purba, istri dan putra tercinta yang selalu memberi dukungan, doa dan semangat untuk menyelesaikan pendidikan.
6. Orang tua dan adik-adikku yang selalu mendoakan keberhasilan penulis baik dalam pendidikan, pekerjaan maupun kehidupan.
7. Segenap Dosen dan Karyawan Jurusan Teknik Mesin.
8. Rekan-rekan S-2 Jurusan Teknik Mesin Rekayasa Energi.
9. Rekan-rekan PLTU Pangkalan Susu OMU yang telah banyak membantu dalam pengambilan data.

Penulis menyadari masih banyak kekurangan dalam penulisan tesis ini namun hal tersebut bukanlah sesuatu yang disengaja, tetapi semata-mata disebabkan karena kekhilafan dan

keterbatasan pengetahuan yang dimiliki. Oleh karena itu, kritik dan saran yang membangun sangat diharapkan demi kesempurnaan.

Akhir kata, semoga tesis bermanfaat bagi pembaca dan mahasiswa, khususnya mahasiswa Jurusan Teknik Mesin FTI-ITS.

Surabaya, Juli 2022

Penulis

BAB I

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

PLTU Pangkalan Susu merupakan salah satu unit kerja di lingkungan PT. Indonesia Power yang mengelola jasa operasi dan pemeliharaan 2 Unit PLTU dengan kapasitas terpasang masing-masing 200 MW. Pembangkit ini dibangun oleh manufaktur dari China dengan type boiler DG693/13.43-22 pabrikan Dongfang dan type turbin N200-14.75/535/535-8, Sub Critical dengan pabrikan Beijing Beijong. Salah satu peralatan utama sebuah pembangkit listrik tenaga uap adalah Boiler. Boiler merupakan peralatan penukar kalor dari flue gas ke air. Transfer kalor menaikkan temperature air maupun uap hingga berubah fasa menjadi uap kering. Proses transfer kalor ini harus diusahakan seoptimal mungkin untuk menghindari kerugian panas yang terbuang ke lingkungan. Tipe Boiler yang untuk PLTU Pangkalan Susu adalah boiler Pulverized Coal PC yang artinya bahan bakar batubara sebelum masuk keruang bakar akan di giling oleh Mill yang berfungsi untuk menghaluskan batubara sampai berupa serbuk halus dengan ukuran sekitar 200 Mesh. Saat ini PLTU Pangkalan Susu beroperasi murni menggunakan Batubara dengan *Low Rank Coal (LRC)*. Sehubungan dengan tingginya pemakaian Batubara Nasional yang mana diketahui bahwa batubara merupakan bahan bakar fosil yang masuk kedalam katagori bahan bakar yang tidak dapat diperbaharui. Maka Perusahaan Pembangkit Listrik Nasional diminta untuk melakukan inovasi-inovasi dalam pengurangan penggunaan bahan bakar fosil dengan mencampurnya dengan bahan bakar biomassa dengan tanpa mengurangi kualitas listrik yang dihasilkan. Selain masalah akan terjadi kelangkaan bahan bakar fosil nasional seperti batubara yang menjadi konsen pemerintah yaitu tingginya tingkat pencemaran udara yang diakibatkan oleh kegiatan industri salah satunya pembangkit listrik berbahan bakar batubara. Co-firing sudah diterapkan di beberapa negara seperti Cina, Jepang, dan Amerika Serikat. Penerepan co-firing sangat marak karena bertujuan untuk meningkatkan bauran sumber energi bersih dan berkesinambungan pada pembangkit listrik batu bara. Harapannya batu bara dapat digantikan dengan biomassa seutuhnya. Namun, hal tersebut masih sulit untuk dicapai. Kendala terbesar dalam penerapan co-firing biomassa dengan batu bara pada pembangkit

listrik adalah menjaga efisiensi pembangkit keseluruhan dan efisiensi boiler tetap tinggi. Karena energi yang dihasilkan oleh biomassa masih relatif rendah, maka sulit untuk mengganti seluruh kebutuhan bahan bakar menjadi biomassa. Sistem co-firing sudah diterapkan pada beberapa pembangkit di Indonesia dengan perbandingan maksimal biomassa sebesar 5% dari total jumlah kebutuhan bahan bakar. Artinya, sebanyak 95% jumlah bahan bakar masih menggunakan batu bara. Persentase jumlah biomassa bisa ditingkatkan, namun harus dilakukan pengujian berapa persen jumlah biomassa agar pembangkit tetap memiliki efisiensi yang normal. Penelitian ini juga akan membahas jumlah persentase biomassa sekam padi yang dapat dicampurkan dengan dicampurkan dengan batu bara agar tetap menghasilkan performa pembangkit terbaik

Secara detail pelaksanaan ide co-firing ini dilaksanakan karena beberapa alasan sebagai berikut :

- a. COP 21 Paris Agreement “ Menargetkan emisi Gas Rumah Kaca (GRK) sebesar 29% terhadap batas Ambang Udara pada tahun 2030.
- b. UNFCCC “ Menurut UNFCCC hasil gas buang dari pembakaran biomassa tidak dianggap sebagai gas rumah kaca “.
- c. RUPTL 2019-2028 “ Target untuk bauran energy nasional untuk Energi Baru Terbarukan (EBT) sebanyak 23% dari total Pembangkit pada tahun 2025.
- d. Potensi Energi Terbarukan (EBT) “ Potensi pembangkit EBT sebesar 443.208 MW dan pemanfaatan saat ini masih rendah (1,9 %) atau sekitar 8.215,5 MW.
- e. Harapan Konsumen “ PLN Listrik Andal, Murah dan Green.

Adapun jenis biomassa yang akan dilakukan uji coba Co-firing di PLTU Pangkalan Susu yaitu sekam padi dengan alasan pemilihan jenis biomassa ini dikarenakan area PLTU Pangkalan Susu terletak di Langkat- Sumatera Utara dimana pertanian setempat didominasi oleh sawah padi dan dari hasil pengecekan laboratorium sekam padi memiliki nilai kalor (Gross Calorific Value) sebesar 3.514 kCal/kg (gambar 1.2). Berdasarkan data Badan Pusat Statistik Kabupaten Langkat rata-rata produksi sawah padi sekitar 751.729 ton/tahun (gambar 1.1) dimana dari 1 ton sawah padi dapat menghasilkan 280 kg sekam padi (Djuwarno: 2003), sehingga untuk area Kabupaten Langkat dapat menghasilkan sekam padi sekitar 210.000 ton/tahun. Ketersediaan sekam padi ini masih dapat memenuhi kebutuhan Co-Firing (pada penelitian ini asumsi persentase co firing terbesar 7% sekam

padi + 93% batubara) yang membutuhkan 51.000 ton/tahun. Sehingga dengan perhitungan kebutuhan sekam padi dan ketersediaan sekam padi di area kabupaten langkat diatas diambil kesimpulan bahwa bahan baku sekam padi masih dapat di supply penuh dari kabupaten langkat yang mana merupakan lokasi PLTU Pangkalan Susu, Langkat.

Kecamatan	Luas Perseki (Ha)							Produksi (Ton)							
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Batang	1.854	2.224	1.051	1.189	1.238	1.333	1.010	1.490	8.240	11.004	5.333	6.189	6.207	5.700	8.961
Batang Kiri	-	-	1.056	2.733	4.043	4.782	3.633	2.022	-	-	11.541	17.317	25.206	29.312	28.462
Batang Tengah	1.487	1.199	433	447	426	429	281	378	8.445	6.944	2.939	1.990	2.697	2.433	1.646
Batang Kanan	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Batang Selatan	4.032	7.245	4.459	6.096	6.970	6.475	4.073	1.274	40.612	46.744	23.560	37.336	43.392	40.390	25.778
Batang Utara	2.940	3.403	1.960	1.906	1.991	2.056	1.878	1.178	18.188	21.086	12.328	9.277	12.287	11.132	11.808
Batang Barat	2.095	3.023	2.183	3.509	3.801	3.936	3.678	3.632	22.207	17.400	14.924	20.184	20.138	20.340	21.862
Batang Timur	4.680	2.889	3.408	3.477	4.168	4.164	4.306	3.938	29.080	18.079	21.968	11.888	15.998	18.101	28.782
Batang Selatan Timur	3.309	2.913	1.828	2.029	2.628	2.342	1.479	1.879	8.911	11.991	9.989	9.694	10.094	11.708	8.269
Batang Utara Timur	1.794	1.293	1.018	1.788	1.960	2.342	1.479	1.879	8.911	11.991	9.989	9.694	10.094	11.708	8.269
Batang Selatan Barat	1.132	894	827	291	168	328	201	273	8.506	2.890	2.761	1.818	988	1.698	1.008
Batang Utara Barat	32	79	96	49	84	-	-	-	134	384	467	238	262	-	-
Batang Selatan Tengah	2.379	2.888	2.431	3.941	1.128	812	872	742	18.388	18.838	13.587	8.089	6.104	4.396	3.199
Batang Utara Tengah	1.430	4.807	2.354	3.314	1.834	4.375	3.400	3.968	7.281	23.800	18.087	19.009	17.298	16.134	21.118
Batang Barat Tengah	9.081	18.386	7.681	10.736	12.222	10.212	8.331	11.312	51.821	71.642	48.821	64.062	75.396	88.391	48.412
Batang Timur Tengah	11.041	7.923	7.727	7.477	6.088	6.822	1.262	18.831	38.848	48.046	40.787	48.961	36.686	41.142	48.842
Batang Selatan Barat Tengah	6.806	6.578	6.088	5.390	4.840	6.932	3.246	4.613	16.839	37.288	39.346	32.739	29.399	38.339	19.486
Batang Utara Barat Tengah	1.037	8.843	7.619	8.136	8.479	8.978	8.449	7.028	49.234	48.824	49.276	48.212	49.239	49.624	48.187
Batang Selatan Timur Tengah	3.917	3.824	3.930	3.681	3.892	4.342	2.712	4.997	17.818	20.188	18.628	20.179	20.412	21.901	18.802
Batang Utara Timur Tengah	2.697	2.668	2.880	2.940	2.869	2.669	1.769	2.667	14.740	18.876	15.009	12.834	15.002	14.728	10.092
Batang Selatan Barat Tengah	1.790	1.740	1.680	1.910	1.610	1.538	2.870	18.289	18.028	15.107	14.161	14.777	17.654	18.898	18.089
Batang Utara Barat Tengah	4.980	6.110	3.198	4.438	3.890	4.743	4.584	4.975	27.838	34.185	18.620	25.021	30.390	26.742	28.837
Batang Selatan Timur Tengah	-	-	1.080	1.388	1.238	1.332	886	1.608	-	5.871	7.833	6.793	7.082	4.872	9.727
Batang Utara Timur Tengah	81.447	80.227	82.155	75.595	79.822	80.289	80.589	79.167	448.214	468.119	400.271	444.563	473.117	467.221	394.399

Gambar 1.1 Data BPS Kabupaten Langkat Produksi Sawah Padi

REPORT OF ANALYSIS
Report No. : ROA – 0104210039A

SAMPLE NAME : PERFORMANCE TEST – SEKAM PADI 17-04-21
 CLIENT : PLTU PANGKALAN SUSU
 SAMPLE ID : 044/SEAM-21/LMB-MDN/IV/2021
 DATE OF RECEIVED : April 22nd, 2021
 ANALYZED REQUIRED : Chemical Analysis (ASTM / ISO)
 DESCRIPTION OF SAMPLE : 1 (One) Sample
 Packing : Unsealed Plastic bags
 Weight/Volume : ± 500 g

DATE OF ANNALYZED : April 22nd, 2021 up to April 27th, 2021
 DATE OF ISSUED : April 27th, 2021

This is to report, that the sample have been delivered by client and was carried out analysis in accordance with Standard method. The results are as follows :

Parameter	Unit	Result				Methods
		AR	ADB	DB	DAFB	
Total Moisture	%	10.47	-	-	-	ASTM D 3302-19
Proximate	Moisture in the Analysis Sample	%	-	10.18	-	ASTM D 3173-17a
	Ash Content	%	14.78	14.82	16.50	ASTM D 3174-12 (2018)
	Volatile Matter	%	60.95	61.15	68.08	ISO 562:2010
	Fixed Carbon	%	13.80	13.85	15.41	ASTM D 3172-13
Total Sulphur	%	0.12	0.17	0.20	0.21	ASTM D 4239-18
Gross Calorific Value	Kcal/Kg	3514	3526	3925	4701	ASTM D 5865-19
Ultimate *	Total Carbon	%	36.96	37.09	41.29	49.45
	Total Hydrogen	%	5.70	5.72	6.37	7.63
	Nitrogen	%	0.48	0.49	0.54	0.65
	Oxygen	%	31.36	31.46	35.03	41.96

*Pengujian dilakukan oleh Laboratorium PT. Surveypor Indonesia Semarang

Gambar 1.2 Hasil Pengukuran Properties Sekam Padi

Parameter yang akan dibandingkan dalam pengujian ini yaitu efisiensi boiler, kinerja fan utama boiler, mill dan emisi gas buang yang dihasilkan dengan pembakaran Batubara murni dengan Co-firing (campuran batubara dengan sekam padi).

Selain tuntutan pemerintah kepada PLN dalam mengoperasikan PLTU yang handal dan murah , PLTU juga dituntut dalam ketaatan dalam memenuhi regulasi Emisi Udara dalam memproduksi listrik dengan parameter Ambang Batas Baku Mutu yang tertera dalam Peraturan Menteri Lingkungan Hidup dan Kehutanan Republik Indonesia Nomor P.15/MENLHK/SETJEN/KUM.1/4/2019 tentang Baku Mutu Emisi Pembangkit Listrik Tenaga Termal seperti pada table dibawah ini .

Tabel 1.1 Standard Baku Mutu Emisi PLTU Batubara

A. BAKU MUTU EMISI PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA UAP (PLTU) YANG DIBANGUN ATAU BEROPERASI SEBELUM PERATURAN MENTERI INI BERLAKU

NO	Parameter	Kadar Maksimum		
		Batubara (mg/Nm ³)	Minyak Solar (mg/Nm ³)	Gas (mg/Nm ³)
1	Sulfur Dioksida (SO ₂)	550	650	50
2	Nitrogen Oksida (NO _x)	550	450	320
3	Partikulat (PM)	100	75	30
4	Merkuri (Hg)	0,03	-	-

1.2. Perumusan Masalah

Proposal ini difokuskan untuk analisa hasil uji coba Co-firing biomassa (batubara dicampur dengan sekam padi) PLTU Pangkalan Susu dibandingkan dengan murni menggunakan batubara .

Rumusan masalah di dalam proposal ini adalah:

1. Apakah dengan mode pembakaran Co-firing biomassa (batubara dicampur dengan sekam padi) dan pembakaran murni batubara memiliki efisiensi boiler, kinerja fan-fan utama boiler dan kinerja mill yang signifikan ?
2. Apakah dengan mode pembakaran Co-firing biomassa (batubara dicampur dengan sekam padi) dan pembakaran murni batubara memiliki penurunan emisi Sulfur Diodida (SO₂), Carbon Monoxide (CO) dan Carbon Dioxide (CO₂) ?
3. Belum diketahuinya besaran persentase maksimal pencampuran biomassa sekam pada dengan batubara sehingga hasil efisiensi boiler tidak terlalu menurun.

1.3. Batasan Masalah & Asumsi

Batasan-batasan masalah perlu ditentukan supaya proposal ini sesuai dengan tujuan. Batasan masalah pada proposal ini adalah sebagai berikut:

1. Pengambilan data dilaksanakan pada Boiler unit 1 PLTU Pangkalan Susu pada Beban 75% Load Maksimal yaitu 135 MW
2. Data eksperimen operasi yang sudah dilaksanakan adalah model pembakaran menggunakan batubara murni dan pembakaran co-firing (batubara dan 3% biomassa sekam padi) yang akan dijadikan database perhitungan efisiensi boiler, kinerja fan-fan utama boiler, kinerja mill dan emisi gas buang.
3. Untuk pembakaran co-firing (batubara + 5% biomassa dan batubara + 7% biomassa) dilakukan secara simulasi CFD.
4. Fokus penelitian adalah pada uji coba co-firing secara real dan simulasi dengan output dari CFD yang dianalisa adalah persebaran panas, konsentrasi CO₂, CO dan SO₂ dalam gas buang.
5. Persebaran panas yang diamati hanya dari sisi furnace saja tidak termasuk fluida yang ada di dalam pipa-pipa di sekeliling furnace/boiler.
6. Jumlah udara pembakaran total dianggap konstan.
7. Simulasi numerik tidak melibatkan pembakaran pada oil burner.
8. *Heat exchanger* dimodelkan sebagai *porous media*.
9. Hanya 4 elevasi *coal burner* yang beroperasi (*Coal Burner B stand-by*).
10. Baik atau tidaknya pembakaran di dalam furnace didasarkan pada temperatur. Temperatur furnace bagian bawah hingga coal burner A setinggi mungkin untuk memaksimalkan penyerapan panas oleh wall tube boiler. Temperatur exit furnace serendah mungkin untuk menghindari terjadinya overheating pada jajaran heat exchanger. Temperatur outlet boiler serendah mungkin untuk memaksimalkan penyerapan panas oleh heat exchanger.
11. Nilai Gas Buang untuk data Experimen dan Simulasi diambil pada titik Outlet Economiser dengan menggunakan alat Flue Gas Analyzer (FGA) untuk data Experimen dan secara CFD untuk data Simulasi.

1.4 Tujuan Penelitian

Tujuan eksperimen dan simulasi numerik ini yaitu untuk mengetahui karakteristik aliran, perpindahan panas dan pembakaran batubara murni dan memvariasikan jumlah persentase pencampuran biomassa sekam padi dengan batubara, dengan rincian sebagai berikut :

1. Mengetahui efisiensi boiler, kinerja PA Fan/ SA Fan, NPHR, SFC dan pemakaian sendiri Mill dan emisi gas buang dari hasil eksperimen pembakaran batubara murni dan pembakaran co-firing biomassa 3%.
2. Mengetahui kontur kecepatan dan distribusi temperatur pembakaran batubara murni dan konfigurasi pencampuran biomassa sekam padi (3%, 5% dan 7%) simulasi CFD.
3. Mengetahui kontur yang menunjukkan komposisi distribusi gas buang seperti CO₂, CO, dan SO₂.
4. Mengetahui efisiensi boiler dan emisi gas buang dari hasil simulasi.
5. Mengetahui komposisi campuran biomassa yang tepat dibandingkan dengan jumlah batubara sehingga tetap dihasilkan efisiensi boiler yang tidak terlalu jauh nilainya dengan pembakaran batubara murni.

1.5. Manfaat Penelitian

Adapun manfaat yang dapat diambil dari penelitian ini yaitu :

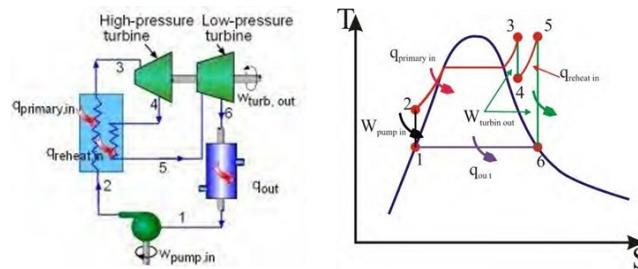
1. Bagi penulis adalah sebagai sarana untuk penerapan keilmuan yang telah di dapatkan selama berkuliah di S2 Teknik Mesin FTIRS ITS.
2. Bagi pembaca adalah sebagai penambah wawasan mengenai konsep co-firing pada PLTU dan simulasi co-firing PLTU menggunakan software Ansys CFD 2020R.
3. Bagi peneliti selanjutnya adalah sebagai referensi dan menjadi acuan untuk pengembangan selanjutnya.
4. Dapat digunakan sebagai pertimbangan teknis di PLTU Pangkalan Susu dalam melakukan eksperimen co-firing dengan persentase sekam padi sebesar 5% dan 7% dari jumlah bahan bakar batubara yang digunakan.

BAB II

KAJIAN PUSTAKA

2.1 Termodinamika Pembangkit Listrik

Operasi PLTU berdasarkan pada prinsip termodinamika yang lebih dikenal dengan siklus Rankine. Energi kimia yang berasal dari bahan bakar diubah menjadi energi panas yang digunakan untuk menguapkan air dan mengubahnya menjadi energi kinetik. Kemudian energi kinetik dalam bentuk uap bertekanan akan menggerakkan turbin uap yang dikopel dengan generator pembangkit listrik sehingga menghasilkan listrik. (Gambar 2.1)

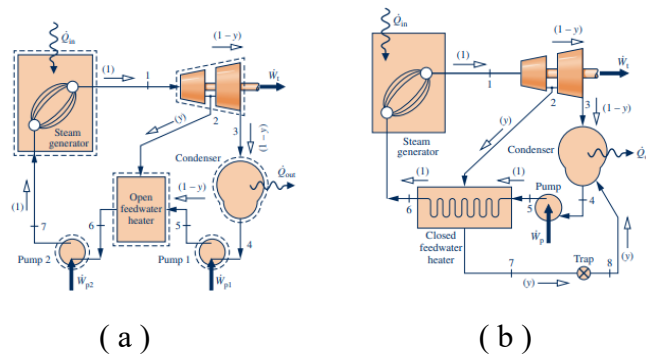


Gambar 2.1. Skema Siklus Rankine & T-s diagram

PLTU mempunyai beberapa komponen utama seperti yang ditunjukkan pada skema siklus Rankine pada gambar 2.1, diantaranya:

1. Pemanas awal

Ada 2 jenis pemanas awal, yaitu closed feed water heater (CFWH) dan open feed water heater (OFWH). Perbedaan antara CFWH dan OFWH adalah kontak antara fluida pemanas dan yang dipanaskan. Pada CFWH tidak ada kontak langsung antara fluida pemanas dan yang dipanaskan sedangkan pada OFWH fluida pemanas dan fluida yang dipanaskan bercampur. CFWH sendiri ada 2 jenis yaitu low pressure heater (LPH) dan high pressure heater (HPH). OFWH pada PLTU Pangkalan Susu adalah deaerator.



Gambar 2.2. Regenerative Rankine Cycle dengan (a) Open dan (b) Closed Feedwater Heater

2. Pompa

Pompa merupakan komponen pada pembangkit listrik untuk meningkatkan tekanan fluida kerja dan mensirkulasikan fluida kerja. Berdasarkan cara kerja, pompa dapat diklasifikasikan menjadi positive displacement, fixed displacement, variable displacement, dan constant volume. Pada PLTU Pangkalan Susu, terdapat beberapa jenis pompa yang digunakan yaitu :

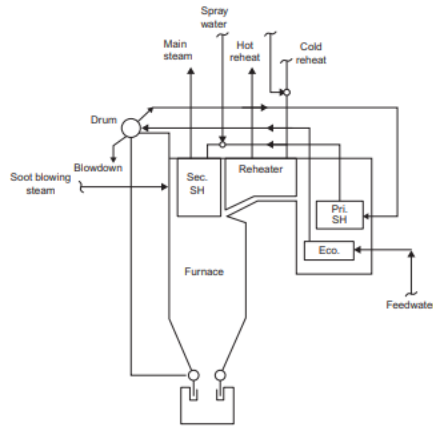
- a) Cooling Water Pump (CWP) : berfungsi untuk mensirkulasikan air laut sebagai pendingin untuk condenser.
- b) Condensate Pump (CEP) : berfungsi untuk mengalirkan fluida yang telah dikondensasikan oleh condenser menuju low pressure heater pertama.
- c) Boiler Feedwater Pump (BFWP) : berfungsi untuk mengatur jumlah air menuju high pressure heater kemudian air menuju ke economizer.

3. Boiler

Boiler merupakan peralatan utama pembangkit yang berfungsi untuk mengubah air menjadi uap dengan menggunakan energi panas yang dihasilkan oleh bahan bakar yaitu batubara.

Terdapat beberapa bagian utama dari boiler, yaitu:

- a) Economizer
Berfungsi untuk melakukan pemanasan air yang berasal dari high pressure heater.
- b) Evaporator (Tube wall)
Berfungsi sebagai jalur pemanasan lanjutan air dari economizer.
- c) Steam Drum
Berfungsi untuk memisahkan antara air dengan uap. Air akan memasuki downcomer dan mengalami pemanasan kembali hingga menjadi uap. Sedangkan uap akan langsung menuju sisi superheater boiler.
- d) Superheater
Berfungsi untuk memanaskan uap yang keluar dari steam drum hingga mencapai fase superheated.
- e) Reheater
Berfungsi untuk memanaskan kembali uap yang berasal dari high pressure turbine. Keluaran uap dari reheater akan menuju intermediate pressure turbine.



Gambar 2.3 Siklus Air dan Uap pada Boiler

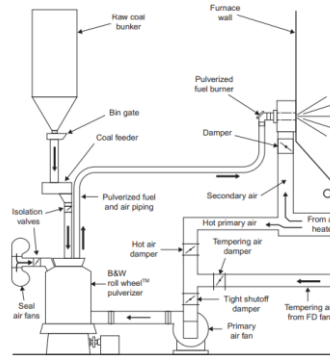
Siklus air dan uap adalah sebuah skema proses yang terjadi pada boiler. Air yang berasal dari feedwater masuk menuju economizer. Di dalam economizer, air dipanaskan oleh gas buang sehingga air mengalami kenaikan suhu. Kemudian air yang sudah dipanaskan menuju ke dalam steam drum. Steam drum akan memisahkan uap dan air. Air akan dipompa kembali menuju raiser tube, sedangkan uap akan menuju pipa boiler sisi primary superheater. Panas dari ruang bakar akan digunakan untuk memanaskan uap air yang berada pada secondary superheater. Karena uap air sudah dalam kondisi panas, maka kerja boiler akan menjadi lebih sedikit, penggunaan bahan bakar menjadi lebih sedikit, efisiensi pembangkit pun meningkat. Selanjutnya uap pada secondary superheater kemudian keluar dari boiler menuju high pressure turbine (HPT). Uap keluaran HPT akan dipanaskan kembali melalui reheater, kemudian uap yang sudah dipanaskan akan menuju intermediate pressure turbine (IPT).

Di dalam furnace terdapat dua jenis burner, yaitu oil gun burner dan coal burner. Masing-masing oil gun dan coal burner ini terdiri dari beberapa level dan 4 corner untuk setiap levelnya. Dari seluruh coal burner biasanya satu level dalam keadaan stand by dan digunakan sebagai cadangan jika ada salah satu coal burner yang mati. Dan setiap level coal burner mewakili jumlah mill yang ada. Pada system boiler suplai udara dihasilkan dari beberapa fan-fan utama boiler dan bahan bakar digiling didalam mill sebelum masuk keruang bakar, dengan rincian sebagai berikut :

a) Primary Air Fan (PAF)

Primary air fan terletak di bagian hulu boiler, biasanya berdekatan dengan FD fan. PA fan mengambil udara dari atmosfer atau keluaran FD fan dan membantu untuk

mendorong batubara menuju ruang bakar. Pada PLTU Pangkalan Susu terdapat dua PA fan yaitu PAF A dan PAF B yang diasosiasikan dengan sistem pembakaran.



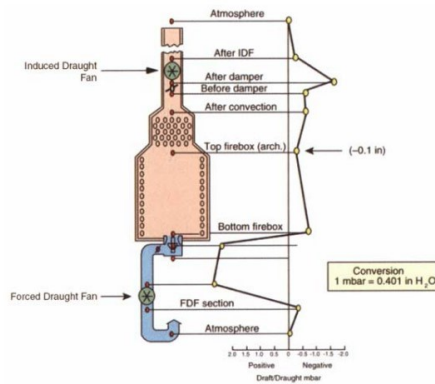
Gambar 2.4 Letak PA Fan pada PLTU

b) Forced Draft Fan (FDF)

Forced draft fan terletak di dalam sistem saluran kerja di bagian atas boiler. FD fan mengambil udara dari atmosfer dan untuk membantu proses pembakaran batubara di dalam ruang bakar. Pada PLTU Pangkalan Susu terdapat dua FD fan yaitu FDF A dan FDF B yang terkait dengan sistem pembakaran.

c) Induced Draft Fan (IDF)

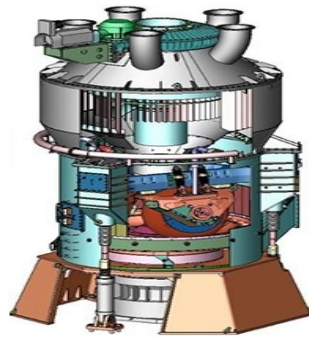
Induced draft fan terletak di dalam sistem saluran kerja di bagian hilir boiler antara alat pengendap atau baghouse (*Electrostatic Precipitator / ESP*) dan cerobong asap. ID Fan menarik gas buang keluar dari ruang bakar dan melalui presipitator atau baghouse dan mendorongnya melalui scrubber dan keluar ke atmosfer melalui cerobong asap. Pada PLTU Pangkalan Susu terdapat dua ID fan yaitu IDF A dan IDF B yang terkait dengan sistem pembakaran.



Gambar 2.5 Letak FD Fan dan ID Fan pada PLTU

d) Mill/ Pulverizer

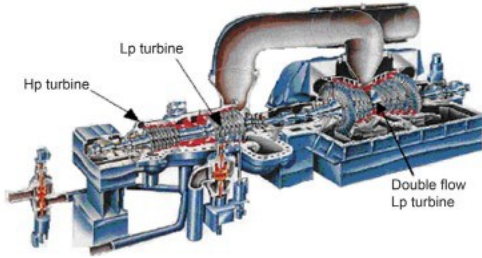
Batu bara dihancurkan menjadi butiran halus agar mudah tercampur dengan udara sehingga mempercepat proses pembakaran. Pulverizer adalah alat untuk menggiling atau menghancurkan batu bara sehingga menjadi halus dan kemudian bersamaan dengan udara primer dialirkan menuju ruang bakar (*furnace*). Penggunaan batu bara yang efisien sangat bergantung pada proses pembakaran yang digunakan. Kondisi serbuk batu bara kira-kira berukuran 200 mesh. Serbuk batu bara diperoleh dengan menggiling batubara di *pulverizer mill*. Mill juga berfungsi sebagai pengering batu bara mentah yang mungkin mengandung uap air. Sehingga batu bara lebih mudah dibakar. Setiap boiler memiliki 4 pulverizer dimana tiap pulverizer mensuplai ke 4 burner sehingga setiap boiler memiliki 20 burner.



Gambar 2.6 Mill/ Pulverizer

4. Turbin dan Generator

PLTU batubara pada umumnya menggunakan turbin uap tipe multistage, yakni turbin uap yang terdiri atas lebih dari satu stage turbin (turbin high pressure, intermediate pressure, dan low pressure). Uap air superheater yang dihasilkan oleh boiler masuk ke turbin high pressure (HP), dan keluar pada sisi exhaust menuju ke boiler lagi untuk proses reheater. Uap air yang dipanaskan kembali ini dimasukkan kembali ke turbin uap sisi intermediate pressure (IP), dan uap yang keluar dari turbin IP akan langsung masuk ke turbin low pressure (LP). Selanjutnya uap air yang keluar dari turbin LP masuk ke dalam kondenser untuk mengalami proses kondensasi. Putaran turbin ini akan dikopel dengan generator untuk membangkitkan listrik.



Gambar 2.7 Skema Turbin pada Pembangkit Listrik

5. Kondensor

Kondensor adalah peralatan yang berfungsi untuk mengubah uap menjadi air. Prinsip kerja Kondensor proses perubahannya dilakukan dengan cara mengalirkan uap ke dalam suatu ruangan yang berisi pipa-pipa (*tubes*). Uap mengalir di luar pipa-pipa (*shell side*) sedangkan air sebagai pendingin mengalir di dalam pipa-pipa (*tube side*). Kondensor seperti ini disebut kondensor tipe surface (permukaan). Posisi kondensor umumnya terletak dibawah turbin sehingga memudahkan aliran uap keluar turbin untuk masuk kondensor karena gravitasi.

2.2 Biomassa

Biomassa merupakan sumber energi yang berasal dari tanaman, kotoran hewan dan sampah. Selain digunakan untuk tujuan primer seperti bahan pangan, biomassa dapat digunakan sebagai sumber energi (bahan bakar). Biomassa yang umum digunakan sebagai bahan bakar adalah biomassa yang nilai ekonomisnya rendah seperti limbah pabrik kayu atau kotoran hewan ternak. Sumber energi biomassa mempunyai beberapa kelebihan yaitu merupakan sumber energi yang dapat diperbaharui (*renewable*) sehingga dapat menyediakan sumber energi yang berkesinambungan (*sustainable*).

Beberapa negara berkembang sudah menerapkan biomassa sebagai salah satu sumber bahan bakar domestik. Dan kayu merupakan sumber energi biomassa terbesar. Selain itu, sampah yang membusuk dan kotoran dari hewan semuanya melepaskan gas metana. Jika dilakukan gas ini dapat dikumpulkan, potensinya dapat membantu persediaan gas bahan bakar pada pembangkit listrik. Penggunaan biomassa sebagai sumber energi alternatif diyakini akan mengurangi emisi gas rumah kaca. Beberapa sumber biomassa memiliki potensi adalah sebagai berikut :

1. Limbah pertanian, contoh jerami gandum, sekam padi. (Pada penelitian ini jenis biomassa yang digunakan adalah Sekam Padi)

2. Limbah pabrik, contoh ampas tebu, serbuk gaji, dan serutan kayu.
3. Kotoran ternak seperti



Gambar 2.8 Contoh Sumber Energi Biomassa Sekam Padi (a), Serutan Kayu (b) dan Kotoran Hewan Ternak (c)

2.3 Analisis Pembakaran Batu bara

Batubara merupakan suatu jenis mineral yang tersusun atas karbon, hidrogen, oksigen, nitrogen, sulfur, dan senyawa- senyawa mineral (Kent, 1993). Batubara digunakan sebagai sumber energi alternatif untuk menghasilkan listrik. Pada pembakaran batubara, terutama pada batubara yang mengandung kadar sulfur yang tinggi, menghasilkan polutan udara, seperti sulfur dioksida, yang dapat menyebabkan terjadinya hujan asam. Karbon dioksida yang terbentuk pada saat pembakaran berdampak negatif pada lingkungan (Achmad, 2004). Co-firing merupakan proses pembakaran dua bahan bakar sekaligus di dalam ruang bakar. Pada penelitian ini, bahan bakar yang digunakan adalah campuran antara batu bara dan biomassa. Batu bara memiliki komponen terbanyak yaitu karbon (C). Sementara itu, komposisi terbanyak pada biomassa adalah oksigen (O₂). Ketika kedua bahan bakar dicampur, akan menghasilkan komponen utama dengan rincian, sedikit pengurangan pada komposisi karbon, nitrogen, dan sulfur. Sedangkan komposisi oksigen bertambah. Dengan berkurangnya kadar karbon dan sulfur, sistem co-firing mengurangi kadar pembentukan gas CO₂ dan pembentukan sulfur. Artinya, sistem co-firing lebih ramah lingkungan. Pada simulasi ini, diasumsikan bahwa proses pembakaran hanya menggunakan oksigen (O₂) dan nitrogen dianggap inert. Kualitas batubara ditentukan berdasarkan analisis batubara yang umumnya dilakukan dengan metode, yaitu *proximate & ultimate analysis*. Tiap-tiap analisa akan menghasilkan properties sebagai berikut:

A. Proximate Analysis

1. Kandungan air (*Moisture content*)

- a. *Total Moisture* adalah banyaknya air yang terkandung dalam batubara sesuai kondisi di lapangan (*Ar = as received*), baik terikat secara kimiawi maupun akibat pengaruh kondisi diluar. Pada prinsipnya total moisture merupakan jumlah air yang terkandung dalam batubara baik air bebas (*FM = Free Moisture*) maupun air terikat (*IM = Inherent Moisture*). *Free Moisture* adalah air yang diserap oleh permukaan batubara akibat pengaruh dari luar dan *Inherent Moisture* (Air bawaan) adalah kandungan air bawaan pada saat batubara terbentuk.

2. Kandungan Abu (*Ash Content*)

Merupakan sisa-sisa zat organik yang terkandung dalam batubara setelah dibakar. Kandungan abu dapat dihasilkan dari pengotoran bawaan dalam proses pembentukan batubara maupun perkotoran yang berasal dari proses penambangan. Abu batubara merupakan bagian yang tidak hilang pada waktu pembakaran batubara tersebut. Komposisi utama abu batubara adalah: Si, Al, Fe, Ti, Mn, Na, K, Silikat, Sulfida, Sulfat dan Fosfat

3. Zat terbang (*Volatile Matter*)

Merupakan zat aktif yang menghasilkan energipanas apabila batubara tersebut dibakar dan terdiri dari gas-gas yang mudah terbakar seperti *hydrogen*, *karbonmonoksida (CO)* dan *metan*. Zat terbang ini sangat erat kaitannya dengan *rank* dari batubara, makin tinggi kandungan zat terbang (VM) makin rendah kualitasnya. Dalam proses pembakaran, semakin rendah zat terbang maka akan mempersulit proses pembakaran.

4. *Fixed carbon*

Merupakan angka diperoleh dari hasil pengurangan 100% dengan kadar kelembaban, kandungan abu dan *volatile matter*. Dengan berkurangnya kadar abu & *volatile matter*, semakin tinggi kandungan karbonnya, dan kualitas batubara semakin naik.

5. Nilai Kalor (*Calorific Value*)

Harga nilai kalor merupakan penjumlahan dari harga-harga panas pembakaran

unsur-unsur pembakaran batubara. Nilai kalor terdiri atas *Gross Calorie Value* yaitu nilai kalor yang biasa dipakai sebagai laporan analisis dan *Net Caloric Value* yaitu nilai kalor yang benar-benar dimanfaatkan dalam proses pembakaran batubara.

B. *Ultimate Analysis*

Analisis ultimate menganalisis berbagai macam kandungan kimia unsur-unsur seperti karbon, hidrogen, oksigen, sulfur, dll. Analisis ini berguna dalam penentuan jumlah udara yang diperlukan untuk pembakaran dan volum serta komposisi gas pembakaran. Hasil analisisnya hampir sama dengan *proximate* tetapi analisa ini lebih detail dalam menentukan kandungan C, H, O, N nya. Ada 3 *combustible element* yang terdapat pada kebanyakan bahan bakar fosil, yaitu *carbon, hydrogen & sulfur*. Sulfur mempunyai kontribusi yang kurang signifikan sebagai sumber panas, tetapi merupakan sumber masalah utama dalam korosi dan polusi.

Tujuan utama suatu pembakaran adalah memaksimalkan pelepasan energi yang terkandung dalam bahan bakar dan meminimalkan kerugian-kerugian yang mungkin dapat timbul selama proses pembakaran. Maka dari itu diperlukan beberapa pengaturan seperti *excess air*, aliran udara dalam *boiler* dan penambahan zat tertentu dalam proses pembakaran.

2.4. Proses Pembakaran Batubara

Pembakaran batubara yang terjadi di *furnace* pada boiler memiliki beberapa tahapan proses, dari awal masuk sampai batubara terbakar habis di dalam *furnace*. Serbuk batubara akan diinjeksikan ke dalam *furnace* melalui burner, dan akan melewati beberapa tahapan sebagai berikut (Singer, 1993).

1. Drying

Drying merupakan proses awal batubara untuk menghilangkan *moisture* yang terkandung pada permukaan ataupun pada pori-pori batubara. Proses pengeringan ini terjadi sebelum batubara bercampur dengan udara pembakaran di *furnace*. Pengeringan dimulai pada saat batubara bercampur dengan *primary air* di mill, sedangkan sisa *moisture* yang terletak dalam pori-pori yang sangat kecil pada batubara akan dikeringkan di dalam *furnace*

karena membutuhkan temperatur yang lebih tinggi untuk menguapkan *moisture* tersebut.

2. Devolatilization

Proses ini merupakan proses pemisahan antara *volatile matter* dan *char* atau *fixed carbon*. *Volatile matter* akan mengalami penguapan pada suhu sekitar 900° - 950° C menyisakan *char* yang merupakan karbon padat yang menjadi bahan bakar utama dalam proses pembakaran di *furnace*.

3. Char Combustion

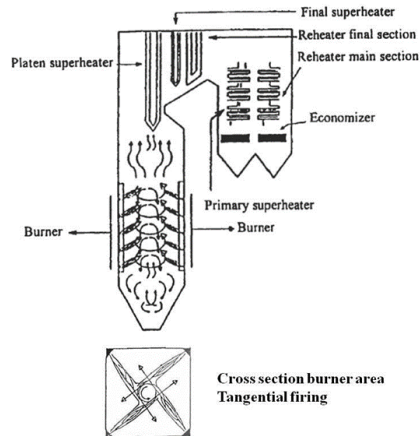
Char combustion adalah proses pembakaran karbon padat dengan oksigen baik dari udara pembakaran maupun dari gas oksigen hasil devolatilization. Waktu tinggal batubara sampai habis terbakar di dalam furnace disebut residence time. Residence time merupakan jumlah waktu yang diperlukan batubara untuk mengalami proses drying, devolatilization, dan char combustion dalam furnace. Residence time sendiri sangat dipengaruhi oleh komponen partikel batubara.

2.5 Boiler Tangensial

Burner merupakan perangkat yang berfungsi menyemprot bahan bakar ke dalam ruang pembakaran sehingga pembakaran mudah terjadi. Burner memiliki beberapa elevasi yang berguna untuk menyempurnakan pembakaran sebelum sampai pada dasar superheater demi mengurangi terjadinya slagging dan fouling pada pipa-pipa superheater.

Tangentially-fired merupakan salah satu metode pembakaran batu bara pada burner di boiler. Metode ini menggunakan empat, enam, delapan, atau lebih corner yang akan dilewati batu bara dan udara pembakaran dengan ketentuan sudut tertentu pada setiap corner. Pembakaran yang terjadi akan menghasilkan garis singgung arah pembakaran tiap corner sehingga membentuk lingkaran bola api imajiner di tengah ruang pembakaran. Akibatnya akan terjadi pemerataan distribusi temperatur pada ruang pembakaran karena pencampuran batubara dan udara pembakaran yang lebih merata. Selain itu, lingkaran bola api yang terbentuk akan membentuk *vortex motion* yang akan bergerak ke atas sebagai akibat turbulensi yang terjadi pada bola api tersebut. Hal ini akan mengurangi terjadinya erosi dan *overheating* pada dinding ruang pembakaran. Keuntungan lainnya dari metode ini adalah NO_x yang dihasilkan cenderung kecil, *heat flux* akan lebih merata pada dinding ruang bakar sehingga akan mengurangi kegagalan akibat *thermal*

stress, dan memaksimalkan pembakaran batubara sehingga kerugian karbon yang terjadi sangat rendah. Namun kekurangan dari metode ini adalah bila terjadi gangguan pada *burner* yang akan mengakibatkan ketidakstabilan lingkaran bola api. Skema penampang burner boiler tangensial pada ditunjukkan pada gambar 2.9.



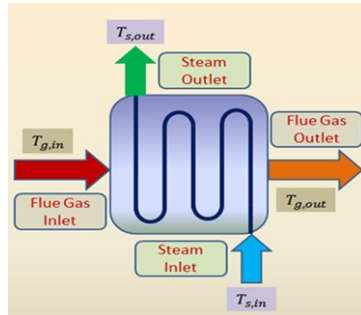
Gambar 2.9 Bentuk burner pada tangential-fired boiler (El-Mahallawy, 2002)

Chungen dkk (2002) menganalisa pengaruh penambahan panel super heater terhadap deviasi temperatur pada boiler tangensial. Simulasi numerik pada penelitian ini menggunakan *standard k-ε* sebagai model turbulensi, *kinetics/diffusion limited* model sebagai *combusting* model, metode SIMPLE sebagai *solver*. Penambahan *superheaters panel* dapat melemahkan atau mengurangi turbulensi olakan aliran saat keluar dari *furnace*. Dengan adanya *superheater panel* akan mengurangi distribusi kecepatan atau dengan kata lain akan mengurangi *swirling flow* yang terjadi. Hal ini akan mengurangi deviasi temperatur dan kecepatan sampai batas tertentu.

Sa'adiyah (2013) menganalisa karakteristik aliran, pembakaran, dan gas buang pada pengoperasian boiler tangensial dengan software ANSYS Fluent 13 dan Gambit 2.4.6. Simulasi numerik pada penelitian ini menggunakan *standard k-ε* sebagai model turbulensi, dan metode SIMPLE sebagai *solver* berdasarkan penelitian Chungen dkk (2002) dan Choi dan Kim (2008). *Heat exchanger* akan dimodelkan sebagai *porous media* yang sebelumnya telah dibuat menjadi potongan volume sesuai pembagian *heat exchanger*, sedangkan *water wall-tube* pada dinding *furnace* dimodelkan sebagai *wall* yang memiliki *heat flux*.

2.6 Perhitungan Panas yang Diserap *Heat Exchanger* dan *Wall Tube* di dalam Boiler

Heat exchanger dan *water-wall* tube di dalam furnace bertugas untuk menyerap panas dari hasil pembakaran dan flue gas. Adapun panas yang didapatkan yaitu berasal dari flue gas hasil pembakaran batubara. Penyerapan panas oleh *heat exchanger* diilustrasikan dengan gambar 2.10.



$$q = m_{steam} \times \Delta H_{steam} \quad (2.1)$$

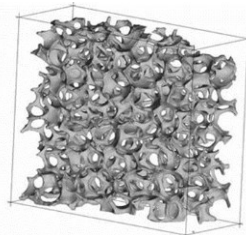
$$q'' = \frac{q}{A} \quad (2.2)$$

$$q''' = \frac{q}{Volume} \quad (2.3)$$

Gambar 2.10 *Heat Exchanger Boiler* (Sumber: Reticom)

2.7 Porous Media

Untuk mendefinisikan *pressure drop* pada *heat exchanger* dapat digunakan *porous media* dengan meng-inputkan nilai *inertial resistance* (c). Penggunaan *porous media* juga memudahkan pembuatan geometri karena *tube-tube* yang merupakan komponen inti dari *heat exchanger* didefinisikan sebagai volume yang berpori (*porosity*) seperti yang diilustrasikan pada gambar 2.11.



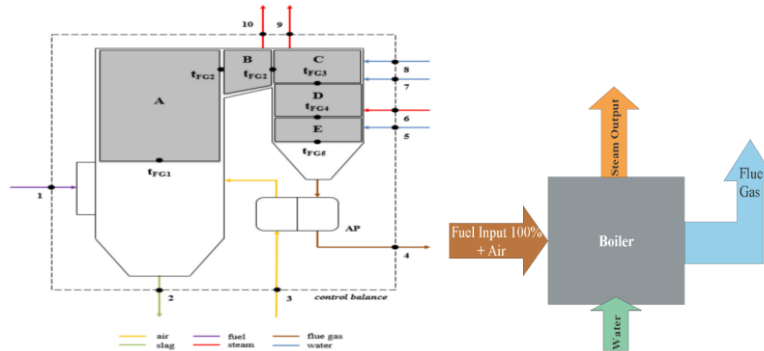
Gambar 2.11 Ilustrasi Porous Media

2.8 Perhitungan Efisiensi Boiler

Selain efisiensi pembangkit, perhitungan efisiensi boiler digunakan untuk menganalisa performa boiler dimana semakin tinggi efisiensi boiler, maka semakin efektif perpindahan panas hasil pembakaran batu bara ke air. Perhitungan efisiensi boiler dapat dilakukan dengan 2 pendekatan, secara langsung (*direct method*) dan tidak langsung (*indirect method*).

1. Direct Method

Direct method merupakan adalah metode perhitungan efisiensi boiler secara cepat tanpa memperhitungkan adanya kerugian atau losses dalam evaluasi efisiensi boiler (perhitungan *Input – Output* sesuai Hukum Termodinamika), skema perhitungan *direct method* ditunjukkan pada gambar 2.12.



Gambar 2.12 Skema Perhitungan *direct method* pada boiler

$$\eta \text{ Boiler} = \frac{\text{heat output}}{\text{heat input}} \times 100 \% \quad (2.4)$$

$$\eta \text{ Boiler} = \frac{\text{Steam Mass Flow Rate} \times (\text{Steam Enthalpy} - \text{Feedwater Enthalpy})}{\text{Fuel Mass Flow Rate} \times \text{Gross Calorific Value}} \quad (2.5)$$

- Keterangan :
- Steam Mass Flow Rate (T/h)
 - Steam Enthalpy (kcal/kg)
 - Feedwater Enthalpy (Kcal/kg)
 - Fuel Mass Flow Rate (T/h)

Atau jika diterjemahkan berdasarkan skema diatas menjadi :

$$\eta_{\text{boiler}} = \frac{(\dot{m}_{10}h_{10} + \dot{m}_9h_9) - (\dot{m}_5h_5 + \dot{m}_6h_6 + \dot{m}_7h_7 + \dot{m}_8h_8)}{\dot{m}_{\text{fuel}} \times HHV} \times 100\% \quad (2.6)$$

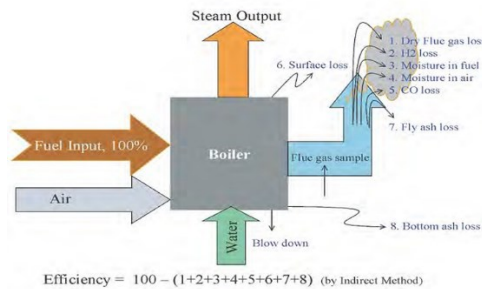
Dengan rincian dimana titik 5 adalah aliran air masuk menuju *economizer*, titik 6 adalah aliran uap masuk menuju *reheater* (berasal dari *high pressure turbine*), titik 7 adalah aliran air masuk menuju *superheater*, titik 8 adalah aliran air masuk menuju *reheater*, titik 9 adalah aliran uap keluar menuju *high pressure turbine* dan titik 10 adalah aliran uap keluar menuju *intermediate pressure turbine*. Namun karena pada skema PLTU penelitian ini

tidak ada aliran air masuk menuju *superheater* (titik 7) dan tidak ada aliran air masuk menuju *reheater* (titik 8), maka persamaan efisiensi boiler adalah sebagai berikut.

$$\eta_{boiler} = \frac{(\dot{m}_{10}h_{10} + \dot{m}_9h_9) - (\dot{m}_5h_5 + \dot{m}_6h_6)}{\dot{m}_{fuel} \times LHV} \times 100\% \quad (2.7)$$

2. 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. Perhitungan efisiensi pada *indirect method* dengan cara mengurangkan efisiensi boiler dengan kerugian-kerugian yang mungkin terjadi pada boiler, skema perhitungan ini ditunjukkan oleh gambar 2.13.



Gambar 2.13 Skema Perhitungan *indirect method* pada boiler

Perhitungan kerugian-kerugian di atas, dinyatakan sebagai berikut :

1. % Heat Loss in Dry Flue Gas (L_1 atau L_G)
2. % Heat Loss due to formation of water from H_2 in fuel (L_2 atau L_H)
3. % Heat Loss due to moisture in fuel (L_3 atau L_{mf})
4. % Heat Loss due to moisture in air (L_4 atau L_{ma})
5. % Heat Loss due to partial conversion of C to CO (L_5 atau L_{CO})
6. % Heat Loss due to radiation and convection (L_6 atau L_B)
7. % Unburnt losses in Fly Ash (L_7)
8. % Unburnt losses in Bottom Ash (L_8)

Sehingga didapatkan efisiensi Boiler:

$$\eta_{Boiler} = 100\% - L^1 - L^2 - L^3 - L^4 - L^5 - L^6 - L^7 - L^8 \quad (2.8)$$

Selanjutnya perhitungan kerugian-kerugian pada sistem boiler, uraiannya adalah sebagai berikut ;

1. Heat Loss in Dry Flue Gas (L^1)

$$(2.9)$$

$$L^1 = \frac{m \times C_p \times (T_f - T_a)}{GCV} \times 100 \%$$

- Keterangan :
- m (*Mass of dry flue gas $\frac{kg}{kg}$ of fuel*)
 - C_p (*Specific Thermal Value of Flue Gas – kcal/kg°C*)
 - T_f (*Flue Gas Temperature - °C*)
 - T_a (*Ambient Temperature - °C*)
 - GCV (*Gross Calorific Value – kCal/kg*)
 - $CO_2 + SO_2 + N$ (*Fuel*) + N (*Actual Mass Supplied Air*) + O_2 (*flue gas*)

2. Heat Loss Moisture of H_2 (L^2)

$$L^2 = \frac{9 \times H_2 \times (584 + C_p(T_f - T_a))}{GCV} \times 100 \% \quad (2.10)$$

- Keterangan :
- H_2 (*Massa hydrogen dalam 1 Kg batubara*)
 - C_p (*Specific Thermal Value of Superheated Steam – kcal/kg°C*)

3. Heat Loss Kandungan Moisture Pada Batubara (L^3)

$$L^3 = \frac{m \times (584 + C_p(T_f - T_a))}{GCV} \times 100 \% \quad (2.11)$$

- Keterangan :
- m (*Massa moisture dalam 1 Kg batubara*)

4. Heat Loss Kandungan Moisture Pada Udara (L^4)

$$L^4 = \frac{AAS \times Humidity \times C_p(T_f - T_a)}{GCV} \times 100 \% \quad (2.12)$$

- Keterangan :
- AAS (*Massa udara aktual dalam 1 Kg Batubara*)
 - $Humidity$ (*Rasio kelembapan atau massa air yang terkandung pada 1 Kg udara kering*)

5. Heat Loss Konversi C ke CO (L^5)

$$L^5 = \frac{\%CO \times \%C}{\%CO + \%CO_2} \times \frac{5744}{GCV} \times 100 \% \quad (2.13)$$

- Keterangan :
- CO (*Volume CO di udara flue gas*)
 - CO_2 (*Volume CO_2 di udara flue gas*)
 - C (*Kandungan Carbon pada Batubara*)

6. Heat Loss Radiasi & Konveksi – Surface Area Furnace (L^6)

$$L^6 = 0,548 \times \left\{ \left(\frac{T_s}{55,55} \right)^4 - \left(\frac{T_a}{55,55} \right)^4 \right\} + 1,957 \times (T_s - T_a)^{1,25} \times \sqrt{\frac{196,85V_m + 68,9}{68,9}}$$

$$\times \frac{A_{boiler}}{m_{fuel} \times GCV}$$

7. Heat Loss Kandungan Unburnt pada Fly Ash (L7)

$$L^7 = \frac{\text{Total Ash Collected (per kg fuel terbakar)} \times GCV \text{ fly ash}}{GCV \text{ fuel}} \times 100 \% \quad (2.15)$$

8. Heat Loss Kandungan Unburnt pada Bottom Ash (L8)

$$L^8 = \frac{\text{Total Ash Collected (per kg fuel terbakar)} \times GCV \text{ bottom ash}}{GCV \text{ fuel}} \times 100 \% \quad (2.16)$$

2.9 Perhitungan Efisiensi Fan-Fan Utama Boiler

Perhitungan hasil experiment untuk efisiensi mechanic *Force Draft Fan* dan *Primary Air Fan* menggunakan metode metode *in-out* yaitu metode yang membandingkan daya output dengan daya input (*Sumber: Guidelines for Energy Auditing of Pulverized Coal/Lignite Fire Thermal Power Plants, Indo-German Energy Programme*).

- $Head \ Fan \ (H) = \frac{\text{Perbedaan Tekanan Udara } (\Delta p)}{\text{Massa Jenis Udara } (\rho) \times \text{Gravitasi } (g)} \quad (2.17)$

- $Berat \ Jenis \ Udara \ (Y) = \text{Massa Jenis Udara } (\rho) \times \text{Gravitasi } (g) \quad (2.18)$

- $Flow \ Udara \ (Q) = \frac{\text{Perbedaan Tekanan Udara } (\Delta p)}{\text{Massa Jenis Udara } (\rho)} \quad (2.19)$

- $Daya \ Udara \ (P \ udara) = \frac{Head \ Fan \ (H) \times Berat \ Jenis \ Udara \ (Y) \times Flow \ Udara \ (Q)}{1.000} \quad (2.20)$

- $\% \ Efisiensi \ Fan \ (\eta) = \frac{Daya \ Udara \ (P \ udara) \ kW}{Daya \ Motor \ (P \ motor) \ kW} \quad (2.21)$

Keterangan :

- Tekanan Udara (Δp) = Tekanan Output – Tekanan Input Fan (N/m²)
- Daya Motor ($P \ motor$) = Pemakaian Sendiri Aktual Motor (kW)
- Massa Jenis Udara (ρ) = $1,215 \frac{kg}{m^3}$
- Gravitasi (g) = $9,80 \frac{m}{s^2}$

2.10 Perhitungan NPHR dan SFC (Metode Input – Output)

a. Net Plant Hate Rate (NPHR)

Net Plant Heat Rate (NPHR) adalah jumlah energi input (jumlah bahan bakar atau energi panas) yang dibutuhkan untuk menghasilkan energi listrik dari pembangkit (1 kWh atau KJ / kWh atau kcal / kWh) , semakin tinggi nilai NPHR, semakin rendah efisiensi termal pembangkit listrik tenaga uap. Metode yang digunakan dalam penelitian ini adalah dengan menggunakan metode *Direct* (Langsung), yaitu bahan bakar akan dibandingkan langsung dengan energi output yang dihasilkan.

$$NPHR \text{ (kcal/kWh)} = \frac{Q_{fuel} \times HHV}{kWh \text{ Netto}} \quad (2.22)$$

Keterangan : - Q_{fuel} = Jumlah bahan bakar yang digunakan (kg)
 - HHV = *Higher/Gross Heating Value* (kCal/kg)
 - kWh Netto = Jumlah listrik netto yang dihasilkan (kWh)

b. *Specific Fuel Consumption* (SFC)

Specific Fuel Consumption (SFC) adalah rasio perbandingan total konsumsi bahan bakar terhadap daya listrik yang dibangkitkan, SFC digunakan sebagai salah satu cara untuk mengetahui seberapa efisien sebuah mesin pembangkit dan salah satu penentu biaya produksi khususnya biaya bahan bakar yang diperlukan dalam pembangkit.

$$SFC \text{ (kg/kWh)} = \frac{Q_{fuel}}{kWh \text{ Bruto}} \quad (2.23)$$

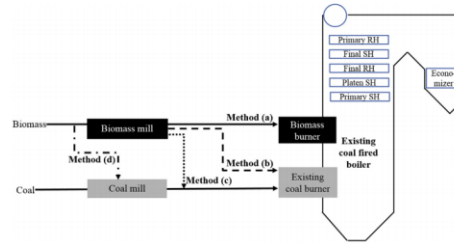
Keterangan : - Q_{fuel} = Jumlah bahan bakar yang digunakan (kg)
 - kWh Bruto = Jumlah listrik bruto yang dihasilkan (kWh)

2.11 Penelitian Terdahulu

2.11.1 *Performance Evaluation of Co-firing Various Kinds of Biomass with Low Rank Coals in a 500 MW Coal-Fired Power Plant* oleh Tae Young Mon, Tefera Zelalem Tumsa, Uendo Lee, dan Won Yang

Penelitian yang dilakukan oleh Tae Young Mon dan koleganya pada tahun 2015 bertujuan untuk mengetahui performa pembangkit seperti efisiensi boiler dan efisiensi pembangkit keseluruhan dengan penerapan sistem *co-firing* antara batu bara dengan variasi jenis biomassa. Penelitian ini akan disimulasikan dengan *gCCS simulator*. Berdasarkan skema pembangkit, teknik *co-firing* yang digunakan adalah *direct co-firing*. Pada penelitian ini jenis *direct co-firing* yang dipilih adalah tipe D. Biomassa dicampur dengan batu bara dan digiling bersamaan di dalam *mill*. Terdapat lima jenis biomassa yang akan digunakan pada penelitian ini yaitu *wood pellet* (WP), *empty fruit bunch pellet* (EFBP), *palm kernel shell*

(PKS), *walnut shell* (WS), dan *torrefied biomass* (TB). Rasio biomassa yang digunakan adalah sebesar 10%.

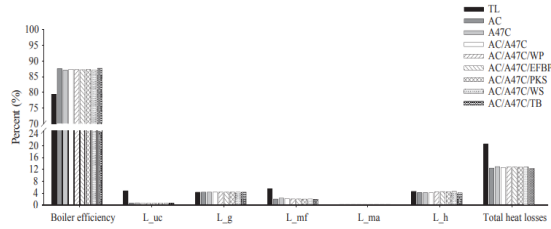


Gambar 2.14 Skema *Direct Co-firing* pada *Boiler* Pembangkit Listrik Kapasitas 500 MW

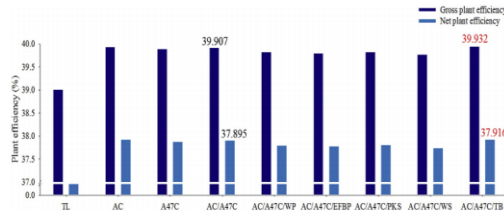
Tabel 2.2 Karakteristik Batu Bara dan Biomassa Penelitian

Main characteristics of coals and biomass									
Fuels	DC	TL	AC	A4FC	WP	EPBP	PKS	WS	TB
<i>Proximate analysis</i> ^a									
Moisture (wt%)	10.3	32.0	17.2	16.5	8.3	7.7	6.9	8.3	3.1
Volatile matter (wt%)	42.0	28.0	39.2	39.9	82.0	71.5	71.4	70.5	62.5
Fixed carbon (wt%)	46.2	25.0	40.8	37.2	8.6	17.8	20.6	19.2	33.3
Ash (wt%)	1.5	15.0	2.9	3.4	1.1	1.0	1.1	1.1	1.1
<i>Ultimate analysis</i> ^b									
Carbon (wt%)	64.4	37.7	57.7	55.7	46.8	47.0	48.4	48.5	71.2
Hydrogen (wt%)	4.7	1.0	4.0	3.9	5.6	5.7	7.1	7.1	4.6
Nitrogen (wt%)	0.89	0.71	0.98	0.91	0.10	0.30	1.04	1.23	0.01
Sulfur (wt%)	0.088	0.900	0.083	0.089	0.010	0.004	0.014	0.029	0.010
Oxygen (wt%)	18.1	10.7	17.2	16.5	40.7	46.3	39.1	37.2	22.3
<i>Heating value</i>									
HHV (MJ/kg) ^c	26.2	15.4	23.0	22.2	18.7	18.3	19.3	21.4	27.9
LHV (MJ/kg)	24.9	13.9	21.7	20.9	17.2	16.8	17.9	19.6	26.8

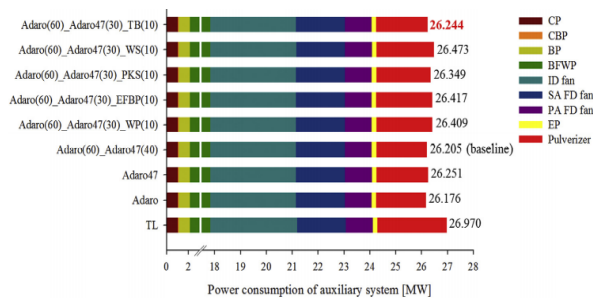
Dari simulasi yang dilakukan, diperoleh tiga kesimpulan. Pertama, jika dilihat secara keseluruhan efisiensi *boiler* tetap bagus jika menggunakan sistem *co-firing*. Efisiensi *boiler* lebih bagus ketika menggunakan *torrefied biomass* sebagai campuran batu bara karena mampu menghasilkan efisiensi *boiler* sebesar 88%. Kedua, secara keseluruhan efisiensi pembangkit dapat dikategorikan bagus karena mampu menghasilkan efisiensi *gross* sebesar 39%. Dari gambar 2.16, diperoleh hasil simulasi *co-firing* dengan *torrefied biomass* lebih tinggi dibandingkan keseluruhan variasi, karena mampu menghasilkan efisiensi *net* sebesar 37,916%. Terakhir, dari segi pemakaian sendiri komponen pembangkit, hasil simulasi sistem *co-firing* memperlihatkan bahwa pemakaian sendiri yang dihasilkan tidak terlalu tinggi jika dibandingkan dengan penggunaan batu bara. Terbukti dengan sistem *co-firing* menggunakan *torrefied biomass* hanya menggunakan sebesar 26,244 MW. *Torrefied biomass* merupakan jenis biomassa yang direkomendasikan karena mampu menghasilkan *heating value* yang tinggi.



Gambar 2.15 Hasil Simulasi Efisiensi *Boiler*



Gambar 2.16 Hasil Simulasi Efisiensi Keseluruhan Pembangkit



Gambar 2.17 Hasil Simulasi Pemakaian Sendiri Komponen Pembangkit

2.11.2 *Process Simulation of Co-firing Torrefied Biomass in a 220 MW Coal Fired Power Plant* oleh Jun Li et al

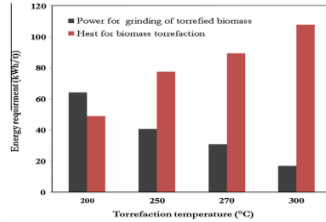
Penelitian yang dilakukan oleh Jun Li et al pada tahun 2013 memiliki tujuan yaitu untuk mengetahui pengaruh rasio *co-firing* biomassa tertorefaksi dan variasi temperatur torefaksi biomassa terhadap efisiensi keseluruhan pembangkit. Penelitian ini akan disimulasikan dengan *software Aspen Plus*. *Torrefaction biomass* adalah proses pembakaran yang mengubah biomassa menjadi bentuk padat seperti batu bara. Penelitian ini juga mensimulasi jika komponen untuk *torrefaction biomass* ditambahkan pada skema pembangkit listrik sekarang.

Torrefaction biomass akan dilakukan pada empat kondisi suhu, yaitu 200 °C, 250 °C, 270 °C, dan 300 °C. Jenis biomassa yang digunakan adalah *Palm Kernel Shell* dengan tingkat kelembapan sekitar 11%-13%. Tingkat kelembapan ini merupakan tingkat yang lebih baik

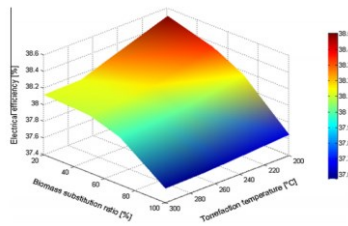
jika dibandingkan dengan biomassa yang lain. Untuk variasi penelitian dapat dilihat pada tabel dibawah ini.

Tabel 2.3 Kondisi Operasi Simulasi Penelitian Kedua

	Firing of 100% coal		Co-firing of 20% biomass		Co-firing of 50% biomass		Co-firing of 70% biomass		Firing of 100% biomass	
	Coal (kg/s)	PKS-raw (kg/s)	Coal (kg/s)	PKS-raw (kg/s)	Coal (kg/s)	PKS-raw (kg/s)	Coal (kg/s)	PKS-raw (kg/s)	Coal (kg/s)	PKS-raw (kg/s)
Torrefaction temperatures 200 °C	22.56	18.05	5.47	11.28	13.76	6.77	19.39	27.94		
250 °C		18.05	5.49	11.28	13.81	6.77	19.46	28.04		
270 °C		18.05	5.50	11.28	13.82	6.77	19.47	28.05		
300 °C		18.05	5.50	11.28	13.80	6.77	19.44	28.02		



Gambar 2.18 Hasil Penggunaan Daya Proses *Grinding*

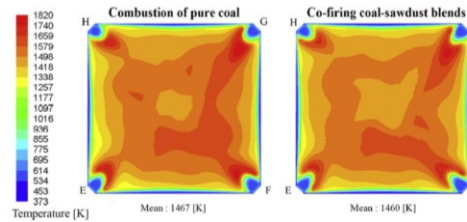


Gambar 2.19 Hasil Simulasi Terhadap Efisiensi Pembangkit

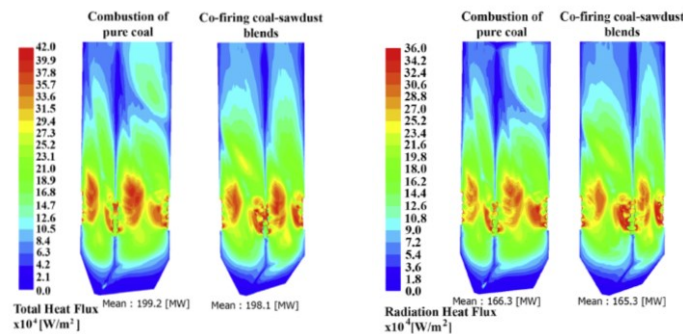
Hasil simulasi dapat dilihat pada gambar di atas. Besar daya penggunaan *mill* yang ditunjukkan pada gambar 2.18 mengindikasikan bahwa penggunaan *torrefaction biomass* pada suhu yang tinggi tidak direkomendasikan karena konsumsi panas yang dibutuhkan sangat besar. Pada suhu torefaksi 200°C, besar daya konsumsi mill sebesar 64,27 kWh/t dengan panas yang dibutuhkan sebesar 49,03 kWh/t berubah drastis menjadi konsumsi mill sebesar 17,1 kWh/t dan konsumsi panas sebesar 107,84 kWh/t ketika suhu torefaksi 300°C. Meskipun daya yang dibutuhkan mill sangat kecil, namun dari segi konservasi energi penggunaan suhu torefaksi yang tinggi tidak disarankan. Dari gambar 2.19 dapat dilihat bahwa semakin banyak rasio penggunaan biomassa pada pembangkit, maka efisiensi keseluruhan pembangkit akan menurun. Ketika rasio biomassa 20%, dapat menghasilkan efisiensi sebesar 38,5%, namun semakin menurun ketika rasio biomassa ditingkatkan menjadi 100% hanya mampu menghasilkan efisiensi sebesar 37,57%. Begitu juga dengan semakin meningkatnya suhu *torrefaction biomass*, maka efisiensi pembangkit akan turun.

2.11.3 A modeling approach to co-firing biomass/coal blends in pulverized coal utility boilers: Synergistic effects and emissions profiles oleh Ruben Perez-Jeldres, dkk

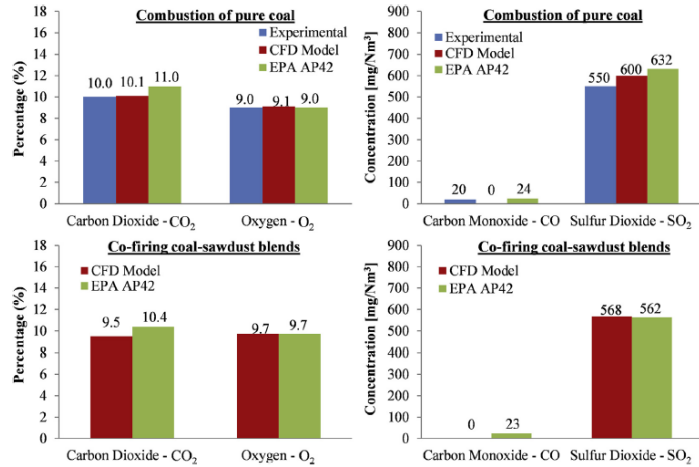
Pengujian penggunaan campuran bahan bakar batubara dengan biomasa berupa serbuk kayu pinus (co-firing) sebesar 5% dari total batubara yang digunakan pada PLTU Batubara *type Pulverized boiler tangential* berkapasitas 150 MW (Unit 14) yang ada di Tocopilla-Chili, pengujian ini bertujuan untuk melihat perubahan penyerapan panas di boiler dan Emisi CO₂ (Karbon Dioksida), CO (Karbon Monoksida), SO₂ (Sulfur Dioksida) yang dihasilkan dengan menggunakan software CFD untuk model pembakaran co-firing. Adapun beberapa hasil perbandingan simulasi yang didapat terhadap penyerapan panas dan emisi gas buang pada simulasi CFD sebagai berikut :



Gambar 2.20 Temperatur *Flue Gas* di Boiler pembakaran Batubara murni dan Co-firing



Gambar 2.21 *Total dan Radiation Heat Flux* pembakaran Batubara murni dan Co-firing



Gambar 2.22 Grafik emisi gas buang pembakaran Batubara murni dan Co-firing Hasil *heat transfer* ke *tube water* menurun 0.6% dimana penurunan ini tidak terlalu mempengaruhi efisiensi boiler dan didapat penurunan emisi SO₂ 5,0% , O₂ 1,1%, CO₂ 9,4% dan CO mendekati Nol karena kayu pinus bukan bahan bakar Fosil.

BAB III

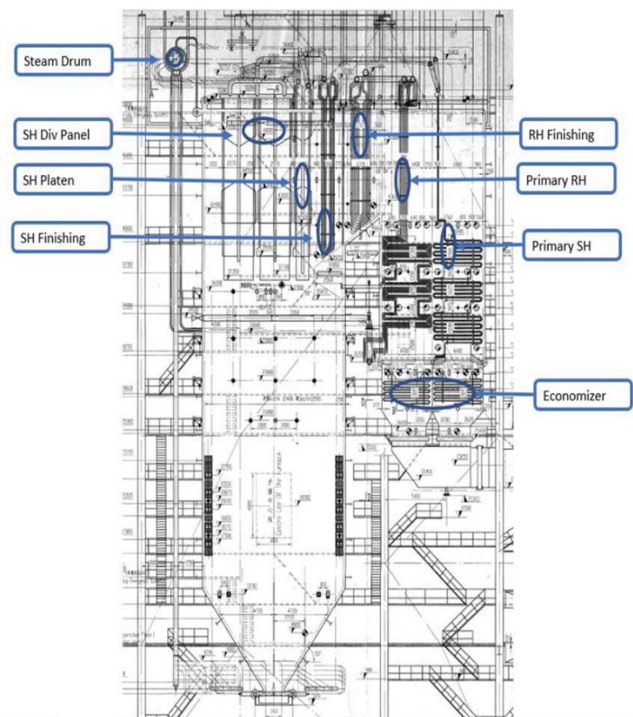
METODOLOGI PENELITIAN

Metode dalam penelitian ini dilakukan dengan dua tahap yaitu melakukan eksperimen real pembakaran pada Boiler PLTU Pangkalan Susu dan simulasi numerik menggunakan software ANSYS Fluent 2020.R

3.1 Spesifikasi Boiler PLTU Pangkalan Susu

Boiler PLTU Pangkalan Susu memiliki rincian teknis dan konstruksi seperti berikut :

- a. Manufaktur : Dongfang Boiler Group Co. Ltd.
- b. Model : DG693/13.43 – 22
- c. Tipe : Super-pressure natural circulation drum boiler with characteristics of once reheating, II type arrangement, single furnace, four corner burner, tangential combustion, balanced draft, solid tapping slag, trisector rotary air preheater and full steel structure (double columns).
- d. Serial Number : W116108

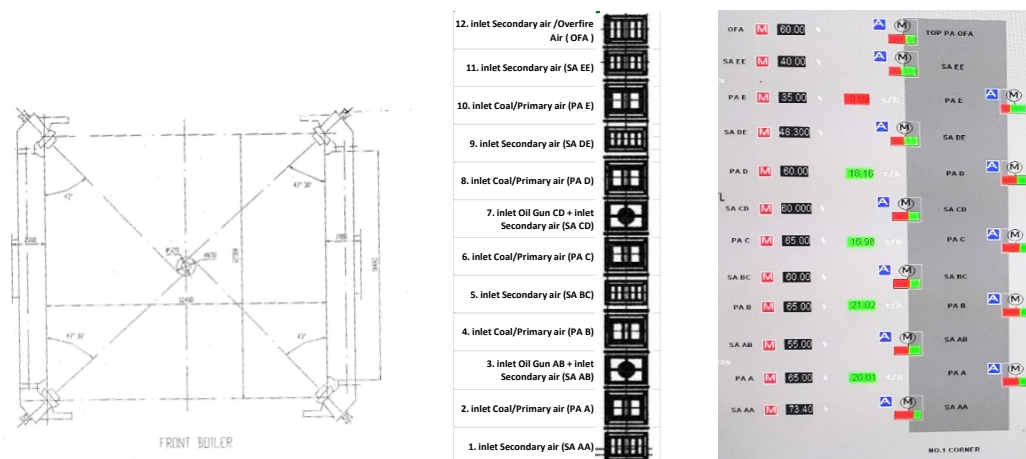


Gambar 3.1 Gambar penampang Boiler PLTU Pangkalan Susu

Tabel 3.1 Boiler Technical Specification PLTU Pangkalan Susu

No.	Items	Unit	Design Data	Remarks
1	Boiler Evaporation Rate	t/h	693/660	MCR
2	Reheat Steam Flow	t/h	603,7	MCR
3	Steam Drum Working Pressure	MPa	14,43	MCR/TRL (Gauge Pressure)
4	Main Steam Pressure	MPa	13,43	MCR/TRL (Gauge Pressure)
5	Main Steam Temperature	°C	540	MCR/TRL
6	Reheater Inlet Steam Pressure	MPa	2,7	MCR/TRL (Gauge Pressure)
7	Reheater Outlet Steam Pressure	MPa	2,5	MCR/TRL (Gauge Pressure)
8	Reheater Inlet Steam Temperature	°C	324	MCR/TRL
9	Reheater Outlet Steam Temperature	°C	540	MCR/TRL
10	Feed Water Temperature	°C	254,3	MCR/TRL
11	Air Heater Inlet Air Temperature	°C	33	MCR/TRL
12	Hot Primary Air Temperature	°C	378	MCR/TRL
13	Hot Secondary Air Temperature	°C	370	MCR/TRL
14	Furnace Outlet Flue Gas Temperature	°C	987/989	MCR/TRL
15	Air Heater Inlet Flue Gas Temperature	°C	388/387	MCR/TRL
16	Flue Gas Discharge Temperature	°C	140	MCR/TRL
17	Economizer Outlet Temperature	°C	294/299	MCR/TRL
18	Furnace Outlet Excess Air Factor		1,2	
19	Furnace Capacity Thermal Load	KW/m ³	111,99	MCR/ECR
20	Furnace Cross Section Thermal Load	KW/m ³	3,82	MCR/ECR
21	Furnace Wall Thermal Load	KW/m ³	116,59/109,98	MCR/ECR

(Sumber: Boiler Operation Manual Guangdong Power Engineering)

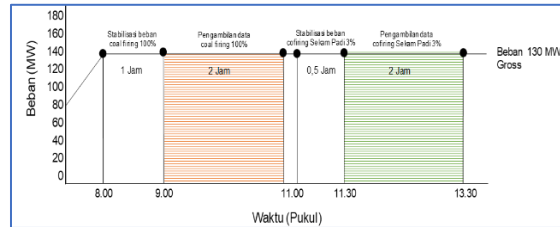


Gambar 3.2 (a) Skema penampang boiler tangensial pada elevasi coal burner (b) Konfigurasi primary, secondary air damper, oil gun dan coal burner PLTU Pangkalan Susu.

3.2 Perhitungan dan Pengambilan Raw Data Eksperimen

3.2.1 Pola Pembebanan Experimen Coal Firing dan Co-Firing 3% :

Sebelum dilakukan pengujian terlebih dahulu di tetapkan pola pembebanan yang akan dilaksanakan agar dalam pengambilan data-data hasil eksperimen dapat maksimal.



Gambar 3.3 Grafik Pola Pembebanan eksperimen coal firing dan co-firing 3%.

3.2.2 Pengecekan Properties Bahan Bakar

Pada percobaan eksperimen ini data bahan bakar dilakukan pengecekan di laboratorium eksternal PT Surveyor Indonesia untuk mendapatkan data yang akurat dari sisi bahan bakar yang akan digunakan, adapun bahan bakar yang dilakukan pengecekan terdiri dari 2 jenis sesuai realisasi eksperimen yang telah dilakukan yaitu :

1. Bahan bakar batubara LRC yang biasa digunakan dalam kegiatan operasional pembangkit.
2. Bahan bakar campuran 3% sekam padi dan 97% batubara LRC.

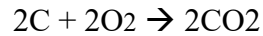
Tabel 3.2 Properties Bahan Bakar Batubara Murni dan Co-Firing

PARAMETER		UNIT	Batubara (AR)	Sekam Padi (AR)	Co-Firing (3%) (AR)	Co-Firing (5%) (AR)	Co-Firing (7%) (AR)
			VARIASI 1		VARIASI 2	VARIASI 3	VARIASI 4
1	2	3	4	5	7 = 0.97(4) + 0.03(5) 0,97	8 = 0.95(4) + 0.05(5) 0,95	9 = 0.93(4) + 0.07(5) 0,93
Total Moisture		%	35,12	10,47	34,38	33,89	33,39
Proximate	Ash Content	%	4,37	14,78	4,68	4,89	5,10
	Volatile Matter	%	32,52	60,95	33,37	33,94	34,51
	Fixed Carbon	%	27,99	13,8	27,56	27,28	27,00
Total		%	100	100			
Gross Calorific Value		kCal/kg	4065	3514	4048,47	4037,45	4026,43
Gross Calorific Value		kJ/kg	17020,16	14713,12	16950,94	16904,80	16858,66
Ultimate	Total Carbon	%	69,88	49,55	69,27	68,86	68,46
	Total Hydrogen	%	5,34	7,63	5,409	5,455	5,500
	Nitrogen	%	1,17	0,65	1,154	1,144	1,134
	Sulfur	%	0,220	0,210	0,220	0,220	0,219
	Oxygen	%	23,39	41,96	23,95	24,32	24,69
Total Ultimate			100	100,000	100,00	100,00	100,00
Ash Content			4,37	14,78	4,68	4,89	5,10
Total Moisture Content			35,12	10,47	34,38	33,89	33,39
Total (Berat)			139,5	125,3	139,1	138,8	138,5
HGI (Hard Grind. Index)		Index	55,0	32,0	54,31	53,85	53,39
Bulk Density		kg/m ³	926,4	141,0	902,84	887,13	871,42
Conversion kCal to kJ			4,187				

3.2.3 Kebutuhan Udara Pembakaran (*Air Supply*)

Kebutuhan udara yang digunakan untuk proses pembakaran berasal dari udara primer yang dihembuskan bersamaan dengan serbuk batubara hasil. Kebutuhan udara minimum dapat dihitung berdasarkan hasil analisis ultimate batubara. Adapun langkah-langkah yang dilakukan dalam mencari kebutuhan udara pembakaran batubara adalah:

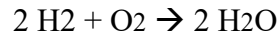
1. Menentukan kebutuhan udara minimum yang diperlukan karbon (C)



$$2(12) + 4(16) \rightarrow 2(12) + 4(16)$$

Maka setiap 1 kg Carbon membutuhkan 2,66 kg oksigen.

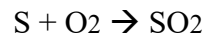
2. Menentukan kebutuhan udara minimum yang diperlukan Hydrogen (H)



$$4(1) + 2(16) \rightarrow 4(1) + 2(16)$$

Maka setiap 1 kg Hydrogen membutuhkan 8 kg oksigen.

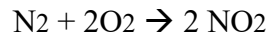
3. Menentukan kebutuhan udara minimum yang diperlukan Sulfur (S)



$$32 + 2(16) \rightarrow 32 + 2(16)$$

Maka setiap 1 kg Sulfur membutuhkan 1 kg oksigen.

4. Menentukan kebutuhan udara minimum yang diperlukan Nitrogen (N)



$$2(14) + 4(16) \rightarrow 2(14) + 4(16)$$

Maka setiap 1 kg nitrogen mebutuhkan 2,28 kg oksigen.

6. Kadar oksigen pada batubara akan bereaksi dengan kadar bahan bakar yang mudah terbakar lainnya. Dalam rumus perhitungan kebutuhan udara total yang dibutuhkan dari udara dikurangi dengan kadar O₂ yang terkandung dalam batubara itu sendiri

Setelah itu maka didapatkan persamaan untuk menghitung kebutuhan udara minimum per kg batubara:

$$\textit{Theoretical Air (kg udara/kg bb)} = 100/23.2\{(2.66 C + 8 H + 1 S + 2,28 N) - O_2\} \dots\dots(3.1)$$

Dengan nilai faktor 0,232 yang merupakan fraksi massa oksigen dalam udara. Maka, nilai kebutuhan udara teoritis (air supply) untuk pembakaran batubara dapat diketahui yaitu :

Tabel 3.3 Kebutuhan Udara Teoritis (Theoretical Air) 4 Variasi Pembakaran

Komposisi Bahan Bakar	Satuan		Batubara	Co-Firing (3%)	Co-Firing (5%)	Co-Firing (7%)
			VARIASI 1	VARIASI 2	VARIASI 3	VARIASI 4
Carbon (C)	%		69,88	69,27	68,86	68,46
Hydrogen (H ₂)	%		5,34	5,409	5,455	5,500
Nitrogen (N ₂)	%		1,17	1,154	1,144	1,134
Sulfur (S)	%		0,220	0,220	0,220	0,219
Oxygen (O ₂)	%		23,39	23,95	24,32	24,69
Total			100	100,00	100,00	100,00

Komposisi Bahan Bakar	Satuan	n	Batubara	Co-Firing (3%)	Co-Firing (5%)	Co-Firing (7%)
			VARIASI 1	VARIASI 2	VARIASI 3	VARIASI 4
Carbon (C)	Kg	2,66	1,85881	1,84258	1,83177	1,82095
Hydrogen (H ₂)	Kg	8	0,42720	0,43270	0,43636	0,44002
Nitrogen (N ₂)	Kg	1	0,01170	0,01154	0,01144	0,01134
Sulfur (S)	Kg	2,28	0,00502	0,00501	0,00500	0,00500
Oxygen (O ₂)	Kg	1	0,23390	0,23947	0,24319	0,24690
Kebutuhan Udara Teoritis (Theoretical Air)	Kg Udara/Kg BB		8,9173	8,8464	8,7991	8,7518

Dari tabel 3.3 didapat dari perhitungan formula 3.1 dengan menggunakan data-data properties bahan bakar yang dihasilkan dari bahan bakar 4 variasi pembakaran, terlihat bahwa kebutuhan udara teoritis pembakaran akan lebih kecil jika penambahan biomassa sekam padi semakin tinggi, hal ini diakibatkan oleh bahan bakar sekam padi memiliki kandungan udara yang lebih tinggi dibandingkan dengan bahan bakar batubara.

3.2.4 Data Parameter Efisiensi Boiler, Kinerja Fan-fan, Mill dan Emisi Gas Buang

Untuk melakukan perhitungan-perhitungan Efisiensi Boiler, Kinerja Fan-fan, Mill dan Emisi Gas Buang dilakukan dengan mengambil data-data parameter hasil eksperimen yang terbaca pada Distribution Control System (DCS) yang merupakan pembacaan dari sensor-sensor yang sudah terinstal di PLTU Pangkalan Susu, adapun rincian data-data parameter yang diambil dari pembacaan sensor untuk setiap perhitungan diatas yakni :

- a. Efisiensi Boiler (*Metode Heat Loss*)
- b. Efisiensi PA Fan dan FD Fan (*Metode Input – Output*)

PA Fan untuk melihat pengaruh udara supply ke Mill dan FD Fan untuk melihat pengaruh supply udara ke burner boiler yang diakibatkan adanya penambahan bahan bakar biomassa sekam padi (co-firing).

- c. Pemakaian Sendiri tiap Mill (Pembacaan sensor pemakaian sendiri motor Mill)
 Pemakaian Sendiri Mill dilakukan analisa untuk melihat pengaruh dicampurnya bahan bakar biomassa dengan batubara dalam proses penggilingan sebelum masuk ke burner boiler.
- d. Net Plant Hate Rate dan Specific Fuel Consumption (*Metode Input – Output*)
- e. Emisi Gas Buang (Pengukuran dengan *Flue Gas Analyser*) di Outlet Economizer

Tabel 3.4. Data parameter dan formula perhitungan Efisiensi Boiler Metode Heat Loss

BOILER EFFICIENCY BY ASME PTC 4. 1998		PERHITUNGAN EFISIENSI BOILER PEMBAKARAN BATUBARA MURNI (100 %)			
Parameter	Symbol	Unit	Value	Remarks	
Higher Heating Value (AR)	He	kcal/kg-f	4.065,00	Coal Analysis	
Higher Heating Value (AR)	Hf	kJ/kg-f	17.019,34	Coal Analysis	
Fuel Lower Heating Value					
Total H2 including moisture	Ht	wt %	4,51	$[MpH2F] + [MpWF] * 2,0159/18,0153$	
Latent Heat Water for LHV	LHVHfg	kJ/kg-f	2.425,44	$(0,00158927*[Tdb]*[Tdb])-(2,36418*[Tdb])+2500,79 - (0,0000614342*([Tdb]*[Tdb]*[Tdb]))$	
Lower Heating Value (AR)	Hfl	kJ/kg-f	16.041,44	$[Hf]-[MpCF]*[Mph2F]/100/2,0159*18,0153$	
Ultimate Analysis					
Carbon Content (AR)	MpCF	wt%	41,06	Ultimate Analysis	
Hydrogen Content (AR)	MpH2F	wt%	5,20	Ultimate Analysis	
Oxygen Content (AR)	MpO2F	wt%	12,32	Ultimate Analysis	
Sulfur Content (AR)	MpSF	wt%	0,22	Ultimate Analysis	
Nitrogen Content (AR)	MpN2F	wt%	1,71	Ultimate Analysis	
Ash Content (AR)	MpAsF	wt%	4,37	Ultimate Analysis	
Moisture Content (AR)	MpWF	wt%	35,12	Ultimate Analysis	
Total		wt%	100,00	$MpCF + MpH2F + MpO2F + MpSF + MpN2F + MpAsF + MpWF$	
Proximate Analysis					
Total Moisture Content (AR)	MFrWF	wt%	35,12	Proximate Analysis	
Fixed Carbon Content (AR)	MFrFC	wt%	27,99	Proximate Analysis	
Volatile Matter (AR)	MFrVm	wt%	32,52	Proximate Analysis	
Ash Content (AR)	MFrAsF	wt%	4,37	Proximate Analysis	
Total		wt%	100,00	$MFrWF + MFrFC + MFrVM + MFrAsF$	

Boiler Efficiency Calculation (Energy Balance Method)				
L1 : Heat Loss due to Heat in Dry Flue Gas				
Heat Loss due to heat dry gas	L1	kJ/kg-f	...	$[HDFgLvCr] \times [MFrDFg]$
Heat Loss (% fuel input HHV)		%	...	$[L1]/[Hf] \times 100$
Heat Loss (% fuel input LHV)		%	...	$[L1]/[Hfl] \times 100$
L2 : Heat Loss due to Moisture in Fuel				
Heat loss due to moisture in fuel (HHV)	L2	kJ/kg-f	...	$[MFrWF] \times ([HstLvCr] - [Hw])$
Heat Loss (% fuel input HHV)		%	...	$[L2]/[Hf] \times 100$
L3 : Heat Loss due to Moisture from Burning of Hydrogen in Fuel				
Heat loss due to moisture from burning of hydrogen in fuel (HHV Basis)	L3	kJ/kg-f	...	$[MFrWH2F] \times ([HstLvCr] - [Hw])$
Heat Loss (% fuel input HHV)		%	...	$[L3]/[Hf] \times 100$
L4 : Heat Loss due to Moisture in Air				
Heat loss due to moisture in air	L4	kJ/kg-f	...	$[MFrWA] \times [HWvLvCr]$
Heat Loss (% fuel input HHV)		%	...	$[L4]/[Hf] \times 100$
Heat Loss (% fuel input LHV)		%	...	$[L4]/[Hfl] \times 100$
L5 : Heat Loss due to Combustible in Refuse				
Heat loss due to combustible in refuse	L5	kJ/kg-f	...	$\{[MpUbC]/100\} \times 33700$
Heat Loss (% fuel input HHV)		%	...	$[L5] / [Hf] \times 100$
Heat Loss (% fuel input LHV)		%	...	$[L5] / [Hfl] \times 100$
L6 : Heat Loss due to Surface Radiation and Convection (ABMA Chart)				
Maximum continuous output (BMCR)	ABMA	$\times 10^6$ Btu/h		Constant
Heat Loss due to Surface Radiation and Convection (ABMA Chart)	L6	%	0,18	From [ABMA] and attachment-A3/ABMA Chart
Heat Loss (kJ/kg fuel)		kJ/kg-f	28,74	
L7 : Heat Loss due to Unmeasured Losses				
Heat loss due to Unmeasured Losses (%)	L7	kJ/kg-f	39,91	Design from Manufactur

BOILER EFFICIENCY BY ASME PTC 4. 1998				
Parameter	Symbol	Unit	Value	Remarks/ Formula
B2 : Power Consumption of Pulverizer /Forced Draft Fan/Primary Air Fan/Coal Feeder				
A-Pulverizer power consumption	$QX_{A-Pulverizer}$	kJ/h	...	[Daya Sebenarnya] / Measured
B-Pulverizer power consumption	$QX_{B-Pulverizer}$	kJ/h	...	[Daya Sebenarnya] / Measured
C-Pulverizer power consumption	$QX_{C-Pulverizer}$	kJ/h	...	[Daya Sebenarnya] / Measured
D-Pulverizer power consumption	$QX_{D-Pulverizer}$	kJ/h	...	[Daya Sebenarnya] / Measured
E-Pulverizer power consumption	$QX_{E-Pulverizer}$	kJ/h	...	[Daya Sebenarnya] / Measured
A-BCP power consumption	QX_{A-BCP}	kJ/h	...	[Daya Sebenarnya] / Measured
B-BCP power consumption	QX_{B-BCP}	kJ/h	...	[Daya Sebenarnya] / Measured
A-AH power consumption	QX_{A-AH}	kJ/h	...	[Daya Sebenarnya] / Measured
B-AH power consumption	QX_{B-AH}	kJ/h	...	[Daya Sebenarnya] / Measured
Total power consumption	B2	kJ/h	...	[QXA-Pulverizer] + [QXB-Pulverizer] + [QXC-Pulverizer] + [QXD-Pulverizer] + [QXE-Pulverizer] + [QXA-AH] + [QXB-AHB]
Qro : Boiler Heat Output				
SH outlet steam enthalpy	Hvp	kJ/kg	...	Calculated based on IAPWS-IF97
SH outlet steam pressure	Pvp	Bara	...	Measurement
SH outlet steam temperature	Tvp	°C	...	Measurement
Main steam flow (=Waalim + Wss)	Wvp	kg/h	...	[Waalim] + [Wss]
ECO inlet water enthalpy	Haalim	kJ/kg	...	Calculated based on IAPWS-IF97
ECO inlet water pressure	Paalim	bar	...	Measurement
ECO inlet water temperature	Taalim	°C	...	Measurement
ECO inlet water flow	Waalim	kg/h	...	Measurement
Reheat steam flow	Wvrec	kg/h	...	Calculated
RH outlet steam enthalpy	Hrc	kJ/kg	...	Calculated based on IAPWS-IF97
RH outlet steam pressure	Prc	bar	...	Measurement
RH outlet steam temperature	Trc	°C	...	Measurement
RH inlet steam enthalpy	Hrf	kJ/kg	...	Calculated based on IAPWS-IF97
RH inlet steam pressure	Prf	Mpag	...	Measurement
RH inlet steam temperature (RH spray)	Trf	°C	...	Measurement
RH inlet steam temperature (RH spray)	Tfr'	°C	...	
SH spray water flow	Wss	kg/h	...	Measurement
SH spray water enthalpy	Hss	kJ/kg	...	Calculated based on IAPWS-IF97
SH spray water pressure	Pss	Mpag	...	Measurement
SH spray water temperature	Tss	°C	...	Measurement
RH spray water flow	Wrs	kg/h	...	Measurement
RH spray water enthalpy	Hrs	kJ/kg	...	Same value as SH spray
Boiler heat output	Qro	kJ/h	...	$((Hvp) * [Wvp]) - ((Haalim) * [Waalim]) - ((Hss) * [Wss]) + ((Wvrec) * ((Hrc) - [Hrf])) + ((Wrs) * ((Hrc) - [Hrs]))$
BEc : Boiler Efficiency				
Boiler Fuel Efficiency (HHV Basis)	η Bf (HHV)	%	...	$(100 - ((([L1] + [L2] + [L3] + [L4] + [L5] - [B1]) / [Hf] * 100 + [L6] + [L7])) * ((Qro) / ((Qro) - [B2])))$

Tabel 3.5 Parameter-parameter dan rumus perhitungan Efisiensi Fan

Parameter	Symbol	Satuan	Sumber Parameter	Keterangan (Rumus)
Massa jenis udara	ρ	kg/m ³	Konstanta	1,215
Percepatan gravitasi	g	m/s ²	Konstanta	9,8
Tekanan udara	Δp	N/m ²	Pembacaan Sensor Pressure Udara di DCS	Poutlet - Pinlet
Head fan	H	m	Perhitungan	$\Delta p / (\rho \times g)$
berat jenis udara	γ	kg/m ² s ²	Perhitungan	$\rho \times g$
Flow udara	Q	m ³ /s	Pembacaan Sensor Flow Rate Udara di DCS	Q
Daya udara	Pudara	kW	Perhitungan	$(H \times \gamma \times Q) / 1000$
Daya motor	Pmotor	kW	Pembacaan Sensor Tegangan dan Arus Motor	$\sqrt{3} \times V \times I \times \cos \phi$; ($\cos \phi$ = Power Factor)
Efisiensi Fan	η	%	Perhitungan	Pudara/Pmotor

Tabel 3.6 Parameter perhitungan efisiensi FD Fan Coal Firing dan Co-Firing

No	Bahan Bakar Eksperimen			Batubara 100 %		Co-Firing 3% Sekam Padi	
	Parameter	Symbol	Satuan	FD Fan A	FD Fan B	FD Fan A	FD Fan B
				Nilai	Nilai	Nilai	Nilai
1	Massa jenis udara	ρ	kg/m ³	1,215	1,215	1,215	1,215
2	Percepatan gravitasi	g	m/s ²	9,80	9,80	9,80	9,80
3	Tekanan udara	Δp	N/m ²
4	Head fan	H	m
5	berat jenis udara	γ	kg/m ² s ²
6	Flow udara	Q	m ³ /s
7	Daya udara	Pudara	kW
8	Daya motor	Pmotor	kW
9	Efisiensi Fan	η	%

Tabel 3.7 Parameter perhitungan efisiensi PA Fan Coal Firing dan Co-Firing

No	Bahan Bakar Eksperimen			Batubara 100 %		Co-Firing 3% Sekam Padi	
	Parameter	Simbol	Satuan	PA Fan A	PA Fan B	PA Fan A	PA Fan B
				Nilai	Nilai	Nilai	Nilai
1	Massa jenis udara	ρ	kg/m ³	1,215	1,215	1,215	1,215
2	Percepatan gravitasi	g	m/s ²	9,80	9,80	9,80	9,80
3	Tekanan udara	Δp	N/m ²
4	Head fan	H	m
5	berat jenis udara	γ	kg/m ² s ²
6	Flow udara	Q	m ³ /s
7	Daya udara	Pudara	kW
8	Daya motor	Pmotor	kW
9	Efisiensi Fan	η	%

Tabel 3.8 Parameter-parameter dan rumus perhitungan NPHR dan SFC

Parameter	Symbol	Satuan	Sumber Parameter	Keterangan (Rumus)
Gross Load	gMW	MW	Pembacaan di DCS	DCS = Distribution Control System
Netto Load	nMW	MW	Pembacaan di DCS	DCS = Distribution Control System
Gross MWh	gMWh	MWh	Pembacaan di DCS	DCS = Distribution Control System
Netto MWh	nMWh	MWh	Pembacaan di DCS	DCS = Distribution Control System
Unit Auxiliary Transformator	UAT	MWh	Pembacaan di DCS	DCS = Distribution Control System
Station Service Transformator	SST	MWh	Pembacaan di DCS	DCS = Distribution Control System
Totalizer (Jumlah Bahan Bakar)	Q _{fuel}	Ton	Pembacaan di DCS	DCS = Distribution Control System
Flow Rate (Laju Bahan Bakar)	QR _{fuel}	Ton/h	Pembacaan di DCS	DCS = Distribution Control System
Higher/Gross Heating Value	HHV	kCal/kg	Hasil Perhitungan Laboratorium	HHV Coal Firing = 3.932 kCal/kg HHV Co-Firing = 3.813 kCal/kg
Net Plant Hate Rate	NPHR	KCal/kWh	Perhitungan	(Q _{fuel} x HHV) / nMWh
Specific Fuel Consumption	SFC	Kg/kWh	Perhitungan	Q _{fuel} / gMWh

Tabel 3.9 Parameter perhitungan NPHR dan SFC Coal Firing dan Co-Firing

TABEL PENCATATAN PARAMETER- PARAMETER OPERASI UNTUK MRNGHITUNG NILAI NPHR DAN SFC - COAL FIRING (100% BATUBARA)																
Input-Output Data Coal Flow DCS					30 Juni 2021		Mill E		MILL D		MILL C		MILL A		NPHR (KCal/kWh)	SFC Gross (kg/kWh)
Waktu	Gross Load (MW)	Netto Load (MW)	Gross (MWh)	Netto (MWh)	UAT (MWh)	SST (MWh)	Totalizer (Ton)	Flow Rate (Ton/h)	Totalizer (Ton)	Flow Rate (Ton/h)	Totalizer (Ton)	Flow Rate (Ton/h)	Totalizer (Ton)	Flow Rate (Ton/h)		
09:00																
09:15																
09:30																
09:45																
10:00																
10:15																
10:30																
10:45																
11:00																
Rata- Rata																

TABEL PENCATATAN PARAMETER- PARAMETER OPERASI UNTUK MRNGHITUNG NILAI NPHR DAN SFC - CO FIRING (97% BATUBARA + 3% SEKAM PADI)																
Input-Output Data Coal Flow DCS					30 Juni 2021		Mill E		MILL D		MILL C (3% Sekam Padi)		MILL A (3% Sekam Padi)		NPHR (KCal/kWh)	SFC Gross (kg/kWh)
Waktu	Gross Load (MW)	Netto Load (MW)	Gross (MWh)	Netto (MWh)	UAT (MWh)	SST (MWh)	Totalizer (Ton)	Flow Rate (Ton/h)	Totalizer (Ton)	Flow Rate (Ton/h)	Totalizer (Ton)	Flow Rate (Ton/h)	Totalizer (Ton)	Flow Rate (Ton/h)		
11:30																
11:45																
12:00																
12:15																
12:30																
12:45																
13:00																
13:15																
13:30																
Rata- Rata																

3.2.5 Perhitungan Porosity dan Heat Flux Pipa-pipa Heater Boiler

Perhitungan *Porosity* dan *Heat Flux* pipa-pipa heat exchanger boiler berfungsi untuk mengetahui besaran energi yang diserap pipa-pipa heat exchanger boiler dari flue gas panas pembakaran bahan bakar. Maka dengan menggunakan rumus persamaan (2.1), persamaan (2.2) dan persamaan (2.3) didapat nilai *Porosity* dan *Heat Flux* masing-masing pipa heat exchanger boiler seperti pada Tabel 3.10

Tabel 3.10 Parameter dan rumus data Porosity dan Heat Flux Heat Exchanger

No	Parameter	Symbol	Satuan	Sumber Parameter	Keterangan (Rumus)
1	Heat Exchanger				Pipa-pipa penyerap panas boiler
2	Flow	q	kg/s	Pembacaan di DCS	DCS = Distribution Control System
3	Pressure Steam Input	P in	MPa	Pembacaan di DCS	DCS = Distribution Control System
4	Pressure Steam Out	P out	MPa	Pembacaan di DCS	DCS = Distribution Control System
5	Temperatur Steam In	T in	°C	Pembacaan di DCS	DCS = Distribution Control System
6	Temperature Steam Out	T out	°C	Pembacaan di DCS	DCS = Distribution Control System
7	Enthalphi In	H in	kJ/kg	Perhitungan	Tabel Thermodynamic (T-P)
8	Enthalphi Out	H out	kJ/kg	Perhitungan	Tabel Thermodynamic (T-P)
9	Diameter Tube	D	m	Manual Book Perusahaan	As Built Drawing Boiler
10	Panjang Tube	L	m	Manual Book Perusahaan	As Built Drawing Boiler
11	Jumlah Tube	N	Buah	Manual Book Perusahaan	As Built Drawing Boiler
12	Volume Tube	Vt	m ³	Perhitungan	$\Pi(D/2)^2 \times L \times N$
13	Volume Heat Exchanger	Ve	m ³	Sket Geometri Drawing	Solid Word
14	Porosity	C	-	Perhitungan	$(Ve - Vt) / Ve$
15	Area Walltube	Aw	m ²	Manual Book Perusahaan	As Built Drawing Boiler
16	Energy	Q	Watt	Perhitungan	$q \times (H in - H out)$
17	Heat Flux	Q''	Watt/m ³		Q / Ve

Tabel 3.11 Parameter perhitungan Porosity dan Heat Flux Heat Exchanger

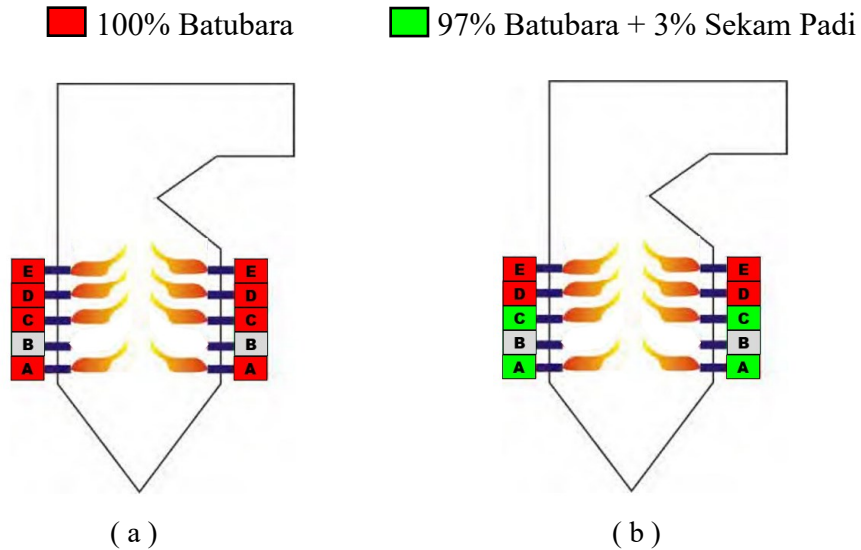
Heat Exchanger	Flow (kg/s)	Pressure Steam In (MPa)	Pressure Steam Out (MPa)	T in (°C)	T out (°C)	Enthalphi In (kJ/kg)	Enthalphi Out (kJ/kg)	Diameter Tube (m)	Panjang Tube (m)	Jumlah Tube	Volume Tube (m ³)	Volume Heat Exchanger (m ³)	Porosity	Area (m ²)	Q (Watt)	Heat Flux
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Panel Div SH1								0,042	13,7	5746	109,007	453,85				
Panel Div SH2								0,042	13,7	5746	109,007	453,85				
Platen SH								0,042	14,7	1948	39,653	224,63				
Primary RH								0,042	21,3	821	24,215	303,61				
Final RH								0,051	11,5	791	18,573	195,54				
Final SH								0,042	13,1	1792	32,507	151,76				
LTSH								0,042	11,5	6065	96,582	302,93				
Economizer								0,038	2,27	2372	6,103	196,13				
Wall Tube														2144		

3.3 Eksperimen

3.3.1 Skema Pengumpanan Bahan Bakar Coal Firing dan Co-Firing

Adapun skema pengumpanan bahan bakar dalam eksperimen ini dapat dilihat pada gambar 3.4. Dari 4 level burner yang beroperasi yaitu level A,C,D dan E untuk pembakaran co-firing diumpankan pada level burner bagian terbawah boiler level A dan level C yang berfungsi untuk menghindari laju nyala biomassa yang tinggi mengenai pipa-pipa superheater diatas furnace boiler dan mencegah terbentuknya formasi thermal NOx (*to avoid an excessive flame temperature and thus to prevent thermal NOx formation*), berdasarkan jurnal international ELSEVIER, Ruben Perez-Jeldres dkk (2016) berjudul *A modeling approach to co-firing*

biomass/coal blends in pulverized coal utility boilers: Synergistic effects and emissions profiles (Co-Firing PLTU PC di Chile Amerika berbahan bakar batubara 150 MW).



Gambar 3.4 Skema Input Bahan Bakar di Furnace Boiler (a) Pembakaran 100% Batubara dan (b) Pembakaran Co-Firing

3.3.2 Persiapan Pencampuran Sekam Padi dan Batubara di Coal Yard

Sekam padi diblending di tempat penampungan batubara (coal yard) dengan menggunakan alat berat loader dan excavator, setelah dilakukan blending secara merata, kemudian di transfer ke bunker Mill A dan Mill C melalui rangkaian belt conveyor.





Gambar 3.5 Proses Blending Batubara dan Sekam Padi di Coal Yard

3.3.3 Alat Ukur Portable untuk mengukur Data Parameter-parameter Efisiensi

Dalam proses perhitungan efisiensi boiler selain memanfaatkan instrument yang telah terpasang tetap di PLTU Pangkalan Susu dan terkoneksi dengan Distribution Control System (DCS), ada beberapa peralatan tambahan yang juga digunakan secara portable untuk mendukung pengukuran efisiensi boiler seperti :

Tabel 3.12 Alat Ukur Portable untuk mengukur Data Parameter-parameter Efisiensi

No	Nama Alat	Fungsi	Foto Alat dan Lokasi Penggunaan
1	Flue Gas Analyser	Alat untuk mengukur propertis kandungan gas buang seperti : Temperature gas buang (°C) kadar oksigen (O ₂), kadar karbon monoksida (CO), kadar karbon dioxide (CO ₂), Oksida Nitrat (NO), Nitrogen dioxide (NO ₂), Sulfur dioxide (SO ₂), dan partikulat.	 <p>Main unit flue gas analyser (1 pcs), Probe (2 pcs), Kabel Hose (1 pcs), Filter (5 pcs), Connector hose (1 pcs), Kabel Power Charge (1 pcs), Kabel Port Air Temperature (1 pcs)</p> <p>Lokasi Penggunaan : Inlet Air Preheater (Outlet Economicer.</p>
2	Isokinetik Coal Sampling Kit	Untuk mengukur besarnya velocity primary air yang masuk kedalam furnace boiler dan mengambil sampel serbuk batubara produk dari mill/pulverizer	 <p>Main Unit Isokinetik coal sampling kit (1 pcs), Velocity Probe (1 pcs), Coal Sampling Probe (1 pcs), Marking point (4 pcs), Seal Air Hose (2 pcs), Connector Seal Air (1 pcs), Computer (1 pcs)</p> <p>Lokasi Penggunaan : Coal Fines Pipe to Boiler</p>

3.4 Simulasi

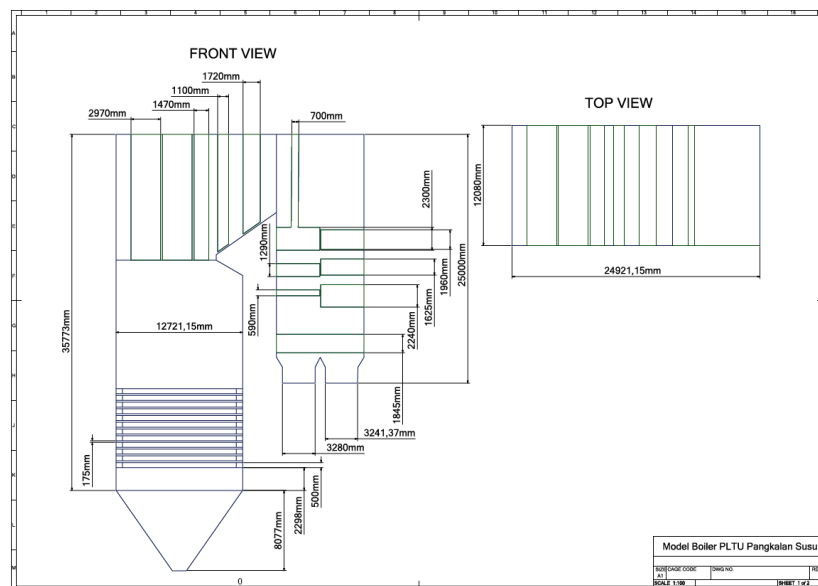
Seperti yang telah dijelaskan pada bagian sebelumnya, pemodelan dan simulasi menggunakan software ANSYS FLUENT 2020R dan Solidword. Tahap utama pemodelan dan simulasi ini ada 3, yaitu pre-processing, processing dan post-processing. Penjelasan masing-masing tahapan akan dijelaskan pada sub-bab berikut:

3.4.1. Pre- Processing

Pre-processing merupakan tahap awal dari simulasi numerik. Tahapan ini meliputi beberapa sub-tahapan sebagai berikut :

1. Pembuatan Geometri Boiler

Gambar geometri boiler PLTU Pangkalan Susu dapat dilihat pada gambar 3.6. Pembuatan geometri boiler tersebut dilakukan dengan software Solidword.

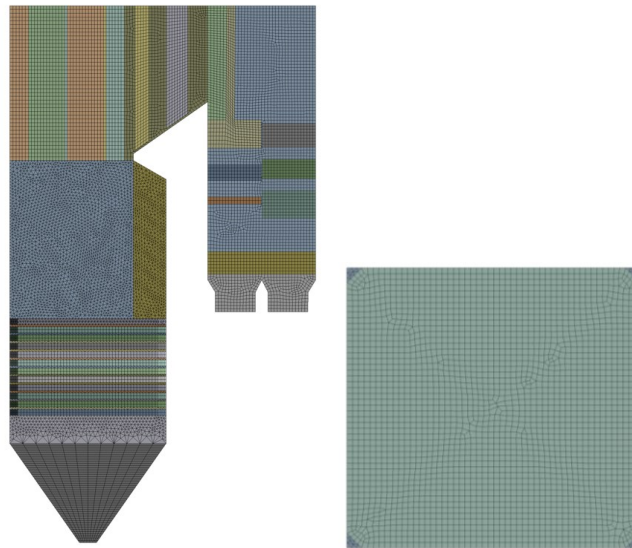


Gambar 3.6 Geometry Boiler PLTU Pangkalan Susu tampak samping

2. Meshing

Meshing adalah proses pemecahan domain menjadi volume yang lebih kecil. Hal ini dilakukan untuk memudahkan diskritisasi domain aliran dan menerapkan persamaan pengendali pada domain aliran. Untuk mendapatkan simulasi yang akurat maka pemilihan meshing pada sebuah geometri dibuat mengikuti prediksi perubahan pola

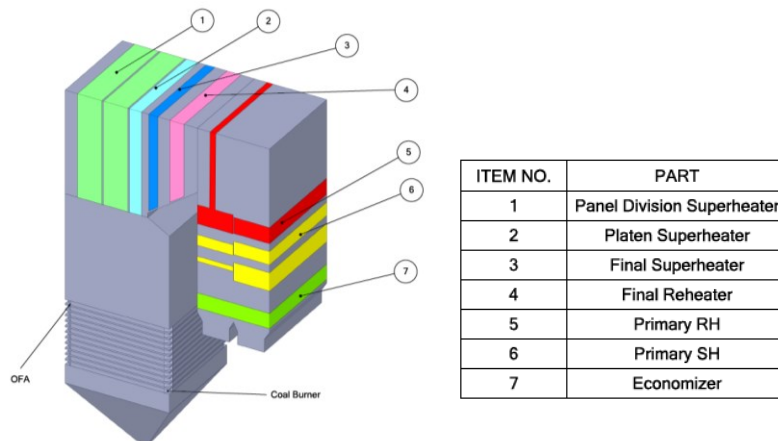
aliran yang terjadi. Nodes pada meshing boiler ini berjumlah 10.596.678 dan Elements 9.727.186 Gambar 3.7 merupakan gambar meshing untuk pemodelan 3D



Gambar 3.7 Meshing Geometri Boiler dan Level Burner PLTU Pangkalan Susu

3. Penentuan Domain Pemodelan

Pembuatan domain pemodelan terdiri dari mass flow inlet untuk primary & secondary air nozzle, OFA, dan coal/co-firing injection. Sedangkan untuk heat exchanger akan dimodelkan sebagai porous media yang sebelumnya telah dibuat menjadi potongan volume sesuai pembagian heat exchanger. Domain pemodelan boiler PLTU Pangkalan Susu ditunjukkan pada gambar 3.8



Gambar 3.8 Domain pemodelan boiler PLTU Pangkalan Susu

3.4.2 Processing

Processing merupakan proses pengaturan pada software ANSYS Fluent 2020R untuk mensimulasikan proses pembakaran yang terjadi pada boiler. Berikut ini beberapa pengaturan pada software ANSYS Fluent 2020R yang akan digunakan pada penelitian ini:

1. Models

Model yang digunakan pada penelitian ini diuraikan pada tabel 3.13.

Tabel 3.13 Model yang digunakan pada simulasi numerik ANSYS Fluent 2020R

Item	Keterangan	Dasar pemikiran
Multiphase	Off	Penelitian dilakukan pada flue gas yang terjadi akibat pembakaran
Energy Equation	On	Mencakup perpindahan panas konveksi dan radiasi
Viscous (model turbulensi)	k- ϵ standard	Dapat menyelesaikan permasalahan heating, buoyancy, compressibility, dan combustion. (Vuthaluru, 2009)
Radiation	On	Discrete ordinat, paling sesuai untuk pembakaran batubara (Chungen dkk, 2002)
Heat Exchanger	Off	Heat Exchanger dimodelkan sebagai porous medium pada cell zone condition dengan penyerapan heat generation
Species	Species transport	Karena spesies kimia yang diinjeksikan mempunyai reaksi kimia (pembakaran) yang telah didefinisikan pada material yang digunakan (Sa'adiyah, 2013)
Discrete Phase	On	Mendefinisikan injeksi untuk inlet batubara (Sa'adiyah, 2013)
Solidification	Off	Tidak diperlukan
Acoustic	Off	Tidak diperlukan
Eulerian Wall Film	Off	Tidak diperlukan

2. Injeksi dan Boundary Condition

Pengumpanan bahan bakar batubara ke dalam boiler dilakukan dengan penginjeksian batubara melalui coal burner yang terdapat pada masing-masing corner. Pada PLTU Pangkalan Susu terdapat lima elevasi coal burner, elevasi A sampai dengan E dan masing-masing elevasi terdiri dari 4 burner. Batubara diinjeksikan melalui 4 level burner dengan secondary air dan OFA dengan bukaan damper setting pada kondisi aktual boiler saat beroperasi.

Pada penelitian ini akan dilakukan penginjeksian batubara dicampur dengan biomassa sekam padi. Ketentuan peng-injeksian pembakaran batubara murni dapat dilihat dalam tabel 3.14 sedangkan penginjeksian pembakaran co-firing ditunjukkan oleh tabel 3.15.

Tabel 3.14 Parameter Penginjeksian Pembakaran Murni Batubara

Peralatan Auxiliary Damper	% Bukaam Damper	Parameter	Satuan	Burner Corner A	Burner Corner B	Burner Corner C	Burner Corner D	KETERANGAN	
1. inlet Secondary air (SA AA)	40	Flow Air (SA)	kg/s	3,06	3,06	3,06	3,06	MILL A 100% Batubara	
		Temp Air (SA)	°C	57,17	57,17	57,17	57,17		
2. inlet Coal/Primary air (PA A)	40	Flow Coal	kg/s	1,63	1,63	1,63	1,63		
		Temp Coal	°C	60,63	60,63	60,63	60,63		
		Flow Air (PA)	kg/s	4,77	4,77	4,77	4,77		
		Temp Air (PA)	°C	60,63	60,63	60,63	60,63		
3. inlet Oil Gun AB + inlet Secondary air (SA AB)	50	Oil Gun		STOP					
		Flow Air (SA)	kg/s	3,83	3,83	3,83	3,83		
4. inlet Coal/Primary air (PA B)		Temp Air (SA)	°C	343,71	343,71	343,71	343,71		MILL B
		STOP							
5. inlet Secondary air (SA BC)	30	Flow Air (SA)	kg/s	2,30	2,30	2,30	2,30		MILL C 100% Batubara
		Temp Air (SA)	°C	343,71	343,71	343,71	343,71		
6. inlet Coal/Primary air (PA C)	50	Flow Coal	kg/s	1,56	1,56	1,56	1,56		
		Temp Coal	°C	55,39	55,39	55,39	55,39		
		Flow Air (PA)	kg/s	5,96	5,96	5,96	5,96		
		Temp Air (PA)	°C	55,39	55,39	55,39	55,39		
7. inlet Oil Gun CD + inlet Secondary air (SA CD)	50	Oil Gun		STOP					
		Flow Air (SA)	kg/s	3,83	3,83	3,83	3,83		
8. inlet Coal/Primary air (PA D)	40	Temp Air (SA)	°C	343,71	343,71	343,71	343,71	MILL D 100% Batubara	
		Flow Coal	kg/s	1,71	1,71	1,71	1,71		
9. inlet Secondary air (SA DE)	50	Temp Coal	°C	58,37	58,37	58,37	58,37		
		Flow Air (PA)	kg/s	4,77	4,77	4,77	4,77		
		Temp Air (PA)	°C	58,37	58,37	58,37	58,37		
		Flow Air (SA)	kg/s	3,83	3,83	3,83	3,83		
10. inlet Coal/Primary air (PA E)	35	Temp Air (SA)	°C	343,71	343,71	343,71	343,71		MILL E 100% Batubara
		Flow Coal	kg/s	1,62	1,62	1,62	1,62		
11. inlet Secondary air (SA EE)	48	Temp Coal	°C	57,17	57,17	57,17	57,17		
		Flow Air (PA)	kg/s	4,17	4,17	4,17	4,17		
		Temp Air (PA)	°C	57,17	57,17	57,17	57,17		
		Flow Air (SA)	kg/s	3,68	3,68	3,68	3,68		
12. inlet Secondary air /Overfire Air (OFA)	40	Temp Air (SA)	°C	343,71	343,71	343,71	343,71		
		Flow Air (SA)	kg/s	3,06	3,06	3,06	3,06		

Tabel 3.15 Parameter Penginjeksian Pembakaran Co-Firing

Peralatan Auxiliary Damper	% Bukaam Damper	Parameter	Satuan	Burner Corner A	Burner Corner B	Burner Corner C	Burner Corner D	KETERANGAN	
1. inlet Secondary air (SA AA)	40	Flow Air (SA)	kg/s	3,05	3,05	3,05	3,05	MILL A 97% Batubara + 3% Sekam Padi	
		Temp Air (SA)	°C	347,05	347,05	347,05	347,05		
2. inlet Coal/Primary air (PA A)	40	Flow Coal	kg/s	1,75	1,75	1,75	1,75		
		Temp Coal	°C	58,20	58,20	58,20	58,20		
		Flow Air (PA)	kg/s	4,71	4,71	4,71	4,71		
		Temp Air (PA)	°C	58,20	58,20	58,20	58,20		
3. inlet Oil Gun AB + inlet Secondary air (SA AB)	50	Oil Gun		STOP					
		Flow Air (SA)	kg/s	3,81	3,81	3,81	3,81		
4. inlet Coal/Primary air (PA B)		Temp Air (SA)	°C	347,05	347,05	347,05	347,05		MILL B
		STOP							
5. inlet Secondary air (SA BC)	30	Flow Air (SA)	kg/s	2,29	2,29	2,29	2,29		MILL C 97% Batubara + 3% Sekam Padi
		Temp Air (SA)	°C	347,05	347,05	347,05	347,05		
6. inlet Coal/Primary air (PA C)	50	Flow Coal	kg/s	1,74	1,74	1,74	1,74		
		Temp Coal	°C	54,77	54,77	54,77	54,77		
		Flow Air (PA)	kg/s	5,89	5,89	5,89	5,89		
		Temp Air (PA)	°C	54,77	54,77	54,77	54,77		
7. inlet Oil Gun CD + inlet Secondary air (SA CD)	50	Oil Gun		STOP					
		Flow Air (SA)	kg/s	3,81	3,81	3,81	3,81		
8. inlet Coal/Primary air (PA D)	40	Temp Air (SA)	°C	347,05	347,05	347,05	347,05	MILL D	
		Flow Coal	kg/s	1,54	1,54	1,54	1,54		
9. inlet Secondary air (SA DE)	50	Temp Coal	°C	59,40	59,40	59,40	59,40		
		Flow Air (PA)	kg/s	4,71	4,71	4,71	4,71		
		Temp Air (PA)	°C	59,40	59,40	59,40	59,40		
		Flow Air (SA)	kg/s	3,81	3,81	3,81	3,81		
10. inlet Coal/Primary air (PA E)	35	Temp Air (SA)	°C	347,05	347,05	347,05	347,05		MILL E
		Flow Coal	kg/s	1,60	1,60	1,60	1,60		
11. inlet Secondary air (SA EE)	48	Temp Coal	°C	57,75	57,75	57,75	57,75		
		Flow Air (PA)	kg/s	4,12	4,12	4,12	4,12		
		Temp Air (PA)	°C	57,75	57,75	57,75	57,75		
		Flow Air (SA)	kg/s	3,66	3,66	3,66	3,66		
12. inlet Secondary air /Overfire Air (OFA)	40	Temp Air (SA)	°C	347,05	347,05	347,05	347,05		
		Flow Air (SA)	kg/s	3,05	3,05	3,05	3,05		

Tabel 3.16 Dimensi Bahan Bakar Pembakaran Murni Batubara dan Co-Firing

DIMENSI BAHAN BAKAR PEMABAKARAN COAL FIRING						
UKURAN BAHAN BAKAR	SATUAN	MILL (E)	MILL (D)	MILL (C)	MILL (B)	MILL (A)
Min diameter	mm	0,0740	0,0740	0,0740	STOP	0,0740
Max diameter	mm	0,2970	0,2970	0,2970	STOP	0,2970
Mean diameter	mm	0,0920	0,0863	0,0900	STOP	0,0993
DIMENSI BAHAN BAKAR PEMABAKARAN CO-FIRING 3%						
UKURAN BAHAN BAKAR	SATUAN	MILL (E)	MILL (D)	MILL (C) INLET BIOMASSA	MILL (B)	MILL (A) INLET BIOMASSA
Min diameter	mm	0,0740	0,0740	0,0740	STOP	0,0740
Max diameter	mm	0,2970	0,2970	0,2970	STOP	0,2970
Mean diameter	mm	0,0932	0,0844	0,0922	STOP	0,1063

Heat Exchanger	Volume Tube (m ³)	Volume Heat Exchanger (m ³)	Porosity	Area (m ²)	Q (Watt)	%Heat Flux	Heat Flux (Watt/m ²)	C	C2 Y	C2 X
Panel Div SH1	109,007	453,85	0,76		- 21.350,94	4,87%	-47044	0,98	0,1204	1,2649
Panel Div SH2	109,007	453,85	0,76		- 21.350,94	4,87%	-47044	0,98	0,1204	1,2649
Platen SH	39,653	224,63	0,82		- 16.294,14	3,72%	-72537	0,98	0,0772	0,8202
Primary RH	24,215	283,61	0,91		- 31.406,57	7,17%	-110740	0,98	0,0248	0,2192
Final RH	18,573	194,54	0,90		- 18.758,36	4,28%	-96423	0,98	-	0,6822
Final SH	32,507	151,76	0,79		- 20.644,12	4,71%	-136032	0,98	-	0,5113
LTSH	96,582	302,93	0,68		- 18.728,89	4,27%	-61826	0,98	0,0198	-
Economizer	6,103	196,13	0,97		- 26.798,12	6,11%	-136634	0,98	0,3999	-
Wall Tube				1906,27	- 262.998,11	60,00%	-137965	0,98		

Gambar 3.9 Parameter Injection dan Boundary Conditon di CFD

3. Material

Jenis material yang akan digunakan pada simulasi numerik ini ada tiga jenis yaitu solid, fluid dan combusting particle. Combusting particle terdiri dari Batubara Low Rank Coal (LRC) dan Biomassa Sekam Padi (Rice Bulk). Komposisi batubara yang diinjeksikan pada furnace boiler yaitu 97% Batubara LRC dan 3% Biomassa Sekam Padi. Data properties material fluid dan solid ditunjukkan pada tabel 3.17 sedangkan data properties masing- masing batubara ditunjukkan pada tabel 3.18.

Material Solid :

Tabel 3.17 Data properties material solid dan fluid simulasi numerik

Material Type	Solid	Steel
Density	(kg/m ³)	8030
Specific Heat	(J/kg K)	502,48
Thermal Conductivity	(W/m K)	16,27

Material Fluid :

Material Type	Fluid	Hydrogen	Carbon Solid	Carbon Monoxide	Air
Density	(kg/m ³)	0,08189	2000	1,1233	piecewise-polynomial

Specific Heat	(J/kg K)	piecewise-polynomial	piecewise-polynomial	piecewise-polynomial	piecewise-polynomial
Thermal Conductivity	(W/m K)	0,1672	0,0454	0,025	0,0242
Viscosity	(kg/ms)	8,411e-6	1,72e-5	1,75e-5	1,7894e-5
Molecular Weight	(kg/kgmol)	2,01594	12,01115	28,01055	28,966
Reference Temperature	(K)	298,15	298	298,17	298,18

Tabel 3.18 Data properties 100 % batubara dan Co-Firing PLTU P. Susu

Fluent combusting particle materials	100% Batubara	97% Batubara + 3% Sekam Padi	Dasar Pemikiran
Density (kg/m ³)	1350	1350	www.engineeringtoolbox.com
Cp (j/kg K)	1399	1399	www.engineeringtoolbox.com
Vaporation Temperature (K)	400	400	Fluent Database
Volatile Component Fraction (%)	32,52	33,37	Data perusahaan
Binary Difusivity (m ² /s)	0,0004	0,0004	Fluent Database
Swelling Coefficient	2	2	Fluent Database
Combustible Fraction (%)	27,99	27,56	Data perusahaan
React. Heat Fraction Absorbed by solid (%)	30	30	Fluent Database
Devolatilization Model (1/s)	20	20	Fluent Database
Combustion Model	Multiple surface reactions	Multiple surface reactions	reaksi kimia yang disimulasikan meliputi reaksi volumetric dan particle surface

4. Operating Condition

Operating condition merupakan perkiraan tekanan daerah operasi boiler. Sebagai acuan tekanan diambil coal burner A sebesar 101325 Pa.

5. Cell Zone Condition

Cell zone condition diatur untuk mendefinisikan *heat exchanger*. Dalam penelitian ini domain *heat exchanger* dimodelkan sebagai *porous medium* yang memiliki nilai *heat generation* yang didapat dari proses perhitungan, sedangkan *waterwall-tube* memiliki diasumsikan mempunyai temperatur tertentu (isotherm). Karena *heat exchanger* menyerap panas dari *flue gas*, maka data yang dimasukkan diberi tanda minus didepan nilai tersebut. Pemodelan heat exchanger sebagai porous media ditunjukkan pada tabel 3.19.

Tabel 3.19 Parameter Pipa Heater-heater Boiler (Porous Media)

Porous Zone			Panel Division Superheater			Porous Zone			Platen Superheater		
Inertial Resistance						Inertial Resistance					
Direction-1	(1/m)	1,2649	constant			Direction-1	(1/m)	0,8202	constant		
Direction-2	(1/m)	0,1204	constant			Direction-2	(1/m)	0,0772	constant		
Direction-3	(1/m)	0	constant			Direction-3	(1/m)	0	constant		
Fluid Porosity			... constant			Fluid Porosity			... constant		
Material			Steel			Material			Steel		
Source Terms			(w/m ³) ... constant			Source Terms			(w/m ³) ... constant		
Porous Zone			Final Superheater			Porous Zone			Final Reheater		
Inertial Resistance						Inertial Resistance					
Direction-1	(1/m)	0,2192	constant			Direction-1	(1/m)	0,6822	constant		
Direction-2	(1/m)	0,0248	constant			Direction-2	(1/m)	0	constant		
Direction-3	(1/m)	0	constant			Direction-3	(1/m)	0	constant		
Fluid Porosity			... constant			Fluid Porosity			... constant		
Material			Steel			Material			Steel		
Source Terms			(w/m ³) ... constant			Source Terms			(w/m ³) ... constant		
Porous Zone			Primary Reheater			Porous Zone			Primary Superheater		
Inertial Resistance						Inertial Resistance					
Direction-1	(1/m)	0,5113	constant			Direction-1	(1/m)	0	constant		
Direction-2	(1/m)	0	constant			Direction-2	(1/m)	0,0198	constant		
Direction-3	(1/m)	0	constant			Direction-3	(1/m)	0	constant		
Fluid Porosity			... constant			Fluid Porosity			... constant		
Material			Steel			Material			Steel		
Source Terms			(w/m ³) ... constant			Source Terms			(w/m ³) ... constant		
Porous Zone			Economizer								
Inertial Resistance											
Direction-1	(1/m)	0	constant								
Direction-2	(1/m)	0,3999	constant								
Direction-3	(1/m)	0	constant								
Fluid Porosity			... constant								
Material			Steel								
Source Terms			(w/m ³) ... constant								

6. Solution

Solusi pada penelitian ini menggunakan algoritma SIMPLE (*Semi- Implicit Method for Pressure-Linked Equations*) yaitu *least squares cell based* untuk

gradient, standard untuk pressure, second order upwind untuk momentum, ligvol, O₂, CO₂, H₂O, H₂ dan CO, serta first order upwind untuk turbulent kinetic energy dan turbulent dissipation rate. Penggunaan solusi ini berdasarkan penelitian Sa'adiyah (2013).

7. Initialize

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

8. Monitoring Residual

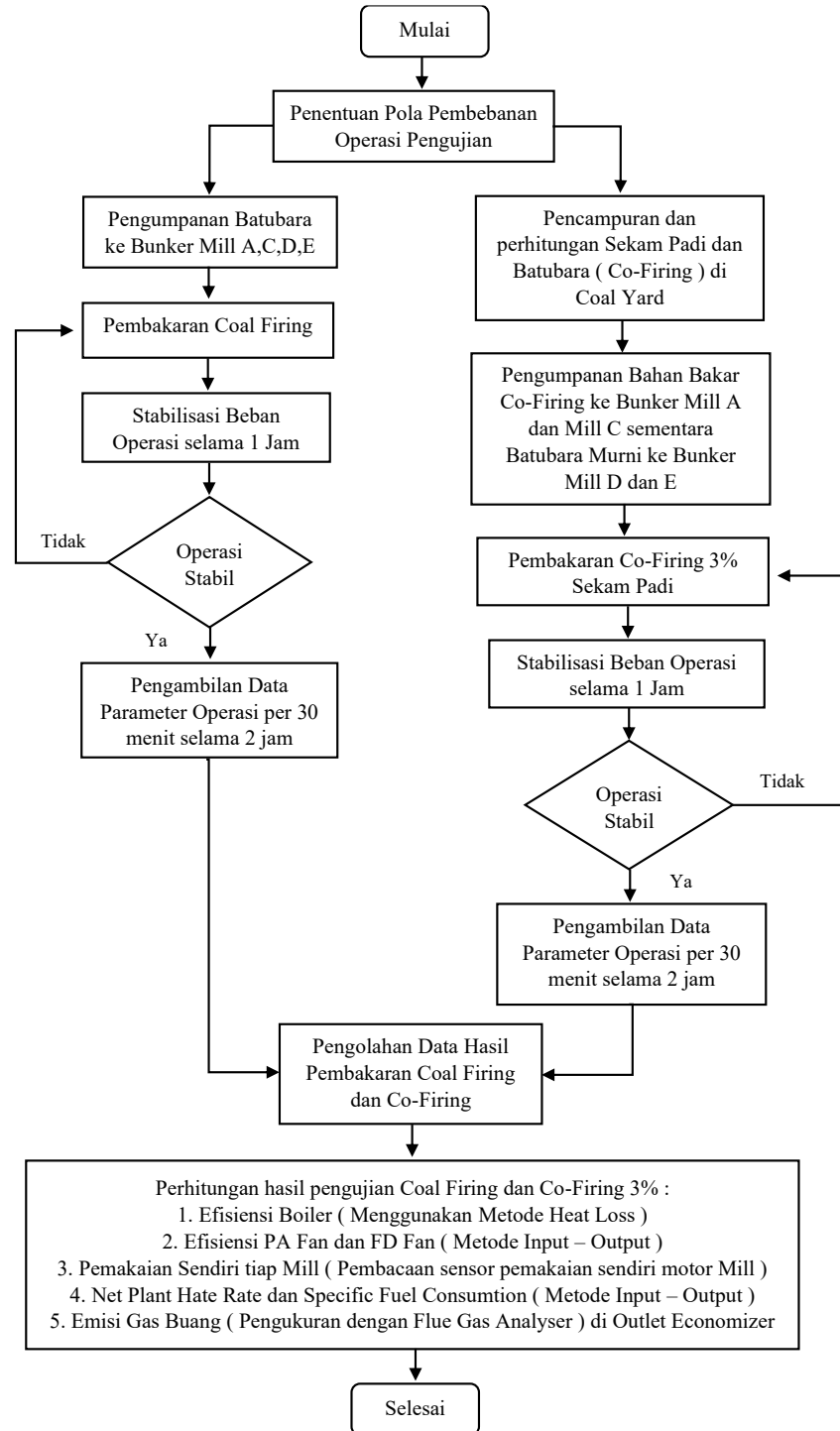
Monitor Residual adalah tahap penyelesaian masalah berupa proses iterasi hingga mencapai harga convergence yang diinginkan. Harga convergence ditetapkan sebesar 10^{-3} artinya proses iterasi dinyatakan telah konvergen setelah residualnya mencapai harga di bawah 10^{-3} . Namun jika nilai konvergen tetap tidak tercapai maka untuk proses validasi dapat dilakukan pengambilan data pada iterasi tertentu dimana pada iterasi tersebut memiliki nilai parameter yang hampir sama dengan data operasi aktual (Sa'adiyah, 2013).

3.4.3 Post-Processing

Merupakan hasil serta analisa terhadap hasil yang telah diperoleh berupa data kualitatif (kontur maupun vector) dan data kuantitatif berupa grafik maupun tabel data. Pada penelitian ini penganalisaan dilakukan terhadap distribusi temperatur (kontur dan grafik), distribusi kecepatan (kontur dan vektor), dan distribusi gas buang CO₂, CO dan SO₂ (kontur dan grafik).

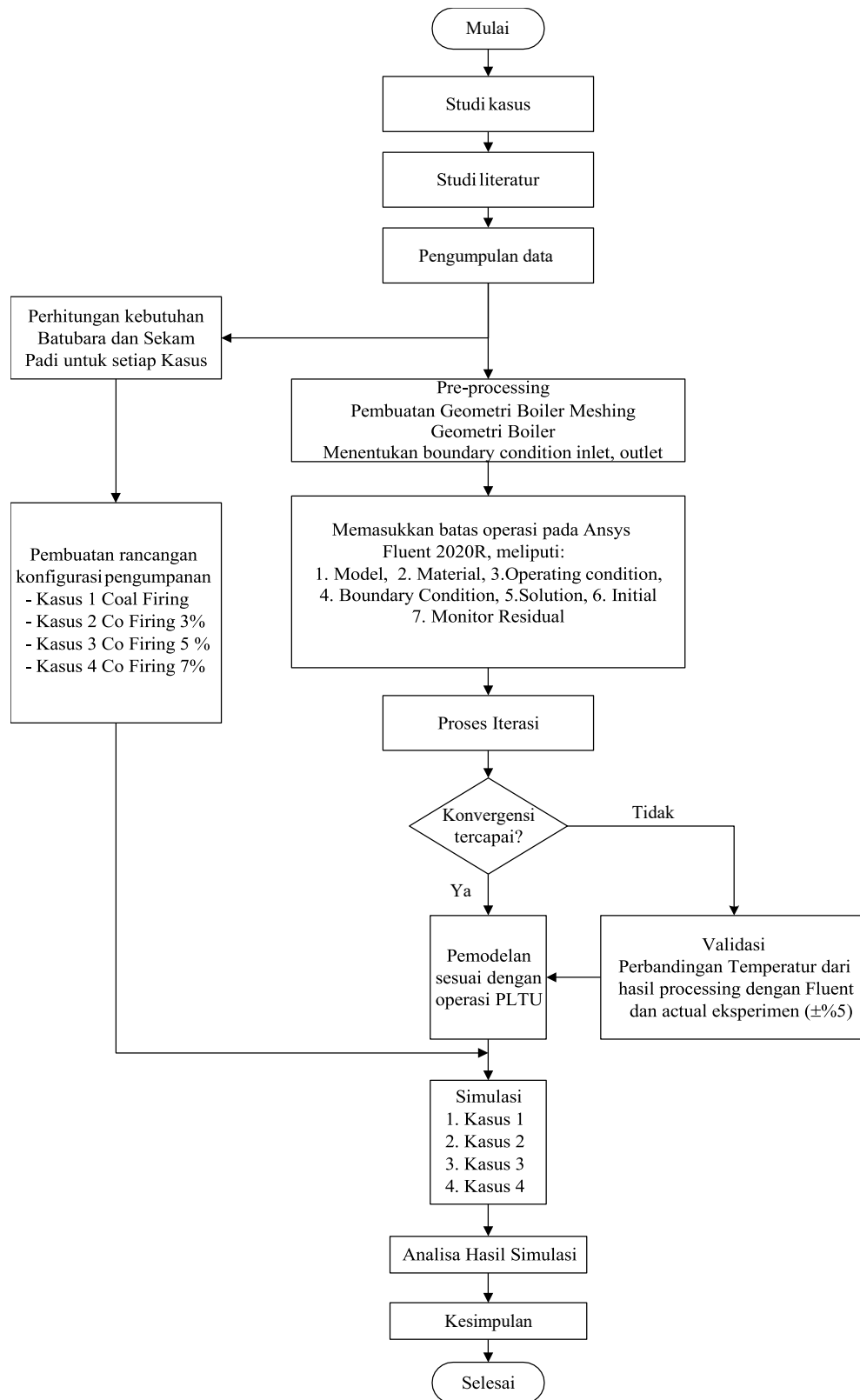
3.5 Diagram Alir Eksperimen dan Simulasi

3.5.1. Diagram Alir Eksperimen Pembakaran Coal Firing dan Co-Firing 3%.



Gambar 3.10 Diagram Alir Pengujian Eksperimen Coal Firing dan Co-Firing 3%

3.5.2. Diagram Alir Simulasi CFD Pembakaran Coal Firing dan Co-Firing 3%,5%,7%.



Gambar 3.11 Diagram Alir Proses Simulasi Coal Firing dan Co-Firing 3%, 5%, 7%

3.6 Rancangan Pengujian Eksperimen dan Simulasi

Rancangan parameter untuk pengujian eksperimen dan simulasi yang dilakukan pada penelitian ini ditampilkan pada tabel 3.20 sebagai berikut.

Tabel 3.20 Rancangan Pengujian Eksperimen dan Simulasi

Model	Parameter Input		Parameter Output	
	Bervariasi		Hasil Fluent dan Perhitungan	
E K S P E R I M E N	I	Elevasi Burner	Bahan Bakar	1. Efisiensi Boiler (Metode Heat Loss - Indirect Method) 2. Efisiensi PA Fan dan FD Fan (Metode Input – Output) 3. Pemakaian Sendiri tiap Mill (Pembacaan sensor pemakaian sendiri motor Mill) 4. Net Plant Hate Rate dan Specific Fuel Consumption (Metode Input – Output) 5. Emisi Gas Buang CO ₂ , CO dan SO ₂ (Pengukuran Flue Gas Analyser) di Outlet Economizer
		Coal Burner A	100% Batubara	
		Coal Burner C	100% Batubara	
		Coal Burner D	100% Batubara	
		Coal Burner E	100% Batubara	
	II	Elevasi Burner	Bahan Bakar	
		Coal Burner A	97% Batubara + 3% Sekam Padi	
		Coal Burner C	97% Batubara + 3% Sekam Padi	
		Coal Burner D	100% Batubara	
		Coal Burner E	100% Batubara	
S I M U L A S I C F D	I	Elevasi Burner	Bahan Bakar	1. Distribusi Temperatur 2. Distribusi Kecepatan 3. Distribusi Gas Buang CO ₂ , CO dan SO ₂ 4. Efisiensi Boiler (Indirect Method)
		Coal Burner A	100% Batubara	
		Coal Burner C	100% Batubara	
		Coal Burner D	100% Batubara	
		Coal Burner E	100% Batubara	
	II	Elevasi Burner	Bahan Bakar	
		Coal Burner A	97% Batubara + 3% Sekam Padi	
		Coal Burner C	97% Batubara + 3% Sekam Padi	
		Coal Burner D	100% Batubara	
		Coal Burner E	100% Batubara	
	III	Elevasi Burner	Bahan Bakar	
		Coal Burner A	95% Batubara + 5% Sekam Padi	
		Coal Burner C	95% Batubara + 5% Sekam Padi	
		Coal Burner D	100% Batubara	
		Coal Burner E	100% Batubara	
	IV	Elevasi Burner	Bahan Bakar	
Coal Burner A		93% Batubara + 7% Sekam Padi		
Coal Burner C		93% Batubara + 7% Sekam Padi		
Coal Burner D		100% Batubara		
Coal Burner E		100% Batubara		

BAB IV ANALISA DAN PEMBAHASAN

4.1 Hasil Eksperimen dan Pembahasan

Pada penelitian ini data hasil eksperimen didapat dari hasil pembacaan alat ukur yang telah tersedia dipembangkit dan perhitungan untuk eksperimen pembakaran batubara murni dan co-firing 3% sekam padi. Adapun rincian hasil perhitungan dan pembacaan alat ukur untuk parameter-parameter yang akan dicari dalam penelitian ini sebagai berikut :

4.1.1 Perhitungan Efisiensi Boiler (Metode Heat Loss)

Dengan menggunakan Metode Heat Loss dapat dilakukan perhitungan Efisiensi Boiler pembakaran Batubara Murni 100% pada tabel 4.1 dan pembakaran Co-Firing 3% pada tabel 4.2, dengan rincian seperti dibawah ini :

Tabel 4.1 Perhitungan Efisiensi Boiler Pembakaran Batubara Murni

BOILER EFFICIENCY BY ASME PTC 4. 1998		PERHITUNGAN EFISIENSI BOILER PEMBAKARAN BATUBARA MURNI (100 %)			
Parameter	Symbol	Unit	Value	Remarks	
Higher Heating Value (AR)	He	kcal/kg-f	4.065,00	Coal Analysis	
Higher Heating Value (AR)	Hf	kJ/kg-f	17.019,34	Coal Analysis	
Fuel Lower Heating Value					
Total H2 including moisture	Ht	wt %	4,51	$[MpH2F] + [MpWF] * 2,0159/18,0153$	
Latent Heat Water for LHV	LHVHfg	kJ/kg-f	2.425,44	$(0,00158927*[Tdb]*[Tdb])-(2,36418*[Tdb])+2500,79 - (0,0000614342*([Tdb]*[Tdb]*[Tdb]))$	
Lower Heating Value (AR)	Hfl	kJ/kg-f	16.041,44	$[Hf]-[MpCF]*[MpH2F]/100/2,0159*18,0153$	
Ultimate Analysis					
Carbon Content (AR)	MpCF	wt%	41,06	Ultimate Analysis	
Hydrogen Content (AR)	MpH2F	wt%	5,20	Ultimate Analysis	
Oxygen Content (AR)	MpO2F	wt%	12,32	Ultimate Analysis	
Sulfur Content (AR)	MpSF	wt%	0,22	Ultimate Analysis	
Nitrogen Content (AR)	MpN2F	wt%	1,71	Ultimate Analysis	
Ash Content (AR)	MpAsF	wt%	4,37	Ultimate Analysis	
Moisture Content (AR)	MpWF	wt%	35,12	Ultimate Analysis	
Total		wt%	100,00	$MpCF + MpH2F + MpO2F + MpSF + MpN2F + MpAsF + MpWF$	
Proximate Analysis					
Total Moisture Content (AR)	MFrWF	wt%	35,12	Proximate Analysis	
Fixed Carbon Content (AR)	MFrFC	wt%	27,99	Proximate Analysis	
Volatile Matter (AR)	MFrVm	wt%	32,52	Proximate Analysis	
Ash Content (AR)	MFrAsF	wt%	4,37	Proximate Analysis	
Total		wt%	100,00	$MFrWF + MFrFC + MFrVM + MFrAsf$	
Carbon Content in Fly Ash	MpCfa	wt %	0,14	Proximate Analysis	
Carbon Content in Bottom Ash	MpCba	wt %	0,51	Proximate Analysis	
Fly Ash Split	xUCf	%	0,90	Gas Analysis	
Bottom Ash Split	xUCb	%	0,10	Gas Analysis	
Mass of Residue	MFrR/wdp	kg/kg fuel	0,04	$MpAsF / (100-MpUbc)$	
Carbon in Ash	MpCA	kg/kg refuse	0,65	$MpCRfa \times MpCfa + MpCRba \times MpCba$	
Unburn Carbon in Fuel	MpUbc	wt%	0,33	$MFrR \times MpCA$	
Carbon Burned Content	MpCb	wt%	40,73	$MpCF - MpUbc$	
Flue Gas Analysis					
AH Inlet O2 in dry flue gas	DVp02	dry vol %	3,55	Flue Gas Analysis	
AH Outlet O2 in dry flue gas	DVp02Lv	dry vol %	4,53	Flue Gas Analysis	
AH Inlet CO in dry flue gas	DVpCO	dry vol %	-1,11	Flue Gas Analysis	
AH Inlet CO2 in dry flue gas	DVpCO2	dry vol %	16,26	Air Heater Calculation	

BOILER EFFICIENCY BY ASME PTC 4. 1998		PERHITUNGAN EFISIENSI BOILER PEMBAKARAN BATUBARA MURNI (100 %)			
Parameter	Symbol	Unit	Value	Remarks	
Air and Gas Temperature					
Reference temperature = 30,0 °C (AH inlet	Tre	°C	30,00	Constant	
Ambient air temperature (dry bulb) = FDF inlet	Tdb	°C	31,72	Measured	
Ambient air temperature (wet bulb) = FDF inlet	Twb	°C	27,28	Measured	
Relative Humidity	RHM	%	61,88	Measured	
Barometric pressure	Pa	psia	14,65	Test Condition	
Saturation pressure of water vapor in air (dry-bulb)	PsWvTdb	psia	0,68	From [Tdb] and enthalpy calculation	
Partial pressure of water vapor in air	PpWvA	psia	0,42	0,01 x [RHM] x [PsWvTdb]	
Absolute humidity	MFrWDA	kg/kg-da	0,02	0,622 * ((PpWvA) / ((Pa) - [PpWvA]))	
AH inlet dry air temperature	TA2	°C	29,09	Measured	
AH Inlet Tempering air (AH Inlet dry air) temperature	TA1h	°C	43,18	Measured	
AH Inlet air mean temperature	Taen	°C	35,49	(([TA2] x [XpFrA2] + [TA1h] x [XpFrA1h])/([XpFrA2]+[XpFrA1h]))	
AH Inlet gas temperature	TFgEn	°C	376,10	Measured	
AH Outlet gas temperature (uncorrected = including leakage)	TFgLv	°C	156,71	Measured	
AH Outlet gas temperature (uncorrected = excluding leakage) correction value	TDITAEn	°C	-	((([DesignTAEn] x ((TFgEn)-[TFgLvCr])+[TFgEn] x ((TFgLvCr)-[TAEn])))/((TFgEn)-[TAEn]-[TFgLvCr]))	
AH outlet gas temperature (corrected = excluding leakage)	TFgLvCr / TFgLvCrd	°C	162,08	[TFgLv]+([MnCpA]/[MnCpFg])x([MFrFgLv]/[MFrFg]-1)*((TFgLv)-[Taen]) ; design condition : test [TFgLvCr] + desain [TDITAEn]	
Correction of AH outlet gas temp. for total moisture in fuel	Cr	°C	-	Design Condition : from [MpWf]	
AH outlet gas temperature (corrected = excluding	TDITAEnD	°C	-	Design Condition : [TFgLvCr]-[Cr]	
Fuel temperature	TF	°C	31,72	Test condition : same as [Tdb]	
Average Bottom Ash Temperature	TCba	°C	800,00	Design	
Enthalpy Calculation					
Enthalpy of dry air at AH inlet air (average)	HDA	kJ/kg	10,54	Dry Air, Fig 5-19-1 ASME PTC 4 1998	
Enthalpy of dry vapor at AH inlet air (average)	HWv	kJ/kg	19,56	Water Vapor, Fig 5-19-2 ASME PTC 4 1998	
Enthalpy of dry gas at AH outlet gas (corrected=Excluding Leakage)	HDFgLvCr	kJ/kg	137,38	Dry Air, Fig 5-19-1 ASME PTC 4 1999	
Enthalpy of water vapor at AH outlet gas (corrected=Excluding Leakage)	HWvLvCr	kJ/kg	259,11	Water Vapor, Fig 5-19-2 ASME PTC 4 1999	
Enthalpy of dry gas at AH outlet gas (corrected=Including Leakage)	HDFgLv	kJ/kg	131,91	Dry Gas, Fig 5-19-3 ASME PTC 4 1998	
Enthalpy of dry air at AH outlet gas (corrected=Including Leakage)	HDAFgLv	kJ/kg	133,10	Water Vapor, Fig 5-19-2 ASME PTC 4 1998	
Enthalpy of water vapor at AH outlet gas (corrected=Including Leakage)	HWvLv	kJ/kg	239,18	Water Vapor, Fig 5-19-2 ASME PTC 4 1998	
Enthalpy of steam at AH outlet gas	HstLvCr	kJ/kg	2806,44	From [TFgLvCr] and Enthalpy calculation	
Enthalpy of water at reference temperature	Hw	kJ/kg	125,60	((Tre (° F) - 32) * 2,326	
Enthalpy of water vapour at reference temperature	Hwv	kJ/kg	2556,35	From [Tre] and Enthalpy calculation	
Enthalpy of Fly Ash at Average Fly Ash Temperature	HCba	kJ/kg	1,19	From [TCba] and 7.3.2.12 of ASME PTC 4.1	
AH Inlet Gas Calculation					
Theoretical air	MFrThACr	kg/kg-f	5,78	11,51x[MpCb]/100+4,31x[MpSF]/100+34,3x[MpH2F]/100-4,32x[MpO2F]/100	
Moles of theoretical air at AH inlet	MoThACr	kmol/kg-f	0,20	[MFrThACr] / 28,966	
Moles of dry products from the combustion of fuel	MoDPc	kmol/kg-f	0,03	[MpCb]/100/12,011+[MpSF]/100/32,066+[MpN2F]/100/28,013	
Excess air	XpA	%	19,56	100 x (([DvpO2]x([MoDPc]+0,7905x[MoThACr]))/([MoThACr]x(20,95-	
Dry air	MFrDA	kg/kg-f	6,91	(1+[XpA]/100)x[MFrThACr]	
Moisture from the combustion of hydrogen in the fuel	MFrWH2F	kg/kg-f	0,46	8,937x([MpH2F]/100)	
Moisture from water in fuel	MFrWF	kg/kg-f	0,36	[MpWF]/100	
Moisture in air	MFrWA	kg/kg-f	0,1269	[MFrWDA]x[MFrDA]	
Moisture in AH inlet gas	MFrWFg	kg/kg-f	0,95	[MFrWH2F]+[MFrWF]+[MFrWA]	
Wet gas from fuel	MFrFgF	kg/kg-f	0,95	1-[MpAsF]/100-[MpUbc]/100	
Wet gas at AH inlet	MFrFg	kg/kg-f	7,99	[MFrDA]+[MFrWA]+[MFrFgF]	
Dry gas	MFrDFg	kg/kg-f	7,03	[MFrFg]-[MFrWFg]	
AH Outlet Gas Temperature (Corrected) Calculation					
Mean specific heat of wet air	MnCpA	kJ/kg/°C	1,03	(([HATFgLv]-[HAEn])/([TFgLv]-[Taen]))	
Mean specific heat of wet gas	MnCpFg	kJ/kg/°C	1,16871	(([HFgLvCr]-[HFgLv])/([TFgLvCr]-[TFgLv]))	
Enthalpy of AH outlet wet gas (corrected)	HFgLvCr	kJ/kg	151,90	(1-[MFrWFgLvCr])x([HDFgLvCr]+[MFrWFgLvCr]x[HWvLvCr])	
Enthalpy of AH outlet wet gas (uncorrected)	HFgLv	kJ/kg	144,19	(1-[MgFrWFgLv])x([HDFgLv]+[MgFrWFgLv]x[HWvLv])	
Moisture in AH outlet gas	MFrWFgLv	kg/kg-f	0,96	[MFrWFg]+[MFrDAL]x[MFrWDA]	
AH outlet total moisture in gas (corrected)	MFrWFgLvCr	kg/kg	0,12	[MFrWFg]/[MFrFg]	
AH outlet total moisture in gas (uncorrected)	MgFrWFgLv	kg/kg	0,11	[MFrWFgLv]/[MFrFgLv]	
Enthalpy of wet air of AH outlet gas	HATFgLv	kJ/kg	135,01	(1-[MFrWA])x([HDAFgLv]+[MFrWA]x[HWvLv])	
Enthalpy of AH inlet wet air	HAEn	kJ/kg	10,70	(1-[MFrWA])x([HDA]+[MFrWA]x[HWv])	
Moisture in AH inlet wet air	MFrWA	kg/kg	0,02	[MFrWDA]/(1+[MFrWDA])	
Secondary air flow ratio	XpFrA2	%	54,54	Design value	
Primary air flow ratio	XpFrA1h	%	45,46	Design value	

BOILER EFFICIENCY BY ASME PTC 4. 1998		PERHITUNGAN EFISIENSI BOILER PEMBAKARAN BATUBARA MURNI (100 %)			
Parameter	Symbol	Unit	Value	Remarks	
AH Outlet Gas Calculation					
Excess air	XpALv	%	26,41	$100 \times \frac{((Dv_{p02Lv}) \times [MoDPc] + 0,7905 \times [MoThACr])}{([MoThACr] \times (20,95 - (1 + [XpALv]/100) \times [MFrThACr])}$	
Dry air	MFrDALv	kg/kg-f	7,30	$[MFrWAL] + [MFrFg]$	
AH outlet wet gas	MFrFGLv	kg/kg-f	8,39		
Boiler Efficiency Calculation (Energy Balance Method)					
L1 : Heat Loss due to Heat in Dry Flue Gas					
Heat Loss due to heat dry gas	L1	kJ/kg-f	966,36	$[HDFgLvCr] \times [MFrDFg]$	
Heat Loss (% fuel input HHV)		%	5,87	$[L1]/[Hf] \times 100$	
L2 : Heat Loss due to Moisture in Fuel					
Heat loss due to moisture in fuel (HHV Basis)	L2	kJ/kg-f	977,70	$[MFrWF] \times \{[HstLvCr] - [Hw]\}$	
Heat Loss (% fuel input HHV)		%	5,94	$[L2]/[Hf] \times 100$	
L3 : Heat Loss due to Moisture from Burning of Hydrogen in Fuel					
Heat loss due to moisture from burning of hydrogen in fuel (HHV Basis)	L3	kJ/kg-f	1.236,76	$[MFrWH2F] \times \{[HstLvCr] - [Hw]\}$	
Heat Loss (% fuel input HHV)		%	7,51	$[L3]/[Hf] \times 100$	
L4 : Heat Loss due to Moisture in Air					
Heat loss due to moisture in air	L4	kJ/kg-f	32,89	$[MFrWA] \times [HWvLvCr]$	
Heat Loss (% fuel input HHV)		%	0,20	$[L4]/[Hf] \times 100$	
L5 : Heat Loss due to Combustible in Refuse					
Heat loss due to combustible in refuse	L5	kJ/kg-f	109,53	$\{[MpUbC]/100\} \times 33700$	
Heat Loss (% fuel input HHV)		%	0,67	$[L5] / [Hf] \times 100$	
L6 : Heat Loss due to Surface Radiation and Convection (ABMA Chart)					
Maximum continuous output (BMCR Design)	ABMA	$\times 10^6$ Btu/h		Constant	
Heat Loss due to Surface Radiation and Convection (ABMA Chart)	L6	%	0,18	From [ABMA] and attachment-A3/ABMA Chart	
Heat Loss (kJ/kg fuel)		kJ/kg-f	29,63		
L7 : Heat Loss due to Unmeasured Losses					
Heat loss due to Unmeasured Losses (% fuel input)	L7	kJ/kg-f	41,16	Design from Manufacturer	
		%	0,25	Design from Manufacturer	
B1 : Heat Credit					
Entering Air					
Entering air heat credit	QqBDA	kJ/kg-f	72,80	$[MFrDA] \times [HDA]$	
Moisture Entering with Inlet Air					
Moisture Entering with Inlet Air heat credit	QqBWA	kJ/kg-f	2,48	$[MFrWA] \times [HWv]$	
Sensible Heat in Fuel					
Sensible heat in fuel heat credit	QqBF	kJ/kg-f	16,81	$[MFrFc]/100 \times [HFcRe] + [MFrVm1] \times [HvM1Re] + [MFrVm2] \times [HvM2Re] + [MFrWF]/100 \times [HWRe] + [MFrAsF]/100 \times [HAsF]$	
Total heat credit	B1	kJ/kg-f	92,09	$[QqBDA] + [QqBWA] + [QqBF]$	
B2 : Power Consumption of Pulverizer /Forced Draft Fan/Primary Air Fan/Coal Feeder					
A-Pulverizer power consumption	$QX_{A-Pulverizer}$	kJ/h	0,091706	$[Daya\ Sebenar] \times 3600$	
B-Pulverizer power consumption	$QX_{B-Pulverizer}$	kJ/h	0,094300	$[Daya\ Sebenar] \times 3601$	
C-Pulverizer power consumption	$QX_{C-Pulverizer}$	kJ/h	0,098301	$[Daya\ Sebenar] \times 3602$	
E-Pulverizer power consumption	$QX_{E-Pulverizer}$	kJ/h	0,094835	$[Daya\ Sebenar] \times 3604$	
A-AH power consumption	QX_{A-AH}	kJ/h	0,002284	Constant	
B-AH power consumption	QX_{B-AH}	kJ/h	0,002476	Constant	
Total power consumption	B2	kJ/h	0,384184	$[QXA-Pulverizer] + [QXB-Pulverizer] + [QXC-Pulverizer] + [QXD-Pulverizer] + [QXE-Pulverizer] + [QXA-AH] + [QXB-AHB]$	
Qro : Boiler Heat Output					
SH outlet steam enthalpy	Hvp	kJ/kg	3.447,34	Calculated based on IAPWS-IF97	
SH outlet steam pressure	Pvp	Bar	98,26	Measurement	
SH outlet steam temperature	Tvp	°C	527,54	Measurement	
Main steam flow (=Waalim + Wss)	Wvp	kg/h	380.690,52	$[Waalim] + [Wss]$	
ECO inlet water enthalpy	Haalim	kJ/kg	820,53	Calculated based on IAPWS-IF97	
ECO inlet water pressure	Paalim	bar	109,87	Measurement	
ECO inlet water temperature	Taalim	°C	191,91	Measurement	
ECO inlet water flow	Waalim	kg/h	362.563,86	Measurement	
Reheat steam flow	Wvrec	kg/h	355.863,65	Calculated	
RH outlet steam enthalpy	Hrc	kJ/kg	3.538,04	Calculated based on IAPWS-IF97	
RH outlet steam pressure	Prc	bar	16,45	Measurement	
RH outlet steam temperature	Trc	°C	530,04	Measurement	
RH inlet steam enthalpy	Hrf	kJ/kg	3.043,91	Calculated based on IAPWS-IF97	
RH inlet steam pressure	Prf	Mpag	16,45	Measurement	
RH inlet steam temperature (RH spray input)	Trf	°C	530,04	Measurement	
SH spray water flow	Wss	kg/h	18.126,67	Measurement	
SH spray water enthalpy	Hss	kJ/kg	724,75	Calculated based on IAPWS-IF97	
SH spray water pressure	Pss	Mpag	127,05	Measurement	
SH spray water temperature	Tss	°C	169,75	Measurement	
RH spray water flow	Wrs	kg/h	8.110,00	Measurement	
RH spray water enthalpy	Hrs	kJ/kg	724,75	Same value as SH spray	
Boiler heat output	Qro	kJ/h	1.200.396.892,95	$([Hvp] \times [Wvp]) - ([Haalim] \times [Waalim]) - ([Hss] \times [Wss]) + ([Wvrec] \times ([Hrc] - [Hrf])) + ([Wrs] \times ([Hrc] - [Hrs]))$	
BEC : Boiler Efficiency					
Boiler Fuel Efficiency (HHV Basis)	η_{Bf} (HHV)	%	79,94	$(100 - (([L1] + [L2] + [L3] + [L4] + [L5] - [B1])/[Hf] \times 100 + [L6] + [L7])) \times ([Qro]/([Qro] - [B2]))$	

Tabel 4.2 Perhitungan Efisiensi Boiler Pembakaran Co-Firing 3% Sekam Padi

BOILER EFFICIENCY BY ASME PTC 4. 1998		PERHITUNGAN EFISIENSI BOILER PEMBAKARAN CO-FIRING 3% SEKAM PADI			
Parameter	Symbol	Unit	Value	Remarks	
Higher Heating Value (AR)	He	kcal/kg-f	4.048,47	Coal Analysis	
Higher Heating Value (AR)	Hf	kJ/kg-f	16.950,13	Coal Analysis	
Fuel Lower Heating Value					
Total H2 including moisture	Ht	wt %	4,43	$[MpH2F] + [MpWF] * 2,0159/18,0153$	
Latent Heat Water for LHV	LHVHfg	kJ/kg-f	2.425,44	$(0,00158927*[Tdb]*[Tdb])-(2,36418*[Tdb])+2500,79 - (0,0000614342*([Tdb]*[Tdb]*[Tdb]))$	
Lower Heating Value (AR)	Hfl	kJ/kg-f	15.989,61	$[Hf]-[MpCF]*[MpH2F]/100/2,0159*18,0153$	
Ultimate Analysis					
Carbon Content (AR)	MpCF	wt%	41,40	Ultimate Analysis	
Hydrogen Content (AR)	MpH2F	wt%	5,22	Ultimate Analysis	
Oxygen Content (AR)	MpO2F	wt%	12,40	Ultimate Analysis	
Sulfur Content (AR)	MpSF	wt%	0,22	Ultimate Analysis	
Nitrogen Content (AR)	MpN2F	wt%	1,70	Ultimate Analysis	
Ash Content (AR)	MpAsF	wt%	4,68	Ultimate Analysis	
Moisture Content (AR)	MpWF	wt%	34,38	Ultimate Analysis	
Total		wt%	100,00	$MpCF + MpH2F + MpO2F + MpSF + MpN2F + MpAsF + MpWF$	
Proximate Analysis					
Total Moisture Content (AR)	MFrWF	wt%	34,38	Proximate Analysis	
Fixed Carbon Content (AR)	MFrFC	wt%	27,56	Proximate Analysis	
Volatile Matter (AR)	MFrVm	wt%	33,37	Proximate Analysis	
Ash Content (AR)	MFrAsF	wt%	4,68	Proximate Analysis	
Total		wt%	100,00	$MFrWF + MFrFC + MFrVM + MFrAsF$	
Carbon Content in Fly Ash	MpCfa	wt %	0,15	Proximate Analysis	
Carbon Content in Bottom Ash	MpCba	wt %	0,61	Proximate Analysis	
Fly Ash Split	xUCf	%	0,90	Gas Analysis	
Bottom Ash Split	xUCb	%	0,10	Gas Analysis	
Mass of Residue	MFrR/wdp	kg/kg fuel	0,05	$MpAsF / (100-MpUbc)$	
Carbon in Ash	MpCA	kg/kg refuse	0,76	$MpCRfa \times MpCfa + MpCRba \times MpCba$	
Unburn Carbon in Fuel	MpUbc	wt%	0,38	$MFrR \times MpCA$	
Carbon Burned Content	MpCb	wt%	41,02	$MpCF - MpUbc$	
Flue Gas Analysis					
AH Inlet O2 in dry flue gas	DVpO2	dry vol %	3,49	Flue Gas Analysis	
AH Outlet O2 in dry flue gas	DVpO2Lv	dry vol %	4,43	Flue Gas Analysis	
AH Inlet CO in dry flue gas	DVpCO	dry vol %	1,51	Flue Gas Analysis	
AH Inlet CO2 in dry flue gas	DVpCO2	dry vol %	16,13	Air Heater Calculation	
Air and Gas Temperature					
Reference temperature = 30,0 °C (AH inlet temperature)	Tre	°C	30,00	Constant	
Ambient air temperature (dry bulb) = FDF inlet	Tdb	°C	31,72	Measured	
Ambient air temperature (wet bulb) = FDF inlet	Twb	°C	27,28	Measured	
Relative Humidity	RHM	%	61,88	Measured	
Barometric pressure	Pa	psia	14,65	Test Condition	
Saturation pressure of water vapor in air (dry-bulb)	PsWvTdb	psia	0,68	From [Tdb] and enthalpy calculation	
Partial pressure of water vapor in air	PpWvA	psia	0,42	$0,01 \times [RHM] \times [PsWvTdb]$	
Absolute humidity	MFrWDA	kg/kg-da	0,02	$0,622 * ([PpWvA] / ([Pa] - [PpWvA]))$	
AH inlet dry air temperature	TA2	°C	31,79	Measured	
AH Inlet Tempering air (AH Inlet dry air) temperature	TA1h	°C	45,34	Measured	
AH Inlet air mean temperature	Taen	°C	37,91	$([TA2] \times [XpFrA2] + [TA1h] \times [XpFrA1h]) / ([XpFrA2] + [XpFrA1h])$	

BOILER EFFICIENCY BY ASME PTC 4. 1998		PERHITUNGAN EFISIENSI BOILER PEMBAKARAN CO-FIRING 3% SEKAM PADI			
Parameter	Symbol	Unit	Value	Remarks	
AH Inlet Gas Calculation					
Theoretical air	MFrThACr	kg/kg-f	5,55	$11,51x[MpCb]/100+4,31x[MpSF]/100+34,3x[MpH2F]/100-4,32x[MpO2F]/100$	
Moles of theoretical air at AH inlet	MoThACr	kmol/kg-f	0,19	$[MFrThACr] / 28,966$	
Moles of dry products from the combustion of fuel	MoDPc	kmol/kg-f	0,03	$[MpCb]/100/12,011+[MpSF]/100/32,066+[MpN2F]/100/28,013$	
Excess air	XpA	%	19,09	$100 x \{ [DVp02]x([MoDPc]+0,7905x[MoThACr]) / ([MoThACr]x(20,95-[DVp02])) \}$	
Dry air	MFrDA	kg/kg-f	6,61	$(1+[XpA]/100)x[MFrThACr]$	
Moisture from the combustion of hydrogen in the fuel	MFrWH2F	kg/kg-f	0,46	$8,937x([MpH2F]/100)$	
Moisture from water in fuel	MFrWF	kg/kg-f	0,37	$[MpWF]/100$	
Moisture in air	MFrWA	kg/kg-f	0,1215	$[MFrWDA]x[MFrDA]$	
Moisture in AH inlet gas	MFrWFg	kg/kg-f	0,95	$[MFrWH2F]+[MFrWF]+[MFrWA]$	
Wet gas from fuel	MFrFgF	kg/kg-f	0,94	$1-[MpAsF]/100-[MpUbC]/100$	
Wet gas at AH inlet	MFrFg	kg/kg-f	7,67	$[MFrDA]+[MFrWA]+[MFrFgF]$	
Dry gas	MFrDFg	kg/kg-f	6,72	$[MFrFg]-[MFrWFg]$	
AH Outlet Gas Calculation					
Excess air	XpALv	%	25,65	$100 x \{ ([DVp02Lv]x[MoDPc]+0,7905x[MoThACr]) / ([MoThACr]x(20,95-[DVp02Lv])) \}$	
Dry air	MFrDALv	kg/kg-f	6,98	$(1+[XpALv]/100)x[MFrThACr]$	
AH leakage dry air	MFrDAL	kg/kg-f	0,36	$[MFrDALv]-[MFrDA]$	
AH leakage wet air	MFrWAL	kg/kg-f	0,37	$[MFrDAL]x([MFrWDA]+1)$	
AH outlet wet gas	MFrFGLv	kg/kg-f	8,04	$[MFrWAL]+[MFrFg]$	
AH Outlet Gas Temperature (Corrected) Calculation					
Mean specific heat of wet air	MnCpA	kJ/kg°C	1,03	$([HATFgLv]-[HAEn]) / ([TFgLv]-[Taen])$	
Mean specific heat of wet gas	MnCpFg	kJ/kg°C	1,16871	$([HFgLvCr]-[HFgLv]) / ([TFgLvCr]-[TFgLv])$	
Enthalpy of AH outlet wet gas (corrected)	HFgLvCr	kJ/kg	157,57	$(1-[MFrWFgLvCr])x[HFgLvCr]+[MFrWFgLvCr]x[HWvLvCr]$	
Enthalpy of AH outlet wet gas (uncorrected)	HFgLv	kJ/kg	149,86	$(1-[MgFrWFgLv])x[HFgLv]+[MgFrWFgLv]x[HWvLv]$	
Moisture in AH outlet gas	MFrWFgLv	kg/kg-f	0,96	$[MFrWFg]+[MFrDAL]x[MFrWDA]$	
AH outlet total moisture in gas (corrected)	MFrWFgLvCr	kg/kg	0,12	$[MFrWFg] / [MFrFg]$	
AH outlet total moisture in gas (uncorrected)	MgFrWFgLv	kg/kg	0,12	$[MFrWFgLv] / [MFrFgLv]$	
Enthalpy of wet air of AH outlet gas	HATFgLv	kJ/kg	139,83	$(1-[MFrWA])x[HDAFgLv]+[MFrWA]x[HWvLv]$	
Enthalpy of AH inlet wet air	HAEn	kJ/kg	13,17	$(1-[MFrWA])x[HDA]+[MFrWA]x[HWv]$	
Moisture in AH inlet wet air	MFrWA	kg/kg	0,02	$[MFrWDA] / (1+[MFrWDA])$	
Secondary air flow ratio	XpFrA2	%	54,82	Design value	
Primary air flow ratio	XpFrA1h	%	45,18	Design value	
Boiler Efficiency Calculation (Energy Balance Method)					
L1 : Heat Loss due to Heat in Dry Flue Gas					
Heat Loss due to heat dry gas	L1	kJ/kg-f	954,51	$[HDFgLvCr] x [MFrDFg]$	
Heat Loss (% fuel input HHV)		%	5,98	$[L1] / [Hf] x 100$	
L2 : Heat Loss due to Moisture in Fuel					
Heat loss due to moisture in fuel (HHV Basis)	L2	kJ/kg-f	991,37	$[MFrWF] x \{ [HstLvCr] - [Hw] \}$	
Heat Loss (% fuel input HHV)		%	6,21	$[L2] / [Hf] x 100$	
L3 : Heat Loss due to Moisture from Burning of Hydrogen in Fuel					
Heat loss due to moisture from burning of hydrogen in fuel (HHV Basis)	L3	kJ/kg-f	1.234,32	$[MFrWH2F] x \{ [HstLvCr] - [Hw] \}$	
Heat Loss (% fuel input HHV)		%	7,73	$[L3] / [Hf] x 100$	
L4 : Heat Loss due to Moisture in Air					
Heat loss due to moisture in air	L4	kJ/kg-f	32,54	$[MFrWA] x [HWvLvCr]$	
Heat Loss (% fuel input HHV)		%	0,20	$[L4] / [Hf] x 100$	
L5 : Heat Loss due to Combustible in Refuse					
Heat loss due to combustible in refuse	L5	kJ/kg-f	128,06	$\{ [MpUbC] / 100 \} x 33700$	
Heat Loss (% fuel input HHV)		%	0,80	$[L5] / [Hf] x 100$	
L6 : Heat Loss due to Surface Radiation and Convection (ABMA Chart)					
Maximum continuous output (BMCR Design)	ABMA	x10 ⁶ Btu/h		Constant	
Heat Loss due to Surface Radiation and Convection (ABMA Chart)	L6	%	0,18	From [ABMA] and attachment-A3/ABMA Chart	
Heat Loss (kJ/kg fuel)		kJ/kg-f	28,74		
L7 : Heat Loss due to Unmeasured Losses					
Heat loss due to Unmeasured Losses (% fuel input HHV)	L7	kJ/kg-f	39,91	Design from Manufacturer	
		%	0,25	Design from Manufacturer	

BOILER EFFICIENCY BY ASME PTC 4. 1998		PERHITUNGAN EFISIENSI BOILER PEMBAKARAN CO-FIRING 3% SEKAM PADI			
Parameter	Symbol	Unit	Value	Remarks	
B1 : Heat Credit					
Entering Air					
Entering air heat credit	QqBDA	kJ/kg-f	85,80	[MFrDA] x [HDA]	
Moisture Entering with Inlet Air					
Moisture Entering with Inlet Air heat credit	QqBWA	kJ/kg-f	2,93	[MFrWA] x [HWW]	
Sensible Heat in Fuel					
Enthalpy of fixed carbon	HFcRe	kJ/kg	5,19	$0,152x[HDA] + 1,95 E-4 [HDA]^2 - 12,860$	
Enthalpy of Volatile matter 1	HVm1Re	kJ/kg	11,74	$0,38 x [HDA] + 0,000225 x [HDA]^2 - 30,594$	
Enthalpy of Volatile matter 2	HVm2Re	kJ/kg	20,49	$0,70 [HDA] + 0,000170 x [HDA]^2 - 54,908$	
Enthalpy of Ash	HRsrRe	kJ/kg	5,16	From [HDA] and Enthalpy calculation	
Enthalpy of total moisture	HWRe	kJ/kg	28,14	From [HDA] and Enthalpy calculation	
Mass fraction of volatile matter, dry-ash free	MFrVmCr	wt%	53,24	$[MFrVm] / (100 - [MFrWF] - [MFrAsF]) x 100$	
Volatile matter2 content	MfrVm2	kJ/kg-f	0,06	$[MFrVMCr] > 10 \rightarrow 0,1 x \{1 - ([MFrWF]/100) - ([MFrAsF]/100)\}$	
Volatile matter1 content	MfrVm1	kJ/kg-f	0,30	$[MFrVMCr] > 10 \rightarrow [MFrVm]/100 - [MFrVm2]/100$ $[MFrVMCr] \leq 10 \rightarrow 0$	
Sensible heat in fuel heat credit	QqBF	kJ/kg-f	16,80	$[MFrFc]/100 x [HFcRe] + [MFrVm1]x[HVm1Re] + [MFrVm2]x[HVm2Re] + [MFrWF]/100 x [HWRe] + [QqBDA]+[QqBWA]+[QqBF]$	
Total heat credit	B1	kJ/kg-f	105,53		
B2 : Power Consumption of Pulverizer /Forced Draft Fan/Primary Air Fan/Coal Feeder					
A-Pulverizer power consumption	$QX_{A-Pulverizer}$	kJ/h	0,091227	[Daya Sebenarnya] x 3600	
B-Pulverizer power consumption	$QX_{B-Pulverizer}$	kJ/h	0,093535	[Daya Sebenarnya] x 3601	
C-Pulverizer power consumption	$QX_{C-Pulverizer}$	kJ/h	0,096798	[Daya Sebenarnya] x 3602	
E-Pulverizer power consumption	$QX_{E-Pulverizer}$	kJ/h	0,093254	[Daya Sebenarnya] x 3604	
A-AH power consumption	QX_{A-AH}	kJ/h	0,002279	Constant	
B-AH power consumption	QX_{B-AH}	kJ/h	0,002471	Constant	
Total power consumption	B2	kJ/h	0,379846	$[QXA-Pulverizer] + [QXB-Pulverizer] + [QXC-Pulverizer] + [QXD-Pulverizer] + [QXE-Pulverizer] + [QXA-AH] + [QXB-AHB]$	
Qro : Boiler Heat Output					
SH outlet steam enthalpy	Hvp	kJ/kg	3.450,26	Calculated based on IAPWS-IF97	
SH outlet steam pressure	Pvp	Bara	97,62	Measurement	
SH outlet steam temperature	Tvp	°C	528,42	Measurement	
Main steam flow (=Waalim + Wss)	Wvp	kg/h	381.082,60	[Waalim] + [Wss]	
ECO inlet water enthalpy	Haalim	kJ/kg	819,44	Calculated based on IAPWS-IF97	
ECO inlet water pressure	Paalim	bar	109,10	Measurement	
ECO inlet water temperature	Taalim	°C	191,67	Measurement	
ECO inlet water flow	Waalim	kg/h	360.928,15	Measurement	
Reheat steam flow	Wvrec	kg/h	356.303,43	Calculated	
RH outlet steam enthalpy	Hrc	kJ/kg	3.538,55	Calculated based on IAPWS-IF97	
RH outlet steam pressure	Prc	bar	16,33	Measurement	
RH outlet steam temperature	Trc	°C	530,22	Measurement	
RH inlet steam enthalpy	Hrf	kJ/kg	3.045,53	Calculated based on IAPWS-IF97	
RH inlet steam pressure	Prf	Mpag	16,33	Measurement	
RH inlet steam temperature (RH spray input)	Trf	°C	530,22	Measurement	
RH inlet steam temperature (RH spray output)	Tfr'	°C			
SH spray water flow	Wss	kg/h	20.154,44	Measurement	
SH spray water enthalpy	Hss	kJ/kg	722,22	Calculated based on IAPWS-IF97	
SH spray water pressure	Pss	Mpag	126,05	Measurement	
SH spray water temperature	Tss	°C	169,18	Measurement	
RH spray water flow	Wrs	kg/h	9.474,44	Measurement	
RH spray water enthalpy	Hrs	kJ/kg	722,22	Same value as SH spray	
Boiler heat output	Qro	kJ/h	1.206.867.696,55	$([Hvp]*[Wvp]) - ([Haalim]*[Waalim]) - ([Hss]*[Wss]) + ([Wvrec]*{[Hrc]-[Hrf]}) + ([Wrs]*{[Hrc]-[Hrs]})$	
B2c : Boiler Efficiency					
Boiler Fuel Efficiency (HHV Basis)	η_{Bf} (HHV)	%	79,30	$(100 - \{([L1]+[L2]+[L3]+[L4]+[L5]-[B1])/([Hf]*100+[L6]+[L7])\}) * ([Qro]/([Qro]-[B2]))$	

Dari hasil eksperimen yang dilakukan di PLTU Pangkalan Susu dengan model pembakaran batubara murni didapat nilai efisiensi boiler sebesar 79,94 % dan model pembakaran campuran batubara sekam padi (co-firing 3% sekam padi) didapat nilai efisiensi boiler 79,30 %. Dimana dengan penambahan sekam padi sebanyak 3% pada pembakaran batubara menyebabkan terjadinya penurunan efisiensi boiler sebesar 0,64 atau terjadi penurunan sebesar 0,80 % dari nilai efisiensi boiler pembakaran batubara murni.

4.1.2 Efisiensi PA Fan dan FD Fan (Metode Input – Output)

Efisiensi Primary Air Fan dan Forced Draft Fan dapat dihitung dengan metode in-out yaitu metode yang membandingkan daya output dengan daya input (*USA Standard ASME (PTC-4-1) Power Test Code for Steam Generating Units*) seperti yang sudah dijabarkan pada Bab III Tabel 3.4 Parameter-parameter dan rumus perhitungan Efisiensi Fan, yaitu seperti dibawah ini salah satu rincian perhitungan efisiensi Primary Air Fan :

Parameter	Symbol	Satuan	Sumber Parameter	Keterangan (Rumus)
Massa jenis udara	ρ	kg/m ³	Konstanta	1,215
Percepatan gravitasi	g	m/s ²	Konstanta	9,8
Tekanan udara	Δp	N/m ²	Pembacaan Sensor Pressure Udara di DCS	$P_{outlet} - P_{inlet}$
Head fan	H	m	Perhitungan	$\Delta p / (\rho \times g)$
berat jenis udara	γ	kg/m ² s ²	Perhitungan	$\rho \times g$
Flow udara	Q	m ³ /s	Pembacaan Sensor Flow Rate Udara di DCS	Q
Daya udara	P_{udara}	kW	Perhitungan	$(H \times \gamma \times Q) / 1000$
Daya motor	P_{motor}	kW	Pembacaan Sensor Tegangan dan Arus Motor	$\sqrt{3} \times V \times I \times \cos \phi ;$ ($\cos \phi =$ Power Factor)
Efisiensi Fan	η	%	Perhitungan	P_{udara} / P_{motor}

- Massa jenis udara (ρ) = 1.215 kg/m³
- Percepatan gravitasi (g) = 9,80 m/s²
- Tekanan Udara (ΔP) = 11.151,11 N/m²
- $Head\ Fan\ (H) = \frac{Tekanan\ Udara\ (\Delta p)}{Massa\ Jenis\ Udara\ (\rho) \times Gravitasi\ (g)}$
- $Head\ Fan\ (H) = \frac{11.151,11\ N/m^2}{1.215\ \frac{kg}{m^3} \times 9,80\ \frac{m}{s^2}} = 970,11\ m$
- $Berat\ Jenis\ Udara\ (\gamma) = \frac{Massa\ Jenis\ Udara\ (\rho)}{Gravitasi\ (g)}$
- $Berat\ Jenis\ Udara\ (\gamma) = \frac{1.215\ kg/m^3}{9,8\ m/s^2} = 11,91\ kg/m^2s^2$
- $Flow\ Udara\ (Q) = \frac{38,13}{1.215} = 31,38\ m^3/s$
- $Daya\ Udara\ (P\ udara) = \frac{Head\ Fan\ (H) \times Berat\ Jenis\ Udara\ (\gamma) \times Flow\ Udara\ (Q)}{1.000}$
- $Daya\ Udara\ (P\ udara) = \frac{970,11 \times 11,91 \times 31,38}{1.000} = 362,51\ kW$

- $Daya\ Motor\ (P\ motor) = 1.100,06\ kW$ (Pemakaian Sendiri Aktual Motor)
- $Efisiensi\ Fan\ (\eta) = \frac{Daya\ Udara\ (P\ udara)}{Daya\ Motor\ (P\ motor)}$
- $Efisiensi\ Fan\ (\eta) = \frac{362,51\ kW}{1.100,06\ kW} = 32,95\ \%$

Dari hasil pembakaran Batubara Murni didapatkan efisiensi Primari Air Fan A (PA Fan A) sebesar 32,95%, maka dengan perhitungan dan model pengambilan data yang sama akan didapatkan hasil efisiensi Primari Air Fan B dan Force Draft Fan A,B yaitu pada tabel dibawah ini :

Tabel 4.3 Hasil Efisiensi PA Fan Pembakaran Batubara Murni & Co-Firing 3%

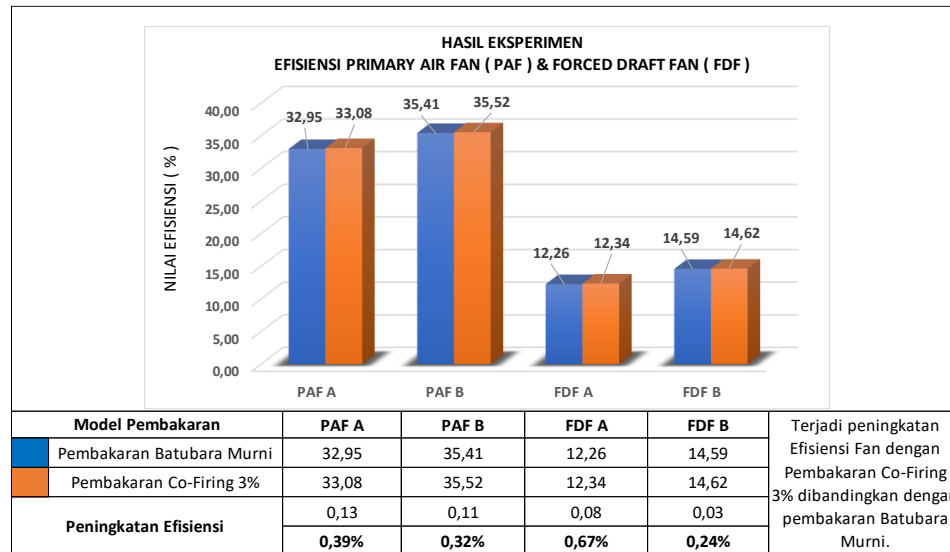
No	Bahan Bakar Eksperimen			Batubara 100 %		Co-Firing 3% Sekam Padi	
	Parameter	Simbol	Satuan	PA Fan A	PA Fan B	PA Fan A	PA Fan B
				Nilai	Nilai	Nilai	Nilai
1	Massa jenis udara	ρ	kg/m ³	1,215	1,215	1,215	1,215
2	Percepatan gravitasi	g	m/s ²	9,80	9,80	9,80	9,80
3	Tekanan udara	Δp	N/m ²	11551,11	11093,33	11624,44	11151,11
4	Head fan	H	m	970,11	931,66	976,27	936,52
5	berat jenis udara	γ	kg/m ² s ²	11,91	11,91	11,91	11,91
6	Flow udara	Q	m ³ /s	31,38	33,41	31,07	32,94
7	Daya udara	Pudara	kW	362,51	370,59	361,23	367,28
8	Daya motor	Pmotor	kW	1100,06	1046,60	1091,88	1033,97
9	Efisiensi Fan	η	%	32,95	35,41	33,08	35,52

Tabel 4.4 Hasil Efisiensi FD Fan Pembakaran Batubara Murni & Co-Firing 3%

No	Bahan Bakar Eksperimen			Batubara 100 %		Co-Firing 3% Sekam Padi	
	Parameter	Symbol	Satuan	FD Fan A	FD Fan B	FD Fan A	FD Fan B
				Nilai	Nilai	Nilai	Nilai
1	Massa jenis udara	ρ	kg/m ³	1,215	1,215	1,215	1,215
2	Percepatan gravitasi	g	m/s ²	9,80	9,80	9,80	9,80
3	Tekanan udara	Δp	N/m ²	849,86	874,79	859,06	883,86
4	Head fan	H	m	71,38	73,47	72,15	74,23
5	berat jenis udara	γ	kg/m ² s ²	11,91	11,91	11,91	11,91
6	Flow udara	Q	m ³ /s	36,96	40,87	36,80	40,65
7	Daya udara	Pudara	kW	31,41	35,75	31,62	35,93
8	Daya motor	Pmotor	kW	256,23	245,08	256,17	245,72
9	Efisiensi Fan	η	%	12,26	14,59	12,34	14,62

Secara garis besar hasil eksperimen yang telah dilakukan di PLTU Pangkalan Susu terkait parameter efisiensi Primari Air Fan (PA Fan) dan Forced Draft Fan (FD Fan) terhadap adanya perubahan model pembakaran yaitu pembakaran batubara murni dengan pembakaran co-firing 3% sekam padi, dihasilkan adanya peningkatan efisiensi PA Fan dan

FD Fan dengan pembakaran co-firing 3% sekam padi dibandingkan dengan pembakaran batubara murni. Secara detail untuk hasil eksperimen digambarkan pada grafik (Gambar 4.1) dibawah ini :



Gambar 4.1 Hasil Eksperimen Efisiensi PA Fan dan FD Fan Pembakaran Batubara Murni dan Pembakaran Co-Firing 3%.

4.1.3 Pemakaian Sendiri tiap Mill (Pembacaan sensor pemakaian sendiri motor Mill)

Pemakaian sendiri tiap Mill dapat dihitung dengan menggunakan rumus :

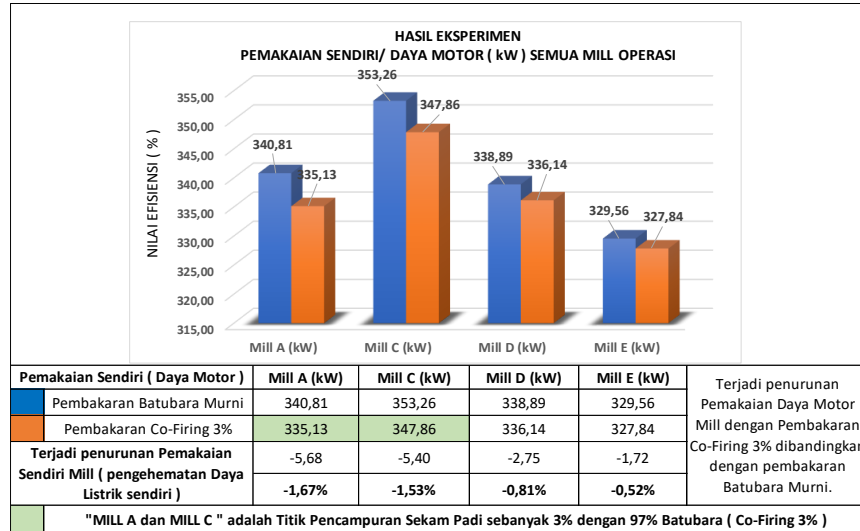
$$\text{Daya Motor (kW)} = \sqrt{3} \times V \times I \times \text{Cos } \varphi ;$$

- Dimana :
- Cos φ = Power Factor
 - V = Tegangan Kerja Motor Mill A/ 6 KV BUS A (Volt)
 - I = Arus Kerja Mill A (Ampere)
 - Nilai V dan I didapat dari pembacaan alat sensor di layar *Distribution Control Room (DCS) PLTU Pangkalan Susu*.

Maka perhitungan detail pemakaian sendiri (Daya Motor) salah satu Mill yang beroperasi saat eksperimen ini seperti Mill A dengan pembakaran Batubara Murni adalah sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{Daya Motor Mill A (kW)} &= \sqrt{3} \times V \times I \times \text{Cos } \varphi \\ &= \sqrt{3} \times 61,70 \times 32,60 \times 0,945 \\ &= 329,56 \text{ kW} \end{aligned}$$

Sehingga dengan cara dan pengukuran titik yang sama akan didapatkan pemakaian sendiri (daya motor) masing-masing Mill yang beroperasi saat dilakukannya eksperimen pembakaran Batubara Murni dan pembakaran Co-Firing 3% seperti tabel dibawah ini :



Gambar 4.2 Hasil Eksperimen Pemakaian Sendiri Mill Operasi saat Pembakaran Batubara Murni dan Pembakaran Co-Firing 3%.

Dari hasil eksperimen diatas didapat bahwa hasil pemakaian sendiri Mill proses pembakaran Co-Firing 3% lebih kecil dibandingkan dengan pembakaran Batubara Murni, hasil ini selaras dengan sifat bahan bakar sekam padi yang lunak dibandingkan dengan batubara yang keras sehingga motor mill tidak bekerja sekeras menggiling batubara saat dilakukan pencampuran sekam padi 3% pada Mill A dan Mill C, sehingga menghasilkan nilai pemakaian sendiri/daya motor yang lebih kecil pada mill pembakaran co-firing.

4.1.4 Net Plant Hate Rate dan Specific Fuel Consumption (Metode Input – Output)

Perhitungan Net Plant Hate Rate (NPHR) dan Spesific Fuel Consumption (SFC) menggunakan Metode Input-Output seperti yang telah dijelaskan pada Tabel 3.7 Bab III dengan perhitungan dan pengambilan data eksperimen sebagai berikut :

Parameter	Symbol	Satuan	Sumber Parameter	Keterangan (Rumus)
Gross Load	gMW	MW	Pembacaan di DCS	DCS = Distribution Control System
Netto Load	nMW	MW	Pembacaan di DCS	DCS = Distribution Control System
Gross MWh	gMWh	MWh	Pembacaan di DCS	DCS = Distribution Control System
Netto MWh	nMWh	MWh	Pembacaan di DCS	DCS = Distribution Control System
Unit Auxilary Transformator	UAT	MWh	Pembacaan di DCS	DCS = Distribution Control System
Station Service Transformator	SST	MWh	Pembacaan di DCS	DCS = Distribution Control System
Totalizer (Jumlah Bahan Bakar)	Qfuel	Ton	Pembacaan di DCS	DCS = Distribution Control System
Flow Rate (Laju Bahan Bakar)	QRfuel	Ton/h	Pembacaan di DCS	DCS = Distribution Control System
Higher/Gross Heating Value	HHV	kCal/kg	Hasil Perhitungan Laboratorium	HHV Coal Firing = 3.932 kCal/kg HHV Co-Firing = 3.813 kCal/kg
Net Plant Hate Rate	NPHR	KCal/kWh	Perhitungan	(QRfuel x HHV) / nMW
Spesific Fuel Consumption	SFC	Kg/kWh	Perhitungan	QRfuel / gMW

Untuk meningkatkan akurasi hasil perhitungan NPHR dan SFC , dalam pengambilan data eksperimen dilakukan 9 kali pengambilan data dengan selisih waktu per 15 menit, Adapun salah satu rincian perhitungan NPHR dan SFC pada pengambilan satu waktu pada pukul 09.00 WIB eksperimen pembakaran Batubara Murni yaitu sebagai berikut :

$$NPHR \left(\frac{kCal}{kWh} \right) = \frac{QRfuel \left(\frac{T}{h} \right) \times HHV \left(\frac{kCal}{kg} \right)}{nMW (MW)}$$

- QRfuel (Laju Bahan Bakar) = Mill A + Mill C + Mill D + Mill E
= 23,19 T/h + 25,68 T/h + 22,05 T/h + 21,98 T/h
= 92,90 T/h
- HHV (High Heating Value) = 3.932 kCal/kg
- nMW (Produksi Netto) = 117 MW

$$NPHR \left(\frac{kCal}{kWh} \right) = \frac{92,90 \times 3.932}{117}$$

$$= 3114,89 \text{ kCal/kWh}$$

$$SFC \left(\frac{Kg}{kWh} \right) = \frac{QRfuel \left(\frac{T}{h} \right)}{gMW (MW)}$$

$$\begin{aligned}
 \text{- QRfuel (Laju Bahan Bakar)} &= \text{Mill A} + \text{Mill C} + \text{Mill D} + \text{Mill E} \\
 &= 23,19 \text{ T/h} + 25,68 \text{ T/h} + 22,05 \text{ T/h} + 21,98 \text{ T/h} \\
 &= 92,90 \text{ T/h}
 \end{aligned}$$

$$\text{- nMW (Produksi Netto)} = 130 \text{ MW}$$

$$\begin{aligned}
 SFC \left(\frac{\text{Kg}}{\text{kWh}} \right) &= \frac{92,90 \left(\frac{\text{T}}{\text{h}} \right)}{130 \text{ (MW)}} \\
 &= 0,712 \text{ Kg/kWh}
 \end{aligned}$$

Sehingga dengan cara yang sama akan didapatkan NPHR dan SFC saat dilakukannya eksperimen pembakaran Batubara Murni dan pembakaran Co-Firing 3% seperti tabel dibawah ini :

Tabel 4.5 Hasil Perhitungan NPHR dan SFC Eksperimen Pembakaran Batubara Murni

PERHITUNGAN NILAI NPHR DAN SFC - PEMBAKARAN BATUBARA MURNI												
Input-Output Data Coal Flow DCS			MILL E		MILL D		MILL C		MILL A		NPHR (KCal/kWh)	SFC Gross (Kg/kWh)
Waktu	Gross Load (MW)	Netto Load (MW)	Totalizer (Ton)	Flow Rate (Ton/h)	Totalizer (Ton)	Flow Rate (Ton/h)	Totalizer (Ton)	Flow Rate (Ton/h)	Totalizer (Ton)	Flow Rate (Ton/h)		
09:00	130	117	149156	23,19	207211	25,68	153079	22,05	216616	21,98	3114,89	0,712
09:15	139	126	149162	23,10	207217	24,88	153085	23,46	216622	23,56	2975,94	0,685
09:30	135	122	149168	23,35	207223	25,36	153091	22,17	216628	22,09	3000,07	0,690
09:45	138	125	149173	23,14	207229	24,62	153097	23,33	216634	23,45	2976,95	0,687
10:00	137	123	149179	23,67	207235	19,08	153102	22,65	216640	24,38	2880,81	0,658
10:15	134	120	149185	22,56	207241	26,49	153108	21,38	216645	24,61	3103,02	0,710
10:30	136	124	149191	23,60	207246	24,43	153113	21,66	216652	24,25	2989,41	0,689
10:45	136	123	149197	23,40	207252	26,07	153119	22,80	216658	23,18	3060,00	0,702
11:00	133	120	149203	23,37	207258	25,03	153125	22,82	216664	23,68	3097,43	0,713
Rata- Rata											3034,09	0,698

Tabel 4.6 Hasil Perhitungan NPHR dan SFC Eksperimen Pembakaran Co-Firing 3%

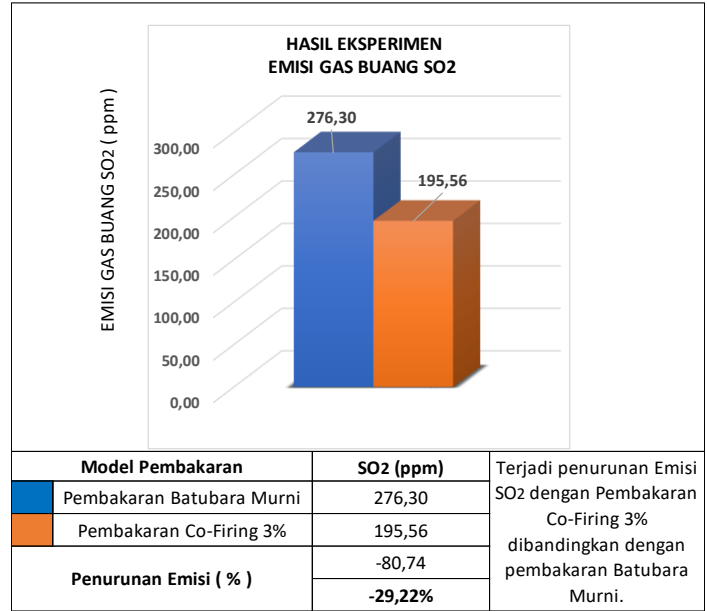
PERHITUNGAN NILAI NPHR DAN SFC - CO FIRING (97% BATUBARA + 3% SEKAM PADI)												
Input-Output Data Coal Flow DCS			MILL E		MILL D		MILL C (3% Sekam Padi)		MILL A (3% Sekam Padi)		NPHR (KCal/kWh)	SFC Gross (Kg/kWh)
Waktu	Gross Load (MW)	Netto Load (MW)	Totalizer (Ton)	Flow Rate (Ton/h)	Totalizer (Ton)	Flow Rate (Ton/h)	Totalizer (Ton)	Flow Rate (Ton/h)	Totalizer (Ton)	Flow Rate (Ton/h)		
11:30	135	122	149214	22,39	207269	22,98	153137	26,27	216676	25,34	3036,69	0,719
11:45	133	120	149220	23,26	207274	23,51	153143	24,74	216682	24,45	3054,66	0,721
12:00	135	121	149226	23,18	207279	24,84	153149	25,49	216688	24,77	3102,34	0,729
12:15	134	120	149231	23,41	207285	20,27	153155	24,52	216695	26,28	3004,37	0,707
12:30	134	121	149237	23,75	207290	20,41	153162	24,95	216701	23,52	2919,77	0,691
12:45	133	120	149243	22,45	207295	19,16	153168	24,72	216707	25,83	2933,32	0,696
13:00	133	120	149248	23,12	207301	24,11	153174	25,74	216713	25,58	3135,57	0,742
13:15	136	123	149254	23,41	207306	24,98	153181	25,35	216720	24,74	3056,36	0,725
13:30	136	123	149260	21,85	207312	19,52	153187	24,12	216726	25,72	2836,82	0,672
Rata- Rata											2976,69	0,706

Dari kedua tabel diatas dapat dilihat bahwa nilai rata – rata NPHR yang dihasilkan pembakaran co-firing 3% sebesar 2.976,69 kCal/kWh dan pembakaran batubara murni sebesar 3.034,09 kCal/kWh dimana nilai NPHR pembakaran co-firing lebih kecil sebesar dibandingkan dengan pembakaran batubara murni 57,40 kCal/kWh (1,89 %), ini menggambarkan bahwa nilai kalor bahan bakar untuk membangkitkan per kWh listrik yang dihasilkan lebih baik dibandingkan dengan pembakaran batubara murni. Selanjutnya, untuk hasil nilai rata-rata SFC yang dihasilkan pembakaran co-firing 3% sebesar 0,706 kg/kWh dan pembakaran batubara murni sebesar 0,698 kg/kWh dimana nilai SFC pembakaran co-firing lebih besar dibandingkan dengan pembakaran batubara murni 0,008 kg/kWh (1,15 %), meningkat jumlah bahan bakar yang digunakan dalam menghasilkan per kWh listrik diakibatkan oleh bahan bakar biomassa (sekam padi) yang dicampurkan lebih rendah nilai kalornya dibandingkan dengan bahan bakar batubara.

4.1.5 Emisi Gas Buang (Pengukuran dengan Flue Gas Analyser) di Outlet Economizer

Pada eksperimen pembakaran batubara murni dan pembakaran co-firing 3% sekam padi, didapatkan hasil pengukuran dengan alat flue gas analyser di posisi outlet economizer, dimana hasil emisi gas buang dengan pembakaran co-firing 3% sekam padi lebih kecil dibandingkan pembakaran batubara murni dengan masing-masing besaran penurunan emisi gas buang SO₂ sebesar 29,22%, hal ini selaras dengan teori komposisi bahan bakar biomassa sekam padi yang mana merupakan bahan bakar yang dapat diperbaharui (dari

tumbuh-tumbuhan) mengandung lebih sedikit Sulfur dibandingkan dengan bahan bakar fosil batubara. Detail hasil pengukuran dan penurunan emisi gas buang hasil eksperimen kedua jenis model pembakaran ini dapat dilihat pada Gambar 4.3.

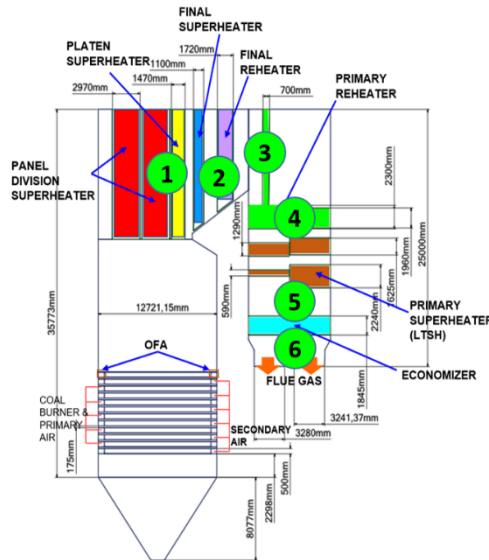


Gambar 4.3 Hasil Eksperimen Emisi Gas Buang SO₂ Pemabakaran Batubara Murni dan Pembakaran Co-Firing 3% sekam padi.

4.2 Hasil Simulasi dan Pembahasan

4.2.1 Validasi

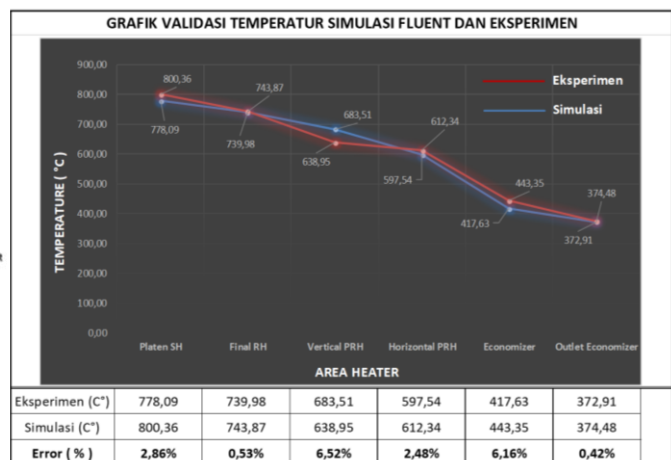
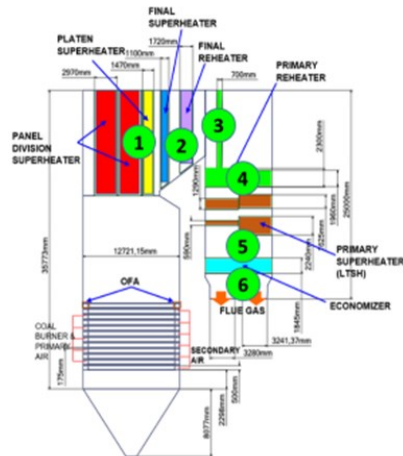
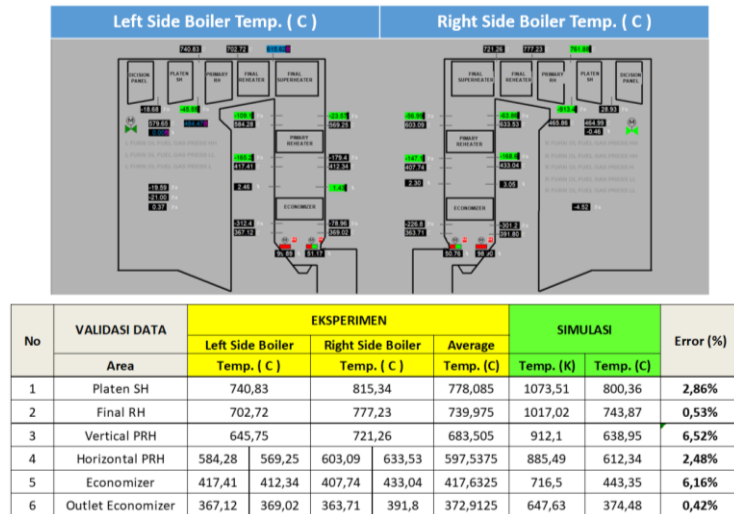
Selain melakukan eksperimen pembakaran batubara murni dan co-firing 3%, pada penelitian ini juga akan dilakukan simulasi untuk melihat pengaruh penambahan komposisi co-firing yang mana belum dilakukan experiment di PLTU Pangkalan Susu, yang rencananya penambahan co-firing sekam padi dari 3% menjadi 5% dan 7%. Sebelumnya akan dilakukan validasi hasil simulasi dengan hasil eksperimen pembakaran co-firing 3% yang telah dilakukan di PLTU Pangkalan Susu pada tanggal 30 Juni 2021 dan berhasil dilakukan Continue Operasi Co-Firing sampai saat ini dengan dikeluarkannya hasil Laporan Performance Test dan Berita Acara Pengoperasian Co-Firing 3%. Proses validasi dilakukan dengan membandingkan temperature pada inlet-outlet pada masing-masing jajaran heat exchanger. Posisi pengambilan data temperature dapat dilihat sebagai berikut pada gambar 4.4.



Gambar 4.4 Posisi pengambilan data temperatur pada boiler

Data temperatur yang didapatkan kemudian dibandingkan dalam bentuk grafik serta dihitung pula nilai error yang terjadi. Pengambilan data temperatur dilakukan pada jumlah iterasi 3000 dengan nilai yang paling Studi Numerik Pengaruh Konfigurasi Pengumpanan Batubara Murni pada Burner Level D dan Level E sementara Co-Firing 3% Sekam Padi 97% Batubara di umpankan pada Burner Level A dan Level C dengan Metode Direct Co-Firing (Blending in Mill) terhadap Proses Pembakaran pada Boiler

Tangensial 47 mendekati data aktual. Perbandingan data temperatur aktual dan hasil simulasi ditunjukkan pada gambar 4.5



Gambar 4.5 Grafik perbandingan temperatur hasil simulasi fluent dengan eksperimen co-firing 3% tanggal 30 Juni 2021.

Dari gambar 4.5, Grafik perbandingan antara temperatur aktual dan hasil fluent pada titik-titik pengukuran dapat terlihat bahwa hasil simulasi memiliki nilai temperatur yang hampir mendekati, yaitu dengan nilai error terkecil 0,42 % pada temperatur outlet economizer dan nilai error terbesar 6,52% pada temperatur outlet horizontal primary reheater. Karena nilai error tersebut masih dapat ditoleransi, maka proses simulasi numerik dapat dilakukan untuk berbagai konfigurasi pembakaran co-firing 5% dan pembakaran co-firing 7% dengan metode direct co-firing (blending in mill).

4.2.2 Parameter Input Simulasi Mass Flowrate-Temperatur Bahan Bakar, Udara Sekunder dan Properties Bahan Bakar Variasi Simulasi.

Untuk mengurangi resiko kesalahan analisa akibat ketidaksesuaian jumlah udara bakar maka simulasi yang akan dilakukan mengikuti perhitungan actual air supply dengan case fluent yang telah di-validasi . Berikut setting mass flowrate batubara, udara sekunder dan nilai properties bahan bakar pada simulasi numerik dengan pembakaran batubara murni dan pembakaran co-firing pada tabel 4.7, tabel 4.8, tabel 4.9.

Tabel 4.7 Parameter Penginjeksian Pembakaran Murni Batubara

Peralatan Auxiliary Damper	% Buka Damper	Parameter	Satuan	Burner Corner A	Burner Corner B	Burner Corner C	Burner Corner D	KETERANGAN	
1. inlet Secondary air (SA AA)	40	Flow Air (SA)	kg/s	3,06	3,06	3,06	3,06	MILL A 100% Batubara	
		Temp Air (SA)	*C	57,17	57,17	57,17	57,17		
2. inlet Coal/Primary air (PA A)	40	Flow Coal	kg/s	1,63	1,63	1,63	1,63		
		Temp Coal	*C	60,63	60,63	60,63	60,63		
		Flow Air (PA)	kg/s	4,77	4,77	4,77	4,77		
		Temp Air (PA)	*C	60,63	60,63	60,63	60,63		
3. inlet Oil Gun AB + inlet Secondary air (SA AB)	50	Oil Gun		STOP					
		Flow Air (SA)	kg/s	3,83	3,83	3,83	3,83		
		Temp Air (SA)	*C	343,71	343,71	343,71	343,71		
4. inlet Coal/Primary air (PA B)				STOP					
5. inlet Secondary air (SA BC)	30	Flow Air (SA)	kg/s	2,30	2,30	2,30	2,30		MILL B
		Temp Air (SA)	*C	343,71	343,71	343,71	343,71		
6. inlet Coal/Primary air (PA C)	50	Flow Coal	kg/s	1,56	1,56	1,56	1,56		
		Temp Coal	*C	55,39	55,39	55,39	55,39		
		Flow Air (PA)	kg/s	5,96	5,96	5,96	5,96		
		Temp Air (PA)	*C	55,39	55,39	55,39	55,39		
7. inlet Oil Gun CD + inlet Secondary air (SA CD)	50	Oil Gun		STOP					
		Flow Air (SA)	kg/s	3,83	3,83	3,83	3,83		
		Temp Air (SA)	*C	343,71	343,71	343,71	343,71		
8. inlet Coal/Primary air (PA D)	40	Flow Coal	kg/s	1,71	1,71	1,71	1,71	MILL C 100% Batubara	
		Temp Coal	*C	58,37	58,37	58,37	58,37		
9. inlet Secondary air (SA DE)	50	Flow Air (PA)	kg/s	4,77	4,77	4,77	4,77		
		Temp Air (PA)	*C	58,37	58,37	58,37	58,37		
		Flow Air (SA)	kg/s	3,83	3,83	3,83	3,83		
		Temp Air (SA)	*C	343,71	343,71	343,71	343,71		
10. inlet Coal/Primary air (PA E)	35	Flow Coal	kg/s	1,62	1,62	1,62	1,62		
		Temp Coal	*C	57,17	57,17	57,17	57,17		
		Flow Air (PA)	kg/s	4,17	4,17	4,17	4,17		
		Temp Air (PA)	*C	57,17	57,17	57,17	57,17		
11. inlet Secondary air (SA EE)	48	Flow Air (SA)	kg/s	3,68	3,68	3,68	3,68		MILL D 100% Batubara
		Temp Air (SA)	*C	343,71	343,71	343,71	343,71		
12. inlet Secondary air /Overfire Air (OFA)	40	Flow Air (SA)	kg/s	3,06	3,06	3,06	3,06		
		Temp Air (SA)	*C	343,71	343,71	343,71	343,71		

Tabel 4.8 Parameter Penginjeksian Pembakaran Co-Firing

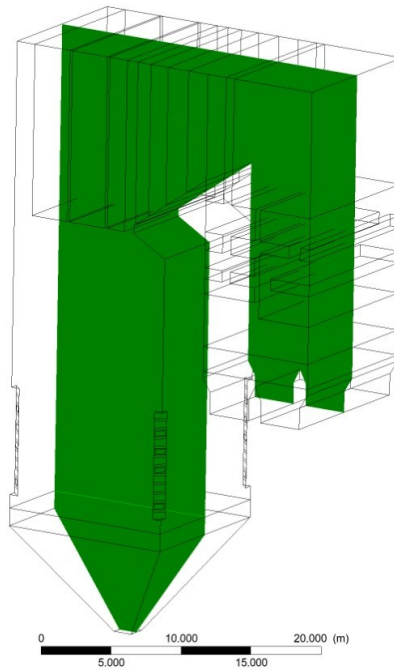
Peralatan Auxiliary Damper	% Buka Damper	Parameter	Satuan	Burner Corner A	Burner Corner B	Burner Corner C	Burner Corner D	KETERANGAN	
1. inlet Secondary air (SA AA)	40	Flow Air (SA)	kg/s	3,05	3,05	3,05	3,05	MILL A 97% Batubara + 3% Sekam Padi	
		Temp Air (SA)	*C	347,05	347,05	347,05	347,05		
2. inlet Coal/Primary air (PA A)	40	Flow Coal	kg/s	1,75	1,75	1,75	1,75		
		Temp Coal	*C	58,20	58,20	58,20	58,20		
		Flow Air (PA)	kg/s	4,71	4,71	4,71	4,71		
		Temp Air (PA)	*C	58,20	58,20	58,20	58,20		
3. inlet Oil Gun AB + inlet Secondary air (SA AB)	50	Oil Gun		STOP					
		Flow Air (SA)	kg/s	3,81	3,81	3,81	3,81		
		Temp Air (SA)	*C	347,05	347,05	347,05	347,05		
4. inlet Coal/Primary air (PA B)				STOP					
5. inlet Secondary air (SA BC)	30	Flow Air (SA)	kg/s	2,29	2,29	2,29	2,29		MILL B
		Temp Air (SA)	*C	347,05	347,05	347,05	347,05		
6. inlet Coal/Primary air (PA C)	50	Flow Coal	kg/s	1,74	1,74	1,74	1,74		
		Temp Coal	*C	54,77	54,77	54,77	54,77		
		Flow Air (PA)	kg/s	5,89	5,89	5,89	5,89		
		Temp Air (PA)	*C	54,77	54,77	54,77	54,77		
7. inlet Oil Gun CD + inlet Secondary air (SA CD)	50	Oil Gun		STOP					
		Flow Air (SA)	kg/s	3,81	3,81	3,81	3,81		
		Temp Air (SA)	*C	347,05	347,05	347,05	347,05		
8. inlet Coal/Primary air (PA D)	40	Flow Coal	kg/s	1,54	1,54	1,54	1,54	MILL C 97% Batubara + 3% Sekam Padi	
		Temp Coal	*C	59,40	59,40	59,40	59,40		
9. inlet Secondary air (SA DE)	50	Flow Air (PA)	kg/s	4,71	4,71	4,71	4,71		
		Temp Air (PA)	*C	59,40	59,40	59,40	59,40		
		Flow Air (SA)	kg/s	3,81	3,81	3,81	3,81		
		Temp Air (SA)	*C	347,05	347,05	347,05	347,05		
10. inlet Coal/Primary air (PA E)	35	Flow Coal	kg/s	1,60	1,60	1,60	1,60		
		Temp Coal	*C	57,75	57,75	57,75	57,75		
		Flow Air (PA)	kg/s	4,12	4,12	4,12	4,12		
		Temp Air (PA)	*C	57,75	57,75	57,75	57,75		
11. inlet Secondary air (SA EE)	48	Flow Air (SA)	kg/s	3,66	3,66	3,66	3,66		MILL D 100% Batubara
		Temp Air (SA)	*C	347,05	347,05	347,05	347,05		
12. inlet Secondary air /Overfire Air (OFA)	40	Flow Air (SA)	kg/s	3,05	3,05	3,05	3,05		
		Temp Air (SA)	*C	347,05	347,05	347,05	347,05		

Tabel 4.9 Parameter Input Properties Bahan Bakar 4 Variasi Pembakaran

PARAMETER		UNIT	Batubara (AR)	Sekam Padi (AR)	Co-Firing (3%) (AR)	Co-Firing (5%) (AR)	Co-Firing (7%) (AR)
			VARIASI 1		VARIASI 2	VARIASI 3	VARIASI 4
1	2	3	4	5	$7 = 0.97(4) + 0.03(5)$	$8 = 0.95(4) + 0.05(5)$	$9 = 0.93(4) + 0.7(5)$
					0,97	0,95	0,93
					0,03	0,05	0,07
Total Moisture		%	35,12	10,47	34,38	33,89	33,39
Proximate	Ash Content	%	4,37	14,78	4,68	4,89	5,10
	Volatile Matter	%	32,52	60,95	33,37	33,94	34,51
	Fixed Carbon	%	27,99	13,8	27,56	27,28	27,00
Total		%	100	100			
Gross Calorific Value		kCal/kg	4065	3514	4048,47	4037,45	4026,43
Gross Calorific Value		kJ/kg	17020,16	14713,12	16950,94	16904,80	16858,66
Ultimate	Total Carbon	%	69,88	49,55	69,27	68,86	68,46
	Total Hydrogen	%	5,34	7,63	5,409	5,455	5,500
	Nitrogen	%	1,17	0,65	1,154	1,144	1,134
	Sulfur	%	0,220	0,210	0,220	0,220	0,219
	Oxygen	%	23,39	41,96	23,95	24,32	24,69
Total Ultimate			100	100,000	100,00	100,00	100,00
Ash Content			4,37	14,78	4,68	4,89	5,10
Total Moisture Content			35,12	10,47	34,38	33,89	33,39
Total (Berat)			139,5	125,3	139,1	138,8	138,5
HGI (Hard Grind. Index)		Index	55,0	32,0	54,31	53,85	53,39
Bulk Density		kg/m3	926,4	141,0	902,84	887,13	871,42
<i>Conversion kCal to kJ</i>			4,187				

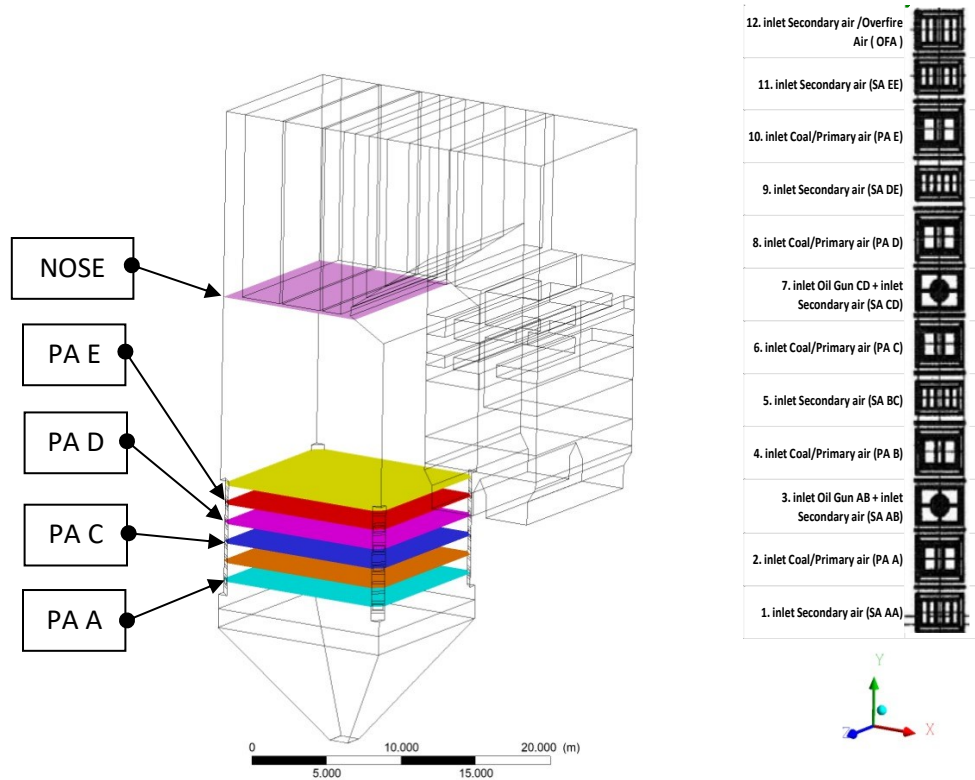
4.2.3 Analisa Hasil Simulasi Numerik

Analisa dilakukan dengan membandingkan hasil simulasi numerik pembakaran 4 variasi yaitu pembakaran batubara murni, pembakaran co-firing 3%, pembakaran co-firing 5% dan pembakaran co-firing 7% dimana pembakaran co-firing diumpkan pada 2 level burner terbawah dari 4 level burner yang beroperasi saat dilakukan eksperimen dengan rincian yaitu level burner A dan level burner C berbahan bakar co-firing dan level burner D dan level burner E berbahan bakar batubara. Hasil simulasi numerik yang akan dianalisa adalah distribusi temperatur, kecepatan, dan gas buang yang terdiri dari SO₂, CO dan CO₂. Pengambilan data hasil simulasi dilakukan secara kualitatif dan secara kuantitatif berupa grafik maupun data yang disajikan dalam bentuk tabel. Posisi pengamatan yaitu pada z-center, masing-masing elevasi, dan sebelum memasuki jajaran heat exchanger. Posisi pengamatan ditunjukkan pada gambar 4.6 dan gambar 4.7.



ANSYS
2020 R2

Gambar 4.6 Posisi pengamatan pada z-center



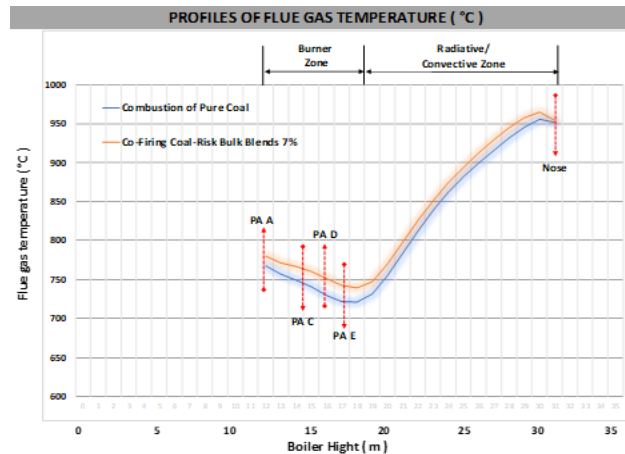
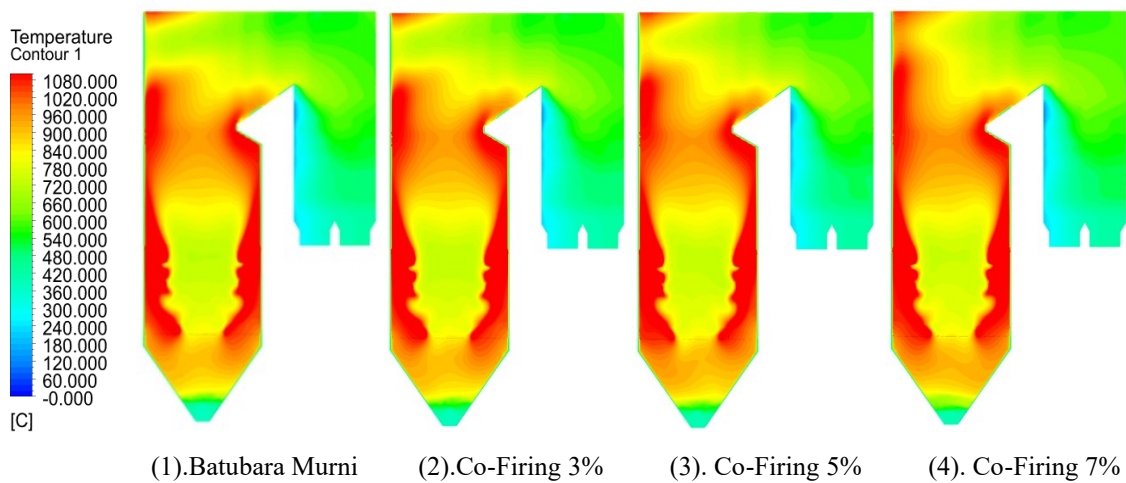
Gambar 4.7 Posisi pengamatan pada coal burner dan sebelum memasuki jajaran heat exchanger (nose).

4.2.3.1 Distribusi Temperatur

Pengamatan temperatur dilakukan pada posisi z-center, elevasi coal burner dan pada furnace exit atau posisi sebelum memasuki jajaran heat exchanger. Pengamatan ini dilakukan untuk mengetahui bagaimana sebaran temperatur yang terjadi pada bagian furnace dan mengamati kemungkinan terjadinya local heating.

a. Distribusi Temperatur pada Z-Center

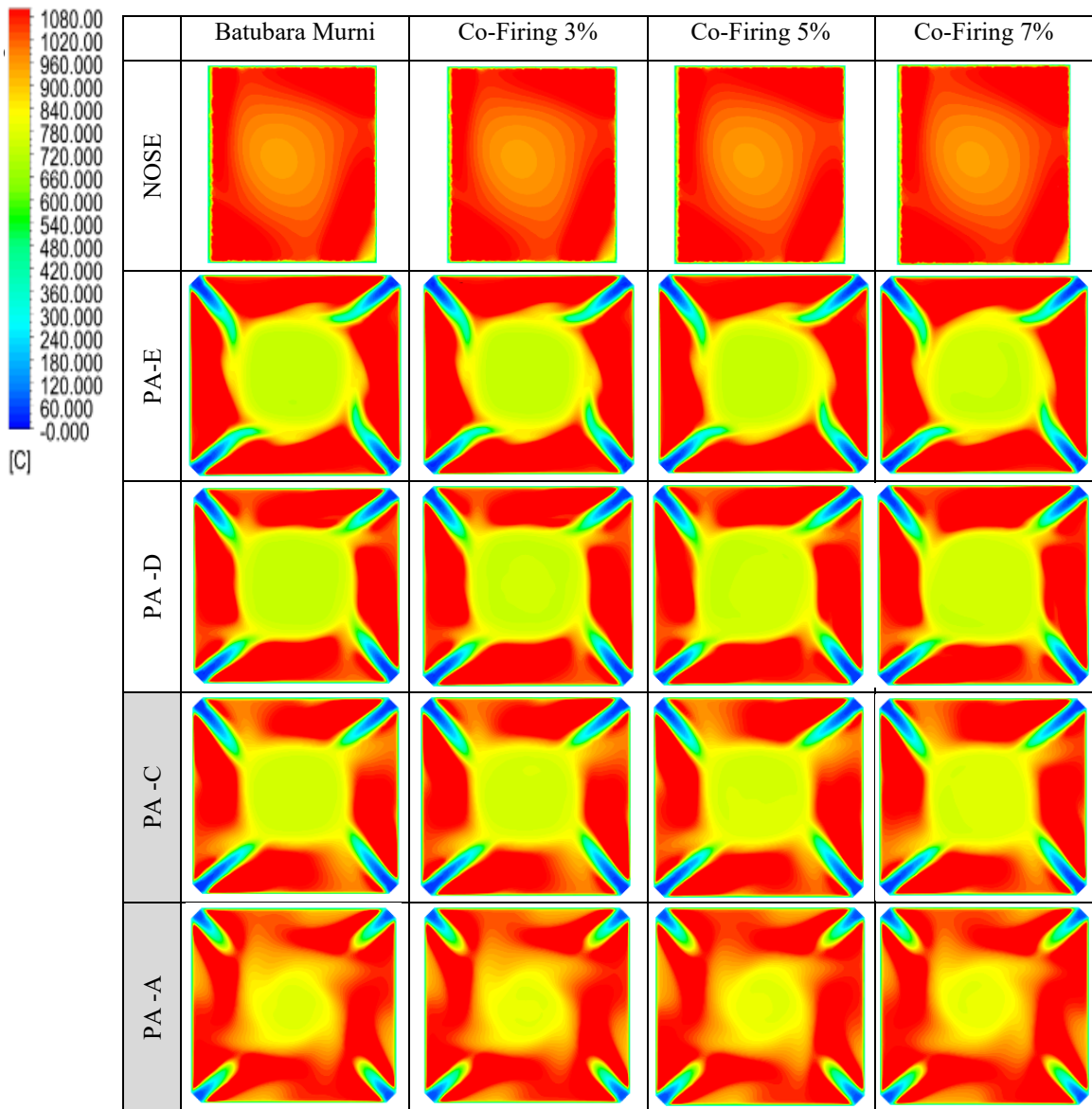
Pengamatan temperatur pada z-center atau pada bagian simetri boiler dilakukan untuk mengetahui sebaran temperatur yang terjadi dimulai dari pembakaran pada furnace sampai flue gas keluar dari boiler. Detail pengamatan ditunjukkan pada gambar 4.8



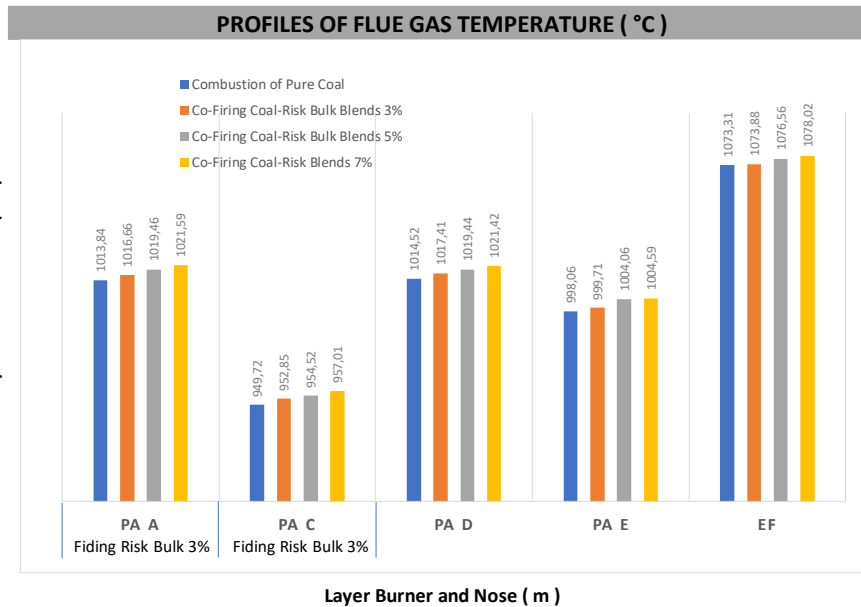
Gambar 4.8 Kontur temperatur (C) dan grafik pada posisi z-center (tinggi boiler m) Kontur temperatur pada semua konfigurasi pengumpanan menunjukkan temperatur yang tinggi antara 900 – 1080 K di area furnace yang ditandai dengan warna jingga hingga merah dan berangsur-angsur menurun saat memasuki jajaran heat exchanger. Temperatur tinggi pada bagian bawah furnace disebabkan adanya pembakaran batubara pada elevasi burner

A hingga E. Semakin tinggi temperaturnya maka semakin banyak panas yang dapat diserap oleh wall tube boiler di sekeliling furnace sehingga laju perubahan fase dari cair ke uap meningkat (steam mass flow rate meningkat) dan efisiensi boiler naik. Pada area boiler bottom temperatur semakin rendah karena serbuk batubara yang terbakar pada area tersebut sangat sedikit sedangkan sudah terjadi penyerapan panas pada area waterwall dan terlihat dari grafik diatas bahwa rata-rata temperature pembakaran model co-firing lebih tinggi dibandingkan dengan model pembakaran batubara murni.

b. Distribusi Temperatur pada Elevasi Burner Operasi, OFA dan NOSE



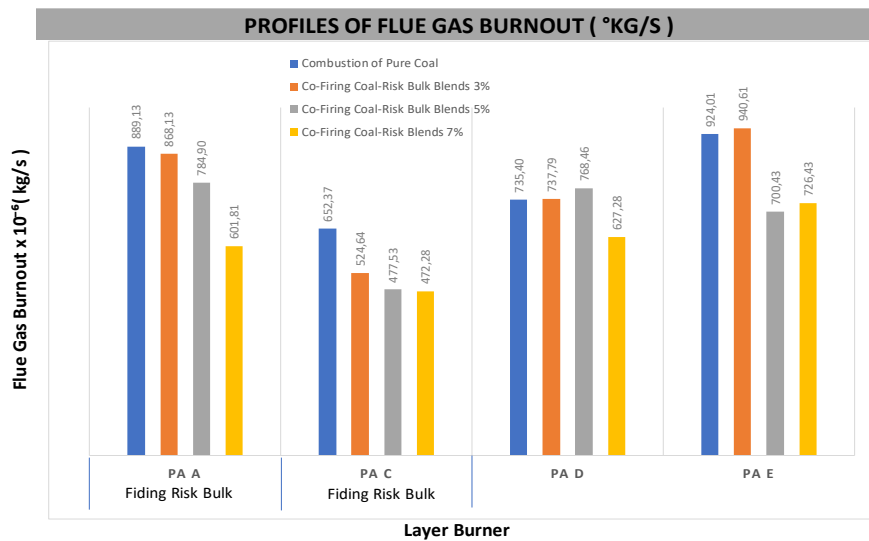
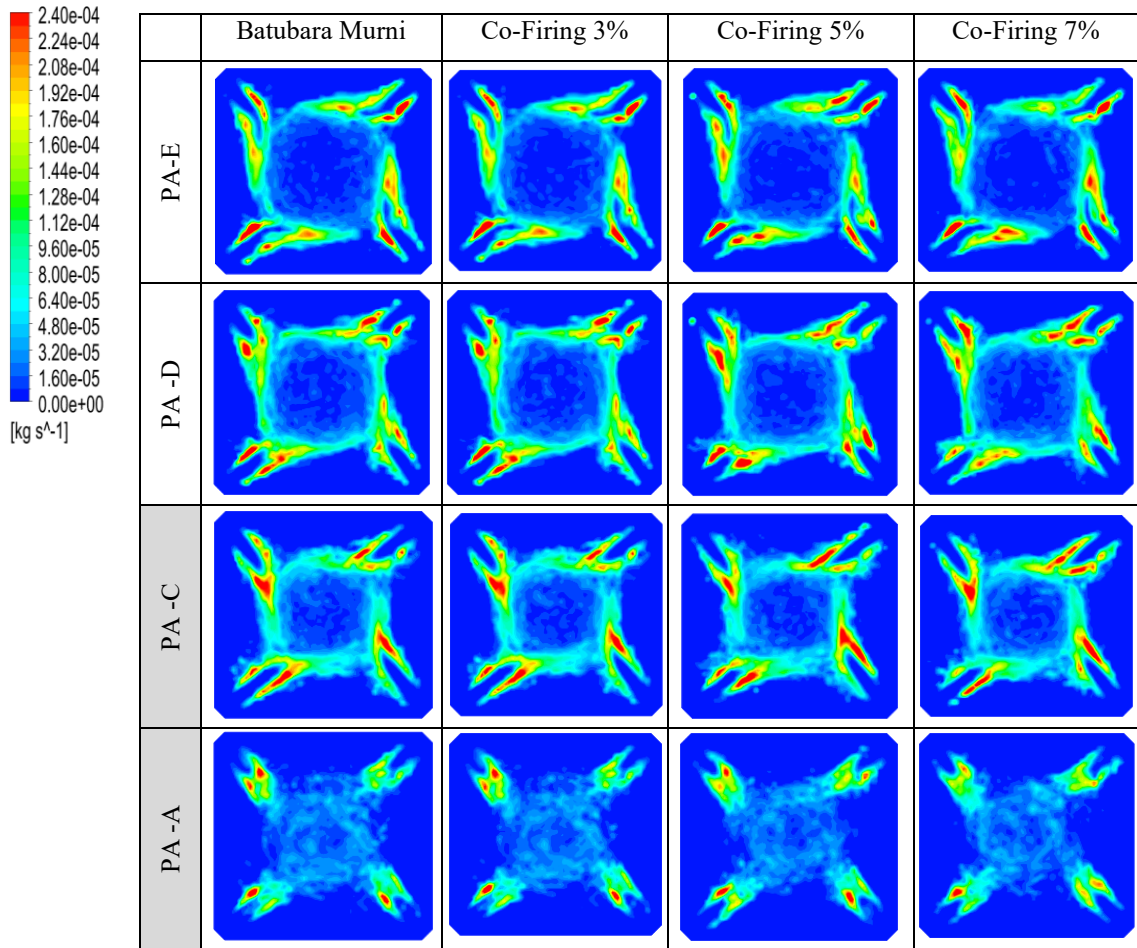
Gambar 4.9. Kontur temperatur (C) pada elevasi coal burner dan Nose



Gambar 4.10. Grafik temperatur rata-rata (C) elevasi coal burner dan nose

Dari Gambar 4.9 terlihat bahwa kontur merah semakin rapat membentuk lingkaran pada level pembakaran tertinggi (PA E) yang merupakan efek turbulen boiler burner tangensial. Hal ini dikuatkan dengan hasil kuantitatif Gambar 4.10 dimana nilai temperatur yang dihasilkan pada layer burner pencampuran co-firing (PA A dan PA C) terlihat terjadi peningkatan rata-rata temperature dari variasi pembakaran batubara murni sampai pembakaran co-firing 7% sebesar 7,7 °C pada Burner PA A dan sebesar 7,2 °C pada Burner PA B, hal namun semakin ke layer paling atas peningkatan temperature lebih kecil dari kenaikan temperatur pada layer pencampuran sekam padi, hal ini menggambarkan bahwa dengan adanya pencampuran sekam padi yang memiliki nilai karbon yang lebih rendah dari batubara mengakibatkan nyala api lebih besar namun daya nyala api tidak bertahan lama. Batubara yang tidak habis terbakar di level Burner PA A dan PA C akan mengikuti aliran flue gas kemudian terbakar di elevasi berikutnya.

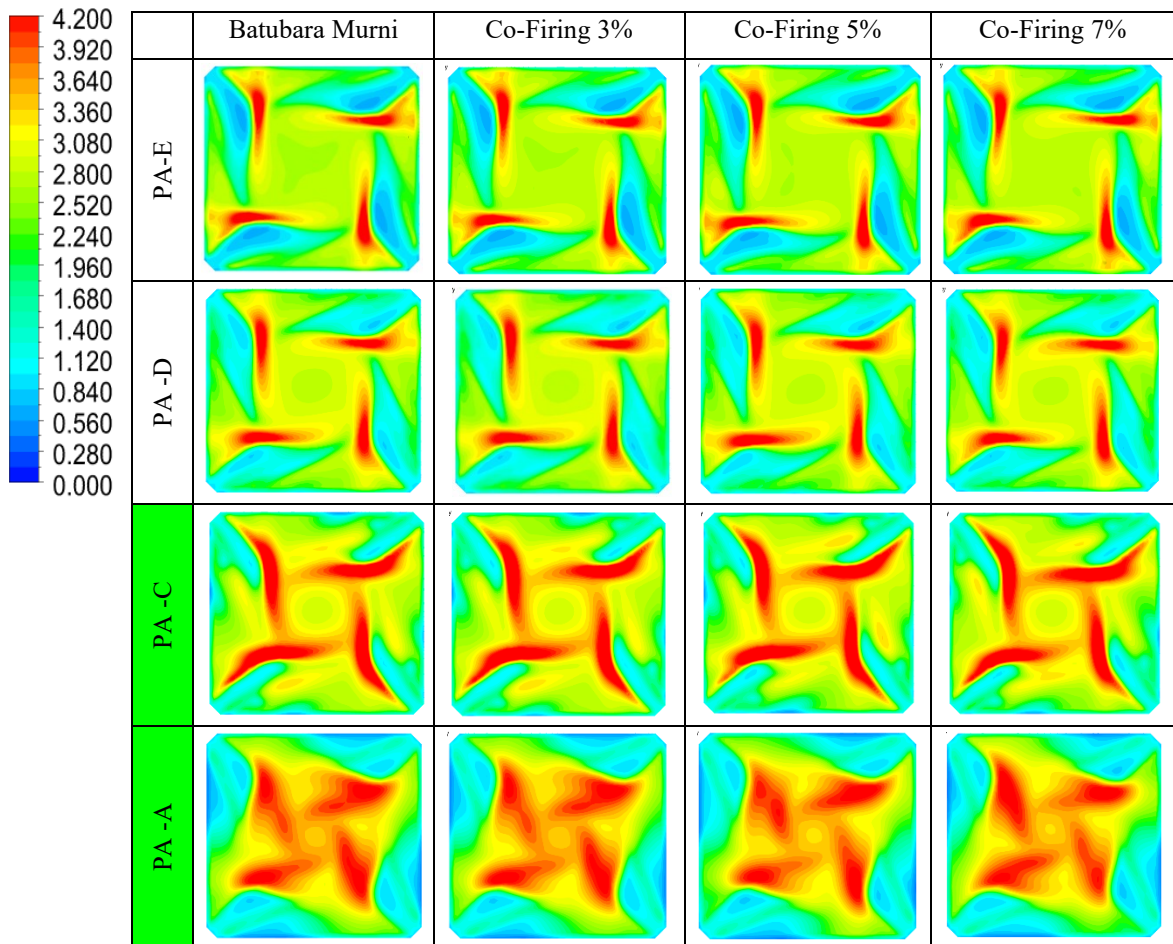
4.2.3.2 Kontur Bornout pada tiap Level Burner Operasi

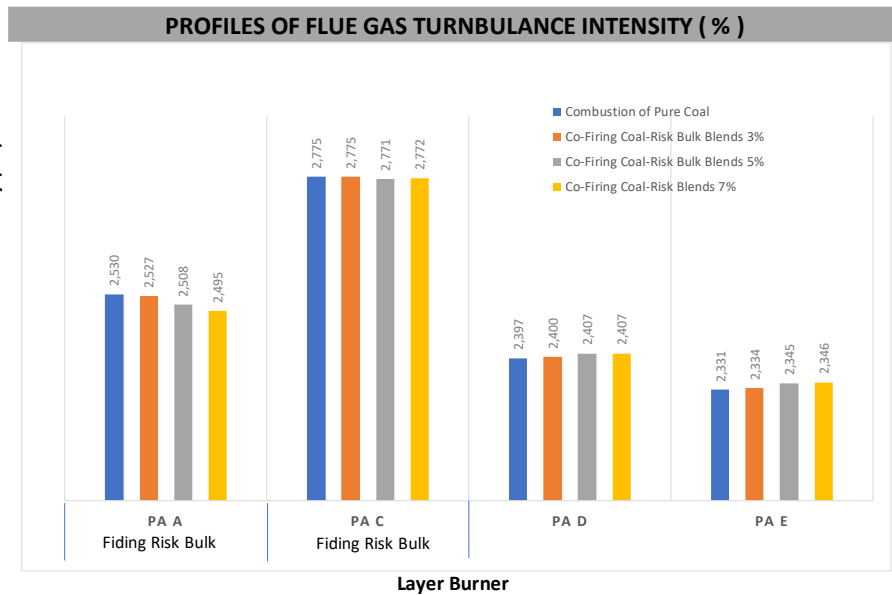


Gambar 4.11. Kontur dan chart burnout (kg/s) pada elevasi coal burner.

Dari Gambar 4.11 diatas terlihat bahwa kontur burnout pada model pembakaran batubara murni dengan co-firing 7% terjadi penurunan sebesar $287,32 \times 10^{-6}$ kg/s dilevel burner PA A dan $180,09 \times 10^{-6}$ kg/s dilevel burner PA C sisi pengumpanan sekam padi. Dari lokasi pengumpanan sekam padi di PA A – PA C terjadi penurunan laju penghantaran panas jika semakin banyak pencampuran sekam padi pada batubara. Jika dilihat dari sisi semua level burner terlihat bahwa efek turbulensi boiler burner tangensial terbentuk sebuah lingkaran pada level burner tertinggi di PA E.

4.2.3.3 Kontur Turbulance Intensity pada tiap Level Burner Operasi

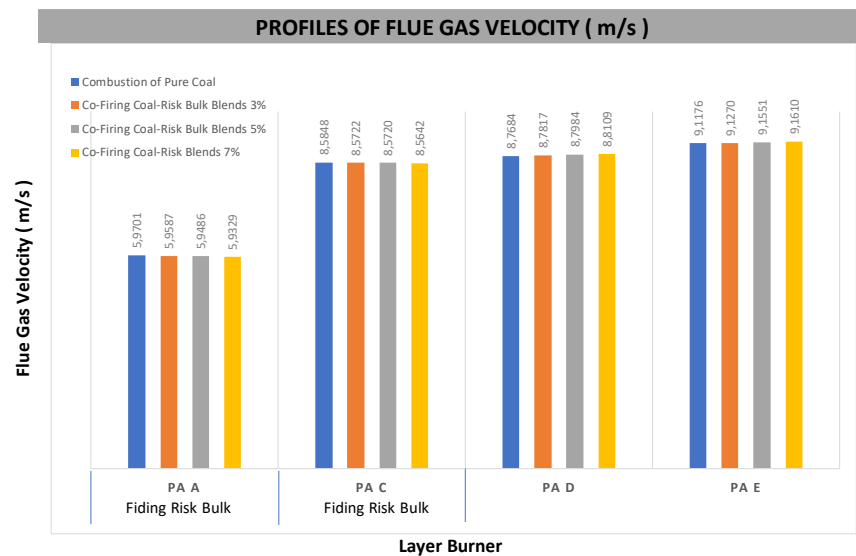
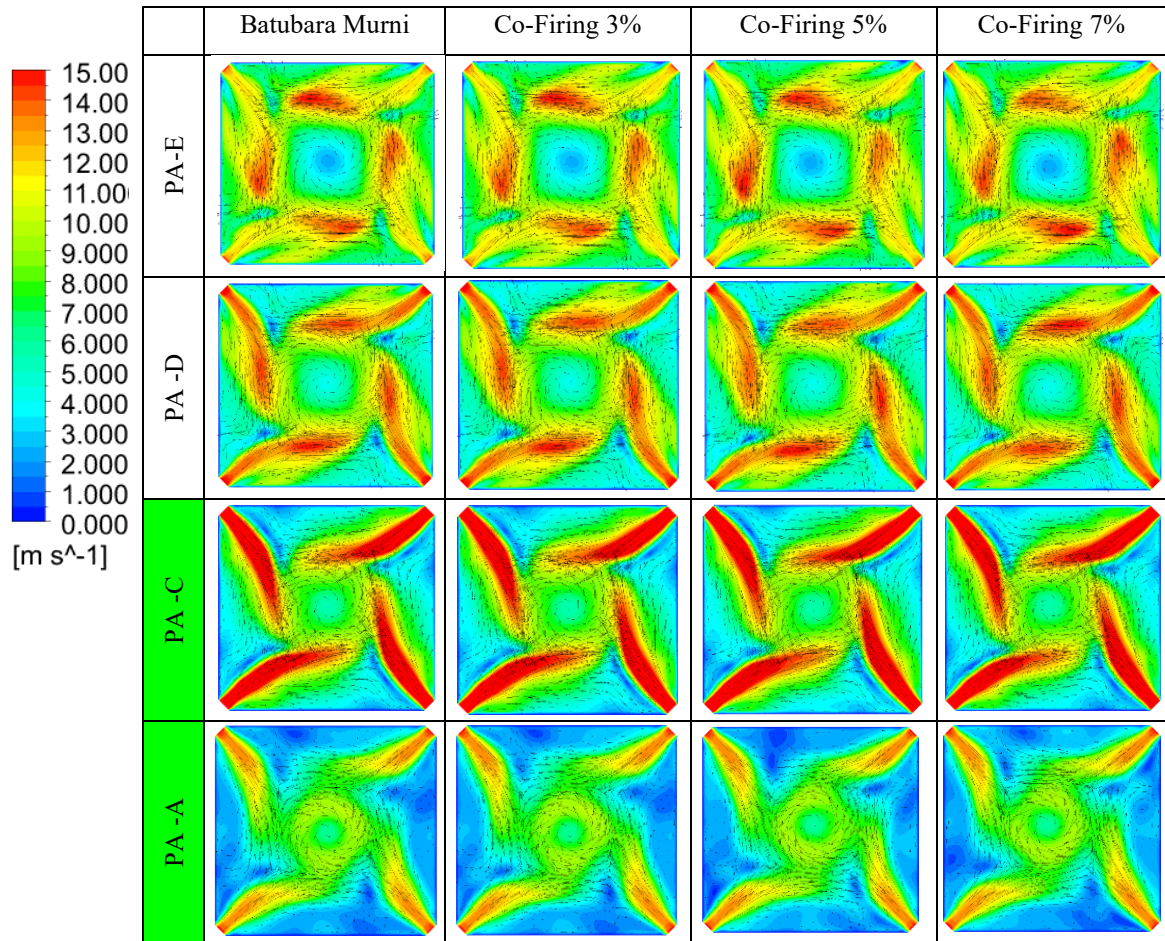




Gambar 4.12. Kontur dan chart turbulence intensity (%) pada elevasi coal burner.

Dari Gambar 4.12 terlihat bahwa kontur turbulence intensity pembakaran semakin membentuk lingkaran sempurna pada level burner tertinggi PA E, dimana secara nilai rata-rata intensity yang dihasilkan antara pembakaran batubara murni dan co-firing 7% terjadi penurunan sebesar 0,035 m/s pada level burner PA A dan 0,002 m/s pada level burner PA C sisi pengumpanan sekam padi, sementara terjadi peningkatan rata-rata intensity sebesar 0,01 m/s pada level burner PA D dan 0,015 m/s pada level burner PA E sisi pengumpanan batubara murni. simulasi pembakaran pada level pengumpanan Co-Firing burner PA A dan PA C terjadi penurunan turbulence intensity jika semakin banyak pencampuran sekam padi pada batubara dan akan meningkat pada level burner PA D dan PA E bagian atas burner, hal ini terjadi dikarenakan fenomena turbulence flue gas akan semakin tinggi pada level teratas karena adanya dorongan flue gas dari sisi bawah.

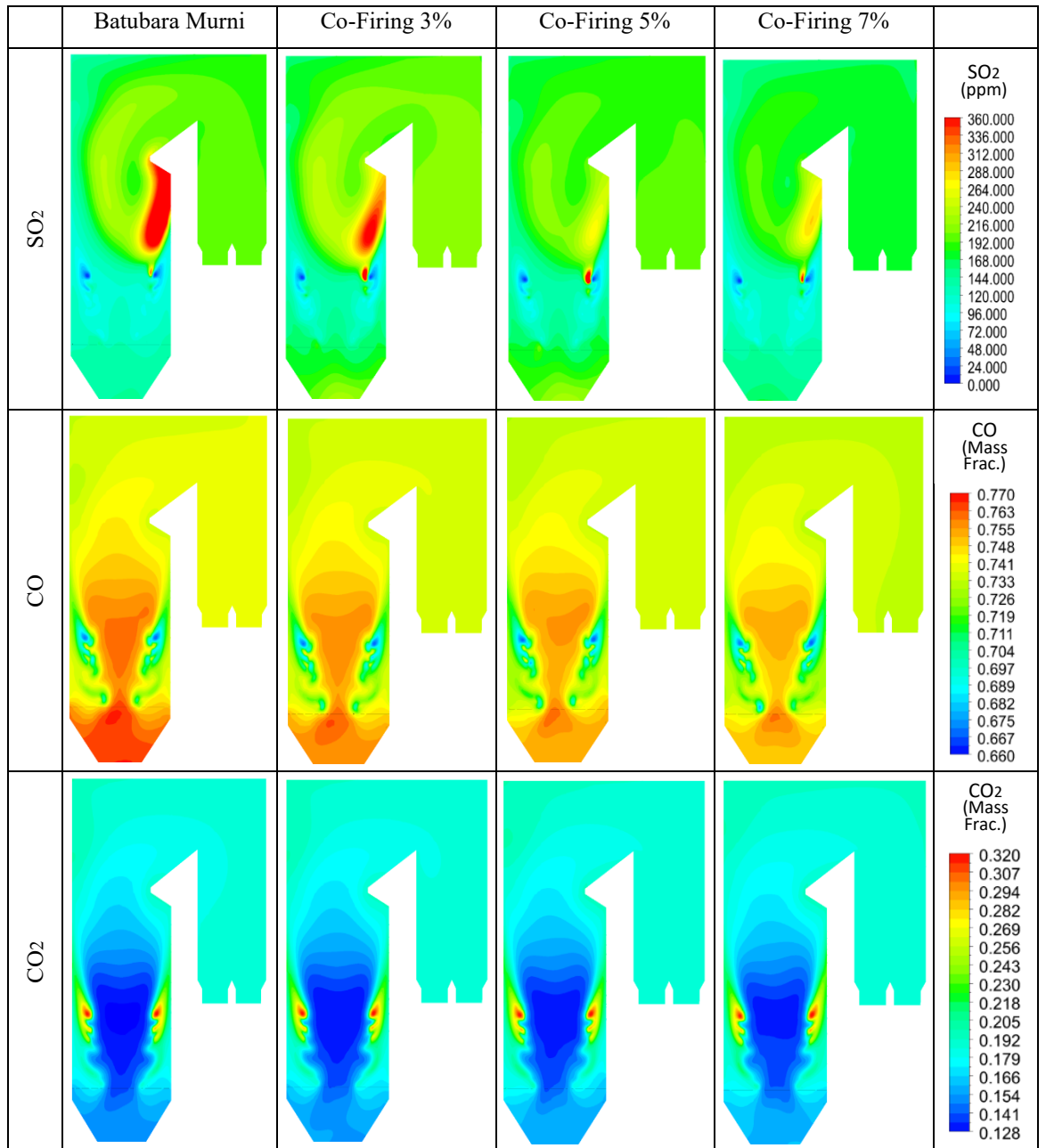
4.2.3.4 Kontur Velocity pada tiap Level Burner Operasi



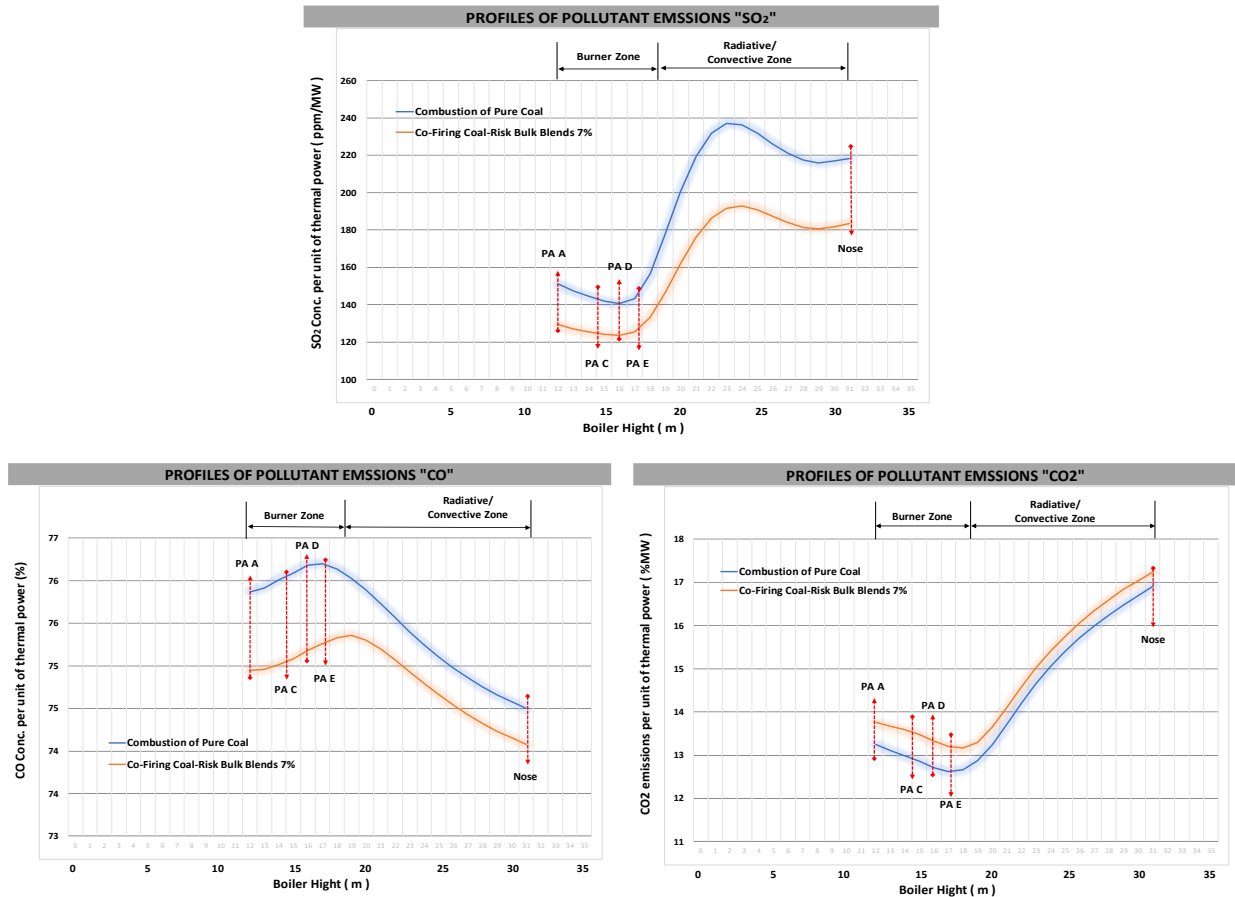
Gambar 4.13. Kontur dan chart velocity (m/s) pada elevasi coal burner.

Dari Gambar 4.13 terlihat kontur velocity terbentuk lingkaran sempurna pada posisi level teratas burner boiler yaitu PA E hal ini dikarenakan adanya akumulasi dorongan flue gas dari sisi burner dibawahnya serta sudut tangential burner boiler. Adapun perbandingan velocity hasil pembakaran model batubara murni dengan model co-firing 7% terjadi penurunan sebesar 0,04 m/s burner PA A dan 0,02 m/s burner PA C sisi pengumpanan sekam padi namun terjadi peningkatan sebesar 0,04 m/s burner PA D dan 0,04 m/s burner PA E sisi pengumpanan batubara murni. Hasil simulasi pembakaran pada level pengumpanan Co-Firing burner PA A dan PA C terjadi penurunan rata-rata velocity jika semakin banyak pencampuran sekam padi pada batubara dan terjadi peningkatan pada level burner PA D dan PA E bagian atas burner pengumpanan batubara murni diakibatkan oleh efek akumulasi flue gas dari sisi bagian bawahnya, hal ini sesuai dengan jurnal international Ruben P dkk berjudul *A modeling approach to co-firing biomass/coal blends in pulverized coal utility boilers: Synergistic effects and emissions profiles*.

4.2.3.5 Distribusi Gas Buang



Gambar 4.14. Kontur emisi gas buang pada potongan vertikal boiler .



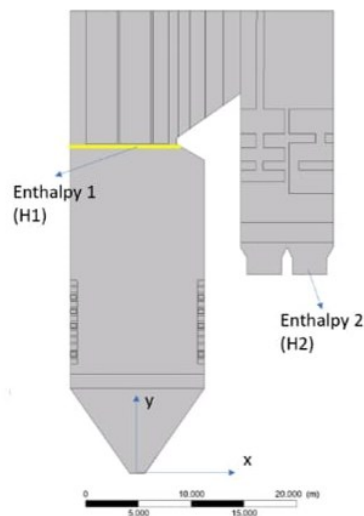
Gambar 4.15. Grafik temperature dan emisi gas buang terhadap ketinggian boiler.

Dari Gambar 4.14 terlihat bahwa kontur emisi yang dihasilkan dari pembakaran co-firing lebih baik dibandingkan dengan pembakaran batubara murni, dimana dari kontur emisi gas buang SO₂, CO₂ dan CO₂ mengalami penurunan setelah melewati area nose (permukaan sebelum mengenai permukaan pipa-pipa superheater), hal ini menunjukkan bahwa reaksi emisi akan terjadi lebih tinggi pada area burner paling bawah sampai noses atau disebut juga area konveksi. Hasil kontur tersebut selaras digambarkan secara kuantitatif pada Gambar 4.15 dimana nilai hasil simulasi 4 variasi pembakaran didapat bahwa emisi gas buang yang dihasilkan pembakaran co-firing lebih kecil dibandingkan dengan pembakaran batubara murni, hasil serupa juga dihasilkan dari hasil experiment pembakaran co-firing dan pembakaran batubara murni dimana hasil pengukuran menggunakan flue gas analyser menunjukkan bahwa dengan adanya penambahan sekam padi (co-firing) pada pembakaran batubara menghasilkan nilai emisi SO₂ yang lebih kecil, adapun penurunan emisi SO₂ yang terjadi dari pembakaran model batubara murni dengan co-firing 7% sebesar 16,5%.

Untuk hasil emisi gas buang CO dihasilkan pembakaran model co-firing lebih kecil dibandingkan dengan pembakaran model batubara murni sebesar 0,85 % dan emisi gas buang CO₂ lebih besar 3,05%, hal ini terjadi dikarenakan adanya penambahan biomassa sekam padi pada model pembakaran co-firing, dimana sekam padi merupakan bahan bakar biomassa yang dapat diperbaharui dengan karakteristik memiliki kandungan CO kecil namun CO₂ lebih besar dibandingkan dengan bahan bakar fosil (batubara).

4.2.4. Perhitungan Efisiensi Boiler Co-Firing 5% dan Co-Firing 7%.

Hasil simulasi CFD untuk Efisiensi Boiler pembakaran Co-Firing 5% dan Co-Firing 7% yang belum dilakukan eksperimen dapat dihitung efisiensinya dengan mengambil data dari hasil entalphi simulasi ansys dan membandingkan dengan hasil efisiensi eksperimen co-firing 3% dengan rincian sebagai berikut :



Gambar 4.16. Analisa Efisiensi Boiler dengan Indirect Method

- ✓ H1 Co-Firing = Entalphi flue gas co-firing area nose/exit furnace (kJ/kg)
- ✓ H1 Batubara = Entalphi flue gas batubara area nose/exit furnace (kJ/kg)
- ✓ H2 Co-Firing = Entalphi flue gas co-firing area exit economizer (kJ/kg)
- ✓ H2 Batubara = Entalphi flue gas batubara area exit economizer (kJ/kg)
- ✓ MDOT Co-Firing = Laju bahan bakar co-firing (kg/s)
- ✓ MDOT Batubara = Laju bahan bakar batubara (kg/s)

Tabel 4.10 Data Simulasi *CFD Fluent* yang digunakan untuk perhitungan

NO	VARIASI	H1	H1	H2	H2	MDOT	MDOT	HHV
		Co-Firing	Batubara	Co-Firing	Batubara	Co-Firing	Batubara	
		kJ/kg	kJ/kg	kJ/kg	kJ/kg	kg/s	kg/s	kJ/kg
1	Co-Firing 3%	3.791.640	3.791.640	984010	984010	13,96	12,55	16950943,89
2	Co-Firing 5%	3.792.430	3.792.430	997849	960060			16904803,15
3	Co-Firing 7%	3.782.440	3.782.440	995062	938502			16858662,41

HHV Batubara : 17.019.340 kJ/kg

Cara perhitungan untuk respon Efisiensi Boiler adalah sebagai berikut :

Referensi : Jurnal Komarudin dkk-2020, Analisa kenaikan plant heat rate PLTU sebelum perbaikan berkala terhadap kondisi testing komisioning (studi kasus : PLTU XX).

- Boiler Efisiensi Co-Firing 3 % (Simulasi Ansys-Indirect Methode)

$$\begin{aligned} \text{Loss} &= \frac{(H1-H2) \times \dot{m}_{\text{coal}}}{\text{HHV} \times \dot{m}_{\text{coal}}} \\ &= \frac{(3.791.640-984.010) \times 13,96+(3.791.640-984.010) \times 12,55}{(16.950.943,89 \times 13,96)+(17.019.340 \times 12,55)} \\ &= 0.1653 \end{aligned}$$

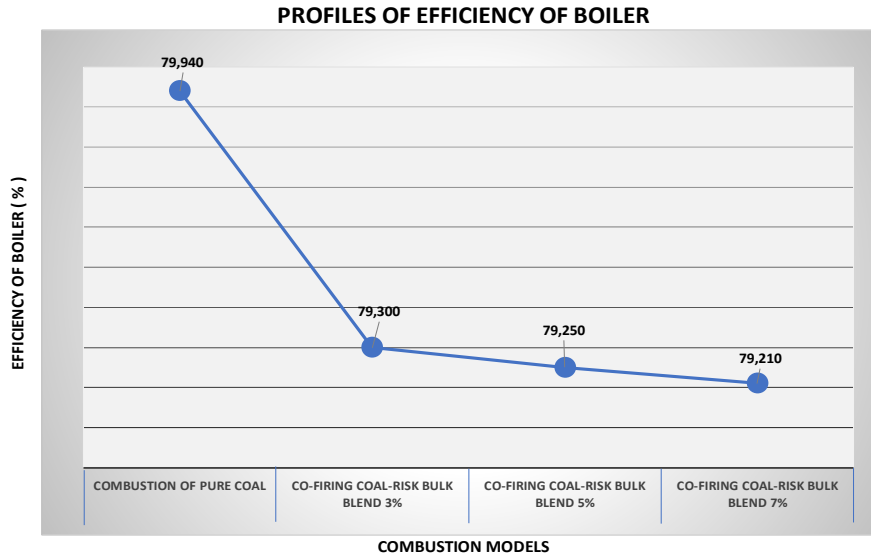
$$\begin{aligned} \eta_{\text{boiler}} &= 1- \text{loss} \\ &= 1 - 0.1653 \\ &= 0.8347 \\ &= 83.47\% \end{aligned}$$

- Boiler Efisiensi Co-Firing 3 % (Eksperimen) sebesar 79,30 %, maka Nilai Konstanta (Penyesuaian nilai eksperimen dengan simulasi) :

$$\begin{aligned} K &= \text{Efisiensi Boiler (Simulasi)} - \text{Efisiensi Boiler (Eksperimen)} \\ &= 83,47 \% - 79,30 \% \\ &= 4,7 \% \end{aligned}$$

Tabel 4.11 Hasil perhitungan efisiensi boiler co-firing 3%, 5% dan 7% (simulasi fluent)

NO	VARIASI	LOSS	EFISIENSI	% EFISIENSI	%EFISIENSI EKSPERIMEN	K
1	Co-Firing 3%	0,1653	0,8347	83,47	79,30	4,17
2	Co-Firing 5%	0,1658	0,8342	83,42	79,25	
3	Co-Firing 7%	0,1662	0,8338	83,38	79,21	



Gambar 4.17 Efisiensi Boiler 4 Variasi Pembakaran (Batubara Murni, Co-Firing 3%,5% dan 7%)

Pada Tabel 4.10 merupakan nilai yang didapat dari properties bahan bakar yang digunakan (Higher Heating Value - HHV) dan nilai jumlah bahan bakar (MDOT) yang digunakan untuk tiap masing-masing variasi pembakaran yang sedang diteliti serta nilai entalpi flue gas rata-rata pembakaran sebelum mentransferkan panasnya ke pipa-pipa heater di boiler (H1) dan nilai entalpi flue gas rata-rata setelah mentransferkan panasnya ke pipa-pipa heater boiler (H2) yang didapat dari hasil simulasi fluent. Adapun hasil perhitungan efisiensi boiler simulasi (direct methode) yang dihasilkan dapat dilihat pada Tabel 4.11 dimana dengan melakukan koreksi konstanta sebesar 4,17 dibandingkan dengan perhitungan efisiensi boiler hasil eksperimen co-firing 3% (indirect methode) didapatkan hasil penurunan efisiensi yang tidak signifikan dengan adanya penambahan co-firing 5% dan co-firing 7% . Nilai efisiensi boiler yang dihasilkan dari 4 variasi pembakaran pada penelitian ini terlihat pada Gambar 4.17, penurunan efisiensi boiler dengan menambahkan persentase co-firing sampai 7% tidak signifikan ini selaras dengan penelitian yang pernah dilakukan oleh Arafat A. Bhuiyan, Jamal Naser. (2015) *CFD modelling of co-firing of biomass with coal under oxy-fuel combustion in a large scale power plant.* Penambahan biomassa pada pembakaran boiler berbahan bakar batubara akan terjadi penurunan efisiensi boiler yang signifikansi jika dilakukan penambahan biomassa diatas 20% dari total bahan bakar batubara yang digunakan.

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Setelah dilakukan pembahasan mengenai keseluruhan penelitian “ Studi Eksperimental dan Numerik Pengaruh Penggunaan Sekam Padi pada Proses Co-Firing terhadap Efisiensi Boiler, Fan, Mill dan Emisi Gas Buang pada PLTU Pangkalan Susu” didapatkan beberapa kesimpulan, yaitu :

1. Hasil eksperimen antara pembakaran batubara murni dan pembakaran co-firing 3%

No	Parameter	Unit	Satuan	100% Batubara	Co-Firing 3%	Deviasi	% Deviasi	Hasil Co-Firing 3%
1	Efisiensi Boiler		%	79,94	79,30	0,64	0,80%	Negatif
2	Efisiensi PA Fan	A	%	32,95	33,08	-0,13	-0,39%	Positif
		B	%	35,41	35,52	-0,11	-0,32%	Positif
3	Efisiensi FD Fan	A	%	12,26	12,34	-0,08	-0,67%	Positif
		B	%	14,59	14,62	-0,03	-0,24%	Positif
4	Pemakaian Sendiri Mill	E	kW	329,56	327,84	1,72	0,52%	Positif
		D	kW	338,89	336,14	2,75	0,81%	Positif
		C	kW	353,26	347,86	5,40	1,53%	Positif
		A	kW	340,81	335,13	5,68	1,67%	Positif
5	Net Plant Heat Rate (NPHR)		kCal/kWh	3034,09	2976,69	57,4	1,89%	Positif
6	Spesific Fuel Consumption (SFC)		kg/kW	0,698	0,706	-0,008	-1,15%	Negatif
7	Emisi Gas Buang (SO ₂)		ppm	276,30	195,56	-80,74	-29,22%	Positif

2. Hasil simulasi sumulasi Ansys Fluent pembakaran batubara murni, co-firing 3%, co-firing 5% dan co-firing 7% sebagai berikut :

- a. Terjadi kenaikan rata-rata temperature pada pada level burner pengumpanan co-firing dibandingkan dengan pembakaran batubara murni sebesar 7,7 °C pada Burner PA A dan sebesar 7,2 °C pada Burner PA C.
- b. Terjadi penurunan rata-rata velocity pada pada level burner pengumpanan co-firing dibandingkan dengan pembakaran batubara murni sebesar 0,04 m/s pada Burner PA A dan sebesar 0,02 m/s pada Burner PA C.
- c. Hasil emisi gas buang pada pada level burner pengumpanan co-firing dibandingkan dengan pembakaran batubara murni, SO₂ menurun sebesar 14,37% pada Burner PA A dan sebesar 13,20% pada Burner PA C, CO menurun sebesar 1,22% pada Burner PA A dan sebesar 1,31% pada Burner

PA C dan CO₂ meningkat sebesar 3,86% pada Burner PA A dan sebesar 4,61% pada Burner PA C

3. Efisiensi boiler dihasilkan semakin menurun dengan bertambahnya penambahan sekam padi pada batubara dengan nilai sebesar 79,30% efisiensi boiler co-firing 3% , sebesar 79,25 % efisiensi boiler co-firing 5% dan sebesar 79,21% efisiensi boiler co-firing 7% dibandingkan dengan efisiensi boiler pembakaran batubara murni sebesar 79,94%.

5.2 Saran

Saran yang dapat diberikan setelah melakukan penelitian ini dan diharapkan dapat memberikan manfaat pada penelitian selanjutnya, diantaranya:

1. Diperlukan adanya data pengukuran temperature real ekperimen pembakaran co-firing 3% dan pembakaran batubara murni pada posisi nose (exit furnace) untuk memastikan temperature rata-rata eksperimen dengan hasil simulasi
2. Perlu dilakukan eksperimen pembakaran co-firing 5% dan eksperimen pembakaran 7% untuk mendapatkan hasil efisiensi boiler dan emisi gas buang yang dihasilkan sesuai simulasi ansys fluent yang telah dilakukan.

DAFTAR PUSTAKA

- Guangdong Power Engineering Corporation (2014), *Operation and Maintenance Training Program Boiler Operation Part PLTU 2 SUMATERA Utara 2×200 MW Medan*, Guangdong Power Engineering Corporation.
- Guangdong Power Engineering Corporation (2014), *Operation and Maintenance Training Program Steam Boiler Maintenance and Repair Part PLTU 2 SUMATERA Utara 2×200 MW Medan*, Guangdong Power Engineering Corporation.
- Dong, Changqing., Yang, Yongping., Yang, Rui., Zhang, Junjiao. (2009). *Numerical Modeling of the Gasification Based Biomass Co-firing in 600 MW Pulverized Coal Boiler*. Elsevier Ltd.5
- Li, Jun., Zhang, Xiaolei., Kruczek, Halina Pawlak., Yang, Weihong., Kruczek, Pawel., Blasiak, Wlodzimier. (2014). *Process Simulation of Co-firing Torrefied Biomass in a 220 MW Coal Fired Power Plant*. Elsevier Ltd, 9.
- Ruben Perez-jeldres, Pablo Cornejo, Mauricio Flores, Alfredo Gordon and Ximena Garcia (2016), *A modeling approach to co-firing biomass/coal blends in pulverized coal utility boilers: Synergistic effects and emissions profiles*. Elsevier Ltd
- Madejski, Pawel., Zymelka, Piotr. (2019). *Calculation Method of Steam Boiler Operation Factor Under Varying Operating Conditions with The Use of Computational Thermodynamic Modeling*. Elsevier Ltd.
- Devy Sa'adiyah, Galih Bangga, Wawan Widodo, Nur Ikhwan (2017), *Numerical Study of Flow, Combustion and Emissions Characteristics in a 625 MWe Tangentially Fired Boiler with Composition of Coal 70% LRC and 30% MRC*. AIP Conference Proceedings
- Fransisco, Gilberto. (2012). *Thermal Power Plant Performance Analysis. Brazil*. University of Sao Paulo.
- Hutabarat Dianhot (2021), Laporan Performance Test Co-Firing Unit 1 30 Juni 2021, PT Indonesia Power PLTU Pangkalan Susu.
- Ervan Ari (2020), Laporan Pengujian dan Simulasi Co-Firing Bahan Bakar Batubara dan Biomassa, PT Pembangkitan Jawa Bali Unit Pembangkitan PLTU Paiton.

- Syaifur Rizal Surya Maulana.,Tasliman (2015)., *Mapping The Potential Of Husk As Alternative Energy Source In The District Of Jember*. Fakultas Teknologi Pertanian Universitas Jember.
- Arafat A. Bhuiyan, Jamal Naser (2015). *CFD modelling of co-firing of biomass with coal under oxy-fuel combustion in a large scale power plant*.
- Amri Rosyid Susetyo.,Chairul Nas.,Suliestyas (2020)., *Analysis of Requirements For Coal Combustion in Boiler Unit 3 in PLTU Suralaya*. Fakultas Teknologi Kebumian dan Energi, Universitas Trisakti.
- Zainal Maskur.,Ardi Nugroho (2021)., *Analisa Karakteristik Biomassa untuk Cofiring pada Pembangkit Batubara di Indonesia*. Fakultas Teknologi Industri, Institut Teknologi Adhi Tama Surabaya.
- Komarudin.,Andrian Saputro.,Erfiana Wahuningsih (2020)., *Analisis Kenaikan Plant Heat Rate sebelum Perbaikan Berkala Terhadap Kondisi Testing Komisioning*.

LAMPIRAN

Lampiran 1. Perhitungan Efisiensi Boiler Eksperimen Metode Input-Output (Direct Methode)

PERHITUNGAN EFISIENSI BOILER METODE INPUT-OUTPUT (DIRECT METHODE) PEMBAKARAN BATUBARA MURNI DENGAN CO-FIRING 3%			
Parameter	Satuan	Nilai	
		Batubara Murni	Co-firing 3%
Main steam			
- Pressure	bar	80,67	84,75
- Temperature	C	536,70	527,29
- Flow	kg/h	333984,00	325964,44
- enthalphy	kJ/kg	3488,74	3461,39
Feed water			
- Pressure	bar	93,87	93,92
- Temperature	C	149,99	144,76
- Flow	kg/h	324390,00	314563,33
- enthalphy	kJ/kg	637,75	615,41
SH Spray water			
- Pressure	bar	96,15	94,35
- Temperature	C	466,09	465,45
- Flow	kg/h	25710,00	22121,11
- enthalphy	kJ/kg	3291,49	3292,42
RH Spray water			
- Pressure	bar	43,15	42,12
- Temperature	C	143,63	136,85
- Flow	kg/h	1992,00	604,00
- enthalphy	kJ/kg	607,29	578,25
Hot Reheat steam			
- Pressure	bar	14,76	15,48
- Temperature	C	536,08	534,14
- Flow	kg/h	323123,54	313266,20
- enthalphy	kJ/kg	3552,99	3548,04
Cold Reheat steam			
- Pressure	bar	16,85	16,46
- Temperature	C	320,40	320,68
- Flow	kg/h	323123,54	313266,20
- enthalphy	kJ/kg	3078,86	3080,44
Coal			
- Nilai kalor	kcal/kg	4065,00	4048,47
	kJ/kg	17020,155	16950,94
- Flow	kg/h	75840,00	74410,00
Leakage flow	kg/h	18108,00	11324,00
Energy input	kJ/h	1290808555	1261319735
Energy ke MS	kJ/h	878.887.997,14	864.733.568,63
Energy ke SH Spray	kJ/h	5.071.456,52	3.737.914,60
Energy ke HRH	kJ/h	153.203.730,00	146.483.663,84
Energy ke RH Spray	kJ/h	4.923.365,49	1.511.324,42
Total energy output	kJ/h	1.042.086.549,15	1.016.466.471,49
Efisiensi Boiler in-out	%	80,73%	80,59%

Perhitungan Enthalphy (h)

No	Parameter	Simbol	Satuan
1	Main Steam	ms	kJ/kg
2	Feed water	fw	kJ/kg
3	Superheater Spray Water	psw	kJ/kg
4	Reheat Spray Water	rsw	kJ/kg
5	Reheat Out Steam	rho	kJ/kg
6	Reheat In Steam	rhi	kJ/kg

Perhitungan Flow Rate

No	Parameter	Simbol	Satuan
1	Coal Flow	m_{coal}	kg/s
2	Main Steam Flow	m_{ms}	kg/s
3	Feed Water Flow	m_{fw}	kg/s
4	Superheater Spray Water Flow	m_{psw}	kg/s
5	Reheat Spray Water Flow	m_{rsw}	kg/s
6	Reheat Steam Flow	m_{rs}	kg/s
7	Leakage Flow	m_l	kg/s

Metode langsung (input-output)

Energy Input Calculation

No	Parameter	Simbol	Satuan	Formula
1	Coal Flow	m_{coal}	kg/s	Hasil pengukuran
2	Higher Heating Value	HHV	Kcal/kg	Hasil pengukuran
3	Energy Input	Q_{in}	kJ/s	$m_{coal} \times HHV$

Energy Output Calculation

No	Parameter	Simbol	Satuan	Formula
1	Energi ke Main Steam	Q_{ms}	kJ/s	$(m_{ms} - m_{psw}) \times (h_{ms} - h_{fw})$
2	Energi ke SH Spray Water	Q_{psw}	kJ/s	$m_{psw} \times (h_{ms} - h_{psw})$
3	Energi ke reheat steam	Q_{rs}	kJ/s	$m_{rs} \times (h_{rs} - h_{rs0})$
4	Energi ke reheat spray	Q_{rsw}	kJ/s	$m_{rsw} \times (h_{rs} - h_{rsw})$
5	Total Energi Output	Q_{out}	kJ/s	$Q_{ms} + Q_{psw} + Q_{rs} + Q_{rsw}$

Boiler Efficiency Calculation

No	Parameter	Simbol	Satuan	Formula
1	Efisiensi Boiler	η	%	$\eta = (Q_{out} / Q_{in}) \times 100\%$

$$\text{efficiency} = \frac{\text{input}}{\text{output}} \times 100\%$$

Lampiran 2. Karakteristik Batubara dibandingkan Bahan Bakar Biomassa di Indonesia

Parameters	Unit	HV B Bituminous	HV C Bituminous	Wood chip	Sawdust	Wood pellet	Rice husk	PKS	EFB pellet
Ultimate									
Carbon	% wt Ar	48,61	43,82	33,49	28,06	47,78	28,06	47,62	41,9
Hydrogen	% wt Ar	3,75	3,37	3,55	3,17	6,07	3,17	5,14	4,6
Nitrogen	% wt Ar	0,63	0,68	0,26	0,15	0,15	0,15	0,26	0,16
Oxygen	% wt Ar	13,95	13,22	27,62	24,8	39,39	24,8	35,87	38,6
HHV (High heating Value)	kCal/kg	4897,00	4199	3093	2694,00	4487,00	2694	4563,00	4048
HGI (Hard. Grind. Index)	Indeks	47	55	26	< 32	< 32	< 32	<32	<32
Bulk Density	kg/m ³	928,4	926,4	-	140,95	643	140,95	632	-
Ash Fusion T. Reduction									
Initial Deformation	°C	1180	1200	1240	1210	>1500	1210	1180	1280
Softening	°C	1190	1220	1260	1250	>1500	1250	1250	1300
Hemispherical Fluid	°C	1210	1240	1270	1270	>1500	1270	1290	1310
Fluid	°C	1230	1250	1290	1290	>1500	1290	1310	1320
Ash Fusion T. Oxidation									
Initial Deformation	°C	1190	1210	-	-	-	-	1240	-
Softening	°C	1210	1240	-	-	-	-	1310	-
Hemispherical Fluid	°C	1230	1250	-	-	-	-	1340	-
Fluid	°C	1260	1260	-	-	-	-	1360	-
Ash Analysis									
Fe ₂ O ₃	% wt	22,94	12,05	5,11	35,24	5,31	35,24	5,67	3,45
SiO ₂	% wt	46,51	53,69	3,96	26	3,56	26	51,84	32,84
Al ₂ O ₃	% wt	11,24	18,42	0,4	12,12	0,92	12,12	4,21	0,67
CaO	% wt	9,58	4,24	55,73	7,25	61,15	7,25	13,88	35,26
MgO	% wt	4,22	4,25	1,63	6,83	2,11	6,83	7,5	11
MnO ₂	% wt	0,348	0,385	1,87	4,02	0,37	4,02	0,22	2,28
TiO ₂	% wt	0,55	0,81	0,37	2,51	0,34	2,51	0,37	0,11
K ₂ O	% wt	0,67	1,59	19,97	2,06	12,92	2,06	10,5	0,72
Na ₂ O	% wt	0,51	0,79	0,01	0,59	0,82	0,59	0,35	1,02
P ₂ O ₅	% wt	0,139	0,362	1,65	0,23	0,57	0,23	2,33	1,13
SO ₃	% wt	2,59	3,14	2,9	2,62	9,86	2,62	1,97	2,58
Cr ₂ O ₃	%wt	-	-	0,03	-	-	-	-	-
Cl ₂	%	0,02	0,02	0,0378	0,10	0,10	0,10	0,10	0,3

Tabel 3. Analisa potensi *slagging, fouling, corrosion, abrasive* dan *agglomeration* pada pembakaran individu

Fuel	B/A ratio	Ash type	Slagging index	Fouling index	Corrosion potency	Abrasion potency	Agglom. Index
HV B Bituminous Coal	0,65	bituminous	0,41	36,74	34,83	4,06	19,44
HV C Bituminous Coal	0,31	bituminous	0,03	20,54	6,08	0,77	5,06
Wood chip	17,43	lignitic	1246	62,47	2,63	0,01	0,26
Sawdust	1,28	bituminous	0,09	49,32	0,77	0,45	13,30
Wood pellet	17,08	lignitic	1500	68,57	0,77	0,14	0,39
Rice husk	0,33	bituminous	0,02	21,63	10,18	16,28	18,87
Palm Kernel Shell	0,67	lignitic	1212	27,05	0,55	0,64	0,52
EFB pellet	1,53	lignitic	1286	49,71	0,29	0,60	1,98

Sumber : Zainal Maskur.,Ardi Nugroho (2021)., *Analisa Karakteristik Biomassa untuk Cofiring pada Pembangkit Batubara di Indonesia*