

# Studi Modifikasi Pembangkit Listrik Siklus Ganda Cogeneration Menggunakan Software Cycle tempo

Sri Wahyuni Widiyaningtiyas dan Atok Setiyawan  
Departemen Teknik Mesin, Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS)  
*e-mail:* atok.setiyawan@gmail.com

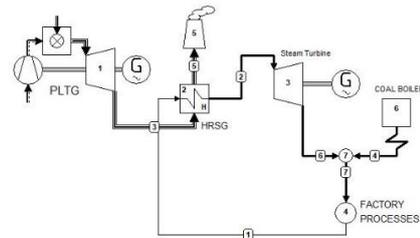
**Abstrak**—Salah satu industri yang menerapkan sistem kogenerasi adalah PT. Ajinomoto Indonesia (PT AI) yang berlokasi di kabupaten Mojokerto. Pembangkit kogenerasi yang terdapat di PT AI yaitu pembangkit listrik tenaga gas uap (PLTGU) yang memproduksi listrik sebesar 12 MW dan dilengkapi 3 *coal boiler* untuk memenuhi kebutuhan uap dalam proses industri sebesar 100 Ton/h. Pembangkit kogenerasi yang terdapat di PT AI belum pernah dilakukan modifikasi untuk mendapatkan efisiensi pembangkit yang lebih tinggi. Oleh sebab itu maka perlu dilakukan perhitungan ulang efisiensi pembangkit kogenerasi serta melakukan modifikasi pembangkit kogenerasi di PT AI menggunakan *Software Cycle tempo*. Hal ini dikarenakan perhitungan dan modifikasi menggunakan *Software Cycle tempo* dinilai lebih mudah dan efektif. Penelitian ini dilakukan dengan beberapa tahapan. Pada tahapan awal dilakukan identifikasi masalah dengan melakukan studi lapangan di PT AI. Dari masalah yang didapat kemudian dilakukan simulasi pemodelan pembangkit dalam kondisi *existing*. Setelah itu, dilakukan simulasi tiga pemodelan pembangkit dalam kondisi yang telah dimodifikasi yaitu pada pemodelan pertama modifikasi dilakukan dengan menghilangkan komponen *coal boiler*, pemodelan kedua modifikasi dilakukan dengan menambahkan *Preheater* dan pemodelan ketiga modifikasi dilakukan dengan mengganti komponen *superheater 1* menjadi *reheater*. Dari masing-masing pemodelan didapatkan hasil berupa *nett power*, dan masukan kalor. Hasil dari pemodelan dalam kondisi *existing* dan sesudah dimodifikasi ini kemudian diolah untuk mendapatkan nilai efisiensi pembangkit dari masing-masing pemodelan yang selanjutnya dibandingkan dan dilakukan analisa. Berdasarkan simulasi *Software Cycle tempo* yang dilakukan pada laju aliran massa uap yang sama untuk proses industri, didapatkan hasil efisiensi pembangkit kogenerasi PT AI pada kondisi *existing*, modifikasi penghilangan *coal boiler*, penambahan *Preheater*, dan penggantian *superheater 1* menjadi *reheater* berturut-turut sebesar 69,34%; 87,44%; 69,36 dan 70,18%.

**Kata Kunci**—*Coal boiler*, Efisiensi, Kogenerasi, *Preheater*, *Reheater*.

## I. PENDAHULUAN

**K**EBUTUHAN konsumsi energi (*energy demand*) pada sektor industri di Indonesia terus meningkat setiap tahunnya. Berdasarkan Outlook Energi Indonesia 2016, dari jumlah *energy demand* pada tahun 2015 sebesar 60 juta Tons oil equivalent (TOE) diproyeksikan akan mengalami kenaikan menjadi 87 juta TOE pada tahun 2025 dan 266 juta TOE pada tahun 2050[1].

Penggunaan energi dari sektor industri yang terus meningkat harus diimbangi dengan upaya konservasi energi pada sektor tersebut. Salah satu solusi yang dicanangkan oleh Direktorat Jenderal Energi Baru Terbarukan dan Konservasi Energi (EBTKE) dalam upaya konservasi energi pada sektor



Gambar 1. Model pembangkit kogenerasi PT AI.

industri adalah penggunaan teknologi proses yang hemat energi. Salah satu contohnya adalah dengan menggunakan *cogeneration* atau teknologi *combined heat and power* (CHP).

Kogenerasi (*cogeneration*) adalah penggunaan suatu sumber energi untuk menghasilkan tenaga dua jenis energi pada saat bersamaan (energi panas dan mekanik). Teknologi Kogenerasi memiliki prospek yang menarik karena dapat meningkatkan diversitas aplikasi energi, mengurangi emisi pada lingkungan dan berbagai keuntungan ekonomi lainnya.

Salah satu industri yang menerapkan sistem kogenerasi adalah PT. Ajinomoto Indonesia (PT AI) yang berlokasi di kabupaten Mojokerto. Pembangkit kogenerasi yang terdapat di PT AI yaitu pembangkit listrik tenaga gas uap (PLTGU) yang memproduksi listrik sebesar 12 MW dan dilengkapi 3 *coal boiler* untuk memenuhi kebutuhan uap dalam proses industri sebesar 100 Ton/h. Pembangkit kogenerasi yang terdapat di PT AI belum pernah dilakukan modifikasi untuk mendapatkan efisiensi pembangkit yang lebih tinggi. Berdasarkan hal tersebut, penelitian ini bertujuan untuk mengetahui nilai efisiensi pembangkit kogenerasi PT AI (kondisi *Existing*) serta mengetahui pengaruh modifikasi penghilangan komponen *coal boiler*, penambahan *Preheater* dan penggantian komponen *superheater 1* menjadi *reheater* terhadap efisiensi pembangkit dari hasil simulasi menggunakan *Software Cycle tempo*. Penggunaan *Software Cycle tempo* dipilih dalam melakukan simulasi ini karena dinilai lebih mudah dan efektif.

## II. URAIAN PENELITIAN

### A. Objek Penelitian

Objek pada penelitian ini adalah pembangkit kogenerasi milik PT Ajinomoto Indonesia (AI) yang berlokasi di kabupaten Mojokerto dengan kapasitas maksimal sekitar 12 MW produksi listrik dan 100 ton/h produksi uap. Pembangkit kogenerasi milik PT AI menggunakan bahan bakar *natural gas* untuk PLTG dan HRSG serta menggunakan bahan bakar

Tabel 1.  
Data *Properties* setiap komponen

KOMPONEN	PARAMETER INPUT			
COMPRESSOR UDARA	P in	1 bar	P out	13 bar
	T in	32 C	T out	359 C
COMBUSTOR	T out	1000 C	LHV	48097 KJ/Kg
	massflow fuel	0,38 Kg/s		
GAS TURBIN	T in	1000 C	T out	500 C
	power	5680 KW		
ADDITIONAL BURNER	massflow fuel	0,757 Kg/s	LHV	48097 KJ/Kg
HP SH 2	T in fluegass	900 C	T out steam	450 C
HP SH 1	-			
EVAPORATOR	-			
ECONOMIZER	T in fluegass	213 C	T in water	84 C
DRUM	P drum	59 bar		
STACK	T stack	103 C		
STEAM TURBINE	P in	56 bar	P out	3,5 bar
	Flow main steam	15,278 Kg/s	T out	194 C
	power	6,8 MW		
COAL BOILER	massflow steam	12,5 Kg/s	m coal	1,3 Kg/s
	P out	3,5 bar	LHV	24610 KJ/Kg
	T out	138,9 C		
PUMP	P in	3,5 bar	T in	40 C
	P out	7 bar	T out	40 C
HEAT EXCHANGER	T in	40 C	T out	62 C
DEAERATOR	P in	7 bar	P out	7 bar
BFP	T in	76 C		
	T out	76 C		
PROSES INDUSTRI	P in	7 bar	T in	76 C
	P out	59 bar	T out	84 C
	m in	27,78 Kg/s	m out	15,278 Kg/s
	T in	138,9 C	T out	80 C
	P in	3,5 bar	P out	3,5 bar

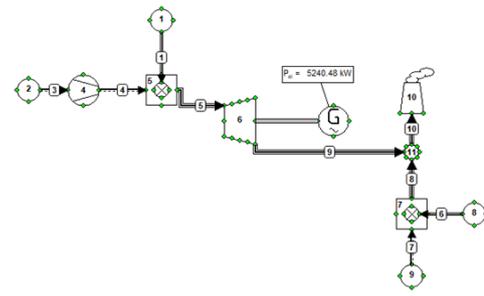
Tabel 2.  
Data *Properties* setiap komponen

No	Komponen	Spesifikasi
1	Turbin Gas	Merk : Kawasaki Capasitas : 6000 Kwe
2	HRSG	Merk : Aalborg Capasitas : 56 Ton/h <i>Superheated Steam</i>
3	Turbin Uap	Merk : Shin Nippon Capasitas : 6800 Kwe

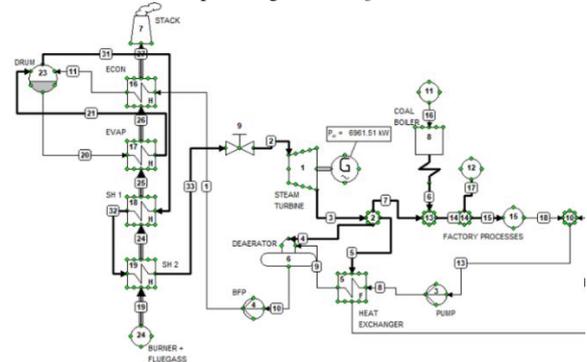
C. *Pemodelan Simulasi*



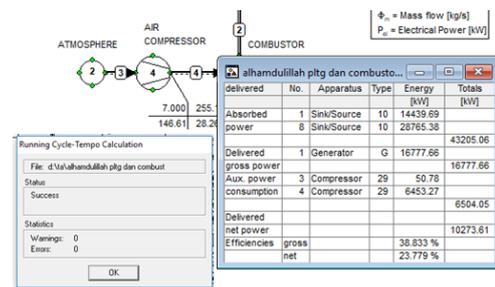
Gambar 2. Bagan rencana pemodelan pembangkit kogenerasi pada software Cycle Tempo.



Gambar 3. Pemodelan pembangkit existing sisi PLTG



Gambar 4. Pemodelan pembangkit existing sisi PLTU.



Gambar 5. Hasil *running* siklus yang telah berhasil.

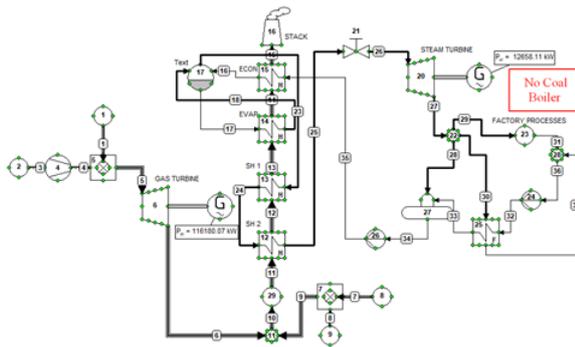
batu bara untuk boiler tambahan. Listrik diproduksi oleh PLTG dan PLTU, uap untuk proses industri diproduksi oleh HRSG dan *Coal boiler* (boiler tambahan).

B. *Pengumpulan Data*

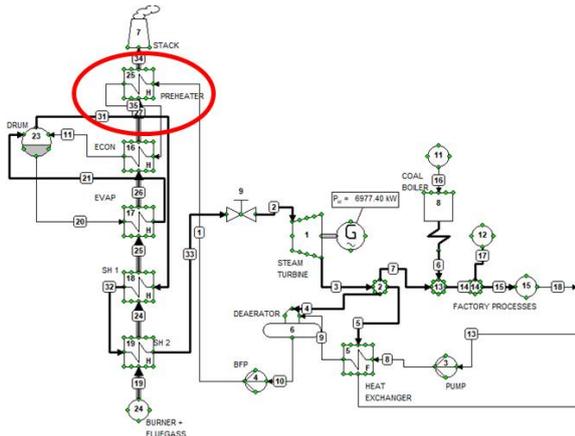
Dari studi literatur dan observasi mengenai pembangkit kogenerasi, dilakukan pengambilan data pada kogenerasi PT. Ajinomoto Indonesia. Data yang diambil adalah data aktual harian pada satu titik waktu. Data tersebut kemudian diolah untuk melengkapi data-data lain yang tidak diketahui.

Dari data yang didapat akan dibuat pemodelan dengan menggunakan *Software Cycle tempo 5.0*. Berikut rencana pemodelan simulasi pembangkit kogenerasi PT AI

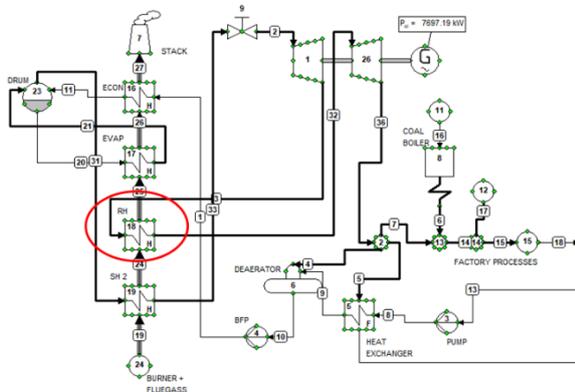
Pemodelan pertama yang dibuat yaitu pada kondisi *existing*. Setelah itu memasukkan data *properties* pada setiap komponen. Jika *running cycle* telah berhasil (*error = 0*) [2], maka akan didapat nilai *nett power* dan masukan kalor. Untuk dapat melakukan *running* siklus, sistem pembangkit dimodelkan terpisah antara sisi PLTG dan PLTU dengan



Gambar 6. Pemodelan pembangkit modifikasi tanpa coal boiler.



Gambar 7. Pemodelan pembangkit modifikasi penambahan Preheater.



Gambar 8. Pemodelan pembangkit modifikasi penggantian superheater 1 menjadi reheater.

catatan keluaran dari sisi PLTG menjadi masukan dari sisi PLTU.

Setelah membuat pemodelan dan *running* pada kondisi *existing*, kemudian melakukan modifikasi dengan membuat tiga pemodelan yaitu modifikasi dengan menghilangkan komponen *coal boiler*, modifikasi dengan menambahkan *Preheater* dan modifikasi dengan mengganti komponen *superheater 1* menjadi *reheater*. Setelah itu memasukkan data *properties* pada setiap komponen sesuai modifikasi masing-masing. Jika *running cycle* telah berhasil (*error = 0*), maka akan didapat nilai *nett power* dan masukan kalor.

Data *nett power* dan masukan kalor dari hasil simulasi kemudian diolah untuk mendapatkan nilai efisiensi pembangkit dalam kondisi *existing* maupun modifikasi.

#### D. Analisa dan Validasi

Dari hasil simulasi pada kondisi *existing* dilakukan validasi yaitu dengan membandingkan hasil simulasi dengan hasil perhitungan secara termodinamika untuk membuktikan hasil simulasi merupakan hasil yang valid.

Perhitungan efisiensi pembangkit secara termodinamika menggunakan persamaan :

$$\eta = \frac{\text{desired Output}}{\text{required input}} \quad [3]$$

$$\eta = \frac{\dot{W}_{GT} + \dot{W}_{ST} + Q_{\text{proses}} - \dot{W}_{\text{comp}} - \dot{W}_{\text{pump}}}{Q_{\text{combustor}} + Q_{\text{burner}} + Q_{\text{coal boiler}}} \quad [3]$$

Untuk dapat menghitung efisiensi pembangkit menggunakan persamaan di atas, maka harus melakukan perhitungan daya pada tiap komponen turbin gas, turbin uap, kompresor udara, *boiler feed pump*, *feed water pump*, dan perhitungan kalor proses produksi serta melakukan perhitungan kebutuhan kalor pada tiap komponen *combustor*, *burner*, dan *coal boiler*. Berikut merupakan persamaan yang digunakan dalam perhitungan daya dan kebutuhan kalor

Perhitungan daya turbin gas

$$\dot{W}_{GT} = \dot{m}_{\text{fluegass}} \cdot (h_{\text{in}} - h_{\text{out}}) \quad [3]$$

Perhitungan daya turbin uap

$$\dot{W}_{ST} = \dot{m}_{\text{steam}} \cdot (h_{\text{in}} - h_{\text{out}}) \quad [3]$$

Perhitungan daya kompresor udara

$$\dot{W}_{\text{comp}} = \dot{m}_{\text{udara}} \cdot (h_{\text{out}} - h_{\text{in}}) \quad [3]$$

Perhitungan daya proses produksi

$$\dot{W}_{\text{proses}} = (\dot{m}_{\text{steam}} \cdot (h_{\text{in}} - h_{\text{out}})) - (\dot{m}_{\text{water}} \cdot h_{\text{out}}) \quad [3]$$

Perhitungan kebutuhan kalor *combustor*

$$Q_{\text{combustor}} = \dot{m}_{\text{fuel combust}} \cdot \text{LHV} \quad [3]$$

Perhitungan kebutuhan kalor *burner*

$$Q_{\text{burner}} = \dot{m}_{\text{fuel burner}} \cdot \text{LHV} \quad [3]$$

Perhitungan kebutuhan kalor *coal boiler*

$$Q_{\text{coal boiler}} = \dot{m}_{\text{coal}} \cdot \text{LHV} \quad [3]$$

Setelah itu melakukan validasi, kemudian untuk hasil simulasi pada kondisi modifikasi dilakukan analisa dengan membandingkan hasil simulasi pada kondisi modifikasi dengan hasil simulasi pada kondisi *existing*.

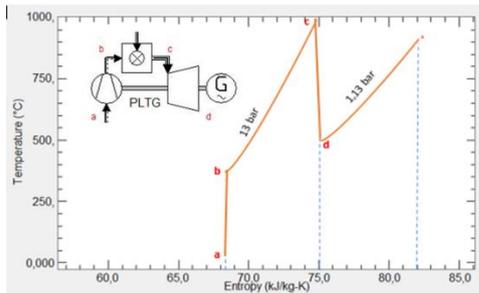
### III. HASIL DAN ANALISA

Setelah melakukan simulasi pembangkit pada kondisi *existing* diperoleh hasil berupa *nett power* dan masukan kalor yang selanjutnya diolah untuk mendapatkan efisiensi pembangkit. Selain itu juga terdapat hasil berupa T-s diagram yang digunakan untuk menganalisa sistem pembangkit berdasarkan tingkat keadaan.

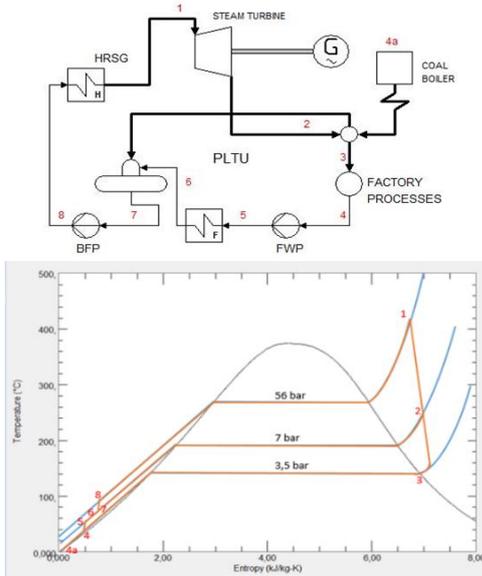
#### A. Hasil Simulasi Pembangkit Kondisi Existing

Berikut merupakan hasil analisa T-s diagram untuk pembangkit kondisi *existing*

T-s diagram untuk PLTG dimulai dari *state a* yaitu udara dengan tekanan 1 atm dan temperatur 32°C kemudian



Gambar 9. T-s diagram pembangkit kondisi existing sisi PLTG.



Gambar 10. A) tingkat keadaan pada model sistem pembangkit existing sisi PLTU. B) T-s diagram pembangkit kondisi existing sisi PLTU.

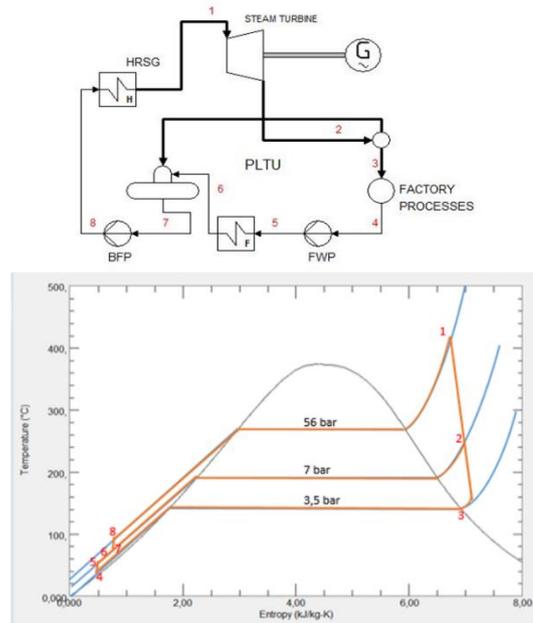
dikompresi oleh kompresor udara hingga state b yaitu pada tekanan 13 bar dan temperatur 359°C. Kemudian udara dibakar di ruang bakar hingga temperatur 1000°C dan dialirkan ke turbin gas untuk diekspansi hingga tekanan 1,13 bar. Fluegass yang keluar dari turbin gas selanjutnya bercampur dengan fluegass dari burner hingga temperatur 900°C dan dialirkan untuk memanaskan HRSG.

T-s diagram untuk PLTU dimulai dari state 1 yaitu uap *superheat* dengan temperatur 450°C dan tekanan 56 bar memasuki turbin uap dan diekspansi hingga state 3 dan sebagian uap dialirkan ke *deaerator* pada state 2. Pada state 3 uap hasil ekspansi turbin uap bercampur dengan uap dari *coal boiler* (state 4a-3) digunakan untuk memanaskan proses sehingga uap akan terkondensasi secara alami menjadi cair saat keluar dari proses produksi yaitu pada state 4. Selanjutnya air dipompa oleh *pump* hingga tekanan 7 bar pada state 5. air dipanaskan oleh *heat exchanger* hingga state 6 pada temperatur 62°C. Kemudian air memasuki *deaerator* dan dipanaskan hingga temperatur 76°C pada state 7. air dipompa oleh BFP hingga tekanan 56 bar dan temperatur 84°C pada state 9 dan masuk ke dalam HRSG untuk dipanaskan hingga temperatur 450°C pada state 1

Dari tabel tersebut dapat dilihat bahwa hasil simulasi *software cycle tempo* untuk pemodelan pembangkit kogenerasi PT AI pada kondisi *existing* memiliki efisiensi sebesar 69,34%. Hasil perhitungan secara termodinamika yang memiliki nilai efisiensi pembangkit kogenerasi sebesar 71,35%. Terdapat gap atau *error* sebesar 2,82% antara kedua

Tabel 3. Hasil simulasi dan validasi pembangkit kondisi existing

No	Parameter	Simulasi Software	Perhitungan Termodinamika	Error (%)
1	Daya Gas turbine (KW)	5240,48	5775,21	9,26
2	Daya Steam turbine (KW)	6961,51	6982,05	0,29
3	Daya Air compressor (KW)	2702,26	2686,64	0,58
4	Daya BFP (KW)	611,54	576,13	5,79
5	Daya Feed water pump (KW)	5,27	5,35	1,45
6	Qin Combustor (KW)	18275,16	18276,86	0
7	Qin Burner (KW)	36406,04	36409,43	0,01
8	Qin Coal boiler (KW)	32470,46	31993,00	1,47
9	Q proses industri (KW)	51547	52358,95	1,55
10	Efisiensi CC (%)	16,24	17,35	6,38
11	Efisiensi CC Cogeneration (%)	69,34	71,35	2,82



Gambar 11. A) tingkat keadaan pada model sistem pembangkit modifikasi penghilangan coal boiler sisi PLTU. B) T-s diagram pembangkit kondisi modifikasi penghilangan coal boiler sisi PLTU.

nilai tersebut. Hal tersebut dikarenakan pada simulasi terdapat asumsi-asumsi yang menyebabkan kondisi tidak sama persis seperti keadaan di lapangan sehingga terdapat perbedaan antara hasil simulasi dengan hasil perhitungan secara termodinamika.

Jika ditinjau dari nilai efisiensi *combined cycle* (tanpa kogenerasi) hasil simulasi menunjukkan efisiensi sebesar 16,24% dan hasil perhitungan menunjukkan efisiensi sebesar 17,35%. Dibandingkan dengan nilai efisiensi pembangkit kogenerasi efisiensi pembangkit *combined cycle* (tanpa kogenerasi) jauh lebih kecil nilainya yaitu 16,24% dibandingkan 69,34%. Hal ini dikarenakan pembangkit ini di desain untuk menghasilkan produksi uap sebagai produk utama. Berbeda dengan pembangkit *combined cycle* pada umumnya yang di desain untuk menghasilkan listrik sebagai produk utama sehingga daya listrik yang dihasilkan dihasilkan pembangkit PT AI lebih kecil dibandingkan dengan kebutuhan bahan bakar. oleh sebab itu efisiensi pembangkit *combine cycle* lebih kecil jika dibandingkan dengan efisiensi pembangkit kogenerasi.

Tabel 4.  
Hasil simulasi pembangkit kondisi modifikasi tanpa coal boiler

No	Parameter	Tanpa Coal boiler	Existing
1	Daya Gas turbine (KW)	116180	5240,48
2	Daya Steam turbine (KW)	12658,1	6961,51
3	Daya Air compressor (KW)	21280,3	2702,26
4	Daya BFP (KW)	1100,85	611,54
5	Daya Feed water pump (KW)	9,58	5,27
6	Qin Combustor (KW)	144278	18275,16
7	Qin Burner (KW)	36406	36406,04
8	Qin Boiler (KW)	0	32470,46
9	Q proses industri (KW)	51547	51547
10	Efisiensi CC (%)	58,91	16,24
11	Effisiensi CC Cogeneration (%)	87,44	69,34

Tabel 5.  
Hasil simulasi pembangkit kondisi modifikasi penambahan Preheater

No	Parameter	Dengan Preheater	Existing
1	Daya Gas turbine (KW)	5240,48	5240,48
2	Daya Steam turbine (KW)	6977,4	6961,51
3	Daya Air compressor (KW)	2702,26	2702,26
4	Daya BFP (KW)	611,54	611,54
5	Daya Feed water pump (KW)	5,27	5,27
6	Qin Combustor (KW)	18275,16	18275,16
7	Qin Burner (KW)	36406,04	36406,04
8	Qin Coal boiler (KW)	32470,46	32470,46
9	Q proses industri (KW)	51547	51547
10	Efisiensi CC (%)	16,27	16,24
11	Efisiensi CC Cogeneration (%)	69,36	69,34

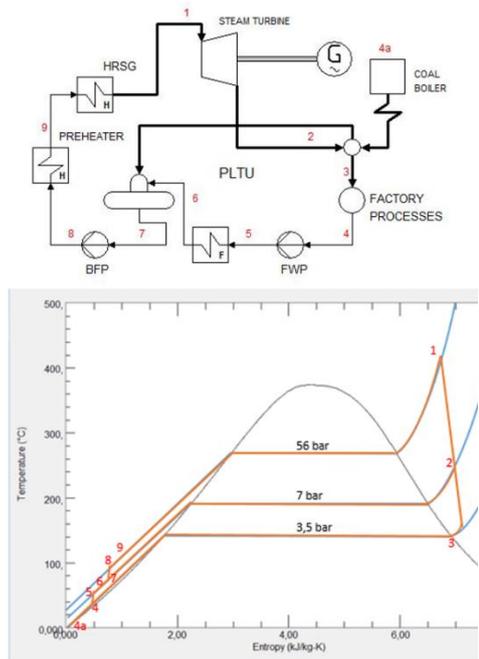
**B. Hasil Simulasi Pembangkit Kondisi Modifikasi Penghilangan Coal boiler**

T-s diagram untuk PLTG sama dengan T-s diagram PLTG pada kondisi existing. Hal ini dikarenakan tidak banyak perubahan pada tekanan dan temperatur, hanya massflow fluegass yang berubah sehingga T-s digram tetap sama.

T-s diagram untuk PLTU tanpa coal boiler hampir sama dengan T-s diagram PLTU pada kondisi existing. Hal ini dikarenakan tingkat keadaan di setiap state sama. Yang membedakan adalah tidak ada state 4a-3 yaitu produksi uap oleh coal boiler.

Dari tabel tersebut dapat dilihat bahwa hasil simulasi software cycle tempo untuk pemodelan pembangkit kogenerasi PT AI pada kondisi modifikasi tanpa coal boiler memiliki efisiensi sebesar 87,44%. Jika dibandingkan dengan hasil simulasi existing maka nilai efisiensi pembangkit kogenerasi pada kondisi modifikasi tanpa coal boiler lebih besar 18,1%. Hal tersebut dikarenakan peningkatan daya oleh turbin gas dan turbin uap jauh lebih besar dibandingkan peningkatan kebutuhan kalor untuk memanaskan HRSG. Artinya pembangkit kogenerasi tanpa coal boiler lebih efisien dibanding pembangkit kogenerasi dengan coal boiler. Namun, modifikasi ini dapat dilakukan jika melakukan pembangunan ulang design pembangkit yang dapat menghabiskan biaya yang besar.

Jika ditinjau dari efisiensi pembangkit combined cycle (tanpa kogenerasi) maka pembangkit combine cycle tanpa coal boiler memiliki efisiensi lebih tinggi jika dibandingkan dengan pembangkit combine cycle tanpa coal boiler yaitu 58,91% dibanding 16,24%. Hal tersebut dikarenakan pada pembangkit combine cycle (tanpa coal boiler) memiliki peningkat produksi listrik oleh turbin gas dan turbin uap



Gambar 12. A) tingkat keadaan pada model sistem pembangkit modifikasi penambahan Preheater sisi PLTU. B) T-s diagram pembangkit kondisi modifikasi penambahan Preheater sisi PLTU.

seiring dengan bertambahnya massflow bahan bakar dan massflow uap sehingga pembangkit tanpa coal boiler mampu memproduksi listrik yang lebih besar. Sedangkan pada pembangkit combine cycle kondisi existing tidak terjadi peningkatan produksi listrik oleh turbin gas dan turbin uap.

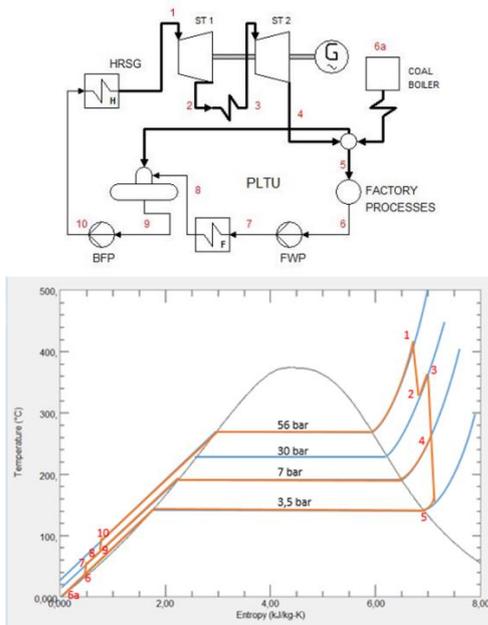
**C. Hasil Simulasi Pembangkit Kondisi Modifikasi Penambahan Preheater**

T-s diagram untuk PLTG sama dengan T-s diagram PLTG sebelumnya. Hal ini dikarenakan tidak ada data masukan yang berubah sehingga T-s digram dan hasil simulasinya tetap sama untuk PLTG.

T-s diagram untuk PLTU dengan penambahan Preheater secara umum hampir sama dengan T-s diagram PLTU pada kondisi existing. Namun, terdapat 9 state pada pemodelan ini. Pada state 8 hingga state 9 terjadi proses pemanasan feed water oleh Preheater.

Dari tabel tersebut dapat dilihat bahwa hasil simulasi software cycle tempo untuk pemodelan pembangkit kogenerasi PT AI pada kondisi modifikasi dengan penambahan Preheater memiliki efisiensi sebesar 69,36%. Jika dibandingkan dengan nilai efisiensi pemodelan kondisi existing terdapat peningkatan nilai efisiensi yaitu sebesar 0,02%. Peningkatan tersebut sangat kecil sehingga penambahan komponen Preheater tidak memberikan pengaruh yang signifikan terhadap nilai efisiensi pembangkit. Hal tersebut karena meskipun Preheater dapat meringankan beban economizer dalam memanaskan feedwater namun temperatur uap yang dihasilkan HRSG hanya meningkat sebesar 0,1°C sehingga peningkatan daya yang dihasilkan turbin uap sangat kecil.

Modifikasi dengan penambahan Preheater tidak dianjurkan karena hanya dapat meningkatkan efisiensi yang sangat kecil. Hal ini tidak sebanding dengan biaya yang dikeluarkan untuk menambah komponen Preheater.



Gambar 13. A) tingkat keadaan pada model sistem pembangkit modifikasi penggantian *superheater 1* menjadi *reheater* sisi PLTU. B) T-s diagram pembangkit kondisi modifikasi penggantian *superheater 1* menjadi *reheater* sisi PLTU.

**D. Hasil Simulasi Pembangkit Kondisi Modifikasi Penggantian Superheater 1 menjadi Reheater**

T-s diagram untuk PLTG sama dengan T-s diagram PLTG sebelumnya. Hal ini dikarenakan tidak ada data masukan yang berubah sehingga T-s diagram dan hasil simulasinya tetap sama untuk PLTG

T-s diagram dimulai dari *state 1* yaitu uap *superheat* dengan temperatur 450°C dan tekanan 56 bar memasuki turbin uap 1 dan diekspansi hingga *state 2* dengan tekanan 30 bar dan temperatur 369,62°C. Setelah itu uap yang keluar dari turbin uap 1 dialirkan ke *reheater* untuk dipanaskan kembali hingga temperatur 380,92°C pada *state 3*. Setelah itu uap dialirkan kembali ke turbin uap 2 untuk diekspansikan hingga *state 5*. Sebagian uap dialirkan ke *deaerator* yaitu *state 4* untuk memanaskan *feed water* dan selebihnya masuk ke dalam proses produksi pada *state 5*. Pada *state 5* uap hasil ekspansi turbin uap bercampur dengan uap hasil produksi *coal boiler (state 6a-5)* digunakan untuk memanaskan produk sehingga uap akan terkondensasi secara alami hingga berubah fasa menjadi cair saat keluar dari proses produksi yaitu pada *state 6*. Selanjutnya air (*feed water*) dipompa oleh *feed water pump* hingga tekanan 7 bar pada *state 7*. *Feed water* dipanaskan oleh *heat exchanger* hingga *state 8* pada temperatur 62°C. Kemudian *feed water* memasuki *deaerator* dan dipanaskan hingga temperatur 76°C pada *state 9*. *Feedwater* dipompa oleh *BFP* hingga tekanan 56 bar dan temperatur 84°C pada *state 10* dan masuk ke dalam *HRSG* untuk dipanaskan hingga temperatur 450°C pada *state 1*.

Dari tabel tersebut dapat dilihat bahwa hasil simulasi *software cycle tempo* untuk pemodelan pembangkit kogenerasi PT AI pada kondisi modifikasi dengan penggantian komponen *superheater 1* menjadi *reheater* memiliki efisiensi sebesar 70,18%. Jika dibandingkan dengan nilai efisiensi pemodelan kondisi *existing* yang memiliki

Tabel 6. Hasil simulasi pembangkit kondisi modifikasi penggantian *superheater 1* menjadi *reheater*

No	Parameter	Tambah Reheater	Existing
1	Daya Gas turbine (KW)	5240,48	5240,48
2	Daya Steam turbine (KW)	7697,19	6961,51
3	Daya Air compressor (KW)	2702,26	2702,26
4	Daya BFP (KW)	611,54	611,54
5	Daya Feed water pump (KW)	5,27	5,27
6	Qin Combustor (KW)	18275,16	18275,16
7	Qin Burner (KW)	36406,04	36406,04
8	Qin Boiler (KW)	32470,46	32470,46
9	Q proses industri (KW)	51547	51547
10	Efisiensi CC (%)	17,59	16,24
11	Efisiensi CC Cogeneration (%)	70,18	69,34

efisiensi sebesar 69,34% maka terdapat kenaikan yaitu sebesar 0,84%. Hal tersebut berarti bahwa penggantian komponen *superheater 1* menjadi *reheater* memberikan pengaruh yang baik terhadap nilai efisiensi pembangkit. Hal tersebut karena *reheater* mampu memanaskan kembali uap keluaran dari turbin uap 1 dari temperatur 369,62°C menjadi 380,92°C sehingga memiliki temperatur dan entalphy yang lebih tinggi untuk diekspansikan kembali di turbin uap 2. Peningkatan daya yang dihasilkan oleh turbin uap terjadi dari 6961,51 KW menjadi 7697,19 KW. Hal ini menjadi faktor utama kenaikan nilai efisiensi pada pemodelan ini. Penggantian komponen *superheater 1* menjadi *reheater* mengharuskan penambahan komponen turbin uap tekanan rendah untuk membantu peningkatan daya. Namun hal tersebut tidak menjadi masalah karena sistem secara keseluruhan tidak berubah. Turbin gas, turbin uap, dan *HRSG* tetap pada spesifikasi yang sama sehingga modifikasi dengan penggantian *superheater 1* menjadi *reheater* perlu untuk diterapkan pada pembangkit kogenerasi PT AI.

**IV. KESIMPULAN**

- 1) Pada kondisi *existing* memiliki nilai efisiensi sebesar 69,34%.
- 2) Pada kondisi modifikasi tanpa *coal boiler* (teoritis) memiliki nilai efisiensi sebesar 87,44%.
- 3) Pada kondisi modifikasi dengan penambahan komponen *Preheater* memiliki nilai efisiensi sebesar 69,36%.
- 4) Pada kondisi modifikasi dengan penggantian komponen *superheater 1* menjadi *reheater* memiliki nilai efisiensi sebesar 70,18%.

**DAFTAR PUSTAKA**

[1] ESDM, "Indonesia Energi Outlook 2016." 2016.  
 [2] Cycle Tempo, "A program for thermodynamic modeling and optimization of energy conversion systems," p. 150.  
 [3] M. J. Moran and H. N. Shapiro, *Fundamentals of Engineering Thermodynamics, 5th Edition*, vol. 181, no. 4615. 2006.