

STUDI ALIH-FUNGSI CFB BOILER SEBAGAI PEMBANGKIT CO-GENERATION

Bambang Suwondo Rahardjo

BPP Teknologi, Gedung II Lantai 22 Jl. M.H. Thamrin No.8 Jakarta 10340

E-mail: bamsr52@yahoo.co.id

Abstract

Demo-plant CFB boiler 30 ton steam/hour is a granted equipments of cooperation program between BPPT and NEDO Japan in technological study area of CFB Boiler to utilize low-rank coal which functioned as steam consumption supply as well as electricity at production process system in Paper Mill of Basuki Rachmat – Banyuwangi. But outside calculation in the year of 1998, Indonesia occurred economic crisis which result activity of construction which have 90% perforced to be discontinued, because PKBR as area owner and construction funder expressed have national debt, so that the asset taken over by BPPN. Since the project activities discontinued, various effort of project solving have been conducted, one of them, BPPT propose study of CFB Boiler displace function as steam and electricity generation (co-generation). In this paper, writer try to elaborate result of study giving 5 option, that is (1) Stand-alone power station, (2) Co-generation 1 (new steam turbine), (3) Co-generation 2 (new steam turbine+cooling tower), (4) Co-generation 3 (existing steam turbine) and (5) Co-generation 4 (existing steam turbine+cooling tower).

Kata Kunci : CFB boiler batubara, co-generation.

1. PENDAHULUAN

Demo-plant CFB boiler 30 ton/jam uap merupakan peralatan hibah hasil program kerjasama antara BPPT dengan NEDO Jepang di bidang kajian teknologi CFB Boiler untuk memanfaatkan batubara peringkat rendah yang difungsikan sebagai pemasok konsumsi uap sekaligus energi listrik pada sistem proses produksi di Pabrik Kertas Basuki Rachmat (PKBR)–Banyuwangi (Indonesia–Japan Cooperation Project, 1995). Namun di luar perhitungan pada tahun 1998, Indonesia mengalami krisis ekonomi yang mengakibatkan kegiatan konstruksi yang telah selesai 90% terpaksa dihentikan, namun karena PKBR sebagai penyedia lahan dan penyandang dana konstruksi dinyatakan memiliki hutang negara, sehingga asetnya diambil alih oleh BPPN.

Sejak aktifitas proyek dihentikan pada tahun 1998, berbagai upaya penyelesaian telah dilakukan, tetapi situasi ekonomi, politik dan sosial Indonesia yang sedemikian tidak kondusif mengakibatkan kegiatan konstruksi praktis tidak bisa dilakukan. Situasi ini menempatkan BPPT pada posisi yang cukup pelik, di satu sisi mendapat desakan dari pihak NEDO untuk segera menyelesaikan pembangunan proyek, di sisi lain terbentur kenyataan bahwa BPPT tidak memiliki

kewenangan atas penyelesaian kasus intern yang dialami PKBR, akibatnya status proyek menjadi terkatung–katung tidak menentu situasi yang menyelimutinya.

Berbagai upaya penyelesaian proyek telah dilakukan, akhirnya BPPT mengusulkan 2 opsi, yaitu: (1) menunggu proses restrukturisasi hutang PKBR di BPPN, (2) mengalih–fungsikan *CFB Boiler* sebagai PLTU *stand-alone* atau pembangkit listrik sekaligus pembangkit uap (*co-generation*). Dari kedua opsi tersebut BPPT, NEDO dan PKBR pada 21 Juli 2003 sepakat mengambil kebijakan memilih opsi kedua ketimbang opsi pertama yang dinilai tidak dapat memberikan kepastian jaminan.

Hasil studi opsi kedua yang dilakukan BPPT memberikan 5 opsi, yaitu (1) PLTU *stand-alone*, (2) PLTU *co-generation* 1 (turbin uap baru), (3) PLTU *co-generation* 2 (turbin uap baru+*cooling tower*), (4) PLTU *co-generation* 3 (turbin uap terpasang) dan (5) PLTU *co-generation* 4 (turbin uap terpasang+*cooling tower*). Dari ke 5 opsi tersebut, PKBR menyetujui opsi 2 PLTU *co-generation* 1 (listrik 1,1 MW, uap 8,3 ton/jam, 5 bar, 180°C) atau opsi 4 PLTU *co-generation* 3 (listrik 0,75 MW, uap 8,3 ton/jam, 5 bar, 158°C) dengan memasang *condenser* dan *cooling tower* mengingat pemakaian uap untuk PM2 belum memadai. Sementara NEDO mengusulkan opsi 2

PLTU *co-generation* 1 yang dioperasikan pada kapasitas 12 ton uap/jam (40% beban), tekanan 26 Bar dan suhu <450 (350~400°C). Akhirnya, ketiga belah pihak BPPT – NEDO – PKBR sepakat memilih opsi 2 PLTU *co-generation* 1 (listrik 1,1 MW, uap 12 ton/jam, 4 bar, 182°C) berikut kelengkapan tambahan *cooling tower*, *desuperheater* dan *condenser* dengan skenario 1 (jika turbin uap trip), laju alir uap maksimum 16,9 ton/jam dialirkan ke LP Header melalui *reducer* atau skenario 2 (jika PM1 trip), laju alir uap maksimum (6,1+5,5 = 11,6) ton/jam dialirkan ke *condenser* melalui LP Header. PKBR mengizinkan pemakaian *cooling tower Liang Chi* (325 ton/jam) yang ada mengingat belum digunakan oleh *Niigata Diesel*, sementara BPPT mengadakan *condenser* 20 ton/jam untuk mengatasi turbin trip dengan memperhitungkan *safety factor* 20%. *Desuperheater* diperlukan untuk menurunkan uap lewat jenuh keluar turbin menjadi uap jenuh yang akan masuk *condenser*.

Dengan demikian, selama PM2 belum beroperasi tentunya *CFB Boiler* tidak dapat dioperasikan, karena produksi uap tidak dapat digunakan untuk keperluan proses atau keperluan lain. Sehingga opsi penyelesaian proyek untuk kelanjutan teknis pengoperasian *demo-plant CFB Boiler* di PKBR Banyuwangi yang telah "*idle-operation*" sejak krisis ekonomi tahun 1998, adalah sebagai PLTU *stand-alone* ataupun *co-generation* tanpa bergantung pada penyelesaian pembangunan *Paper Mill 2* (PM2) dengan mempertimbangkan faktor keefektifan, keekonomian, kondisi lingkungan dan rentang waktu penyelesaian proyek serta tetap mengutamakan kepentingan pihak terkait (PKBR, BPPT dan NEDO).

2. BAHAN DAN METODE

Menurut kondisi produksi dan konsumsi listrik dan uap di Pabrik Kertas Basuki Rachmat Banyuwangi, nampak bahwasannya keberadaan *CFB Boiler* memang sangat diperlukan, dimana pasokan konsumsi uap dan listrik akan berkurang jika uap maupun listrik yang dihasilkan *CFB Boiler* tidak dialirkan ke dalam sistem. Hal ini mengingat bahwa produksi uap *CFB Boiler* mencapai 30,3% dari total produksi uap dan menyumbangkan sekitar 6,5% dari total produksi listrik yang dihasilkan dari sistem pembangkit listrik PKBR.

Hasil studi alih-fungsi *CFB Boiler* memberikan beberapa opsi pemanfaatan *CFB Boiler* baik sebagai pembangkit listrik maupun pembangkit listrik sekaligus uap (*co-generation*) dengan asumsi tanpa menunggu PM2, antara lain:

- Opsi 1: PLTU *stand-alone* (turbin uap baru+*cooling tower*);

- Opsi 2: PLTU *co-generation* 1 (turbin uap baru);
- Opsi 3: PLTU *co-generation* 2 (turbin uap baru+*cooling tower*);
- Opsi 4: PLTU *co-generation* 3 (turbin uap terpasang);
- Opsi 5: PLTU *co-generation* 4 (turbin uap terpasang+*cooling tower*).

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

3.1. Opsi 1: PLTU *stand-alone* (turbin uap baru+*cooling tower*)

Gambar 1 menunjukkan konfigurasi sistem opsi 1 PLTU *stand-alone* (turbin uap baru+*cooling tower*). Pengoperasian *CFB Boiler* sebagai pembangkit listrik *stand-alone* dengan menggunakan turbin uap jenis *steam turbine condensing* yang memerlukan (a) kondensor jenis *close-loop-condensor* untuk mendinginkan uap dari *exhaust turbine* 0,1 Bar agar tercapai efisiensi yang tinggi, atau (b) *cooling tower*. Uap yang dihasilkan oleh *CFB Boiler* sepenuhnya dimanfaatkan untuk pembangkit listrik dengan pemasangan *condensing steam turbine* baru. Rancangan *CFB feed water* ditetapkan suhu *sub-cooled* 135°C, tekanan 40 Bar, berikut pemasangan *extraction-condensing turbine* perlu dipertimbangkan untuk memasok sebagian uap sebagai media pemanas air umpan di *feed water heater* (FWH). Pemasangan *open-type feed water heater* (FWH) lebih menguntungkan karena berfungsi men-deaerasi air umpan (Maryamchik M., Wietzke D.L., 2000).

Mengingat sumber air dari saluran tersier Sungai Sukowidi sangat kecil (285 liter/detik) dan jauh dari pantai (lebih kurang 1,5 km) disarankan menggunakan jenis *open loop condensor* yang dilengkapi *cooling tower*, namun jika memakai pendingin air laut diperlukan pembangunan saluran air dari tepi pantai ke lokasi pembangkit yang berjarak 1,5 km. Pembebasan tanah dan faktor-faktor lainnya akan membuat biaya pembuatan saluran/kanal maupun pemasangan kondensor memerlukan biaya lebih besar dibandingkan pemasangan *cooling tower*, sehingga pemakaian sistem pendingin *close loop cooling system* tidak direkomendasikan (Sayid Budihardjo R.M., 1992).

Spesifikasi peralatan tambahan utama opsi 1 adalah *steam turbine condensing* dan *cooling tower* mengikuti hasil perhitungan neraca bahan dan panas seperti ditunjukkan pada Tabel 1, di mana pada sistem ini *CFB Boiler* beroperasi 100% beban, sehingga diperoleh kondisi sistem seperti ditunjukkan pada Tabel 2. Penentuan tekanan *turbine extraction* disesuaikan dengan kondisi *feedwater boiler* dan disain *deaerator*.

Produksi listrik sekitar 7,5 MW yang mengkonsumsi batubara sebanyak 4,5 ton/jam, dengan menggunakan asumsi (a) efisiensi turbin uap 90% (*internal loss*; nilai ini belum

memperhitungkan *external loss*) dan (b) konsumsi listrik untuk *CFB Boiler* sekitar 0,75 MW, maka akan diperoleh *net* produksi listrik sekitar 6,5 MW.

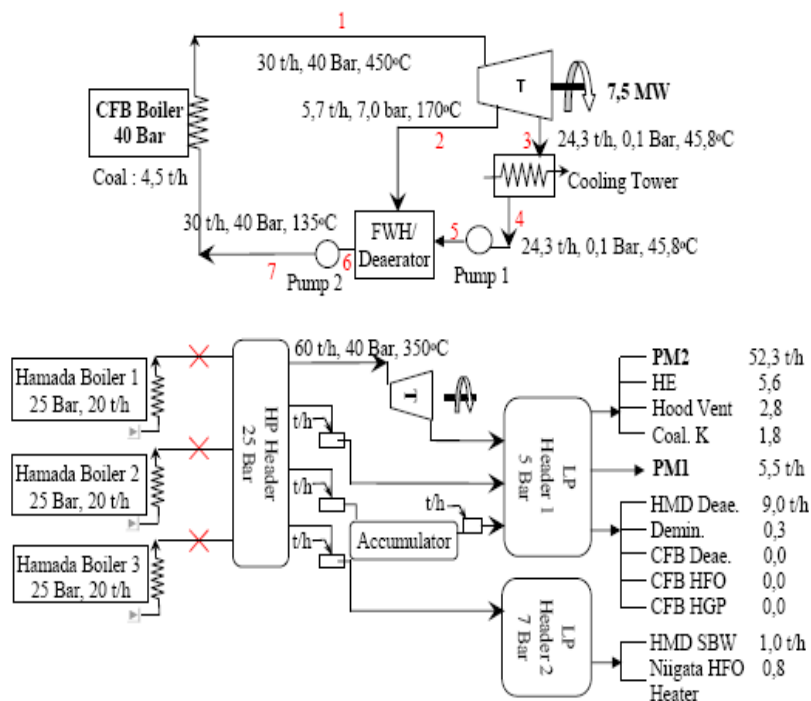
Tabel 1. Neraca bahan dan panas Opsi 1 PLTU *stand-alone* (turbin uap baru+*cooling tower*)

Peralatan	Flow	m ton/jam	P Bar	T °C	H kJ/kg
<i>CFB Boiler – Turbine</i>	1	30,00	40,00	450,00	3329,45
<i>Turbine – FWH</i>	2	5,67	7,00	165,00	2860,48
<i>Turbine – Condenser</i>	3	24,33	0,10	45,84	2195,13
<i>Condenser – Pump1</i>	4	24,33	0,10	45,84	191,90
<i>Pump1 – FWH</i>	5	24,33	7,00	45,84	192,60
<i>FWH – Pump2</i>	6	30,00	7,00	135,00	697,25
<i>Pump2 – CFB Boiler</i>	7	30,00	40,00	135,00	700,91

3.2. Opsi 2: PLTU *co-generation* 1 (turbin uap baru)

Gambar 2 menunjukkan konfigurasi sistem opsi 2 PLTU *co-generation* 1 (turbin uap baru). Pemakaian *steam turbine non-condensing* dengan *back pressure* 5 bar sangat cocok untuk opsi ini karena akan menghilangkan kekhawatiran pihak PKBR akan kekurangan pasokan uap proses PM2, karena sistem *co-generation* dapat mengoptimalkan pemanfaatan uap untuk pembangkit listrik maupun konsumsi uap proses. Air umpan *CFB Boiler* ditetapkan *sub-cooled*

(135°C, 40 Bar) dan uap yang dihasilkan dari *CFB Boiler* dialirkan ke *non-condensing turbine* dengan *exhaust pressure* ditetapkan 5 Bar *absolute* akan menurunkan *enthalpy* di turbin akibat proses perubahan dari energi panas menjadi energi gerak, kemudian *exhaust steam* dialirkan ke PM1 (Foster Wheller, 1999), *CFB deaerator*, *CFB sootblower* dan *demin*. *Deaerator* berfungsi sebagai *feed water heater*. Biaya opsi 2 ini relatif lebih murah dibandingkan opsi 1 karena tidak diperlukan pembelian kondensator.



Gambar 1. Konfigurasi sistem Opsi 1 PLTU *stand-alone* (turbin uap baru+*cooling tower*)

Konsumsi batubara	1,3 ton/jam
Energy Utility Factor, $\frac{Q_u + W}{Q_{in}}$	87,4 %
Gross Plant Heat Rate, $\frac{Q_{in}}{W}$	24,7 MJ/kWh
Heat Work Rate	18 MJ/kWh
Gross Power	1,1 MW

Spesifikasi peralatan tambahan utama hanya *steam turbine non-condensing*, mengikuti hasil perhitungan neraca bahan dan panas seperti ditunjukkan pada Tabel 3, di mana pada sistem ini *CFB Boiler* beroperasi 27% beban, sehingga diperoleh kondisi sistem seperti ditunjukkan pada Tabel 4. Penentuan kapasitas *steam turbine non-condensing* disesuaikan dengan jumlah konsumsi uap untuk keperluan PM1, *CFB Boiler deaerator*, *CFB Boiler sootblower* dan *demineralized water*, di mana total konsumsi uap sebesar 8,33 ton/jam. Produksi listrik sebesar 1,1 MW yang mengkonsumsi batubara sebanyak 1,3 ton/jam, dengan menggunakan asumsi (a) efisiensi *CFB Boiler* 85%, (b) efisiensi turbin uap 90% (*internal loss*; nilai ini belum memperhitungkan *external loss*), (c) LHV batubara 5000 kcal/kg, dan (d) konsumsi listrik *CFB Boiler* sekitar 0,75 MW, maka akan diperoleh *net* produksi listrik 0,5 MW. Sebaiknya produksi listrik pada sistem ini dipakai sendiri, mengingat konsumsi listrik PM1 $\pm 1,5$ MW.

3.3. Opsi 3: PLTU *co-generation* 2 (turbin uap baru+cooling tower)

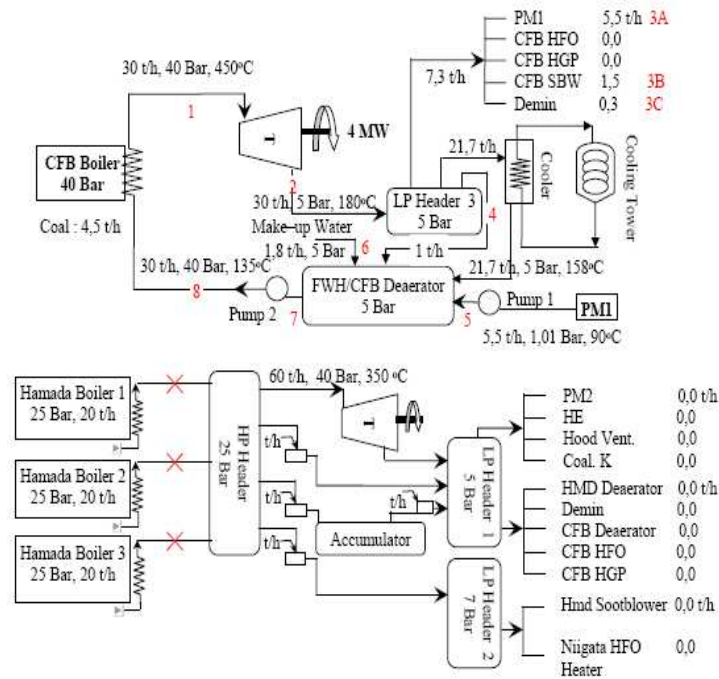
Gambar 3 menunjukkan konfigurasi sistem opsi 3 PLTU *co-generation* 2 (turbin uap baru+cooling tower). Opsi 3 merupakan pengembangan dari opsi 2 (*Co-generation* 1), dimana opsi ini (*Co-generation* 2), lebih memperhitungkan penggunaan jumlah kapasitas produksi uap maksimum *CFB Boiler*. Pada opsi ini, *CFB Boiler* dirancang untuk dapat beroperasi 100% beban, sehingga efisiensi kerja boiler dapat ditingkatkan (Colin R.W., 2000). Mengingat jumlah produksi uap *CFB Boiler* sebesar 30 ton/jam sementara produksi uap yang dapat digunakan sistem hanya 8,33 ton/jam, maka sisa uap dari produksi *CFB Boiler* perlu dialihkan ke sistem yang lain. Pada sistem ini sisa uap sebanyak 21,7 ton/jam dialirkan ke *CFB*

deaerator yang sebelumnya mendinginkan fluida melalui *cooling tower*.

Spesifikasi peralatan tambahan utama adalah hanya *steam turbine non-condensing* mengikuti hasil perhitungan neraca bahan dan panas seperti ditunjukkan pada Tabel 5, di mana pada sistem ini *CFB Boiler* beroperasi 100% beban, sehingga diperoleh kondisi sistem seperti ditunjukkan pada Tabel 6. Produksi listrik sebesar 4 MW yang mengkonsumsi batubara sebanyak 4,5 ton/jam, dengan menggunakan asumsi (a) efisiensi *CFB boiler* 85%, (b) LHV batubara 5000 kcal/kg, (c) laju *cooling water* pada *condenser* 254 kg/detik dan (d) *make-up water* akibat penguapan air pada *cooling water* sebesar 3,85 kg/detik, maka akan diperoleh *net* produksi listrik sekitar 3 MW setelah dikurangi konsumsi listrik untuk *CFB Boiler*. Penjualan listrik ke PLN dapat diharapkan dari opsi ini.

3.4. Opsi 4: PLTU *co-generation* 3 (turbin uap terpasang)

Gambar 4 menunjukkan konfigurasi sistem opsi 4 PLTU *co-generation* 3 (turbin uap terpasang), di mana *CFB Boiler* dioperasikan pada kapasitas penuh untuk memaksimalkan pembangkitan listrik, sementara keseluruhan uap yang dihasilkan 30 ton/jam dari *CFB Boiler* dialirkan ke *non-condensing steam turbine* terpasang dengan *exhaust pressure* 5 Bar *absolute* dan kondisi 42,5% beban, kemudian *exhaust steam* sebanyak 8,33 ton/jam dialirkan ke PM1, *CFB deaerator*, *CFB soot blower* dan *demineralized water*. Pada opsi ini (Kita T., Nogami H., Fujii S., Hiramata T., 2000), kualitas uap hasil produksi *CFB Boiler* perlu disesuaikan dengan kualitas turbin uap yang ada melalui penurunan tekanan uap menggunakan *reducer system*, yaitu suatu peralatan yang mutlak harus disediakan.



Gambar 3. Konfigurasi sistem Opsi 3 PLTU *co-generation* 2 (turbin uap baru+cooling tower)

Tabel 5. Neraca bahan dan panas Opsi 3 PLTU *co-generation* 2 (turbin uap baru+cooling tower)

Peralatan	Flow	m ton/jam	P Bar	T °C	H kJ/kg
CFB Boiler – Turbine	1	30,00	40,00	450,00	3329,45
Turbine – LPH	2	30,00	5,00	158,00	2847,45
LPH – PM1	3A	5,50	5,00	151,86	2747,28
LPH – Sootblower	3B	1,50	5,00	151,86	2747,28
LPH – Demin	3C	0,30	5,00	151,86	2747,28
LPH – Deaerator	4	1,03	5,00	151,86	2747,28
PM1 – Deaerator	5	5,50	5,00	90,00	419,48
Demin – Deaerator	6	1,80	5,00	25,00	104,81
Deaerator – Pump2	7	30,00	5,00	151,86	639,36
Pump2 – CFB Boiler	8	30,00	40,00	140,00	643,69

Tabel 6. Kondisi sistem Opsi 3 PLTU *co-generation* 2 (turbin uap baru+cooling tower)

Konsumsi batubara	4,5 ton/jam
Energy Utility Factor, $\frac{Q_u + W}{Q_{in}}$	36,3 %
Gross Plant Heat Rate, $\frac{Q_{in}}{W}$	23,6 MJ/kWh
Heat Work Rate	4,9 MJ/kWh
Gross Power	4 MW

Sementara ini sebagian *exhaust steam* yang tidak bisa dimanfaatkan (menunggu PM2 beroperasi) didinginkan kemudian disirkulasi dengan memasang *cooling tower*.

Sebenarnya pemasangan *heat exchanger* sangat diperlukan oleh PKBR sendiri untuk mengatasi perbedaan *back pressure* dari turbin uap dengan tekanan uap yang diperlukan saat

PM2 beroperasi. Biaya opsi 4 ini lebih murah dibandingkan opsi 3 karena memanfaatkan turbin uap yang telah terpasang (4,5 MW) dengan sistem kerja turbin uap mirip opsi 3, yaitu disesuaikan konsumsi uap yang dapat diserap.

Penambahan peralatan relatif tidak ada, karena itu opsi ini merupakan opsi termurah dari segi biaya pengadaan peralatan dibandingkan opsi

yang lain. Hasil perhitungan neraca bahan dan panas ditunjukkan pada Tabel 7, di mana pada sistem ini *CFB Boiler* beroperasi 27% beban, sehingga diperoleh kondisi sistem seperti ditunjukkan pada Tabel 8.

Produksi listrik sebesar 0,85 MW merupakan produksi terkecil dibandingkan opsi lain yang mengkonsumsi batubara sebanyak 1,3 ton/jam, dengan menggunakan asumsi (a) efisiensi *CFB Boiler* 85%, (b) efisiensi turbin uap 90% (*internal loss*; nilai ini belum memperhitungkan *external loss*), (c) LHV batubara 5000 kcal/kg, maka akan diperoleh *net* produksi listrik sekitar 0,25 MW setelah dikurangi konsumsi listrik untuk *CFB Boiler*.

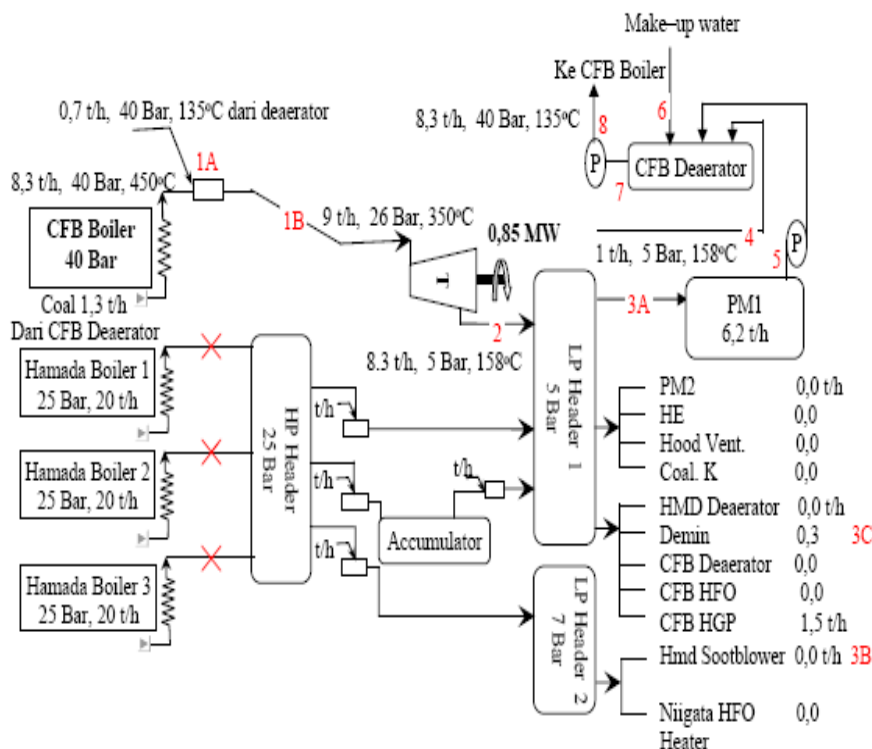
3.5. Opsi 5: PLTU *co-generation* 4 (turbin uap terpasang+*cooling tower*)

Gambar 5 menunjukkan konfigurasi sistem opsi 5 PLTU *co-generation* 4 (turbin uap terpasang+*cooling tower*). Opsi ini merupakan pengembangan dari opsi 2 untuk menghasilkan uap semaksimal mungkin, di mana uap yang dihasilkan *CFB Boiler* dialirkan ke *non-condensing*

turbine yang terpasang (*exhaust pressure* 4 Bar *absolute* dan diasumsikan dapat ditingkatkan menjadi 5 Bar) sementara kualitas *exhaust steam* perlu disesuaikan dengan kondisi suhu *inlet* turbin (350°C, 26 Bar *absolute*).

Sebagian *exhaust steam* yang tidak bisa dimanfaatkan (menunggu PM2 beroperasi) didinginkan kemudian disirkulasi dengan memasang *cooling tower* dipakai sebagai air umpan boiler. Energi listrik yang dihasilkan lebih besar karena jumlah aliran uap masuk lebih banyak, sementara dari segi biaya lebih mahal daripada opsi 4 mengingat diperlukan penambahan *cooling tower* (Hari Y., Cahyadi, Taufik S, Hari V., 2000).

Spesifikasi peralatan tambahan utama hanya *cooling tower* mengikuti hasil perhitungan neraca bahan dan panas seperti ditunjukkan pada Tabel 9, di mana pada sistem ini *CFB Boiler* beroperasi 100% beban sehingga diperoleh kondisi sistem seperti ditunjukkan pada Tabel 10.



Gambar 4. Konfigurasi sistem Opsi 4 PLTU *co-generation* 3 (turbin uap terpasang)

Tabel 7. Neraca bahan dan panas Opsi 4 PLTU *co-generation* 3 (turbin uap terpasang)

Peralatan	Flow	m ton/jam	P Bar	T °C	H kJ/kg
<i>CFB Boiler – PT reducer</i>	1A	8,33	40,00	450,00	3329,45
<i>PT reducer – Turbine</i>	1B	8,33	26,00	350,00	3121,54
<i>Turbine – LPH</i>	2	8,33	5,00	158,00	2991,44
<i>LPH – PM1</i>	3A	5,50	5,00	151,86	2747,28
<i>LPH – Sootblower</i>	3B	1,50	5,00	151,86	2747,28
<i>LPH – Demin</i>	3C	0,30	5,00	151,86	2747,28
<i>LPH – Deaerator</i>	4	1,03	5,00	151,86	2747,28
<i>PM1 – Deaerator</i>	5	5,50	5,00	90,00	419,48
<i>Demin – Deaerator</i>	6	1,80	5,00	25,00	104,81
<i>Deaerator – Pump2</i>	7	8,33	5,00	151,86	639,36
<i>Pump2 – CFB Boiler</i>	8	8,33	40,00	140,00	643,69

Tabel 8. Kondisi sistem Opsi 4 PLTU *co-generation* 3 (turbin uap terpasang)

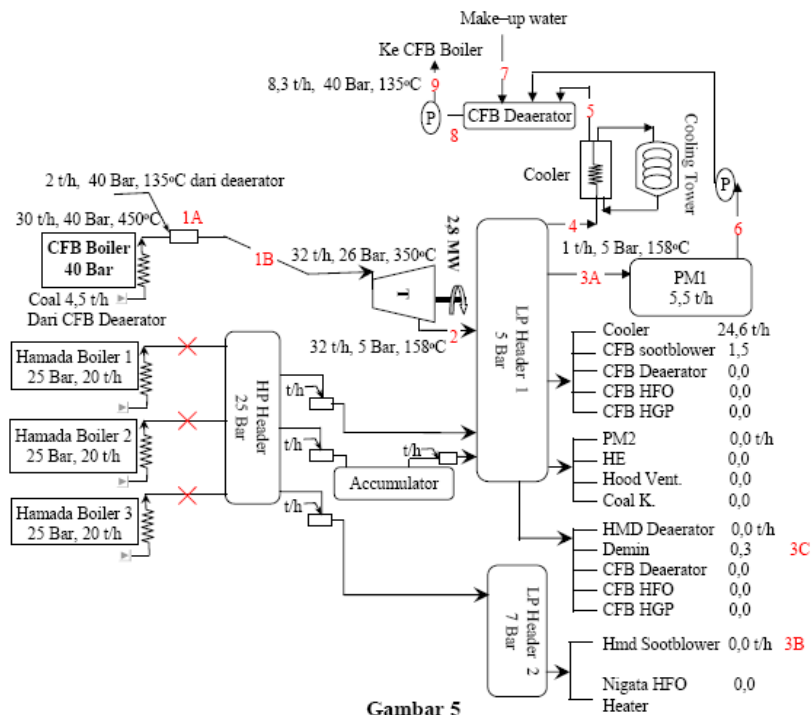
Konsumsi batubara	1,3 ton/jam
<i>Energy Utility Factor, $\frac{Q_u + W}{Q_{in}}$</i>	82,7 %
<i>Gross Plant Heat Rate, $\frac{Q_{in}}{W}$</i>	36,3 MJ/kWh
<i>Heat Work Rate</i>	26,4 MJ/kWh
<i>Gross Power</i>	0,85 MW

Produksi listrik sebesar 2,8 MW yang mengkonsumsi batubara sebanyak 4,5 ton/jam, dengan menggunakan asumsi (a) efisiensi *CFB Boiler* 85%, (b) efisiensi turbin uap 90% (*internal loss*; nilai ini belum memperhitungkan *external loss*), (c) LHV batubara 5000 kcal/kg, (d) laju *cooling water* pada *condenser* 263 kg/detik, (e) *make-up water* akibat penguapan air pada *cooling water* sebesar 4 kg/detik, dan (f) konsumsi listrik untuk *CFB Boiler* sekitar 0,75 MW, maka akan diperoleh *net* produksi listrik sekitar 1,8 MW yang cukup dapat dipertimbangkan untuk dijual ke PLN.

Pada awalnya, dari ke 5 opsi yang diusulkan melalui hasil studi BPPT, pihak PKBR memilih opsi 2 PLTU *co-generation* 1 (listrik 1,1 MW, uap 8,3 ton/jam, 5 bar, 180°C) atau opsi 4 PLTU *co-generation* 3 (listrik 0,75 MW, uap 8,3 ton/jam, 5 bar, 158°C), sementara pihak NEDO menyetujui opsi 2 PLTU *co-generation* 1 yang dioperasikan pada kapasitas 12 ton uap/jam (40% beban), tekanan 26 Bar dan suhu 350~400°C dengan memasang *condenser* dan *cooling tower* mengingat pemakaian uap untuk PM2 belum memadai.

Namun setelah dilakukan evaluasi lapangan, ketiga belah pihak (NEDO, BPPT, PKBR) sepakat mengoperasikan *CFB Boiler* pada kapasitas uap 12 ton/jam, 4 bar, 182°C berikut kelengkapan tambahan *cooling tower*, *desuperheater* dan *condenser* sebagai opsi 6: PLTU *co-generation* 5 (turbin uap terpasang+*cooling tower*+*condenser*) seperti ditunjukkan pada Gambar 6 dengan skenario 1 (jika turbin uap trip), laju alir uap maksimum 16,9 ton/jam dialirkan ke LP Header melalui *reducer* atau skenario 2 (jika PM1 trip), laju alir uap maksimum (6,1+5,5=11,6) ton/jam dialirkan ke *condenser* melalui LP Header (Hashimoto K., 1994).

PKBR mengizinkan pemakaian *cooling tower* Liang Chi (325 ton/jam) yang ada mengingat belum digunakan oleh *Niigata Diesel*, sementara BPPT mengadakan *condenser* 20 ton/jam untuk mengatasi turbin trip dengan memperhitungkan *safety factor* 20%. *Desuperheater* diperlukan untuk menurunkan uap lewat jenuh keluar turbin menjadi uap jenuh yang akan masuk *condenser*.



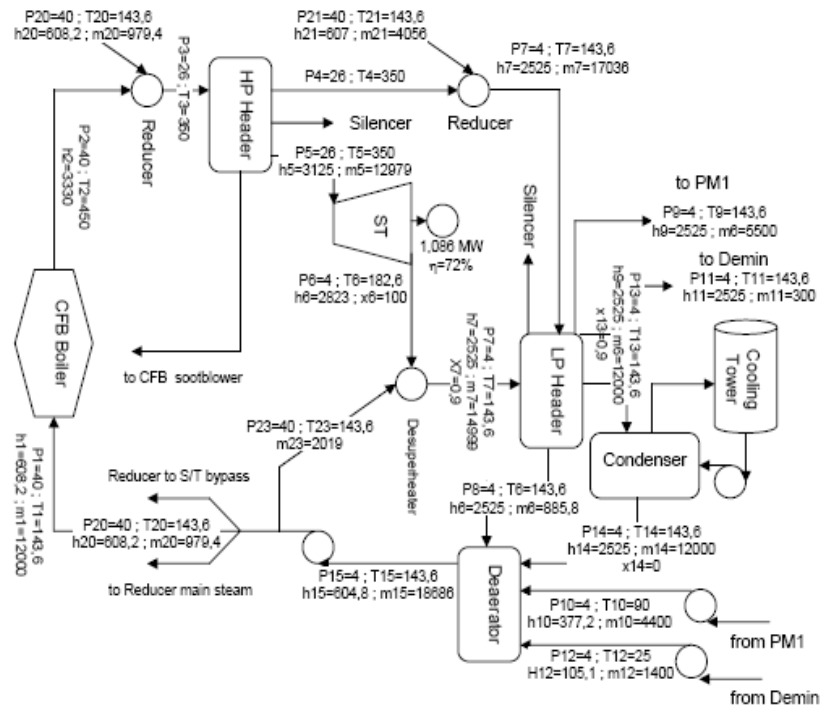
Gambar 5. Konfigurasi sistem Opsi 5 PLTU co-generation 4 (turbin uap terpasang+cooling tower)

Tabel 9. Neraca bahan dan panas Opsi 5 PLTU co-generation 4 (turbin uap terpasang+cooling tower)

Peralatan	Flow	m ton/jam	P Bar	T °C	H kJ/kg
CFB Boiler – PT reducer	1A	30,00	40,00	450,00	3329,45
PT reducer – Turbine	1B	30,00	26,00	350,00	3121,54
Turbine – LPH	2	30,00	5,00	158,00	2991,44
LPH – PM1	3A	5,50	5,00	151,86	2747,28
LPH – Sootblower	3B	1,50	5,00	151,86	2747,28
LPH – Demin	3C	0,30	5,00	151,86	2747,28
LPH – Cooler	4	22,60	5,00	151,86	2747,28
LPH – Deaerator	5	1,03	5,00	151,86	2747,28
PM1 – Deaerator	6	5,50	5,00	90,00	419,48
Demin – Deaerator	7	1,80	5,00	25,00	104,81
Deaerator – Pump2	8	8,33	5,00	151,86	639,36
Pump2 – CFB Boiler	9	8,33	40,00	140,00	643,69

Tabel 10. Kondisi sistem Opsi 5 PLTU co-generation 4 (turbin uap terpasang+cooling tower)

Konsumsi batubara	4,5 ton/jam
Energy Utility Factor, $\frac{Q_u + W}{Q_{in}}$	31,7 %
Gross Plant Heat Rate, $\frac{Q_{in}}{W}$	33,6 MJ/kWh
Heat Work Rate	7,1 MJ/kWh
Gross Power	2,8 MW



Gambar 6. Konfigurasi sistem Opsi 6 PLTU *co-generation* 5 (turbin uap terpasang+cooling tower+condenser)

4. KESIMPULAN

Dari uraian tersebut di atas, dapat ditarik kesimpulan sebagai berikut:

Alternatif pemanfaatan batubara peringkat rendah yang paling potensial dan prospektif adalah sebagai bahan bakar PLTU *stand-alone* atau PLTU *co-generation* dengan memilih teknologi *Circulating Fluidized-bed Combustion* (CFBC) yang ramah lingkungan dan layak terapan di Indonesia.

Hasil studi alih-fungsi *CFB boiler* di Pabrik Kertas Basuki Rachmat-Banyuwangi merekomendasikan *CFB Boiler* dioperasikan sebagai pembangkit listrik 1,1 MW sekaligus pembangkit uap 12 ton/jam, 4 bar, 182°C dengan kelengkapan tambahan *cooling tower*, *desuperheater* dan *condenser* menggunakan skenario 1 (jika turbin uap *trip*), di mana laju alir uap maksimum 16,9 ton/jam dialirkan ke *LP Header* melalui *reducer* atau skenario 2 (jika PM1 *trip*), maka laju alir uap maksimum (6,1+5,5=11,6) ton/jam dialirkan ke *condenser* melalui *LP Header*.

DAFTAR PUSTAKA

Colin R.W., "Technology for the Next Millennium", Proceedings Southeast Asian Coal Geology Conference, ISBN: 979-8426-03-3, IAGI-

ITB-MME, Bandung, June 19~20, 2000, p.28~29.

Foster Wheller (1999), "Komersialisasi PLTU Tapanuli Tengah (2x100 MW) –Teknologi CFBC", Kompas No.324 tahun ke 31, Mei 1996.

Hari Y., Cahyadi, Taufik S, Hari V., "Combustion Behavior of Banko Low Rank Coal in Fluidized-bed", Proceedings International Conference and Exhibition on Low Rank Coal Utilization, ISBN: 979-96243-0-4, Jakarta – Indonesia, November 13~14, 2000, p.103~109.

Hashimoto K., "Desulphurization by Circulating Fluidized-bed Boiler", Prosiding Presentasi Ilmiah: Teknologi Batubara Bersih, Direktorat TPSE BPP Teknologi, Jakarta, Agustus 1994, p.9~12.

Indonesia-Japan Cooperation Project, "Demonstration Project on Circulating Fluidized Bed Boiler Technology", Brosur, 1995.

Kita T., Nogami H., Fujii S., Hiramata T., "Combustion Characteristic of Indonesian Lignite in a Fluidized-bed", Proceedings International Conference and Exhibition on Low Rank Coal Utilization, ISBN: 979-96243-0-4, Jakarta – Indonesia, November 13~14, 2000, p.132~141.

Maryamchik M., Wietzke D.L., "Circulating Fluidized-bed Design Approach Comparison", Proceedings International Conference and Exhibition on Low Rank Coal Utilization, ISBN: 979-96243-0-4, Jakarta –

Indonesia, November 13~14, 2000, p.179~185.
Sayid Budihardjo R.M., "Teknologi Batubara Bersih dan Implikasi Lingkungannya", DOEME, 13~14 Oktober 1992.

