

BAB IV

ANALISIS PENGEMBANGAN PEMBANGKIT DI KALIMANTAN

4.1. DATA YANG DI GUNAKAN

Untuk melakukan analisis pengembangan sistem pembangkitan di Kalimantan berdasarkan kriteria keandalan, dimulai dengan menghitung indeks keandalan (LOLP) menggunakan program WASP IV. Data umum yang digunakan dalam program yaitu :

- Tahun studi : 2008 sampai dengan 2012
- Lama studi : 5 tahun
- Pertumbuhan GDP tahun 2008 : 8 – 10% [7]
- Jumlah periode per-tahun : 4
- Probabilitas kondisi hidro : 1
- Capital cost discount rate : 10%_[7]

4.1.1. Data Beban (System Load Data)

Data permintaan energi listrik didefinisikan sebagai beban puncak tertinggi tahunan, periode beban puncak dan kurva lama beban. Data prakiraan (forecasting) beban puncak di peroleh dari Rencana Umum Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) dari masing-masing PLN Wilayah di Kalimantan tahun 2007-2016. Perkiraan pertumbuhan beban puncak dihitung masing-masing PLN Wilayah dengan program DKL.3.02.

Data prakiraan beban puncak sistem Mahakam, Kapuas dan Barito adalah sebagaimana terdapat pada Neraca Daya Sistem sesuai lampiran 1.

4.1.2. Data Kelompok Bahan Bakar.

Dalam analisa sistem kelistrikan Kalimantan, untuk pembangkit termal digunakan 4 kelompok bahan bakar yaitu : 1. batu bara (Coal), 2. gas alam (Gas), 3. diesel (HSD) dan 4. minyak (MFO).

4.1.3. Data FOR (Force Outage rate) Menurut Jenis Pembangkit.

Outage terjadi akibat keadaan terpaksa yang langsung berhubungan dengan suatu komponen sedemikian sehingga perlu komponen tersebut dikeluarkan (*out of Serve*) segera, baik secara otomatis maupun dengan bantuan operator. Makin handal sebuah unit pembangkit (jarana mengalami gangguan), makin besar nilai FOR-nya, sehingga keandalan sistem pembangkitan dinyatakan dalam indeks FOR (Force Outage Rate). Untuk masing-masing pembangkit diasumsikan berdasarkan karakteristiknya.

Tabel IV.1. Data FOR Untuk Tiap Jenis Pembangkit^[2]

NO	JENIS PEMBANGKIT	FOR
1	PLTG	0.04
2	PLTD	0.05
3	PLTU	0.11
4	PLTA	0.05
5	PLTGU	0.07

4.1.4. Data Pembangkit Sistem – Sistem Kelistrikan di Kalimantan.

Data detail mengenai sistem pembangkitan termal dan hidro terpasang untuk masing-masing sistem kelistrikan di Kalimantan diambil berdasarkan neraca daya pembangkitan tahun 2007 dapat dilihat pada Lampiran 2. Pembangkit Sistem.

Berdasarkan tabel 2.1, 2.2 dan 2.3 pada lampiran 2 tersebut, pada tabel 2.4 disajikan komposisi dan kapasitas terpasang pembangkit listrik pada masing-masing sistem kelistrikan di Kalimantan.

4.1.5. Data Kandidat Pembangkit Alternatif

Kandidat pembangkit alternative sebagai input sub model VARSYS (variable system) yang dikompetisikan dalam menganalisa pengembangan pembangkit di Kalimantan ini adalah :

- PLTU Batubara: 25 MW , 55 MW, 65 MW dan 100 MW

Pembangkit Listrik Tenaga Uap dengan bahan bakar batubara dipilih sebagai alternatif utama dalam pengembangan sistem pembangkitan di Kalimantan

karena menghasilkan listrik yang murah dan Kalimantan mempunyai cadangan batubara yang berlimpah baik yang sudah diekplotasi maupun yang masing berupa cadangan tersimpan. Ukuran/size yang dipilih adalah sesuai dengan perencanaan pengembangan kapasitas pembangkit oleh PLN.

- **PLTG 1 x 20 MW**

Pembangkit Listrik Tenaga Gas dipilih sebagai kandidat dalam pengembangan sistem pembangkitan di Kalimantan karena menghasilkan listrik yang murah dan di Kalimantan timur terdapat potensi gas alam yang sudah dikelola dengan baik.

- **PLTD MFO**

Pembangkit Listrik Tenaga Diesel dipilih sebagai kandidat untuk memenuhi kondisi krisis kebutuhan tenaga listrik untuk sistem yang sudah berada pada kondisi kritis/siaga. PLTD yang dipilih sebagai kandidat adalah yang berbahan bakar MFO (marine fuel oil) yang harganya lebih murah dari HSD (high speed diesel).

4.1.6. Asumsi - Asumsi

- Data beban yang dipakai sebagai masukan sub modul loadse adalah prakiraan beban puncak masing-masing sistem sesuai RUPTL 2007-2016 yang disusun oleh PLN – PLN Wilayah di Kalimantan.
- Data masukan untuk sub modul FIXSYS (Fixed system) adalah semua pembangkit yang telah beroperasi (ekisting) termasuk pembangkit-pembangkit yang direncanakan untuk dihapuskan.
- Kandidat pembangkit yang dipilih untuk modul VARSYS (Variable system) adalah PLTG, PLTD, dan PLTU Batubara dengan unit size pembangkit berdasarkan ukuran/size unit yang direncanakan oleh PLN di Kalimantan.

4.1.7. Skenario

Dalam analisa pengembangan sistem pembangkitan di Kalimantan ini, akan dilakukan optimasi terhadap masing-masing sistem sesuai kondisi saat ini yaitu di :

1. Sistem Kapuas di Kalimantan Barat
2. Sistem Mahakam di Kalimantan Timur
3. Sistem Barito Kalimantan Selatan – Tengah

4.2. PROSES PERHITUNGAN DAN OPTIMASI

Analisa pengembangan sistem pembangkit di Kalimantan dilakukan dengan :

1. Menghitung nilai indeks keandalan sistem (LOLP) masing-masing sistem kelistrikan terbesar di Kalimantan berdasarkan kondisi eksisting dan perencanaan PLN yang tertuang dalam RUPTL dan program percepatan proyek pembangkit 10.000 MW (Perpres 71).
2. Melakukan optimasi kapasitas pembangkitan berdasarkan ukuran/size unit pembangkit yaitu 25 MW, 55 MW, 65 MW dan 100 MW untuk mendapatkan nilai indeks keandalan sistem (LOLP) yang sesuai dengan ketentuan yaitu 5 hari pertahun (untuk sistem luar Jawa Bali)
3. Melakukan analisis pengembangan sistem pembangkitan berdasarkan kriteria keandalan dengan pertimbangan biaya pengembangan sistem pembangkitan yang terendah.
4. Menghitung kebutuhan dan melakukan analisis jaminan ketersediaan batubara untuk bahan bakar pembangkit (PLTU) berdasarkan rencana pengembangan kapasitas pembangkitan di Kalimantan.

4.2.1. Proses Perhitungan Dengan Program WASP IV.

1. Data-data Loads, Fixsys, Varsys, sesuai kondisi eksisting dan perencanaan PLN diinput kedalam program WASP IV.
2. Membuat lembar kerja untuk melihat kriteria kapasitas terpasang dengan ketentuan: $\text{min reserve margin} < \text{daya mampu} < \text{max reserve margin}$.
Hal ini dimaksudkan untuk menentukan kapasitas pembangkit yang masuk. Apabila ternyata daya mampu pembangkit lebih kecil dari beban puncak, maka minimum reserve margin di kurangi atau mungkin menjadi

minus (-) yang berarti bahwa pada sistem tersebut telah mengalami kekurangan kapasitas pembangkitan.

3. Dengan berpatokan pada hasil diatas, menyusun konfigurasi pembangkit baru yang akan diinput ke congen. Untuk fixed expansion planning diinputkan sesuai rencana PLN sedangkan pada optimization expansion planning dilakukan simulasi penambahan pembangkit untuk nilai LOLP yang lebih baik.
4. Eksekusi modul congen dan mersim untuk melihat LOLP sistem pertahun pada modul Dynpro. LOLP diinputkan 5 hari pertahun atau 1,37% . Diupayakan LOLP hasil eksekusi mersim untuk masing-masing sistem mendekati LOLP input. Apabila masih lebih besar atau terlalu kecil, kembali ke congen untuk memperbaiki konfigurasi sistem. Langkah ini dilakukan diulang-ulang sampai diperoleh konfigurasi yang optimum. Setiap pembangkit diperbandingkan sesuai dengan asumsi yang digunakan. Susunan konfigurasi yang diinputkan kemudian diikuti dengan memasang tunnel width. Dengan memasukkan tunnel width, akan ditentukan konfigurasi yang tepat.
5. Eksekusi modul Dynpro.
Setelah diperoleh konfigurasi yang tepat, kemudian dilakukan eksekusi dynpro. Dari hasil eksekusi dapat dilihat objective function pada akhir tahun studi. Apabila diperoleh nilai yang masih tinggi, dapat dioptimasi lagi dengan cara melakukan perubahan-perubahan konfigurasi (kembali ke congen). Langkah eksekusi Congen, Mersim, Dynpro dilakukan berulang sampai diperoleh optimum solution, yaitu konfigurasi dengan objective function pada akhir tahun studi sekecil mungkin. Kondisi ini dapat diketahui apabila konfigurasi keluaran Dynpro tidak memberikan tanda + atau - .
6. Eksekusi modul Reprobat, untuk mengetahui laporan hasil eksekusi strategis perencanaan pengembangan sistem kelistrikan yang paling optimum. Cetak (print) hasil eksekusi modul Reprobat.

4.3. HASIL PERHITUNGAN INDEKS KEANDALAN DAN OPTIMASI PENGEMBANGAN SISTEM PEMBANGKIT

4.3.1. Perhitungan Indeks Keandalan (LOLP) Berdasarkan Perencanaan PLN.

4.3.1.1. Sistem Kapuas di Kalimantan Barat

Berdasarkan prakiraan beban puncak sistem dari tahun 2008 - 2012, kapasitas pembangkit terpasang tahun dan perencanaan penambahan pembangkit oleh PLN di sistem Kapuas, diperoleh Nilai indeks keandalan pembangkitan (LOLP) sebagai berikut :

Tabel IV.2. Indeks Keandalan Sistem Kapuas

Tahun	Beban puncak (MW)	Kapasitas Pembangkit eksisting (MW)	Rencana penambahan pembangkit (MW)		LOLP (hari)
2008	184,78	139	-	-	168,7
2009	203,04	75	PLTU 2 x 55	PLTU 2 x 25	24,15
2010	231,44	48	PLTU 2 x 55	-	9,58
2011	253,44	48	-	-	19,72
2012	294,63	48	-	-	52,42

Total biaya pertahun dan biaya kumulatif hingga tahun 2012 untuk pengembangan pembangkitan di sistem Mahakam yang diperoleh adalah :

Tabel IV.3. Biaya Pengembangan Sistem Pembangkitan Sistem Kapuas (Ribu \$)

Tahun	Biaya Konstruksi	Nilai Sisa	Biaya Operasi	Biaya ENS	Total Biaya	Total Biaya pengembangan (kumulatif)
2008	0	0	191.569	74.425	265.994	265.994
2009	232.408	128.006	65.292	8.463	178.130	444.125
2010	107.545	68.893	40.833	2.977	82.462	526.586
2011	0	0	41.683	6.153	47.836	574.422
2012	0	0	44.815	19.903	64.718	639.140

Terlihat pada tahun 2008, nilai indeks keandalan (LOLP) adalah sebesar 168,7 hari pertahun, yang menunjukkan tingkat sistem kehilangan beban atau terjadinya pemadaman. Ini menunjukkan keandalan pasokan tenaga listrik di Sistem Kapuas sudah memasuki masa krisis. Selanjutnya pada tahun 2009, diasumsikan pembangunan PLTU Parit Baru 2 x 55 MW dan PLTU Kura-kura 2 x 25 MW yang merupakan bagian dari proyek percepatan pembangunan PLTU 10.000 MW, telah selesai dan beroperasi, nilai indeks LOLP membaik hingga 24,15 hari pertahun, dan tahun 2010, dengan selesainya PLTU Loan Cina sebesar 2 x 55 MW, keandalan sistem pembangkitan semakin tinggi dengan menurunnya tingkat sistem kehilangan beban (LOLP) atau tingkat pemadaman menjadi 9,58 hari pertahun. Dengan masuknya unit pembangkit baru berupa PLTU batubara ke sistem Kapuas, untuk mengurangi biaya operasi pembangkitan dilakukan penghapusan (*retired*) beberapa unit PLTD, sebesar 64 MW pada tahun 2009 dan 27 MW pada tahun 2010. Namun pada tahun 2011 dan 2012, nilai indeks keandalan meningkat kembali dan mencapai 52,42 hari pertahun pada tahun 2012.

Biaya pengembangan pembangkitan tertinggi terdapat pada tahun 2008, karena pusat pembangkit yang beroperasi adalah pusat listrik tenaga diesel (PLTD) yang menggunakan HSD sebagai bahan bakarnya. Biaya pengembangan terus menurun sejalan dengan masuknya pusat-pusat pembangkit baru berupa PLTU batubara dan penghapusan beberapa unit PLTD pada tahun 2009 dan 2010.

4.3.1.2. Sistem Mahakam di Kalimantan Timur

Berdasarkan prakiraan beban puncak sistem dari tahun 2008 - 2012, kapasitas pembangkit terpasang tahun dan perencanaan penambahan pembangkit oleh PLN di sistem Mahakam, diperoleh Nilai indeks keandalan pembangkitan (LOLP) sebagai berikut :

Tabel IV.4. Indeks Keandalan Sistem Mahakam

Tahun	Beban puncak (MW)	Kapasitas Pembangkit eksisting (MW)	Rencana penambahan pembangkit (MW)	LOLP (hari)
2008	220,9	203	PLTU 2 x 25	8,04
2009	259,0	203	PLTG 1 x 20, PLTD 1 x 30	5,49

2010	344,5	129	PLTG 2 x 20	285,4
2011	408,2	129	PLTU 1 x 65	216,4
2012	452,7	129	PLTU 2 x 65	37,03

Total biaya pertahun dan biaya kumulatif hingga tahun 2012 untuk pengembangan pembangkitan di sistem Mahakam adalah :

Tabel IV.5. Biaya Pengembangan Pembangkitan Sistem Mahakam (Ribu \$)

Tahun	Biaya Konstruksi	Nilai Sisa	Biaya Operasi	Biaya ENS	Total Biaya	Total Biaya pengembangan (kumulatif)
2008	67.452	31.895	92.084	2.620	130.261	130.261
2009	25.993	13.612	105.350	1.543	119.274	249.535
2010	0	0	89.781	205.983	295.764	545.299
2011	62.414	46.439	81.981	160.448	258.405	803.704
2012	126.255	108.750	67.396	17.204	102.106	905.809

Dengan beroperasinya PLTU 2 x 25 MW milik Perusda Prop. Kalimantan Timur pada pertengahan tahun 2008, nilai indeks keandalan (LOLP) yaitu tingkat sistem kehilangan beban atau tingkat pemadaman adalah sebesar 8 hari pertahun. Pada tahun 2009, kapasitas pembangkitan bertambah dengan masuknya PLTG Sewa Menamas dan PLTD MFO Sewa, nilai indeks keandalan mencapai 5 hari pertahun sehingga memenuhi kriteria keandalan. Tetapi seiring dengan pertumbuhan beban, walaupun telah dilakukan penambahan kapasitas pembangkit, sementara disisi lain untuk mengurangi biaya operasi pembangkitan dilakukan penghapusan pusat pembangkit diesel (retired unit) yang menggunakan HSD pada tahun 2010 sebesar 74 MW, nilai indeks keandalan cenderung menurun dengan tingkat sistem kehilangan beban (LOLP) atau pemadaman yang mencapai 285 hari per tahun pada tahun 2010. Hal ini menunjukkan tingkat keandalan sistem tenaga listrik di sistem Mahakam masih rendah.

Biaya pengembangan pembangkitan tertinggi adalah pada tahun 2010 dan 2011, karena besarnya biaya untuk memenuhi kekurangan pasokan tenaga listrik (ENS = *energy not serve*) sedangkan biaya operasi tertinggi pada tahun 2009

karena pusat pembangkit sebagian masih disuplai dari PLTD yang menggunakan HSD sebagai bahan bakarnya.

4.3.1.3. Sistem Barito di Kalimantan Selatan - Tengah

Berdasarkan prakiraan beban puncak sistem dari tahun 2008 – 2012 yang didasarkan pada data beban puncak tertinggi bulan Maret 2008 dari UPB Banjarbaru, kapasitas pembangkit terpasang dan rencana penambahan pembangkit oleh PLN di sistem Barito, diperoleh Nilai Indeks Keandalan pembangkitan (LOLP) sebagai berikut :

Tabel IV.6. Indeks Keandalan Sistem Barito

Tahun	Beban puncak (MW)	Kapasitas Pembangkit eksisting (MW)	Rencana penambahan pembangkit (MW)	LOLP (hari)
2008	276.4	254	-	43.01
2009	330.9	254	-	115.44
2010	374.5	195	PLTU 2 x 65	79.73
2011	423.9	195	PLTU 2 x 65	20.05
2012	479.8	195	-	51.9

Total biaya pertahun dan biaya kumulatif pengembangan pembangkitan Sistem Barito hingga tahun 2012 adalah :

Tabel IV.7. Biaya Pengembangan Sistem Pembangkitan Sistem Barito (Ribu \$)

Tahun	Biaya Konstruksi	Nilai Sisa	Biaya Operasi	Biaya ENS	Total Biaya	Total Biaya pengembangan (kumulatif)
2008	0	0	148.448	19.411	167.859	167.859
2009	0	0	160.028	77.875	237.903	405.762
2010	139.808	89.561	74.661	48.987	173.895	579.657
2011	124.829	92.878	67.181	9.403	108.534	688.191
2012	0	0	64.981	28.108	93.089	781.279

Nilai indeks keandalan (LOLP) yang diperoleh antara tahun 2008 hingga 2012 berkisar antara 43 hari hingga 115 hari per tahun, dan tertinggi adalah pada

tahun 2009. Ini menggambarkan keandalan penyaluran sistem tenaga listrik di sistem Barito masih jauh dibawah persyaratan. Pada tahun 2010 dan 2011, terdapat penambahan pembangkitan sebesar 260 MW dari PLTU batubara 4 x 65 MW. Dengan masuknya tambahan unit PLTU tersebut ke sistem Barito, untuk mengurangi biaya operasi pembangkitan dilakukan penghapusan (*retired*) unit PLTD pada tahun 2010 sebesar 59 MW. Nilai indeks keandalan masih mencapai 79,73 hari pertahun pada tahun 2010, pada tahun 2011 menurun menjadi 20 hari pertahun tetapi pada tahun 2012 naik kembali menjadi 51 hari pertahun. Hal ini menunjukkan bahwa penambahan pembangkit yang dilakukan belum berkesinambungan dan memenuhi kriteria keandalan. Penambahan beban puncak yang merupakan implementasi pertumbuhan ekonomi belum bisa diikuti dengan penambahan kapasitas pembangkit.

Biaya pengembangan pembangkitan hingga tahun 2009 masih tinggi, yang disebabkan karena sebagian sistem pembangkitan masih disuplai dari pusat pembangkit diesel dengan bahan bakar HSD. Biaya pengembangan pada tahun 2010 mulai menurun sejalan dengan masuknya PLTU batubara ke dalam sistem dan diikuti dengan penghapusan pengoperasian PLTD (*retired*) dan berkurangnya biaya kekurangan pasokan tenaga listrik (ENS = *energy not serve*).

4.3.2. Nilai Indeks Keandalan Berdasarkan Optimasi Pengembangan Sistem Pembangkitan.

4.3.2.1. Sistem Kapuas di Kalimantan Barat

Berdasarkan nilai indeks keandalan yang diperoleh sesuai perencanaan PLN, maka masih perlu dilakukan optimasi penambahan kapasitas pembangkitan untuk memenuhi kriteria keandalan sistem tenaga listrik.

Sesuai dengan kriteria perencanaan pengembangan sistem pembangkit, maka dilakukan pemilihan sumber energi primer yang mengutamakan pemanfaatan sumber energi setempat dan terjamin ketersediaannya. Dalam hal ini untuk pengembangan pembangkit di Kalimantan Barat ditetapkan pembangkit dengan menggunakan batu bara yaitu PLTU batu bara.

Optimasi dilakukan dengan tetap memprioritaskan perencanaan yang dilakukan oleh PLN, kemudian dilakukan penambahan kapasitas pembangkit.

Optimasi dilakukan dengan membandingkan PLTU kapasitas 25 MW, 55 MW dan 100 MW. Nilai indeks keandalan pembangkitan berdasarkan hasil optimasi dan biaya pengembangan sistem pembangkitan sampai tahun 2012 adalah :

Tabel IV.8. Hasil Optimasi Dengan Pengembangan PLTU 25 MW Sistem kapas

Tahun	Beban puncak (MW)	Kapasitas Pembangkit eksisting (MW)	Rencana penambahan pembangkit (MW)		LOLP (hari)
			<i>PLN</i>	<i>Optimasi</i>	
2008	184,78	139	-	-	168,7
2009	203,04	75	PLTU 2 x 25	PLTU 1 x 25	10,31
2010	231,44	48	PLTU 2 x 55		3,85
2011	253,44	48	PLTU 2 x 55	PLTU 1 x 25	3,60
2012	294,63	48		PLTU 2 x 25	2,97

Tabel IV.9. Biaya Pengembangan Pembangkitan dengan PLTU 25 MW (Ribu \$)

Tahun	Biaya Konstruksi	Nilai Sisa	Biaya Operasi	Biaya ENS	Total Biaya	Total Biaya pengembangan (kumulatif)
2008	0	0	191.569	74.425	265.994	265.994
2009	288.286	158.838	61.336	2.991	193.875	459.869
2010	107.545	68.893	37.165	1.067	76.883	536.753
2011	44.626	33.204	34.458	913	46.793	583.545
2012	79.689	68.779	31.687	689	43.285	626.831

Tabel IV.10. Hasil optimasi dengan pengembangan PLTU 55 MW Sistem Kapuas

Tahun	Beban puncak (MW)	Kapasitas Pembangkit eksisting (MW)	Rencana penambahan pembangkit (MW)		LOLP (hari)
			<i>PLN</i>	<i>Optimasi</i>	
2008	184,78	139	-	-	168,7
2009	203,04	75	PLTU 2 x 25,	PLTU 1 x 55	4,5
2010	231,44	48	PLTU 2 x 55	PLTU 1 x 55	9,58
2011	253,44	48		PLTU 1 x 55	4,11
2012	294,63	48		PLTU 1 x 55	3,79

Tabel IV.11. Biaya Pengembangan Pembangkitan Dengan PLTU 55 MW (Ribu \$)

Tahun	Biaya Konstruksi	Nilai Sisa	Biaya Operasi	Biaya ENS	Total Biaya	Total Biaya pengembangan (kumulatif)
2008	0	0	191.569	74.425	265.994	265.994
2009	292.633	161.177	52.707	1.355	185.518	451.513
2010	53.772	34.447	40.833	2.977	63.136	514.649
2011	48.011	35.722	33.700	1.102	47.090	561.739
2012	42.867	36.998	31.939	984	38.792	600.530

Tabel IV.12. Hasil Optimasi Dengan Pengembangan PLTU 100 MW

Tahun	Beban puncak (MW)	Kapasitas Pembangkit eksisting (MW)	Rencana penambahan pembangkit (MW)		LOLP (hari)
			<i>PLN</i>	<i>Optimasi</i>	
2008	184,78	139	-	-	168,7
2009	203,04	75	PLTU 2 x 25		24,15
2010	231,44	48	PLTU 2 x 55		9,58
2011	253,44	48	PLTU 2 x 55		19,72
2012	294,63	48		PLTU 1 x 100	7,53

Tabel IV.13. Biaya Pengembangan Pembangkitan Dengan PLTU 100 MW(Ribu\$)

Tahun	Biaya Konstruksi	Nilai Sisa	Biaya Operasi	Biaya ENS	Total Biaya	Total Biaya pengembangan (kumulatif)
2008	0	0	191.569	74.425	265.994	265.994
2009	232.408	128.006	65.292	8.436	178.130	444.125
2010	107.545	68.893	40.833	2.977	82.462	526.586
2011	0	0	41.683	6.153	47.836	574.422
2012	77.940	67.270	37.740	2.641	51.051	625.473

4.3.2.2. Sistem Mahakam di Kalimantan Timur

Berdasarkan pada nilai indeks keandalan pembangkitan sistem Mahakam Kalimantan Timur, untuk memperoleh tingkat keandalan sesuai persyaratan, maka

dilakukan optimasi penambahan kapasitas pembangkitan yang berdasarkan pada biaya pengembangan sistem pembangkitan terendah. Pemilihan pusat pembangkit sebagai kandidat dalam pengembangan sistem pembangkitan adalah sesuai dengan sumber energi primer yang tersedia. Kalimantan Timur merupakan lumbung energi dengan tersedianya gas alam dan batu bara yang dapat dimanfaatkan sebagai bahan bakar pusat pembangkit listrik. Oleh karena pengembangan pembangkit diarahkan pada pembangunan PLTU Batubara dan PLTG. Optimasi dilakukan dengan tetap memprioritaskan perencanaan yang dilakukan oleh PLN, kemudian menambahkan kapasitas pembangkitan dengan membandingkan PLTU kapasitas 25 MW, 65 MW dan 100 MW. Dengan adanya penambahan kapasitas pembangkitan dari PLTU batubara, maka PLTD MFO sewa pada tahun 2009 tidak dimasukkan lagi sebagai kandidat penambahan pembangkit. Adapun hasil optimasi dan biaya pengembangannya adalah sebagai berikut :

Tabel IV.14. Hasil Optimasi Dengan Pengembangan PLTU 25 MW

Tahun	Beban puncak (MW)	Kapasitas Pembangkit eksisting (MW)	Rencana penambahan pembangkit (MW)		LOLP (hari)
			<i>PLN</i>	<i>Optimasi</i>	
2008	220,9	203	PLTU 2 x 25		8,04
2009	259,0	203	PLTG 1 x 20		20,29
2010	344,5	129	PLTG 2 x 20	PLTU 8 x 25	2,06
2011	408,2	129		PLTU 2 x 25	5,15
2012	452,7	129		PLTU 2 x 25	5,4

Tabel IV.15. Biaya Pengembangan Pembangkit Dengan PLTU 25 MW (Ribu \$)

Tahun	Biaya Konstruksi	Nilai Sisa	Biaya Operasi	Biaya ENS	Total Biaya	Total Biaya pengembangan (kumulatif)
2008	125.392	59.293	104.814	2.620	173.533	173.533
2009	10.397	5.286	104.762	6.134	116.007	289.541
2010	41.845	267.377	51.021	519	202.579	492.120
2011	89.252	66.408	50.218	1.371	74.433	566.553
2012	79.689	68.779	45.543	1.357	57.810	624.363

Tabel IV.16. Hasil Optimasi Dengan Pengembangan PLTU 65 MW

Tahun	Beban puncak (MW)	Kapasitas Pembangkit eksisting (MW)	Rencana penambahan pembangkit (MW)		LOLP (hari)
			<i>PLN</i>	<i>Optimasi</i>	
2008	220,9	203	PLTU 2 x 25		8,04
2009	259,0	240	PLTG 1 x 20		20,29
2010	344,5	166	PLTG 2 x 20	PLTU 4 x 65	4,05
2011	408,2	166		PLTU 2 x 65	2,03
2012	452,7	166		PLTU 1 x 65	2,25

Tabel IV.17. Biaya Pengembangan Pembangkitan dengan PLTU 65 MW (Ribu\$)

Tahun	Biaya Konstruksi	Nilai Sisa	Biaya Operasi	Biaya ENS	Total Biaya	Total Biaya pengembangan (kumulatif)
2008	125.392	59.293	104.814	2.620	173.533	173.533
2009	10.397	5.286	104.762	6.134	116.007	289.541
2010	233.656	149.020	56.383	1.346	142.366	431.907
2011	96.022	71.445	52.470	621	77.668	509.575
2012	42.867	36.998	49.465	663	55.996	565.571

Tabel IV.18. Hasil Optimasi Dengan Pengembangan PLTU 100 MW

Tahun	Beban puncak (MW)	Kapasitas Pembangkit eksisting (MW)	Rencana penambahan pembangkit (MW)		LOLP (hari)
			<i>PLN</i>	<i>Optimasi</i>	
2008	220,9	203	PLTU 2 x 25		8,04
2009	259,0	240	PLTG 1 x 20		20,29
2010	344,5	166	PLTG 2 x 20	PLTU 2 x 100	12,11
2011	408,2	166		PLTU 1 x 100	7,41
2012	452,7	166		PLTU 1 x 100	3,69

Tabel IV.19. Biaya Pengembangan Pembangkitan Dengan PLTU 100 MW (Ribu\$)

Tahun	Biaya Konstruksi	Nilai Sisa	Biaya Operasi	Biaya ENS	Total Biaya	Total Biaya pengembangan (kumulatif)
2008	125.392	59.293	104.814	2.620	173.533	173.533
2009	10.397	5.286	104.762	6.134	116.007	289.541
2010	214.102	136.494	64.098	5.426	147.134	436.674
2011	87.293	64.950	62.258	3.550	88.150	524.825
2012	77.940	67.270	58.431	1.581	70.682	595.507

4.3.2.3. Sistem Barito di Kalimantan Selatan - Tengah

Optimasi penambahan kapasitas pembangkitan dilakukan untuk memenuhi kriteria keandalan sistem tenaga listrik di sistem Barito dengan memilih PLTU batubara sebagai kandidat pusat pembangkit tambahan. Hal ini sesuai dengan prinsip perencanaan dengan memanfaatkan semaksimal mungkin sumber energi primer yang berada di daerah setempat. Optimasi dilakukan untuk mendapatkan kapasitas pembangkitan yang memenuhi kriteria keandalan dengan membandingkan penambahan PLTU kapasitas 25 MW, 65 MW dan 100 MW. Nilai indeks keandalan pembangkitan sistem Barito Kalimantan Selatan-Tengah berdasarkan hasil optimasi adalah sebagai berikut :

Tabel IV.20. Hasil Optimasi Dengan Pengembangan PLTU 25 MW

Tahun	Beban puncak (MW)	Kapasitas Pembangkit eksisting (MW)	Rencana penambahan pembangkit (MW)		LOLP (hari)
			<i>PLN</i>	<i>Optimasi</i>	
2008	276,4	254	-	-	43,0
2009	330,9	254	-	-	115,4
2010	374,5	195	PLTU 2 x 65	PLTU 4 x 25	10,3
2011	423,9	195	PLTU 2 x 65	-	1,92
2012	479,8	195	-	PLTU 1 x 25	4,85

Tabel IV.21. Biaya Pengembangan Pembangkitan Dengan PLTU 25 MW (Ribu \$)

Tahun	Biaya Konstruksi	Nilai Sisa	Biaya Operasi	Biaya ENS	Total Biaya	Total Biaya pengembangan (kumulatif)
2008	0	0	148.448	19.411	167.859	167.859
2009	0	0	160.028	77.875	237.903	405.762
2010	339.732	217.633	70.353	4.331	196.783	602.545
2011	124.829	92.878	65.749	681	98.381	700.926
2012	39.845	34.390	63.849	1.783	71.087	772.013

Tabel IV.22. Optimasi Indeks Keandalan Dengan Pengembangan PLTU 65 MW

Tahun	Beban puncak (MW)	Kapasitas Pembangkit eksisting (MW)	Rencana penambahan pembangkit (MW)		LOLP (hari)
			<i>PLN</i>	<i>Optimasi</i>	
2008	276,4	254	-	-	43,0
2009	330,9	254	-	-	115,4
2010	374,5	195	PLTU 2 x 65	PLTU 2 x 65	6,0
2011	423,9	195	PLTU 1 x 65	-	5,2
2012	479,8	195	-	PLTU 2 x 65	1,3

Tabel IV.23. Biaya Pengembangan Pembangkitan Dengan PLTU 65 MW(Ribu \$)

Tahun	Biaya Konstruksi	Nilai Sisa	Biaya Operasi	Biaya ENS	Total Biaya	Total Biaya pengembangan (kumulatif)
2008	0	0	148.448	19.411	167.859	167.859
2009	0	0	160.028	77.875	237.903	405.762
2010	279.616	179.123	70.088	2.708	173.290	579.053
2011	62.414	46.439	66.673	2.181	84.829	663.882
2012	111.454	96.195	58.596	472	74.327	738.207

Tabel IV.24. Optimasi Indeks Keandalan Dengan Pengembangan PLTU 100 MW

Tahun	Beban puncak (MW)	Kapasitas Pembangkit eksisting (MW)	Rencana penambahan pembangkit (MW)		LOLP (hari)
			<i>PLN</i>	<i>Optimasi</i>	
2008	276,4	254	-	-	43,0
2009	330,9	254	-	-	115,4
2010	374,5	195	PLTU 2 x 65	PLTU 1 x 100	16,2
2011	423,9	195	PLTU 2 x 65	-	3,7
2012	479,8	195	-	PLTU 1 x 100	2,3

Tabel IV.25. Biaya Pengembangan Pembangkitan Dengan PLTU 100 MW (Ribu\$)

Tahun	Biaya Konstruksi	Nilai Sisa	Biaya Operasi	Biaya ENS	Total Biaya	Total Biaya pengembangan (kumulatif)
2008	0	0	148.448	19.411	167.859	167.859
2009	0	0	160.028	77.875	237.903	405.762
2010	237.576	152.192	70.667	8.468	164.519	570.281
2011	124.829	92.878	65.564	1.630	99.144	669.425
2012	77.940	67.270	59.071	965	70.706	740.131

4.4. ANALISIS PENGEMBANGAN PEMBANGKIT

Pengembangan sistem pembangkitan haruslah didasarkan pada analisis kebutuhan energi dalam kurun waktu tertentu, tingkat keandalan yang disyaratkan, penurunan biaya produksi dan peran pusat pembangkit yang dibangun dalam operasi pembangkitan. Karena tujuan utama perencanaan pengembangan sistem pembangkitan adalah untuk fuel budgeting dan menganalisis kecukupan daya dan energi sehingga terjaminnya ketersediaan listrik yang mencukupi dengan biaya terendah dimasa yang akan datang, dengan tetap mempertimbangkan kendala-kendala teknis dan non-teknis, maka pemilihan jenis pembangkit, kapasitas pembangkit, dan waktu operasi merupakan hal paling penting.

Adapun kriteria perencanaan pengembangan pembangkitan untuk memperoleh pengembangan yang optimum adalah :

1. Menentukan atau memilih kapasitas dan unit size pembangkit :

- Kapasitas pembangkitan tergantung pada pertumbuhan beban. Dari sisi keandalan, pengembangan pembangkitan untuk sistem kecil yang tumbuh pesat, unit size bisa sekitar 25% hingga 50% beban puncak. Idealnya, kapasitas unit pembangkitan tidak lebih besar dari 10% beban puncak.^[1]
- Semakin besar unit size dan kapasitas suatu pembangkit, maka biaya investasinya akan semakin murah. Tetapi semakin besar kapasitas pembangkitan menuntut cadangan yang semakin besar pula, maka biaya yang dibutuhkan akan semakin besar.
- Semakin besar unit size pembangkit maka heat value of the fuel used yaitu penggunaan bahan bakar perkalori akan semakin kecil, sehingga pembangkitan akan semakin efisien.
- Dari nilai average incremental heat value yang digunakan dalam pola pembebanan pengembangan pembangkit, unit size pembangkit baru dipilih yang lebih besar dari unit size pembangkit eksisting terbesar untuk migrasi perkembangan sistem sehingga sistem lebih efisien.
- Berdasarkan kriteria penyediaan tenaga listrik (Reserved Required Criteria) untuk sistem yang berkembang dapat ditentukan sebagai berikut : untuk beban puncak lebih besar dari 10 MW^[1],
Kapasitas sistem yang diperlukan = kapasitas 2 unit pembangkit terbesar + 10% dari beban puncak
- Kapasitas unit pembangkitan akan mempengaruhi fleksibilitas pengoperasian.

2. Penentuan atau pemilihan tipe/jenis pembangkit :

- Karakteristik tipe pembangkit harus sesuai dengan karakteristik beban (dasar, menengah, puncak)
- Ketersediaan sumber bahan bakar atau sumber energi primer pembangkit.
- Karakteristik unit pembangkit, Seperti efisiensi, ramping rate, forced outage rate, maintenance time, dan lain-lain. Umumnya, untuk energi

primer murah, maka pembangkitnya kurang flexible untuk dioperasikan, cocok sebagai pemikul beban dasar

- Karakteristik sistem ketenagalistrikan, antara lain profil beban; karakteristik beban, beban puncak, kurva beban harian dan kurva lama beban yang akan berpengaruh pada operasi sistem pembangkit, pusat – pusat pembangkit eksisting, rencana pengembangan pembangkit baru, dan jaringan transmisi eksisting dan rencana pengembangannya.

3. Menentukan energi primer, keefektifan pemilihan sumber energi primer untuk pusat pembangkit tergantung pada :

- Lokasi, Lokasi sumber energi atau sumber pasokan bahan bakar dengan lokasi pusat pembangkit, untuk batubara yang tidak memerlukan transportasi (seperti batubara muda = low rank coal) umumnya jauh dari pusat beban sehingga menjadi tidak ekonomis dalam skala kecil.
- Harga, Fluktuasi harga energi primer perlu dicermati.
- Biaya investasi untuk membangun pusat pembangkit tenaga listrik. Umumnya bila harga energi primernya murah, maka investasi untuk pembangkitnya mahal dan sebaliknya.

Kebijakan perencanaan sistem pembangkitan jangka pendek dalam kurun waktu 1 sampai 3 tahun untuk memenuhi kondisi krisis kebutuhan tenaga listrik dapat dilakukan dengan :

- Menunda penghapusan pusat-pusat pembangkit yang sudah tua dan tidak efisien
- Melakukan peningkatan daya mampu pembangkit dengan rehabilitasi beberapa mesin pembangkit PLTD yang rusak atau mengalami derating serta melakukan pemeliharaan periodik tepat waktu,
- Menyewa pembangkit diesel

Sedangkan untuk jangka panjang, penambahan kapasitas pembangkitan diarahkan pada pembangkit non BBM yang bahan bakarnya tersedia di daerah setempat seperti batubara di Kalimantan.

Pembangunan PLTU Batubara bukanlah sekedar membangun unit-unit pembangkit listrik di beberapa tempat, tapi juga memastikan bahwa batubara hadir

di mulut pembangkit dan listrik yang dihasilkan kemudian dapat ditransmisi dan didistribusikan ke konsumen. Sehingga pemilihan lokasi, ketersediaan bahan bakar dan lahan yang cukup khususnya untuk transportasi, pembongkaran dan penyimpanan bahan bakar serta ketersediaan air untuk proses pendingin menjadi hal yang terpenting. Oleh karena itu pembangunan PLTU batubara diarahkan di Mulut Tambang yang berada dekat dengan sungai atau laut.

4.4.1 Pengembangan Pembangkit di Kalimantan

Kebutuhan Tenaga Listrik terus meningkat, disisi lain keterbatasan pihak PT. PLN (Persero) untuk memenuhi kebutuhan pengembangan pembangkit yang besar menyebabkan terjadinya ketidakseimbangan antara pasokan dan kebutuhan tenaga listrik.

Secara umum untuk seluruh sistem kelistrikan di Kalimantan, dari nilai LOLP yang diperoleh pada tahun 2008 sampai dengan tahun 2012 terlihat bahwa nilai LOLP masih jauh diatas nilai yang dipersyaratkan yaitu 5 hari/tahun_[2]. Pada tahun 2009 dan 2010 diasumsikan pembangunan pusat-pusat pembangkit batubara (PLTU) yang termasuk dalam proyek percepatan 10.000 MW (Perpres 71) sudah selesai dan beroperasi sehingga dilakukan penghapusan (*retired*) beberapa unit PLTD yang tidak efisien untuk menurunkan biaya operasi pembangkitan. Nilai LOLP menurun dan terkecil dalam kurun waktu studi namun belum juga memenuhi kriteria keandalan. Nilai indeks keandalan meningkat kembali pada tahun berikutnya, yang mana hal ini menunjukkan perencanaan penambahan pembangkit yang dilakukan belum berkesinambungan dan memenuhi kriteria keandalan. Oleh karena itu perlu dilakukan kembali penambahan pembangkit untuk memenuhi kriteria keandalan, keterjaminan suplai dan mengantisipasi pertumbuhan beban.

Untuk penambahan pembangkitan skala menengah di Kalimantan diprioritaskan pembangunan PLTU batubara. Alternatif Pengembangan Pembangkit Batubara dapat merupakan pilihan terbaik untuk mengganti sumber energi BBM, karena di Kalimantan Barat, Timur, Selatan dan Kalimantan Tengah tersedia potensi dalam jumlah yang besar dan harganya lebih murah dari BBM.

Potensi cadangan batubara di Kalimantan, kegiatan penambangan yang dilakukan oleh perusahaan-perusahaan kelas dunia sudah produktif serta ketersediaan infrastruktur transportasi seperti sungai-sungai yang panjang yang hampir mengalir seluruh pulau Kalimantan dan ketersediaan pelabuhan untuk pengangkutan batubara serta transportasi darat yang sudah ada merupakan jaminan ketersediaan bahan bakar batubara untuk memenuhi kebutuhan beroperasinya PLTU-PLTU batubara yang akan dibangun.

Dengan peningkatan kebutuhan listrik nasional sebesar 6-7% diestimasikan pada tahun 2010 kebutuhan listrik akan meningkat 2 kali dibandingkan tahun 2000. Peningkatan penggunaan batubara untuk PLTU dalam waktu yang sama akan meningkat juga 2 kali yaitu menjadi sekitar 40 juta ton/tahun, dimana kontribusi batubara sumber energi sesuai dengan kebijakan energi mix nasional mencapai 58% produksi listrik. Pada tahun 2004 kebutuhan batubara di Indonesia untuk PLTU sebesar 24,3 juta ton dan pada tahun 2008 sekitar 33,5 juta ton. Selain itu pada tahun 2008 keperluan batubara untuk pabrik semen yang terus meningkat mencapai 6,9 juta ton dan untuk industri dalam negeri mencapai 6,8 juta ton^[11]. Oleh karena komoditi batubara ini dalam beberapa dekade kedepan akan sangat menentukan denyut kelistrikan dan industri, maka diperlukan adanya pola umum penyediaan batubara untuk kebutuhan domestik dan ekspor. Kebijakan pemerintah ini akan mendorong pemanfaatan potensi batubara yang dimiliki secara tidak terdistorsi.

Selain itu dibutuhkan peraturan pemerintah (PP) yang menjamin ketersediaan batubara untuk dalam negeri karena cukup bervariasi masalah perbatubaraan nasional antara lain implementasi peraturan pusat dan daerah, masalah lingkungan , Rencana Tata Ruang dan Wilayah , sistem perpajakan / royalty, penanganan PETI dan pelaksanaan *good mining practices*.

Saat ini dipasaran dunia saat ini terjadi persaingan harga hampir pada semua jenis batubara dan untuk pasaran ekspor batubara Indonesia masih cukup kompetitif karena posisi letak geografisnya yang cukup strategis.

Selain itu langkah-langkah berikut dapat dilakukan untuk jaminan ketersediaan batubara untuk PLTU antara lain:

1. Melakukan kontrak pengadaan batubara untuk jangka panjang (multi years).
2. Pasokan batubara diperoleh dari beberapa supplier / kuasa penambangan.
3. Tergabung sebagai pemilik / pemegang saham dalam kegiatan usaha penambangan batubara

4.4.2. Analisis Sistem Kapuas di Kalimantan Barat.

4.4.2.1. Analisis Kapasitas Pembangkitan

Sesuai dengan perencanaan PLN, hingga tahun 2012 akan dilakukan penambahan pembangkit sebesar 270 MW.

Dari hasil optimasi yang dilakukan, untuk memenuhi kriteria keandalan penyaluran sistem tenaga listrik kepada konsumen di sistem Kapuas diperlukan tambahan pembangkitan hingga 380 MW, dengan konfigurasi sebagaimana tabel 4.10, 4.12, 4.14. Dengan nilai indeks keandalan (LOLP) yang sudah mencapai 2 – 7 hari pertahun pada tahun 2012. Sehingga dapat dikategorikan dengan tambahan kapasitas pembangkitan sebesar 380 MW tersebut sudah dapat memenuhi kriteria keandalan di Sistem Kapuas.

Selanjutnya untuk menentukan kapasitas yang paling optimum dapat dilihat dari perbandingan biaya pengembangan pembangkit dengan membandingkan 3 ukuran/size unit PLTU sesuai hasil optimasi adalah sebagai berikut :

Tabel IV.26. Perbandingan Biaya Pengembangan Sistem Pembangkitan pada Sistem Kapuas s/d 2012

Unit size PLTU	Total Tambahan Kapasitas s/d 2012	Total biaya pengembangan s/d tahun 2012 (Ribu \$)	Biaya pengembangan per MW (Ribu \$)
25 MW	370 MW	626.831	1.694
55 MW	380 MW	600.530	1.580
100 MW	370 MW	625.473	1.690

Terlihat bahwa pengembangan pembangkitan dengan PLTU 55 MW, dengan total penambahan kapasitas sampai dengan tahun 2012 sebesar 380 MW, diperoleh biaya pengembangan pembangkitan per-MW terendah.

Dari hasil optimasi dengan pengembangan PLTU 55 MW, dengan tambahan sebesar 380 MW diperoleh nilai indeks keandalan (LOLP) sistem Kapuas adalah 3,7 hari pertahun pada tahun 2012.

4.4.2.2. Analisis Jaminan Ketersediaan Batubara.

Pembangunan PLTU di Kalimantan Barat direncanakan di beberapa lokasi antara lain di Parit Baru yang berada sekitar 42 km dari kota Pontianak dan di kota Singkawang. Saat ini Parit Baru dan Singkawang sudah terhubung dengan sistem Kapuas yang merupakan pusat beban sehingga dapat langsung melayani pusat beban di Kota Pontianak melalui jaringan transmisi 150 kV. Oleh karena itu untuk pengembangan PLTU baru lainnya dapat ditempatkan di daerah-daerah tersebut maupun daerah lainnya yang berada ditepi laut/sungai.

Diasumsikan bahwa PLTU Batubara di sistem Kapuas akan digunakan sebagai base load, maka PLTU – PLTU akan dioperasikan sepanjang tahun dikurangi masa pemeliharaan dan apabila terjadi gangguan atau kerusakan, dan diasumsikan karena unit yang masih baru beroperasi sehingga faktor kapasitas tahunan PLTU diasumsikan mencapai angka 80% [3].

Kebutuhan batubara untuk pengembangan kapasitas pembangkitan di Sistem Kapuas adalah sebagai berikut :

Tabel IV .27. Kebutuhan Batubara Pembangkitan Sistem Kapuas s/d Tahun 2012

No	Tahun	Pembangkit	Kapasitas (MW)		Kebutuhan batubara /tahun (ton)	
			Pertahun	Total	Pembangkit	Total
1	2009	PLTU 2 x 25	50	50	282.800,8	282.800,8
		PLTU 3 x 55	165	215	778.518,7	1.061.319,5
2	2010	PLTU 1 x 55	55	270	259.506,2	1.320.825,7
3	2011	PLTU 1 x 55	55	325	259.506,2	1.580.331,9
4	2012	PLTU 1 x 55	55	380	259.506,2	1.839.838,1

Kebutuhan batubara untuk PLTU-PLTU di sistem Kapuas dapat dipenuhi dari kegiatan usaha penambangan batubara baik yang ada berada di Kalimantan Timur, Kalimantan Selatan maupun dari Sumatera Selatan, Jambi dan Riau yang berdekatan dengan propinsi Kalimantan Barat, dengan tingkat produksi nasional pada tahun 2007 yang sudah mencapai 100 juta ton per tahun dan diperkirakan hingga tahun 2010 tingkat produksi batubara nasional akan mencapai 177 juta ton_[10]. Keberadaan usaha penambangan batubara yang besar dengan sarana dan prasarana pendukung seperti prasarana transportasi yang memadai juga merupakan dukungan ketersediaan batubara untuk pembangkit PLTU batubara di Kalimantan Barat.

4.4.3. Analisis Sistem Mahakam di Kalimantan Timur.

4.4.3.1 Analisis Kapasitas Pembangkitan.

Perencanaan pengembangan sistem pembangkitan Sistem Mahakam di Kalimantan Timur yang dilakukan oleh PLN untuk jangka pendek sampai dengan 2 tahun kedepan sudah dapat mengurangi tingkat kemungkinan sistem kehilangan beban atau terjadi pemadaman dengan masuknya 3 unit pusat pembangkit baru milik swasta, yaitu PLTU Perusda 2 x 25 MW pada tahun 2008, PLTG PT. Menamas 1 x 20 MW dan PLTD MFO Sewa 30 MW pada tahun 2009. Nilai LOLP sudah mencapai 5 hari pertahun pada tahun 2009. Tetapi disisi lain PLN Wilayah juga harus menunda penghapusan pembangkit-pembangkit diesel (retired PLTD) yang ada di sistem Mahakam dari rencana semula pada tahun 2008 menjadi tahun 2010.

Pada tahun 2010 sampai dengan 2012, walaupun diasumsikan sudah ada tambahan pembangkitan sebesar 235 MW, nilai indeks LOLP meningkat menjadi 285 hari pertahun pada tahun 2010. Hal ini menunjukkan bahwa pengembangan pembangkit yang dilakukan belum maksimal dan mengantisipasi pertumbuhan beban beberapa tahun kedepan.

Dari hasil optimasi yang dilakukan, untuk memenuhi kriteria keandalan penyaluran sistem tenaga listrik kepada konsumen di sistem Mahakam diperlukan tambahan pembangkitan hingga 565 MW, dengan konfigurasi sebagaimana tabel 4.16, 4.18, 4.20. Dengan penambahan kapasitas sebesar 565 MW tersebut, nilai

Indeks Keandalan sudah memenuhi kriteria keandalan hingga tahun 2012 yaitu antara 2 – 5 hari pertahun.

Selanjutnya untuk menentukan kapasitas yang paling optimum untuk pengembangan sistem pembangkitan dapat dilihat dari perbandingan biaya pengembangan pembangkit dengan 3 ukuran/size unit PLTU sesuai hasil optimasi adalah sebagai berikut :

Tabel IV.28. Perbandingan Biaya Pengembangan Sistem Pembangkitan pada Sistem Mahakam s/d Tahun 2012

Unit size PLTU	Total Tambahan Kapasitas s/d 2012	Total biaya pengembangan s/d tahun 2012 (Ribu \$)	Biaya pengembangan per MW (Ribu \$)
25 MW	410 MW	624.363	1.522
65 MW	565 MW	565.571	1.001
100 MW	510 MW	595.507	1.168

Dari tabel tersebut diatas, terlihat bahwa penambahan kapasitas pembangkitan dari PLTU Batubara dengan ukuran/size 65 MW akan menghasilkan biaya produksi yang paling rendah dibandingkan dengan ukuran/size PLTU 25 MW atau PLTU 100 MW sampai dengan akhir tahun studi.

Dengan pengembangan PLTU 65 MW sampai dengan tahun 2012 sebesar 565 MW, diperoleh nilai indeks keandalan yang memenuhi kriteria keandalan yaitu sebesar 2 hari pertahun.

4.4.3.2 Analisis Jaminan Ketersediaan Batubara.

Kebutuhan batubara untuk pengembangan PLTU-PLTU batubara di sistem Mahakam dapat dihitung dengan asumsi PLTU akan digunakan sebagai base load, maka PLTU akan dioperasikan sepanjang tahun dikurangi masa pemeliharaan dan apabila terjadi gangguan atau kerusakan sehingga faktor kapasitas tahunan PLTU diasumsikan hingga 80%_[3]. Kebutuhan batubara untuk pengembangan kapasitas pembangkitan di Sistem Mahakam adalah sebagai berikut :

Tabel IV.29. Kebutuhan Batubara Pembangkitan Sistem Mahakam s/d 2012

No	Tahun	Pembangkit	Kapasitas (MW)		Kebutuhan batubara /tahun (ton)	
			Pertahun	Total	Pembangkit	Total
1	2008	PLTU 2 x 25	50	50	282.800,8	282.800,8
2	2009	-	-	50	-	282.800,8
3	2010	PLTU 4 x 65		310	1.226.975,9	1.509.776,7
4	2011	PLTU 2 x 65		440	613.480,3	2.123.257
5	2012	PLTU 1 x 65		505	306.740,1	2.429.997,1

Pembangunan PLTU-PLTU batubara di Kalimantan Timur dapat diarahkan di sekitar lokasi PLTU Perusa yaitu di Tanjung Batu, yang terletak di tepi sungai Mahakam. Selain itu berdasarkan peta potensi energi di Kalimantan Timur (lampiran 3), alternatif lokasi pembangunan PLTU Batubara adalah di kota Samarinda dan sekitarnya, yang sudah termasuk dalam sistem Mahakam dan merupakan pusat beban di Kalimantan Timur. Dengan potensi batubara yang ada di Kalimantan Timur, khususnya di kota Samarinda sebesar 92,62 juta ton dan kapasitas produksi kegiatan usaha penambangan telah mencapai 40 juta ton pertahun merupakan jaminan ketersediaan batubara untuk pusat-pusat pembangkit batubara yang akan dikembangkan disamping fasilitas infrastruktur baik untuk bongkat muat maupun transportasi darat maupun sungai yang ada sudah memadai untuk memenuhi kebutuhan batubara pusat pembangkit.

4.4.4 Sistem Barito di Kalimantan Selatan – Tengah.

4.4.4.1. Analisis Kapasitas Pembangkitan.

Tingkat keandalan sistem tenaga listrik di sistem Barito masih belum memenuhi kriteria keandalan, terlihat dari nilai indeks (LOLP) yang masih mencapai 115 hari pertahun pada tahun 2009. Dengan total tambahan kapasitas di sistem Barito yang direncanakan PLN adalah sampai tahun 2012 sebesar 260 MW, nilai indeks keandalan (LOLP) yang diperoleh masih mencapai 50 hari pertahun. Indeks keandalan terendah diperoleh pada tahun 2011 yaitu 20 hari

pertahun. Oleh karena itu masih perlu dilakukan penambahan kapasitas pembangkitan untuk memenuhi kriteria keandalan sistem tenaga listrik.

Dari hasil optimasi yang dilakukan, untuk memenuhi kriteria keandalan sistem tenaga listrik di sistem Barito sampai tahun 2012 diperlukan tambahan pembangkitan hingga 460 MW, dengan konfigurasi sebagaimana tabel 4.21, 4.23, 4.25. Dengan penambahan sebesar 460 MW, nilai indekes keandalan sudah memenuhi kriteria keandalan yaitu 2 - 5 hari pertahun. Selanjutnya untuk menentukan kapasitas yang paling optimum, dilakukan dengan membandingkan total biaya pengembangan pembangkit sampai tahun 2012 dari 3 ukuran/size unit PLTU sesuai hasil optimasi. Hasilnya perbandingannya adalah sebagai berikut :

Tabel IV.30. Perbandingan Biaya Pengembangan Sistem Pembangkitan Sistem Barito s/d Tahun 2012

Unit size PLTU	Total Tambahan Kapasitas s/d 2012	Total biaya pengembangan s/d tahun 2012 (Ribu \$)	Biaya pengembangan per MW (Ribu \$)
25 MW	385 MW	772.013	2.005
65 MW	455 MW	738.207	1.622
100 MW	460 MW	740.131	1.608

Terlihat bahwa biaya pengembangan pembangkit terendah adalah dengan pembangunan PLTU dengan ukuran/size 100 MW dengan total tambahan sebesar 460 MW. Nilai indeks keandalan (LOLP) pada tahun 2012 dengan penambahan sesuai ukuran/size tersebut sudah mencapai 2 hari/tahun.

Dan pertimbangan beban puncak sistem yang sudah mencapai 400 MW, maka pengembangan sistem pembangkitan dengan pembangunan PLTU dengan skala besar ≥ 100 MW menjadi optimum dan lebih efisien.

4.4.4.2. Analisis Jaminan Ketersediaan Batubara.

Dengan asumsi bahwa PLTU batubara di sistem Barito akan digunakan sebagai base load, maka PLTU akan dioperasikan sepanjang tahun dikurangi masa pemeliharaan dan apabila terjadi gangguan atau kerusakan. Diasumsikan faktor kapasitas tahunan PLTU mencapai angka 80% [3].

Kebutuhan batubara untuk pengembangan kapasitas pembangkitan di Sistem Barito adalah sebagai berikut :

Tabel IV.31. Tambahan Kebutuhan Batubara Pembangkitan Sistem Barito s/d2012

No	Tahun	Pembangkit	Kapasitas Total (MW)		Kebutuhan batubara /tahun (ton)	
			Pertahun	Total	Pertahun	Total
1	2010	PLTU 2 x 65 + 1 x 100	230	230	1.056.721,9	1.056.721,9
2	2011	PLTU 2 x 65	120	360	613.480,3	1.670.202,2
3	2012	PLTU 1 x 100	100	460	443.241,6	2.113.443,8

Potensi batubara yang besar dan telah diproduksi di propinsi Kalimantan Selatan dan Tengah merupakan jaminan ketersediaan bahan bakar untuk kebutuhan PLTU yang akan dibangun. Kegiatan penambangan batubara di Kalimantan Selatan dan Tengah yang kapasitas produksinya mencapai 40 juta ton pertahun dan dengan fasilitas infrastruktur yang sudah ada merupakan jaminan ketersediaan batubara untuk pengembangan PLTU di sistem Barito.

Pembangunan PLTU-PLTU dapat dilakukan di lokasi PLTU yang sudah ada yaitu PLTU Asam-asam di daerah Jorong, merupakan pilihan yang sesuai karena ketersediaan infrastruktur yang ada dan juga di Pulang Pisau Kalimantan Tengah yang merupakan jalur transportasi batubara melalui sungai Barito dan sudah terhubung dengan sistem Barito melalui jaringan transmisi 150 kV.