

TINJAUAN POTENSI TEKNIS DAN KELAYAKAN EKONOMI PLTA PADA PROYEK KERJA SAMA PEMERINTAH DENGAN BADAN USAHA BENDUNGAN MERANGIN

REVIEW OF TECHNICAL POTENTIAL AND ECONOMIC FEASIBILITY OF HYDROPOWER ON MERANGIN DAM PUBLIC PRIVATE PARTNERSHIP PROJECT

Agustia A. Larasari^{1)*} Jessica Elisabeth Sitorus²⁾ Moh. Bagus Wiratama Asad²⁾
Ary Firmana¹⁾

¹⁾ BWS Sumatera VI, Direktorat Jenderal Sumber Daya Air
Jalan Lintas Timur 1, Jambi, Indonesia

²⁾ Direktorat Bendungan dan Danau, Direktorat Jenderal Sumber Daya Air
Jalan Pattimura 20, Jakarta Selatan, Indonesia

*Correspondence Email: agustia.larasari@pu.go.id

Diterima: 15 Juni 2021; Direvisi: 14 Oktober 2021; Disetujui: 08 November 2021

ABSTRACT

One of the utilizations of a multipurpose dam that has socio-economic value during its operation is electricity generation. The addition of a hydropower component to a PPP project is quite a challenge due to substantial uncertainty related to hydrological aspects that will impact electricity production and revenue, as well as high initial investment costs for generating units. This study aims to map the technical potential of hydropower and evaluate the economic feasibility of hydropower in the Merangin Dam PPP Project. The potential for power and energy generation is obtained through simulations of the hydropower operation for 19 years using hydrological data, HEC-HMS model generated-data, and dam engineering design. According to the results, the technical potential of hydropower can produce, on average, power of $P_p = 103.8$ MW during peak load, $P_b = 98.53$ MW during base load, and total energy of 636.66 GWh/year. The economic potential is evaluated through social cost-benefits analysis (SCBA) by estimating the additional benefits obtained from the hydropower compared to the PPP structure of the Merangin Dam without hydropower. Through SCBA, the addition of hydropower to the Merangin Dam PPP structure has an EIRR value of 35.24%, NPV of Rp. 2.104.212.122.723,- and BCR = 3.06. Based on these indicators, the provision of hydropower plants is considered economically feasible because the benefits that will be generated and obtained by the community are higher than the economic costs incurred.

Keywords: Technical potential, economic feasibility, hydropower plant, multipurpose dam, PPP

ABSTRAK

Salah satu pemanfaatan bendungan multiguna yang memiliki nilai ekonomi-sosial selama masa operasi bendungan adalah pembangkitan listrik. Penambahan komponen Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA) pada struktur proyek KPBU menjadi tantangan tersendiri karena adanya ketidakpastian substansial terkait aspek hidrologi yang berimbas pada produksi listrik, pendapatan, dan biaya investasi unit pembangkit yang tinggi. Studi ini bertujuan untuk memetakan potensi teknis PLTA dan mengevaluasi kelayakan ekonomi PLTA pada Proyek KPBU Bendungan Merangin. Potensi daya dan pembangkitan energi diperoleh melalui simulasi pola operasi PLTA selama 19 tahun menggunakan data hidrologi, data bangkitan model HEC-HMS, dan data teknis perencanaan bendungan. Berdasarkan hasil simulasi diperoleh estimasi potensi teknis PLTA yaitu rerata daya, $P_p = 103,8$ MW saat peak load, $P_b = 98,53$ MW saat base load, dan total energi 636,66 GWh/tahun. Potensi ekonomi dievaluasi melalui Analisis Manfaat dan Biaya Sosial (ABMS) dengan memperkirakan manfaat tambahan yang diperoleh dengan adanya PLTA dibandingkan dengan struktur KPBU Bendungan Merangin tanpa PLTA. Melalui ABMS, penambahan PLTA pada struktur KPBU Bendungan Merangin memiliki nilai EIRR 35,24%, NPV Rp 2.104.212.122.723,- dan BCR sebesar 3,06. Berdasarkan indikator tersebut, penyediaan PLTA dinilai layak secara ekonomi karena manfaat yang akan dihasilkan dan diperoleh oleh masyarakat lebih tinggi dibandingkan dengan biaya ekonomi yang dikeluarkan.

Kata kunci: Potensi teknis, kelayakan ekonomi, PLTA, bendungan multiguna, KPBU

PENDAHULUAN

Kebijakan dan pembangunan pada pengelolaan Bendungan di Indonesia didasarkan pada pemenuhan kebutuhan air, pangan, dan ketenagaan. Pembangunan dan pengelolaan bendungan diharapkan dapat menjadi bentuk upaya untuk menyejahterakan rakyat dengan tetap memperhatikan dampak terhadap perkembangan sosial dan keberlanjutan lingkungan.

Salah satu tantangan utama yang dihadapi dalam penyediaan infrastruktur berskala besar seperti bendungan adalah adanya *funding-gap* antara kebutuhan investasi infrastruktur dengan keterbatasan keuangan negara (APBN). Ke depannya, pemerintah mendorong penggunaan pola Kerjasama Pemerintah dengan Badan Usaha (KPBU) sebagai tulang punggung pembiayaan pembangunan infrastruktur bendungan sehingga berbagai sumber daya dan risiko dalam proses penyediaannya dapat dialokasikan bersama dengan badan usaha.

Bendungan Merangin yang terletak di Kecamatan Renah Pembarap, Kabupaten Merangin, Provinsi Jambi, merupakan proyek infrastruktur sumber daya air pertama pada subsektor *multipurpose dam* yang saat ini tengah dalam penyiapan proses KPBU. Karena perannya sebagai *pilot project* KPBU keairan dengan kompleksitas yang tinggi, pemerintah selaku pemrakarsa masih berupaya memetakan skema, struktur proyek, dan bentuk kerjasama yang memenuhi kelayakan dari berbagai sisi.

Di samping mendukung peningkatan kapasitas tampung per kapita Indonesia, pembangunan Bendungan Merangin menjadi kebutuhan yang mendesak untuk membangkitkan daya ungkit pengembangan wilayah di sekitarnya. Struktur Bendungan Merangin memiliki fungsi sebagai struktur pengendali banjir di Kabupaten Merangin, dengan tampungan waduk yang diproyeksi memiliki jangka waktu melayani 50 tahun sebagai sumber pasokan air baku untuk SPAM berkapasitas hingga 2.000 liter/s, air irigasi bagi potensi lahan seluas 12.000 Ha, pembangkit listrik (PLTA), serta pengembangan sektor pariwisata.

Wilayah Kabupaten Merangin memiliki topografi berupa perbukitan dan pegunungan serta curah hujan tinggi menjadikan kombinasi yang potensial untuk PLTA. Bendungan Merangin didesain memiliki volume tampungan total sebesar 175,16 juta m³ dengan tinggi jatuh (*head*) setinggi 73,0 meter pada elevasi muka air normal (PT. Virama Karya (Persero), 2018). Berdasarkan karakteristik tersebut Bendungan Merangin termasuk ke dalam kategori Bendungan Besar

(International Commission on Large Dams, n.d.) yang memiliki potensi pembangkitan listrik bertekanan tinggi ($H > 50\text{m}$). Dengan keberadaan waduk, energi potensial dan kinetik dapat diperoleh melalui pelepasan air tampungannya. Produksi energi untuk PLTA dapat dilakukan setelah prioritas untuk kebutuhan suplai air baku, air irigasi, dan air konservasi terpenuhi.

Penambahan komponen PLTA pada struktur proyek KPBU menjadi tantangan tersendiri karena adanya sejumlah ketidakpastian substansial terkait aspek hidrologi yang berdampak ketidakpastian pada pembangkitan dan pendapatan listrik. Kendala utama dalam pengembangan pembangkit energi terbarukan adalah biaya pembangkitan yang masih lebih tinggi dibandingkan dengan pembangkit fosil. Biaya konstruksi PLTA (*capex*) yang tinggi akan meningkatkan investasi awal perusahaan. Di samping itu terdapat penambahan risiko dampak lingkungan dan/atau sosial, juga pengaruh ketidakpastian regulasi dan kebijakan tentang sistem kelistrikan di masa depan (Sugiyono & Wijaya, 2020).

Di sisi lain, selama debit sungai terus dipertahankan dan komponen pembangkit terpelihara dengan baik, listrik tenaga air akan terus tersedia melalui pola operasi yang dapat diatur dan diprediksi. Kondisi ini bukan hanya menyediakan pasokan listrik dan pendapatan yang stabil bagi Proyek KPBU, dalam konteks upaya pembangunan berkelanjutan pemanfaatan potensi PLTA di Bendungan Merangin merupakan bentuk komitmen pengurangan emisi GRK sebesar 29% di bawah *business as usual* pada tahun 2030 serta mengejar target bauran energi terbarukan (EBT) 23% pada tahun 2025 yang hingga saat ini masih tertinggal (*Peraturan Pemerintah No. 79 Tahun 2014 Tentang Kebijakan Energi Nasional*, 2014; *Peraturan Presiden Republik Indonesia Nomor 22 Tahun 2017 Tentang Rencana Umum Energi Nasional*, 2017).

Studi ini secara khusus mengkaji potensi PLTA yang telah termuat di dalam rangkaian studi perencanaan Bendungan Merangin (PT. Ciriayasa Rancangbangun Mandiri KSO, 2019; PT. Mettana Engineering Consultant, 2017; PT. Virama Karya (Persero), 2018; PT. Virama Karya (Persero) KSO, 2019). Kajian ini bertujuan untuk memetakan potensi teknis PLTA dan mengevaluasi kelayakan ekonominya di dalam proyek Bendungan Merangin guna mendukung proses pengambilan keputusan pada penentuan struktur proyek KPBU.

METODE PENELITIAN

Mengacu pada studi perencanaan teknis terdahulu, direncanakan sebuah unit PLTA akan

ditempatkan pada sisi hilir Bendungan Merangin. Bangunan pengambilan air untuk PLTA didesain terintegrasi dengan kebutuhan air untuk irigasi, air baku untuk air minum, dan aliran pemeliharaan sungai. Berdasarkan elevasi muka air normal waduk, PLTA di Bendungan Merangin termasuk kategori tinggi menengah ($30 < h < 100$ m). PLTA dengan waduk tampungan (bukan PLTA *run off river*) memiliki kapasitas yang handal karena memanfaatkan tampungan yang cukup besar sehingga diproyeksikan dapat beroperasi pada saat beban puncak (*peak load*) maupun *off-peak* (*base load*).

Lokasi Studi

Daerah rencana Bendungan Merangin terletak di Sub Daerah Aliran Sungai (Sub-DAS) Merangin, Provinsi Jambi, yang termasuk dalam Daerah Aliran Sungai (DAS) Batang Tembesi, Wilayah Sungai Batanghari. Lokasi as Bendungan Merangin direncanakan berada di Desa Simpang Parit, Kecamatan Ranah Pembarap dengan koordinat: $2^{\circ}10'9,59''$ LS dan $102^{\circ} 1'8,20$ BT. Lokasi Bendungan Merangin dipilih melalui analisis multi-kriteria berdasarkan aspek teknis, biaya, dan sosial. Dari empat (4) alternatif yang tersedia dipilih satu (1) alternatif yang memiliki skor tertinggi yang unggul pada kondisi tanah pondasi, ketersediaan lahan, dan tinggi bendungan utama (PT. Mettana Engineering Consultant, 2017). Data teknis mengenai Bendungan Merangin secara lengkap disajikan pada **Tabel 1** di bawah ini.

Tabel 1 Data Teknis Bendungan Merangin

Komponen Pembanding	Unit	
Bendungan Utama		
Elevasi puncak bendungan	m	+229,0
Elevasi pondasi bendungan	m	+135,0
Panjang As	m	335
Tinggi bendungan	m	94
Lebar puncak bendungan	m	12
Jenis & Tipe		
Tipe Bendungan	Urugan inti lempung	
Waduk/Tampungan		
Luas Genangan Normal	Ha	686,76
Luas Genangan Puncak (Q_{pmf})	Ha	900,43
Volume Tampungan Mati	juta m ³	71,62
Volume Tampungan Efektif	juta m ³	103,55
Volume Tampungan Banjir	juta m ³	53,4
Volume Tampungan Normal	juta m ³	175,16

Daerah Aliran Sungai (DAS)

Lokasi Bendungan Merangin terletak di Sungai Merangin yang memiliki sejumlah anak-anak sungai, yaitu Sungai Siulak, Sungai Tebing Tinggi, Sungai Kapur, Sungai Kuning, Sungai Laau, dan Batang Nilo. Luas DAS sampai ke lokasi rencana as bendungan Merangin adalah 2.461,94 km^2 . Di sebelah hulu Bendungan Merangin terdapat Danau Kerinci dengan luas daerah tangkapan air sebesar 1.014,86 km^2 . Untuk kebutuhan analisis hidrologi, DAS Bendungan Merangin dibagi menjadi enam (6) sub-DAS sebagai berikut:

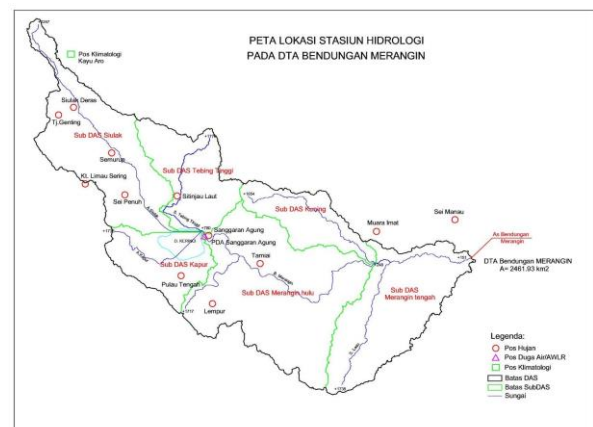
Tabel 2 Data DAS Bendungan Merangin

No	Sub DAS	Luas (km^2)	Panjang sungai (km)
1.	Sub DAS Siulak	504,51	67,68
2.	Sub DAS Tebing Tinggi	283,82	33,59
3.	Sub DAS Kapur	226,53	27,08
4.	Sub DAS Merangin Hulu	772,21	64,45
5.	Sub DAS Kuning	202,28	40,00
6.	Sub DAS Merangin Tengah	472,05	53,73
DAS Bendungan Merangin		2.461,93	148,46

sumber: (PT. Virama Karya (Persero) KSO, 2019)

Data Hidrologi

Untuk melakukan analisis ketersediaan air pada DAS Merangin, data yang diperlukan meliputi data curah hujan, data debit, data muka air, data klimatologi, serta data pendukung lainnya. Seluruh data hidrologi sebagaimana disajikan pada **Tabel 3** diperoleh dari stasiun hidrologi yang terletak di sekitar DAS Merangin (**Gambar 1**). Untuk kebutuhan analisis ini panjang durasi data hujan yang digunakan adalah 20 tahun.



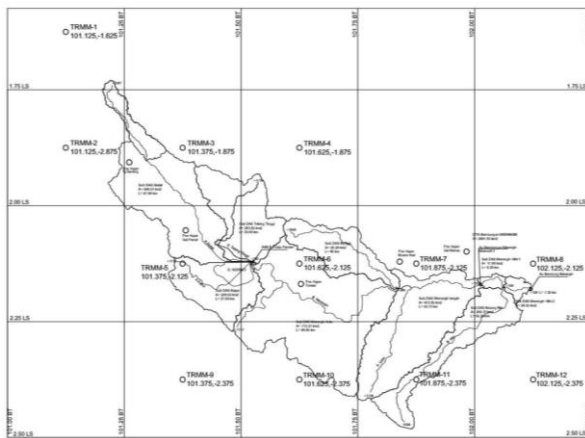
sumber: (PT. Virama Karya (Persero) KSO, 2019)

Gambar 1 Peta DAS Merangin dan Lokasi Stasiun Hidrologi

Tabel 3 Daftar Stasiun Hidrologi DAS Merangin

No.	Nama Stasiun	Lokasi		Periode	Jumlah data
A	Data Hujan				
1	Siulak Deras	1° 53' 08" LS	101° 18' 47" BT	'80 – 81, '84 – 87, '00 – 17	25
2	Tanjung Genting	1° 54' 42" LS	101° 15' 42" BT	2000 – 2017	18
3	Sanggaran Agung	2° 07' 35" LS	101° 31' 37" BT	2009 – 2017	9
4	Tamiai	2° 08' 10" LS	101° 39' 40" BT	2000, 2002 – 2017	17
5	Muara Imat	2° 07' 27" LS	101° 50' 26" BT	1999 – 2017	18
6	Sei Manau	2° 06' 09" LS	101° 59' 00" BT	2000 – 2017	18
7	Semurup	2° 02' 23" LS	101° 22' 30" BT	1996 – 2005	10
8	Sei Penuh	2° 04' 17" LS	101° 23' 36" BT	1978 – 2011	33
9	Pulau Tengah	2° 12' 30" LS	101° 20' 10" BT	1996 – 2005	10
10	Kt. Limau Sering	2° 08' 10" LS	101° 38' 20" BT	1996 – 2005	10
11	Lempur	1° 38' 30" LS	101° 20' 38" BT	1981 – 2007	27
12	Sitinjau Laut	2° 04' 03" LS	101° 23' 40" BT	1983 - 2014	32
B	Data Klimatologi				
	Kayu Aro	1° 45' 34" LS	101° 17' 23" BT	2009 - 2016	8
C	Data Debit				
	Sanggaran Agung	2° 07' 30" LS	101° 31' 25" BT	2009 - 2016	8

sumber: (PT. Virama Karya (Persero) KSO, 2019)



sumber: (PT. Virama Karya (Persero) KSO, 2019)

Gambar 2 Peta Grid Data Hujan Satelit TRMM

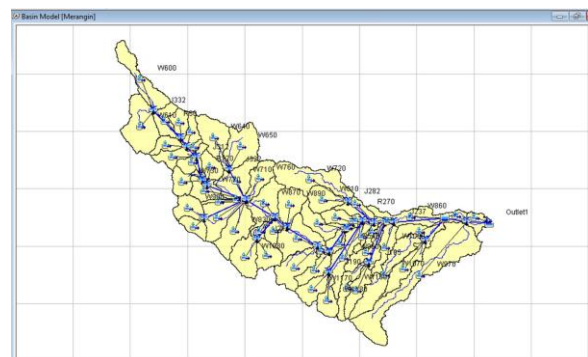
Melalui proses verifikasi data hidrologi, ditemukan sejumlah kekosongan dan periode data yang tidak kontinyu pada sebagian besar pos hujan. Untuk mengatasi kekurangan data pada pos hujan, tahapan analisis berikutnya digunakan data hujan yang diperoleh dari satelit *Tropical Rainfall Measuring Mission* (TRMM). Dengan kata lain, sebagai dasar perhitungan hujan rencana diambil dari data pos hujan dikombinasikan dengan data satelit periode 1998 – 2018 yang telah melalui proses validasi dan koreksi.

Data debit dan data muka air diambil dari Pos Duga Air Sanggaran Agung di lokasi outlet Danau Kerinci. Data ini selanjutnya digunakan pada proses kalibrasi parameter model hujan-limpasan yang dilakukan menggunakan HEC-HMS. Data pendukung lainnya meliputi peta tata guna lahan dan peta jenis tanah di DAS Merangin.

Ketersediaan Air

Analisis ketersediaan air permukaan umumnya menggunakan debit andalan sebagai acuan. Debit andalan adalah besaran debit pada suatu titik tinjau di suatu sungai dimana debit tersebut merupakan gabungan antara limpasan langsung (*run-off*) dan aliran dasar (*baseflow*).

Dilakukan pemodelan hujan-aliran berdasarkan data hujan, evapotranspirasi, dan parameter model untuk melengkapi data debit yang tidak tersedia pada pos hujan. Ketersediaan air di lokasi studi dimodelkan menggunakan *software* HEC-HMS dengan membagi DAS ke dalam 59 sub DAS (**Gambar 3**).



sumber: (PT. Virama Karya (Persero) KSO, 2019)

Gambar 3 Pemodelan DAS Merangin menggunakan HEC-HMS

Pemodelan dilakukan melalui dua tahap perhitungan yaitu model kalibrasi dan model prediksi. Karena dibutuhkan data yang menerus tanpa kekosongan maka analisis menggunakan data hujan harian TRMM terkoreksi. Metode sub model

yang digunakan adalah: *Canopy* menggunakan metode *Simple Canopy*, *loss method* dengan metode *Deficit Constant*, hidrograf satuan sintetik metode SCS, *routing* dengan metode *Muskingum Cunge*, dan *linear reservoir* untuk *baseflow*. Dalam pemodelan terdapat dua model tampungan (*reservoir*), yaitu tampungan Danau Kerinci dan Rencana Waduk Merangin.

Berdasarkan hasil kalibrasi pada model HEC-HMS diasumsikan parameter terkalibrasi dapat digunakan untuk membangkitkan data *inflow* waduk Merangin. Pembangkitan data *inflow* dilakukan berdasarkan data hujan harian TRMM 1998-2018 yang kemudian menghasilkan rangkaian data debit harian sepanjang 21 tahun.

Ketersediaan air dihitung berdasarkan data debit untuk kondisi rata-rata, misal debit andalan 80%, 90%, dan 95%. Nilai andalan mencerminkan besarnya debit tertentu yang kejadiannya dihubungkan dengan probabilitas atau periode ulang tertentu.

Kurva durasi-aliran (*flow duration curve, FDC*) digunakan untuk menduga ketersediaan aliran dari waktu ke waktu. Kurva durasi aliran berfungsi untuk mengevaluasi ketersediaan aliran yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkitan daya listrik pada lokasi, serta penentuan debit rencana yang akan digunakan dalam memilih tipe turbin yang sesuai dengan karakteristik aliran.

Kebutuhan Air

Bendungan Merangin ditargetkan berfungsi untuk memenuhi kebutuhan air, pangan, dan tenaga listrik. Waduk Merangin diharapkan dapat mencukupi kebutuhan air baku, air irigasi, dan potensi PLTA berturut-turut sesuai prioritas pemenuhannya. dengan tetap menjaga aliran permukaan sungai untuk kebutuhan konservasi di hilir Bendungan.

Debit yang digunakan untuk kebutuhan PLTA disesuaikan dengan debit optimum berdasarkan pola operasional waduk. Untuk memaksimalkan produksi energi PLTA, setelah semua kebutuhan air terpenuhi, maka diberikan tambahan pelepasan debit untuk PLTA.

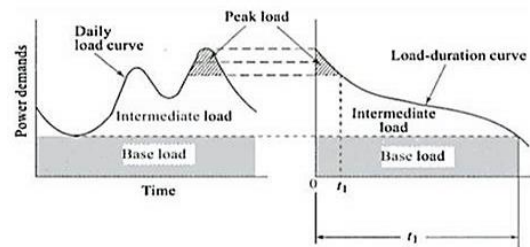
Energi listrik pada kondisi beban puncak (*peak load*) diberi harga yang lebih tinggi dibandingkan pada periode di luar beban puncak (*off-peak* atau *base load*) dalam operasi harian PLTA. Karena itu diupayakan air tampungan disimpan dan dialokasikan maksimum untuk operasional PLTA pada periode *peak load*. Aliran yang tersedia untuk beroperasi pada periode *peak load* ditentukan melalui persamaan berikut:

$$Q_p \leq \frac{t_b - t_p}{t_p} (Q_i - Q_{ol}) \dots \dots \dots (1)$$

Aliran yang tersedia untuk beroperasi pada periode *base load* adalah:

$$Q_b = \frac{24(Q_i - Q_{ol}) - t_p Q_p}{t_b}, Q_b > Q_{min} \dots \dots \dots (2)$$

dengan Q_p : debit *peak load* (m^3/s), Q_b : debit *base load* (m^3/s), Q_i : debit *inflow* (m^3/s), Q_{ol} : debit *outflow* lain-lain (m^3/s), Q_{min} : aliran minimum turbin (m^3/s), t_p : periode *peak load*, dan t_b : periode *base load* (jam).



sumber: (Nag, 2002)

Gambar 4 Tipikal kurva beban harian dan kurva durasi beban

Pola Operasi Waduk

Pola operasi waduk disusun sebagai pedoman operasi pasca pembangunan. Pengeluaran (*release*) air pada waduk multiguna perlu dikelola dengan mempertimbangkan semua fungsi pemanfaatannya diikuti dengan asumsi bahwa perkiraan aliran masuk di masa depan mengandung ketidakpastian. Kaji ulang pola operasi perlu dilakukan secara periodik dengan mengacu pada data hidrologi dan meteorologi terkini, serta mempertimbangkan dampak dari perubahan iklim dan rusaknya tutupan lahan di bagian hulu DAS yang mengakibatkan perubahan aliran masuk ke waduk.

Simulasi pola operasi waduk didasarkan pada neraca air, target pencapaian kebutuhan, dan nilai reliabilitas pelayanan air yang ditetapkan. Operasi waduk disimulasikan melalui persamaan yang terdiri atas parameter aliran masuk (*inflow, I*), aliran keluar (*outflow, O*), dan perubahan tampungan ($\Delta storage$). *Inflow* merupakan aliran sungai yang masuk ke waduk. *Outflow* terdiri dari *release* untuk air baku, irigasi, konservasi, dan pembangkit listrik. Limpasan air dari pelimpah dihitung secara terpisah dari *outflow*. Kondisi tersebut dapat dituliskan dalam persamaan sebagai berikut:

$$I - O = \Delta_{storage} \dots \dots \dots (3)$$

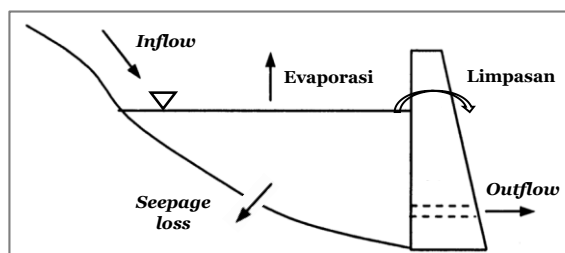
Perubahan tampungan waduk adalah besarnya perubahan volume air tampungan yang mengacu pada lengkung kapasitas waduk:

$$\Delta_{storage} = S_{t+1} - S_t \dots \dots \dots (4)$$

Volume tampungan pada saat $t+1$ diperoleh melalui persamaan:

$$S_{t+1} = S_t + I_t + P_t - (O_t + O_{st} + E_t + R_t) \dots (5)$$

dengan S : tampungan (juta m^3), I : inflow setiap satuan waktu (m^3), O : outflow setiap satuan waktu (m^3), E : kehilangan air akibat evaporasi (mm/hari), R : kehilangan air akibat rembesan resapan (0,03% $Storage\ vol.$, m^3), O_s : limpasan melalui pelimpah (m^3), dan t : langkah waktu.

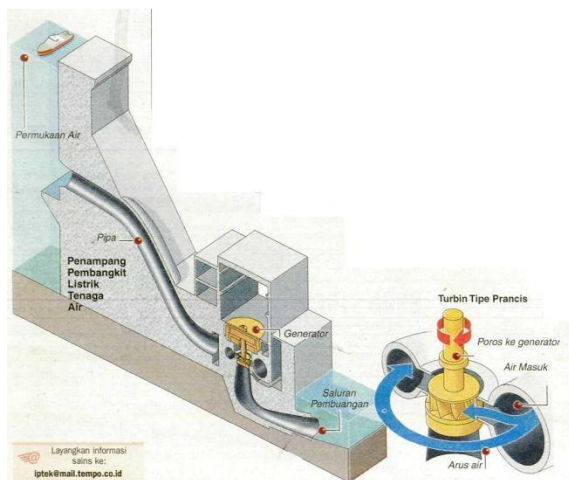


sumber: (Pusat Pendidikan dan Pelatihan Sumber Daya Air dan Konstruksi, 2017)

Gambar 5 Neraca air waduk

Komponen Bangunan PLTA

Bendung merupakan komponen terpenting pada sebuah PLTA. Waduk di belakang struktur bendung menampung air yang elevasinya menentukan energi potensial pembangkitan listrik. Semakin tinggi muka air, semakin tinggi pula potensi energi yang dihasilkan.



Gambar 6 Skema PLTA di hilir bendungan

Pintu intake dibangun di sisi dalam bendungan untuk mengalirkan air tampungan sesuai kebutuhan pemanfaatan. Air dikontrol melalui pengaturan lebar bukaan pintu. Ketika pintu pengontrol dibuka maka air mengalir karena gravitasi melalui saluran ke unit PLTA.

Saluran yang panjang membawa air ke unit pembangkit disebut sebagai pipa *penstock* (pipa pesat). Debit air yang dialirkan oleh pipa dapat diatur menggunakan pintu pengontrol. Diameter pipa *penstock* perlu dioptimalkan untuk memperoleh kesetimbangan antara keuntungan produksi listrik dan biaya konstruksi pipa yang tinggi. Sebagian besar PLTA yang telah terbangun memiliki lebih dari satu unit pembangkit listrik.

Aliran pada *penstock* berakhir ke unit pembangkit listrik yang menyimpan turbin dan generator. Air berkecepatan tinggi menggerakkan bilah-bilah dan menyebabkan poros turbin berputar. Poros turbin berada dan bergerak di dalam generator, memproduksi arus bolak-balik di dalam generator. Rotasi poros di dalam generator yang menghasilkan medan magnet yang diubah menjadi listrik melalui induksi medan elektromagnetik.

Estimasi Potensi Teoritis

Nilai bangkitan listrik pada suatu PLTA merupakan fungsi dari debit aliran dan tinggi jatuh air pada lokasi tertentu. Selain itu, bangkitan daya listrik juga bergantung pada efisiensi turbin dan generator serta kehilangan tekanan (*head loss*) pada bangunan pengambilan (*intake*) dan pipa pesat (*penstock*). Perlu diingat pula bahwa ketersediaan daya bergantung pada variasi debit aliran dari hari ke hari dan juga tahun ke tahun. Ketersediaan daya pada konsep perencanaan PLTA berbanding lurus dengan debit aliran dan tinggi jatuh. Keluaran daya listrik pada sistem PLTA dapat diperkirakan melalui rumus umum berikut:

$$P = \eta \rho g Q H \dots \dots \dots (6)$$

dimana P : daya mekanik yang diproduksi oleh poros turbin (watt), η : efisiensi unit pembangkit, ρ : kerapatan air (1000 kg/m^3), g : percepatan gravitasi ($9,81\text{ m/s}^2$), Q : volume debit aliran yang melewati turbin (m^3/s), dan H : tinggi jatuh aliran yang melintasi turbin (m).

Kehilangan energi

Kehilangan tinggi energi adalah menurunnya besarnya energi akibat gesekan maupun kontraksi yang terjadi selama proses pengaliran. Perhitungan kehilangan pada saluran tertutup dapat dibagi menjadi dua bagian yaitu kehilangan tinggi mayor dan kehilangan tinggi minor, yang dalam studi oleh BWS Sumatera VI (2019) meliputi kehilangan di inlet, transisi, belokan, percabangan-pertemuan, pintu/katup, saringan, dan akibat gesekan.

Tinggi jatuh efektif merupakan selisih antara elevasi muka air pada waduk (EMAW) dengan *tail water level* (TWL) dikurangi dengan total kehilangan tinggi tekan (Ramos et al., 2013):

$$H_{ef} = EMAW - TWL - h_l \dots\dots\dots (7)$$

dimana H_{ef} : tinggi jatuh efektif (m), $EMAW$: elevasi muka air waduk atau hulu bangunan pengambilan (m), TWL : tail water level (m), dan h_l : total kehilangan tinggi tekan (m).

Efisiensi turbin juga sangat tergantung kepada pengaruh dari debit aktual dalam turbin dengan debit desain turbin (Q/Q_d). Pertimbangan terkait efisiensi sangat penting untuk membandingkan berbagai pilihan jenis turbin dan kinerjanya dalam kondisi aliran rendah.

Faktor kapasitas

Faktor kapasitas (CF) digunakan untuk menghitung kapasitas suatu pembangkit dalam memproduksi listrik selama 1 tahun penuh (setara 8.760 jam). Nilai faktor kapasitas menggambarkan keseimbangan antara kapasitas pembangkit terpasang dan ketersediaan debit untuk PLTA serta faktor lainnya, misal terjadinya sedimentasi berlebih pada waduk (Lukas et al., 2017). Faktor kapasitas PLTA idealnya terletak pada rentang 50% - 70% guna memperoleh pengembalian investasi yang memuaskan (Uhunmwangho & Okedu, 2009).

Berdasarkan peraturan yang berlaku, PLTA dengan kapasitas lebih dari 10 MW dapat beroperasi dengan faktor kapasitas tergantung kebutuhan beban sistem (*Peraturan Menteri Energi Dan Sumber Daya Mineral Nomor 53 Tahun 2018 Tentang Perubahan Atas Peraturan Menteri Energi Dan Sumber Daya Mineral Nomor 50 Tahun 2017 Tentang Pemanfaatan Sumber Energi Terbarukan Untuk Penyediaan Tenaga Listrik*, 2018). Dalam praktiknya faktor kapasitas tahunan untuk PLTA berkisar antara 30% - 50%.

$$CF = \frac{E}{P \times 8760} \dots\dots\dots (8)$$

dimana CF : faktor kapasitas (%), E : produksi energi tiap tahun (kWh/tahun), dan P : kapasitas pembangkit terpasang (MW).

Forced Outage Rate

Forced Outage (pemadaman paksa) merupakan kondisi penghentian darurat ketika unit pembangkit mengalami kegagalan yang tidak diprediksi. Kombinasi antara frekuensi dan durasi pemadaman menjadi sumber ketidakpastian operasional PLTA yang berimbas pada turunnya penjualan listrik dan tingkat pendapatan (Agrawal, 2018). *Forced Outage Rate* merepresentasikan seberapa sering sebuah unit pembangkit mengalami gangguan dan mengindikasikan turunnya keandalan suatu unit pembangkit. FOR biasanya diukur untuk masa satu tahun dan didefinisikan sebagai:

$$FOR = \frac{t_o}{t_p + t_o} \dots\dots\dots (9)$$

dengan FOR : forced outage rate (%), t_o : jumlah durasi gangguan unit pembangkit (jam), dan t_p : jumlah durasi operasi (jam).

Estimasi Potensi Teknis

Produksi energi tahunan dihitung berdasarkan luaran daya sepanjang periode operasional unit pembangkit. Daya ditentukan oleh kapasitas rencana dan debit *outflow* dengan periode harian. Perhitungan energi secara teknis menggunakan rumus berikut:

$$E = 9,8 \times Q \times H_{ef} \times \eta_g \times \eta_t \times 24 \times n \dots (10)$$

dimana E : energi tiap satu periode (kWh), Q : debit outflow (m^3/s), H_n : tinggi jatuh efektif (m), η_g : efisiensi generator, η_t : efisiensi turbin, dan n : jumlah hari dalam satu periode.

Energi efektif diperoleh dengan energi yang diperoleh dari persamaan (10) dikalikan dengan *forced outage rate*.

$$E_{ef} = E \times (100 - FOR)\% \dots\dots\dots (11)$$

Tinjauan Kelayakan Ekonomi

Pada umumnya, kelayakan keuangan suatu proyek menjadi dasar bagi investor untuk melakukan keputusan investasi. Namun, proyek infrastruktur yang menggunakan dana publik juga harus didasarkan pada adanya manfaat dari proyek infrastruktur tersebut bagi masyarakat maupun perekonomian nasional. Tinjauan ekonomi pada studi ini ditekankan pada aspek kelayakan ekonomi proyek melalui Analisis Biaya dan Manfaat dan Sosial (ABMS).

Salah satu kriteria kelayakan proyek infrastruktur baru adalah proyek yang direncanakan tersebut harus layak secara ekonomi. Kelayakan ekonomi diukur dengan membandingkan Tingkat Pengembalian Ekonomi (*Economic Internal Rate of Return*, EIRR) dengan tingkat diskonto sosial, berdasarkan hasil Analisis Biaya dan Manfaat Sosial (ABMS). Secara keseluruhan, ABMS merupakan alat pengambilan keputusan yang digunakan oleh pemerintah untuk menganalisis manfaat ekonomi bersih dari suatu proyek, termasuk proyek-proyek KPBU (*Peraturan Menteri PPN/Kepala Bappenas Nomor 2 Tahun 2020 Tentang Perubahan Atas Peraturan Menteri Perencanaan Pembangunan Nasional/Kepala Badan Perencanaan Pembangunan Nasional Nomor 4 Tahun 2015 Tentang Tata Cara Pelaksanaan Kerja Sama Pemerintah Dengan Badan Usaha Dalam Penyediaan Infrastruktur*, 2020).

ABMS merupakan sebuah pendekatan yang dapat mengevaluasi manfaat bersih dari sebuah proyek. ABMS merupakan teknik yang digunakan secara luas untuk menilai kesuksesan relatif investasi secara teoritis meskipun dihadapkan pada sejumlah ketidakpastian terkait valuasi eksternalitas (Moran et al., 2018), valuasi dampak, kesulitan dalam penilaian risiko dan ketidakpastian, serta efek makroekonomi (Aylward et al., 2001). Beberapa proyek infrastruktur mungkin layak secara finansial tetapi berdampak negatif terhadap kesejahteraan masyarakat. Di sisi lain, proyek-proyek infrastruktur lainnya mungkin tidak layak secara finansial, namun memiliki dampak positif bagi masyarakat.

Analisis Biaya Manfaat Sosial

Analisis Biaya Manfaat Sosial (ABMS) dalam studi ini ditujukan untuk mengestimasi dampak bersih dari tersedianya PLTA pada skema KPBU. Perhitungan manfaat ekonomi membahas manfaat tambahan yang diperoleh dengan skenario adanya PLTA dibandingkan dengan skenario tanpa PLTA.

Proyek investasi publik pada umumnya menimbulkan biaya dan menghasilkan manfaat pada titik waktu yang berbeda. Untuk memutuskan apakah proyek publik tersebut bermanfaat secara sosial atau tidak, semua biaya dan manfaat dievaluasi pada nilai saat ini menggunakan tingkat diskonto sosial (*social discount rate*). ABMS akan mencakup biaya dan manfaat ekonomi Proyek selama jangka waktu perjanjian KPBU dari perspektif pemangku kepentingan terkait, yaitu pemerintah, investor dan pengguna. Skenario ABMS dalam studi ini menggunakan jangka waktu KPBU selama 33 tahun, dengan asumsi periode konstruksi 3 selama tahun dilanjutkan operasional selama 30 tahun.

Nilai asumsi untuk perhitungan ABMS untuk pembangunan PLTA di Bendungan Merangin melalui skema KPBU ditampilkan dalam **Tabel 4**.

Tabel 4 Skenario ABMS PLTA

Manfaat	Formula
Adanya listrik	67* pendapatan listrik
Penyerapan tenaga kerja pada masa konstruksi	0,17* <i>capex</i>
Penyerapan tenaga kerja pada masa kerjasama	0,17* <i>opex</i>
Penerimaan badan BPJSDA	0,95*PPH badan
Pajak Air Permukaan	Rp27/kWh
	Rp7,5/kWh
Biaya	Formula
Biaya <i>Capex</i>	0,85* <i>capex</i>
Biaya <i>Opex</i>	0,85* <i>opex</i>

Analisis ekonomi mengkalkulasi nilai dari komponen ekonomi, yang meliputi komponen biaya

konstruksi/biaya langsung, biaya administrasi, biaya jasa konsultan, biaya tak terduga serta biaya operasional dan pemeliharaan saja yaitu dengan mengalikan biaya-biaya tersebut dengan suatu faktor konversi. Penggunaan faktor konversi ini dimaksudkan untuk mendapatkan nilai ekonomi dari nilai finansial karena harga finansial seringkali bukanlah nilai sebenarnya dikarenakan adanya faktor subsidi, cukai, dan sebagainya.

Tingkat kelayakan program dievaluasi dengan beberapa kriteria investasi: *Economic Net Present Value* (ENPV), *Economic Internal Rate of Return* (EIRR), dan *Benefit-Cost Ratio* (BCR). Jika nilai EIRR > *social discount rate*, maka dapat dinyatakan bahwa proyek tersebut layak dilaksanakan.

Net Present Value (NPV)

Merupakan selisih antara *Present Value Benefit* dikurangi dengan *Present Value Cost*. NPV dari suatu proyek dikatakan layak secara finansial ketika yang menghasilkan nilai yang positif. NPV dapat dihitung dengan rumus:

$$NPV = \sum_{i=1}^n NB_i(1+i)^{-n} \dots\dots\dots (12)$$

Dengan Net benefit, NB : $PV_{\text{manfaat}} - PV_{\text{biaya}}$, C : biaya investasi+operasi, B : manfaat yang telah didiskon, C : biaya yang telah didiskon, i : faktor diskon (%), dan n : waktu (tahun).

Economic Internal Rate of Return (EIRR)

Seluruh biaya dan manfaat ekonomi dievaluasi berdasarkan nilai saat ini (*present value*), dengan menggunakan tingkat diskonto sosial. Pendekatan untuk tingkat diskonto sosial, ditentukan berdasarkan biaya peluang yang dialokasikan untuk investasi publik. Tingkat pengembalian yang dihitung sebagai akibat dari analisis ekonomi akan menjadi EIRR, dengan nilai bersih saat ini (*Net Present Value*) dari biaya dan manfaat finansial proyek yang telah disesuaikan.

Pada umumnya EIRR tidak setara dengan tingkat pengembalian finansial, karena adanya perbedaan dampak positif/negatif terhadap masyarakat yang diperhitungkan dalam analisis ekonomi tetapi tidak diperhitungkan dalam analisis finansial. EIRR mencakup seluruh manfaat finansial dan manfaat non-finansial yang dinyatakan dalam unit moneter dari suatu proyek yang dinyatakan dalam satuan uang.

Nilai EIRR akan dibandingkan dengan tingkat diskonto sosial Indonesia. Apabila EIRR melebihi tingkat diskonto sosial, maka diindikasikan proyek akan memberikan manfaat ekonomi bagi masyarakat. Sebaliknya, apabila EIRR berada di bawah tingkat diskonto sosial, maka Proyek tidak akan memberikan manfaat ekonomi bersih bagi

masyarakat. Faktor diskonto sosial diasumsikan sebesar 11,09% sebagaimana digunakan pada studi (PT. Ciriayasa Rancangbangun Mandiri KSO, 2019).

Benefit Cost Ratio (BCR)

Benefit Cost Ratio adalah rasio antara penerimaan dan biaya yang dihitung dengan rumus:

$$BCR = \frac{PV_{manfaat}}{PV_{biaya}} \dots\dots\dots (13)$$

Analisa Tarif Penjualan Listrik

Penentuan tarif penjualan listrik kepada off-taker didasarkan pada Harga pembelian Tenaga Listrik dari pembangkit Tenaga Listrik yang memanfaatkan sumber Energi Baru Terbarukan oleh PT. PLN (Persero). Berdasarkan rancangan Perpres Energi Terbarukan (2021), harga patokan tertinggi (HPT) masih dalam tahap negosiasi berkisar US\$ 5,8 sen per kWh untuk kapasitas PLTA di atas 100 Megawatt. Pada studi ini diasumsikan tarif penjualan sebesar rencana HPT yaitu Rp841,00/kWh. (Asumsi kurs USD Rp14.500,00)

Identifikasi Biaya Konstruksi

Biaya Langsung atau Biaya Konstruksi yaitu seluruh biaya yang berkaitan langsung dengan fisik proyek, meliputi seluruh biaya dari kegiatan yang dilakukan di proyek (dari persiapan hingga penyelesaian) dan biaya mendatangkan seluruh sumber daya yang diperlukan proyek. Disebut juga *variable cost* (biaya tidak tetap) karena sifat biaya ini jumlahnya tidak tetap tapi berubah-ubah sesuai progres pekerjaan. Biaya langsung meliputi pekerjaan persiapan, pekerjaan sipil (beton, hidromekanikal, bangunan penunjang, dll).

Tabel 5 Biaya Konstruksi PLTA

Pekerjaan PLTA	Capex
Relokasi jalan provinsi (1,5 km)	12.921.300.000,-
Perencanaan rinci	23.013.325.000,-
Independent sertifier (KPI)	23.013.325.000,-
Akses ke power house	7.053.691.000,-
Power house	13.357.736.840,-
Penstock	93.588.790.200,-
Peralatan pembangkit hidro	692.964.184.450,-
Saluran transmisi 150 kVA (20,8 km)	196.539.468.320,-
Jumlah biaya	1.062.451.820.810,-
Contingency 5%	53.122.591.040,-
Pajak Pertambahan Nilai (10%)	106.245.182.081,-
Total biaya (pembulatan)	1.221.819.594.000,00

sumber: diolah dari studi PT. Ciriayasa Rancangbangun Mandiri KSO, 2019

Biaya operasional dan pemeliharaan (*opex*) merupakan prakiraan biaya yang dikeluarkan setiap tahunnya untuk pengoperasian dan pemeliharaan bangunan PLTA agar dapat berfungsi sebagaimana mestinya. Nilai *opex* komponen PLTA diperkirakan berdasarkan nominal selisih *opex* skema KPBU Bendungan Merangin dengan PLTA dan skema KPBU tanpa adanya PLTA.

Tabel 6 Biaya operasional dan pemeliharaan PLTA

Komponen	Opex (per tahun)
Biaya operasi	2.433.738.888,-
Biaya pemeliharaan	9.6411.001.630,-
Pajak	Tidak dimasukkan
Jumlah	12.074.740.518,-

sumber: diolah dari studi PT. Ciriayasa Rancangbangun Mandiri KSO, 2019

HASIL DAN PEMBAHASAN

Analisis Hidrologi

Kualitas data pos hujan yang digunakan untuk analisis dinilai dengan melihat korelasi antara curah hujan bulanan pos hujan darat dengan data TRMM pada tahun yang bersesuaian. Data pos hujan pada wilayah equatorial dinilai baik jika koefisien korelasi bernilai 0,6 – 0,8 dan RMSE bernilai 97-158 pada wilayah hujan equatorial (Mamenun et al., 2014). Berdasarkan kriteria tersebut hanya data pada 5 (lima) pos hujan yang dinilai cukup baik, yaitu pos hujan: Tanjung Genting, Sanggaran Agung, Tamiai, Sei Penuh, dan Depati Parbo. Selanjutnya data pos hujan terpilih dan data TRMM terkoreksi digunakan untuk analisis ketersediaan air.

Dari tabel tersebut bisa dilihat perubahan nilai error kondisi awal sebelum terkoreksi dan setelah terkoreksi. Karena akan diambil besaran koreksi yang berlaku untuk semua data TRMM yang akan digunakan, maka diambil nilai error yang terkecil yang akan digunakan besaran koreksinya. Nilai error rata-rata setelah terkoreksi yang terkecil adalah dari pos hujan Sanggaran Agung. Besaran koreksi data hujan TRMM adalah seperti pada **Tabel 8**.

Data hujan harian TRMM yang telah terkoreksi selanjutnya direkap menjadi data bulanan dan diperiksa kembali Koefisien korelasi dan nilai RMSE nya untuk semua pos hujan darat dengan data TRMM. Hasilnya menunjukkan rata-rata terjadi penurunan terhadap nilai RMSE sebesar 13.32 mm, sehingga bisa dinilai koreksi sudah cukup mewakili. Selanjutnya data pos hujan terpilih dan data TRMM yang telah dikoreksi akan digunakan untuk analisis hujan rancangan dan analisis ketersediaan air.

Tabel 7 Nilai Error HH TRMM terhadap Pos Hujan

No.	Pos Hujan	Error	TRMM- (10^{-3})												Rerata
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
1	Tanjung Genting (data 18 tahun)	Awal	8.4	6.3	6.4	8.3	4.7	6.8	12.7	13.9	7.7	6.1	10.7	13.7	8.8
		Koreksi	2.8	3.4	3.5	2.1	2.6	2.2	4	5.7	2	2.6	2.9	4.5	3.2
2	Sanggaran Agung (data 9 tahun)	Awal	2.9	3	3.5	2.8	3.5	2.8	2.4	2.2	2.9	3.9	3	2.7	3
		Koreksi	2	3	2.6	1.6	2.4	2.1	5.5	5.6	2.2	1.7	3.3	4.9	3.1
3	Tamiai (data 16 tahun)	Awal	47.2	38.5	33	50.5	36	48.2	69.4	74.7	49.6	38.3	53	70.4	50.7
		Koreksi	8.8	6.8	4.6	9.1	4.8	7.9	16.7	18	8.5	5.1	11.2	16.5	9.8
4	Depati Parbo (data 20 tahun)	Awal	11.9	10.1	10.2	12	7.5	10.5	17.9	20.6	11	8.6	14.7	18	12.7
		Koreksi	3.5	4.7	4.8	3	3.2	2.9	5.3	7.8	2.4	3.4	4.4	5.7	4.2

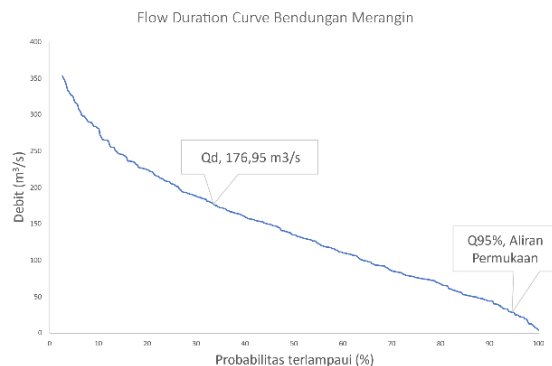
Tabel 8 Koreksi Data Hujan Harian TRMM

Batas	<6 mm	8-10 mm	10-15 mm	15-20 mm	20-25 mm	25-30 mm	30-45 mm	45-80 mm	> 80 mm
Koreksi	0.00	0.50	0.60	0.70	0.80	0.90	1.00	1.15	1.30

Ketersediaan Air

Pembangkitan data *inflow* dilakukan berdasarkan data hujan harian TRMM 1998-2018. Hasil pembangkitan data dan kurva durasi-aliran dapat dilihat pada **Gambar 7**. Ketersediaan air *inflow* Bendungan Merangin didasarkan pada bangkitan data debit 1999 – 2017 (**Tabel 9**).

Kurva durasi aliran menyediakan cara untuk memilih aliran desain (Q_d) PLTA yang sesuai, setelah mempertimbangkan faktor-faktor seperti: alokasi aliran untuk pemanfaatan lainnya, aliran minimum operasional turbin, estimasi kapasitas pembangkit, serta rerata produksi energi tahunan.

**Gambar 7** Kurva Durasi Aliran *Inflow* Bendungan Merangin

Kebutuhan Air

Kebutuhan air baku Kab. Sarolangun dan Kab. Merangin sampai dengan tahun 2050 diproyeksikan melalui perkiraan jumlah penduduk dan kebutuhan air masyarakat untuk Domestik, Perkotaan, dan Industri. Berdasarkan hasil perhitungan kebutuhan di masa mendatang, digunakan asumsi debit

kebutuhan air baku sebesar 500 liter/s pada simulasi operasi waduk (PT. Ciriajasa Rancangbangun Mandiri KSO, 2019).

Potensi layanan Daerah Irigasi Merangin sesuai rencana yaitu seluas 12.000 Ha. Pola tanam usulan dalam perhitungan neraca air adalah Padi-Padi-Palawija dengan awal tanam direncanakan mulai di bulan November hingga Januari. Debit maksimum untuk kebutuhan air irigasi diperkirakan sebesar 25,75 m³/s dengan tingkat efisiensi 65%.

Untuk menjaga kelestarian sungai dan ekosistem di hilir bangunan maka perlu terjamin tersedianya aliran konservasi (*environmental flow*) yang memenuhi nilai $Q_{95\%}$ atau sebesar 19,3 m³/s.

Pola Operasi Waduk

Dalam melakukan simulasi tampungan waduk ini, air baku dan air konservasi diusahakan selalu tersedia sepanjang waktu, sedangkan air untuk irigasi maupun pembangkit listrik dapat berkurang sesuai dengan ketersediaan air di waduk. Dengan komposisi pemenuhan kebutuhan tersebut, maka parameter simulasi ditentukan sebagai berikut:

1. Air baku dan konservasi merupakan prioritas pertama,
2. Operasi PLTA 24 jam/hari berdasarkan energi primer (5 jam *peak load*) dan energi sekunder (19 jam *base load*),
3. Keandalan volumetris waduk > 80%.

Bangunan pengambilan Bendungan Merangin dikonsepsikan mengintegrasikan saluran untuk berbagai fungsinya, yaitu untuk aliran air baku, irigasi, air konservasi, dan PLTA (PT. Virama Karya (Persero) KSO, 2019). Berdasarkan kriteria keberhasilan dan kegagalan suatu tampungan

dalam memasok kebutuhan air baku untuk DPI sebagaimana dijelaskan di atas, dilakukan simulasi operasi waduk Bendungan Merangin. Berdasarkan hasil simulasi, kegagalan pasokan air baku dan air irigasi memenuhi persyaratan karena berada di bawah 10% dan 20% secara berturut-turut di sepanjang periode simulasi.

Aliran desain diidentifikasi melalui proses optimasi rentang berbagai aliran. Berdasarkan simulasi beberapa skenario aliran, tinjauan potensi PLTA dilakukan pada nilai aliran terbesar yaitu Q_d 176,95 m³/s dengan tingkat kesuksesan 91,6%. Setelah aliran desain didefinisikan dan net head diestimasi, turbin yang cocok dapat ditentukan.

Rekapitulasi hasil simulasi pola operasi waduk untuk kebutuhan PLTA ditampilkan di dalam **Tabel 11**.

Komponen Bangunan PLTA

Tinjauan potensi teknis pada studi ini merujuk pada konsep perencanaan teknis PLTA oleh (PT. Virama Karya (Persero) KSO, 2019) dan (PT. Ciriayasa Rancangbangun Mandiri KSO, 2019). Parameter desain dan parameter analisis hidraulik PLTA di Bendungan Merangin ditampilkan pada **Tabel 9**.

Pintu pengambilan yang akan di pasang pada pipa menuju turbin PLTA, didesain bercabang empat (4) dan dilengkapi *gate valve* dengan penggerak motor aktuator. Pada pengoperasian situasi normal, seluruh pipa bekerja mengalirkan air ke turbin pembangkit listrik. Ketika debit berkurang atau sedang dilakukan pemeliharaan, maka pipa cabang tertentu dikondisikan *standby* dengan kondisi *gate valve* ditutup.

Setelah dilewatkan ke turbin, aliran pada seluruh cabang pipa akan bergabung kembali menjadi satu untuk menuju ke pembuangan di hilir (*tail water*) (**Gambar 8**).

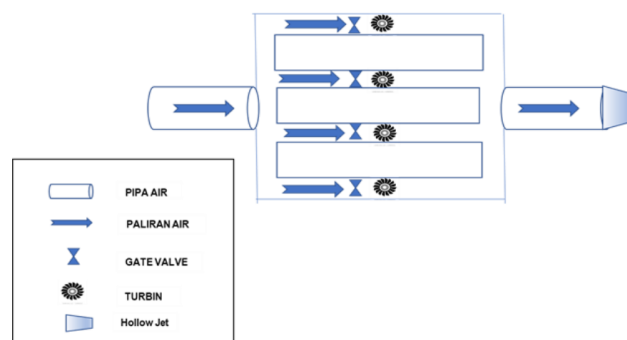
Tabel 9 Data Perencanaan Teknis PLTA

Komponen PLTA	Unit	Volume
Parameter Hidraulik		
EMAW (normal)	M	+220,0
TWL	M	+147,0
Elevasi MOL	m	+213,0
Tinggi jatuh (<i>gross</i>)	m	73,0
Kehilangan tinggi (<i>head loss</i>)	m	3,65
Tinggi jatuh (<i>net</i>)	m	69,35
Intake		
Aliran desain PLTA	m ³ /s	176,95
Pipa Penstock		
Diameter internal	m	3,90
Panjang saluran	m	205,54
Unit Pembangkit		
Tipe turbin		Francis
Kapasitas, total 4 unit	MW	4 x 26,875
Efisiensi unit pembangkit	-	89%

Analisis Pembangkitan Energi

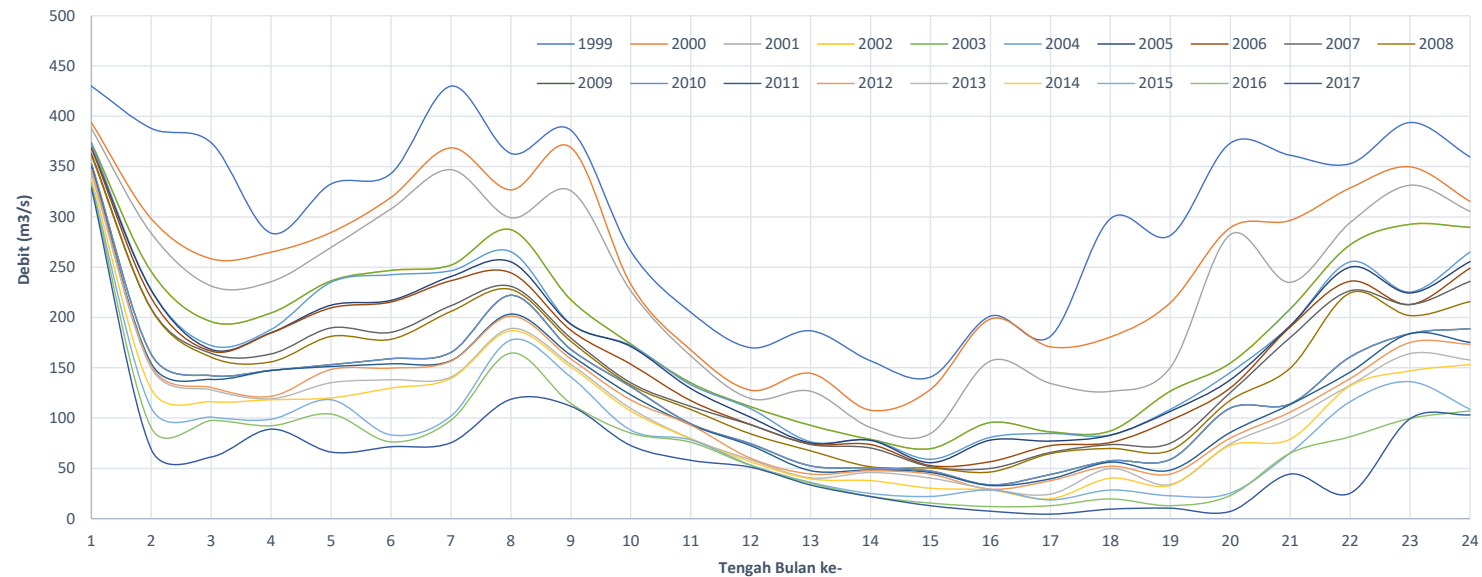
Analisis pembangkitan energi pada studi ini dikalkulasi dalam rangkaian periode simulasi dari tahun 1999 – 2017 sesuai dari ketersediaan data *inflow* waduk (**Tabel 10**). Berdasarkan hasil simulasi (**Gambar 9**), diketahui bahwa produksi energi akan fluktuatif dari tahun ke tahun mengikuti imbalan ketersediaan dan kebutuhan air di waduk Bendungan Merangin. Neraca air waduk akan mempengaruhi *outflow* yang tersedia dan dialokasikan untuk PLTA dari tahun ke tahun.

Secara keseluruhan bangkitan energi saat *peak load* memiliki nilai yang stabil pada seluruh periode tahun simulasi, dengan rerata nilai 189,63 GWh. Sebaliknya produksi energi *base load* memiliki rentang fluktuasi yang lebar. Fluktuasi pembangkitan tersebut berpengaruh besar pada produksi tahunan yang dapat mencapai 1.179,72 GWh pada tahun basah, sedangkan pada tahun kering hanya 517,71 GWh.



sumber: (PT. Virama Karya (Persero) KSO, 2019)

Gambar 8 Skema aliran ke turbin PLTA



Gambar 9 Simulasi Debit Inflow Bendungan Merangin Tahun 1999 – 2017 (m³/s)

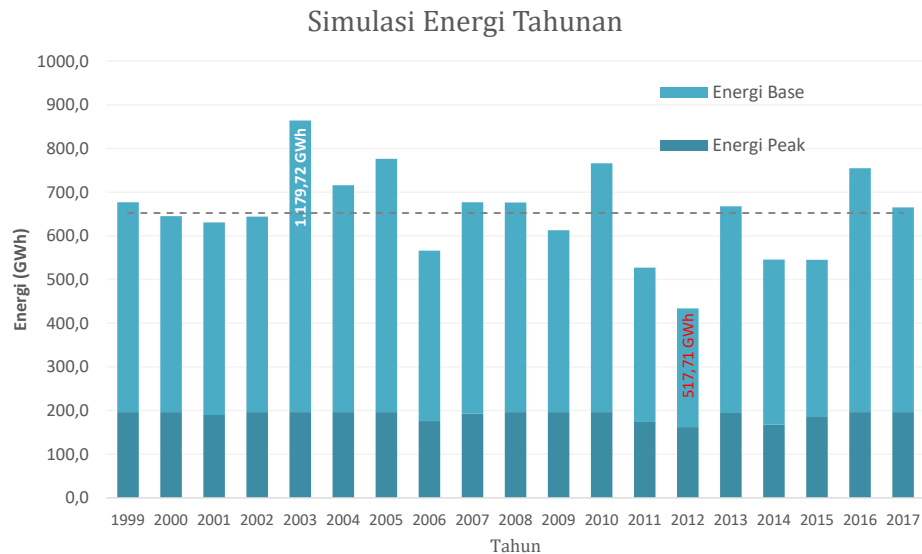
Tabel 10 Potensi Teoritis PLTA berdasarkan Simulasi Operasi Tampung Waduk

No	Keterangan	Satuan	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Rata-rata
1	Jumlah inflow waduk	juta m ³	5228.0	4592.8	4289.6	4592.4	7016.8	4758.3	5962.3	3920.9	5060.8	5035.8	4100.8	5402.0	3320.6	3093.8	4720.7	3454.0	3576.9	5801.3	4672.4	4663.2
2	Potensi outflow PLTA	juta m ³	5201.8	4566.7	4263.4	4566.2	6990.6	4732.1	5936.2	3894.8	5034.6	5009.6	4074.7	5375.8	3294.5	3067.8	4694.5	3427.9	3550.7	5775.1	4646.2	4637.0
3	Debit pada beban puncak (5 jam)	m ³ /s	791.1	693.6	650.4	693.1	1063.1	718.9	898.6	594.2	764.6	759.6	620.6	816.8	502.7	466.5	716.6	522.1	541.2	878.8	708.0	705.3
4	Debit saat off-peak (normal = 19 jam)	m ³ /s	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3
5	Tinggi jatuh (gross)	m	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0
6	Potensial teoritis daya (peak load)	MW	480.62	421.36	395.13	421.06	645.89	436.75	545.90	360.99	464.51	461.51	377.06	496.24	305.41	283.41	435.33	317.19	328.78	533.93	430.12	428.48
7	Potensi teoritis daya (base load)	MW	103.02	107.50	91.82	98.54	107.50	107.50	107.50	87.34	94.06	107.50	107.50	107.50	82.86	78.39	103.02	78.39	91.82	107.50	103.02	98.54
8	Potensi teoritis energi (peak load)	GWh	877.83	770.66	719.48	770.58	1179.72	798.58	1001.77	657.27	849.63	845.41	687.63	907.21	555.97	517.71	792.23	578.47	599.20	974.59	784.09	782.53
9	Potensi teoritis energi (base load)	GWh	480.36	448.81	441.07	447.79	667.63	519.71	580.12	390.44	484.02	480.26	416.62	569.91	353.68	271.81	473.59	377.81	359.86	558.62	468.86	462.68
10	Total Potensi Teoritis tahunan	GWh	1358.19	1219.47	1160.55	1218.37	1847.35	1318.29	1581.89	1047.71	1333.65	1325.67	1104.25	1477.12	909.65	789.521	1265.82	956.283	959.065	1533.21	1252.95	1245.21

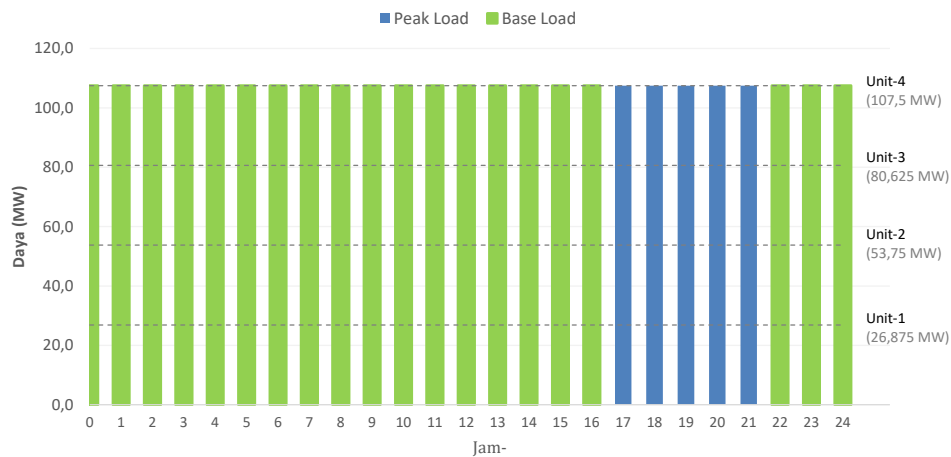
Operasi harian pada kondisi optimal (Q_d tercapai selama 24 jam: 5 jam *peak load*, 19 jam *base load*) menghasilkan daya sesuai kapasitas pembangkit 107,5 MW (**Gambar 11**). Apabila debit *outflow* PLTA berkurang maka dilakukan upaya optimasi operasi pembangkit pada saat *base load*. Penyesuaian dilakukan dengan mengurangi durasi operasi (<19 jam) untuk periode beban minimum serta mengatur jumlah unit pembangkit aktif sesuai debit yang tersedia.

Terdapat perbedaan trend pembangkitan dalam periode satu tahun. Grafik pada **Gambar 12** menggambarkan tipikal bangkitan energi bulanan pada kondisi tahun basah dan tahun kering. Secara umum pengurangan produksi energi listrik selalu terjadi pada pertengahan tahun, berkisar pada Juni s.d Oktober. Pada saat debit inflow waduk berkurang maka sesuai dengan ketentuan pola

operasi, *outflow* waduk akan diprioritaskan untuk kebutuhan air baku dan aliran konservasi. Pada bulan-bulan kering di musim panas, alokasi *outflow* PLTA yang terbatas akan diprioritaskan untuk memenuhi *peak load* harian, dan selanjutnya *base load* jika tersedia. Dimungkinkan PLTA beroperasi hanya pada periode *peak load* atau bahkan berhenti beroperasi (*shutdown*) karena ketiadaan alokasi aliran. Periode penghentian operasi pada pertengahan tahun dapat dimanfaatkan sebagai waktu pemeliharaan. Pemadaman pemeliharaan yang direncanakan mengikuti jadwal tahunan yang direvisi sesuai kebutuhan. Jika memungkinkan, pemadaman direncanakan (*planned outage*) pada waktu yang berdampak paling kecil pada produksi listrik. Berdasarkan analisis performa layanan oleh (The Canadian Electrical Association, 2012), faktor pemadaman akibat *planned outage* berkisar pada nilai 6,3% dari total waktu layanan.



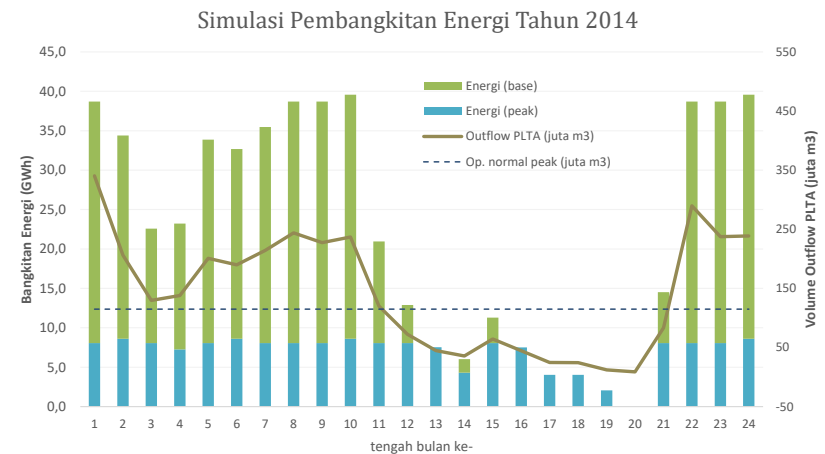
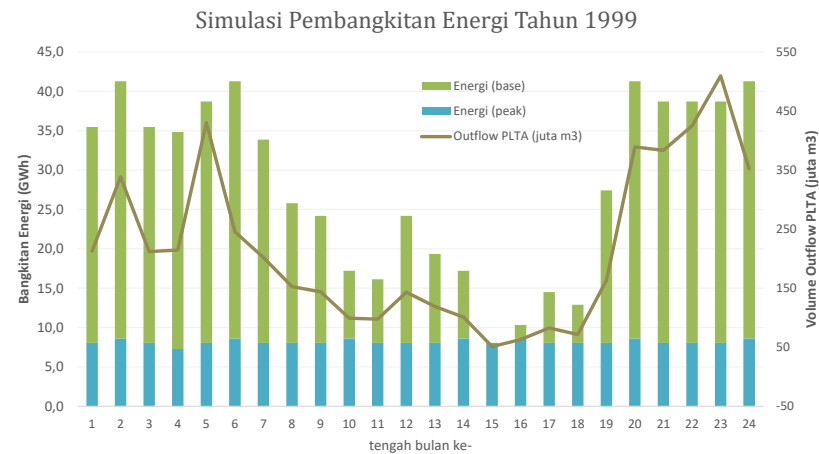
Gambar 10. Hasil Simulasi Energi Tahunan berdasarkan Kapasitas Pembangkit



Gambar 11. Simulasi Operasi Harian dengan Kapasitas Optimal

Tabel 11 Potensi Teknis PLTA berdasarkan berdasarkan Kapasitas dan Efisiensi Unit Pembangkit

No	Keterangan	Satuan	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Rata-rata
1	Kapasitas PLTA <i>peak load</i> (5 jam)	MW	107.5																			107.5
2	Kapasitas PLTA <i>base load</i> (≤ 19 jam)	MW	107.5																			107.5
3	Tinggi jatuh net (h_{ef})	m	69.35	69.35	69.35	69.35	69.35	69.35	69.35	69.35	69.35	69.35	69.35	69.35	69.35	69.35	69.35	69.35	69.35	69.35	69.35	69.35
4	Potensial teknis daya (<i>peak load</i>)	MW	107.50	107.50	103.95	107.50	107.50	107.50	107.50	96.16	105.57	107.50	107.50	107.50	95.18	88.82	106.39	92.12	101.47	107.50	107.50	103.80
5	Potensi teknis daya (<i>base load</i>)	MW	103.02	107.50	91.82	98.54	107.50	107.50	107.50	87.34	94.06	107.50	107.50	107.50	82.86	78.39	103.02	78.39	91.82	107.50	103.02	98.54
6	Potensi teknis energi (<i>peak load</i>)	GWh	196.46	196.46	189.94	196.46	196.46	196.46	196.46	175.71	192.87	196.46	196.46	196.46	173.69	162.25	194.32	167.89	185.22	196.46	196.46	189.63
7	Potensi teknis energi (<i>base load</i>)	GWh	480.36	448.81	441.07	447.79	667.63	519.71	580.12	390.44	484.02	480.26	416.62	569.91	353.68	271.81	473.59	377.81	359.86	558.62	468.86	462.68
8	Total Potensi Teknis tahunan, <i>FOR</i> 2,4%	GWh	660.58	629.78	615.87	628.79	843.35	698.98	757.94	552.56	660.64	660.48	598.37	747.98	514.71	423.64	651.88	532.6	532	736.96	649.35	636.66
9	Faktor Kapasitas (<i>CF</i>)	%	70.15	66.88	65.40	66.77	89.56	74.23	80.49	58.68	70.15	70.14	63.54	79.43	54.66	44.99	69.22	56.56	56.49	78.26	68.96	67.61



Gambar 12 Simulasi Operasi PLTA pada a) Tipikal Tahun Basah dan b) Tipikal Tahun Kering

Potensi Teknis PLTA

Estimasi pembangkitan listrik efektif diperoleh setelah mempertimbangkan *forced outage rate* yang mengurangi efektivitas operasi PLTA dalam membangkitkan energi.

Forced outage rate tahunan diasumsikan sebesar 2,4% dari waktu operasi tahunan PLTA. Estimasi nilai efektif pembangkitan listrik diperoleh dengan mengalikan total net energi tahunan dengan *forced outage rate* (persamaan 11) pada periode simulasi 1999 – 2017 (Tabel 11). Berdasarkan rerata perhitungan selama 19 tahun, diperoleh rerata pembangkitan listrik efektif PLTA Bendungan Merangin sebesar 636,66 GWh/tahun. Potensi bangkitan energi yang dikalkulasi dengan mempertimbangkan *FOR* tersebut 48,9% lebih rendah dibandingkan potensi teoritis sebesar 1245,21 GWh/tahun.

Faktor kapasitas dihitung dengan membandingkan total net energi tahunan dengan kapasitas PLTA 107,5 MW menggunakan persamaan (10) pada periode simulasi 1999 – 2017 (Tabel 12). Melalui simulasi selama periode 19 tahun, diperoleh rerata faktor kapasitas PLTA sebesar 67,61%.

Analisis Penjualan Listrik

Dengan asumsi produksi energi PLTA sesuai dengan potensi teknis 636.656.100 kWh/tahun dan tarif penjualan Rp841,00/kWh, maka penjualan listrik tahunan PLTA Bendungan Merangin menjadi Rp. 535,15 miliar per tahun.

Analisis Biaya Manfaat Sosial

Lingkup analisis ekonomi dibatasi pada perhitungan biaya tambahan dan manfaat tambahan (*net economic benefits*) yang berkaitan langsung dengan investasi selama umur ekonomis Proyek yaitu dalam jangka waktu 33 tahun. Hal ini dapat tercapai dengan membandingkan skenario 'dengan adanya proyek' dengan skenario 'tanpa adanya proyek (*as-is*)' dari aspek bertambahnya pasokan listrik, terciptanya lapangan kerja baru, dan penerimaan pajak.

Dalam analisis ekonomi, pembayaran pajak tidak dianggap sebagai komponen biaya, dan pada umumnya tidak diikuti-sertakan dalam perhitungan ABMS. Seluruh biaya ekonomi dalam studi ABMS ini diukur dengan harga finansial yang telah mengeluarkan segala jenis pajak, subsidi, tarif impor, pembayaran transfer langsung lainnya, dan biaya finansial (biaya penyusutan dan bunga).

Tabel 12 Rekapitulasi Biaya dan Manfaat Sosial dalam *Present Value*

Manfaat	Nilai
Adanya listrik	2.530.964.635.791,-
Penyerapan tenaga kerja masa konstruksi	187.663.921.053,-
Penyerapan tenaga kerja masa kerjasama BPJSDA	14.358.976.165,-
Pajak air permukaan	120.182.963.679,-
Penerimaan badan	33.384.156.578,-
Total manfaat ekonomi	240.441.640.400,-
3.126.996.293.666,-	
Biaya	Formula
Capex	938.319.605.265,-
Opex	362.242.215.540,-
Total biaya ekonomi	1.022.784.170.943,-
Balance (<i>net benefit</i>)	2.104.212.122.723,-
Economic IRR	35,24%
Economic NPV	2.104.212.122.723,- (> 0)
B/C Ratio (kali)	3,06 (> 1,0)

Hasil analisa dari ABMS menunjukkan manfaat ekonomi yang akan didapatkan oleh masyarakat lebih tinggi dibandingkan dengan biaya ekonomi yang dikeluarkan untuk proyek (*B/C ratio* > 1,0), sehingga dapat dipertimbangkan untuk melakukan investasi pada proyek.

Model ABMS juga menunjukkan ENPV positif dan EIRR yang lebih besar dari *social opportunity cost of capital* (EIRR > 11,09%). Hal ini menunjukkan keberadaan PLTA pada skema Proyek KPBU Bendungan Merangin akan memberikan dampak positif terhadap perekonomian, sehingga dapat disimpulkan bahwa proyek layak dari sudut pandang ekonomi nasional.

KESIMPULAN

Berdasarkan hasil simulasi diperoleh estimasi potensi teknis yang dapat diproduksi oleh PLTA dengan kapasitas 107,5 MW yaitu rerata daya pada saat *peak load* (P_p) sebesar 103,8 MW, daya pada saat *base load* (P_b) = 98,53 MW serta produksi energi sebesar 636,66 GWh/tahun. Ditinjau dari perbandingan antara potensi teoritis dan potensi teknis diperoleh besaran selisih potensi energi sebesar 48,9% yang berkurang pada rangkaian tahapan operasional. Adapun Potensi pembangkitan listrik pada PLTA saat ini masih dapat dioptimalkan pada tahapan perencanaan teknis yang lebih rinci, pemutakhiran dan penyesuaian pola operasi-pemeliharaan PLTA serta upaya-upaya optimasi lainnya.

Berdasarkan tinjauan aspek ekonomi, nilai manfaat yang didapatkan oleh masyarakat lebih tinggi dibandingkan dengan biaya ekonomi yang dikeluarkan untuk proyek. Kelayakan tersebut diindikasikan melalui nilai parameter EIRR sebesar 35,24%, NPV sebesar Rp2.104.212.122.723,- dan BCR sebesar 3,06 pada proyek PLTA di Bendungan Merangin. Dari data tersebut disimpulkan bahwa investasi pada proyek KPBU Bendungan Merangin dinilai sangat layak.

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis menyampaikan terima kasih kepada Balai Wilayah Sungai Sumatera VI dan Direktorat Pelaksanaan Pembiayaan Infrastruktur Sumber Daya Air atas dukungan data dan studi perencanaan Proyek KPBU Bendungan Merangin. Penulis juga berterimakasih kepada pihak-pihak yang telah mendukung kelancaran penyusunan kajian ini.

DAFTAR PUSTAKA

- Agrawal, A. (2018). *Modeling forced outage in hydropower generating units for operations planning model*. <https://doi.org/10.14288/1.0367923>
- Aylward, B., Berkhoff, J., Green, C., Gutman, P., Lagman, A., Manion, M., Markandya, A., McKenney, B., Naudascher-Jankowski, K., & Oud, B. (2001). *Financial, Economic and Distributional Analysis*. Cape Town: World Commission on Dams.
- International Commission on Large Dams. (n.d.). *Definition of a Large Dam*. Retrieved November 15, 2021, from https://www.icold-cigb.org/GB/dams/definition_of_a_large_dam.asp
- Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 53 Tahun 2018 Tentang Perubahan atas Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 50 Tahun 2017 tentang Pemanfaatan Sumber Energi Terbarukan untuk Penyediaan Tenaga Listrik, (2018).
- Peraturan Menteri PPN/Kepala Bappenas Nomor 2 Tahun 2020 tentang Perubahan atas Peraturan Menteri Perencanaan Pembangunan Nasional/Kepala Badan Perencanaan Pembangunan Nasional Nomor 4 Tahun 2015 tentang Tata Cara Pelaksanaan Kerja Sama Pemerintah dengan Badan Usaha dalam Penyediaan Infrastruktur, (2020).
- Lukas, L., Rohi, D., & Tumbelaka, H. H. (2017). Studi Kinerja Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA) di Daerah Aliran Sungai (DAS) Brantas. *Jurnal Teknik Elektro*, 10(1), 17–23.
- Mamenun, M., Pawitan, H., & Sopaheluwakan, A. (2014). Validasi dan koreksi data satelit trmm pada tiga pola hujan di Indonesia. *Jurnal Meteorologi Dan Geofisika*, 15(1).
- Moran, E. F., Lopez, M. C., Moore, N., Müller, N., & Hyndman, D. W. (2018). Sustainable hydropower in the 21st century. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 115(47), 11891–11898.
- Nag, P. K. (2002). *Power plant engineering*. Tata McGraw-Hill Education.
- Peraturan Pemerintah No. 79 Tahun 2014 tentang Kebijakan Energi Nasional, (2014).
- Peraturan Presiden Republik Indonesia Nomor 22 Tahun 2017 tentang Rencana Umum Energi Nasional, (2017).
- PT. Ciriayasa Rancangbangun Mandiri KSO. (2019). *Laporan Kajian Awal Prastudi Kelayakan Pembangunan Bendungan Merangin - Jambi*.
- PT. Mettana Engineering Consultant. (2017). *Feasibility Study Bendungan di Kabupaten Merangin*.
- PT. Virama Karya (Persero). (2018). *Detail Desain Bendungan Merangin Kabupaten Merangin*.
- PT. Virama Karya (Persero) KSO. (2019). *Investigasi Geologi Tambahan dan Model Test Bendungan Merangin, Kabupaten Merangin*.
- Pusat Pendidikan dan Pelatihan Sumber Daya Air dan Konstruksi. (2017). *Modul Operasi Waduk* (Vol. 8). Pusat Pendidikan dan Pelatihan Sumber Daya Air dan Konstruksi. https://bpsdm.pu.go.id/center/pelatihan/uploads/edok/2018/03/ead6c_8._Operasi_Waduk_bulak_balik_.pdf
- Ramos, H. M., Teyssier, C., & López-Jiménez, P. A. (2013). Optimization of retention ponds to improve the drainage system elasticity for water-energy nexus. *Water Resources Management*, 27(8), 2889–2901.
- Sugiyono, A., & Wijaya, P. (2020). *Dampak Kebijakan Biaya Pokok Penyediaan Pembangkitan Listrik Terhadap Pengembangan Pembangkit Listrik Berbasis Energi Terbarukan, Prosiding*.
- The Canadian Electrical Association. (2012). *Equipment Reliability Information System: Generation Equipment Status Annual Report 2007*.
- Uhunmwangho, R., & Okedu, E. K. (2009). Small hydropower for sustainable development. *Pac J Sci Technol*, 10(2), 535–543.