

OPTIMASI PERENCANAAN PENGOPERASIAN PEMBANGKIT MEMPERTIMBANGKAN PENAMBAHAN PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA SURYA DAN BATERAI PENYIMPANAN ENERGI DI BAUBAU DENGAN METODE *DYNAMIC PROGRAMMING*

Arya Nugraha¹, Rony Seto Wibowo²

^{1,2}Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya

E-mail : 6047222023@student.its.ac.id¹, rony@ee.its.ac.id²

ABSTRACT

The development of technology and the decline in battery investment costs are driving the growth of battery utilization in the rapidly growing electric power system. One of the roles of batteries in the operation of the electric power system is load leveling. Baubau has a potential for EBT (New Renewable Energy) of 30 MW. With the potential for the development of PLTS (Solar Power Plants), especially in Bola, South Buton Regency, of 1,575.5 kWh / kWp per year, it is expected to be able to replace the role of conventional PLTD (Diesel Power Plants). Simulation of PLTS and Battery design in Bola, Southeast Sulawesi to supply the Baubau electricity system produces a Production value (kWh/yr) of 10.685.040, Battery Annual Throughput (kWh/yr) of 7.053.382 and COE (Cost of Energy) of Rp 1.881,2.. The investment cost of PLTS and energy storage batteries in the Baubau system will return the capital for 9 years. Scheduling of generators by considering the addition of PLTS and battery storage is carried out using the Dynamic Programming method optimization technique intended to obtain efficient and effective solutions in approaching the optimal value. The design of PLTS to supply batteries that will be used when the peak night load is able to reduce fuel usage costs by 2,6 percent. The design of PLTS and Energy Storage Batteries in Baubau is able to reduce CO2 exhaust emissions produced during the peak night load by 10.57 percent.

Keywords: Unit Commitment, Battery, PLTS (Solar Power Plant), Dynamic Programming, Thermal Power Plants.

ABSTRAK

Perkembangan teknologi dan penurunan biaya investasi baterai mendorong pertumbuhan pemanfaatan baterai dalam sistem tenaga listrik yang tumbuh dengan cepat. Salah satu peran baterai dalam operasi sistem tenaga listrik adalah *load levelling*. Baubau memiliki potensi EBT (Energi Baru Terbarukan) sebesar 30 MW. Dengan potensi pembangunan PLTS (Pembangkit Listrik Tenaga Surya) khususnya di Bola Kabupaten Buton Selatan sebesar 1.575,5 kWh / kWp per-tahun, diharapkan mampu menggantikan peran PLTD (Pembangkit Listrik Tenaga Diesel) konvensional. Simulasi perancangan PLTS dan Baterai di Bola Sulawesi Tenggara untuk mensuplai sistem kelistrikan Baubau menghasilkan nilai PV *Production* (kWh/yr) sebesar 10.685.040, *Battery Annual Throughput* (kWh/yr) sebesar 7.053.382 dan COE (*Cost of Energi*)

Rp 1.881,2. Penjadwalan pembangkit dengan mempertimbangkan penambahan PLTS dan penyimpanan baterai dilakukan dengan teknik optimisasi metode *Dynamic Programming* dimaksudkan untuk mendapatkan solusi yang efisien dan efektif dalam mendekati nilai optimal. Perancangan PLTS untuk mensuplai Baterai yang akan digunakan ketika beban puncak malam mampu mengurangi biaya penggunaan bahan bakar sebanyak 2,6 persen. Perancangan PLTS dan Baterai Penyimpanan Energi di Baubau mampu mengurangi emisi gas buang CO₂ yang dihasilkan pada saat beban puncak malam sebesar 10,57 persen.

Kata Kunci: Unit Commitment, Baterai, PLTS, *Dynamic Programming*, Pembangkit Termal.

PENDAHULUAN

Salah satu strategi pemenuhan elektrifikasi nasional dilakukan dengan pengadaan Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD) khususnya di daerah terpencil. Hingga tahun 2022, PLN mencatat masih mempunyai 5.100 PLTD dengan kebutuhan Bahan Bakar Minyak (BBM) untuk operasional sebesar 2,7 juta kiloliter atau setara Rp16 triliun untuk menyalakan pembangkit-pembangkit diesel tersebut. Padahal, bagi daerah terpencil yang bukan sebagai daerah penghasil minyak, PLTD menghadapi masalah baru terkait suplai BBM yang diakibatkan berbagai faktor seperti stok BBM, distribusi BBM hingga proses perbaikan yang membutuhkan waktu lama. PT. PLN juga telah menyiapkan langkah dedisalisasi terhadap PLTD. Program konversi PLTD ini dilakukan dengan tiga skema, yaitu konversi PLTD ke EBT dan penyimpanan energi, konversi PLTD ke gas (gasifikasi), dan konversi PLTD menjadi interkoneksi ke jaringan (*grid*).

Perkembangan teknologi dan penurunan biaya investasi baterai mendorong pertumbuhan pemanfaatan baterai dalam sistem tenaga listrik yang tumbuh dengan cepat. Salah satu peran baterai dalam operasi sistem tenaga listrik adalah *load levelling*. Dalam *load levelling* baterai menyimpan energi pada saat beban rendah dan energi

yang tersimpan akan digunakan pada saat beban tinggi (Philipp Fortenbacher, 2017). Fluktuasi beban yang lebih kecil dapat menurunkan biaya operasional pembangkitan. Namun demikian, konsekuensi dari penggunaan baterai adalah biaya yang harus dikeluarkan untuk penyediaan baterai. Untuk itu perlu mengetahui pengaruh baterai terhadap profil beban dan biaya operasional pembangkitan serta menentukan kapasitas baterai dengan jumlah biaya operasional pembangkit dan biaya baterai yang tepat dan paling ekonomis pada Sistem Baubau.

Sistem kelistrikan Baubau terdiri dari sistem kelistrikan Buton dan Raha yang terinterkoneksi pada jaringan 150 kV dan diturunkan menjadi 20kV untuk pendistribusian. Interkoneksi tersebut didukung dengan Gardu Induk (GI) 150kV PLTMG Baubau, Gardu Induk (GI) 150kV Baubau dan Gardu Induk (GI) 150kV Raha.

Daya mampu pembangkitan sebesar 62,95 MW dengan beban puncak siang sebesar 37,48 MW dan beban puncak malam sebesar 48,2 MW. Sistem kelistrikan Baubau dipasok jenis pembangkit diantaranya PLTMG, PLTD, PLTU, PLTM dan PLTMH. PLTMG Baubau berperan sebagai pemasok energi listrik terbesar di Sistem Baubau sebesar 30 MW.

Selain itu Baubau juga memiliki potensi EBT (Energi Baru Terbarukan) sebesar 30 MW (PLN, 2021). Dengan potensi pembangunan PLTS (Pembangkit Listrik Tenaga Surya) khususnya di Bola Kabupaten Buton Selatan sebesar 1.575,5 kWh / kWp per-tahun (Atlas, 2024), diharapkan mampu menggantikan peran PLTD (Pembangkit Listrik Tenaga Diesel) konvensional. Beroperasinya PLTD yang memiliki SFC (*Specific Fuel Consumption*) tinggi menimbulkan berbagai permasalahan seperti tingginya BPP (Biaya Pokok Produksi) pembangkitan dan tingginya emisi gas buang yang cukup tinggi. Permasalahan tersebut juga ditambah belum adanya penjadwalan pengoperasian pembangkit.

Profil beban Sistem Baubau tinggi di malam hari dan rendah di pagi hari. Perancangan BESS (*Battery Energy Storage System*) dengan sumber energi dari PLTS dipilih dengan tujuan menggantikan peran PLTD untuk mengatasi beban puncak dan regulasi frekuensi pada sistem kelistrikan di Baubau. Baterai pada sistem kelistrikan digunakan sebagai daya cadangan dan juga untuk meningkatkan efisiensi daya jika *diesel generator* tidak dapat bekerja seperti yang diharapkan. *Diesel engine* selain bekerja sebagai diesel generator juga berperan dalam *back up* pengisian baterai jika *renewable energy* tidak mendapatkan sumber energi secara maksimal (Y. Ghiassi-Farrokhfal, 2016). *Energy storage system* merupakan bagian penting dalam sistem *smartgrid* dan memerlukan perhatian sepenuhnya, untuk memastikan efisiensi, kehandalan, keamanan, dan kestabilan operasi pada keseluruhan sistem (Mehmood, 2017).

Salah satu strategi untuk pengoperasian sistem tenaga listrik yang berkaitan dengan

pengaturan pembangkit adalah dengan melakukan penjadwalan pembangkit yang terdiri dari *unit commitment* dan *load dispatch*. Dengan penjadwalan yang baik, maka akan memberikan dampak positif berupa biaya pembangkitan seminimum mungkin (Zhu, 2009). Penjadwalan dilakukan dengan menjadwalkan pembangkit-pembangkit yang ada dalam sistem Baubau.

METODE PENELITIAN

Pengumpulan Data

Data-data yang diperlukan dalam penelitian ini diantaranya :

1. Data Kebutuhan Beban Sistem Baubau tahun 2024.
2. Data prediksi Beban Sistem Baubau Tahun 2025.
3. Data Karakteristik Pembangkit Termal di Baubau (Pembebanan dan Fuel Consumption).
4. Data Referensi Harga Batu Bara dan Biosolar (B35).
5. Data Potensi Radiasi Sinar Matahari di Bola Buton Selatan.
6. Data Komponen Photovoltaic dan Battery Energi Storage.

Data-data yang dibutuhkan dalam optimasi dapat dilihat pada lampiran.

Dalam pengambilan data lapangan dapat dilakukan dengan cara:

1. Wawancara

Metode ini dilakukan untuk mendapatkan data melalui pertanyaan-pertanyaan kepada user atau kepada operator PLN UPB Baubau sebagai pengatur penjadwal pembangkitan Baubau.

2. Observasi Partisipatif

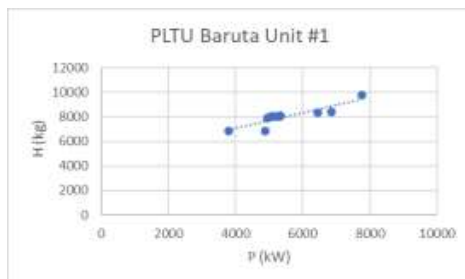
Metode dalam memperoleh data dengan cara mengamati, mendengar apa yang dijelaskan, dan berpartisipasi dalam operasional di PLN UPB Baubau serta pembangkit-pembangkit termal di Baubau.

3. Dokumen

Pengambilan data melalui dokumen tertulis maupun elektronik di PT. PLN (Persero) UPB dan pembangkit-pembangkit termal di Baubau. Dokumen-dokumen diperlukan untuk mendukung kelengkapan data yang lain.

Perumusan Model Optimasi

Sistem kelistrikan baubau sebagian besar tersuplai dari pembangkit termal, salah satunya PLTU Baruta #1. Grafik input-otput pembangkit PLTU Baruta #1 menggambarkan kenaikan kenaikan panas atau biaya bahan bakar dengan adanya kenaikan daya output yang dibangkitkan. Persamaan hubungan biaya bahan bakar suatu unit pembangkit sebagai fungsi daya outputnya, dapat dilihat pada gambar 1 berikut.



Gambar 1 Kurva Hubungan Biaya Input Bahan Bakar dengan Daya Output PLTU Baruta #1

Pada umumnya karakteristik *input-output* pembangkit termal didekati dengan fungsi polinomial orde dua yaitu:

$$H_n = \alpha_n + \beta_n P_n + \gamma_n P_n^2$$

dimana :

H_n = *Input* bahan bakar pembangkit termal unit ke-n (Liter/jam, kg/jam).

P_n = *Output* pembangkit termal unit ke-n (MW).

$\alpha_n, \beta_n, \gamma_n$ = Konstanta input-output pembangkit termal unit ke-n.

Dalam menentukan nilai $\alpha_n, \beta_n, \gamma_n$ dibutuhkan parameter biaya bahan bakar dan daya keluaran pada suatu pembangkit. Kemudian data tersebut diolah dengan menggunakan metode regresi kuadrat. Metode regresi kuadrat digunakan untuk mencari suatu fungsi tertentu yang dihasilkan dari data pengamatan. Cara penyelesaian dengan menggunakan metode regresi kuadrat sebagai berikut:

$$S = \sum (\alpha_n + \beta_n P_n + \gamma_n P_n^2 - H_n)^2$$

dimana persyaratan yang harus dipenuhi sebagai berikut:

$$\frac{\partial S}{\partial \alpha} = \sum 2(\alpha_n + \beta_n P_n + \gamma_n P_n^2 - H_n) = 0$$

$$\frac{\partial S}{\partial \beta} = \sum 2P_n(\alpha_n + \beta_n P_n + \gamma_n P_n^2 - H_n) = 0$$

$$\frac{\partial S}{\partial \gamma} = \sum 2P_n^2(\alpha_n + \beta_n P_n + \gamma_n P_n^2 - H_n) = 0$$

sehingga:

$$(N)\alpha_n + (\sum P_n)\beta_n + (\sum P_n^2)\gamma_n = \sum H_n$$

$$(\sum P_n)\alpha_n + (\sum P_n^2)\beta_n + (\sum P_n^3)\gamma_n = \sum H_n P_n$$

$$(\sum P_n^2)\alpha_n + (\sum P_n^3)\beta_n + (\sum P_n^4)\gamma_n = \sum H_n P_n^2$$

Maka akan membentuk suatu Sistem Persamaan Aljabar Linier (SPAL) dengan orde 3 pada persamaan sebagai berikut:

$$\begin{bmatrix} N & \Sigma P_n & \Sigma P_n^2 \\ \Sigma P_n & \Sigma P_n^2 & \Sigma P_n^3 \\ \Sigma P_n^2 & \Sigma P_n^3 & \Sigma P_n^4 \end{bmatrix} X \begin{bmatrix} \alpha_n \\ \beta_n \\ \gamma_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Sigma H_n \\ \Sigma H_n P_n \\ \Sigma H_n P_n^2 \end{bmatrix}$$

Solusi SPAL pada persamaan dapat dilakukan dengan cara:

- a) Analitis (aljabar) yaitu dengan menggunakan aturan Cramer

$$\alpha_n = \frac{\det \begin{bmatrix} N & \Sigma P_n & \Sigma P_n^2 \\ \Sigma P_n H_n & \Sigma P_n^2 & \Sigma P_n^3 \\ \Sigma P_n^2 H_n & \Sigma P_n^3 & \Sigma P_n^4 \end{bmatrix}}{\det \begin{bmatrix} N & \Sigma P_n & \Sigma P_n^2 \\ \Sigma P_n & \Sigma P_n^2 & \Sigma P_n^3 \\ \Sigma P_n^2 & \Sigma P_n^3 & \Sigma P_n^4 \end{bmatrix}}$$

$$\beta_n = \frac{\det \begin{bmatrix} N & \Sigma P_n & \Sigma P_n^2 \\ \Sigma P_n & \Sigma P_n H_n & \Sigma P_n^3 \\ \Sigma P_n^2 & \Sigma P_n^2 H_n & \Sigma P_n^4 \end{bmatrix}}{\det \begin{bmatrix} N & \Sigma P_n & \Sigma P_n^2 \\ \Sigma P_n & \Sigma P_n^2 & \Sigma P_n^3 \\ \Sigma P_n^2 & \Sigma P_n^3 & \Sigma P_n^4 \end{bmatrix}}$$

$$\gamma_n = \frac{\det \begin{bmatrix} N & \Sigma P_n & \Sigma P_n^2 \\ \Sigma P_n & \Sigma P_n^2 & \Sigma P_n H_n \\ \Sigma P_n^2 & \Sigma P_n^3 & \Sigma P_n^2 H_n \end{bmatrix}}{\det \begin{bmatrix} N & \Sigma P_n & \Sigma P_n^2 \\ \Sigma P_n & \Sigma P_n^2 & \Sigma P_n^3 \\ \Sigma P_n^2 & \Sigma P_n^3 & \Sigma P_n^4 \end{bmatrix}}$$

- b) Matriks

$$\begin{bmatrix} \alpha_n \\ \beta_n \\ \gamma_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} N & \Sigma P_n & \Sigma P_n^2 \\ \Sigma P_n & \Sigma P_n^2 & \Sigma P_n^3 \\ \Sigma P_n^2 & \Sigma P_n^3 & \Sigma P_n^4 \end{bmatrix}^{-1} X \begin{bmatrix} \Sigma H_n \\ \Sigma H_n P_n \\ \Sigma H_n P_n^2 \end{bmatrix}$$

Sehingga diperoleh persamaan biaya bahan bakar sebagai berikut:

$$C_n = \alpha_n + \beta_n P_n + \gamma_n P_n^2 \times \text{Harga Bahan Bakar}$$

atau

$$C_n = \alpha_n + \beta_n P_n + \gamma_n P_n^2 (Rp/h)$$

dimana:

C_n = Biaya bahan bakar pembangkit termal unit ke-n (Rp/jam).

P_n = Output pembangkit termal unit ke-n (MW).

$\alpha_n, \beta_n, \gamma_n$ = Konstanta *input-output* pembangkit termal unit ke-n.

Penerapan Dynamic Programming

$$B_N(x) = \min \{ b_N(y) + B_{N-1}(x-y) \}$$

dimana :

$B_N(x)$ = Biaya N buah unit untuk suplai daya x

$b_N(y)$ = Biaya unit ke-N untuk mensuplai daya y

N = Jumlah unit

x = Daya tertinggi yang disuplai

y = Tambahan daya tiap tahap

Langkah-langkah perhitungan optimasi pembebanan unit-unit pembangkit termis sebagai berikut:

- Menentukan terlebih dahulu step kenaikan (δ) yang sama antara harga X dan Y.
- Apabila hanya terdapat sebuah unit pada pembangkit termis ($n = 1$), maka beban hanya dapat dilayani oleh satu-satunya unit pada pembangkit termal tersebut. Sehingga biaya bahan bakar minimum dapat ditulis menjadi:

$$B_1(X) = b_1(X)$$

- Kemudian diteruskan dengan $n = 2$, yaitu apabila terdapat dua unit pada pembangkit termal maka biaya bahan bakar minimum dapat diperoleh: $B_2(X) = \min \{ b_2(Y) + B_1(X-Y) \}$

Persamaan tersebut dipecahkan dengan urutan sebagai berikut:

- Memilih beban sistem X mulai dari nilai yang kecil mungkin. Kemudian harga X tersebut dibagi untuk unit ke-1 pembangkit sebesar $(X-Y)$ MW dan untuk unit ke-2 pembangkit sebesar Y MW. Kemudian dengan mengubah-

ubah nilai Y dengan variasi δ , maka didapatkan nilai $B_2(X)$ yang minimum.

- Memilih beban sistem X yang lebih besar dan mengulangi proses perhitungan tersebut dalam butir 3a.
- Biaya bahan bakar minimum dapat dihitung yaitu:

$B_2(0)$, $B_2(Y_{n \text{ min}})$, $B_2(Y_{n \text{ min}} + \delta)$, $B_2(Y_{n \text{ min}} + 2\delta)$, $B_2(Y_{n \text{ min}} + 3\delta)$, ... $B_2(Y_{n \text{ maks}} + Y_{n-1 \text{ maks}})$. Sehingga didapatkan komposisi beban unit 1 dan unit 2 yang menghasilkan biaya bahan bakar minimum ($B_2(X)$).

- (a) Untuk $n = 3$, perhitungan dilakukan dengan cara yang serupa dengan butir 3, sehingga dapat diperoleh $B_3(X)$.

Penentuan Kapasitas Photovoltaic dan Baterai

Kapasitas Photovoltaic dan Baterai ditentukan berdasarkan kenaikan prediksi beban sistem dibandingkan tahun sebelumnya, dalam hal ini yaitu prediksi beban sistem Baubau tahun 2025 dibandingkan beban sistem tahun 2024. Selain itu kapasitas Photovoltaic dan Baterai di tentukan tanpa mempertimbangkan luasnya daerah tempat penelitian di Bola Buton Selatan.

Simulasi

Simulasi Optimasi Penjadwalan Pembangkit dengan menggunakan Dynamic Programming dilakukan menggunakan *software* Matlab yang kemudian hasil simulasi tersebut akan dibandingkan dengan perhitungan manual.

Simulasi perhitungan Photovoltaic dan Baterai dilakukan dengan menggunakan *software* Homer Pro. Hasil perhitungan *Cost of Energy* (COE) akan digunakan untuk

menghitung nilai efisiensi yang bisa dilakukan.

Evaluasi Hasil

Evaluasi hasil yang dilakukan pada penelitian optimasi penjadwalan pembangkit di Baubau diantaranya:

1. Pemodelan penjadwalan Pembangkit dengan menggunakan metode Dynamic Programming.
2. Optimasi Perancangan PLTS dan Baterai terhadap penjadwalan pembangkit termal.
3. Optimasi Perancangan PLTS dan Baterai terhadap Emisi Gas Buang Karbon.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Data Pengamatan

Untuk mengetahui hasil analisa penjadwalan pembangkit listrik pada sistem Baubau digunakan *software* Matlab. Dengan menggunakan program Matlab tersebut maka akan diperoleh hasil perhitungan biaya bahan bakar yang minimum dan jadwal kerja pengoperasian unit-unit pembangkit, terkhususkan untuk unit-unit pembangkit termis karena pembangkit hidro diasumsikan pengoperasian dalam *mode base load*.

Selain itu *software* Homer Pro digunakan untuk merancang PLTS dan Baterai dengan acuan potensi radiasi matahari yang telah ditentukan lokasinya. Dengan menggunakan *software* Homer Pro tersebut akan diperoleh perhitungan *PV Production* (kWH/yr), *Battery Annual Throughput* (kWH/yr) dan *Cost of Energy* (Rp).

Data yang digunakan dalam pengolahan penelitian ini merupakan data

input-output pembangkit, daya minimal dan maksimum pembangkit, potensi radiasi sinar matahari serta data beban listrik yang terdapat pada sistem Baubau yang dinyatakan dalam Rupiah per jam (Rp/jam) dan Mega Watt (MW). Data acuan untuk pengolahan data merupakan data beban sistem tahun 2024 dan prediksi beban sistem tahun 2025 yang tersaji dalam lampiran 1.

Potensi Radiasi Sinar Matahari di Baubau

Baubau memiliki potensi EBT (Energi baru Terbarukan) sebesar 30 MW (PLN, 2021). Potensi EBT tersebut salah satunya berasal dari radiasi sinar matahari. Potensi radiasi sinar matahari tepatnya di daerah Bola dapat dilihat pada tabel 1 (Atlas, 2024).

Tabel 1 Data Radiasi Sinar Matahari di Baubau

Specific photovoltaic power output	PVOUT specific	1575.5	kWh/kWp
Direct normal irradiation	DNI	1682	kWh/m ²
Global horizontal irradiation	GHI	1966.4	kWh/m ²
Diffuse horizontal irradiation	DIF	758.5	kWh/m ²
Global tilted irradiation at optimum angle	GTL opta	1981.3	kWh/m ²
Air temperature	TEMP	25.7	°C
Optimum tilt of PV modules	OPTA	8	°
Terrain elevation	ELE		m

Batasan Generator Pembangkit Sistem Baubau

Salah satu syarat penting penjadwalan pembangkit adalah mengetahui batasan-batasan generator dalam menyuplai beban sistem yaitu meliputi daya maksimum dan daya minimum sebuah generator. Kapasitas daya maksimum dan daya minimum pembangkit pada sistem Baubau dapat dilihat pada Tabel 2.

Tabel 2 Data Kapasitas Generator Pembangkit di Sistem Baubau

Kode	Unit Pembangkit	Min (MW)	Max (MW)
	PLTMG1	4.9	9.827
A1	PLTUBaruta1	3.751	6.865
A2	PLTUBaruta2	3.764	6.878
A3	PLTMG2	4.9	9.826
A4	PLTMG3	4.9	9.882
A5	PLTMG4	4.89	9.848
A6	PSWCum1	0.5	1
A7	PSWCum2	0.5	1
A8	PSWCum3	0.5	1
A9	PSWCum4	0.5	1
A10	RahaMits1	0.45	0.9
A11	RahaMits2	0.4	0.8
A12	RahaMits3	0.4	0.8
A13	RahaMits4	0.4	0.7
A14	RahaMirrless	0.9	1.8
A15	RahaCum1	0.4	0.8
A16	RahaCum2	0.4	0.8
A17	RahaCum3	0.4	0.8
A18	RahaCum4	0.375	0.75
A19	Baubau.BV1	0.35	0.7
A20	BaubauDHT3	0.35	0.6
A21	BaubauDHT4	0.35	0.65

Data Input – Output Pembangkit Termal

Data input-output pembangkit termal yang akan dijadwalkan dapat dilihat pada Tabel 3.

Tabel 3 Data Input Output Pembangkit Termal

Daya = P (MW)	Coal Consumption =H (kg/h)
5,305	8012.5
5,326	8116.7
5,072	8004.5
3,787	6840.9
4,941	7906.6
4,883	6826.8
7,751	9758.4
5,190	8007.4
5,148	8006.7
5,086	8044.5
6,865	8402.2
6,440	8352.3



Gambar 2 Grafik hubungan antara Daya yang dibangkitkan dengan Bahan bakar yang diperlukan pada PLTU Baruta Unit #1

Gambar 2 merupakan hubungan antara bahan bakar dengan daya yang di bangkitkan oleh PLTU Baruta Unit #1. Pada grafik tersebut dapat dilihat semakin besar daya yang dibangkitkan, maka akan semakin banyak batu bara yang dibutuhkan.

Hasil persamaan Input-Output pembangkit pada Gambar 4.1 akan diolah dengan menggunakan persamaan kuadrat terkecil. Sehingga diperoleh persamaan input-output PLTU Baruta #1, sebagai berikut:

Diketahui :

$$H_n = \alpha_n + \beta_n P_n + \gamma_n P_n^2$$

$$\Sigma P = 65.794$$

$$\Sigma H = 96279.5$$

$$\Sigma PH = 535441$$

$$\Sigma P^2 = 372.8182$$

$$\Sigma P^3 = 2186.3037$$

$$\Sigma P^4 = 13276.197$$

$$\Sigma HP^2 = 3080182.447$$

$$N = 12$$

Penyelesaian :

$$\begin{bmatrix} N & \Sigma P_n & \Sigma P_n^2 \\ \Sigma P_n & \Sigma P_n^2 & \Sigma P_n^3 \\ \Sigma P_n^2 & \Sigma P_n^3 & \Sigma P_n^4 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \alpha_n \\ \beta_n \\ \gamma_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Sigma H_n \\ \Sigma H_n P_n \\ \Sigma H_n P_n^2 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} 12 & 65,794 & 372,8182 \\ 65,794 & 372,8182 & 2186,3037 \\ 372,8182 & 2186,3037 & 13276,197 \end{bmatrix} \times$$

$$\begin{bmatrix} \alpha_n \\ \beta_n \\ \gamma_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 96279,5 \\ 535441 \\ 3080182,447 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} \alpha_n \\ \beta_n \\ \gamma_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 4618,835 \\ 614,21 \\ 1,05 \end{bmatrix}$$

$$H = 4618,835 + 614,21P + 1,05P^2$$

Perhitungan Menggunakan Matlab

Perhitungan Konstanta *Input-output* menggunakan program Matlab (R2010b) sama halnya dengan perhitungan manual yang menggunakan persamaan kuadrat terkecil. Berikut perhitungan pada program Matlab (gambar 3) untuk memperoleh besar nilai α_i , β_i , dan γ_i pada setiap unit pembangkitan.

```

1 tic
2 clear all;
3
4 % Data Input - Output Pembangkit PLTU Baruta #1
5 % Konstanta karakteristik
6 %
7 % [5.385 5.335 5.802 3.786 4.543 4.883 7.753 5.198 5.140 5.886 6.885 6.443]; % Output Pembangkit (kg)
8 % [1811.3 3216.7 8894.5 8848.9 7985.8 10324.8 9758.4 8887.3 8886.7 10868.7 10412.2 8351.3 ]; % Batubara
9
10 % Matriks
11 m=0;
12 n=0;
13 k=0;
14 l=0;
15 p=0;
16 q=0;
17
18 % Proses
19 for i=1:length(m)
20     y(i)=m(i);
21     x(i)=n(i);
22     x2(i)=k(i);
23     x3(i)=l(i);
24     x4(i)=p(i);
25     x5(i)=q(i);
26 end
27
28 % Matriks
29 A=[1 0 0 0 0;
30     x x2 x3 x4 x5];
31 b=[y];
32
33 % Menyelesaikan persamaan matriks
34 [alpha,beta,gamma]=lsqrs(A,b);
35
36 % Menampilkan hasil
37 disp('Konstanta karakteristik:');
38 disp(alpha);
39 disp(beta);
40 disp(gamma);
41
42 % Waktu eksekusi
43 toc

```

Gambar 3 Perhitungan pada program Matlab untuk memperoleh besar nilai α_i , β_i , dan γ_i PLTU Baruta Unit #1

```

Data Input - Output Pembangkit PLTU Baruta #1

Konstanta karakteristik
Alfa =4618.8553
Beta =614.4066
Gamma =1.0485
fx >>

```

Gambar 4 Hasil perhitungan pada program Matlab untuk memperoleh besar nilai α_i , β_i , dan γ_i PLTU Baruta #1

Jadi, perhitungan konstanta *Input-Output* pembangkit untuk PLTU Baruta #1 yaitu $H = 4618,85 - 614,406.P + 1,048.P^2$. Hasil perhitungan menggunakan MATLAB dan perhitungan manual memiliki nilai yang sama, hal ini membuktikan bahwa perhitungan yang dilakukan benar. Adapun hasil persamaan input-output pembangkit termal pada sistem kelistrikan Baubau yaitu seperti pada tabel 4 berikut.

Tabel 4 Hasil perhitungan pada program Matlab nilai α_i , β_i , dan γ_i Pembangkit Sistem Baubau

Persamaan Input Output $H_n = \alpha_n + \beta_n P_n + \gamma_n P_n^2$					
NO	Kode	UNIT	α	β	γ
1	A3	PLTMG2	706.43	-1.11	13.12
2	A4	PLTMG3	707.76	-2.10	13.38
3	A5	PLTMG4	757.28	-3.65	12.44
4	A1	PLTUBaruta1	4618.85	614.4066	1.048
5	A2	PLTUBaruta2	3283.323	958.01	0.561
6	A6	PSWCum1	130.83	-86.75	229.82
7	A7	PSWCum2	107.40	-6.19	167.40
8	A8	PSWCum3	107.15	-0.43	153.84
9	A9	PSWCum4	108.60	-0.54	157.72
10	A10	RahaMits1	129.65	-40.81	192.13
11	A11	RahaMits2	109.21	-11.04	205.03
12	A12	RahaMits3	124.67	-50.66	213.41
13	A13	RahaMits4	95.13	-18.87	235.60
14	A14	RahaMirless	337.23	-234.70	192.37
15	A15	RahaCum1	166.55	-6.97	107.70
16	A16	RahaCum2	473.72	-1279.20	1273.45
17	A17	RahaCum3	291.77	-328.72	331.56
18	A18	RahaCum4	169.67	-52.19	177.43
19	A19	Baubau BV1	49.79	62.97	227.52
20	A20	BaubauDHT3	49.45	19.10	368.34
21	A21	BaubauDHT4	32.95	113.95	252.94

Setelah diperoleh persamaan *Input-Output* maka selanjutnya dikelolah untuk diperoleh persamaan biaya bahan bakar yang kemudian akan dijadwalkan berdasarkan permintaan beban.

Persamaan Biaya Bahan Bakar

Pembangkit Termal yang akan dijadwalkan pada penelitian ini merupakan pembangkit-pembangkit pada sistem Baubau yang memiliki berbagai jenis bahan bakar seperti HSD (*High Speed Diesel*) dan Batu bara memiliki harga yang berbeda-beda seperti pada tabel 5 berikut.

Tabel 4 Jenis Bahan Bakar beserta harganya

Jenis Bahan Bakar	Harga Bahan Bakar
HSD / Biosolar (B35)	8.988,00 (Rp/Ltr)
Batubara	1.027,91 (Rp/kg)

Persamaan biaya bahan bakar dari unit-unit pembangkit tersebut diperoleh dengan mengalikan persamaan input-output pembangkit dengan harga bahan bakarnya. Misalnya untuk persamaan input-output PLTMG #2 Baubau : $H = 706.42 - 1.11.P + 13.2.P^2$ dengan harga bahan bakar Biosolar sebesar Rp 8.988 per Liter. Maka diperoleh persamaan biaya bahan bakar bahan bakar, yaitu : $C = 63,49 - 0,0995P + 1,179P^2$.

Persamaan biaya bahan bakar selengkapnya untuk semua unit pembangkit termal dapat dilihat pada tabel 6 sebagai berikut.

Tabel 4. 5 Hasil Perhitungan Persamaan Biaya Bahan Bakar Pembangkit Sistem Baubau

Persamaan Bahan Bakar $C_n = \alpha_n + \beta_n P_n + \gamma_n P_n^2$					
NO	Kode	UNIT	α	β	γ
1	A3	PLTMG2	63.49	-0.10	1.18
2	A4	PLTMG3	63.61	-0.19	1.20
3	A5	PLTMG4	68.06	-0.33	1.12
4	A1	PLTUBaruta1	65.52	-0.99	0.66
5	A2	PLTUBaruta2	58.21	-0.16	0.94
6	A6	PSWCum1	11.76	-7.80	20.66
7	A7	PSWCum2	9.65	-0.56	15.05
8	A8	PSWCum3	9.63	-0.04	13.83
9	A9	PSWCum4	9.76	-0.05	14.18
10	A10	RahaMits1	11.65	-3.67	17.27
11	A11	RahaMits2	9.82	-0.99	18.43
12	A12	RahaMits3	11.21	-4.55	19.18
13	A13	RahaMits4	8.55	-1.70	21.18
14	A14	RahaMirless	30.31	-21.09	17.29
15	A15	RahaCum1	14.97	-0.63	9.68
16	A16	RahaCum2	42.58	-114.97	114.46
17	A17	RahaCum3	26.22	-29.55	29.80
18	A18	RahaCum4	15.25	-4.69	15.95
19	A19	Baubau BV1	4.48	5.66	20.45
20	A20	BaubauDHT3	4.44	1.72	33.11
21	A21	BaubauDHT4	2.96	10.24	22.73

Beban Sistem Tenaga Listrik Wilayah Baubau

Energi yang dihasilkan tidak dapat disimpan, melainkan langsung habis digunakan oleh konsumen. Oleh karena itu, daya yang dibangkitkan harus selalu sama dengan daya yang digunakan oleh konsumen. Apabila pembangkit daya tidak mencukupi kebutuhan konsumen, maka hal ini akan ditandai turunnya frekuensi dalam sistem. Penyediaan tenaga listrik misalnya PLN, harus menyediakan tenaga listrik dengan frekuensi konstant, dalam batas penyimpanan yang masih diizinkan (Marsudi, 2005).

Karena kebutuhan daya oleh konsumen terus berubah sepanjang waktu, maka untuk mempertahankan frekuensi, daya yang dibangkitkan dipusat listrik harus diubah-ubah sepanjang waktu untuk menyesuaikan

daya tersebut dengan kebutuhan konsumen agar frekuensi bisa konstan.

Dalam penjadwalan pengoperasian pembangkit yang ekonomis dibutuhkan data beban yang akan dibangkitkan oleh masing-masing unit pembangkit sebagai salah satu batasan penjadwalan dengan memaksimalkan pembangkit hidro yang ada di Baubau maka adapun besar beban maksimum setiap jam pada tahun 2024 untuk sistem Baubau untuk pembangkit termal, yaitu seperti pada tabel 7 berikut.

Tabel 6 Beban maksimum Pembangkit Termal Sistem Baubau setiap jam pada tahun 2024

Jam	Beban (MW)	Beban Pembangkit Termal (MW)	Jam	Beban (MW)	Beban Pembangkit Termal (MW)
0.30	37.18	34.78	12.30	39.88	37.28
1.00	36.78	34.38	13.00	39.97	37.57
2.00	35.57	33.17	14.00	39.88	37.48
3.00	35.10	32.70	15.00	39.60	37.20
4.00	34.75	32.35	16.00	39.34	36.94
5.00	36.75	34.35	17.00	38.74	36.34
6.00	36.09	33.69	18.00	49.28	46.88
7.00	34.12	31.72	19.00	51.58	49.18
8.00	35.28	32.88	20.00	49.54	47.14
9.00	37.13	34.73	21.00	47.02	44.62
10.00	38.22	35.82	22.00	45.77	43.37
11.00	39.33	36.93	23.00	40.86	38.26
12.00	39.79	37.39	24.00	37.95	35.55

Untuk melakukan pegoptimasian atau operasi ekonomi penulis mengambil sampel data beban maksimum setiap jamnya pada tahun 2024. Dari data beban tersebut. Priode kerja dibagi menjadi 24 priode, yaitu tiap satu jam tiap priode, dimana tiap priode akan ditentukan konfigurasi pembebanan yang akan dibangkitkan.

Penjadwalan Pengoperasian Pembangkit Termis

Dengan mengacu pada Tabel 7 bisa didapat besar daya yang ditanggung pembangkit termal, yang nantinya akan dijadikan acuan untuk perhitungan penjadwalan pembangkit pada sistem Baubau. Langkah selanjutnya yaitu

mengitung biaya pembangkitan dan penjadwalan unit pembangkit untuk beban listrik yang akan dilayani oleh tiap unit-unit pembangkit pada sistem Baubau. Inisiasi beban maksimum yaitu sebesar 49.18 MW pada tahun 2024. Berikut merupakan perhitungan manual Dynamic Programming menggunakan sampel 2 unit pembangkit.

Diketahui :

$$B_N(x) = \min \{ b_N(y) + B_{N-1}(x-y) \}$$

dimana :

$B_N(x)$ = Biaya N buah unit untuk suplai daya x

$b_N(y)$ = Biaya unit ke-N untuk mensuplai daya y

N = Jumlah unit

x = Daya tertinggi yang disuplai

y = Tambahan daya tiap tahap

P = 49,18 MW

C1 PLTU Baruta #1 = $65,52 - 0,99P + 0,66P^2$

C2 = PLTU Baruta #2 = $58,21 - 0,16P + 0,94P^2$

Penyelesaian :

$$B_1 = b_1(49,18) = 65,52 - 0,99(49,18) + 0,66(49,18)^2 = 1.607,211$$

$$B_2(49,18) = b_2(0) + B_1(49,18) = 58,21$$

Sehingga :

$$B_N(x) = \min \{ b_N(y) + B_{N-1}(x-y) \}$$

$$B_2(49,18) = b_2(0) + B_1(49,18)$$

$$= 1.607,211 + 58,21$$

$$= 1.665,421 (\times 10^5 \text{ R/h})$$

Kemudian dilanjutkan sampai jumlah unit pembangkit yang direncanakan. Hasil perhitungan tersebut akan di bandingkan dengan hasil perhitungan menggunakan MATLAB seperti Tabel 8.

Tabel 8 Hasil Perhitungan Biaya 2 Unit Pembangkit Menggunakan Matlab

	y	b ₁ (y)	40.18	41.18	42.18	43.18	44.18	45.18	46.18	47.18	48.18	49.18
N ₀	MW		MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
1	0	123.48316	1665.421	157.083	1421.206	1306.989	1198.031	1094.334	995.8904			
2	2	126.63436	1734.882	1424.857	1310.44	1201.482	1097.783	999.3476	906.1702			
3	4	130.69176	1435.652	1371.44	1212.482	1108.781	1010.348	917.3701	829.2528			
4	6	139.78916	1339.989	1231.031	1127.334	1028.896	935.719	847.8016	765.1462			
5	8	150.78916	1257.129	1153.431	1054.994	961.8166	873.8962	791.2418	713.8444			
6	10	164.68816	1187.078	1088.84	995.465	907.5438	824.8882	747.4608	671.3524			
7	12	183.13316	1129.836	1038.658	948.3408	866.0834	788.688	716.3488	649.6712			
8	14	203.67216	1085.402	997.4848	914.8234	837.43	765.2018	698.4152	636.7978			
9	16	227.83016	1053.778	971.1202	894.7238	821.5654	754.708	693.0906	636.7332			
10	18	253.96716	1034.862	957.3644	881.427	818.5498	756.8322	700.5748	649.4774			

```

Editor - C:\Users\yugra\OneDrive\Documents\MATLAB\DP.m
+15 RahaCum2.m RahaCum3.m RahaCum4.m
1 clear all;
2 <C>;
3
4 a1 = 65.5211; b1 = -0.9888; y1 = 0.4575;
5 p1min = 3.751; p1max = 0.885;
6
7 a2 = 58.2114; b2 = -0.1618; y2 = 0.9436;
8 p2min = 3.764; p2max = 0.878;
9
10 a3 = 63.4934; b3 = -0.0995; y3 = 1.1791;
11 p3min = 4.9; p3max = 0.827;
12
13 a4 = 63.6352; b4 = -0.1888; y4 = 1.1022;
14 p4min = 4.9; p4max = 0.882;
15
16 a5 = 68.0647; b5 = -0.3382; y5 = 1.1185;
17 p5min = 4.89; p5max = 0.848;
18
19 a6 = 11.7581; b6 = -7.797; y6 = 20.6565;
20 p6min = 0.5; p6max = 1;
21
22 a7 = 9.6534; b7 = -0.5501; y7 = 15.0401;
23 p7min = 0.5; p7max = 1;
24
25 a8 = 8.6309; b8 = -0.0308; y8 = 13.8268;
26 p8min = 0.5; p8max = 1;
27
28 a9 = 9.7587; b9 = -0.0434; y9 = 14.1756;
29 p9min = 0.5; p9max = 1;
30
31 a10 = 11.4532; b10 = -3.6682; y10 = 17.2688;
32 p10min = 0.45; p10max = 0.9;
33

```

```

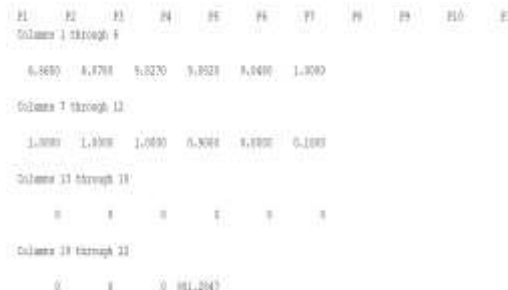
Editor - C:\Users\yugra\OneDrive\Documents\MATLAB\DP.m
+15 RahaCum2.m RahaCum3.m RahaCum4.m
34 a11 = 8.8188; b11 = -0.992; y11 = 10.4282;
35 p11min = 0.4; p11max = 0.8;
36
37 a12 = 11.3463; b12 = -4.531; y12 = 19.1817;
38 p12min = 0.4; p12max = 0.8;
39
40 a13 = 6.3346; b13 = -1.8806; y13 = 21.5788;
41 p13min = 0.4; p13max = 0.7;
42
43 a14 = 9.8747; b14 = 14.8859; y14 = 2.4502;
44 p14min = 0.4; p14max = 1.8;
45
46 a15 = 14.3887; b15 = -0.8265; y15 = 9.8802;
47 p15min = 0.4; p15max = 0.8;
48
49 a16 = 42.8782; b16 = -124.9083; y16 = 134.8878;
50 p16min = 0.4; p16max = 0.8;
51
52 a17 = 20.2229; b17 = -28.8888; y17 = 20.8887;
53 p17min = 0.4; p17max = 0.8;
54
55 a18 = 18.2888; b18 = -0.8888; y18 = 18.8476;
56 p18min = 0.375; p18max = 0.75;
57
58 a19 = 2.3176; b19 = 14.18; y19 = 12.77;
59 p19min = 0.35; p19max = 0.7;
60
61 a20 = 0.3784; b20 = 25.988; y20 = 1.198;
62 p20min = 0.3; p20max = 0.8;
63
64 a21 = 0.3784; b21 = 25.988; y21 = 1.198;
65 p21min = 0.3; p21max = 0.8;
66
67 q1 = 0; q2 = 49.18; xtag = 2;
68 lcu = q1+step:q2;
69 lmp = length(lcu);
70

```

Gambar 5 Program Penjadwalan Pembangkit Termal menggunakan MATLAB

Dari hasil simulasi menggunakan MATLAB didapatkan pemodelan

pengoperasian dan nilai biaya penggunaan bahan bakar 21 pembangkit pada sistem Baubau seperti pada gambar berikut.



Gambar 1 Hasil Akhir Penjadwalan Pembangkit Termal Sistem Baubau

Maka dengan melakukan perhitungan biaya minimum pada tiap-tiap unit pembangkit dimana tiap-tiap unit divariasikan bebannya, sehingga diperoleh hasil akhir perhitungan yang menghasilkan biaya minimum untuk kebutuhan beban sistem sebesar 49.18 MW, yaitu $P1 = 6,865$ MW, $P2 = 6,878$ MW, $P3 = 9,827$ MW, $P4 = 9,882$ MW, $P5 = 9,848$ MW, $P6 = 1$ MW, $P7 = 1$ MW, $P8 = 1$ MW, $P9 = 1$ MW, $P10 = 0,9$ MW, $P11 = 0,8$ MW, $P12 = 0,18$ MW, dengan biaya minimum sebesar $981,2847 \times 10^5$ Rp/h.

Perancangan PLTS dan Baterai

Perancangan PLTS dan Baterai pada penelitian ini menggunakan *software* Homer Pro. Besarnya kapasitas PLTS dan Baterai dibuat berdasarkan selisih beban puncak malam tahun 2024 dan prediksi beban sistem tahun 2025 seperti pada tabel 9.

Tabel 9 Inisiasi Kapasitas PLTS dan Baterai dari selisih beban puncak tahun 2024 dan 2025

Jam	Tahun		Selisih (MW)
	2025	2024	
18.00	54.76	49.38	5.49
19.00	57.10	51.58	5.52
20.00	55.07	49.54	5.53

Pada tabel 9 dapat dilihat selisih beban puncak malam tahun 2024 dan 2025 sebesar kurang lebih 5,5 MW setiap jam atau 17 MW per hari. Data itu digunakan sebagai data input yang dibutuhkan untuk merancang PLTS dan baterai dapat dilihat pada tabel 10.

Tabel 10. Data Input Perancangan PLTS dan Baterai

No	Parameter	Nilai	Sumber
1	Lokasi	Bola Sulawesi Tenggara	Global Solar Atlas
2	Discount Rate	6%	Bank Indonesia, November 2024
3	Inflation Rate	1.5%	Bank Indonesia, November 2024
4	Project Life time	25 Tahun	
5	Average kWh / Day	17,430	

Data input untuk komponen perancangan PLTS dan Baterai penyimpanan energi di Bola Sulawesi Tenggara dapat dilihat pada tabel 11 berikut.

Tabel 11 Tabel Data Input Komponen PLTS dan Baterai

No	Komponen	Life Time (Tahun)	Capacity	Jumlah	Harga (Rp)	Total Harga (Rp)	Sumber
1	PV	25	1 kW	141.000	Rp 2.200	Rp 310.200	Tan. Sora Energi
2	Inverter SUN 2000-100KTL	15	100 kW	1.410	Rp 130.000	Rp 183.300	Van Sora Energi
3	Baterai Lithium 4.12V-200Ah (Storage 2-25%)	10	2.42 kW	7.934	Rp 1.597	Rp 12.661	Tokopedia

Dari data tabel 11 dihasilkan optimasi perancangan PLTS dan Baterai di Bola Sulawesi Tenggara menggunakan *software* Homer Pro seperti pada gambar 4.6 dan 4.7.



Gambar 2 Desain PLTS dan Baterai menggunakan Homer Pro



Gambar 3 Hasil Optimasi Perancangan PLTS dan Baterai di Bola Sulawesi Tenggara

Perancangan PLTS dan Baterai pada gambar 7 hanya dilakukan inisiasi kebutuhan beban puncak pada jam 18.00 , 19.00 , dan 20.00 dengan beban 5,81 MW setiap jamnya atau total sebesar 17,43 MW. Oleh karena itu pada siang hari energi listrik yang dihasilkan PLTS hanya untuk *charging* baterai penyimpanan energi.

Tabel 12 Hasil Simulasi Perancangan PLTS dan Baterai menggunakan Homer Pro

Parameter	Nilai
Architecture PV (kW)	41,936.80
Architecture BAE PVV210	23,470.00
Architecture Converter (kW)	11,004.51
Architecture Dispatch	CC
Cost NPC (Rp)	179,516,700,000.00
Cost COE (Rp)	1,881.42
Cost Operating cost (Rp/yr)	2,545,136,000.00
Cost Initial capital (Rp)	141,314,600,000.00
System Run Time (%)	100.00
System Total Fuel (L/yr)	-
PV Capital Cost (Rp)	92,260,970,000.00
PV Production (kWh/yr)	10,685,040.00
BAE PVV210 Autonomy (hr)	62.49
BAE PVV210 Annual Throughput (kWh/yr)	7,053,382.00
BAE PVV210 Nominal Capacity (kWh)	56,729.37
BAE PVV210 Usable Nominal Capacity (kWh)	45,383.50
Converter Rectifier Mean Output (kW)	-
Converter Inverter Mean Output (kW)	725.67

Simulasi perancangan PLTS dan baterai seperti gambar 8 dihasilkan nilai PV Production (kWh/yr) sebesar 10.685.040, Battery Annual Throughput (kWh/yr) sebesar 7.053.382 dan COE (Cost of Energi) Rp 1.881,42. Hasil lengkap simulasi perancangan PLTS dan Baterai dapat dilihat pada tabel 12.

Optimasi PLTS dan Baterai terhadap Penjadwalan Pembangkit Termal Sistem Baubau

Perancangan PLTS dan Baterai penyimpanan energi pada Sistem Baubau akan mempengaruhi penjadwalan pengoperasian pembangkit termal di Baubau. Hasil penjadwalan pembangkit pada saat beban puncak dapat dilihat pada tabel 4.12 di bawah ini.

Tabel 13 Pengoperasian pembangkit termal ketika beban puncak

Jenis	Beban Sistem (MW)	Beban Pembangkit Termal (MW)	P1 P2 P3 P4 P5 P6 P7 P8 P9 P10 P11 P12												Batas
			MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	
18:00	49.28	48.88	0.865	0.876	0.827	0.802	0.848	1	1	1	0.58	0	0	0	9954894
19:00	51.58	48.18	0.865	0.876	0.827	0.802	0.848	1	1	1	1	0.8	0.8	0.18	9812847
20:00	49.54	47.14	0.865	0.876	0.827	0.802	0.848	1	1	1	0.85	0	0	0	9955894
21:00	47.02	44.62	0.865	0.876	0.827	0.802	0.848	1	0.52	0	0	0	0	0	9187556

Pada saat kebutuhan beban puncak dapat dilihat PLTD Konvensional (P6 sampai P 12) diharuskan untuk operasi. Total Daya yang dihasilkan pada saat beban puncak sebesar 14,63 MW.

Dari tabel karakteristik mesin pembangkit dapat dilihat rata-rata mesin P6 sampai P12 memiliki SFC sebesar 0,288 liter/kWh dengan harga Biosolar Rp 8.988 per-liter, sehingga membutuhkan biaya produksi sebesar Rp 2.588,54 per-kWh. Besarnya efisiensi penggantian PLTD konvensional dengan baterai dapat dilihat pada tabel 14 berikut.

Tabel 14 Hasil Optimasi PLTS dan Baterai pada Penjadwalan Pembangkit Termal

	Mesin Pembangkit P6 - P12	Baterai
Total Beban (MW)	14.63	14.63
Biaya per kWh (Rp)	2.558.54	1.882.42
Total Biaya (Rp)	37,431,440.20	27,539,804.60
Efisiensi (%)	26.43	

Tabel 15 Perbandingan Nilai BPP dan Nilai Jual Listrik

	PLTU, PLTMG dan Mesin Pembangkit P6 - P12	PLTU, PLTMG dan Baterai	Harga Jual Listrik
Total Beban Puncak (MW)	187.82	187.82	187.82
Biaya per kWh (Rp)	2.558,54	1.882,42	1.444,70
Harga Total 10 ⁵ (Rp)	3.806,29	3.707,38	2.713,43
Efisiensi (%)		2.60	

Pada tabel 14 diatas dapat dilihat optimasi PLTS dan Baterai pada penjadwalan pengoperasian pembangkit termal saat beban puncak mampu menurunkan biaya bahan bakar fosil PLTD Konvensional dari Rp 37,431,440.20 menjadi Rp 27,539,804.60 atau sebesar 26.43 persen dengan energi listrik tersalur dari Baterai sebesar 14.63 MW.

Kemudian pada tabel 15 diketahui bahwa penggunaan baterai pada saat beban puncak dapat menurunkan BPP pembangkit sebesar 2,6 persen. Namun optimasi tersebut belum dapat memberikan keuntungan dari harga jual, karena BPP yang masih cukup tinggi dari pengoperasian PLTMG Baubau.

3.10 Optimasi PLTS dan Baterai terhadap Gas Buang Pembangkit Termal

Perancangan PLTS dan Baterai Pada sistem kelistrikan Baubau mempengaruhi banyak Gas Buang CO₂ pengoperasian Pembangkit Termal. Perhitungan Gas Buang CO₂ dilakukan menggunakan EPA (Environmental Protection Agency) dan hasilnya dapat dilihat pada tabel 16 berikut.

Tabel 16 Optimasi PLTS dan Baterai terhadap Gas Buang Pembangkit Termal

Jam Beban Puncak		18.00		19.00		20.00	
Beban Sistem Tahun 2024		49.28		51.58		49.54	
Beban PLTU (MW)	Beban PLTD (MW)	13,743	35,537	13,8	37,78	13,743	35,797
CO ₂ PLTU (pounds)	CO ₂ PLTD (pounds)	6.008	11.443,8	6.032	12.100,16	6.008	11.527,17
Total CO ₂ (pounds)		17.451,8		18.192,16		17.535,17	
Setelah Terkonfigurasi PLTS dan Baterai (5,81 MW tiap jam beban puncak)							
Beban Pembangkit Termal (MW)		43,47		45,77		43,73	
Beban PLTU (MW)	Beban PLTD (MW)	13,743	29,727	13,743	32,027	13,743	29,987
CO ₂ PLTU (pounds)	CO ₂ PLTD (pounds)	6.008	9.569,88	6.008	10.311,1	6.008	9.653,17
Total CO ₂ (pounds)		15.577,88		16.319,1		15.661,17	
Efisiensi (%)		10,73		10,29		10,68	
Efisiensi Total (%)				10,57			

Pada tabel 16 di atas dapat dilihat bahwa penambahan suplai energi listrik sebesar 17,43 MW dari Baterai pada saat beban puncak malam, mampu menurunkan emisi gas buang CO₂ sebesar 10,57 persen. Hal tersebut menegaskan bahwa penambahan PLTS dan Baterai merupakan mitigasi yang tepat dalam pengoperasian pembangkit termal terhadap dampak lingkungan.

KESIMPULAN DAN SARAN

Kesimpulan

1. Simulasi Matlab Penjadwalan Pembangkit Termal menggunakan Metode Dynamic Programming di Baubau mampu menjadwalkan 21 pembangkit dengan penggunaan biaya bahan bakar yang minimum.
2. Simulasi perancangan PLTS dan Baterai di Bola Sulawesi Tenggara untuk mensuplai sistem kelistrikan Baubau menghasilkan nilai PV Production (kWh/yr) sebesar 10.685.040, Battery Annual Throughput (kWh/yr) sebesar 7.053.382 dan COE (Cost of Energi) Rp 1.881,42.

3. Optimasi PLTS dan Baterai pada penjadwalan pengoperasian pembangkit termal saat beban puncak mampu menurunkan biaya bahan bakar fosil PLTD Konvensional dari Rp 37.431.440,20 menjadi Rp 27.539.804,60 atau sebesar 26,43 persen dengan energi listrik tersalur dari Baterai sebesar 14,63 MW.
4. Perancangan PLTS dan Baterai Penyimpanan Energi di Baubau mampu mengurangi emisi gas buang CO₂ yang dihasilkan pada saat beban puncak malam sebesar 10,57 persen.

Saran

1. Optimalisasi Energi yang dihasilkan PV perlu dilakukan agar dapat meningkatkan efisiensi bahan bakar dan karbon gas buang, serta mampu memotong BEP (Break Event Point).
2. Mengganti Bahan Bakar PLTMG dari Biosolar menjadi Gas mampu menekan penggunaan biaya bahan bakar.
3. Referensi material dalam perancangan PLTS dan Baterai perlu diperbanyak untuk menekan biaya investasi.

DAFTAR PUSTAKA

Atlas, G. S. (2024, Juni). *Global Solar Atlas*. Diambil kembali dari Global Solar Atlas:
<https://globalsolaratlas.info/map?s=-5.650853,122.643127&m=site&c=-5.316042,122.442627,9>

Das, C. K. (2018). Overview of energy storage systems in distribution networks: Placement, sizing, operation, and power quality. *IEEE*.

Desh Deepak Sharma, S. (2015). Critical Load Profile Estimation for Sizing of Battery Storage System. *IEEE*.

Dominik Putza, b. D. (2021). A comparison between mixed-integer linear programming and dynamic programming with state prediction as novelty for solving unit commitment. *Elsevier*.

Fausett, L. (1994). *Fundamentals of Neural Networks Architectures, Algorithms*. London: Prantice-Hall, Inc.

Hasim, A. (2008). Prakiraan Beban Listrik Kota Pontianak Dengan Jaringan Syaraf Tiruan (Artificial Neural Network). *Bogor Agricultural University*.

Hossein Akhavan-Hejazi, H. M.-R. (2017). Energy storage planning in active distribution grids: a chance-constrained optimization with non-parametric probability functions. *IEEE*.

Ibrahim, R. S. (2017). Economic Load Dispatch Unit Pembangkit Termal Mempertimbangkan Penambahan Pembangkit Tenaga Angin dengan Menggunakan Firefly Algorithm. *Jurnal Teknik ITS*.

Jiajun Chen, J. Z. (2024). An improved dynamic programming algorithm for security-constrained. *Elsevier*.

Jong, J. S. (2005). *Jaringan Syaraf Tiruan dan Pemogramannya Menggunakan Matlab*. Yogyakarta: Andi.

Marsudi, D. (2005). *Pembangkitan Energi Listrik*. Jakarta: Erlangga.

Mehmood, K. K. (2017). Optimal sizing and allocation of battery energy storage systems with wind and solar power DGs in a distribution network for

- voltage regulation considering the lifespan of batteries. *IET*.
- Philipp Fortenbacher, J. L. (2017). Modeling and Optimal Operation of Distributed Battery Storage in Low Voltage Grids. *Elsevier*.
- PLN. (2021). Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) 2021/2030. *Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia*. Jakarta: PLN (Persero).
- Rong, A. (2009). A dynamic regrouping based sequential dynamic programming. *Elsevier*.
- S. Bhavsar, R. P. (2023). A hybrid data-driven and model-based approach for computationally efficient stochastic unit commitment and economic dispatch under wind and solar uncertainty. *Elsevier*.
- Saxena, N. (2015). Solar and Wind Power Estimation and Economic Load Dispatch Using Firefly Algorithm. *Elsevier*.
- Singh, A. (2024). A hybrid evolutionary approach for multi-objective unit commitment. *Elsevier*.
- UP2B, P. (2023). *Prediksi Pembebanan Sistem Baubau 2024 sampai 2025*. Makassar: UP2B Makassar Selatan.
- Y. Ghiassi-Farrokhfal, C. R.-B. (2016). Joint Optimal Design and Operation of Hybrid Energy Storage Systems. *IEEE*.
- Zhu, J. (2009). Optimization of Power System Operation. *IEEE*.