

OPTIMASI BIAYA POKOK PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK PADA POLA PENGOPERASIAN PLTMH SISTEM SULBAGSEL MENGGUNAKAN *TOOLS JOINT RESOURCE OPTIMIZATION AND SCHEDULER (JROS)*

Diani Rida Pratiwi¹, Mohammad Mulia²

^{1,2} *Sekolah Tinggi Teknologi Duta Bangsa*

^{1,2} *Jl. Kalibaru Timur Kel. Kalibaru Medan Satria Kota Bekasi*

dianiridap@gmail.com¹ mohammad.mulia@sttdb.ac.id²

Pemanfaatan Energi Baru dan Terbarukan (EBT) terus berkembang sesuai dengan Peraturan Menteri ESDM Nomor 50 Tahun 2017 guna memenuhi kebutuhan listrik nasional yang meningkat. PLN bekerja sama dengan *Independent Power Producer* (IPP) dalam menyediakan energi listrik, termasuk melalui Pembangkit Listrik Tenaga Mikrohidro (PLTMH). Akan tetapi, tarif listrik dari PLTMH memiliki komponen biaya variabel yang lebih tinggi dibandingkan beberapa pembangkit energi primer lainnya. Selain itu, pengoperasian pembangkit IPP yang melebihi rencana pembebanan serta kurangnya pengawasan *realtime* menyebabkan meningkatnya biaya pokok penyediaan listrik, sehingga mengurangi efisiensi ekonomi sistem kelistrikan. Oleh karena itu, diperlukan kajian dan studi optimasi guna menentukan pola pengoperasian pembangkit yang lebih optimal.

Kata Kunci : Energi Baru dan Terbarukan, PLN, PLTMH, biaya pokok penyediaan, optimasi pembangkit.

I. PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Energi listrik memiliki peran penting dalam kehidupan sosial dan ekonomi, sehingga PLN bertanggung jawab memastikan pasokan listrik

yang andal, berkualitas, dan ekonomis. Untuk mencapai hal tersebut, diperlukan pola operasi sistem kelistrikan yang optimal, terutama dalam menghadapi peningkatan kebutuhan listrik serta kebijakan pemanfaatan Energi Baru dan Terbarukan (EBT) sesuai Peraturan Menteri ESDM Nomor 50 Tahun 2017.

Sistem kelistrikan Sulawesi Bagian Selatan (Sulbagsel), yang dikelola oleh PLN UIP3B Sulawesi UP2B Sistem Makassar, mencakup berbagai jenis pembangkit, termasuk tenaga uap, air, diesel, gas bumi, surya, dan angin. Salah satu strategi pemanfaatan EBT adalah melalui kerja sama PLN dengan *Independent Power Producer* (IPP) dalam mengoperasikan Pembangkit Listrik Tenaga Mikrohidro (PLTMH). Akan tetapi, tarif listrik dari PLTMH yang dikelola swasta memiliki biaya variabel yang lebih tinggi dibandingkan pembangkit lainnya. Oleh karena itu, penelitian ini bertujuan untuk mengkaji dan mengoptimasi biaya pokok penyediaan energi listrik di sistem Sulbagsel

guna meningkatkan efisiensi dan keberlanjutan sistem kelistrikan

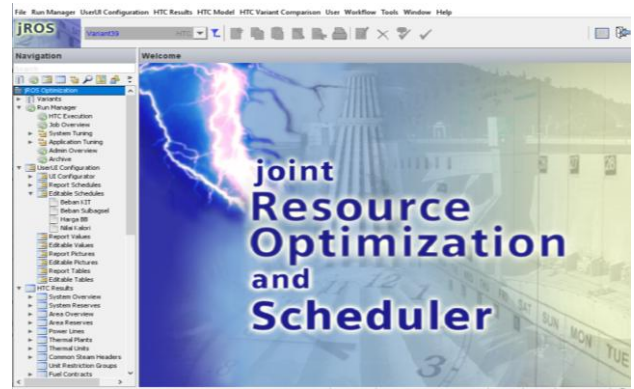
1.2. Rumusan Masalah dan Tujuan

Penelitian ini berfokus pada optimasi biaya pokok penyediaan tenaga listrik pada pola pengoperasian PLTMH di sistem Sulbagsel menggunakan Joint Resource Optimization and Scheduler (jROS). Adapun rumusan masalah dan tujuan yang dikaji meliputi: (1) analisis kondisi awal biaya pokok penyediaan energi listrik terkait pola pengoperasian PLTMH IPP, (2) identifikasi metode dan skenario optimasi berdasarkan prinsip keekonomian menggunakan jROS, serta (3) evaluasi perbandingan kondisi sebelum dan sesudah optimasi, termasuk estimasi potensi penghematan biaya berdasarkan hasil simulasi.

2. METODOLOGI PENELITIAN

1.1. Tempat, Waktu, dan Objek Penelitian

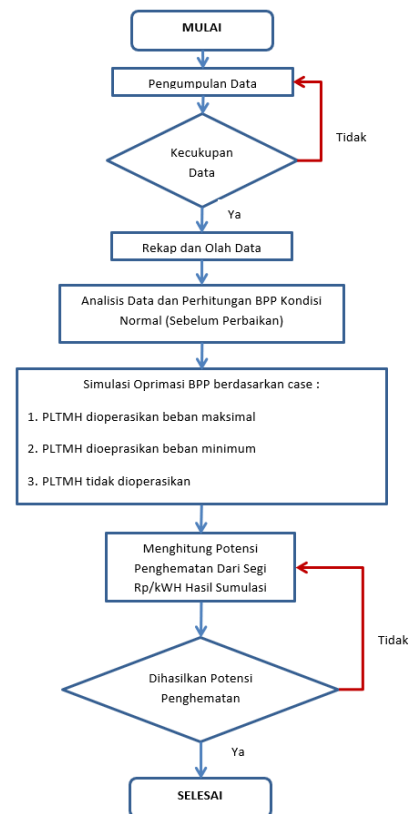
Penelitian ini dilakukan di PT PLN (Persero) UIP3B Sulawesi UP2B Sistem Makassar pada semester ganjil tahun ajaran 2024/2025, dengan objek penelitian berupa optimasi biaya pokok penyediaan tenaga listrik pada pola pengoperasian PLTMH Sistem Sulbagsel menggunakan *Tools jROS*. jROS (*Joint Resource Optimization and Scheduler*) merupakan aplikasi perencanaan energi buatan Siemens yang digunakan PLN dalam perencanaan operasi sistem kelistrikan, khususnya untuk kebutuhan *economic dispatch*.



Gambar 2.1. Aplikasi jROS (*Joint Resource Optimization and Scheduler*)

1.2. Desain Penelitian

Diagram penelitian dibuat untuk mengerjakan sebuah penelitian secara runtut.



Gambar 2.2. Diagram Penelitian

1.3. Metode Analisis Data

Analisis dilakukan dalam tiga tahap:

- (1) Analisis Kondisi Awal: Mengkaji kondisi awal biaya pokok penyediaan energi listrik untuk memahami dampak pola operasi

PLTMH terhadap keekonomian sistem. Perhitungan biaya pokok penyediaan energi listrik di Sistem Sulbagsel akan di hitung menggunakan formulasi sebai berikut :

$$BPP = \frac{FIX\ COST + VAR\ COST}{PRODUKSI}$$

Dimana :

BPP (Rp/kWh) = Biaya Pokok Penyediaan Energi Listrik

Fix Cost (Rp) = Biaya Tetap komponen A,B,E

Var Cost (Rp) = Biaya Variabel komponen C,D

Produksi (kWh) = Total energi listrik dibangkitkan

- (2) Simulasi dengan *Tools* jROS: Menggunakan metode *Hydro Thermal Coordination* (HTC) untuk penjadwalan pembangkitan dengan mempertimbangkan minimasi biaya operasi.
- (3) Evaluasi Hasil Optimasi: Membandingkan kondisi sebelum dan sesudah optimasi untuk mengidentifikasi potensi penghematan biaya dalam sistem kelistrikan Sulbagsel.

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

3.1 Analisis Kondisi Awal

Hasil analisa kondisi awal yang telah dilakukan didapatkan hasil sebagai berikut :

Tabel 3.1. Analisa Kondisi Awal Produksi PLTMH Sistem Sulbagsel

Pembangkit	Harga Energi (Rp/kWh)	Daya Mampu Netto (MW)	Rencana Operasi Bulanan (MWh)	Realisasi Meter (MWh)	% Pembebanan Realisasi terhadap Rencana	Evaluasi Pembebanan
TANGKA MANIRI	1,021.00	10.00	3154.56	5220.00	65.47%	➔ Lebih Tinggi Dari Rencana
MALEA	430.00	6.70	4240.80	373.63	-91.19%	➔ Lebih Rendah Dari Rencana
PONGBATIK	1,290.00	3.00	1242.48	1292.93	4.06%	➔ Lebih Tinggi Dari Rencana
SIMBUANG	787.00	3.00	952.32	955.32	4.52%	➔ Lebih Tinggi Dari Rencana
SITEBA	787.00	7.50	2909.04	2395.42	-17.66%	➔ Lebih Rendah Dari Rencana
TOMBOLO	1,020.00	2.00	74.40	57.60	-22.58%	➔ Lebih Rendah Dari Rencana
BUNGIN	1,020.00	3.00	1153.20	0.00	-100.00%	➔ Lebih Rendah Dari Rencana
BANTAENG	1,320.00	4.70	535.68	1276.79	138.35%	➔ Lebih Tinggi Dari Rencana
SALLINDA	787.00	2.00	431.52	954.38	121.17%	➔ Lebih Tinggi Dari Rencana
KORO YAENTU	833.00	9.68	5952.00	5187.33	-12.85%	➔ Lebih Rendah Dari Rencana
KORO TOMASA	787.00	10.00	5952.00	3525.73	-40.76%	➔ Lebih Rendah Dari Rencana
RANTEBALA	1,020.00	2.40	1279.68	1724.79	34.78%	➔ Lebih Tinggi Dari Rencana
KORO KOBALO	1,320.00	2.20	1339.20	1565.89	16.93%	➔ Lebih Tinggi Dari Rencana
MADONG	1,320.00	10.00	6457.92	7003.99	6.46%	➔ Lebih Tinggi Dari Rencana
MATING HULU	945.00	8.00	1892.80	3908.32	106.48%	➔ Lebih Tinggi Dari Rencana
USSUMALU	787.00	3.00	1011.84	1826.20	80.48%	➔ Lebih Tinggi Dari Rencana
TOMATA	1,320.00	10.00	5996.64	5866.79	-2.17%	➔ Lebih Rendah Dari Rencana
WAWOPADA	1,020.00	6.50	3437.28	4070.72	18.43%	➔ Lebih Tinggi Dari Rencana

Tabel 3.2. BPP Sistem Sulbagsel Kondisi Awal

Biaya Pokok Penyediaan Sistem Sulbagsel	Rencana Operasi	Realisasi Meter
FIX COST (Rp)	734,694,281,878.59	734,694,281,878.59
VAR COST (Rp)	688,254,001,881.79	681,371,461,862.98
ALL COST (Rp)	1,422,948,283,760.38	1,416,065,743,741.56
PRODUKSI (MWh)	1,111,469.32	1,101,275.29
BPP (Rp/kWh)	1,280.24	1,285.84

Hasil analisa kondisi awal menunjukkan masih terdapat beberapa PLTMH yang beroperasi diatas rencana operasi, yang mengakibatkan naik nya BPP energi Listrik di Sistem Sulabasel.

3.2 Simulasi Optimasi BPP

Simulasi optimasi yang dilakukan berdasarkan tiga *case* yaitu :

- (a) PLTMH dioperasikan beban maksimal
- (b) PLTMH dioperasikan beban minimum
- (c) PLTMH tidak dioperasikan

Tabel 3.3. Pola Pembebanan PLTMH untuk Tiga Case Simulasi

Pembangkit	Harga Energi (Rp/kWh)	DMN (MW)	Case 1 PLTMH Beban Maksimal		Case 2 PLTMH Beban Minimum		Case 3 PLTMH Tidak Dioperasikan	
			Beban (MW)	Produksi (MWh)	Beban (MW)	Produksi (MWh)	Beban (MW)	Produksi (MWh)
TANGKA MANIRI	1021	10	10	240	3	240	-	-
MALEA	430	6.7	6.7	160.8	2.01	48	-	-
PONGBATIK	1290	3	3	0.144	0.9	0.0432	-	-
SIMBUANG	787	3	3	72	0.9	21.6	-	-
SITEBA	787	7.5	7.5	180	2.25	48	-	-
TOMBOLO	1020	2	2	48	0.6	14.4	-	-
BUNGIN	1020	3	3	72	0.9	21.6	-	-
BANTAENG	1320	4.7	4.7	112.8	1.41	33.6	-	-
SALLINDA	787	2	2	48	0.6	14.4	-	-
KORO YAENTU	833	9.68	9.68	232.32	2.904	48	-	-
KORO TOMASA	787	10	10	240	3	72	-	-
RANTEBALA	1020	2.4	2.4	57.6	0.72	57.6	-	-
KORO KOBALO	1320	2.2	2.2	52.8	0.66	52.8	-	-
MADONG	1320	10	10	240	3	72	-	-
MATING HULU	945	8	8	192	2.4	57.6	-	-
USSUMALU	787	3	3	72	0.9	21.6	-	-
TOMATA	1320	10	10	240	3	72	-	-
WAWOPADA	1020	6.5	6.5	156	1.95	45.6	-	-

Formulasi Pada *Tools* jROS



Gambar 3.1. Fomulasi Optimasi Pada *Tools* jROS

3.3 Analisis Hasil Simulasi

Berdasarkan simulasi menggunakan *Tools Joint Resource Optimization and Scheduler (jROS)* didapatkan hasil sebagai berikut :

Tabel 3.4. BPP Sistem Sulbagsel Hasil Simulasi

Biaya Pokok Penyediaan Sistem Sulbagsel Hasil Simulasi	Realisasi Awal	Case 1 PLTMH Beban Maksimal	Case 2 PLTMH Beban Minimum	Case 3 PLTMH Tidak Dioperasikan
FIX COST (Rp)	23,699,815,544.47	23,699,815,544.47	23,699,815,544.47	23,699,815,544.47
VAR COST (Rp)	21,979,724,576.23	23,258,543,745.95	22,012,955,048.23	20,204,389,717.8
ALL COST (Rp)	45,679,540,120.70	46,958,359,290.42	45,712,770,592.70	43,904,205,262.2
PRODUKSI (MWh)	35,525.01	36,490,165.00	36,490,165.00	36,490,165.00
BPP (Rp/kWh)	1,285.84	1,286.88	1,252.74	1,203.18
POTENSI SAVING BPP (Rp/kWh)	-	(1.04)	33.10	82.4
POTENSI SAVING BPP Per Hari (Rp)	-	37,781,748,017.47	1,207,806,949,705.67	3,016,372,280,108.4

Hasil analisa BPP Sistem Sulbagsel berdasarkan tiga case yang telah disimulasikan menggunakan *tools jROS* menunjukkan bahwa pola pengoperasian PLTMH berpengaruh terhadap BPP energi listrik. Case 3 yaitu tanpa pengoperasian PLTMH menghasilkan biaya paling ekonomis. Akan tetapi, sesuai dengan Permen ESDM Nomor 50 Tahun 2017 tentang pemanfaatan energi terbarukan, pengoperasian PLTMH milik IPP secara minim dapat menurunkan BPP sistem secara optimal dari sisi PLN.

4. KESIMPULAN DAN SARAN

4.1 Kesimpulan

Penelitian ini menyimpulkan bahwa optimasi Biaya Pokok Penyediaan (BPP) energi listrik pada Sistem Sulbagsel menggunakan *Joint Resource Optimization and Scheduler (jROS)* menunjukkan variasi hasil berdasarkan skenario pengoperasian PLTMH, yaitu :

- Sebelum optimasi, BPP tercatat sebesar Rp. 1,285.84/kWh, sementara hasil simulasi menunjukkan Case 1 sebesar Rp. 1,286.88/kWh, Case 2 sebesar Rp. 1,252.74/kWh, dan Case 3 sebesar Rp. 1,203.18/kWh.
- Dibandingkan kondisi awal, Case 2 dan Case 3 menunjukkan penurunan BPP

masing-masing sebesar Rp. 33.10/kWh dan Rp. 82.66/kWh, dengan Case 3 sebagai opsi paling ekonomis tanpa pengoperasian PLTMH oleh IPP. Namun, Case 2 menjadi opsi yang lebih moderat karena selain efisien secara ekonomi, juga mendukung kebijakan energi terbarukan sesuai Permen ESDM No. 50 Tahun 2017.

4.2 Saran

Penelitian ini diharapkan dapat menjadi pertimbangan dalam pengelolaan sistem kelistrikan, khususnya di PT PLN UP2B Sistem Makassar, dengan menerapkan pola operasi Case 2, yaitu pengoperasian PLTMH dengan beban minim. Namun daripada itu agar IPP dapat melengkapi instalasi komunikasi data agar dapat terintegrasi dengan *master scada* UP2B Sistem Makassar, sehingga monitoring operasional PLTMH dapat dilakukan secara *real-time*.

Selain itu, penelitian ini diharapkan dapat menambah wawasan dalam bidang Teknik Elektro, khususnya terkait optimasi sistem kelistrikan. Saran dan kritik yang membangun juga diharapkan untuk pengembangan studi lebih lanjut guna menghasilkan penelitian yang lebih akurat dan bermanfaat.

5. DAFTAR PUSTAKA

- [1] Tengah, D. E. (2018). Profil Sektor ESDM di Jawa Tengah Tahun 2018. Semarang: Dinas Energi dan Sumber Daya Mineral:Bagian Energi Baru Terbarukan
- [2] O. Krishan and S. Suhag, “An updated review of energy storage systems: classification and applications in distributed

generation power systems incorporating renewable energy resources,” International Journal of Energy Research, vol. 43, no. 12, pp. 6171–6210, 2019.

- [3] A. Sugiyono (2020), Dampak Kebijakan Biaya Pokok Penyediaan Pembangkitan Listrik Terhadap Pengembangan Pembangkit Listrik Berbasis Energi Terbarukan, *Prosiding Seminar Nasional Asosiasi Analis Kebijakan*, hal. 9-19, AAKI.
- [4] Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PT PLN (Persero) 2019-2028, PT PLN (Persero), Jakarta, 2019