

Perencanaan Pengembangan Pembangkit Sistem Muna-Buton dengan Mempertimbangkan Sistem Interkoneksi

Ahmad Fatana¹, Sarjiya², Lesnanto Multa Putranto^{3*}

Intisari—Konsumsi energi listrik mengalami peningkatan setiap tahunnya, seiring dengan realisasi penjualan energi listrik selama lima tahun terakhir (2013-2017) dengan pertumbuhan sebesar 5,1% per tahun. Pulau Muna dan Pulau Buton merupakan pulau besar di Sulawesi Tenggara dengan jumlah penduduk 360.682 jiwa dan luas wilayah 7.712,18 km². Muna dan Buton termasuk dua kota utama di Sulawesi Tenggara yang berkembang cukup pesat. Muna dan Buton cukup kaya akan potensi alam, yang turut mendorong pertumbuhan ekonomi setempat. Sumber listrik utama untuk kedua wilayah tersebut dipasok dari Buton. Konsumsi listrik Muna-Buton saat ini cukup besar, dengan beban puncak 37 MW, yang sebagian besar dipenuhi oleh pembangkit listrik tenaga diesel (PLTD) sebesar 30,15 MW. Target pemerintah untuk mencapai bauran energi baru terbarukan (EBT) sebesar 23% pada tahun 2025 dan 31% pada tahun 2050 bertentangan dengan keadaan pembangkit di Muna dan Buton yang saat ini masih didominasi oleh PLTD. Perencanaan dilakukan dengan melihat pengaruhnya terhadap biaya pembangunan pembangkit, *reserve margin*, bauran energi, serta biaya total. Untuk mencapai nilai optimisasi yang diinginkan, dilakukan skenario *isolated* atau sebelum interkoneksi, dengan asumsi masing-masing sistem terpisah; dan sistem interkoneksi, dengan asumsi sistem Muna dan Buton melakukan interkoneksi. Metode optimisasi dilakukan dengan menggunakan *mix integer linear programming* (MILP) dengan menggunakan platform perangkat lunak OSeMOSYS. Hasil optimisasi menunjukkan bahwa rencana pengembangan pembangkit Muna-Buton telah berhasil dilakukan. Dari beberapa skenario yang dilakukan, skenario dengan sistem interkoneksi dapat dipilih sebagai pilihan terbaik, berdasarkan nilai biaya total dan biaya pembangkitan yang lebih rendah, yaitu sebesar Rp1.073 per kWh pada tahun 2022 dan Rp1.362 per kWh pada tahun 2047, dengan rata-rata Rp1.202 per kWh.

Kata Kunci—*Generation Expansion Planning (GEP), Power Plant Development Cost, Interkoneksi, Mix Integer Linear Programming (MILP).*

I. PENDAHULUAN

Konsumsi energi listrik setiap tahunnya mengalami peningkatan, sesuai dengan realisasi penjualan energi listrik selama lima tahun terakhir (2013-2017), dengan pertumbuhan sebesar 5,1% setiap tahunnya [1]. Pulau Buton dan Pulau Muna merupakan pulau besar di Sulawesi Tenggara dengan jumlah penduduk sekitar 360.682 jiwa dan luas wilayah 7.712,18 km².

^{1,2,3} Departemen Teknik Elektro dan Teknologi Informasi, Fakultas Teknik, Universitas Gadjah Mada, Jln. Grafika No. 2 Yogyakarta 55281 INDONESIA (Tel.: +6285299447946; +62(274)552305, email: ¹ahmad.fatana013@mail.ugm.ac.id, ²sarjiya@ugm.ac.id, ³lesnanto@ugm.ac.id)

*Corresponding Author

[Diterima: 1 Desember 2021, Direvisi: 30 Maret 2022]

Secara geografis, kedua wilayah tersebut berdampingan. Sumber listrik utama kedua wilayah tersebut dipasok dari Buton. Konsumsi listrik Muna-Buton saat ini cukup besar, dengan beban puncak sebesar 32.996 kW [1].

Muna dan Buton merupakan daerah yang masing-masing memiliki sistem kelistrikan yang terisolasi, seperti dapat dilihat pada Gbr. 1 [1]. Hal ini disebabkan oleh kondisi geografis Muna dan Buton yang merupakan kepulauan. Pada sistem Muna, sistem kelistrikan masih didominasi oleh pembangkit listrik tenaga diesel (PLTD) dengan total kapasitas terpasang 4,7 MW dengan beban puncak sebesar 4,2 MW. Sementara itu, pada sistem Buton, PLTD masih mendominasi dengan total terpasang sebesar 30,15 MW dan beban puncak sebesar 33,2 MW [2]. Kondisi tersebut bertentangan dengan target bauran energi baru terbarukan (EBT) pemerintah sebesar 23% pada tahun 2025 dan 31% pada tahun 2050. Oleh karena itu, diperlukan rencana pembangunan ketenagalistrikan yang ekonomis untuk mencapai target pemerintah dengan memanfaatkan potensi energi masing-masing wilayah.

Interkoneksi antara kedua sistem sebelumnya telah dilakukan [3]. Interkoneksi dilakukan dengan menghubungkan Sulawesi bagian utara dan Sulawesi bagian selatan. Interkoneksi dilakukan dengan memasukkan dua pilihan transmisi tegangan, 275 kV dan 500 kV, dengan mempertimbangkan ekonomi tegangan, *N-1 contingency*, dan stabilitas tegangan.

Muna dan Buton memiliki beberapa potensi energi, khususnya di Pulau Buton, yang memiliki potensi energi panas bumi sebesar 125 MW [4], energi hidro 10 MW, dan energi surya 10 MW [2]. Sementara itu, potensi energi sistem Muna cukup kecil, yaitu energi hidro dan energi surya, dengan potensi energi masing-masing sebesar 5 MW. Pemanfaatan masing-masing potensi tersebut diharapkan dapat membantu memenuhi target bauran EBT pemerintah sebesar 23%.

Perencanaan kebijakan ketenagalistrikan dituangkan dalam Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional (RUKN) dan Rencana Umum Ketenagalistrikan Daerah (RUKD). RUKD harus disusun dengan memperhatikan RUKN dan menurut pedoman yang dikeluarkan oleh pemerintah [5].

Dalam rangka mencapai target bauran energi, perlu dilakukan perencanaan ekspansi pembangkitan (*generation expansion planning*, GEP). GEP digunakan untuk menentukan jenis, kapasitas, dan waktu konstruksi unit pembangkit dengan mempertimbangkan peramalan beban atau beban puncak tahunan [6]. Secara umum, GEP telah dilakukan pada penelitian-penelitian sebelumnya [5]-[16]. Salah satu platform yang sudah banyak digunakan para peneliti sebelumnya untuk melakukan GEP adalah OSeMOSYS [7]-[9], [14], [15]. Referensi [7] menggunakan Open Source Spatial Electrification Toolkit (OnSSET) dan OSeMOSYS. Penelitian tersebut dibagi menjadi tiga skenario, yaitu konsumsi listrik



Gbr. 1 Peta Muna dan Buton [1].

perumahan, konsumsi listrik pedesaan, dan konsumsi listrik perkotaan, yang masing-masing dibagi menjadi konsumsi listrik rendah dan konsumsi listrik tinggi. Dalam [8], objek penelitian yang dilakukan adalah Sistem Jawa-Bali tahun 2016-2025. Dalam penyelesaiannya, dipilih metode *linear programming* (LP) untuk mencapai nilai minimum dengan menerapkan batas emisi dan tanpa batas emisi. Dalam penelitian ini dilakukan tiga skenario, yaitu skenario pemodelan rencana usaha penyediaan tenaga listrik (RUPTL), optimisasi tanpa batasan emisi, dan optimisasi dengan batasan emisi. Hasil simulasi menunjukkan bahwa optimisasi tanpa batasan emisi lebih murah dibandingkan dengan optimisasi dengan batasan emisi [8]. Sementara itu, digunakan metode *mix integer linear programming* (MILP) dan LP pada penelitian lainnya [9]. Metode ini dipilih untuk skema terisolasi dan skema interkoneksi. Dalam penelitian tersebut, digunakan tiga skenario, yaitu skenario *business as usual* (BAU), skenario target EBT, dan skenario batas CO₂. Hasil yang diperoleh adalah nilai biaya pokok penyediaan (BPP) pembangkitan pada skenario pembatasan CO₂ paling tinggi dibandingkan dengan skenario lainnya [9]. Dalam [14], studi kasus dilakukan di Jayapura dan Sarmi. Skenario dilakukan dengan sistem *isolated* dan interkoneksi. Metode yang digunakan adalah MILP. Hasil yang diperoleh menunjukkan bahwa skenario sistem *isolated* lebih murah berdasarkan biaya pembangkitan dan total biaya. Pengembangan pembangkit juga telah dilakukan menggunakan PLEXOS sebagai antarmukanya [6], [10]. Dalam penelitian tersebut, dipilih metode MILP dengan model *long term plan* (LT) yang merencanakan pembangunan pembangkit listrik selama dua puluh sampai tiga puluh tahun. Model rencana LT memberikan kombinasi yang optimal antara pembangunan pembangkit listrik baru, penghentian pembangkitan, dan penambahan saluran transmisi dengan meminimalkan *net present value* (NPV) dari total biaya dalam perencanaan jangka panjang dengan tetap mempertimbangkan kendala [7].

Pada penelitian ini, dilakukan studi GEP di Pulau Muna dan Pulau Buton untuk memenuhi proyeksi beban periode 2022-2047 dan target bauran energi 23% sesuai yang ditetapkan pemerintah, sehingga diperoleh biaya penyediaan energi listrik yang minimum. Hasil kajian ini diharapkan dapat menjadi acuan dalam penyusunan masterplan kelistrikan Pulau Muna dan Pulau Buton guna mendukung pencapaian target energi terbarukan Indonesia.

II. METODOLOGI DAN DATA

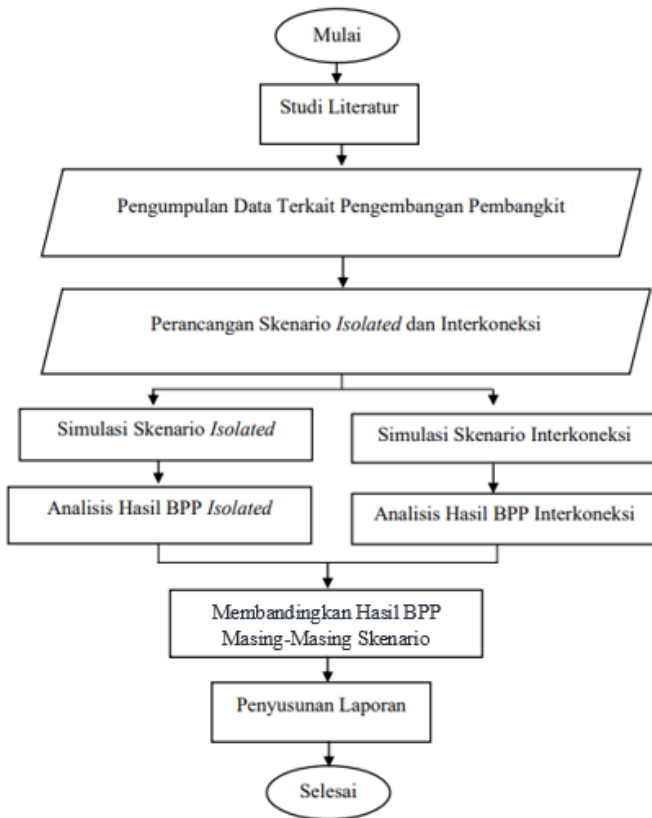
Untuk menyelesaikan masalah pengembangan pembangkit, disusun fungsi tujuan (*objective function*) berupa pencarian biaya minimum dalam penyediaan tenaga listrik dengan tetap memperhatikan kekangan-kekangan yang ada. Komponen biaya meliputi biaya modal, biaya operasi dan pemeliharaan tetap, biaya variabel, serta biaya bahan bakar. Hal tersebut dituliskan pada (1).

$$Z = \min (\sum_r \sum_t \sum_y DFC_y \times [C_{inv}^t \times NC_{r,t,y}] + \sum_y DF_y \times [C_{FO\&M}^t \times (\sum_r \sum_t (RC_{r,t,y} + \sum_y^y NC_{r,t,y}))] + \sum_r \sum_l \sum_f DF_y \times [\sum_t ((HR_t \times C_{fuel}^t) + C_{vo\&m}^t) \times P_{r,t,y}]) \tag{1}$$

dengan

- z = biaya total,
- y = tahun,
- r = daerah (*region*),
- f = bahan bakar,
- t = teknologi,
- l = *timeslices*,
- NC_{r,t,y} = kapasitas baru (*new capacity*),
- C_{inv}^t = *discount rate*,
- DFC_y = *discount factor* untuk investasi modal,
- DF_y = *discount factor* untuk biaya tetap dan variabel,
- C_{FO&M}^t = biaya operasi dan pemeliharaan tetap,
- RC_{r,t,y} = *residual capacity*,
- C_{fuel}^t = biaya bahan bakar,
- C_{VO&M}^t = biaya operasi dan pemeliharaan variabel,
- P_{r,t,y} = produksi,
- HR_r = laju kalor.

Alur penelitian ini diperlihatkan pada Gbr. 2. Penelitian dimulai dengan mempelajari berbagai literatur baik berupa penelitian-penelitian maupun buku-buku terkait perencanaan pengembangan pembangkit. Selanjutnya, dilakukan pengumpulan data yang berhubungan dengan penelitian, seperti pembangkit yang sudah ada (*existing*), rencana pembangkit, kebutuhan energi, potensi energi, serta biaya tekno-ekonomi pembangkitan. Dalam penelitian ini, dilakukan dua skenario, yaitu skenario *isolated* dan interkoneksi. Dalam skenario *isolated*, diasumsikan bahwa pada sistem Muna dan Buton dilakukan pengembangan pembangkit secara sendiri-sendiri. Sementara itu, pada skenario interkoneksi, diasumsikan sistem Muna dan Buton diinterkoneksikan. Kemudian, dilakukan simulasi skenario *isolated* dan interkoneksi. Hasil setiap skenario dianalisis dari sudut pandang BPP pembangkit, keandalan sistem, serta bauran energinya. Setelah masing-



Gbr. 2 Diagram alir penelitian.

masing analisis dilakukan, dilakukan perbandingan antar skenario sebelum dan setelah interkoneksi, lalu diakhiri dengan penyusunan kesimpulan dan rekomendasi.

1) *Kekangan*: Pada model optimisasi perencanaan pengembangan pembangkit ini, ada beberapa kekangan yang dipertimbangkan, yang ditunjukkan pada (2) sampai (6). Diasumsikan bahwa total daya pembangkit yang ada dan tambahan pembangkit baru setiap tahun harus lebih besar atau sama dengan beban puncak tahunan ditambah margin cadangan. Pada (3), produksi energi total untuk setiap *timeslice* harus sama dengan kebutuhan energi untuk setiap *timeslice*. Persamaan (4) menunjukkan bahwa dalam memenuhi target bauran EBT, produksi EBT harus sama atau lebih besar daripada target EBT dikalikan total produksi energi tahunan. Sementara itu, pada (5), produksi energi dibatasi setiap tahun sesuai dengan faktor kapasitas masing-masing pembangkit.

$$\sum_t (RC_{r,t,y} + \sum_y^{yy} NC_{r,t,y}) \geq PL_{r,y} + RM_{r,y} \quad (2)$$

$$\sum_t P_{r,t,y} \geq D_{r,t,y} \quad (3)$$

$$PRE_{r,y} \geq RET_y \times P_{r,t,y} \quad (4)$$

$$P_{r,t,y} \geq AC_{t,y} \times CF_{t,y} \times 8760 \quad (5)$$

dengan

$PL_{r,y}$ = beban puncak,

$RM_{r,y}$ = *reserve margin*,

RET_y = target energi terbarukan,

$PRE_{r,y}$ = produksi energi terbarukan,

$P_{r,t,y}$ = produksi,

D_y = permintaan,

$AC_{t,y}$ = kapasitas yang tersedia,

$CF_{t,y}$ = faktor kapasitas (*capacity factor*).

Kekangan dalam model perancangan GEP ini adalah *reserve margin*, untuk memastikan tercapainya target keandalan. Pada (6), *reserve margin* dihitung sebagai persentase selisih antara kapasitas terpasang dengan beban puncak terhadap beban puncak.

$$RM = \frac{(IC-PL)}{PL} \times 100\% \quad (6)$$

dengan RM adalah *reserve margin*, IC adalah kapasitas terpasang total (*total installed capacity*), dan PL adalah beban puncak (*peak load*).

2) *Perhitungan Biaya Pokok Penyediaan (BPP)*: Pada (7) terlihat bahwa BPP diperoleh dengan membagi biaya produksi tenaga listrik terhadap jumlah energi yang terjual. Sementara itu, (8) menunjukkan bahwa CRF digunakan untuk mengetahui pengembalian modal yang sesuai dengan suku bunga dan *operational life* suatu pembangkit.

$$BPP = \frac{((Capital\ Cost_y \times CRF) + FOM\ Cost_y + VOM\ Cost_y + Fuel\ Cost_y) / (1+i)^y}{Energy\ terjual / (1+i)^y} \quad (7)$$

$$CRF = \frac{i \times (1+i)^n}{E(1+i)^n - 1} \quad (8)$$

dengan i adalah the suku bunga dan y adalah tahun ke- y .

Berdasarkan model optimisasi yang telah dituliskan pada (1) sampai (8), dilakukan simulasi GEP menggunakan platform OSeMOSYS. Pada simulasi tersebut, digunakan asumsi data tekno-ekonomi kandidat pembangkit [17] dan energi primer pembangkit [18], [19], seperti ditunjukkan pada Tabel I dan Tabel II.

III. HASIL DAN DISKUSI

Pada bagian ini dijelaskan hasil optimisasi yang telah dilakukan pada sistem Muna dan Buton. Hasil yang ditampilkan berupa kapasitas pembangkit, keandalan yang diwakili *reserve margin*, bauran energi, dan BPP pembangkit listrik. Simulasi dilakukan untuk dua skenario, yaitu skenario *isolated* dan interkoneksi. Pada skenario *isolated*, simulasi GEP untuk sistem Muna dan Buton dilakukan secara terpisah, sedangkan pada skenario interkoneksi, kedua sistem diasumsikan dihubungkan dengan saluran transmisi.

A. Hasil Simulasi Skenario Isolated

Pada skenario simulasi sistem *isolated* ini, sistem Muna dan Buton disimulasikan sebagai sistem terpisah dengan pemanfaatan potensi energi masing-masing wilayah.

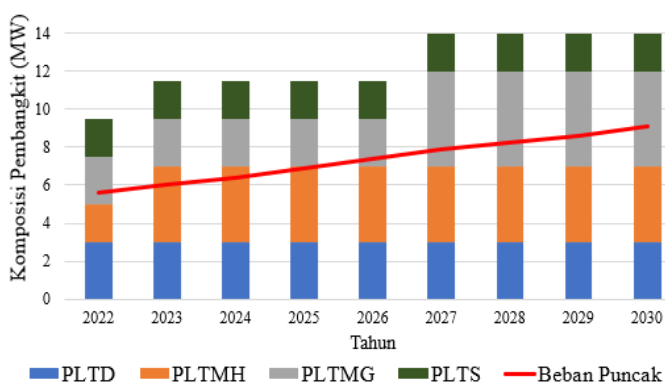
1) *Hasil Simulasi Sistem Muna*: Komposisi pembangkit di sistem Muna dari tahun 2022 sampai tahun 2047 ditunjukkan pada Gbr. 3. Terlihat bahwa ada penambahan kapasitas pembangkit dari tahun 2022 sampai 2047 untuk memenuhi kebutuhan beban puncak yang meningkat setiap tahunnya. Ada

TABEL I
DATA ASUMSI TEKNO-EKONOMI KANDIDAT PEMBANGKIT

Pembangkit	Umur Pembangkit (tahun)	Faktor Kapasitas (%)	Efisiensi (%)	Biaya Modal (\$/kWe/y)	FO&M (\$/kWe/y)	VO&M (\$/MWh)
PLTD	25	40	37	1.500	38,00	6,40
PLTMG	25	55	42	400	40,00	3,80
PLTU	30	80	34	1.650	45,25	3,80
PLTMH	25	40	37	2.600	38,00	6,40
PLTS	25	16	25	830	26,00	0,40
PLTP	30	80	25	4.500	20,00	0,37

TABEL II
ENERGI PRIMER

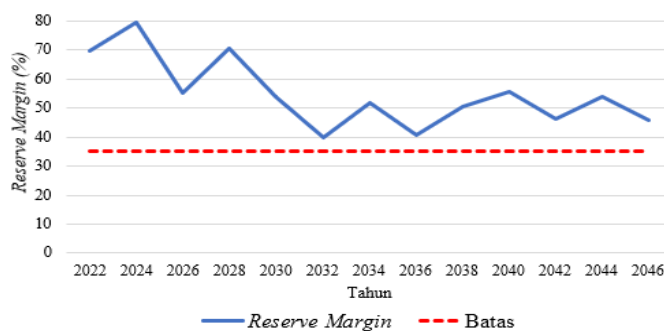
Energi Primer	Biaya		Nilai Kalor		Eskalasi
Batu bara	60,00	\$/ton	4.700	kcal/kg	0,012
LNG	10,00	\$/MMBTU	252.000	kcal/Mscf	0,009
HSD	0,58	\$/liter	9.100	kcal/liter	0,023



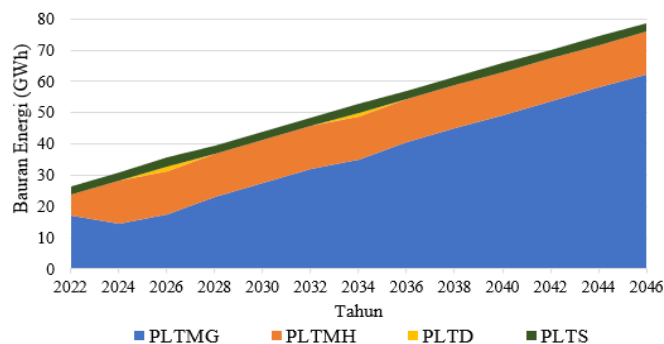
Gbr. 3 Komposisi pembangkit sistem Muna.

empat jenis kandidat pembangkit yang terpilih, yaitu PLTD, pembangkit listrik tenaga mikrohidro (PLTMH), pembangkit listrik tenaga mesin gas (PLTMG), dan pembangkit listrik tenaga surya (PLTS), dengan persentase pada tahun awal pembangkit terpasang secara berturut-turut adalah PLTD sebesar 31,58%, PLTMG sebesar 26,32%, kemudian PLTMH dan PLTS masing-masing sebesar 21,05%. Di antara empat jenis pembangkit terpasang, hanya PLTD yang *existing* sebesar 3 MW pada tahun 2018 dan akan dipensiunkan pada tahun 2039. Sementara itu, *reserve margin* pada sistem Muna ditunjukkan pada Gbr. 4. Dapat diamati bahwa sejak tahun pertama, *reserve margin* sebesar 35% telah terpenuhi. *Reserve margin* pada tahun awal adalah 69,64%. Hal ini disebabkan pada tahun awal ada penambahan jenis pembangkit PLTMH, PLTMG, dan PLTS, dengan total 6.5 MW dan beban puncak sebesar 5,6 MW. Pada tahun 2023, 2027, 2033, 2037, 2040, dan 2044 terjadi kenaikan karena pada masing-masing tahun tersebut terjadi penambahan pembangkit, sehingga mengakibatkan kenaikan nilai *reserve margin*.

Bauran energi sistem Muna diperlihatkan pada Gbr. 5. Dapat diamati bahwa dari hasil optimisasi, pada tahun awal selama perencanaan PLTMG mendominasi bauran energi, yaitu sebesar 63,87%, kemudian disusul PLTMH sebesar 25,69% dan PLTS sebesar 10,44%. PLTMG mendominasi pada sistem

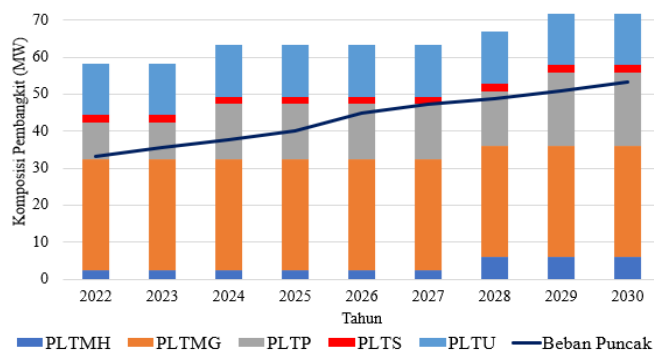


Gbr. 4 Reserve margin sistem Muna.

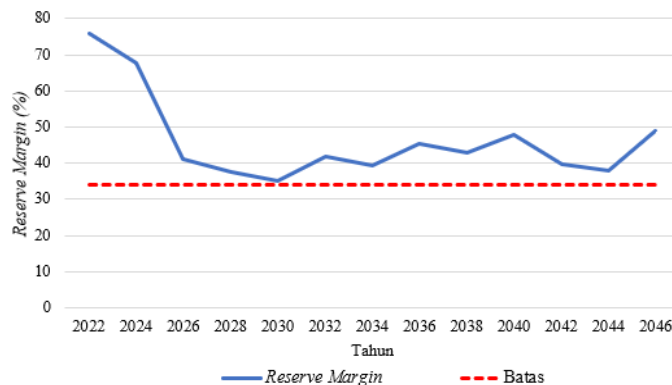


Gbr. 5 Bauran energi sistem Muna.

Muna karena sistem Muna memiliki potensi energi primer yang kecil sehingga PLTMG dipaksa untuk memenuhi kebutuhan listrik berdasarkan hasil optimisasi. Biaya terbesar pada sistem Muna ialah biaya bahan bakar, yaitu sebesar Rp311 miliar, kemudian disusul biaya modal (*capital cost*) Rp178 miliar, biaya tetap (*fixed cost*) Rp51 miliar, dan biaya terendah ialah biaya variabel (*variable cost*) sebesar Rp14 miliar, dengan total sebesar Rp553 miliar. Biaya bahan bakar menjadi biaya terbesar karena pada sistem Muna ada pembangkit jenis PLTMG dan PLTD, yang membutuhkan bahan bakar selama pengoperasiannya. Sementara itu, biaya tetap menjadi biaya terbesar kedua karena adanya penambahan beberapa kali pembangkit, sehingga menyebabkan biaya modal makin



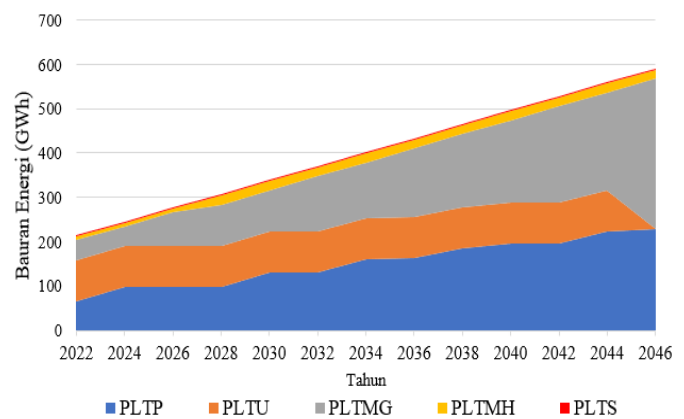
Gbr. 6 Komposisi pembangkit sistem Buton.



Gbr. 7 Reserve margin sistem Buton.

meningkat. Pada sistem Muna secara keseluruhan, nilai berupa *reserve margin* dan total biaya BPP pembangkitan telah berhasil didapatkan, dengan nilai BPP tahun 2022 sebesar Rp1.489 per kWh dan tahun 2047 sebesar Rp1.629 per kWh, dengan rata-rata Rp1.529 per kWh. Di lain sisi, bauran EBT pada sistem Muna tidak tercapai karena Muna hanya memiliki sedikit potensi energi primer.

2) *Hasil Simulasi Sistem Buton*: Komposisi pembangkit pada sistem Buton ditunjukkan pada Gbr. 6. Dapat diamati bahwa pada skenario Buton EBT, terdapat lima jenis pembangkit terpasang, yaitu PLTMH, PLTMG, pembangkit listrik tenaga panas bumi (PLTP), PLTS, dan pembangkit listrik tenaga uap (PLTU). Kapasitas pembangkit selalu mengalami peningkatan setiap tahunnya. Hal ini disebabkan oleh kebutuhan tenaga listrik yang selalu meningkat sepanjang tahun. Diketahui bahwa PLTMG mendominasi selama perencanaan pengembangan, dengan persentase sebesar 51%, kemudian disusul PLTU sebesar 24%, PLTP sebesar 17%, PLTMH sebesar 4%, dan terakhir PLTS sebesar 3%. Pembangkit jenis PLTMG mendominasi sepanjang tahun perencanaan karena PLTMG merupakan pembangkit termurah yang terpilih berdasarkan hasil optimisasi, sedangkan PLTP menjadi terbesar kedua karena adanya batas minimum produksi EBT, yang ditetapkan sebesar 23% pada tahun 2025 dan sebesar 31% pada tahun 2047. Sementara itu, *reserve margin* diperlihatkan pada Gbr. 7. Dapat terlihat bahwa selama waktu perencanaan, batas minimum *reserve margin* sebesar 35% telah terpenuhi. Pada tahun-tahun awal, *reserve margin* telah mengalami peningkatan dengan total sebesar 75,90%. Hal ini

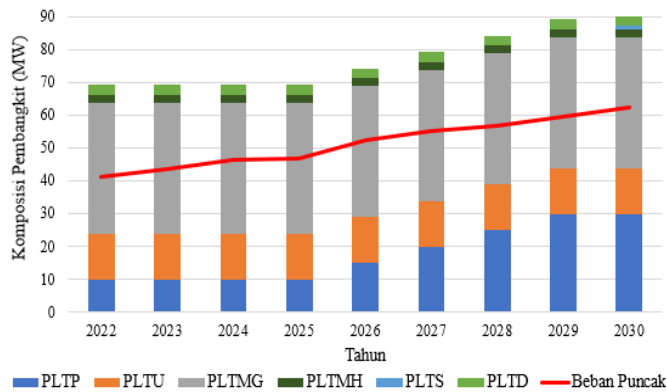


Gbr. 8 Bauran energi sistem Buton.

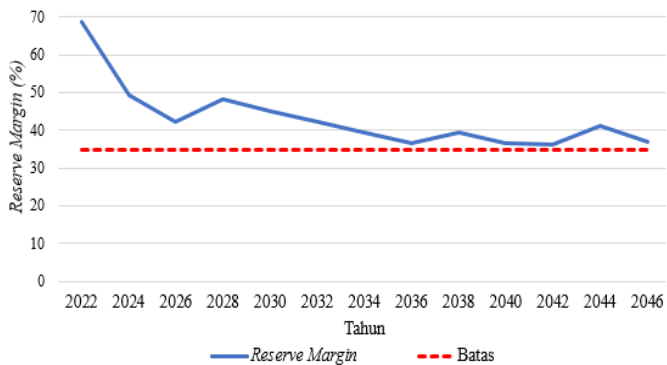
disebabkan oleh adanya tiga jenis pembangkit *existing*, yaitu PLTU, PLTMG, dan PLTMH, dengan total kapasitas 46,4 MW dan penambahan pembangkit baru jenis PLTP 10 MW serta PLTS sebesar 2 MW di awal tahun dengan beban puncak 32,2 MW. Pada umumnya, terjadinya kenaikan nilai *reserve margin* karena adanya penambahan pembangkit baru pada tahun-tahun tersebut. Selanjutnya, bauran energi pada sistem Buton ditunjukkan pada Gbr. 8. Terlihat bahwa terdapat lima jenis pembangkit yang berproduksi selama masa perencanaan, yaitu PLTP, PLTU, PLTMG, PLTMH, dan PLTS. Persentase masing-masing pembangkit pada tahun awal perencanaan ialah PLTU sebesar 43%, PLTP sebesar 30%, PLTMG sebesar 22%, kemudian PLTMH sebesar 4%, dan terakhir PLTS sebesar 1%. Pada tahun 2045, PLTP mengalami kenaikan cukup signifikan. Hal ini disebabkan oleh adanya pembangkit jenis PLTU yang pensiun pada tahun 2044, sehingga pembangkit jenis PLTP masuk dalam penetrasi berdasarkan hasil simulasi. Pada hasil simulasi ini, PLTP dan PLTU dapat dijadikan sebagai *base load* dengan total sebesar 157,68 GWh atau sebesar 73%. Kemudian, PLTMG dapat dijadikan sebagai *follower* sebesar 22%, dan PLTMH sebesar 4% dapat dijadikan sebagai *peaker*-nya. Sementara itu, biaya terbesar dari sistem Buton adalah biaya bahan bakar, sebesar Rp1.596 miliar, disusul biaya modal sebesar Rp1.403 miliar, biaya tetap sebesar Rp287 miliar, dan terendah adalah biaya variabel sebesar Rp56 miliar, dengan total biaya keseluruhan Rp3.343 miliar. Biaya bahan bakar dan biaya modal menjadi yang paling dominan. Hal ini disebabkan oleh adanya PLTMG dan PLTU, yang masing-masing membutuhkan bahan bakar, sehingga penambahan biaya bahan bakar semakin besar. Sementara itu, biaya modal menjadi terbesar kedua karena terjadi penambahan PLTMG, PLTP, PLTMH, dan PLTS, sehingga mengakibatkan biaya modal menjadi lebih besar.

Pada sistem Buton secara keseluruhan, nilai berupa *reserve margin*, bauran EBT, dan total biaya BPP pembangkitan telah berhasil diperoleh, dengan nilai BPP tahun 2022 sebesar Rp1.071 per kWh dan tahun 2047 sebesar Rp1.546 per kWh dengan rata-rata Rp1.227 per kWh.

3) *Hasil Simulasi Sistem Interkoneksi Muna-Buton*: Pada desain sistem interkoneksi, hanya dihitung BPP pembangkitan seperti yang dilakukan pada skenario *isolated* Muna dan Buton.

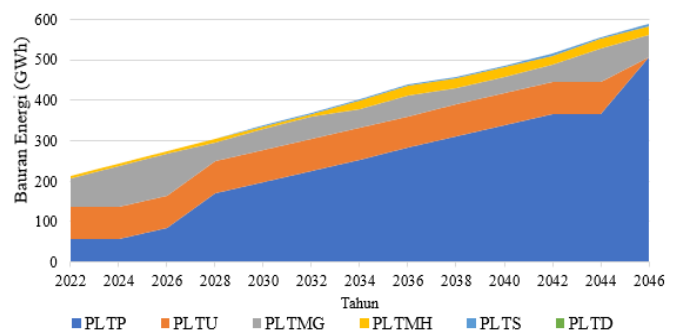


Gbr. 9 Komposisi pembangkit sistem interkoneksi Muna-Buton.



Gbr. 10 Reserve margin sistem interkoneksi Muna-Buton.

Komposisi pembangkit pada sistem interkoneksi ditunjukkan pada Gbr. 9. Kapasitas pembangkit listrik setiap tahun mengalami peningkatan. Hal ini sejalan dengan kebutuhan masyarakat yang semakin meningkat, yang menyebabkan meningkatnya beban puncak di setiap tahunnya. Kandidat pembangkit yang terpilih berdasarkan hasil optimisasi yaitu PLTP, PLTU, PLTMG, PLTMH, PLTS, dan PLTD. PLTMG menjadi yang terbesar, yaitu 58%. Hal ini terjadi karena pada tahun awal terjadi penambahan pembangkit baru sebesar 10 MW ditambah pembangkit *existing* jenis PLTMG sebesar 30 MW. Keandalan sistem interkoneksi dapat dilihat pada Gbr. 10. Dapat diamati bahwa sepanjang tahun perencanaan, *reserve margin* sebesar 35% telah terpenuhi. Pada awal tahun, nilai *reserve margin* adalah 68,86%. Peningkatan nilai *reserve margin* di awal tahun terjadi karena adanya pembatasan minimum produksi jenis pembangkit EBT sebesar 23%, sehingga memaksa terpasangnya pembangkit EBT. Jenis pembangkit yang terpasang adalah PLTP sebesar 10 MW, sehingga mengakibatkan nilai *reserve margin* meningkat. Pada tahun 2026, *reserve margin* mengalami peningkatan karena adanya PLTP baru yang terpasang secara berturut-turut sebesar 5 MW, yang menyebabkan meningkatnya *reserve margin* pada tahun tersebut. Sementara itu, pada akhir tahun nilai *reserve margin* adalah 43%. Bauran energi sistem interkoneksi ditunjukkan pada Gbr. 11. Terlihat bahwa pada awal tahun perencanaan, PLTU mendominasi, sebesar 37%, disusul oleh PLTMG sebesar 33%, kemudian PLTP sebesar 27%. Pada tahun 2027, PLTP mengalami peningkatan menjadi 48%.



Gbr. 11 Bauran energi sistem interkoneksi Muna-Buton.

Reserve margin pada awal perencanaan relatif tinggi karena telah ada beberapa pembangkit *existing*, yaitu PLTU, PLTMG, PLTMH, dan PLTD, serta beberapa pembangkit baru dengan total kapasitas terpasang sebesar 69,4 MW. Secara umum, PLTP mendominasi selama perencanaan karena adanya penambahan pembangkit jenis PLTP. Pada tahun 2044, pembangkit jenis PLTP mengalami peningkatan secara drastis sebesar 84% karena adanya pembangkit jenis PLTU yang dipensiunkan sebesar 14 MW pada tahun tersebut, sehingga mengakibatkan penambahan pembangkit jenis PLTP sebesar 20 MW. Berdasarkan Gbr. 11, PLTP dan PLTU dapat digunakan sebagai *base load*, PLTMG digunakan sebagai *follower*, dan PLTMH dapat digunakan sebagai *peaker*-nya.

Biaya terbesar pada sistem interkoneksi Muna-Buton adalah biaya modal sebesar Rp2.194 miliar, disusul biaya bahan bakar sebesar Rp1.168 miliar, biaya tetap sebesar Rp326 miliar, dan biaya terendah ialah biaya variabel sebesar Rp43 miliar. Biaya modal menjadi biaya terbesar karena adanya penambahan beberapa jenis pembangkit yang didominasi oleh PLTP, yang memiliki biaya modal paling besar di antara jenis pembangkit yang lain. Sementara itu, biaya bahan bakar menjadi biaya terbesar kedua karena adanya penetrasi pembangkit PLTMG dan PLTU yang membutuhkan bahan bakar selama pengoperasiannya.

IV. KESIMPULAN

Dalam penelitian ini, perencanaan pembangkit di Muna dan Buton dari tahun 2022 sampai 2047 dengan skenario *isolated* dan interkoneksi telah berhasil dilaksanakan. Skenario sistem *isolated* telah berhasil dilakukan dengan tetap menjaga keandalannya. Masing-masing sistem Muna dan Buton telah memenuhi batasan yang telah ditentukan, seperti *reserve margin*, target EBT, dan tercapainya kebutuhan energi. Dari analisis yang dilakukan, direkomendasikan skenario interkoneksi sebagai pilihan terbaik. Rekomendasi ini diambil berdasarkan nilai biaya total pembangunan dan biaya pembangkitan yang lebih ekonomis, yaitu sebesar Rp1.073 per kWh pada tahun 2022 dan Rp1.362 per kWh pada tahun 2047, dengan rata-rata Rp1.202 per kWh.

KONFLIK KEPENTINGAN

Dalam penyusunan laporan penelitian, penulis menyatakan artikel yang berjudul “Perencanaan Pengembangan Pembangkit Sistem Muna-Buton dengan Mempertimbangkan

Sistem Interkoneksi” ditulis dan disusun tanpa adanya konflik kepentingan.

KONTRIBUSI PENULIS

Konseptualisasi, Ahmad Fatana, Sarjiya, Lesnanto Multa Putranto; metodologi, Ahmad Fatana, Sarjiya, Lesnanto Multa Putranto; penulisan—penyusunan draf asli, Ahmad Fatana; penulisan—peninjauan dan penyuntingan, Sarjiya, Lesnanto Multa Putranto.

UCAPAN TERIMA KASIH

Terima kasih disampaikan kepada semua pihak yang telah membantu dalam penyusunan penelitian, ini terutama kedua orang tua. Terima kasih kepada kedua pembimbing serta teman-teman di Departemen Teknik Elektro dan Teknologi Informasi, Universitas Gadjah Mada.

REFERENSI

- [1] “Rencana Usaha Penyedia Tenaga Listrik (RUPTL) 2021-2030 PT. PLN (Persero),” Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, 2021.
- [2] “Rencana Usaha Penyedia Tenaga Listrik (RUPTL) 2019-2028 PT. PLN (Persero),” Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, 2019.
- [3] Tumiran, dkk., “Transmission Expansion Planning for the Optimization of Renewable Energy Integration in the Sulawesi Electricity System,” *Sustainability*, Vol. 13, No. 18, hal. 1–20, 2021.
- [4] “Potensi Panas Bumi Indonesia Jilid 2,” Direktorat Jenderal Energi Baru Terbarukan dan Konservasi Energi dan Badan Geologi, 2017.
- [5] A.C. Koloay, H. Tumaliang, dan M. Pakiding, “Perencanaan dan Pemenuhan Kebutuhan Energi Listrik di Kota Bitung,” *J. Tek. Elekt., Komput.*, Vol. 7, No. 3, hal. 285–294, 2018.
- [6] S.A. Rashidaee dan T. Amraee, “Generation Expansion Planning Considering the Uncertainty of Yearly Peak Loads,” *2018 IEEE Int. Conf. Environ., Elect. Eng., 2018 IEEE Ind., Commercial Power Syst. Europe (EEEIC/I&CPS Europe)*, 2018, hal. 1–4.
- [7] N. Moksnes, A. Korkovelos, D. Mentis, dan M. Howells, “Electrification Pathways for Kenya-Linking Spatial Electrification Analysis and Medium to Long Term Energy Planning,” *Environ. Res. Lett.*, Vol. 12, No. 9, hal. 1–13, Sep. 2017.
- [8] K.I. Muttaqien, “Perencanaan Pengembangan Pembangkit Sistem Jawa-Bali Menggunakan Model Optimasi OSeMOSYS,” Skripsi, Universitas Gadjah Mada, Yogyakarta, Indonesia, 2017.
- [9] M. Burhanudin, “Desain Masterplan Sistem Interkoneksi Jawa-Bali-Nusa Tenggara Barat-Nusa Tenggara Timur Mempertimbangkan Pembangkit EBT,” Skripsi, Universitas Gadjah Mada, Yogyakarta, Indonesia, 2020.
- [10] F.A. Shokhib, “Long-Term Generation Expansion Planning in Sulawesi Electricity System Considering High Share of Intermittent Renewable Energy Resource,” *2019 11th Int. Conf. Inf. Technol., Elect. Eng. (ICITEE)*, 2019, hal. 1-6.
- [11] S.W. Hadley, S. You, M. Shankar, dan Y. Liu, “Electric Grid Expansion Planning with High Levels of Variable Generation,” Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, AS, Laporan Penelitian ORNL/TM-2015/515, Feb. 2016.
- [12] A. Dhakouani, dkk., “Long-Term Optimisation Model of the Tunisian Power System,” *Energy*, Vol. 141, hal. 550–562, Des. 2017.
- [13] D. Lavigne, “OSeMOSYS Energy Modeling Using an Extended UTOPIA Model,” *Univers. J. Educ. Res.*, Vol. 5, No. 1, hal. 162–169, 2017.
- [14] R. Pratama, “Pengembangan Pembangkit Energi Listrik Sistem Jayapura-Sarmi,” Skripsi, Universitas Gadjah Mada, Yogyakarta, Indonesia, 2021.
- [15] Tumiran, dkk., “Generation Expansion Planning for High-Potential Hydropower Resources: The Case of the Sulawesi Electricity System,” *Int. J. Sustain. Energy Plan., Manage.*, Vol. 28, hal. 37–51, Apr. 2020.
- [16] P. Wang, dkk., “Power Generation Expansion Optimization Model Considering Multi-Scenario Electricity Demand Constraints: A Case Study of Zhejiang Province, China,” *Energies*, Vol. 11, No. 6, hal. 1–15, 2018.
- [17] “Technology Data for the Indonesian Power Sector,” Dewan Energi Nasional, 2017.
- [18] T. Hamamatsu, M. Saikawa, dan K. Hashimoto, “‘Energy Chain’, A New Concept in Evaluating Future Energy Conservation and Greenhouse Abatement Alternatives and Effectiveness,” *Proc. 19th World Energy Congress*, 2004.
- [19] T. Wildi, *Electrical Machines, Drives, and Power Systems*, 5th ed., Upper Saddle River, AS: Prentice Hall, 2002.