

Pengembangan Sistem Kelistrikan Tanah Merah Mempertimbangkan Energi Baru Terbarukan dan Emisi CO₂

Amrisal Kamal Fajri¹, Sarjiya², Lesnanto Multa Putranto³, Adlan Bagus Pradana⁴, Fransisco Danang Wijaya⁵

^{1,2,3,5} Departemen Teknik Elektro dan Teknologi Informasi, Fakultas Teknik Universitas Gadjah Mada, Jl Grafika No. 2, Kampus UGM, Yogyakarta 55281 INDONESIA (email: ¹amrisalkamalfajri@mail.ugm.ac.id, ²sarjiya@ugm.ac.id, ³lesnanto@ugm.ac.id, ⁵danangwijaya@ugm.ac.id)

⁴ School of Information Technology and Electrical Engineering, The University of Queensland, St Lucia QLD 4072, AUSTRALIA (email: a.pradana@uq.edu.au)

[Diterima: 28 Oktober 2022, Revisi: 17 Juli 2023]

Corresponding Author: Lesnanto Multa Putranto

INTISARI — Sistem kelistrikan di wilayah Papua masih memiliki rasio elektrifikasi sebesar 94% dengan biaya pokok penyediaan (BPP) yang tinggi, yaitu Rp3.041/kWh. Selain itu, sistem kelistrikan yang ada masih terdiri atas banyak sistem kecil yang jumlahnya lebih dari seratus, dengan sebagian besar pembangkit berjenis diesel (pembangkit listrik tenaga diesel, PLTD). Salah satu sistem tersebut adalah wilayah Tanah Merah, yang memiliki populasi 19.136 jiwa dengan kebutuhan energi sebesar 6,89 GWh. Wilayah tersebut diproyeksikan akan mengalami pemekaran dan pertumbuhan populasi. Sebagai konsekuensinya, kebutuhan energi listrik akan meningkat. Oleh karena itu, perencanaan pengembangan sistem pembangkitan perlu dilakukan untuk memenuhi kebutuhan energi listrik yang tumbuh. Perencanaan pada daerah terpencil lazimnya dilakukan untuk durasi jangka pendek, yaitu untuk tahun 2025 hingga 2030, melalui proses optimisasi dari beberapa kandidat pembangkit yang diusulkan. Kandidat pembangkit yang diusulkan mempertimbangkan ketersediaan energi primer setempat, suplai gas dan BBM, dan ketersediaan teknologi. Optimisasi akan meminimalkan jumlah biaya dari pembangkit yang akan dipilih yang memiliki atribut berupa biaya investasi, operasi, pemeliharaan, bahan bakar, dan nilai sisa aset pada durasi perencanaan. Dalam melakukan perencanaan, pengurangan emisi gas rumah kaca sebesar 29% dan proporsi bauran energi sebesar 23% perlu dipertimbangkan, sesuai dengan kebijakan pemerintah. Oleh karena itu, dua skenario yang meliputi aspek keekonomian dan lingkungan dipertimbangkan dalam proses simulasi, yaitu skenario *business as usual* (BaU) dan skenario *nationally determined contributions* (NDC) untuk pembatasan emisi. Optimisasi dikembangkan berdasarkan *mixed-integer linear programming* (MILP) yang dilakukan pada perangkat lunak HOMER. Hasil simulasi yang diperoleh menunjukkan bahwa BPP pembangkitan untuk skenario BaU lebih ekonomis jika dibandingkan dengan skenario NDC, yaitu sebesar Rp2.559,8/kWh berbanding Rp3.104,64/kWh.

KATA KUNCI — Perencanaan Sistem Pembangkitan, Perencanaan Daerah Terpencil, Energi Baru Terbarukan, Pembatasan Emisi, HOMER.

I. PENDAHULUAN

Dalam suatu sistem kelistrikan, kebutuhan beban sistem akan terus meningkat, sehingga harus diimbangi dengan peningkatan kapasitas pembangkit. Pengembangan pembangkit di Indonesia masih terus dilakukan karena rasio elektrifikasi baru mencapai 99,2% pada tahun 2020. Rasio elektrifikasi yang masih rendah khususnya terdapat di wilayah Indonesia Timur [1]. Pengembangan pembangkit juga harus sesuai dengan kebijakan energi nasional, dengan memperhatikan bauran energi dari energi terbarukan [2].

Wilayah Indonesia Timur memiliki karakter beban yang masih rendah dan tersebar, tetapi memiliki potensi energi primer yang besar, salah satunya adalah wilayah Papua. Saat ini, pusat-pusat beban yang ada didukung oleh banyak sistem *isolated*. Potensi energi baru terbarukan (EBT) di wilayah Papua sendiri masih belum dimanfaatkan secara maksimal. Contohnya adalah potensi tenaga surya yang mencapai 2.020 MW, tetapi yang termanfaatkan hanya sekitar 202 MW saja [3]. Pemanfaatan energi terbarukan perlu diupayakan dalam perencanaan sistem tenaga listrik untuk mencapai target bauran energi nasional sebesar 23% pada tahun 2025 [2].

Perencanaan pengembangan pembangkit dilakukan berdasarkan luas wilayah, jumlah pelanggan, dan kebutuhan energi listrik suatu daerah. Nilai tersebut tercermin dari besarnya beban puncak yang akan dilayani. Berdasarkan ukurannya, sistem terbagi menjadi tiga, yaitu sistem besar dengan kapasitas di atas 100 MW, sistem sedang berkapasitas

10–100 MW, dan sistem kecil dengan kapasitas di bawah 10 MW [4]. Pendekatan dalam perencanaan yang dilakukan berbeda untuk setiap jenis sistem.

Perencanaan sistem kelistrikan pada sistem besar telah banyak diteliti dengan memodelkan optimisasi untuk meminimalkan total biaya, memaksimalkan penetrasi EBT, serta meminimalkan emisi CO₂. Dalam mengembangkan model optimisasinya, ketiga tujuan tersebut dapat digabungkan menjadi model *multi-objective*. Beberapa perencanaan sistem besar yang dikembangkan mempertimbangkan energi terbarukan, seperti yang telah dilakukan di Brazil [5], dengan ukuran sistem 152 MW. Selain itu, perencanaan pengembangan sistem sebesar 2.350 MW dengan penetrasi pembangkit listrik tenaga bayu (PLTB) sebesar 100 MW dengan mempertimbangkan variasi musim telah dibahas [6].

Perencanaan pengembangan pembangkit multiregional dengan mempertimbangkan kandidat pembangkit fosil dan pembangkit EBT dengan ukuran sistem 1.931 GW juga sudah dibahas [7]. Sudah diteliti juga pengembangan pembangkit pada sistem 2.000 MW di Chili dengan mempertimbangkan kandidat pembangkit listrik tenaga air (PLTA) dan pembangkit listrik tenaga nuklir (PLTN) [8]. Hal serupa juga dikembangkan pada sistem dengan ukuran 8.000 MW [9]. Pada ketiga penelitian tersebut, target utama perencanaan sistem adalah menurunkan emisi gas rumah kaca yang saat ini memang menjadi fokus riset di beberapa negara. Selain itu, teknologi *carbon capture storage* (CCS) pada pembangkit

listrik tenaga uap (PLTU) juga dipertimbangkan pada sebuah penelitian, dengan ukuran sistem sebesar 103 GW [10].

Dalam melakukan optimisasi pada sistem besar, model *linear programming* atau *mixed-integer linear programming* (MILP) sering digunakan untuk menyelesaikan masalah optimisasi. *Variable control* yang ditentukan adalah jenis dan ukuran pembangkit yang akan dibangun untuk setiap tahunnya. Pada sistem besar, *time-step* untuk perencanaan pembangkit biasanya dibuat satu tahun untuk durasi perencanaan 20 sampai dengan 40 tahun.

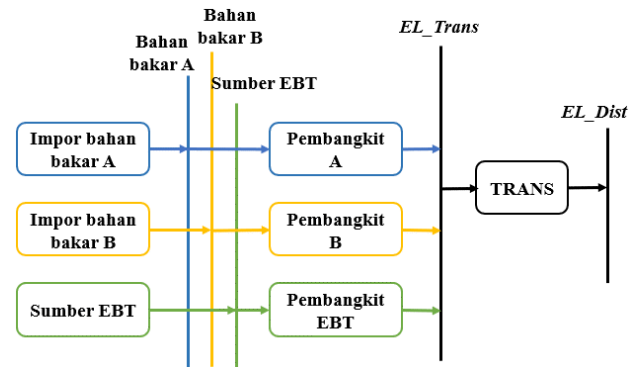
Berbeda dengan perencanaan sistem besar, perencanaan sistem kecil dan menengah dilakukan dalam durasi perencanaan yang lebih pendek, yaitu lima sampai dengan sepuluh tahun dengan *time-step* yang berbeda-beda mulai dari per tahun sampai dengan setiap lima tahun. Model berbasis *linear programming* juga telah dikembangkan pada perangkat lunak HOMER untuk merencanakan sistem-sistem tersebut, di antaranya sistem *microgrid* solar biomassa di Sharjah [11], sistem *hybrid* skala kecil berbasis biomassa, PLTB, pembangkit listrik tenaga surya (PLTS), dan baterai [12], *hybrid system* skala medium 50 MW (PLTS-baterai-pembangkit listrik tenaga diesel/PLTD) di Sabah [13], sistem PLTS-pembangkit listrik tenaga biomassa/PLTBm-PLTD skala kecil 41 kW di daerah terpencil [14], sistem PLTS-PLTBm *off-grid* 17,08 kW di Punjab, Pakistan [15], sistem *hybrid* skala kecil PLTBm di semenanjung Malaysia [16], penentuan *stand-alone system* atau *grid connected* pada daerah terpencil [17], sistem *hybrid* PLTS-PLTBm-baterai skala kecil di Chhattisgarh, India [18], dan sistem kelistrikan perumahan 1 kW berbasis PLTS-baterai [19].

Berdasarkan pengembangan metode yang telah dilakukan pada penelitian-penelitian sebelumnya, pada penelitian ini dikembangkan model optimisasi pengembangan pembangkit dengan objek sistem kelistrikan Tanah Merah. Sistem ini memiliki beban puncak sebesar 3 MW, yang termasuk pada kategori sistem kecil. Pengembangan sistem kelistrikannya mempertimbangkan variasi musim yang berpengaruh terhadap produksi energi dari pembangkit energi terbarukan. Oleh karena itu, dilakukan perencanaan untuk tahun perencanaan 2025-2030 dengan *time-step* lima tahun yang mempertimbangkan potensi energi primer lokal, dukungan teknologi, pembatasan emisi, dan kontribusi pembangkit *existing* (yang sudah ada). Simulasi untuk melakukan perencanaan dilakukan menggunakan perangkat lunak HOMER. Model optimisasi dikembangkan dengan meminimalkan jumlah biaya perencanaan yang meliputi biaya investasi, biaya operasional dan pemeliharaan (O&M), biaya bahan bakar, serta nilai sisa aset. Dua skenario optimisasi dikembangkan pada penelitian ini, yaitu skenario *business as usual* (BaU) untuk mendapatkan konfigurasi pembangkit yang paling ekonomis dan skenario *nationally determined contributions* (NDC) untuk pembatasan emisi dalam rangka mendapatkan konfigurasi pembangkit yang paling ramah lingkungan.

II. KONSEP PERENCANAAN PENGEMBANGAN PEMBANGKIT

A. PERENCANAAN PENGEMBANGAN PEMBANGKIT

Pengembangan sistem perlu direncanakan sedemikian rupa sehingga peningkatan pasokan energi listrik dapat disiapkan untuk memenuhi permintaan beban yang meningkat dari tahun ke tahun. Pengembangan pembangkit yang terencana akan menghasilkan jumlah biaya pembangkitan energi listrik yang



Gambar 1. Rantai energi perencanaan pengembangan pembangkit.

ekonomis. Selain itu, target-target yang diamanatkan oleh pemerintah, terutama pada aspek lingkungan hidup, juga dapat dipenuhi melalui proses perencanaan yang baik. Saat ini, pembangkit-pembangkit dari sumber energi terbarukan menjadi bagian proses perencanaan pengembangan pembangkit tersebut.

Perencanaan pengembangan pembangkit akan menentukan konfigurasi jenis dan kapasitas pembangkit yang akan dibangun pada durasi perencanaan tertentu, termasuk kebutuhan bahan bakar untuk pembangkit fosil. Konfigurasi pembangkit tersebut harus memenuhi kebutuhan energi listrik selama tahun perencanaan, memenuhi profil beban sistem, dan memenuhi target pemenuhan aspek lingkungan. Untuk mendapatkan konfigurasi pembangkit yang optimal dan ekonomis, proses optimisasi perlu diterapkan dalam perencanaan pengembangan pembangkit tersebut. Optimisasi dibangun dengan meminimalkan jumlah biaya yang meliputi biaya investasi, biaya O&M, biaya bahan bakar, dan nilai sisa aset pada akhir tahun perencanaan. Batasan pemenuhan kebutuhan energi listrik, profil beban, dan aspek lingkungan disusun sebagai kekangan pada perumusan fungsi optimisasinya.

B. PERENCANAAN PEMBANGKITAN SISTEM ISOLATED

Pemodelan perencanaan pengembangan pembangkit, yang dimulai dari identifikasi ketersediaan energi primer, pemilihan kandidat pembangkit, dan model asumsi penyaluran, diilustrasikan dengan rantai energi pada Gambar 1 [20]. Pada gambar tersebut dijelaskan bahwa untuk menentukan kandidat pembangkit, perlu dilihat ketersediaan energi primernya. Hal ini sangat sesuai untuk wilayah terpencil/*isolated* yang transportasi bahan bakar untuk pembangkitnya masih terkendala karena keterbatasan sarana dan prasarana transportasi. Pada akhirnya, kebutuhan energi yang harus disediakan dalam jangka waktu perencanaan harus memenuhi kebutuhan energi yang dibutuhkan setiap tahun.

Dalam model rantai perencanaan energi tersebut, penyaluran energi dari pembangkit ke beban dipenuhi melalui suatu konfigurasi jaringan distribusi. Penentuan konfigurasi tersebut dilakukan melalui studi analisis sistem tenaga. Penelitian ini berfokus pada optimisasi pengembangan pembangkit dengan memperhatikan sumber energi primer yang tersedia dengan mengasumsikan bahwa konfigurasi jaringan telah tersedia. Analisis sistem tenaga listrik untuk mendapatkan konfigurasi yang optimal bukan merupakan bagian dari penelitian ini.

C. BIAYA KESELURUHAN PRODUKSI ENERGI

Biaya keseluruhan produksi energi adalah jumlah biaya yang digunakan untuk menghasilkan tenaga listrik, yang meliputi

biaya investasi, biaya O&M, biaya bahan bakar, biaya penggantian komponen, dan nilai sisa aset. Biaya tersebut diakumulasikan setiap tahun sesuai dengan durasi perencanaannya. Durasi perencanaan lazimnya dapat dilakukan sesuai dengan usia teknis pembangkit.

Biaya investasi adalah biaya modal awal yang dibutuhkan untuk membangun pembangkit baru. Biaya investasi meliputi biaya lahan, biaya konstruksi, dan biaya peralatan generator. Biaya ini tergantung pada jenis generator dan keluaran generator, tetapi tidak pada kondisi operasi sistem.

Biaya O&M adalah biaya yang diperlukan untuk pengoperasian dan pemeliharaan sistem pembangkit, yang tergantung pada jenis pembangkit dan besarnya kapasitas pembangkit listrik. Biaya manajemen, gaji karyawan, asuransi, dan pemeliharaan terjadwal termasuk dalam biaya ini.

Biaya bahan bakar adalah biaya yang dikeluarkan untuk penggunaan bahan bakar pada pembangkit. Faktor-faktor yang memengaruhi besarnya biaya tersebut adalah jenis bahan bakar yang digunakan dan kemampuan pembangkit dalam mengubah energi.

Biaya penggantian adalah biaya penggantian komponen sistem pembangkitan, sebagaimana ditentukan oleh parameter umur teknisnya dalam setiap komponen. Sementara itu, nilai sisa aset adalah nilai yang tersisa dalam suatu komponen sistem tenaga listrik pada akhir tahun perencanaan. Suatu komponen akan mengalami depresiasi yang dimodelkan linear terhadap waktu. Besarnya nilai biaya keseluruhan ditunjukkan pada (1).

$$Z = CC + OMC + FC + RC + SV \quad (1)$$

dengan Z adalah biaya keseluruhan produksi, CC adalah biaya investasi, OMC adalah biaya O&M, FC adalah biaya bahan bakar, RC adalah biaya penggantian komponen, dan SV adalah nilai sisa aset.

D. BIAYA POKOK PENYEDIAAN LISTRIK

Biaya pokok penyediaan (BPP) listrik adalah semua biaya yang digunakan dalam proses pendistribusian energi dari pemasok listrik ke konsumen untuk energi yang dijual per satuan energi. BPP pembangkitan ini digunakan sebagai acuan harga pembelian tenaga listrik dari pembangkit [21] dan akan berpengaruh terhadap penentuan tarif listrik dan subsidi. Besar BPP pembangkitan dapat dituliskan dalam (2).

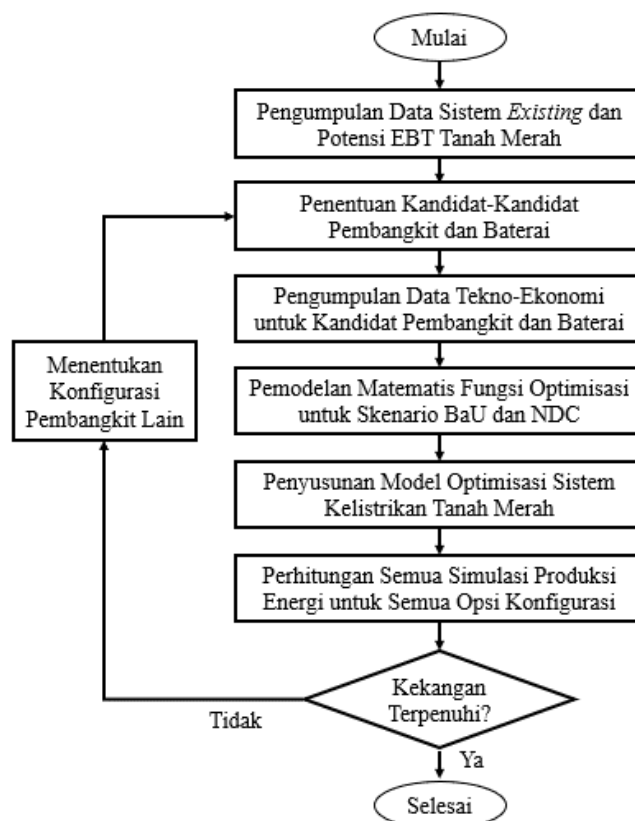
$$BPP \text{ Pembangkitan} = \frac{\text{Biaya keseluruhan produksi energi}}{\text{Energi yang diproduksi}} \quad (2)$$

E. EMISI GAS CO₂

Saat ini, sebagian besar pembangkit di Indonesia masih merupakan pembangkit termal dengan bahan bakar fosil sebagai sumber energi. Penggunaan bahan bakar fosil ini menghasilkan emisi gas rumah kaca. Salah satu jenis gas tersebut adalah CO₂. Emisi yang makin meningkat akan berdampak terhadap lingkungan, salah satunya adalah menyebabkan kenaikan suhu global. Produksi emisi gas CO₂ pada pembangkit dapat dihitung menggunakan faktor emisi bahan bakar yang dapat dituliskan dalam (3).

$$ET = EP \times EF \quad (3)$$

dengan ET adalah jumlah emisi, EP adalah energi pembangkit termal, dan EF adalah faktor emisi tiap pembangkit. Untuk mewujudkan penurunan emisi gas CO₂, pemerintah telah membatasi penurunan emisi minimal sebesar 29% pada tahun 2030 [22]-[24]. Target tersebut berlaku secara nasional, sehingga setiap perencanaan sistem yang ada di Indonesia perlu



Gambar 2. Diagram alir penelitian.

mempertimbangkan hal ini, termasuk sistem-sistem yang kecil/isolated.

III. METODOLOGI

A. DIAGRAM ALIR PENELITIAN

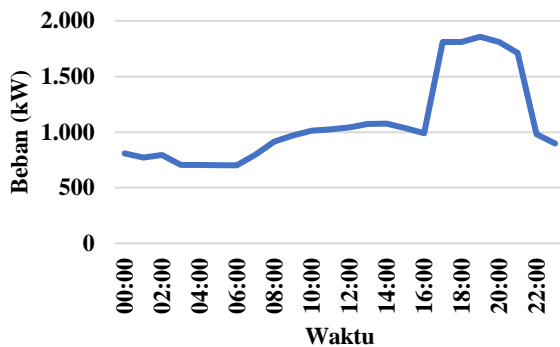
Diagram alir penelitian dapat dilihat pada Gambar 2. Pada tahap pertama, pengumpulan data-data yang diperlukan untuk sistem kelistrikan Tanah Merah dilakukan. Data-data tersebut terkait dengan karakteristik beban, profil beban, proyeksi pertumbuhan energi, potensi energi primer, data iradiasi matahari, dan kecepatan angin. Setelah itu, kandidat-kandidat pembangkit dan juga penyimpan energi ditentukan pada tahap selanjutnya, termasuk dengan pengumpulan data tekno-ekonominya.

Pemodelan fungsi matematis ditentukan berdasarkan dua skenario, yaitu BaU dan NDC, untuk menentukan konfigurasi pembangkit yang paling ekonomis dan yang memenuhi aspek lingkungan. Dalam skenario NDC, optimisasi dilakukan dengan membatasi produksi emisi gas rumah kaca, CO₂. Dalam skenario ini, pengurangan emisi CO₂ setidaknya 29% pada tahun 2030.

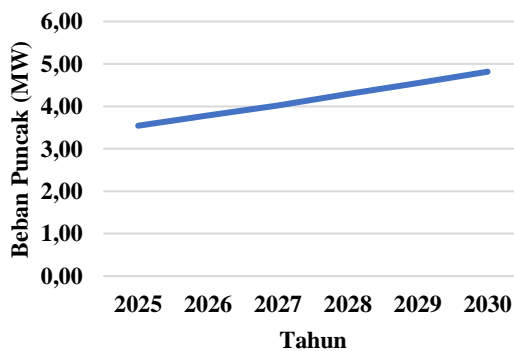
Pemodelan fungsi matematis untuk memilih kandidat teknologi pembangkit yang optimal dilakukan pada tahap selanjutnya. Kemudian, fungsi tujuan dari dua skenario yang sudah ditentukan disusun berdasarkan kekangan-kekangan pendukungnya. Proses optimisasi dilakukan menggunakan perangkat lunak HOMER. Kandidat pembangkit, parameter tekno-ekonomi, profil EBT, profil beban, dan prakiraan beban menjadi variabel masukan untuk proses tersebut. Simulasi dilakukan untuk kedua skenario sampai semua kekangan terpenuhi dan nilai yang paling ekonomis tercapai. Dalam penelitian ini, pengecekan kekangan emisi perlu dilakukan di luar perangkat lunak optimisasi HOMER.



Gambar 3. Lokasi sistem Tanah Merah.



Gambar 4. Profil beban harian tahun 2020.

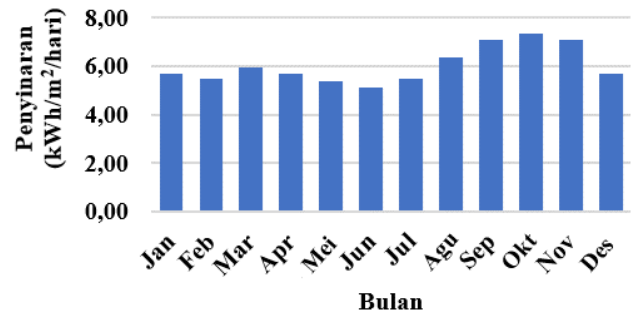


Gambar 5. Prakiraan beban Tanah Merah.

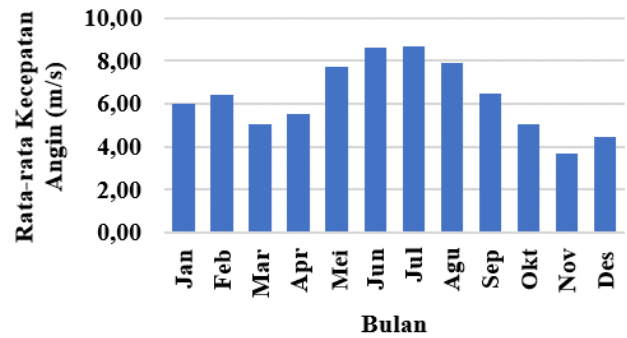
B. KEBUTUHAN ENERGI LISTRIK

Tanah Merah adalah sebuah kawasan yang juga menjadi ibu kota kabupaten Boven Digoel yang terletak di Provinsi Papua, yang ditunjukkan pada Gambar 3 [22]. Jumlah penduduknya sekitar 19.136 jiwa, dengan luas wilayah 1.301,97 km² dan koordinat lintang dan bujurnya 6°4,8'S, 140°16,6'E. Sistem Tanah Merah memiliki beban puncak sebesar 2,73 MW dan saat ini disuplai oleh satu generator diesel dengan kapasitas 4 MW.

Profil beban pada tahun 2020 ditunjukkan pada Gambar 4 [25]. Langgam profil beban tersebut digunakan sebagai dasar penentuan langgam profil beban untuk tahun perencanaan 2025-2030. Prakiraan beban puncak untuk tahun 2025-2030 pada sistem kelistrikan ini ditunjukkan pada Gambar 5 [25]. Beban di Tanah Merah diasumsikan memiliki pertumbuhan yang linear. Sebagian besar mata pencaharian penduduk daerah ini didominasi oleh sektor pertanian yang merupakan pelanggan residensial, sehingga dapat diamati bahwa beban yang tinggi terjadi setelah pukul 17.00 WIT hingga 21.00 WIT.



Gambar 6. Rerata bulanan solar global horizontal irradiance (GHI) [3].



Gambar 7. Rerata bulanan kecepatan angin [3].

TABEL I
PARAMETER TEKNO-EKONOMI TEKNOLOGI PEMBANGKIT [26]

Teknologi	Investasi (Rp/kW) × 1.000	Penggantian (Rp) × 1.000	O&M (Rp/kW/tahun) × 1000	Umur Teknis (tahun)
PLTD	12.440	12.440	124	25
PLTMG	10.108	10.108	435	25
PLTBm	26.435	26.435	740	25
PLTB	62.200	62.200	1.138	27
PLTS	12.907	12.907	233	25
Baterai	3.312	2.955	156	4

Kurs Rp15.550/\$US

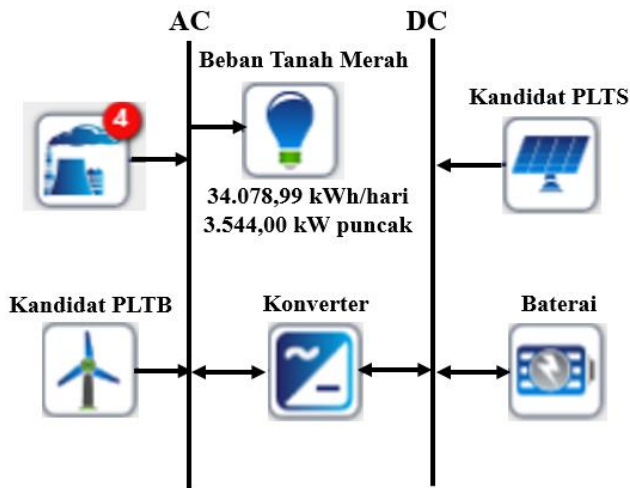
Pada jam tersebut, energi listrik lebih banyak digunakan untuk penerangan.

Dalam rangka memenuhi kebutuhan energi listrik tersebut, pemilihan kandidat pembangkit didasarkan pada potensi sumber energi primer lokal. Wilayah tersebut memiliki potensi surya, angin, dan biomassa dengan jumlah yang memadai [3].

Akan ditentukan jenis pembangkit yang optimal untuk tahun perencanaan 2025 sampai 2030. Opsi pengembangan sistem pembangkit yang dipilih yaitu PLTD, pembangkit listrik tenaga mesin gas (PLTMG), PLTBm, PLTB, PLTS, dan baterai, yang parameternya ditunjukkan pada Tabel I. Pada tabel tersebut diperlihatkan parameter-parameter tekno-ekonomi, yaitu biaya investasi, biaya penggantian, biaya O&M, serta umur teknis komponen [26].

C. KETERSEDIAAN ENERGI PRIMER

Bahan bakar untuk pembangkit fosil yang digunakan pada studi ini antara lain *high speed diesel* (HSD), *liquefied natural gas* (LNG), dan biomassa, untuk kebutuhan PLTD, PLTMG, dan PLTBm. Data biaya bahan bakar dan eskalasinya ditunjukkan pada Tabel II [27], profil bulanan iradiasi matahari ditunjukkan pada Gambar 6 [26], sedangkan kecepatan angin ditunjukkan pada Gambar 7 [2]. Data iradiasi matahari dan kecepatan angin diperoleh dari National Aeronautics and Space Administration (NASA) dengan memasukkan data lintang dan bujur sistem Tanah Merah [28].



Gambar 8. Skema opsi perencanaan pengembangan sistem hybrid [28]

TABEL II
PARAMETER BAHAN BAKAR [25]

Tipe	Biaya Bahan Bakar	Eskalasi (%/tahun)
HSD	Rp7.775/liter	2,3
LNG	Rp155.500/MMBtu	0,9
Biomassa	Rp500/kg	1,2

Kurs Rp15.550/\$US

Fungsi objektif pada penelitian ini adalah meminimalkan nilai keseluruhan biaya, yang dituliskan dalam (4).

$$\frac{\sum_{Ng} UC_g(NCA_g)}{(1+d)^{Ny}} + \frac{\sum_{Ng} OM_g Pd_g OPhr_g}{(1+d)^{Ny}} + \frac{\sum_{Ng} CC_g}{(1+d)^{Ny}} + \frac{Fcost(\sum_{Ng} Fcon_g(Pd_g \times OPhr_g))}{(1+d)^{Ny}} - \frac{\sum_{Ng} Crep_g \left(\frac{Rrem_g}{Rcomp_g} \right)}{(1+d)^{Ny}} \quad (4)$$

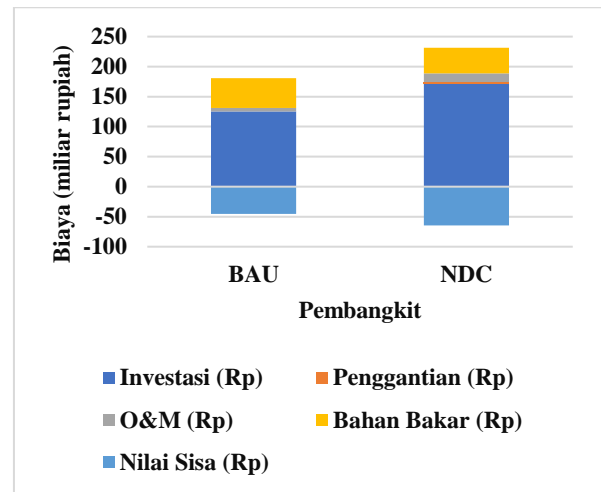
dengan

$$\sum_{Ng} Pd_g OPhr_g \geq EDtot \quad (5)$$

$$Pd_g \leq Cap_g \quad (6)$$

$$NCA_g \leq MaxUcap_g \quad (7)$$

dengan g adalah jenis pembangkit g (unit), y adalah tahun, d adalah discount rate (%), N adalah jumlah yang dipertimbangkan, N_y adalah jumlah tahun yang dipertimbangkan, N_g adalah jumlah pembangkit yang dipertimbangkan. OM^g adalah biaya O&M jenis pembangkit g (\$), $Crep^g$ adalah biaya pengganti komponen jenis pembangkit g (\$), $Rrem^g$ adalah sisa umur komponen jenis pembangkit g (tahun), $Rcomp^g$ adalah umur komponen jenis pembangkit g (tahun), dan ED adalah permintaan (kW). Lalu, Cap^g adalah jumlah keseluruhan kapasitas jenis pembangkit g (kW), CC^g adalah biaya investasi jenis pembangkit g (\$), $Fcon^g$ adalah konsumsi bahan bakar jenis pembangkit g (L/kWh), NCA^g adalah kapasitas jenis pembangkit g yang ditambahkan (kW), Pd^g adalah daya yang dihasilkan jenis pembangkit g (kW), $OPhr^g$ adalah jam operasi jenis pembangkit g (jam), dan $MaxUcap^g$ adalah maksimum unit kapasitas jenis pembangkit g (kW). Dalam setiap skenario optimisasi, fungsi objektif dan kekangan dari (4) hingga (7) digunakan, baik dalam skenario BaU maupun NDC. Untuk skenario NDC,



Gambar 9. Jumlah keseluruhan biaya perencanaan pembangkit.

TABEL III
PARAMETER BAHAN BAKAR OPSI KOMBINASI PEMBANGKIT TERMURAH TIAP SKENARIO

Skenario	Komposisi Pembangkit Sistem Tanah Merah					
	Opsi Kombinasi	PLTD	PLTMG	PLTBm	PLTS	Baterai
BaU	PLTD-PLTMG-PLTBm	6 MW	2,5 MW	1,5 MW	-	-
NDC	PLTD-PLTMG-PLTBm-PLTS	6 MW	2,5 MW	1 MW	3 MW	1.512 MWh

beberapa kekangan tambahan digunakan dalam optimisasi, seperti ditunjukkan pada (8).

$$\sum_{Ng} EF_g \times Pd_g OPhr_g \leq (1 - 29\%) EFBAU_g \times PdBAU_g OPhrBAU_g \quad (8)$$

dengan EF_g adalah faktor emisi jenis pembangkit g (kg/MWh).

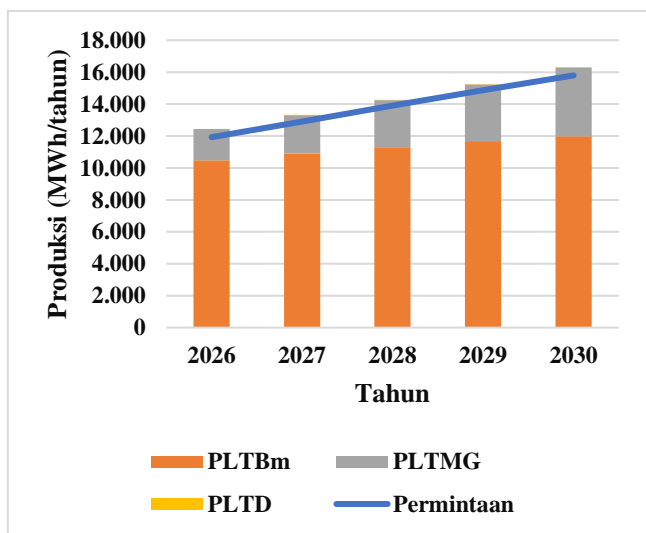
IV. HASIL DAN PEMBAHASAN

A. KANDIDAT-KANDIDAT KONFIGURASI PEMBANGKIT

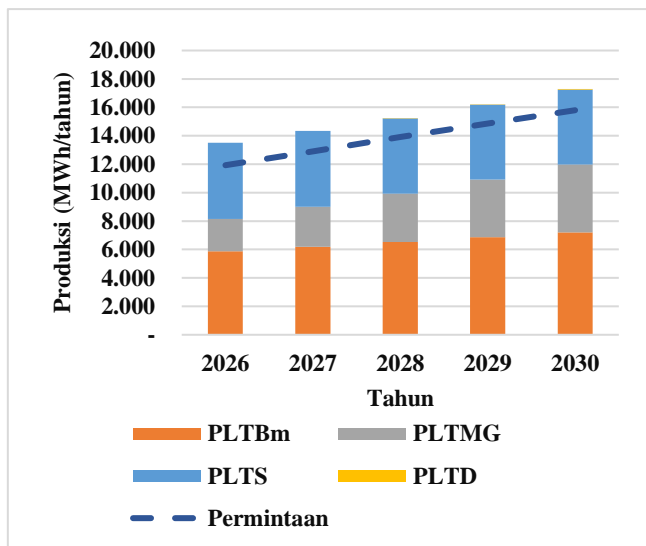
Sistem Tanah Merah diprediksi memiliki beban puncak sebesar 3,54 MW dan disuplai oleh dua PLTD dengan kapasitas 6 MW pada tahun 2025. Model pengembangan sistem pada HOMER dilakukan dengan mempertimbangkan kandidat teknologi yang sudah ditentukan sesuai dengan yang ditunjukkan pada Gambar 8 [28]. Terdapat beberapa opsi konfigurasi pembangkit dengan mempertimbangkan kombinasi yang ada, seperti ditunjukkan pada Tabel III.

Dari beberapa opsi kombinasi yang diberikan, dapat dipilih satu opsi kombinasi yang paling optimal atau memiliki nilai jumlah biaya terendah, yaitu kombinasi PLTD existing (6 MW) dengan PLTMG 2,5 MW dan PLTBm 1,5 MW untuk skenario BaU serta kombinasi PLTMG 2,5 MW, PLTBm 1 MW, PLTS 3 MW, dan baterai 1.512 MWh untuk skenario NDC, seperti yang ditunjukkan pada Tabel III. Berdasarkan kombinasi tersebut, dapat dilihat jumlah keseluruhan biaya sistem dan biaya per jenis komponen biaya seperti pada Gambar 9.

Dapat dilihat pada Tabel III bahwa pada skenario BaU, pembangkitan energi listrik paling ekonomis diperoleh dengan lebih banyak mengoperasikan PLTBm dibandingkan dengan PLTMG dan PLTD. Pada skenario NDC, PLTS dengan kapasitas 3 MW dibutuhkan untuk memenuhi aspek



Gambar 10. Produksi energi listrik dari pembangkit tiap tahunnya untuk skenario BaU.



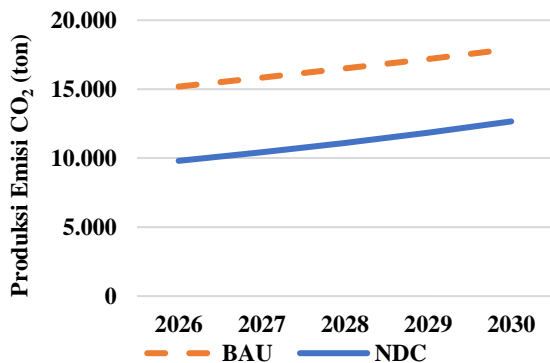
Gambar 11. Produksi energi listrik dari pembangkit tiap tahunnya untuk skenario NDC.

lingkungan. Hal ini disebabkan PLTS memiliki faktor emisi yang lebih rendah jika dibandingkan dengan biomassa, LNG, dan diesel. Baterai dibutuhkan pada skenario ini untuk mengatasi sifat intermiten pada PLTS, sehingga penggunaan energi listrik dari PLTS dapat digunakan pada waktu yang lebih fleksibel.

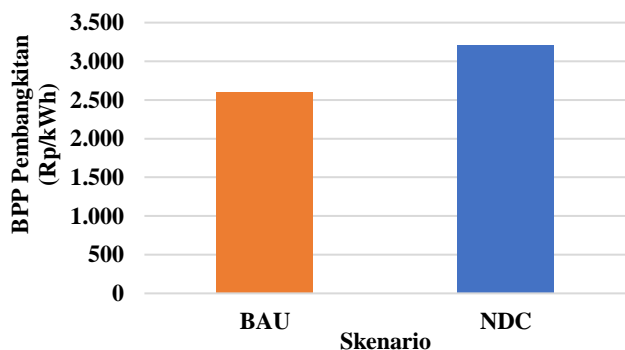
B. BAURAN ENERGI

Bauran energi pada tiap-tiap skenario untuk sistem Tanah Merah ditunjukkan pada Gambar 10 untuk BaU dan Gambar 11 untuk NDC. Pada skenario BaU, kebutuhan energi listrik dipenuhi 84% dari PLTBm, 15% dari PLTMG, dan sisanya oleh PLTD. Konfigurasi tersebut merupakan yang paling ekonomis dan memenuhi target bauran energi nasional (lebih dari 23%), tetapi pemenuhan emisi belum terpenuhi karena PLTBm masih menghasilkan emisi.

Untuk skenario NDC, PLTBm terpilih sebagai pembangkit *baseload* karena biaya bahan bakar yang lebih murah. Selain itu, PLTS 3 MW mampu memenuhi aspek lingkungan. Dari keseluruhan produksi energi listrik per tahun, PLTS mampu memproduksi energi listrik sebesar 5,4 GWh/tahun atau 39,7% pada awal tahun perencanaan dan 5,3 GWh/tahun atau sekitar 30,5% dari total energi yang diproduksi sistem pada akhir tahun



Gambar 12. Produksi emisi CO₂ ton/MWh tiap skenario untuk sistem Tanah Merah.



Gambar 13. Total biaya pembangkitan rerata BPP pembangkitan sistem Tanah Merah tiap skenario.

perencanaan. Sementara itu, PLTBm memproduksi energi listrik sebesar 5,9 GWh/tahun atau 44% pada awal tahun perencanaan dan 7,3 GWh/tahun atau sekitar 42,3% dari total energi yang diproduksi sistem pada tahun terakhir perencanaan. Jika dijumlahkan, bauran EBT pada skenario NDC mencapai 83,7% pada tahun 2026.

C. PRODUKSI EMISI GAS CO₂

Perbandingan produksi emisi gas CO₂ untuk sistem Tanah Merah pada tiap skenario ditunjukkan pada Gambar 12. Emisi CO₂ sistem Tanah Merah pada awal periode adalah 15 ribu ton untuk skenario BaU. Setelah itu, emisi CO₂ akan terus meningkat hingga mencapai 17 ribu ton pada tahun 2030. Penghasil gas rumah kaca terbesar adalah PLTBm. Hal ini terjadi karena PLTBm sebagai pembangkit *baseload* terus memproduksi energi listrik selama 24 jam, yang menyebabkan konsumsi bahan bakar makin besar. Selain itu, faktor emisi yang dihasilkan PLTBm memang termasuk tinggi.

Jumlah emisi CO₂ pada skenario NDC lebih rendah daripada pada skenario BaU karena batasan produksi CO₂ dalam skenario ini sebesar 29% pada tahun 2030. Pembatasan tersebut meminimalkan bauran pembangkit listrik termal untuk mencapai target emisi tahunan dan juga karena adanya PLTS berkapasitas 3 MW. Hal ini membuktikan bahwa skenario NDC mampu memenuhi target penurunan emisi sebesar 29% pada tahun 2030. Penurunan tersebut diukur dari hasil optimisasi skenario BaU.

D. JUMLAH KESELURUHAN BIAYA PRODUKSI

Pada skenario BaU, sistem membutuhkan dana sebesar Rp135,4 miliar, dengan rincian Rp125 miliar untuk biaya investasi, Rp5,9 miliar untuk biaya O&M, Rp49,7 miliar untuk biaya bahan bakar, dan Rp45,2 miliar untuk nilai sisa, seperti diilustrasikan sebelumnya pada Gambar 9. Sementara itu,

untuk skenario NDC, jumlah dana yang dihabiskan lebih besar, yaitu Rp167,1 miliar, dengan rincian Rp170,9 miliar untuk biaya investasi, Rp3,6 miliar untuk biaya penggantian, Rp13,9 miliar untuk biaya O&M, Rp42,9 miliar untuk biaya bahan bakar, dan Rp64,3 miliar untuk nilai sisa. Biaya investasi yang tinggi untuk pembangkit EBT, terutama PLTS, mengakibatkan biaya investasi menjadi lebih mahal pada skenario NDC.

Perbandingan BPP pembangkitan rata-rata untuk sistem Tanah Merah dan tiap skenario diperlihatkan pada Gambar 13. Skenario BaU memiliki rata-rata BPP pembangkitan yang lebih murah. Hal ini menunjukkan bahwa untuk saat ini biaya investasi PLTS masih lebih tinggi dibandingkan dengan pembangkit konvensional.

V. KESIMPULAN

Berdasarkan hasil dan pembahasan simulasi pada penelitian ini, diperoleh kesimpulan sebagai berikut. Kebutuhan beban pada sistem Tanah Merah dapat dipenuhi dengan biaya paling ekonomis menggunakan komposisi pembangkit PLTD dan PLTMG, dengan rata-rata BPP sebesar Rp2.598,08/kWh. Dengan konfigurasi ini, target bauran energi nasional sebesar 23% sudah dapat dipenuhi dari PLTBm. Namun demikian, target penurunan emisi CO₂ masih belum tercapai. Oleh karena itu, terdapat opsi dari skenario NDC yang menghasilkan konfigurasi pembangkit PLTD, PLTBm, dan PLTS, dengan rata-rata BPP pembangkitan sebesar Rp3.104,64/kWh. Hal tersebut menunjukkan bahwa untuk saat ini pemenuhan aspek lingkungan hidup untuk pemenuhan kebutuhan energi listrik masih membutuhkan biaya tinggi. Penelitian lebih lanjut dengan menambahkan kekangan jaringan dapat dilakukan untuk merencanakan kebutuhan jaringan.

KONFLIK KEPENTINGAN

Tim penulis menyatakan bahwa artikel yang berjudul "Pengembangan Sistem Kelistrikan Tanah Merah Mempertimbangkan Energi Baru Terbarukan dan Emisi CO₂" ditulis dengan bebas dari konflik kepentingan.

KONTRIBUSI PENULIS

Konseptualisasi, Amrisal Kamal Fajri, Sarjiya, dan Lesnanto Multa Putranto; metodologi, Amrisal Kamal Fajri, Sarjiya, dan Lesnanto Multa Putranto; perangkat lunak, Amrisal Kamal Fajri dan Adlan Bagus Pradana; penulisan-penyusunan draf asli, Amrisal Kamal Fajri; penulisan-peninjauan dan penyuntingan, Sarjiya, Fransisco Danang Wijaya, dan Lesnanto Multa Putranto.

REFERENSI

- [1] "Capaian Kinerja 2020 & Program 2021," Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral RI, Jan. 2021.
- [2] "Kebijakan Energi Nasional," Peraturan Pemerintah RI, No. 79, 2014.
- [3] "Statistik EBTKE 2016," Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral RI, Des. 2016.
- [4] N. Singh dkk., "Routing Based Multi-Agent System for Network Reliability in the Smart Microgrid," *Sensors*, Vol. 20, No. 10, hal. 1-24, Mei 2020, doi: 10.3390/s20102992.
- [5] T. Luz, P.S. Moura, dan A. Almeida, "Multi-Objective Power Generation Expansion Planning with High Penetration of Renewables," *Renew., Sustain. Energy Rev.*, Vol. 81, hal. 2637-2643, Jan. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.06.069.
- [6] O.H. Abdalla, M.A.A Adma, dan A.S. Ahmed, "Two-Stage Robust Generation Expansion Planning Considering Long- and Short-Term Uncertainties of High Share Wind Energy," *Elect. Power Syst. Res.*, Vol. 189, hal. 1-9, Des. 2020, doi: 10.1016/j.epsr.2020.106618.
- [7] S. Chen, P. Liu, dan Z. Li, "Multi-Regional Power Generation Expansion Planning with Air Pollutants Emission Constraints," *Renew., Sustain.*

- Energy Rev.*, Vol. 112, hal. 382-394, Sep. 2019, doi: 10.1016/j.rser.2019.05.062.
- [8] J.C. Acosta dan M. Cortés-Carmona, "Multi-Objective Generation Expansion Planning Considering Environmental Criteria," *2019 IEEE CHILEAN Conf. Elect. Electron. Eng. Inf., Commun. Technol. (CHILECON)*, 2019, hal. 1-7, doi: 10.1109/CHILECON47746.2019.8988107.
- [9] H. Akbarzade dan T. Amraee, "A Model for Generation Expansion Planning in Power Systems Considering Emission Costs," *2018 Smart Grid Conf.*, 2018, hal. 1-5, doi: 10.1109/SGC.2018.8777836.
- [10] Z. Lu, J. Qi, B. Wen, dan X. Li, "A Dynamic Model for Generation Expansion Planning Based on Conditional Value-at-Risk Theory Under Low-Carbon Economy," *Elect. Power Syst. Res.*, Vol. 141, hal. 363-371, Des. 2016, doi: 10.1016/j.epsr.2016.08.011.
- [11] G. Chaouki dan J. Isam, "Design of Solar-Biomass Hybrid Microgrid System in Sharjah," *Energy Procedia*, Vol. 103, hal. 357-362, Des. 2016, doi: 10.1016/j.egypro.2016.11.299.
- [12] A. Tiwary, S. Spasova, dan I.D. Williams, "A Community-Scale Hybrid Energy System Integrating Biomass for Localized Solid Waste and Renewable Energy Solution: Evaluations in UK and Bulgaria," *Renew. Energy*, Vol. 139, Elsevier, hal. 960-967, Agu. 2019, doi: 10.1016/j.renene.2019.02.129.
- [13] L.M. Halabi, S. Mekhilef, L. Olatomiwa, dan J. Hazelton, "Performance Analysis of Hybrid PV/Diesel/Battery System Using HOMER: A Case Study Sabah, Malaysia," *Energy Convers., Manage.*, Vol. 144, hal. 322-339, Jul. 2017, doi: 10.1016/j.enconman.2017.04.070.
- [14] R. Rajbongshi, D. Borgohain, dan S. Mahapatra, "Optimization of PV-Biomass-Diesel and Grid Base Hybrid Energy Systems for Rural Electrification by Using HOMER," *Energy*, Vol. 126, hal. 461-474, Mei 2017, doi: 10.1016/j.energy.2017.03.056.
- [15] M.K. Shahzad dkk., "Techno-Economic Feasibility Analysis of a Solar-Biomass Off-Grid System for the Electrification of Remote Rural Areas in Pakistan Using HOMER Software," *Renew. Energy*, Vol. 106, hal. 264-273, Jun. 2017, doi: 10.1016/j.renene.2017.01.033.
- [16] M.S. Ngan dan C.W. Tan, "Assessment of Economic Viability for PV/Wind/Diesel Hybrid Energy System in Southern Peninsular Malaysia," *Renew., Sustain. Energy Rev.*, Vol. 16, No. 1, hal. 634-647, Jan. 2012, doi: 10.1016/j.rser.2011.08.028.
- [17] P. Bajpai dan V. Dash, "Hybrid Renewable Energy Systems for Power Generation in Stand-Alone Applications: A Review," *Renew., Sustain. Energy Rev.*, Vol. 16, No. 5, hal. 2926-2939, Jun. 2012, doi: 10.1016/j.rser.2012.02.009.
- [18] R. Sen dan S.C. Bhattacharyya, "Off-Grid Electricity Generation with Renewable Energy Technologies in India: An Application of HOMER," *Renew. Energy*, Vol. 62, hal. 388-398, Feb. 2014, doi: 10.1016/j.renene.2013.07.028.
- [19] H. Cristian, N. Bizon, dan B. Alexandru, "Design of Hybrid Power Systems Using HOMER Simulator for Different Renewable Energy Sources," *2017 9th Int. Conf. Electron. Comput., Artif. Intell. (ECAI)*, 2017, hal. 1-7, doi: 10.1109/ECAI.2017.8166507.
- [20] I.C. Gunadin, Z. Muslimin, Ikzan, dan E. Sudrajat, "Studi Keandalan Ketersediaan Daya Perencanaan Pembangkit Listrik PT PLN Sistem Sulsebar Tahun 2010-2020," dipresentasikan dalam Seminar Nas. Ris. Inov., Kuta, Bali, Indonesia, 21-22 Nov. 2014, MAG: 2985265580.
- [21] "Mekanisme Penetapan Biaya Pokok Penyediaan Pembangkitan PT. Perusahaan Listrik Negara (Persero)," Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral RI, No. 24, 2017.
- [22] "Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PLN 2019-2028," Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral RI, Feb. 2019.
- [23] "Rencana Umum Energi Nasional," Peraturan Presiden RI, No. 22, 2017.
- [24] "Indonesia Intended Nationally Determine Contribution," Pemerintah Republik Indonesia, 2015
- [25] Tumiran dkk., "Laporan Akhir Penyusunan Masterplan Pengembangan Sistem Kelistrikan Wilayah Maluku dan Papua," Pusat Kajian LKFT UGM, Laporan Akhir, Yogyakarta, Indonesia, 2020.
- [26] Technology Data for the Indonesian Power Sector - Catalogue for Generation and Storage of Electricity, Dewan Energi Nasional, 2017.
- [27] "Outlook Energi Indonesia 2016," Dewan Energi Nasional, 2016.
- [28] *Getting Started Guide for HOMER Legacy (Version 2.68)*, National Renewable Energy Laboratory, Golden, AS, 2011, hal. 1-28.