

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Penelitian Relevan

Penelitian-penelitian sebelumnya telah banyak dilakukan dalam konteks pemodelan sistem dan optimasi produksi dengan pendekatan *unit commitment/economic dispatch* serta minimisasi biaya.

Amiruddin et al 2024, dalam penelitiannya dengan judul “*Optimal energy storage configuration to support 100% renewable energy for Indonesia*” membangun model perencanaan ekspansi sistem ketenagalistrikan untuk level provinsi untuk wilayah Sumatera dan Jawa Bali, dengan horison 2021-2045 untuk identifikasi konfigurasi sistem dengan mempertimbangkan kecukupan cadangan dan reliabilitas dan interkoneksi Sumatera dan Jawa. Simulasi dilaksanakan menggunakan PLEXOS (Long Term-Plan) dan Short Term (ST) untuk menguji konsistensi tahun tertentu (2035 dan 2045) dengan sampling chronology 1 minggu per bulan. Fungsi objektif yang diterapkan adalah dengan minimasi *discounted total cost* (biaya investasi, FOM, SRMC serta penalti *unserved energy*). Hasil dari penelitiannya memberikan pola adopsi baterai sesuai skenario, durasi, kandidat lokasi dan kapasitas per provinsi[15]. Untuk optimasi biaya produksi listrik dari multi area yang terhubung oleh transmisi dijelaskan oleh Abdollahi et, al 2016 dalam penelitiannya dengan judul “*An optimization method for multi-area combined heat and power production with power transmission network*” , penelitiannya berfokus pada struktur biaya dan transmisi dan tidak menonjolkan detail *unit commitment*, hasil dari penelitiannya menunjukkan area dengan biaya marjinal rendah memproduksi energi lebih dan menyalurkan ke area dengan biaya marjinal lebih tinggi[16].

Zameer, et al 2018, dalam penelitiannya dengan judul “*Energy Production System optimization: Evidence from Pakistan*” menyampaikan penerapan *linear programing* untuk minimisasi biaya produksi energi dengan pengujian pada dua (2) skenario utilisasi pembangkit, namun secara umum belum menangkap detail operasi pembangkit yang dapat menentukan realisasi produksi, namun model dalam paper ini

belum memodelkan simulasi produksi per jam.

Penelitian Ogunmodede, et al 2021 dengan model optimasi berbasis *mixed integer linear programming* tentang optimasi tekno-ekonomik terkait *life-cycle* dan *discounted cashflow* untuk menentukan komposisi teknologi dan strategi operasi terbaik serta keterkaitan eksplisit antara kapasitas terpasang dan jadwal operasi (*economic dispatch*) dengan melihat struktur tarif utilitas telah dilakukan juga oleh dengan menunjukkan hasil bahwa penggunaan optimasi dapat menghasilkan perbedaan keputusan yang signifikan terkait teknologi yang dipilih dan kapasitasnya, serta dapat memberikan penghematan jutaan dolar pada horison 25 tahun. Dalam penelitian ini juga ditunjukkan bagaimana insentif dapat mengubah rekomendasi bauran teknologi.

Reyseliani, et al 2021 dengan judul penelitian “*Pathway toward 100% renewable energy in Indonesia power system by 2050*” menyampaikan bahwa dominasi solar PV menurunkan emisi secara signifikan tetapi menaikkan kebutuhan investasi, dalam penelitiannya Reyseliani menggunakan linear programming dan least cost optimization untuk memutuskan investasi dan operasi pembangkit hingga 2050, mengintegrasikan aspek operasi melalui konsep UC/ED sehingga tidak hanya menghitung bauran energi, tetapi menunjukkan implikasi operasional dari portofolio yang dioptimasi. Ketika penetrasi PV intermiten meningkat, total kapasitas *storage* juga akan meningkat dan dari sisi biaya ini berdampak pada peningkatan biaya produksi listrik pada 100% RE meningkat hingga ~11,3 cents/kWh di 2050[17], ini disebabkan karena dominasi teknologi berbiaya model tinggi dan kebutuhan sistem pendukung.

Brouwer, et al (2016) dalam penelitiannya berjudul “*Least-cost options for integrating intermittent renewables in low-carbon power systems.*” Membandingkan efektifitas biaya dari lima opsi untuk integrasi *intermittent renewables* pada sistem kelistrikan rendah karbon (*demand response*, pembangkit gas yang fleksibel, ekspansi kapasitas interkoneksi, penyimpanan energi dan curtailment). Tujuannya untuk menentukan opsi mana yang sebaiknya dipasang agar biaya total sistem minimum dengan penetrasi *intermittent renewables* yang tinggi. Dari penelitiannya didapat hal penting bahwa dengan penetrasi VRE yang tinggi dapat menurunkan emisi namun berpotensi menaikkan biaya sistem, Brouwer menunjukkan hubungan antara biaya, fleksibilitas dan keandalan.

Finke, et al (2023) dalam penelitiannya yang berjudul “*Implementing a highly adaptable method for the multi-objective optimization of energy systems*” Menyusun pemodelan optimasi energi *backbone* untuk melakukan optimasi multi-objektif secara adaptif untuk beragam sistem energi, Finke mengembangkan implementasi *augmented epsilon constraint* (AUGMECON) termasuk penambahan fungsi objektif dalam model untuk mensimulasikan optimasi serentak terhadap biaya, emisi CO2 dan kemandirian pasokan dan menampilkan keluaran berupa pareto front serta kuantifikasi trade-off antar objektif[18], keterbatasan model yang disampaikan mencakup load profile yang statis, cakupan geografis hanya sebagian untuk *synchronous grid*, investasi transmisi tidak diijinkan dan hanya satu tahun data cuaca dan demand. Temuan yang penting dari penelitian ini adalah terkait justifikasi metodologis untuk pengambilan keputusan yang berdasar pada trade-off biaya, tidak hanya berfokus pada biaya minimum.

Tabel 2-1 Penelitian sebelumnya yang relevan

No	Penulis (tahun)	Judul Penelitian	Fokus Utama	Relevansi untuk tesis
1	Amiruddin et al. (2024)	<i>Optimal energy storage configuration to support 100 % renewable energy for Indonesia</i>	Konfigurasi BESS optimal untuk target RE tinggi hingga 2045	Menjadi rujukan untuk metodologi LT-Plan, pendekatan pemilihan durasi BESS, serta struktur biaya/kendala untuk diadaptasi ke Bali
2	Reyseliani & Purwanto (2021)	<i>Pathway towards 100% renewable energy in Indonesia power system by 2050</i>	Integrasi Solar PV dominan membuat investasi naik namun emisi turun signifikan	Rujukan untuk transisi energi namun perlu diperdalam lagi dengan simulasi produksi
3	Abdollahi et al. (2016)	<i>An optimization method for multi-area combined heat and power production with power transmission network</i>	Optimasi operasi per jam, untuk sistem multi area dengan pembangkit CHP dengan tujuan minimasi biaya produksi	Mengasumsikan unit commitment dan minimasi biaya
4	Zameer, et al (2018)	<i>Energy Production System</i>	Optimasi produksi bauran listrik akibat	Evaluasi skenario untuk optimasi

		<i>optimization: Evidence from Pakistan</i>	ketergantungan pembangkit berbiaya tinggi	pada termal	bauran produksi berbasis biaya
5	Brouwer et al. (2016)	<i>Least-cost options for integrating intermittent renewables in low-carbon power systems.</i>	<i>Least-cost</i> integrasi VRE & stabilitas; peningkatan VRE menaikkan biaya total sistem skenario	antar	Mendukung kebutuhan analisis biaya vs target EBT di Bali
7	Finke et al (2023)	<i>Implementing a highly adaptable method for the multi-objective optimization of energy systems</i>	Metode multi-objektif yang adaptable dan scalable dan trade-off analytics		Metode untuk analisis portofolio berbasis trade-off dan interpretasi pareto front

Secara keseluruhan, kajian pustaka ini menunjukkan bahwa telah banyak penelitian terhadap optimasi produksi terkait pengembangan kapasitas sistem , penetrasi VRE, BESS serta dampaknya terhadap biaya, namun untuk penelitian yang lebih spesifik untuk sistem kepulauan seperti sub-sistem Bali, dengan mempertimbangkan target dan strategi dalam RUPTL PLN 2025-2034, dalam konteks tersebut masih memerlukan penelitian lebih lanjut.

2.2 Landasan Teori

2.2.1 Konsep Perencanaan Operasi Sistem Tenaga

Perencanaan sistem tenaga modern tidak dapat dipisahkan dari perilaku operasi sistem secara kronologis. Keputusan perencanaan, terutama terkait penambahan kapasitas pembangkit, penentuan lokasi dan waktu *commercial operation date (COD)* pada implementasinya membentuk ruang operasi[19] yang menentukan pola *unit commitment* dan *economic dispatch* setiap jam dengan demikian, evaluasi portofolio kapasitas yang hanya berbasis perhitungan statis dengan meningkatnya penetrasi VRE , misal dengan LCOE teknologi individual tidak mencerminkan biaya integrasi sistem [20] atau keseimbangan energi tahunan berisiko mengabaikan kebutuhan fleksibilitas[21], kecukupan cadangan dan dampak start-up/shut-down pembangkit terhadap biaya dan emisi.

Secara konseptual perencanaan portofolio pengembangan kapasitas dapat dipahami sebagai keputusan jangka menengah-panjang untuk memastikan sistem memenuhi permintaan beban dengan tingkat keandalan tertentu dan biaya total yang minimum, dengan mempertimbangkan keterbatasan jaringan dan karakteristik teknologi. Namun, portofolio yang terlihat murah pada perhitungan agregat biaya dapat menyebabkan biaya operasi tinggi ketika diuji dengan simulasi kronologis, terutama pada sistem dengan proporsi VRE yang meningkat. Hal ini terjadi karena sifat intermiten VRE, sehingga membutuhkan kebutuhan ramping[21] dan cadangan yang lebih besar dan mempengaruhi intensitas start-up pembangkit termal.

Dalam konteks subsistem kepulauan seperti Bali, keterbatasan interkoneksi dan margin cadangan yang relatif sensitif membuat keterkaitan perencanaan-operasi menjadi semakin penting. Perubahan COD satu atau dua unit pembangkit dapat berdampak signifikan pada profil operasi tahunan, mulai dari perubahan dispatch pembangkit eksisting, pergeseran posisi bahan bakar, hingga potensi munculnya *unserved energy* apabila kapasitas pada jam beban puncak tidak mencukupi. Oleh karena itu, pendekatan yang memadukan perencanaan portofolio dengan simulasi operasi secara kronologis diperlukan untuk menilai hubungan antara biaya, emisi dan keandalan secara konsisten[22].

2.2.2 *Unit Commitment dan Economic Dispatch*

Unit commitment (UC) dan economic dispatch (ED) merupakan dua komponen utama dalam pemodelan operasi sistem tenaga[23]. UC berfokus pada keputusan biner untuk menentukan unit mana yang menyala atau mati pada setiap interval waktu, sedangkan ED menentukan besaran daya yang diproduksi oleh unit-unit yang menyala untuk memenuhi permintaan beban. Dalam sistem tenaga, UC dan ED tidak dapat dilepaskan dari batasan teknis pembangkit termal seperti minimum up/down time, ramping rate, kapasitas min/max serta biaya start-up dan shutdown. Batasan teknis ini menyebabkan operasi pembangkit tidak dapat mengikuti perubahan beban tanpa biaya tambahan.

Secara matematis, fungsi objektif operasi umumnya meminimalkan biaya total

operasi[24] yang terdiri dari komponen bahan bakar (*fuel cost*), biaya variabel operasi dan pemeliharaan (Variabel O&M), biaya start-up, serta biaya lain yang merepresentasikan penalti, misalnya penalti load shedding[25] ketika sistem gagal memenuhi permintaan beban. Di sisi batasan, dari model akan memuat (i) keseimbangan pasokan-beban di setiap interval waktu, (ii) batas kapasitas pembangkit, (iii) batasan *ramping* antar jam, (iv) waktu minimum up/down, (v) batasan cadangan sistem, (vi) batasan jaringan/interkoneksi.

Pada sistem tenaga dengan penetrasi VRE yang semakin meningkat, persoalan terkait UC/ED menjadi lebih menantang. Variabilitas output VRE menyebabkan beban berubah cepat pada waktu tertentu, meningkatkan kebutuhan pembangkit yang mampu merespon perubahan tersebut. Jika fleksibilitas sistem tidak memadai, konsekuensi yang muncul dapat berupa peningkatan start-up pembangkit termal[26] yang akan menambah biaya dan emisi, *curtailment* VRE atau bahkan kemunculan *unserved energy* pada jam kritis. Oleh karena itu, kajian portofolio bertujuan menilai biaya total sistem dan emisi secara kronologis dengan simulasi UC/ED tidak hanya perhitungan rata-rata tahunan.

Dalam penelitian ini UC/ED digunakan sebagai kerangka evaluasi untuk membandingkan beberapa skenario portofolio yang berbeda terutama dari sisi jadwal COD pembangkit. Dengan pendekatan ini, perbedaan portofolio tidak hanya dinilai dari kapasitas terpasang, tetapi juga dari konsekuensi operasional seperti perubahan dispatch, perubahan konsumsi bahan bakar, perubahan frekuensi start-up dan dampaknya terhadap biaya serta emisi.

2.2.3 Optimasi Produksi dalam Sistem Ketenagalistrikan

Proses optimasi ini dilakukan untuk mendapatkan solusi terbaik, seperti biaya terendah atau keuntungan tertinggi, dari berbagai alternatif yang tersedia, dengan tetap memenuhi sejumlah batasan tertentu[12]. Dalam konteks sistem tenaga listrik, optimasi bertujuan untuk meminimalkan biaya investasi (CAPEX) dan biaya operasional (OPEX), atau memaksimalkan keuntungan, dengan batasan-batasan seperti keseimbangan suplai dan permintaan, batasan teknis pembangkit (misalnya, kapasitas maksimum atau minimum, ramp rate), serta batasan keamanan jaringan[27]. Pemrograman Matematika

muncul sebagai kerangka kerja formal yang umum digunakan untuk menyelesaikan masalah optimasi dalam sistem tenaga listrik [28].

Mixed-Integer Linear Programming (MILP) sangat efektif untuk masalah operasi sistem tenaga karena mampu memodelkan keputusan biner (diskrit), seperti status on/off suatu unit pembangkit (*unit commitment*), serta keputusan kontinu, seperti tingkat output daya (*economic dispatch*) secara bersamaan [27], [28] Pendekatan-pendekatan ini menjadi dasar dalam pemodelan pada penelitian ini. Unit commitment diformulasikan dalam persamaan[28] dibawah ini

1. Fungsi objective:

$$\min \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^n [F_i(P_{Gi}^t)x_i^t + F_{si}(t)x_i^t] = F(P_{Gi}^t, x_i^t) \quad (2.1)$$

a. Load balance equation

$$\sum_{i=1}^n P_{Gi}^t x_i^t = P_D^t, \quad t = 1, 2, \dots, T \quad (2.2)$$

b. Generator power output limits

$$x_i^t P_{Gi \min}^t \leq P_{Gi}^t \leq x_i^t P_{Gi \max}^t, \quad t = 1, 2, \dots, T \quad (2.3)$$

c. Power reserve constraint

$$\sum_{i=1}^n P_{Gi \max} x_i^t \geq P_D^t + P_R^t, \quad t = 1, 2, \dots, T \quad (2.4)$$

d. Minimum up/downtime

$$(U_{t-1,i}^{up} - T_i^{up})(x_i^{t-1} - x_i^t) \geq 0, \quad t = 1, 2, \dots, T, i = 1, 2, \dots, n \quad (2.5)$$

$$(U_{t-1,i}^{down} - T_i^{down})(x_i^{t-1} - x_i^t) \geq 0, \quad t = 1, 2, \dots, T, i = 1, 2, \dots, n \quad (2.6)$$

Dimana :

F_{Si} = biaya start – up unit i pada periode t

P_R^t = cadangan daya pada saat periode t

T_i^{up} = minimum up time untuk unit i dalam jam

T_i^{down} = minimum down time untuk unit i dalam jam

$U_{t-1,i}^{up}$ = jumlah periode uptime terusan hingga periode t , dalam jam

$U_{t-1,i}^{down}$

= jumlah perioded downtime terusan hingga periode t , dalam jam

2.2.3.1 Perencanaan Ekspansi Pembangkit

Perencanaan Ekspansi Pembangkit (*Generation Expansion Planning - GEP*) merupakan proses penting dalam pengembangan sistem tenaga listrik. GEP bertujuan untuk merumuskan strategi investasi kapasitas pembangkit baru yang optimal guna memenuhi proyeksi kebutuhan listrik di masa mendatang dengan tingkat keandalan yang memadai serta biaya sistem total yang minimum [29]. Proses ini bertujuan untuk menjawab empat pertanyaan mendasar: jenis dan ukuran kapasitas yang akan dipasang, metode yang paling optimal untuk memilih kombinasi teknologi, lokasi yang paling sesuai untuk menempatkan fasilitas baru tersebut, serta waktu yang tepat untuk mengoperasikannya [29].

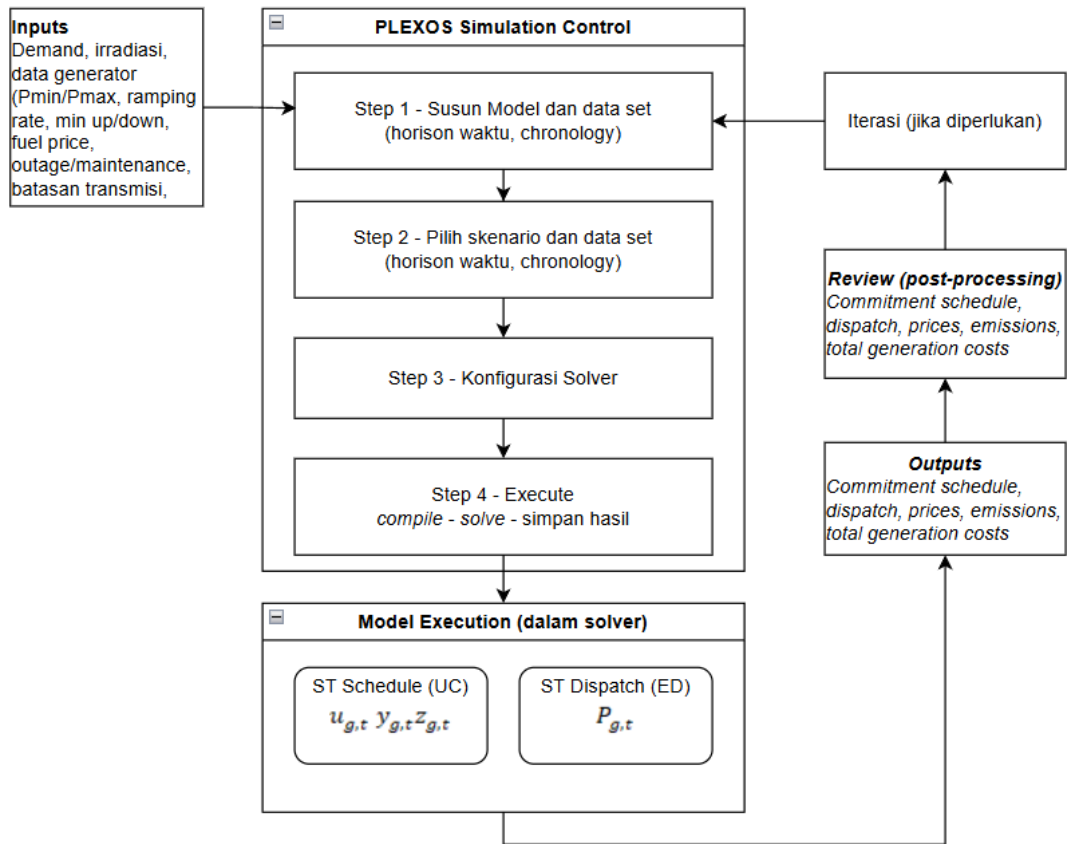
Tujuan dari Perencanaan Ekspansi Pembangkit (GEP) adalah meminimalkan keseluruhan biaya sistem selama periode perencanaan yang panjang, yang umumnya mencakup 20 hingga 30 tahun. Biaya tersebut meliputi biaya investasi (*Capital Expenditure - CAPEX*) untuk unit-unit pembangkit baru serta biaya operasional sistem (*Operational Expenditure - OPEX*), yang terdiri atas biaya bahan bakar, biaya operasi dan pemeliharaan (*Operation & Maintenance - O&M*), serta biaya energi yang tidak tersalurkan (*unserved energy cost*) sebagai representasi dari tingkat keandalan sistem.

Pemilihan periode waktu yang panjang diperlukan untuk memungkinkan perbandingan alternatif-alternatif dengan struktur biaya yang beragam, seperti pembangkit dengan biaya investasi awal yang tinggi namun biaya operasional rendah—contohnya Pembangkit Listrik Tenaga Nuklir (PLTN) dan Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA)—dibandingkan dengan pembangkit yang memiliki biaya investasi awal rendah tetapi biaya operasional tinggi, seperti Pembangkit Listrik Tenaga Gas dan Uap (PLTGU) atau Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD)[29]. Penelitian ini tidak mencakup kajian terkait Perencanaan Ekspansi Pembangkit (GEP). Penelitian ini memanfaatkan konsep GEP untuk pengembangan EBT/VRE pada salah satu skenario simulasi sebagai salah satu alternatif portofolio pengembangan kapasitas.

2.2.3.2 PLEXOS Energy Modeling

PLEXOS adalah perangkat lunak yang dikembangkan oleh Energy Exemplar sebagai perangkat modeling yang mengintegrasikan parameter teknis dan ekonomi dari komponen sistem tenaga seperti generator, saluran transmisi dan beban kedalam satu model optimasi. Model ini lalu disimulasikan dengan *mixed integer linear programming* (MILP) hal ini membuat Plexos dapat memberikan analisis detail. PLEXOS sudah diadaptasi secara global untuk keperluan operasional dan perencanaan pengembangan sistem oleh Perusahaan utilitas global[30].

Penerapan PLEXOS sangat luas dalam penelitian pengoptimalan pengembangan kapasitas, strategi pengoperasian pembangkit hingga integrasi energi terbarukan mulai evaluasi beban puncak, implikasi biaya dan dampaknya dalam memberikan optimasi biaya produksi untuk berbagai waktu spesifik (per 1 jam, 30 menit, 5 menit, 1 menit dst). Secara umum workflow dari PLEXOS ditunjukkan pada Gambar 2-1 Diagram PLEXOS Workflow



Gambar 2-1 Diagram PLEXOS Workflow

PLEXOS mensimulasikan rencana jangka panjang (LT Plan) untuk strategi pengembangan kapasitas sistem dan rencana jangka pendek (ST Plan) untuk mengevaluasi *unit commitment (UC)* dan *economic dispatch (ED)*. Untuk objektif utama minimasi total biaya operasi sistem PLEXOS melakukan kombinasi status ON/OFF dari unit pembangkit (UC) dan *economic dispatch (ED)* yang menghasilkan biaya paling kecil sepanjang horison simulasi dengan *constraint* yang ditetapkan.

Secara umum persamaan minimasinya dapat dilihat pada persamaan 2.7.

$$\min \sum_t \left[\sum_g (C_g^{fuel}(P_{g,t}) + C_g^{VOM}(P_{g,t}) + C_g^{NL}u_{g,t}) + \sum_g (C_g^{SU}y_{g,t} + C_g^{SD}z_{g,t}) + Penalti_t \right] \quad (2.7)$$

Dimana :

$C_g^{fuel}(P_{g,t}) = \text{biaya bahan bakar untuk pembangkit}$

$C_g^{VOM}(P_{g,t}) = \text{biaya variabel pembangkit}$

$C_g^{NL}u_{g,t} = \text{biaya per jam saat unit menyala; } u_{g,t}=1 \text{ jika ON, 0 jika OFF}$

$C_g^{SU}y_{g,t} = \text{biaya pembangkit ketika unit dinyalakan}$

$C_g^{SD}z_{g,t} = \text{biaya pembangkit ketika unit dimatikan}$

$y_{g,t}; z_{g,t} = \text{variabel biner untuk start/stop}$

$t = \text{horison simulasi}$

$\text{Penalti}_t = \text{biaya penalti untuk pelanggaran constraint,}$

penalti untuk Unserved Energy, reserve shortfall, curtailment penalty

2.2.4 Biaya Total Sistem

Secara konsep biaya total sistem adalah total biaya ekonomi yang harus ditanggung oleh suatu sistem ketenagalistrikan untuk melayani permintaan beban dan memenuhi batasan keandalan, teknis operasi serta implikasi kebijakan untuk horison waktu tertentu. Dalam model pengembangan kapasitas, tujuan optimasi umumnya adalah untuk meminimalkan biaya sistem, ditampilkan dalam bentuk net present value, atas keputusan investasi untuk pembangunan infrastruktur ketenagalistrikan dan operasi (unit commitment/economic dispatch).

Komponen biaya yang umumnya masuk biaya total sistem terbagi dalam kelompok[10][31]:

a) Biaya Investasi (CAPEX)

Biaya *engineering-procurement-construction* unit baru

b) Biaya Operasi dan Pemeliharaan

Biaya ini terdiri dari biaya yang muncul meskipun unit tidak beroperasi atau biaya tetap (Fixed O&M/FOM), biaya yang muncul proporsional terhadap operasi/produksi energi listrik yang terkait *consumable parts, spare parts,*

bahan kimia dsb, biaya bahan bakar (*fuel cost*), biaya *start/shutdown* untuk bahan bakar tambahan.

c) Biaya Jaringan dan Layanan Sistem

Terdiri dari biaya rugi-rugi jaringan dan *congestion* yang muncul bila di monetisasi dan *ancillary services*. Untuk penelitian ini biaya ini tidak dimasukkan dalam perhitungan.

d) Biaya Keandalan (unserved energy)

Biaya yang muncul sebagai ukuran ekonomi bila beban tidak terpasok dan diukur dengan nilai *Value of Loss Load (VoLL)*. Untuk biaya kehilangan beban mengacu pada besarnya *Unserved Energy* dalam MWh dikalikan dengan perhitungan nilai VoLL untuk setiap tahunnya. Nilai VoLL mengacu pada metode perhitungan berdasarkan rasio PDB terhadap konsumsi listrik[32].

Secara umum dari komponen biaya tersebut dapat diformulasikan sebagai berikut:

$$SC = \sum_y (CAPEX_y + (FOM_y + VOM_y) + Fuel_y + Start_y + Net_y + VoLL \times ENS_y) \quad (2.8)$$

Dalam pemodelan, (2.8) digunakan sebagai fungsi objektif untuk meminimalkan biaya total sistem dengan mempertimbangkan biaya investasi, biaya operasi, biaya pemeliharaan dan biaya kehilangan beban selama periode simulasi. .

2.2.5 Net Present Cost

Dari biaya total sistem dilakukan perhitungan untuk nilai kini (*present value*), karena berfokus hanya pada perhitungan biaya total sistem, maka perhitungan nilai kini dilakukan hanya pada komponen biaya dan disebut dengan *Net Present Cost (NPC)*[33].

Secara konsep NPC dan NPV adalah sama, keduanya menggunakan analisis arus kas terdiskonto (*discounted cash flow*) untuk menghitung nilai waktu dari uang (*time value of money*)[33]. NPV biasanya digunakan sebagai indikator untuk melihat profitabilitas dari proyek, sementara NPC digunakan untuk membandingkan portofolio dengan biaya sebagai variabel utama[34]. Pada optimasi sistem tenaga, *Net Present Cost*

dari sistem adalah nilai kini (*present value*) dari semua biaya operasi selama masa hidupnya dikurangi dengan seluruh pendapatan[35][36][37]. Secara matematis dapat dituliskan sebagai berikut:

$$NPC = PV_{cost} - PV_{revenue} \quad (2.9)$$

Dengan diasumsikan hanya memperhitungkan biaya tanpa pendapatan maka $NPC = PV_{cost}$, maka persamaan NPC dapat ditulis

$$NPC = \sum_{y=Y_0}^{Y_n} \frac{Biaya\ Total_t}{(1+r)^{(y-Y_0)}} \quad (2.10)$$

Dimana, r = Tingkat diskonto (discount rate), y = periode waktu

Tingkat diskonto (*discount rate*) yang digunakan dalam penelitian ini adalah sebesar 9%. Angka ini dipilih berdasarkan tinjauan literatur dari IEA[38] yang menyatakan bahwa WACC untuk proyek energi di negara berkembang berada pada rentang 9% hingga 12%. Selain itu angka 9% mencerminkan skenario moderat studi LCOE oleh IRENA[39] untuk sektor energi di negara berkembang.

2.2.6 Evaluasi Portofolio Multiobjektif dan Pareto Frontier

Dalam konteks penelitian ini, evaluasi portofolio pengembangan kapasitas dilakukan dalam kerangka optimasi multiobjektif yang mempertimbangkan *trade-off* antara biaya investasi awal (CAPEX) dan biaya total sistem jangka panjang, di mana keputusan investasi aset berperan dalam membentuk struktur biaya operasi sistem di masa depan. Oleh karena itu, konsep Pareto frontier digunakan untuk mengidentifikasi portofolio yang paling efisien secara sistemik, yaitu portofolio yang tidak dapat memperbaiki kinerja biaya total sistem tanpa konsekuensi pada kebutuhan investasi, dan sebaliknya.

Pada pemilihan portofolio sistem tenaga umumnya melibatkan multi-kriteria. Portofolio yang meminimalkan biaya total sistem belum tentu meminimalkan emisi dan portofolio yang meminimalkan emisi sering kali memerlukan investasi yang lebih tinggi. Selain itu, indikator keandalan seperti *unserved energy* perlu dipertimbangkan agar portofolio tidak hanya ekonomis secara rata-rata, tetapi juga memadai pada kondisi kritis.

Pendekatan multi objektif dapat dilaksanakan dengan pendekatan pareto yang memandang solusi sebagai himpunan tanpa memberi bobot. Dalam pendekatan pareto, suatu portofolio dikatakan *dominated* jika terdapat portofolio yang lebih baik pada indikator yang dibandingkan. Sebaliknya portofolio yang tidak didominasi disebut *non-dominated* dan membentuk Pareto Frontier[40]

Interpretasi pareto frontier penting untuk pengambilan keputusan. Pertama, frontier menunjukkan batas efisiensi berdasarkan alternatif yang tersedia. Kedua, titik-titik pada frontier dapat dianalisis untuk mencari portofolio yang memberikan penurunan pada biaya total sistem dengan tambahan biaya atau sebaliknya.

Dalam penelitian ini difokuskan pada hubungan indikator biaya total sistem (NPC_{sys}) dan kumulatif CAPEX selama horison penelitian. Kerangka ini digunakan untuk membandingkan alternatif portofolio pengembangan kapasitas subsistem Bali dan menyaring alternatif melalui konsep dominasi Pareto dan Pareto Frontier. Pendekatan ini sesuai dengan literatur optimasi multiobjektif yang memberikan penekanan disaat terdapat beberapa objektif, hasil yang relevan bukan satu solusi tunggal, melainkan sekumpulan solusi efisien (*non dominated*) yang membentuk batas efisiensi pada ruang objektif (*pareto frontier*)[7], [41].

Secara matematis evaluasi portofolio dapat dituliskan sebagai minimasi dua objektif

$$\min[f_1(x), f_2(x)] = \min[NPC(x), CAPEX(x)] \quad (2.11)$$

Dalam optimasi multiobjektif, solusi terbaik didefinisikan dengan konsep dominasi Pareto. Misal terdapat dua portofolio A, B dengan dua objektif f_1, f_2 . Portofolio A dikatakan mendominasi (*dominated*) Portofolio B apabila memenuhi:

$$f_1(A) \leq f_1(B) \text{ dan } f_2(A) \leq f_2(B) \quad (2.12)$$

Dengan batasan

$$f_1(A) < f_1(B) \text{ atau } f_2(A) < f_2(B) \quad (2.13)$$

Dalam penelitian ini, mendominasi berarti satu portofolio memiliki nilai NPC_{sys} lebih rendah atau sama dan CAPEX kumulatif lebih rendah atau sama dengan portofolio yang dibandingkan. Portofolio yang didominasi oleh portofolio lain dapat dianggap kurang efisien karena terdapat alternatif lain yang mengungguli.

Himpunan portofolio yang tidak didominasi disebut himpunan *non-dominated* atau *pareto-efficient*[7]. Selanjutnya dari posisi titik antar portofolio yang termasuk himpunan non-dominated dapat ditarik garis paret frontier yang menandakan batas efisiensi dari dua objektif. Setiap portofolio dalam himpunan non-dominated merepresentasikan investasi dan biaya operasi yang paling efisien secara sistemik, sedangkan himpunan dominated menunjukkan konfigurasi investasi yang tidak menghasilkan kompensasi biaya yang sebanding.

2.3 Kerangka Pemikiran

Subsistem Bali memiliki dinamika yang unik terkait pertumbuhan kebutuhan energi dan beban puncak yang terus meningkat, komposisi pembangkit eksisting yang masih didominasi pembangkit berbahan bakar fosil, serta tuntutan peningkatan bauran EBT/VRE.

Secara konseptual, portfoolio dianggap sebagai pengembangan kapasitas sebagai keputusan yang akan memengaruhi perilaku operasi sistem pada horison 2025–2034. Pemilihan portofolio terkait kapasitas, jenis teknologi, lokasi/koridor penyaluran, dan waktu COD akan menentukan pola operasi sistem, yaitu bagaimana pembangkit on/off (*unit commitment*) dan berapa besar energi yang diproduksi setiap periode (*economic dispatch*). Karena unit pembangkit memiliki karakteristik diskrit (status on/off, batas minimum operasi, ramp rate, ketersediaan) serta berbagai batasan sistem (keseimbangan pasokan-beban, cadangan operasi, dan batasan teknis lainnya), maka hubungan antara pemilihan portofolio dan hasil kinerja sistem tidak dapat dievaluasi secara intuitif semata. Oleh karena itu, diperlukan pemodelan optimasi berbasis *Mixed Integer Linear Programming* (MILP) yang mampu merepresentasikan karakteristik diskrit dan kontinyu tersebut dalam satu kerangka matematis, sehingga perbandingan portofolio dilakukan secara adil di bawah aturan operasi dan batasan yang sama.

Simulasi optimasi produksi energi listrik diposisikan sebagai alat bantu untuk

mengevaluasi portofolio. Input untuk model simulasi mencakup (i) data permintaan dan proyeksi beban termasuk profil beban, pertumbuhan energi, dan distribusi beban pada node sistem, (ii) data teknis pembangkit eksisting dan rencana pembangkit baru seperti kapasitas, efisiensi/heat rate, batas operasi, ketersediaan, serta parameter operasi lain, (iii) data biaya seperti harga bahan bakar, biaya operasi dan pemeliharaan, serta kebutuhan investasi/CAPEX), (iv) data jaringan/transmisi dan batasan penyaluran yang relevan, serta (v) data untuk VRE misalnya profil iradiasi surya agar variabilitas produksi EBT/VRE tergambarkan dalam operasi sistem. Seluruh input tersebut dikonsolidasikan ke dalam model subsistem Bali di perangkat lunak PLEXOS, sehingga sistem dapat disimulasikan dalam horizon multi-tahun sesuai skenario.

Tahap selanjutnya adalah dalam pemilihan skenario portofolio. Skenario disusun sebagai variasi keputusan perencanaan terutama terkait perubahan jadwal COD proyek strategis interkoneksi JBC, percepatan atau penyesuaian COD EBT/VRE dan teknologi pendukung fleksibilitas seperti PLTGU serta strategi *bridging* untuk menjaga kecukupan kapasitas pada periode transisi. Dengan demikian, skenario bukan variasi acak, melainkan alternatif yang relevan untuk dibandingkan. Setiap skenario kemudian dijalankan dalam model optimasi untuk menghasilkan keluaran operasi tahunan dan kumulatif selama 2025–2034.

Agar keluaran simulasi dapat dipertanggungjawabkan sebagai basis rekomendasi, tahap validasi kewajaran hasil diperlukan untuk memeriksa keseimbangan pasokan-beban, kewajaran *capacity factor* unit pembangkit dengan mengacu pada Rencana Operasi Tahunan (2025-2026)[42], kemunculan aset baru setelah COD sesuai skenario, serta verifikasi bahwa indikator keandalan minimum terpenuhi. Pada penelitian ini, indikator keandalan yang digunakan adalah *Unserved Energy* (USE), sehingga portofolio dinilai layak secara operasional apabila kebutuhan beban dapat dipenuhi tanpa kehilangan energi ($USE = 0$) atau tetap berada pada batas toleransi yang ditetapkan.. Validasi ini penting karena perbandingan biaya dan emisi hanya bermakna jika seluruh skenario berada pada level pemenuhan beban yang setara.

Setelah hasil simulasi tervalidasi, proses ekstraksi output indikator Dengan indikator tersebut, pertanyaan penelitian dapat dijawab secara terstruktur: (1) model optimasi mampu merepresentasikan operasi subsistem Bali untuk setiap portofolio, (2)

terdapat atau tidak portofolio yang menurunkan biaya sistem dibanding baseline tanpa menurunkan keandalan, dan (3) terdapat hubungan yang terukur antara biaya operasi jangka panjang dan kebutuhan investasi.

Penelitian ini menempatkan hubungan biaya total sistem dan CAPEX sebagai inti analisis portofolio. Hal ini secara langsung menguji hipotesis penelitian untuk portofolio yang menurunkan biaya total sistem tanpa meningkatkan keandalan..

Secara konseptual, kerangka pemikiran dalam penelitian ini digambarkan sebagai berikut:

1. Identifikasi konteks dan masalah sistem
2. Perancangan kerangka model optimasi operasi sistem
3. Pengumpulan dan penyiapan data input
4. Pembangunan model subsistem Bali di PLEXOS
5. Penyusunan skenario portofolio (scenario design)
6. Eksekusi simulasi optimasi per skenario (model run)
7. Validasi kewajaran hasil dan kelayakan operasional
8. Ekstraksi output menjadi indikator
9. Analisis komparatif pada hasil simulasi komparatif
10. Analisis multiobjektif (Pareto)
11. Analisis sensitifitas

Penelitian ini melakukan evaluasi portofolio melalui simulasi produksi energi listrik dengan *unit commitment* dan *economic dispatch* pada horison 2025-2034 dengan resolusi per jam, sehingga setiap skenario portofolio diuji terhadap kronologi beban dan karakteristik teknis pembangkit. Keluaran simulasi kemudian diekstrak menjadi indikator ekonomi (NPC_{sys} , NPC_{fuel} , CAPEX), indikator lingkungan (emisi dan bauran EBT/VRE) serta indikator keandalan (USE).