

**PRAKIRAAN *ELECTRICITY DEMAND* DAN *SUPPLY*
WILAYAH INDONESIA BARAT 2060 MENGGUNAKAN
LEAP DAN PYPSA**

TESIS

**Karya tulis sebagai salah satu syarat
untuk memperoleh gelar Magister dari
Institut Teknologi Bandung**

Oleh

Alravi Febiorama

NIM: 23221001

(Program Studi Magister Teknik Elektro)



**INSTITUT TEKNOLOGI BANDUNG
Juli 2023**

ABSTRAK

PRAKIRAAN *ELECTRICITY DEMAND ENERGI* DAN *SUPPLY* WILAYAH INDONESIA BARAT 2060 MENGGUNAKAN LEAP DAN PYPSA

Oleh
Alravi Febiorama
NIM: 23221001
(Program Studi Magister Teknik Elektro)

Fenomena emisi CO₂ dunia terkait energi mengalami peningkatan signifikan dan mencapai rekor tertinggi pada tahun 2021. Hal ini didukung oleh analisis regional dan bahan bakar yang terperinci dari International Energy Agency (IEA), menggunakan data nasional resmi terbaru serta data energi, ekonomi, dan cuaca yang tersedia untuk umum. Indonesia, sebagai negara dengan populasi lebih dari 270 juta penduduk, memiliki tantangan dalam memenuhi kebutuhan energi yang terus meningkat. Pasokan energi primer di Indonesia didominasi oleh minyak, gas, dan batu bara, yang menyumbang sekitar 85,6% pada tahun 2020. Kebijakan Energi Nasional (KEN) 2014 menetapkan target untuk meningkatkan bagian terbarukan dalam total pasokan energi primer menjadi setidaknya 23% pada tahun 2025 dan setidaknya 31% pada tahun 2050. Dalam analisis ini, digunakan model LEAP untuk mengoptimalkan permintaan energi end-use, parameter teknis, parameter ekonomi, dan parameter penduduk. Output dari model ini memberikan perkiraan permintaan energi dan komposisi campuran pembangkitan listrik yang kemudian digunakan sebagai data input untuk simulasi optimasi menggunakan PyPSA. Konsumsi listrik terbesar terjadi di region Jamali dengan jumlah 15,424 TWh di tahun 2060, diikuti oleh Sumatera dengan 175,06 TWh dan Kalimantan dengan 49,77 TWh. Selain itu, diperoleh konsumsi listrik per kapita di Indonesia diperkirakan meningkat dari 1109,55 KWh pada tahun 2021 menjadi 3657,38 KWh pada tahun 2045 dan 4892,91 KWh pada tahun 2060. Nilai LCOE rata-rata pada skenario 0 dan 0' adalah 80,986 (USD/kWh) dan 112,308 (USD/kWh) secara berurutan. Sedangkan pada skenario 1 dan 1', LCOE rata-ratanya adalah 747,235 (USD/kWh) dan 843,459 (USD/kWh). LCOE rata-rata pada skenario 2, 3, 4, dan 5 memiliki nilai yang lebih besar, yaitu 199,379,120 (USD/kWh), 199,349,728 (USD/kWh), 163,413,575 (USD/kWh), dan 40,573,707 (USD/kWh).

Kata kunci: *demand supply*, elektrifikasi, proyeksi, LEAP, PYPSA

ABSTRACT

ELECTRICITY ENERGY DEMAND OF FORECASTING AND SUPPLY IN WEST INDONESIA 2060 USING LEAP AND PYPSA

By

Alravi Febiorama

NIM: 23221001

(Master's Program in Electrical Engineering)

The global CO₂ emissions phenomenon related to energy has experienced a significant increase and reached a record high in 2021. This is supported by regional analysis and detailed fuel data from the International Energy Agency (IEA), using the latest official national data as well as publicly available energy, economic, and weather data. Indonesia, as a country with a population of over 270 million people, faces challenges in meeting the continuously increasing energy demand. Primary energy supply in Indonesia is dominated by oil, gas, and coal, which accounted for about 85.6% in 2020. The 2014 National Energy Policy (KEN) sets a target to increase the share of renewables in the total primary energy supply to at least 23% by 2025 and at least 31% by 2050. In this analysis, the LEAP model is used to optimize end-use energy demand, technical parameters, economic parameters, and population parameters. The model's output provides estimates of energy demand and the composition of the electricity generation mix, which are then used as input data for optimization simulations using PyPSA. The largest electricity consumption occurs in the Jamali region with a total of 15,424 TWh in 2060, followed by Sumatra with 175.06 TWh and Kalimantan with 49.77 TWh. Additionally, the per capita electricity consumption in Indonesia is projected to increase from 1,109.55 kWh in 2021 to 3,657.38 kWh in 2045 and 4,892.91 kWh in 2060. The average LCOE values for scenarios 0 and 0' are 80.986 USD/kWh and 112.308 USD/kWh, respectively. For scenarios 1 and 1', the average LCOE values are 747.235 USD/kWh and 843.459 USD/kWh. The average LCOE values for scenarios 2, 3, 4, and 5 are higher, namely 199.379,120 USD/kWh, 199.349,728 USD/kWh, 163.413,575 USD/kWh, and 40.573,707 USD/kWh.

Keywords: *demand supply, electrification, projection, LEAP, PYPSA*

**PRAKIRAAN *ELECTRICITY DEMAND* DAN *SUPPLY*
WILAYAH INDONESIA BARAT 2060 MENGGUNAKAN
LEAP DAN PYPSA**

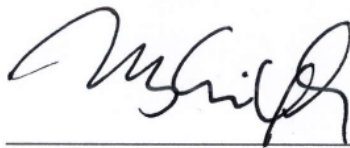
Oleh
Alravi Febiorama
NIM: 23221001
(Program Studi Magister Teknik Elektro)

Institut Teknologi Bandung

Menyetujui
Tim Pembimbing

Bandung, 06 Juli 2023

Ketua



(Dr. Ir. Nanang Hariyanto, M.T.)

Anggota



(Dr. Ir. Kevin Marojahan Banjar Nahor, S.T., M.T.)

PEDOMAN PENGGUNAAN TESIS

Tesis Magister yang tidak dipublikasikan terdaftar dan tersedia di Perpustakaan Institut Teknologi Bandung dan terbuka untuk umum dengan ketentuan bahwa hak cipta ada pada penulis dengan mengikuti aturan HaKI yang berlaku di Institut Teknologi Bandung. Referensi kepustakaan diperkenankan dicatat, tetapi pengutipan atau peringkasan hanya dapat dilakukan seizin penulis dan harus disertai kaidah ilmiah untuk menyebutkan sumbernya.

Sitasi hasil penelitian Tesis ini dapat di tulis dalam Bahasa Indonesia sebagai berikut:

Febiorama. A. (2023): Prakiraan *Electricity Demand* dan *Supply* Wilayah Indonesia Barat 2060 Menggunakan LEAP dan PYPSA, Tesis Program Magister, Institut Teknologi Bandung

dan dalam Bahasa Inggris sebagai berikut:

Febiorama. A. (2023): *Electricity Energy Demand of Forecasting and Supply In West Indonesia 2060 Using LEAP and PYPSA*, Master's Thesis, Institut Teknologi Bandung

Memperbanyak atau menerbitkan sebagian atau seluruh tesis haruslah seizin Dekan Sekolah Pascasarjana, Institut Teknologi Bandung.

Penulis,

Alravi Febiorama

*Dipersembahkan kepada orang tua, kakak, serta teman-teman yang tak
jemu mendukung lahir dan batin.*

KATA PENGANTAR

Segala puji syukur penulis panjatkan kepada Allah SWT karena atas rahmat, ridho, dan karunia-Nya penulis dapat menyelesaikan penelitian dan penulisan laporan tesis dengan judul “Prakiraan *Electricity Demand* dan *Supply* Wilayah Indonesia Barat 2060 Menggunakan LEAP dan PYPISA”.

Rasa terimakasih kepada segenap pihak yang secara langsung maupun tidak langsung turut membantu dalam pengerjaan tesis ini penulis sampaikan kepada:

1. Ibu, Alm. Bapak, dan kakak-kakak atas segala doa, cinta, dan kasih yang terus mengalir dalam setiap semangat, angan, dan kehidupan.
2. Bapak Dr. Ir. Nanang Hariyanto, M.T. dan Bapak Dr. Ir. Kevin Marojahan Banjar Nahor, S.T., M.T. selaku pembimbing penulis yang telah memberikan arahan, saran, dan motivasi sehingga dapat terselsaikan laporan tesis ini.
3. Pak Joko, Pak Yuwandra, Mas Rizki, Mr. Andreas Köhl, Mas Iqbal, Mas Fadhil, Mba Nike, Mas Adit, Bu Mis, Pak Dede yang telah memberikan pengetahuan dan dukungan.
4. Dinar, Sisca, Tri, Fajar, Fachri, Nurhaedi, Amel, Ahmad Rifqi, yang telah membantu moral dan moril baik verbal maupun non-verbal sehingga dapat menyelesaikan laporan tesis ini.

Penulis menyadari bahwa masih banyak kekurangan dan kesalahan, baik dari segi penulisan maupun penyajian. Oleh karena itu penulis berharap dapat menerima kritik dan saran yang membangun. Semoga penelitian ini dapat bermanfaat bagi pembaca.

Bandung, 06 Juli 2023

Alravi Febiorama

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
ABSTRAK	ii
ABSTRACT	iii
LEMBAR PENGESAHAN	iv
PEDOMAN PENGGUNAAN TESIS	v
HALAMAN PERUNTUKAN	vi
KATA PENGANTAR	vii
DAFTAR ISI	viii
DAFTAR GAMBAR	Error! Bookmark not defined.
DAFTAR TABEL	x
DAFTAR SINGKATAN DAN LAMBANG	xv
BAB 1 PENDAHULUAN	16
1.1 Latar Belakang	16
1.2 Hubungan Penelitian Sebelumnya	20
1.3 Rumusan Masalah	22
1.4 Tujuan Penelitian	22
1.5 Batasan Masalah	22
1.6 Kontribusi Penelitian	23
1.7 Metodologi Penelitian	23
1.7.1 <i>Needs analysis</i>	24
1.7.2 <i>Past and Present</i>	24
1.7.3 <i>Analysis of Trends</i>	24
1.7.4 <i>Future Predictions</i>	25
1.8 Sistematika Penulisan	25
BAB 2 TINJAUAN PUSTAKA	27
2.1 <i>Schematic</i>	27
2.2 <i>Literature timeline</i>	27
2.3 Pemangku kepentingan energi utama Indonesia	28
2.3.1 Teknologi data sistem Pembangkit	31
2.3.2 Teknologi sistem transmisi	38
2.4 Klasifikasi model energi <i>bottom-up</i>	39
2.5 LEAP model	41
2.6 Simulasi PyPSA	44
BAB 3 METODOLOGI	48
3.1 Struktur model proyeksi	48
3.1.1 Diagram alir	48
3.2 LEAP model	49

3.2.1	Asumsi dasar dan scenario	50
3.3	Struktur Pypsa	66
3.3.1	PyPSA model	67
3.3.2	Model regulasi dan batasan	79
BAB 4 HASIL DAN ANALISIS		82
4.1	Hasil LEAP	82
4.1.1	Final total demand energi	82
4.1.2	Total demand energi per tipe energi	86
4.1.3	Total demand energi per sektor	91
4.1.4	Total energi listrik per sektor Wilayah Indonesia Barat	96
4.2	Hasil simulasi PyPSA	101
4.2.1	Skenario 0 Skenario Pembangunan Berkelanjutan (PB)	101
4.2.2	Skenario 0' Skenario Pembangunan Berkelanjutan (PB)	108
4.2.3	Skenario 1 Skenario Indonesia Emas Progresif	115
4.2.4	Skenario 1' Skenario Indonesia Emas Progresif	123
4.2.5	Skenario 2 <i>Speculative Geothermal Potential Scenario</i>	130
4.2.6	Skenario 3 <i>Hypothetic Geothermal Potential Scenario</i>	137
4.2.7	Skenario 4 <i>Hydro Power Resources Potential Scenario</i>	143
4.2.8	Skenario 5 <i>Micro-hydro Resources Potential Scenario</i>	149
BAB 5 PENUTUP		154
5.1	Kesimpulan	154
5.2	Saran	155
DAFTAR PUSTAKA		156
LAMPIRAN 1 – Tampilan Code Editor Pypsa dan LEAP Window		160
LAMPIRAN 2 - Data Penunjang Penelitian		162
LAMPIRAN 3 – Script code pemrograman Pypsa		173
LAMPIRAN 4 – LEMBAR PENGESAHAN		192
LAMPIRAN 5 – Bukti Submit Paper Conference ICHVEPS 2023		193
LAMPIRAN 6 – Bukti Paper		194

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1. 1 Total emisi CO ₂ dunia dari pembakaran energi dan proses industri dan perubahan tahunannya, 1900-2021.	17
Gambar 1. 2 Kebutuhan energi listrik nasional atas regional	19
Gambar 1. 3 Perbandingan hasil proyeksi dari beberapa model operasi (NZE ESDM dan PLN per 11/2022)	20
Gambar 1. 4 Diagram transisi kapasitas pembangkit dari tahun 2020-2060 berdasarkan scenario NZE.....	21
Gambar 1. 5 <i>System planning life cycle model</i>	24
Gambar 2. 1 Skematik untuk struktur model pada penelitian ini.....	27
Gambar 2. 2 <i>Literature timeline</i> [22]	28
Gambar 2. 3 Tampilan persentase kontribusi wilayah terhadap PDRB (Bappenas, 2023)	29
Gambar 2. 4 Opsi teknologi pada sistem transmisi[25]	38
Gambar 2. 5 Skematik dari framework LEAP untuk estimasi emisi dalam berbagai scenario terhadap resultan rata-rata populasi tahunan	42
Gambar 2. 6 Tangkapan layar yang menampilkan hasil dampak kesehatan yang dihitung dalam IBC ditampilkan dalam Antarmuka Pengguna Grafis LEAP (Contoh Hasil)	43
Gambar 2. 7 Hasil experimental optimasi kapasitas pembangkitan, penyimpanan, dan saluran transmisi (memperbolehkan ekspansi volume saluran sebesar 9%) untuk mencapai pengurangan emisi CO ₂ sebesar 95% di Eropa dibandingkan dengan tingkat tahun 1990.	44
Gambar 2. 8 Model SciGRID mensimulasikan sistem kelistrikan Jerman untuk tahun 2015.	45
Gambar 3. 1 Diagram alir penelitian.....	48
Gambar 3. 2 LEAP model yang digunakan pada penelitian ini	49
Gambar 3. 3 Tingkat aktivitas bagian memasak Indonesia 2021.....	55
Gambar 3. 4 Tingkat aktivitas bagian peralatan rumah tangga Indonesia 2021 ...	57
Gambar 3. 5 Tingkat aktivitas sub-sektor swasta dan pemerintah Indonesia 2021	58
Gambar 3. 6 Tingkat aktivitas sub-sektor industri Wilayah Indonesia Barat 2021	60
Gambar 3. 7 Tingkat aktivitas sub-sektor transportasi Wilayah Indonesia Barat 2021	63
Gambar 3. 8 Tingkat aktivitas sektor lainnya Wilayah Indonesia Barat 2021	65
Gambar 3. 9 PyPSA model yang digunakan pada penelitian ini	67
Gambar 3. 10 Grafik tipikal kurva beban per demand sectors (a) saat hari Senin, (b) saat hari Selasa, (c) saat hari Rabu, (d) saat hari Kamis, (e) saat hari Jumat, dan (f) saat hari Minggu.....	69
Gambar 3. 11 Tipikal kurva beban electric vehicle daya serap dominan malam hari yang tersambung terhadap (a) pada saat hari kerja dan (b) saat akhir pekan	71
Gambar 3. 12 Tipikal kurva beban electric vehicle daya serap dominan siang hari yang tersambung terhadap (a) pada saat hari kerja dan (b) saat akhir pekan.....	72
Gambar 4. 1 Total demand skenario BAU.....	82
Gambar 4. 2 Total demand skenario PB	83
Gambar 4. 3 Persentase energi skenario BAU per regional.....	84

Gambar 4. 4 Persentase energi skenario PB per regional	85
Gambar 4. 5 Total demand skenario BAU per tipe energi.....	86
Gambar 4. 6 Total demand skenario PB per tipe energi	87
Gambar 4. 7 Persentase energi skenario BAU per tipe beban	88
Gambar 4. 8 Persentase energi skenario PB per tipe beban.....	90
Gambar 4. 9 Total demand energi skenario BAU per sektor.....	91
Gambar 4. 10 Total demand energi skenario PB per sektor	92
Gambar 4. 11 Persentase energi skenario BAU per sektor	94
Gambar 4. 12 Persentase energi skenario PB per sektor.....	95
Gambar 4. 13 Total elektrifikasi skenario BAU pada Wilayah Indonesia Barat..	96
Gambar 4. 14 Total elektrifikasi skenario PB pada Wilayah Indonesia Barat.....	97
Gambar 4. 15 Persentase elektrifikasi skenario BAU pada Wilayah Indonesia Barat.....	99
Gambar 4. 16 Persentase elektrifikasi skenario PB pada Wilayah Indonesia Barat	100
Gambar 4. 17 Hasil produksi listrik di Sumatera, skenario 0, TWh	101
Gambar 4. 18 Hasil Biaya investasi dan O&M (Sumatera, skenario 0, Billions USD).....	102
Gambar 4. 19 Hasil produksi listrik di Jamali, skenario 0, TWh.....	102
Gambar 4. 20 Hasil Biaya investasi dan O&M (Jamali, skenario 0, Billions USD)	103
Gambar 4. 21 Hasil produksi listrik di Kalimantan, skenario 0, TWh.....	104
Gambar 4. 22 Hasil Biaya investasi dan O&M (Kalimantan, Skenario 0, Billions USD)	104
Gambar 4. 23 Hasil total emisi di Sumatera, skenario 0 (Juta Ton)	106
Gambar 4. 24 Hasil total emisi di Jamali, skenario 0 (Juta Ton).....	107
Gambar 4. 25 Hasil total emisi di Kalimantan, skenario 0 (Juta Ton).....	107
Gambar 4. 26 Hasil produksi listrik di Sumatera, skenario 0', TWh.....	108
Gambar 4. 27 Hasil Biaya investasi dan O&M (Sumatera, skenario 0', Billions USD)	109
Gambar 4. 28 Hasil produksi listrik di Jamali, skenario 0', TWh	109
Gambar 4. 29 Hasil Biaya investasi dan O&M (Jamali, skenario 0', Billions USD)	110
Gambar 4. 30 Hasil produksi listrik di Kalimantan, skenario 0', TWh	111
Gambar 4. 31 Hasil Biaya investasi dan O&M (Kalimantan, skenario 0', Billions USD)	111
Gambar 4. 32 Hasil total emisi di Sumatera, skenario 0' (Juta Ton).....	113
Gambar 4. 33 Hasil total emisi di Jamali, skenario 0' (Juta Ton).....	114
Gambar 4. 34 Hasil total emisi di Kalimantan, skenario 0' (Juta Ton)	114
Gambar 4. 35 Hasil produksi listrik di Sumatera, skenario 1, TWh	115
Gambar 4. 36 Hasil Biaya investasi dan O&M (Sumatera, skenario 1, Billions USD)	116
Gambar 4. 37 Hasil produksi listrik di Jamali, skenario 1, TWh.....	117
Gambar 4. 38 Hasil Biaya investasi dan O&M (Jamali, skenario 1, Billions USD)	118
Gambar 4. 39 Hasil produksi listrik di Kalimantan, skenario 1, TWh.....	119
Gambar 4. 40 Hasil Biaya investasi dan O&M (Kalimantan, skenario 1, Billions USD).....	120

Gambar 4. 41 Hasil total emisi di Sumatera, skenario 1 (Juta Ton)	121
Gambar 4. 42 Hasil total emisi di Jamali, skenario 1 (Juta Ton)	122
Gambar 4. 43 Hasil total emisi di Kalimantan, skenario 1 (Juta Ton)	123
Gambar 4. 44 Hasil produksi listrik di Sumatera, skenario 1', TWh	124
Gambar 4. 45 Hasil Biaya investasi dan O&M (Sumatera, skenario 1, Billions USD)	124
Gambar 4. 46 Hasil produksi listrik di Jamali, skenario 1', TWh	125
Gambar 4. 47 Hasil Biaya investasi dan O&M (Jamali, skenario 1', Billions USD)	126
Gambar 4. 48 Hasil produksi listrik di Kalimantan, skenario 1', TWh	126
Gambar 4. 49 Hasil Biaya investasi dan O&M (Kalimantan, skenario 1', Billions USD)	127
Gambar 4. 50 Hasil total emisi di Sumatera, skenario 1' (Juta Ton)	129
Gambar 4. 51 Hasil total emisi di Jamali, skenario 1' (Juta Ton)	129
Gambar 4. 52 Hasil total emisi di Kalimantan, skenario 1' (Juta Ton)	130
Gambar 4. 53 Hasil produksi listrik di Sumatera, skenario 2, TWh	131
Gambar 4. 54 Hasil Biaya investasi dan O&M (Sumatera, skenario 2, Billions USD)	132
Gambar 4. 55 Hasil produksi listrik di Jamali, skenario 2, TWh	132
Gambar 4. 56 Hasil Biaya investasi dan O&M (Jamali, skenario 2, Billions USD)	133
Gambar 4. 57 Hasil produksi listrik di Kalimantan, skenario 2, TWh	134
Gambar 4. 58 Hasil Biaya investasi dan O&M (Kalimantan, skenario 2, Billions USD)	135
Gambar 4. 59 Hasil total emisi di Sumatera, skenario 2 (Juta Ton)	135
Gambar 4. 60 Hasil total emisi di Jamali, skenario 2 (Juta Ton)	136
Gambar 4. 61 Hasil total emisi di Kalimantan, skenario 2 (Juta Ton)	137
Gambar 4. 62 Hasil produksi listrik di Sumatera, skenario 3, TWh	137
Gambar 4. 63 Hasil Biaya investasi dan O&M (Sumatera, skenario 3, Billions USD)	138
Gambar 4. 64 Hasil produksi listrik di Jamali, skenario 3, TWh	139
Gambar 4. 65 Hasil Biaya investasi dan O&M (Jamali, skenario 3, Billions USD)	139
Gambar 4. 66 Hasil produksi listrik di Kalimantan, skenario 3, TWh	140
Gambar 4. 67 Hasil Biaya investasi dan O&M (Kalimantan, skenario 3, Billions USD)	141
Gambar 4. 68 Hasil total emisi di Sumatera, skenario 3 (Juta Ton)	141
Gambar 4. 69 Hasil total emisi di Jamali, skenario 3 (Juta Ton)	142
Gambar 4. 70 Hasil total emisi di Kalimantan, skenario 3 (Juta Ton)	143
Gambar 4. 71 Hasil produksi listrik di Sumatera, skenario 4, TWh	143
Gambar 4. 72 Hasil Biaya investasi dan O&M (Sumatera, skenario 4, Billions USD)	144
Gambar 4. 73 Hasil produksi listrik di Jamali, skenario 4, TWh	145
Gambar 4. 74 Hasil Biaya investasi dan O&M (Jamali, skenario 4, Billions USD)	145
Gambar 4. 75 Hasil produksi listrik di Kalimantan, skenario 4, TWh	146
Gambar 4. 76 Hasil Biaya investasi dan O&M (Kalimantan, skenario 4, Billions USD)	147

Gambar 4. 77 Hasil total emisi di Sumatera, skenario 4 (Juta Ton)	147
Gambar 4. 78 Hasil total emisi di Jamali, skenario 4 (Juta Ton)	148
Gambar 4. 79 Hasil total emisi di Kalimantan, skenario 4 (Juta Ton)	148
Gambar 4. 80 Hasil produksi listrik di Sumatera, skenario 5, TWh	150
Gambar 4. 81 Hasil Biaya investasi dan O&M (Sumatera, skenario 5, Billions USD)	150
Gambar 4. 82 Hasil produksi listrik di Kalimantan, skenario 5, TWh	151
Gambar 4. 83 Hasil Biaya investasi dan O&M (Kalimantan, skenario 5', Billions USD)	152
Gambar 4. 84 Hasil total emisi di Sumatera, skenario 5 (Juta Ton)	152
Gambar 4. 85 Hasil total emisi di Kalimantan, skenario 5 (Juta Ton)	153

DAFTAR TABEL

Tabel 2. 1 Berbagai pemangku kepentingan utama sektor energi	29
Tabel 2. 2 Daftar teknologi data kandidat sistem pembangkit.....	31
Tabel 2. 3 Opsi teknologi pada sistem transmisi.....	39
Tabel 2. 4 Daftar library dan packages yang digunakan.....	47
Tabel 3. 1 Data variable skenario <i>current accounts</i>	52
Tabel 3. 2 Data variable skenario <i>business as usual</i>	53
Tabel 3. 3 Data variabel skenario development interventions	54
Tabel 3. 4 Intensitas memasak proporsi tingkat aktivitas	56
Tabel 3. 5 Intensitas peralatan rumah tangga proporsi tingkat aktivitas.....	58
Tabel 3. 6 Intensitas komersial sub-sektor swasta dan pemerintah	59
Tabel 3. 7 Intensitas pada sektor industri dengan sub-sektor 2021.....	61
Tabel 3. 8 Total jumlah kendaraan per regional Indonesia 2021	63
Tabel 3. 9 Kandidat pembangkit	74
Tabel 3. 10 Variasi emisi faktor per tipe pembangkit.....	78
Tabel 3. 11 Skenario simulasi	79
Tabel 3. 12 Geothermal resources potential.....	80
Tabel 3. 13 Hydro resources potential	80
Tabel 4. 1 Hasil kandidat interkoneksi, skenario 0	105
Tabel 4. 2 Hasil kandidat interkoneksi, skenario 0'	112
Tabel 4. 3 Hasil kandidat interkoneksi, skenario 1	120
Tabel 4. 4 Hasil kandidat interkoneksi, skenario 1'	127

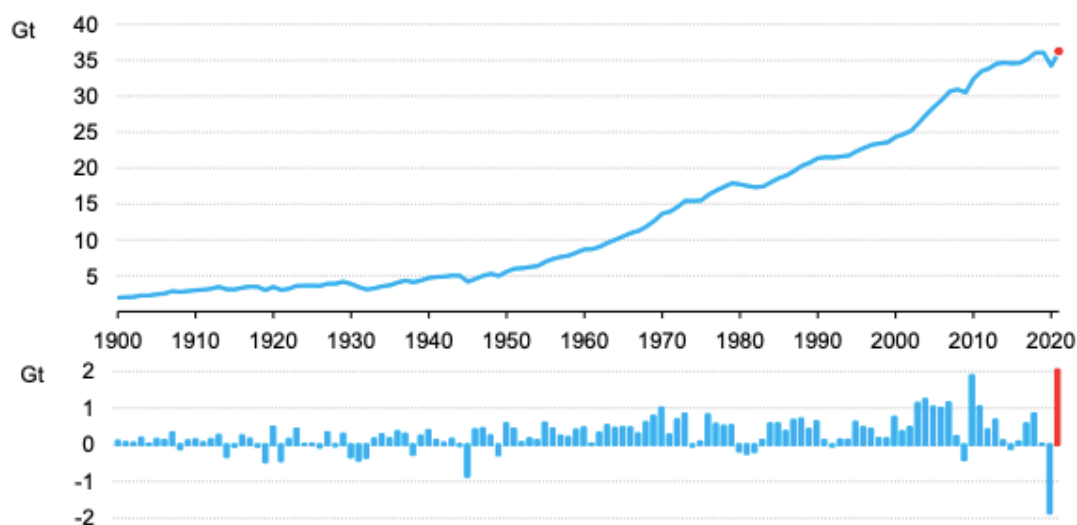
DAFTAR SINGKATAN DAN LAMBANG

Singkatan	Deskripsi
LEAP	<i>Low Emission Analysis Platform</i>
PYPSA	<i>Python for Power System Analysis</i>
GDP/PDB	<i>Gross Domestic Product</i>
RUEN	Rencana Umum Energi Nasional
MEMR	<i>Ministry Of Energi and Mineral Resources</i>
IRENA	<i>International Renewable Energi Agency</i>
MOFA RI	<i>Ministry of Foreign Affairs of the Republic of Indonesia</i>
MNDP	<i>Ministry of National Development Planning</i>
CEFIM	<i>Clean Energi Finance and Investment Mobilisation</i>
PBB	Perserikatan Bangsa Bangsa
SDG	<i>Sustainable Development Goals</i>
HEESI	<i>Handbook of Energi & Economic Statistics of Indonesia</i>
BPS	Badan Pusat Statistik
CASE	<i>Clean, Affordable, and Secure Energy</i>
LPG	<i>Liquefied Petroleum Gas</i>
GAIKINDO	Gabungan Industri Kendaraan Bermotor Indonesia
COD	<i>Commercial Operation Date</i>
NREL	<i>National Renewable Energi Laboratory</i>
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
OPEX	<i>Operational Expenditure</i>
EBT	Energi Baru dan Terbarukan
IDO	<i>Industrial Diesel Oil</i>
MDF	<i>Marine Diesel Fuel</i>
BOE	<i>Barrel of Oil Equivalent</i>
ASDP	Angkutan Sungai Danau dan Penyebrangan

BAB 1 PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Fenomena emisi CO₂ dunia terkait energi tumbuh menjadi 36,3 Gt pada tahun 2021, rekor emisi CO₂ Global tertinggi dari pembakaran energi dan proses industri rebound pada tahun 2021 untuk mencapai tingkat tahunan tertinggi yang pernah ada. Peningkatan 6% dari tahun 2020 mendorong emisi menjadi 36,3 gigaton (Gt), perkiraan berdasarkan analisis regional per regional dan bahan bakar per bahan bakar *The International Energy Agency* (IEA)[1] yang terperinci, dengan memanfaatkan data nasional resmi terbaru dan data energi, ekonomi, dan cuaca yang tersedia untuk umum. Pandemi Covid-19 berdampak luas pada permintaan energi pada tahun 2020, mengurangi emisi CO₂ global sebesar 5,1%. Namun, dunia telah mengalami pemulihan ekonomi yang sangat cepat sejak saat itu, didorong oleh stimulus fiskal dan moneter yang belum pernah terjadi sebelumnya dan peluncuran vaksin yang cepat (meskipun tidak merata). Pemulihan permintaan energi pada tahun 2021 diperparah oleh cuaca buruk dan kondisi pasar energi, yang menyebabkan lebih banyak batu bara terbakar meskipun pembangkit listrik terbarukan mencatat pertumbuhan tahunan terbesar yang pernah ada[2]. Emisi meningkat lebih dari 2,0 Gt dari tingkat 2020. Ini menempatkan 2021 di atas 2010 sebagai peningkatan terbesar yang pernah ada dari tahun ke tahun dalam emisi CO₂ terkait energi secara absolut. Rebound pada tahun 2021 lebih dari membalikkan penurunan emisi yang disebabkan pandemi hampir 1,9 Gt yang dialami pada tahun 2020[3]. Emisi CO₂ pada tahun 2021 naik menjadi sekitar 180 megaton (Mt) di atas tingkat pra-pandemi tahun 2019. (IEA-*Global Energi Review: CO₂ Emissions in 2021*[1])

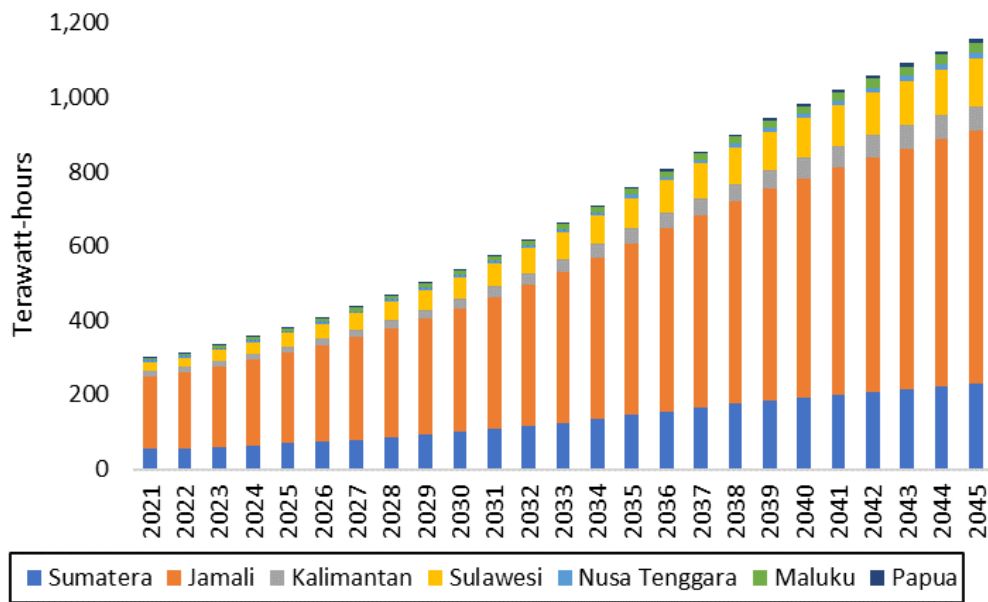


Gambar 1. 1 Total emisi CO2 dunia dari pembakaran energi dan proses industri dan perubahan tahunannya, 1900-2021.

Dengan lebih dari 270 juta penduduk (PBB, 2022) dan lebih dari 17.500 pulau (MOFA RI, 2017), Indonesia adalah negara terpadat keempat di dunia dan ekonomi terbesar di Asia Tenggara. Pasokan energi primer Indonesia sangat didominasi oleh minyak, gas, dan batu bara, dengan membagi gabungan sebesar 85,6% pada tahun 2020 (MEMR, 2021; IRENA, 2020c[4]). Sementara bioenergi adalah kontributor energi terbarukan terbesar untuk total bauran pasokan energi primer dan bertanggung jawab atas sebagian besar pekerjaan energi terbarukan negara (IRENA, 2021a, 2020d[5]), masalah keberlanjutan muncul mengingat tren deforestasi. Pemerintah Indonesia berkomitmen untuk menerapkan langkah-langkah adaptasi menuju ekonomi yang tahan iklim, yang mengintegrasikan dimensi ekonomi, sosial dan lingkungan (MNDP/NDPA, 2021). Kebijakan Energi Nasional (KEN) 2014 menargetkan setidaknya 23% bagian terbarukan dalam total pasokan energi primer pada tahun 2025 dan setidaknya 31% pada tahun 2050[6] (KEN 2014/79, 2014). Pemerintah dan perusahaan listrik nasional (PLN) baru-baru ini meluncurkan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) 2021-2030 yang baru, yang disebut-sebut sebagai RUPTL "terhijau" hingga saat ini, yang menegaskan kembali ambisi *Net Zero Emission* (NZE) pada tahun 2060 sejalan dengan Kontribusi yang Ditentukan Secara Nasional (CEFIM, 2021a) yang diperbarui di negara itu; Joshi, 2021). Pemerintah juga berjanji untuk tidak

membangun pembangkit batu bara baru yang terhubung ke jaringan setelah 2023 (Jong, 2021; Bloomberg, 2021[7]), meskipun akan menyelesaikan kapasitas batubara yang direncanakan sebelum beralih ke energi terbarukan (Witt dan Prasetyo, 2021[8]), menyiratkan Indonesia mengunci diri ke dalam ketergantungan batubara selama beberapa dekade lagi.

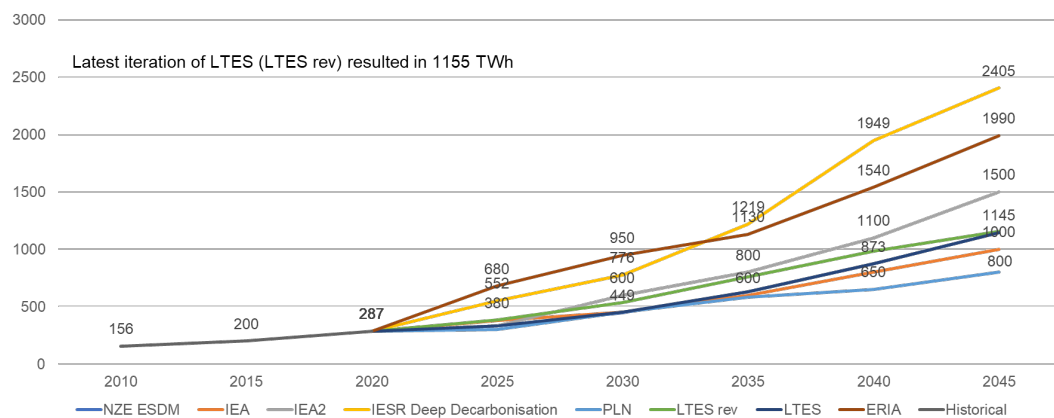
Sustainable Development Goals Target 9.4 Membangun infrastruktur yang tahan lama, mendukung industrialisasi yang inklusif dan berkelanjutan dan membantu perkembangan inovasi dengan indikator tahun 2030, meningkatkan mutu infrastruktur dan menambahkan komponen pada industri agar dapat berkelanjutan, dengan ditambahkan efisiensi penggunaan sumber daya dan mengadopsi teknologi bersih dan ramah lingkungan dan proses industrial, dimana semua negara melakukan aksi ini disesuaikan dengan kemampuan masing-masing. Batubara tetap menjadi komoditas penting bagi Indonesia[9]. Setelah sedikit menurun pada tahun 2020, produksi batubara rebound, mengikuti tren peningkatan dalam beberapa tahun terakhir, dari 461 juta ton pada tahun 2015 menjadi lebih dari 600 juta ton pada tahun 2021. Tingkat produksi ini jauh melebihi target RUEN sebesar 400 juta ton per tahun. Mengingat prospek batubara global serta komitmen Indonesia untuk menghentikan pembangkit listrik tenaga batubara secara bertahap pada tahun 2040-an dengan dukungan internasional[10], permintaan batubara Indonesia kemungkinan akan mulai turun sebelum tahun 2030.



Gambar 1. 2 Kebutuhan energi listrik nasional atas regional

Indonesia sedang melakukan transformasi dalam permintaan energi dengan tujuan mencapai manfaat sosial dan lingkungan pada tahun 2060. Untuk mencapai hal ini, pemerintah telah menetapkan target dan tujuan untuk setiap regional di Indonesia. Sumatra akan menjadi pusat industri baru dan gerbang ke regional Asia. Jawa akan menjadi pusat perdagangan dan jasa. Kalimantan akan menjadi basis industri pengolahan dan cadangan energi nasional. Sulawesi akan menjadi basis industri pangan dan gerbang ke Indonesia bagian timur. Bali, Nusa Tenggara, dan Maluku akan menjadi basis pariwisata internasional dan perikanan. Papua akan menjadi basis sektor ekonomi pangan dan sumber daya. Dalam hal ini, pemerintah meminta agar persentase bagi hasil Jawa-madura-bali (JAMALI) tidak melebihi 50%, sementara di luar Jawa diharapkan meningkat. Untuk mencapai tujuan ini, beberapa intervensi diperlukan di setiap regional. Misalnya, di Sumatra, sektor rantai pasokan dan pergudangan perlu mengikuti pertumbuhan sektor komersial, karena Sumatra merupakan gerbang ke regional Asia. Untuk Jawa, sektor komersial perlu tumbuh karena merupakan pusat perdagangan dan jasa. Di Kalimantan, pertumbuhan sektor komersial tidak sejalan dengan arah industri pengolahan yang mengalami penurunan di sektor pertambangan, termasuk sektor lainnya. Diperlukan klarifikasi mengenai arah cadangan energi nasional, apakah berasal dari batu bara atau sumber energi terbarukan. Dalam Sulawesi, pertumbuhan sektor industri sejalan dengan

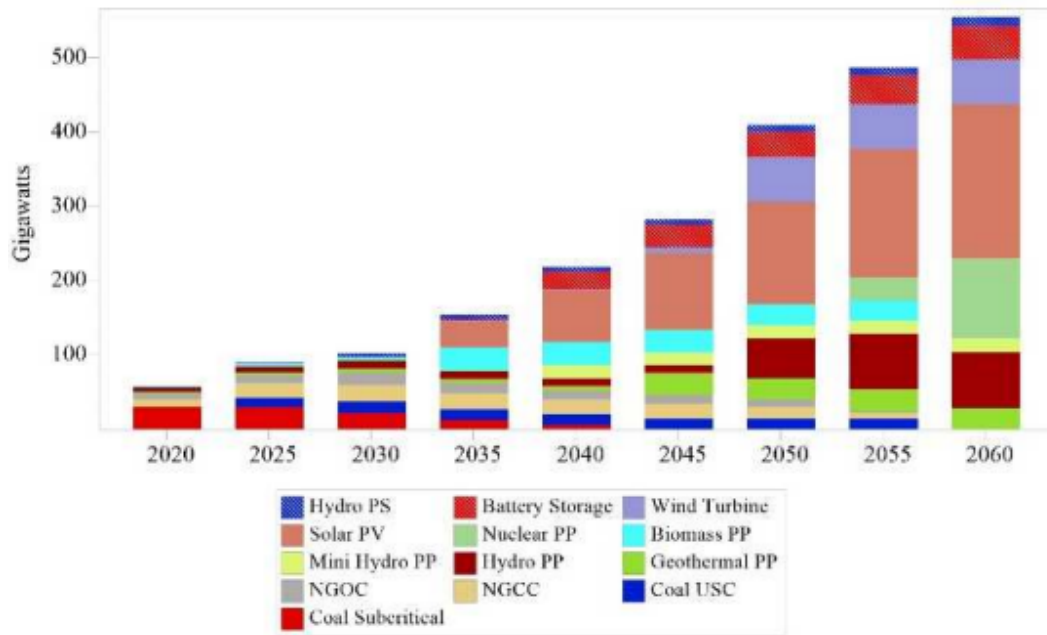
tren historis karena pertumbuhan industri peleburan dan ekstraktif. Persentase sektor komersial tinggi, sejalan dengan arah gerbang ke Indonesia bagian timur. Nusa Tenggara dan Maluku mengalami pertumbuhan pariwisata namun pertumbuhan sektor perikanan negatif. Perlu dipertimbangkan pertumbuhan industri pengolahan ikan dan rantai dingin, yang tidak tercermin dalam proyeksi. Dan Papua, sektor pertanian mengalami penurunan, dan pertumbuhan sektor ekstraksi logam tidak jelas apakah merupakan bagian dari fokus sektor ekonomi berbasis sumber daya.



Gambar 1. 3 Perbandingan hasil proyeksi dari beberapa model operasi (NZE ESDM dan PLN per 11/2022)

1.2 Hubungan Penelitian Sebelumnya

Penelitian yang dilakukan oleh Handayani dan Anugrah et al (2021) yang berjudul “*Assessing the Implications of Net-Zero Emissions Pathways: An Analysis of The Indonesian Power Sector*” menunjukkan bahwa kapasitas *Solar PV* lebih dominan dimulai pada tahun 2035 dan *Coal Power Plant* sudah mulai tidak beroperasi pada tahun 2040 dengan skenario *Net Zero Emission*[11]. Sehingga transisi energi batu bara terhadap listrik relative sesuai target pemerintah yaitu mendedieselisasi pembangkit pada tahun 2035.



Gambar 1. 4 Diagram transisi kapasitas pembangkit dari tahun 2020-2060 berdasarkan scenario NZE

Kemudian pada penelitian yang dilakukan oleh Santika, Dkk et al (2018) yang berjudul “*Sustainable Energi for All: Impacts of Sustainable Development Goals Implementation on Household Sector Energi Demand in Indonesia*” dimana Santika, Dkk menyatakan bahwa bagian konsumsi bahan bakar dalam permintaan energi komersial akhir dengan skenario SDGs (dengan efisiensi)[12]. Konsumsi *Liquefied Petroleum Gas* (LPG) dan listrik sebanding pada tahun dasar. Namun, pada tahun 2030, konsumsi energi rumah tangga akan didominasi oleh listrik. Penggunaan kerosin untuk memasak akan meningkat dengan asumsi cakupan populasi 10% pada tahun 2030 yang menggantikan LPG. Kita juga akan melihat bahwa biogas dan dimetil eter akan berkontribusi pada konsumsi energi rumah tangga pada tahun 2030, yang juga akan mengurangi penggunaan LPG. Dan Penelitian lainnya yang dilakukan oleh M. Rizki K, Dkk et al (2018) yang berjudul “*Long term Projection of Electricity Generation Sector in East Kalimantan Province: LEAP Model Application*” dimana M. Rizki K, Dkk menyatakan bahwa dalam sektor pembangkitan listrik pada skenario BAU, pembangkit listrik menghasilkan lebih banyak energi pada akhir tahun proyeksi. Komposisi pembangkitan listrik berdasarkan jenis pembangkit listrik. Pada skenario

Renewable Energi mix, bagian sumber energi terbarukan menggantikan energi berbasis fosil pada skenario BAU[13].

1.3 Rumusan Masalah

Berdasarkan pernyataan latar belakang pada sub-bab 1.1 yakni pentingnya membuat studi estimasi energi *demand* dan menentukan teknologi kandidat pembangkit dan sistem transmisi sehingga dalam mengerjakan konteks ini dapat disusun rumusan masalah studi penelitian sebagai berikut:

1. Bagaimana kebutuhan energi listrik di berbeda sektor pada tahun 2060 saat Wilayah Indonesia Barat mencapai target SDG's?
2. Bagaimana optimasi teknologi sistem pembangkit dan transmisi Wilayah Indonesia Barat 2060 saat adanya kebijakan dan intervensi dari pemerintah?

1.4 Tujuan Penelitian

Tujuan studi penelitian perencanaan ini adalah sebagai berikut:

1. Menampilkan kebutuhan energi listrik di berbeda sektor pada tahun 2060 saat Wilayah Indonesia Barat mencapai skenario transisi energi listrik lebih dominan.
2. Menentukan optimalisasi teknologi sistem pembangkit dan transmisi Wilayah Indonesia Barat 2060 saat adanya kebijakan dan intervensi dari pemerintah.

1.5 Batasan Masalah

Berdasarkan kajian pada sub-bab sebelumnya, maka batasan masalah studi penelitian ini dapat dinyatakan sebagai berikut:

- a. Kebutuhan energi listrik pada tahun 2060 saat Wilayah Indonesia Barat mencapai target SDG's. Dalam konteks ini, penelitian akan fokus pada perbedaan kebutuhan energi listrik di berbagai sektor.
- b. Teknologi sistem pembangkit dan transmisi Wilayah Indonesia Barat pada tahun 2060 dengan mempertimbangkan kebijakan dan intervensi dari pemerintah. Penelitian akan berfokus pada pengidentifikasian teknologi kandidat yang optimal untuk memenuhi kebutuhan energi listrik di masa depan.

- c. Simulasi proyeksi dilakukan menggunakan perangkat lunak LEAP dan Pypsa dengan solver dari HiGHS dan GUROBI.

1.6 Kontribusi Penelitian

Penelitian ini memiliki kontribusi penting dalam memahami dan merencanakan kebutuhan energi listrik di Wilayah Indonesia Barat pada tahun 2060 serta menentukan teknologi sistem pembangkit dan transmisi yang sesuai dengan kebijakan dan intervensi pemerintah. Dengan menggunakan metode LEAP dan PYPSA, penelitian ini dapat memberikan perkiraan yang akurat dan mengoptimalkan penggunaan teknologi pembangkit dan transmisi yang paling efisien.

Rumusan masalah dalam penelitian ini mencakup pertanyaan-pertanyaan yang relevan, seperti kebutuhan energi listrik Wilayah Indonesia Barat di berbagai sektor pada tahun 2060 saat Wilayah Indonesia Barat mencapai target SDG's, serta teknologi sistem pembangkit dan transmisi yang akan digunakan di Wilayah Indonesia Barat pada tahun 2060 dengan adanya kebijakan dan intervensi pemerintah.

Tujuan penelitian ini adalah untuk menyajikan data dan informasi mengenai kebutuhan energi listrik Wilayah Indonesia Barat di berbagai sektor pada tahun 2060 saat Wilayah Indonesia Barat mencapai target SDG's, serta memberikan opsi teknologi sistem pembangkit dan transmisi yang sesuai dengan kebijakan dan intervensi pemerintah. Dengan demikian, penelitian ini akan memberikan panduan yang berharga dalam perencanaan energi di masa depan, memastikan penggunaan sumber daya energi yang efisien dan berkelanjutan.

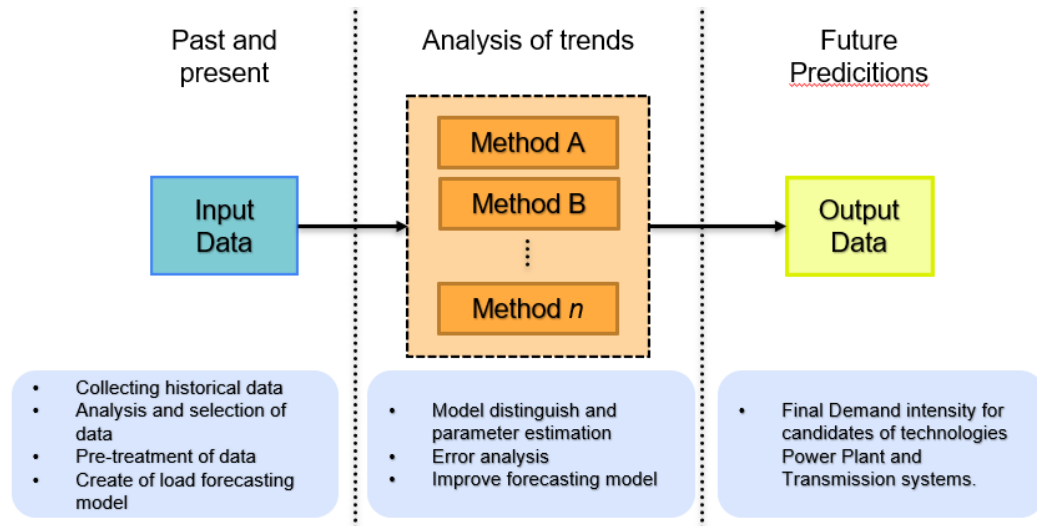
1.7 Metodologi Penelitian

Cobb-Douglas Function pada buku berjudul “*Electricity Economics: Production Functions with Electricity*” karangan Zhaogung Hu dan Zheng Hu[14], serta kedua jurnal internasional dengan *LEAP-Zhang model* dan *Classification Bottom-up energi systems model* karya Dewei Yang, Dkk[15] dan Matteo Giacomo Prina, Dkk[16], digunakan sebagai pendekatan metodologi pada studi penelitian ini. Secara gabungan dari ketiga literatur tersebut maka terdapat tiga tahapan dalam metodologi ini yakni *Past and present, Analysis of Trends*, dan *Future Predictions*.

Penelitian yang dilakukan saat ini *confident* terhadap output untuk memberikan beberapa opsi teknologi pada sistem pembangkit dan sistem transmisi yang akan berpengaruh pada kebijakan pemerintah.

1.7.1 Needs analysis

Permulaan dalam metode iniawali dengan mengumpulkan data dari end-user dan mengidentifikasi masalah yang ada. Identifikasi masalah studi penelitian dapat diinspirasi oleh kajian-kajian sumber literatur bahkan permasalahan dalam kehidupan sehari-hari. Adapun masalah yang akan dibahas dalam studi penelitian ini adalah proyeksi kebutuhan energi dan sistem pembangkit serta sistem transmisi.



Gambar 1. 5 *System planning life cycle model*

1.7.2 Past and Present

Tahap dalam hal ini yakni dilakukannya identifikasi masalah dengan mencari dan kajian ulang terhadap literatur yang relevan dengan studi penelitian yang sedang dilakukan. Langkah-langkah ini penting dilakukan agar penelitian dapat berjalan dengan lancar tanpa adanya hambatan yang rancu. Topik literatur yang relevansi dengan studi penelitian yang dilakukan adalah mengenai konsep dasar proyeksi, metode dan asumsi dasar pertumbuhan energi, dan *framework* dari sistem simulasi yang akan dilakukan.

1.7.3 Analysis of Trends

Tahap berikutnya ini menjelaskan mengenai pemilihan konsep dari hasil *Analysis of Trends*. Berikut adalah pemilihan konsep yang telah dilakukan:

- a. Model proyeksi yang akan digunakan pada studi penelitian ini menggunakan *driving factors* terdiri dari *GDP, Population, Industrial Structure, Energi Intensity, Activity Level* dan *Scenario Design* terdiri dari BAU dan *Intervention Development*.
- b. Operasi model yang akan digunakan adalah pasokan energi, transformasi energi dan *End-use demand*.

1.7.4 *Future Predictions*

Tahapan kali ini menjabarkan terkait kebaruan atau opsi-opsi kebijakan baru pada konsep yang dipilih. Fundamental kebaruan dari penelitian-penelitian yang telah dilakukan sebelumnya dengan model proyeksi dari tahun 2021 *as base year* dan 2060 *as end year* dengan data populasi dan GDP berdasarkan CASE Bappenas dalam Visi Indonesia 2045 sebagai operasi asumsi dasar, kemudian adanya beberapa intervensi dari kebijakan pemerintah dari setiap regional dan model *fuel switching* dengan transisi energi dari *fuel coal* ke *electricity* seperti penggunaan dan pemanfaatan dari *electrical vehicle*. Sehingga hasil *final demand energi intensity* akan menjadi dasar opsi-opsi pemilihan kandidat sistem pembangkit dan sistem transmisi.

1.8 Sistematika Penulisan

Penulisan laporan tesis ini terdiri dari lima bab dengan penjelasan masing-masing di setiap sub-bab. Berikut adalah penjelasan dari masing-masing bab yang terdapat pada laporan tesis ini:

- **Bab 1 Pendahuluan**

Terdiri dari bagian pendahuluan yang di dalamnya terdapat latar belakang, perumusan masalah, tujuan penelitian, metodologi yang digunakan, batasan masalah, kontribusi penelitian, serta sistematika penulisan.

- **Bab 2 Tinjauan Pustaka**

Terdiri dari acuan tinjauan pustaka baik dalam melakukan studi penelitian ini dan rujukan penulisan laporan penelitian tesis. Pustaka terdiri dari hasil topik-topik atau ide yang berkaitan dengan permasalahan yang dibahas.

- **Bab 3 Metodologi**

Membahas mengenai konsep dasar dalam perencanaan simulasi, penentuan asumsi dasar dan data proyeksi historikal, dan kolektif data *end-user*.

- **Bab 4 Hasil dan Analisis**

Menampilkan tentang hasil simulasi kebutuhan energi antara pengolahan dan penentuan data secara sistemik dengan metode proyeksi dan intervensi teknologi data.

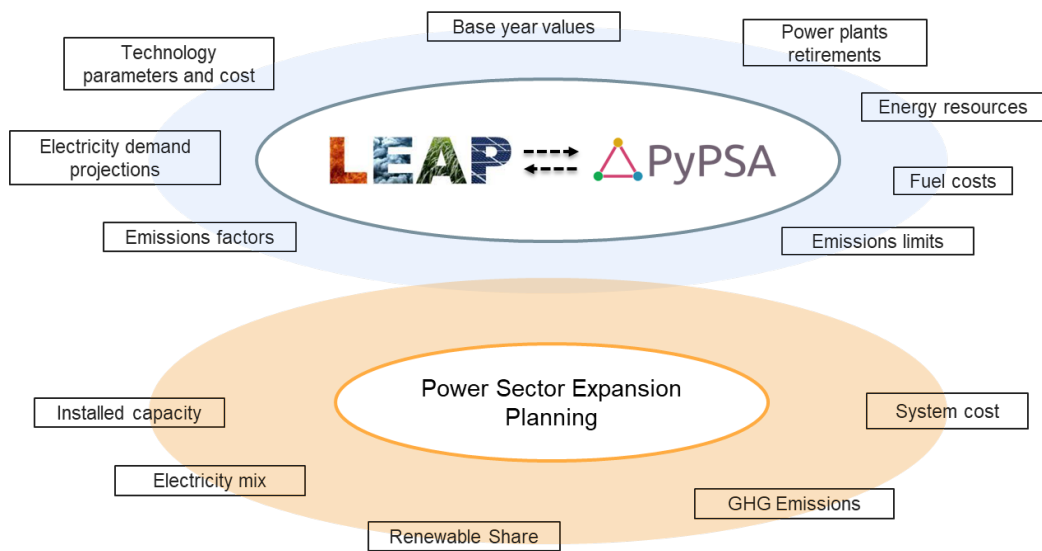
- **Bab 5 Penutup**

Menyampaikan hasil kesimpulan dari studi penelitian serta saran studi penelitian untuk pengembangan studi penelitian di masa depan selanjutnya.

BAB 2 TINJAUAN PUSTAKA

Pada bab ini akan memberikan penjelasan terkait dasar teori yang akan dilakukan dalam menunjang penulisan laporan tesis ini. Tinjauan pustakan diawali dengan penyampaian *schematic* penelitian yang dilakukan, dengan disampaikannya pula beberapa teori terkait yang menunjang dalam pemaparan pada studi penelitian ini, seperti dasar operasi model proyeksi, asumsi dasar, data masukan, beberapa metode analisis yang relevan, konsep meformulasikan tren transisi energi, beberapa opsi kandidat sistem pembangkit dan teknologi sistem transmisi.

2.1 *Schematic*



Gambar 2. 1 Skematik untuk struktur model pada penelitian ini

2.2 *Literature timeline*

Metode proyeksi beban untuk permintaan panas dan listrik di bangunan (Pedersen et al., 2008[17]) merupakan penelitian yang mengkaji proyeksi beban energi pada sektor bangunan. Sedangkan, proyeksi beban sisi permintaan untuk operasi sistem penyimpanan energi baterai (Hida, Yokoyama, Iba, Tanaka, & Yabe, 2009[18]) dan proyeksi permintaan energi transportasi di China (Zhang et al., 2009[19]) membahas proyeksi permintaan energi dalam konteks spesifik. Selain itu, terdapat juga studi yang menganalisis respons permintaan melalui studi kasus utilitas di AS (Hong & Wang, 2012[20]), studi tentang permintaan energi China (Feng, Zhang, Zou, & Bao, 2013[14]), dan proyeksi cepat permintaan energi pemanasan (Catalina et al., 2013[21]).

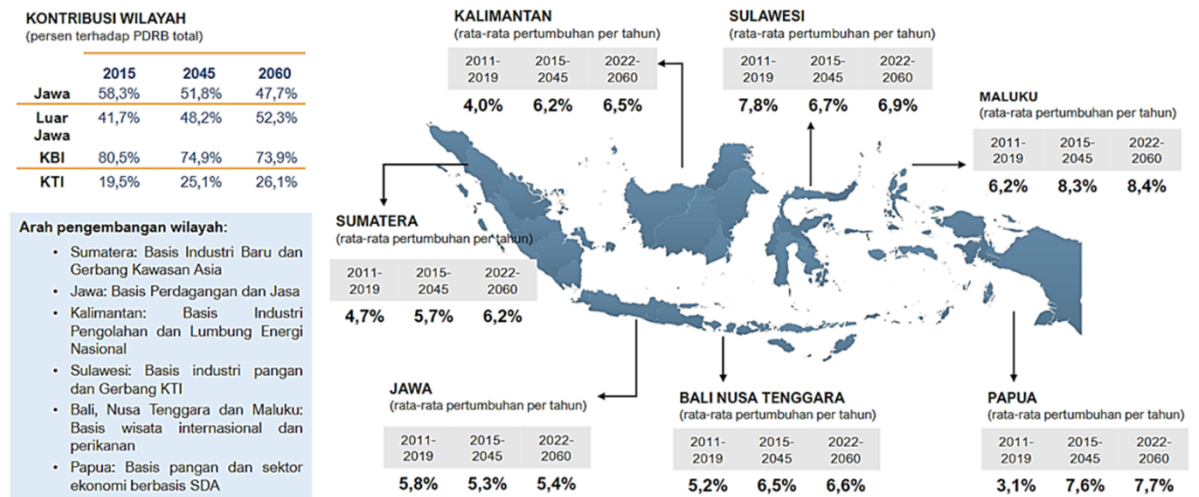


Gambar 2. 2 Literature timeline[22]

2.3 Pemangku kepentingan energi utama Indonesia

Dalam analisis pada Tabel 2.1, menampilkan analisis berbagai pemangku kepentingan yang terlibat dalam sektor energi di Indonesia. Pemangku kepentingan ini mencakup kementerian dalam sektor energi, kementerian dalam sektor ekonomi,

kementerian dalam sektor lingkungan, masyarakat Indonesia, industri minyak, gas, dan batu bara yang sudah ada, bisnis listrik yang sudah ada, bisnis energi terbarukan, para ahli dari organisasi non-pemerintah, dan ahli dari kalangan akademisi.



Gambar 2. 3 Tampilan persentase kontribusi wilayah terhadap PDRB (Bappenas, 2023)

Sebagai contoh, kementerian dalam sektor energi memiliki kepentingan dalam menjaga pasokan energi yang aman, mengurangi impor energi, dan menyediakan infrastruktur energi. Sementara itu, bisnis minyak, gas, dan batu bara yang sudah ada berfokus pada maksimalisasi profitabilitas dan pengurangan biaya. Misalnya, kementerian dalam sektor energi berfokus pada keamanan energi, sementara masyarakat Indonesia berfokus pada harga energi yang terjangkau dan pasokan yang dapat diandalkan. Ahli dan aktivis dari organisasi non-pemerintah relatif lebih memperhatikan lingkungan dan keadilan energi.

Tabel 2. 1 Berbagai pemangku kepentingan utama sektor energi[23]

<i>Stakeholder</i>	<i>Classification</i>	<i>Interest(s)</i>	<i>Focus For Energi Trilemma Dimension</i>
<i>Ministry In the Energy Sector</i>	<i>As Policymaker</i>	<i>Secure Energy Supply to Meet Demand</i> <i>Minimize Energy Imports</i> <i>Provide Energy Infrastructure</i>	<i>Energy Security</i>

<i>Ministry In the Economic Sector</i>	<i>As Policymaker</i>	• <i>Maximize Tax Revenue</i> • <i>Minimize Budget Expenditure</i> • <i>Maximize Public Service Delivery</i>	<i>Energy Equity</i>
<i>Ministry In the Environment Sector</i>	<i>As Policymaker</i>	<i>Minimize Greenhouse Gas Emissions</i>	<i>Environment</i>
<i>Indonesian Populace</i>	<i>As User of Energy</i>	• <i>Affordable Energy Price</i> • <i>Reliable Supply</i>	<i>Energy Security and Equity And, Less So, The Environment</i>
<i>Existing Oil, Gas and Coal Industries</i>	<i>As Business/Professional</i>	• <i>Maximize Profitability</i> • <i>Minimize Cost</i> • <i>Capacity To Adapt to The Energy Transition</i> • <i>Public Service Obligations</i>	<i>Energy Security</i>
<i>Existing Electricity Businesses</i>	<i>As Business/Professional</i>	• <i>Maximize Profitability</i> • <i>Minimize Cost</i> • <i>Capacity To Adapt to The Energy Transition</i> • <i>Public Service Obligations</i>	<i>Energy Security</i>
<i>Renewable Energy Business</i>	<i>As Business/Professional</i>	• <i>Maximize Profitability</i> • <i>Minimize Cost</i> • <i>Government Intervention to Assist Renewable Development</i>	<i>Energy Security</i>
<i>Experts From Non-Governmental Organization (NGO)</i>	<i>As Expert/Activist</i>	• <i>Minimize Greenhouse Gas Emissions</i> • <i>Affordable Energy Price</i>	- <i>Environment</i> - <i>Energy Equity</i>
<i>Expert From Academics</i>	<i>As Expert/Activist</i>	• <i>Minimize Greenhouse Gas Emissions</i> • <i>Affordable Energy Price</i> • <i>Secure Energy Supply to Meet Demand</i>	- <i>Environment</i> - <i>Energy Equity</i> - <i>Energy Security</i>

2.3.1 Teknologi data sistem Pembangkit

Tabel 2. 2 Daftar teknologi data kandidat sistem pembangkit[24]

No	Jenis	Cap. (MW)	Cap. (MW)	Cap. (MW)	TL (Years)	FO (%)	PO (Week/Y ear)	RR 2020	RR 2030	RR 2050	Invest. 2020	Invest. 2030	Invest. 2050	VOM 2020	VOM 2030	VOM 2050
1	Geothermal PP - Large system (flash or dry)	55	30	500	30	10	4	3	10	20	4	3.44	2.84	0.25	0.22	0.18
2	Geothermal PP - Small system (binary or condensing)	10	0.3	20	30	10	4	-	-	-	5	4.3	3.55	0.37	0.32	0.26
3	Hydro PP - Large system	150	100	2000	50	4	6	50	50	50	2.08	2	1.85	0.65	0.62	0.58
4	Hydro PP - Medium system	50	10	100	50	4	6	50	50	50	2.29	2.2	2.04	0.5	0.48	0.45
5	Hydro PP - Mini/micro system	5	1	10	50	4	6	-	-	-	2.7	2.59	2.4	0.5	0.48	0.45

No	Jenis	Cap. (MW)	Cap. (MW)	Cap. (MW)	TL (Years)	FO (%)	PO (Week/Y ear)	RR 2020	RR 2030	RR 2050	Invest. 2020	Invest. 2030	Invest. 2050	VOM 2020	VOM 2030	VOM 2050
6	Solar PV - Utility	10	-	-	35	-	-	-	-	-	0.79	0.56	0.41	0	0	0
7	Solar PV - Industrial PV	100	-	-	25	-	-	-	-	-	1.19	0.84	0.62	0	0	0
8	Solar PV - Rooftop PV	5	-	-	35	-	-	-	-	-	1.32	0.94	0.69	0	0	0
9	Solar PV - Floating PV	10	-	-	25	-	-	-	-	-	0.89	0.66	0.48	0	0	0
10	Wind Power - Onshore	3.5	-	-	27	2.5	0.16	-	-	-	1.5	1.28	1.08	0	0	0

No	Jenis	Cap. (MW)	Cap. (MW)	Cap. (MW)	TL (Years)	FO (%)	PO (Week/Y ear)	RR 2020	RR 2030	RR 2050	Invest. 2020	Invest. 2030	Invest. 2050	VOM 2020	VOM 2030	VOM 2050
11	Wind Power - Offshore	8	-	-	27	4	0.16	-	-	-	3.5	2.98	2.52	5.5	4.8	3.9
12	Wind Power - Small onshore < 1 MW	0.85	-	-	27	3	0.16	-	-	-	4	3.4	2.88	0	0	0
13	Tidal Power - Impoundment type	1	1	25	40	4	-	50	50	50	5.5	5.1	5.1	0	0	0
14	Tidal Power - Stream type	1	0.1	6	25	4	-	-	-	-	5.3	4.6	3.4	12	9	7
15	Subcritical coal power plant	150	100	200	30	7	6	3.5	3.5	3.5	1.65	1.6	1.55	0.13	0.12	0.12

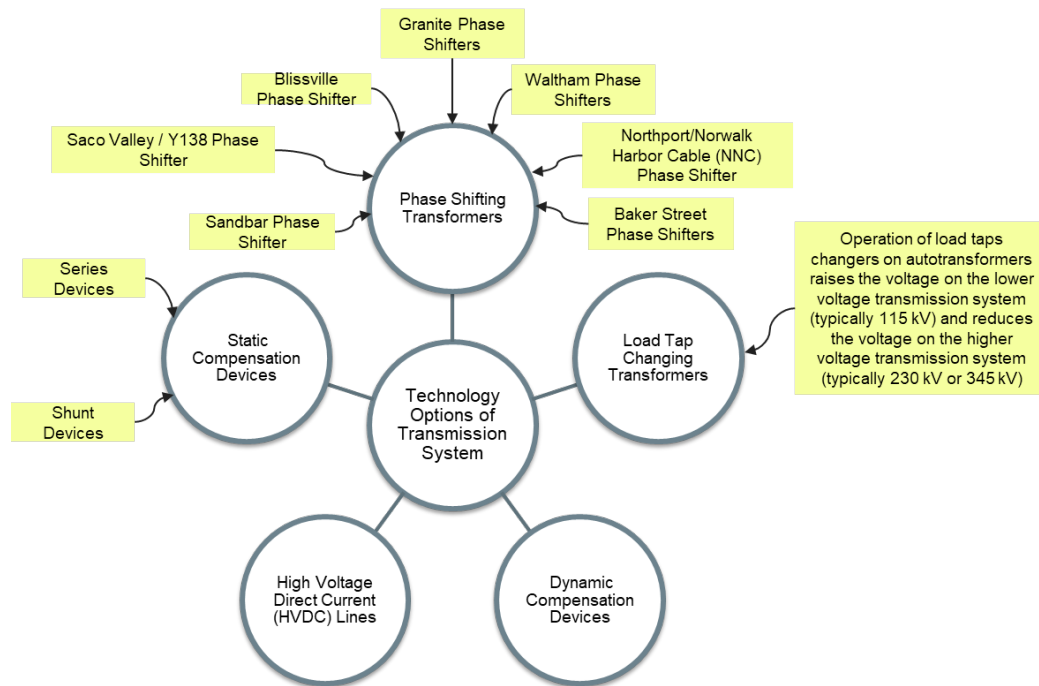
No	Jenis	Cap. (MW)	Cap. (MW)	Cap. (MW)	TL (Years)	FO (%)	PO (Week/Y ear)	RR 2020	RR 2030	RR 2050	Invest. 2020	Invest. 2030	Invest. 2050	VOM 2020	VOM 2030	VOM 2050
16	Supercritical coal power plant	600	300	800	30	7	7	4	4	4	1.4	1.36	1.32	0.12	0.12	0.11
17	Ultra- supercritical coal power plant	1000	700	1200	30	7	7	5	5	5	1.52	1.48	1.43	0.11	0.11	0.1
18	IGCC	150	150	200	30	6	7	3	3.5	5	2.4	2.21	2.04	12	11.6	11.2
19	Simple cycle gas turbine - large system	50	35	65	25	2	3	20	20	20	0.77	0.73	0.68	-	-	-
20	Gas turbine - Combined Cycle	600	200	800	25	5	5	20	20	20	0.69	0.66	0.61	2.3	2.23	2.16

No	Jenis	Cap. (MW)	Cap. (MW)	Cap. (MW)	TL (Years)	FO (%)	PO (Week/Y ear)	RR 2020	RR 2030	RR 2050	Invest. 2020	Invest. 2030	Invest. 2050	VOM 2020	VOM 2030	VOM 2050
21	Supercritical coal power plant with CCS	-60	-	-	-	7	-	4	4	4	1.95	1.79	1.42	3.1	3.01	2.91
22	Natural Gas Combined Cycle with CCS	-40	-	-	-	5	-	20	20	20	1.15	0.97	0.75	1.2	1.16	1.13
23	IGCC with CCS	-65	-	-	-	6	-	3	3	3	0.95	0.87	0.69	5.3	5.14	4.98
24	Biomass power plant (small plant - palm oil/rice husk)	25	1	50	25	7	6	10	10	10	2	1.82	1.6	3	2.8	2.4
25	Incineration Power Plant - Municipal Solid Waste	22	22	23	25	1	2.9	10	10	10	6.8	6.3	5.6	24.1	23.4	22.6

No	Jenis	Cap. (MW)	Cap. (MW)	Cap. (MW)	TL (Years)	FO (%)	PO (Week/Y ear)	RR 2020	RR 2030	RR 2050	Invest. 2020	Invest. 2030	Invest. 2050	VOM 2020	VOM 2030	VOM 2050
26	Landfill Gas Power Plant - Municipal Solid Waste	1	0.5	10	25	5	5	-	-	-	2.5	2.5	2.5	13.5	13.5	13.5
27	Biogas Power Plant	1	-	-	25	5	5	20	20	20	2.15	1.96	1.72	0.11	0.1	0.1
28	Diesel Engine	20	43	37	25	3	1	25	25	25	0.8	0.8	0.78	6.4	6	5.8
29	Pumped-Hydro Energy Storage	250	100	500	50	4	3	50	50	50	0.86	0.86	0.86	1.3	1.3	1.3
30	Electrochemical Storage	6	-	-	20	0.38	0.2	50	50	50	0.578	0.264	0.157	2.3	2.07	1.84

Dengan kurs IDR ke USD 2020, Bank Dunia. *Response time from idle to full-rated discharge (ms)* untuk *Ramping rate (RR)* mengacu pada kemampuan unit pembangkit untuk mengubah outputnya, di mana tingkat produksi dapat ditingkatkan setelah pemadaman sebagian atau total pada sistem pembangkit, kapasitas suatu pembangkit yaitu **Cap.** dengan unit MW, ukuran yang dinyatakan sebagai persentase seberapa sering generator listrik beroperasi selama periode waktu tertentu dengan menggunakan rasio antara output aktual dengan output maksimum yang mungkin selama periode waktu tersebut, *technical lifetime* suatu pembangkit adalah **TL** dengan unit *years* sebuah pembangkit listrik merujuk pada periode di mana pembangkit dapat beroperasi dengan aman dan efisien. Umur teknis sebuah pembangkit listrik bervariasi tergantung pada jenis sumber energi yang digunakan dan kondisi-kondisi khusus di bawah mana pembangkit tersebut beroperasi, **FO** dan **PO** masing-masing untuk *force outage* atau tingkat pemadaman paksa dari sebuah unit pembangkit listrik adalah probabilitas bahwa unit tersebut tidak akan tersedia untuk layanan saat dibutuhkan dan *planned outage* atau pemadaman terencana dapat dikendalikan dan dijadwalkan sebelumnya untuk meminimalkan dampaknya terhadap pasokan listrik. Selama pemadaman terencana, manajer pembangkit listrik dapat mengambil langkah-langkah untuk mencegah pemadaman paksa dengan melakukan pemeliharaan dan perbaikan peralatan untuk memastikan operasinya dengan aman dan efisien dengan unit masing-masing yaitu persen dan mingguan per tahun, dan investasi dalam pembangkit listrik merujuk pada sumber daya keuangan yang dialokasikan untuk membangun, mengoperasikan, memelihara, dan meningkatkan fasilitas pembangkit listrik pembangunan suatu sistem pembangkit tersebut yaitu **Invest.** dengan unit M\$/MWe serta *variable operation* dan *maintenance* atau biaya O&M variabel juga dapat mengacu pada jumlah tertentu yang dibebankan per MWh energi yang disampaikan oleh penjual di titik pengiriman energi selama satu bulan suatu sistem pembangkit yakni **VOM** dengan satuan unit \$/MWh.

2.3.2 Teknologi sistem transmisi



Gambar 2. 4 Opsi teknologi pada sistem transmisi[25]

Dalam penelitian ini, pembahasan berbagai pilihan teknologi yang digunakan dalam sistem transmisi energi. Transformator perubahan fase, seperti *Sandbar Phase Shifter*, *Saco Valley / Y138 Phase Shifter*, *Blissville Phase Shifter*, *Granite Phase Shifters*, *Waltham Phase Shifters*, *Northport/Norwalk Harbor Cable (NNC) Phase Shifter*, dan *Baker Street Phase Shifters*, digunakan untuk mengatur pergeseran fase dalam sistem transmisi. Selain itu, transformator perubahan tap beban digunakan untuk mengatur tegangan pada sistem transmisi tegangan rendah dan tinggi. Dan juga membahas perangkat kompensasi dinamis yang digunakan untuk mengatasi masalah daya reaktif dalam sistem transmisi. Selain itu, saluran arus searah tegangan tinggi (HVDC) digunakan untuk mentransmisikan daya jarak jauh dengan kerugian daya yang lebih rendah. Kemudian, perangkat kompensasi statis, seperti perangkat seri dan perangkat shunt, digunakan untuk mengatur tegangan dan mengkompensasi masalah daya dalam sistem transmisi. Dalam hal ini telah mengidentifikasi dan menjelaskan berbagai pilihan teknologi yang dapat digunakan dalam sistem transmisi. Pemilihan teknologi yang tepat akan tergantung pada kebutuhan dan karakteristik sistem transmisi yang sedang dianalisis.

2.4 Klasifikasi model energi *bottom-up*

Tabel 2. 3 Opsi teknologi pada sistem[16]

Fitur/Fungsionalitas	Pypsa	LEAP	Balmorel	PLEXOS
Energi sectors covered	Specific sector	All sectors	Specific sector	Specific sector
Geographical coverage	Multi-node	Single node	Multi-node	Multi-node
Time resolution	Medium and High	Low	High	Medium and High
Methodology	• Dispatch optimization • Single objective optimization	Simulation	• Dispatch optimization • Single objective optimization	• Dispatch optimization • Single objective optimization

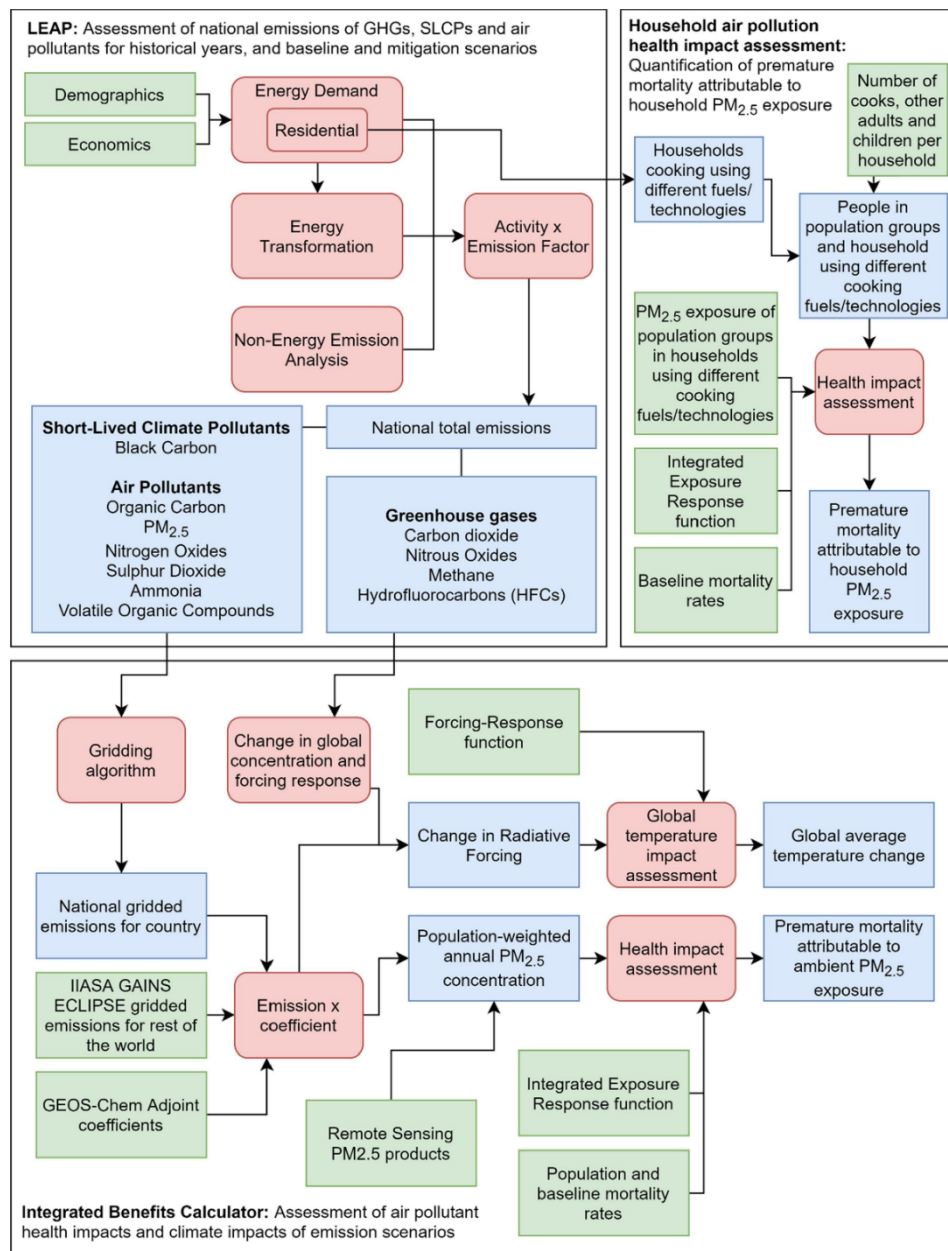
Fitur/Fungsionalitas	Pypsa	LEAP	Balmorel	PLEXOS
Programming technique	• Linear • Mixed integer	Heuristic	• Linear • Mixed integer	• Linear • Mixed integer
User-Friendliness	Low	Medium	Medium	Medium

Dalam penelitian tersebut, dapat di analisis empat perangkat lunak yang berbeda, yaitu Pypsa, LEAP, Balmorel, dan PLEXOS, untuk keperluan perencanaan sektor energi. Pypsa mencakup sektor energi tertentu, sementara LEAP dan Balmorel mencakup semua sektor energi, dan PLEXOS mencakup sektor energi tertentu. Dalam hal cakupan geografis, Pypsa dan Balmorel mendukung multi-node, sedangkan LEAP dan PLEXOS hanya mendukung single node. Resolusi waktu juga berbeda, dengan Pypsa dan PLEXOS mendukung medium dan tinggi, sementara LEAP memiliki resolusi rendah, dan Balmorel memiliki resolusi tinggi. Metodologi yang digunakan juga berbeda, di mana Pypsa dan Balmorel menggunakan simulasi, sementara LEAP dan PLEXOS menggunakan optimisasi *dispatch* dan optimisasi tujuan tunggal. Dalam hal teknik pemrograman, Pypsa, LEAP, dan Balmorel menggunakan kombinasi *linear* dan *mixed-integer*, sedangkan PLEXOS hanya menggunakan *linear* dan *mixed-integer*. Mengenai kemudahan pengguna, keempat perangkat lunak memiliki tingkat sedang dalam hal *user-friendliness*. Dengan identifikasi tersebut perbedaan signifikan antara empat perangkat lunak tersebut dalam hal cakupan sektor energi, cakupan geografis, resolusi waktu, metodologi, teknik pemrograman, dan kemudahan pengguna. Pemilihan perangkat lunak yang digunakan dalam penelitian ini adalah LEAP untuk sisi *demand energi* dan PyPSA untuk sisi *supply energi*.

2.5 LEAP model

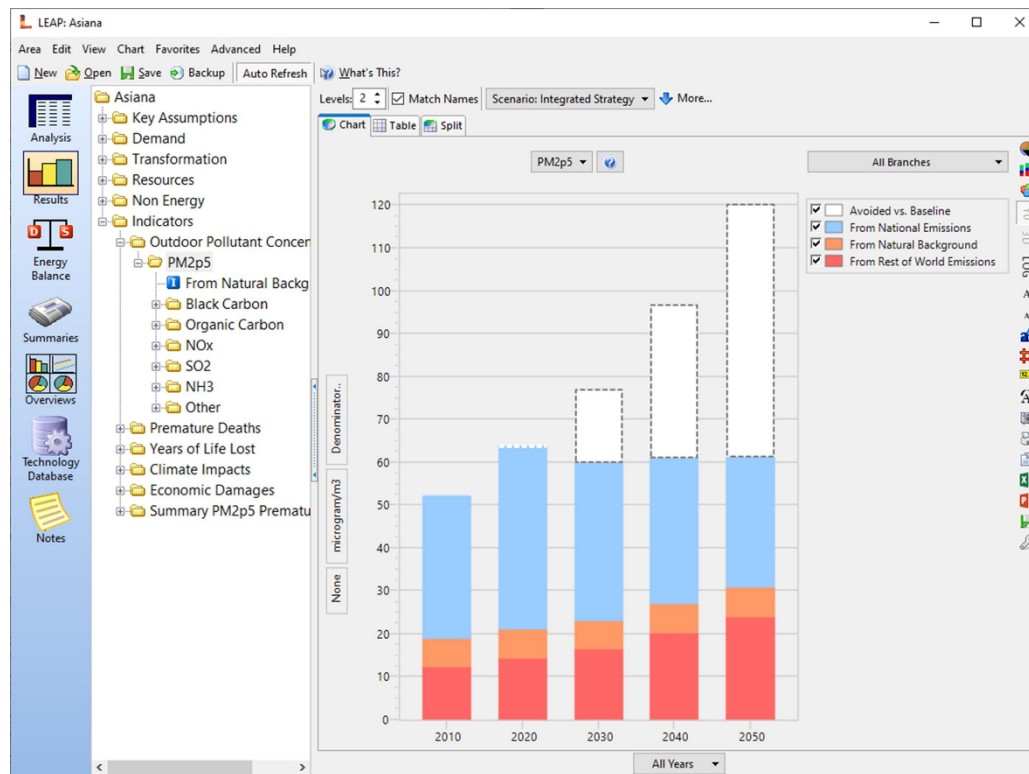
Sistem *Low Emissions Analysis Platform* (LEAP) adalah kerangka perencanaan berbasis skenario untuk perencanaan terpadu kebijakan energi dan pengurangan emisi, yang dikembangkan selama 30 tahun terakhir di Stockholm Environment Institute (Heaps, 2020). LEAP baru-baru ini diperbarui dengan modul perhitungan baru yang disebut IBC, *Integrated Benefits Calculator*. IBC terintegrasi dalam LEAP dan menghitung dampak kesehatan (kematian prematur) dan dampak perubahan iklim (perubahan suhu global) yang dapat dikaitkan dengan PM2.5 untuk berbagai skenario emisi yang dikembangkan dalam LEAP [26]. Hasil perhitungan tersebut ditampilkan dalam antarmuka pengguna grafis (GUI) LEAP. Meskipun ada berbagai alat untuk mengevaluasi dampak strategi yang berbeda terhadap polusi udara dan perubahan iklim (Anenberg et al., 2016, Kiesewetter et al., 2015, Van Dingenen et al., 2018), alat keseluruhan (selanjutnya disebut LEAP-IBC) ini

dirancang khusus agar dapat diakses oleh perencana di negara-negara berpendapatan rendah dan menengah, di situasi di mana data dan kapasitas institusional untuk pemodelan umumnya terbatas. Penelitian ini memaparkan metodologi analisis dalam LEAP-IBC yang memungkinkan penilaian terpadu manfaat kualitas udara dan perubahan iklim dari berbagai langkah mitigasi, serta strategi keseluruhan yang terkait dengan mitigasi iklim, pengelolaan kualitas udara, perencanaan energi, pembangunan rendah emisi, dan pembangunan berkelanjutan.



Gambar 2. 5 Skematik dari framework LEAP untuk estimasi emisi dalam berbagai scenario terhadap resultan rata-rata populasi tahunan

Penerapan LEAP-IBC untuk mengevaluasi strategi terpadu penanggulangan polusi udara dan perubahan iklim di negara-negara berpendapatan rendah dan menengah diilustrasikan dengan studi kasus Bangladesh, di mana terdapat dampak kesehatan yang signifikan akibat polusi udara (Goyal dan Canning, 2017[27], Gurley et al., 2013[28], Khan et al., 2019[29], Shi et al., 2018[30]), serta kerentanan terhadap perubahan iklim (Karim dan Mimura, 2008, Ruane et al., 2013).



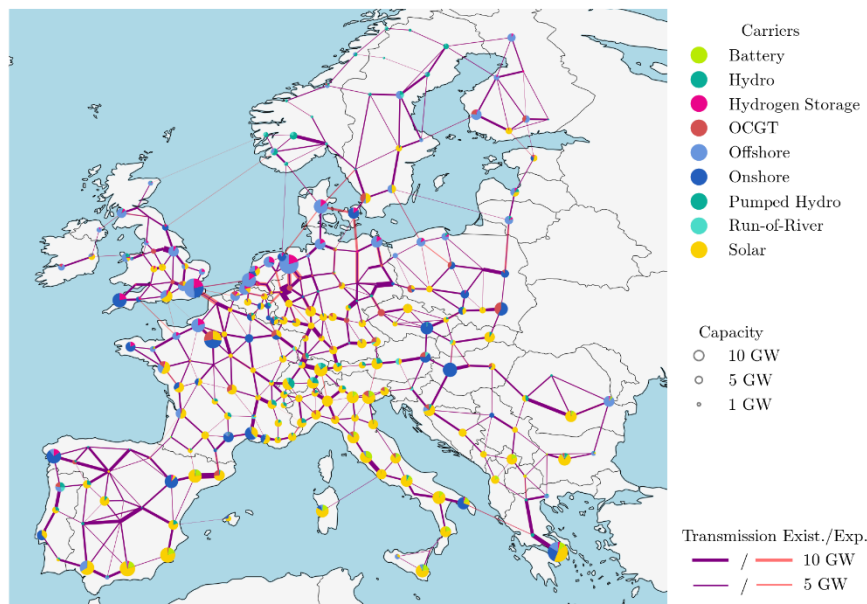
Gambar 2. 6 Tangkapan layar yang menampilkan hasil dampak kesehatan yang dihitung dalam IBC ditampilkan dalam Antarmuka Pengguna Grafis LEAP (Contoh Hasil)

Dua strategi nasional yang relevan untuk polusi udara dan perubahan iklim dievaluasi. Strategi tersebut adalah Kontribusi yang *Nationally Determined Contribution* (NDC) Bangladesh yang berisi komitmen Bangladesh terkait perubahan iklim dan langkah mitigasi untuk mencapainya (Kementerian Lingkungan dan Kehutanan, 2015), dan Rencana Aksi Nasional Bangladesh untuk mengurangi *Short-lived climate pollutants* (SLCP) (Departemen Lingkungan Bangladesh, 2018). Bangladesh adalah anggota pendiri *Climate and Clean Air Coalition to reduce* (SLCPs) (<http://ccacoalition.org/>), sebuah kemitraan sukarela yang melibatkan lebih dari 120 mitra negara dan non-negara[31]. Dengan dukungan dari inisiatif CCAC *Supporting National Action & Planning*, Departemen

Lingkungan Bangladesh memimpin pengembangan Rencana Aksi Nasional untuk mengurangi SLCP. Rencana ini mengidentifikasi langkah-langkah prioritas dalam sektor sumber utama emisi yang relevan dengan SLCP, dan merekomendasikan tindakan khusus untuk implementasinya. Tujuan dari aplikasi pemodelan LEAP-IBC adalah untuk mengevaluasi kedua rencana tersebut dalam hal dampak kolektifnya terhadap perbaikan kualitas udara di Bangladesh secara lokal, sekali lalu juga berkontribusi pada pengurangan kontribusi Bangladesh terhadap perubahan iklim global.

2.6 Simulasi PyPSA

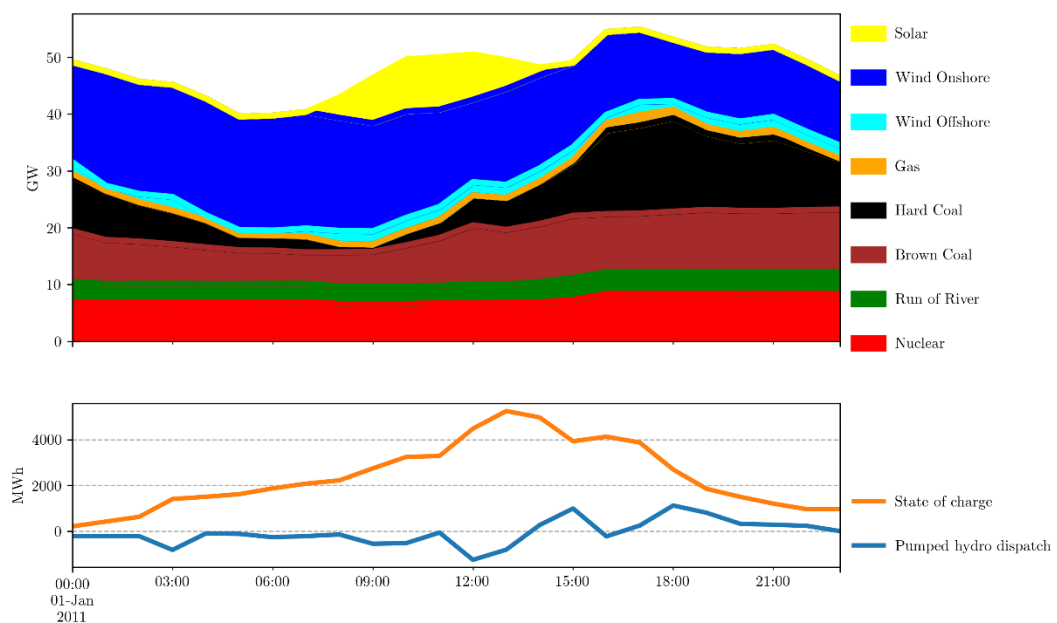
PyPSA, singkatan dari "*Python for Power System Analysis*", adalah sebuah perangkat lunak sumber terbuka untuk mensimulasikan dan mengoptimalkan sistem energi dan listrik modern yang mencakup fitur-fitur seperti pembangkit konvensional dan tautan dengan unit *commitment*, pembangkitan energi angin dan surya yang variabel, unit penyimpanan, penghubungan dengan sektor energi lainnya, serta jaringan arus bolak-balik dan arus searah yang bercampur. PyPSA dirancang untuk dapat diaplikasikan pada jaringan yang besar dan rentang waktu yang panjang.



Gambar 2. 7 Hasil experimental optimasi kapasitas pembangkitan, penyimpanan, dan saluran transmisi (memperbolehkan ekspansi volume saluran sebesar 9%) untuk mencapai pengurangan emisi CO₂ sebesar 95% di Eropa dibandingkan dengan tingkat tahun 1990.

Proyek ini dikelola oleh Departemen Transformasi Digital dalam Sistem Energi di *Technical University of Berlin*. Versi sebelumnya dikembangkan oleh kelompok *Energi System Modelling* di *Institute for Automation and Applied Informatics* di *Karlsruhe Institute of Technology* yang didanai oleh *Helmholtz Association*, dan oleh *Renewable Energi Group* untuk melakukan simulasi dalam proyek CoNDyNet yang didanai oleh Kementerian Pendidikan dan Riset Jerman sebagai bagian dari Inisiatif Riset Stromnetze[32].

Python for Power System Analysis (PyPSA) adalah perangkat lunak gratis yang digunakan untuk mengoptimalkan dan meningkatkan sistem tenaga listrik modern dalam berbagai periode waktu. PyPSA menyediakan model untuk pembangkit konvensional dengan unit commitment, pembangkit energi terbarukan variabel, unit penyimpanan, penghubungan dengan sektor energi terkait, serta jaringan arus bolak-balik dan arus searah yang bercampur.



Gambar 2. 8 Model SciGRID mensimulasikan sistem kelistrikan Jerman untuk tahun 2015.

PyPSA dirancang agar mudah digunakan dan dapat berskala dengan efektif untuk jaringan yang besar dan rentang waktu yang panjang. Pada bagian ini, dijelaskan fungsionalitas inti PyPSA, termasuk formula untuk menghitung alokasi daya pada hari berikutnya dan petunjuk untuk memaksimalkan operasi dan investasi dalam beberapa periode sesuai dengan alokasi daya pada hari berikutnya. PyPSA

terintegrasi dalam kerangka pemodelan energi multi-periode yang gratis yang sudah ada, sebagai penghubung antara alat analisis aliran daya listrik tradisional dan alat pemodelan energi multi-periode yang komprehensif. Fungsionalitasnya ditunjukkan pada dua set data terbuka mengenai sistem transmisi di Jerman (berdasarkan SciGRID) dan Eropa (berdasarkan GridKit)[33].

Implementasi ini sangat bergantung pada beberapa paket *Python* untuk memenuhi fungsionalitasnya. Beberapa paket tersebut meliputi:

- *Pandas*: Digunakan untuk penyimpanan dan manipulasi data secara efisien, terutama dalam mengelola data terkait komponen dan deret waktu.
- *NumPy* dan *SciPy*: Paket-paket ini menyediakan alat-alat yang kuat untuk perhitungan matematika, seperti aljabar linear dan perhitungan matriks yang jarang. Mereka meningkatkan kemampuan komputasi sistem.
- *NetworkX*: Paket ini digunakan untuk perhitungan jaringan tertentu, membantu dalam analisis dan pemrosesan data yang berkaitan dengan jaringan.
- *Matplotlib*: Digunakan untuk membuat plot visual statis, yang digunakan untuk visualisasi data dan tujuan presentasi.
- *Linpy*: Paket ini memainkan peran penting dalam mempersiapkan masalah optimasi, khususnya untuk optimasi linear dan optimasi linear bilangan bulat campuran. Ini memfasilitasi formulasi dan pengelolaan model optimasi.
- *Cartopy*: Paket ini digunakan untuk memplot peta baselayer, memungkinkan sistem untuk menggabungkan informasi geografis ke dalam visualisasi dan analisisnya.
- *Pytest*: Paket ini digunakan untuk pengujian unit, memastikan akurasi dan kehandalan komponen dan fungsionalitas sistem.
- *Logging*: Digunakan untuk mengelola pesan, memberikan pendekatan terstruktur untuk mencatat dan melacak peristiwa dan aktivitas sistem.

Aspek optimisasi dari sistem ini menggunakan pustaka antarmuka seperti *Linpy*, yang tidak tergantung pada solvers tertentu. Hal ini memungkinkan pengguna untuk memilih solver yang diinginkan berdasarkan kebutuhan spesifik mereka. Misalnya,

solvers gratis populer seperti GLPK dan CLP/CBC[32] dapat digunakan. Atau, pengguna dapat memilih solvers komersial seperti Gurobi, yang menawarkan lisensi akademik gratis untuk memfasilitasi tujuan akademik dan penelitian.

Tabel 2. 4 Daftar library dan packages yang digunakan

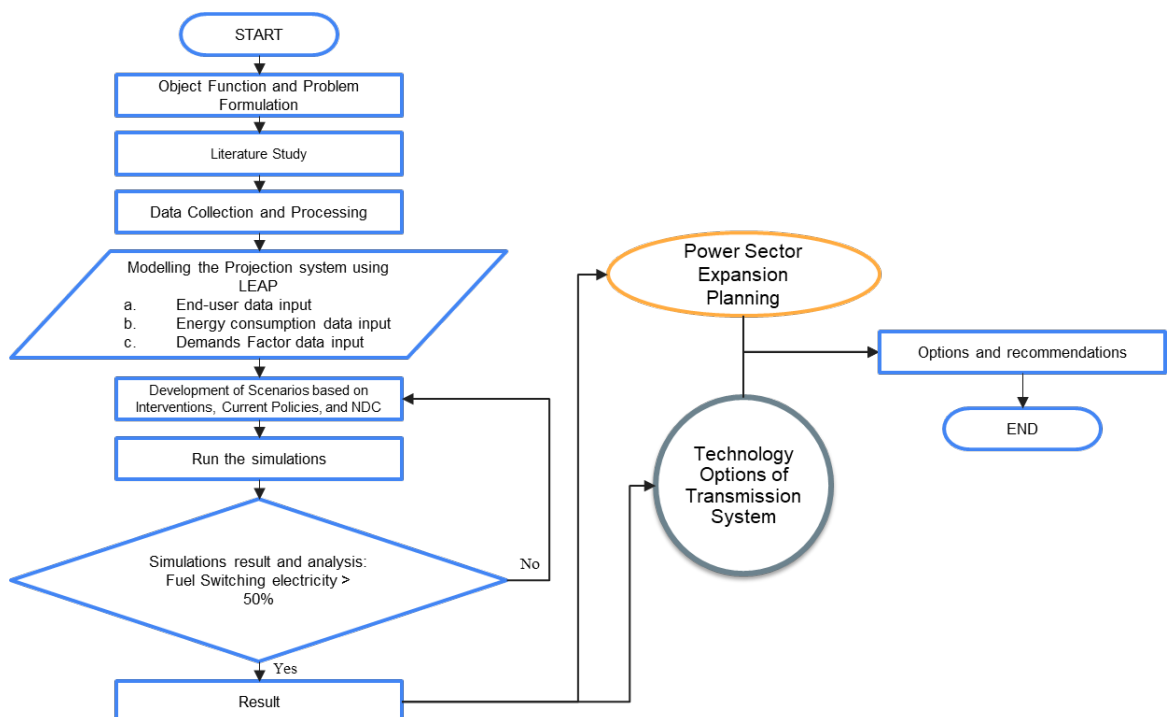
<i>Name</i>	<i>Link</i>
<i>pandas</i>	https://pandas.pydata.org/
<i>numpy</i>	https://numpy.org/
<i>scipy</i>	https://scipy.org/
<i>networkx</i>	https://networkx.org/
<i>matplotlib</i>	https://matplotlib.org/
<i>linpy</i>	https://github.com/PyPSA/linopy
<i>cartopy</i>	https://scitools.org.uk/cartopy/docs/latest/
<i>pytest</i>	https://docs.pytest.org/en/7.3.x/
<i>logging</i>	https://docs.python.org/3/library/logging.html
<i>Gurobi as solver academic</i>	https://www.gurobi.com/
<i>GLPK as free solver</i>	https://www.gnu.org/software/glpk/

BAB 3 METODOLOGI

3.1 Struktur model proyeksi

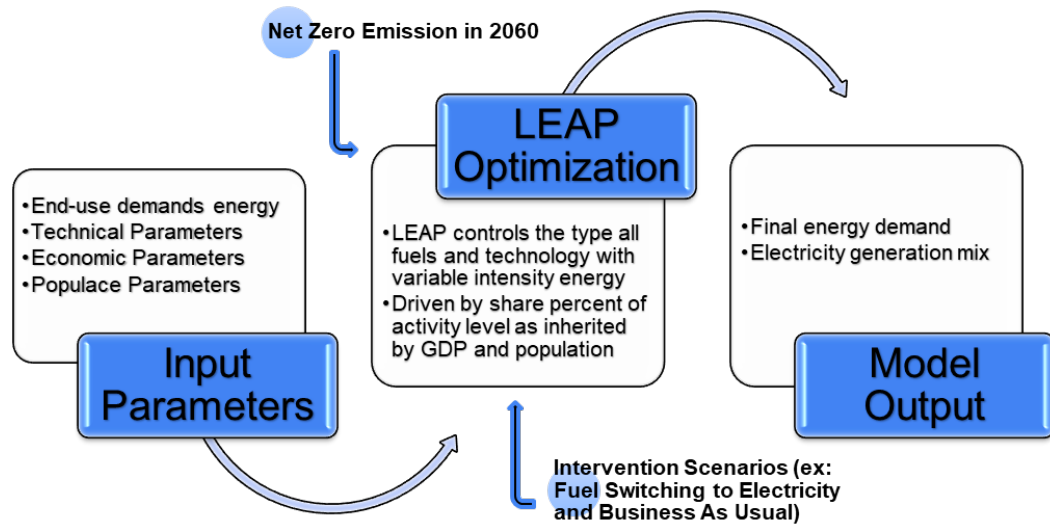
Dalam penelitian ini, permintaan energi penggunaan akhir total dari berbagai regional di Wilayah Indonesia Barat diproyeksikan menggunakan model LEAP untuk memenuhi kebutuhan perkembangan ekonomi dan sosial. Hasilnya terkait dengan jumlah semua jenis energi, bukan hanya jenis energi tertentu. Sesuai dengan karakteristik konsumsi energi dan data statistik Wilayah Indonesia Barat, permintaan energi penggunaan akhir setiap regional dibagi menjadi lima sektor: rumah tangga, industri, komersial, transportasi, dan sektor lainnya. Tahun dasar ditetapkan sebagai tahun 2021. Periode yang dipilih adalah dari tahun 2021 hingga 2060. Area geografis yang diteliti mencakup 22 regional provinsi di Wilayah Indonesia Barat dengan menetapkan tujuh regional menjadi Sumatera, JAMALI (Jawa-Madura-Bali), dan Kalimantan.

3.1.1 Diagram alir



Gambar 3. 1 Diagram alir penelitian

3.2 LEAP model



Gambar 3. 2 LEAP model yang digunakan pada penelitian ini

Analisis ini melibatkan beberapa parameter masukan yang berkontribusi pada proses proyeksi. Parameter-parameter ini mencakup permintaan energi *end-use*, parameter teknis, parameter ekonomi, dan parameter penduduk. Model LEAP digunakan untuk optimasi, yang secara efektif mengendalikan pemilihan jenis bahan bakar dan teknologi dengan intensitas energi yang bervariasi. Proses optimasi ini didorong oleh persentase bagian tingkat aktivitas, sebagaimana dipengaruhi oleh Produk Domestik Bruto (PDB) dan faktor pertumbuhan populasi. Output dari model ini meliputi perkiraan permintaan energi akhir dan komposisi campuran pembangkitan listrik yang akan nantinya menjadi data input pada simulasi optimasi PyPSA untuk sisi energi pasokan.

Salah satu kendala utama dalam analisis ini adalah tujuan untuk mencapai NZE pada tahun 2060. Kendala ini menekankan pentingnya beralih ke sumber energi berkelanjutan dan rendah karbon. Berbagai skenario intervensi dipertimbangkan, seperti beralih dari bahan bakar ke listrik, untuk mengeksplorasi strategi potensial dalam mencapai target emisi bersih netral. Skenario intervensi ini dibandingkan dengan skenario dasar yang disebut "*Business as Usual*" untuk menilai dampak potensial dari berbagai intervensi terhadap permintaan energi dan emisi[34].

Sektor transformasi energi mencakup konversi energi dari bentuk primer (misalnya, bahan bakar fosil dan bahan bakar nuklir) ke bentuk sekunder lainnya (misalnya, listrik). Konsumsi energi selama proses ini dihitung sebagai berikut:

$$ECT_s = \sum_m \sum_t ETP_{t,m} X \left(\frac{1}{f_{t,m,s}} - 1 \right) \quad (1.1)$$

dimana (ECT) adalah energi transformasi selama proses konversi, (ETP) mengacu pada produk dari proses konversi energi (misalnya, listrik), (f) mengacu pada efisiensi proses konversi energi yang didefinisikan dalam (%). (s) Mengacu pada sumber energi primer (misalnya, bahan bakar fosil), (m) mengacu pada teknologi (misalnya, turbin uap dan turbin gas), dan (t) mengacu pada sumber energi sekunder[35].

3.2.1 Asumsi dasar dan scenario

Model proyeksi ini didasarkan pada beberapa asumsi yang membentuk landasan opsi kemungkinan yang akan terjadi. Asumsi-asumsi ini mencakup faktor-faktor seperti pertumbuhan ekonomi, perkembangan teknologi, kebijakan energi, dan faktor-faktor demografis. Dengan mempertimbangkan asumsi-asumsi ini, berbagai skenario dapat disimulasikan untuk melihat dampaknya terhadap permintaan energi di masa depan. Pada penelitian ini terdapat dua scenario diantaranya adalah *business as usual* dan *development interventions* atau dengan Bahasa Indonesia yaitu Pembangunan berkelanjutan dimana adanya terjadi transisi *fuel switching*¹ pada penggunaan listrik dan kebutuhan energi yang tersedia pada satuan waktu tertentu. Skenario-skenario ini mencakup variasi dalam tingkat pertumbuhan ekonomi, adopsi teknologi baru, perubahan kebijakan energi, dan faktor-faktor lain yang mempengaruhi pola konsumsi energi. Dengan menggabungkan asumsi-asumsi ini dalam model proyeksi, dapat diperoleh gambaran yang lebih jelas tentang bagaimana permintaan energi dapat berubah seiring dengan perkembangan waktu dan faktor-faktor yang mempengaruhinya.

¹ Yuwono, Y., *Indonesia Energy Programme, Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit*, Jakarta, Indonesia

3.2.1.1 *Key assumptions*

Model proyeksi ini mengambil beberapa asumsi dasar untuk proyeksi. Pertama, pertumbuhan GDP sebagai sumber daya utama dikalkulasikan berdasarkan CASE Bappenas. Bagian dari GDP untuk setiap ketujuh regional dihitung. Asumsi populasi didasarkan pada data Statistik Indonesia tahun 2022 untuk data masukan *base year* 2021 dari Badan Pusat Statistik. Untuk tahun 2021, data populasi regional mengikuti dokumen setiap Provinsi Dalam Angka dari BPS. Proyeksi populasi hingga 2045 berasal dari dokumen CASE, sementara pertumbuhan populasi flat atau berkelanjutan tumbuh sebesar 0,3% digunakan dari tahun 2045 hingga 2060. Untuk jumlah anggota rumah tangga, data diambil dari Statistik Kesejahteraan Rakyat BPS 2021, dan hasil perhitungan populasi dibagi dengan jumlah rumah tangga untuk mendapatkan jumlah anggota keluarga.

3.2.1.1.1 Skenario Current Accounts

Tabel 3. 1 Data variable skenario *current accounts*

<i>Current accounts</i>				
<i>Branch</i>	<i>2021 Value</i>	<i>Currents Accounts Expression</i>	<i>Scale</i>	<i>Units</i>
<i>GDP</i>	11118.869	11118.8685	<i>Billion</i>	<i>IDR</i>
<i>Population</i>	272682.5	272682.5	<i>Thousand</i>	<i>people</i>
<i>Household size</i>	4	4	<i>%</i>	<i>People</i>
<i>Household numbers</i>	68170.625	<i>Population [Thousand people]/Household size [People]</i>	<i>Thousand</i>	<i>KK</i>
<i>Population Growth</i>	1.08	<i>Interp (2021,1.08,2025,0.9,2030,0.74,2035,0.57,2040,0.42,2045,0.28)</i>	<i>%</i>	<i>Percent</i>
<i>GDP per Capita</i>	0.0407759	<i>GDP [Billion IDR]/Population [Thousand people]</i>	<i>Million</i>	<i>IDR</i>
<i>GDP Growth</i>	3.7	<i>Interp(2021, 3.7, 2022, 5.8, 2023, 5, 2024, 5.8, 2025, 6.1, 2026, 5.9, 2027, 5.6, 2028, 5.3, 2029, 4.9, 2030, 4.5, 2031, 4.2, 2032, 4.1, 2033, 4, 2034, 3.9, 2035, 3.8, 2036, 3.7, 2037, 3.6, 2038, 3.5, 2039, 3.4, 2040, 3.3, 2041, 3.2, 2042, 3.1, 2043, 3.1, 2044, 3, 2045, 2.9)</i>	<i>%</i>	<i>Percent</i>

Dalam analisis perbandingan dari setiap skenario trilogi, terdapat beberapa asumsi dan pengaturan yang berbeda. Pada skenario "Current Accounts", nilai-nilai yang digunakan sebagai dasar perhitungan berasal dari data aktual tahun 2021. Pertumbuhan GDP dalam skenario ini dihitung berdasarkan asumsi yang disediakan oleh CASE Bappenas. Sedangkan pertumbuhan populasi diambil dari interpolasi data dari tahun 2021 hingga 2045, dengan menggunakan persentase pertumbuhan yang ditentukan.

3.2.1.1.2 Skenario Business as Usual

Tabel 3. 2 Data variable skenario *business as usual*

<i>Business As Usual</i>				
<i>Branch</i>	<i>2021 Value</i>	<i>BAU Expression</i>	<i>Scale</i>	<i>Units</i>
<i>GDP</i>	11118.869	<i>Growth (GDP Growth[Percent]/100)</i>	<i>Billion</i>	<i>IDR</i>
<i>Population</i>	272682.5	272682.5	<i>Thousand</i>	<i>people</i>
<i>Household size</i>	4	4	%	<i>People</i>
<i>Household numbers</i>	68170.625	<i>Population [Thousand people]/Household size [People]</i>	<i>Thousand</i>	<i>KK</i>
<i>Population Growth</i>	1.08	<i>Interp (2021,1.08,2025,0.9,2030,0.74,2035,0.57,2040,0.42,2045,0.28)</i>	%	<i>Percent</i>
<i>GDP per Capita</i>	0.0407759	<i>GDP [Billion IDR]/Population [Thousand people]</i>	<i>Million</i>	<i>IDR</i>
<i>GDP Growth</i>	3.7	<i>Interp(2022, 5.791, 2023, 4.9774, 2024, 5.7911, 2025, 6.0669, 2026, 5.8553, 2027, 5.5824, 2028, 5.2884, 2029, 4.9273, 2030, 4.4824, 2031, 4.1936, 2032, 4.0623, 2033, 3.9533, 2034, 3.8565, 2035, 3.7695, 2036, 3.6771, 2037, 3.5795, 2038, 3.4866, 2039, 3.3949, 2040, 3.3084, 2041, 3.2213, 2042, 3.1377, 2043, 3.0615, 2044, 2.9915, 2045, 2.9227, 2046, 6, 2047, 6, 2048, 6, 2049, 6, 2050, 6, 2051, 6, 2052, 6, 2053, 6, 2054, 6, 2055, 6, 2056, 6, 2057, 6, 2058, 6, 2059, 6, 2060, 6)</i>	%	<i>Percent</i>

Sementara itu, skenario "*Business as Usual*" menggunakan pertumbuhan GDP dan populasi yang sama dengan skenario "*Current Accounts*". Namun, terdapat perbedaan pada pengaturan pertumbuhan GDP dari tahun 2022 hingga 2060. Nilai pertumbuhan GDP pada setiap tahunnya diinterpolasi berdasarkan data yang telah ditentukan.

3.2.1.1.3 Skenario *Development Interventions* (Pembangunan Berkelanjutan)

Tabel 3. 3 Data variabel skenario development interventions

<i>Development Interventions</i>				
<i>Branch</i>	<i>2021 Value</i>	<i>PB Expression</i>	<i>Scale</i>	<i>Units</i>
<i>GDP</i>	11118.869	<i>Growth (GDP_Growth[Percent]/100)</i>	Billion	IDR
<i>Population</i>	272682.5	<i>Growth (Population_Growth[Percent]/100)</i>	Thousand	people
<i>Household size</i>	4	4	%	People
<i>Household numbers</i>	68170.625	<i>Population [Thousand people]/Household size [People]</i>	Thousand	KK
<i>Population Growth</i>	1.08	<i>Interp (2021,1.08,2025,0.9,2030,0.74,2035,0.57,2040,0.42,2045,0.28)</i>	%	Percent
<i>GDP per Capita</i>	0.0407759	<i>GDP [Billion IDR]/Population [Thousand people]</i>	Million	IDR
<i>GDP Growth</i>	3.7	<i>Interp(2022, 5.791, 2023, 4.9774, 2024, 5.7911, 2025, 6.0669, 2026, 5.8553, 2027, 5.5824, 2028, 5.2884, 2029, 4.9273, 2030, 4.4824, 2031, 4.1936, 2032, 4.0623, 2033, 3.9533, 2034, 3.8565, 2035, 3.7695, 2036, 3.6771, 2037, 3.5795, 2038, 3.4866, 2039, 3.3949, 2040, 3.3084, 2041, 3.2213, 2042, 3.1377, 2043, 3.0615, 2044, 2.9915, 2045, 2.9227, 2046, 6, 2047, 6, 2048, 6, 2049, 6, 2050, 6, 2051, 6, 2052, 6, 2053, 6, 2054, 6, 2055, 6, 2056, 6, 2057, 6, 2058, 6, 2059, 6, 2060, 6)</i>	%	Percent

Pada skenario "*Development Interventions*", selain menggunakan pertumbuhan GDP dan populasi yang sama dengan skenario sebelumnya, terdapat tambahan intervensi pengembangan yang mempengaruhi pertumbuhan GDP dari tahun 2022 hingga 2060. Intervensi ini dapat berupa kebijakan atau langkah-langkah khusus yang bertujuan untuk mengoptimasi pertumbuhan ekonomi. Dengan adanya intervensi ini, diharapkan pertumbuhan GDP dan penggunaan energi listrik akan relatif lebih tinggi dibandingkan dengan skenario lainnya serta dapat memberikan opsi-opsi ideal maupun tidak ideal pada akan suatu kebijakan nasional.

3.2.1.2 Asumsi dasar skenario PB

Pada sub-bab ini, fokusnya asumsi hanya pada skenario PB dimana skenario BAU relatif berdasarkan historikal data lima tahun terakhir dengan tahun utama pada penelitian ini. Sehingga pada skenario PB akan dibentuk peralihan signifikan terhadap pertumbuhan dan peralihan penggunaan energi pada setiap sektor dan regional dari dasar tahun 2022 hingga 2060[36].

3.2.1.2.1 Sektor rumah tangga

3.2.1.2.1.1 Cooking

Branch	2021 PB Value Expression	Scale	Units	Per
Rumah Tangga	68,170.63 Key\Household numbers[Thousand KK]	Thousand	Household	
Cooking	100.00 100	Percent	Saturation	of Household
Electricity stove	0.76 0.76	Percent	Share	of Household
LPG stove	84.01 84.01	Percent	Share	of Household
Kerosene stove	2.78 2.78	Percent	Share	of Household
Biomass stove	11.87 11.87	Percent	Share	of Household
City gas stove	0.58 Remainder(100)	Percent	Share	of Household

Gambar 3. 3 Tingkat aktivitas bagian memasak Indonesia 2021

Asumsi dasar dalam proyeksi mengenai memasak adalah sebagai berikut:

- 100% rumah tangga memasak: Asumsi ini mengatakan bahwa semua rumah tangga melakukan kegiatan memasak di dalam rumah.
- Teknologi memasak: Teknologi memasak dibagi menjadi beberapa jenis, yaitu kompor listrik, kompor LPG, kompor minyak tanah, kompor biomassa (termasuk briket dan arang), dan kompor gas kota (termasuk biogas dan

jenis lainnya). Selain itu, ada juga asumsi bahwa ada rumah tangga yang tidak memasak di rumah.

- Intensitas energi: Intensitas energi dihitung berdasarkan total konsumsi energi per jenis teknologi dibagi dengan persentase jumlah rumah tangga yang menggunakan bahan bakar tertentu. Data persentase ini diambil dari Statistik Kesejahteraan Rakyat BPS 2021 dan HEESI 2022.
- Perhitungan intensitas energi regional: Perhitungan ini dilakukan berdasarkan konsumsi energi nasional untuk setiap jenis bahan bakar, sesuai dengan data HEESI 2022[36].

Tabel 3. 4 Intensitas pada bagian memasak terhadap proporsi tingkat aktivitas per regional 2021

<i>Cooking (BOE/Household)</i>				
<i>Intensity</i>	IDN	JAMALI	Sumatera	Kalimantan
<i>Electricity</i>	0.7961245801	0.7961245801	0.7961245801	0.7961245801
<i>LPG</i>	1.1941868701	1.1941868701	1.1941868701	1.1941868701
<i>Kerosene</i>	1.3711940746	1.3711940746	0.0453745926	0.0453745926
<i>Biomass</i>	0.6798670245	0.6798670245	0.0960602497	0.0960602497
<i>City gas</i>	1.2071020787	1.2071020787	0.0083337603	0.0083337603

Proyeksi mengenai memasak meliputi dua hal utama:

- Proyeksi adopsi teknologi: Dalam proyeksi ini, ada beberapa perubahan yang diantisipasi terkait adopsi teknologi memasak. Misalnya, penggunaan kompor minyak tanah dan kompor biomassa akan sepenuhnya digantikan oleh kompor listrik karena teknologi ini memiliki tingkat konsumsi energi yang lebih tinggi dan tidak efisien. Selanjutnya, kombinasi penggunaan kompor LPG dan kompor gas kota akan terus menurun sehingga pada akhirnya kompor listrik mencapai 80% dari total penggunaan, sedangkan sisa 20% merupakan kombinasi penggunaan LPG dan Jaringan gas kota. Adopsi teknologi ini akan dimulai pada periode tertentu untuk setiap regional, misalnya Jamali dan Sumatera mulai dari tahun 2025 hingga 2035, Kalimantan dan Sulawesi mulai dari tahun 2027 hingga 2040, dan regional lainnya mulai dari tahun 2027 hingga 2050[37].
- Proyeksi peningkatan efisiensi: Dalam proyeksi ini, diasumsikan bahwa kompor listrik akan menjadi 40% lebih hemat energi pada tahun 2060

dibandingkan dengan tahun 2021. Namun, tidak ada asumsi peningkatan efisiensi untuk teknologi memasak lainnya. Dengan menggunakan asumsi dan proyeksi tersebut, dapat dilakukan analisis mengenai perkiraan penggunaan energi dalam kegiatan memasak pada setiap regional.

3.2.1.2.1.2 Home Appliances

Branch:	All Branches	Variable:	Activity Level	Region:	Indonesia	Scenario:	PB: PB
Activity Level Final Energy Intensity							
Activity Level: A measure of the social or economic activity for which energy is consumed. [Default="0"]							
Branch	2021 PB Value Expression	Scale	Units	Per			
Rumah Tangga	68,170.63 Key\Household numbers[Thousand KK]	Thousand	Household				
Home Appliances	100.00 100	Percent	Saturation	of Household			
Electricity	100.00 100	Percent	Share	of Household			

Gambar 3. 4 Tingkat aktivitas bagian peralatan rumah tangga Indonesia 2021

Asumsi dasar dalam proyeksi mengenai peralatan rumah tangga adalah sebagai berikut:

- 100% rumah tangga memiliki peralatan elektronik: Asumsi ini menyatakan bahwa semua rumah tangga memiliki setidaknya satu peralatan elektronik.
- Distribusi kepemilikan alat elektronik: Tidak ada data yang cukup untuk mewakili distribusi kepemilikan alat elektronik di seluruh regional Wilayah Indonesia Barat. Oleh karena itu, asumsi mengenai distribusi ini tidak dijelaskan.
- Teknologi peralatan rumah tangga: Asumsi ini menyatakan bahwa peralatan rumah tangga yang digunakan adalah peralatan listrik.
- Intensitas energi: Intensitas energi dihitung berdasarkan total konsumsi energi sektor rumah tangga per jenis energi, yang diperoleh dari data HEESI 2022, dibagi dengan persentase jumlah rumah tangga yang menggunakan jenis bahan bakar tertentu. Persentase ini diambil dari Statistik Kesejahteraan Rakyat BPS 2021.
- Penggunaan listrik: Asumsi ini menyatakan bahwa rumah tangga tidak menggunakan peralatan yang menggunakan sumber energi selain listrik. Dengan kata lain, semua peralatan rumah tangga yang digunakan didasarkan pada sumber daya listrik.

- Intensitas energi: Total konsumsi listrik, seperti yang tercatat dalam HEESI 2022, dikurangi dengan konsumsi listrik yang digunakan dalam kegiatan memasak. Setelah itu, hasilnya dibagi dengan total jumlah rumah tangga.

Tabel 3. 5 Intensitas pada bagian peralatan rumah tangga terhadap proporsi tingkat aktivitas per regional 2021

<i>Home appliances (BOE/Household)</i>				
Intensity	IDN	JAMALI	Sumatera	Kalimantan
<i>Electricity</i>	1.002365	1.002365	1.002365	1.002365

Proyeksi mengenai peralatan rumah tangga melibatkan peningkatan konsumsi listrik sebesar 70% dari sektor rumah tangga, yang sudah mempertimbangkan peningkatan efisiensi. Hal ini berarti asumsi ini mengantisipasi peningkatan penggunaan listrik yang signifikan seiring waktu, namun juga memperhitungkan peningkatan efisiensi dalam penggunaan energi oleh peralatan rumah tangga. Dengan menggunakan proyeksi ini, dapat dilakukan analisis mengenai perkiraan konsumsi energi listrik yang dihasilkan oleh sektor rumah tangga.

3.2.1.2.2 Sektor komersial

Branch:	All Branches	Variable:	Activity Level	Region:	Indonesia	Scenario:	PB: PB
Activity Level							
Activity Level: A measure of the social or economic activity for which energy is consumed. [Default="0"]							
Branch	2021 PB Value	Expression	Scale	Units			
Komersial				No data			
Swasta	4,525,235.90	GrowthAs(Key\GDP,1.1)		Milliar Rupiah			
Pemerintah	909,173.30	GrowthAs(Key\GDP)		Milliar Rupiah			

Gambar 3. 5 Tingkat aktivitas sub-sektor swasta dan pemerintah Indonesia 2021

Asumsi dasar mengenai sektor swasta dan pemerintah dalam proyeksi adalah sebagai berikut:

A. Asumsi Dasar: Sub-sektor swasta dan pemerintah

- PDRB berdasarkan harga konstan: Proyeksi PDRB menggunakan harga konstan dari sub-sektor swasta seperti perdagangan besar dan eceran, penyediaan akomodasi dan makanan, informasi dan komunikasi, jasa keuangan dan asuransi, *real estate*, jasa perusahaan, administrasi pemerintah, pertahanan, dan jaminan sosial wajib, jasa pendidikan, jasa

kesehatan dan kegiatan sosial, serta jasa lainnya. Selain itu, pengeluaran konsumsi pemerintah juga menjadi dasar dalam proyeksi PDRB sub-sektor pemerintah.

- *Activity level*: Tingkat aktivitas (*activity level*) PDRB regional dihitung dengan mengakumulasi PDRB dari masing-masing provinsi.
- Intensitas energi: Intensitas energi dihitung dengan membagi konsumsi energi sektor komersial per jenis energi (yang diperoleh dari HEESI) dengan PDRB sektor komersial (yang diperoleh dari BPS, Statistik Indonesia).
- Teknologi sektor komersial untuk swasta: Teknologi yang digunakan dalam sektor komersial meliputi gas, kerosin, gas oil, biogas, MDF/IDO, listrik, LPG, dan biomassa.

Tabel 3. 6 Intensitas pada sektor komersial dengan sub-sektor swasta dan pemerintah terhadap proporsi tingkat aktivitas per regional 2021

Intensitas Energi (Thousand BOE)								
Sub Sektor	Biomass	Gas	Kerosene	Gas Oil	Biogas-oil	Fuel Oil (MDF)	LPG	Electricity*
Swasta	0.289	0.155	0.032	0.118	0.429	0.000	0.428	0.013
Pemerintah								0.005

B. Sektor Komersial: Proyeksi sub-sektor Swasta dan Pemerintah

- Activity Level

Pertumbuhan GDP sub-sektor swasta dihitung berdasarkan persentase pertumbuhan GDP pada setiap region. Misalnya, region Sumatera memiliki pertumbuhan GDP sub-sektor swasta sebesar 1,4%, Jambi sebesar 1,3%, Kalimantan sebesar 1,7%, Sulawesi sebesar 1,1%, Nusa Tenggara sebesar 1,1%, Maluku sebesar 1,1%, dan Papua sebesar 1,1%. Region dengan tingkat tinggi seperti Sumatera dan Jambi memiliki rasio peningkatan GDP komersial yang lebih tinggi. Selain itu, Kalimantan memiliki rasio peningkatan yang lebih besar karena pengembangan Kawasan Industri Khusus (IKN).

- Final Energi Intensity

a. Proyeksi peningkatan efisiensi: Terdapat asumsi bahwa konsumsi listrik dari sektor komersial akan mengalami peningkatan efisiensi sebesar 85% dari

pertumbuhan konsumsi listrik sektor komersial dari tahun 2021 hingga 2060. Hal ini mempertimbangkan perkembangan teknologi dalam jangka waktu tersebut.

b. Peningkatan efisiensi dan penurunan intensitas energi: Asumsi ini menyatakan bahwa proyeksi mengenai peningkatan efisiensi juga mempertimbangkan penurunan intensitas energi. Dalam konteks ini, setiap konsumsi energi akan menghasilkan pendapatan yang lebih besar, artinya penggunaan energi per unit pendapatan (per BOE energi) akan menghasilkan

3.2.1.2.3 Sektor industri

Activity Level			
Activity Level: A measure of the social or economic activity for which energy is consumed. [Default="0"]			
Branch	2021 PB Value Expression	Scale	Units
► Industri			No data
Makanan dan Minuman	775,098.40 775098.4		Milliar Rupiah
Tembakau	84,133.30 84133.3		Milliar Rupiah
Tekstil dan Pakaian Jadi	127,429.10 127429.1		Milliar Rupiah
Kulit dan Alas Kaki	28,169.30 28169.3		Milliar Rupiah
Kayu Bambu dan Rotan	56,050.90 56050.9		Milliar Rupiah
Kertas dan Barang dari Kertas	78,061.20 78061.2		Milliar Rupiah
Pupuk dan Bahan Kimia	233,866.00 233866		Milliar Rupiah
Karet dan Plastik	69,072.80 69072.8		Milliar Rupiah
Semen dan Barang Galian bukan Logam	64,812.00 64812		Milliar Rupiah
Logam Dasar	108,267.30 108267.3		Milliar Rupiah
Komputer dan Barang Elektronik	189,890.00 189890		Milliar Rupiah
Mesin dan Perlengkapan	32,911.10 32911.1		Milliar Rupiah
Kendaraan Bermotor dan Alat Angkut Lainnya	187,750.70 187750.7		Milliar Rupiah
Furniture	29,385.70 29385.7		Milliar Rupiah
Pengolahan Lainnya	16,157.00 16157		Milliar Rupiah

Gambar 3. 6 Tingkat aktivitas sub-sektor industri Wilayah Indonesia Barat 2021

- Sektor Industri: Asumsi Dasar (1)

Asumsi dasar untuk sektor industri adalah sebagai berikut:

Sektor Industri: Mengikuti sektor Industri Pengolahan (*Manufacturing*) dari BPS, termasuk di antaranya makanan dan minuman, semen dan barang galian bukan logam, tembakau, logam dasar, tekstil dan pakaian jadi, komputer dan barang elektronik, kulit dan alas kaki, mesin dan perlengkapan, kayu bambu dan rotan, kendaraan bermotor dan alat angkut lainnya, kertas dan barang dari kertas, furniture, pupuk dan bahan kimia, pengolahan lainnya, serta karet dan plastik[38].

Tabel 3. 7 Intensitas pada sektor industri dengan sub-sektor 2021

No	Jenis Industri	Minyak Solar/Minyak Diesel	Bio Solar/ Bio Diesel	Batubara <i>Coal</i>	Briket batubara <i>Coal Briquettes</i>	Gas Alam	Minyak Bakar (Fuel Oil)	LPG	Biomassa	Kerosene	Industrial Diesel Oil (& MDF) atau IDO	Listrik
BOE/Miliar Rupiah												
1	Makanan Minuman	1.868	5.068	9.783	0.000	12.524	0.520	0.741	26.108	0.011	0.019	9.986
2	Tembakau	0.195	1.899	0.108	0.000	0.528	0.017	0.032	0.005	0.000	0.001	2.282
3	Tekstil dan Pakaian Jadi	1.282	6.009	103.580	0.000	23.153	1.233	0.703	1.459	0.027	0.046	54.689
4	Kulit, Barang dari Kulit, dan Alas Kaki	0.493	1.624	1.441	0.000	16.377	0.003	0.520	0.002	0.000	0.000	27.928
5	Kayu	2.325	3.187	4.656	0.000	3.979	0.331	0.144	95.831	0.007	0.012	18.375
6	Kertas dan Percetakan	2.986	2.609	154.731	0.000	43.088	0.151	0.103	18.110	0.003	0.006	47.076
7	Batubara dan Pengilangan	0.134	0.096	0.006	0.000	15.428	24.157	0.035	0.001	0.527	0.896	43.016
8	Pupuk dan Bahan Kimia	0.853	3.704	27.558	0.000	15.202	4.115	0.248	1.077	0.090	0.153	31.372
9	Karet dan Plastik	2.201	4.927	9.737	0.000	13.991	0.145	0.501	368.230	0.003	0.005	49.311
10	Semen dan Barang Galian Bukan Logam	9.571	23.904	416.730	0.000	530.727	20.306	0.667	7.467	0.443	0.753	144.721
11	Logam Dasar	2.239	42.306	188.261	0.000	127.919	1.441	0.259	0.017	0.031	0.053	104.542
12	Komputer dan Barang Elektronik	0.753	2.630	0.430	0.000	75.413	0.412	0.441	0.414	0.009	0.015	13.597
13	Mesin dan Perlengkapan	0.639	3.674	1.137	0.000	1.412	0.001	0.405	0.007	0.000	0.000	15.822
14	Kendaraan Bermotor dan Alat Angkut Lainnya	1.145	0.671	0.025	0.000	7.498	0.136	0.265	0.003	0.003	0.005	7.867
15	Industri Furnitur	1.034	1.801	0.001	0.000	0.035	0.027	0.360	0.019	0.001	0.001	10.933
16	Pengolahan Lainnya	3.108	2.266	0.948	0.000	2.682	3.375	1.933	0.068	0.074	0.125	27.038

- Sektor Industri: Asumsi Dasar (2)
 - a. *Activity Level*: Tingkat aktivitas (*activity level*) dihitung berdasarkan PDRB Harga Konstan 2010 menurut Lapangan Usaha 2021 dari Statistik Indonesia 2022.
 - b. *Energi Intensity*: Intensitas energi dihitung dengan membagi konsumsi energi sektor industri per jenis energi (yang diperoleh dari Statistik Industri Manufaktur BPS dan HEESI) dengan PDRB sektor industri.
 - c. Teknologi sektor Industri: Teknologi yang digunakan dalam sektor industri meliputi minyak solar (minyak diesel), bio solar (bio diesel), batubara, briket batubara, natural gas, fuel oil, LPG, biomass, kerosene, IDO/MDF, dan listrik[39].
- Sektor Industri: Asumsi Dasar (3)
 - a. Pertumbuhan GDP subsektor industri: Setiap GDP subsektor industri tumbuh mengikuti pertumbuhan GDP sektor industri secara keseluruhan.
 - b. Kontraksi sektor industri: Seiring perubahan struktur ekonomi, sektor industri akan mengalami kontraksi karena sektor-sektor lain yang lebih produktif menggantikannya.
 - c. Pertumbuhan subsektor industri regional: Setiap region memiliki pertumbuhan subsektor industri yang berbeda sesuai dengan arahan pembangunan Bappenas.
- Sektor Industri: Proyeksi
 - a. Proyeksi penurunan intensitas industri: Terdapat dua sektor grouping dalam proyeksi penurunan intensitas industri:
 - b. Sektor spesifik (Industri dengan proyeksi penurunan intensitas dan potensi elektrifikasi khusus): Misalnya, semen dan logam dasar.
 - c. Potensi elektrifikasi penuh: Misalnya, pupuk, kertas, karet, dan plastik.
 - d. Potensi elektrifikasi dan penurunan efisiensi: Setiap subsektor industri dalam pengelompokan di atas memiliki potensi elektrifikasi dan penurunan efisiensi yang berbeda.

3.2.1.2.4 Sektor transportasi

Activity Level			
Activity Level: A measure of the social or economic activity for which energy is consumed. [Default="0"]			
Branch	2021 PB Value Expression	Scale	Units
Transportasi			No data
▶ Kereta	8,699.00 8699	Million	Passenger-km
Pesawat	41,058.04 41058.045000	Million	Passenger-km
Kapal Laut dan ASDP	37,196.60 37196.6		Milliar Rupiah
Transportasi Jalan Raya	100.00 100	Percent	Share

Gambar 3. 7 Tingkat aktivitas sub-sektor transportasi Wilayah Indonesia Barat 2021

- Sektor Transportasi: Asumsi Dasar

Asumsi dasar untuk sektor transportasi adalah sebagai berikut:

- Klasifikasi sub-sektor transportasi: Sub-sektor transportasi dibagi menjadi beberapa sektor berdasarkan data ketersediaan dan keandalan, termasuk kereta dengan kalkulasi penumpang/km (data dari BPS), pesawat dengan kalkulasi penumpang/km (data dari BPS), kapal laut dan ASDP dengan kalkulasi berdasarkan GDP (data dari BPS), dan transportasi jalan raya menggunakan metode analisis stok (data dari GAIKINDO, BPS, dan Pertamina)[40].
- Final energi intensity*: Intensitas energi akhir (*final energi intensity*) dihitung berdasarkan data HEESI.

- Sektor Transportasi: Transportasi Jalan Raya

Untuk transportasi jalan raya, asumsi dasar meliputi:

- Stock* kendaraan: Data untuk analisis stok kendaraan diperoleh dari BPS.
- Penjualan dan tren penjualan: Data penjualan dan tren penjualan kendaraan diperoleh dari GAIKINDO. Umur kendaraan dan *fuel economy*: Asumsi mengenai umur kendaraan dan *fuel economy* (efisiensi bahan bakar) didasarkan pada acuan umum.

Tabel 3. 8 Total jumlah kendaraan per regional Indonesia 2021

Jumlah Kendaraan 2021 (unit)					
Provinsi	Mobil Penumpang	Bus	Truk	Sepeda Motor	Total
Aceh	166,570	1,103	67,817	2,089,319	2,324,809
Sumatera Utara	690,543	5,893	271,352	6,062,939	7,030,727
Sumatera Barat	278,705	4,239	135,086	2,118,305	2,536,335
Riau	367,515	6,060	207,390	3,485,246	4,066,211

Jambi	296,892	35,646	182,830	2,520,112	3,035,480
Sumatera Selatan	393,952	6,546	321,422	3,129,275	3,851,195
Bengkulu	146,691	1,080	61,263	1,102,024	1,311,058
Lampung	291,889	3,060	182,364	3,330,039	3,807,352
Kepulauan Bangka Belitung	86,748	1,234	47,434	988,859	1,124,275
Kepulauan Riau	149,694	2,146	27,375	894,495	1,073,710
DKI Jakarta	3,548,304	36,486	714,278	16,734,986	21,034,054
Jawa Barat	3,834,886	24,329	434,706	12,863,918	17,157,839
Jawa Tengah	1,405,390	34,590	588,593	16,783,247	18,811,820
DI Yogyakarta	382,095	3,966	63,944	2,574,060	3,024,065
Jawa Timur	2,022,394	38,049	762,410	20,038,439	22,861,292
Banten	252,588	3,707	82,407	2,361,467	2,700,169
Bali	467,085	9,438	154,887	3,874,311	4,505,721
Nusa Tenggara Barat	100,115	2,661	75,103	1,731,860	1,909,739
Nusa Tenggara Timur	88,892	4,274	73,092	1,021,610	1,187,868
Kalimantan Barat	152,179	1,588	100,604	2,472,946	2,727,317
Kalimantan Tengah	113,676	1,651	76,762	1,384,220	1,576,309
Kalimantan Selatan	238,537	3,127	142,263	2,408,399	2,792,326
Kalimantan Timur	282,455	6,389	189,748	2,703,779	3,182,371
Kalimantan Utara	13,668	128	8,654	144,319	166,769
Sulawesi Utara	126,881	1,389	67,705	792,797	988,772
Sulawesi Tengah	91,671	922	50,299	1,085,671	1,228,563
Sulawesi Selatan	529,206	3,860	196,373	3,661,385	4,390,824
Sulawesi Tenggara	188,501	522	36,771	749,638	975,432
Gorontalo	50,501	423	34,646	471,287	556,857
Sulawesi Barat	20,710	37	12,408	329,916	363,071
Maluku	30,467	455	13,239	306,050	350,211
Maluku Utara	20,954	135	12,680	270,566	304,335
Papua Barat	36,863	352	17,789	308,791	363,795
Papua	35,877	869	24,781	415,029	476,556
Nasional	16,903,094	246,354	5,438,475	121,209,304	143,797,227

- Sektor Transportasi: Proyeksi

- a. Kereta, Pesawat, Kapal Laut & ASDP: Pertumbuhan sub-sektor kereta, pesawat, dan kapal laut & ASDP diasumsikan tumbuh sejalan dengan pertumbuhan GDP.

- b. Transportasi jalan raya: Proyeksi pertumbuhan transportasi jalan raya didasarkan pada perubahan struktur ekonomi dan pertumbuhan penduduk.

Pertumbuhan penjualan sepeda motor dan mobil diproyeksikan mengikuti perubahan struktur ekonomi dan terbatas oleh jumlah penduduk. Seiring pertumbuhan penjualan per jenis beban dan per region[41], terjadi perubahan signifikan dalam fuel switching, dengan penurunan penggunaan diesel dan bensin secara keseluruhan, dan peningkatan penggunaan kendaraan listrik.

- Sektor Transportasi: Proyeksi
 - a. Mobil dan sepeda motor: Diproyeksikan beralih sepenuhnya ke kendaraan listrik berbasis baterai.
 - b. Umur kendaraan: Asumsi mengenai umur kendaraan atau depresiasi stok kendaraan.
 - c. Bus: Diproyeksikan mengalami perubahan menuju kendaraan listrik berbasis baterai dan CNG (*compressed natural gas*) untuk menggantikan penggunaan bahan bakar diesel.
 - d. Truk: Tidak diproyeksikan mengalami perubahan *fuel switching* dengan asumsi belum siapnya teknologi dan belum ada target terkait penggunaan hidrogen.

3.2.1.2.5 Sektor lainnya

Activity Level

Final Energy Intensity

Activity Level: A measure of the social or economic activity for which energy is consumed. [Default="0"]

Branch	2021 PB Value Expression	Scale	Units	Per
Others	3,338,246.40 Growth(3.4175%)		Milliar Rupiah	
Others	100.00 100	Percent	Share	of Milliar Rupiah

Gambar 3. 8 Tingkat aktivitas sektor lainnya Wilayah Indonesia Barat 2021

Demand sektor lainnya yang mencakup sub-sektor pertanian, pertambangan, pengadaan air, dan konstruksi diproyeksikan mengalami penurunan seiring dengan transisi penggunaan energi menuju listrik. Asumsi dasar yang digunakan dalam proyeksi ini adalah sebagai berikut:

- a. Penurunan intensitas energi: Asumsi bahwa terjadi penurunan intensitas energi dalam sektor lainnya dengan adopsi teknologi yang lebih efisien dan ramah lingkungan. Transisi menuju penggunaan energi listrik di sektor ini diharapkan

dapat mengurangi ketergantungan pada sumber energi konvensional yang lebih intensif karbon.

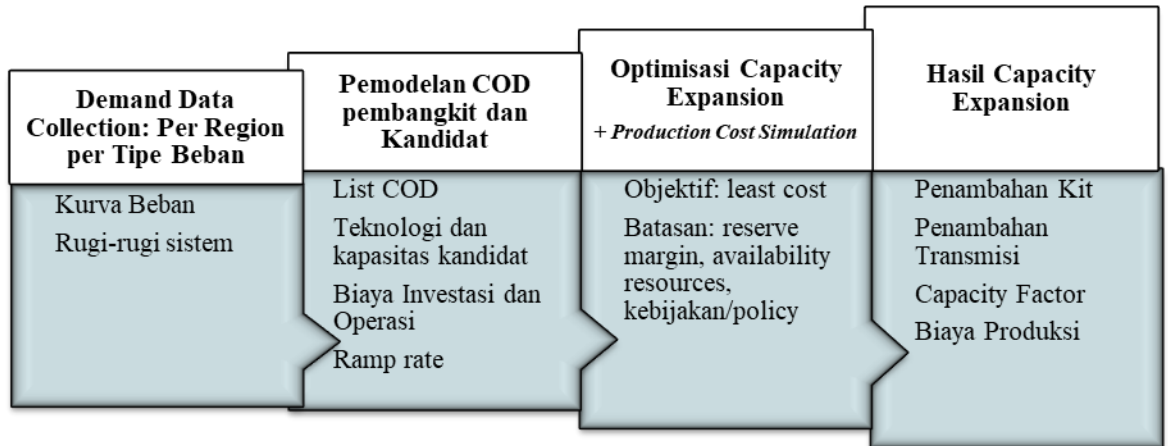
- b. Transisi energi: Asumsi bahwa penggunaan energi dalam sektor-sektor tersebut secara bertahap akan beralih dari sumber energi konvensional seperti bahan bakar fosil ke penggunaan energi listrik yang lebih bersih dan berkelanjutan. Hal ini dapat terjadi melalui adopsi teknologi dan kebijakan yang mendorong penggunaan energi terbarukan dan efisiensi energi[42].
- c. Pertumbuhan sektor: Pertumbuhan sektor lainnya diproyeksikan berdasarkan perkembangan ekonomi dan faktor-faktor lain yang mempengaruhi sektor-sektor tersebut. Namun, dengan adanya penurunan intensitas energi, pertumbuhan sektor ini diharapkan dapat dicapai dengan efisiensi yang lebih baik dalam penggunaan energi.

Proyeksi ini didasarkan pada asumsi bahwa transisi energi menuju penggunaan energi listrik dan peningkatan efisiensi energi akan menjadi fokus utama dalam pengembangan sektor-sektor ini. Tujuannya adalah untuk mengurangi emisi gas rumah kaca, meningkatkan keberlanjutan, dan mengurangi ketergantungan pada sumber energi yang tidak terbarukan.

3.3 Struktur Pypsa

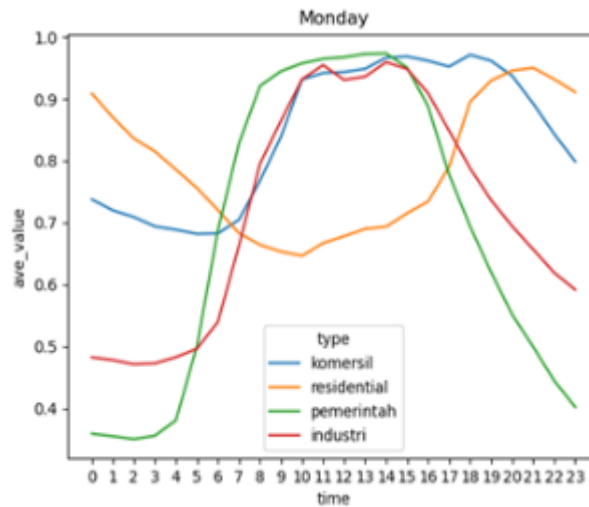
PyPSA adalah model optimasi yang digunakan untuk mengoptimalkan generasi energi listrik pada penelitian ini. Model ini memungkinkan analisis dan perencanaan sistem kelistrikan dengan mempertimbangkan berbagai faktor seperti biaya, efisiensi, dan emisi. PyPSA memungkinkan pengguna untuk memodelkan dan mengoptimalkan portofolio sumber daya energi yang beragam, seperti pembangkit listrik tenaga surya, angin, termal, dan hidro. Dengan menggunakan algoritma optimasi yang kuat, PyPSA dapat memberikan solusi terbaik untuk menghasilkan energi listrik yang memenuhi kebutuhan dengan biaya dan dampak lingkungan yang minimal. Dengan demikian, PyPSA menjadi alat yang sangat berguna dalam merencanakan dan mengoptimalkan sistem kelistrikan yang berkelanjutan.

3.3.1 PyPSA model

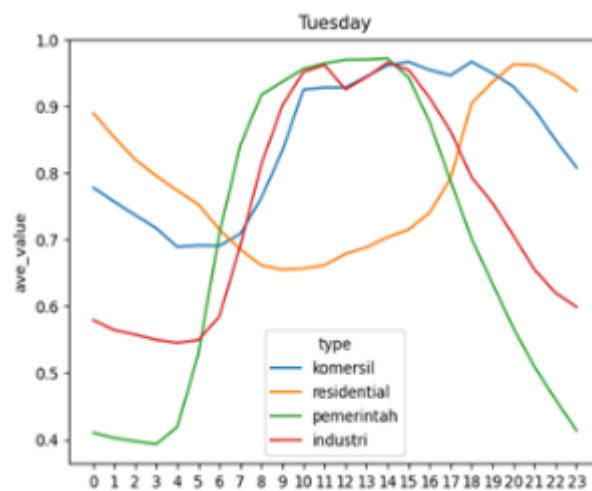


Gambar 3. 9 PyPSA model yang digunakan pada penelitian ini

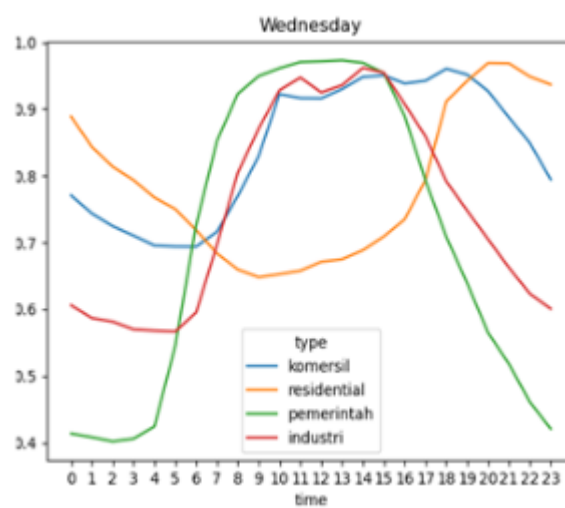
- Pengumpulan Data Permintaan: Per Region per Tipe Beban:
 - a. Kurva Beban: Data mengenai pola konsumsi energi listrik dari setiap wilayah berdasarkan waktu.
 - i. Tipikal kurva beban *demand sectors*



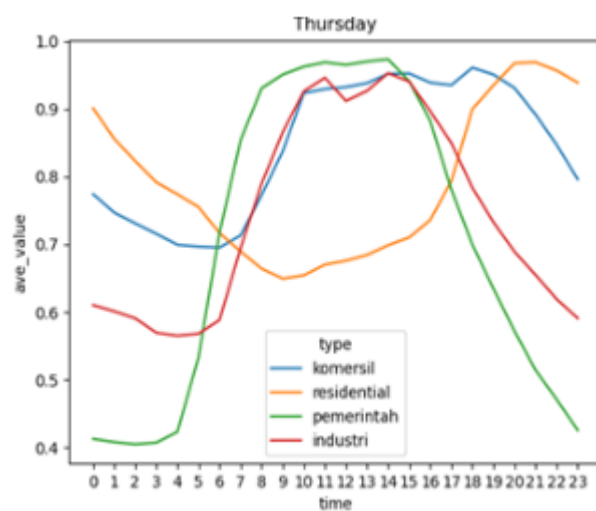
(a)



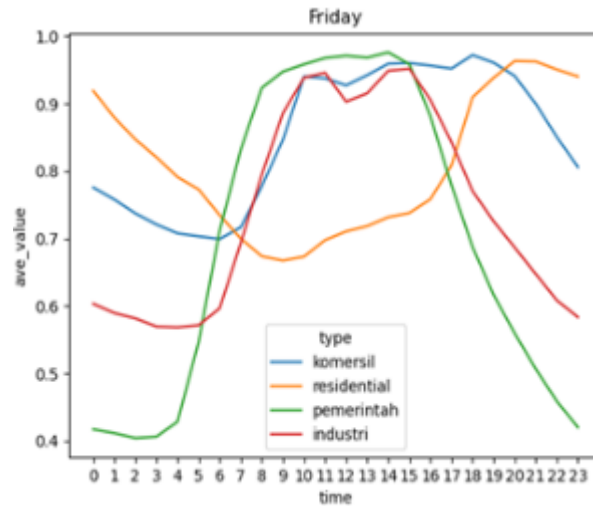
(b)



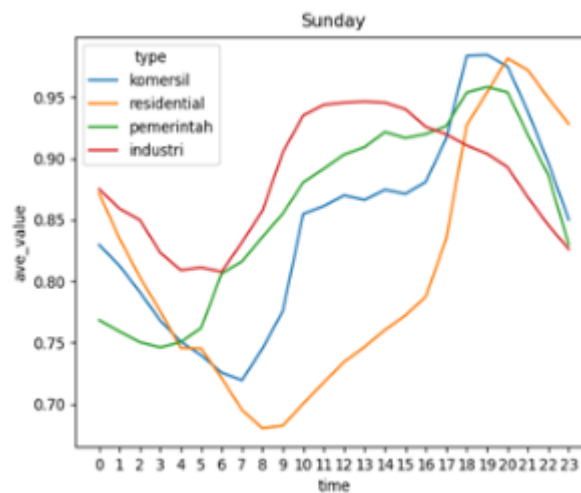
(c)



(d)



(e)



(f)

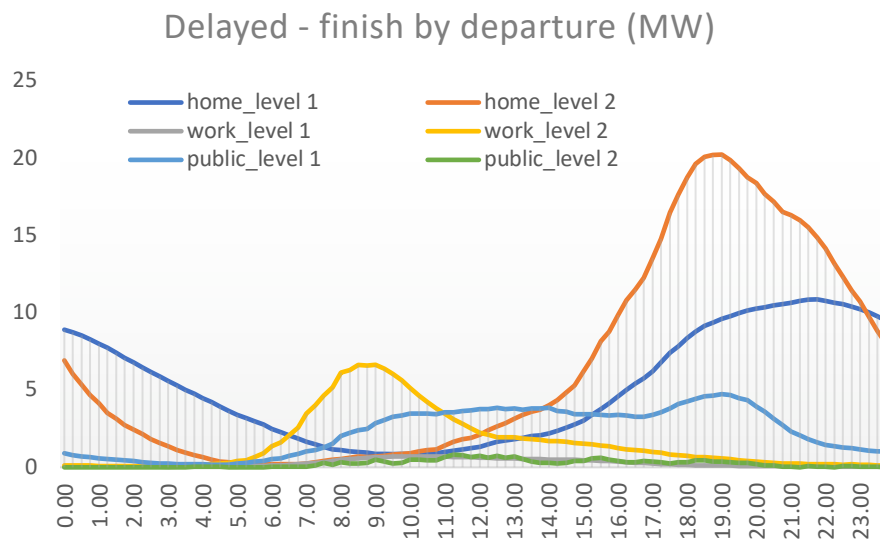
Gambar 3. 10 Grafik tipikal kurva beban per demand sectors (a) saat hari Senin, (b) saat hari Selasa, (c) saat hari Rabu, (d) saat hari Kamis, (e) saat hari Jumat, dan (f) saat hari Minggu

Kurva beban merujuk pada grafik yang menunjukkan variasi beban atau permintaan listrik selama waktu tertentu. Kurva beban digunakan untuk merencanakan seberapa banyak listrik yang perlu dihasilkan atau disediakan pada setiap saat. Kurva beban bervariasi tergantung pada jenis pelanggan, suhu, dan musim liburan. Berikut adalah definisi kurva beban untuk sektor-sektor yang berbeda:

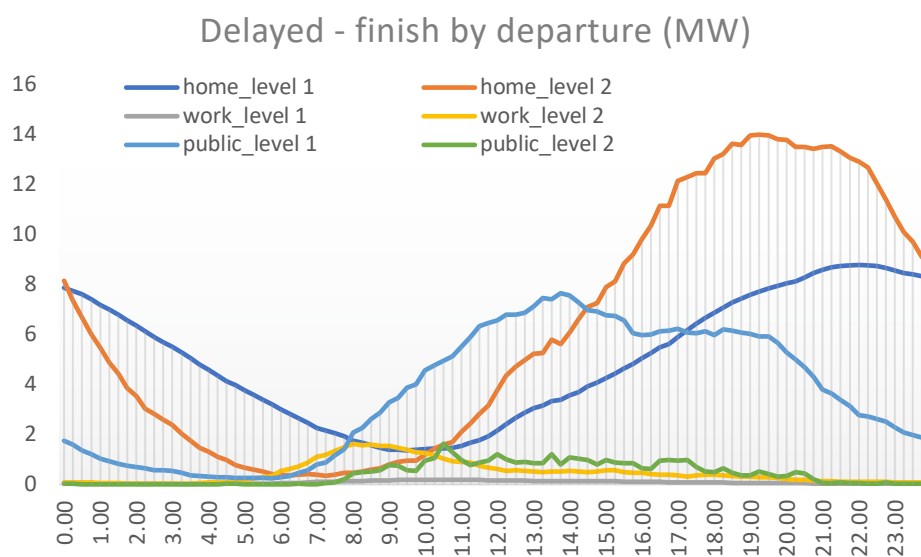
- Sektor residensial: Kurva beban untuk sektor residensial menunjukkan variasi permintaan listrik selama waktu tertentu di daerah pemukiman. Kurva beban untuk sektor residensial dipengaruhi oleh faktor-faktor seperti jumlah penghuni, penggunaan peralatan listrik, dan waktu dalam sehari.

- Sektor komersial: Kurva beban untuk sektor komersial menunjukkan variasi permintaan listrik selama waktu tertentu di area komersial seperti kantor, toko, dan restoran. Kurva beban untuk sektor komersial dipengaruhi oleh faktor-faktor seperti jumlah karyawan, penggunaan peralatan listrik, dan waktu dalam sehari.
- Sektor industri: Kurva beban untuk sektor industri menunjukkan variasi permintaan listrik selama waktu tertentu di area industri seperti pabrik dan pabrik manufaktur. Kurva beban untuk sektor industri dipengaruhi oleh faktor-faktor seperti jenis industri, jumlah mesin, dan waktu dalam sehari.
- Sektor transportasi: Kurva beban untuk sektor transportasi menunjukkan variasi permintaan listrik selama waktu tertentu untuk kendaraan listrik. Kurva beban untuk sektor transportasi dipengaruhi oleh faktor-faktor seperti jumlah kendaraan listrik, daya pengisian, dan waktu dalam sehari.

a. Tipikal kurva beban *electric vehicle*

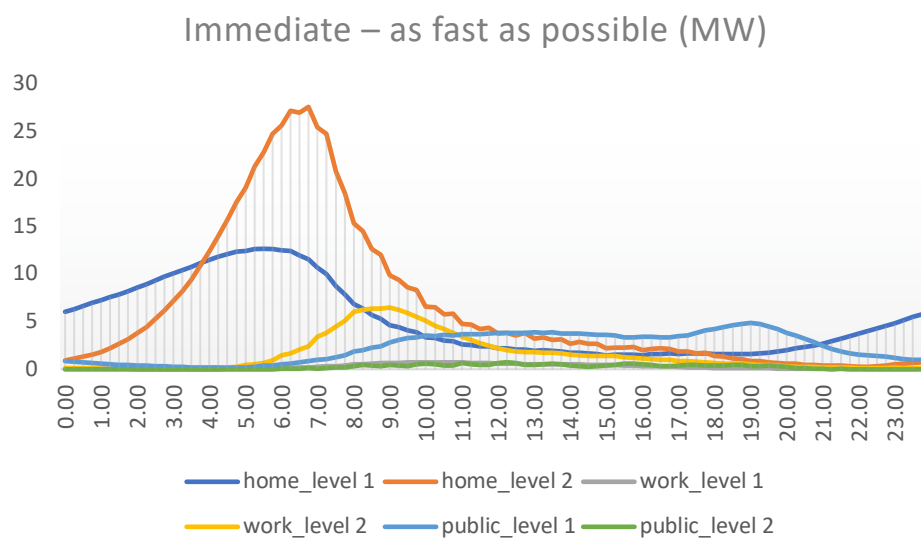


(a)

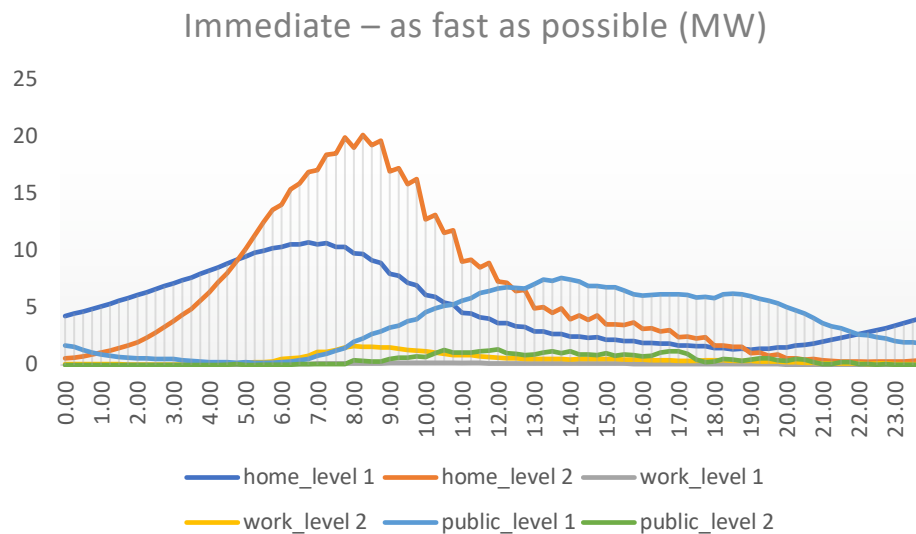


(b)

Gambar 3. 11 Tipikal kurva beban electric vehicle daya serap dominan malam hari yang tersambung terhadap (a) pada saat hari kerja dan (b) saat akhir pekan



(a)



Gambar 3. 12 Tipikal kurva beban electric vehicle daya serap dominan siang hari yang tersambung terhadap (a) pada saat hari kerja dan (b) saat akhir pekan

Gambar 3.11 dan Gambar 3.12 (*The Alternative Fuels Data Centre* dari *The U.S. Department of Energy*) merupakan analisis komprehensif terhadap armada kendaraan listrik plug-in (*Plug-in Electric Vehicles*), dengan mempertimbangkan berbagai faktor[43]. Armada terdiri dari 30.000 kendaraan, dengan perkiraan jumlah referensi sekitar 29.840 PEV di jalan-jalan Seattle pada akhir tahun 2018. Setiap kendaraan menempuh jarak rata-rata harian sejauh 35 mil atau 56,327 km. Studi tersebut mempertimbangkan suhu rata-rata sekitar 50°F (10°C) di area tersebut. Dari seluruh *Plug-in Electric Vehicles* dalam armada, 50% merupakan kendaraan listrik penuh, sedangkan 80% adalah sedan. Terkait pengisian daya di tempat kerja, pendekatan seimbang diadopsi dengan 50% menggunakan pengisian daya Level 1 dan 50% menggunakan pengisian daya Level 2. Untuk pengisian daya di rumah, seluruh *Plug-in Electric Vehicles* memiliki akses ke fasilitas pengisian daya, dengan pembagian 50% menggunakan pengisian daya Level 1 dan 50% menggunakan pengisian daya Level 2[44]. Dalam hal ini, terdapat preferensi yang bulat untuk pengisian daya di rumah, dengan strategi yang fokus pada pengisian segera sejauh mungkin (dominan malam) dan pengisian tertunda untuk memastikan selesainya sebelum keberangkatan (dominan siang). Demikian pula, strategi pengisian daya di tempat kerja juga menekankan pengisian segera jika

memungkinkan (dominan malam) dan pengisian tertunda untuk menyelesaikan proses pengisian sebelum kendaraan dijadwalkan berangkat (dominan siang). Temuan ini memberikan pemahaman tentang pola dan preferensi pengisian daya dalam armada *Plug-in Electric Vehicles*, yang memberikan wawasan berharga untuk analisis lebih lanjut dan perbaikan potensial dalam infrastruktur pengisian daya.

Karakteristik kurva beban kendaraan listrik pribadi menunjukkan banyak pengisian baterai yang dilakukan pada malam hari saat kendaraan diparkir di rumah. Hal ini berarti kurva beban kendaraan listrik selama malam hari lebih tinggi dibandingkan dengan siang hari. Saat menginvestigasi skenario pengisian pada siang dan malam hari yang dikombinasikan dengan permintaan beban sistem yang realistis berdasarkan skema pengisian yang berorientasi emisi versus skema pengisian langsung. Hal tersebut menemukan bahwa pengisian pada siang hari lebih ramah lingkungan dari pada pengisian pada malam hari. Kurva beban listrik adalah grafik yang menunjukkan permintaan beban sistem per jam. Dulu, kurva beban listrik dapat diproyeksi dengan kurva musim panas yang stabil dengan puncak pada sore hari dan kurva musim dingin yang menunjukkan dua puncak - satu pada waktu bangun di pagi hari dan satu lagi pada malam hari. Namun, dengan pertumbuhan energi terbarukan skala utilitas, operator sistem beralih dari hanya melihat kurva beban menjadi mempelajari kurva beban bersih - jumlah beban yang akan dilayani oleh sumber energi tradisional. Berbagai jenis kurva beban pengisian kendaraan listrik telah diusulkan untuk berbagai jenis kendaraan listrik, termasuk mobil pribadi, taksi listrik, bus listrik, dan kendaraan resmi.

Tabel 3. 9 Kandidat pembangkit

type	Lifetime (year)	Investment_2020 (Millions USD)	Investment_2030 (Millions USD)	Investment_2050 (Millions USD)	VOM_2020 (Millions USD)	VOM_2030 (Millions USD)	VOM_2050 (Millions USD)	Fuel cost (Millions USD)
PLTP	30	4	3.44	2.84	0.25	0.22	0.18	0
PLTG	25	0.77	0.73	0.68	0.12	0.12	0.12	120
PLTGU	25	0.69	0.66	0.61	2.3	2.23	2.16	71.8
PLTS	35	0.79	0.56	0.41	0	0	0	0
PLTB	27	1.5	1.28	1.08	0	0	0	0
PLTSA	25	6.8	6.3	5.6	24.1	23.4	22.6	0
PLTM	50	2.7	2.59	2.4	0.5	0.48	0.45	0
PLTU	30	1.52	1.48	1.43	0.11	0.11	0.1	39
PLTD	25	0.8	0.8	0.78	6.4	6	5.8	136
PLTA	50	2.08	2	1.85	0.65	0.62	0.58	0
PLTBM	25	2	1.82	1.6	3	2.8	2.4	0
PLTN	30	7.279	6.846	5.856	0.15	0.15	0.15	6.2
PS	50	0.86	0.86	0.86	1.3	1.3	1.3	0
BESS	20	1.379	0.87	0.629	2.3	2.07	1.84	0

Berdasarkan katalog *Technology Data for the Indonesia Power Sector* setiap pembangkit menampilkan spesifikasi *ramp rate*, *forced outage*, investasi, dll[45]. Data – data tersebut dapat digunakan untuk batasan suatu pembangkit terhadap optimasi *solver* pada PYPSA²³.

² Hösl, A., *Physicist at Energynautics*, Darmstadt, Germany

³ Rahmani, R., *School of Electrical Engineering and Informatics*, Institut Teknologi Bandung, Bandung, Indonesia

- Pemodelan COD Pembangkit dan Kandidat:
 - a. Daftar COD: Informasi mengenai tanggal beroperasinya pembangkit listrik yang sudah ada.
 - b. Teknologi dan Kapasitas Kandidat: Informasi mengenai teknologi dan kapasitas pembangkit listrik yang masih dalam tahap kandidat atau perencanaan.
 - c. Biaya Investasi dan Operasi: Perkiraan biaya investasi awal dan biaya operasional yang terkait dengan pembangkit listrik. Persamaan *Total Cost of Ownership* dapat dikalkulasikan dengan asumsi bahwa pada tahun t_0 , TCO dari jaringan pusat data dalam jaringan internal diperkirakan selama periode perencanaan dengan durasi T tahun[46]. Untuk itu, jaringan dirancang untuk mengatasi permintaan lalu lintas yang diharapkan dari n server. Pembaruan dan migrasi jaringan tidak diperhitungkan dalam periode perencanaan. Pada tahun t_0 , diperkirakan bahwa TCO yang dikeluarkan untuk memperoleh dan menginstal jaringan pada tahun t_0 , dan untuk menjaga operasionalnya hingga akhir periode perencanaan (yaitu hingga tahun $t_0 + T$), diberikan oleh rumus berikut[47],

$$TCO_n = \sum_{t=t_0}^{t_0+T} [CAPEX_t + OPEX_t] \quad (1.2)$$

di mana $CAPEX_t$ dan $OPEX_t$ masing-masing merupakan pengeluaran modal dan operasional yang dikeluarkan pada tahun t . Perhatikan bahwa (1.2) dihitung pada tahun t_0 , dan oleh karena itu, TCO_n adalah perkiraan TCO kumulatif pada akhir tahun $t_0 + T$. Dapat diasumsikan bahwa jaringan tersebut dirancang, diperoleh, dan diinstal pada tahun t_0 . Oleh karena itu, dalam (1.2) CAPEX kumulatif selama T adalah: $CAPEX = \sum_t CAPEX_t = CAPEX_{t_0}$, yang merupakan kejadian arus kas keluar pada tahun t_0 . Pada $C_{sw}(t_0)$ dan $C_{cb}(t_0)$ masing-masing merupakan biaya semua switch jaringan (termasuk lisensi perangkat lunak) dan biaya kabel yang digunakan untuk menghubungkan server ke leaf, leaf ke spine, dan spine ke super-spine. Maka CAPEX jaringan dalam (1.2) dihitung sebagai berikut,

$$CAPEX = CAPEX_{t_0} = C_{sw}(t_0) + C_{cb}(t_0) \quad (1.3)$$

yang merupakan biaya infrastruktur. Biaya ini dihitung dari daftar material yang disediakan oleh desain jaringan dan dari harga satuan switch dan kabel pada tahun t_0 . Dalam (1.2), biaya untuk menjaga jaringan tetap beroperasi selama T adalah: $OPEX = \sum_t OPEX_t$. Biarkan EC_t dan MR_t masing-masing merupakan konsumsi energi dan biaya pemeliharaan dan perbaikan pada tahun $t \geq t_0$. Maka OPEX kumulatif dalam (1.2) adalah,

$$OPEX = \sum_{t=t_0}^{t_0+T} [EC_t + MR_t] \quad (1.4)$$

Estimasi EC_t membutuhkan evaluasi konsumsi daya P_{sw_i} dari switch jaringan ke- i . P_{sw_i} tergantung pada jumlah port aktif dan beban lalu lintas di switch tersebut. Oleh karena itu, P_{sw_i} memenuhi: $P_{idle} \leq P_{sw_i} \leq P_{max}$, di mana P_{idle} adalah daya yang dibutuhkan untuk memberi makan buffer switch, prosesor, modul manajemen, dll. Ketika $P_{sw_i} = P_{idle}$, switch tidak memiliki port aktif dan throughput-nya nol. Di sisi lain, P_{max} adalah daya yang dikonsumsi ketika semua port aktif pada beban lalu lintas maksimum. Pada $C_{kwh}(t_0)$ menjadi biaya per kWh pada tahun t_0 . Jika pasar memiliki tingkat inflasi yang diharapkan r , maka pada tahun t , biaya energi diproyeksikan sebagai $C_{kwh}(t) = C_{kwh}(t_0) \cdot (1 + r)^{t=t_0}$. Jika switch jaringan ke- i aktif selama 365 hari/tahun selama 24 jam/hari, konsumsi energi tahunan adalah: $365 \cdot 24 \cdot P_{sw_i}$ kWh. Oleh karena itu, pada tahun t , EC_t adalah jumlah biaya konsumsi energi yang disebabkan oleh semua switch jaringan dalam tahun t , yaitu,

$$EC_t = 365 \times 24 \times [C_{kwh}(t_0) \cdot (1 + r)^{t=t_0}] \times \sum_i P_{sw_i} \quad (1.5)$$

Untuk menghitung MR_t , mari kita tentukan jumlah kegagalan yang diharapkan dan biaya perbaikan kegagalan untuk komponen jaringan ke- i pada tahun $t \geq t_0$. Komponen ini dapat berupa interkoneksi jaringan (misalnya kabel), switch yang tidak dapat diperluas, atau salah satu bagian pembentuk dari switch modular, seperti chassis, line card, modul manajemen, dll. Pada $MTTR_i$ dan $MTBF_i$ masing-masing menjadi waktu rata-rata untuk memperbaiki kegagalan komponen dan waktu rata-rata antara kegagalan. Kedua parameter diberikan

dalam jam per kegagalan. Selama tahun t , jumlah kegagalan yang diharapkan adalah: $365 \cdot 24/MTBF_i$, dan setiap kegagalan menyebabkan biaya pemeliharaan dan perbaikan: $C_i(t) + W_i \cdot MTTR_i$, di mana $C_i(t)$ adalah biaya komponen pada tahun t , dan $W_i \cdot MTTR_i$ adalah biaya tenaga kerja, dengan W_i adalah upah per jam dari personel yang memperbaiki kegagalan. Oleh karena itu, biaya yang dikeluarkan pada tahun t untuk memulihkan dan menjaga fungsi yang dijalankan oleh semua komponen jaringan adalah:

$$MR_t = 365 \times 24 \times \sum_i \frac{[C_i(t) + W_i \cdot MTTR_i]}{MTBF_i}, t \geq t_0 \quad (1.6)$$

yang merupakan jumlah dari semua komponen jaringan. TCO_n dalam (1.2) diberikan oleh (1.3), (1.5), dan (1.6). Perhatikan bahwa TCO ini mempertimbangkan faktor biaya yang berasal langsung dari infrastruktur jaringan. Perhitungan ini didasarkan pada pendekatan dari bawah ke atas di mana infrastruktur jaringan dirancang untuk n server selama periode perencanaan T [48].

- d. Ramp rate: Tingkat peningkatan atau penurunan produksi yang dapat dilakukan oleh pembangkit listrik dalam jangka waktu tertentu.
 - Optimisasi Ekspansi Kapasitas + Simulasi Biaya Produksi:
 - a. Tujuan: Mencapai biaya produksi terendah secara keseluruhan.
 - b. Batasan: Memperhitungkan margin cadangan, ketersediaan sumber daya, dan kebijakan atau kebijakan yang berlaku.
 - Hasil Ekspansi Kapasitas:
 - a. Penambahan Pembangkit: Informasi tentang pembangkit listrik baru yang ditambahkan ke dalam sistem.
 - b. Penambahan Transmisi: Informasi tentang peningkatan atau pengembangan jaringan transmisi untuk mengakomodasi penambahan kapasitas pembangkit.
 - c. Faktor Kapasitas: Persentase penggunaan kapasitas maksimum dari pembangkit listrik selama periode waktu tertentu.
 - d. Biaya Produksi: Estimasi biaya produksi total yang terkait dengan operasi sistem kelistrikan.
 - Gas Rumah Kaca:

Berikut data faktor emisi maksimum dengan mengalikannya dengan produksi energi per tipe pembangkit (MWh) untuk menganalisis emisi. Faktor emisi (Kg/MWh) untuk berbagai jenis emisi dan tipe pembangkit yang digunakan, sesuai dengan data yang tertera pada tabel 3.8.

Tabel 3. 10 Variasi emisi faktor per tipe pembangkit

Emisi Faktor (Kg/MWh)	Tipe Pembangkit				
Tipe Emisi	Biomass	Coal	Diesel	Gas	Mine Mouth Coal
Carbon dioxide	90	1050	3100	550	1050
Sulfur oxides	0.1	2.5	10	0.02	2.5
Nitrogen oxides	1	3	15	5	3

Sumber data yang digunakan dalam analisis ini meliputi *International Energy Agency* (IEA)[3], *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC), *United States Environmental Protection Agency* (EPA), dan *Technology Data for the Indonesian Power Sector - Catalogue for Generation and Storage of Electricity*. Dengan menggunakan pendekatan ini, dapat dilakukan penilaian komprehensif terhadap emisi untuk memahami dampak lingkungan dari berbagai teknologi pembangkit listrik. Persamaan kalkulasi emisi gas rumah kaca dapat ditampilkan sebagai berikut:

$$\sum_{j=1}^{30} \sum_{p=1}^3 DEP_{n,j,p} \times \alpha_p = 0 \quad (1.7)$$

Rumus 1.7 menggambarkan penjumlahan emisi gas rumah kaca karakteristik dari jenis sumber primer tertentu selama periode waktu 30 tahun. Emisi dihitung berdasarkan produk demand energi primer (DEP) pada tahun tertentu untuk setiap sektor (j) dan jenis bahan bakar (p), dan koefisien emisi gas rumah kaca yang sesuai (α_p)[49].

Demand energi primer (DEP) mewakili total konsumsi energi dari jenis sumber primer tertentu. Koefisien emisi gas rumah kaca (α_p) adalah parameter yang mengukur emisi CO₂, NO_x, dan SO_x, yang merupakan tiga jenis gas rumah kaca utama yang dipertimbangkan dalam analisis ini. Emisi NO_x dan SO_x dikonversi menjadi setara CO₂ berdasarkan Potensi Pemanasan Global selama 100 tahun masing-masing. Perhitungan emisi gas rumah kaca dari konsumsi batubara, minyak, dan gas alam disederhanakan dalam penelitian ini, dengan mengasumsikan

faktor emisi *default* untuk pembakaran stasioner yang diusulkan oleh *Intergovernmental Panel on Climate Change*. Emisi tersembunyi, yang mengacu pada pelepasan gas rumah kaca yang tidak disengaja selama ekstraksi, produksi, pengolahan, dan transportasi bahan bakar fosil, tidak diperhitungkan dalam perhitungan ini. Atau dapat menggunakan persamaan alternatif lain sebagai berikut:

$$ECT_n = \sum_p \sum_s \sum_e ECP_{e,s} \times \left(\frac{1}{f_{e,s,p}} \right) \times EF_{e,s,p} \quad (1.8)$$

Dalam persamaan 1.8, ECT_n mewakili emisi karbon yang dihasilkan dari proses konversi energi. $ECP_{e,s}$ mengacu pada produk konversi energi, yang merupakan energi yang diperoleh setelah mengkonversi energi primer (p) dari sumber ke energi sekunder jenis (e) menggunakan teknologi (s). Pernyataan $\left(\frac{1}{f_{e,s,p}} \right)$ mewakili faktor efisiensi. Ini menggambarkan efisiensi proses konversi dari sumber energi primer ke energi sekunder jenis (e) menggunakan teknologi (p). Nilai efisiensi yang lebih tinggi menunjukkan proses konversi yang lebih efisien, yang menghasilkan emisi karbon yang lebih rendah. $EF_{e,s,p}$ mewakili faktor emisi untuk bahan bakar yang digunakan selama proses konversi energi. Faktor ini mengukur jumlah emisi karbon yang terkait dengan bahan bakar tertentu yang digunakan saat mengkonversi energi dari jenis primer ke jenis sekunder (e) menggunakan teknologi (s). Dengan menjumlahkan hasil kali produk konversi energi ($ECP_{e,s}$), invers dari faktor efisiensi $\left(\frac{1}{f_{e,s,p}} \right)$, dan faktor emisi ($EF_{e,s,p}$) untuk setiap jenis primer (p), teknologi (s), dan jenis sekunder (e), rumus ini menghitung total emisi karbon yang dihasilkan dari proses konversi energi.

3.3.2 Model regulasi dan batasan

Tabel 3. 11 Skenario simulasi

No.	Scenario	Nuclear	Fossil	Grid Inter-Connection	Fuel Switching/ Electrification	Intervention Charging EV
0	Scenario Pembangunan Berkelanjutan (PB)	(LCOE)	Gas, Coal, Diesel (LCOE)	✓	✓	Siang

0'	<i>Scenario Pembangunan Berkelanjutan (PB)</i>	(LCOE)	Gas, Coal, Diesel (LCOE)	✓	✓	Malam
1	<i>Scenario Indonesia Emas Progresif</i>	✗	Gas, Coal, Diesel (LCOE)	✓	✓	Siang
1'	<i>Scenario Indonesia Emas Progresif</i>	✗	Gas, Coal, Diesel (LCOE)	✓	✓	Malam
2	<i>Speculative Geothermal Potential Scenario</i>	(LCOE)	Gas (LCOE)	✗	✓	Malam
3	<i>Hypothetic Geothermal Potential Scenario</i>	(LCOE)	Gas (LCOE)	✗	✓	Malam
4	<i>Hydro Power Resources Potential Scenario</i>	(LCOE)	Gas (LCOE)	✗	✓	Malam
5	<i>Micro Hydro Resources Potential Scenario</i>	(LCOE)	Gas (LCOE)	✗	✓	Malam

Skenario Historis (BAU) mengacu pada skenario perkembangan sistem kelistrikan Wilayah Indonesia Barat berdasarkan data historis dan kebijakan yang sudah ada. Skenario Indonesia Emas Khatulistiwa merujuk pada skenario yang menggambarkan visi Indonesia untuk menjadi negara dengan sistem kelistrikan yang berkelanjutan, efisien, dan berbasis energi terbarukan. Referensi dan keterangan menggunakan data dan informasi yang diperoleh dari sumber seperti *Technology Data for the Indonesia Power Sector* dan NREL.

Tabel 3. 12 Geothermal resources potential (based on RUEN document, 2016)[24]

No	Region	Resources (MW)	
		Speculative	Hypothetic
1	Sumatera	3,191	2,334
2	Jawa - Bali	1,560	1,739
3	Kalimantan	153	30
Total		4,904	4,103

Tabel 3. 13 Hydro resources potential (dari EBTKE)[24]

No	Region	Hydro (GW)	Micro Hydro (GW)
----	--------	------------	------------------

1	Sumatera	15,6	5,73
2	Jawa - Bali	4,2	2,91
3	Kalimantan	21,6	8,1
Total		41,4	16,74

Kandidat Pembangkit mengacu pada daftar potensi pembangkit listrik yang dapat ditinjau dalam pemodelan. Teknologi, kapasitas, biaya investasi, biaya operasional, dan ramp rate dari kandidat pembangkit tersebut perlu diperhatikan. *Capacity Factor* Maksimal pembangkit mengacu pada persentase penggunaan kapasitas maksimum dari pembangkit listrik selama periode waktu tertentu dan dapat digunakan sebagai parameter dalam pemodelan.

Efisiensi pembangkit menggambarkan tingkat efisiensi energi yang dicapai oleh pembangkit listrik. Data efisiensi tersebut juga diperoleh dari sumber seperti *Technology Data for the Indonesian Power Sector*. Permintaan energi listrik dapat diproyeksikan dalam skenario yang berbeda, misalnya dengan asumsi efisiensi tetap atau adanya perubahan ke sumber energi yang berbeda. Biaya pembangkit (CAPEX dan OPEX) juga membutuhkan data yang relevan dan dapat diperoleh dari sumber seperti *Technology Data for the Indonesian Power Sector*. Daftar kebijakan mencakup kebijakan terkait penghentian operasional pembangkit listrik tertentu, seperti pensiunnya pembangkit listrik tenaga batu bara pada tahun 2060 atau pensiunkan pembangkit listrik tenaga batu bara yang berumur lebih dari 25 tahun pada tahun 2030. Target bauran energi bersih (EBT) juga dapat menjadi faktor yang memengaruhi skenario dan pemodelan. Seluruh informasi ini digunakan dalam pemodelan untuk menciptakan skenario dan hasil yang sesuai dengan studi yang dilakukan.

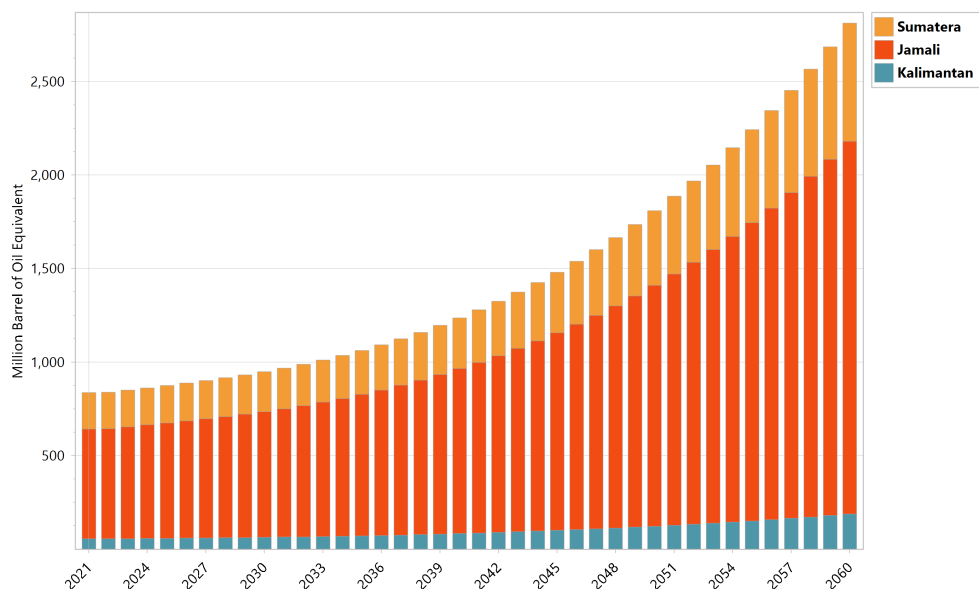
BAB 4 HASIL DAN ANALISIS

Bab ini memaparkan hasil simulasi LEAP dengan skenario BAU dan PB, dimana masing-masing metode dengan historikal data dan asumsi dasar untuk intervensi oleh elektrifikasi dan bersih dari emisi.

4.1 Hasil LEAP

4.1.1 Final total demand energi

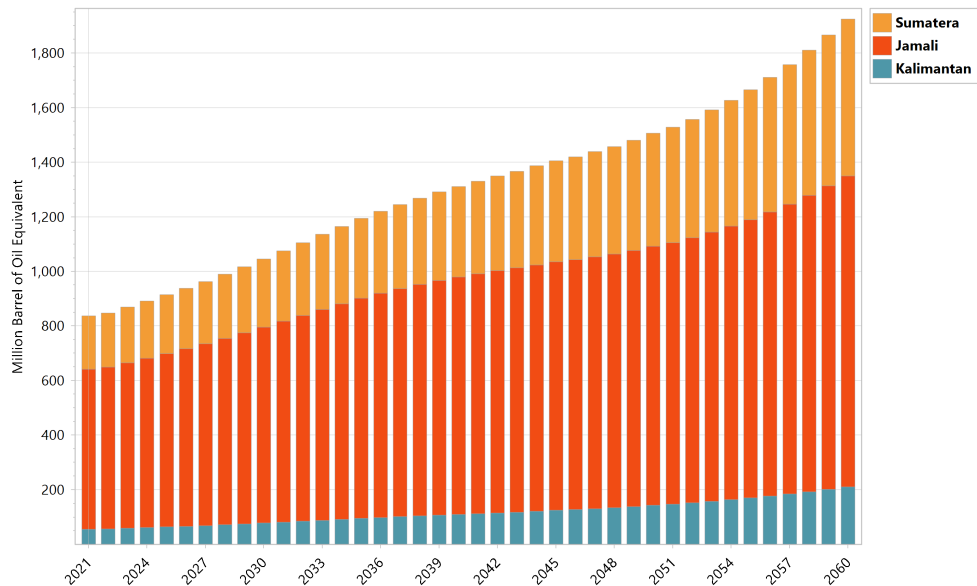
Pada sub-bab ini analisis telah dilakukan terhadap Permintaan Energi dalam Juta Barrel Minyak Setara (MBOE) untuk wilayah Sumatera, Jamali, dan Kalimantan dari tahun 2021 hingga 2060 dalam dua skenario: BAU dan PB untuk semua jenis bahan bakar. Data menunjukkan proyeksi permintaan energi untuk setiap wilayah dalam rentang waktu yang diberikan.



Gambar 4. 1 Total demand skenario BAU

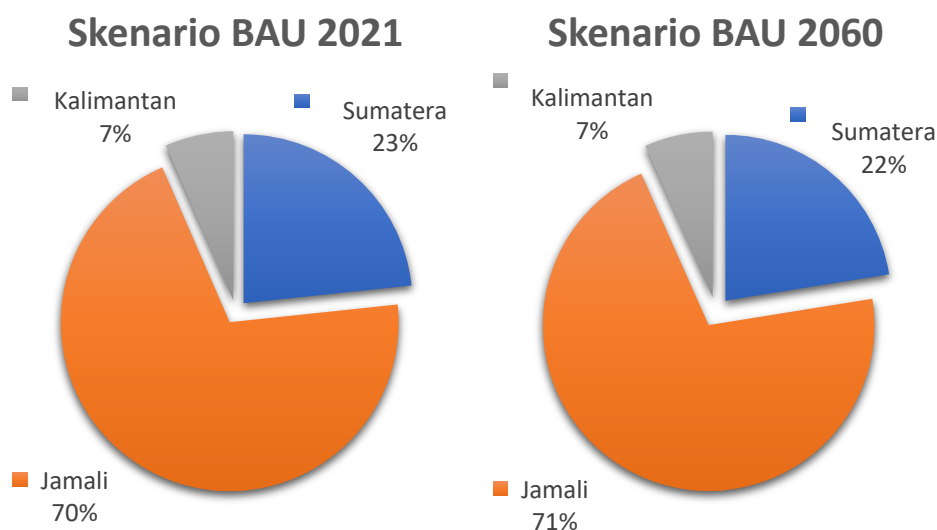
Pada skenario BAU (Gambar 4. 1), permintaan energi untuk wilayah Sumatera diperkirakan akan terus meningkat dari 195,1 MBOE pada tahun 2021 menjadi 631,8 MBOE pada tahun 2060, dengan total konsumsi sebesar 12.932,9 MBOE selama periode tersebut. Kemudian, wilayah Jamali diproyeksikan mengalami pertumbuhan permintaan energi yang konsisten, dimulai dari 586,8 MBOE pada tahun 2021 dan mencapai 1.905,5 MBOE pada tahun 2060, dengan total 41.304,1 MBOE. Di sisi lain, Kalimantan menunjukkan permintaan energi yang relatif lebih

rendah dibandingkan dengan wilayah lainnya, dengan perkiraan konsumsi sebesar 3.869,8 MBOE selama periode tersebut.



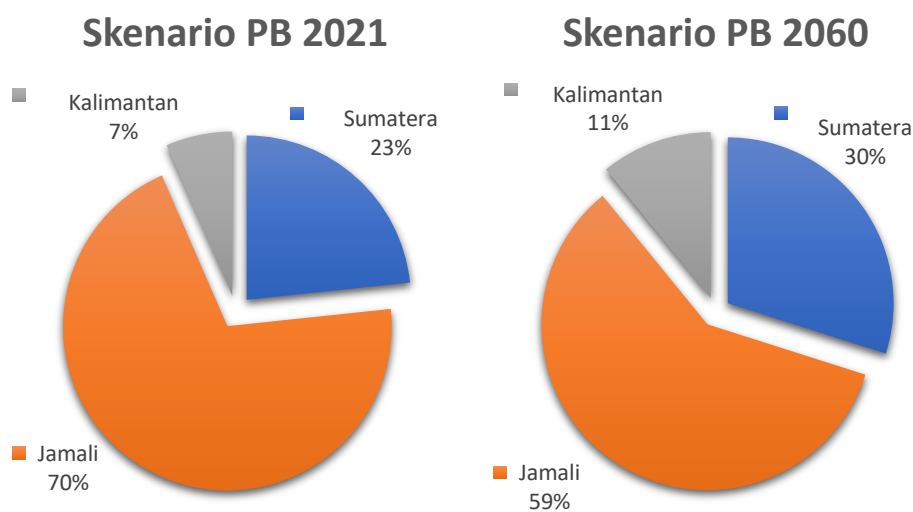
Gambar 4. 2 Total demand skenario PB

Pada skenario PB (Gambar 4. 2), permintaan energi untuk wilayah Sumatera menunjukkan peningkatan yang signifikan, dimulai dari 195,1 MBOE pada tahun 2021 dan mencapai 575,8 MBOE pada tahun 2060. Konsumsi energi total untuk wilayah Sumatera dalam skenario ini diperkirakan mencapai 13.824,3 MBOE. Wilayah Jamali diharapkan mengikuti pola pertumbuhan yang serupa, dengan permintaan energi meningkat dari 586,8 MBOE pada tahun 2021 menjadi 1.139,9 MBOE pada tahun 2060, dengan total 34.075,2 MBOE. Permintaan energi Kalimantan juga menunjukkan peningkatan yang bertahap, dengan perkiraan konsumsi mencapai 209,6 MBOE pada tahun 2060, dengan total 4.611,1 MBOE.



Gambar 4. 3 Persentase energi skenario BAU per regional

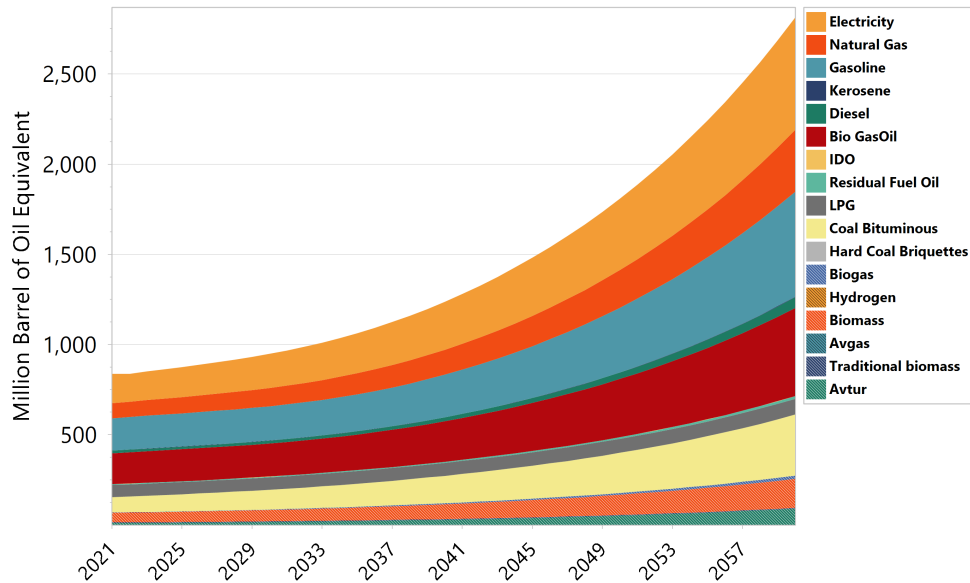
Dalam skenario BAU (Gambar 4. 3), permintaan energi untuk wilayah Sumatera diperkirakan akan mengalami peningkatan yang signifikan, mencapai 631,8 MBOE pada tahun 2060. Hal ini mewakili perubahan persentase yang besar sebesar 2,98% dibandingkan dengan nilai awal pada tahun 2021 dan wilayah Jamali menunjukkan pertumbuhan yang luar biasa dalam permintaan energi, dengan nilai yang melonjak menjadi 1.994,1 MBOE pada tahun 2060, menunjukkan perubahan persentase sebesar 3,11% selama periode tersebut. Kalimantan, meskipun menunjukkan permintaan energi yang lebih rendah dibandingkan dengan wilayah lainnya, tetap menunjukkan perubahan persentase yang signifikan. Permintaan energi untuk Kalimantan diperkirakan akan meningkat menjadi 187,2 MBOE pada tahun 2060, mewakili perubahan persentase sebesar 3,13%.



Gambar 4. 4 Persentase energi skenario PB per regional

Mengacu pada skenario PB (Gambar 4. 4), analisis mengungkapkan lintasan yang berbeda untuk permintaan energi. Wilayah Sumatera, dalam skenario ini, diperkirakan akan memiliki permintaan energi yang lebih rendah sebesar 575,8 MBOE pada tahun 2060. Hal ini mewakili perubahan persentase sebesar 2,74% dibandingkan dengan nilai awal pada tahun 2021. Demikian juga, wilayah Jamali menunjukkan pertumbuhan yang signifikan dalam permintaan energi, mencapai 1.139,9 MBOE pada tahun 2060, dengan perubahan persentase sebesar 1,67% selama periode tersebut. Dalam skenario PB, permintaan energi Kalimantan diperkirakan akan meningkat menjadi 209,6 MBOE pada tahun 2060, menunjukkan perubahan persentase sebesar 3,42%.

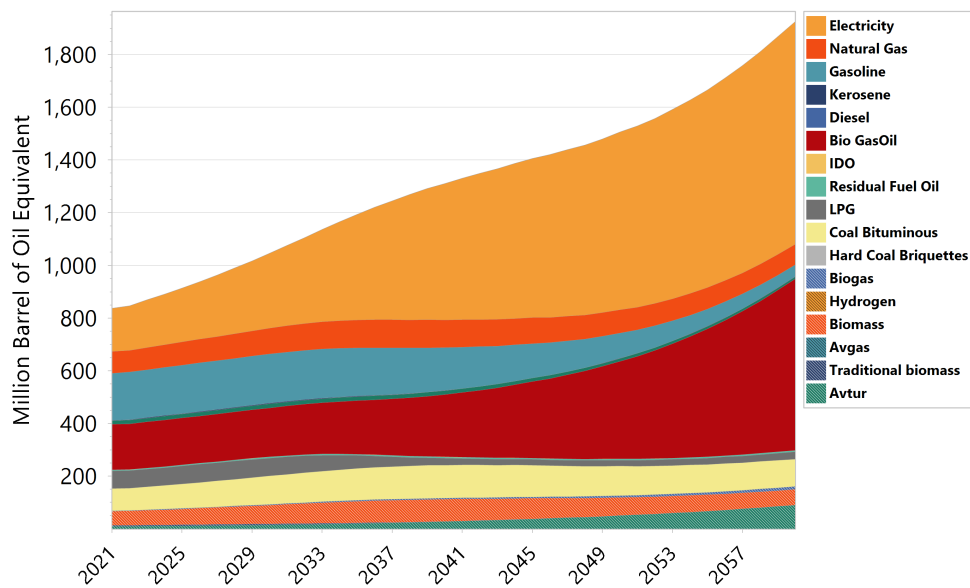
4.1.2 Total demand energi per tipe energi



Gambar 4. 5 Total demand skenario BAU per tipe energi

Konsumsi listrik diperkirakan (Gambar 4. 5) akan meningkat secara stabil dan linier dari 163,1 MBOE pada tahun 2021 menjadi 594,9 MBOE pada tahun 2060. Pertumbuhan ini mencerminkan peningkatan ketergantungan terhadap listrik sebagai sumber energi utama dan ekspansi elektrifikasi di berbagai sektor. Konsumsi gas alam juga diproyeksikan meningkat, meskipun pada laju yang lebih lambat dibandingkan dengan listrik. Diperkirakan akan meningkat dari 83,2 MBOE pada tahun 2021 menjadi 342,5 MBOE pada tahun 2060. Gas alam banyak digunakan untuk pemanasan, pembangkitan listrik, dan proses industri, yang berkontribusi pada permintaannya yang terus berlanjut. Konsumsi bensin tetap relatif stabil sepanjang periode analisis, berkisar antara 178,3 MBOE pada tahun 2021 hingga 582,3 MBOE pada tahun 2060. Stabilitas ini dapat diatribusikan kepada faktor-faktor seperti pengenalan bahan bakar alternatif dan pergeseran bertahap menuju kendaraan listrik. Bahan bakar cair lainnya, seperti minyak tanah, solar, dan bio GasOil, juga mengalami peningkatan konsumsi yang perlahan. Bahan bakar ini terutama digunakan untuk transportasi dan diperkirakan akan tumbuh seiring dengan pertumbuhan populasi dan ekonomi. Sumber energi terbarukan, termasuk biogas dan biomassa, menunjukkan potensi pertumbuhan yang signifikan. Konsumsi biogas diproyeksikan meningkat dari 1,8 MBOE pada tahun 2021

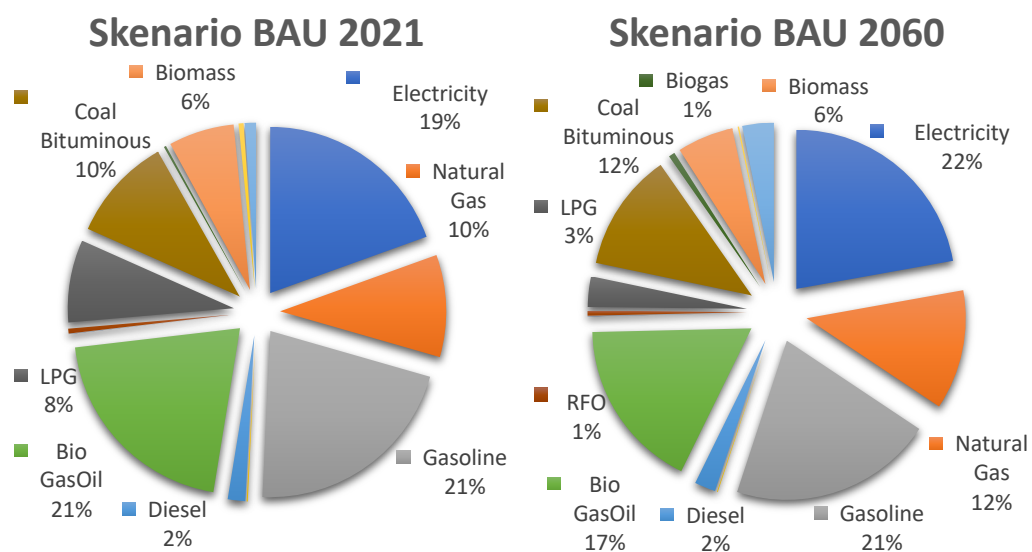
menjadi 284,6 MBOE pada tahun 2060, sedangkan konsumsi biomassa diperkirakan akan meningkat dari 53,4 MBOE pada tahun 2021 menjadi 3.652,3 MBOE pada tahun 2060. Tren ini mencerminkan fokus yang semakin meningkat pada solusi energi berkelanjutan dan transisi menuju masa depan rendah karbon. Perlu dicatat bahwa keandalan data tidak mencakup beberapa jenis bahan bakar tertentu, seperti hidrogen dan briket batubara, yang menunjukkan bahwa bahan bakar ini memiliki peran terbatas.



Gambar 4. 6 Total demand skenario PB per tipe energi

Di antara sumber-sumber bahan bakar (Gambar 4. 6), konsumsi listrik menunjukkan peningkatan signifikan dari tahun ke tahun, dimulai dari 163,1 MBOE pada tahun 2021 dan mencapai 846,0 MBOE pada tahun 2060. Kenaikan ini dapat dikaitkan dengan meningkatnya permintaan listrik di wilayah-wilayah ini seiring dengan pertumbuhan populasi dan aktivitas industri yang terus berkembang. Konsumsi gas alam tetap relatif stabil, dengan sedikit peningkatan dari 83,2 MBOE pada tahun 2021 menjadi 79,2 MBOE pada tahun 2060. Hal ini menunjukkan bahwa gas alam terus memainkan peran yang konsisten dalam campuran energi di wilayah-wilayah ini. Di sisi lain, konsumsi bensin tetap relatif stabil, hanya menunjukkan peningkatan yang rendah dari 178,3 MBOE pada tahun 2021 menjadi 47,0 MBOE pada tahun 2060. Hal ini dapat disebabkan oleh popularitas yang meningkat dari kendaraan listrik dan implementasi sistem transportasi yang lebih

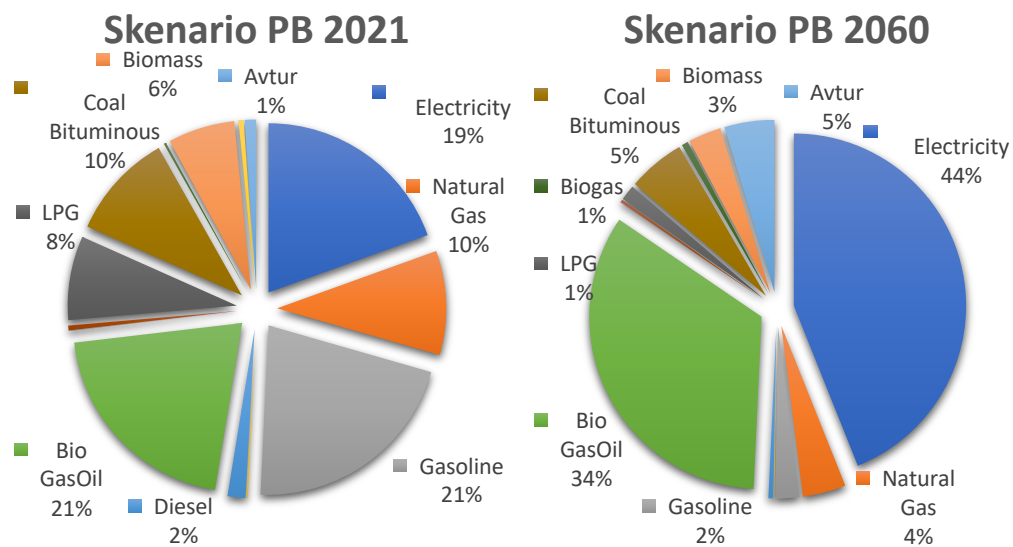
efisien dalam penggunaan bahan bakar. Konsumsi kerosin dan solar mengikuti pola yang serupa, dengan penurunan yang bertahap dari tahun ke tahun. Penurunan ini dapat dikaitkan dengan kemajuan teknologi dan peralihan ke alternatif bahan bakar yang lebih bersih dan berkelanjutan. Bio GasOil dan LPG menunjukkan tren peningkatan, yang menunjukkan ketergantungan yang semakin meningkat pada bahan bakar bio dan gas petroleum cair. Pergeseran ini mencerminkan upaya untuk mengurangi emisi karbon dan beralih ke sumber energi yang lebih bersih. Konsumsi batubara bituminous tetap relatif tinggi sepanjang tahun, menunjukkan ketergantungan yang berkelanjutan pada batubara untuk pembangkitan energi. Namun, penting untuk menjelajahi alternatif yang lebih bersih guna mengurangi dampak lingkungan yang terkait dengan penggunaan batubara. Konsumsi biomassa juga menunjukkan peningkatan bertahap, yang menunjukkan pemanfaatan sumber energi terbarukan untuk pemanasan, memasak, dan aplikasi energi lainnya.



Gambar 4. 7 Persentase energi skenario BAU per tipe beban

Permintaan kebutuhan listrik (Gambar 4. 7) menunjukkan peningkatan yang signifikan dari 163,1 MBOE pada tahun 2021 menjadi proyeksi 623,9 MBOE pada tahun 2060, menandakan pertumbuhan yang substansial sekitar 3,41%. Lonjakan konsumsi listrik ini dapat dikaitkan dengan ketergantungan yang semakin meningkat pada perangkat elektronik, kemajuan teknologi, dan pertumbuhan populasi di wilayah-wilayah ini. Demikian juga, permintaan gas alam diperkirakan akan mengalami pertumbuhan yang signifikan, meningkat dari 83,2 MBOE pada

tahun 2021 menjadi perkiraan 342,5 MBOE pada tahun 2060. Ini mewakili tingkat pertumbuhan sekitar 3,60%, mencerminkan preferensi terhadap gas alam sebagai alternatif yang lebih bersih dan lebih mudah diakses dibandingkan dengan bahan bakar fosil konvensional. Permintaan bensin, bahan bakar yang banyak digunakan dalam sektor transportasi, diproyeksikan mengalami peningkatan yang substansial dari 178,3 MBOE pada tahun 2021 menjadi 582,3 MBOE pada tahun 2060, menandakan tingkat pertumbuhan sekitar 3%. Lonjakan ini dapat dikaitkan dengan jumlah kendaraan yang semakin meningkat di jalan raya, terutama di wilayah-wilayah berkembang, yang dipadukan dengan transisi yang lebih lambat menuju kendaraan listrik. Kerosin dan solar, yang terutama digunakan dalam industri penerbangan dan transportasi, diperkirakan akan mengalami tingkat pertumbuhan sedang sebesar 2,44% dan 3,66% masing-masing. Permintaan kerosin diperkirakan akan meningkat dari 0,9 MBOE pada tahun 2021 menjadi 2,2 MBOE pada tahun 2060, sedangkan permintaan solar diproyeksikan naik dari 14,3 MBOE menjadi 60,2 MBOE selama periode yang sama. Bio GasOil, sumber bahan bakar terbarukan, diperkirakan akan mengalami pertumbuhan yang signifikan, dengan permintaan meningkat dari 172,1 MBOE pada tahun 2021 menjadi 488,3 MBOE pada tahun 2060, mewakili tingkat pertumbuhan yang mengesankan sekitar 2,64%. Tren positif ini dapat dikaitkan dengan fokus yang semakin meningkat pada solusi energi berkelanjutan dan pengurangan emisi gas rumah kaca. Di sisi lain, beberapa jenis bahan bakar diperkirakan akan menunjukkan tingkat pertumbuhan yang lebih moderat. Permintaan LPG, misalnya, diproyeksikan meningkat dari 67,2 MBOE menjadi 87,2 MBOE, menunjukkan tingkat pertumbuhan sekitar 0,65%. Demikian juga, permintaan batubara bituminus diperkirakan akan naik dari 85,0 MBOE menjadi 3,51 MBOE, dengan tingkat pertumbuhan sekitar 3,51%. Menariknya, briket batubara keras, hidrogen, dan Avgas tidak menunjukkan pertumbuhan, karena keandalan data menunjukkan tidak ada nilai untuk tahun 2021 dan 2060.

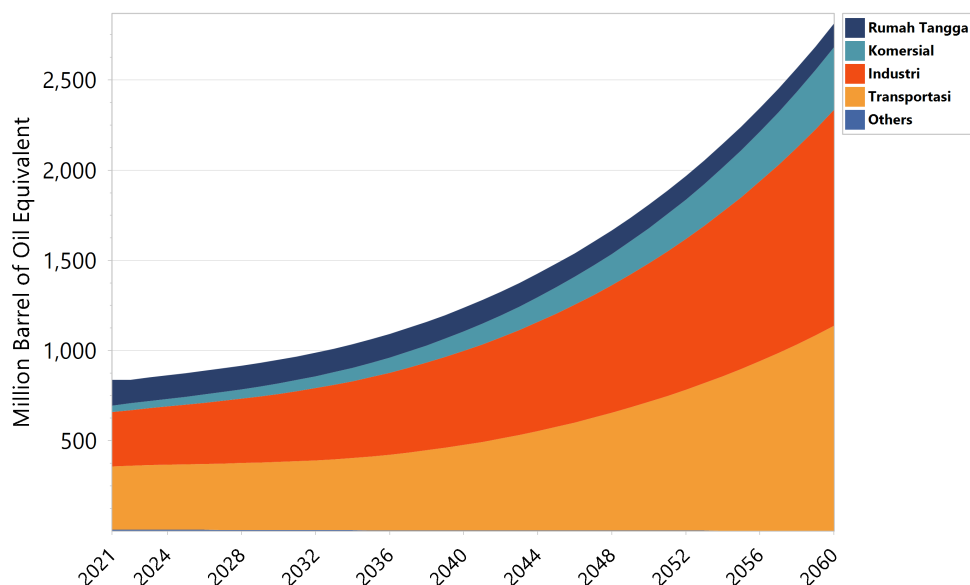


Gambar 4. 8 Persentase energi skenario PB per tipe beban

Analisis ini (Gambar 4. 8) mengungkapkan wawasan menarik tentang lintasan masa depan permintaan energi. Permintaan listrik diproyeksikan mengalami peningkatan yang signifikan dari 163,1 MBOE pada tahun 2021 menjadi 2.486,1 MBOE yang mengesankan pada tahun 2060. Pertumbuhan sekitar 4,20% ini mengaksentuasi peran penting listrik dalam memenuhi kebutuhan energi wilayah-wilayah terpilih. Pertumbuhan populasi, urbanisasi, dan kemajuan teknologi menjadi faktor yang berkontribusi pada lonjakan eksponensial permintaan listrik ini. Di sisi lain, permintaan gas alam diperkirakan mengikuti pola yang berbeda. Meskipun permintaan awalnya meningkat dari 83,2 MBOE pada tahun 2021 menjadi 105,5 MBOE pada tahun 2040, namun secara perlahan menurun menjadi 77,9 MBOE pada tahun 2060. Ini mencerminkan tingkat pertumbuhan negatif sekitar 0,16% selama periode tersebut. Penurunan permintaan gas alam dapat diatribusikan pada faktor seperti peralihan ke sumber energi terbarukan dan penekanan yang semakin meningkat pada dekarbonisasi. Permintaan bensin, bahan bakar utama yang digunakan dalam sektor transportasi, menunjukkan tren penurunan sepanjang periode analisis. Permintaan bensin mengalami penurunan dari 178,3 MBOE pada tahun 2021 menjadi 43,4 MBOE pada tahun 2060, mewakili penurunan yang signifikan sekitar 3,47%. Penurunan ini dapat diatribusikan pada adopsi kendaraan listrik, kemajuan dalam efisiensi bahan bakar, dan perubahan preferensi konsumen terhadap pilihan transportasi alternatif. Demikian juga, permintaan avtur dan solar

mengalami tren penurunan, menunjukkan pergeseran ke alternatif yang lebih bersih dalam sektor penerbangan dan transportasi. Permintaan avtur menurun dari 0,9 MBOE pada tahun 2021 menjadi 1,0 MBOE pada tahun 2060, sementara permintaan solar menurun dari 14,3 MBOE menjadi 8,6 MBOE dalam periode yang sama. Bahan bakar terbarukan, seperti Bio GasOil, mengalami pertumbuhan yang signifikan sepanjang periode analisis. Permintaan Bio GasOil meningkat dari 172,1 MBOE pada tahun 2021 menjadi 650,4 MBOE yang mengesankan pada tahun 2060, mencerminkan pertumbuhan sekitar 3,38%. Lonjakan ini didorong oleh upaya untuk mengurangi emisi gas rumah kaca dan beralih ke sumber energi yang lebih bersih dan berkelanjutan. Bahan bakar lainnya, seperti LPG dan batubara bituminous, menunjukkan tren yang bervariasi. Permintaan LPG fluktuatif dari waktu ke waktu, dengan puncak pada tahun 2030 dan kemudian penurunan secara perlahan. Permintaan batubara bituminous, di sisi lain, menunjukkan peningkatan sedikit hingga tahun 2040, diikuti dengan penurunan secara perlahan.

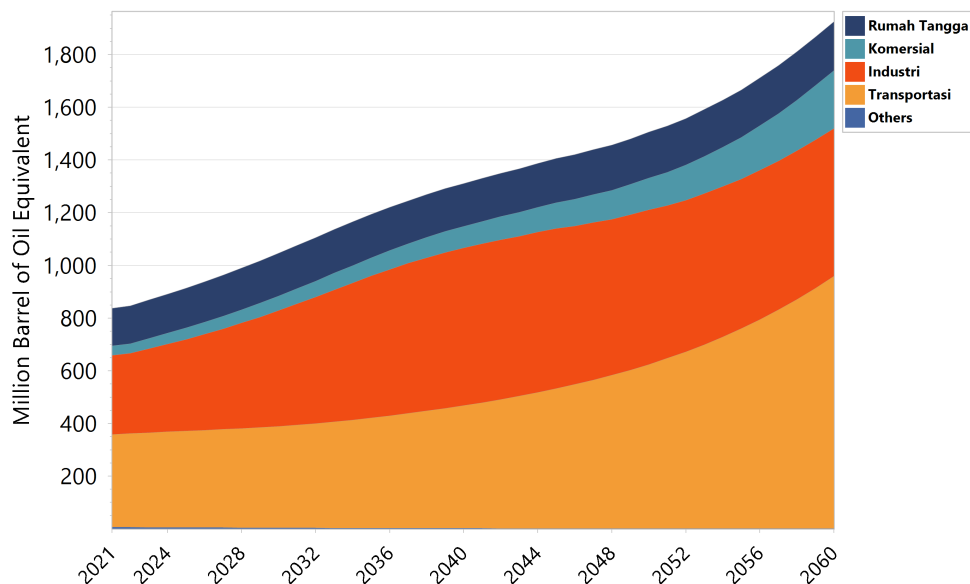
4.1.3 Total demand energi per sektor



Gambar 4. 9 Total demand energi skenario BAU per sektor

Dalam pemecahan permintaan kebutuhan energi berdasarkan sektor (Gambar 4. 9), dapat dilihat seperti, Rumah Tangga: Permintaan energi dari rumah tangga relatif stabil sepanjang periode proyeksi, dimulai dari 141,8 MBOE pada tahun 2021 dan mempertahankan tingkat konsisten sebesar 130,9 MBOE hingga tahun 2060,

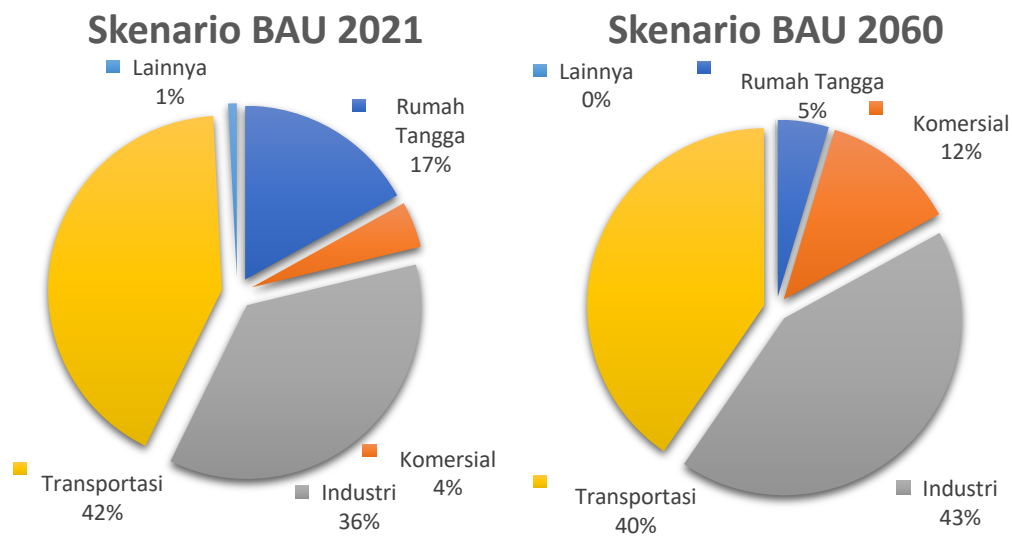
dengan total 5.247,9 MBOE. Komersial: Sektor komersial menunjukkan peningkatan permintaan energi secara bertahap seiring waktu, mencerminkan pertumbuhan dan ekspansi ekonomi. Memulai dari 35,8 MBOE pada tahun 2021, permintaan naik menjadi 347,9 MBOE pada tahun 2060, mencapai total akumulasi sebesar 5.528,7 MBOE. Industri: Sektor industri menunjukkan permintaan energi tertinggi di antara semua sektor. Memulai dari 301,2 MBOE pada tahun 2021, permintaan secara stabil meningkat sepanjang periode proyeksi, mencapai 1.197,3 MBOE pada tahun 2060. Total permintaan energi kumulatif untuk sektor ini mencapai 24.177,1 MBOE. Transportasi: Sektor transportasi juga menunjukkan pola pertumbuhan permintaan energi yang konsisten. Permintaan dimulai dari 351,0 MBOE pada tahun 2021, mencapai 1.136,2 MBOE pada tahun 2060, dengan total 23.047,9 MBOE. Lainnya: sektor Lainnya mencakup konsumsi energi yang beragam dan tidak termasuk dalam sektor-sektor sebelumnya. Permintaan energi dalam sektor ini relatif rendah, berkisar dari 6,6 MBOE pada tahun 2021 menjadi 0,7 MBOE pada tahun 2060. Total permintaan energi kumulatif selama periode proyeksi mencapai 105,2 MBOE.



Gambar 4. 10 Total demand energi skenario PB per sektor

Dimulai dengan sektor rumah tangga (Gambar 4. 10), permintaan energi diperkirakan akan terus meningkat dari waktu ke waktu. Pada tahun 2021, permintaan energi mencapai 141,8 MBOE, dan diperkirakan akan mencapai 185,0

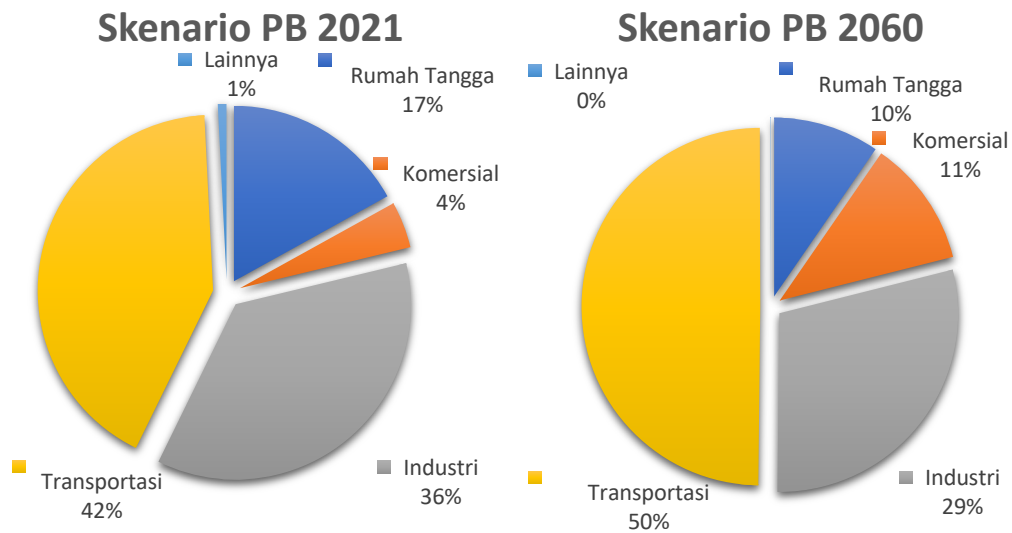
MBOE pada tahun 2060. Pertumbuhan ini dapat diatribusikan pada pertumbuhan populasi, urbanisasi, dan penggunaan peralatan dan teknologi yang membutuhkan energi tinggi di rumah tangga. Beralih ke sektor komersial, permintaan energi diperkirakan akan mengalami tren kenaikan yang serupa. Dari 35,8 MBOE pada tahun 2021, diperkirakan akan meningkat menjadi 220,8 MBOE pada tahun 2060. Aktivitas komersial yang berkembang, seperti kantor, ritel, dan jasa, serta kebutuhan energi yang meningkat di tempat-tempat ini, berkontribusi pada tren naik ini. Sektor industri merupakan bagian yang signifikan dari permintaan energi. Dengan permintaan energi sebesar 301,2 MBOE pada tahun 2021, diperkirakan akan terus meningkat menjadi 560,3 MBOE pada tahun 2060. Aktivitas industri, termasuk manufaktur, konstruksi, dan operasi mesin berat, membutuhkan input energi yang substansial untuk menjaga pertumbuhan dan memenuhi permintaan produksi. Transportasi adalah sektor lain yang memiliki permintaan energi tinggi. Pada tahun 2021, permintaan energi di sektor ini adalah 351,0 MBOE, dan diperkirakan akan mencapai 958,6 MBOE pada tahun 2060. Jumlah kendaraan yang semakin meningkat, terutama di wilayah berkembang, bersamaan dengan kebutuhan mobilitas yang meningkat, membutuhkan konsumsi energi yang signifikan untuk tujuan transportasi. Terakhir, sektor Lainnya mencakup konsumsi energi yang beragam dan tidak termasuk dalam sektor-sektor yang disebutkan sebelumnya. Ini termasuk aktivitas seperti pertanian, penggunaan non-komersial, dan operasi skala kecil. Meskipun permintaan energi dalam sektor ini relatif kecil, diperkirakan akan tumbuh sedikit dari 6,6 MBOE pada tahun 2021 menjadi 0,7 MBOE pada tahun 2060.



Gambar 4. 11 Persentase energi skenario BAU per sektor

Analisis permintaan kebutuhan energi (Gambar 4. 11) menampilkan pandangan menarik tentang pola pertumbuhan di sektor-sektor yang berbeda. Di antara sektor-sektor tersebut, Rumah Tangga mengalami penurunan marginal negatif sebesar 0,20% dalam permintaan energi, dari 141,8 MBOE pada tahun 2021 menjadi tingkat yang konsisten sebesar 130,9 MBOE dari tahun 2030 hingga 2060. Tren ini menunjukkan bahwa konsumsi energi di rumah tangga relatif stabil selama bertahun-tahun. Sementara itu, sektor Komersial menunjukkan peningkatan yang stabil dalam permintaan energi. Dimulai dari 35,8 MBOE pada tahun 2021, permintaan energi sektor ini naik secara konsisten menjadi 347,9 MBOE pada tahun 2060, dengan tingkat pertumbuhan yang signifikan sekitar 5,85%. Peningkatan ini dapat dikaitkan dengan ekspansi kegiatan komersial dan permintaan energi yang semakin meningkat di sektor-sektor seperti ritel, perhotelan, dan jasa. Permintaan energi di sektor Industri juga menunjukkan tren pertumbuhan positif. Permintaan energi meningkat dari 301,2 MBOE pada tahun 2021 menjadi 1.197,3 MBOE yang signifikan pada tahun 2060, dengan tingkat pertumbuhan sekitar 3,51%. Pertumbuhan ini didorong oleh ekspansi kegiatan industri, termasuk manufaktur, konstruksi, dan industri berat. Sektor Transportasi, yang mencakup kegiatan transportasi, menunjukkan peningkatan yang konsisten dalam permintaan energi. Dari 351,0 MBOE pada tahun 2021, permintaan energi sektor ini tumbuh menjadi 1.136,2 MBOE pada tahun 2060, dengan tingkat pertumbuhan sekitar 2,98%.

Permintaan energi yang semakin meningkat di sektor transportasi terutama disebabkan oleh pertumbuhan penduduk, urbanisasi, dan kebutuhan mobilitas yang meningkat. Permintaan energi dalam sektor Lainnya, yang mencakup sektor-sektor lain yang beragam, mengalami penurunan negatif sebesar 5,56%. Dimulai dari 6,6 MBOE pada tahun 2021, permintaan energi secara bertahap menurun menjadi 0,7 MBOE pada tahun 2060.

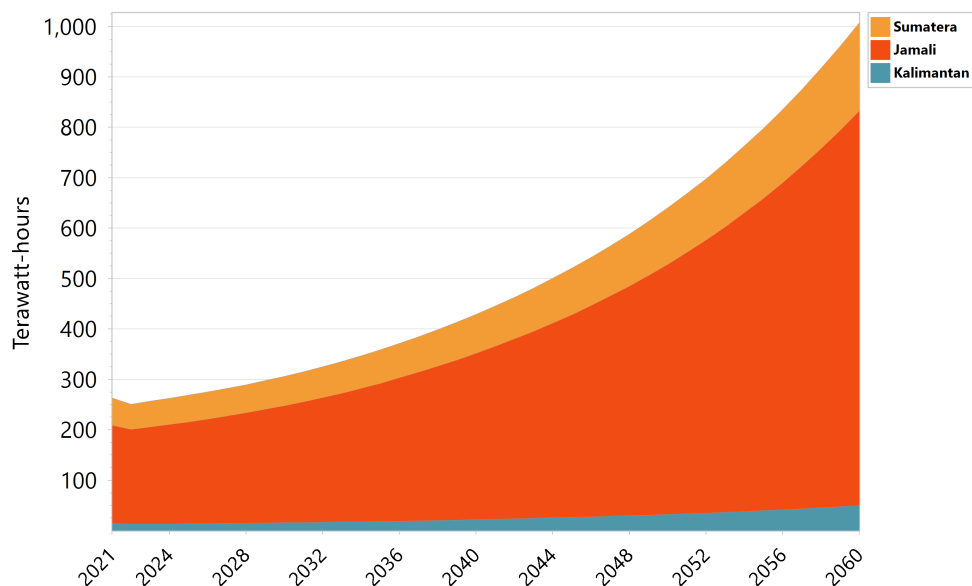


Gambar 4. 12 Persentase energi skenario PB per sektor

Analisis permintaan energi di berbagai sektor (Gambar 4. 12) mengungkapkan tren menarik dan pola pertumbuhan. Dimulai dengan sektor Rumah Tangga, permintaan energi tumbuh secara stabil dari 141,8 MBOE pada tahun 2021 menjadi 185,0 MBOE pada tahun 2060, yang mengindikasikan tingkat pertumbuhan sekitar 0,67%. Peningkatan bertahap ini menunjukkan pertumbuhan moderat dalam konsumsi energi oleh rumah tangga selama bertahun-tahun. Pada sektor Komersial, permintaan energi menunjukkan pola pertumbuhan yang lebih terlihat. Dimulai dari 35,8 MBOE pada tahun 2021, permintaan energi meningkat secara signifikan menjadi 220,8 MBOE pada tahun 2060, menandakan tingkat pertumbuhan sekitar 4,65%. Pertumbuhan ini dapat dikaitkan dengan berkembangnya kegiatan komersial dan peningkatan kebutuhan energi oleh bisnis di sektor-sektor seperti ritel, perhotelan, dan jasa. Sektor Industri juga menunjukkan pertumbuhan positif dalam permintaan energi. Dari 301,2 MBOE pada tahun 2021, permintaan energi meningkat menjadi 560,3 MBOE pada tahun 2060, mencerminkan tingkat

pertumbuhan sekitar 1,56%. Pertumbuhan permintaan energi industri didorong oleh faktor-faktor seperti ekspansi industri, kemajuan teknologi, dan peningkatan permintaan barang-manufaktur. Permintaan energi di sektor Transportasi, yang mencakup aktivitas transportasi, mengalami pertumbuhan yang konsisten. Dimulai dari 351,0 MBOE pada tahun 2021, permintaan energi tumbuh menjadi 958,6 MBOE pada tahun 2060, yang mengindikasikan tingkat pertumbuhan sekitar 2,54%. Pertumbuhan ini dapat dikaitkan dengan peningkatan populasi, urbanisasi, dan kebutuhan yang semakin meningkat terhadap layanan transportasi. Namun, sektor Lainnya, yang mencakup sektor-sektor lain yang bervariasi, mengalami penurunan permintaan energi negative sebesar 5,41%. Dimulai dari 6,6 MBOE pada tahun 2021, permintaan energi secara bertahap menurun menjadi 0,7 MBOE pada tahun 2060.

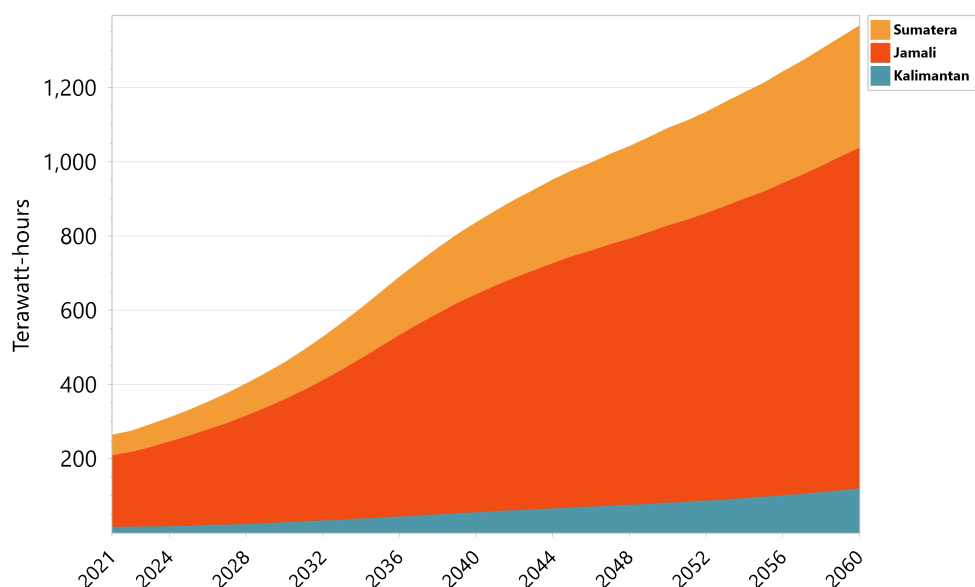
4.1.4 Total energi listrik per sektor Wilayah Indonesia Barat



Gambar 4. 13 Total elektrifikasi skenario BAU pada Wilayah Indonesia Barat

Mulai dari Sumatera (Gambar 4. 13), permintaan listrik di wilayah ini diperkirakan akan mengalami peningkatan yang bertahap dari waktu ke waktu. Dimulai dari 54,0 TWh pada tahun 2021, permintaan diperkirakan mencapai 175,1 TWh pada tahun 2060. Pertumbuhan ini mencerminkan pertumbuhan populasi wilayah, urbanisasi, dan industri yang berkembang, yang semuanya berkontribusi pada peningkatan konsumsi listrik. Beralih ke Jambi, sebuah wilayah dengan populasi lebih besar

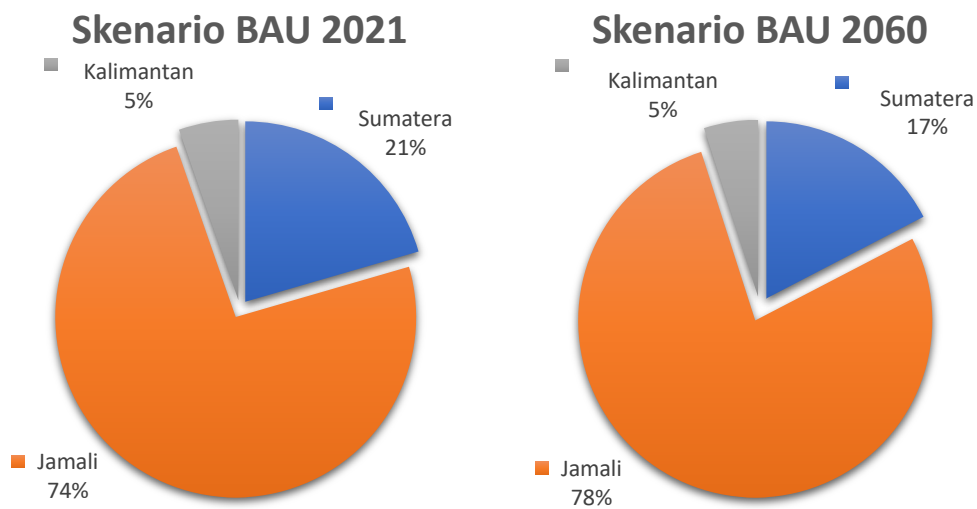
dan aktivitas industri yang lebih tinggi, permintaan listrik diperkirakan mengalami pertumbuhan yang signifikan. Dimulai dari 195,4 TWh pada tahun 2021, diperkirakan mencapai 782,8 TWh pada tahun 2060. Peningkatan permintaan listrik dapat diatribusikan kepada faktor-faktor seperti perkembangan ekonomi, urbanisasi, dan penggunaan listrik yang semakin meningkat di sektor residensial, komersial, dan industri. Kalimantan, wilayah lain yang sedang dianalisis, menunjukkan permintaan listrik yang relatif lebih rendah. Dimulai dari 14,1 TWh pada tahun 2021, diperkirakan mencapai 49,8 TWh pada tahun 2060. Permintaan di wilayah ini dipengaruhi oleh faktor-faktor seperti ukuran populasi, kegiatan ekonomi, dan upaya elektrifikasi. Meskipun permintaannya lebih rendah dibandingkan dengan wilayah lain, namun masih signifikan untuk pembangunan wilayah dan kesejahteraan penduduknya. Secara keseluruhan, permintaan listrik total di seluruh wilayah diperkirakan akan meningkat secara stabil selama periode proyeksi. Dari 263,4 TWh pada tahun 2021, diperkirakan mencapai 1.007,6 TWh pada tahun 2060.



Gambar 4. 14 Total elektrifikasi skenario PB pada Wilayah Indonesia Barat

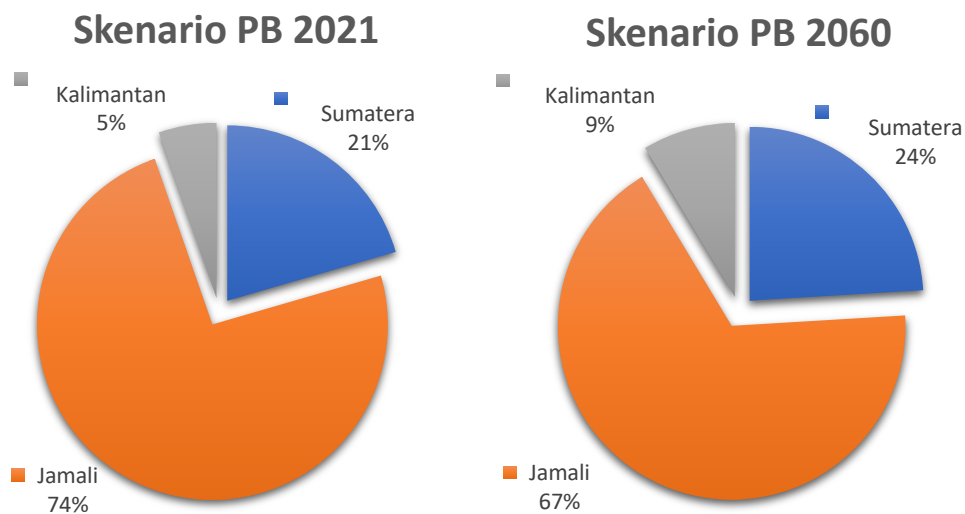
Mulai dari Sumatera (Gambar 4. 14), wilayah ini diproyeksikan mengalami peningkatan permintaan listrik yang stabil dari waktu ke waktu. Dimulai dari 54,0 TWh pada tahun 2021, permintaan diperkirakan mencapai 328,6 TWh pada tahun 2060. Pertumbuhan ini dapat disebabkan oleh faktor-faktor seperti pertumbuhan

populasi, perkembangan ekonomi, dan peningkatan elektrifikasi di berbagai sektor. Peningkatan permintaan ini menegaskan perlunya pasokan listrik yang handal dan berkelanjutan di Sumatera. Beralih ke Jambi, wilayah dengan populasi lebih besar dan aktivitas industri yang lebih intens, permintaan listrik diperkirakan akan tumbuh secara signifikan. Dimulai dari 195,4 TWh pada tahun 2021, diproyeksikan mencapai 920,0 TWh pada tahun 2060. Peningkatan permintaan yang substansial ini mencerminkan pertumbuhan ekonomi wilayah ini, urbanisasi, dan penggunaan listrik yang semakin luas di sektor residensial, komersial, dan industri. Memenuhi permintaan yang meningkat ini memerlukan infrastruktur energi yang kuat dan kebijakan energi yang efektif untuk memastikan pasokan listrik yang handal dan terjangkau. Kalimantan, wilayah lain yang sedang diteliti, menunjukkan permintaan listrik yang relatif lebih rendah. Dimulai dari 14,1 TWh pada tahun 2021, diproyeksikan mencapai 117,8 TWh pada tahun 2060. Meskipun permintaan di Kalimantan relatif besaran, wilayah ini tetap memainkan peran penting dalam mendukung perkembangan wilayah dan meningkatkan standar hidup penduduknya. Mendorong praktik energi berkelanjutan dan mempromosikan efisiensi energi dapat berkontribusi dalam memenuhi kebutuhan energi wilayah ini sekali lalu meminimalkan dampak lingkungan. Secara keseluruhan, permintaan listrik total di seluruh wilayah diperkirakan akan terus meningkat seiring berjalannya periode proyeksi. Dari 263,4 TWh pada tahun 2021, diproyeksikan mencapai 32.299,6 TWh pada tahun 2060.



Gambar 4. 15 Persentase elektrifikasi skenario BAU pada Wilayah Indonesia Barat

Dalam menganalisis permintaan kebutuhan listrik di wilayah Sumatera (Gambar 4. 15), dapat dilihat pola pertumbuhan yang stabil. Dimulai dari 54,0 TWh pada tahun 2021, permintaan meningkat menjadi 175,1 TWh pada tahun 2060, mencerminkan tingkat pertumbuhan sekitar 2,98%. Hal ini menunjukkan pertumbuhan konsumsi listrik yang moderat di wilayah Sumatera selama periode yang dianalisis. Berpindah ke wilayah Jamali, ditemukan tren pertumbuhan yang serupa. Permintaan listrik di Jamali meningkat dari 195,4 TWh pada tahun 2021 menjadi 782,8 TWh pada tahun 2060, menghasilkan tingkat pertumbuhan sekitar 3,53%. Pertumbuhan yang signifikan ini dapat dikaitkan dengan faktor-faktor seperti pertumbuhan penduduk, perkembangan ekonomi, dan peningkatan elektrifikasi di wilayah tersebut. Di wilayah Kalimantan, permintaan listrik juga menunjukkan tren pertumbuhan positif. Dimulai dari 14,1 TWh pada tahun 2021, permintaan meningkat menjadi 49,8 TWh pada tahun 2060, mewakili tingkat pertumbuhan sekitar 3,21%. Pertumbuhan ini didorong oleh faktor-faktor seperti industrialisasi, urbanisasi, dan kebutuhan akan listrik untuk mendukung berbagai sektor di Kalimantan. Mengenai permintaan listrik secara keseluruhan di ketiga wilayah tersebut, kita dapat melihat pertumbuhan yang konsisten. Dari 263,4 TWh pada tahun 2021, total permintaan listrik mencapai 1.007,6 TWh pada tahun 2060, mencerminkan tingkat pertumbuhan sekitar 3,41%.



Gambar 4. 16 Persentase elektrifikasi skenario PB pada Wilayah Indonesia Barat

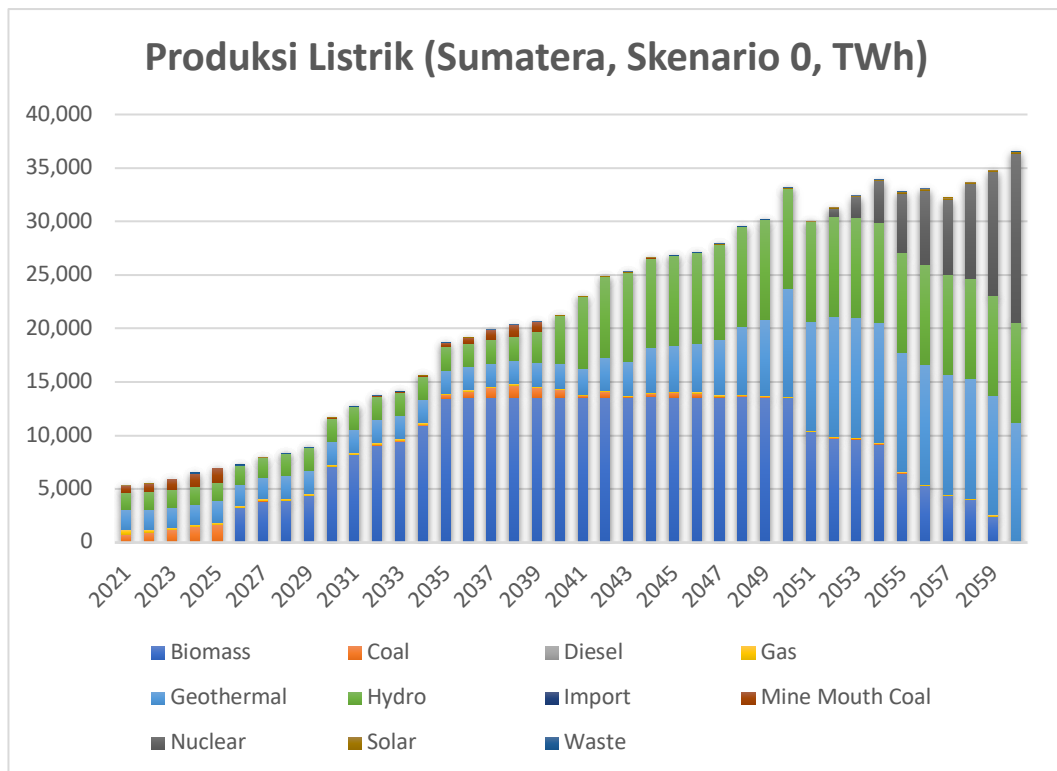
Saat menganalisis permintaan kebutuhan listrik di wilayah Sumatera (Gambar 4. 16), dapat dilihat tren pertumbuhan yang signifikan. Dimulai dari 54,0 TWh pada tahun 2021, permintaan meningkat menjadi 328,6 TWh pada tahun 2060, mencerminkan tingkat pertumbuhan yang cukup tinggi, yaitu sekitar 4,62%. Pertumbuhan yang kuat ini menunjukkan peningkatan konsumsi listrik di wilayah Sumatera selama periode yang dianalisis, yang dapat disebabkan oleh faktor-faktor seperti pertumbuhan penduduk, pembangunan ekonomi, dan aktivitas yang semakin intensif energi. Pada wilayah Jamali, telah ditemukan pola pertumbuhan yang serupa. Permintaan listrik di Jamali meningkat dari 195,4 TWh pada tahun 2021 menjadi 920,0 TWh pada tahun 2060, menghasilkan tingkat pertumbuhan sekitar 3,95%. Pertumbuhan yang signifikan ini menunjukkan permintaan listrik yang semakin meningkat di Jamali, didorong oleh faktor-faktor seperti ekspansi industri, urbanisasi, dan kebutuhan untuk mendukung aktivitas ekonomi di wilayah tersebut. Di wilayah Kalimantan, permintaan listrik juga menunjukkan tren pertumbuhan yang signifikan. Dimulai dari 14,1 TWh pada tahun 2021, permintaan meningkat menjadi 117,8 TWh pada tahun 2060, yang mewakili tingkat pertumbuhan sekitar 5,46%. Pertumbuhan yang luar biasa ini dipengaruhi oleh faktor-faktor seperti pertumbuhan penduduk, perkembangan industri, dan kebutuhan listrik di berbagai sektor di Kalimantan. Mengingat permintaan listrik secara keseluruhan di ketiga wilayah tersebut, kita dapat melihat pertumbuhan yang

konsisten. Dari 263,4 TWh pada tahun 2021, total permintaan listrik mencapai 1.366,5 TWh pada tahun 2060, mencerminkan tingkat pertumbuhan sekitar 4,20%.

4.2 Hasil simulasi PyPSA

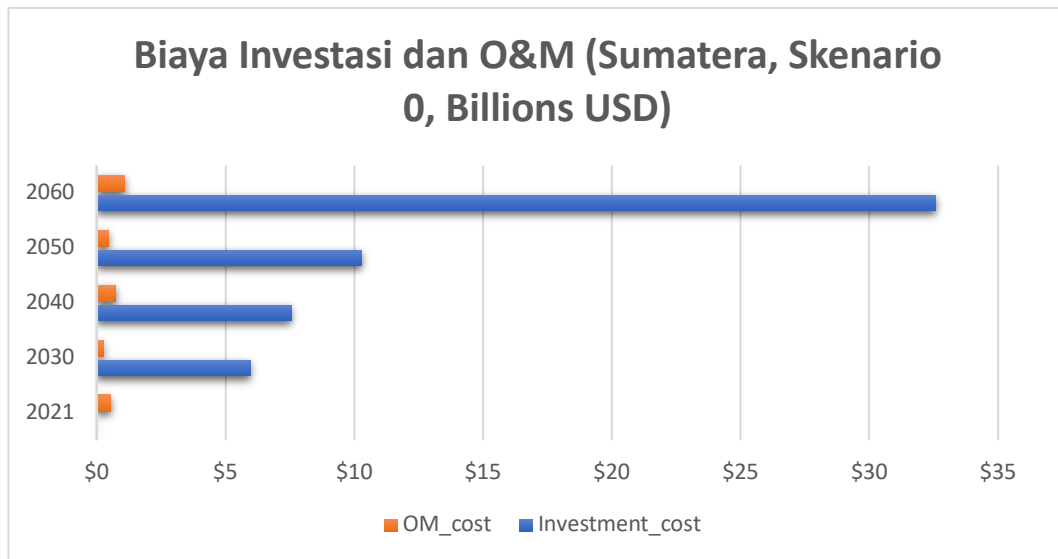
4.2.1 Skenario 0 Skenario Pembangunan Berkelanjutan (PB)

❖ Kandidat pembangkit dan interkoneksi



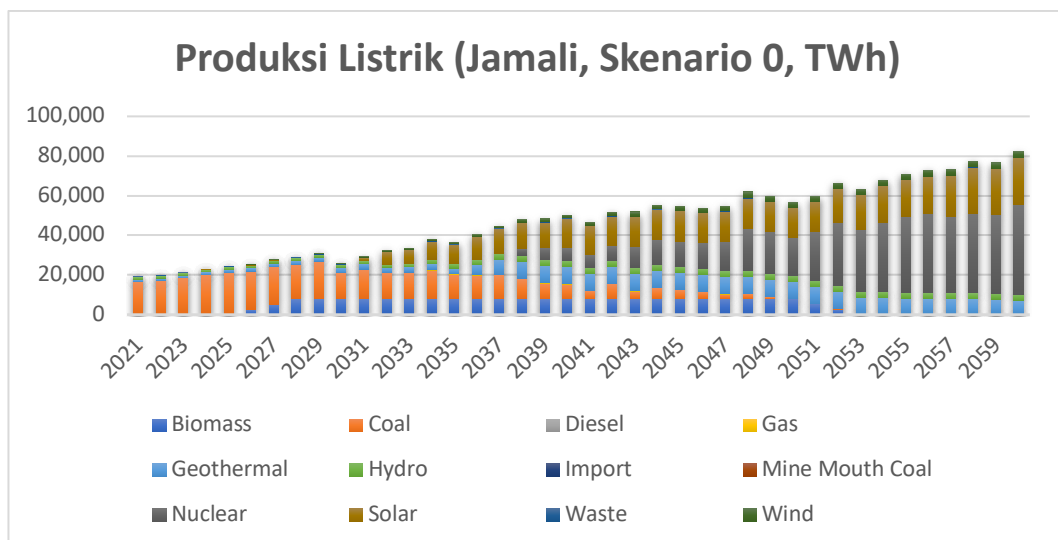
Gambar 4. 17 Hasil produksi listrik di Sumatera, skenario 0, TWh

Berdasarkan Gambar 4. 17 data yang dihasilkan menunjukkan produksi energi dari berbagai sumber dalam terawatt-jam (TWh) dari tahun 2021 hingga 2046. Perbandingan transisi dalam campuran energi antara tahun 2060 dan tahun dasar 2021 mengungkap perubahan yang signifikan. Pada tahun 2060, pangsa Biomassa turun menjadi 2% dari 35% pada tahun 2021. Batu bara turun dari 29% menjadi 17%. Diesel dan Gas juga mengalami penurunan dari 32% menjadi 18% dan dari 29% menjadi 16%, secara berturut-turut. Sementara itu, terjadi peningkatan kontribusi energi Geothermal, Hidro, Nuklir, Surya, Limbah, dan Angin. Geothermal meningkat dari 0% menjadi 18%, Hidro dari 35% menjadi 17%, Nuklir dari 0% menjadi 18%, Surya dari 0,09% menjadi 16%, Limbah dari 0% menjadi 18%, dan Angin dari 0% menjadi 21%. Impor dan Batu Bara Tambang tetap berada di 0% pada tahun 2060.



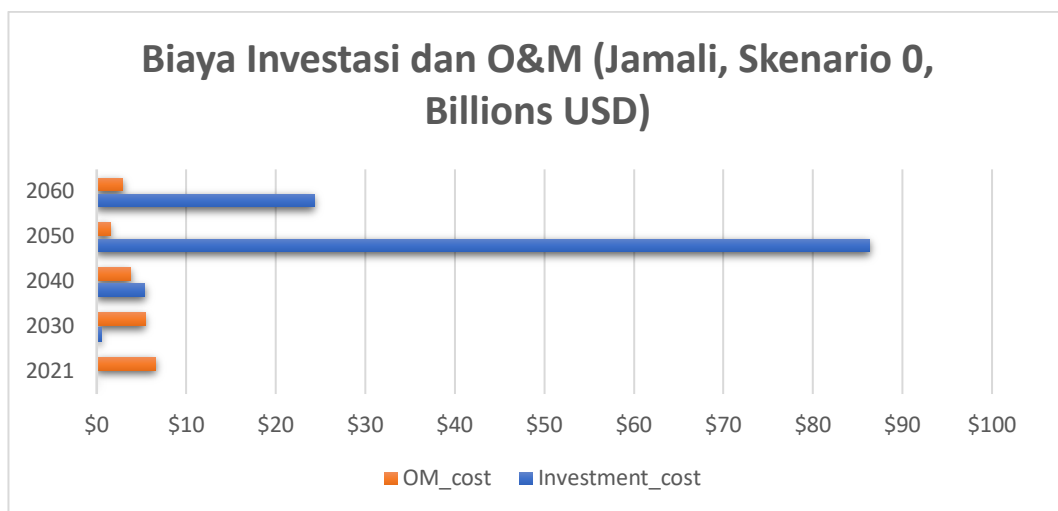
Gambar 4. 18 Hasil Biaya investasi dan O&M (Sumatera, skenario 0, Billions USD)

Berdasarkan Gambar 4. 18, data yang diberikan menunjukkan peningkatan signifikan dalam biaya investasi dan biaya operasional untuk periode yang diberikan, khususnya berfokus pada transisi dari tahun 2060. Dari tahun 2021 hingga 2059, biaya investasi tetap relatif stabil, mencapai \$30.177,36 billion USD pada tahun 2059. Namun, pada tahun 2060, terjadi lonjakan yang besar dalam biaya investasi menjadi \$32.570,41 billion USD. Demikian pula, biaya operasional dan pemeliharaan (O&M) menunjukkan tren pertumbuhan yang stabil sepanjang tahun, mencapai \$1.088,52 billion USD pada tahun 2060. Data ini menunjukkan perubahan yang signifikan dalam kebutuhan keuangan untuk proyek yang diberikan mulai dari tahun 2060 dan seterusnya.



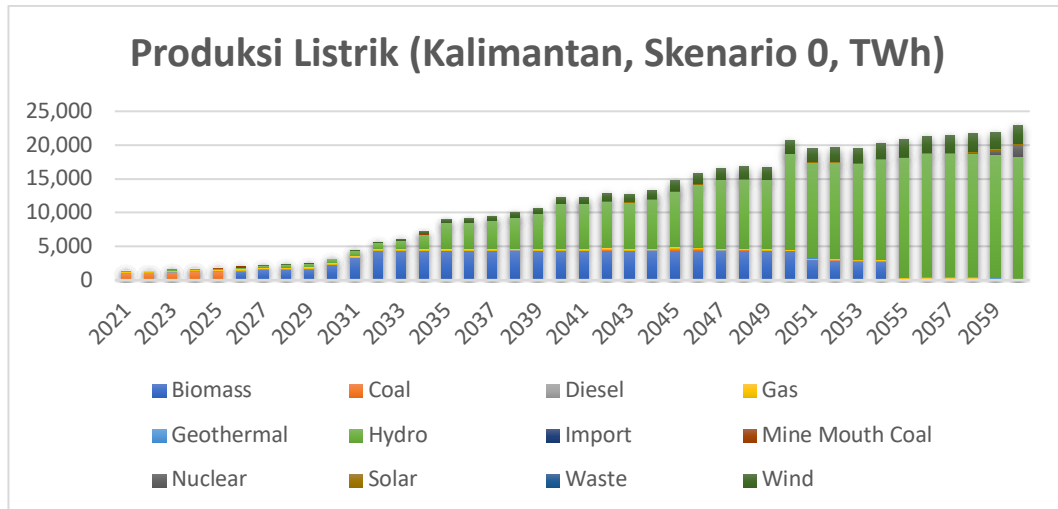
Gambar 4. 19 Hasil produksi listrik di Jamali, skenario 0, TWh

Dalam Gambar 4. 19, analisis data dari tahun 2021 hingga 2047, terdapat perbandingan transisi energi dalam Megawatt-hour (MWh). Pada tahun 2060, terjadi peningkatan yang signifikan dalam penggunaan sumber EBT. Energi biomassa, batubara, dan diesel mengalami penurunan sebesar 34%, 23%, dan 97% secara berturut-turut. Sementara itu, energi gas dan panas bumi mengalami peningkatan masing-masing sebesar 20% dan 10%. Energi hidro, nuklir, dan limbah juga tetap berkontribusi dengan persentase yang sama pada 7% secara keseluruhan. Energi surya dan angin mengalami peningkatan yang signifikan dengan persentase 153% dan 231% secara berturut-turut, kontribusi terbesar dalam energi terbarukan pada 14% dan 73%. Pada tahun 2047, energi terbarukan menyumbang sebanyak 70% dari total produksi energi.



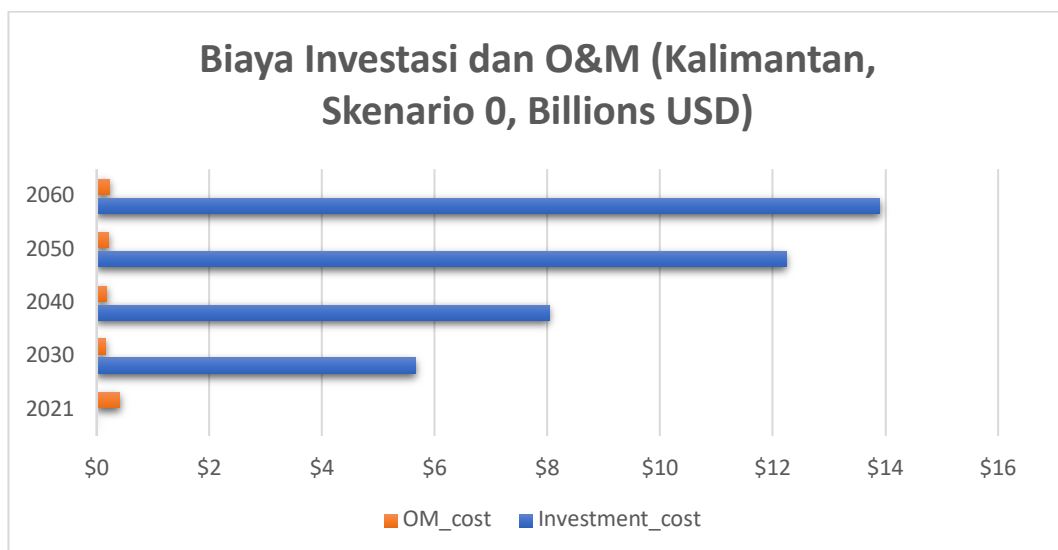
Gambar 4. 20 Hasil Biaya investasi dan O&M (Jamali, skenario 0, Billions USD)

Biaya investasi dan operasional untuk periode 2021 hingga 2060 telah dianalisis berdasarkan Gambar 4. 20. Biaya investasi tetap pada \$0,00 billion USD hingga tahun 2025, namun mulai meningkat sejak tahun 2026, mencapai \$24,31 billion USD pada tahun 2060. Di sisi lain, biaya operasional terus meningkat sepanjang periode tersebut, dengan kenaikan yang signifikan dari tahun 2038 hingga 2039. Pada tahun 2060, biaya operasional mencapai \$2,93 billion USD. Data tersebut menunjukkan adanya perubahan yang signifikan dalam biaya investasi dan operasional, dengan peningkatan yang signifikan dalam biaya investasi setelah tahun 2025 dan peningkatan yang bertahap dalam biaya operasional sepanjang periode tersebut.



Gambar 4. 21 Hasil produksi listrik di Kalimantan, skenario 0, TWh

Dalam Gambar 4. 21, analisis data yang disajikan, terdapat perbandingan transisi konsumsi energi berdasarkan sumber daya pada tahun 2060 dalam TWh. Pada tahun 2021, kontribusi energi terbesar berasal dari batubara sebesar 10,279 TWh, diikuti oleh gas 1,550 TWh dan hidro 797 TWh. Namun, pada tahun 2060, terjadi perubahan besar dalam pola konsumsi energi. Kontribusi terbesar beralih ke biomassa dengan 13,143 TWh, diikuti oleh gas 2,084 TWh dan angin 16,381 TWh.



Gambar 4. 22 Hasil Biaya investasi dan O&M (Kalimantan, Skenario 0, Billions USD)

Sebuah analisis dari Gambar 4. 22, data yang diberikan mengungkapkan peningkatan signifikan dalam biaya investasi dan biaya operasi dan pemeliharaan (OM) antara tahun 2060 dan tahun sebelumnya. Pada tahun 2060, biaya investasi mencapai \$13.895,76 billion USD, menandai peningkatan yang substansial dibandingkan tahun-tahun sebelumnya. Demikian pula, biaya OM juga mengalami peningkatan yang signifikan, mencapai \$219,95 billion USD. Tren naik ini

menunjukkan pengeluaran yang meningkat di bidang-bidang tersebut, menyoroti potensi perluasan proyek atau investasi di masa depan yang akan datang.

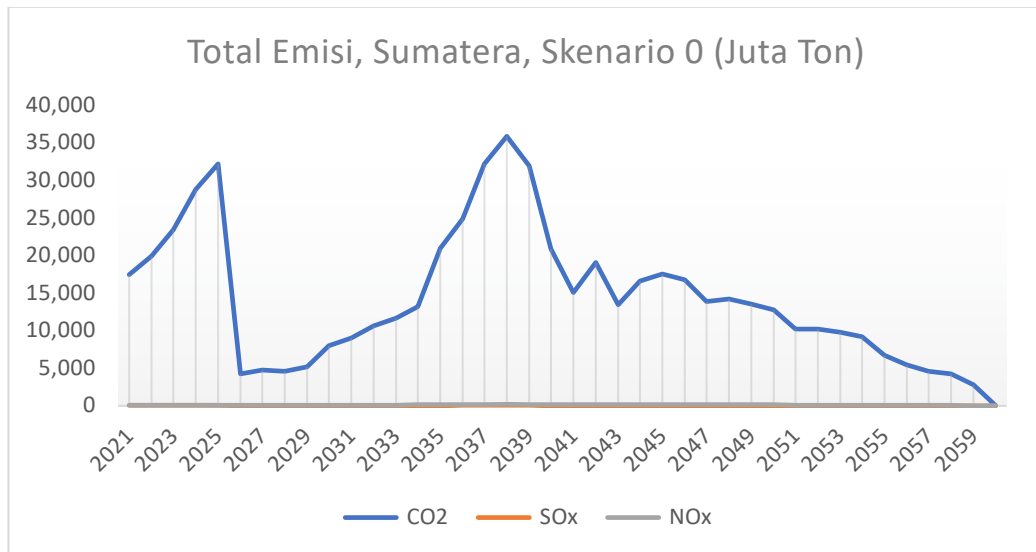
Tabel 4. 1 Hasil kandidat interkoneksi, skenario 0

Interkoneksi	Carrier	Daya Maksimum (MW)	Biaya Kapital (Millions USD)	Daya Optimal (MW)
Line_Jamali-Sumatera 2030	AC	3,000	\$49,425	2999.917911
Line_Jamali-Kalimantan 2030	AC	3,000	\$119,302	2999.920276
Line_Kalimantan-Sumatera 2030	AC	3,000	\$146,571	1.223754346
Line_Jamali-Sumatera 2035	AC	3,000	\$49,425	2999.916858
Line_Jamali-Kalimantan 2035	AC	3,000	\$119,302	2999.921278
Line_Kalimantan-Sumatera 2035	AC	3,000	\$146,571	1.920174408
Line_Jamali-Sumatera 2040	AC	3,000	\$49,425	2999.893768
Line_Jamali-Kalimantan 2040	AC	3,000	\$119,302	2999.8965
Line_Kalimantan-Sumatera 2040	AC	3,000	\$146,571	3.793913105
Line_Jamali-Sumatera 2045	AC	3,000	\$49,425	2999.759936
Line_Jamali-Kalimantan 2045	AC	3,000	\$119,302	2999.837497
Line_Kalimantan-Sumatera 2045	AC	3,000	\$146,571	2992.958019
Line_Jamali-Sumatera 2050	AC	3,000	\$49,425	2999.220512
Line_Jamali-Kalimantan 2050	AC	3,000	\$119,302	2999.816792
Line_Kalimantan-Sumatera 2050	AC	3,000	\$146,571	2999.496108
Line_Jamali-Sumatera 2055	AC	3,000	\$49,425	3.891951225
Line_Jamali-Kalimantan 2055	AC	3,000	\$119,302	1613.63588
Line_Kalimantan-Sumatera2055	AC	3,000	\$146,571	9.979099413

Berdasarkan Tabel 4. 1 Hasil kandidat interkoneksi, skenario 0, analisis kapasitas sistem interkoneksi menunjukkan perubahan berikut dalam daya maksimum dan daya optimal dari tahun 2060 ke depan. Line_Jamali-Sumatera 2060 memiliki daya maksimum sebesar 3.000 MW, Line_Jamali-Kalimantan 2060 memiliki daya

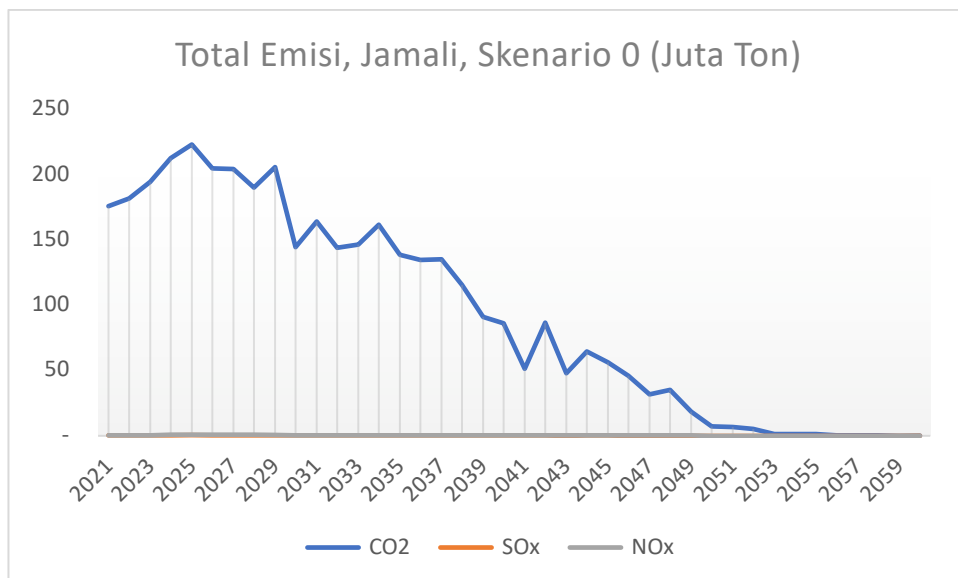
maksimum sebesar 3.000 MW, dan Line_Kalimantan-Sumatera 2060 memiliki daya maksimum sebesar 3.000 MW. Biaya kapital untuk Line_Jamali-Sumatera 2060 adalah \$49.425 million USD, untuk Line_Jamali-Kalimantan 2060 adalah \$119.302 million USD, dan untuk Line_Kalimantan-Sumatera 2060 adalah \$146.571 million USD. Daya optimal untuk Line_Jamali-Sumatera 2060 adalah 2.999,91 MW, untuk Line_Jamali-Kalimantan 2060 adalah 2.999,92 MW, dan untuk Line_Kalimantan-Sumatera 2060 adalah 1,22 MW, yang dapat diperluas.

❖ Emisi Gas Rumah Kaca



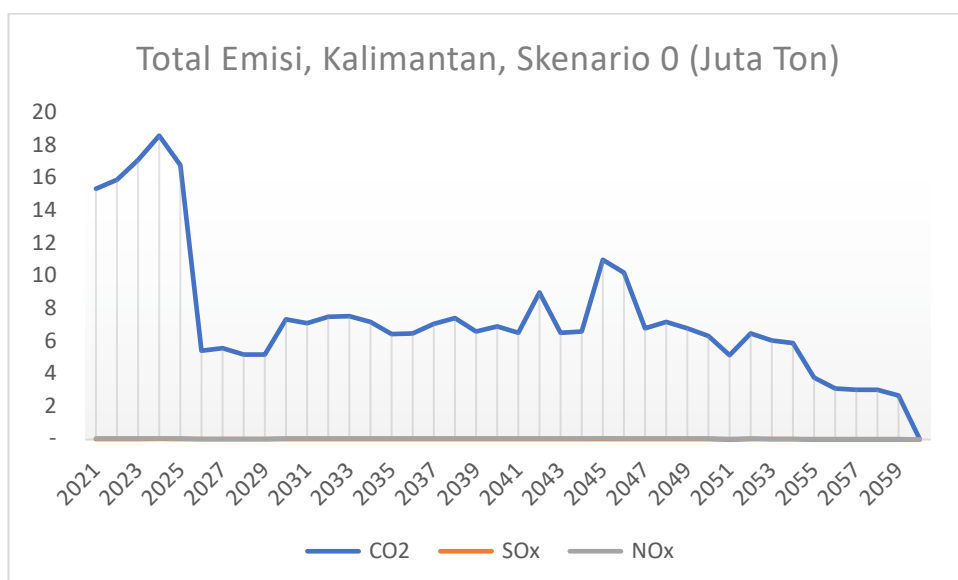
Gambar 4. 23 Hasil total emisi di Sumatera, skenario 0 (Juta Ton)

Analisis mitigasi emisi gas rumah kaca dari data pada Gambar 4. 23 Hasil total emisi di Sumatera, skenario 0 (Juta Ton), yang diberikan menunjukkan penurunan signifikan dalam kapasitas emisi pada tahun 2060. Emisi CO2 turun dari 17.469,84 juta ton pada tahun 2021 menjadi 40,80 juta ton pada tahun 2060. Emisi SOx menurun dari 37,58 juta ton menjadi 0,05 juta ton, sedangkan emisi NOx menurun dari 66,57 juta ton menjadi 0,45 juta ton pada tahun yang sama.



Gambar 4. 24 Hasil total emisi di Jamali, skenario 0 (Juta Ton)

Perubahan kapasitas emisi gas rumah kaca pada Gambar 4. 24 Hasil total emisi di Jamali, skenario 0 (Juta Ton), telah mengalami mitigasi yang signifikan. Pada tahun 2060, terjadi penurunan emisi CO₂ sebesar 61,995.44 juta ton, penurunan emisi SO_x sebesar 217.27 juta ton, dan penurunan emisi NO_x sebesar 100.64 juta ton dibandingkan dengan tahun 2021.



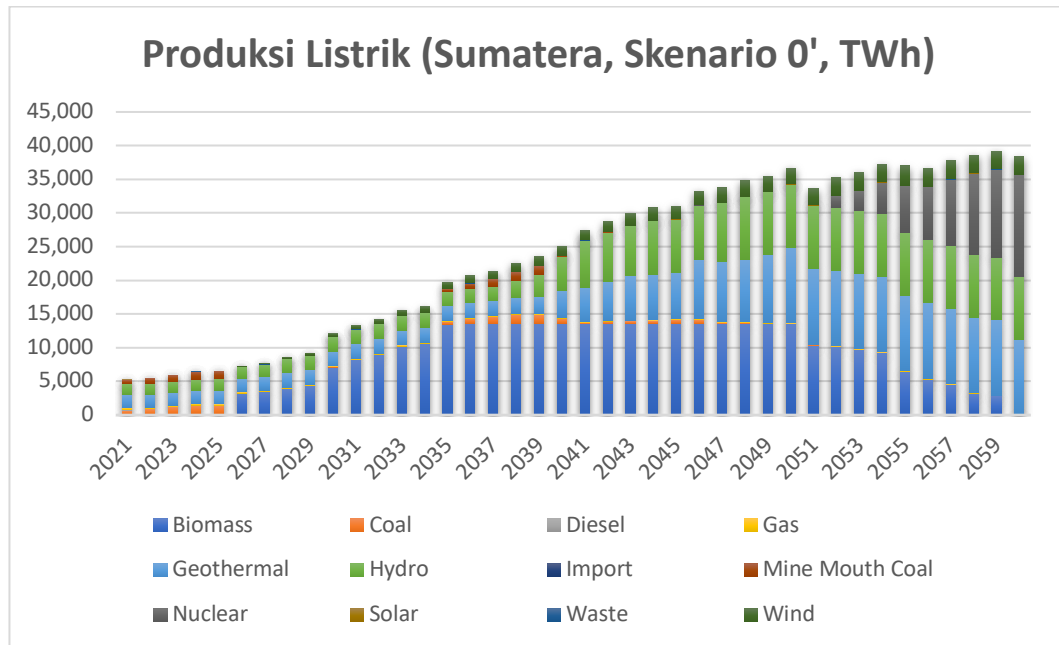
Gambar 4. 25 Hasil total emisi di Kalimantan, skenario 0 (Juta Ton)

Analisis mitigasi emisi gas rumah kaca pada Gambar 4. 25 Hasil total emisi di Kalimantan, skenario 0 (Juta Ton), menunjukkan bahwa kapasitas emisi CO₂ telah

mengalami penurunan yang signifikan dari 15.351,16 juta ton pada tahun 2021 menjadi hanya 24,59 juta ton pada tahun 2060.

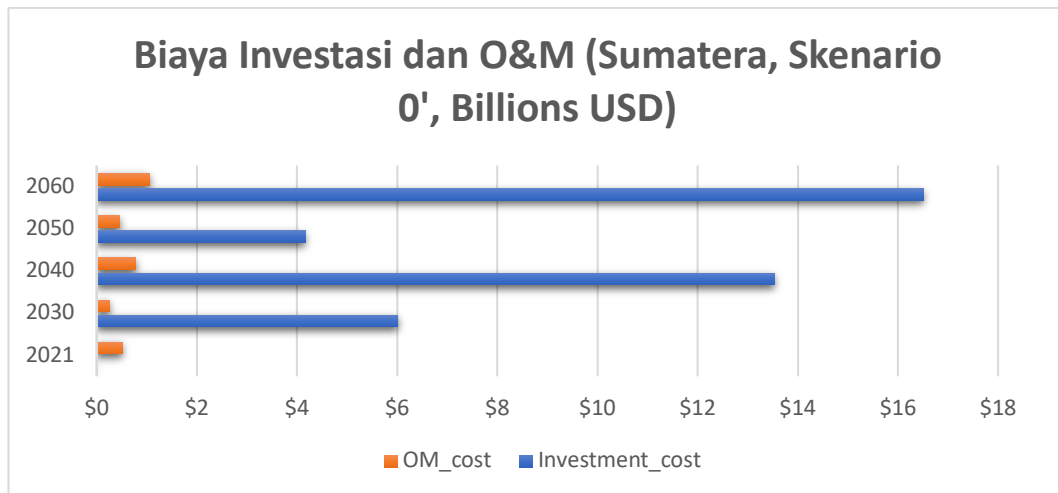
4.2.2 Skenario 0' Skenario Pembangunan Berkelanjutan (PB)

❖ Kandidat pembangkit dan interkoneksi



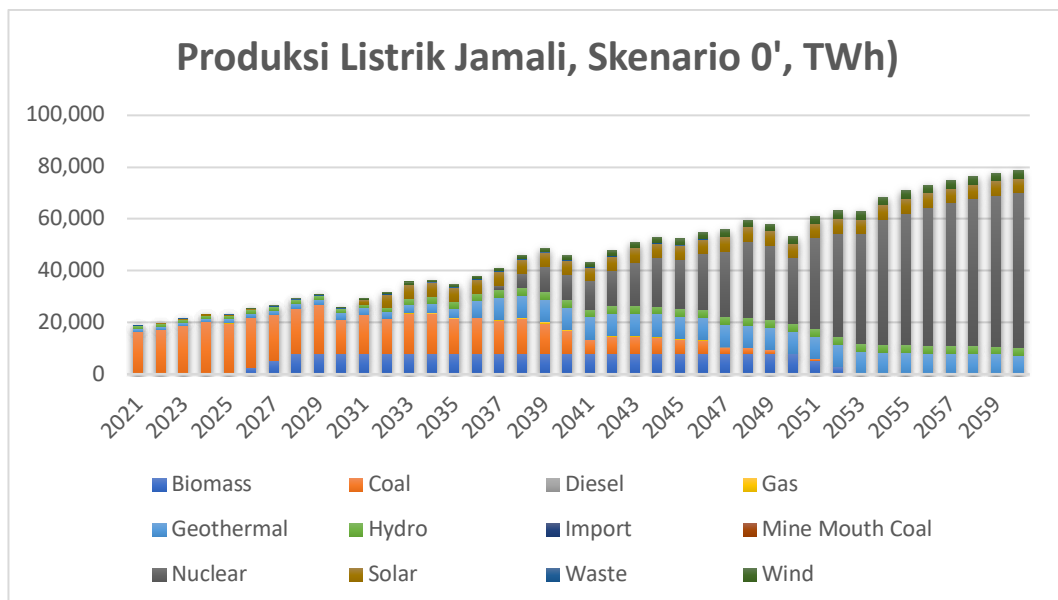
Gambar 4. 26 Hasil produksi listrik di Sumatera, skenario 0', TWh

Pada tahun 2060 berdasarkan Gambar 4. 26 Hasil produksi listrik di Sumatera, skenario 0', TWh, terdapat perubahan yang signifikan dalam kontribusi sumber energi terbarukan (RE) di Indonesia. Dalam kisaran waktu dari tahun 2021 hingga 2046, jumlah kontribusi sumber energi terbarukan meningkat secara bertahap dari sekitar 36% pada tahun 2021 menjadi sekitar 29% pada tahun 2026. Namun, mulai dari tahun 2030, kontribusi sumber energi terbarukan mengalami peningkatan yang lebih cepat, mencapai sekitar 22% pada tahun 2030 dan meningkat hingga sekitar 29% pada tahun 2046. Peningkatan ini disebabkan oleh pertumbuhan yang signifikan dalam sumber energi terbarukan seperti solar, wind, dan biomass. Meskipun demikian, sumber energi konvensional seperti gas, coal, dan diesel masih menjadi kontributor utama dalam portofolio energi nasional.



Gambar 4. 27 Hasil Biaya investasi dan O&M (Sumatera, skenario 0', Billions USD)

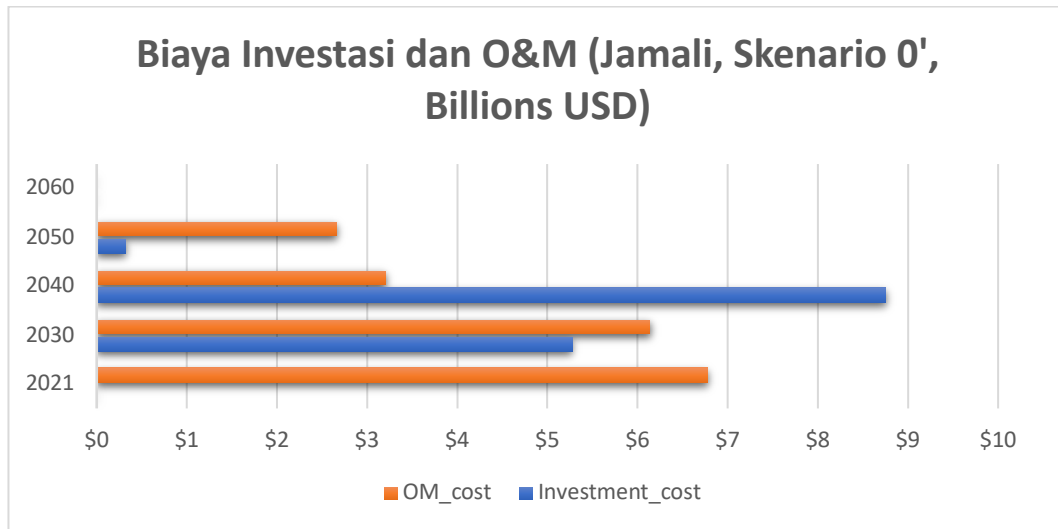
Pada Gambar 4. 27 Hasil Biaya investasi dan O&M (Sumatera, skenario 0', Billions USD) ,data yang diberikan yaitu biaya investasi dan biaya operasional dan pemeliharaan (O&M) dalam billion USD USD disajikan untuk tahun 2021 hingga 2060. Dari tahun 2021 hingga 2025, biaya investasi tetap pada angka adalah rendah. Namun, mulai tahun 2026, biaya investasi mengalami tren peningkatan, mencapai puncaknya pada angka \$25,316.82 billion USD pada tahun 2058. Sementara itu, biaya O&M secara bertahap meningkat sepanjang periode tersebut, mencapai \$994.69 billion USD pada tahun 2059. Pada tahun 2060, biaya investasi sedikit mengalami penurunan menjadi \$16,500.23 billion USD, sementara biaya O&M naik menjadi \$1,052.93 billion USD.



Gambar 4. 28 Hasil produksi listrik di Jamali, skenario 0', TWh

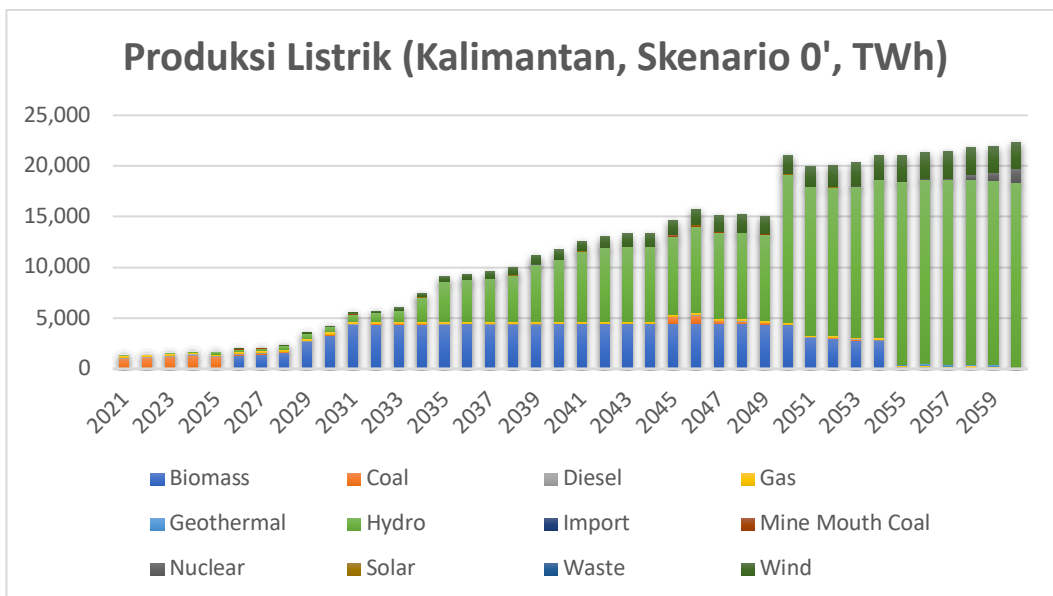
Dalam Gambar 4. 28 Hasil produksi listrik di Jamali, skenario 0', TWh analisis data produksi energi tahun 2060 dalam TWh, terjadi perubahan yang signifikan pada

jenis sumber energi yang digunakan. Pada tahun 2060, produksi energi biomassa sebesar 80.714 TWh, turun sekitar 31% dari tahun sebelumnya. Sementara itu, produksi energi dari batu bara mengalami penurunan sebesar 65% menjadi 29.516 TWh. Produksi energi dari gas alam juga menurun sebesar 40% menjadi 17.134 TWh. Namun, produksi energi dari tenaga surya meningkat drastis menjadi 66.209 TWh, naik sebesar 125% dari tahun sebelumnya. Perubahan ini mencerminkan pergeseran menuju sumber energi terbarukan yang lebih berkelanjutan.



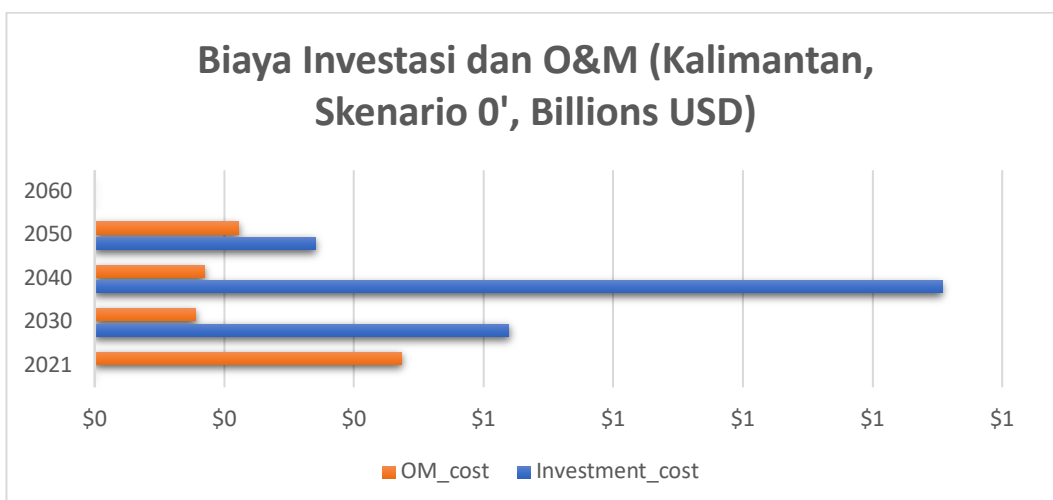
Gambar 4. 29 Hasil Biaya investasi dan O&M (Jamali, skenario 0', Billions USD)

Berdasarkan Gambar 4. 29 Hasil Biaya investasi dan O&M (Jamali, skenario 0', Billions USD) data investasi dan biaya operasional dari tahun 2021 hingga 2060 telah dianalisis. Biaya investasi tetap relatif rendah hingga tahun 2050, dengan fluktuasi antara nol dan billion USD. Namun, pada tahun 2051, biaya investasi melonjak menjadi \$43.998,22 billion USD, diikuti tren naik yang konsisten hingga tahun 2059. Terdapat penurunan signifikan biaya investasi pada tahun 2060 menjadi \$0,66 billion USD. Demikian pula, biaya operasional fluktuatif sepanjang periode tersebut, mencapai puncaknya pada \$7.921,04 billion USD pada tahun 2023. Mulai dari tahun 2060, terjadi penurunan yang signifikan dalam biaya operasional menjadi \$0,20 billion USD. Transisi dari tahun 2059 ke 2060 menunjukkan penurunan yang luar biasa baik dalam biaya investasi maupun operasional.



Gambar 4. 30 Hasil produksi listrik di Kalimantan, skenario 0', TWh

Berdasarkan Gambar 4. 30 Hasil produksi listrik di Kalimantan, skenario 0', TWh, data di atas mewakili transisi sumber energi dalam TWh dari tahun 2021 hingga 2060. Kontribusi energi biomassa tetap pada rendah sepanjang periode tersebut. Namun, energi batu bara mengalami penurunan signifikan dari 10.120 TWh pada tahun 2021 menjadi 4.413 TWh pada tahun 2060. Energi diesel juga mengalami penurunan sedikit dari 1.195 TWh menjadi 436 TWh dalam periode yang sama. Sebaliknya, energi gas meningkat dari 1.550 TWh pada tahun 2021 menjadi 2.005 TWh pada tahun 2060. Sumber energi terbarukan mengalami pertumbuhan yang signifikan, dengan energi angin meningkat dari 0 MWh pada tahun 2021 menjadi 16.372 TWh pada tahun 2060. Secara keseluruhan, kontribusi total energi terbarukan meningkat dari 1.366 TWh (2021) menjadi 158.402 TWh (2060), atau sebesar 0% hingga 11% dari total produksi energi.



Gambar 4. 31 Hasil Biaya investasi dan O&M (Kalimantan, skenario 0', Billions USD)

Berdasarkan Gambar 4. 31 Hasil Biaya investasi dan O&M (Kalimantan, skenario 0', Billions USD), data tersebut mengungkapkan biaya investasi dan operasi serta pemeliharaan (O&M) dalam billion USD USD dari tahun 2021 hingga 2060. Mulai dari 2060, terjadi penurunan signifikan pada kedua biaya tersebut, mencapai nol. Menganalisis transisi, antara 2021 dan 2028, biaya investasi secara bertahap meningkat dari signifikan rendah menjadi \$5.645,13 billion USD. Namun, dari tahun 2033 hingga 2048, terjadi lonjakan yang signifikan pada biaya investasi, mencapai puncaknya pada \$18.730,75 billion USD pada tahun 2048. Sementara itu, biaya O&M menunjukkan tren yang relatif stabil, dengan fluktuasi kecil, sepanjang periode tersebut, dengan titik terendah pada tahun 2060 yaitu \$0,00 billion USD.

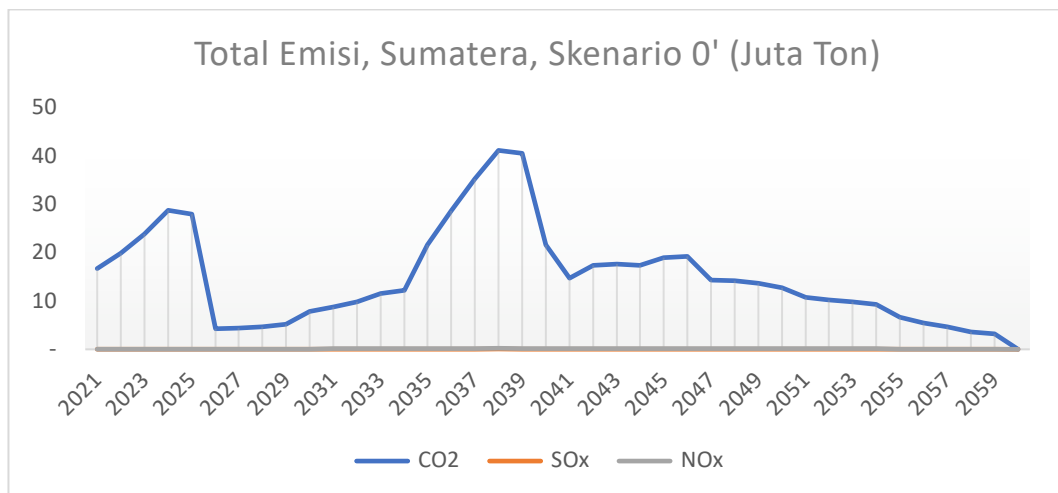
Tabel 4. 2 Hasil kandidat interkoneksi, skenario 0'

Interkoneksi	Carrier	Daya Maksimum (MW)	Biaya Kapital (Millions USD)	Daya Optimal (MW)
Line_Jamali-Sumatera 2030	AC	3,000	\$49,425.00	2,999.95
Line_Jamali-Kalimantan 2030	AC	3,000	\$119,302.00	2,999.96
Line_Kalimantan-Sumatera 2030	AC	3,000	\$146,571.00	0.90
Line_Jamali-Sumatera 2035	AC	3,000	\$49,425.00	2,999.96
Line_Jamali-Kalimantan 2035	AC	3,000	\$119,302.00	2,999.97
Line_Kalimantan-Sumatera 2035	AC	3,000	\$146,571.00	1.71
Line_Jamali-Sumatera 2040	AC	3,000	\$49,425.00	2,999.94
Line_Jamali-Kalimantan 2040	AC	3,000	\$119,302.00	2,999.95
Line_Kalimantan-Sumatera 2040	AC	3,000	\$146,571.00	4.06
Line_Jamali-Sumatera 2045	AC	3,000	\$49,425.00	2,999.88
Line_Jamali-Kalimantan 2045	AC	3,000	\$119,302.00	2,999.93
Line_Kalimantan-Sumatera 2045	AC	3,000	\$146,571.00	2,999.41
Line_Jamali-Sumatera 2050	AC	3,000	\$49,425.00	867.89
Line_Jamali-Kalimantan 2050	AC	3,000	\$119,302.00	2,999.91
Line_Kalimantan-Sumatera 2050	AC	3,000	\$146,571.00	2,999.72
Line_Jamali-Sumatera 2055	AC	3,000	\$49,425.00	4.05

Line_Jamali-Kalimantan 2055	AC	3,000	\$119,302.00	775.97
Line_Kalimantan-Sumatera 2055	AC	3,000	\$146,571.00	4.24

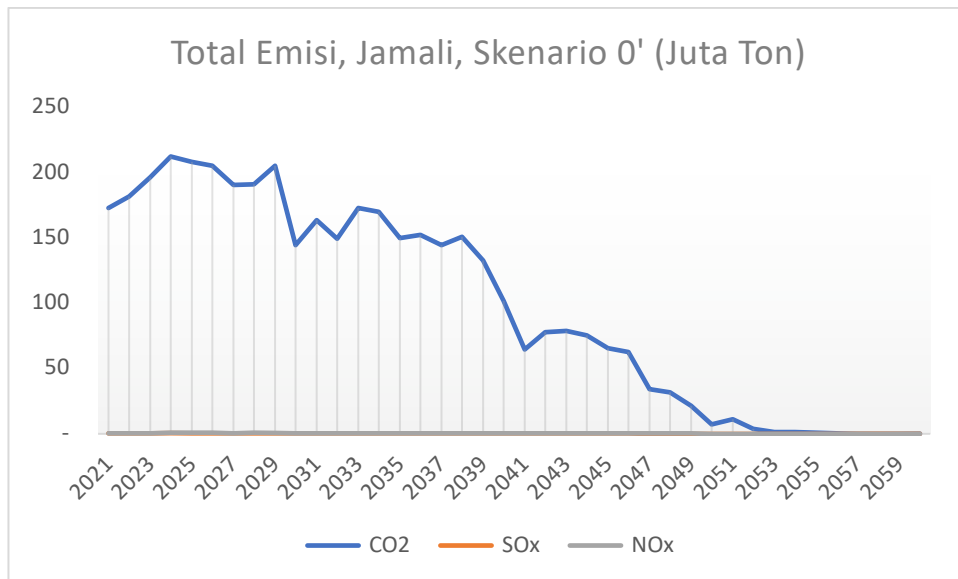
Berdasarkan Tabel 4. 2 Hasil kandidat interkoneksi, skenario 0', analisis sistem interkoneksi menunjukkan perubahan yang signifikan dalam kapasitas dari waktu ke waktu, dengan fokus pada tahun 2060. Pada tahun 2030, Line_Jamali-Sumatera, Line_Jamali-Kalimantan, dan Line_Kalimantan-Sumatera memiliki kapasitas maksimum sebesar 3.000 MW. Biaya kapital yang terkait adalah \$49.425,00, \$119.302,00, dan \$146.571,00 million USD secara berurutan. Pada tahun 2060, Line_Jamali-Sumatera dan Line_Jamali-Kalimantan memiliki kapasitas yang stabil sekitar 2.999 MW, sementara Line_Kalimantan-Sumatera mengalami peningkatan kapasitas yang dapat diperluas, mencapai MW. Serta perlu diperhatikan, Line_Jamali-Sumatera dan Line_Jamali-Kalimantan mengalami peningkatan kapasitas yang dapat diperluas, mencapai 4,05 MW dan 775,97 MW masing-masing.

❖ Emisi Gas Rumah Kaca



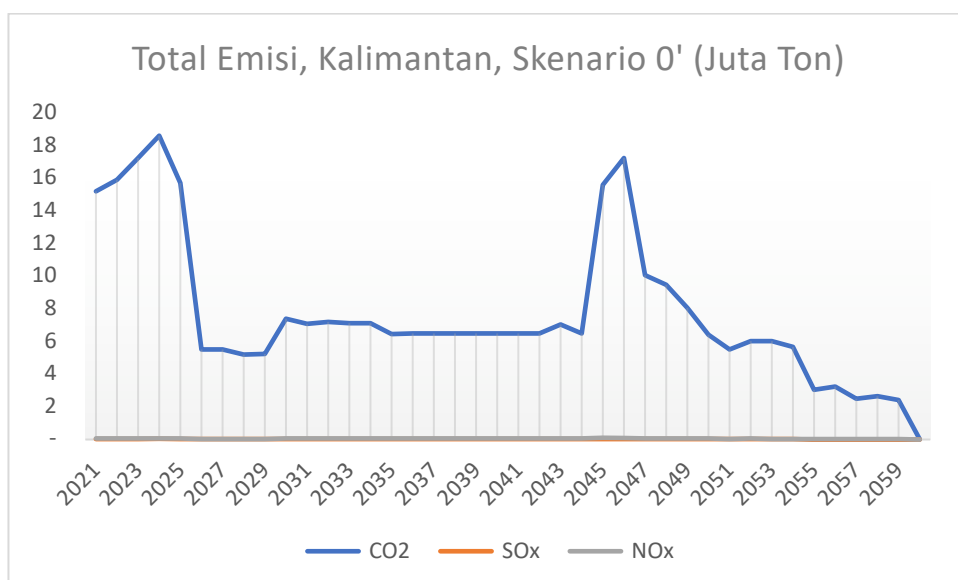
Gambar 4. 32 Hasil total emisi di Sumatera, skenario 0' (Juta Ton)

Analisis mitigasi emisi gas rumah kaca dari data Gambar 4. 32 Hasil total emisi di Sumatera, skenario 0' (Juta Ton), menunjukkan bahwa terjadi perubahan yang signifikan seiring dengan tahun berjalan. Pada tahun 2060, terjadi penurunan kapasitas emisi gas CO2 menjadi 26.28 juta ton, menurun drastis dibandingkan tahun-tahun sebelumnya. Sementara itu, emisi gas SOx dan NOx juga mengalami penurunan yang besar, masing-masing menjadi 0.03 juta ton dan 0.29 juta ton pada tahun 2060.



Gambar 4. 33 Hasil total emisi di Jamali, skenario 0' (Juta Ton)

Analisis mitigasi emisi gas rumah kaca didasarkan pada data Gambar 4. 33 Hasil total emisi di Jamali, skenario 0' (Juta Ton), perubahan kapasitas dalam juta ton dari tahun 2021 hingga 2060. Terdapat tren penurunan emisi seiring waktu, dengan kapasitas CO₂ menurun dari 172.860,30 juta ton pada tahun 2021 menjadi 54,09 juta ton pada tahun 2060. Begitu pula dengan SO_x dan NO_x.



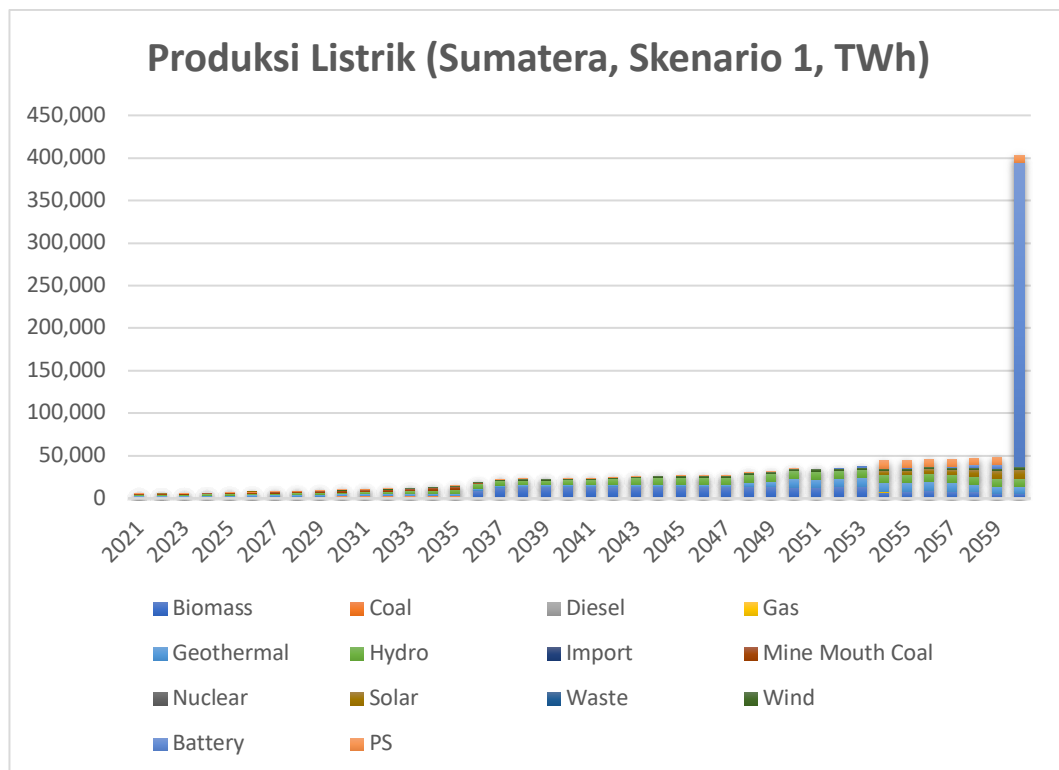
Gambar 4. 34 Hasil total emisi di Kalimantan, skenario 0' (Juta Ton)

Dalam rentang tahun 2021 hingga 2060 pada data Gambar 4. 34 Hasil total emisi di Kalimantan, skenario 0' (Juta Ton), terjadi perubahan kapasitas emisi gas rumah

kaca yang signifikan. Meskipun emisi CO₂, SO_x, dan NO_x mengalami peningkatan hingga tahun 2046, langkah-langkah mitigasi berhasil mengurangi emisi tersebut. Pada tahun 2060, kapasitas emisi tercatat sebesar 19,46 juta ton CO₂, 0,02 juta ton SO_x, dan 0,22 juta ton NO_x.

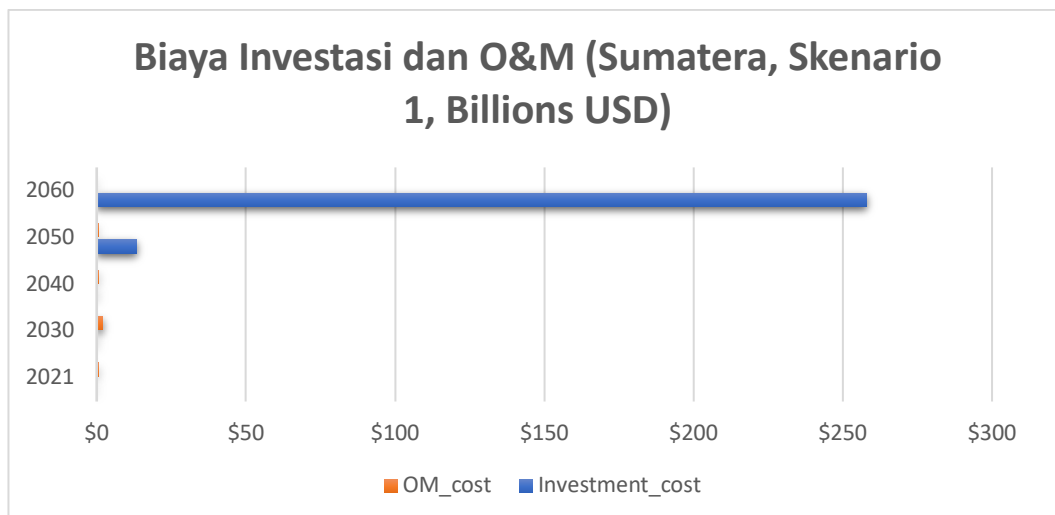
4.2.3 Skenario 1 Skenario Indonesia Emas Progresif

❖ Kandidat pembangkit dan interkoneksi



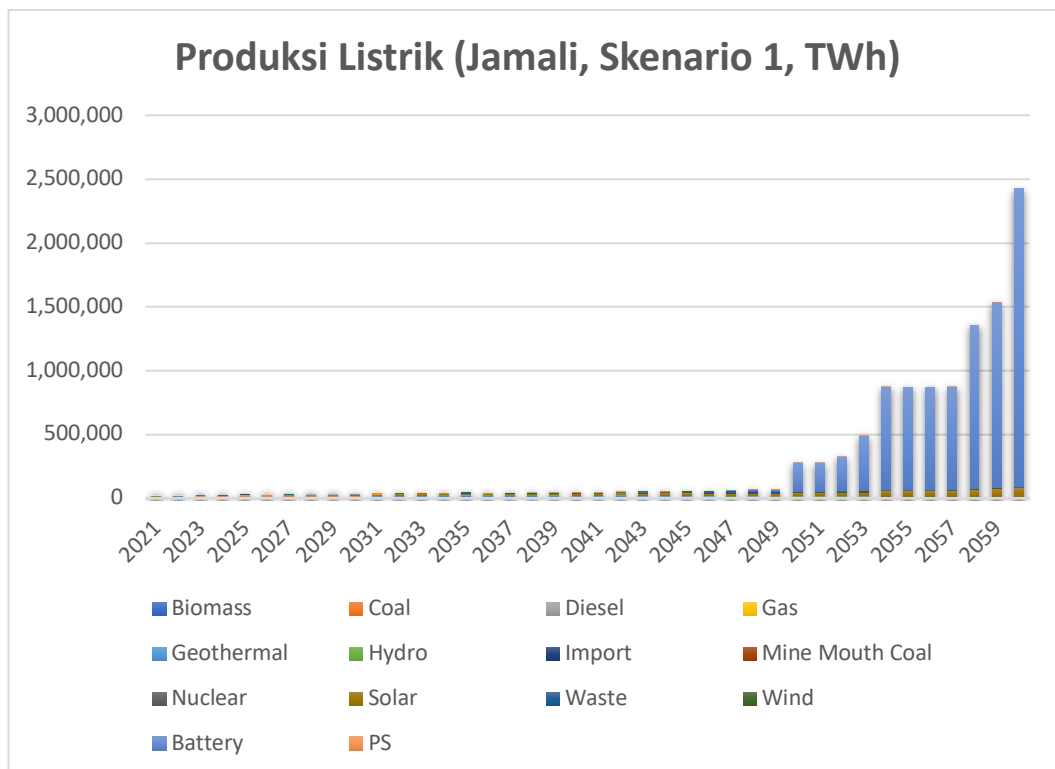
Gambar 4. 35 Hasil produksi listrik di Sumatera, skenario 1, TWh

Berdasarkan Gambar 4. 35 Hasil produksi listrik di Sumatera, skenario 1, TWh, dalam analisis data dari tahun 2021 hingga 2060, terdapat beberapa temuan penting. Pada tahun 2021, kontribusi energi EBT terhadap total energi adalah 5%, dengan angka transisi tertinggi pada Gas (39.6%) dan Geothermal (33.9%). Namun, hingga tahun 2060, kontribusi EBT meningkat menjadi 19%, dengan angka transisi terbesar pada Geothermal (48.5%) dan Wind (29.8%). Energi non-terbarukan seperti Coal dan Diesel mengalami penurunan signifikan seiring dengan peningkatan penggunaan energi terbarukan. Hal ini menunjukkan pergeseran menuju sistem energi yang lebih berkelanjutan.



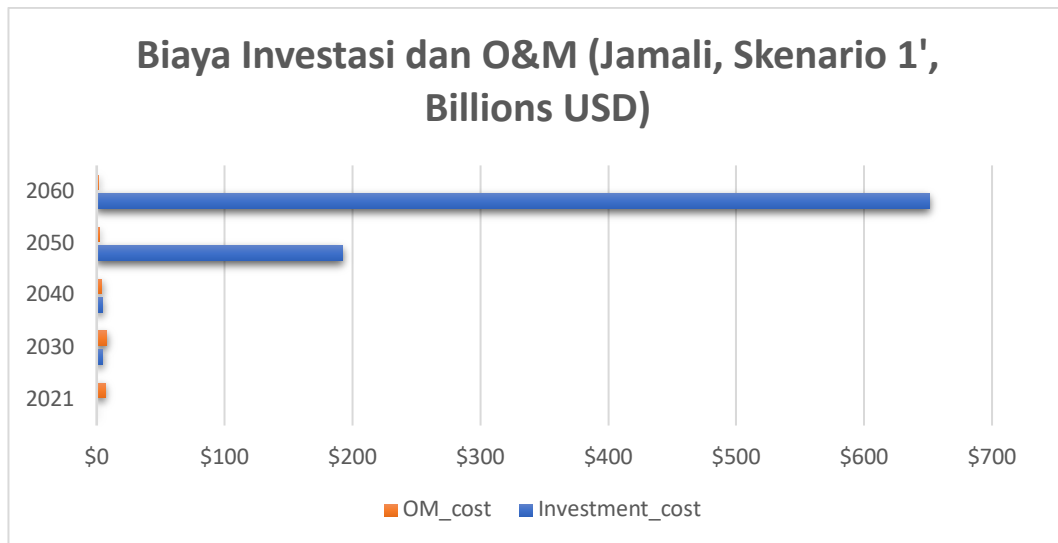
Gambar 4. 36 Hasil Biaya investasi dan O&M (Sumatera, skenario 1, Billions USD)

Berdasarkan Gambar 4. 36 Hasil Biaya investasi dan O&M (Sumatera, skenario 1, Billions USD), analisis dari data yang diberikan mengungkapkan peningkatan yang signifikan dalam biaya investasi dan biaya operasional serta pemeliharaan (O&M) dari tahun ke tahun. Dari tahun 2021 hingga 2060, biaya investasi telah menunjukkan peningkatan yang tajam, dengan lonjakan yang signifikan pada tahun 2060 menjadi \$257.880 billion USD. Sementara itu, biaya O&M juga menunjukkan tren naik, mencapai puncaknya pada \$2.335,93 billion USD pada tahun 2032 dan kemudian secara bertahap menurun menjadi \$255,33 billion USD pada tahun 2060.



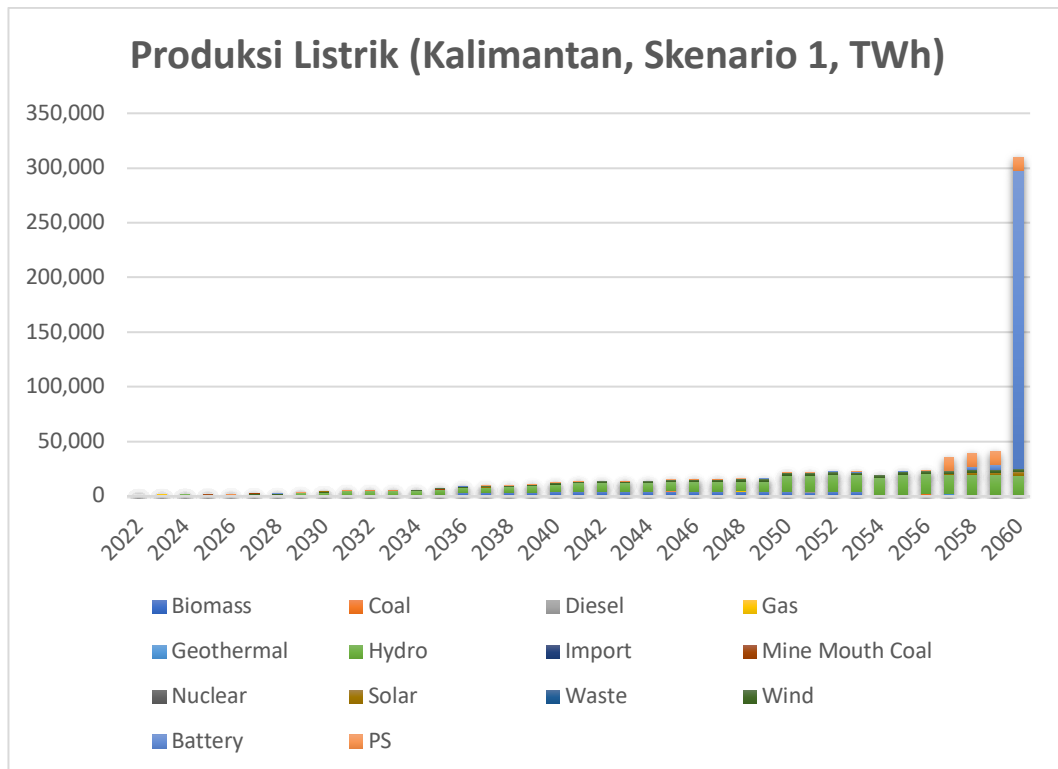
Gambar 4. 37 Hasil produksi listrik di Jamali, skenario 1, TWh

Berdasarkan Gambar 4. 37 Hasil produksi listrik di Jamali, skenario 1, TWh, data tersebut menunjukkan perbandingan transisi pembangkit listrik dari tahun 2021 hingga 2060 dalam TWh. Dalam periode tersebut, kontribusi EBT terus meningkat. Pada tahun 2021, kontribusi EBT sebesar 0%, sedangkan pada tahun 2060, kontribusi EBT meningkat menjadi 38%. Pada tahun 2025, energi angin dan energi baterai menjadi sumber terbesar kontribusi EBT dengan masing-masing 19% dan 27%. Hingga tahun 2030, kontribusi EBT terus meningkat dan mencapai 36%. Namun, setelah itu, kontribusi EBT tetap di kisaran 34-38% hingga tahun 2060. Pada tahun 2060, energi surya dan energi angin tetap menjadi sumber utama kontribusi EBT dengan masing-masing 31% dan 34%.



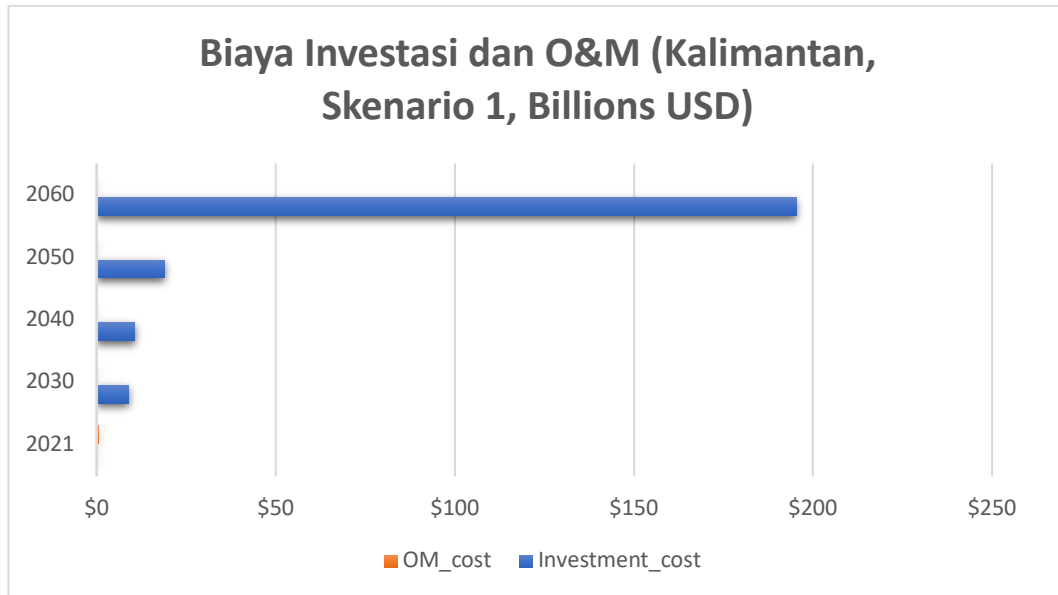
Gambar 4. 38 Hasil Biaya investasi dan O&M (Jamali, skenario 1, Billions USD)

Dalam dataset pada Gambar 4. 38 Hasil Biaya investasi dan O&M (Jamali, skenario 1, Billions USD), yang dihasilkan, biaya investasi dan pemeliharaan operasional (OM) tercatat dalam billion USD. Analisis ini difokuskan pada transisi antara tahun 2060 dan tahun sebelumnya. Dalam observasi ini, diketahui bahwa biaya investasi pada tahun 2060 meningkat secara signifikan menjadi \$651.247 billion USD, dibandingkan dengan tahun sebelumnya yang berkisar antara \$0,00 hingga \$358.711 billion USD. Sebaliknya, biaya OM pada tahun 2060 sebesar \$1,632 billion USD, yang relatif lebih rendah dibandingkan dengan rentang \$1,469.09 hingga \$10,158.97 billion USD pada tahun-tahun sebelumnya.



Gambar 4. 39 Hasil produksi listrik di Kalimantan, skenario 1, TWh

Dalam analisis data yang pada Gambar 4. 39 Hasil produksi listrik di Kalimantan, skenario 1, TWh, dari tahun 2021 hingga 2060, terdapat perbandingan transisi energi dalam satuan TWh. Pada tahun 2021, kontribusi dari sumber daya EBT adalah 0%, dengan kontribusi terbesar dari batu bara sebesar 10,279 TWh. Namun, seiring waktu, terjadi perubahan signifikan dalam komposisi sumber daya. Pada tahun 2060, energi EBT berkontribusi 19% dari total energi yang dihasilkan, dengan 44,172 TWh, sementara batu bara mengalami penurunan menjadi 19,581 TWh.



Gambar 4. 40 Hasil Biaya investasi dan O&M (Kalimantan, skenario 1, Billions USD)

Data biaya investasi dan operasional untuk tahun 2021 hingga 2060 telah dianalisis berdasarkan Gambar 4. 40 Hasil Biaya investasi dan O&M (Kalimantan, skenario 1, Billions USD) . Mulai dari tahun 2060, terjadi peningkatan yang signifikan dalam biaya investasi dibandingkan dengan tahun-tahun sebelumnya. Pada tahun 2060, biaya investasi meningkat tajam menjadi \$195.366 EBT, sementara biaya operasional menurun menjadi \$155,15 EBT. Hal ini menunjukkan adanya pergeseran yang besar dalam alokasi keuangan menuju investasi awal.

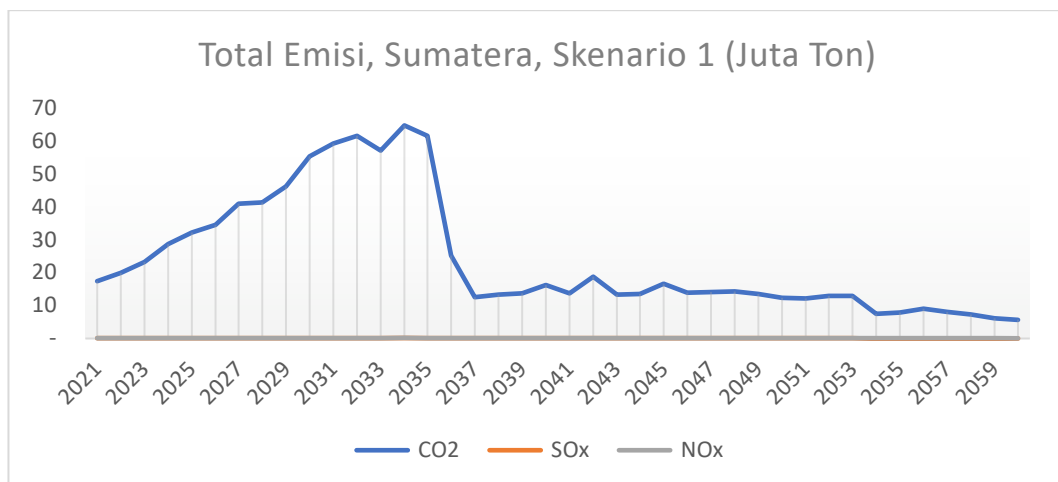
Tabel 4. 3 Hasil kandidat interkoneksi, skenario 1

Interkoneksi	Carrier	Daya Maksimum (MW)	Biaya Kapital (Millions USD)	Daya Optimal (MW)
Line_Jamali-Sumatera 2030	AC	3,000	\$49,425	2999.963103
Line_Jamali-Kalimantan 2030	AC	3,000	\$119,302	2999.978355
Line_Kalimantan-Sumatera 2030	AC	3,000	\$146,571	1.432491544
Line_Jamali-Sumatera 2035	AC	3,000	\$49,425	2999.97215
Line_Jamali-Kalimantan 2035	AC	3,000	\$119,302	2999.980093
Line_Kalimantan-Sumatera 2035	AC	3,000	\$146,571	4.463243199
Line_Jamali-Sumatera 2040	AC	3,000	\$49,425	2999.978782
Line_Jamali-Kalimantan 2040	AC	3,000	\$119,302	2999.983215

Line_Kalimantan-Sumatera 2040	AC	3,000	\$146,571	1675.509358
Line_Jamali-Sumatera 2045	AC	3,000	\$49,425	2999.988548
Line_Jamali-Kalimantan 2045	AC	3,000	\$119,302	2999.991176
Line_Kalimantan-Sumatera 2045	AC	3,000	\$146,571	2999.875474
Line_Jamali-Sumatera 2050	AC	3,000	\$49,425	2999.997491
Line_Jamali-Kalimantan 2050	AC	3,000	\$119,302	2999.998095
Line_Kalimantan-Sumatera 2050	AC	3,000	\$146,571	2999.976603
Line_Jamali-Sumatera 2055	AC	3,000	\$49,425	2999.995102
Line_Jamali-Kalimantan 2055	AC	3,000	\$119,302	2999.99834
Line_Kalimantan-Sumatera 2055	AC	3,000	\$146,571	2781.780402

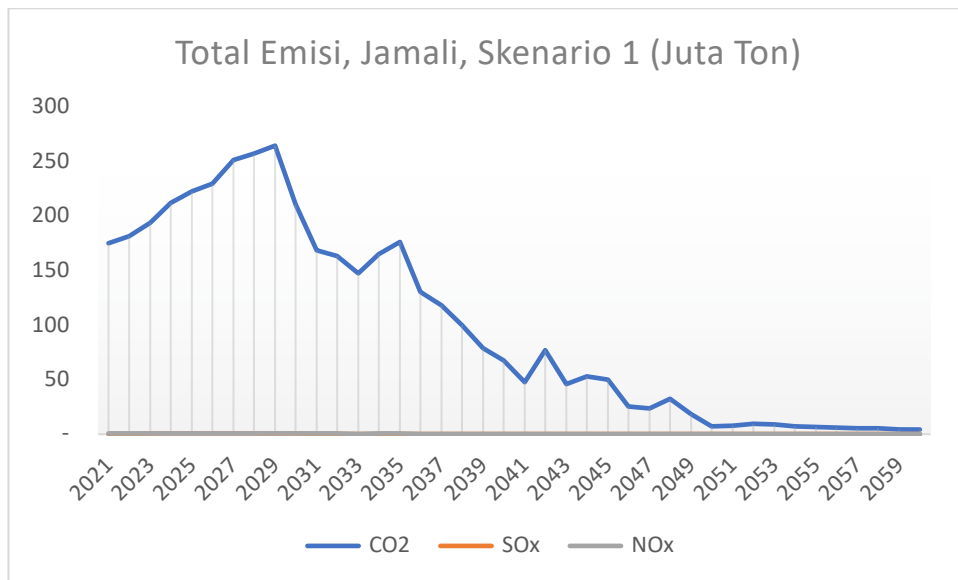
Analisis sistem interkoneksi berdasarkan Tabel 4. 3 Hasil kandidat interkoneksi, skenario 1, mengungkapkan perubahan kapasitas berikut dari tahun 2060. Line_Jamali-Sumatera memiliki kapasitas daya maksimum sebesar 3.000 MW dengan biaya kapital sebesar \$49.425 million USD dan kapasitas daya optimal sebesar 2.999,96 MW. Line_Jamali-Kalimantan memiliki parameter yang sama dengan kapasitas optimal sebesar 2.999,97 MW. Line_Kalimantan-Sumatera memiliki kapasitas sebesar 1,43 MW yang dapat diperluas. Nilai-nilai ini tetap konsisten hingga tahun 2055, kecuali Line_Kalimantan-Sumatera yang mengalami penurunan mencapai 2.781,72 MW.

❖ Emisi Gas Rumah Kaca



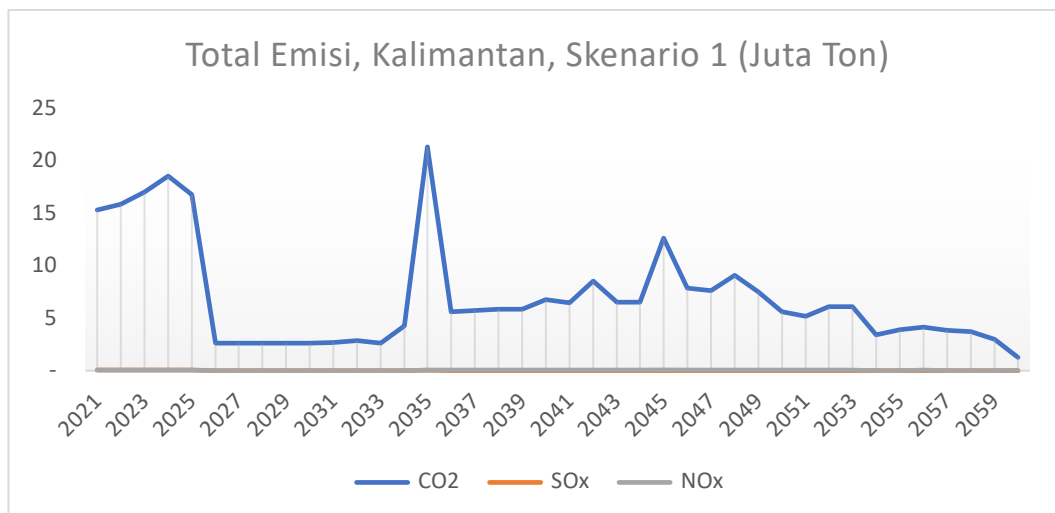
Gambar 4. 41 Hasil total emisi di Sumatera, skenario 1 (Juta Ton)

Perubahan kapasitas emisi gas rumah kaca dari tahun 2021 hingga 2060 pada Gambar 4. 41 Hasil total emisi di Sumatera, skenario 1 (Juta Ton), menunjukkan penurunan secara bertahap. Pada tahun 2060, emisi CO₂ mencapai 5.683,59 juta ton, sedangkan emisi SO_x dan NO_x adalah 6,32 juta ton dan 63,15 juta ton secara berurutan.



Gambar 4. 42 Hasil total emisi di Jamali, skenario 1 (Juta Ton)

Perubahan kapasitas emisi gas rumah kaca dari tahun 2060 pada Gambar 4. 42 Hasil total emisi di Jamali, skenario 1 (Juta Ton), menunjukkan penurunan yang signifikan. Pada tahun tersebut, total emisi CO₂ mencapai 4.372,67 juta ton, sedangkan emisi SO_x dan NO_x adalah 5,59 juta ton dan 46,43 juta ton, masing-masingnya.

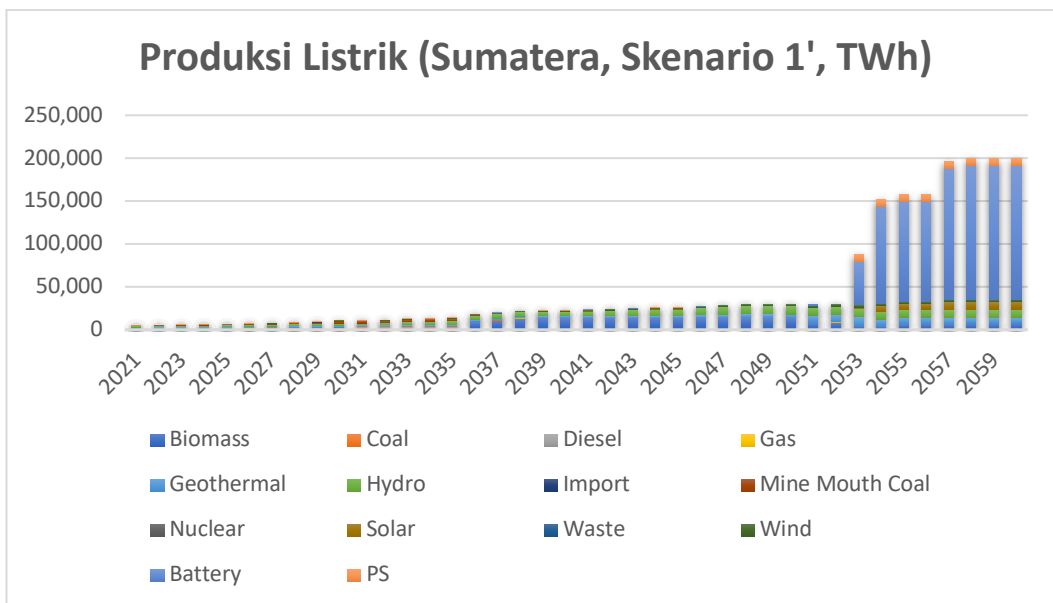


Gambar 4. 43 Hasil total emisi di Kalimantan, skenario 1 (Juta Ton)

Analisis mitigasi emisi gas rumah kaca berdasarkan data Gambar 4. 43 Hasil total emisi di Kalimantan, skenario 1 (Juta Ton), yang diberikan menunjukkan penurunan emisi seiring dengan berjalannya waktu. Kapasitas emisi CO₂ pada tahun 2060 mengalami perubahan yang signifikan, dengan mengalami penurunan sebesar sekitar 91.8% dibandingkan tahun 2021. Selain itu, emisi SO_x dan NO_x juga mengalami penurunan yang signifikan, masing-masing sebesar sekitar 96.2% dan 75.1% dibandingkan tahun 2021.

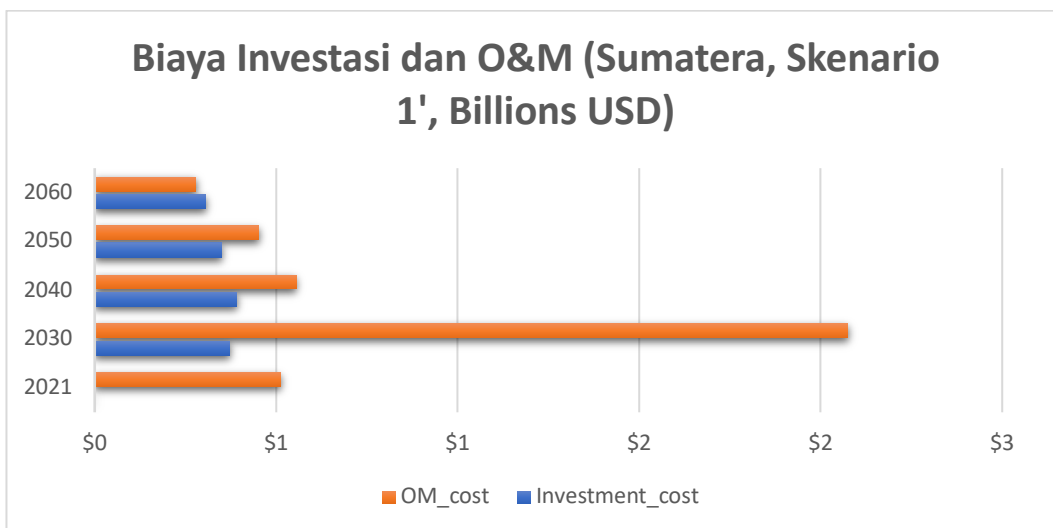
4.2.4 Skenario 1' Skenario Indonesia Emas Progresif

- ❖ Kandidat pembangkit dan interkoneksi



Gambar 4. 44 Hasil produksi listrik di Sumatera, skenario 1', TWh

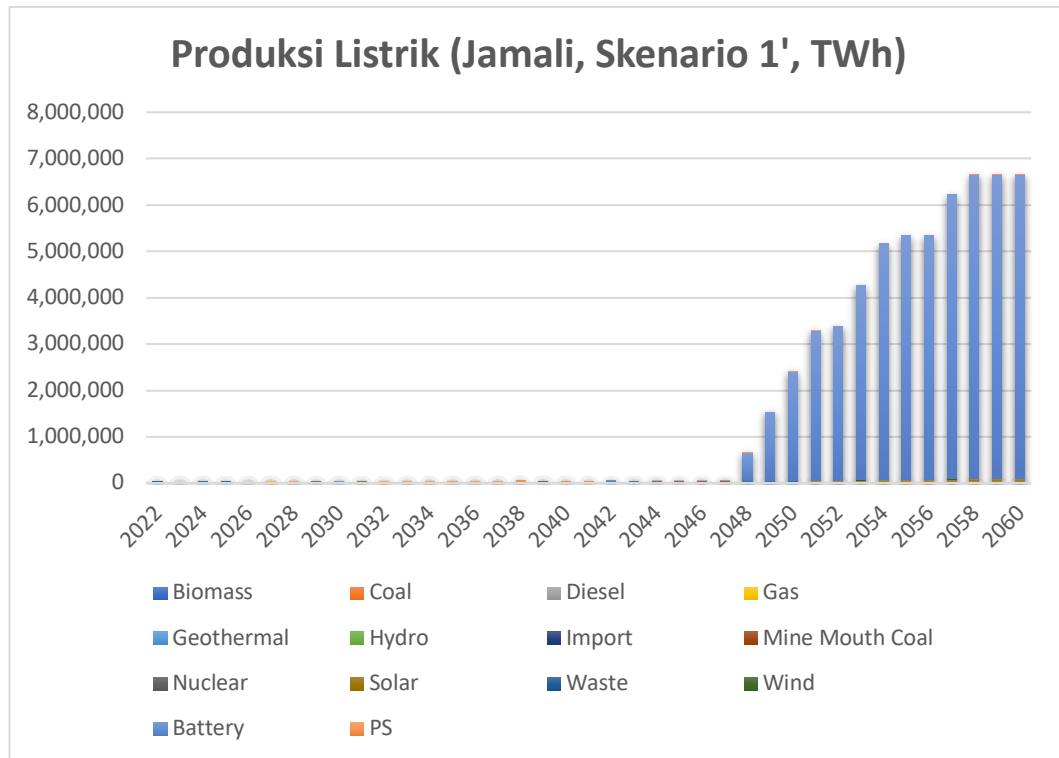
Dalam analisis data pada Gambar 4. 44 Hasil produksi listrik di Sumatera, skenario 1', TWh, dari tahun 2021 hingga 2060, terdapat tren perbandingan transisi energi dalam TWh. Pada tahun 2021, kontribusi energi EBT mencapai 4,766 TWh dengan persentase 5%. Hingga tahun 2030, kontribusi EBT meningkat menjadi 8,133 TWh dengan persentase 15%. Setelah itu, kontribusi EBT terus mengalami peningkatan signifikan dan mencapai 136,331 TWh pada tahun 2044 dengan persentase 21%.



Gambar 4. 45 Hasil Biaya investasi dan O&M (Sumatera, skenario 1, Billions USD)

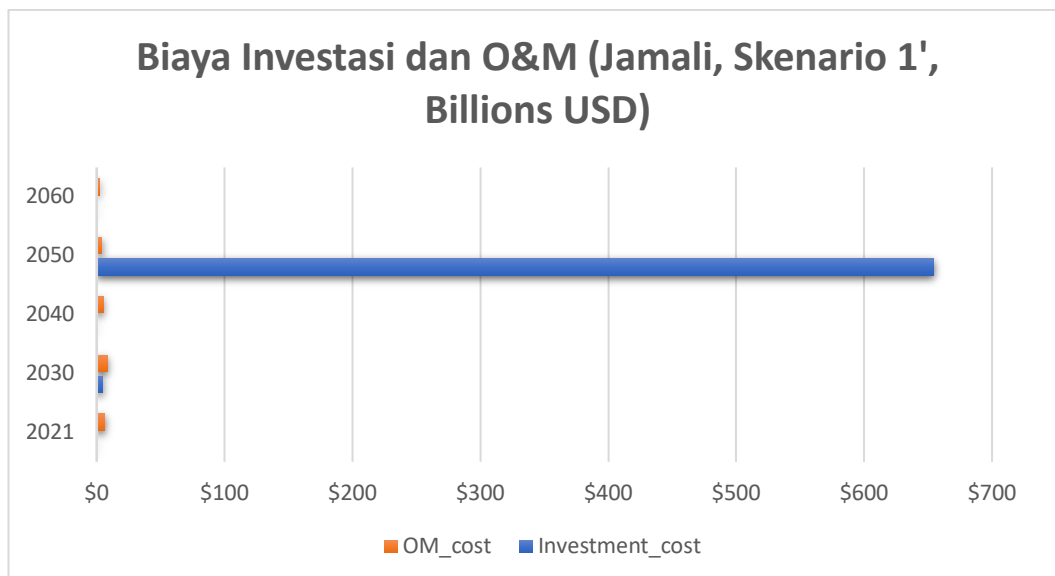
Dalam periode 2021 hingga 2060 pada Gambar 4. 45 Hasil Biaya investasi dan O&M (Sumatera, skenario 1, Billions USD), data menunjukkan adanya perubahan yang signifikan dalam biaya investasi dan biaya operasional. Selama beberapa tahun pertama, biaya investasi tetap sangat rendah, konstan pada angka \$0,00. Namun, mulai tahun 2026, terjadi peningkatan bertahap dalam biaya investasi,

mencapai puncaknya pada tahun 2036 dengan angka \$17.863,23 billion USD. Sebaliknya, biaya operasional mengalami pertumbuhan yang lebih stabil, dengan kenaikan yang signifikan pada tahun 2033 menjadi \$5.091,74 billion USD. Menariknya, pada tahun 2060, biaya investasi mencapai \$305,17 billion USD, sementara biaya operasional mencapai \$278,91 billion USD.



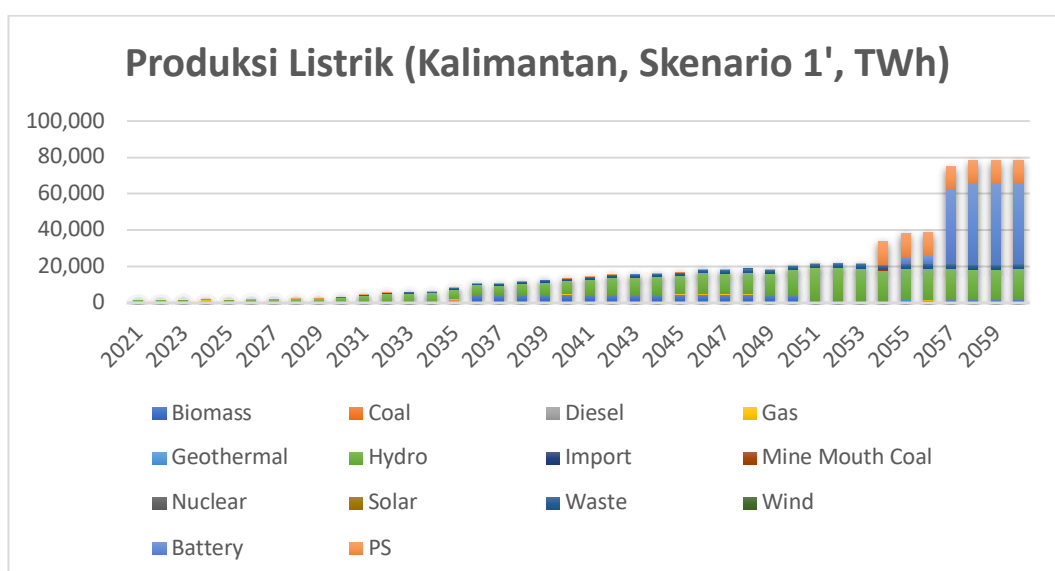
Gambar 4. 46 Hasil produksi listrik di Jamali, skenario 1', TWh

Analisis data pada Gambar 4. 46 Hasil produksi listrik di Jamali, skenario 1', TWh, menunjukkan transisi sumber energi dari tahun 2021 hingga 2060. Pada tahun 2021, kontribusi energi total dari sumber energi EBT adalah 0%, sementara total kontribusi energi mencapai 2.511 TWh. Dari tahun 2021 hingga 2045, kontribusi energi terbarukan secara bertahap meningkat. Pada tahun 2045, kontribusi energi total mencapai 460.134 TWh, dengan kontribusi 53% dari sumber energi terbarukan.



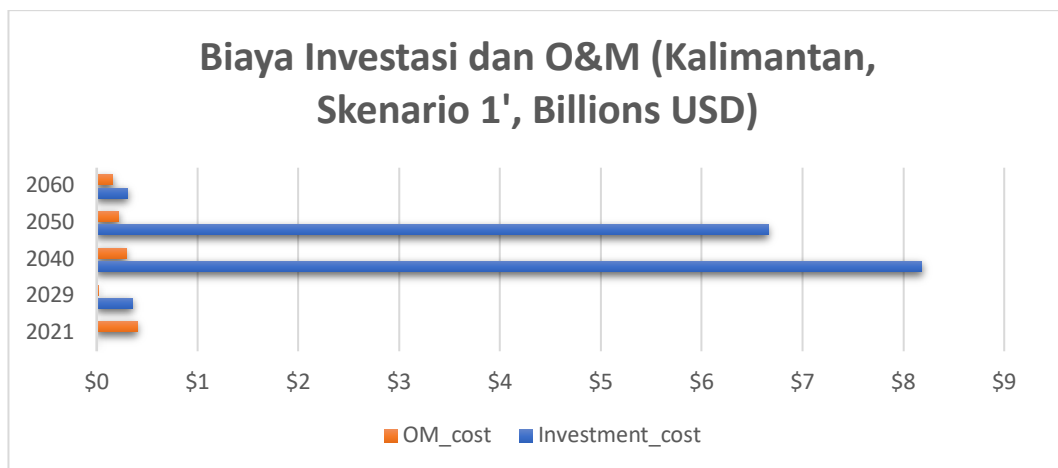
Gambar 4. 47 Hasil Biaya investasi dan O&M (Jamali, skenario 1', Billions USD)

Data biaya investasi dan operasional dari tahun 2021 hingga 2060 dianalisis pada Gambar 4. 47 Hasil Biaya investasi dan O&M (Jamali, skenario 1', Billions USD). Biaya investasi tetap relatif stabil dari 2021 hingga 2029, berkisar antara \$0,00 hingga \$4.485,75 billion USD. Namun, peningkatan signifikan terjadi pada tahun 2030, mencapai \$19.236,59 billion USD, dan terus meningkat hingga mencapai puncaknya pada tahun 2049, yaitu \$645.377,87 billion USD. Mulai dari tahun 2050, biaya investasi secara bertahap mengalami penurunan. Di sisi lain, biaya operasional fluktuatif sepanjang periode, dengan nilai tertinggi pada tahun 2060 sebesar \$2.259,45 billion USD.



Gambar 4. 48 Hasil produksi listrik di Kalimantan, skenario 1', TWh

Data transisi energi dari tahun 2021 hingga 2060 dalam TWh pada Gambar 4. 48 Hasil produksi listrik di Kalimantan, skenario 1', TWh, menunjukkan perubahan signifikan. Pada tahun 2021, transisi energi belum terlihat dengan jelas, dengan kontribusi energi EBT hanya sebesar 0%. Namun, hingga tahun 2030, kontribusi energi terbarukan meningkat pesat menjadi 11%, terutama dari biomassa, hidro, dan energi angin. Pada tahun 2040, energi terbarukan mencapai 15%, dengan energi surya dan energi angin menjadi sumber utama. Pada tahun 2060, energi terbarukan diperkirakan akan mencapai 70% dari total kontribusi energi, dengan energi angin dan surya tetap menjadi sumber utama.



Gambar 4. 49 Hasil Biaya investasi dan O&M (Kalimantan, skenario 1', Billions USD)

Pada Gambar 4. 49 Hasil Biaya investasi dan O&M (Kalimantan, skenario 1', Billions USD), tahun 2060, biaya investasi selama periode yang dianalisis mencapai \$307,63 billion USD, sedangkan biaya operasional dan pemeliharaan (OM) yang sesuai sebesar \$155,99 billion USD. Data tersebut mengungkapkan peningkatan yang konsisten baik dalam biaya investasi maupun biaya OM sepanjang tahun. Terdapat pertumbuhan yang signifikan dalam biaya investasi sejak tahun 2026, mencapai puncaknya pada tahun 2057. Sementara itu, biaya OM menunjukkan tren peningkatan yang relatif stabil, dengan sedikit penurunan pada dua tahun terakhir.

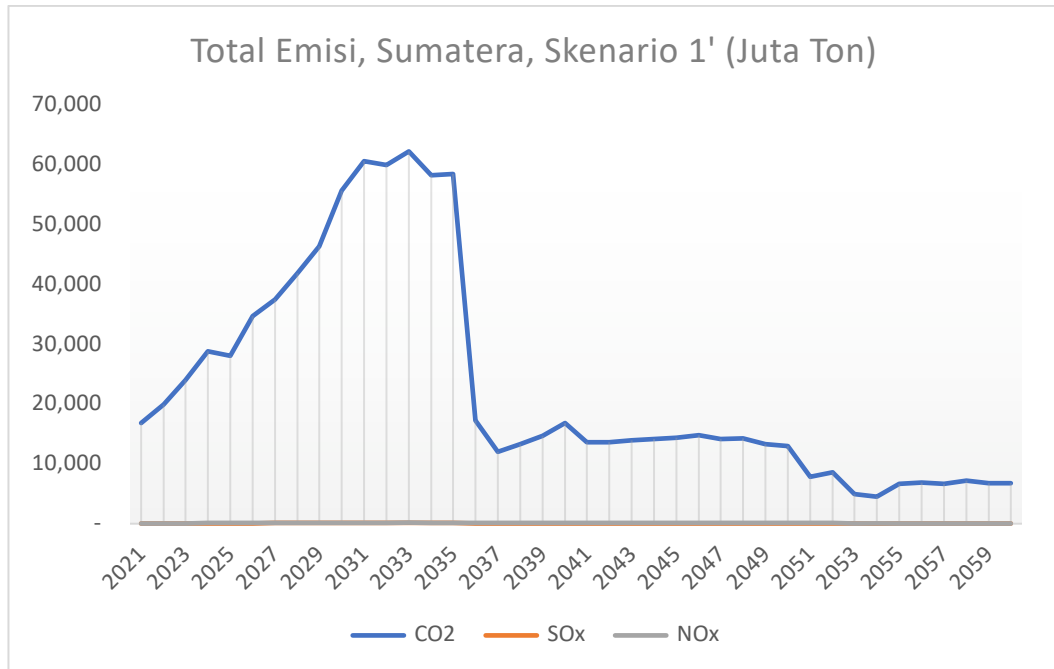
Tabel 4. 4 Hasil kandidat interkoneksi, skenario 1'

Interkoneksi	Carrier	Daya Maksimum (MW)	Biaya Kapital (Millions USD)	Daya Optimal (MW)
Line_Jamali-Sumatera 2030	AC	3000	49425	2999.98928
Line_Jamali-Kalimantan 2030	AC	3000	119302	2999.995397
Line_Kalimantan-Sumatera 2030	AC	3000	146571	1.411056832

Line_Jamali-Sumatera 2035	AC	3000	49425	2999.993482
Line_Jamali-Kalimantan 2035	AC	3000	119302	2999.996222
Line_Kalimantan-Sumatera 2035	AC	3000	146571	2229.554138
Line_Jamali-Sumatera 2040	AC	3000	49425	2999.997084
Line_Jamali-Kalimantan 2040	AC	3000	119302	2999.997907
Line_Kalimantan-Sumatera 2040	AC	3000	146571	2999.949976
Line_Jamali-Sumatera 2045	AC	3000	49425	2999.999176
Line_Jamali-Kalimantan 2045	AC	3000	119302	2999.999335
Line_Kalimantan-Sumatera 2045	AC	3000	146571	2999.984683
Line_Jamali-Sumatera 2050	AC	3000	49425	2999.99946
Line_Jamali-Kalimantan 2050	AC	3000	119302	2999.999687
Line_Kalimantan-Sumatera 2050	AC	3000	146571	2999.991197
Line_Jamali-Sumatera 2055	AC	3000	49425	2999.997896
Line_Jamali-Kalimantan 2055	AC	3000	119302	2999.998779
Line_Kalimantan-Sumatera 2055	AC	3000	146571	1.404706368

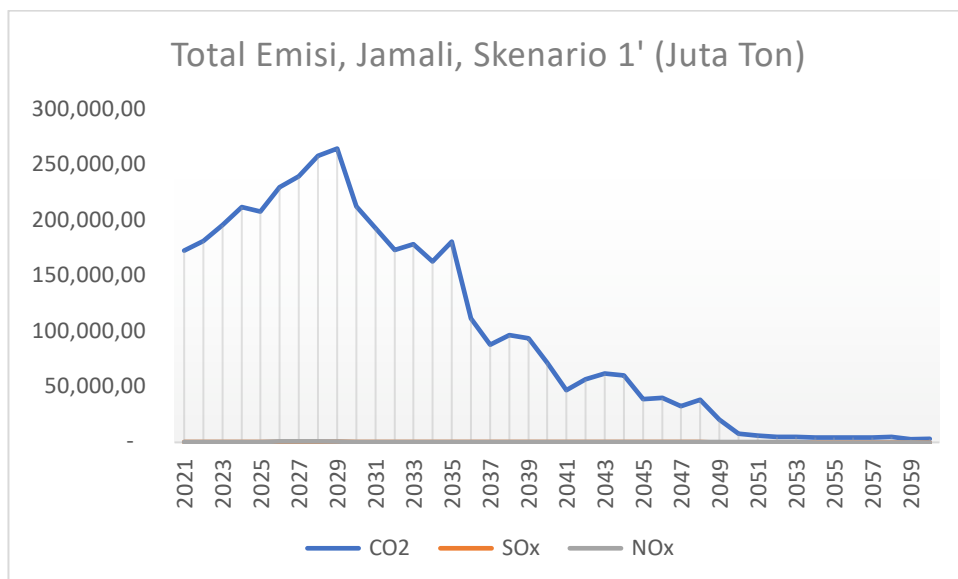
Analisis pada Tabel 4. 4 Hasil kandidat interkoneksi, skenario 1', sistem interkoneksi didasarkan pada data yang diberikan dari berbagai tahun. Sistem interkoneksi terdiri dari Line_Jamali-Sumatera, Line_Jamali-Kalimantan, dan Line_Kalimantan-Sumatera dengan kapasitas maksimum 3000 MW. Biaya kapital untuk Line_Jamali-Sumatera berkisar antara 49,425 hingga 49,425 million USD USD, Line_Jamali-Kalimantan berkisar antara 119,302 hingga 119,302 million USD USD, dan Line_Kalimantan-Sumatera berkisar antara 146,571 hingga 146,571 million USD USD. Kapasitas daya optimal sedikit bervariasi dari tahun ke tahun, dengan fluktuasi berkisar antara 2999.98 hingga 2999.99 MW. Perlu dicatat bahwa Line_Kalimantan-Sumatera 2030 memiliki kemungkinan perluasan, sedangkan Line_Kalimantan-Sumatera 2055 memiliki kapasitas yang dapat diperluas sebesar 1.40 MW.

❖ Emisi Gas Rumah Kaca



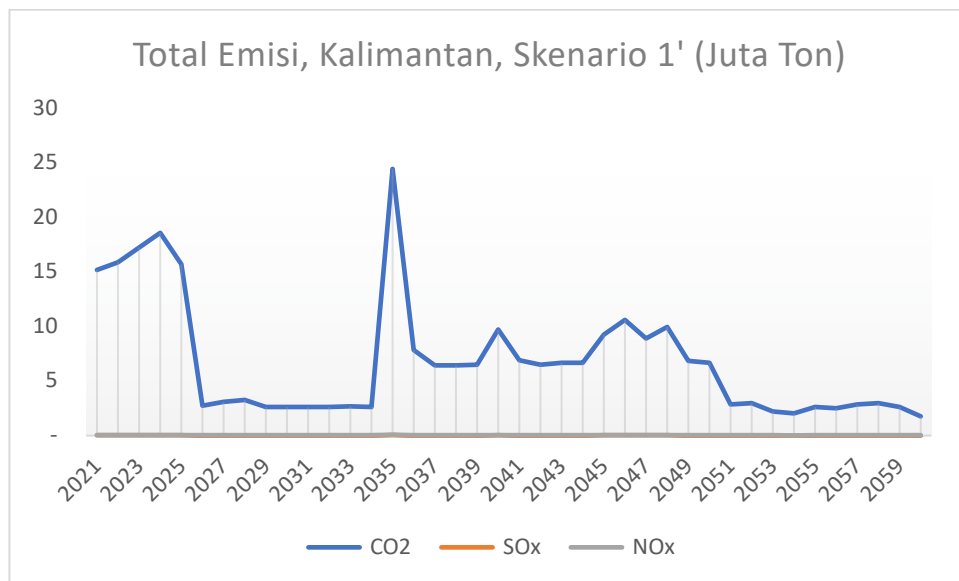
Gambar 4. 50 Hasil total emisi di Sumatera, skenario 1' (Juta Ton)

Analisis mitigasi emisi gas rumah kaca didasarkan pada data Gambar 4. 50 Hasil total emisi di Sumatera, skenario 1' (Juta Ton). Pada tahun 2060, terjadi penurunan kapasitas emisi gas CO₂ sebesar 59,866.32 juta ton dibandingkan tahun 2030. Selain itu, emisi SO_x mengalami penurunan sebesar 122.37 juta ton, sementara emisi NO_x mengalami penurunan sebesar 90.81 juta ton.



Gambar 4. 51 Hasil total emisi di Jamali, skenario 1' (Juta Ton)

Analisis Gambar 4. 51 Hasil total emisi di Jamali, skenario 1' (Juta Ton) mitigasi emisi gas rumah kaca berdasarkan data yang diberikan menunjukkan bahwa emisi CO₂, SO_x, dan NO_x mengalami fluktuasi selama periode 2021-2060. Dalam kurun waktu tersebut, terlihat penurunan emisi CO₂ dan NO_x pada tahun 2060 dibandingkan dengan tahun 2021, yakni sebesar 98,3% dan 93,1% masing-masingnya. Sementara itu, emisi SO_x mengalami peningkatan sebesar 985,5% pada tahun 2060 dibandingkan dengan tahun 2021.

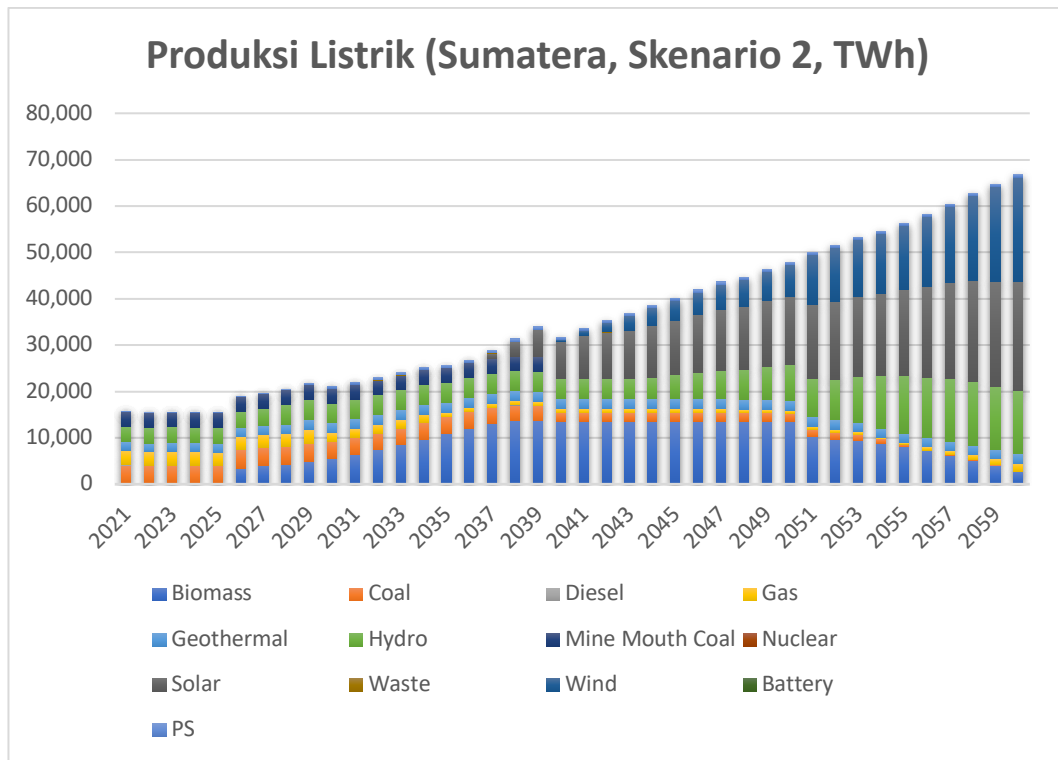


Gambar 4. 52 Hasil total emisi di Kalimantan, skenario 1' (Juta Ton)

Analisis mitigasi emisi gas rumah kaca dilakukan dengan mempertimbangkan data Gambar 4. 52. Pada tahun 2060, terdapat perubahan signifikan dalam kapasitas emisi gas. Kapasitas emisi CO₂ menurun menjadi 1.768,09 juta ton, sedangkan emisi SO_x dan NO_x juga mengalami penurunan menjadi 1,96 juta ton dan 19,65 juta ton secara berurutan.

4.2.5 Skenario 2 *Speculative Geothermal Potential Scenario*

❖ Kandidat pembangkit



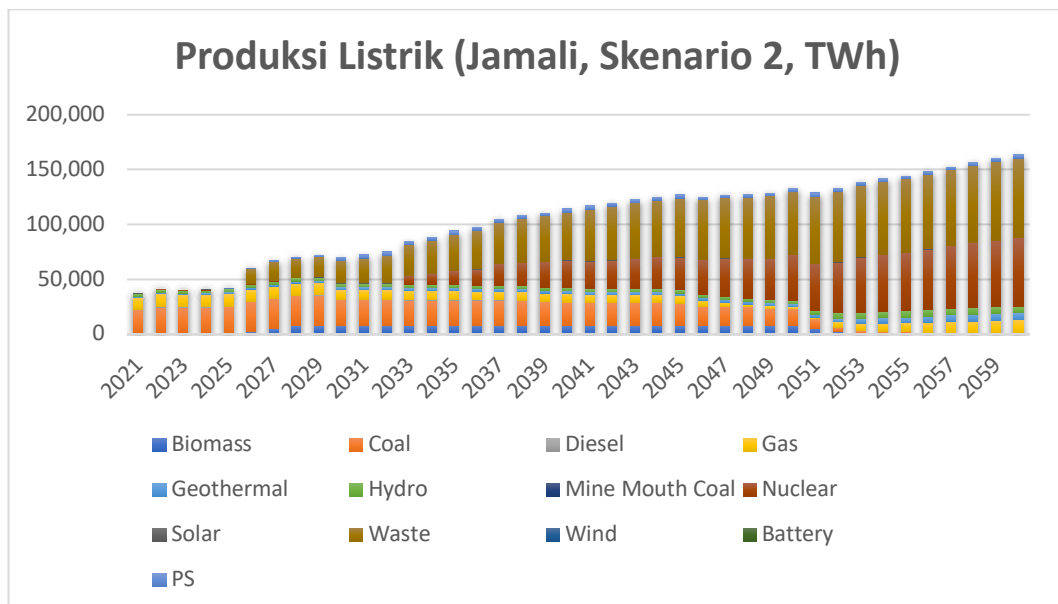
Gambar 4. 53 Hasil produksi listrik di Sumatera, skenario 2, TWh

Berdasarkan Gambar 4. 53, dalam rentang tahun 2021 hingga 2060, terjadi perubahan signifikan dalam kontribusi sumber daya energi EBT di sektor pembangkit listrik. Pada tahun 2021, kontribusi EBT sebesar 15.84%. Namun, hingga tahun 2060, kontribusi EBT meningkat menjadi 50%. Pada tahun 2025, terjadi peningkatan yang signifikan dalam penggunaan energi angin, dengan kontribusi mencapai 24%. Sementara itu, energi surya memiliki kontribusi yang stabil sekitar 1.5% hingga tahun 2047. Selain itu, penggunaan energi nuklir tidak mengalami perubahan signifikan, dengan kontribusi tetap pada 0%.



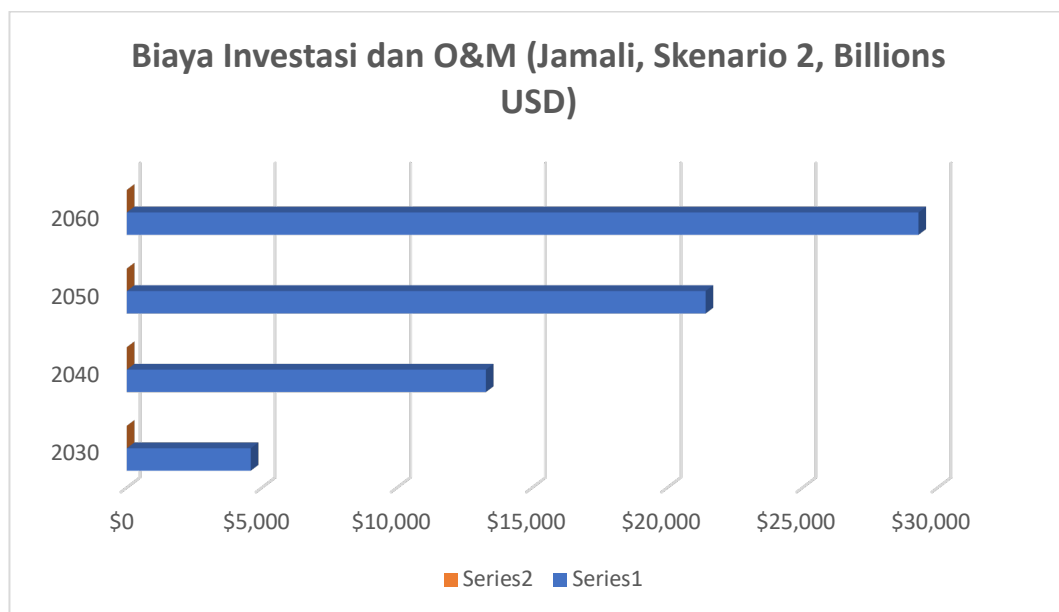
Gambar 4. 54 Hasil Biaya investasi dan O&M (Sumatera, skenario 2, Billions USD)

Berdasarkan Gambar 4. 54, biaya investasi dan biaya operasional dan pemeliharaan (O&M) untuk tahun-tahun yang diberikan telah dianalisis. Pada tahun 2060, biaya investasi diperkirakan mencapai \$11.079,94 billion USD, sedangkan biaya O&M diperkirakan sebesar \$968,69 billion USD. Membandingkan angka-angka ini dengan tahun sebelumnya, biaya investasi menunjukkan peningkatan yang stabil dari \$1.735,19 billion USD pada tahun 2030 menjadi \$11.079,94 billion USD pada tahun 2060. Demikian pula, biaya O&M telah meningkat dari \$138,99 billion USD pada tahun 2030 menjadi \$968,69 billion USD pada tahun 2060.



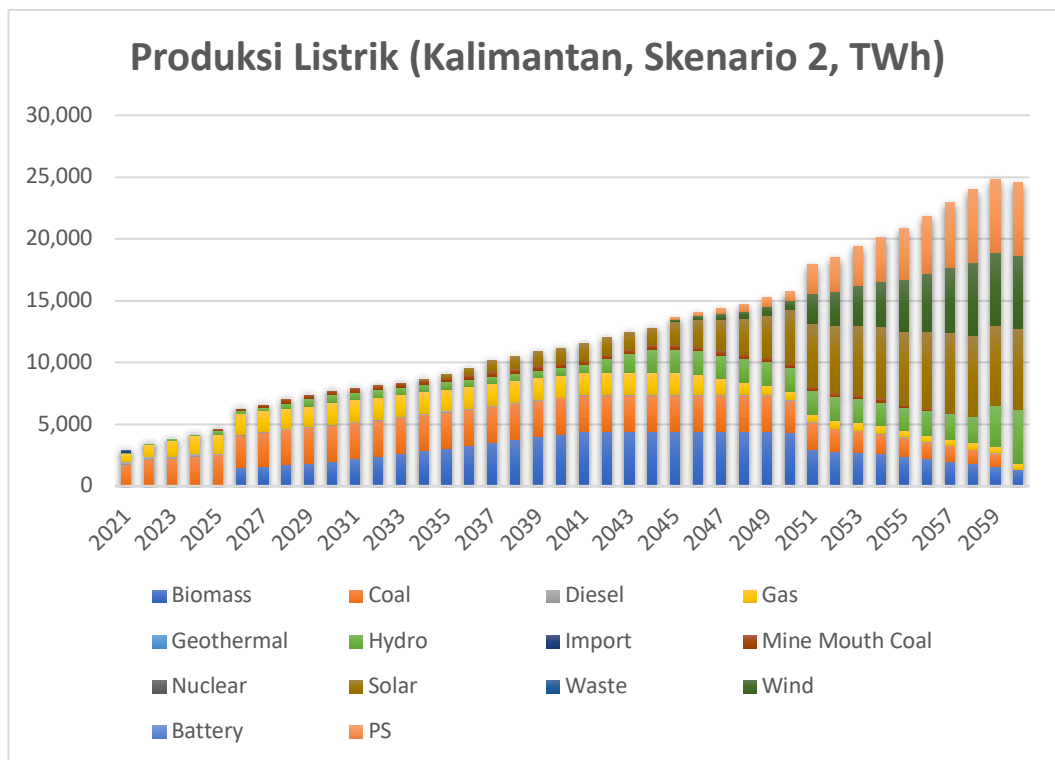
Gambar 4. 55 Hasil produksi listrik di Jamali, skenario 2, TWh

Pada tahun 2021 berdasarkan Gambar 4. 55, kontribusi energi EBT terhadap total produksi energi adalah 6% (sebesar 37,649,631,105 MWh). Namun, pada tahun 2060, kontribusi energi terbarukan telah meningkat menjadi 50% (sebesar 1,252,416,204.55 MWh). Sementara itu, sektor energi konvensional seperti batu bara dan gas juga mengalami perubahan. Produksi listrik dari batu bara pada tahun 2021 mencapai 223,321,920 MWh, namun menurun menjadi 151,681,152 MWh pada tahun 2050. Produksi listrik dari gas pada tahun 2021 adalah 109,057,356 MWh, tetapi menurun menjadi 15,987,000 MWh pada tahun 2050.



Gambar 4. 56 Hasil Biaya investasi dan O&M (Jamali, skenario 2, Billions USD)

Data pada Gambar 4. 56 , menampilkan biaya investasi dan biaya operasional dan pemeliharaan (OM) dalam billion USD USD untuk tahun 2030, 2040, 2050, dan 2060. Perbandingan angka menunjukkan peningkatan yang konsisten baik pada biaya investasi maupun biaya OM dari tahun ke tahun. Secara khusus, dari tahun 2030 hingga 2060, biaya investasi meningkat sebesar sekitar \$24,7 billion USD, sedangkan biaya OM meningkat sekitar \$2.154,45 million USD. Tren naik ini menunjukkan komitmen keuangan yang signifikan yang diperlukan untuk pengembangan dan pemeliharaan proyek yang dianalisis.



Gambar 4. 57 Hasil produksi listrik di Kalimantan, skenario 2, TWh

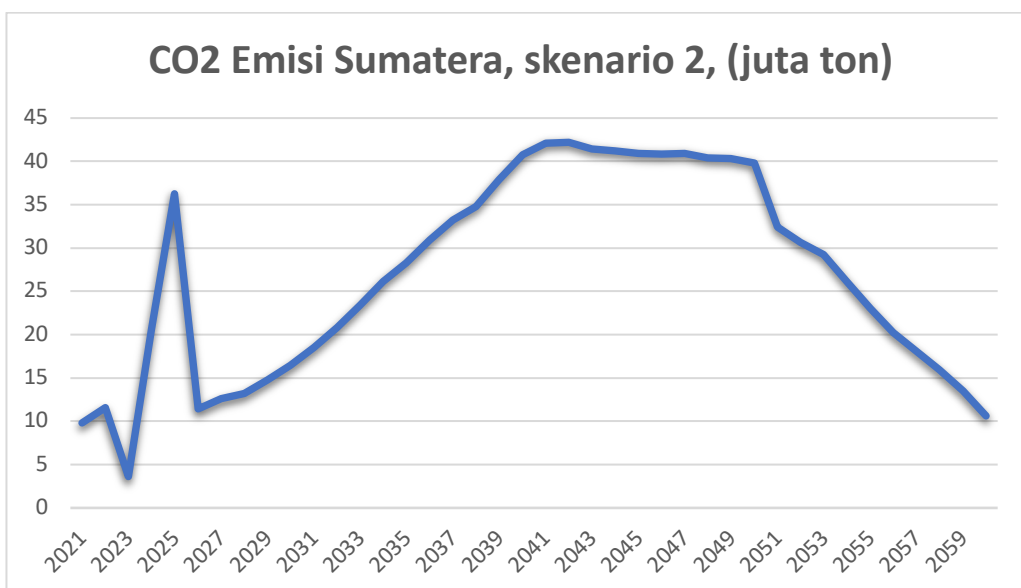
Dalam analisis data pada Gambar 4. 57, yang disajikan, terdapat perbandingan transisi dalam TWh dari tahun 2021 hingga 2060. Pada tahun 2021, sumbangan energi EBT hanya mencapai 17% dari total kontribusi energi sebesar 1.167 TWh. Namun, pada tahun 2045, kontribusi EBT meningkat menjadi 6% dan terus meningkat hingga mencapai 9% pada tahun 2046 dan 14% pada tahun 2047. Pada tahun 2060, kontribusi EBT diproyeksikan mencapai 19% dari total kontribusi energi sebesar 79.628 TWh.



Gambar 4. 58 Hasil Biaya investasi dan O&M (Kalimantan, skenario 2, Billions USD)

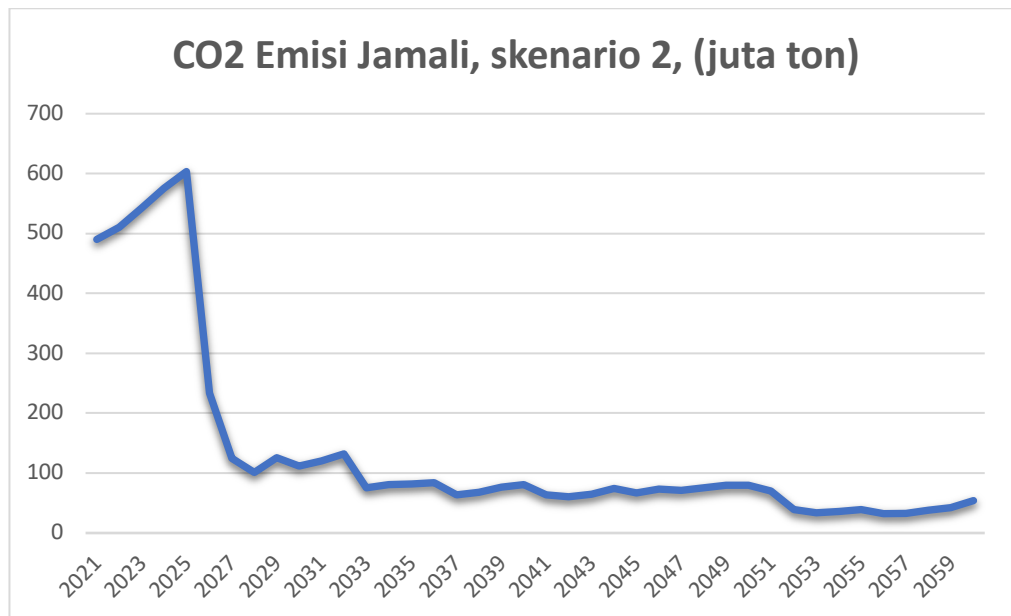
Berdasarkan Gambar 4. 58, analisis telah dilakukan terhadap data biaya investasi dan operasional dari tahun 2030 hingga 2060. Dalam analisis ini, terlihat bahwa biaya investasi meningkat secara bertahap dari \$495,24 billion USD pada tahun 2030 menjadi \$3.162,31 billion USD pada tahun 2060. Demikian pula, biaya operasional juga mengalami peningkatan, naik dari \$39,67 billion USD pada tahun 2030 menjadi \$276,47 billion USD pada tahun 2060. Terdapat peningkatan yang signifikan pada kedua biaya investasi dan operasional antara tahun 2040 dan 2060.

❖ Emisi Gas Rumah Kaca



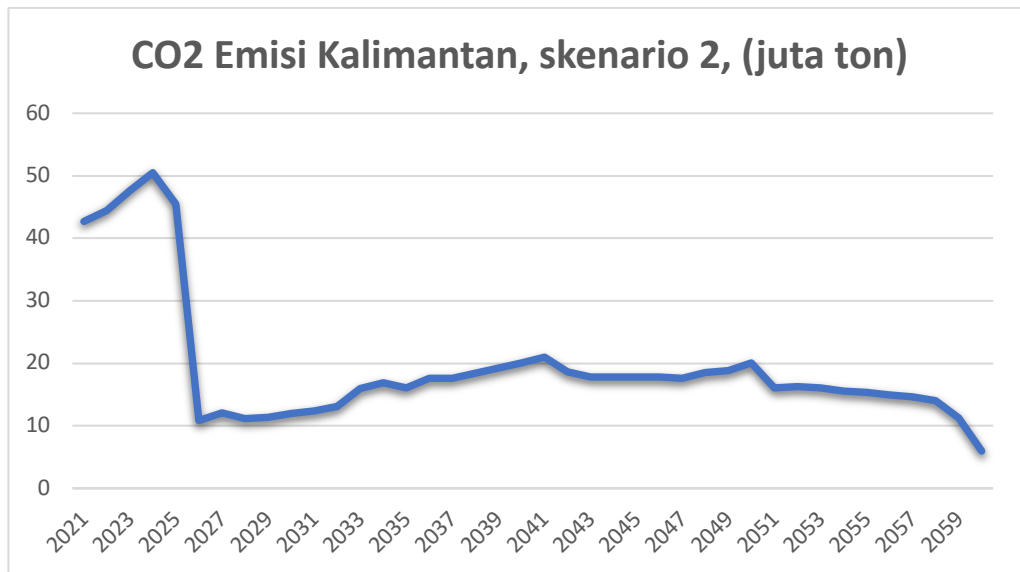
Gambar 4. 59 Hasil total emisi di Sumatera, skenario 2 (Juta Ton)

Analisis Gambar 4. 59 mitigasi emisi gas rumah kaca didasarkan pada data yang diberikan. Terlihat bahwa emisi CO₂ mengalami fluktuasi signifikan dari tahun 2021 hingga 2060. Namun, perbandingan perubahan kapasitas menunjukkan penurunan yang berkelanjutan mulai dari 40.75 juta ton pada tahun 2040 menjadi 10.59 juta ton pada tahun 2060.



Gambar 4. 60 Hasil total emisi di Jamali, skenario 2 (Juta Ton)

Dalam analisis mitigasi emisi gas rumah kaca Gambar 4. 60, terlihat perubahan kapasitas emisi CO₂ dari tahun 2060 mengalami kenaikan signifikan. Pada tahun tersebut, kapasitas emisi meningkat sebesar 25.74 juta ton dibandingkan tahun sebelumnya, mencapai total 54.08 juta ton.

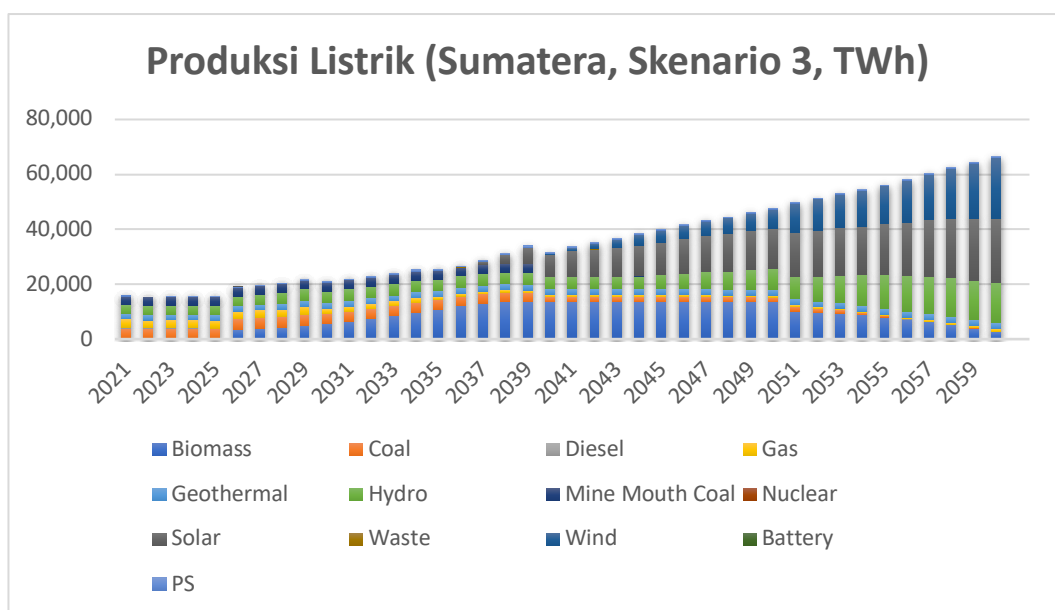


Gambar 4. 61 Hasil total emisi di Kalimantan, skenario 2 (Juta Ton)

Analisis Gambar 4. 61 mitigasi emisi gas rumah kaca menunjukkan perubahan yang signifikan dari tahun 2060. Kapasitas emisi CO₂ menurun drastis dari 11,26 juta ton pada tahun 2059 menjadi hanya 5,96 juta ton pada tahun 2060.

4.2.6 Skenario 3 *Hypothetic Geothermal Potential Scenario*

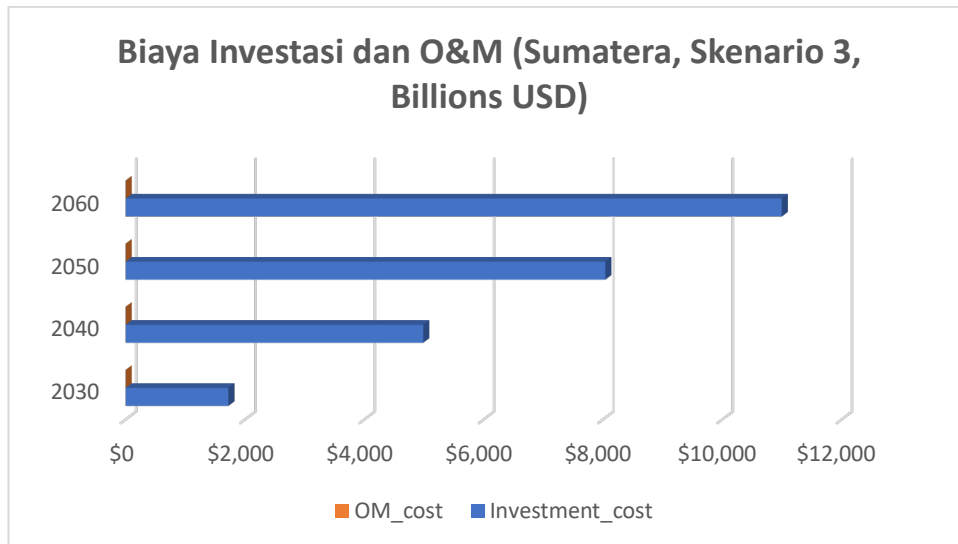
❖ Kandidat pembangkit



Gambar 4. 62 Hasil produksi listrik di Sumatera, skenario 3, TWh

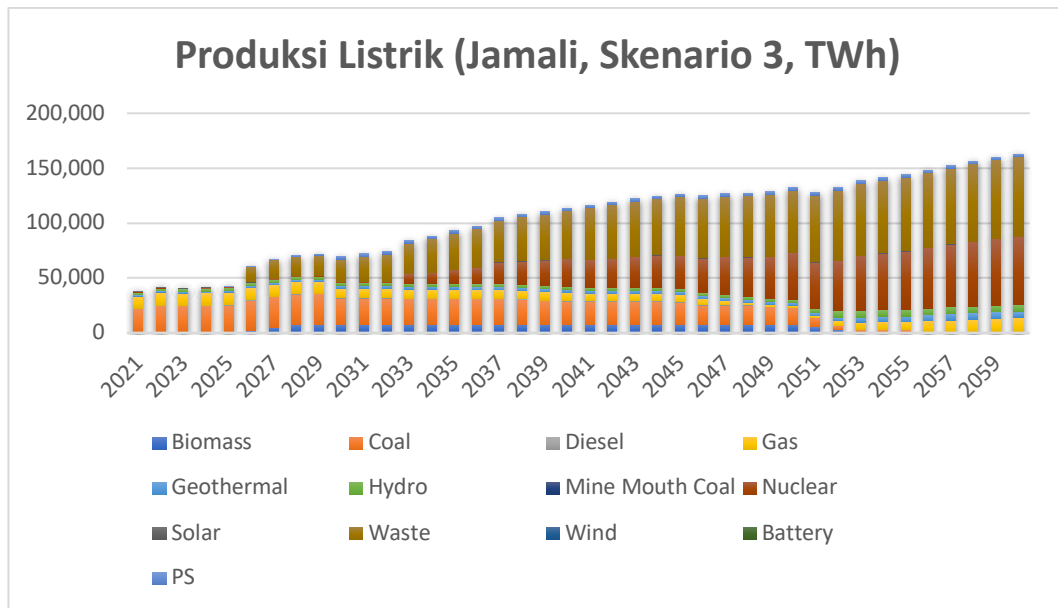
Pada tahun 2021 hingga 2060 berdasarkan Gambar 4. 62, terdapat perubahan yang signifikan dalam transisi sumber energi di sektor pembangkit listrik. Kontribusi energi EBT terus meningkat seiring waktu, dari 22% pada tahun 2021 menjadi 50%

pada tahun 2052. Biomassa, batu bara, dan diesel secara bertahap mengalami penurunan kontribusi, sementara gas, geothermal, dan hidro meningkat secara stabil. Energi surya dan angin juga mengalami peningkatan yang signifikan. Pada tahun 2052, terjadi pergeseran besar menuju energi terbarukan sebagai sumber utama pembangkit listrik, dengan kontribusi terbarukan mencapai 50% dari total.



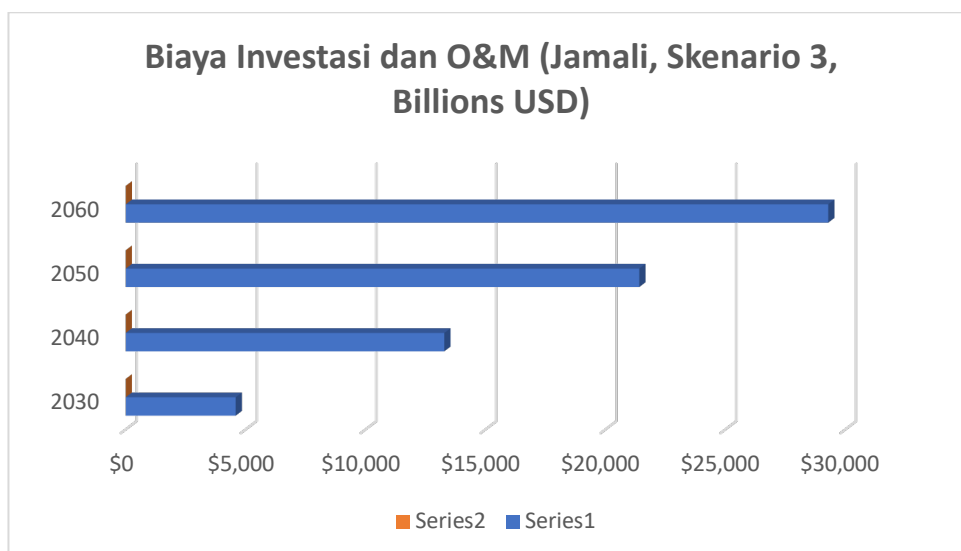
Gambar 4. 63 Hasil Biaya investasi dan O&M (Sumatera, skenario 3, Billions USD)

Berdasarkan Gambar 4. 63, analisis telah dilakukan terhadap biaya investasi dan operasional untuk sebuah proyek tertentu, dengan fokus pada tahun 2030 hingga 2060. Data tersebut mengungkapkan peningkatan signifikan baik pada biaya investasi maupun operasional dari waktu ke waktu. Pada tahun 2030, biaya investasi sebesar \$1.722,46 billion USD, sementara biaya operasional sebesar \$137,97 billion USD. Pada tahun 2060, biaya investasi meningkat menjadi \$10.998,64 billion USD, sedangkan biaya operasional mencapai \$961,58 billion USD.



Gambar 4. 64 Hasil produksi listrik di Jamali, skenario 3, TWh

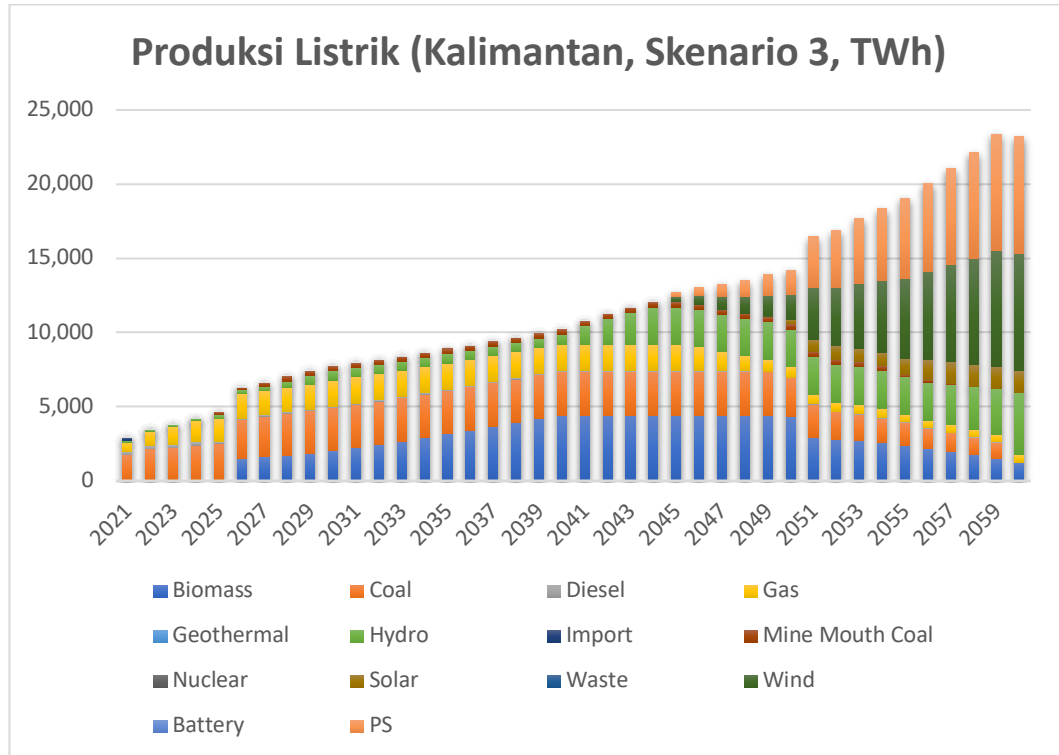
Data Gambar 4. 64 ini menunjukkan perbandingan transisi pembangkit listrik berdasarkan sumber energi dari tahun 2021 hingga 2060 dalam TWh. Pada tahun 2021, kontribusi energi EBT sebesar 37.6% dari total pembangkitan listrik, sementara 6% berasal dari sumber energi konvensional. Hingga tahun 2030, kontribusi energi terbarukan terus meningkat, mencapai 42% pada tahun 2030. Setelah tahun 2030, kontribusi energi terbarukan terus meningkat secara signifikan hingga mencapai 51% pada tahun 2050, dengan penurunan kontribusi energi konvensional.



Gambar 4. 65 Hasil Biaya investasi dan O&M (Jamali, skenario 3, Billions USD)

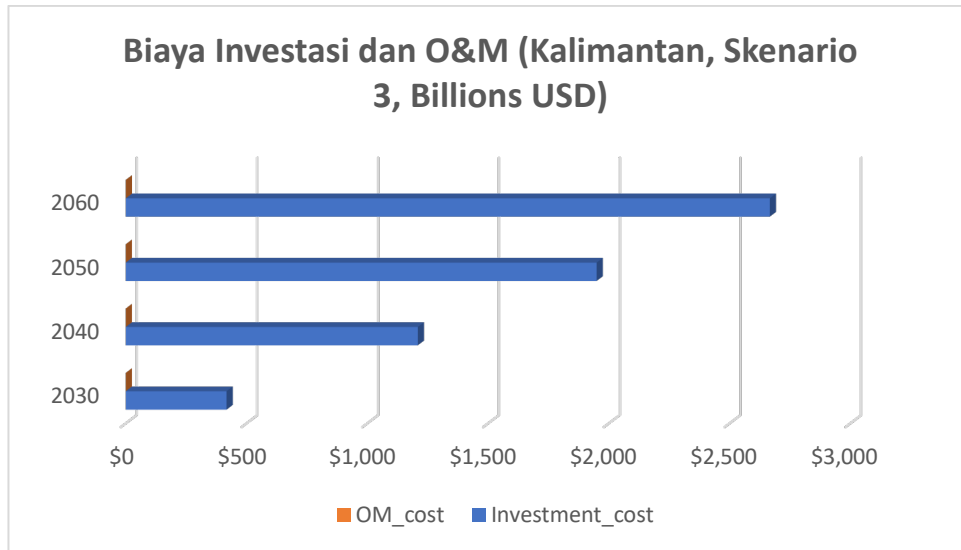
Berdasarkan Gambar 4. 65, biaya investasi dan biaya operasional serta pemeliharaan (O&M) dari suatu proyek dianalisis berdasarkan data yang diberikan.

Pada tahun 2060, biaya investasi mencapai \$29,29 billion USD, yang mengalami peningkatan dari \$4,59 billion USD pada tahun 2030. Begitu pula, biaya O&M meningkat dari \$367,38 juta pada tahun 2030 menjadi \$2,56 billion USD pada tahun 2060.



Gambar 4. 66 Hasil produksi listrik di Kalimantan, skenario 3, TWh

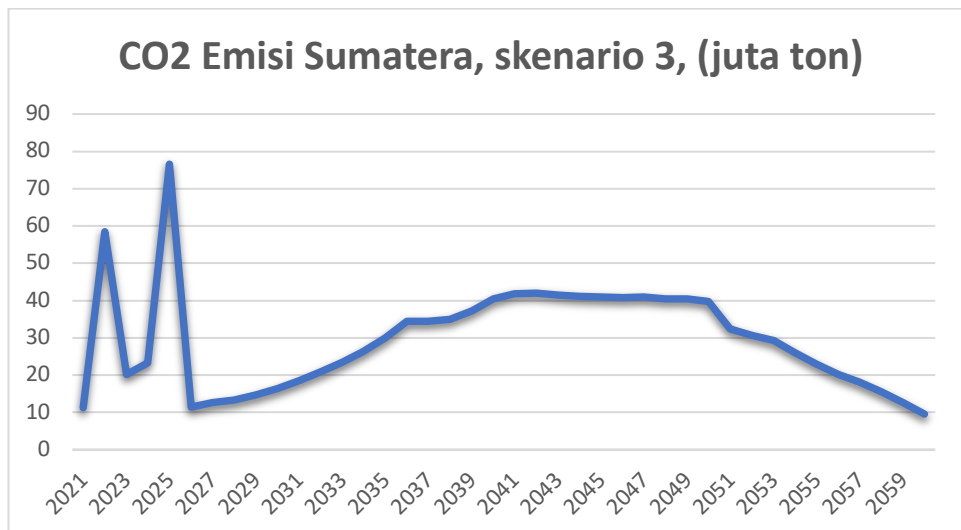
Dalam analisis data berdasarkan Gambar 4. 66, terlihat bahwa kontribusi energi EBT meningkat dari 17% pada tahun 2021 menjadi 69% pada tahun 2054, dengan total kontribusi energi terbarukan mencapai 141.835 TWh. Pada tahun 2025, terdapat peningkatan yang signifikan dalam penggunaan energi biomassa, mencapai 0.657 TWh.



Gambar 4. 67 Hasil Biaya investasi dan O&M (Kalimantan, skenario 3, Billions USD)

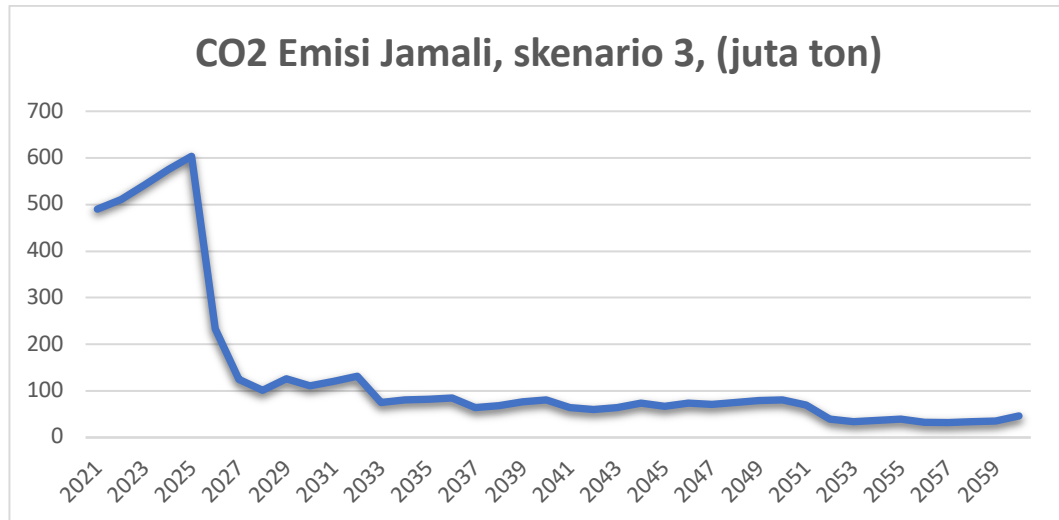
Dalam analisis data berdasarkan Gambar 4. 67, terlihat bahwa biaya investasi dan biaya operasional (OM) untuk proyek tersebut mengalami peningkatan yang signifikan dari tahun 2030 hingga 2060. Pada tahun 2060, biaya investasi mencapai \$2.666.858,19 billion USD, meningkat sebesar \$2.249.210,67 billion USD dibandingkan dengan tahun 2030. Sementara itu, biaya operasional pada tahun 2060 mencapai \$233,16 billion USD, naik sebesar \$199,71 billion USD dari tahun 2030.

❖ Emisi Gas Rumah Kaca



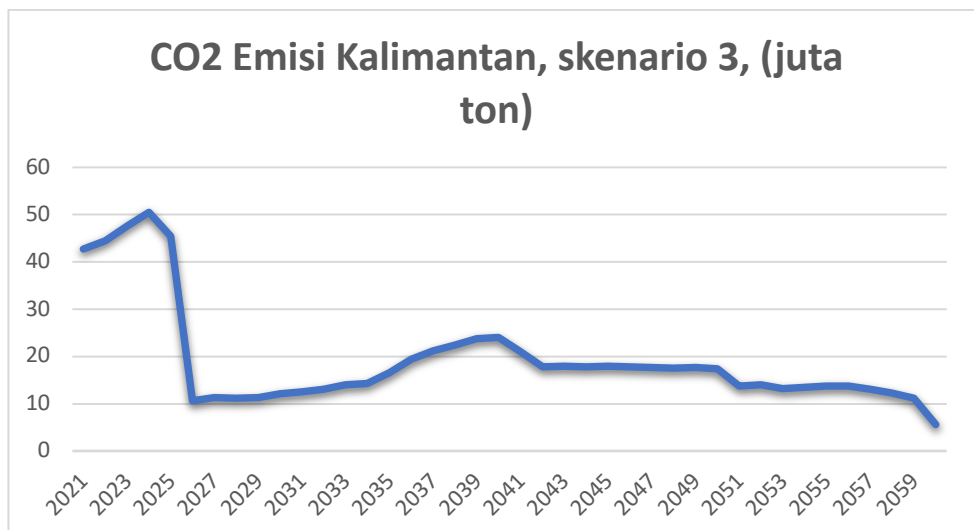
Gambar 4. 68 Hasil total emisi di Sumatera, skenario 3 (Juta Ton)

Analisis Gambar 4. 68 mitigasi emisi gas rumah kaca menunjukkan bahwa kapasitas emisi CO₂ telah mengalami perubahan dari 11.33 juta ton pada tahun 2021 menjadi 9.56 juta ton pada tahun 2060.



Gambar 4. 69 Hasil total emisi di Jamali, skenario 3 (Juta Ton)

Analisis Gambar 4. 69 mitigasi emisi gas rumah kaca dilakukan dengan menggunakan data berikut. Terdapat peningkatan emisi CO₂ dari 489,75 juta ton pada tahun 2021 menjadi 542,28 juta ton pada tahun 2023. Namun, kapasitas mengalami penurunan tajam pada tahun 2026 dengan hanya 233,29 juta ton. Dalam kurun waktu 2030 hingga 2040, kapasitas tetap relatif stabil dengan fluktuasi kecil. Perbandingan perubahan kapasitas pada tahun 2060 meningkat sebesar 46,75 juta ton dibandingkan tahun sebelumnya.

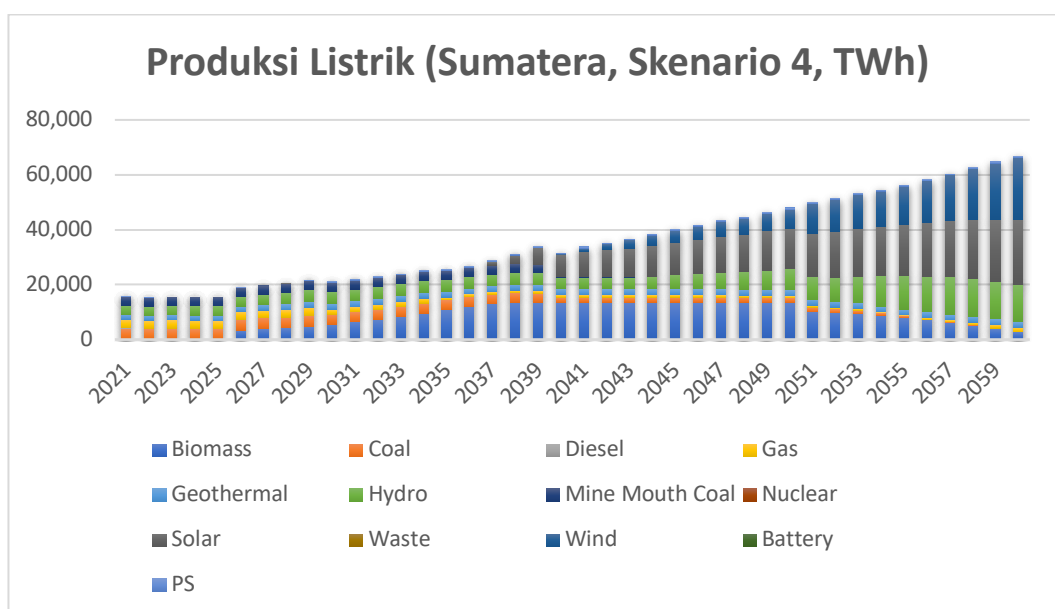


Gambar 4. 70 Hasil total emisi di Kalimantan, skenario 3 (Juta Ton)

Analisis Gambar 4. 70 mitigasi emisi gas rumah kaca dilakukan dengan menggunakan data berikut. Perubahan kapasitas total emisi CO₂ dari tahun 2060 menunjukkan penurunan yang signifikan. Pada tahun 2060, kapasitas emisi CO₂ berkurang menjadi 5,58 juta ton, menunjukkan pengurangan sebesar 87,05% dibandingkan dengan tahun 2021.

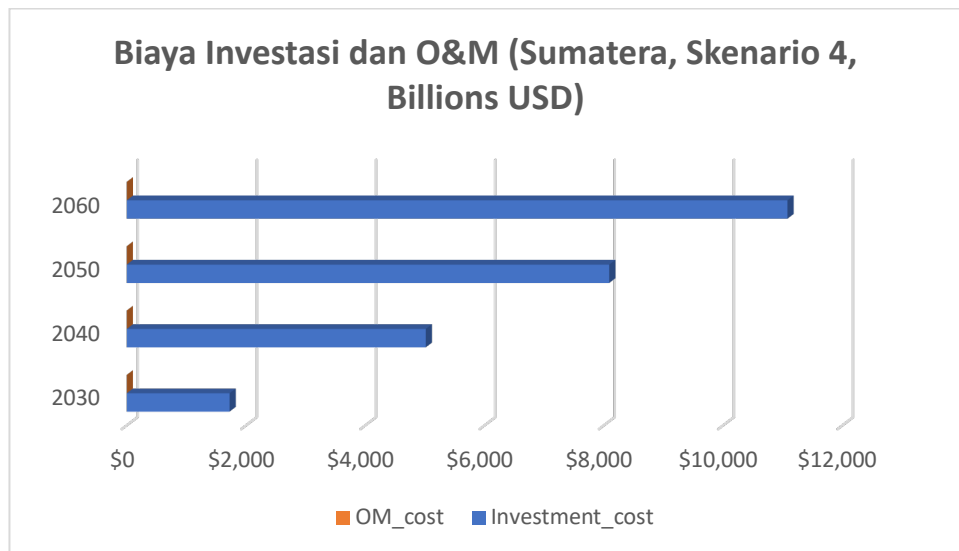
4.2.7 Skenario 4 *Hydro Power Resources Potential Scenario*

❖ Kandidat pembangkit



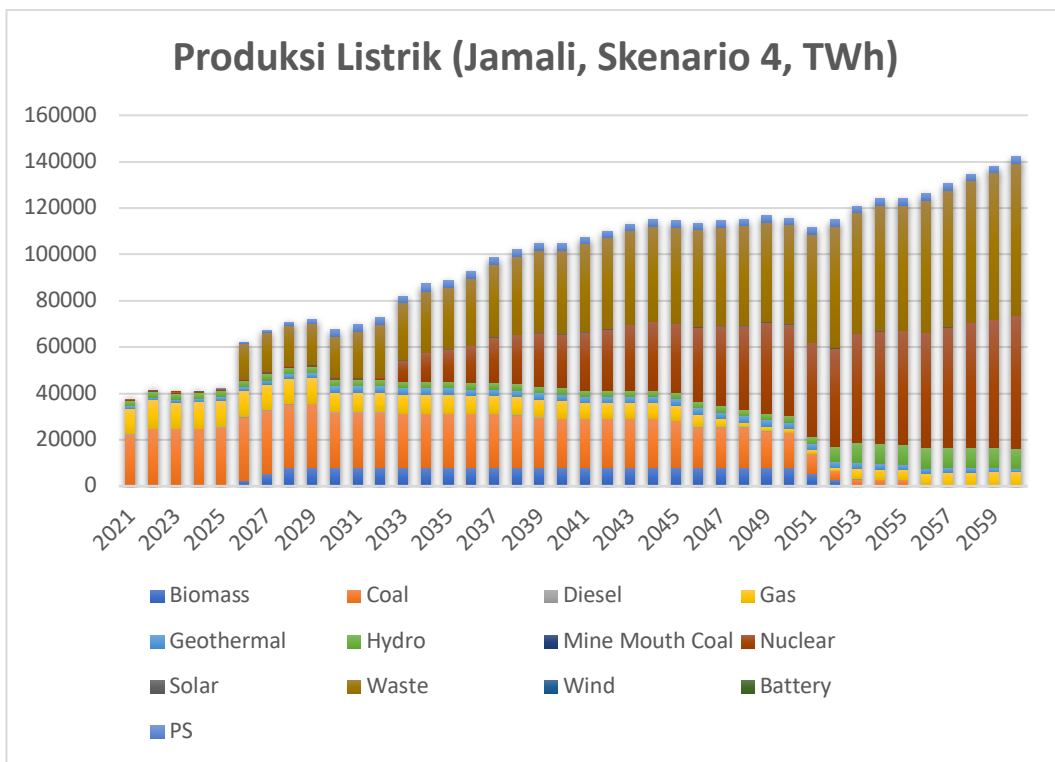
Gambar 4. 71 Hasil produksi listrik di Sumatera, skenario 4, TWh

Dalam analisis data berdasarkan Gambar 4. 71, terdapat perbandingan transisi penggunaan sumber energi dari tahun 2021 hingga 2060 dalam TWh. Pada tahun 2021, Biomassa berkontribusi sebesar 0,540 TWh, sedangkan Batubara 39 TWh. Hingga tahun 2060, kontribusi energi terbarukan meningkat menjadi 135,949 TWh, sementara Batubara menurun menjadi 16 TWh. Dalam periode ini, energi terbarukan akan menjadi kontributor utama dengan 44% pada tahun 2050 dan mencapai 49% pada tahun 2051.



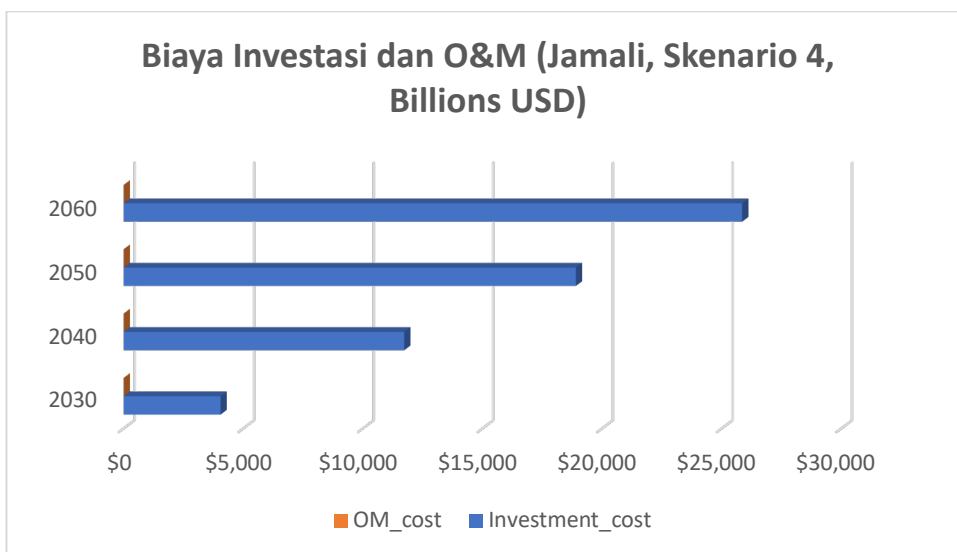
Gambar 4. 72 Hasil Biaya investasi dan O&M (Sumatera, skenario 4, Billions USD)

Pada tahun 2060 berdasarkan Gambar 4. 72 , terjadi peningkatan signifikan dalam biaya investasi dan biaya operasional (OM) dibandingkan dengan tahun-tahun sebelumnya. Biaya investasi meningkat dari \$8,090,982.69 billion USD pada tahun 2050 menjadi \$11,079,942.49 billion USD pada tahun 2060. Selain itu, biaya operasional juga mengalami peningkatan yang cukup besar dari \$678.02 billion USD pada tahun 2050 menjadi \$968.69 billion USD pada tahun 2060.



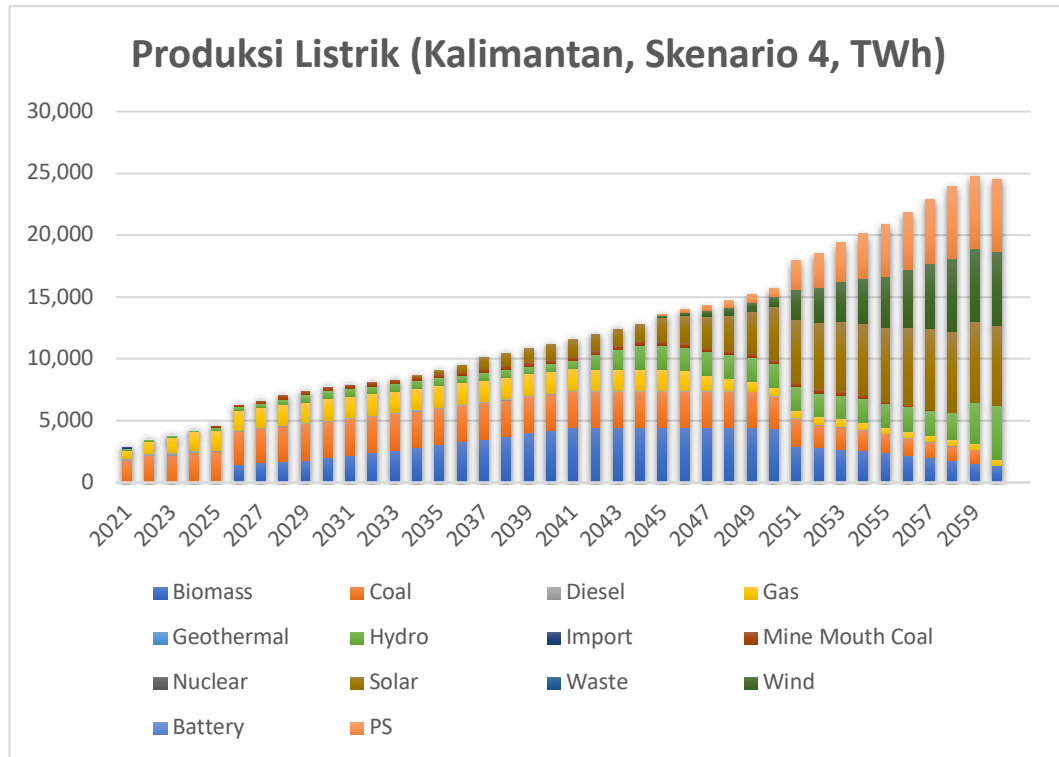
Gambar 4. 73 Hasil produksi listrik di Jamali, skenario 4, TWh

Dalam rentang tahun 2021 hingga 2060 berdasarkan Gambar 4. 73, terdapat perubahan yang signifikan dalam kontribusi sumber daya energi EBT dalam pembangkit listrik. Pada tahun 2021, kontribusi energi terbarukan mencapai 37,649 TWh atau sekitar 6% dari total pembangkitan listrik. Hingga tahun 2036, kontribusi energi terbarukan mengalami peningkatan yang signifikan, mencapai 848,873 TWh atau 41%. Namun, setelah itu, peningkatan kontribusi energi terbarukan menjadi lebih lambat, dengan perkiraan 1,094,055 TWh atau 45% pada tahun 2060.



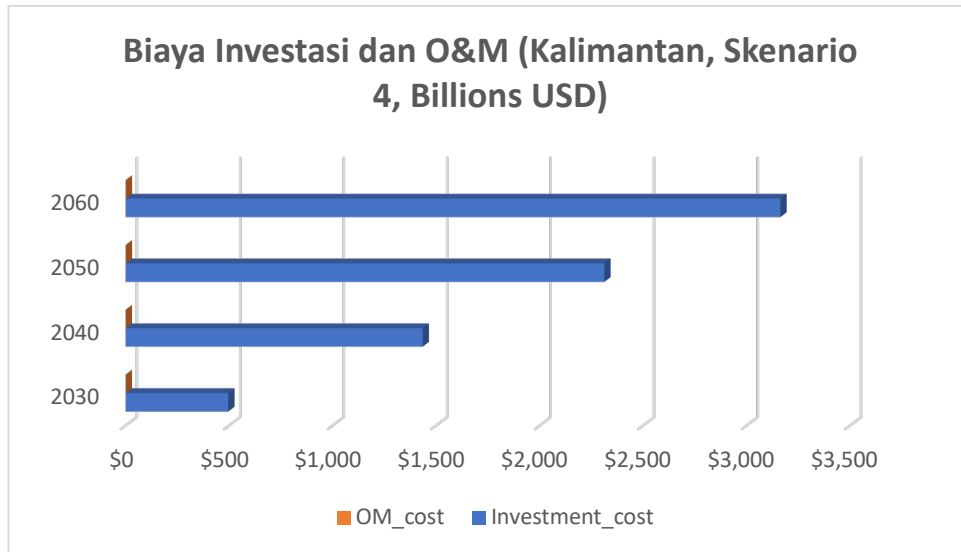
Gambar 4. 74 Hasil Biaya investasi dan O&M (Jamali, skenario 4, Billions USD)

Dalam analisis data berdasarkan Gambar 4. 74 , terlihat perbandingan transisi yang signifikan dalam biaya investasi dan biaya operasional (OM) dari tahun 2030 hingga 2060. Biaya investasi meningkat dari \$4.049.203,60 billion USD pada tahun 2030 menjadi \$25.855.898,35 billion USD pada tahun 2060. Sementara itu, biaya operasional meningkat dari \$324,34 billion USD pada tahun 2030 menjadi \$2.260,51 billion USD pada tahun 2060.



Gambar 4. 75 Hasil produksi listrik di Kalimantan, skenario 4, TWh

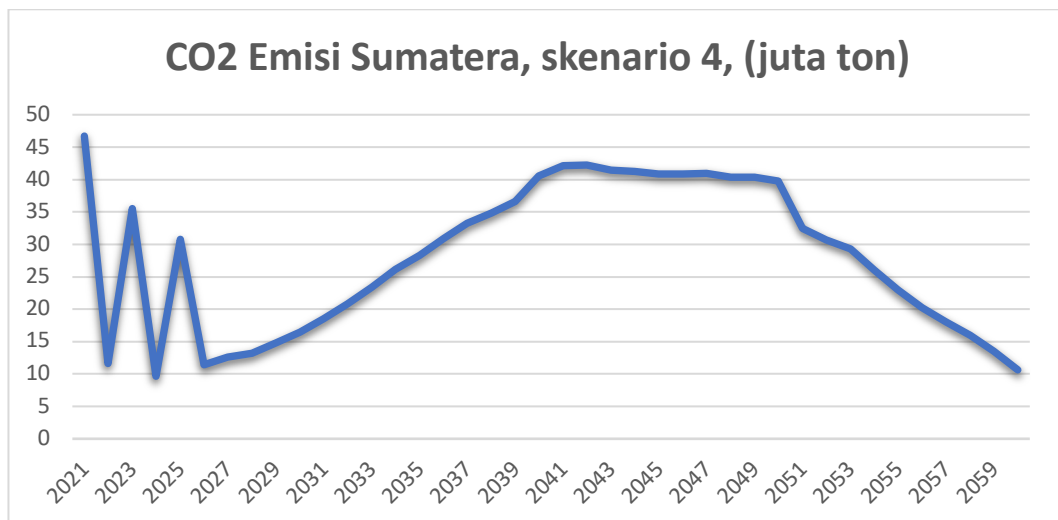
Dalam rentang tahun 2021 hingga 2060 berdasarkan Gambar 4. 75, terdapat perubahan yang signifikan dalam transisi sumber energi di sektor pembangkit listrik di Indonesia. Pada tahun 2021, kontribusi energi EBT sebesar 17%, dengan total 1.167 TWh. Hingga tahun 2045, kontribusi energi terbarukan meningkat menjadi 6% dari total konsumsi, yaitu sebesar 63.316 TWh. Namun, pada tahun 2046, terjadi peningkatan yang signifikan dengan kontribusi energi terbarukan mencapai 9%, yaitu 67.479 TWh. Pada tahun 2051, kontribusi energi terbarukan meningkat drastis menjadi 38% atau setara dengan 128.730 TWh.



Gambar 4. 76 Hasil Biaya investasi dan O&M (Kalimantan, skenario 4, Billions USD)

Pada tahun 2030 berdasarkan Gambar 4. 76 , biaya investasi adalah sebesar \$495,239.31 billion USD dengan biaya operasional sebesar \$39.67 billion USD. Namun, pada tahun 2060, biaya investasi meningkat menjadi \$3,162,314.99 billion USD dengan biaya operasional sebesar \$276.47 billion USD. Ini menunjukkan peningkatan sebesar 538% dalam biaya investasi dan 596% dalam biaya operasional pada periode tersebut.

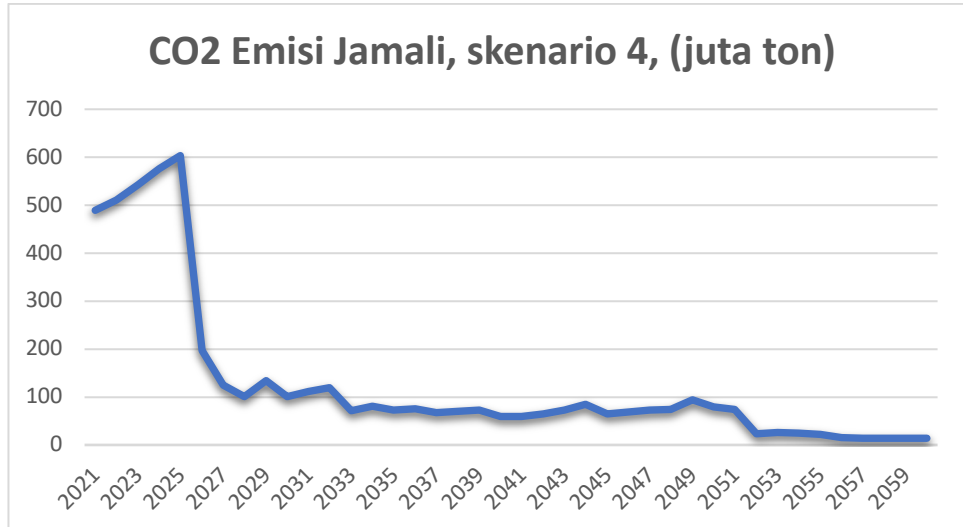
❖ Emisi Gas Rumah Kaca



Gambar 4. 77 Hasil total emisi di Sumatera, skenario 4 (Juta Ton)

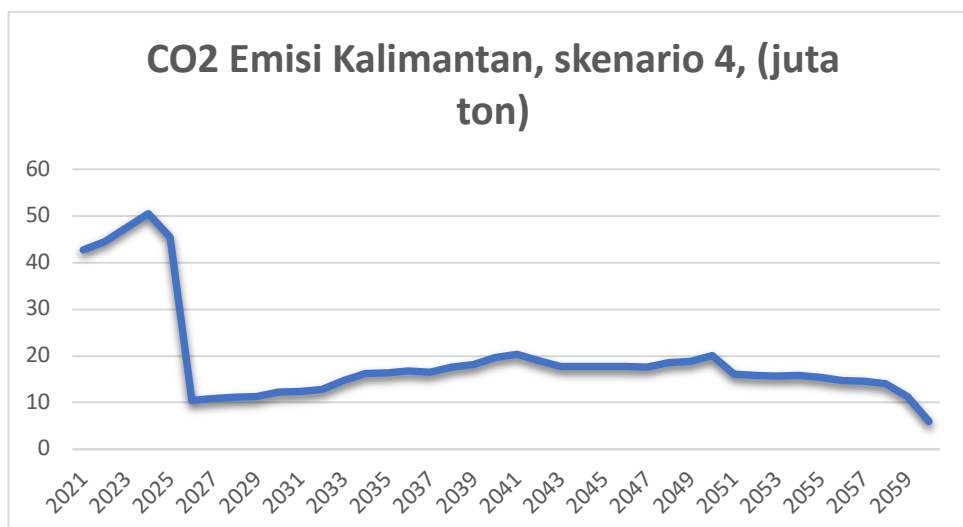
Analisis Gambar 4. 77 mitigasi emisi gas rumah kaca berdasarkan data yang diberikan mengungkapkan penurunan signifikan dalam emisi CO2 dari waktu ke waktu. Tingkat emisi mencapai puncaknya pada 46,71 juta ton pada tahun 2021,

namun secara bertahap menurun menjadi 10,59 juta ton pada tahun 2060. Penurunan ini menyoroti upaya yang berhasil dalam mengurangi emisi, menunjukkan tren positif menuju pencapaian target emisi yang lebih rendah.



Gambar 4. 78 Hasil total emisi di Jamali, skenario 4 (Juta Ton)

Dalam rentang tahun 2021 hingga 2023, emisi CO2 meningkat dari 489,75 juta ton menjadi 542,28 juta ton Gambar 4. 78 . Namun, mulai tahun 2026 hingga 2033, emisi menurun secara signifikan. Meskipun ada fluktuasi antara tahun 2034 hingga 2042, emisi secara keseluruhan cenderung menurun, mencapai 58,84 juta ton pada tahun 2040. Pada tahun 2060, kapasitas emisi stabil di sekitar 14,56 juta ton, menunjukkan mitigasi yang sukses dalam mengendalikan emisi gas rumah kaca.



Gambar 4. 79 Hasil total emisi di Kalimantan, skenario 4 (Juta Ton)

Analisis Gambar 4. 79 mitigasi emisi gas rumah kaca didasarkan pada data berikut. Kapasitas emisi CO₂ menunjukkan penurunan yang signifikan dari 42,71 juta ton pada tahun 2021 menjadi 5,96 juta ton pada tahun 2060.

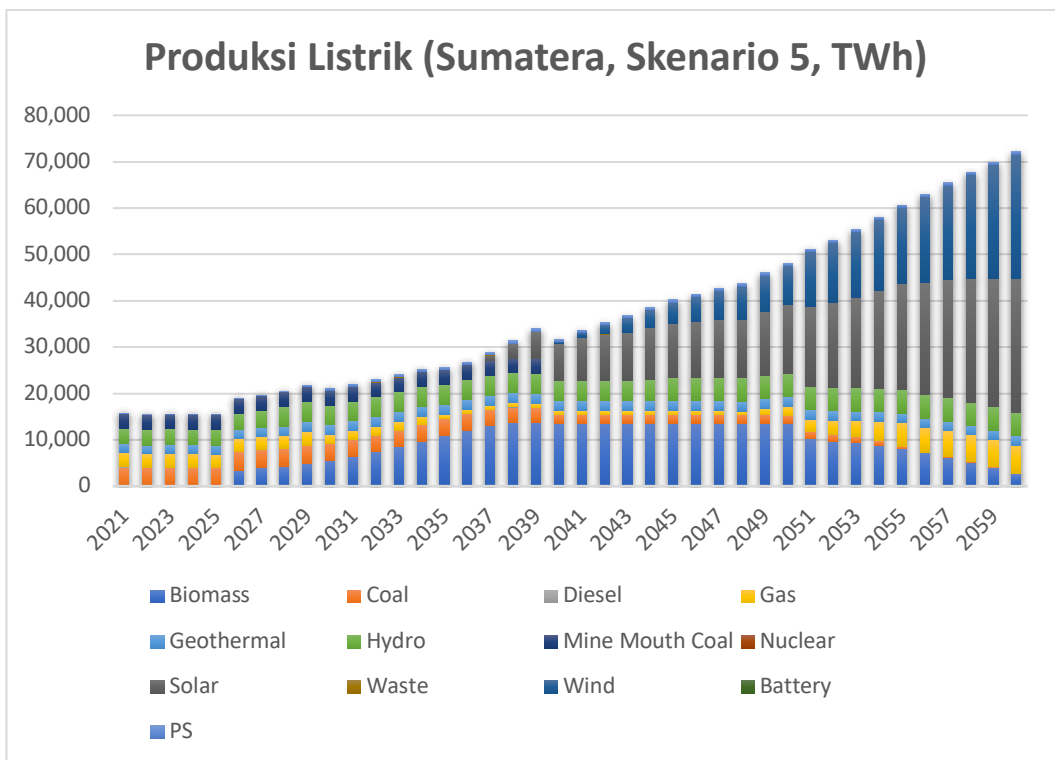
4.2.8 Skenario 5 *Micro-hydro Resources Potential Scenario*

❖ Kandidat pembangkit

Pada skenario 5 untuk region Jamali mengalami ketidakandalan hasil optimasi *solver* atau *infeasible*, analisis *infeasible condition* pada PYPSA mengacu pada situasi di mana solusi yang memenuhi semua batasan sistem daya tidak dapat ditemukan. Hal ini bisa terjadi ketika sistem daya yang dianalisis memiliki kombinasi variabel yang tidak konsisten atau bertentangan, sehingga tidak mungkin mencapai solusi yang memenuhi semua persyaratan yang ada.

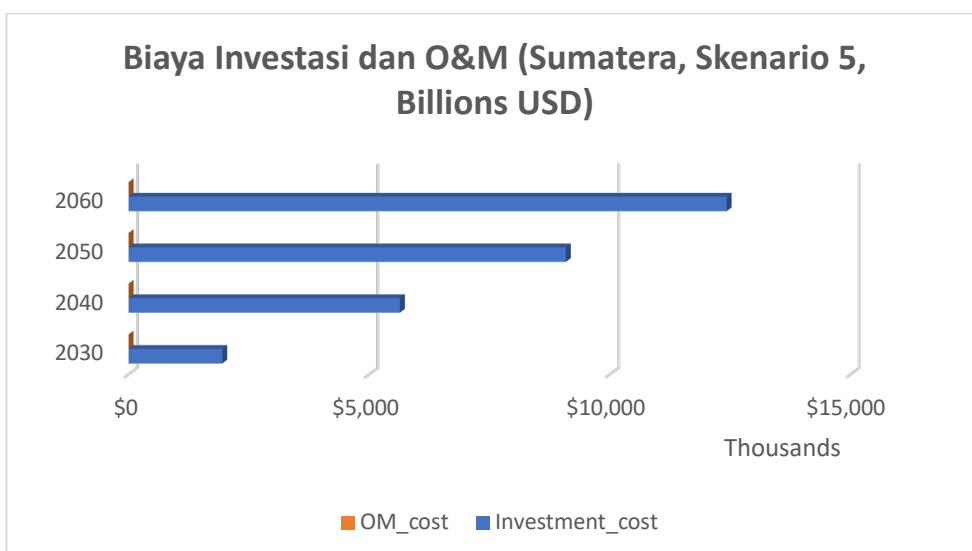
Beberapa contoh analisis *infeasible condition* pada PYPSA antara lain:

- a. Batasan Kapasitas: Jika kapasitas saluran transmisi atau kapasitas pembangkit tidak mencukupi untuk memenuhi permintaan daya yang ada, maka akan terjadi *infeasible condition*. Misalnya, jika permintaan daya melampaui kapasitas transmisi yang tersedia, tidak mungkin menemukan solusi yang memenuhi batasan tersebut.
- b. Batasan Tegangan: Jika tegangan pada bus sistem daya tidak memenuhi batasan yang ditentukan, maka akan terjadi *infeasible condition*. Misalnya, jika batasan tegangan maksimum terlampaui pada satu atau beberapa bus, maka tidak ada solusi yang memenuhi kondisi tersebut.
- c. Batasan Aliran Daya: Ketika aliran daya melebihi batasan yang ditentukan untuk saluran transmisi, akan terjadi *infeasible condition*. Misalnya, jika daya yang dialirkan melampaui kapasitas maksimum saluran, tidak mungkin menemukan solusi yang memenuhi batasan tersebut.
- d. Batasan Operasional Pembangkit: Jika pembangkit tidak dapat menghasilkan daya yang mencukupi untuk memenuhi permintaan atau jika pembangkit tidak dapat beroperasi dalam kondisi yang diinginkan, akan terjadi *infeasible condition*. Misalnya, jika salah satu pembangkit mengalami gangguan atau jika pembangkit tidak dapat memenuhi batasan operasional seperti ramp rate atau minimal/maximal pembangkitan, maka solusi yang memenuhi batasan tidak akan dapat ditemukan.



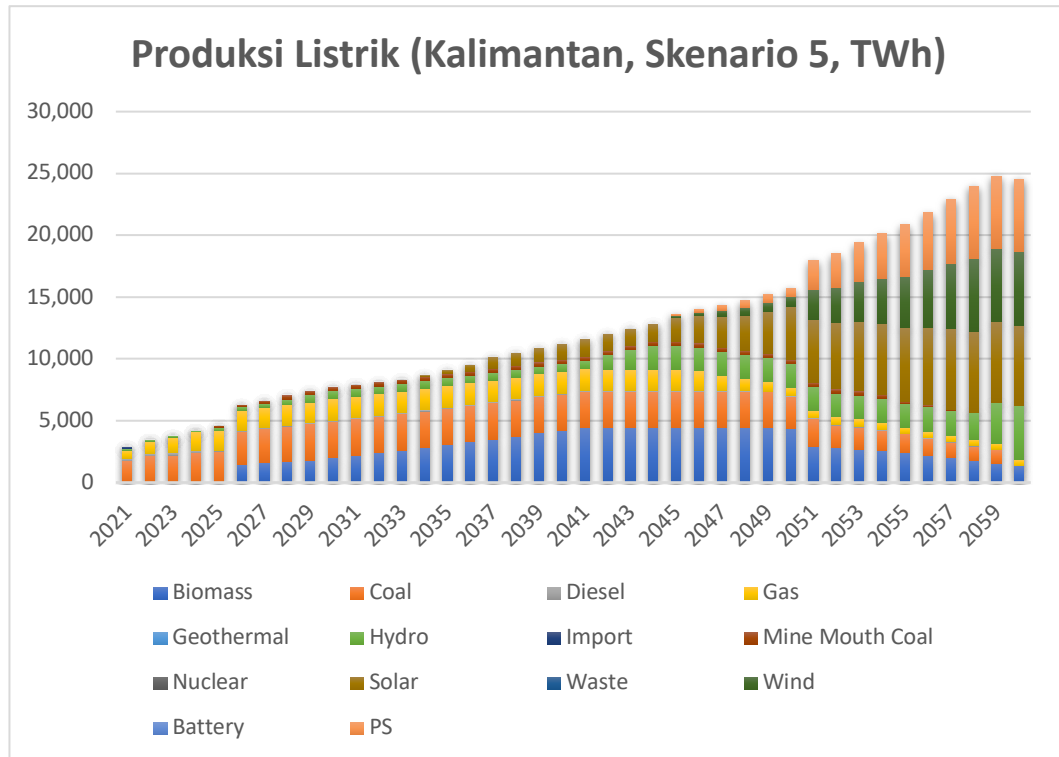
Gambar 4. 80 Hasil produksi listrik di Sumatera, skenario 5, TWh

Dalam rentang waktu 2021 hingga 2060 pada Gambar 4. 80, terdapat perubahan yang signifikan dalam kontribusi sumber energi EBT. Pada tahun 2021, EBT menyumbang 21% dari total produksi energi sebesar 15.847 TWh. Hingga tahun 2037, kontribusi EBT meningkat menjadi 31%, dengan produksi sebesar 159.004 TWh. Namun, pada tahun 2040, kontribusi EBT mencapai puncaknya dengan 33%, yakni 182.525 TWh. Setelah itu, kontribusi EBT menurun secara bertahap, mencapai 41% pada tahun 2049 dan stabil di sekitar angka tersebut hingga 2060.



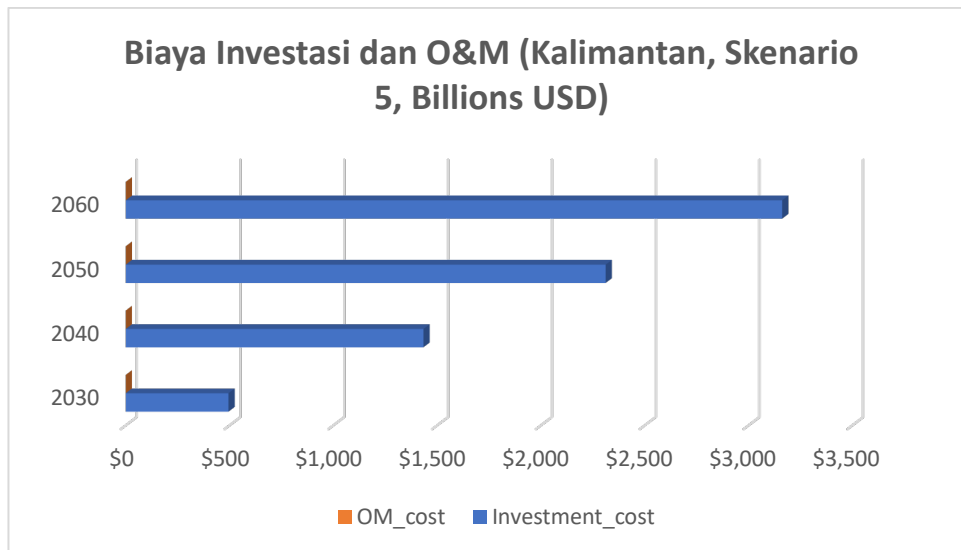
Gambar 4. 81 Hasil Biaya investasi dan O&M (Sumatera, skenario 5, Billions USD)

Pada tahun 2060 berdasarkan Gambar 4. 81, terjadi peningkatan yang signifikan dalam biaya investasi dan biaya operasional dan pemeliharaan (OM) dalam sektor yang dianalisis. Biaya investasi meningkat dari \$1.945.644,89 billion USD pada tahun 2030 menjadi \$12.423.775,52 billion USD pada tahun 2060. Sementara itu, biaya OM juga meningkat secara substansial dari \$155,84 billion USD pada tahun 2030 menjadi \$1.086,18 billion USD pada tahun 2060.



Gambar 4. 82 Hasil produksi listrik di Kalimantan, skenario 5, TWh

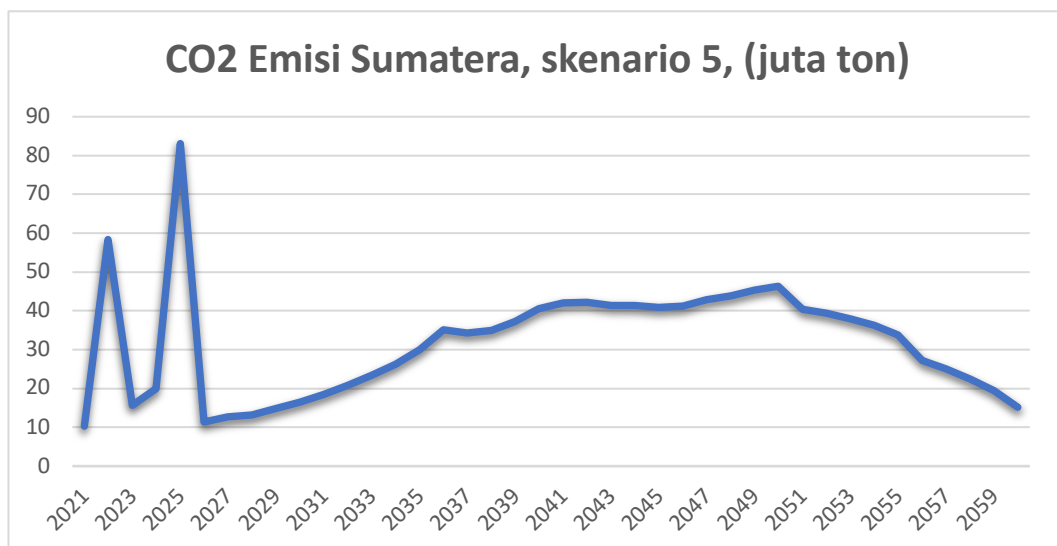
Dalam rentang tahun 2021 hingga 2060, pada Gambar 4. 82 terjadi perubahan yang signifikan dalam kontribusi sumber energi EBT dalam penghasilan energi listrik di Indonesia. Pada tahun 2021, kontribusi energi terbarukan hanya sebesar 17% dari total produksi listrik. Namun, pada tahun 2045, kontribusi tersebut meningkat menjadi 6%, dan mencapai 9% pada tahun 2046. Setelah itu, terjadi peningkatan yang stabil, dengan kontribusi energi terbarukan mencapai 19% pada tahun 2049. Pada tahun 2050, meskipun kontribusi energi terbarukan turun menjadi 17%, tetapi pada tahun 2051 dan seterusnya, terjadi peningkatan yang signifikan. Pada tahun 2051, energi terbarukan berkontribusi sebesar 38%, dan pada tahun 2052 dan 2053, kontribusinya masing-masing mencapai 40% dan 43% dari total produksi listrik.



Gambar 4. 83 Hasil Biaya investasi dan O&M (Kalimantan, skenario 5', Billions USD)

Dalam analisis data pada Gambar 4. 83, terdapat peningkatan biaya investasi dan biaya operasional dari tahun 2030 hingga 2060. Dalam rentang waktu tersebut, biaya investasi meningkat dari \$495,239.31 billion USD pada tahun 2030 menjadi \$3,162,314.99 billion USD pada tahun 2060. Sementara itu, biaya operasional juga mengalami peningkatan yang signifikan, naik dari \$39.67 billion USD pada tahun 2030 menjadi \$276.47 billion USD pada tahun 2060

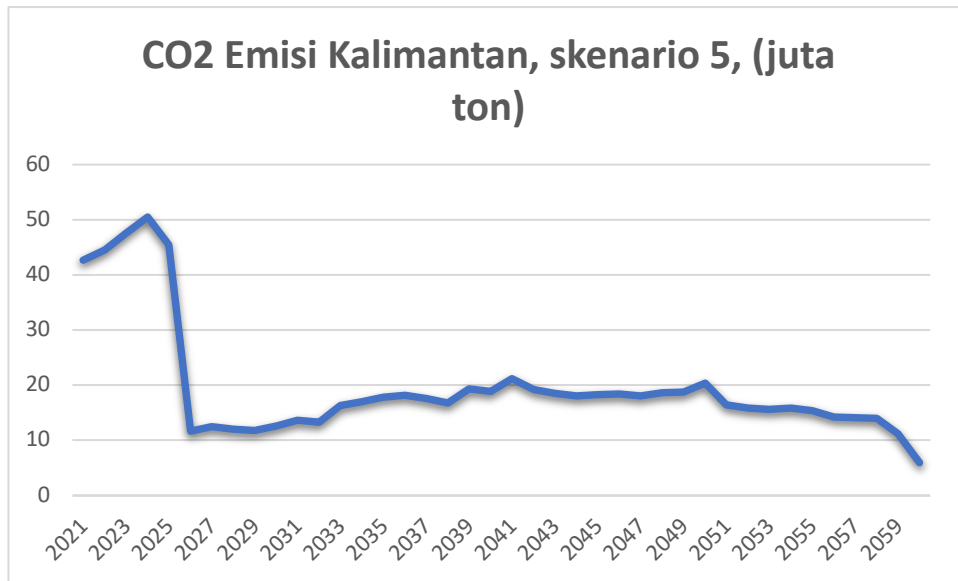
❖ Emisi Gas Rumah Kaca



Gambar 4. 84 Hasil total emisi di Sumatera, skenario 5 (Juta Ton)

Analisis Gambar 4. 84 mitigasi rumah kaca menunjukkan bahwa terjadi peningkatan emisi CO₂ dari 10,30 juta ton pada tahun 2021 menjadi 83,08 juta ton pada tahun 2025. Namun, setelah mencapai puncak pada tahun 2050, terjadi penurunan yang

signifikan. Pada tahun 2060, kapasitas emisi CO2 menurun menjadi 15,10 juta ton.



Gambar 4. 85 Hasil total emisi di Kalimantan, skenario 5 (Juta Ton)

Penurunan kapasitas emisi gas rumah kaca telah terjadi sejak tahun 2060. Dalam periode tersebut Gambar 4. 85, terjadi penurunan yang signifikan dari 11,26 juta ton pada tahun 2059 menjadi hanya 5,96 juta ton pada tahun 2060.

BAB 5 PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Studi penelitian model proyeksi, estimasi kebutuhan energi, opsi teknologi sistem pembangkit serta opsi teknologi sistem transmisi pada tahun 2060 telah dilakukan dengan kesimpulan sebagai berikut:

1. Khusus pada skenario PB, konsumsi listrik paling besar di region Jamali 15,424 TWh, diikuti oleh Sumatera 175,06 TWh dan Kalimantan 49,77 TWh.
2. Dibandingkan pada tahun 2021 (1109,55 KWh/Kapita) pada tahun 2045 Indonesia mencapai 3657,38 KWh/Kapita dan 4892,91 KWh/Kapita pada tahun 2060.
3. Kebutuhan listrik sektor transportasi meningkat hingga 100 kali lipat, dari 1% di 2021 menjadi 12% dari kebutuhan listrik total di 2045 dan seterusnya hingga tahun 2060.
4. Peningkatan konsumsi listrik sektor rumah tangga yang signifikan menandakan naiknya taraf hidup yang mengiringi pertumbuhan ekonomi Indonesia.
5. Berdasarkan analisis yang dilakukan, diperoleh bahwa LCOE rata-rata pada skenario 0 dan 0' adalah 80,986 (USD/kWh) dan 112,308 (USD/kWh) secara berurutan. Sedangkan pada skenario 1 dan 1', LCOE rata-ratanya adalah 747,235 (USD/kWh) dan 843,459 (USD/kWh).
6. LCOE rata-rata pada skenario 2, 3, 4, dan 5 memiliki nilai yang lebih besar, yaitu 199,379,120 (USD/kWh), 199,349,728 (USD/kWh), 163,413,575 (USD/kWh), dan 40,573,707 (USD/kWh). Hal ini terjadi karena solver mengoptimalkan potensi yang rendah, sehingga memberikan izin pembangkit lain untuk menyuplai dengan daya nominal maksimum per hari yang berbeda-beda terhadap tipe pembangkit.
7. Data yang ditampilkan setiap skenario bervariasi, namun untuk skenario 0, 0', 1, dan 1' signifikan berbeda dengan skenario 2, 3, 4, dan 5 karena diijinkannya PLTG/GU menyuplai sehingga biaya kapital dan operasional meningkat dua kali lipat.

8. Data yang didapat menunjukkan peningkatan yang stabil dalam kontribusi sumber energi terbarukan seiring berjalannya waktu, dengan proyeksi mencapai rentang 50% pada tahun 2060. Sementara itu, sumber energi konvensional seperti batu bara, diesel dan gas untuk skenario 0, 0', 1, dan 1', kemudian batu bara dan diesel untuk skenario 2, 3, 4, dan 5 menunjukkan tren penurunan.
9. Berdasarkan data yang dihasilkan, perlu dicatat bahwa dalam skenario 5, LCOE rata-ratanya lebih rendah karena region Jamali dianggap tidak layak atau tidak optimal untuk pengembangan pembangkit listrik.

Secara keseluruhan, analisis lanjutan ini menampilkan tren yang bervariasi dalam permintaan energi untuk setiap wilayah dalam dua skenario pada *demand* dan delapan skenario pada sisi *supply*. Temuan ini dapat menjadi wawasan berharga bagi pembuat kebijakan dan pemangku kepentingan dalam mengembangkan kebijakan energi dan strategi untuk memenuhi kebutuhan energi masa depan wilayah ini dengan mempertimbangkan keberlanjutan lingkungan dan alokasi sumber daya yang efisien dalam waktu yang sama.

5.2 Saran

Bagian saran diperuntukkan kepada semua civitas masyarakat yang memiliki tujuan untuk melanjutkan studi penelitian yang telah ditulis pada laporan tesis ini. Berikut terdapat informasi-informasi yang diasumsikan penting dilaksanakan untuk memaksimalkan simulasi model proyeksi dan sebagainya, yaitu:

- a. Menggunakan spesifikasi data input yang terbaru.
- b. Mencoba fungsi *Power-plant-matching* dalam fitur PYPSA.
- c. Tetap menggunakan optimasi Gurobi sebagai solver.

DAFTAR PUSTAKA

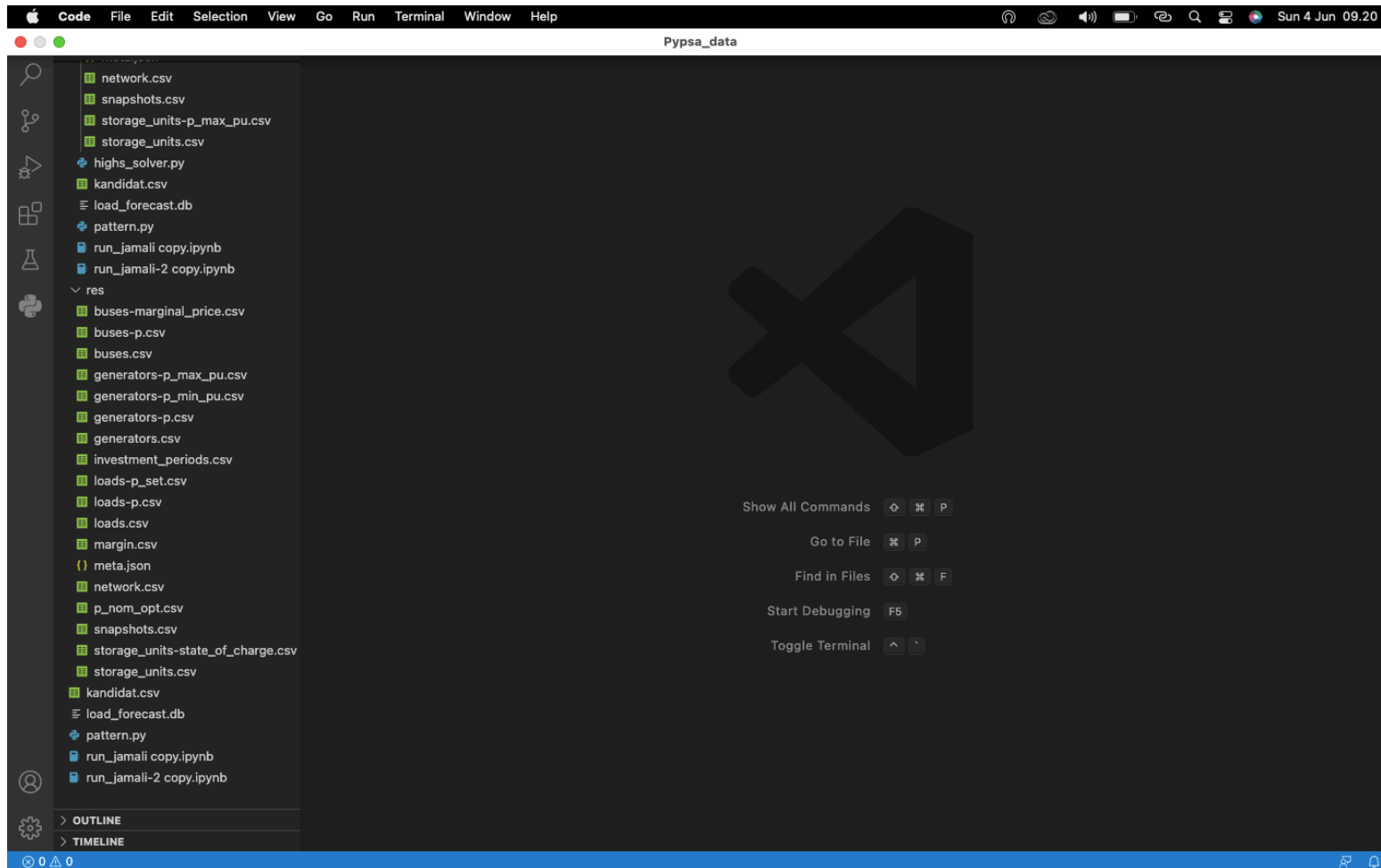
- [1] I. Energy Agency, “Global Energy Review: CO2 Emissions in 2021 Global emissions rebound sharply to highest ever level,” 2021. [Online]. Available: www.iea.org/t&c/
- [2] I. Energy Agency, “Net Zero by 2050 - A Roadmap for the Global Energy Sector,” 2050. [Online]. Available: www.iea.org/t&c/
- [3] I. - International Energy Agency, “Global Energy and Climate Model Documentation.” [Online]. Available: www.iea.org/t&c/
- [4] “MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL REPUBLIK INDONESIA KEPUTUSAN MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL REPUBLIK INDONESIA.”
- [5] T. International Renewable Energy Agency, *INDONESIA ENERGY TRANSITION OUTLOOK ABOUT IRENA*. 2022. [Online]. Available: www.irena.org
- [6] International Renewable Energy Agency Abu Dhabi., *GLOBAL energy transformation : A roadmap to 2050*. IRENA, 2019.
- [7] D. Gielen, D. Saygin, J. Rigter, and International Renewable Energy Agency, *Renewable energy prospects : Indonesia*.
- [8] I. - International Energy Agency, “Enhancing Indonesia’s Power System Pathways to meet the renewables targets in 2025 and beyond,” 2020. [Online]. Available: www.iea.org/t&c/
- [9] “ASEAN Centre for Energy One Community for Sustainable Energy.”
- [10] “An Energy Sector Roadmap to Net Zero Emissions in Indonesia.” [Online]. Available: www.iea.org/t&c/
- [11] K. Handayani and P. Anugrah, “Assessing the implications of net-zero emissions pathways: An analysis of the Indonesian power sector,” in *ICT-PEP 2021 - International Conference on Technology and Policy in Energy and Electric Power: Emerging Energy Sustainability, Smart Grid, and Microgrid Technologies for Future Power System, Proceedings*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2021, pp. 270–275. doi: 10.1109/ICT-PEP53949.2021.9600954.
- [12] W. G. Santika, M. Anisuzzaman, Y. Simsek, P. A. Bahri, G. M. Shafiullah, and T. Urmee, “Implications of the Sustainable Development Goals on national energy demand: The case of Indonesia,” *Energy*, vol. 196, Apr. 2020, doi: 10.1016/j.energy.2020.117100.
- [13] A. Rahman, R. Richards, P. Dargusch, and D. Wadley, “Pathways to reduce Indonesia’s dependence on oil and achieve longer-term decarbonization,” *Renew Energy*, vol. 202, pp. 1305–1323, Jan. 2023, doi: 10.1016/j.renene.2022.11.051.

- [14] Z. Hu and Z. Hu, "Electricity Economics: Production Functions with Electricity," 2013. doi: 10.1007/978-3-642-40757-4.
- [15] D. Yang, D. Liu, A. Huang, J. Lin, and L. Xu, "Critical transformation pathways and socio-environmental benefits of energy substitution using a LEAP scenario modeling," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 135, Jan. 2021, doi: 10.1016/j.rser.2020.110116.
- [16] M. G. Prina, G. Manzolini, D. Moser, B. Nastasi, and W. Sparber, "Classification and challenges of bottom-up energy system models - A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 129. Elsevier Ltd, Sep. 01, 2020. doi: 10.1016/j.rser.2020.109917.
- [17] M. L. Cheng and Y. Han, "A modified Cobb-Douglas production function model and its application," *IMA Journal of Management Mathematics*, vol. 25, no. 3, pp. 353–365, 2014, doi: 10.1093/imaman/dpt012.
- [18] W. Dai and X. Zhou, "Feasibility of establishing an industrial investment fund in Jiangsu coastal area - Based on Cobb-Douglas Production Function and GM (1, 1) Prediction Model," in *Proceedings - 2011 International Conference of Information Technology, Computer Engineering and Management Sciences, ICM 2011*, 2011, pp. 53–56. doi: 10.1109/ICM.2011.96.
- [19] "Industrial Electrification," 2022. [Online]. Available: <https://www.iisd.org/system/files/2022-05/>
- [20] S. Qiu, T. Lei, J. Wu, and S. Bi, "Energy demand and supply planning of China through 2060," *Energy*, vol. 234, Nov. 2021, doi: 10.1016/j.energy.2021.121193.
- [21] Z. Hu and Z. Hu, "Electricity Economics: Production Functions with Electricity."
- [22] A. Roozbeh Nia, A. Awasthi, and N. Bhuiyan, "Industry 4.0 and demand forecasting of the energy supply chain: A literature review," *Comput Ind Eng*, vol. 154, Apr. 2021, doi: 10.1016/j.cie.2021.107128.
- [23] "Building Energy Security Through Accelerated Energy Transition Insights briefing." [Online]. Available: www.linkedin.com/
- [24] "Technology Data for the Indonesian Power Sector Catalogue for Generation and Storage of Electricity," 2021.
- [25] H. Acaroğlu and F. P. García Márquez, "A life-cycle cost analysis of High Voltage Direct Current utilization for solar energy systems: The case study in Turkey," *J Clean Prod*, vol. 360, Aug. 2022, doi: 10.1016/j.jclepro.2022.132128.
- [26] C. G. Heaps, "LEAP: The Low Emissions Analysis Platform." Stockholm Environment Institute, Somerville, MA, USA, 2022.
- [27] J. A. Nieves, A. J. Aristizábal, I. Dyner, O. Báez, and D. H. Ospina, "Energy demand and greenhouse gas emissions analysis in Colombia: A LEAP model

- application,” *Energy*, vol. 169, pp. 380–397, Feb. 2019, doi: 10.1016/j.energy.2018.12.051.
- [28] A. H. A. El-Sayed, A. Khalil, and M. Yehia, “Modeling alternative scenarios for Egypt 2050 energy mix based on LEAP analysis,” *Energy*, vol. 266, Mar. 2023, doi: 10.1016/j.energy.2023.126615.
 - [29] D. H. Gebremeskel, E. O. Ahlgren, and G. B. Beyene, “Long-term electricity supply modelling in the context of developing countries: The OSeMOSYS-LEAP soft-linking approach for Ethiopia,” *Energy Strategy Reviews*, vol. 45. Elsevier Ltd, Jan. 01, 2023. doi: 10.1016/j.esr.2022.101045.
 - [30] N. K. Rayaguru, K. Karunanithi, S. S. Dash, P. Chandrasekar, and S. M. Bani, “Investigations of Capacity Expansion Planning Using LEAP Model,” in *2021 International Conference in Advances in Power, Signal, and Information Technology, APSIT 2021*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2021. doi: 10.1109/APSIT52773.2021.9641203.
 - [31] B. Wattana and S. Wattana, “Implications of electric vehicle promotion policy on the road transport and electricity sectors for Thailand,” *Energy Strategy Reviews*, vol. 42, Jul. 2022, doi: 10.1016/j.esr.2022.100901.
 - [32] T. Brown, J. Hörsch, and D. Schlachtberger, “PyPSA: Python for Power System Analysis,” Jul. 2017, doi: 10.5334/jors.188.
 - [33] “Projected Costs of Generating Electricity,” 2020.
 - [34] E. Rhodes, A. Hoyle, M. McPherson, and K. Craig, “Understanding climate policy projections: A scoping review of energy-economy models in Canada,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 153. Elsevier Ltd, Jan. 01, 2022. doi: 10.1016/j.rser.2021.111739.
 - [35] B. Ugwoke, S. P. Corgnati, P. Leone, R. Borchellini, and J. M. Pearce, “Low emissions analysis platform model for renewable energy: Community-scale case studies in Nigeria,” *Sustain Cities Soc*, vol. 67, Apr. 2021, doi: 10.1016/j.scs.2021.102750.
 - [36] A. Cahyono Adi and F. Lasnawatin, “Team Handbook Steering Committee.”
 - [37] J. H. Hong *et al.*, “Long-term energy strategy scenarios for South Korea: Transition to a sustainable energy system,” *Energy Policy*, vol. 127, pp. 425–437, Apr. 2019, doi: 10.1016/j.enpol.2018.11.055.
 - [38] “canada-electrification-advantage-net-zero-en”.
 - [39] W. Dai and X. Zhou, “Feasibility of establishing an industrial investment fund in Jiangsu coastal area - Based on Cobb-Douglas Production Function and GM (1, 1) Prediction Model,” in *Proceedings - 2011 International Conference of Information Technology, Computer Engineering and Management Sciences, ICM 2011*, 2011, pp. 53–56. doi: 10.1109/ICM.2011.96.
 - [40] I. Renewable Energy Agency, *Socio-economic footprint of the energy transition: Indonesia*. 2023. [Online]. Available: www.irena.org

- [41] D. O. Okomol, G. Adwek, J. K. Ngoret, and M. Arowo, “Sustainable Energy Planning Based on the Electrical Grid and Green Energy Transition in Kenya between 2019-2030,” in *2021 International Conference on Smart City and Green Energy, ICSCGE 2021*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2021, pp. 46–51. doi: 10.1109/ICSCGE53744.2021.9654364.
- [42] Y. Ayuketah, S. Gyamfi, F. A. Diawuo, and A. S. Dagoumas, “Assessment of low-carbon energy transitions policies for the energy demand sector of Cameroon,” *Energy for Sustainable Development*, vol. 72, pp. 252–264, Feb. 2023, doi: 10.1016/j.esd.2022.12.014.
- [43] J. Hampp, M. Düren, and T. Brown, “Import options for chemical energy carriers from renewable sources to Germany,” *PLoS One*, vol. 18, no. 2 February, Feb. 2023, doi: 10.1371/journal.pone.0281380.
- [44] F. Hofmann, J. Hampp, F. Neumann, T. Brown, and J. Hörsch, “atlite: A Lightweight Python Package for Calculating Renewable Power Potentials and Time Series,” *J Open Source Softw*, vol. 6, no. 62, p. 3294, Jun. 2021, doi: 10.21105/joss.03294.
- [45] F. Neumann and T. Brown, “The near-optimal feasible space of a renewable power system model,” *Electric Power Systems Research*, vol. 190, Jan. 2021, doi: 10.1016/j.epsr.2020.106690.
- [46] J. Hampp, M. Düren, and T. Brown, “Import options for chemical energy carriers from renewable sources to Germany,” *PLoS One*, vol. 18, no. 2 February, Feb. 2023, doi: 10.1371/journal.pone.0281380.
- [47] N. Frilingou *et al.*, “Navigating through an energy crisis: Challenges and progress towards electricity decarbonisation, reliability, and affordability in Italy,” *Energy Res Soc Sci*, vol. 96, Feb. 2023, doi: 10.1016/j.erss.2022.102934.
- [48] M. Victoria, K. Zhu, T. Brown, G. B. Andresen, and M. Greiner, “Early decarbonisation of the European energy system pays off,” *Nat Commun*, vol. 11, no. 1, Dec. 2020, doi: 10.1038/s41467-020-20015-4.
- [49] J. C. I. Kuylenstierna *et al.*, “Development of the Low Emissions Analysis Platform – Integrated Benefits Calculator (LEAP-IBC) tool to assess air quality and climate co-benefits: Application for Bangladesh,” *Environ Int*, vol. 145, Dec. 2020, doi: 10.1016/j.envint.2020.106155.

LAMPIRAN 1 – Tampilan Code Editor Pypsa dan LEAP Window



LEAP: 20230519_Indonesia_Emas_2060_trial RK

Area Edit View Analysis Tags General Tree Chart Advanced Help

New Open Save Email Backup Find Settings Tags Scenarios Fuels Regions Effects Units What's This?

Analysis

Results

Energy Balance

Summaries

Overviews

Technology Database

Notes

Indonesia Emas_2060

- Key Assumptions
 - GDP
 - Population
 - Household size
 - Household numbers
 - Population_Growth
 - GDP_PerCapita
 - GDP_Growth
- Demand
 - Rumah Tangga
 - Cooking
 - Home Appliances
 - Komersial
 - Swasta
 - Pemerintah
 - Industri
 - Makanan dan Minuman
 - Tembakau
 - Tekstil dan Pakaian Jadi
 - Kulit dan Alas Kaki
 - Kayu Bambu dan Rotan
 - Kertas dan Barang dari Kertas
 - Pupuk dan Bahan Kimia
 - Karet dan Plastik
 - Semen dan Barang Galian bukan Logam
 - Logam Dasar
 - Komputer dan Barang Elektronik
 - Mesin dan Perlengkapan
 - Kendaraan Bermotor dan Alat Angkut Lainnya
 - Furniture
 - Pengolahan Lainnya
 - Transportasi
 - Kereta
 - Pesawat
 - Kapal Laut dan ASDP
 - Transportasi Jalan Raya
 - Others
 - Others
 - Load Shapes
 - Transformation
 - Resources
 - Non Energy

Branch: All Branches Variable: ScenarioIPCCAssessment Region: Indonesia Scenario: Current Accounts

No variables defined at this tree branch. Click another branch to see variables.

Branch: B U I 10 Segoe UI Edit Notes Export to Word Delete Notes

References: Click + to add a reference.

2020.1.0.95 (32-Bit) Area: 20230519_Indonesia_Emas_2060_trial RK Analysis Registered to: "23221001@mahasiswa.itb.ac.id" until February 12, 2024

LAMPIRAN 2 - Data Penunjang Penelitian

Tabel Lampiran 2.1 Sasaran-Sasaran yang diamanatkan dalam KEN Tahun 2015-2050

No	Sasaran KEN	Satuan	2015	2020	2025
1	Penyediaan energi primer	MTOE		>400	>1.000
2	Target bauran energi				
	a. EBT	%		>23	>31
	b. Minyak bumi	%		<25	<20
	c. Batubara	%		>30	>25
	d. Gas Bumi	%		>22	>24
3	Penyediaan Pembangkit listrik	GW		>115	>430
4	Rasio elektrifikasi	%	85	100	
5	Pemanfaatan energi primer per kapita	TOE		1,4	3,2
6	Pemanfaatan listrik per kapita	kWh		2.500	7.500
7	Elastisitas energi			<1	
8	Penurunan intensitas energi final	%	1% per tahun		
9	Rasio penggunaan gas rumah tangga	%	85		

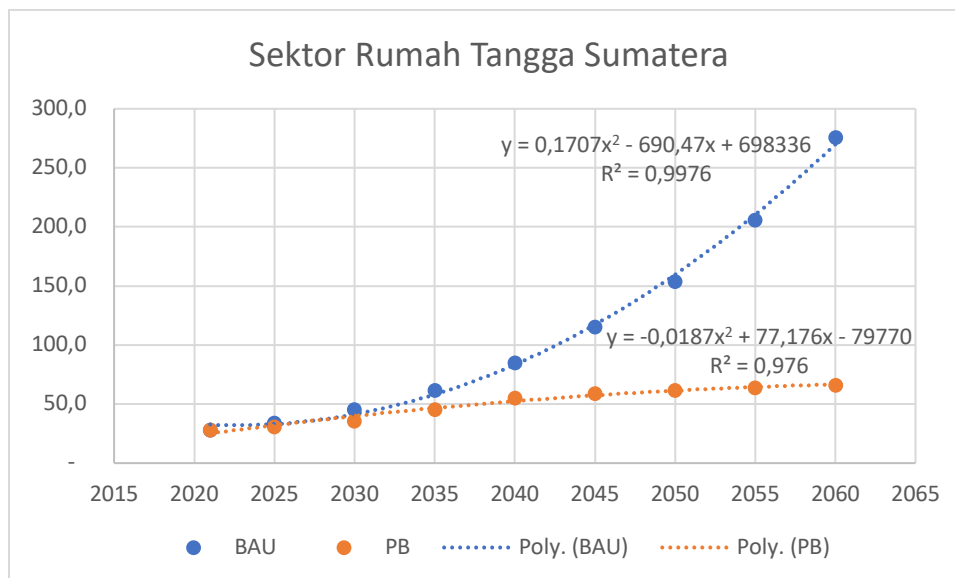
Tabel Lampiran 2.2 Kebutuhan Tambahan Pembangkit Total Indonesia (MW) [13]

Tahun	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
PLN											
PLTU	488	306	228	50	231	-	24	-	20	-	1.347
PLTP	-	-	-	5	155	120	25	195	15	-	515
PLTGU	350	1.279	-	-	-	80	-	-	-	100	1.809
PLTG/MG	260	543	316	240	370	60	95	-	10	70	1.964
PLTD	-	5	-	-	-	-	-	-	-	-	5
PLTM	-	-	-	13	35	22	-	2	11	-	83
PLTA	110	43	132	87	258	177	44	201	568	100	1.72
PS	-	-	-	-	1.04	-	-	943	250	1.25	3.483
PLTS	59	126	237	266	773	17	8	25	32	157	1.701
PLT Lain	-	2	-	165	155	-	-	10	-	300	632

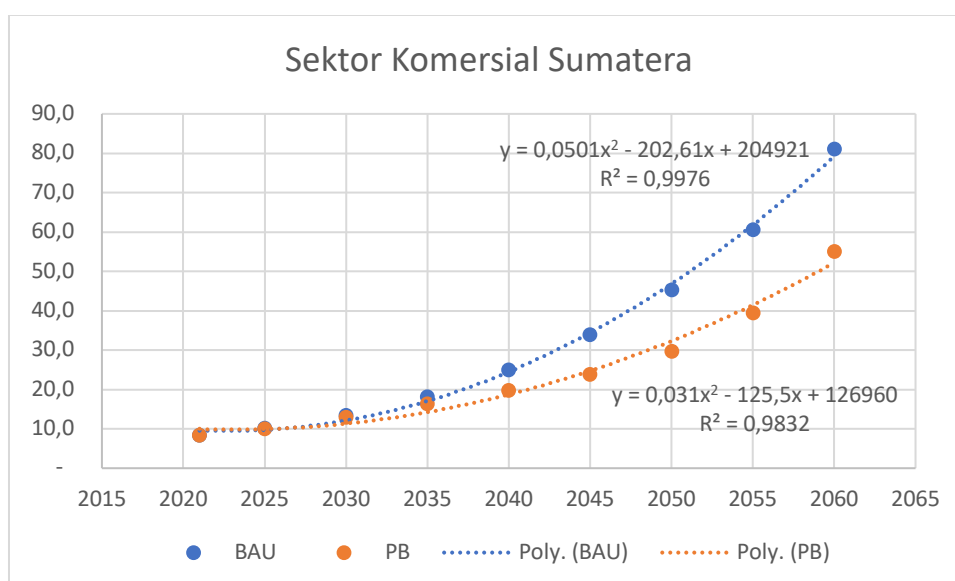
PLT EBT Base	-	-	-	-	-	100	265	215	280	150	1.01
Jumlah	1.267	2.304	913	826	3.017	576	461	1.591	1.187	2.127	14.269
IPP											
PLTU	4.2	938	414	-	1.66	1.66	-	-	-	-	8.872
PLTU MT	-	1.2	600	300	-	600	600	-	-	-	3.3
PLTP	136	108	190	136	715	170	98	255	225	808	2.84
PLTGU	2.035	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.035
PLTG/MG	-	-	-	-	-	20	-	-	-	-	20
PLTM	144	154	277	276	154	22	-	-	2	6	1.036
PLTA	290	10	-	-	1.18	150	412	467	200	600	3.309
PS	-	-	-	-	-	-	-	-	760	-	760
PLTS	1	162	1.07	358	858	110	140	140	140	-	2.979

PLT Lain	12	43	121	363	221	90	-	5	-	-	855
Jumlah	6.818	2.615	2.672	1.434	4.788	2.822	1.25	867	1.327	1.413	26.006
Kerja Sama Antar Wilus											
PLTU	-	-	300	-	-	-	-	-	-	-	300
Jumlah	-	-	300	-	-	-	-	-	-	-	300
Total											
PLTU	4.688	1.244	942	50	1.891	1.66	24	-	20	-	10.519
PLTU MT	-	1.2	600	300	-	600	600	-	-	-	3.3
PLTP	136	108	190	141	870	290	123	450	240	808	3.355
PLTGU	2.385	1.279	-	-	-	80	-	-	-	100	3.844
PLTG/MG	260	543	316	240	370	80	95	-	10	70	1.984
PLTD	-	5	-	-	-	-	-	-	-	-	5
PLTM	144	154	277	289	189	43	-	2	13	6	1.118

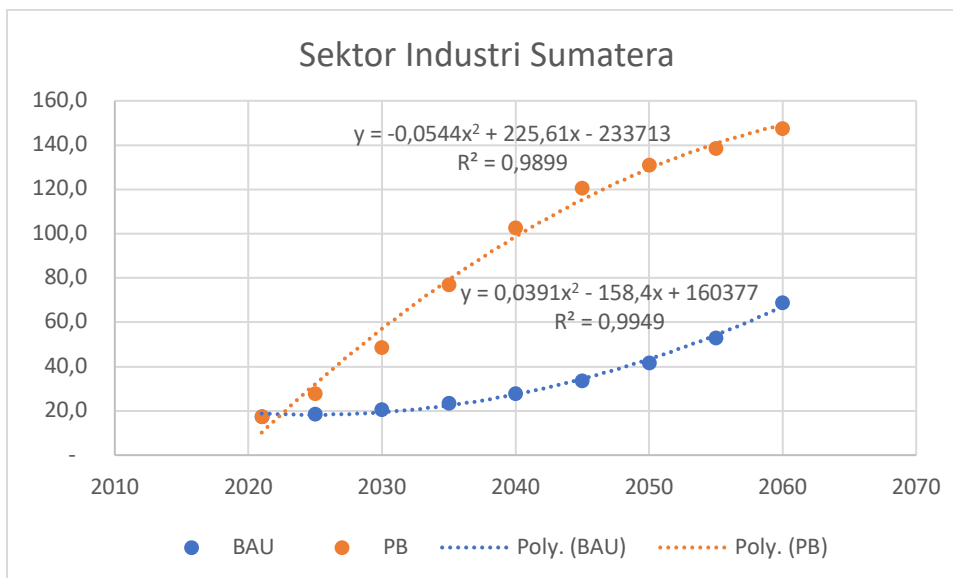
PLTA	400	53	132	87	1.438	327	456	668	768	700	5.029
PS	-	-	-	-	1.04	-	-	943	1.01	1.25	4.243
PLTS	60	287	1.308	624	1.631	127	148	165	172	157	4.68
PLT Lain	12	45	121	528	376	90	-	15	-	300	1.487
PLT EBT Base	-	-	-	-	-	100	265	215	280	150	1.01
Jumlah	8.085	4.919	3.886	2.26	7.805	3.398	1.71	2.458	2.514	3.54	40.575



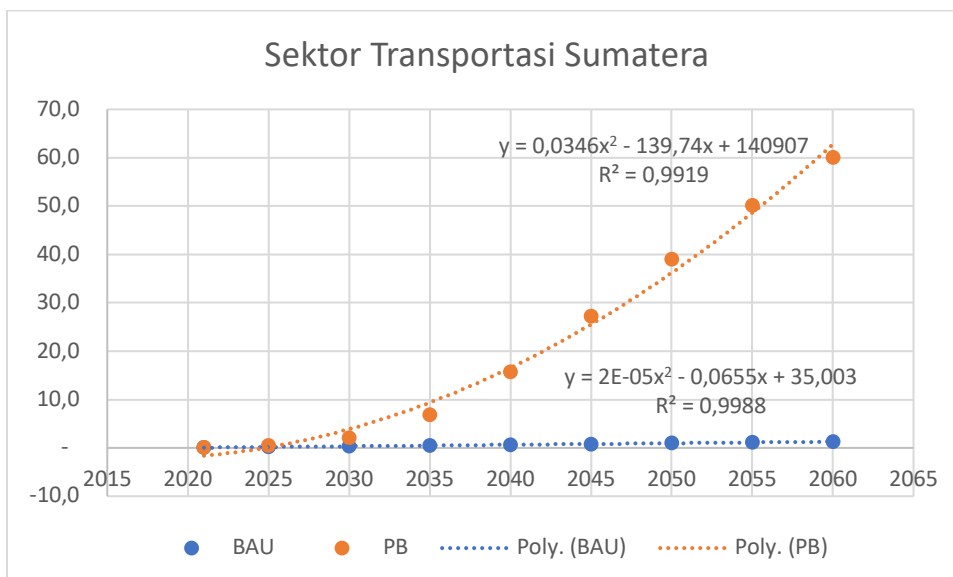
Gambar Lampiran 2.1 Pemodelan Efisiensi Energi Listrik di Sektor Rumah Tangga Sumatera



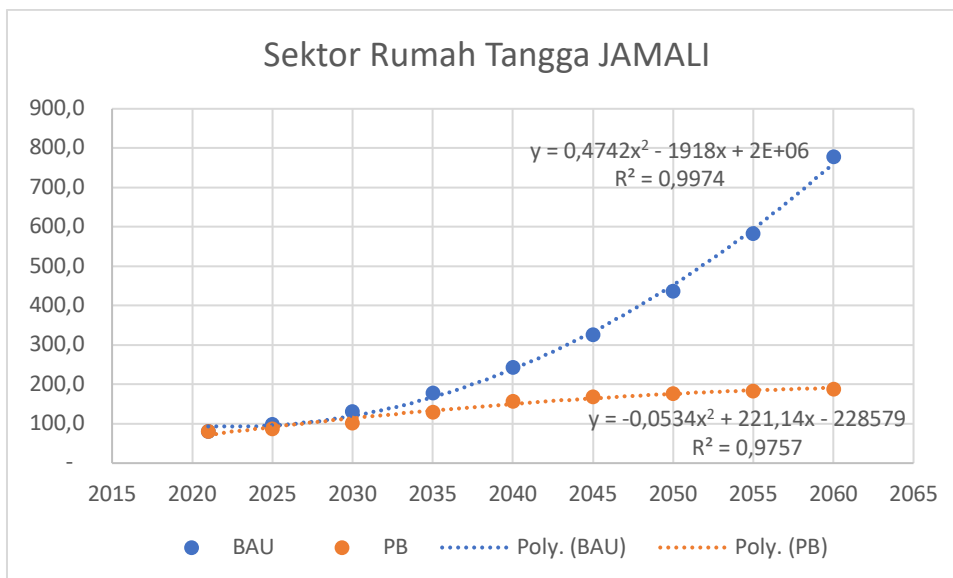
Gambar Lampiran 2.2 Pemodelan Efisiensi Energi Listrik di Sektor Komersial Sumatera



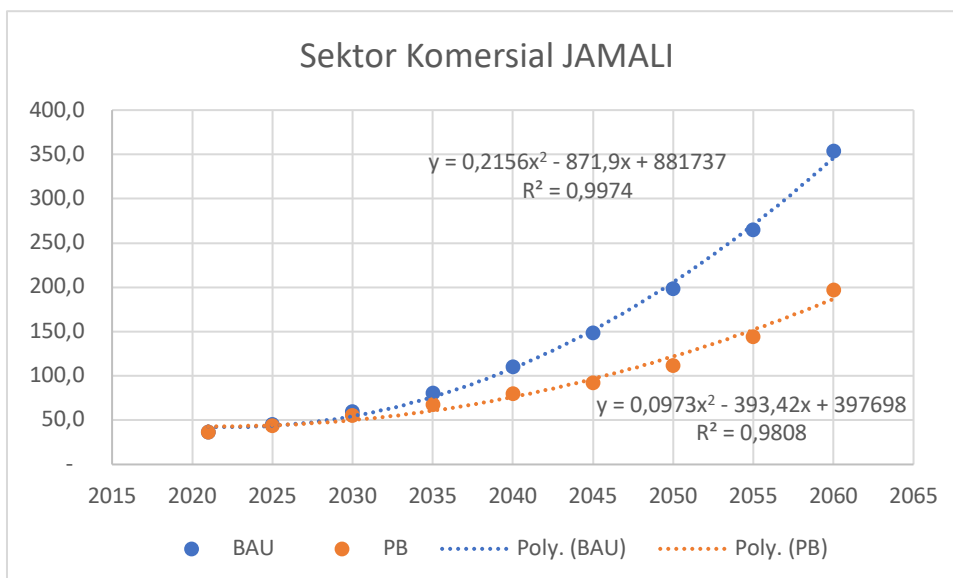
Gambar Lampiran 2.3 Pemodelan Efisiensi Energi Listrik di Sektor Industri Sumatera



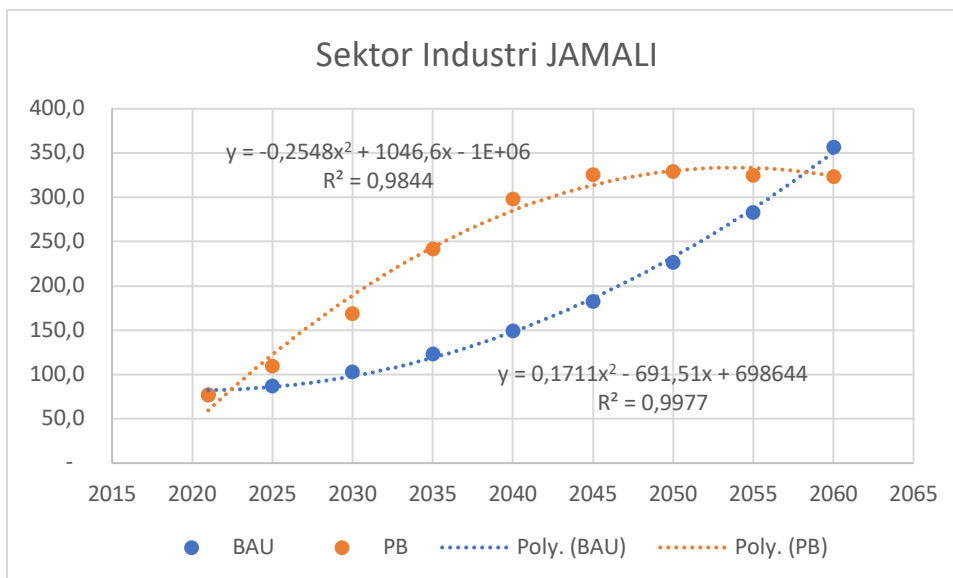
Gambar Lampiran 2.4 Pemodelan Efisiensi Energi Listrik di Sektor Transportasi Sumatera



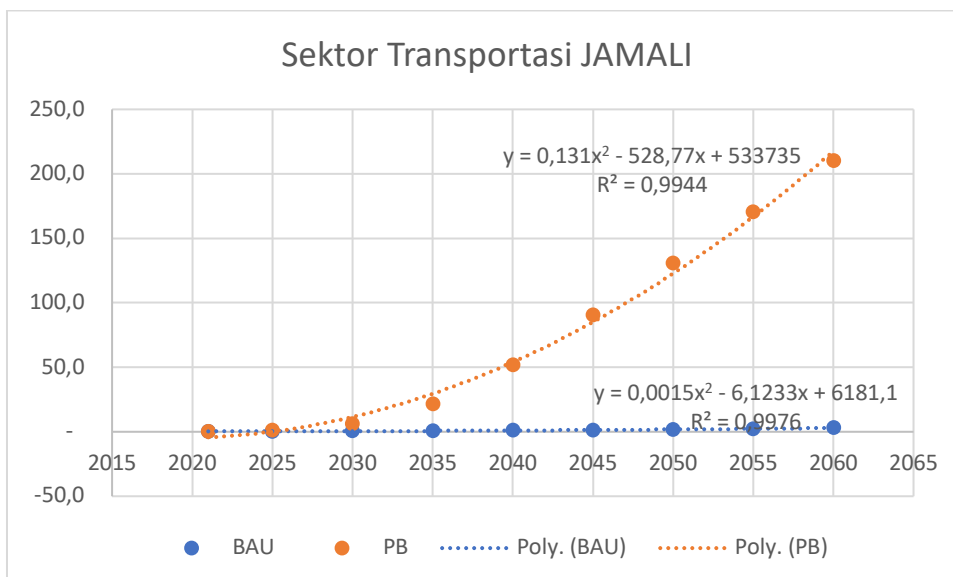
Gambar Lampiran 2.5 Pemodelan Efisiensi Energi Listrik di Sektor Rumah Tangga JAMALI



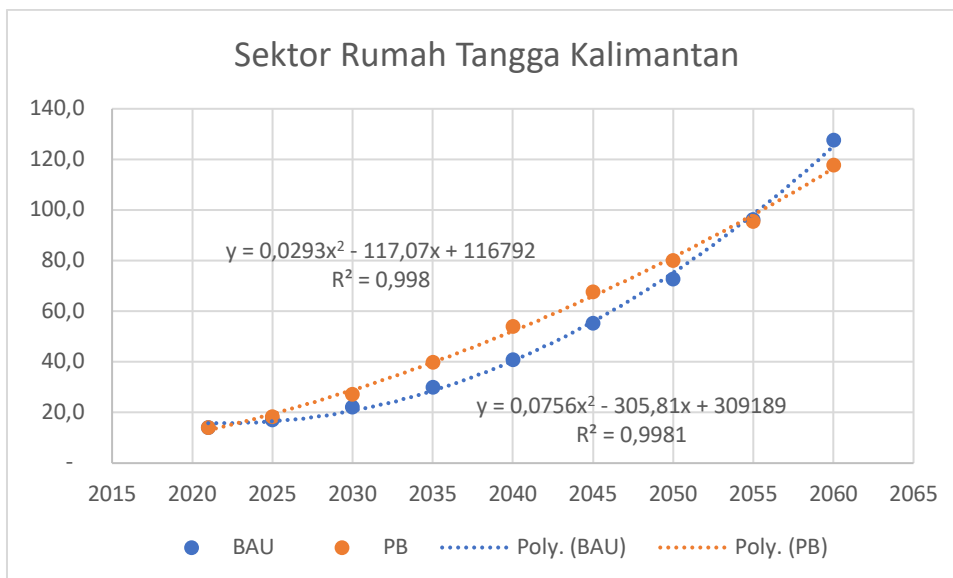
Gambar Lampiran 2.6 Pemodelan Efisiensi Energi Listrik di Sektor Komersial JAMALI



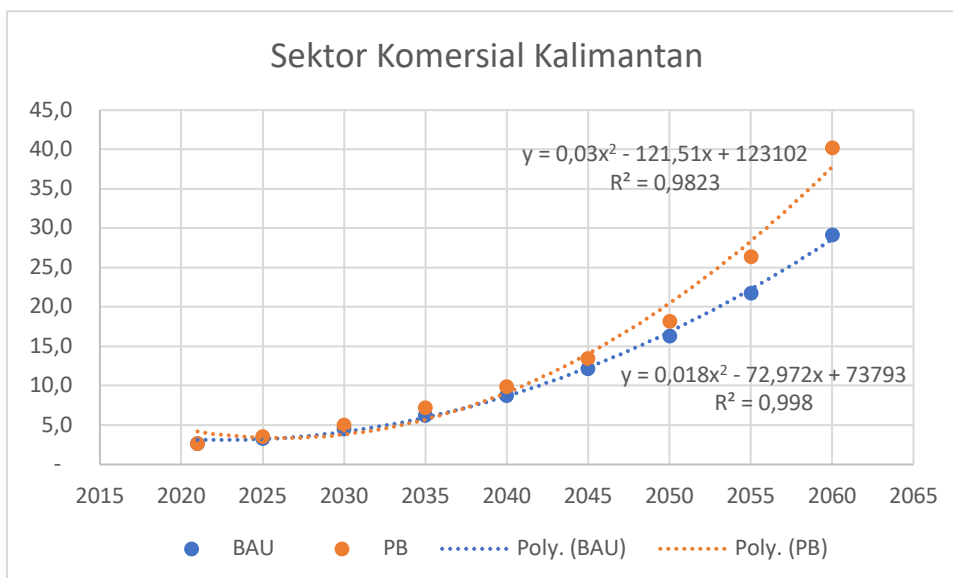
Gambar Lampiran 2.7 Pemodelan Efisiensi Energi Listrik di Sektor Industri JAMALI



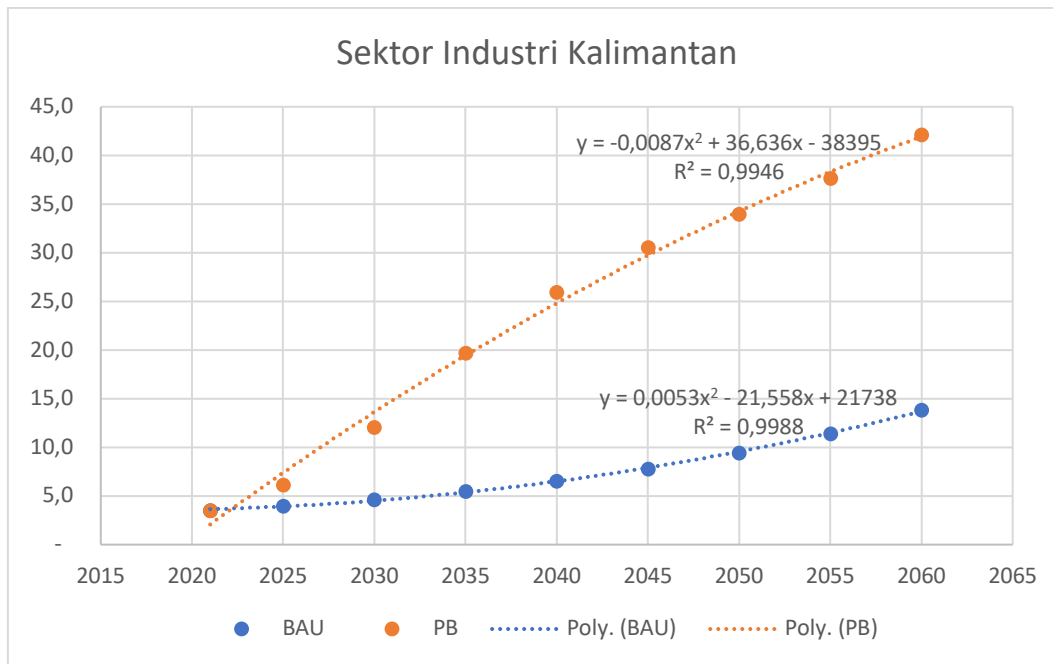
Gambar Lampiran 2.8 Pemodelan Efisiensi Energi Listrik di Sektor Transportasi JAMALI



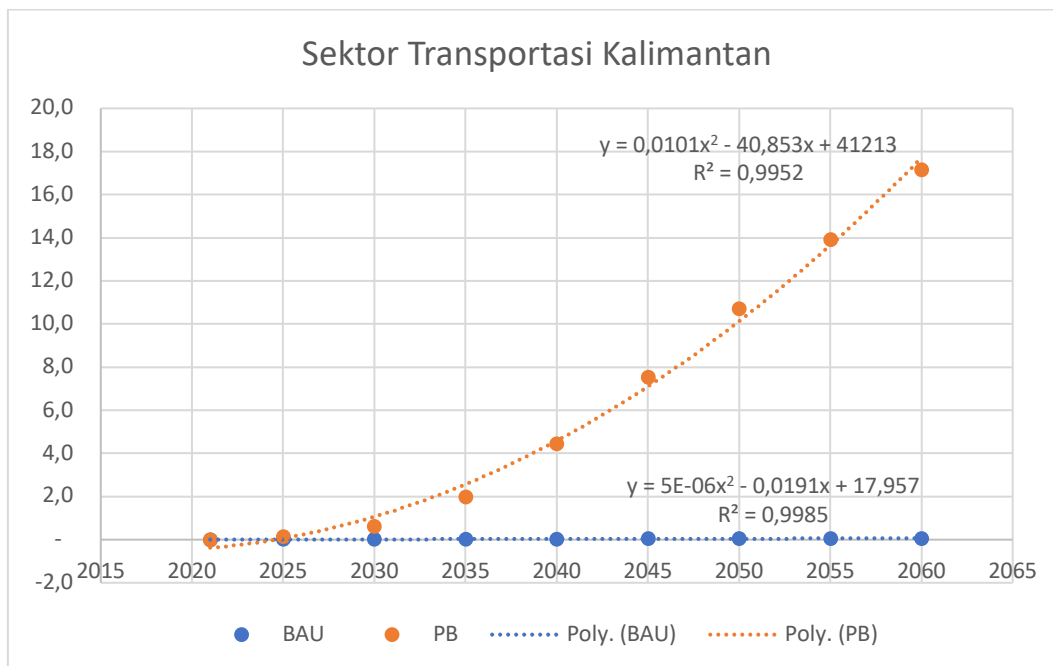
Gambar Lampiran 2.9 Pemodelan Efisiensi Energi Listrik di Sektor Rumah Tangga Kalimantan



Gambar Lampiran 2.10 Pemodelan Efisiensi Energi Listrik di Sektor Komersial Kalimantan



Gambar Lampiran 2.11 Pemodelan Efisiensi Energi Listrik di Sektor Industri Kalimantan



Gambar Lampiran 2.12 Pemodelan Efisiensi Energi Listrik di Sektor Transportasi Kalimantan

LAMPIRAN 3 – Script code pemrograman Pypsa

```
import pandas as pd
import numpy as np
import matplotlib.pyplot as plt
from pypsa import *
import warnings
import tqdm
warnings.filterwarnings('ignore')

import pattern
#from gurobi_solver import run_and_read_gurobi
import sys
#import pypsa.linopf
#sys.modules['pypsa.linopf'].run_and_read_gurobi =
run_and_read_gurobi
from sklearn.cluster import KMeans

net_ori= Network()

#! Import data
#net_ori.import_from_csv_folder('./Jawa-Bali')
#net_ori.import_from_csv_folder('./Kal')
#net_ori.import_from_csv_folder('./SUM')

#add load curve
import sqlite3 as sq

conn = sq.connect('load_forecast.db')

for ld in net_ori.loads.index:
    query = "SELECT snapshot,total from "
    if 'Jamali' in ld:
        net_ori.loads_t['p_set'][ld] = pd.read_sql("SELECT
total,snapshot from Jamali_PB_1", con=conn,
index_col='snapshot')['total'].values
        #net_ori.loads_t['p_set'][f"Losses_{ld}"] = 0.07 *
pd.read_sql("SELECT total,snapsof from Jamali_PB", con=conn,
index_col='snapshot')['total'].values
        #net_ori.loads_t['p_set'][f"Margin_{ld}"] = 0.2 *
pd.read_sql("SELECT total,snapshot from Jamali_PB", con=conn,
index_col='snapshot')['total'].max()
    if 'Sumatera' in ld:
        net_ori.loads_t['p_set'][ld] = pd.read_sql("SELECT
total,snapshot from Sumatera_PB_1", con=conn,
index_col='snapshot')['total'].values
```

```

        #net_ori.loads_t['p_set'][f"Losses_{ld}"] = 0.07 *
pd.read_sql("SELECT total,snapshot from Sumatera_PB", con=conn,
index_col='snapshot')['total'].values
        #net_ori.loads_t['p_set'][f"Margin_{ld}"] = 0.2 *
pd.read_sql("SELECT total,snapshot from Sumatera_PB", con=conn,
index_col='snapshot')['total'].max()
        if 'Kalimantan' in ld:
            net_ori.loads_t['p_set'][ld] = pd.read_sql("SELECT
total,snapshot from Kalimantan_PB_1", con=conn,
index_col='snapshot')['total'].values
            #net_ori.loads_t['p_set'][f"Losses_{ld}"] = 0.07 *
pd.read_sql("SELECT total,snapshot from Kalimantan_PB", con=conn,
index_col='snapshot')['total'].values
            #net_ori.loads_t['p_set'][f"Margin_{ld}"] = 0.2 *
pd.read_sql("SELECT total,snapshot from Kalimantan_PB", con=conn,
index_col='snapshot')['total'].max()
            #net_ori.loads_t['p_set'][f"Losses_{ld}"] = 0.07 *
pd.read_sql("SELECT total,snapshot from Sulawesi_PB", con=conn,
index_col='snapshot')['total'].values
            #net_ori.loads_t['p_set'][f"Margin_{ld}"] = 0.2 *
pd.read_sql("SELECT total,snapshot from Sulawesi_PB", con=conn,
index_col='snapshot')['total'].max()

conn.close()

#net_ori.storage_units_t['p_max_pu'].drop(columns = [col_name for
col_name in net_ori.storage_units_t['p_max_pu'].columns if
'kandidat' in col_name], inplace=True)
#net_ori.storage_units.drop(index = [col_name for col_name in
net_ori.storage_units.index if 'kandidat' in col_name],
inplace=True)

#drop generator kandidat <2025
net_ori.mremove("Generator", [col_name for col_name in
net_ori.generators.index if (('kandidat' in col_name.lower()) and

                                (col_name.split("_")[2] in [str(i) for i in
range(2021,2026)])]))

net_ori.mremove("StorageUnit", [col_name for col_name in
net_ori.storage_units.index if (('kandidat' in col_name.lower()) and

                                (col_name.split("_")[2] in [str(i) for i in
range(2021,2026)])]))

#drop coal dan gas

```

```

net_ori.mremove("Generator", [col_name for col_name in
net_ori.generators.index if (('kandidat' in col_name.lower()) and

                                (net_ori.generators.loc[col_name,'carrier'] in
['Coal','Gas', 'Diesel'])]))
#ENS
#net_ori.mremove("Generator", [col_name for col_name in
net_ori.generators.index if 'ens' in col_name])

net_ori.storage_units.max_hours=10

for bus in net_ori.buses.index:
    for yr in range(2026,2061):
        net_ori.add("StorageUnit", name=f"{bus}_BESS-kandidat_{yr}",
p_nom_extendable=True, p_nom_max = 1000,
                        bus=bus, efficiency_store=0.95, max_hours=4,
                        capital_cost = 175000, marginal_cost= 2,
lifetime = 20, carrier = 'Battery',
                        build_year = yr)

"""for i in range(2030,2060,5):

    net_ori.add('Link', name=f"Line_Jamali-
Sumatera_{i}",bus0='Jamali',bus1="Sumatera",p_nom_max=3000,
p_nom_extendable = True,
                        capital_cost= 49425,build_year =i,
p_max_pu=1,p_min_pu=-1)
    net_ori.add('Link', name=f"Line_Jamali-
Kalimantan_{i}",bus0='Jamali',bus1="Kalimantan",p_nom_max=3000,
p_nom_extendable = True,
                        capital_cost= 119302,build_year
=i,p_max_pu=1,p_min_pu=-1)
    net_ori.add('Link', name=f"Line_Kalimantan-
Sumatera_{i}",bus0='Kalimantan',bus1="Sumatera",p_nom_max=3000,
p_nom_extendable = True,
                        capital_cost= 146571,build_year
=i,p_max_pu=1,p_min_pu=-1)

list_ens = [i for i in net_ori.generators.index if 'ens' in i]
net_ori.generators.loc[list_ens,'marginal_cost'] = 999999
#net_ori.generators.loc[list_ens,'p_nom'] = 50

for col_name in net_ori.generators_t['p_max_pu']:

    if net_ori.generators.loc[col_name,'carrier'] in
['Coal','Gas','Diesel']:

```

```

        net_ori.generators_t['p_max_pu'].loc[net_ori.snapshots.year==
=2060,col_name] = 0
        #if net_ori.generators.loc[col_name,'carrier'] in
['Coal',]:# 'Gas','Diesel']:
            # net_ori.generators_t['p_max_pu'].loc[net_ori.snapshots.year
==2050,col_name] = 0

net_ori.loads_t['p_set'].plot.area(figsize=(20,10))

data_kandidat = pd.read_csv('kandidat.csv',index_col='type')

for col_name in net_ori.generators.index:
    if 'kandidat' in col_name:
        yr = net_ori.generators.loc[col_name,'build_year']
        tp = col_name.split('-')[0].split('_')[1]
        ann_fact = (1-
1/(1+0.1)**data_kandidat.loc[tp,'Lifetime'])/0.1
        lf = data_kandidat.loc[tp,'Lifetime']
        if yr == 2020:
            inv_cost = data_kandidat.loc[tp,'Investment_2020']
            om_cost = data_kandidat.loc[tp,'VOM_2020'] +
data_kandidat.loc[tp,'Fuel_cost']
        elif yr<2030:
            inv_cost = data_kandidat.loc[tp,'Investment_2020'] +
(data_kandidat.loc[tp,'Investment_2030']-
data_kandidat.loc[tp,'Investment_2020'])*(yr-2020)/(2030-2020)
            om_cost = data_kandidat.loc[tp,'VOM_2020'] +
(data_kandidat.loc[tp,'VOM_2030']-
data_kandidat.loc[tp,'VOM_2020'])*(yr-2020)/(2030-2020)
            om_cost = om_cost + data_kandidat.loc[tp,'Fuel_cost']
        elif yr == 2030:
            inv_cost = data_kandidat.loc[tp,'Investment_2030']
            om_cost = data_kandidat.loc[tp,'VOM_2030'] +
data_kandidat.loc[tp,'Fuel_cost']
        elif yr < 2050:
            inv_cost = data_kandidat.loc[tp,'Investment_2030'] +
(data_kandidat.loc[tp,'Investment_2050']-
data_kandidat.loc[tp,'Investment_2030'])*(yr-2030)/(2050-2030)
            om_cost = data_kandidat.loc[tp,'VOM_2030'] +
(data_kandidat.loc[tp,'VOM_2050']-
data_kandidat.loc[tp,'VOM_2030'])*(yr-2030)/(2050-2030)
            om_cost = om_cost + data_kandidat.loc[tp,'Fuel_cost']
        else:
            inv_cost = data_kandidat.loc[tp,'Investment_2050']
            om_cost = data_kandidat.loc[tp,'VOM_2050'] +
data_kandidat.loc[tp,'Fuel_cost']

```

```

        net_ori.generators.loc[col_name, 'capital_cost']
=inv_cost/ann_fact*1e6
        net_ori.generators.loc[col_name, 'marginal_cost'] =om_cost
        net_ori.generators.loc[col_name, 'lifetime'] =lf

for col_name in net_ori.storage_units.index:

    if 'kandidat' in col_name:
        yr = net_ori.storage_units.loc[col_name, 'build_year']
        tp = col_name.split('-')[0].split('_')[1]
        ann_fact = (1-
1/(1+0.1)**data_kandidat.loc[tp, 'Lifetime'])/0.1
        lf = data_kandidat.loc[tp, 'Lifetime']
        if yr == 2020:
            inv_cost = data_kandidat.loc[tp, 'Investment_2020']
            om_cost = data_kandidat.loc[tp, 'VOM_2020'] +
data_kandidat.loc[tp, 'Fuel_cost']
            elif yr<2030:
                inv_cost = data_kandidat.loc[tp, 'Investment_2020'] +
(data_kandidat.loc[tp, 'Investment_2030']-
data_kandidat.loc[tp, 'Investment_2020'])*(yr-2020)/(2030-2020)
                om_cost = data_kandidat.loc[tp, 'VOM_2020'] +
(data_kandidat.loc[tp, 'VOM_2030']-
data_kandidat.loc[tp, 'VOM_2020'])*(yr-2020)/(2030-2020)
                om_cost = om_cost + data_kandidat.loc[tp, 'Fuel_cost']
            elif yr == 2030:
                inv_cost = data_kandidat.loc[tp, 'Investment_2030']
                om_cost = data_kandidat.loc[tp, 'VOM_2030'] +
data_kandidat.loc[tp, 'Fuel_cost']
            elif yr < 2050:
                inv_cost = data_kandidat.loc[tp, 'Investment_2030'] +
(data_kandidat.loc[tp, 'Investment_2050']-
data_kandidat.loc[tp, 'Investment_2030'])*(yr-2030)/(2050-2030)
                om_cost = data_kandidat.loc[tp, 'VOM_2030'] +
(data_kandidat.loc[tp, 'VOM_2050']-
data_kandidat.loc[tp, 'VOM_2030'])*(yr-2030)/(2050-2030)
                om_cost = om_cost + data_kandidat.loc[tp, 'Fuel_cost']
            else:
                inv_cost = data_kandidat.loc[tp, 'Investment_2050']
                om_cost = data_kandidat.loc[tp, 'VOM_2050'] +
data_kandidat.loc[tp, 'Fuel_cost']

        net_ori.storage_units.loc[col_name, 'capital_cost']
=inv_cost/ann_fact*1e6
        net_ori.storage_units.loc[col_name, 'marginal_cost'] =om_cost
        net_ori.storage_units.loc[col_name, 'lifetime'] =lf

```

```

for col_name in net_ori.generators.index:
    if 'kandidat' in col_name.lower():
        if net_ori.generators.loc[col_name, 'carrier'] in
['Waste', 'Biomass', 'Hydro', 'Geothermal']:
            net_ori.generators.loc[col_name, 'p_nom_max'] = 3000
            if net_ori.generators.loc[col_name, 'bus'] in
['Kalimantan', 'Sumatera']:
                net_ori.generators.loc[col_name, 'p_nom_max'] = 10000
            else:
                net_ori.generators.loc[col_name, 'p_nom_max'] = 30000
for col_name in net_ori.storage_units.index:
    if 'kandidat' in col_name.lower():
        net_ori.storage_units.loc[col_name, 'p_nom_max'] = 30000
df = pd.concat([net_ori.loads_t['p_set'],
net_ori.generators_t['p_max_pu'],
net_ori.storage_units_t['p_max_pu']], axis=1)
df1 = pattern.reformat(df)

net = Network()

net.buses = net_ori.buses
net.generators = net_ori.generators
net.loads = net_ori.loads
net.lines = net_ori.lines
net.links = net_ori.links
net.storage_units = net_ori.storage_units
fq = pd.DataFrame()
df2 = pd.DataFrame()
#print(df.index.get_level_values(1))
days = 2
for i in range(2021, 2061):
    temp = df1[df1['Year']==i]
    temp.drop(['Year', 'Month', 'Day'], axis=1, inplace=True)
    kmeans = KMeans(n_clusters=days, random_state=100).fit(temp)
    _category = kmeans.predict(temp)
    category = pd.Series(index=temp.index, data=_category)
    frequency = pd.Series(category).value_counts().sorted(ascending
= False)
    res = pd.DataFrame(index=pd.date_range(start=f"1/1/{i}",
periods=days, freq = "24H"),
                        data=kmeans.cluster_centers_,
columns=temp.columns)
    res['Year'] = res.index.year
    res['Month'] = res.index.month
    res['Day'] = res.index.day
    res.index=[i for i in range(res.shape[0])]

```

```

    freq = pd.DataFrame(index=pd.date_range(start=f"1/1/{i}",
periods=days*24,freq = "1H"),
                        data=[fq for fq in frequency for i in
range(24)])
    df5=pattern.returning(res,df.columns)
    fq=pd.concat([fq,freq])
    df2 = pd.concat([df5, df2],
                    axis=0)
df2.sort_index(inplace=True)
fq.sort_index(inplace=True)

del temp, kmeans, _category, category, freq,
df1,df,df5,frequency,res

net.snapshots = df2.index

net.snapshot_weightings['objective'] = fq[0]
net.snapshot_weightings['generators'] = fq[0]
net.snapshot_weightings['stores'] = fq[0]

net.loads_t['p_set'] = df2[net_ori.loads_t['p_set'].columns]

net.generators_t['p_max_pu'] =
df2[net_ori.generators_t['p_max_pu'].columns]

net.generators_t['p_min_pu'] =
df2[net_ori.generators_t['p_min_pu'].columns]*0.99
net.storage_units_t['p_max_pu'] =
df2[net_ori.storage_units_t['p_max_pu'].columns]

net.snapshots=net.snapshots.sort_values(ascending=True)

net.loads_t['p_set'].sort_index(inplace=True)
net.generators_t['p_max_pu'].sort_index(inplace=True)
net.generators_t['p_min_pu'].sort_index(inplace=True)
net.storage_units_t['p_max_pu'].sort_index(inplace=True)

# sum up all loads:
total = net_ori.loads_t['p_set'][
net_ori.loads_t['p_set'].index.year ==
2021].sum(axis=1).rename('total').to_frame()
# sort it by size, rather than snapshot
total.hist(bins=12*24, figsize=(14,14))

# sum up all loads:
total = net.loads_t['p_set'][ net.loads_t['p_set'].index.year ==
2021].sum(axis=1).rename('total').to_frame()

```

```

dt = []
for idx in total.index:
    dt.extend([total.loc[idx, 'total'] for j in
range(net.snapshot_weightings['objective'].loc[idx])])
# sort it by size, rather than snapshot
df3 = pd.Series(data=dt)
df3.hist(bins=12*24, figsize=(14,14))

loads = net.loads_t['p_set']

gens_max = net.generators_t['p_max_pu']
gens_min = net.generators_t['p_min_pu']
storage = net.storage_units_t['p_max_pu']
years = []#[i.year for i in net.snapshots]
for i in net.snapshots:
    #if (i.year-1)%5 ==0 :
    a=i.year
    years.append(a)

net.snapshots = pd.MultiIndex.from_arrays([years, net.snapshots])

years = [i for i in range(2021,2061,1)]

net.investment_periods = years
net.snapshot_weightings['objective'] = fq[0].values
net.snapshot_weightings['generators'] = fq[0].values
net.snapshot_weightings['stores'] = fq[0].values

for ld in loads.columns:
    net.loads_t['p_set'][ld]=loads[ld].values
for gen in gens_max.columns:
    net.generators_t['p_max_pu'][gen]=gens_max[gen].values
for gen in gens_min.columns:
    net.generators_t['p_min_pu'][gen]=gens_min[gen].values
for st in storage.columns:
    net.storage_units_t['p_max_pu'][st] = storage[st].values
for st in storage.columns:
    net.storage_units_t['p_min_pu'][st] = -1*storage[st].values

net.investment_period_weightings["years"] = list(np.diff(years)) +
[1]

r = 0.1
T = 0
for period, nyears in
net.investment_period_weightings.years.items():

```



```

    discounts = [(1 / (1 + r) ** t) for t in range(T, T + nyears)]
    net.investment_period_weightings.at[period, "objective"] =
sum(discounts)
    T += nyears
net.investment_period_weightings

net.generators_t['p_max_pu'][net.generators_t['p_max_pu']<0.001] = 0

group_plant = list(net.generators['p_nom'].index)
for plant in net.generators_t['p_max_pu'].columns:
    group_plant.remove(plant)
yr = net.snapshots[(net.snapshots.get_level_values(0) <= 2060)]
df = pd.DataFrame(index = net.generators_t['p_max_pu'].index ,
columns = group_plant, data=1)
sorting =
(pd.concat([net.generators_t['p_max_pu'],df],axis=1)*net.generators[
'p_nom']).groupby(
    net.generators['carrier'].get(pd.concat([net.generators_t['p_max
_pu'],df],axis=1).columns),axis=1
    ).sum().max(axis=0).sort_values(ascending=True).drop(['Wind','So
lar','other']).index
(pd.concat([net.generators_t['p_max_pu'],df],axis=1)*net.generators[
'p_nom']).loc[yr,:].groupby(
    [net.generators['carrier'].get(pd.concat([net.generators_t['p_ma
x_pu'],df],axis=1).columns)],axis=1
    ).sum().loc[:,sorting].plot.area(legend=True, title =
'Generation Capacity', figsize=(20,10),rot=45)

net.generators.committable = False

net.storage_units.committable = False

net.generators.ramp_limit_up = 99

#net.generators.loc[net.generators[(net.generators.carrier in
['Coal', 'Nuclear',' Biomass', 'Geothermal']).any()].index,
'ramp_limit_up'] =0.3

net.generators.ramp_limit_down = 99
#net.generators.loc[net.generators[net.generators.carrier in
['Coal', 'Nuclear',' Biomass', 'Geothermal'].any()].index,
'ramp_limit_down'] =0.3

net.generators_t['p_max_pu'][net.generators_t['p_max_pu']<0.001] = 0
net.generators_t['p_min_pu'][net.generators_t['p_min_pu']<0.001] = 0
net.storage_units.ramp_limit_up = 99
net.storage_units.ramp_limit_down = 99

```

```

net.storage_units_t['p_max_pu'][net.storage_units_t['p_max_pu']<0.00
1] = 0
net.storage_units_t['p_min_pu'][net.storage_units_t['p_min_pu']<0.00
1] = 0
net.storage_units['cyclic_state_of_charge'] = True
#net.storage_units['p_nom_max']=5000
#net.generators.build_year = 0
#net.generators.lifetime = np.inf

net.consistency_check()

net.generators.loc[[i for i in net.generators.index if 'kandidat' in
i],['p_nom','p_nom_max','p_nom_extendable','bus','capital_cost','mar
ginal_cost','build_year','lifetime']]

net.generators.loc[[i for i in net.generators.index if 'ens' in i],
'marginal_cost']

#net.generators.loc[[i for i in net.generators.index if 'PLTS' in
i], 'capital_cost'] = 0#net.generators.loc[[i for i in
net.generators.index if 'PLTS' in i], 'capital_cost'].values*0.1
#net.generators.loc[[i for i in net.generators.index if 'PLTS' in
i], 'p_nom_min'] = 0

net.generators.loc[[i for i in net.generators.index if 'PLTS' in i],
'capital_cost']

from pypsa.linopt import get_var, define_binaries, define_variables,
linexpr, define_constraints, join_exprs
#from pypsa.optimization.compat import get_var, define_constraints,
linexpr

# Constraint quick solve energy limit and FOR
def hydro_energy_limit(n, snapshots):
    p = get_var(n, 'Generator', 'p')
    cap = get_var(n, 'Generator', 'p_nom')

    for yr in n.investment_periods:
        for gen_name in n.generators.index:
            if n.generators.loc[gen_name, 'carrier'] == "Hydro":
                p_tuple =
[(n.snapshot_weightings.loc[sn,'generators'], p.loc[sn,gen_name])
for sn in n.snapshots if sn[1].year == yr]
                if 'kandidat' in gen_name:
                    if n.generators.loc[gen_name, 'bus'] ==
"Kalimantan" :

```

```

        define_constraints(n, linexpr(*p_tuple, (-
0.7*8760, cap[gen_name])), '<=', 0, f'hydro limit {gen_name} {yr}')
    else:
        define_constraints(n, linexpr(*p_tuple, (-
0.5*8760, cap[gen_name])), '<=', 0, f'hydro limit {gen_name} {yr}')
    else:
        try:
            p_max =
n.generators.loc[gen_name, 'p_nom']*n.generators_t['p_max_pu'].loc[n.
snapshots[n.snapshots.get_level_values(1).year==yr], gen_name].max()
        except:
            p_max = n.generators.loc[gen_name, 'p_nom']
        if n.generators.loc[gen_name, 'bus'] ==
"Kalimantan" :
            define_constraints(n, linexpr(*p_tuple),
'<=', 0.7*8760*p_max, f'hydro limit {gen_name} {yr}')
        else:
            define_constraints(n, linexpr(*p_tuple),
'<=', 0.5*8760*p_max, f'hydro energy limit {gen_name} {yr}')
```

```

def geothermal_limit(n, snapshots):

    lim = {'Jamali':9795,
          'Sumatera': 12912,
          'Kalimantan':183}
    cap = get_var(n, 'Generator', 'p_nom')

    for bus in n.buses.index:
        lim_bus = lim[bus]
        cap_tuple = []
        for gen_name in n.generators.index:
            if n.generators.loc[gen_name, 'carrier'] ==
'Geothermal':
                if 'kandidat' in gen_name:
                    cap_tuple.append((1, cap[gen_name]))
                else:
                    try:
                        p_max =
n.generators.loc[gen_name, 'p_nom']*n.generators_t['p_max_pu'][gen_na
me].max()
                    except:
                        p_max =
n.generators.loc[gen_name, 'p_nom']
                        lim_bus = lim_bus - p_max

                define_constraints(n, linexpr(*cap_tuple), '<=', lim_bus,
f'limit geothermal {bus}')
```

```

def hydro_limit(n, snapshots):

    lim = {'Jamali':7110,
           'Sumatera': 15600+5730,
           'Kalimantan':21600+8100}
    cap = get_var(n, 'Generator', 'p_nom')
    st = get_var(n, 'StorageUnit', 'p_nom')

    for bus in n.buses.index:
        lim_bus_gen = lim[bus]
        lim_bus_st = lim[bus]*1.5
        cap_tuple_gen = []
        cap_tuple_st = []
        for gen_name in n.generators.index:
            if n.generators.loc[gen_name,'carrier'] == 'Hydro':
                if 'kandidat' in gen_name:
                    cap_tuple_gen.append((1, cap[gen_name]))
                    cap_tuple_st.append((1, cap[gen_name]))
                else:
                    try:
                        p_max =
n.generators.loc[gen_name,'p_nom']*n.generators_t['p_max_pu'][gen_name].max()
                    except:
                        p_max =
n.generators.loc[gen_name,'p_nom']
                        lim_bus_gen = lim_bus_gen - p_max
                        lim_bus_st = lim_bus_st - p_max

        for gen_name in n.storage_units.index:
            if n.storage_units.loc[gen_name,'carrier'] == 'PS':
                if 'kandidat' in gen_name:
                    cap_tuple_st.append((1, st[gen_name]))
                else:
                    try:
                        p_max =
n.storage_units.loc[gen_name,'p_nom']*n.storage_units_t['p_max_pu'][gen_name].max()
                    except:
                        p_max =
n.storage_units.loc[gen_name,'p_nom']
                        lim_bus_st = lim_bus_st - p_max

```

```

        define_constraints(n, linexpr(*cap_tuple_gen), '<=',
lim_bus_gen, f'limit hydro {bus}')
        define_constraints(n, linexpr(*cap_tuple_st), '<=',
lim_bus_st, f'limit PS {bus}')

def biomass_limit(n, snapshots):
    lim = {'Jamali':9220,
           'Sumatera': 15590,
           'Kalimantan':5060}
    cap = get_var(n, 'Generator', 'p_nom')

    for bus in n.buses.index:
        lim_bus = lim[bus]
        cap_tuple = []
        for gen_name in n.generators.index:
            if n.generators.loc[gen_name,'carrier'] == 'Biomass':
                if 'kandidat' in gen_name:
                    cap_tuple.append((1, cap[gen_name]))
                else:
                    try:
                        p_max =
n.generators.loc[gen_name,'p_nom']*n.generators_t['p_max_pu'][gen_name].max()
                    except:
                        p_max =
n.generators.loc[gen_name,'p_nom']
                        lim_bus = lim_bus - p_max
            if bus == 'Sulawesi':
                define_constraints(n, linexpr(*cap_tuple), '<=', 0,
f'limit biomass {bus}')
            else:
                define_constraints(n, linexpr(*cap_tuple), '<=',
lim_bus, f'limit biomass {bus}')

def waste_limit(n, snapshots):
    lim = 350 #(25000 ja kal sum)
    cap = get_var(n, 'Generator', 'p_nom')

    cap_tuple = []
    for gen_name in n.generators.index:
        if n.generators.loc[gen_name,'carrier'] == 'Waste':
            if 'kandidat' in gen_name:

                cap_tuple.append((1, cap[gen_name]))
            else:
                try:

```

```

        p_max =
n.generators.loc[gen_name,'p_nom']*n.generators_t['p_max_pu'][gen_name].max()

        except:
            p_max = n.generators.loc[gen_name,'p_nom']
            lim = lim - p_max
            define_constraints(n, linexpr(*cap_tuple), '<=', lim, f'limit
waste')

def all(n,snapshots):

    hydro_energy_limit(n,snapshots)
    hydro_limit(n,snapshots)
    geothermal_limit(n,snapshots)
    biomass_limit(n,snapshots)
    waste_limit(n,snapshots)

solver_option = {
    'threads': 8,
        'method': 2,
        'run_crossover': 0,
        'Aggfill': 0,
        #'PreSolve': 2,
        'PreDual': 0,
        'seed': 2708, #'BarHomogeneous': 1,
        'BarConvTol': 1.e-5,
        'FeasibilityTol': 1.e-4,
        'OptimalityTol': 1.e-4,
        #'ObjScale': -0.5,
        #'PreSparsify': 1,
        #GURO_PAR_BARDENSETHRESH: 200,
    }

#net.optimize.solve_model(solver_name="gurobi", **gurobi_option)
#solve_model
net.lopf(solver_name='gurobi',
pyomo=False,multi_investment_periods=True, extra_functionality=all)
#net.optimize(solver_name="gurobi", multi_investment_periods=True,
extra_functionality=all,**gurobi_option)

net.sub_networks

net.generators_t['p'][net.generators_t['p'] <0] =0

geo =[col_name for col_name in net.generators.index if 'PLTP' in
col_name]

```

```

df = pd.DataFrame(index = net.generators_t['p_max_pu'].index ,
columns = group_plant, data=1)
sorting =
(pd.concat([net.generators_t['p_max_pu'],df],axis=1)*net.generators[
'p_nom_opt'])

sorting.loc[:,geo].sum(axis=1).max()

net.generators_t['p'].loc[:,geo].sum(axis=1).max()

net.loads_t['p'].plot.area(figsize=(20,10))

sorting =
net.generators_t['p'].groupby(net.generators['carrier'].get(net.gene
rators_t['p'].columns),axis=1).sum().max(axis=0).sort_values(ascendi
ng=True).index

ax=net.generators_t['p'].groupby(net.generators['carrier'].get(net.g
enerators_t['p'].columns),axis=1).sum().loc[:,sorting].plot.area(fig
size=(20,10),stacked=True,rot=45)#,legend=False)
#ax.set_xlim(net.snapshots[0],net.snapshots[24*30])

sorting =
net.storage_units_t['p'].groupby(net.storage_units['carrier'].get(ne
t.storage_units_t['p'].columns),axis=1).sum().max(axis=0).sort_value
s(ascending=True).index

ax=net.storage_units_t['p'].groupby(net.storage_units['carrier'].get
(net.storage_units_t['p'].columns),axis=1).sum().loc[:,sorting].plot
(figsize=(20,10),rot=45)#,legend=False)
#ax.set_xlim(net.snapshots[0],net.snapshots[24*30])

c = "Generator"

group_plant = list(net.generators['p_nom'].index)
for plant in net.generators_t['p_max_pu'].columns:
    group_plant.remove(plant)
yr = net.snapshots[(net.snapshots.get_level_values(1).year <= 2060)]
df1 = pd.DataFrame(index = net.generators_t['p_max_pu'].index ,
columns = group_plant, data=1)
df1 = pd.concat([net.generators_t['p_max_pu'],df1],axis=1)
df = pd.concat(
    {
        period: net.get_active_assets(c, period) *
net.df(c).p_nom_opt * df1.loc[[t for t in net.snapshots if
t[0]==period],].max()
        for period in net.investment_periods
    },

```

```

        axis=1,
    )
    list_drop = []
    for i in df.index:
        if 'load' in i or 'ens' in i:
            list_drop.append(i)

df=df.drop(list_drop).groupby(net.generators['carrier']).sum().T

c = "StorageUnit"
#net.storage_units['carrier'] = 'PS'
group_plant = list(net.storage_units['p_nom'].index)
for plant in net.storage_units_t['p_max_pu'].columns:
    group_plant.remove(plant)
yr = net.snapshots[(net.snapshots.get_level_values(1).year <= 2060)]
df1 = pd.DataFrame(index = net.storage_units_t['p_max_pu'].index ,
columns = group_plant, data=1)
df1 = pd.concat([net.storage_units_t['p_max_pu'],df1],axis=1)
df3 = pd.concat(
    {
        period: net.get_active_assets(c, period) *
net.df(c).p_nom_opt * df1.loc[[t for t in net.snapshots if
t[0]==period],].max()
        for period in net.investment_periods
    },
    axis=1,
)
list_bess = [i for i in net.storage_units.index if 'bess' in
i.lower()]
net.storage_units.loc[list_bess,'carrier'] ='Battery'
df3 = df3.groupby(net.storage_units['carrier']).sum().T
df = pd.concat([df,df3],axis=1)
"""
plot.bar(
    stacked=True,
    edgecolor="white",
    width=1,
    ylabel="Capacity",
    xlabel="Investment Period",
    rot=0,
    figsize=(20, 10),
)

df2 = pd.DataFrame(

```



```

        {
            period :
            for period in net.investment_periods
        },
    )
    """
fig,ax = plt.subplots(figsize=(20,10))

df.plot.bar(
    stacked=True,
    edgecolor="white",
    width=1,
    ylabel="Capacity",
    xlabel="Investment Period",
    rot=0,
    ax=ax,
    colormap='tab20'
)

df2 = net.loads_t['p'].sum(axis=1).to_frame('total')
df2=df2.groupby(df2.index.get_level_values('period')).max()
import seaborn as sns
#sns.barplot(data=df3,x='index',y='value',hue='carrier',ax=ax)
sns.lineplot(x=ax.get_xticks(),y=df2['total'],ax=ax,color='green')
res = (df.sum(axis=1)-df2['total'])/df2['total']

plt.tight_layout()

net.generators_t['p_max_pu']['Kalimantan_PLTS-kandidat_2026',
'Jamali_PLTS-kandidat_2026','Sumatera_PLTS-kandidat_2026'].max()

for i in net.generators.index:
    if net.generators.loc[i,'carrier'] == "Hydro":
        for yr in range(2021,2061):
            CF =
net.generators_t['p'].loc[net.snapshots[net.snapshots.get_level_valu
es(1).year==yr], i].sum()/(24*10*net.generators.loc[i,'p_nom_opt'])
            if CF>0.5:
                print(i, yr , CF)

net.generators.loc[[i for i in net.generators.index if 'PLTS' in i],
'p_nom_opt']

list_ens = [i for i in net.generators.index if 'ens' in i.lower()]
for e in list_ens:
    if net.generators_t['p'][e].max() > 0:

```

```

        print(e, net.generators_t['p'][e].max(),
net.generators_t['p'][e].sum())
net.export_to_csv_folder("./res/")
df.to_csv("./res/p_nom_opt.csv")
res.to_csv("./res/margin.csv")

opt=net.generators.loc[:,['p_nom_opt']]

sorting =
net.generators_t['p'].groupby(net.generators['carrier'].get(net.gene
rators_t['p'].columns),axis=1).sum().max(axis=0).sort_values(ascendi
ng=True).index
ax=net.generators_t['p'].groupby(net.generators['carrier'].get(net.g
enerators_t['p'].columns),axis=1).sum().loc[:,sorting].plot.area(fig
size=(20,10),stacked=True,rot=45)#,legend=False)
#ax.set_xlim(net.snapshots[0],net.snapshots[24*30])

df = pd.concat([net_ori.loads_t['p_set'],
net_ori.generators_t['p_max_pu'],
net_ori.storage_units_t['p_max_pu']], axis=1)

for i in tqdm.tqdm(range(2021,2061)):
    temp = df[(df.index.year==i)]
    kmeans = KMeans(n_clusters=500,random_state=2703).fit(temp)
    _category = kmeans.predict(temp)
    category = pd.Series(index=temp.index, data=_category)
    frequency = pd.Series(category).value_counts()
    temp1 = net.snapshots[net.snapshots.get_level_values(1).year==i]
    for j in range(frequency.shape[0]):
        idx = category[category==frequency[j]].index
        for col_name in net.generators.index:
            net_ori.generators_t['p'].loc[idx,col_name]
= net.generators_t['p'].loc[temp1[j],col_name]
        for col_name in net.storage_units.index:
            net_ori.storage_units_t['p'].loc[idx,col_name]
= net.storage_units_t['p'].loc[temp1[j],col_name]

net_ori.generators_t['p'].loc[idx,net_ori.generators.index] #=
net.generators_t['p'].loc[temp1[j],net.generators.index]

#sorting =
net.generatorstorages_t['p'].groupby(net.generators['carrier'].get(n
et.generators_t['p'].columns),axis=1).sum().max(axis=0).sort_values(
ascending=True).index
#ax=net.generators_t['p'].groupby(net.generators['carrier'].get(net.
generators_t['p'].columns),axis=1).sum().loc[:,sorting].plot.area(fi
gsize=(20,10),stacked=True,rot=45)#,legend=False)
#ax.set_xlim(net.snapshots[0],net.snapshots[24*30])

```

```

net.storage_units_t['p'].plot()

sorting =
net_ori.generators_t['p'].loc[net_ori.snapshots[net_ori.snapshots.ye
ar==2021],:].groupby(net_ori.generators['carrier'].get(net_ori.gener
ators_t['p'].columns),axis=1).sum().max(axis=0).sort_values(ascendin
g=True).index
ax=net_ori.generators_t['p'].loc[net_ori.snapshots[net_ori.snapshots
.year==2021],:].groupby(net_ori.generators['carrier'].get(net_ori.ge
nerators_t['p'].columns),axis=1).sum().loc[:,sorting].plot(figsize=(
20,10),stacked=True,rot=45)#,legend=False)
#ax.set_xlim(net.snapshots[0],net.snapshots[24*30])

sorting =
net.storage_units_t['p'].groupby(net.storage_units['carrier'].get(ne
t.storage_units_t['p'].columns),axis=1).sum().max(axis=0).sort_value
s(ascending=True).index

ax=net.storage_units_t['p'].loc[yr,:].groupby(net.storage_units['car
rier'].get(net.storage_units_t['p'].columns),axis=1).sum().loc[:,sor
ting].plot.area(figsize=(20,10),stacked=True,rot=45)#,legend=False)
#ax.set_xlim(net.snapshots[0],net.snapshots[24*30])

ax=(net.generators_t['p'].groupby(net.generators['carrier'].get(net.
generators_t['p'].columns),axis=1).sum().loc[:,'other']).groupby(lam
bda x: x[1].year, axis=0).sum().plot(figsize=(20,10),ylabel = 'ENS
(MWh)')

ax=(net.generators_t['p'].groupby(net.generators['carrier'].get(net.
generators_t['p'].columns),axis=1).sum().loc[:,'Coal']*900).groupby(lam
bda x: x[1].year, axis=0).sum().plot(figsize=(20,10),ylabel =
'CO2 (kg)')

ax=(net.generators_t['p'].groupby(net.generators['carrier'].get(net.
generators_t['p'].columns),axis=1).sum().loc[:,'Hydro']).groupby(lam
bda x: x[1].year, axis=0).sum().plot(figsize=(20,10),ylabel = 'CO2
(kg)')

#kand = [i for i in net.generators if i.contains('kandidat')]
net.generators[['p_nom', 'p_nom_opt']]

```

LAMPIRAN 4 – LEMBAR PENGESAHAN

PRAKIRAAN *ELECTRICITY DEMAND* DAN *SUPPLY* WILAYAH INDONESIA BARAT 2060 MENGGUNAKAN LEAP DAN PYPSA

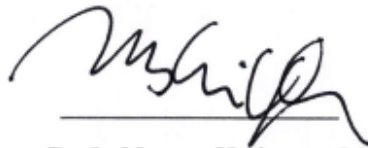
Oleh
Alravi Febiorama
NIM: 23221001
(Program Studi Magister Teknik Elektro)

Institut Teknologi Bandung

Menyetujui
Tim Pembimbing

July 2023

Pembimbing I



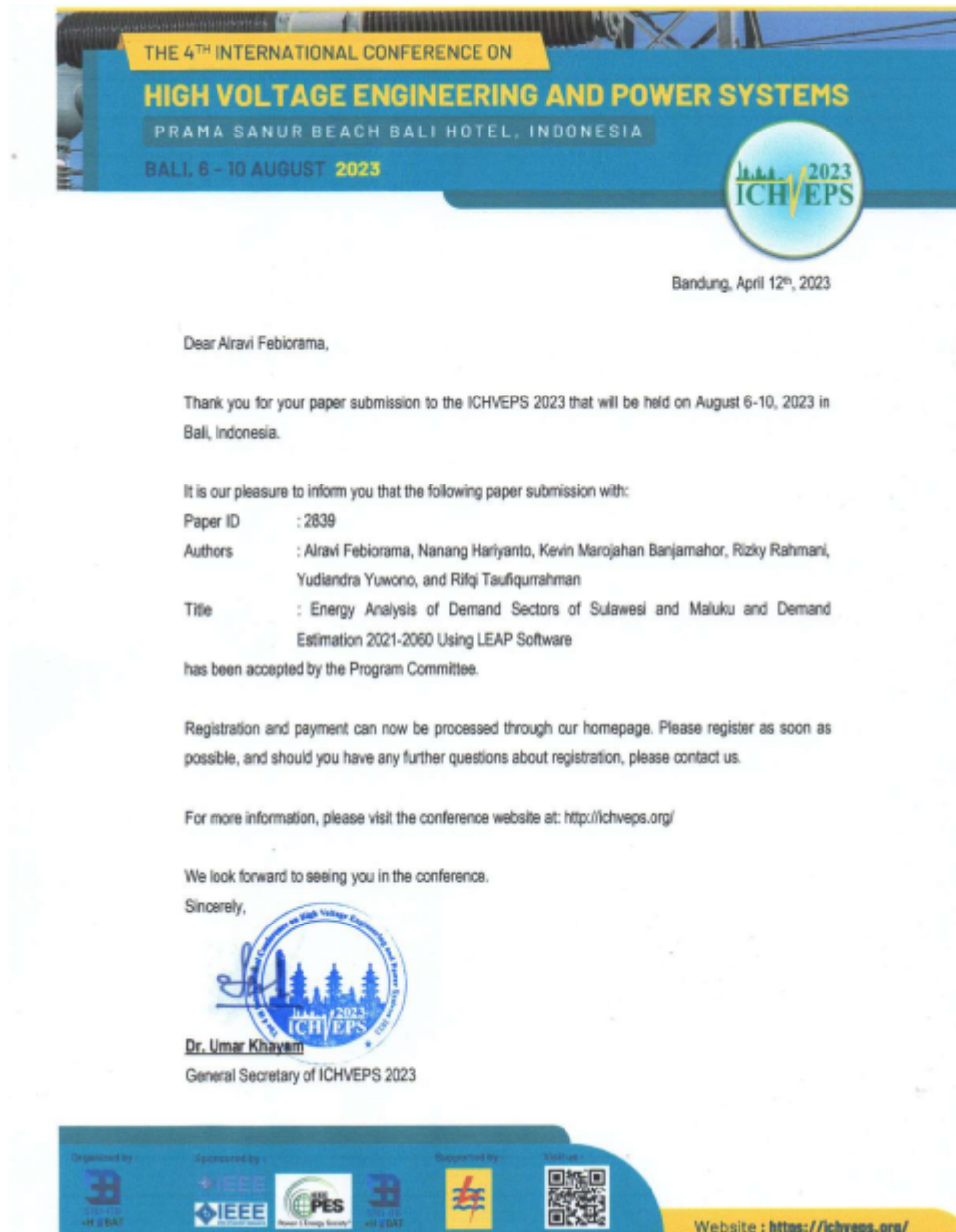
Dr. Ir. Nanang Hariyanto, M.T.

Pembimbing II



Dr. Ir. Kevin Marojahan Banjar
Nahor, S.T., M.T.

LAMPIRAN 5 – Bukti Submit Paper Conference ICHVEPS 2023



LAMPIRAN 6 – Bukti Paper

Analysis of Forecast: Electricity Demand Energy of Sulawesi and Maluku 2060 Utilizing LEAP Application

Alravi Febiorama
School of Electrical Engineering
and Informatics
Institut Teknologi Bandung
Bandung, Indonesia
23221001@mahasiswa.itb.ac.id

Yudiandra Yuwono
Indonesia Energy Programme
Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit
Jakarta, Indonesia
yudiandra.y@gmail.com

Muhammad Aldy Wildan Maulana
School of Electrical Engineering and
Informatics
Institut Teknologi Bandung
Bandung, Indonesia
m.aldywildan@gmail.com

Nanang Hariyanto
School of Electrical Engineering
and Informatics
Institut Teknologi Bandung
Bandung, Indonesia
nanang.hariyanto@stei.itb.ac.id

Rizky Rahmani
School of Electrical Engineering
and Informatics
Institut Teknologi Bandung
Bandung, Indonesia
rizkyrahmani@gmail.com

Fuad Afif Herya
School of Electrical Engineering and
Informatics
Institut Teknologi Bandung
Bandung, Indonesia
fuadafiherya181@gmail.com

Kevin Marojahan Banjarnahor
School of Electrical Engineering
and Informatics
Institut Teknologi Bandung
Bandung, Indonesia
kevin.marojahan@itb.ac.id

Rifqi Taufiqurrahman
School of Electrical Engineering
and Informatics
Institut Teknologi Bandung
Bandung, Indonesia
officialrifqi08@gmail.com

Abstract— The Indonesian government by 2030 has placed a high priority on enhancing the quality and utilization of renewable energy to tackle energy and environmental challenges, aligning with Sustainable Development Goals (SDGs) 9.4. To assess future trends in energy demand, consumption, and greenhouse gas (GHG) emissions in Indonesia from 2020 to 2060, various scenarios and sub-scenarios are analyzed. This study focuses on achieving NZE for consistency by 2060 through technology adoption and CO₂ emission reductions, in line with the Paris Agreement's objective of limiting global warming to 1.5°C and achieving net-zero emissions by 2050. The research emphasizes the significance of enhancing energy efficiency through demand-side management and energy-efficient technologies. These measures not only result in cost savings for households, businesses, industries, and the government but also contribute to carbon emission reductions. GHG emission projections utilize the Low Emissions Analysis Platform (LEAP) application. The Sulawesi region is expected to witness substantial growth in energy demand, particularly within the industrial sector. Key industries such as food and beverage production, tobacco, textiles and garments, leather and footwear, bamboo and rattan, paper, paper products, etc., are projected to experience significant increases in electricity demand. The growth rates for these sectors range from 5.09% to 37.1%, indicating a rising need for electricity to support various industrial processes. Notably, the total

emissions in Sulawesi decreased impressively by 22.17% between 2021 and 2060. Similarly, the Maluku region demonstrates a promising trend of increasing electricity demand in the industrial sector, with an overall growth rate projected to be 5.93%. The food and beverage industry are expected to witness significant growth at a rate of 8.01%, while the textile and apparel sector and the pulp and paper sector are estimated to grow at rates of 9.02% and 9.22%, respectively. The total emissions in Maluku reduced significantly by 20.54%.

Keywords— Electricity Demand Projection, LEAP, Industry, Sulawesi, Maluku.

I. INTRODUCTION

Indonesia is in the process of transforming its energy demand with a view to achieving social and environmental benefits by 2060 and also Indonesia announced a NZE 2060 pledge to justify the selection of model horizon. In order to achieve this, the government has set targets and goals for each region of Indonesia. Sumatra is designated to be the hub of new industries and the gateway to the Asian region. Java is projected to be the centre for trade and services. Kalimantan is to be the base for processing industries and

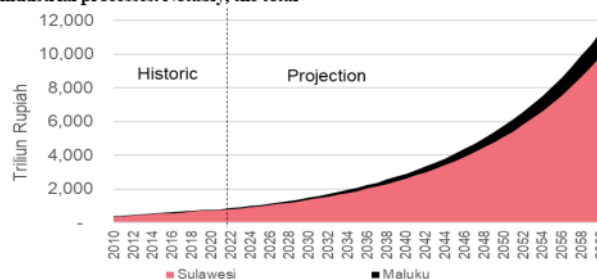


Fig. 1. GDRP Sulawesi and Maluku (BPS, 2022 dan BAPPENAS, 2023)

the national energy reserve. Sulawesi is to be the cornerstone for food industries and the gateway to eastern Indonesia. Bali, Nusa Tenggara, and Maluku are to serve as the bases for international tourism and fishing. Papua is to be the base for food and resource-based economic sectors[1].

Based on Fig. 1, as stated by government of Indonesia, in Sulawesi, the growth in the industrial sector is in line with the historical trend due to the growth in smelters and extractive industries. The share of the commercial sector is high, in line with the direction of the gateway to the eastern Indonesia. Moreover, Maluku are seeing growth in tourism but a negative growth in the fishing sector. Consideration should be given to the growth of the fish processing industry and cold chain, which is not reflected in the projections.

The research conducted by Handayani and Anugrah et al. (2021), titled "Assessing the Implications of Net-Zero Emissions Pathways: An Analysis of The Indonesia Power Sector," posits that the Solar PV capacity becomes dominant starting in 2035, while the Coal Power Plants gradually cease operations by 2040 under the Net Zero Emission scenario. Another study conducted by M. Rizki K, et al. (2018) titled "Long-term Projection of Electricity Generation Sector in East Kalimantan Province: LEAP Model Application," highlights that in the electricity generation sector under the Business-as-Usual (BAU) scenario, power plants generate more energy towards the end of the projection period. The composition of electricity generation is based on several types of power plants. In the Renewable Energy mix scenario, the share of renewable energy sources displace fossil fuel-based energy from the BAU scenario. Therefore, this research study holds significant values in understanding and planning the electricity demand in Sulawesi and Maluku for the year 2060, aligning with government policies and interventions. By using the LEAP method, this study assures accurate and efficient estimations.

II. METHODOLOGY

A. Energy Needs and energy Potential of Sulawesi and Maluku

TABLE I POTENTIAL PRIMARY ENERGY SOURCES

ELASTIC POTENTIAL ENERGY				
Re-gion	Oil (Million m ³)	Natural Gas (Million M ³)	Coal (Million Tons)	Hydro- power (MW)
Sula- wesi	122.24	620,705.28	40,195.57	5,916
Ma- luku	52.65	212,942.69	12,405.01	827

Based on Table I, for the projected needs and fulfillment capabilities, data on potential primary energy sources in the Sulawesi and Maluku region are also needed. Besides that, there is also potential renewable energy such as hydro, biomass, and solar power[4].

In accordance with historical data on GRDP Sulawesi dan Maluku during 2016-2021, the energy consumption on the Sulawesi and Maluku system in 2016-2021 as a basis for determining projections, based on customer historical data, it is known that the average growth of customers per year is 6% in Sulawesi and 4% in Maluku per year is presented in Table II[3].

B. LEAP Model

The Low Emission Analysis Platform or LEAP is a software that can be used in planning or environment-energy modelling. LEAP works based on the assumption that users want a scenario, the scenario was based on a calculation of the conversion of fuel into energy to the energy consumed. LEAP is an accounting model that takes into account the end use of energy, so it has the ability to incorporate various technologies in energy system[5]. LEAP advantages is the availability of the system interface and provides an easy use and freeware for the developing countries. LEAP stands out from many scenario analysis tools for electrical planning with some major advantages[6][7].

C. Research Flow Chart

Based on the steps at the research stage, the research flow diagram can be described as follows [2] (Fig. 2):

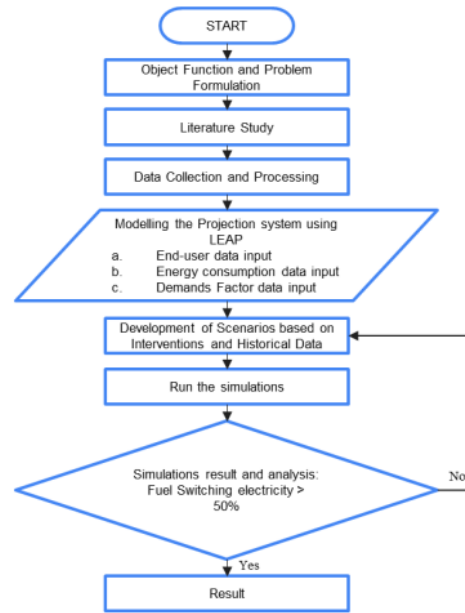


Fig. 2. Research Flow Chart

The flowchart presented depicts a comprehensive approach for conducting a sophisticated analysis in the field of projection systems. Subsequently, data collection and processing would be undertaken, involving meticulous gathering and organization of relevant information. To model the projection system, the LEAP would be utilized, incorporating three crucial inputs: end-user data, energy consumption data, and demands factor data. This would enable the development of scenarios based on historical data and interventions, providing a basis for further analysis. The simulations would then be executed, generating a result to be further examined. Upon obtaining the simulation results, a detailed analysis would be conducted. A key parameter for evaluation will be the percentage of electricity derived from fuel switching, with a pre-established threshold of 50% serving as a benchmark for deeper exploration. A scenario where fuel switching electricity exceeds this benchmark is deemed as a positive outcome. On the other hand, if this percentage dips below the set threshold, it signals the need for revisiting and adjusting the scenario. Specifically, the fuel switching electricity percentage would be evaluated, with a threshold of 50% set as a criterion for further investigation. If

the result indicates that fuel switching electricity exceeds this threshold, a positive outcome is observed. Conversely, if the percentage falls below the threshold, it necessitates revisiting the stage of scenario development based on interventions and historical data.

D. Scenarios and Energy Demand

Energy projection for different sectors is critical for policy makers, businesses, and households to make informed decisions on energy efficiency, carbon emissions, and sustainability. Here, provided an overview of energy projection for the commercial sector, household sector, transportation sector and other sectors and discuss some of the key references in this field[8].

1) Scenarios

The "Business as Usual" scenario uses the same Gross Domestic Product (GDP) and population growth as the "Current Accounts" scenario. However, there are differences in the GDP growth settings from 2022 to 2060. The GDP growth values for each year are interpolated based on predetermined data. In the "Development Interventions" scenario,

in addition to using the same GDP and population growth as the previous scenario, there are additional development interventions that affect GDP growth from 2022 to 2060. These interventions can be in the form of policies or specific measures aimed at optimizing economic growth. With these interventions, it is expected that GDP growth and electricity usage will be relatively higher compared to other scenarios, providing both ideal and non-ideal options for national policies[9].

2) Household Sector

The projection model is based on several assumptions that form the foundation of the possible outcome options. These assumptions include factors such as economic growth, technological advancements, energy policies, and demographic factors. By considering these assumptions, various scenarios can be simulated to observe their impact on future energy demand. The projection model relies on several baseline assumptions for the projections.

TABLE II REALIZATION GDP SULAWESI AND MALUKU 2016-2021

Customer Sector		GRDP of 2016-2021 (Billion)						Growth (%)
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	
Sulawesi	Household	72.19	77.20	84.11	89.96	90.16	95.27	6%
	Commercial	16.92	18.09	19.71	21.08	21.13	22.33	
	Industry	287.06	307.00	334.47	357.71	358.52	378.85	
	Transportation	180.47	193.01	210.27	224.89	225.40	238.18	
	Others sector	7.33	7.84	8.54	9.14	9.16	9.68	
	Total	563.96	603.15	657.11	702.78	704.36	744.31	
Maluku	Household	4.68	4.44	4.74	5.02	5.11	5.60	4%
	Commercial	0.97	0.92	0.98	1.04	1.06	1.16	
	Industry	41.86	39.70	42.39	44.85	45.74	50.04	
	Transportation	6.03	5.71	6.10	6.46	6.58	7.20	
	Others sector	0.27	0.26	0.27	0.29	0.29	0.32	
	total	53.81	51.03	54.49	57.65	58.79	64.32	

Firstly, GDP growth as the main resource is calculated based on Clean, Affordable, and Secure Energy Indonesia Program that supports BAPPENAS (National Development Planning Agency of Indonesia) in the "Visi Indonesia 2045" Development. The portion of GDP for each of the seven regions is calculated accordingly. Population assumptions are based on Indonesian Statistics 2022 for the base year input data of 2021 from the Central Statistics Agency. For the year 2021, regional population data follows the documents of each Province in Figures from BPS. Population projections until 2045 are derived from CASE documents, while a flat or sustained growth rate of 0.3% is used from 2045 to 2060. Household member counts are taken from BPS's 2021 Household Welfare Statistics, and the population calculation is divided by the number of households to obtain the number of family members[10], [11]. The baseline assumption regarding cooking is that 100% of households cook. This assumption states that all households engage in cooking activities inside the house. Cooking technologies are divided into several types: electric stoves, LPG stoves, kerosene stoves, biomass stoves (including briquettes and charcoal), and city gas stoves (including biogas and other types). Energy intensity is calculated based on the total energy consumption per technology type divided by the percentage of households using a particular fuel. These percentage data are taken from BPS's 2021 Household Welfare Statistics and *Handbook of Energy & Economic Statistics of Indonesia* (HEESI) 2022[12], [13].

3) Commercial Sector

The fundamental assumption applied to the private and government sectors in this projection is as follows: For the 'Basic Assumption with Private and Government Sub-sectors' GDP at Constant Prices', the GDP projection leverages constant prices derived specifically from the private sub-sectors such as wholesale and retail trade, accommodation and food services, information and communication, financial and insurance activities, real estate, professional, scientific, and technical services, public administration, defence, and compulsory social security, education services, health and social work activities, and other services. Additionally, government consumption expenditure serves as the basis for the projection of government sub-sector GDP. Energy intensity is calculated by dividing the commercial sector's energy consumption by energy type (obtained from HEESI) by the commercial sector's GDP (obtained from BPS, Indonesia Statistics). Private sector commercial technology: The technologies employed in the commercial sector include gas, kerosene, gas oil, biogas, Marine Diesel Fuel/Industrial Diesel Oil, electricity, LPG, and biomass. The growth of private sub-sector GDP is calculated based on the percentage growth of GDP in each region. Sulawesi and Maluku are not projected to be the centre of commercial development, unlike Kalimantan (1.7%), Java, and Sumatra, which are projected to emerge as Indonesia's key commercial regions. In contrast, while Sulawesi and Maluku possess unique attributes and potential in Industry

sector, they are not expected to be at the forefront of commercial development in the same manner as Kalimantan, Java, and Sumatra[12], [13].

4) Industrial Sector

Assumption (1): The industrial sector follows the Manufacturing sector classification from the Central Statistics Agency (BPS), including food and beverages, non-metallic minerals and cement, tobacco, basic metals, textiles and garments, computers and electronic products, leather and footwear, machinery and equipment, wood, bamboo, and rattan products, motor vehicles and other transport equipment, paper and paper products, furniture, fertilizers and chemicals, other processing industries, and rubber and plastic.

Assumption (2): The activity level is calculated based on the constant-price GDP of 2010 according to the 2021 Business Field of Western Indonesia Statistics, 2022. Energy intensity is determined by dividing the energy consumption of the industrial sector per energy type (obtained from BPS's Manufacturing Industry Statistics and HEESI) by the GDP of the industrial sector. The technology used in the industrial sector includes diesel oil (solar oil), biodiesel (bio solar), coal, coal briquettes, natural gas, fuel oil, LPG, biomass, kerosene, Industrial Diesel Oil/Marine Diesel Fuel, and electricity[12], [13].

Assumption (3): The growth of GDP in each subsector of the industrial sector follows the overall GDP growth of the industrial sector. The contraction of the industrial sector is expected due to changes in the economic structure, as more productive sectors replace it. The regional growth of subsectors within the industrial sector varies according to the development directions set by BAPPENAS. Projection there are two sector groupings in the projection of industrial intensity reduction. The first is specific sectors with projected intensity reduction and specific electrification potential, such as cement and basic metals. The second is sectors with full electrification potential, including fertilizers, paper, rubber, and plastic. Each subsector within these groupings has different electrification potential and efficiency improvement prospects[16]–[19].

5) Transportation Sector

The basic assumptions for the transportation sector are the classification of transportation sub-sectors. The sub-sectors are divided based on data availability and reliability, including railways with passenger/km calculations (data from BPS), aircraft with passenger/km calculations (data from BPS), sea vessels based on GDP calculations (data from BPS), and road transportation using stock analysis methods (data from Association of Indonesian Automotive Industries known as GAIKINDO, BPS, and PT. PERTAMINA). Final energy intensity is calculated based on HEESI data. Road Transportation: For road transportation, the basic assumptions include vehicle stock. Data for vehicle stock analysis is obtained from BPS. Sales and sales trends are derived from GAIKINDO data. Assumptions regarding vehicle lifespan and fuel economy are based on general references[20]–[22].

Transportation Sector, Railways, Aircraft, Sea Vessels, the growth of sub-sectors such as railways, planes, sea vessels, and ASDP is assumed to be in line with GDP growth. Road Transportation, projections for road transportation growth are based on changes in economic structure and population growth. Sales growth for motorcycles and cars is projected to follow changes in economic structure and is limited by population size. As sales grow based on load type and region, significant fuel switching occurs, leading to a decrease

in overall diesel and gasoline usage and an increase in electric vehicle adoption[12], [13].

Cars and motorcycles, complete transition to battery electric vehicles is projected. Vehicle lifespan assumptions or depreciation are considered. Buses, transition towards battery electric vehicles and compressed natural gas (CNG) is projected to replace diesel fuel usage. Trucks no fuel switching projection is made, assuming unavailability of technology and lack of hydrogen usage targets[23], [24].

6) Energy Consumption Transition

The energy transformation sector includes conversion of energy from its primary form (e.g., fossil fuel, and nuclear fuel) to other secondary forms (e.g., electricity). Energy consumption during this process is calculated as follows:

$$ECT_s = \sum_m \sum_t ETP_{t,m} \times \left(\frac{1}{f_{t,m,s}} - 1 \right) \quad (1)$$

where, (ECT) is the energy transformation during the conversion process, (ETP) refers to the product of the energy conversion process (e.g., electricity), (f) refers to the energy conversion process efficiency defined in (%). (s) Refers to primary energy source (e.g., fossil fuel), (m) refers to technology (e.g., steam turbine and gas turbine) and (t) refers to secondary energy source[14], [15].

III. RESULT AND ANALYSIS

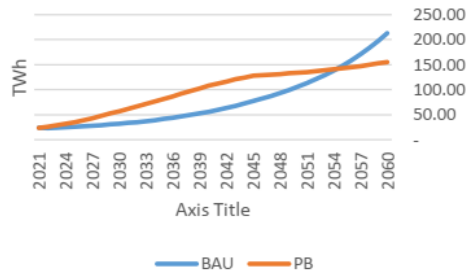


Fig. 3. Electrification Sulawesi all sectors

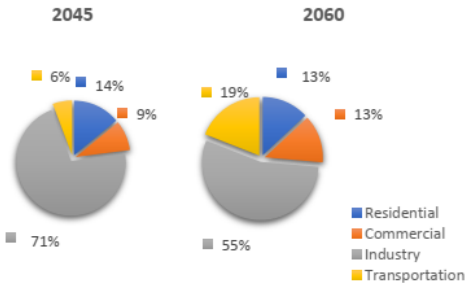


Fig. 4. Share Percent of Electrification in Sulawesi 2045 and 2060 (ID Scenario)

A. Electrification in Sulawesi

Based on Fig. 3 and Fig. 4, in the household sector of Sulawesi, specifically for residential use, the demand is projected to increase steadily. From 8.7 TWh in 2021, it is expected to reach 20.3 TWh in 2060, representing a growth rate

of 2.16% annually. This growth is primarily driven by the rising need for cooking appliances and home appliances, such as refrigerators, air conditioners, and other electrical devices.

Moving on to the commercial sector, both private and government-owned enterprises anticipated a notable surge in energy consumption. The demand from private businesses is projected to increase by 4.67% annually, while government-owned establishments are expected to grow at a rate of 4.56%. These sectors play a crucial role in industrial activities, including manufacturing, food and beverage production, and tobacco processing.

The industrial sector is projected to experience substantial growth over the next four decades, with a steady increase in demand for electricity. From 2021 to 2060, the growth rate of electricity demand in the industrial sector is estimated at 5.09%. In the food and beverage industry, there is also a significant growth projection, with a growth rate of 6.61% during the same period. The textile and garment industry are expected to experience a growth rate of 7.26%, indicating an increasing need for electricity. The leather and footwear sectors are also anticipated to show growth at a rate of 5.84%. Moreover, the sectors of bamboo and rattan, as well as paper and paper products, are projected to have growth rates of 5.86% and 7.47% respectively, indicating an increasing demand for electricity. Finally, the fertilizer and chemical industry is estimated to have a growth rate of 37.1% during the analyzed period.

Examining the breakdown within the transportation sector, the largest contributor to the electricity demand is the Road Transportation sector, which is anticipated to experience substantial growth. From 2021 to 2060, the demand in this sector is projected to increase from 0.1 terawatt-hours to 29.6 terawatt-hours, reflecting a growth rate of 27.30%. This growth can be attributed to the increasing number of vehicles and the expanding transportation infrastructure in the region.

In Sulawesi 2021, the total CO₂ emissions amounted to a substantial 19,020.55 million tons. However, through the implementation of effective measures, by the year 2045, these emissions decreased significantly to 1,615.35 million tons, representing an astounding reduction of 91.51%. Furthermore, projecting into the future, by 2060, the GHG emissions reached a noteworthy milestone of zero, achieving a remarkable 100% mitigation. Overall, the total emissions in Sulawesi during 2021 to 2060 decreased by an impressive 22.17%.

B. Electrification in Maluku

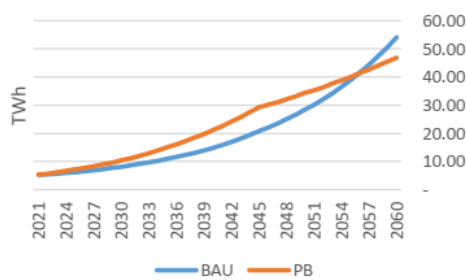


Fig. 5. Electrification Maluku all sectors

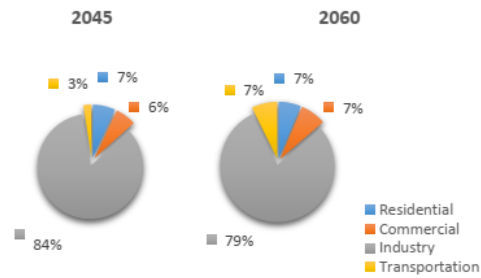


Fig. 6. Share Percent of Electrification in Maluku 2045 and 2060 (ID Scenario)

Based on Fig. 5 and Fig. 6, for the household sector of Maluku, the demand shows a steady increase over the years, with a growth rate of 2.24%. The electricity consumption for cooking purposes remains constant at 0.7 TWh, while home appliances contribute significantly to the overall growth, reaching 72.3 TWh by 2060.

In the commercial sector, both private and government consumption contribute to the growth. Private consumption is expected to grow at a higher rate of 5.54%, with electricity demand reaching 50.5 TWh by 2060. Government consumption exhibits a growth rate of 5.34%, with electricity demand projected to be 12.3 TWh by 2060.

In the industrial sector, the demand for electricity is projected to experience substantial growth over the coming decades. Starting at 3.7 TWh in 2021, the demand is expected to steadily increase to reach 37.0 TWh by 2060. This represents a remarkable growth rate of 5.93%. Notably, the sub-sector of Food and Beverage is anticipated to exhibit a growth rate of 8.01%, with electricity demand rising from 0.2 TWh in 2021 to 4.2 TWh in 2060. Similarly, the Textile and Apparel sector is projected to witness a significant surge, with a growth rate of 9.02%, reaching a demand of 2.9 TWh by 2060. Additionally, the demand for electricity in the Pulp and Paper sector is estimated to grow by 9.22%, from 0.1 TWh to 9.5 TWh over the same period. This data underscores the importance of prioritizing electricity generation and infrastructure development to meet the escalating energy needs of the industrial sector in the Maluku region.

Analyzing the different sectors of electricity transportation, noted the following patterns. In the Road Transportation sector, the demand gradually rose from 0.0 TWh in 2021 to 3.4 TWh in 2060, with a growth rate of 28.92%. This increase is primarily driven by the growing demand for passenger vehicles and motorcycles, indicating a rise in the region's transportation needs.

Moving on to the Maluku region in 2021, the total CO₂ emissions accounted for 1,133.11 million tons. However, through concerted efforts and effective strategies, by 2045, these emissions experienced a dramatic decline to a mere 7.93 million tons, reflecting an extraordinary reduction of 99.30%. Looking ahead, by 2060, the GHG emissions decreased further to 0.99 million tons, signifying a remarkable mitigation rate of 87.56%. Overall, the total emissions in Maluku reduced significantly by 20.54%.

IV. CONCLUSIONS AND RECOMMENDATIONS

The Sulawesi electricity demand, particularly within the industrial sector. The growth rates for these sectors range from 5.09% to 37.1%, indicating a rising demand for electricity to

facilitate diverse industrial processes. In 2021, a substantial amount of 19,020.55 million tons of CO₂ emissions was recorded in Sulawesi. However, through the effective implementation of measures, by 2045, these emissions witnessed a significant reduction to 1,615.35 million tons, representing a remarkable decrease of 91.51%. Looking ahead to 2060, Sulawesi achieved an outstanding milestone of zero GHG emissions, attaining a remarkable 100% mitigation rate. Overall, the total emissions in Sulawesi decreased impressively by 22.17% between 2021 and 2060.

Similarly, the Maluku region showcases a promising trajectory of increasing electricity demand within the industrial sector. The overall growth rate for electricity demand in this region is projected to be 5.93%. The food and beverage industry are expected to experience significant growth, with a growth rate of 8.01%, while the textile and apparel sector and the pulp and paper sector are estimated to grow at rates of 9.02% and 9.22%, respectively. In 2021, the total CO₂ emissions in Maluku amounted to 1,133.11 million tons. However, through concerted efforts and effective strategies, by 2045, these emissions witnessed a dramatic decrease to a mere 7.93 million tons, reflecting an extraordinary reduction of 99.30%. Looking forward to 2060, the GHG emissions in Maluku further decreased to 0.99 million tons, signifying a remarkable mitigation rate of 87.56%. Overall, the total emissions in Maluku reduced significantly by 20.54%. This research concludes that this amount of mitigation is possible, but these changes can only occur with policy intervention and significant effort from the key stakeholders.

Based on the data result, the overall trend indicates a passive reduction in the use of high-emission fuels.

In Sulawesi, natural gas is projected to decrease by 1.59% by 2060, while coal bituminous is expected to decline by 1.79%. Additionally, the use of biomass and kerosene is expected to decrease by 1.04% and 1.04% respectively. However, there is a projected growth in gasoline (2.30%) and biogas oil (2.03%) usage.

In Maluku, a similar trend is observed, with projected declines in the use of kerosene (-19.11%), coal bituminous (-1.49%), and biomass (-2.34%). On the other hand, there is expected growth in the usage of gasoline (4.89%), biogas oil (5.16%), and biomass (2.34%). In spite of the fact that there are decreasing trends in the demand for certain fuels, it is important to note that significant emitters remain in these regions, particularly within the hard-to-abate sectors.

ACKNOWLEDGMENT

This paper is developed by Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) Indonesia and The Team of Institute for Essential Services Reform (IESR).

REFERENCES

- [1] K. Handayani and P. Anugrah, "Assessing the implications of net-zero emissions pathways: An analysis of the Indonesian power sector," in *ICT-PEP 2021 - International Conference on Technology and Policy in Energy and Electric Power: Emerging Energy Sustainability, Smart Grid, and Microgrid Technologies for Future Power System, Proceedings*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2021, pp. 270–275. doi: 10.1109/ICT-PEP53949.2021.9600954.
- [2] IEEE Staff, *2018 12th Southeast Asian Technical University Consortium (SEATUC)*. IEEE, 2018.
- [3] N. Frilingou et al., "Navigating through an energy crisis: Challenges and progress towards electricity decarbonisation, reliability, and affordability in Italy," *Energy Res Soc Sci*, vol. 96, Feb. 2023, doi: 10.1016/j.erss.2022.102934.
- [4] B. Ugwoke, S. P. Corngati, P. Leone, R. Borchellini, and J. M. Pearce, "Low emissions analysis platform model for renewable energy: Community-scale case studies in Nigeria," *Sustain Cities Soc*, vol. 67, Apr. 2021, doi: 10.1016/j.scs.2021.102750.
- [5] L. Sani, D. Khatiwada, F. Harahap, and S. Silveira, "Decarbonization pathways for the power sector in Sumatra, Indonesia," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 150, Elsevier Ltd, Oct. 01, 2021, doi: 10.1016/j.rser.2021.111507.
- [6] B. Zamanipour, H. Ghadaksaz, I. Keppe, and Y. Saboohi, "Electricity supply and demand dynamics in Iran considering climate change-induced stresses," *Energy*, vol. 263, Jan. 2023, doi: 10.1016/j.energy.2022.126118.
- [7] C. G. Heaps, "LEAP: The Low Emissions Analysis Platform. [Software version: 2020.1.91]," *Stockholm Environment Institute. Somerville, MA, USA*. <https://leap.sei.org>, 2022.
- [8] A. H. A. El-Sayed, A. Khalil, and M. Yehia, "Modeling alternative scenarios for Egypt 2050 energy mix based on LEAP analysis," *Energy*, vol. 266, Mar. 2023, doi: 10.1016/j.energy.2023.126615.
- [9] A. Rahman, R. Richards, P. Dargusch, and D. Wadley, "Pathways to reduce Indonesia's dependence on oil and achieve longer-term decarbonization," *Renew Energy*, vol. 202, pp. 1305–1323, Jan. 2023, doi: 10.1016/j.renene.2022.11.051.
- [10] Y. Ayuketah, S. Gyamfi, F. A. Diawuo, and A. S. Dagoumas, "Assessment of low-carbon energy transitions policies for the energy demand sector of Cameroon," *Energy for Sustainable Development*, vol. 72, pp. 252–264, Feb. 2023, doi: 10.1016/j.esd.2022.12.014.
- [11] J. A. Nieves, A. J. Aristizábal, I. Dyner, O. Báez, and D. H. Ospina, "Energy demand and greenhouse gas emissions analysis in Colombia: A LEAP model application," *Energy*, vol. 169, pp. 380–397, Feb. 2019, doi: 10.1016/j.energy.2018.12.051.
- [12] D. Yang, D. Liu, A. Huang, J. Lin, and L. Xu, "Critical transformation pathways and socio-environmental benefits of energy substitution using a LEAP scenario modeling," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 135, Jan. 2021, doi: 10.1016/j.rser.2020.110116.
- [13] S. Qiu, T. Lei, J. Wu, and S. Bi, "Energy demand and supply planning of China through 2060," *Energy*, vol. 234, Nov. 2021, doi: 10.1016/j.energy.2021.121193.
- [14] M. L. Cheng and Y. Han, "A modified Cobb-Douglas production function model and its application," *IMA Journal of Management Mathematics*, vol. 25, no. 3, pp. 353–365, 2014, doi: 10.1093/imaman/dpt012.
- [15] W. Dai and X. Zhou, "Feasibility of establishing an industrial investment fund in Jiangsu coastal area - Based on Cobb-Douglas Production Function and GM (1, 1) Prediction Model," in *Proceedings - 2011 International Conference of Information Technology, Computer Engineering and Management Sciences, ICM 2011*, 2011, pp. 53–56, doi: 10.1109/ICM2011.96.
- [16] Z. Hu and Z. Hu, "Electricity Economics: Production Functions with Electricity," 2013, doi: 10.1007/978-3-642-40757-4.
- [17] *2018 ICAI Workshops (ICAIW)*. IEEE.
- [18] J. H. Hong et al., "Long-term energy strategy scenarios for South Korea: Transition to a sustainable energy system," *Energy Policy*, vol. 127, pp. 425–437, Apr. 2019, doi: 10.1016/j.enpol.2018.11.055.
- [19] Universitas Indonesia and Institute of Electrical and Electronics Engineers, *ICIRD 2019: 2nd IEEE International Conference on Innovative Research and Development. 28 June - 30 June 2019, Universitas Indonesia, Depok, Indonesia*.
- [20] W. G. Santika, M. Anisuzzaman, Y. Simsek, P. A. Bahri, G. M. Shafullah, and T. Urmee, "Implications of the Sustainable Development Goals on national energy demand: The case of Indonesia," *Energy*, vol. 196, Apr. 2020, doi: 10.1016/j.energy.2020.117100.
- [21] IEEE Power & Energy Society, and Institute of Electrical and Electronics Engineers, *16th International Conference on the European Energy Market (EEM): 18-20 September 2019, Ljubljana, Slovenia*.
- [22] E. Rhodes, A. Hoyle, M. McPherson, and K. Craig, "Understanding climate policy projections: A scoping review of energy-economy models in Canada," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 153, Elsevier Ltd, Jan. 01, 2022, doi: 10.1016/j.rser.2021.111739.
- [23] D. H. Gebremeskel, E. O. Ahlgren, and G. B. Beyene, "Long-term electricity supply modelling in the context of developing countries: The OSeMOSYS-LEAP soft-linking approach for Ethiopia," *Energy Strategy Reviews*, vol. 45, Elsevier Ltd, Jan. 01, 2023, doi: 10.1016/j.esr.2022.101045.
- [24] D. O. Okomol, G. Adwek, J. K. Ngoret, and M. Arowo, "Sustainable Energy Planning Based on the Electrical Grid and Green Energy Transition in Kenya between 2019-2030," in *2021 International Conference on Smart City and Green Energy, ICSCGE 2021*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2021, pp. 46–51, doi: 10.1109/ICSCGE53744.2021.9654364.