

**ANALISIS *FULL COSTING* BIAYA POKOK PENYEDIAAN (BPP)
PEMBANGKITAN: DISKRIMINANSI ANTARJENIS
PEMBANGKIT LISTRIK TAHUN 2023**

Tesis

Oleh

**HERYAWAN
NPM 2221031041**



**FAKULTAS EKONOMI DAN BISNIS
UNIVERSITAS LAMPUNG
BANDAR LAMPUNG
2025**

**ANALISIS *FULL COSTING* BIAYA POKOK PENYEDIAAN (BPP)
PEMBANGKITAN: DISKRIMINANSI ANTARJENIS
PEMBANGKIT LISTRIK TAHUN 2023**

Oleh

Heryawan

**Sebagai Salah Satu Syarat untuk Mencapai Gelar
MAGISTER ILMU AKUNTANSI**

Pada

**Program Studi Magister Ilmu Akuntansi
Fakultas Ekonomi dan Bisnis Universitas Lampung**



**FAKULTAS EKONOMI DAN BISNIS
UNIVERSITAS LAMPUNG
BANDAR LAMPUNG
2025**

ABSTRAK

ANALISIS *FULL COSTING* BIAYA POKOK PENYEDIAAN (BPP) PEMBANGKITAN: DISKRIMINANSI ANTARJENIS PEMBANGKIT LISTRIK TAHUN 2023

Oleh

Heryawan

Biaya produksi listrik pada pembangkit-pembangkit ketenagalistrikan mempunyai hubungan yang kuat dengan tarif listrik (harga jual listrik). Biaya Pokok Penyediaan (BPP) pembangkitan adalah biaya-biaya yang timbul pada suatu pembangkit dalam menghasilkan listrik. Biaya-biaya tersebut meliputi biaya produksi langsung maupun tidak langsung (biaya pokok maupun *overhead*). Perubahan pada masing-masing unsur BPP akan berdampak pada tinggi atau rendahnya BPP Pembangkitan. Penelitian ini bertujuan untuk membandingkan BPP antar pembangkit PLN dan untuk mengetahui jenis/kelompok pembangkit yang paling efisien.

Penelitian ini dilakukan pada PT PLN (Persero) tahun 2023. Metode analisis yang digunakan adalah deskriptif eksploratif dengan menggunakan data kuantitatif. Data diperoleh menggunakan dokumentasi laporan laba rugi per pembangkitan ketenagalistrikan dan data *time series*. Komponen BPP Pembangkitan meliputi 4 jenis/kelompok BPP dari 38 pembangkitan ketenagalistrikan. Pembangkitan dikelompokkan menjadi 6 jenis/kelompok pembangkitan sebagai unit analisis. Analisis data dilakukan dengan metode Analisis Multivariate dengan menggunakan *software* SPSS.

Hasil penelitian menunjukkan bahwa setiap Jenis Pembangkit memiliki tingkat efisiensi BPP yang berbeda pada masing-masing kelompok/jenis BPP. BPP A cenderung tidak konsisten dalam kelompok biaya-biaya yang ada sebagai akibat dari biaya-biaya penyusutan aset tetap, biaya penyusutan aset tetap sewa dan beban pinjaman. BPP A menunjukkan penyimpangan yang besar dari seluruh pembangkit. Jenis pembangkit PLTGU dan PLTD merupakan pembangkit yang memberikan kontribusi maksimum BPP yaitu BPP A untuk PLTGU dan BPP D untuk PLTD. Secara umum PLTU memberikan gambaran sebagai kelompok pembangkit terbaik karena memiliki signifikansi tinggi terhadap elastisitas BPP Pembangkitan.

Kata Kunci: Biaya Pokok Penyediaan, Pembangkitan Ketenagalistrikan, dan Efisiensi

ABSTRACT

FULL COSTING ANALYSIS OF POWER GENERATION'S COST OF GOOD SOLD (COGS): DISCRIMINANCE BETWEEN TYPES OF POWER PLANTS IN 2023

By

Heryawan

The cost of electricity production at power plants has a strong connection to electricity tariffs (electricity selling prices). Power generation's Cost of Good Sold (COGS) are costs incurred of electricity generation..These include direct and indirect production costs (main costs and overhead). Changes in each element of COGS will have an impact on the high or low COGS of Generation. This study aims to compare COGS between PLN power plants and to determine the most efficient type/group of power plants.

This research was conducted at PT PLN (Persero) in 2023. The analysis method used is descriptive explorative using quantitative data. Data were obtained using documentation of profit and loss reports per power plant and time series data. The COGS Generation components include 4 types/groups of COGS from 38 power plants. Generation is grouped into 6 types/groups of generation as units of analysis. Data analysis was carried out using the Multivariate Analysis method using SPSS software.

The results of the study indicate that each type of power plant has a different level of efficiency of COGS in each group/type of COGS. COGS type A tends to be inconsistent in the existing cost groups as a result of fixed asset depreciation costs, fixed asset depreciation costs for leases and loan expenses. COGS type A shows a large deviation from all power plants. The types of PLTGU and PLTD power plants are power plants that provide maximum COGS contributions, namely BPP type A for PLTGU and COGS type D for PLTD. In general, PLTU provides an overview as the best power plant group because it has high significance to the elasticity of COGS Generation

Keywords: Cost of Good Sold, Electricity Generation, and Efficiency

Judul Tesis

: **ANALISIS *FULL COSTING* BIAYA POKOK
PENYEDIAAN (BPP) PEMBANGKITAN:
DISKRIMINANSI ANTARJENIS
PEMBANGKIT TAHUN 2023**

Nama Mahasiswa

: **Heryawan**

Nomor Pokok Mahasiswa

: 2221031041

Program Studi

: Magister Ilmu Akuntansi

Fakultas

: Ekonomi dan Bisnis



2. Ketua Program Studi Magister Ilmu Akuntansi

Prof. Dr. Rindu Rika Gamayuni, S.E., M.Si. Ak.
NIP. 19750620 200012 2001

MENGESAHKAN

1. Tim Penguji

Ketua : Dr. Trijoko Prasetyo, S.E., M.Si., Akt.

Sekretaris : Dr. Usep Syaipudin, S.E., M.S.Ak.

Penguji Utama : Dr. Filtra Dharma, S.E., M.Si.

Anggota Penguji : Ninuk Dewi Kesumaningrum, S.E., M.Si., Akt., Ph.D



Dekan Fakultas Ekonomi dan Bisnis

Prof. Dr. Nairobi, S.E., M.Si.
NIP 1966021 199003 1003



Direktur Pascasarjana

Prof. Dr. Ir. Murhadi, M.Si.
NIP 19640326 198902 1001

Tanggal Lulus Ujian Tesis: 14 April 2025

PERNYATAAN BEBAS PLAGIARISME

Saya yang bertanda tangan di bawah ini:

Nama: Heryawan
NPM: 2221031041

Dengan ini menyatakan bahwa tesis yang berjudul “Analisis *Full Costing* Biaya Pokok Penyediaan (BPP) Pembangkitan: Diskriminasi Antarjenis Pembangkit Tahun 2023” adalah benar hasil karya saya sendiri.

Dalam tesis ini tidak terdapat keseluruhan atau sebagian tulisan orang lain yang saya ambil dengan cara menyalin atau meniru dalam bentuk rangkaian kalimat atau simbol yang menunjukkan gagasan atau pendapat atau pemikiran dari penulis lain, yang saya akui seolah-olah sebagai tulisan saya, selain itu atau yang saya ambil dari tulisan orang lain tanpa memberikan pengakuan penulis aslinya.

Pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya dan apabila di kemudian hari terbukti bahwa pernyataan saya ini tidak benar, maka saya siap menerima sanksi sesuai dengan peraturan yang berlaku.

Bandar Lampung, 14 April 2025



Heryawan

RIWAYAT HIDUP

Penulis Bernama Heryawan, dilahirkan di Binjai pada tanggal 5 Juli 1969. Penulis merupakan anak keempat dari enam bersaudara yang dilahirkan dari pasangan Almarhum Bapak H. Waris Rambat dan Almarhumah Ibu Hj. Paini. Penulis mengawali pendidikan di SDN 020260 Binjai kemudian melanjutkan pendidikan ke jenjang sekolah menengah pada SMPN 2 Binjai, SMAN 1 Binjai dan pada tahun 1993, penulis menyelesaikan pendidikan S1 di Fakultas Ekonomi Jurusan Akuntansi Universitas Syiahkuala Banda Aceh.

Penulis melanjutkan pendidikan di Magister Ilmu Akuntansi Fakultas Ekonomi dan Bisnis Universitas Lampung Bandar Lampung pada tahun 2022.

PERSEMBAHAN

Puji syukur kepada Allah SWT yang telah melimpahkan rahmatNya sehingga penulisan tesis ini dapat diselesaikan dengan baik.

Tesis ini dipersembahkan untuk orang tua tercinta Almarhum Bapak H. Waris Rambat dan Almarhumah Ibu Hj. Paini yang telah memberikan suri tauladan untuk Ananda.

Untuk keluargaku Istri Tuti Anggraini dan Anak-anakku Khairillah Fathinnuzul Heryawan, Afwana Hanin Attaya Heryawan, Sulthan Jihad Alfatih Heryawan, Arrasyid Heryawan dan Gemilang Ihtada Heryawan, terima kasih telah kebersamai dan mendukung studi ini.

Untuk rekan dan sahabat pada Mahasiswa Program Pascasarjana, terima kasih atas seluruh dukungan dan kebersamaan selama ini.

SANWACANA

Alhamdulillah, puji syukur kepada Allah SWT atas segala limpahan Rahmat-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan tesis ini dengan judul Analisis *Full Costing* Biaya Pokok Penyediaan (BPP) Pembangkitan: Diskriminansi Antarjenis Pembangkit Listrik Tahun 2023.

Di dalam proses penulisan tesis ini, penulis banyak mendapatkan bimbingan dan dukungan dari berbagai pihak sehingga penulisan tesis ini dapat selesai. Oleh karena itu, ucapan terimakasih yang sebesar besarnya dan penghargaan setinggi-tingginya penulis sampaikan kepada:

1. Bapak Prof. Dr. Nairobi, S.E., M.Si, selaku Dekan Fakultas Ekonomi dan Bisnis Universitas Lampung.
2. Bapak Prof. Dr. Ir. Murhadi, M.Si, selaku Direktur Program Pascasarjana Universitas Lampung.
3. Ibu Prof. Dr. Rindu Rika Gamayuni, S.E., M.Si., Ak., selaku Ketua Program Studi Magister Ilmu Akuntansi Fakultas Ekonomi dan Bisnis Universitas Lampung.
4. Bapak Dr. Trijoko Prasetyo. S.E., M.Si., Akt, selaku Ketua Penguji sekaligus dosen pembimbing utama yang telah memberikan waktu, bimbingan sekaligus nasehat dan saran yang berharga dalam proses penyajian tulisan ini.
5. Bapak Dr. Usep Syaipudin, S.E., M.S.Ak., selaku Sekretaris Penguji sekaligus dosen pembimbing pendamping yang telah memberikan waktu, bimbingan sekaligus nasehat dan saran yang berharga dalam proses penyajian tulisan ini.

6. Bapak Dr. Fitra Dharma, S.E., M.Si., selaku Penguji Utama yang telah memberikan saran dan arahan yang membangun terhadap tesis ini, serta untuk segala bantuan dan kemudahan yang diberikan.
7. Ibu Ninuk Dewi Kesumaningrum, S.E., M.Si., Akt., Ph.D., selaku Anggota Penguji yang telah memberikan saran dan arahan yang membangun terhadap tesis ini, serta untuk segala bantuan dan kemudahan yang diberikan.
8. Bapak/Ibu Dosen Program Magister Akuntansi yang telah berkenan memberikan ilmu dan pengetahuannya, serta pembelajaran selama proses perkuliahan berlangsung.
9. Rekan-rekan para Mahasiswa Program Pasca Sarjana yang telah kebersamai dan saling memberikan dukungan selama proses perkuliahan.

Penulis menyadari masih banyak kekurangan dalam penyajian tesis ini, kritik maupun saran penulis harapkan dalam menyempurnakan tesis ini. Semoga tulisan ini dapat membawa manfaat dan memberikan tambahan wawasan bagi pembaca.

Bandar Lampung, 14 April 2025

Heryawan

DAFTAR ISI

ABSTRAK.....	i
ABSTRACT.....	ii
PERNYATAAN BEBAS PLAGIARISME.....	v
RIWAYAT HIDUP	vi
PERSEMBAHAN.....	vii
SANWACANA.....	viii
DAFTAR ISI.....	x
DAFTAR TABEL.....	xiii
DAFTAR GAMBAR.....	xiv
DAFTAR LAMPIRAN.....	xv
BAB I.....	1
PENDAHULUAN	1
1.1. Latar Belakang.....	1
1.2. Identifikasi Masalah.....	9
1.3. Tujuan Penelitian	10
1.4. Kontribusi Penelitian	10
BAB II.....	12
LANDASAN TEORI.....	12
2.1. Teori Biaya Produksi	12
2.1.1. Objek Biaya	14
2.1.2. Penggerak Biaya	15
2.1.3. Pengeluaran Modal Dan Biaya Modal Rata-rata Tertimbang	17
2.1.4. Cost Pool Dan Elemen-elemen Biaya	18
2.2. Penganggaran Biaya Dan Pengendalian Biaya	19
2.2.1. Desentralisasi Biaya.....	20
2.2.2. Pusat-pusat Biaya.....	21
2.2.3. Beban Pokok Penyediaan Sektor Energi	21
2.2.4. Eksternalitas Biaya Energi	22
2.3. Konsepsi The Levelized Cost Of Energy (LCOE).....	23

2.3.1. Elemen-elemen BPP Pembangkitan.....	23
2.3.2. Formulasi Matematis LCOE.....	24
2.4. Penelitian Terdahulu.....	27
2.5 Pengembangan Hipotesis.....	36
BAB III	38
METODE PENELITIAN.....	38
3.1. Jenis Penelitian.....	38
3.2. Sumber Data dan Literatur/Kajian Ilmiah.....	39
3.3. Metode Pengumpulan Data.....	40
3.4. Populasi dan Sampel.....	41
3.5. Definisi Operasional Variabel Penelitian.....	45
3.6 Analisis Data.....	48
3.7 Uji Hipotesis	49
BAB IV	50
HASIL DAN PEMBAHASAN.....	50
4.1. Gambaran Umum Objek Penelitian	50
4.1.1. Sistem Kelistrikan PLN.....	50
4.1.2. Pembangkitan Ketenagalistrikan	53
4.2. Analisis <i>Full Costing</i> BPP Pembangkitan	56
4.2.1. Struktur BPP Kelompok Pembangkit.....	57
4.2.2. Total BPP Pembangkitan Per Kelompok Pembangkit	59
4.2.3. Struktur BPP Pembangkitan.....	60
4.2.4. BPP A.....	61
4.2.5. BPP B	63
4.2.6. BPP C	64
4.2.7. BPP D.....	65
4.3. Volume Keluaran Pembangkitan	66
4.3.1. Produksi Dan Penjualan Pembangkitan	66
4.3.2. Rangking Kelompok Pembangkit.....	72
4.4. Analisis Statistik	75
4.4.1. Pengujian Data (Uji Asumsi Klasik).....	75
4.4.1.1 Pengujian <i>Outliers</i>	75
4.4.1.2 Pengujian Normalitas.....	75

4.4.1.3 Pengujian Homoscedasticity Atau Homogenitas of Variance	76
4.4.2.1. Faktor Variabel	77
4.4.2.2 <i>Fixed Factor</i> dan Analisis Multivariat (MANOVA)	78
4.4.2.2.1 Test of Equality of Covariance Matrices	79
4.4.2.2.2 Mean, Median, Mode, dan Percentiles.....	80
4.4.2.2.3 Minimum, Maximum Dan Variance	80
4.4.2.2.4 Standar Deviasi	81
4.4.2.2.5 <i>F- Statistics, Hypothesis df dan Significant</i>	83
4.4.2.2.6 <i>Levene's Test of Equality of Error Variances</i>	84
4.4.2.2.7 <i>Tests of Between-Subjects Effects</i>	84
BAB V	86
SIMPULAN DAN SARAN	86
5.1. Simpulan Penelitian	86
5.2. Keterbatasan Penelitian.....	88
5.3. Saran Penelitian	88
DAFTAR PUSTAKA	90

DAFTAR TABEL

Tabel		Halaman
Tabel 1.1.	Rincian Program Transformasi 2.0 PLN	2
Tabel 1.2.	Golongan Tarif Listrik PLN	4
Tabel 2.1.	Penelitian Terdahulu	25
Tabel 3.1.	Jumlah Unit Pembangkit PLN Menurut Jenis Pembangkit Tahun 2022/2023	34
Tabel 3.2.	Sumber Data Penelitian, Lokus Data, dan Data Publikasi	35
Tabel 3.3.	Daftar Sampling Pengujian	39
Tabel 4.1.	Sistem Kelistrikan PLN Tahun 2023	46
Tabel 4.2.	Data Sampel Sistem Kelistrikan Nasional Tahun 2023	48
Tabel 4.3.	Determinansi Proporsi BPP Pada Kelompok Pembangkit Tahun 2023	52
Tabel 4.4.	Determinansi Proporsi Per Kelompok Pembangkit Pada Pembentukan BPP Pembangkitan Tahun 2023	53
Tabel 4.5.	Determinansi Proporsi BPP Pada Total BPP Pembangkitan Tahun 2023	55
Tabel 4.6.	Produksi dan Penjualan Pembangkitan Ketenagalistrikan Pada Sistem Kelistrikan Nasional Tahun 2023	61
Tabel 4.7.	Unit Sampling Jenis/Kelompok Pembangkit dan Pengoperasian Menurut Kapasitas Mampu	66
Tabel 4.8.	Hasil Uji Assumsi Klasik	71
Tabel 4.9.	<i>Fixed Factors – Multivariate Analysis</i>	73
Tabel 4.10.	<i>Test of Equality of Covariance Matrices</i> Tahun 2023	73
Tabel 4.11.	Tabel Hasil Uji Hipotesis	79

DAFTAR GAMBAR

Gambar		Halaman
Gambar 1.1.	Tarif Listrik Golongan Rumah Tangga (Rata-rata Rp per kWh) 2019 – 2023	6
Gambar 1.2.	Pembandingan BPP Pembangkitan dan Tarif Listrik (Rata-rata Rp per kWh) 2019 – 2023	6
Gambar 1.3.	Total BPP Pembangkitan Per Kelompok Pembangkit 2019 – 2023	7
Gambar 1.4.	Produksi Listrik Per Kelompok Pembangkit 2019 – 2023	8
Gambar 2.1.	Elemen-elemen Biaya	17
Gambar 2.2.	Data Input Dan Informasi Biaya Pembangkitan	22
Gambar 4.1.	Kondisi Sistem Kelistrikan Nasional per April 2024	47
Gambar 4.2.	Grafik Batang Proporsi BPP Per Kelompok Pembangkit Tahun 2023	53
Gambar 4.3.	Proporsi Kelompok Pembangkit Pada Total BPP Pembangkitan Tahun 2023	54
Gambar 4.4.	Proporsi BPP Pembangkitan Tahun 2023	55
Gambar 4.5.	Perbandingan BPP A Per Kelompok Pembangkit Tahun 2023	56
Gambar 4.6.	Perbandingan BPP B Per Kelompok Pembangkit Tahun 2023	58
Gambar 4.7.	Perbandingan BPP C Per Kelompok Pembangkit Tahun 2023	59
Gambar 4.8.	Perbandingan BPP D Per Kelompok Pembangkit Tahun 2023	60
Gambar 4.9.	Proyeksi Pertumbuhan Ekonomi Kedua Skenario	65
Gambar 4.10.	Kapasitas, Produksi dan Penjualan Per Kelompok Pembangkit Tahun 2023	68
Gambar 4.11.	Penggunaan Aplikasi SPSS – Multivariate Analysis	71

DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran 1	Kapasitas, Produksi, dan Penjualan Tahun 2023
Lampiran 2	Komponen BPP A Per Pembangkit Tahun 2023
Lampiran 3	Komponen BPP B Per Pembangkit Tahun 2023
Lampiran 4	Komponen BPP C Per Pembangkit Tahun 2023
Lampiran 5	Komponen BPP D Per Pembangkit Tahun 2023
Lampiran 6	BPP A, B, C, dan D Per Kelompok Pembangkit Tahun 2023
Lampiran 7	Pengujian <i>Outliers</i> BPP Pembangkitan
Lampiran 8	Pengujian <i>Normality Distributed</i> BPP Pembangkitan
Lampiran 9	Pengujian <i>Homoscedascity</i> Atau <i>Homogeneity Variance</i> BPP Pembangkitan
Lampiran 10	<i>Mean, Median, Mode</i> dan <i>Percentiles</i> BPP Pembangkitan Tahun 2023
Lampiran 11	<i>Descriptive Statistics</i> BPP Pembangkitan Tahun 2023
Lampiran 12	Rangking Efisiensi BPP Pembangkitan dan Kelompok Pembangkit Tahun 2023
Lampiran 13	<i>Multivariate</i> Analisis Kelompok Pembangkit Tahun 2023
Lampiran 14	<i>Levene's Test of Equality of Error Variances</i> BPP Pembangkitan Tahun 2023
Lampiran 15	<i>Tests of Between-Subjects Effects</i> BPP Pembangkitan & Kelompok Pembangkit Tahun 2023

BAB I

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Industri energi ketenagalistrikan mendapatkan tantangan baru di tahun 2023 dengan diterbitkannya *Sustainability Accounting Standard – Electric Utilities & Power Generators (Industry Standard – Version 2023-12)* oleh SASB (*Sustainability Accounting Standards Board*). Standar tersebut secara efektif berlaku Internasional per 1 Januari 2025. SASB mendesain secara khusus sebagai *The Sustainable Industry Classification System® (SICS®)*.

PT PLN (Persero) (seterusnya disebutkan PLN) secara operasional merupakan entitas industri utilitas listrik dan kepembangkitan nasional. Bisnis utamanya adalah menghasilkan listrik dan kemudian menjualnya. Listrik tersebut dihasilkan melalui infrastruktur pembangkit-pembangkit listrik yang seringkali disebut sebagai pusat-pusat tenaga listrik kemudian ditransmisikan dan didistribusikan.

Penerapan *sustainability accounting standard* pada PLN bertujuan menghasilkan biaya listrik yang rendah sehingga tarif listrik terjangkau oleh konsumen pengguna listrik. Harga listrik yang terjangkau sejalan dengan harapan SASB bahwa, “secara keseluruhan, tugas kompleks untuk menyediakan tenaga listrik yang andal, mudah diakses, dan berbiaya rendah sambil menyeimbangkan perlindungan terhadap kehidupan manusia dan lingkungan tetap menjadi tantangan (Standard, 2023).”

Strategic goals PLN yaitu *Digital Moonshots*, merupakan upaya PLN untuk mencapai keunggulan operasional dan efisiensi biaya. Program-program strategis energi tersebut dijalankan melalui implementasi Program Transformasi

2.0: *Accelerating PLN's Moonshots* dengan *Strategic Goals* meliputi *Growth*, *Digital*, *Net Zero Emission (NZE)* dan *Moonshot Launchpad*. Rincian program tersaji pada tabel di bawah ini.

Tabel 1.1. Rincian Program Transformasi 2.0 PLN

<i>Strategic Goals</i>	<i>Uraian</i>
<i>Growth Moonshots</i> 	Masuk ke dalam jajaran 500 perusahaan terbesar dunia melalui pertumbuhan <i>demand</i> listrik dan bisnis <i>beyond</i> kWh dengan tetap memperhatikan kontribusi pada pembangunan nasional.
<i>Digital Moonshots</i> 	Menjadi perusahaan terdepan yang menerapkan digitalisasi untuk memberikan pengalaman pelanggan yang <i>excellent</i> , keunggulan operasional, serta efisiensi biaya.
<i>NZE Moonshots</i> 	Memimpin transisi energi Indonesia dan ekonomi hijau yang terintegrasi dengan pembangunan kawasan industri.
<i>Moonshot Launchpad</i> 	Membangun organisasi dan kompetensi yang relevan untuk kebutuhan bisnis masa depan melalui optimalisasi peran <i>subholding</i> , manajemen risiko, pembangunan kompetensi, kemitraan, dan teknologi.

Sumber: RJP PLN Tahun 2024-2028

Biaya produksi listrik yang efisien atau rendah menjadi faktor penentu dalam perhitungan harga jual listrik (tarif listrik). Sebagai perusahaan besar dan merupakan aset nasional, PLN berada pada sisi mempertahankan keberlangsungan perusahaan namun tetap dituntut mampu menjual listrik dengan harga yang terjangkau. Namun demikian, Pemerintah pada Anggaran Pendapatan dan Belanja Negara (APBN) telah menganggarkan subsidi energi diantaranya subsidi listrik bagi konsumen listrik tertentu sebagai konsekuensi selisih antara Tarif Listrik dan Biaya Pokok Penyediaan (BPP) Listrik.

Harga produksi listrik yang dikenal sebagai BPP Listrik dipercaturan internasional oleh Lembaga Internasional yaitu *The International Energy Agency* (IEA) senantiasa menjadi perhatian. Kajian terhadap harga energi listrik secara internasional menggunakan basis *Levelized Cost of Electricity* (LCOE). Teori yang menyertai LCOE di antaranya mempertimbangkan nilai waktu uang (*time value of money*) berupa tingkat diskonto untuk menghitung nilai sekarang dari biaya-biaya di masa depan. Di samping itu, LCOE sangat memperhatikan teori biaya total (*full costing theory*) guna membantu mengidentifikasi serta mengkategorikan berbagai jenis biaya (*cost*). Biaya-biaya pada sektor kepembangkitan ketenagalistrikan diantaranya biaya investasi awal (*cost of capital*), biaya operasional dan pemeliharaan (*operating and maintenance expenses*), dan biaya menghidupkan pembangkit atau biaya bahan bakar (*fuel cost*).

Biaya Pokok Penyediaan (BPP) Pembangkitan yang menjadi topik penelitian ini adalah biaya-biaya yang dikeluarkan dan atau dibebankan oleh PLN untuk melaksanakan kegiatan operasional di sektor kepembangkitan ketenagalistrikan di berbagai jenis dan tipe pembangkitan pada pusat-pusat tenaga listrik di Indonesia. Teori biaya penuh (*full costing theory*) merupakan teori yang lazim diterapkan pada struktur Biaya Pokok Penyediaan (BPP) Pembangkitan. Teori-teori lainnya seperti *variable costing* dan *activity based costing*, pada pembahasan tesis ini tidak menjadi teori utama namun turut membantu pemahaman secara umum dalam penulisan.

LCOE memungkinkan untuk mengevaluasi biaya listrik per kWh (*kilo watt hour*) dari berbagai jenis pembangkitan dengan mempertimbangkan spesifikasinya. LCOE juga dipakai untuk memperkirakan harga atau tarif listrik dan perkembangan ke depannya (Jeremiah *et al.*, 2023). LCOE dapat juga untuk membandingkan investasi pada pembangkitan-pembangkitan sebagai suatu alternatif maupun yang baru. Ketika membandingkan LCOE pada proyek pembangkit listrik yang telah diresmikan maka perbandingan dengan biaya marjinalnya akan memberikan gambaran yang lebih baik tentang daya saing pembangkitan tersebut (Lazard, 2019). Pendekatan ini terutama digunakan dalam konteks perbandingan LCOE dari sumber energi terbarukan dengan pembangkitan konvensional (fosil) (Netusil, 2020).

BPP Pembangkitan mempunyai hubungan yang kuat dengan tarif listrik (harga jual listrik). Untuk membiayai suatu pembangkit dalam menghasilkan listrik maka biaya-biaya yang terkait langsung maupun tidak langsung, baik tetap maupun variabel diperhitungkan sebagai komponen BPP Pembangkitan. Pengaruh-pengaruh terhadap suatu biaya yang ada pada komponen-komponen atau unsur-unsur BPP berdampak pada naik atau turunnya secara besaran keseluruhan (*aggregrat*) yang pada gilirannya berdampak pada besaran BPP Pembangkitan.

Setelah diperoleh nilai BPP Pembangkitan langkah berikutnya adalah melakukan perhitungan-perhitungan lanjutan berupa biaya-biaya pengoperasian di sektor transmisi dan distribusi untuk menjadi tarif listrik. Dengan berbagai pertimbangan secara ekonomi, sosial, skala besar kecilnya dan pertimbangan lainnya, maka tarif listrik diturunkan ke dalam golongan-golongannya.

Adapun biaya-biaya pengoperasian energi listrik di sektor transmisi dan distribusi tidak diperhitungkan dalam cakupan LCOE sebagai unsur biaya pada Rupiah per kWh pada Biaya Pokok Penyediaan (BPP) Pembangkitan, karena memiliki kajian atau teori tersendiri. Dalam hal ini terdapat aspek kekhususan dan keteknisan di dalamnya yang berbeda dengan sektor Pembangkitan. Tabel 1.2. di bawah menggambarkan tarif listrik per golongan.

Tabel 1.2. Golongan Tarif Listrik PLN

No	Golongan Tarif	Batas Daya
1	S-1/TR	220VA
2	S-2/TR	450 VA
3	S-2/TR	900 VA
4	S-2/TR	1.300 VA
5	S-2/TR	2.200 VA
6	S-2/TR	3.500 VA s.d. 200 kVA
7	S-3/TM	di atas 200 kVA
8	R-1/TR	s.d. 450 VA
9	R-1/TR	900 VA
		900 VA-RTM
10	R-1/TR	1.300 VA
11	R-1/TR	2.200 VA
12	R-2/TR	3.500 s.d. 5.500 VA
13	R-3/TR	6.600 VA ke atas

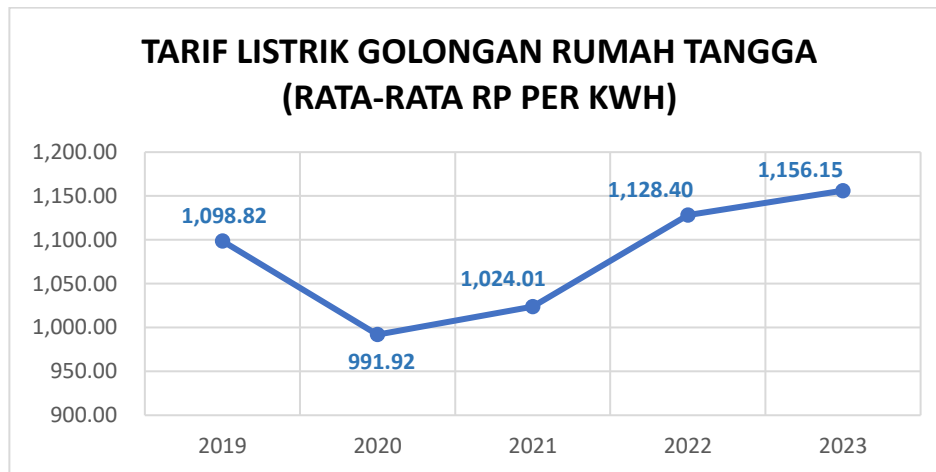
Tabel 1.2. Golongan Tarif Listrik PLN (lanjutan)

No	Golongan Tarif	Batas Daya
14	B-1/TR	450 VA
15	B-1/TR	900 VA
16	B-1/TR	1.300 VA
17	B-1/TR	2.200 VA s.d. 5.500 VA
18	B-2/TR	6.600 VA s.d. 200 kVA
19	B-3/TM	di atas 200 kVA
20	I-1/TR	450 VA
21	I-1/TR	900 VA
22	I-1/TR	1.300 VA
23	I-1/TR	2.200 VA
24	I-1/TR	3.500 VA s.d. 14 kVA
25	I-2/TR	di atas 14 kVA s.d. 200 kVA
26	I-3/TM	di atas 200 kVA
27	I-4/TT	30.000 kVA ke atas
28	P-1/TR	450 VA
29	P-1/TR	900 VA
30	P-1/TR	1.300 VA
31	P-1/TR	2.200 VA s.d. 5.500 VA
32	P-1/TR	6.600 VA s.d. 200 kVA
33	P-2/TM	di atas 200 kVA
34	P-3/TR	-
35	T/TM	di atas 200 kVA
36	C/TM	di atas 200 kVA
37	L/TR,TM,TT	-

Sumber: PT PLN (Persero), <https://web.pln.co.id/>.

Pembagian tarif listrik tersebut di atas sesuai peraturan yang berlaku dibagi menjadi 36 golongan tarif atau 6 (enam) kelompok yaitu: (1) rumah tangga, (2) bisnis, (3) industri, (4) sosial, (5) gedung kantor pemerintah, dan (6) penerangan jalan umum.

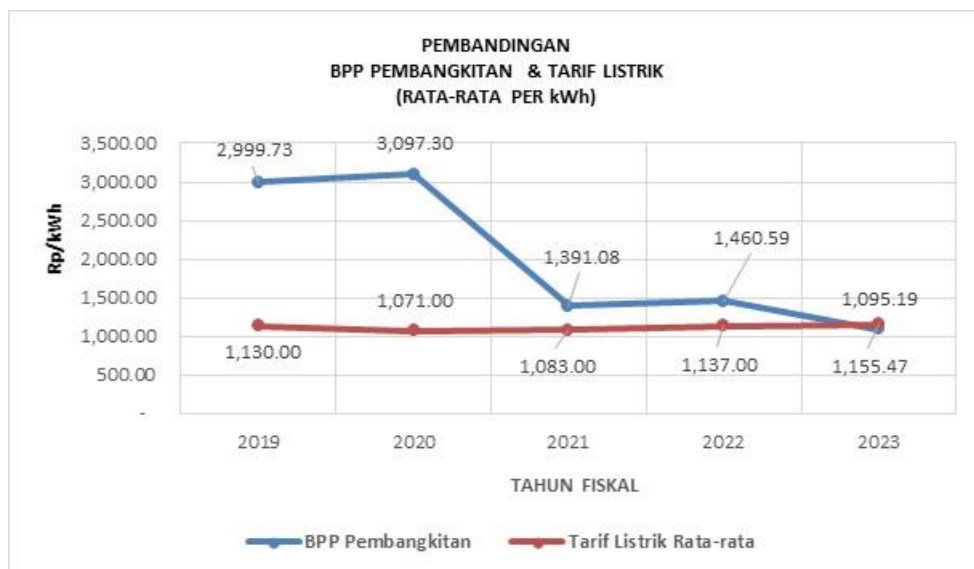
Realisasi rata-rata tarif listrik PLN dalam 5 (lima) tahun terakhir 2019 sampai dengan 2023 pada sektor rumah tangga sebagai konsumen terbanyak (golongan tarif R) menunjukkan kecenderungan peningkatan, lihat gambar 1.1. di bawah. Tarif listrik rata-rata untuk semua golongan selama 5 (lima) tahun sejak 2019 sampai dengan 2023 cenderung naik namun tidak signifikan.



Sumber: Statistik PLN 2023, <https://web.pln.co.id/>.

Gambar 1.1. Tarif Listrik Golongan Rumah Tangga (Rata-rata Rp per kWh) 2019 - 2023

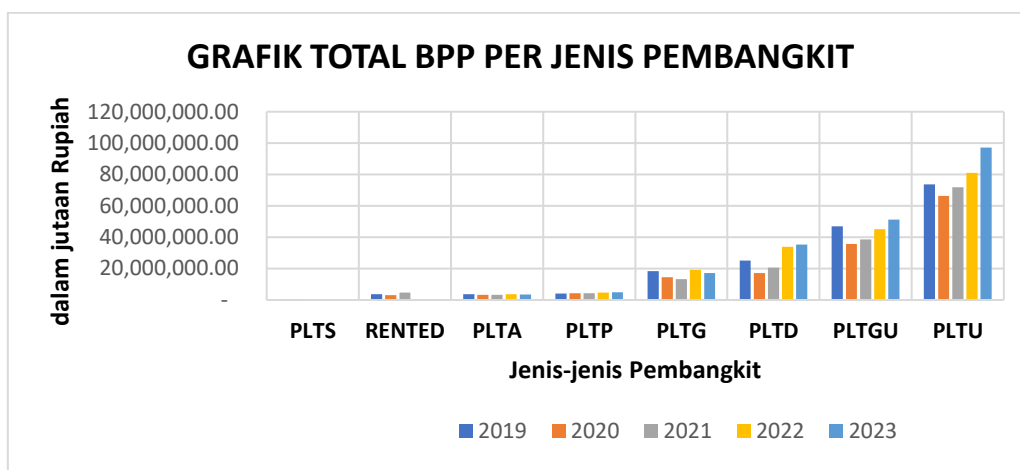
Sebagai perbandingan tarif listrik, Biaya Pokok Penyediaan (BPP) Pembangkitan Listrik (rata-rata) untuk periode yang sama cenderung menurun. Grafik pada gambar 1.2 di bawah terlihat terjadi *gap* yang lebar dan cenderung menurun antara BPP Pembangkitan Listrik (rata-rata) dan Tarif Listrik Rata-rata dari tahun 2019 sampai dengan 2023. Akibat *gap* (BPP Pembangkitan terhadap Tarif Listrik) tersebut, Pemerintah telah menutupi selisih yang ditimbulkan dan menganggarkannya dalam APBN untuk menutup sebagian selisih tersebut dengan subsidi energi.



Sumber: Statistik PLN 2023, <https://web.pln.co.id/>.

Gambar 1.2. Pembandingan BPP Pembangkitan dan Tarif Listrik (Rata-rata Rp per kWh) 2019 – 2023

Peningkatan BPP Pembangkitan menandakan bahwa pada sisi lain terjadi peningkatan produksi listrik, penjualan listrik dan juga penambahan pelanggan. Namun demikian total BPP Pembangkitan yang dihasilkan tetap harus dijaga dengan melakukan berbagai upaya sehingga dampak kenaikan BPP terhadap tarif listrik pelanggan (harga jual listrik) dapat dioptimalkan berdasarkan kemampuan secara ekonomis konsumen listrik. BPP per jenis pembangkit selama 5 (lima) tahun terakhir yaitu 2019 sampai dengan 2023 terus mengalami peningkatan, seperti digambarkan pada grafik 1.3. di bawah ini.

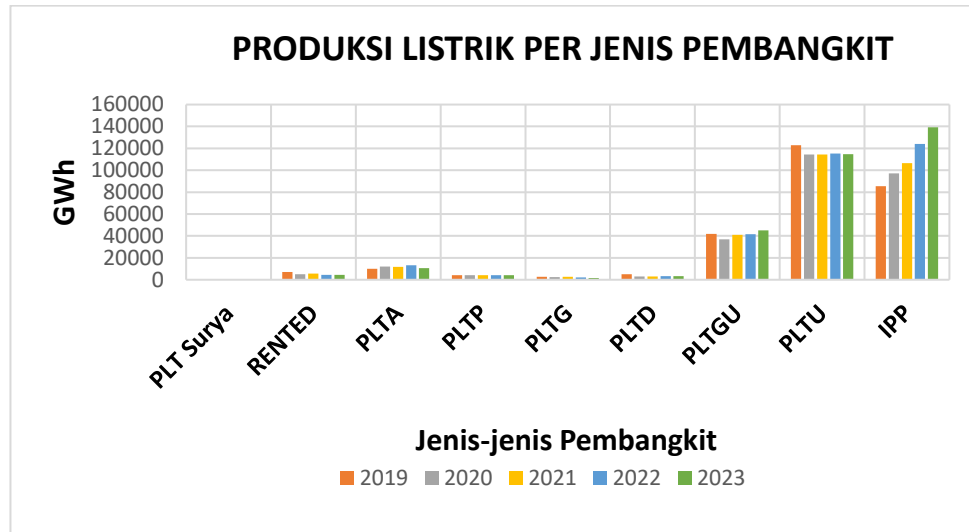


Sumber: Statistik PLN 2023, <https://web.pln.co.id/>.

Gambar 1.3. Total BPP Pembangkitan Per Kelompok Pembangkit 2019 – 2023

Produksi listrik dari pembangkit terus meningkat dari tahun ke tahun. Sejak 2019 sampai 2023 peningkatan produksi listrik mencapai kurang lebih 15%. Pada tahun 2023 total produksi listrik nasional menurut statistik PLN sebesar 325,34 TWh (*Tera Watt Hour*) atau setara dengan 325.343,59 GWh (*Giga Watt Hour*) dan tahun 2019 sebesar 280,96 TWh. Atau setara dengan 280.960,85 GWh. Di luar PLN terdapat pembangkit-pembangkit lainnya yang juga memproduksi listrik (pembangkit listrik swasta). PLN melakukan pembelian terhadap produksi listrik dari pembangkit-pembangkit swasta (*Independent Power Producer, IPP*) untuk mendukung kebutuhan (pasokan) listrik nasional. Sistem kelistrikan PLN sebagian mendapatkan pasokan listrik dari pembangkit-pembangkit non-PLN (IPP).

Grafik pada gambar 1.4. di atas menggambarkan bahwa secara umum produksi listrik dari masing-masing jenis/kelompok pembangkit cenderung tetap kecuali jenis pembangkit dari pembelian *Independent Power Producer* (IPP) dalam 5 (lima) tahun terakhir 2019 – 2023 cenderung meningkat.



Sumber: Statistik PLN 2023, <https://web.pln.co.id/>.

**Gambar 1.4. Produksi Listrik
Per Kelompok Pembangkit 2019 – 2023**

Penelitian yang dilakukan oleh *Institute For Essential Services Reform* (IESR) 2019 menyatakan bahwa melakukan penghitungan pada Biaya Pokok Produksi Ketenagalistrikan (berbasis pada *Levelized Cost of Electricity*, LCOE) memberikan kemungkinan-kemungkinan pada pembandingan (diskriminansi) biaya listrik yang diproduksi oleh berbagai jenis teknologi pembangkitan dan struktur biayanya. Metode yang dilakukan oleh IESR 2019 merupakan penyederhanaan dari keadaan yang sebenarnya dengan tujuan untuk membuat berbagai jenis pembangkitan menjadi sebanding (Wright, 2022). Pembandingan BPP Pembangkitan dengan menggunakan pendekatan diskriminansi (daya beda) merupakan teknik analisis untuk mendapatkan informasi mengenai kondisi perbedaan struktur biaya pada masing-masing jenis atau kelompok pembangkit. Dengan pendekatan tersebut diharapkan dapat diketahui pada jenis atau kelompok pembangkit apa struktur biaya pembangkitnya mempengaruhi secara signifikan BPP Pembangkitannya.

Berdasarkan latar belakang dan fenomena yang dijelaskan di atas, maka penelitian ini diberi judul “Analisis *Full Costing* Biaya Pokok Penyediaan (BPP) Pembangkitan: Diskriminansi Antarjenis Pembangkit Listrik Tahun 2023”

1.2. Identifikasi Masalah

Penelitian mengenai Biaya Pokok Penyediaan (BPP) Pembangkitan ditujukan untuk mendalami isu-isu perbedaan pada struktur biaya di berbagai jenis pembangkitan ketenagalistrikan. Permasalahan pada penelitian ini yaitu terdapat isu kompleksitas BPP Pembangkitan dikarenakan bersifat tetap atau variabel namun juga merupakan unsur-unsur biaya langsung maupun tidak langsung yang saling berinteraksi. Struktur BPP Pembangkitan terdiri atas 4 (empat) jenis/kelompok biaya yaitu:

1. BPP A sebagai kumpulan biaya investasi atau biaya modal,
2. BPP B sebagai kumpulan biaya-biaya operasi dan pemeliharaan,
3. BPP C merupakan biaya bahan bakar pembangkit, dan
4. BPP D sebagai biaya penunjang pengoperasian pembangkit

Keempat jenis BPP tersebut merupakan biaya-biaya yang diperhitungkan pada laporan laba rugi pembangkitan.

Faktor yang berpotensi meningkatkan BPP Pembangkitan diantaranya jenis bahan bakar yang dipergunakan untuk menghasilkan energi listrik. Sebagai contoh pembangkitan berbahan bakar batubara (Pembangkit Listrik Tenaga Uap atau PLTU) akan berbeda BPP-nya jika dibandingkan dengan pembangkitan berbahan bakar gas dan uap (Pembangkit Listrik Tenaga Gas dan Uap atau PLTGU). Jenis pembangkit lainnya diantaranya adalah Pembangkit Listrik Tenaga Air atau PLTA, Pembangkit Listrik Tenaga Diesel atau PLTD, Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi atau PLTP, dan berbagai jenis Pembangkit Listrik lainnya bergantung pada jenis bahan bakarnya. Oleh karena itu, jenis pembangkitan ketenagalistrikan memiliki tingkat daya beda atau determinansi melalui pembentukan BPP A, BPP B, BPP C dan BPP D pada struktur BPP Pembangkitannya.

BPP Pembangkitan memiliki 2 (dua) hal pokok (utama) dalam pengoperasiannya yaitu (1) Total BPP sebagai variabel *outcome* dan (2) Total Produksi Listrik sebagai variabel *output*, sebagai pencerminan efisiensi BPP per kWh. Dengan demikian, permasalahan penelitian berdasarkan latar belakang tersebut di atas adalah:

1. Bagaimana diskriminansi (daya beda) BPP A, BPP B, BPP C, dan BPP D pada masing-masing jenis atau kelompok pembangkit? Tesis ini diharapkan dapat menguraikan biaya-biaya yang telah dikeluarkan atau dibebankan sehingga membentuk suatu struktur biaya pada jenis-jenis pembangkit yang diteliti. Substansi yang akan dijelaskan adalah berupa dampak atau *effect* pengoperasian suatu jenis/kelompok pembangkit pada BPP Pembangkitannya.
2. Apakah diskriminansi (daya beda) BPP A, BPP B, BPP C, dan BPP D antarjenis atau kelompok pembangkit dapat mendorong pemilihan suatu jenis pembangkit berdasarkan biaya produksinya atau struktur biayanya? Terhadap pertanyaan penelitian ini, tesis diharapkan dapat memberikan penjelasan bahwa keunggulan operasional pembangkit adalah efisiensi biayanya yang tergambar pada struktur biayanya.

1.3. Tujuan Penelitian

Tujuan dari penelitian ini secara garis besar ada 2 (dua) yaitu:

1. Untuk mendapatkan diskriminansi (daya beda) BPP pada sampel yang dipilih dari pembangkit-pembangkit PLN berkaitan dengan isu struktur BPP A, BPP B, BPP C dan BPP D sebagai komponen BPP Pembangkitan .
2. Untuk mendapatkan jenis/kelompok pembangkitan apa atau yang mana, memiliki tingkat diskriminansi signifikan pada BPP Pembangkitannya berkaitan dengan isu antarjenis atau kelompok pembangkit tertentu terhadap struktur biayanya.

1.4. Kontribusi Penelitian

Kontribusi penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Penelitian ini berkontribusi pada literatur mengenai struktur biaya produksi pembangkitan listrik di berbagai jenis pembangkit yang dikelola PLN. Biaya produksi menjadi perhatian utama untuk

menganalisis biaya-biaya yang terjadi pada jenis atau kelompok pembangkit yang berbeda.

2. Penelitian ini diharapkan mampu memberikan sumbangan pemikiran bagi pengembangan ilmu manajemen keuangan dan akuntansi secara umum. Diharapkan juga sebagai bagian dari upaya kajian teoritis bagi pengembangan teori dalam memperkaya khasanah ilmu dan literatur pustaka khususnya yang berkaitan dengan perumusan dan pelaksanaan biaya produksi dan strategi bisnis dan korporasi dalam mengelola biaya produksi.
3. Penelitian ini memberikan tinjauan teoritis tentang BPP Pembangkitan pada jenis pembangkit yang berbeda terhadap keekonomian BPP Ketenagalistrikan.
4. Sebagai referensi bagi pihak-pihak yang ingin melakukan penelitian lebih lanjut dengan topik penelitian yang sama, baik secara teori maupun metodologi.

BAB II

LANDASAN TEORI

Pembangunan atau konstruksi pada pusat-pusat tenaga listrik atau pembangkitan dipastikan menggunakan atau mengeluarkan biaya dalam jumlah yang besar. Demikian juga terhadap operasional dalam rangka menghidupkan mesin-mesin pembangkit, biaya yang diperlukan juga pada skala besar. Pemeliharaan pembangkit-pembangkit agar dapat beroperasi secara optimal juga membutuhkan biaya yang besar. Oleh karena itu, biaya-biaya yang harus dianggarkan dan dikeluarkan harus didefinisikan dengan baik. Tujuannya agar biaya tersebut mencapai sasarannya. Landasan teori mengenai biaya di bawah ini sangat diperlukan agar pembahasan pada penelitian ini dapat memberikan simpulan dan saran yang tepat guna dan juga memberikan solusi atas permasalahan penelitian yang dikemukakan pada penelitian ini.

2.1. Teori Biaya Produksi

Pembangkit tenaga listrik diperoleh melalui rangkaian yang sangat panjang. Dimulai dari studi kelayakan hingga diperolehnya pembiayaan (*financial close*). Kemudian dibangun, dilanjutkan dengan *commercial operation date (cod)* hingga layak untuk dioperasikan menjadi penjualan listrik. Rangkaian tersebut menciptakan *cost objects* sebagai terminal-terminal biaya.

Secara berkelanjutan, biaya-biaya pada setiap rangkaian memberikan efek tidak hanya pada saat terjadinya saja namun harus diperhitungkan sampai dengan titik dimana biaya tersebut habis dialokasikan melalui depresiasi, amortisasi, penurunan nilai, percepatan penyusutan aset tetap, penghentian operasi aset dan *disposal*. Pelaksanaan tersebut merupakan bentuk pertanggungjawaban atau pengakuan biaya secara jangka panjang. Pada akhirnya biaya-biaya yang terjadi memberikan andil pada pembentukan biaya produksi listrik di tingkat pembangkit.

The International Energy Agency (IEA) dan *Nuclear Energy Agency OECD* pada tahun 2020 telah menerbitkan suatu laporan mengenai Perkiraan Biaya Pembangkit Tenaga Listrik dimana terdapat pembahasan mengenai Perhitungan Biaya Pembangkitan Listrik. Pembahasan tersebut menitikberatkan pada biaya pokok produksi listrik menggunakan basis *baseload electricity* (tingkat minimum daya listrik yang harus disediakan ke jaringan listrik setiap saat) pada tingkatan pembangkit. Terdapat 3 (tiga) asumsi dasar yang dipergunakan oleh kedua Badan Internasional tersebut yaitu:

- (1) Asumsi pada faktor kapasitas (*capacity factors*) pembangkit merupakan konsensus yang bisa diterima sebagai asumsi untuk membandingkan teknologi beban dasar (*baseload*) pembangkit. Faktor kapasitas tersebut tidak mencerminkan kemampuan teknis dari berbagai teknologi pembangkit.
- (2) Biaya pada pembangkit menyiratkan bahwa untuk perhitungan LCOE, akibat atas sistem secara keseluruhan tidak diperhitungkan, yaitu dampak pembangkit listrik terhadap sistem kelistrikan sebagai suatu sistem keseluruhan kelistrikan. Namun, akibat sistem operasi pembangkit berpotensi memiliki dampak yang signifikan terhadap biaya-biaya.
- (3) Biaya operasi pembangkitan mempertimbangkan biaya sumber daya sosial: biaya yang harus dikeluarkan masyarakat terhadap kehadiran suatu pembangkit, terlepas dari semua pajak, subsidi, dan transfer. Misalnya, kredit pajak atau jadwal amortisasi yang lebih cepat dapat meningkatkan keuntungan proyek tertentu. Oleh karena itu, hal tersebut memengaruhi daya saing teknologi tertentu, selain dari

biaya sumber daya sosialnya. (Bertel & Pfaffenbarger, 1998) dan (IEA & OECD, *Projected Costs of Generating Electricity, 2020 Edition*)

Ketiga asumsi di atas menggambarkan bahwa penghitungan biaya listrik pada tingkat pembangkit (terutama pada BPP Pembangkitan) sangat memperhitungkan basis *capacity factors* pembangkit (ukuran seberapa sering sebuah pembangkit listrik benar-benar menghasilkan listrik dibandingkan dengan potensi maksimalnya) yang diterapkan pada *baseload technologies* pembangkit tersebut (jenis-jenis pembangkit listrik yang dirancang untuk menyediakan pasokan listrik yang stabil dan terus menerus).

2.1.1. Objek Biaya

Kreith, Frank dari Universitas Colorado pada bukunya mengenai *Energy Management dan Conservation Handbook* (Kreith, Frank, 2008:1-1) menegaskan bahwa,

Energi merupakan salah satu basis dasar sebagai inputan faktor-faktor, bersama dengan tenaga kerja, modal, dan material. Namun, secara historis, energi merupakan faktor yang kecil, hanya menyumbang sekitar 5%–10% dari total biaya untuk sebagian besar produk. Meskipun demikian, bahkan pada saat-saat ketika sedikit perhatian diberikan pada efisiensi energi, karena biaya energi rendah, rasio konsumsi energi primer (PEC/*Primary Energy Consumption*) terhadap produk domestik bruto (PDB) telah menurun rata-rata lebih dari 1% per tahun di Amerika Serikat. Peningkatan rasio PEC/PDB ini terutama merupakan hasil dari kemajuan teknologi biasa (Hoffman, n.d.).

Penjelasan Kreith di atas menunjukkan bahwa biaya energi selain terkait langsung dengan biaya produksi juga memberikan kontribusinya pada Produk Domestik Bruto (PDB) suatu negara. Selain itu biaya energi erat kaitannya dengan kemajuan teknologi dalam usaha menghasilkan energi untuk dikonsumsi. Industri ketenagalistrikan yang digerakkan oleh perusahaan-perusahaan di bidang ketenagalistrikan seperti PLN merupakan jenis perusahaan yang diatur khusus dalam pengoperasiannya langsung di

bawah Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM). Melalui regulasi tersebut PLN diminta melakukan efisiensi penyediaan tenaga listrik berupa efisiensi pembangkit tenaga listrik dan efisiensi jaringan tenaga listrik.

Pada kegiatan operasi perusahaan, biaya-biaya yang dikeluarkan atau dibebankan menjadi pusat perhatian industri listrik, mengingat komponen biaya-biaya produksi sangat menentukan dalam penetapan harga jual produknya. Timbulnya biaya, berpusat pada obyek-obyek dimana biaya tersebut terjadi atau munculnya biaya dikenal sebagai terminologi *cost objects*. Berkaitan secara langsung maupun melalui pembebanan (alokasi) suatu biaya. Pengukuran atas biaya bertujuan untuk meningkatkan efisiensi sehingga pada gilirannya juga meningkatkan profitabilitas.

Mengambil contoh pada Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (Geothermal), menurut Missimer dan kawan-kawan bahwa, salah satu faktor yang mempengaruhi biaya adalah kebutuhan untuk memproduksi air ultra murni untuk digunakan dalam sistem sumur injeksi dan pemulihan (Missimer *et al.*, 2016). Pada penjelasan Missimer dan kawan-kawan tersebut, *cost object* pembangkit geothermal adalah biaya-biaya yang ingin diukur atau dikendalikan bisa saja berasal dari departemen atau bagian yang memproduksi air ultra murni atau bisa juga pada proses produksi menghasilkan air ultra murni.

2.1.2. Penggerak Biaya

Penggerak biaya atau *cost driver* merupakan terminologi khusus ilmu pengetahuan mengenai biaya pada studi akuntansi biaya dan akuntansi manajemen. *Cost driver* dikonotasikan sebagai suatu faktor yang menjadi pendorong atau penggerak secara langsung sehingga terjadi pergerakan biaya di suatu aktivitas atau proses. Pergerakan biaya mengakibatkan biaya mengalami peningkatan atau sebaliknya yaitu berkurang atau menurun. Penetapan satuan-satuan berupa *cost driver*, bertujuan agar dapat diketahui apa yang menjadi penyebab atas pergerakan suatu biaya.

Pengetahuan biaya pada suatu energi tidaklah mudah atau sederhana, karena energi dihasilkan dari peristiwa fisika yang komprehensif. Moran & Shapiro, 2006, dalam buku *Akuntansi Biaya Energi: Pendekatan Konvensional dan Berorientasi Aliran* mengatakan bahwa dalam fisika, energi didefinisikan sebagai kemampuan sistem fisik untuk bekerja pada sistem fisik lainnya dan karenanya menghasilkan perubahan dimensi, perubahan posisi, dan perubahan keadaan dalam sistem, (Bierer & Götze, 2012). Lebih lanjut Bierer dan Götze mengungkapkan bahwa dalam administrasi bisnis, energi (atau sumber energi) adalah faktor produksi yang menjadi kepentingan bagi pembangkitan, penyediaan, pembuangan limbah, dan lain-lainnya yang menimbulkan biaya. Lebih lanjut dikatakan bahwa, ketika mempertimbangkan aspek fisik dan ekonomi dari produksi dan faktor biaya energi maka biaya energi menunjukkan karakteristik lain-lain yang harus diperhitungkan untuk desain konsep akuntansi biaya parsial. Biaya energi dapat dikategorikan sebagai berikut: (1) keragaman sumber energi dan bentuk energi, (2) permintaan energi aktual sebagai permintaan energi yang berguna, (3) fluktuasi dalam penawaran dan permintaan energi, dan (4) implikasi dari hukum termodinamika, (Bierer & Götze, 2012).

Memahami teori di atas, *cost driver energy* secara langsungnya adalah jumlah sumber-sumber energi yang digunakan pada suatu ukuran periode waktu antara lain yaitu: batubara, bahan bakar minyak, gas, atau panas bumi dalam menghasilkan energi listrik. Jumlah pemakaian dinyatakan dalam satuan volume batubara/bahan bakar minyak/gas/panas bumi sebagai satuan yang dapat diukur dan dikendalikan. Sedangkan untuk *cost driver energy* tidak langsungnya adalah jumlah pengelola energi yang terlibat yaitu pimpinan dan karyawan dan merupakan sumber daya manusia baik langsung maupun tidak langsung pada suatu unit-unit pembangkitan ketenagalistrikan. Kemudian untuk mempertahankan keandalan suatu pembangkitan maka *cost driver*-nya yaitu jumlah frekuensi pemeliharaan, perbaikan, *overhaul*, dan pergantian suku cadang serta derajat pemeliharaan maupun perbaikan yang dilaksanakan.

Lebih lanjut *cost drivers* pada komponen beban atau biaya-biaya pada pembangkitan tenaga listrik secara praktis adalah: (1) *capital expenditure (capex)*, (2) *operational expenditure (opex)*, (3) *capacity factor (cf)*, dan (4) *weighted average cost*

of capital (wacc) (Wright, 2022). Keempat komponen utama tersebut dinyatakan sebagai *cost drivers* dikarenakan terdapat perbedaan yang signifikan timbulnya biaya-biaya dari setiap teknologi pembangkitan. Perubahan-perubahan pada parameter *cost drivers* akan mempengaruhi perhitungan beban pokok produksi pembangkitan listrik.

2.1.3. Pengeluaran Modal Dan Biaya Modal Rata-rata Tertimbang

Pembangunan suatu infrastruktur berupa pembangkitan ketenagalistrikan direalisasikan dalam suatu aktivitas dalam bentuk proyek konstruksi. Proses pembangunannya dalam kurun waktu antara 3 sampai dengan 5 tahun bahkan dapat lebih dan didanai melalui mekanisme keuangan berupa investasi jangka panjang. Kebutuhan pendanaan tersebut berupa pengeluaran modal baik dari perusahaan maupun dari pihak lainnya di luar perusahaan.

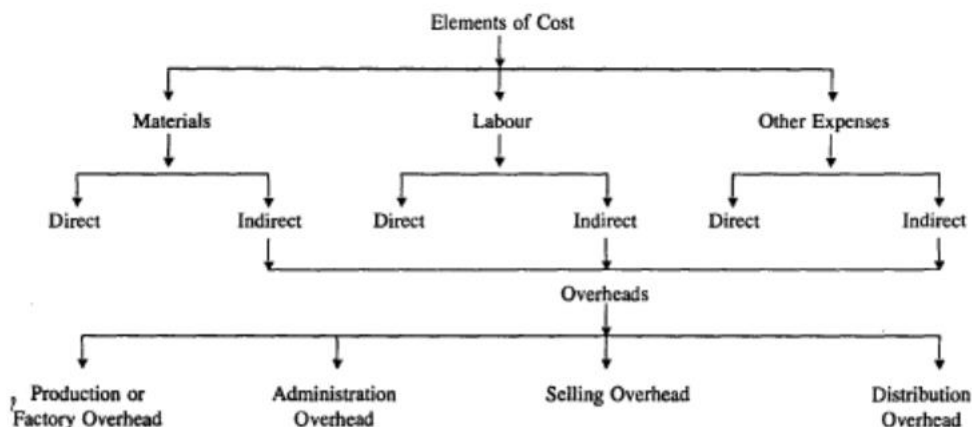
Ketidakcukupan arus kas internal yang dihasilkan untuk membiayai investasi yang direncanakan serta dikombinasikan dengan akses terbatas ke keuangan eksternal dapat mengakibatkan perusahaan terpaksa melakukan perataan investasi (*investment smoothing*). Perusahaan berusaha mencegah fluktuasi dalam pengeluaran modal karena meningkatnya biaya penyesuaian marjinal investasi (Eisner & Strotz, 1963; Mussa, 1977). Fazzari dan Petersen (1993) mencatat bahwa proses investasi sebagian besar tidak berkelanjutan dengan sebagian besar proyek memerlukan pengeluaran awal yang besar, yang tidak dapat didistribusikan secara merata dari waktu ke waktu untuk menyesuaikan arus kas internal (Mielcarz *et al.*, 2018).

Biaya modal adalah ukuran berwawasan ke depan yang terdiri dari nilai waktu uang dan premi untuk risiko (serta faktor-faktor lain yang mungkin, seperti pajak atau biaya transaksi). Biaya modal sama dengan tingkat diskonto yang digunakan dalam penilaian investasi, seperti perhitungan nilai sekarang bersih (Steffen, 2020). Lebih lanjut Steffen menyatakan bahwa, “untuk investasi yang menggunakan lebih dari satu jenis modal (misalnya, ekuitas dan utang), biaya modal keseluruhan merupakan gabungan dari pengembalian berbagai komponen.” Dalam rumusan yang paling sederhana, biaya modal rata-rata tertimbang (WACC), terkadang disebut "WACC biasa" (Estache dan Steichen, 2015), (Steffen, 2020).

2.1.4. *Cost Pool* Dan Elemen-elemen Biaya

Penyusunan laporan keuangan (*financial statements*) pada laporan laba rugi dan penghasilan komprehensif lain, bagi pihak yang bertanggung jawab atas tersajinya dan dipublikasikannya laporan keuangan, memerlukan klasifikasi biaya. Kegunaan klasifikasi biaya adalah untuk menginformasikan secara sistematis atau terstruktur menurut karakteristik umum atau tampilan secara umum pada laba rugi dan penghasilan komprehensif lain (Periasamy, 2010). *Cost pool* diimplementasikan pada sistem atau aplikasi di bidang akuntansi keuangan untuk menghasilkan laporan-laporan keuangan maupun laporan-laporan manajemen. Laporan-laporan keuangan berkaitan dengan penyajian dan pengungkapan pendapatan dan biaya juga aset maupun utang dan ekuitas.

Klasifikasi biaya dirinci lebih jauh menjadi elemen-elemen biaya pada gambar 2.1. Elemen-elemen biaya diperlukan untuk melakukan klasifikasi dan analisis yang tepat terhadap total biaya atau keseluruhan biaya (*full costing*). Dengan demikian, elemen-elemen biaya memberikan informasi yang diperlukan kepada manajemen untuk pengendalian dan pengambilan keputusan manajemen yang tepat (Periasamy, 2010).



Sumber: (Periasamy, 2010).

Gambar 2.1. Elemen-elemen Biaya

Biaya secara bagan akun (*chart of account* atau COA) akan diakumulasikan ke dalam satu kelompok biaya secara total atau dikumpulkan pada kelompok biaya langsung atau biaya tidak langsung, yang secara umum dikenal sebagai pool (*cost pool*). Biaya yang terkumpul tersebut kemudian ditetapkan sebagai harga pokok (*cost of production*) ke produk atau layanan menggunakan satu atau dua faktor pendorong, seperti jam kerja langsung dan/atau jam mesin sebagai *cost driver*-nya.

2.2. Penganggaran Biaya Dan Pengendalian Biaya

Penganggaran demikian penting bagi korporasi terutama dalam mengendalikan biaya-biaya yang telah dianggarkan (*cost budgeting*). Oleh karena itu anggaran harus disusun terlebih dahulu dan dipergunakan sejak awal sampai dengan akhir tahun fiskal sebagai pedoman atau acuan bagi pelaksanaan kegiatan. Dengan anggaran dapat diukur kinerja pencapaian suatu unit bisnis yaitu seberapa besar hasil atau pencapaian (realisasi biaya) terhadap rencana kerja dan anggarannya.

Terdapat hubungan erat antara penganggaran dan pengendalian (*control*). Pengendalian terhadap biaya selain menggunakan kriteria diantaranya anggaran yang telah ditetapkan juga pelaksanaannya harus menciptakan efek positif. Hasil dari pengendalian yang baik diwujudkan oleh kemampuan terciptanya situasi berjalannya unit bisnis lebih efisien, efektif dan produktif. Pengawasan atau pengendalian yang menyeluruh memberikan berbagai manfaat dalam proses manajemen. Perusahaan dan organisasi bisa mendeteksi risiko atau kesalahan sejak dini, lalu mencegah agar risiko-risiko tersebut tidak berkembang menjadi hambatan atau masalah besar. Pengawasan juga memungkinkan adanya tindakan koreksi seketika sebelum seluruh kegiatan manajemen terpengaruh dan bahkan terhambat (5 Langkah Proses Pengendalian Manajemen Yang Efektif - GreatNusa).

Penganggaran biaya pada akhirnya diturunkan menjadi pertanggungjawaban biaya terhadap kewenangan yang diberikan kepada unit bisnis tertentu (tunggal maupun konsolidasian). Unit pembangkit ketenagalistrikan sebagai entitas pelaporan keuangan menjalankan pelaporan keuangannya kepada pusat pertanggungjawaban di

tingkat *holding*, *subholding*, dan unit penghasil kas. Unit pembangkit ketenagalistrikan memiliki peran sebagai: (1) *cost center*, (2) *profit center*, dan (3) *investment center*.

Penganggaran dan pengendalian biaya pada rentang kendali organisasi yang cakupannya luas dan menyebar adalah memerlukan usaha yang besar bila dilakukan secara terpusat atau tersentralisasi. Efektivitas proses penganggaran dan pengendalian biaya akan lebih efektif dilakukan dengan memberikan kewenangan kepada unit-unit teknis operasional atau unit bisnis. Kewenangan ini bertujuan mendapatkan keefektifan biaya, efisiensi, serta memudahkan pertanggungjawaban dan pengendaliannya. Dengan desentralisasi, unit-unit pengelola aktivitas dan sumber daya dilibatkan secara langsung dalam pencapaian tujuan dan sasaran organisasi.

2.2.1. Desentralisasi Biaya

Memberikan kewenangan desentralisasi kepada manajemen di tingkat unit bisnis merupakan bagian dari cara menerapkan efektivitas pada proses pengambilan keputusan. Pembatasan yang relatif minimum namun memaksimalkan pengambilan keputusan di tingkat unit bisnis mendorong lebih fokus dalam menyelesaikan persoalan sehingga kesinambungan ketersediaan listrik terjaga. Unit bisnis menggunakan biaya-biaya yang telah dianggarkan secara optimal agar operasional pembangkitan listrik mampu mendukung skala luas bagi kebutuhan energi di suatu wilayah atau regionalnya bahkan lintas wilayah atau regional.

Oleh karena itu, desentralisasi merupakan perkembangan alami yang mencerminkan kebutuhan organisasi besar untuk merespons lebih cepat dan efektif terhadap perubahan penting di lingkungan mereka. Pada gilirannya, desentralisasi merupakan fenomena yang mendorong pengembangan dan penggunaan pengendalian keuangan internal dalam organisasi pada awal tahun 1900-an (Atkinson *et al.*, 1995).

2.2.2. Pusat-pusat Biaya

Pusat-pusat biaya (*cost centers*) pada industri ketenagalistrikan di bidang pembangkitan hanya berpusat pada biaya di *cost object*-nya yaitu Unit Pembangkitan Tenaga Listrik. Biaya pembangkitan listrik dapat diklasifikasikan sebagai biaya modal, biaya operasi dan pemeliharaan tetap, biaya operasi dan pemeliharaan variabel, biaya bahan bakar, dan lain-lain. Biaya bahan bakar merupakan masukan utama untuk sumber bahan bakar fosil seperti pembangkit listrik tenaga batu bara, gas, dan batu bara, tetapi tidak untuk sumber terbarukan seperti angin dan matahari (Jeremiah *et al.*, 2023). Pengelolaan yang efektif pada pusat-pusat biaya yang telah disentralisasikan pada satuan unit-unit pembangkitan sangat penting untuk memastikan bahwa produksi ketenagalistrikan dapat beroperasi secara efisien dan memberikan pasokan dan layanan yang andal kepada konsumen.

2.2.3. Beban Pokok Penyediaan Sektor Energi

Teori beban pokok (*manufacturing cost theory*) penyediaan sektor energi ketenagalistrikan dititikberatkan pada konteks menghasilkan energi listrik dalam rangka terintegrasi penyediaan listrik. Rangkaian tersebut sejak dimulainya investasi pada pembangkit-pembangkit tenaga listrik sampai energi listrik dipergunakan oleh konsumen. Biaya-biaya yang terjadi (*realized cost*) adalah proses yang telah berjalan seperti biasa secara bertahap menuju biaya-biaya dalam penyediaan energi. Teori-teori banyak dilibatkan dalam pengaplikasian LCOE (*levelized cost of electricity*). Penekanan pada pentingnya faktor kapasitas (*capacity factor*) spesifik wilayah pembangkit-pembangkit listrik adalah untuk memperhitungkan dampak sumber energi intermiten pada sistem tenaga listrik. Shen *et al.* menjelaskan semua biaya dan faktor yang harus dipertimbangkan dalam perhitungan LCOE adalah biaya terkait investasi, biaya terkait operasi, informasi kinerja pembangkit, dan elemen risiko dan ketidakpastian, (Pagnini *et al.*, 2024). Definisi lebih lanjut mengenai LCOE oleh Pagnini dijabarkan sebagai biaya listrik yang dirata-ratakankan yang mengacu pada

evaluasi biaya produksi per unit, yang dinyatakan sebagai mata uang per unit energi, dari pembangkit listrik yang hanya menghasilkan listrik sebagai efek yang bermanfaat, seperti pembangkit listrik tenaga surya, turbin angin, pembangkit listrik tenaga air, dan lain-lain (Pagnini *et al.*, 2024, hal. 2).

2.2.4. Eksternalitas Biaya Energi

Produksi barang atau jasa dapat menimbulkan biaya eksternalitas (*externalities cost*) sebagai dampak terhadap aktivitas atau kegiatan pengoperasian atau pelaksanaan faktor-faktor produksi. Eksternalitis dan dampak pada biaya energi atau biaya kelistrikan harus diperhitungkan mengingat secara jangka panjang memberikan efek pada keberlanjutan suatu pembangkitan. Adapun kondisi yang patut dijadikan pertimbangan dari pengoperasian pembangkitan yaitu keadaan sebagai berikut:

1. Eksternalitis Polusi Udara:
 - a. Biaya emisi (polusi udara, radiasi partikel, penipisan ozon), dan
 - b. Biaya kerusakan (gangguan kesehatan).
2. Eksternalitis Dampak Lingkungan Lainnya:
 - a. Dampak pada penggunaan tanah (kontaminasi tanah), dan
 - b. Dampak pada pemakaian air (kontaminasi air).
3. Eksternalitis Non-Lingkungan:
 - a. Jaminan pasokan,
 - b. Tenaga kerja lokal/pekerja produksi, dan
 - c. Keuangan/fiskal (pajak, subsidi, dan insentif).

2.3. Konsepsi The Levelized Cost Of Energy (LCOE)

Tujuan dan manfaat diperolehnya data atau informasi mengenai biaya produksi ketenagalistrikan adalah agar konsumen listrik secara langsung dapat memperhitungkannya sebagai beban. Pemerintah menggunakannya sebagai pengambilan keputusan terhadap kebijakan energi. Secara jangka panjang harga listrik sebagai alat ukur komparasi untuk sumber-sumber energi atau listrik alternatif bagi Pemerintah dan Investor untuk mengevaluasi pengambilan kebijakan pada sektor energi.

Komponenisasi biaya merupakan unsur penting dalam pembentukan suatu biaya yang diindikasikan sebagai *cost pool*. Beberapa komponen biaya yang kemudian menjadi basis dari *cost pool* terhadap biaya produksi ketenagalistrikan yaitu:

1. Pengeluaran Modal (*Capital Expenditure*),
2. Biaya/pengeluaran terhadap modal/ekuitas/pendanaan.
3. Pengeluaran Operasi (*Operational Expenditure*),
4. Biaya/pengeluaran terhadap aktivitas operasional rutinitas dan terprogram/berkala.
5. Tingkat Diskon (*Discount Rate*),
6. Beban Listrik (*Electric Load*),
7. Tarif/Harga Listrik untuk Pembelian atau Penjualan Listrik (*Electric Prices For Electricity Purchase and Sale*),
8. Insentif (*Incentive*),
9. Jam Operasi Ekuivalen (*Equivalent Operating Hours*), dan
10. Tingkat Pemakaian Listrik Untuk Kebutuhan Sendiri (*Self-Consumption Rate*).

2.3.1. Elemen-elemen BPP Pembangkitan

Pembandingan BPP Pembangkitan merupakan teknik analisis untuk mendapatkan informasi mengenai kondisi perbedaan biaya (*cost differences*) pada masing-masing jenis pembangkit. Penggunaan metode LCOE akan menunjukkan biaya pokok produksi pembangkitan pada jenis-jenis pembangkitan yang dianalisis, dimana masing-masing pembangkit memiliki teknologi dan struktur biaya yang berbeda.

Gambar 2.2. memperlihatkan elemen-elemen biaya serta variabel-variabel lainnya yang diperhitungkan sebagai model biaya pembangkitan (*cost of generation model*) (Jeremiah *et al.*, 2023), diperinci menjadi:

1. Biaya investasi,
2. Biaya operasi dan pemeliharaan tetap dan variabel,
3. Biaya bahan bakar,
4. Biaya modal rata-rata tertimbang (WACC),
5. Efisiensi,
6. Faktor kapasitas pembangkit, dan
7. Umur teknis suatu pembangkit.

M.J.B. Kabeyi and O.A. Olanrewaju

Energy Reports 9 (2023) 495–534

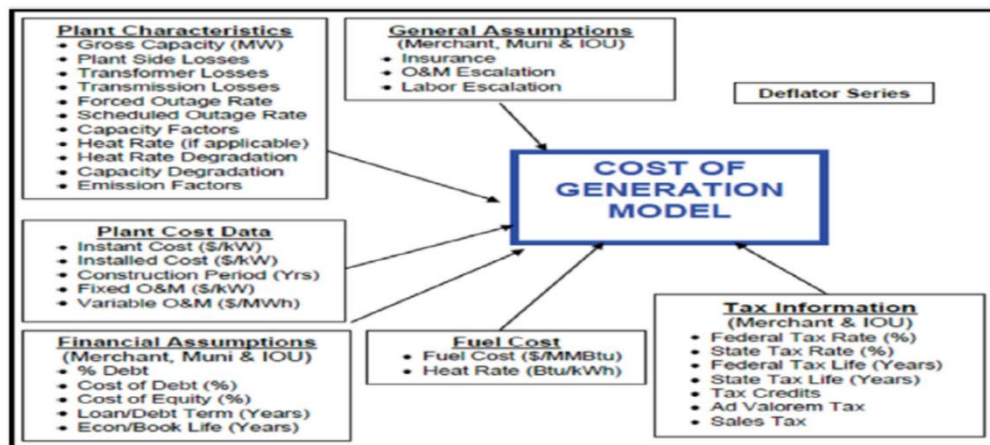


Fig. 1. Input data and information for Levelized Cost of Energy.

Sumber : (Jeremiah *et al.*, 2023)

Gambar 2.2. Data Input Dan Informasi Biaya Pembangkitan

2.3.2. Formulasi Matematis LCOE

Konsepsi LCOE dipergunakan untuk menghitung biaya-biaya yang tujuannya melakukan perbandingan biaya-biaya pembangkitan ketenagalistrikan. Kemudian melalui teknik konversi aspek teknik menjadi aspek *accounting*, maka diperoleh satuan biaya berupa satuan mata uang per kWh. Formula dasar LCOE disajikan pada persamaan matematis di bawah ini (Pagnini *et al.*, 2024):

$LCOE = \frac{\sum_{i=0}^n \left(\frac{C_i}{(1 + d)^t} \right)}{\sum_{i=1}^n \frac{E_i}{(1 + d)^t}}$	Discounted Cost (numerator)	(1)
	Discounted Energy (denominator)	
C :	Biaya bersih (<i>the net costs</i>) didalamnya adalah pengeluaran modal (<i>capital expenditure/CAPEX</i>) yang terjadi sejak awal dimulainya proyek pembangkitan dan selama masa pakainya (<i>useful life</i>) termasuk aspek penggantian komponen, pengisian ulang daya, dan lain-lain, biaya operasi dan pemeliharaan (<i>operating expenditure/OPEX</i>), bahan bakar, dan biaya masukan lainnya (<i>others inputing cost</i>), seperti eksternalitas. Biaya ini juga dapat mencakup, sebagai istilah subtraktif dalam rumus, kemungkinan manfaat dari internalitas atau eksternalitas yang dapat dihindari	
E :	Listrik yang dihasilkan dari pembangkit (<i>the produced electricity</i>).	
d :	Tingkat diskon (<i>the discount rate</i>).	
t :	Masa beroperasinya/hidupnya pembangkit (<i>lifespan</i>).	

Formula LCOE secara komprehensif memasukkan banyak unsur didalamnya, sehingga beberapa aspek biaya akan menjadi lebih detil serta mencakup cukup luas perhitungan didalamnya. Formula ini LCOE kemudian diterapkan untuk kebutuhan perencanaan pembangkitan (*the electricity generation planning-the various fixed and variable costs as a single cost metric*) dikemukakan pada rumusan di bawah ini (Jeremiah *et al.*, 2023):

$$(LCOE) = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^n \frac{OPEX_{(t)}}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \left(\frac{Utilisation_0 * (1 - Degradation)^t}{(1 + WACC_{real})^t} \right) / kWh} [Rp] \quad \begin{matrix} \text{Discounted} \\ \text{Cost} \\ \text{(numerator)} \\ \text{Discounted} \\ \text{Energy} \\ \text{(denominator)} \end{matrix} \quad (2)$$

CAPEX :	CAPEX mengacu pada biaya investasi untuk tahun $t = 0$.
OPEX :	Biaya operasi dan pemeliharaan untuk tahun operasi t dinyatakan sebagai OPEX(t).
WACC :	Biaya modal nominal tertimbang proyek diwakili oleh WACC _{nom} , dan WACC _{real} dalam persamaan mengacu pada biaya modal rata-rata tertimbang tahunan yang sebenarnya atau riil untuk tahun operasi tersebut.
Utilisation :	Utilisasi awal pembangkit listrik untuk tahun operasi $t=0$, dinyatakan sebagai Utilisasi 0 yang merupakan tahun tanpa depresiasi.
Degradation :	Degradasi dalam persamaan mengacu pada depresiasi tahunan dari daya nominal sistem.
n & t :	Umur manfaat pembangkit listrik dinyatakan sebagai n , sementara t mewakili tahun spesifik dari masa pakai.

Biaya investasi yang dipergunakan untuk pengeluaran modal (*capital expenditure*) dibagi per tahunnya menggunakan WACC sebagai faktor anuitas. Pada persamaan matematis (3) di dalam formula LCOE diperhitungkan komponen biaya modal rata-rata tertimbang atau WACC (*Weighted Average Cost of Capital*). Formula WACC dimana sebagai salah satu variabel LCOE dikemukakan pada suatu rumusan (Wright, 2022), pada persamaan matematis di bawah ini.

$$WACC = \left(\frac{E}{V} \times Re \right) + \left(\frac{D}{V} \times Rd \times (1 - T) \right) \quad (3)$$

E :	Nilai Ekuitas
D :	Nilai Utang

V :	Nilai Total Permodalan (Ekuitas + Utang)
Re :	Tingkat Pengembalian Terhadap Ekuitas
Rd :	Tingkat Beban Keuangan Atas Utang
T :	Tarif Pajak Penghasilan Badan (PPh Badan)

WACC sebagai perhitungan tingkat diskonto untuk menggambarkan biaya pembiayaan (*financing cost*) dalam perhitungan. Modal berasal dari pemegang saham (ekuitas) dan pinjaman dari lembaga keuangan (utang), masing-masing dengan pengembalian yang diharapkan (biaya utang dan biaya ekuitas).

2.4. Penelitian Terdahulu

Penelitian sebelumnya digunakan sebagai rujukan atau panduan bagi penelitian yang akan dilakukan. Dalam hal ini mengacu pada beberapa penelitian yang telah dilakukan sebelumnya.

Tabel 2.1. Penelitian Terdahulu

No.	Nama Peneliti, Tahun, dan Judul Penelitian	Variabel/Indikator yang Diteliti	Teori Dipergunakan	Hasil Penelitian
1.	Luisa Pagnini, Stefano Bracco, Federico Delfino, & Miguel de-Simon-Martín, (2024) <i>Levelized cost of electricity in renewable energy communities: Uncertainty propagation analysis</i>	Dependen: <i>Uncertainty propagation</i> Independen: <i>The mathematical model for the LCOE calculation</i>	<i>The Levelized Cost of Energy (LCOEn)</i>	Makalah ini menyajikan model analitis Biaya Listrik Terratakan (LCOE) global dari REC (<i>renewable energy communities</i>) dan hubungan aljabar sederhana untuk menilai secara langsung peran setiap parameter dan ketidakpastian yang terkait dalam estimasinya. Perumusan ini

				dibangun berdasarkan model sebelumnya yang diusulkan oleh penulis untuk LCOE global jaringan mikro listrik poligenerasi, yang mencakup berbagai teknologi pembangkitan dan mempertimbangkan faktor-faktor seperti kompensasi energi surplus dan insentif untuk energi yang dibagi secara virtual.
2.	Moses Jeremiah Barasa Kabeyi & Oludolapo Akanni Olanrewaju, (2023) <i>The levelized cost of energy and modifications for use in electricity generation planning</i>	Dependen: 1. <i>Electricity generation planning</i> 2. <i>Lifecycle cost</i> Independen: <i>Cost of electricity</i>	<i>The levelized cost of electricity (LCOE) measures the average net present cost of generating electric power over the power plants entire life. As a metric, the levelized cost of energy does not capture all costs that affect the cost of electricity like the system costs.</i>	LCOE merupakan indikator ekonomi sederhana yang penting tentang efektivitas biaya sistem tenaga listrik yang dilakukan tanpa membuat asumsi harga daya yang dijual ke jaringan atau konsumen sebagaimana dalam menghitung Payback atau nilai bersih sekarang dari investasi. Keterbatasan utama LCOE adalah bahwa nilai-nilai tersebut didasarkan pada pendekatan biaya rata-rata seumur hidup yang diratakan, yang menggunakan metode arus kas diskonto (DCF). Biaya dihitung di tingkat pabrik (busbar), tanpa mencakup biaya transmisi dan distribusi, yang mungkin cukup

				signifikan untuk sebagian besar instalasi. LCOE juga tidak mencakup biaya sistemik atau eksternalitas lain di luar emisi CO2 tingkat pabrik seperti kebocoran metana. dalam ekstraksi dan pengangkutan gas alam.
3.	Deon Arinaldo & Mentari Pujantoro, (2019) <i>Levelized Cost of Electricity in Indonesia: Understanding the levelized cost of electricity generation</i>	Dependen: <i>The structure of electricity production cost between renewables and fossils generally differs.</i> Independen: <i>Compare the cost of electricity produced by different kinds of generation technology and cost structure.</i>	<i>Policy analysis and considerations on renewable and fossil fuel should consider the differences in their cost structure.</i>	LCOE berguna untuk membandingkan berbagai biaya pembangkitan listrik dari berbagai teknologi. Ketika kita ingin membandingkan hanya biaya teknologi pembangkit listrik terbarukan dan bahan bakar fosil, lebih baik menggunakan metode diskonto atau anuitisasi dengan biaya finansial/WACC yang sama. Keputusan tentang investasi mungkin memerlukan LCOE yang berasal dari metode model keuangan untuk mempertimbangkan semua parameter yang memengaruhi termasuk peraturan, pajak, dan insentif yang mungkin spesifik untuk setiap opsi teknologi.
4.	Rafika, Sujatmiko, & Abdul Samad,(2023)	Dependen: 1. Biaya Produksi Pembangkit 2. Laporan Keuangan	<i>Full Costing Management Accounting</i>	Analisis Biaya Produksi Listrik per Kilo Watt Hour pada PLTU Barru adalah

	Analisis Biaya Produksi Listrik Per Kilo Watt Hour Pada PLTU Barru	Independen: Biaya Produksi Listrik per KWh		sebagai berikut : 1. Perhitungan biaya produksi listrik per KWh pada tahun 2018 pada PLTU Barru adalah sebesar Rp. 1.237,38/KWh 2. Perhitungan biaya produksi listrik per KWh pada tahun 2019 pada PLTU Barru adalah sebesar Rp. 1.294,91/KWh. Selisih harga pokok produksi listrik berdasarkan metode Full Costing dengan perhitungan harga pokok produksi listrik menurut PLTU Barru sebesar Rp.27,113,402,183.
5.	Agus Sugiyono & Prima Trie Wijaya, (2019) Dampak Kebijakan Biaya Pokok Penyediaan Pembangunan Listrik Terhadap Pengembangan Pembangkit Listrik Berbasis Energi Terbarukan	Dependen: BPP pembangkitan PLN per wilayah ditetapkan berdasarkan Keputusan Menteri ESDM. Independen: Biaya pembangkitan dihitung dengan metode <i>levelized cost of electricity</i> (LCOE)	Harga maksimal pembelian listrik dari PLN menjadi indikator bagi investor untuk berinvestasi membangun pembangkit listrik.	Pengembangan pembangkit listrik berbasis energi terbarukan masih banyak kendala yang dihadapi. Sebagian besar pembangkit energi terbarukan mempunyai biaya pembangkitan yang lebih tinggi dibandingkan dengan pembangkit berbasis energi fosil. Berdasarkan kebijakan BPP pembangkitan maka PLTA Laut dan PLTSa belum layak untuk dikembangkan. Wilayah Jawa-Bali serta Lampung, Sumatera Barat dan Sumatera Selatan yang sudah mempunyai jaringan

				interkoneksi, hanya PLTA skala besar yang layak untuk dikembangkan.
6.	Jan Emblemsvåg (2020) <i>On the levelised cost of energy of windfarms</i>	<i>(1) balancing costs, (2) grid costs and (3) adequacy costs, or capacity costs. Balancing costs occur because VRE supply is uncertain. Grid costs occur as investments in transmission lines may be warranted and because the VRE output varies a lot – also upwards so there may be congestion costs.</i>	<i>To build a simple model using publicly available information, we need installation costs, Operations & Maintenance (O&M) costs, life-span estimates, discounting factors, inflation estimates in addition to the capacity model just discussed.</i>	Hasilnya juga menunjukkan biaya peluang terkait ladang angin dan dibandingkan dengan literatur, tampaknya aman untuk menyarankan bahwa literatur meremehkan biaya ini secara signifikan. Sayangnya, model sederhana ini tidak mampu secara dinamis memodelkan dampak harga jangka panjang dari peningkatan pangsa pasar energi angin ke jaringan, serta biaya perdagangan dan jaringan itu sendiri. Karena variasi produksi energi angin yang besar, hal ini dapat memiliki efek yang signifikan dan jelas dalam arah negatif.
7.	Bierer Annett & Götze Uwe (2012) <i>Energy Cost Accounting: Conventional and Flow-oriented Approaches</i>	Dependen: <i>Energy cost accounting can be taken as such a partial cost accounting concept.</i> Independen: <i>Controlling of the company's energy consumption, losses, efficiency, and cost.</i>	<i>The cost of energy use and loss should be systematically accumulated, assigned and analyzed in cost accounting. But energy consumption and losses and the cost they incur have been widely</i>	Singkatnya, makalah ini pertama-tama membahas karakteristik faktor produksi "energi" dan, berdasarkan hal ini, berbagai implikasi untuk akuntansi biaya energi. Kedua, telah dipertimbangkan apakah dan bagaimana biaya energi dapat diintegrasikan ke dalam elemen akuntansi biaya Jerman konvensional

			<i>disregarded in economically as well as ecologically-oriented cost accounting concepts.</i>	dan informasi apa yang dapat dihasilkan dengan konsep akuntansi biaya energi tersebut. Singkatnya, dapat dinyatakan bahwa akumulasi yang dibedakan dan pelaporan biaya energi di seluruh tiga tahap akuntansi biaya sudah dapat memberikan informasi yang berguna tentang penghematan biaya energi, pembagian biaya energi dari barang yang diproduksi, dan sebagainya. Ketiga, pendekatan untuk memasukkan biaya energi dalam akuntansi biaya arus disajikan yang tampaknya berguna untuk mengungkapkan biaya kerugian energi dan, dengan demikian, untuk mengidentifikasi potensi penghematan energi (biaya) dan untuk menyadarkan konsekuensi ekonomi dari efisiensi energi.
8.	Reza Hadizadeh, Amir Abbas Shojaie, Ali Shojaie & Ali Shahabi (2017) <i>Strategies for energy pricing to modify energy</i>	Dependen: <i>A number of constructive steps have been made to modify energy consumption.</i> Independen: <i>The electricity pricing pattern could be of great effect as</i>	<i>The consumption pattern in the energy sector could be modified by adopting innovative strategies on both sides of energy supply</i>	Jaringan listrik nasional mengalami kerugian besar setiap tahunnya karena subsidi besar yang dibayarkan kepada pelanggan, yang berarti tekanan keuangan yang besar pada pemerintah. Dalam model saat ini, semakin banyak

	consumption using reward process functions	many economists believe that modification of the charging mechanism in the energy sector would lead to improving social and economic behavior.	and energy demand. An effective way to reduce the energy consumption is efficient management of energy demand, which has many implications including fair pricing. By fair pricing or fairer pricing we mean each consumer to pay according to their amount of consumption on a progressive trend—the more energy the unit uses, the more it has to pay on average.	seseorang mengonsumsi listrik, semakin banyak pula subsidi yang diterimanya. Memperllihatkan dua rumah tangga, yang keduanya mengonsumsi lebih dari 4 kWh dan kurang dari 7 kWh; keduanya dialokasikan tarif yang sama, tetapi yang pertama mengonsumsi sedikit lebih dari 4 kWh dan yang kedua sedikit kurang dari 7 kWh. Jadi, ada ketidakadilan yang terasa di sini. Sekarang, jika kita menerapkan fungsi proses penghargaan, meskipun kedua rumah tangga terikat pada tarif yang sama, rumah tangga kedua akan mendapatkan tagihan yang lebih besar dibandingkan dengan model IBT linier. Rumah tangga dengan konsumsi 150 kWh akan dikenakan biaya berdasarkan baris pertama dan kedua tabel: 100 kWh pada harga 270 rial dan 50 kWh pada 320 rial, yang berarti totalnya 43.000 rial.
--	--	--	---	--

9.	Marthe Fogstad Dyngre, Ugur Halden, Gro Klæboe & Umit Cali (2022) <i>LCOE-Based Pricing for DLT (Distributed Ledger Technology)-Enabled Local Energy Trading Platform</i>	Dependen: <i>Access to affordable, reliable, sustainable, and modern energy for all.</i> Independen: <i>Decentralized Energy Resources (DERs) is thus increasing correspondingly.</i>	<i>A new pricing mechanism based on the Levelized Cost of Electricity is proposed, with the intention of securing profitability for the prosumers, as well as creating a transparent and fair price for all market participants.</i>	Nilai LCOE rata-rata LEM (<i>local energy markets</i>) diusulkan dalam makalah ini, yang menunjukkan hasil yang menjanjikan dalam hal pengurangan biaya bagi konsumen di pasar. Jika membandingkan konvensi LCOE baru dengan skema FiT (<i>Feed-in-Tariff</i>) yang ada, pendapatan prosumer menurun. Namun, jika dibandingkan dengan alternatif lelang, baik konsumen maupun prosumer merasakan manfaat yang jauh lebih tinggi. Temuan ini juga dapat dimanfaatkan oleh para pembuat kebijakan untuk memberi insentif pada dekarbonisasi, desentralisasi, dan demokratisasi melalui LEM di area dengan tingkat penetrasi DER (<i>Decentralized Energy Resources</i>) yang tinggi, dan dengan demikian berkontribusi lebih lanjut pada SDG PBB #7.
10.	Hiroto Takano, Naohiro Yoshida, Hiroshi Asano, Aya Hagishima and Nguyen	Dependen: <i>Demand response programs (DRs) are defined as changes in electricity-consuming patterns in response to changes in electricity price or</i>	<i>Demand response programs (DRs) can be implemented with less investment costs than</i>	Harga listrik yang dihitung dan tingkat rabat menjadi lebih kecil daripada nilai yang diterapkan dalam uji lapangan demonstratif. Hal ini karena hasil perhitungan,

	Duc Tuyen (2021) <i>Calculation Method for Electricity Price and Rebate Level in Demand Response Programs</i>	<i>to incentive payment.</i> Independen: <i>Unit prices of the electric power in these DRs become expensive during the periods of high electricity costs or critical power grid's conditions (peak periods) in comparison with those in off-peak periods.</i>	<i>those in power plants or facilities and enable us to control power demand. On the other hand, DRs bring new difficulties on how to evaluate the cooperation of consumers and to decide electricity prices or rebate levels with reflecting its results.</i>	sebagaimana didefinisikan dalam Persamaan (18)–(20) serta Persamaan (25) dan (26), sangat bergantung pada fungsi utilitas dari pemasok daya dan konsumen. Dengan kata lain, fungsi utilitas yang diasumsikan memiliki ruang untuk diskusi tentang kesesuaiannya. Namun, hasil simulasi numerik mencerminkan pengendalian konsumsi listrik, dan kita dapat menyimpulkan bahwa proposal penulis berfungsi dengan tepat.
--	--	---	--	---

Sumber: Artikel dan Jurnal Penelitian pada *Official Repository*

Penelitian ini memiliki kesamaan dengan penelitian yang dilakukan oleh Pagnini (2024), Kabeyi (2023), Arinaldo (2019), Rafika (2023), Sugiyono (2019), Emblemståg (2020), dan Hadizadeh (2017) yaitu menggunakan pendekatan biaya penuh (*full costing*) pada analisis BPP Pembangkit Listrik. Basis penelitian terdahulu tersebut menguraikan formula LCOE pada setiap biaya untuk diperhitungkan dalam formula. Variabel-variabel pada penelitian terdahulu tersebut tidak terlepas pada indikator-indikator: (1) biaya investasi, (2) biaya operasi dan pemeliharaan tetap dan variabel, (3) biaya bahan bakar, (4) biaya modal rata-rata tertimbang (WACC), (5) efisiensi, (6) faktor kapasitas pembangkit, dan (6) umur teknis suatu pembangkit.

Penelitian ini memiliki perbedaan pada penelitian Annet (2012), Dynge (2022), dan Takano (2021). Dalam hal LCOE tidak menjadi pembahasan inti namun dikemukakan bahwa teori tersebut tidak berkaitan secara langsung dengan pokok permasalahan listrik.

2.5 Pengembangan Hipotesis

Sebagaimana dikemukakan oleh Agus Sugiyono & Prima Trie Wijaya, (2019), bahwa,

Pengembangan pembangkit listrik berbasis energi terbarukan (non fosil) masih banyak kendala yang dihadapi. Sebagian besar pembangkit energi terbarukan mempunyai biaya pembangkitan yang lebih tinggi dibandingkan dengan pembangkit berbasis energi fosil (Sugiono dan Wijaya, 2019).

Penelitian ingin mendalami BPP Pembangkitan sehingga perlu melakukan determinansi antarpembangkit dengan alasan:

1. Pembangkitan listrik dengan biaya pokok produksinya merupakan sebagian besar biaya pada beban-beban yang terdapat pada Laporan Keuangan Konsolidasian PT PLN (Persero).
2. Beban pokok produksi pembangkitan listrik menjadi perhatian Pemerintah dalam upaya menjaga keekonomian atau keterjangkauan tarif listrik dan besaran subsidi energi sebagai komponen fiskal.

Penggunaan teori mengenai elemen-elemen biaya terhadap total biaya atau keseluruhan biaya (*full costing*), memberikan informasi yang diperlukan kepada manajemen untuk pengendalian dan pengambilan keputusan manajemen yang tepat (Periasamy, 2010). Penelitian ini telah menginventarisasi sebanyak 3 (tiga) alasan dalam pengembangan hipotesis yaitu:

1. Biaya Pokok Penyediaan (BPP) pada pembangkitan listrik cenderung meningkat pada 5 (lima) tahun terakhir 2019 sampai dengan 2023.
2. Jenis atau kelompok pembangkitan listrik tertentu mengalami kesulitan terhadap pencapaian efisien biaya pokok produksinya dikarenakan Struktur BPP Pembangkitannya dan pengoperasiannya.
3. Terjadi ketidakselarasan pencapaian biaya tertentu pada komponen BPP. Pembangkitan pada suatu jenis atau kelompok pembangkit.

Hipotesis penelitian ini adalah:

H_1 : Terdapat perbedaan pada BPP Pembangkitan antarjenis/kelompok pembangkit listrik.

2.6 Kerangka Pemikiran

Beban Pokok Penyediaan (BPP) Pembangkitan Tenaga Listrik secara prinsip biaya per kWh-nya harus diperoleh atau dicapai serendah-rendahnya. BPP Pembangkitan Tenaga Listrik seyogyanya berada pada kemampuan menciptakan keuntungan berdasarkan tarif dasar listrik sebagai harga jual listriknya. Bagi PLN melakukan efisiensi pengoperasian pembangkit berasal dari unsur dan komponen biaya dan pendapatan. Hal terpenting bagi PLN adalah seberapa besar beban-beban pembangkit yang terjadi dapat diminimalisasikan karena tidak dilakukannya optimalisasi utilisasi terhadap sektor pembangkit (suatu jenis pembangkit).

Prinsip dalam pengembangan pembangkit adalah menerapkan prinsip biaya penyediaan listrik terendah atau least cost planning (LCP). Prinsip ini menerapkan biaya penyediaan listrik dimana pada sektor pembangkitan adalah bagaimana mendapatkan suatu pembangkit dengan total biaya yang paling rendah. Total biaya yang paling rendah merupakan kontribusi biaya-biaya di sektor kepembangkitan pada Beban Pokok Penyediaan Ketenagalistrikan (BPP Listrik).

Beroperasinya suatu pembangkit mencerminkan kesiapan pembangkit tersebut setiap saat dalam memberikan pasokan listrik. Salah satu unsur kemandirian pembangkit adalah ketersediaan bahan bakar yang dipergunakan untuk menggerakkan turbin-turbin listrik. Ukuran ketersediaan bahan bakar sebagai kunci beroperasinya pembangkit karena biaya-biaya bahan bakar pembangkit merupakan biaya utama atau biaya inti dari Beban Pokok Penyediaan (BPP) Pembangkitan. Biaya investasi atau biaya modal serta biaya pengoperasian dan pemeliharaan sebagai bagian dari biaya operasional suatu Pembangkitan Tenaga Listrik yang ikut membentuk Struktur BPP Pembangkitan.

BAB III METODE PENELITIAN

3.1. Jenis Penelitian

Kerangka penelitian tesis ini merupakan analisis mengenai diskriminansi Biaya Pokok Penyediaan (BPP) pada Pembangkitan Tenaga Listrik di Pusat-Pusat Tenaga Listrik. Teknik analisis perbandingan tersebut menggunakan data dan informasi yang tersedia berbasiskan keuangan unit-unit pembangkit sebagai *cost objects*. Pembangkitan tenaga listrik milik PT PLN (Persero) terdiri dari berbagai jenis pembangkit yaitu:

**Tabel 3.1. Jumlah Unit Pembangkit PLN
Menurut Jenis Pembangkit
Tahun 2022/2023**

No.	Jenis Pembangkit	Jumlah Pembangkit
1.	PLTU	98
2.	PLTU-MT	10
3.	PLTU-M/G	13
4.	PLTG	64
5.	PLTGU	72
6.	PLTMG	134
7.	PLTMGU	2
8.	PLTD	4.889
9.	PLTA	134
10.	PLTM	81
11.	PLTMH	30
12.	PLTB	4
13.	PLTBg	1
14.	PLTBm	1
15.	PLTP	19
16.	PLTS	130
	Jumlah	5.682

Sumber data: Statistik Kelistrikan Tahun 2022/2023 Kementerian Energi
dan Sumber Daya Mineral

Berdasarkan penjelasan di atas, maka penelitian adalah untuk mendalami besaran BPP Pembangkitan dengan menggunakan dasar teori akuntansi biaya dan akuntansi manajemen serta konsep-konsep biaya yang lazim berlaku di industri ketenagalistikan diantaranya adalah *levelized cost of electricity*. Isu-isu yang berkaitan dengan besaran BPP Pembangkitan Kelistikan baik di suatu jenis pembangkitan dan perbandingan antar jenis pembangkitan menjadi perhatian dalam penelitian ini. Isu yang berkaitan dengan BPP Pembangkitan Kelistikan adalah perbandingan struktur biaya antar jenis pembangkitan menjadi perhatian dalam penelitian ini.

Pendekatan penelitian yang tepat untuk penelitian ini adalah menggunakan teori *full costing* dan juga konsepsi *levelized cost of electricity* (LCOE) sebagaimana dilakukan pada penelitian-penelitian terdahulu (lihat Tabel 2.1. Penelitian Terdahulu, halaman 27). Teknik penelitian dengan menggunakan teori tersebut yaitu menganalisis biaya-biaya dengan melakukan penggabungan biaya investasi awal, biaya operasional, dan faktor lain untuk menghitung biaya listrik per kWh selama masa operasi.

Pada teori ini penelitian sebagian besar merupakan data primer sedangkan data sekundernya adalah data, informasi, artikel, tulisan dan referensi yang telah terpublikasikan dalam berbagai literatur, prosiding, dan pelaporan. Data primer bersifat sangat terbatas untuk kalangan tertentu di lingkungan PLN.

3.2. Sumber Data dan Literatur/Kajian Ilmiah

Sumber data penelitian ini diperoleh dari sumber-sumber sekunder dan sumber primer. Perusahaan-perusahaan di sektor energi ketenagalistrikan nasional maupun internasional diakses melalui situs atau laman resminya. Akses khusus hanya dapat dilakukan di obyek penelitian PT PLN (Persero) saja. Semua akses tersebut diarahkan untuk mengeksplorasi data yang relevan. Perolehan data dari sumber-sumber yang disebutkan di atas, penulis sajikan pada tabel berikut ini:

Tabel 3.2. Sumber Data Penelitian, Lokus Data, dan Data Publikasi

No.	Subyek dan Obyek Data (Sumber Data)	Situs/Laman Resmi & Lainnya	Data Publikasi & Lainnya
1.	PT PLN (Persero)	1. https://web.pln.co.id/ 2. Kantor Pusat	Terpublikasi dan Terbatas
2.	Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral RI	https://www.esdm.go.id/	Terpublikasi
3.	Badan Pusat Statistik Indonesia	https://www.bps.go.id/id	Terpublikasi
4.	PT PLN Indonesia Power	https://www.plnindonesiapower.co.id/id/Default.aspx	Terpublikasi
5.	PT PLN Nusantara Power	https://www.plnnusantarapower.co.id/	Terpublikasi
6.	PT PLN Batam	https://www.plnbatam.com/	Terpublikasi

Sumber data: *Website PLN Group*

Peneliti juga melakukan akses data pada sumber-sumber lain diutamakan pada sumber data yang menyediakan dan informasi mengenai energi ketenagalistrikan yaitu Lembaga atau Badan International antara lain: (1) International Energy Agency (<https://www.iea.org/>), (2) International Renewable Energy Agency (<https://www.irena.org/>), (3) Intitute for Esential Services Reform (<https://iesr.or.id/>), (4) United Nations Climate Change (<https://unfccc.int/>), dan (5) Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) (<https://www.ipcc.ch/>).

3.3. Metode Pengumpulan Data

Penelitian ini menggunakan metode pengumpulan atas dasar prinsip fenomenologis antara lain sebagai berikut:

1. Penelitian Pustaka

Penelitian pustaka adalah suatu cara untuk memperoleh data dengan membaca atau mempelajari berbagai macam literatur dan tulisan ilmiah yang berhubungan dengan penelitian ini. Literatur-literatur ilmiah (buku teks, artikel, dan laporan-laporan) diperoleh dari kepustakaan Universitas, Perusahaan, dan Badan atau Lembaga lainnya secara online dan offline. Jurnal-jurnal ilmiah diperoleh dari *website*

atau situs/laman resmi Lembaga-lembaga kredibel dimana jurnal-jurnal ilmiah dapat diakses seperti: Google Scholar (<https://scholar.google.com/>), You are Crossref (<https://www.crossref.org/>), Taylor & Francis Online (<https://www.tandfonline.com/>), CORE (COncnecting REpositories) (<https://core.ac.uk/>), ScienceDirect (<https://www.sciencedirect.com/>), dan lain-lainnya yang relevan.

2. Observasi

Observasi pada penelitian ini menggunakan observasi pasif. Observasi pasif yaitu penelitian dilakukan dengan cara mengadakan penelitian dengan akses pada situs/laman perusahaan-perusahaan nasional dan internasional yang merupakan entitas di bidang atau sektor energi ketenagalistrikan berupa observasi virtual. Observasi secara virtual adalah pengamatan secara online pada entitas yang menggunakan internet. Peneliti berinteraksi dengan entitas secara tidak langsung menggunakan metode keserasian, hubungan, dan interaksi manajemen entitas antara informasi di media online tentang entitas dengan informasi pada situs resminya untuk melihat keterlibatan maupun peran entitas pada fenomema yang diteliti. Observasi secara langsung dilakukan pada PT PLN (Persero) Kantor Pusat berupa diperolehnya data, informasi dan keadaan sesungguhnya (fakta) yang akan menjadi bahan-bahan dalam penelitian ini.

3. Dokumentasi

Dokumentasi adalah mengumpulkan data dengan cara mengambil data dari catatan, dokumentasi, administrasi yang sesuai dengan masalah yang diteliti. Sifat dokumentasi oleh peneliti diasumsikan bahwa validitas data dapat diyakini reliabilitasnya dengan pandangan bahwa dokumentasi yang diperoleh langsung dari sumber-sumber entitas secara *online* maupun *offline* secara akuntabilitas dan tata kelola perusahaan yang baik telah dilalui oleh entitas tersebut.

3.4. Populasi dan Sampel

Populasi pada penelitian ini adalah Jenis Pembangkitan Ketenagalistrikan pada PT PLN (Persero) yaitu sebanyak 11 Jenis Pembangkit, yaitu:

1. Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA)

2. Pembangkit Listrik Tenaga Mikro (PLTM)
3. Pembangkit Listrik Tenaga Mikro Hidro (PLTMH)
4. Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU)
5. Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG)
6. Pembangkit Listrik Tenaga Gas / Uap (PLTGU)
7. Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (PLTP)
8. Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD)
9. Pembangkit Listrik Tenaga Mesin Gas (PLTMG)
10. Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS)
11. Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB)

Sampling secara purposif dipilih karena populasi pembangkit yang sulit dijangkau secara fisik (lokasi pembangkit berdomisili) dan pengelola pembangkit (Unit Induk Pembangkit PLN dan Sub Holding Indonesia Power dan Nusantara Power) berada di tempat yang berbeda dengan lokasi pembangkit-pembangkit yang dikelolanya. Enam kelompok pembangkit secara *purposive* dengan karakteristik pada PLTA, PLTD, PLTG, PLTGU, PLTP, dan PLTU.

Tujuan pengelompokkan ini adalah untuk mendeteksi perbedaan-perbedaan BPP-nya pada kelompok pembangkit. Pengambilan sampel dilakukan dengan kriteria sebagai berikut.

1. Biaya Pokok Penyediaan pada PLTU dan PLTG/PLTGU dianggap cukup rumit pada aspek biaya modal berupa: penyusutan aset tetap dan aset sewa, dan biaya pinjaman atas pendanaan pembangunan pembangkit tersebut. Kemudian pada skala besaran serta struktur biayanya memberikan kontribusi yang besar (signifikan) pada total BPP Pembangkitan Ketenagalistrikan.
2. Rata-rata BPP Pembangkitan Ketenagalistrikan PLTU dan PLTGU berkontribusi signifikan yaitu besarnya akan menaikkan BPP Pembangkitan pada pembentukan harga jual listrik atau tarif listrik pelanggan per kWh-nya. Aspek berikutnya adalah pengeluaran modal PLTU dan PLTG lebih besar dibandingkan jenis pembangkit PLTD.

3. PLTG/PLTGU merupakan pembangkit dengan karakteristik *load follower* (jenis pembangkit listrik yang dirancang untuk dengan cepat menyesuaikan output daya sebagai respons terhadap perubahan permintaan listrik di jaringan) dimana daya listrik siap masuk ke sistem jika ada perubahan beban. Konsekuensinya adalah pada masa-masa tidak dioperasikan, maka biaya-biaya tetap PLTG/PLTGU tetap harus diperhitungkan pada BPP Pembangkitan
4. PLTP dan PLTA sebagai unsur EBT (energi baru dan terbarukan) pada bauran energi diharapkan secara jangka panjang memiliki struktur biaya pembangkit yang lebih ekonomis sehingga dapat menekan bila terjadi kenaikan di BPP Pembangkitan.
5. PLTD merupakan pembangkit berbiaya tinggi. Jenis PLTD ini secara bertahap digantikan ke jenis pembangkit lainnya dengan struktur biaya lebih rendah.

Sebelas jenis tersebut di atas dijadikan sampel penelitian sebanyak 6 (enam) jenis pembangkitan listrik dan kemudian dikelompokkan berdasarkan jenisnya tersebut yaitu:

1. Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU),
2. Pembangkit Listrik Tenaga Gas/Uap (PLTGU),
3. Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (PLTP),
4. Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA),
5. Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG) dan
6. Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD)

Dari 6 (enam) jenis pembangkit diambil 38 sampel pembangkitan pada jenis pembangkit tersebut.

Tabel 3.3. Daftar Sampling Pengujian

No.	Sampel Pusat-pusat Tenaga Listrik (Pembangkitan Ketenagalistrikan)	Tipe Bahan Bakar /Jenis Pembangkit	Kapasitas Terpasang Pembangkit (Mega Watt)
1.	Saguling	Air/PLTA	844,36 MW
2.	Bukittinggi	Air/PLTA	253,5 MW
3.	Bengkulu	Air/PLTA	210 MW
4.	Mrica	Air/PLTA	310 MW

**Tabel 3.3. Daftar Sampling Pengujian
(lanjutan)**

No.	Sampel Pusat-pusat Tenaga Listrik (Pembangkitan Ketenagalistrikan)	Tipe Bahan Bakar /Jenis Pembangkit	Kapasitas Terpasang Pembangkit (Mega Watt)
5.	Tello	Diesel/PLTD	132,8 MW
6.	Barito	Diesel/PLTD	169 MW
7.	Lontar 1-3	Batubara/PLTU	945 MW
8.	Pelabuhan Ratu	Batubara/PLTU	1.050 MW
9.	Adipala	Batubara/PLTU	660 MW
10.	Suralaya	Batubara/PLTU	3.400 MW
11.	Pangkalan Susu 1-4	Batubara/PLTU	840 MW
12.	Asam-asam	Batubara/PLTU	260 MW
13.	Suralaya 8	Batubara/PLTU	625 MW
14.	Labuan	Batubara/PLTU	600 MW
15.	Teluk Sirih	Batubara/PLTU	224 MW
16.	Berau	Batubara/PLTU	21 MW
17.	Labuhan Angin	Batubara/PLTU	230 MW
18.	Kepulauan Riau	Batubara/PLTU	14 MW
19.	Singkawang	Batubara/PLTU	100 MW
20.	Barru	Batubara/PLTU	100 MW
21.	Sanggau	Batubara/PLTU	14 MW
22.	Sintang	Batubara/PLTU	21 MW
23.	Ombilin	Batubara/PLTU	200 MW
24.	IRP (Indo Ridlatama Power)	Batubara/PLTU	55 MW
25.	Priok Blok 4	Gas dan Batubara/PLTGU	800 MW
26.	Semarang	Gas dan batubara/PLTGU	1.400,9 MW
27.	Priok Blok 3	Gas dan Batubara/PLTGU	740 MW
28.	Cilegon	Gas/PLTG	740 MW
29.	Bali	Gas/PLTG	557 MW
30.	Priok Blok 1-2	Gas dan Batubara/PLTGU	1.180 MW
31.	Grati 1-2	Gas dan Batubara/PLTGU	1.360 MW
32.	UPDK Keramasan	Gas/PLTG	445,22 MW
33.	UPDK Mahakam	Gas/PLTG	220 MW
34.	Grati Blok 3	Gas dan Batubara/PLTGU	450 MW

**Tabel 3.3. Daftar Sampling Pengujian
(lanjutan)**

No.	Sampel Pusat-pusat Tenaga Listrik (Pembangkitan Ketenagalistrikan)	Tipe Bahan Bakar /Jenis Pembangkit	Kapasitas Terpasang Pembangkit (Mega Watt)
35.	UPDK Jambi	Gas/PLTG	204,7 MW
36.	Kamojang	Panas Bumi/PLTP	375 MW
37.	Ulu Belu	Panas Bumi/PLTP	220 MW
38.	Lahendong	Panas Bumi/PLTP	120 MW

Sumber data: PT PLN (Persero)

3.5. Definisi Operasional Variabel Penelitian

Operasional penelitian dibangun berdasarkan faktor-faktor sebagai berikut:

1. Pembangkitan Listrik dimana Biaya Pokok Produksi atau dengan sebutan Biaya Pokok Penyediaan merupakan sebagian besar biaya yang merupakan beban-beban pada Laporan Laba Rugi PT PLN (Persero).
2. Beban Pokok Penyediaan Pembangkitan listrik menjadi perhatian Pemerintah dalam upaya menjaga keekonomian (keterjangkauan) tarif listrik dan besaran subsidi energi sebagai komponen fiskal.

Berdasarkan penjelasan di atas, maka definisi variabel penelitiannya yaitu:

1. Variabel Independen (*Predictor*) - Pembangkitan Listrik

Pembangkitan listrik yang dioperasikan PT PLN (Persero) diperoleh untuk didalami terkait dengan karakteristik berdasarkan:

- Jenis/kelompok pembangkit dan
- Sifat pengoperasiannya.

Kelompok pembangkit sebagai *independent variables/predictors* yaitu:

- (1) Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA),
- (2) Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD),
- (3) Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG),
- (4) Pembangkit Listrik Tenaga Gas dan Uap (PLTGU),
- (5) Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (PLTP), dan
- (6) Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU).

2. Variabel Dependen (*Outcome*) - BPP Pembangkitan

Biaya Pokok Penyediaan (BPP) Pembangkitan merupakan *outcome variables*, yaitu: BPP A, BPP B, BPP C, dan BPP D. sering juga disebut komponen A, komponen B, komponen C dan komponen D (sebutan umum di PLN).

(1) BPP A

Biaya modal sebagai BPP A merupakan biaya yang dikeluarkan atau untuk memperoleh suatu pembangkit (*investment* atau *overlay cost*). Biaya modal berupa biaya konstruksi pembangkit adalah pekerjaan sipil di lokasi pembangkit. Pengadaan/pembelian mesin dan peralatan seperti turbin, generator, mekanikal elektrik, jaringan pembangkit dan komponen-komponen ke-pembangkitan termasuk dalam biaya investasi. Sehingga listrik yang dihasilkan dapat ditransmisikan ditopang dengan kegiatan penunjang sampai dapat dioperasikannya pembangkit. Komponen BPP A memiliki 3 (tiga) jenis biaya dan satuan nilainya adalah Rp per kWh, yaitu:

- 1) Biaya Penyusutan Aset Tetap,
- 2) Biaya Penyusutan Aset Tetap Sewa, dan
- 3) Biaya Beban Pinjaman.

(2) BPP B

Biaya tetap operasi dan pemeliharaan sebagai BPP B adalah komponen yang berasal dari biaya tetap pengoperasian dan pemeliharaan pembangkit. Biaya yang dikeluarkan atau dibebankan adalah untuk menjalankan dan mempertahankan agar pembangkit dapat beroperasi menghasilkan tenaga listrik maupun pembangkit disiagakan guna mendukung pasokan listrik yang ditransmisikan. Gaji pegawai atau karyawan, biaya administrasi, biaya pengelolaan manajemen, biaya pemeliharaan/perawatan terjadwal maupun mendesak merupakan elemen BPP B. Listrik yang dibeli dari Non PLN dan sewa atas mesin pembangkit termasuk pada komponen biaya ini. Komponen BPP B memiliki 6 (enam) jenis biaya dengan satuan nilainya adalah Rp per kWh yaitu:

- 1) Biaya Pembelian Tenaga Listrik,
- 2) Biaya Sewa Jangka Pendek,
- 3) Biaya Material,
- 4) Biaya Jasa,
- 5) Biaya Kepegawaian, dan
- 6) Biaya Administrasi.

(3) BPP C

Biaya bahan bakar atau BPP C merupakan biaya yang sifatnya variabel berkaitan dengan produksi listrik suatu pembangkit. Bahan bakar utama maupun bahan bakar penolong dikonsumsi pembangkit sejak awal produksi sampai dengan mesin pembangkit dihentikan dioperasikan. Penggunaan bahan bakar utama bisa menggunakan lebih dari satu dikala terjadi permasalahan di bahan bakar yang biasa dipergunakan, agar mesin pembangkit dapat terus dihidupkan. Bahan bakar penolong biasanya dipergunakan untuk menghidupkan mesin pembangkit sebelum menggunakan bahan bakar utama. Komponen BPP C memiliki 9 (sembilan) jenis biaya dengan satuan nilainya adalah Rp per kWh yaitu:

- 1) Biaya Bahan Bakar HSD (*High Speed Diesel*),
- 2) Biaya Bahan Bakar B20/B30 (campuran antara bahan bakar solar konvensional dengan biodiesel),
- 3) Bahan Bakar MFO (*Marine Fuel Oil*),
- 4) Biaya Bahan Bakar IDO (*Industrial Diesel Oil*),
- 5) Biaya Bahan Bakar Batubara,
- 6) Biaya Bahan Bakar Gas Alam,
- 7) Biaya Bahan Bakar Panas Bumi,
- 8) Biaya Bahan Bakar Air, dan
- 9) Biaya Bahan Bakar Biomasa.

(4) BPP D

Biaya variabel operasi dan pemeliharaan atau BPP D adalah biaya yang sifatnya variabel berkaitan dengan beban kerja (*capacity factor*) pembangkit. Oleh karena itu,

pembangkit membutuhkan pelumas, penggantian spareparts, overhaul dan komponen lainnya dalam rangka optimasi *life-cycle*. Komponen BPP D memiliki 1 (satu) jenis biaya dan satuan nilainya adalah Rp per kWh, yaitu:

- 1) Biaya Campuran Bahan Bakar, Kimia, dan Pelumas.

3.6 Analisis Data

Penyajian data dan informasi dilakukan dengan berbagai metode penyajian berupa: tabel, grafik, gambar, dan matriks disertai dengan uraian atau penjelasan. Penyajian data tersebut bertujuan agar pembaca dapat mendapatkan gambaran atas hal-hal yang ingin diungkapkan peneliti serta dapat mewakili dari suatu deskripsi dan analisis.

Pengujian statistik dilakukan dengan membandingkan rata-rata dari dua kelompok data atau lebih yaitu jenis/kelompok pembangkitnya. Tujuan utama dari uji ini adalah untuk menentukan apakah perbedaan rata-rata antar kelompok pembangkit tersebut signifikan secara statistik, atau apakah perbedaan tersebut hanya disebabkan oleh variasi acak dalam sampel.

Analisis statistik berikutnya adalah *t-test* untuk mendapatkan determinansi rata-rata BPP Pembangkitan pada kelompok-kelompok Pembangkitan yang tidak berhubungan. *Test of equality of covariance matrices* adalah langkah penting dalam analisis multivariat untuk memastikan validitas hasil. Analisis ini untuk mengevaluasi apakah varians dan kovarians antar BPP Pembangkitan dalam Kelompok-kelompok Pembangkit berbeda cukup serupa untuk menganggap mereka berasal dari populasi Pembangkit dengan struktur varians-kovarians yang sama. *Multivariate analisis of variance* dipergunakan untuk menganalisis perbedaan rata-rata antara Kelompok-kelompok Pembangkit untuk variabel-variabel dependen BPP Pembangkitan secara bersamaan.

3.7 Uji Hipotesis

Proses pengambilan kesimpulan berdasarkan 49 alasan yang valid sehingga dapat memberikan jawaban atas hipotesis. Hipotesis yang diuji adalah:

H_1 : Terdapat perbedaan pada BPP Pembangkitan antarjenis/kelompok pembangkit listrik

Kriteria penerimaan hipotesis adalah jika nilai p dari uji signifikan ($p < 0,05$), hipotesis terdukung, artinya bahwa matriks kovarians tidak sama (*Levene's Test of Equality of Error Variances*), atau terdapat perbedaan pada BPP Pembangkitan antarjenis/kelompok pembangkit listrik

Analisis *multivariate* menjadi dasar pada penelitian ini dipertimbangkan pada aspek kompleksitas (multi variabel) di struktur BPP Pembangkit meliputi komponen BPP A, BPP B, BPP C dan BPP D dan juga kompleksitas di jenis atau kelompok pembangkit yaitu: PLTA, PLTP, PLTG, PLTGU, PLTP, dan PLTU. Sedangkan uji beda rata-rata secara analisis kurang memberikan kedalaman karena keterbatasan pengujian perbedaan di 2 variabel/indikator.

BAB V

SIMPULAN DAN SARAN

5.1. Simpulan Penelitian

Tujuan penelitian ini secara garis besar adalah untuk mendapatkan perbandingan atau diskriminansi BPP pada pembangkit-pembangkit PLN dan mengetahui jenis/kelompok pembangkitan yang memiliki tingkat diskriminansi biaya secara signifikansi. Berdasarkan pengujian data dan analisis, hasil pengujian dapat disimpulkan pencapaiannya terhadap tujuan penelitian:

1. BPP A cenderung tidak konsisten pada biaya-biaya sebagai komponen BPP A. Biaya-biaya sebagai berikut di BPP A menunjukkan penyimpangan yang besar di antara biaya-biayanya dari seluruh pembangkit, yaitu: biaya penyusutan aset tetap, biaya penyusutan aset tetap sewa, dan beban pinjaman. Biaya-biaya tersebut merupakan biaya yang pembebanannya jangka panjang dan bersifat tetap. Penyimpangan disebabkan oleh kecenderungan utilisasi PLTGU, PLTG dan PLTA kurang optimal.
2. BPP D cenderung konsisten dalam biaya-biaya yang ada pada BPP D. Biaya-biaya sebagai berikut di BPP D menunjukkan penyimpangan yang relatif kecil di antara biaya-biayanya dari seluruh pembangkit, yaitu biaya campuran bahan bakar, kimia, dan pelumas. Jenis biaya ini sedikit sekali pada PLTA dan PLTP dikarenakan penggunaan bahan bakar yang cenderung tidak menggunakan campuran kimia. Sedangkan pada jenis/kelompok pembangkit lainnya penggunaan biaya ini frekuensi dan volumenya rendah dalam 1 (satu) siklus laporan keuangan.

Analisis diskriminan menunjukkan bahwa pemisahan Kelompok Pembangkit dapat dijelaskan dengan baik dalam hal satu dimensi yang mendasarinya. Dimensi tersebut kemungkinan besar adalah permasalahan pada Kelompok Pembangkit yang tidak efisien atau tidak ekonomis yang mempengaruhi besaran BPP Pembangkitan, yaitu:

3. Jenis pembangkit PLTGU dan PLTD merupakan pembangkit yang memberikan kontribusi BPP Pembangkitan maksimum:
 - a) PLTGU memberikan maksimum di BPP A dan BPP B.
 - b) PLTD memberikan maksimum di BPP C dan BPP D.

Sehingga perlu dilakukan pengendalian lebih efektif karena terdapat maksimum biaya operasional di kedua jenis/kelompok pembangkit tersebut.

4. Jenis pembangkit PLTA dan PLTP merupakan pembangkit yang memberikan kontribusi BPP Pembangkitan minimum:
 - a) PLTA memberikan minimum di BPP C dan BPP D.
 - b) PLTP memberikan maksimum di BPP B.

Biaya-biaya di PLTA dan PLTP relatif lebih efisien pada BPP B, BPP C, dan BPP D dibandingkan pembangkit-pembangkit lainnya. Sehingga perlu dilakukan pengendalian lebih efektif agar efisiensi biaya operasional yang diperoleh pembangkit tersebut dapat dipertahankan jangka pendek maupun jangka panjang.

Hasil analisis Manova, secara *intercept* menunjukkan secara signifikan lebih besar dari nol (0) yaitu 0.001 disimpulkan:

1. Ada perbedaan BPP Pembangkitan pada jenis/kelompok pembangkit, dan di masing-masing BPP Pembangkitan, yaitu:
 - a. Ada perbedaan BPP Pembangkit pada 6 (enam) kelompok pembangkit: PLTA, PLTD, PLTG, PLTGU, PLTP, dan PLTU dan
 - b. Ada perbedaan di masing-masing kelompok BPP Pembangkit yaitu BPP A, BPP B, BPP C, dan BPP D.
2. Uji multivariat mengarahkan penelitian ini bahwa BPP A, BPP B, BPP C dan BPP D memiliki dampak signifikan terhadap efisiensi biaya di kelompok pembangkit.

5.2. Keterbatasan Penelitian

Beberapa aspek pada penelitian ini yang cukup penting namun dikarenakan pengoperasian suatu pembangkit merupakan area yang cukup rumit bila memperhatikan demikian luasnya energi listrik yang harus didistribusikan, sehingga penelitian memiliki keterbatasan diantaranya adalah:

- (1) Pendalaman pada PLTGU pada BPP A dimana masih perlu didalami lebih lanjut penyebab pengoperasiannya relatif jauh di bawah faktor kapasitasnya (*capacity factor*).
- (2) PLTA sebagai pembangkit dengan memiliki rata-rata BPP relatif rendah masih perlu didalami lagi mengenai faktor-faktor apa saja dalam kontribusi BPP Pembangkitan secara besaran biaya keseluruhan adalah konsisten, guna menjaga keekonomisan keseluruhan BPP Pembangkitan dari seluruh jenis/kelompok pembangkit.
- (3) Pelaporan keuangan pembangkitan berupa Laporan Laba Rugi Pembangkitan lebih lanjut telah menginformasikan Pendapatan dan Biaya, namun pada sisi BPP B terutama informasi terhadap komponen biaya sewa pembangkit apakah bersifat tetap atau variabel perlu didalami lebih lanjut. Sedangkan pada BPP A komponen biaya penyusutan aset tetap sewa apakah nilai sisa aset tetap sewa telah diperhitungkan untuk mengurangi beban penyusutannya.

5.3. Saran Penelitian

Pemilihan jenis pembangkit ketenagalistrikan sebaiknya mendasarkan pada beberapa hal sebagai berikut:

1. Kemampuan efisiensi suatu jenis pembangkitan ketenagalistrikan dipilih dengan memperhatikan struktur biayanya. Pemilihan berdasarkan struktur biaya akan lebih baik bila memperhatikan aspek berupa mempertahankan operasional pembangkit (utilisasinya) pada tingkat yang paling optimum.

2. Keseimbangan dalam mengoperasikan berbagai jenis pembangkitan tenaga listrik dalam suatu sistem tenaga listrik merupakan hal yang patut menjadi perhatian agar dapat menghasilkan besaran BPP Pembangkitan yang paling rendah. Oleh karena itu, suatu jenis pembangkit yang tengah dioperasikan harus mampu memberikan *capacity factor* secara maksimal dikarenakan terdapat biaya-biaya jangka panjang yang bersifat tetap atau terikat, seperti penyusutan aset tetap, penyusutan aset tetap sewa, biaya pinjaman, biaya sewa pembangkit, dan biaya kepegawaian.

DAFTAR PUSTAKA

- Adusah-Poku, F., Dramani, J. B., & Adjei-Mantey, K. (2022). Determinants of electricity demand in Ghana: the role of power crises. *International Journal of Sustainable Energy*, 41(6), 699–712. <https://doi.org/10.1080/14786451.2021.1974440>
- Atkinson, A. A., Kaplan, R. S., Matsumura, E. M., & Young, S. M. (1995). Management accounting information for decision making an strategy execution. In *Multimedia Tools and Applications* (Vol. 14, Issue 2)
- Assagaf, A. (2010). Analisis Faktor-Faktor Yang Mempengaruhi Permintaan Tenaga Listrik Konsumen Rumah Tangga Sedang PT Perusahaan Listrik Negara (Persero). *DiE: Jurnal Ilmu Ekonomi Dan Manajemen*, 6(3). <https://doi.org/10.30996/die.v6i3.158>
- Bertel, E., & Pfaffenbarger, J. (1998). *Projected Costs of Generating Electricity 1998 Update*. 240
- Bierer, A., & Götze, U. (2012). Energy Cost Accounting: Conventional and Flow-oriented Approaches. *Journal of Competitiveness*, 4(2), 128–144. <https://doi.org/10.7441/joc.2012.02.09>
- Dynge, M. F., Halden, U., Klæboe, G., & Cali, U. (2022). LCOE-Based Pricing for DLT-Enabled Local Energy Trading Platforms. *Frontiers in Energy Research*, 10(July), 1–13. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2022.901009>
- EIA. (2010). Updated Capital Cost Estimates for Electricity Generation Plants. *US Energy Information Administrations, November*, 189. http://www.eia.gov/oiaf/beck_plantcosts/pdf/updatedplantcosts.pdf
- Emblemsvåg, J. (2003). Life-Cycle Costing: Using Activity-Based Costing and Monte Carlo Methods to Manage Future Costs and Risks. In *John Wiley & Sons, Inc*
- Emblemsvåg, J. (2020). On the levelised cost of energy of windfarms. *International Journal of Sustainable Energy*, 39(7), 700–718. <https://doi.org/10.1080/14786451.2020.1753742>

- Field, A. (2017). Discovering Statistic Using IBM SPSS Statistic 5th. *Dk*, 53(9), 1689–1699
- Hadizadeh, R., Shojaie, A. A., Shojaie, A., & Shahabi, A. (2017). Strategies for energy pricing to modify energy consumption using reward process functions. *Energy and Policy Research*, 4(1), 65–70. <https://doi.org/10.1080/23815639.2017.1310637>
- Iyke, B. N. (2024). Climate change, energy security risk, and clean energy investment. *Energy Economics*, 129(December 2023), 107225. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2023.107225>
- Jeremiah, M., Kabeyi, B., & Olanrewaju, O. A. (2023). ScienceDirect The levelized cost of energy and modifications for use in electricity generation planning. *Energy Reports*, 9(February), 495–534. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2023.06.036>
- Kabeyi, M. J. B., & Olanrewaju, O. A. (2023). The levelized cost of energy and modifications for use in electricity generation planning. *Energy Reports*, 9(February), 495–534. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2023.06.036>
- Kadang, J. M., & Windarta, J. (2021). Optimasi Sosial-Ekonomi pada Pemanfaatan PLTS PV untuk Energi Berkelanjutan di Indonesia. *Jurnal Energi Baru Dan Terbarukan*, 2(2), 74–83. <https://doi.org/10.14710/jebt.2021.11113>
- Kinney, M. R., & Raiborn, C. A. (2012). ===== 20-2-2012 *Cost Accounting Foundations and Evolutions.pdf*.
- Mielcarz, P., Osiichuk, D., & Behr, A. (2018). The influence of capital expenditures on working capital management in the corporate sector of an emerging economy: the role of financing constraints. *Economic Research-Ekonomska Istrazivanja*, 31(1), 946–966. <https://doi.org/10.1080/1331677X.2018.1436450>
- Missimer, T. M., Choon Ng, K., Thuw, K., & Wakil Shahzad, M. (2016). Geothermal electricity generation and desalination: an integrated process design to conserve latent heat with operational improvements. *Desalination and Water Treatment*, 57(48–49), 23110–23118. <https://doi.org/10.1080/19443994.2016.1144693>
- Moore, M. C. (2015). An Energy Strategy for Canada. *The School of Public Policy Publications (SPPP)*, 8. https://www.proquest.com/scholarly-journals/energy-strategy-canada/docview/2200340305/se-2%0Ahttps://resolver.ebscohost.com/openurl?ctx_ver=Z39.88-2004&ctx_enc=info:ofi/enc:UTF-8&rft_id=info:sid/ProQ%3Asoecijournals&rft_val_fmt=info:ofi/fmt:kev:mtx:journ

- NETUŠIL, D. (2020). Corporate Strategy of Electric Utility in the Context of Energy Transition. *Is.Muni.Cz*.
- Pagnini, L., Bracco, S., Delfino, F., & de-Simón-Martín, M. (2024). Levelized cost of electricity in renewable energy communities: Uncertainty propagation analysis. *Applied Energy*, 366(April). <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.123278>
- Pituch, K. A., & Stevens, J. P. (2015). Applied Multivariate Statistics for the Social Sciences: Analyses with SAS and IBM's SPSS, Sixth Edition. In *Applied Multivariate Statistics for the Social Sciences: Analyses with SAS and IBM's SPSS, Sixth Edition*. <https://doi.org/10.4324/9781315814919>
- Periasamy, P. (2010). A Textbook of Financial Cost and Management Accounting. In *Health Care Management Review* (Vol. 7, Issue 2).
- Samad, A., Keuangan, M., Bisnis dan Keuangan Nitro, I., & Fajar, U. (2023). Analisis Biaya Produksi Listrik Per Kilo Watt Hour Pada Pltu Barru. *Jurnal Business Technology and Science*, 1, 1–9. <https://ojs.nitromks.ac.id/index.php/jurnal-bugis>
- Standard, S. A. (2023). *Electric Utilities & Power Generators Sustainability Accounting Standard*.
- Steffen, B. (2020). Estimating the cost of capital for renewable energy projects. *Energy Economics*, 88. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2020.104783>
- Takano, H., Yoshida, N., Asano, H., Hagishima, A., & Tuyen, N. D. (2021). Calculation method for electricity price and rebate level in demand response programs. *Applied Sciences* (Switzerland), 11(15). <https://doi.org/10.3390/app11156871>
- White, L., & Noble, B. (2012). Strategic environmental assessment in the electricity sector: An application to electricity supply planning, Saskatchewan, Canada. *Impact Assessment and Project Appraisal*, 30(4), 284–295. <https://doi.org/10.1080/14615517.2012.746836>
- Wijaya, Agus Sugiyono, P. T. (2018). Dampak Kebijakan Biaya Pokok Penyediaan Pembangkitan Listrik Terhadap Pengembangan Pembangkit Listrik Berbasis Energi Terbarukan. *PROSIDING Seminar Nasional Peran Geografi Dalam Pengelolaan Potensi Sumberdaya Lokal – Universitas Syiah Kuala, March*.
- Wright, D. (2022). Levelized Cost of Electricity. *Solarnomics*, 73–78. <https://doi.org/10.4324/9781003262435-8>