



TESIS - BM185407

**PENENTUAN PRIORITAS PROGRAM RKAP DENGAN
PENERAPAN METODE *VARIANCE ANALYSIS* PADA
PENGENDALIAN BIAYA POKOK PENYEDIAAN (BPP)
(STUDI KASUS : PLTU FTP-1 DAN PLTGU JAWA)**

**DANANG MUSTIKA WIDYA
09211850015025**

**Dosen Pembimbing:
Dr. Ir. Bambang Syairudin, MT**

**Departemen Manajemen Teknologi
Fakultas Desain Kreatif dan Bisnis Digital
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
2020**

LEMBAR PENGESAHAN

Tesis disusun untuk memenuhi salah satu syarat memperoleh gelar
Magister Manajemen Teknologi (M.MT)

di

Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh:

Danang Mustika Widya

NRP: 09211850015025

Tanggal Ujian: 26 Juni 2020

Periode Wisuda: September 2020

Disetujui oleh:

Pembimbing:

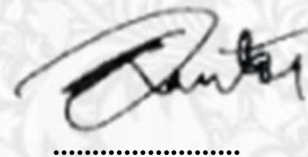


1. **Dr. Ir. Bambang Syairudin, M.T.**
NIP: 196310081990021001

Penguji:



1. **Dr. Ir. Bustanul Arifin Noer, M.Sc.**
NIP: 195904301989031001



2. **Dr. Ir. Eko Budi Santoso, Lic.rer.reg.**
NIP: 196107261989031004



**Kepala Departemen Manajemen Teknologi
Fakultas Desain Kreatif dan Bisnis Digital**

Prof. Ir. I Nyoman Puiawan, M.Eng, Ph.D, CSCP
NIP: 19691231199412107

Halaman Sengaja Dikосongkan

**Penentuan Prioritas Program RKAP Dengan Penerapan Metode
Variance Analysis Pada Pengendalian Biaya Pokok Penyediaan
(BPP)
(Studi Kasus : PLTU FTP-1 dan PLTGU Jawa)**

Nama mahasiswa : Danang Mustika Widya
NRP : 09211850015025
Pembimbing : Dr. Ir. Bambang Syairudin, MT

ABSTRAK

PT. PLN (Persero) merupakan Badan Usaha Milik Negara yang bertugas untuk mengelola bidang ketenagalistrikan untuk memenuhi kebutuhan masyarakat dalam menyediakan energi listrik di Indonesia. Listrik merupakan komoditas yang menguasai hajat hidup orang banyak, sehingga tarif dasar listrik (TDL) ke masyarakat ditetapkan oleh pemerintah. Di lain pihak, Biaya Pokok Penyediaan (BPP) tenaga listrik PT PLN yang merupakan biaya produksi energi listrik yang diproduksi sendiri menjadi tanggung jawab PT PLN. Pencapaian laba PT PLN sangat ditentukan dengan bagaimana BPP dikelola dan dikendalikan. Sampai dengan bulan Maret 2018, target BPP pembangkit PT PLN Eks-UPJB yang dikelola oleh PT PJB tidak tercapai dengan deviasi kenaikan sebesar 27,47 Rp/kWh.

Kenaikan BPP tidak dapat segera diketahui faktor penyebab dan penyelesaiannya karena di lingkungan PT PJB belum memiliki metode analisis yang bisa menjelaskan faktor penyebab dan proporsinya terhadap deviasi tersebut secara komprehensif. Oleh karena itu, dilakukan penelitian dengan menggunakan metode *Variance Analysis* dalam proses pemilihannya. Penelitian ini diawali dengan melakukan studi literatur, pengumpulan data primer yang nantinya dijadikan acuan dalam menentukan biaya standar dan jenis variance analysis yang digunakan untuk mengetahui deviasi setiap komponen BPP dengan realisasi biaya.

Hasil dari penelitian ini adalah penerapan metode *Variance Analysis* dan pembahasan action plan dengan *Focus Group Discussion* (FGD) pada pengendalian Biaya Pokok Penyediaan (BPP) berhasil memberi prioritas Rencana Kerja dan Anggaran Perusahaan (RKAP) untuk program kehandalan yaitu perbaikan rotor turbin PLTU Pacitan dan pengadaan strategic spare PLTU Paiton 9. Sedangkan prioritas untuk program efisiensi yaitu pengadaan reverse osmosis plant PLTU Pacitan dan optimasi overhaul PLTU Paiton 9.

(Kata Kunci : Biaya Standar, Pengendalian Biaya, Variance Analysis, BPP)

Halaman Sengaja Dikosongkan

**Determination of RKAP Program Priority by Applying Variance
Analysis Method in Controlling Electricity Main Supply Cost
(BPP)
(Case Study: CFPP FTP-1 and CCPP Java)**

Nama mahasiswa : Danang Mustika Widya
NRP : 09211850015025
Pembimbing : Dr. Ir. Bambang Syairudin, MT

ABSTRACT

PT. PLN (Persero) is a State-Owned company managing the electricity sector to meet the needs of the community in providing electricity in Indonesia. Electricity is a commodity that effects the lives of many people, so the basic electricity tariff (TDL) to the community is determined by the government. On the other hand, PT PLN's electricity main supply cost (BPP), which is the cost of producing electricity, are the responsibility of PT PLN itself. The achievement of PT PLN's profits is largely determined by how the BPP is managed and controlled. As of March 2018, the BPP target of the PT PLN Ex-UPJB plant managed by PT PJB was not achieved with an increase in deviation of 27.47 Rp / kWh.

The root causes of and solutions to the increase in BPP could not be known immediately because PT PJB did not yet have an analytical method that could explain the causes and their proportions to the increasing deviation comprehensively. Therefore, this study is conducted using the Variance Analysis method in the selection process. This research begins with a literature study, primary data collection which will be used as a reference in determining the standard costs and the types of variance analysis used to determine the deviation of each BPP component with the cost realization.

The results of this study are the application of the Variance Analysis method and the discussion of action plans with a Focus Group Discussion (FGD) on controlling the BPP successfully giving priority to the Work and Budget Company Plan (RKAP) priorities for the reliability program are the repair of the Pacitan CFPP turbine rotor and the procurement of the Paiton 9 CFPP strategic spare parts. While the priorities for the efficiency program are the procurement of reverse osmosis plant of the Pacitan CFPP and the overhaul optimization of the Paiton 9 CFPP.

(Keywords : Standard Cost, Cost Control, Variance Analysis, BPP)

Halaman Sengaja Dikosongkan

KATA PENGANTAR

Rasa Syukur dan terima kasih kepada Allah SWT, Tuhan semesta alam. Berkat, rahmat dan karunia-Nya, yang telah memberikan kekuatan dan kemampuan bagi Penulis untuk dapat melewati masa studi dan menyelesaikan penelitian tesis, yang merupakan tahap akhir dari proses untuk memperoleh gelar Magister Manajemen Teknik di Institut Teknologi Sepuluh Nopember.

Selesainya tesis ini tidak terlepas dari bimbingan dan dukungan dari berbagai pihak. Oleh karena itu, pada kesempatan kali ini penulis ingin menyampaikan terima kasih kepada:

1. Allah SWT karena atas karunia-Nya penulis dapat melanjutkan pendidikan ke jenjang lebih tinggi.
2. Dr. Ir. Bambang Syairudin, M.T., selaku dosen pembimbing yang telah memberikan dukungan dan petunjuk hingga tesis ini selesai.
3. Seluruh Dosen MMT ITS yang telah memberikan ilmu dan segenap karyawan/karyawati yang telah membantu kegiatan perkuliahan.
4. Keluarga yang selalu memberikan dukungan, nasehat dan kasih sayang.
5. Rekan kerja kantor PT PJB Kantor Pusat, khususnya Divisi OSK-2 yang telah membantu dalam proses pengarahan kerangka pikir dalam penelitian ini.
6. Rekan-rekan Manajemen Industri MMT ITS Angkatan 2018, serta semua pihak yang telah membantu penulis dalam penyusunan proposal tesis ini yang tidak dapat disebutkan satu persatu.

Apabila terdapat kesalahan dan kekurangan, penulis memohon saran dan kritik dari pembaca sehingga menjadi masukan yang bermanfaat untuk penyempurnaan tesis ini. Semoga penelitian ini dapat memberikan manfaat bagi semua pihak.

Surabaya, Juli 2020

Penulis

Halaman Sengaja Dikosongkan

DAFTAR ISI

LEMBAR PENGESAHAN	i
ABSTRAK	iii
ABSTRACT	v
KATA PENGANTAR	vii
DAFTAR ISI	ix
DAFTAR GAMBAR	xiii
DAFTAR TABEL	xv
BAB 1 PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Rumusan Masalah	5
1.3 Tujuan Penelitian.....	5
1.4 Manfaat Penelitian.....	5
1.5 Ruang Lingkup Penelitian	6
1.6 Sistematika Penulisan.....	6
BAB 2 KAJIAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI.....	9
2.1 Model program pengembangan ketenagalistrikan PT PLN	9
2.2 Prinsip Kerja PLTU Batubara	10
2.3 Prinsip kerja PLTGU Gas.....	12
2.4 Komponen Biaya Pembangkit Tenaga Listrik	13
2.4.1 Komponen A (biaya pengembalian investasi).....	13
2.4.2 Komponen B (Biaya operasi dan pemeliharaan tetap)	14
2.4.3 Komponen C (biaya bahan bakar)	15
2.4.4 Komponen D (Biaya operasi dan pemeliharaan variabel).....	16
2.5 Variance analysis.....	16
2.5.1 Direct Material Variance	17
2.5.2 <i>Direct Labor Variance</i>	18
2.5.3 <i>Variable Overhead Variance</i>	19
2.5.4 <i>Fixed Overhead Variance</i>	20
2.5.5 Varians Effisiensi Variabel.....	20

2.6 Perbandingan <i>Variance Analysis</i> dengan Metode Pemilihan Keputusan Lainnya	21
2.6.1 Analytical Hierarchy Process (AHP)	21
2.6.2 Linear Programming	22
2.6.3 TOPSIS (Technique for Order of Preference by Similarity to Ideal Solution).....	22
2.6.4 Focus Group Discussion (FGD).....	23
2.7 Penelitian Sebelumnya.....	25
BAB 3 METODA PENELITIAN.....	29
3.1 Alur Penelitian	29
3.2 Latar Belakang	31
3.3 Perumusan Masalah	31
3.4 Tujuan Penelitian	31
3.5 Studi Literatur	32
3.6 Mengetahui Alternatif Pilihan	32
3.7 Pengelompokan komponen A, B, C, D dan pembuatan <i>breakdown</i> bulanan	32
3.8 Penentuan Jenis <i>Variance Analysis</i> yang sesuai.....	33
3.8.1 Biaya komponen A.....	34
3.8.2 Biaya komponen B&D	34
3.8.3 Realisasi penggunaan BBM	34
3.8.4 Penjualan tenaga listrik	34
3.8.5 Harga batubara	35
3.8.6 Harga gas.....	35
3.8.7 NPHR PLTU dan NPHR PLTGU.....	35
3.8.8 <i>Energy mix</i>	35
3.9 Tahapan Pengambilan Data	35
3.10 Pengolahan dan Analisis Data	36
3.11 Klarifikasi Hasil Pengolahan Data.....	36
3.12 Pembahasan <i>Action Plan</i>	36
3.13 Implementasi Program.....	38
3.14 Monitoring Realisasi BPP.....	38

3.15 Kesimpulan dan Saran.....	38
BAB 4 HASIL PENELITIAN DAN PEMBAHASAN	39
4.1 Penyajian Data.....	39
4.2 Pengolahan dan Analisa Data.....	41
4.2.1 Biaya Komponen A	41
4.2.2 Biaya ABOP	42
4.2.3 Penggunaan BBM.....	42
4.2.4 Penjualan Tenaga Listrik	44
4.2.5 Harga Batubara	45
4.2.6 Harga Gas	46
4.2.7 NPHR PLTU.....	46
4.2.8 NPHR PLTGU	47
4.2.9 <i>Energy Mix</i>	48
4.3 Klarifikasi Hasil Pengolahan Data	49
4.4 Pembahasan <i>Action Plan</i>	50
4.4.1 Penjualan Tenaga Listrik	51
4.4.2 NPHR PLTU.....	53
4.5 Monitoring Realisasi BPP	53
BAB 5 KESIMPULAN DAN SARAN	55
5.1 Kesimpulan.....	55
5.2 Saran.....	55
DAFTAR PUSTAKA	57
DAFTAR ISTILAH	59
LAMPIRAN.....	61

Halaman Sengaja Dikosongkan

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1 : Rencana Realisasi BPP 2018	3
Gambar 2.1 : Model Program Pengembangan Kelistrikan PLN.....	9
Gambar 2.2 : Komponen Utama PLTU Batubara (PT PLN Persero, 2008).....	11
Gambar 2.3 : Siklus kombinasi (PT PLN Persero, 2008)	12
Gambar 2.4 layout ruang FGD (Irwanto, 2006: 68).....	25
Gambar 3.1 : Diagram alur penelitian.....	30
Gambar 3.2 : Pemetaan jenis variance analysis yang sesuai.....	33
Gambar 4.1 Penjualan Tenaga Listrik PLTU Pacitan.....	52

Halaman Sengaja Dikосongkan

DAFTAR TABEL

Tabel 1.1 : Daftar Pembangkit PLN yang dikelola PT PJB.....	3
Tabel 1.2 : Kondisi sebelum dan kondisi yang diharapkan	4
Tabel 2.1 : Penelitian Sebelumnya.....	26
Tabel 3.1 : Struktur biaya pembangkit AMC.....	32
Tabel 3.2 : Kriteria Peserta FGD.....	37
Tabel 4.1 Laporan Keuangan sd April.....	39
Tabel 4.2 Parameter standart RKAP	40
Tabel 4.3 Rencana BPP sd April.....	40
Tabel 4.4 karifikasi perhitungan	49
Tabel 4.5 Prioritisasi Pembahasan <i>Action Plan</i>	50
Tabel 4.6 Variance penjualan tenaga listrik per Unit.....	51
Tabel 4.7 Variance NPHR PLTU per unit	53
Tabel 4.8 Realisasi BPP berdasarkan Variance Analysis	54

Halaman Sengaja Dikosongkan

BAB 1

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Performa suatu perusahaan salah satunya dapat dilihat dari kinerja keuangan dimana laba menjadi salah satu komponennya. Pada dunia usaha yang sangat berkembang saat ini, untuk mendapatkan keuntungan yang diinginkan diperlukan sebuah upaya untuk dapat mengendalikan biaya produksi. Upaya itu perlu dilakukan agar biaya produksi yang digunakan dapat seefisien mungkin, oleh karena itu biaya produksi harus direncanakan dan dikendalikan agar tidak terjadi pemborosan serta penyimpangan. Bustami (2015), mengatakan bahwa biaya yang termasuk dalam biaya produksi adalah biaya bahan baku, biaya tenaga kerja, dan biaya *overhead*. Ketiga unsur tersebut mempengaruhi sebuah proses produksi. Ketiga unsur tersebut jika salah satu dihilangkan, maka proses produksi itu tidak akan berjalan dengan baik karena semua itu saling berhubungan satu sama lain. Proses produksi dapat berjalan dengan baik apabila manajemen perusahaan mampu menerapkan metode yang tepat dan benar sesuai dengan fungsi masing-masing.

Pengendalian biaya produksi ini harus ada tolok ukur yang dijadikan sebagai bahan untuk mengukur dan mengevaluasi tingkat efisiensi biaya produksi. Membedakan biaya yang dapat dikendalikan dari biaya lainnya adalah penting sebagai bahan evaluasi. Salah satu yang dapat diterapkan dalam mengendalikan biaya produksi adalah dengan menetapkan biaya standar. Biaya standar merupakan biaya yang telah ditentukan sebelumnya untuk memproduksi satu unit atau sejumlah tertentu produk selama suatu periode tertentu. Penerapan biaya standar ini dapat dijadikan pedoman dalam pengeluaran biaya yang sesungguhnya.

Tujuan dari biaya standar ini adalah untuk mengendalikan biaya dengan cara membandingkan antara biaya standar dengan biaya realisasi. Hal ini dapat mendorong manajemen untuk menyusun biaya produksi standar, sehingga dapat mengetahui jumlah besarnya pengeluaran setiap periodenya.

PT. PLN (Persero) merupakan Badan Usaha Milik Negara yang bertugas untuk mengelola bidang ketenagalistrikan untuk memenuhi kebutuhan masyarakat dalam menyediakan energi listrik guna menggerakkan pembangunan di Indonesia. Perusahaan ini memproduksi listrik sendiri atau membeli listrik dari *Independent Power Producer* (IPP) kemudian menyalurkan ke masyarakat melalui jalur transmisi dan distribusi. Listrik merupakan komoditas yang menguasai hajat hidup orang banyak, sehingga tarif dasar listrik (TDL) ke masyarakat ditetapkan oleh pemerintah. Di lain pihak, biaya produksi atau biasa disebut Biaya Pokok Penyediaan (BPP) tenaga listrik PT PLN yang merupakan pembelian tenaga listrik dari *Independent Power Producer* (IPP) maupun biaya produksi energi listrik yang diproduksi sendiri melalui pembangkit milik PLN menjadi tanggung jawab PT PLN. Pencapaian laba PT PLN sangat ditentukan dengan bagaimana BPP dikelola dan dikendalikan.

Dalam melaksanakan proses bisnisnya PT PLN (Persero) menugaskan PT Pembangkitan Jawa Bali yang merupakan anak perusahaan PT. PLN (Persero) yang bergerak di bidang Pembangkit Tenaga Listrik untuk mengelola sekaligus memelihara sejumlah PLTU FTP-1 dan PLTGU untuk memenuhi kebutuhan listrik di sistem Jawa Bali. Pada periode sebelum tahun 2016, PT PLN (Persero) menunjuk Unit Pembangkitan Jawa Bali (PLN-UPJB) sebagai *Aset Manager* dan PT Pembangkitan Jawa Bali sebagai *Aset Operator*. Penugasan PT PJB sebagai *Aset Operator* tertuang dalam Perjanjian Supporting dan Performance Based dari masing-masing pembangkit.

Untuk meningkatkan kehandalan, efisiensi dan perbaikan pengelolaan aset PLTU FTP-1 dan PLTGU Jawa secara berkesinambungan, maka pada tanggal 28 Desember 2015 diterbitkan Surat Keputusan Direksi PT PLN (Persero) No. 0815/SDM.01.03/DIR/2015 perihal Penugasan sebagai *Aset Manager* dan *Aset Operator*, kemudian ditindaklanjuti dengan penanda tangan Perjanjian Induk antara PT PLN (Persero) dengan PT Pembangkitan Jawa Bali tentang Pengelolaan Aset Pembangkit PLTU dan PLTGU tanggal 7 Maret 2017. Kesepakatan pekerjaan secara detail dan terperinci tertuang dalam Perjanjian Pengelolaan Aset (*Aset Management Contract*) tanggal 8 Maret 2016 antara PT PLN (Persero) dengan PT Pembangkitan Jawa Bali. Perjanjian ini terbagi menjadi tiga regional yaitu PLN Regional Jawa

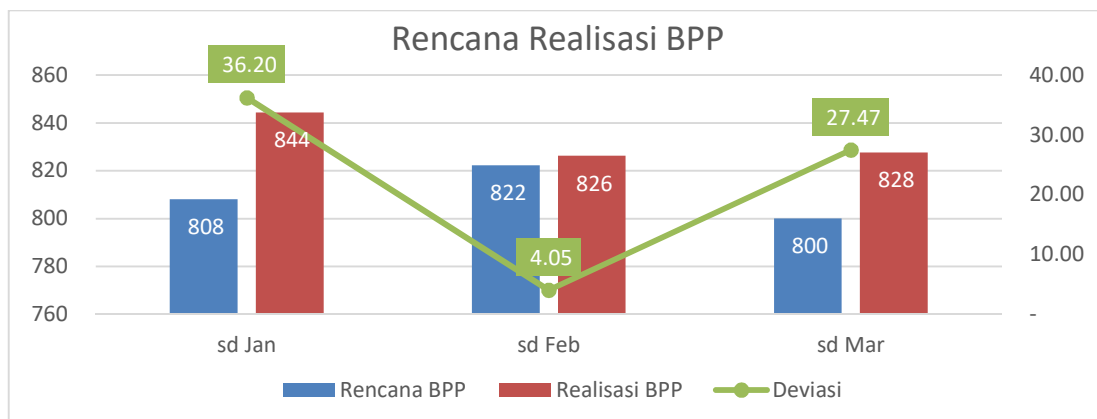
Bagian Barat, PLN Regional Jawa Bagian Tengah dan PLN Regional Jawa Bagian Timur dan Bali. Pembangkit yang dimaksud seperti tercantum pada table 1.1.

Tabel 1.1 : Daftar Pembangkit PLN yang dikelola PT PJB

No	Nama Pembangkit	Lokasi	Kapasitas Terpasang
1	PLTU Pacitan	Pacitan	2 x 315 MW
2	PLTU Paiton 9	Paiton Baru	1 x 660 MW
3	PLTU Rembang	Rembang	2 x 315 MW
4	PLTU Indramayu	Indramayu	3 x 330 MW
5	PLTU Tj Awar-Awar	Tuban	2 x 350 MW
6	PLTGU Muara Tawar Blok V	Muara Tawar	242 MW
7	PLTGU Muara Karang Blok II	Muara Karang	710 MW
Kapasitas Total			4.546 MW

Sumber : PT PLN (Persero), 2016

Sampai dengan bulan Maret 2018, target BPP pembangkit PT PLN Eks-UPJB yang dikelola oleh PT PJB tidak tercapai dengan deviasi kenaikan sebesar 27,47 Rp/kWh (Gambar 1.1). Berdasarkan perencanaan anggaran tahun 2018, deviasi kenaikan 1 Rp/kWh menggerus laba PLN sebesar 26,2 milyar rupiah sehingga potensi inefisiensi sebesar 719,7 milyar rupiah.



Gambar 1.1 : Rencana Realisasi BPP 2018

Kenaikan BPP tidak dapat segera diketahui faktor penyebab dan penyelesaiannya karena di lingkungan PT PJB belum memiliki metode analisis yang bisa menjelaskan faktor penyebab dan proporsinya terhadap deviasi tersebut secara komprehensif. Tanpa mengetahui faktor penyebab deviasi secara spesifik, pengendalian BPP dan prioritas program penurunan BPP untuk mencapai *Key Performance Indicator* (KPI) tidak dapat dilakukan secara efektif. KPI BPP mendapat bobot 13 dari total 100 poin pada KPI korporat PT PJB dan 7 dari 100 poin pada KPI korporat PT PLN.

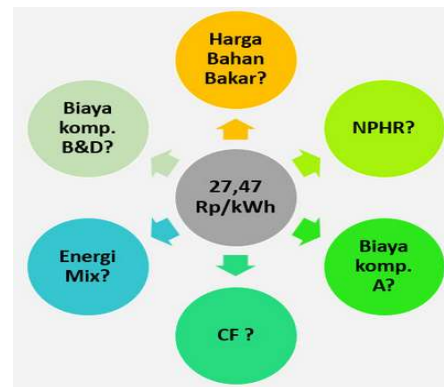
Kondisi Sebelum

BPP AMC sd Maret 2018

Latar Belakang	RP/kWh
Rencana BPP	800,13
Realisasi BPP	827,60
Deviasi	27,47

Belum ada metode analisa yang digunakan untuk menjelaskan penyebab factor deviasi

Kondisi yang diharapkan



Tabel 1.2 : Kondisi sebelum dan kondisi yang diharapkan

Milojevic (2015) mengatakan *Variance analysis* adalah alat yang sangat signifikan untuk manajemen agar dapat memahami kondisi perusahaan dan mengetahui tingkat penyimpangan, sehingga dapat diambil tindakan tertentu untuk tujuan koreksi dan peningkatan kinerja perusahaan. Penelitian tersebut dilakukan pada perusahaan manufaktur. Dengan kemiripan struktur biaya antara BPP pembangkit dengan biaya produksi industri manufaktur diharapkan faktor penyebab dan proporsi deviasi per komponen akan diketahui secara pasti sehingga BPP Pembangkit dapat dikendalikan dengan lebih baik.

1.2 Rumusan Masalah

Dari latar belakang yang telah dipaparkan diatas maka dirumuskan permasalahan-permasalahan sebagai berikut :

1. Bagaimana mengidentifikasi deviasi komponen Biaya Pokok Penyediaan (BPP) terhadap biaya standar yang telah ditetapkan?
2. Bagaimana memprioritaskan program (Rencana Kerja dan Anggaran Perusahaan) RKAP agar mendukung pencapaian target Biaya Pokok Penyediaan (BPP)?

1.3 Tujuan Penelitian

Tujuan dari penelitian ini adalah memberikan pendekatan metode pengendalian Biaya Pokok Penyediaan (BPP) dalam usaha memastikan pencapaian target Biaya Pokok Penyediaan (BPP).

Tujuan lebih spesifik dari penelitian ini adalah:

1. Melakukan identifikasi deviasi komponen Biaya Pokok Penyediaan (BPP) terhadap biaya standar yang telah ditetapkan.
2. Melakukan pendekatan pengambilan keputusan yang lebih baik dalam memprioritaskan program (Rencana Kerja dan Anggaran Perusahaan) RKAP agar mendukung pencapaian target Biaya Pokok Penyediaan (BPP).

1.4 Manfaat Penelitian

Manfaat penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Manfaat Praktis
Manfaat bagi perusahaan adalah memberikan informasi bagaimana menentukan prioritas program kerja untuk mendukung pencapaian target biaya pokok penyediaan (BPP)
2. Manfaat Teoritis

Dari sisi akademis, penelitian ini memberikan alternatif metode pengambilan keputusan berdasarkan data yang telah tersedia, tanpa memerlukan tambahan data. Sehingga pengambilan keputusan dapat dilakukan dengan lebih cepat.

1.5 Ruang Lingkup Penelitian

Ruang lingkup penelitian ditetapkan agar penelitian dapat fokus dalam mendapatkan solusi terbaik yang akan digunakan. Beberapa batasan masalah yang dipilih penulis adalah sebagai berikut:

1. Objek penelitian adalah BPP Pembangkit yang tercantum pada KPI korporat PT PJB khususnya BPP Pembangkit PT PLN eks-UPJB yang dikelola PT PJB melalui *Asset Management Contract*.
2. Mengacu pada beberapa sistem manajemen aset yang berlaku di PT PJB
3. Data penelitian menggunakan data rencana dan realisasi BPP tahun 2018 bulan Januari sampai dengan Desember.
4. Prioritisasi program RKAP berdasarkan struktur biaya yang dapat dikendalikan oleh PT PJB.

1.6 Sistematika Penulisan

Sistematika penulisan Tesis ini adalah sebagai berikut:

Bab 1 Pendahuluan - Bab ini menjelaskan perihal latar belakang, perumusan masalah, maksud dan tujuan penelitian, manfaat penelitian dan ruang lingkup penelitian dan sistematika penulisan Tesis ini.

Bab 2 Tinjauan Pustaka - Bab ini berisikan tinjauan pustaka yang menjadi referensi kajian Tesis ini. Secara rinci berdasarkan teori, model, metode yang digunakan dalam perencanaan struktur dan analisis permasalahan yang dihadapi serta sumber literatur yang digunakan berasal dari buku maupun jurnal-jurnal nasional/internasional.

Bab 3 Metode Penelitian - Bab ini berisikan metode atau pendekatan yang akan digunakan dalam menjawab permasalahan penelitian/studi untuk mencapai tujuan penelitian, serta tahapan penelitian secara rinci, singkat dan jelas. Uraian dapat meliputi parameter penelitian, model yang digunakan, rancangan penelitian, teknik / metode perolehan dan analisis data, langkah penelitian, serta teori penunjang pelaksanaan penelitian.

Bab 4 Pengumpulan dan Pengolahan Data – Bab ini menjelaskan mengenai identifikasi setiap elemen, pengolahan data kuesioner dengan matriks perbandingan berpasangan dan penentuan bobot, serta melakukan uji konsistensi untuk setiap elemen berikut pembahasannya.

Bab 5 Analisis dan Pembahasan – Bab ini menjelaskan mengenai analisis berdasarkan bobot kriteria dan sub-kriteria, melakukan analisis keputusan berdasarkan metode *Variance Analysis* dengan menggunakan software Microsoft Excel dan melakukan uji balik untuk memvalidasi hasil perhitungan varians tiap komponen BPP.

Bab 6 Kesimpulan dan Saran – Bab ini merupakan bab terakhir dari penulisan tesis ini, yang berisi mengenai kesimpulan yang diperoleh dari hasil penulisan dan saran untuk perbaikan penelitian selanjutnya.

Daftar Pustaka - Daftar pustaka merupakan daftar referensi dari semua jenis referensi seperti buku, jurnal papers, artikel, disertasi, tesis, *handouts*, dan karya ilmiah lainnya yang dikutip di dalam penulisan proposal tesis.


Halaman Sengaja Dikosongkan

BAB 2

KAJIAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI

2.1 Model program pengembangan ketenagalistrikan PT PLN

Setiap sarana infrastruktur ketenagalistrikan yang dibangun harus masuk kedalam Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) yang disetujui oleh pemerintah dan diketahui oleh menteri ESDM. Di dalam RUPTL PT PLN (Persero) (2013), dijelaskan proyek apa saja yang akan dibangun, kapan target penyelesaian, berapa besar kapasitasnya, dan dimana lokasinya. Dalam pelaksanaan pembangunannya ada beberapa model yang dilakukan oleh PLN.

 4 MODEL PROGRAM PENGEMBANGAN KELISTRIKAN PLN	
1. PROGRAM FTP-1	<ul style="list-style-type: none">• Program Pembangunan Pembangkit yang dilaksanakan berdasarkan PERPRES 71/2006 berikut perubahan-perubahannya (PERPRES 59/2009; 47/2011; 45/2014)• Ada 37 Lokasi Proyek Pembangkit yang tersebar di seluruh Wilayah Indonesia dengan total Kapasitas 9.975 MW.
2. PROGRAM FTP-2	<ul style="list-style-type: none">• Program Pembangunan Pembangkit yang dilaksanakan berdasarkan PERPRES 4/2010 dan PERMEN ESDM 15/2010 berikut perubahan-perubahannya (PERMEN ESDM 21/2013; 32/2014; 40/2014)• Total Kapasitas FTP-2 17.458 MW, termasuk pembangkit IPP 11.659 MW (58 lokasi), dan proyek pembangkit PLN 5.799 MW (16 lokasi proyek).
3. PROGRAM REGULAR	<ul style="list-style-type: none">• Program Pembangunan Pembangkit yang terdapat dalam RUPTL PLN namun tidak termasuk dalam Program FTP-1 dan FTP-2, antara lain proyek pembangkit yang didanai Loan/APLN (Proyek Loan), pembangkit skala kecil yang didanai APLN (Proyek Skala Kecil) dan proyek yang didanai APBN• Lokasi Proyek tersebar di seluruh Indonesia.
4. PROGRAM PEMBANGKIT 35 GW (Sebagian dari FTP-2)	<ul style="list-style-type: none">• Terdiri atas proyek PLN = 10GW dan proyek IPP = 25GW

Gambar 2.1 : Model Program Pengembangan Kelistrikan PLN

Yang pertama adalah model dengan penugasan pemerintah. Contoh misalnya program FTP 1 (*Fast Track Program – 1*), dimana dengan program FTP 1 ini pemerintah berdasarkan kepada PERPRES nomor 71 tahun 2006, itu memutuskan dan menetapkan serta menugaskan kepada PLN untuk membangun proyek pembangkitan di 37 lokasi yang tersebar di seluruh wilayah indonesia dengan total kapasitas 9.975 MW (dibulatkan menjadi 10.000 MW). Program ini di inialisasi pada tahun 2006 dan ditargetkan selesai seluruhnya pada tahun 2009. Namun dalam pelaksanaannya banyak mengalami kendala sehingga target penyelesaiannya mengalami keterlambatan. Berbagai kendala yang dihadapi antara lain: permasalahan engineering

(desain/drawing, commissioning), non-engineering (perijinan/rekomendasi, pengadaan/pembebasan lahan, impor barang, pendanaan) dan masalah konstruksi (material/equipment, lack of management, eskalasi).

Yang kedua adalah dengan melakukan program FTP 2, dicanangkan di awal tahun 2010. Pada awalnya terdapat 10.000 MW yang kemudian berkembang angkanya menjadi 17.948 MW. Berbeda dengan FTP 1 dimana seluruhnya adalah proyek pembangkitan unit PLN yang dibangun oleh PLN, FTP 2 sebagian diantaranya adalah pembangunan pembangkit jaringan yang akan dibangun oleh swasta, PLN akan membangun sebesar 5.799 MW untuk 16 lokasi proyek dan pihak swasta IPP sebesar 12.169 MW di 58 lokasi proyek. FTP 2 terdiri atas pembangkit yang menggunakan energi terbarukan (38%) yakni panas bumi dan tenaga air. Selain itu, pembangkit yang menggunakan batubara dengan teknologi yang lebih efisien dan gas (62%). Proyek FTP 2 dicanangkan oleh Pemerintah sebagai upaya untuk mempercepat diversifikasi energi untuk pembangkit tenaga listrik ke non-BBM, mengoptimalkan pemanfaatan potensi panas bumi dan tenaga air serta sekaligus memenuhi kebutuhan tenaga listrik yang terus meningkat.

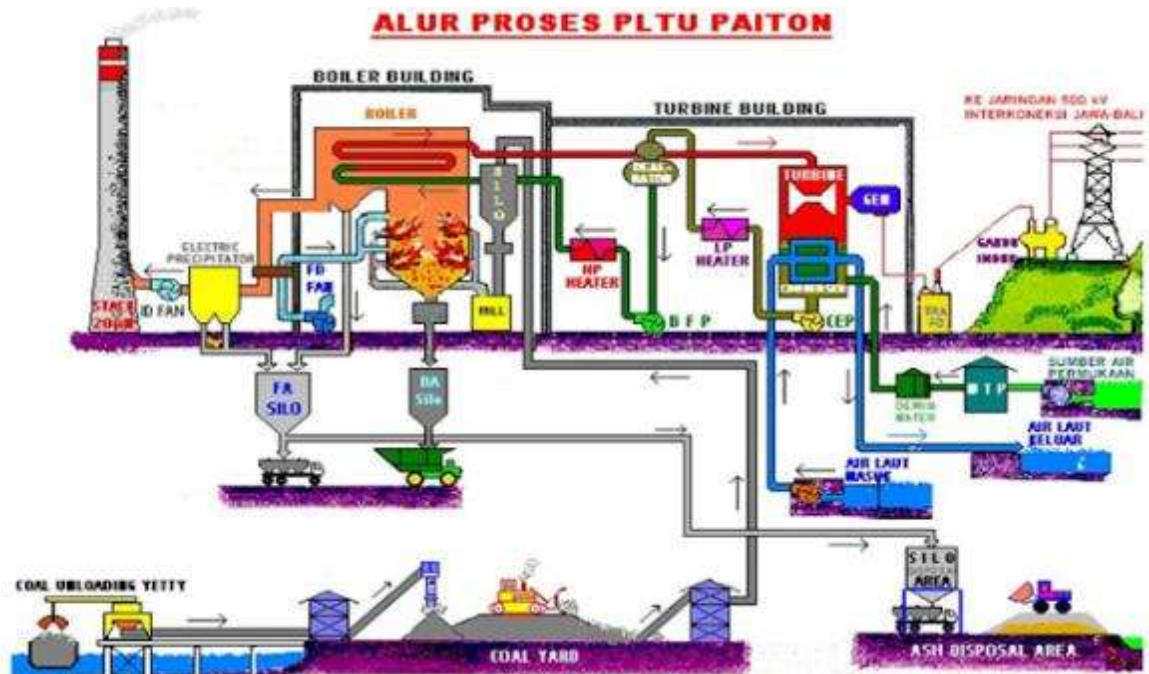
Yang ketiga adalah program pembangunan reguler. Yaitu program yang tidak termasuk dalam FTP 1 maupun FTP 2 tetapi ada didalam RUPTL. Program reguler merupakan proyek dengan pendanaan *Loan* dan juga dari APBN.

Kemudian yang terakhir adalah program pembangkit 35.000 MW, dimana didalam program pembangkit 35.000 MW. RUPTL untuk tahun 2015 sampai dengan tahun 2024 menyatakan untuk membangun pembangkit lebih dari 70.000 MW, maka dari tahun 2015 sampai 2019 disiapkan 35.000 MW disamping 7.000 MW yang akan selesai di tahun 2015 sampai 2019 yang berasal dari program FTP 1 maupun program-program reguler. Di dalam proyek 35.000 MW ini, PLN akan membangun 10.000 MW, dan IPP 25.000 MW.

2.2 Prinsip Kerja PLTU Batubara

Pada pembangkit listrik batu bara (PLTU Batubara) batu bara selanjutnya disingkat BB, digunakan sebagai material bahan bakar. Dari tambang, ukuran BB yang

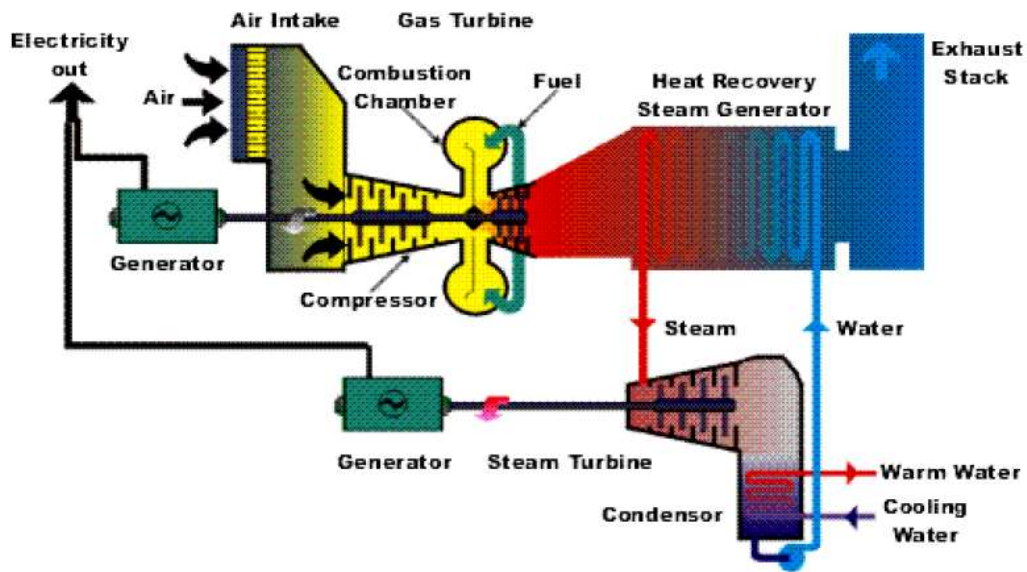
dikirimkan dapat berupa bongkahan-bongkahan besar atau sedang. Batubara dikirimkan menggunakan kapal tongkang atau vessel menuju coal unloader jetty PLTU.



Gambar 2.2 : Komponen Utama PLTU Batubara (PT PLN Persero, 2008)

Setelah mengalami beberapa kali tahap penggerusan, serbuk batubara dialirkan menuju ke *silo/bunker* sebagai penampung sementara dan selanjutnya dialirkan ke dalam ruang bakar di *boiler* dimana terjadi proses perpindahan panas dari radiasi panas pembakaran ke permipaan air di *boiler* sehingga terbentuklah uap kering panas lanjutan sebagai hasil. Uap kering lanjutan (*saturated steam*) produksi *boiler* ini lah yang digunakan untuk memutar sudu sudu turbin yang tersambung dengan *rotor generator* sehingga pada akhirnya energi listrik terbangkitkan

2.3 Prinsip kerja PLTGU Gas



Gambar 2.3 : Siklus kombinasi (PT PLN Persero, 2008)

Di dalam sistem turbin gas gas panas hasil pembakaran bahan bakar dialirkan untuk memutar turbin gas sehingga menghasilkan energi mekanik yang digunakan untuk memutar generator. Gas buang dari turbin gas yang masih mengandung energi panas tinggi dialirkan ke HRSG untuk memanaskan air sehingga dihasilkan uap. Setelah panasnya diserap, gas buang di buang ke atmosfer dengan temperatur yang jauh lebih rendah.

Uap dari HRSG dengan tekanan dan temperatur tertentu diarahkan untuk memutar turbin uap yang dikopel dengan generator sehingga dihasilkan energi listrik. Uap bekas keluar turbin uap didinginkan didalam kondensor sehingga menjadi air kembali. Air kondensat ini dipompakan sebagai air pengisi HRSG untuk dipanaskan lagi agar berubah menjadi uap dan demikian seterusnya.

2.4 Komponen Biaya Pembangkit Tenaga Listrik

Komponen biaya pembangkitan dinyatakan dalam satuan (Rp/kwh) terdiri dari komponen A (biaya pengembalian investasi), komponen B (biaya operasi dan pemeliharaan tetap), komponen C (biaya bahan bakar) dan komponen D (biaya operasi dan pemeliharaan variable)

Komponen A dan B nilainya tetap walaupun produksi energi listrik pembangkit tersebut berubah-ubah. Kedua komponen ini yang menentukan besarnya biaya kapasitas terpasang pada tarif tenaga listrik. Sedangkan komponen B dan D nilainya bergantung pada besarnya produksi listrik yang dihasilkan. Kedua komponen ini menentukan besarnya biaya variabel pada tarif dasar listrik. Berikutnya akan dijabarkan perhitungan dari masing-masing komponen tersebut :

2.4.1 Komponen A (biaya pengembalian investasi)

Komponen biaya ini nilainya tetap tidak tergantung pada energi listrik yang diproduksi, melainkan tergantung pada modal kapital awal pembangkit tersebut dan tingkat pengembaliannya. Komponen biaya ini terdiri dari biaya penyusutan, biaya bunga atau pendanaan sebelum pajak. Penghitungannya adalah dengan membagi jumlah biaya pembelian investasi selama masa pembelian energi listrik dengan jumlah energi listrik yang dihasilkan selama masa itu.

Pembangkit listrik mengalami penyusutan (*depreciation*) sesuai umurnya sehingga biaya penyusutan setiap tahun merupakan biaya yang dibukukan pada laporan keuangan. Akibatnya modal awal dapat dikembalikan setelah umur pembangkit habis. Tetapi penentuan masa depresiasi fasilitas pembangkit tersebut tergantung dari kebijakan perusahaan mengenai pengembalian biaya investasi. Hal ini berkaitan dengan nilai dan jangka waktu pengembalian pinjaman.

Komponen ini umumnya terdiri dari biaya konstruksi pembangkit listrik. seperti pekerjaan sipil, biaya pembelian turbin, generator, dan lain-lain. Rumus pembebanan komponen A untuk pembelian biaya investasi adalah sebagai berikut:

$$A = (DMN \times H_{kap} \times EAF_{realisasi})$$

Dimana:

- DMN : Daya Mampu Netto dalam kW hasil pengujian atau kesepakatan
- H_{kap} : Harga pengembalian atas biaya modal dan bunga dalam Rp/kW bulan.
- $EAF_{realisasi}$: Kesiapan aktual unit atau pusat pembangkit yang tata cara pengukurannya diatur dalam Prosedur Tetap Deklarasi Ketidaksiapan Pembangkit, sebagai bagian dari prosedur operasi .

2.4.2 Komponen B (Biaya operasi dan pemeliharaan tetap)

Biaya ini adalah biaya untuk operasi dan pemeliharaan pembangkit yang nilainya tidak tergantung pada energi listrik yang diproduksi. Biaya-biaya tersebut ada yang merupakan biaya tetap, biaya variable atau mengandung komponen biaya tetap dan variable. Jenis biaya yang masuk komponen B adalah biaya pemeliharaan, gaji pegawai/karyawan, biaya manajemen, dan administrasi.

Rumus pembebanan komponen B untuk pembelian biaya tetap operasi dan pemeliharaan adalah sebagai berikut:

$$B = (DMN \times H_{fix} \times EAF_{realisasi})$$

Dimana:

- DMN : Daya Mampu Netto dalam kW hasil pengujian atau kesepakatan
- H_{fix} : harga pengembalian biaya tetap operasi dan pemeliharaan dalam Rp/kWh bulan

EAFrealisasi : Kesiapan aktual unit atau pusat pembangkit yang tata cara pengukurannya diatur dalam Prosedur Tetap Deklarasi Ketidaksiapan Pembangkit, sebagai bagian dari prosedur operasi

2.4.3 Komponen C (biaya bahan bakar)

Bahan bakar merupakan sumber energi utama untuk memproduksi enekrgi listrik. Jenis bahan bakar menentukan jenis pembangkit yang dipilih untuk memproduksi listrik. Besarnya komponen C tergantung pada besarnya energi listrik yang diproduksi, dimana besarnya energi listrik tergantung pada Capacity Factor (CF) dan daya mampu neto (DMN) pembangkit.

Rumus pembebanan komponen C untuk biaya bahan bakar adalah sebagai berikut:

$$C = Total kWh \times \frac{SHR_w}{HHV} \times H.BB Tertimbang$$

$$SHR_w = \frac{\sum_{i=1}^n (SHR_i \times MW_i)}{\sum_{i=1}^n MW_i}$$

$$H.BB Tertimbang = \frac{\sum_{i=1}^n (V ki \times H ki)}{\sum_{i=1}^n V ki}$$

Dimana:

Total kWh : berdasarkan meter transaksi utama (MU) bulanan.

SHR_w : Heat Rate rata-rata tertimbang aktual (hasil uji/ kesepakatan awal untuk satu periode dalam satuan kCal/kWh)

HHV : High Heating Value dari bahan bakar yang digunakan, dalam satuan kCal/kg.

H.BB Tertimbang : Harga bahan bakar tertimbang dalam Rp

SHR_i : Heat Rate pada beban MW_i

V_{ki} : Volume bahan bakar pada kontrak ke-i

H_{ki} : Harga bahan bakar pada kontrak ke-i

2.4.4 Komponen D (Biaya operasi dan pemeliharaan variabel)

Biaya ini adalah biaya operasi dan pemeliharaan pembangkit yang tergantung pada energi listrik yang diproduksi. Jenis biaya yang masuk komponen D adalah biaya untuk pelumas dan kimia.

Rumus pembebanan komponen D untuk biaya variabel operasi dan pemeliharaan adalah sebagai berikut:

$$D = Total\ kWh \times H_{var}$$

Dimana:

Total kWh : berdasarkan meter transaksi utama (MU) bulanan.

H_{var} : harga pengembalian biaya variabel operasi dan pemeliharaan dalam satuan Rp/kW

2.5 Variance analysis

Variance analysis adalah metode yang digunakan untuk mengukur dan mengontrol deviasi atas realisasi operasi terhadap rencana (Milojevic, 2015). Secara sederhana Cost variance analysis adalah proses yang sistematis dengan membandingkan biaya yang direncanakan dengan biaya aktual, menganalisis perbedaan, dan menjelaskan penyimpangan yang signifikan (Hilton, 2014)

Dalam buku Managerial Accounting (Hilton, 2014), dijelaskan berbagai macam jenis variance analysis. Beberapa jenis yang dapat dipilih untuk menganalisa

struktur BPP Pembangkit karena persamaan sifat adalah *fixed over head variance*, *direct material variance*, dan *sales mix variance*.

Efisiensi merupakan suatu penilaian terhadap keberhasilan perusahaan dalam mencapai tujuan yang ditetapkan dengan jumlah output yang diperoleh lebih besar dibandingkan jumlah input yang dikeluarkan. Efisiensi BPP pembangkit dinilai dengan membandingkan antara biaya realisasi dengan biaya yang dianggarkan. Apabila biaya realisasi lebih tinggi daripada yang dianggarkan maka terjadi selisih merugikan (*unfavourable*), sedangkan apabila biaya realisasi lebih rendah dari yang dianggarkan maka terjadi selisih menguntungkan (*favourable*).

2.5.1 Direct Material Variance

Digunakan untuk menganalisis deviasi pada biaya penggunaan material langsung dan termasuk dalam *variable cost*. Dalam hal struktur BPP Pembangkit, biaya penggunaan material tersebut identik dengan biaya bahan bakar yang digunakan untuk menghasilkan tenaga listrik.

Direct material variance dibentuk dari fungsi perkalian antara harga, volume material dan jumlah pembelian. Oleh karena itu *direct material variance* terdiri dari dua macam *variance* yaitu *direct-material price variance*, *direct-material quantity variance* dan *Direct-material purchase price variance*.

a. Direct-material price variance

Digunakan untuk menjelaskan deviasi biaya penggunaan material yang disebabkan oleh perbedaan harga material. Secara rumusan dapat dijabarkan sebagai berikut.

$$\begin{aligned} \text{Direct - material price variance} &= (AQ \times AP) - (AQ \times SP) \\ &= AQ(AP - SP) \end{aligned}$$

Dimana : SP = *Standart Price* AP = *Actual Price*

AQ = *Actual Quantity*

b. *Direct-material quantity variance*

Digunakan untuk menjelaskan deviasi biaya penggunaan material yang disebabkan oleh perbedaan volume material. Secara rumusan dapat dijabarkan sebagai berikut.

$$\begin{aligned} \text{Direct – material quantity variance} &= (AQ \times SP) - (SQ \times SP) \\ &= SP(AQ - SQ) \end{aligned}$$

Dimana : SQ = *Standart Quantity*

c. *Direct-material purchase price variance*

Digunakan untuk menjelaskan penyimpangan antara aktual dan standar harga bahan langsung berasal dari fungsi pengadaan perusahaan, bukan dari fungsi produksi. Bagian pengadaan mempunyai tanggung jawab untuk memperoleh bahan yang dibutuhkan dalam proses produksi. Harga bahan langsung standar mewakili harga di mana fungsi pengadaan diharapkan dapat membelinya.

$$\begin{aligned} \text{Direct – material purchase price variance} &= (PQ \times AP) - (PQ \times SP) \\ &= PQ(AP - SP) \end{aligned}$$

Dimana : PQ = *Quantity Purchased*

2.5.2 *Direct Labor Variance*

Direct Labor Variance digunakan untuk menganalisis deviasi biaya tenaga kerja langsung yang masuk ke dalam *variable cost*. *Direct Labor Variance* dibentuk dari fungsi perkalian antara jam bekerja dan biaya tenaga kerja.

a. *Direct-Labor Rate Variance*

Mirip dengan proses yang digunakan untuk material, *Direct-Labor Rate Variance* menghitung penyimpangan antara *direct-labor cost* aktual dengan yang direncanakan yang disebabkan oleh *direct-labor rate*.

$$\text{Direct – labor rate variance} = (AH \times AR) - (AH \times SR) = AH(AR - SR)$$

Dimana : AH = *Actual Hours* AR = *Actual Rate per Hour*

SR = *Standard Rate per Hour*

b. *Direct-Labor Efficiency Variance*

$$\begin{aligned} \text{Direct – labor efficiency variance} &= (AH \times SR) - (SH \times SR) \\ &= SR(AH - SH) \end{aligned}$$

Dimana : SH = *Standard Hour Allowed*

2.5.3 Variable Overhead Variance

Variable overhaed variance adalah variance analysis yang digunakan untuk menganalisa deviasi biaya variabel overhead rencana dan realisasi. *Variable overhead variance* terdiri dari dua macam yaitu *Variable-Overhead Spending Variance* dan *Variable-Overhead Efficiency Variance*.

a. *Variable-Overhead Spending Variance*

$$\begin{aligned} \text{Variable – overhead spending variance} &= (AQ \times AVR) - (AQ \times SVR) \\ &= AQ(AVR - SVR) \end{aligned}$$

Dimana: AQ = *Actual Quantity* AVR = *Actual variable overhead rate*

SVR = *Standard variable overhead rate*

b. *Variable-Overhead Efficiency Variance*

$$\begin{aligned} \text{Variable – overhead efficiency variance} \\ &= (AQ \times SVR) - (SQ \times SVR) = SVR(AQ - SQ) \end{aligned}$$

2.5.4 Fixed Overhead Variance

Fixed overhead variance adalah variance analysis yang digunakan untuk menganalisa deviasi dari biaya *fix overhead* rencana dan realisasi. Dalam hal struktur BPP Pembangkit, biaya *overhead* tersebut identik dengan biaya komponen tetap yaitu komponen A dan B.

Fix over head variance terdiri atas dua macam yaitu *fixed overhead budget variance* dan *fixed overhead volume variance*.

a. *Fixed overhead budget variance*

Digunakan untuk menjelaskan deviasi nilai *fix overhead* dengan realisasi. Dapat dirumuskan sebagai berikut :

$$\text{Fix OH Budget Variance} = \text{Actual Fix OH} - \text{Budgeted Fix OH}$$

b. *Fixed overhead volume variance*

Digunakan untuk menjelaskan deviasi dari *fixed overhead* karena perubahan volume barang yang diproduksi. Dapat dirumuskan sebagai berikut:

$$\text{Fix OH Volume Variance} = \text{Budgeted Fix OH} - \text{Applied Fix OH}$$

$$\text{Applied Fix OH} = \text{Predetermined Fixed OH} \times \text{Standard allowed activity level}$$

2.5.5 Varians Efisiensi Variabel

Varians Efisiensi Variabel adalah varians biaya overhead pabrik variabel dengan membandingkan overhead pabrik variabel menggunakan aktivitas aktual dengan overhead pabrik dengan aktivitas standar (Bustami, 2015). Varians ini mencerminkan pemakaian yang efisien dan tidak efisien untuk dijadikan dasar oleh perusahaan dalam membebankan biaya overhead. Untuk pembangkit dalam skema AMC ada dua kategori sesuai bahan bakar yaitu Batubara dan Gas, sementara untuk pembangkit eksisting ada 5 kategori yaitu Batubara, Gas, HSD, MFO, dan air.

Varians Efisiensi Variabel

$$= (\text{aktivitas aktual} - \text{aktivitas standar}) \times \text{tarif variabel}$$

2.6 Perbandingan *Variance Analysis* dengan Metode Pemilihan Keputusan Lainnya

Dapat kita ketahui bahwa banyak sekali metode pengambilan keputusan yang dapat digunakan untuk menentukan suatu pilihan. Akan tetapi, mengapa *Variance Analysis* dipilih menjadi metode dalam menganalisa realisasi BPP dan memprioritaskan program (Rencana Kerja dan Anggaran Perusahaan) RKAP agar mendukung pencapaian target Biaya Pokok Penyediaan (BPP).

2.6.1 Analytical Hierarchy Process (AHP)

Adapun kelebihan penelitian dengan menggunakan pendekatan Analytical Hierarchy Process berdasarkan penelitian yang berjudul Analisa Keputusan Proyek Investasi Pemasangan Booster Kompresor sebagai Upaya mempertahankan Produksi Gas Bumi Lapangan Offshore L-Parigi di PT. PEP dengan Metode AHP dan TOPSIS (Raheditya dkk, 2014) adalah metode ini dapat :

- a. Memberikan suatu model tunggal yang mudah dimengerti dan luwes untuk ragam persoalan yang tidak terstruktur (kesatuan).
- b. Memadukan rancangan deduktif dan rancangan berdasarkan sistem dalam memecahkan persoalan kompleks (kompleksitas).
- c. Menangani ketergantungan elemen-elemen dalam suatu sistem dan tidak memaksakan pemikiran linier (saling ketergantungan).
- d. Mencerminkan kecenderungan alami pikiran untuk memilah-milah elemen-elemen suatu sistem dalam setiap tingkat (penyusunan hierarki).
- e. Memberikan suatu skala untuk mengukur hal-hal dan memberikan suatu metode untuk menetapkan suatu prioritas (pengukuran).

- f. Melacak konsistensi logis dari pertimbangan-pertimbangan yang digunakan dalam menetapkan berbagai prioritas (konsistensi).
- g. Menuntun ke suatu sistem taksiran menyeluruh tentang kebaikan suatu alternatif (sintesis).
- h. Mempertimbangkan prioritas-prioritas relative dari berbagai factor sistem dan memungkinkan orang memilih alternatif terbaik berdasarkan tujuan-tujuan mereka.

2.6.2 Linear Programming

Metode Pemrograman linier pertama kali ditemukan oleh ahli statistika Amerika Serikat yang bernama Prof. George Dantzig (Father of the Linear Programming). Pemrograman Linier disingkat PL merupakan metode matematika dalam mengalokasikan sumber daya yang terbatas untuk mencapai suatu tujuan seperti memaksimalkan keuntungan dan meminimumkan biaya. PL banyak diterapkan dalam masalah ekonomi, industri, militer, sosial dan lain-lain. PL berkaitan dengan penjelasan suatu kasus dalam dunia nyata sebagai suatu model matematik yang terdiri dari sebuah fungsi tujuan linier dengan beberapa kendala linier.

Secara lebih formal, pemrograman linier adalah teknik untuk optimalisasi fungsi tujuan linier, yang memiliki persamaan linier dan batasan ketidaksetaraan linier.

2.6.3 TOPSIS (Technique for Order of Preference by Similarity to Ideal Solution)

TOPSIS adalah salah satu metode pengambilan keputusan multikriteria yang pertama kali diperkenalkan oleh Yoon dan Hwang pada tahun 1981. Metode ini merupakan salah satu metode yang banyak digunakan untuk menyelesaikan pengambilan keputusan secara praktis. TOPSIS memiliki konsep dimana alternatif yang terpilih merupakan alternatif terbaik yang memiliki jarak terpendek dari solusi

ideal positif dan jarak terjauh dari solusi ideal negatif. Semakin banyaknya faktor yang harus dipertimbangkan dalam proses pengambilan keputusan, maka semakin relatif sulit juga untuk mengambil keputusan terhadap suatu permasalahan. Apalagi jika upaya pengambilan keputusan dari suatu permasalahan tertentu, selain mempertimbangkan berbagai faktor/kriteria yang beragam, juga melibatkan beberapa orang pengambil keputusan. Permasalahan yang demikian dikenal dengan permasalahan multiple criteria decision making (MCDM). Dengan kata lain, MCDM juga dapat disebut sebagai suatu pengambilan keputusan untuk memilih alternatif terbaik dari sejumlah alternatif berdasarkan beberapa kriteria tertentu. Metode TOPSIS digunakan sebagai suatu upaya untuk menyelesaikan permasalahan multiple criteria decision making. Hal ini disebabkan konsepnya sederhana dan mudah dipahami, komputasinya efisien dan memiliki kemampuan untuk mengukur kinerja relatif dari alternatif-alternatif keputusan.

2.6.4 Focus Group Discussion (FGD)

Focus group discussion yang lebih terkenal dengan singkatannya FGD merupakan salah satu metode riset kualitatif yang paling terkenal selain teknik wawancara. FGD adalah diskusi terfokus dari suatu group untuk membahas suatu masalah tertentu, dalam suasana informal dan santai. Jumlah pesertanya bervariasi antara 8-12 orang, dilaksanakan dengan panduan seorang moderator.

FGD secara sederhana dapat didefinisikan sebagai suatu diskusi yang dilakukan secara sistematis dan terarah mengenai suatu isu atau masalah tertentu. Irwanto (2006: 1-2) mendefinisikan FGD adalah suatu proses pengumpulan data dan informasi yang sistematis mengenai suatu permasalahan tertentu yang sangat spesifik melalui diskusi kelompok.

Sesuai namanya, pengertian Focus Group Discussion mengandung tiga kata kunci:

- a. Diskusi (bukan wawancara atau obrolan)
- b. Kelompok (bukan individual)
- c. Terfokus/Terarah (bukan bebas)

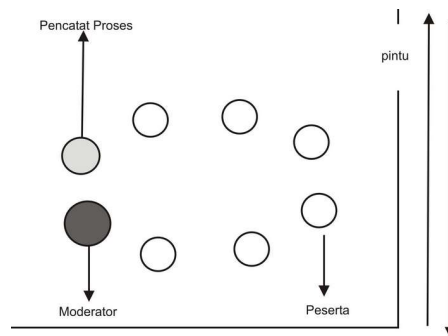
Dalam pelaksanaan FGD dilakukan dengan cara berdiskusi dengan para nara sumber di suatu tempat dan dibantu dengan seseorang yang memfasilitator pembahasan mengenai suatu masalah dalam diskusi tersebut. Orang tersebut disebut dengan moderator. Permasalahan yang dibahas dalam FGD sangat spesifik karena untuk memenuhi tujuan yang sudah jelas. Oleh karena itu, pertanyaan yang disusun dan diajukan kepada para peserta FGD jelas dan spesifik. Banyak orang berpendapat bahwa FGD dilakukan untuk menyelesaikan masalah. Artinya, diskusi yang dilakukan ditujukan untuk mencapai suatu kesepakatan tertentu mengenai suatu permasalahan yang dihadapi oleh para peserta. Lewat FGD, peneliti bisa mengetahui alasan, motivasi, argumentasi atau dasar dari pendapat seseorang atau kelompok. Hasil dari FGD tidak bisa dijadikan patokan dalam mengambil kesimpulan dari hasil penelitian, sehingga harus ditambahkan dengan data pendukung lain atau melakukan survei lanjutan.

Tim FGD pada umumnya terdiri dari:

- a. Moderator, yaitu fasilitator diskusi yang terlatih dan memahami masalah yang dibahas serta tujuan penelitian yang hendak dicapai (ketrampilan substantif), serta terampil mengelola diskusi (ketrampilan proses).
- b. Asisten Moderator/co-fasilitator, yaitu orang yang intensif mengamati jalannya FGD, dan ia membantu moderator mengenai: waktu, fokus diskusi (apakah tetap terarah atau keluar jalur), apakah masih ada pertanyaan penelitian yang belum terjawab, apakah ada peserta FGD yang terlalu pasif sehingga belum memperoleh kesempatan berpendapat.
- c. Pencatat Proses/Notulen, yaitu orang bertugas mencatat inti permasalahan yang didiskusikan serta dinamika kelompoknya. Umumnya dibantu dengan alat pencatatan berupa satu unit komputer atau laptop yang lebih fleksibel.
- d. Penghubung Peserta, yaitu orang yang mengenal, menghubungi, dan memastikan partisipasi peserta. Biasanya disebut mitra kerja lokal di daerah penelitian.
- e. Penyedia Logistik, yaitu orang-orang yang membantu kelancaran FGD berkaitan dengan penyediaan transportasi, kebutuhan rehat, konsumsi,

akomodasi, insentif (bisa uang atau barang/cinderamata), alat dokumentasi, dll.

- f. Dokumentasi, yaitu orang yang mendokumentasikan kegiatan dan dokumen FGD: memotret, merekam (audio/video), dan menjamin berjalannya alat-alat dokumentasi, terutama perekam selama dan sesudah FGD berlangsung.
- g. Lain-lain jika diperlukan (tentatif), misalnya petugas antar-jemput, konsumsi, bloker (penjaga “keamanan” FGD, dari gangguan, dsb)



Gambar 2.4 : Layout ruang FGD (Irwanto, 2006: 68)

2.7 Penelitian Sebelumnya

Penelitian ini dilakukan tidak terlepas dari hasil penelitian-penelitian terdahulu yang pernah dilakukan sebagai bahan perbandingan dan kajian. Beberapa penelitian telah dilakukan dalam proses pemilihan keputusan suatu sistem, jasa, jumlah produksi ataupun teknologi dalam menyelesaikan permasalahan.

Tabel 2.1 : Penelitian Sebelumnya

No	Peneliti	Judul	Penerbit & Tahun	Permasalahan	Objek Pengamatan	Metode	Hasil
1	Marko Milojević, Lidija Barjaktarović, Zlatomir Milošev	Variance Analysis In Manufacturing Companies	Finiz, 2015	Diperlukan pemahaman yang lebih baik tentang proses pembuatan dan efek dari berbagai faktor pada hasil akhir dan biaya produk	Sebuah Perusahaan Manufaktur	variance analysis	Variance analysis berhasil menunjukkan departemen perusahaan yang perlu dijaga, serta di mana mereka harus memfokuskan tindakan.
2	Yuni Aprilia, Moch. Dzulkrirom AR	Analisis Biaya Standar Sebagai Alat Pengendalian Biaya Produksi	Jurnal Administrasi Bisnis (JAB), 2018	Tingginya permintaan jenis rokok Cakra Kretek Emas berdampak pada tingginya biaya produksi yang meliputi biaya bahan baku langsung, biaya tenaga kerja langsung, dan biaya overhead pabrik	PT. Cakra Guna Cipta Malang	variance analysis	Diperoleh variance biaya bahan baku (tidak menguntungkan), biaya tenaga kerja langsung (menguntungkan), dan biaya overhead pabrik (tidak menguntungkan)

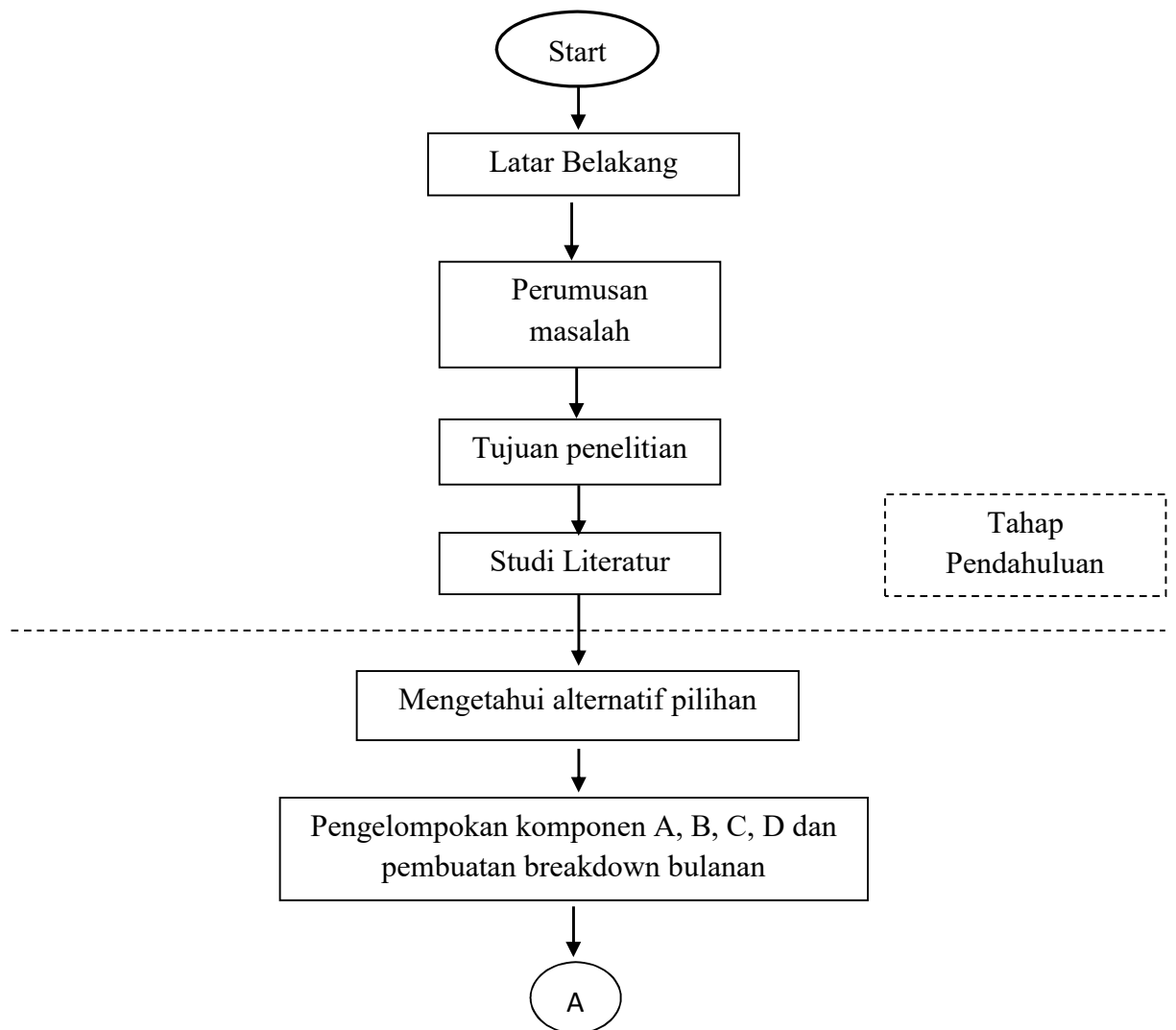
3	Anindyta Diwayanti, R.Rustam Hidayat, Dwiatmanto	Analisis Varians Biaya Overhead Dalam Efisiensi Harga Pokok Produksi	Jurnal Administrasi Bisnis (JAB), 2013	PT Japfa Comfeed Indonesia Tbk belum mempunyai penentuan tarif biaya overhead pabrik standar dalam perhitungan harga pokok produksi	PT. Japfa Comfeed Indonesia Tbk Unit Sidoarjo	variance analysis	Setelah diadakan analisis lebih lanjut dalam upaya efisiensi harga pokok produksi menggunakan analisis varians terhadap yang terjadi, hasilnya sebesar Rp 11.649.173.038 (<i>unfavourable</i>)
4	Diah Aulia Iswanty, Suhadak, Achmad Husaini	Analisis Biaya Standar Sebagai Alat Pengendalian Biaya Produksi	Jurnal Administrasi Bisnis (JAB), 2014	Tingginya permintaan produk paving ini berdampak pada tingginya biaya produksi yang meliputi biaya bahan baku, biaya tenaga kerja dan biaya overhead pabrik, namun perusahaan tidak melakukan analisis terhadap biaya-biaya tersebut	PT. Malang Indah Genteng Rajawali	variance analysis	Selisih bahan baku standar mengalami <i>unfavorable</i> , pada perhitungan terhadap tenaga kerja langsung mengalami <i>unfavorable</i> dan selisih efisiensi tenaga kerja langsung mengalami <i>favorable</i> . Perhitungan pada biaya overhead pabrik mengalami <i>unfavorable</i> dan selisih volume mengalami <i>unfavorable</i>

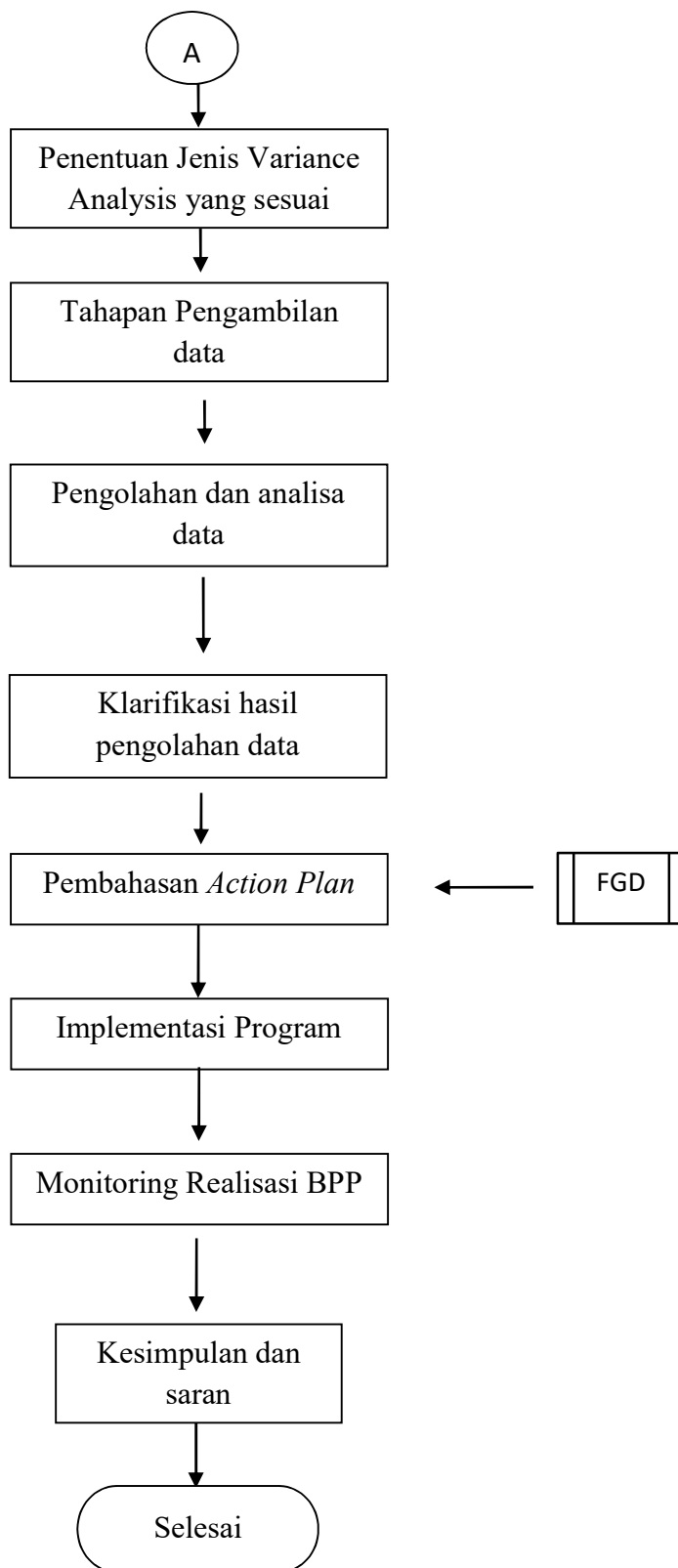
5	Nesya Nandini Maulida Widitya, Kertahadi Zahroh Z.A	Analisis Biaya Standar Dalam Rangka Meningkatkan Efisiensi Biaya Produksi	Jurnal Administrasi Bisnis (JAB), 2015	Produksi yang dipakai PT Karya Niaga Bersama adalah produksi massa atau secara banyak. Produksi massa membutuhkan suatu standar untuk pengawasan agar menghasilkan output yang optimal dan juga menghindari terjadi penyimpangan diperusahaan	PT Karya Niaga Bersama Malang	variance analysis	Perhitungan varians secara keseluruhan menghasilkan angka yang tidak menguntungkan (unfavorable) yaitu sebesar Rp 58.960.422.511 Berdasarkan hasil analisis varians yang dilakukan pada PT Karya Niaga Bersama, menunjukkan bahwa perusahaan tersebut belum cukup baik dalam mengendalikan biaya produksi rokok, sehingga biaya produksi yang dikeluarkan belum efisien
---	---	---	--	---	-------------------------------	-------------------	--

BAB 3 METODA PENELITIAN

Pada bab ini diuraikan desain, metode atau pendekatan yang akan digunakan dalam menjawab permasalahan penelitian/studi untuk mencapai tujuan penelitian, serta tahapan penelitian secara rinci, singkat dan jelas. Metodologi penelitian ini sebagai landasan supaya proses penelitian berjalan lebih sistematis, terstruktur dan terarah. Metodologi penelitian merupakan tahapan-tahapan proses penelitian atau urutan langkah-langkah yang harus dilakukan oleh peneliti dalam melakukan penelitian.

3.1 Alur Penelitian





Gambar 3.1 : Diagram alur penelitian

Penjelasan tahapan metodologi adalah sebagai berikut:

3.2 Latar Belakang

Latar belakang penelitian ini yaitu kenaikan BPP yang tidak dapat segera diketahui faktor penyebab dan penyelesaiannya karena di lingkungan PT PJB belum memiliki metode analisis yang bisa menjelaskan faktor penyebab dan proporsinya terhadap deviasi tersebut secara komprehensif. Tanpa mengetahui faktor penyebab deviasi secara spesifik, pengendalian BPP dan prioritas program penurunan BPP untuk mencapai Key Performance Indicator (KPI) tidak dapat dilakukan secara efektif

3.3 Perumusan Masalah

Pada Tahap ini dilakukan pengenalan terhadap permasalahan yang dihadapi yang kemudian disusun dalam formulasi kalimat dengan bahasa yang lebih mudah dipahami. Dalam penelitian ini, permasalahan yang akan dibahas adalah bagaimana mengidentifikasi deviasi komponen Biaya Pokok Penyediaan (BPP) terhadap biaya standar yang telah ditetapkan dan memberikan rekomendasi prioritas program dalam RKAP agar mendukung pencapaian target Biaya Pokok Penyediaan (BPP).

3.4 Tujuan Penelitian

Tujuan dari penelitian ini adalah melakukan identifikasi deviasi komponen Biaya Pokok Penyediaan (BPP) terhadap biaya standar yang telah ditetapkan dan melakukan pendekatan pengambilan keputusan yang lebih baik dalam memprioritaskan program (Rencana Kerja dan Anggaran Perusahaan) RKAP agar mendukung pencapaian target Biaya Pokok Penyediaan (BPP).

3.5 Studi Literatur

Studi Literatur dilakukan dengan mengumpulkan berbagai informasi yang relevan yang dapat digunakan, baik berupa konsep teori, metode, maupun penelitian-penelitian yang terdahulu yang dapat permasalahan tidak tercapainya target Biaya Pokok Penyediaan (BPP). Hasil studi literatur ini dapat berasal dari buku teks maupun laporan penelitian berupa jurnal yang dapat digunakan sebagai referensi penelitian.

3.6 Mengetahui Alternatif Pilihan

Pada tahap ini dilakukan pemilihan metode pemilihan keputusan yang sesuai dengan permasalahan yang dihadapi.

3.7 Pengelompokan komponen A, B, C, D dan pembuatan *breakdown* bulanan

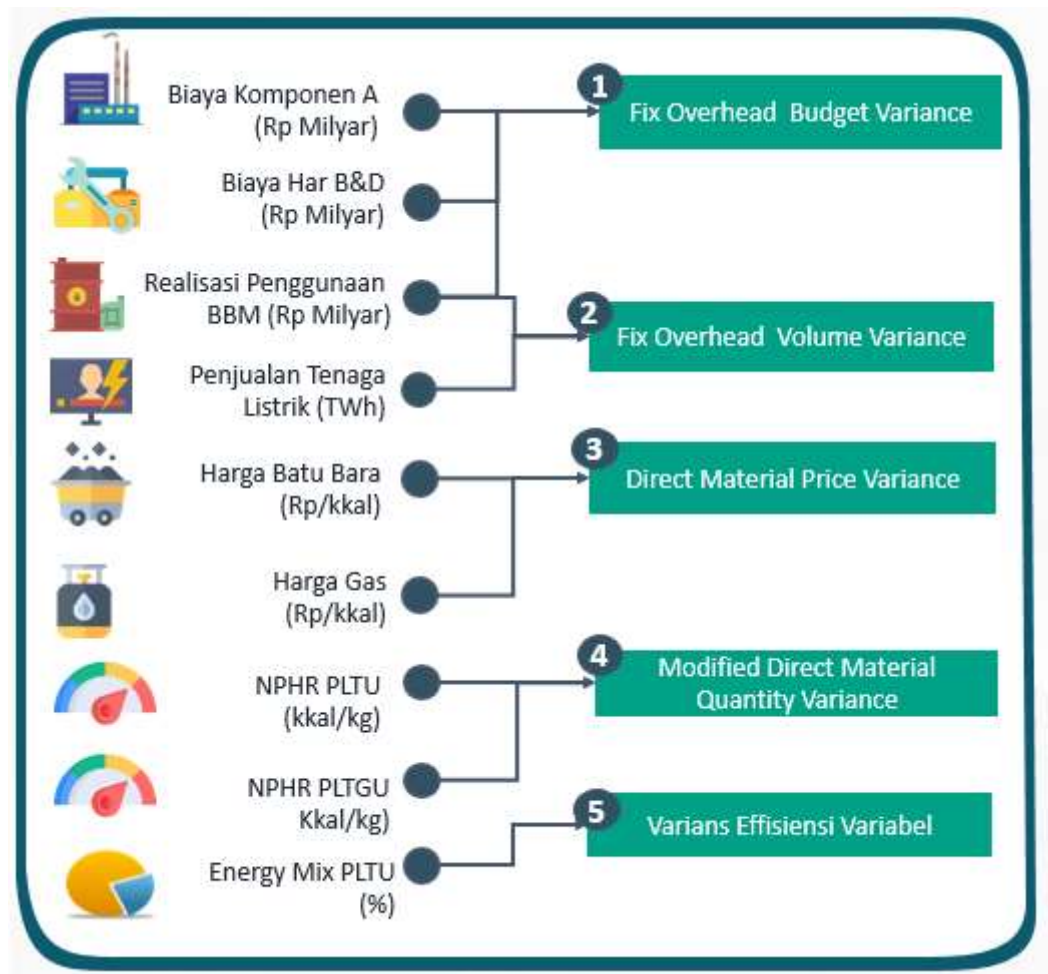
Data Biaya Pokok Penyediaan (BPP) kemudian disusun sesuai struktur biaya pembangkit AMC sebagaimana ditampilkan dalam tabel dan didetailkan dalam periode bulanan, sehingga dapat dibandingkan antara nilai rencana dan nilai realisasi.

Tabel 3.1 : Struktur biaya pembangkit AMC

Jenis	Komponen BPP	Struktur Biaya Pembangkit AMC
Biaya Tetap	A	Biaya komponen A (Rp Milyar)
	B & D	Biaya Annual Budgeting Operation Plan (Pembangkit AMC) (Rp Milyar)
Biaya Variabel	C	Penggunaan BBM (Rp Milyar)
		Harga Batubara (Rp/kkal)
		Harga Gas (Rp/kkal)
		NPHR PLTU (kkal/kg)
		NPHR PLTGU (kkal/kg)
		<i>Energy Mix</i> (%)
Produksi	A,B,C & D	Penjualan tenaga listrik (TWh)

3.8 Penentuan Jenis Variance Analysis yang sesuai

Proses pengembangan pengendalian Biaya Pokok Penyediaan (BPP) Berbasis Metode *Variance Analysis* didahului dengan menentukan struktur biaya pembangkit AMC dan alternatif jenis *Variance Analysis* yang digunakan pada masing-masing struktur biaya. Penentuan tersebut berdasarkan karakteristik, skema bisnis dan data base yang tersedia.



Gambar 3.2 : Pemetaan jenis variance analysis yang sesuai

Penjelasan penentuan jenis variance pada setiap struktur biaya adalah sebagai berikut:

3.8.1 Biaya komponen A

Komponen A nilainya tetap tidak tergantung pada energi listrik yang diproduksi, melainkan tergantung pada modal kapital awal pembangkit tersebut dan tingkat pengembaliannya sehingga termasuk ke dalam Biaya tetap dan dianalisa menggunakan *Fix overhead budget variance*.

3.8.2 Biaya komponen B&D

Biaya komponen B&D dalam pembangkit yang diteliti masuk ke dalam penetapan ABOP (*Annual Budget and Operation Plan*) terdiri dari biaya SDM, biaya operasi, biaya pemeliharaan dan biaya pendukung energi primer pembangkit dimana nilainya tidak tergantung pada energi listrik yang diproduksi sehingga termasuk ke dalam Biaya tetap dan dianalisa menggunakan *Fix overhead budget variance*.

3.8.3 Realisasi penggunaan BBM

Penggunaan BBM pada pembangkit yang diteliti diperuntukan sebagai bahan bakar alat berat dan start up pembangkit, dimana nilainya tidak tergantung pada energi listrik yang diproduksi sehingga termasuk ke dalam Biaya tetap dan dianalisa menggunakan *Fix overhead budget variance*.

3.8.4 Penjualan tenaga listrik

Nilai BPP (Rp/Kwh) didapat dari nilai total biaya A,B,C dan D dibagi dengan penjualan tenaga listrik yang mencerminkan volume produksi dan berdampak pada nilai Rp/Kwh komponen A,B,C dan D sehingga dianalisa menggunakan *Fix overhead volume variance*.

3.8.5 Harga batubara

Batubara merupakan material utama yang akan dikonversi menjadi energi listrik. Untuk menjelaskan deviasi biaya penggunaan material yang disebabkan oleh perbedaan harga material dianalisa menggunakan *Direct material price variance*.

3.8.6 Harga gas

Gas merupakan material utama selain batubara yang akan dikonversi menjadi energi listrik. Untuk menjelaskan deviasi biaya penggunaan material yang disebabkan oleh perbedaan harga material dianalisa menggunakan *Direct material price variance*.

3.8.7 NPHR PLTU dan NPHR PLTGU

NPHR (*nett plant heat rate*) merupakan salah satu indeks kinerja pembangkit termal. Semakin rendah nilai NPHR, semakin tinggi efisiensi suatu pembangkit. NPHR dinyatakan dalam satuan kkal/Kwh. Dari persamaan, nilai komponen C dipengaruhi oleh hasil kali antara Harga Batubara dan NPHR. Berdasarkan persamaan tersebut, NPHR dapat dianalogikan sebagai jumlah material sehingga dianalisa menggunakan *Direct material quantity variance*

3.8.8 Energy mix

Untuk Perusahaan yang menjual beberapa tipe produk dalam hal ini pembangkit yang diteliti ada dua kategori yaitu PLTU dan PLTGU, perubahan proporsi PLTU terhadap PLTGU dalam proporsi *material mix* akan menghasilkan Varians Efisiensi Variabel.

3.9 Tahapan Pengambilan Data

Metode pengumpulan data yang digunakan menggunakan data sekunder yang terdiri dari :

1. Dokumen RKAP beserta asumsinya yang berasal dari Divisi Anggaran.
2. Dokumen Laporan Keuangan yang berasal dari Divisi Akutansi.
3. Dokumen Laporan Pengusahaan yang berasal dari Divisi ROP-2
4. Dokumen penetapan ABOP dan investasi dari PT PLN
5. Dokumen laporan kinerja pembangkit yang berasal dari Divisi ROP-2
6. Dokumen pareto loss output yang berasal dari Divisi ROP-2

3.10 Pengolahan dan Analisis Data

Setelah dilakukan pemetaan dan penyesuaian terhadap karakteristik BPP pembangkit AMC, dilakukan rincian target bulanan BPP sesuai dengan target KPI tahunan perusahaan dengan berkoordinasi dengan Divisi Pembina terkait besaran besaran yang digunakan. Koordinasi ini dibutuhkan untuk menyepakati perbedaan data dalam maupun penyesuaian atas RKAP yang sudah disahkan oleh pemegang saham.

Variance Pencapaian kinerja BPP diukur dievaluasi dan dihitung dengan membandingkan *variance* yang telah di buat bulanan dengan realisasi struktur biaya yang terdapat dalam laporan keuangan. Masing – masing struktur biaya dianalisa berdasarkan jenis *variance analysis* yang ditentukan sebelumnya

3.11 Klarifikasi Hasil Pengolahan Data

Tahap selanjutnya adalah melakukan klarifikasi hasil pengolahan data dengan menjumlahkan deviasi dari semua struktur biaya pembangkit AMC dibandingkan dengan deviasi total BPP. Klarifikasi dinyatakan valid jika nilainya 0. Dengan klarifikasi ini dapat diketahui hasil analisa benar-benar terbaik dalam mengatasi permasalahan yang ada.

3.12 Pembahasan *Action Plan*

Hasil analisa *variance* diambil yang memiliki deviasi negatif (*unfavorable*) dari yang paling besar untuk dibahas dalam suatu forum dengan format FGD

(*Focussed Group Discussion*) dengan dukungan data sekunder sehingga dapat disepakati program apa yang akan dilaksanakan agar masalah tersebut dapat diatasi pada periode saat ini dan di masa mendatang.

FGD (*Focussed Group Discussion*) diikuti oleh peserta dengan kriteria sesuai Tabel 3.2.

Tabel 3.2 : Kriteria Peserta FGD

No	Divisi	Tugas dan Tanggung Jawab	Jumlah Orang
1	Divisi Anggaran	<ul style="list-style-type: none"> Memastikan tersusunnya Rencana Kerja dan Anggaran Perusahaan (RKAP) dan rencana strategis perusahaan dengan memperhitungkan asumsi yang sesuai dan disertai kajian kelayakan, analisa sensitivitas dan manajemen risiko. Merekomendasikan penentuan prioritas dari sejumlah pilihan investasi 	<ul style="list-style-type: none"> Manager (1 orang) Staff (2 Orang)
2	Divisi Perencanaan dan Evaluasi Operasi Pemeliharaan-2	<ul style="list-style-type: none"> Memastikan tersusunnya perencanaan operasi dan pemeliharaan terintegrasi dari Unit Pembangkit Jasa O&M Memastikan pengendalian rencana dan realisasi fisik dan biaya anggaran operasi dan investasi Unit Pembangkit Jasa O&M 	<ul style="list-style-type: none"> Manager (1 orang) Staff (2 Orang)
3	Divisi Operasi Sistem dan Pengendalian Kontrak-2	<ul style="list-style-type: none"> Memastikan berjalannya monitoring dan evaluasi kontrak Jasa O&M Memastikan pengendalian RKAP Jasa O&M 	<ul style="list-style-type: none"> Manager (1 orang) Staff (2 Orang)
4	Bidang Engineering Pembangkit	<ul style="list-style-type: none"> Memastikan kesiapan perencanaan modifikasi, reverse engineering dan investasi Unit Pembangkitan 	<ul style="list-style-type: none"> Staff (2 Orang)

3.13 Implementasi Program

Program-program yang telah disepakati dalam tahap pembahasan *action plan* akan dipilah menjadi program jangka pendek dan program jangka panjang. Program jangka pendek adalah program yang langsung bisa dieksekusi pada tahun berjalan, sedangkan program jangka panjang adalah program yang akan dieksekusi pada tahun $n+1$ dan masuk pada perencanaan RKAP tahun $n+1$.

3.14 Monitoring Realisasi BPP

Berdasarkan eksekusi program yang bisa dilaksanakan pada tahun berjalan, maka akan dilakukan monitoring dan evaluasi terhadap pengaruh eksekusi program terhadap realisasi BPP. Monitoring realisasi BPP dilakukan secara bulanan pada periode Mei sd Desember 2018.

3.15 Kesimpulan dan Saran

Berdasarkan serangkaian tahapan penelitian yang telah dilakukan, selanjutnya dapat ditarik kesimpulan dari hasil penelitian, dan disertakan pula saran-saran yang berguna bagi kemajuan perusahaan dan bagi penelitian berikutnya.

BAB 4 HASIL PENELITIAN DAN PEMBAHASAN

Bab keempat dari penelitian ini akan membahas mengenai analisis pengolahan data dengan menggunakan metode *Variance Analysis*. Tahapan analisis ini akan memberikan usulan tindakan penanganan untuk mengendalikan realisasi biaya pokok penyediaan (BPP) energi listrik pada Pembangkit PT PLN (Persero) yang dikelola PT PJB dalam kontrak AMC (*Aset Management Contract*).

4.1 Penyajian Data

Laporan laba rugi periode April 2018 adalah sebagai berikut

Tabel 4.1 Laporan Keuangan sd April

KETERANGAN	JUMLAH	IMY	RBG	PTN 9	PCT	TJA	MKR2	MTW5
1. PENDAPATAN USAHA	6,736	1,442	1,195	311	278	1,197	1,923	390
1.1 Penjualan Tenaga listrik	6,736	1,442	1,195	311	278	1,197	1,923	390
2. BEBAN USAHA	5,524	1,118	829	422	228	997	15,332	
2.1 Bahan Bakar dan Minyak Pelumas	4,418	898	685	243	64	815	1,493	220
2.2 Pemeliharaan	426	111	56	88	63	63	38	6
2.3 Kepegawaian	-	-	-	-	-	-	-	-
2.4 Penyusutan Aset Tetap	682	109	89	91	101	118	108	65
2.5 Lain-Lain	(1)	(0)	0	0	0	(0)	(1)	(0)
LABA (RUGI) USAHA	1,212	324	366	(111)	50	200	285	98
3. PENDAPATAN (BEBAN) LAIN-LAIN	(1,378)	(363)	(215)	(109)	(300)	(208)	(52)	(130)
3.1 Beban Keuangan	(429)	(106)	(59)	(52)	(100)	(85)	(8)	(19)
3.2 Pendapatan (Beban) Lain	(948)	(258)	(156)	(57)	(200)	(123)	(44)	(111)
LABA (RUGI) BERSIH	(166)	(39)	150	(220)	(250)	(8)	233	(31)
4. BPP (Rp/KWh)	826	660	621	899	2,938	659	1,171	1,289
4.1 BPP KOMPONEN A (Rp/KWh)	154	116	104	272	1,799	124	83	349
4.2 BPP KOMPONEN B (Rp/KWh)	59	60	39	166	569	39	27	27
4.3 BPP KOMPONEN C (Rp/KWh)	613	485	478	460	570	497	1,062	913
4.4 BPP KOMPONEN D (Rp/KWh)	-	-	-	-	-	-	-	-
5. PRODUKSI DAN PENJUALAN	-	-	-	-	-	-	-	-
MWh Produksi	7,251,327	1,863,105	1,433,435	534,535	122,304	1,650,151	1,406,023	241,773
MWh Penjualan	7,210,986	1,852,015	1,431,552	527,482	111,652	1,641,387	1,405,814	241,084
Harga Jual (Rp/KWh)	934	778	835	590	2,492	729	1,368	1,618
Laba Bersih (Rp/KWh)	(23)	(21)	105	(417)	(2,240)	(5)	165	(130)

Sumber : PT Pembangkitan Jawa Bali, 2018

Dari laporan laba rugi diatas dapat kita ketahui nilai realisasi BPP sd April adalah 826 Rp/kWh. Informasi yang terdapat dalam laporan laba rugi menjadi belum lengkap karena tidak disandingkan dengan rencana BPP sd bulan April dan faktor penyebab deviasi pencapaian BPP. Penelitian ini bertujuan untuk mengetahui

faktor penentu deviasi pencapaian BPP sehingga dapat diambil langkah lebih lanjut dalam penyusunan RKAP tahun berikutnya.

Langkah pertama yang perlu dilakukan adalah membuat rencana bulanan berdasarkan acuan RKAP / parameter standart yang telah ditetapkan. Parameter standart yang ditetapkan dalam RKAP adalah sebagai berikut

Tabel 4.2 Parameter standart RKAP

Pembangkit	Nilai			
	NPHR (kCal/kWh)	Harga Batu Bara (Rp/Kg)	Harga Gas (USD/MMBTU)	Nilai Kalor (Kcal)
PLTU Indramayu	2,688	794		4,450
PLTU Rembang	2,690	790		4,450
PLTGU MTW 5	2,015		8	252,000
PLTU Paiton	2,675	714		4,292
PLTU Pacitan	2,705	837		4,442
PLTU Tj Awar2	2,705	806		4,351
PLTGU MKR 2	1,990		8	252,000

Sumber : PT Pembangkitan Jawa Bali, 2018

Berdasarkan pada parameter standart yang telah ditetapkan, didapatkan rencana BPP Pembangkit PT PLN (Persero) yang dikelola PT PJB dalam kontrak AMC sd bulan April adalah sebagai berikut

Tabel 4.3 Rencana BPP sd April

	Januari	Februari	Maret	April
Biaya Komponen A	320,417,866,553	640,835,733,105	961,253,599,658	1,281,671,466,210
Biaya Komponen B&D	97,853,792,816	196,460,325,025	307,627,187,974	413,700,255,601
Biaya Komponen C Batu Bara Gas	1,088,535,561,890	2,048,001,986,512	3,263,130,196,833	4,303,335,056,856
Biaya Komponen C BBM	7,526,779,810	14,342,492,169	23,254,917,554	31,193,766,292
EAf Rencana			-	-
kWh Penjualan	1,873,775,469	3,526,507,952	5,693,140,629	7,574,657,791
kWh Produksi	1,995,076,479	3,751,589,312	6,057,451,620	8,064,041,935
BPP Komponen A	171	182	169	169
BPP Komponen B	52	56	54	55
BPP Komponen C	585	585	577	572
BPP Total	808	822	800	796

Dari data diatas dapat dilihat rencana BPP sd April 796 Rp/kWh sedangkan realisasi BPP sd April 826 Rp/kWh, sehingga terdapat deviasi senilai 29,59 Rp/kWh.

4.2 Pengolahan dan Analisa Data

Dari rencana bulanan didapat data sebagai berikut :

- Penjualan tenaga listrik Gas : 1.673.133.125 kWh
- Penjualan tenaga listrik Batubara : 5.901.524.667 kWh
- Penjualan tenaga listrik Total : 7.574.657.791 kWh

Dari Laporan Laba Rugi didapat data sebagai berikut :

- Penjualan tenaga listrik Gas : 1.646.897.581 kWh
- Penjualan tenaga listrik Batubara : 5.564.087.966 kWh
- Penjualan tenaga listrik Total : 7.210.985.547 kWh

4.2.1 Biaya Komponen A

Analisa biaya komponen A menggunakan *Fixed overhead budget variance* dirumuskan sebagai berikut :

$$\text{Fix OH Budget Variance} = \text{Actual Fix OH} - \text{Budgeted Fix OH}$$

Dari data rencana bulanan didapat data sebagai berikut :

- Biaya komponen A PLTGU : Rp 215.634.512.854,-
- Biaya komponen A PLTU : Rp 1.066.036.944.356,-
- Biaya komponen A Total : Rp 1.281.671.466.210,-

Dari Laporan Laba Rugi didapat data sebagai berikut :

- Biaya komponen A PLTGU : Rp 200.164.688.840,-
- Biaya komponen A PLTU : Rp 910.859.540.135,-
- Biaya komponen A Total : Rp 1.111.024.228.975,-

$$\text{Varian Biaya komponen A} = \frac{1.111.024.228.975}{7.210.985.547} - \frac{1.281.671.466.210}{7.210.985.547}$$

$$\text{Varian Biaya komponen A} = 154,07 - 177,74 = -23,66 \text{ Rp/kWh}$$

Analisa biaya komponen A menunjukkan selisih *favourable* senilai -23,66 Rp/kWh

4.2.2 Biaya ABOP

Analisa biaya ABOP menggunakan *Fixed overhead budget variance* dirumuskan sebagai berikut :

$$\text{Fix OH Budget Variance} = \text{Actual Fix OH} - \text{Budgeted Fix OH}$$

Dari data rencana bulanan didapat data sebagai berikut :

- Biaya ABOP PLTGU : Rp 55.507.973.424,-
- Biaya ABOP PLTU : Rp 358.192.282.177,-
- Biaya ABOP Total : Rp 413.700.255.601,-

Dari Laporan Laba Rugi didapat data sebagai berikut :

- Biaya ABOP PLTGU : Rp 43.796.041.117,-
- Biaya ABOP PLTU : Rp 381.256.820.096,-
- Biaya ABOP Total : Rp 425.052.861.213,-

$$\text{Varian Biaya ABOP} = \frac{425.052.861.213}{7.210.985.547} - \frac{413.700.255.601}{7.210.985.547}$$

$$\text{Varian Biaya ABOP} = 58,95 - 57,37 = 1,57 \text{ Rp/kWh}$$

Analisa biaya ABOP menunjukkan selisih *unfavourable* senilai 1,57 Rp/kWh

4.2.3 Penggunaan BBM

Analisa penggunaan BBM menggunakan *Fixed overhead budget variance* dan *Fixed overhead Volume variance* dirumuskan sebagai berikut :

- $\text{Fix OH Budget Variance} = \text{Actual Fix OH} - \text{Budgeted Fix OH}$
- $\text{Fix OH Volume Variance} = \text{Budgeted Fix OH} - \text{Applied Fix OH}$

$$\text{Applied Fix OH} = \text{Predetermined Fixed OH} \times \text{Standart allowed activity level}$$

Dari data rencana bulanan didapat data sebagai berikut :

- Biaya BBM PLTGU : Rp 6.473.963.497,-
- Biaya BBM PLTU : Rp 24.719.802.796,-
- Penjualan Tenaga Listrik : 7.574.657.791 kWh

Dari Laporan Laba Rugi didapat data sebagai berikut :

- Biaya BBM PLTGU : Rp 0,-
- Biaya BBM PLTU : Rp 23.753.834.330,-
- Penjualan tenaga listrik : 7.210.985.547 kWh

$$\begin{aligned} \text{Varian Penggunaan BBM PLTGU} &= \frac{0}{7.210.985.547} - \frac{6.473.963.497}{7.210.985.547} \\ \text{Varian Penggunaan BBM PLTGU} &= -0,90 \text{ Rp/kWh} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Varian Penggunaan BBM PLTU} &= \frac{23.753.834.330}{7.210.985.547} - \frac{24.719.802.796}{7.210.985.547} \\ \text{Varian Penggunaan BBM PLTU} &= -0,13 \text{ Rp/kWh} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Varian Penjualan Listrik BBM PLTGU} \\ &= \frac{6.473.963.497}{7.210.985.547} - \frac{6.473.963.497}{7.574.657.791} \times \frac{7.210.985.547}{7.210.985.547} \end{aligned}$$

$$\text{Varian Penjualan Listrik BBM PLTGU} = 0,04 \text{ Rp/kWh}$$

$$\begin{aligned} \text{Varian Penjualan Listrik BBM PLTU} \\ &= \frac{24.719.802.796}{7.210.985.547} - \frac{24.719.802.796}{7.574.657.791} \times \frac{7.210.985.547}{7.210.985.547} \end{aligned}$$

$$\text{Varian Penjualan Listrik BBM PLTU} = 0,16 \text{ Rp/kWh}$$

Penggunaan BBM Total

$$\text{Varian Penggunaan BBM} = -0,90 + -0,13 + 0,04 + 0,16$$

$$\text{Varian Penggunaan BBM} = -0,82 \text{ Rp/kWh}$$

Analisa penggunaan BBM menunjukkan selisih *favourable* senilai -0,82 Rp/kWh.

4.2.4 Penjualan Tenaga Listrik

Analisa penjualan tenaga listrik menggunakan *fixed overhead* karena perubahan volume barang yang diproduksi. Dapat dirumuskan sebagai berikut:

$$\text{Fix OH Volume Variance} = \text{Budgeted Fix OH} - \text{Applied Fix OH}$$

Dari data rencana bulanan didapat data sebagai berikut :

- Biaya komponen A, B dan D : 223,82 Rp/kWh,-
- Penjualan tenaga listrik Gas : 1.673.133.125 kWh
- Penjualan tenaga listrik Batubara : 5.901.524.667 kWh
- Penjualan tenaga listrik Total : 7.574.657.791 kWh

Dari Laporan Laba Rugi didapat data sebagai berikut :

- Biaya komponen A, B dan D : 213,02 Rp/kWh,-
- Penjualan tenaga listrik Gas : 1.646.897.581 kWh
- Penjualan tenaga listrik Batubara : 5.564.087.966 kWh
- Penjualan tenaga listrik Total : 7.210.985.547 kWh

Penjualan Tenaga Listrik PLTGU

Varian Penjualan Tenaga Listrik PLTGU

$$= \frac{1.646.897.581}{7.210.985.547} \times \frac{(223,82 \times 7.574.657.791) - (223,82 \times 7.210.985.547)}{7.210.985.547}$$

$$\text{Varian Penjualan Tenaga Listrik PLTGU} = 2,58 \text{ Rp/kWh}$$

Penjualan Tenaga Listrik PLTU

Varian Penjualan Tenaga Listrik PLTU

$$= \frac{5.564.087.966}{7.210.985.547} \times \frac{(223,82 \times 7.574.657.791) - (223,82 \times 7.210.985.547)}{7.210.985.547}$$

$$\text{Varian Penjualan Tenaga Listrik PLTU} = 8,71 \text{ Rp/kWh}$$

Penjualan Tenaga Listrik Total

$$\text{Varian Penjualan Tenaga Listrik} = 2,58 + 8,71 = 11,29 \text{ Rp/kWh}$$

Analisa penjualan tenaga listrik menunjukkan selisih *unfavourable* senilai 11,29 Rp/kWh.

4.2.5 Harga Batubara

Analisa harga batubara menggunakan *direct material price variance* untuk menjelaskan deviasi biaya penggunaan material yang disebabkan oleh perbedaan harga material. Secara rumusan dapat dijabarkan sebagai berikut.

$$\begin{aligned} \text{Direct – material price variance} &= (AQ \times AP) - (AQ \times SP) \\ &= AQ(AP - SP) \end{aligned}$$

Dari data rencana bulanan didapat data sebagai berikut :

- $\text{Harga Batubara} \left(\frac{\text{Rp}}{\text{kCal}} \right) = \frac{\text{Harga Batubara}}{\text{HHV Batubara}}$
- $\text{Harga Batubara} = \frac{789 \frac{\text{Rp}}{\text{kg}}}{4403 \frac{\text{kCal}}{\text{kg}}} = 0,17919 \left(\frac{\text{Rp}}{\text{kCal}} \right)$

Dari Laporan Laba Rugi didapat data sebagai berikut :

- $\text{Harga Batubara} \left(\frac{\text{Rp}}{\text{kCal}} \right) = \frac{\text{Harga Batubara}}{\text{HHV Batubara}}$
- $\text{Harga Batubara} = \frac{781 \frac{\text{Rp}}{\text{kg}}}{4386 \frac{\text{kCal}}{\text{kg}}} = 0,17819 \left(\frac{\text{Rp}}{\text{kCal}} \right)$
- NPHR PLTU = 2.704 kCal/kWh

$$\text{Varian Harga Batubara} = 2.704(0,17819 - 0,17919) * \frac{5.901.524.667}{7.574.657.791}$$

$$\text{Varian Harga Batubara} = -2,12 \text{ Rp/kWh}$$

Analisa harga batubara menunjukkan selisih *favourable* senilai -2,12 Rp/kWh.

4.2.6 Harga Gas

Analisa harga gas menggunakan *direct material price variance* untuk menjelaskan deviasi biaya penggunaan material yang disebabkan oleh perbedaan harga material. Secara rumusan dapat dijabarkan sebagai berikut.

$$\begin{aligned} \text{Direct – material price variance} &= (AQ \times AP) - (AQ \times SP) \\ &= AQ(AP - SP) \end{aligned}$$

Dari data rencana bulanan didapat data sebagai berikut :

- $\text{Harga Gas} \left(\frac{\text{Rp}}{\text{kCal}} \right) = \frac{\text{Harga Gas}}{\text{HHV Gas}}$
- $\text{Harga Gas} = \frac{109.972 \frac{\text{Rp}}{\text{MMBTU}}}{252.000 \frac{\text{kCal}}{\text{MMBTU}}} = 0,4364 \left(\frac{\text{Rp}}{\text{kCal}} \right)$

Dari Laporan Laba Rugi didapat data sebagai berikut :

- $\text{Harga Gas} \left(\frac{\text{Rp}}{\text{kCal}} \right) = \frac{\text{Harga Gas}}{\text{HHV Gas}}$
- $\text{Harga Gas} = \frac{136.095 \frac{\text{Rp}}{\text{MMBTU}}}{253.881 \frac{\text{kCal}}{\text{MMBTU}}} = 0,53606 \left(\frac{\text{Rp}}{\text{kCal}} \right)$
- NPHR PLTGU = 1.941 kCal/kWh

$$\text{Varian Harga Gas} = 1.941(0,53606 - 0,4364) * \frac{1.673.133.125}{7.574.657.791}$$

$$\text{Varian Harga Gas} = 42,72 \text{ Rp/kWh}$$

Analisa harga gas menunjukkan selisih *unfavourable* senilai 42,72 Rp/kWh.

4.2.7 NPHR PLTU

Analisa NPHR PLTU menggunakan *direct material quantity variance* untuk menjelaskan deviasi biaya penggunaan material yang disebabkan oleh perbedaan volume material. Secara rumusan dapat dijabarkan sebagai berikut.

$$\begin{aligned} \text{Direct – material quantity variance} &= (AQ \times SP) - (SQ \times SP) \\ &= SP(AQ - SQ) \end{aligned}$$

Dari data rencana bulanan didapat data sebagai berikut :

- $\text{Harga Batubara} \left(\frac{\text{Rp}}{\text{kCal}} \right) = \frac{\text{Harga Batubara}}{\text{HHV Batubara}}$
- $\text{Harga Batubara} = \frac{789 \frac{\text{Rp}}{\text{kg}}}{4403 \frac{\text{kCal}}{\text{kg}}} = 0,17919 \left(\frac{\text{Rp}}{\text{kCal}} \right)$
- NPHR PLTU = 2.692 kCal/kWh

Dari Laporan Laba Rugi didapat data sebagai berikut :

- NPHR PLTU = 2.704 kCal/kWh

$$\text{Varian NPHR PLTU} = 0,17919(2.704 - 2.692) * \frac{5.901.524.667}{7.574.657.791}$$

$$\text{Varian NPHR PLTU} = 1,61 \text{Rp/kWh}$$

Analisa NPHR PLTU menunjukkan selisih *unfavourable* senilai 1,61 Rp/kWh.

4.2.8 NPHR PLTGU

Analisa NPHR PLTGU menggunakan *direct material quantity variance* untuk menjelaskan deviasi biaya penggunaan material yang disebabkan oleh perbedaan volume material. Secara rumusan dapat dijabarkan sebagai berikut.

$$\begin{aligned} \text{Direct - material quantity variance} &= (AQ \times SP) - (SQ \times SP) \\ &= SP(AQ - SQ) \end{aligned}$$

Dari data rencana bulanan didapat data sebagai berikut :

- $\text{Harga Gas} \left(\frac{\text{Rp}}{\text{kCal}} \right) = \frac{\text{Harga Gas}}{\text{HHV Gas}}$
- $\text{Harga Gas} = \frac{109.972 \frac{\text{Rp}}{\text{MMBTU}}}{252.000 \frac{\text{kCal}}{\text{MMBTU}}} = 0,4364 \left(\frac{\text{Rp}}{\text{kCal}} \right)$
- NPHR PLTGU = 1.994 kCal/kWh

Dari Laporan Laba Rugi didapat data sebagai berikut :

- NPHR PLTGU = 1.941 kCal/kWh

$$\text{Varian NPHR PLTGU} = 0,4364(1.941 - 1.994) * \frac{1.673.133.125}{7.574.657.791}$$

$$\text{Varian NPHR PLTGU} = -5,18 \text{ Rp/kWh}$$

Analisa NPHR PLTGU menunjukkan selisih *favourable* senilai -5,18 Rp/kWh.

4.2.9 Energy Mix

Analisa *energy mix* menggunakan Varian Efisiensi Variabel, Varians ini mencerminkan pemakaian yang efisien dan tidak efisien untuk dijadikan dasar oleh perusahaan dalam membebaskan biaya overhead. Untuk pembangkit dalam skema AMC ada dua kategori sesuai bahan bakar yaitu Batubara dan Gas, sementara untuk pembangkit eksisting ada 5 kategori yaitu Batubara, Gas, HSD, MFO, dan air.

Varians Efisiensi Variabel

$$= (\text{aktivitas aktual} - \text{aktivitas standar}) \times \text{tarif variabel}$$

Energy Mix PLTGU

- $\text{Rencana} = \frac{1.673.133.125}{7.574.657.791} = 22,09\%$
- $\text{Realisasi} = \frac{1.646.897.581}{7.210.985.547} = 22,84\%$
- $\text{Varians Energy Mix PLTGU} = (22,84\% - 22,09\%) \times \text{tarif}$
 $= (22,84\% - 22,09\%) \times 0,53606 \left(\frac{\text{Rp}}{\text{kCal}}\right) \times 1.941 \left(\frac{\text{kCal}}{\text{kWh}}\right)$
 $= 7,80 \text{ Rp/kWh}$

Energy Mix PLTU

- $\text{Rencana} = \frac{5.901.524.667}{7.574.657.791} = 77,91\%$
- $\text{Realisasi} = \frac{5.564.087.966}{7.210.985.547} = 77,16\%$
- $\text{Varians Energy Mix PLTU} = (77,16\% - 77,91\%) \times \text{tarif}$
 $= (77,16\% - 77,91\%) \times 0,17819 \left(\frac{\text{Rp}}{\text{kCal}}\right) \times 2.704 \left(\frac{\text{kCal}}{\text{kWh}}\right)$
 $= -3,61 \text{ Rp/kWh}$

Energy Mix Total

- *Varians Energy Mix Total* = $7,80 + (-3,61) = 4,19 \text{ Rp/kWh}$

Analisa *energy mix* menunjukkan selisih *unfavourable* senilai 4,19 Rp/kWh.

4.3 Klarifikasi Hasil Pengolahan Data

Dalam tahap klarifikasi hasil pengolahan data dilakukan uji balik dengan menjumlahkan semua variance yang telah didapatkan, kemudian dibandingkan dengan selisih antara rencana BPP sd April dan realisasi BPP dalam Laporan Keuangan sd April. Tujuan dari dilakukan klarifikasi ini adalah untuk memastikan bahwa variance yang telah didapatkan telah sesuai dengan data Laporan Keuangan.

Tabel 4.4 karifikasi perhitungan

URAIAN	Rp/kWh
1.1 Biaya Komp. A	(23.66)
1.2 Biaya ABOP	1.57
1.3 Penggunaan BBM	(0.82)
1.4 Penjualan Tenaga Listrik	11.29
1.5 Harga Batu Bara	(2.12)
1.6 Harga Gas	42.72
1.7 NPHR PLTU	1.61
1.8 NPHR PLTGU	(5.18)
1.9 Energi Mix	4.19
1. Total	29.59
2.1 BPP Laporan Keuangan sd April	825.65
2.2 BPP rencana sd April	796.06
2. Variance (2.1 – 2.2)	29.59
3. Klarifikasi Data (1-2)	(0.00)

Dari tabel 4.4 diatas dapat dilihat bahwa hasil klarifikasi perhitungan menghasilkan nilai 0,00 sehingga dapat disimpulkan bahwa hasil variance analysis telah sesuai dengan data rencana BPP dan data Laporan Keuangan dan dapat digunakan sebagai bahan analisa pada tahapan selanjutnya yaitu pembahasan *Action Plan*.

4.4 Pembahasan *Action Plan*

Tahapan selanjutnya adalah melakukan pembahasan untuk mendapatkan rencana program RKAP yang relevan untuk memastikan tercapainya target BPP PT PJB melalui dukungan data sekunder yang berasal dari dokumen RKAP, laporan keuangan, laporan perusahaan dan dari data operasional. Data-data tersebut dikumpulkan dan dibahas melalui wawancara teknis dengan staff yang *expert* dan terlibat langsung dalam operasional dan selanjutnya di diskusikan bersama- sama dalam suatu *Focus Group Discussion* (FGD) dengan beberapa pihak yang terkait diantaranya :

- Divisi Anggaran 3 orang
- Bidang Engineering Pembangkit 2 orang
- Divisi Perencanaan dan Evaluasi Operasi Pemeliharaan-2 2 orang
- Divisi Operasi Sistem dan Pengendalian Kontrak-2 2 orang

Data-data yang diperoleh dalam penelitian di urutkan berdasarkan penyumbang kenaikan BPP terbesar, kemudian dikelompokkan berdasarkan parameter yang berada dibawah kewenangan PT PJB dan parameter yang berada diluar kewenangan PT PJB.

Tabel 4.5 Prioritisasi Pembahasan *Action Plan*

URAIAN	Variance (Rp/kWh)	KETERANGAN
1.6 Harga Gas	42.72	Diluar kewenangan PT PJB
1.4 Penjualan Tenaga Listrik	11.29	Dibawah kewenangan PT PJB
1.9 Energi Mix	4.19	Diluar kewenangan PT PJB
1.7 NPHR PLTU	1.61	Dibawah kewenangan PT PJB
1.2 Biaya ABOP	1.57	Dibawah kewenangan PT PJB
1.3 Penggunaan BBM	(0.82)	Dibawah kewenangan PT PJB
1.5 Harga Batu Bara	(2.12)	Diluar kewenangan PT PJB
1.8 NPHR PLTGU	(5.18)	Dibawah kewenangan PT PJB
1.1 Biaya Komp. A	(23.66)	Diluar kewenangan PT PJB
1. Total	29.59	

Dari data pada tabel 4.5 dapat dilihat bahwa penyumbang kenaikan BPP terbesar adalah kenaikan harga gas senilai 42,72 Rp/kWh. Akan tetapi dalam FGD pembahasan *action plan* parameter harga gas tidak dibahas karena dalam kontrak AMC kewenangan pengadaan energi primer (gas dan batubara) merupakan kewajiban pihak pertama (PT PLN Persero). Parameter selanjutnya yang berada diluar kewenangan PT PJB adalah *Energy Mix*. *Energy Mix* merupakan ratio produksi antara bahan bakar batu bara dan gas. Realisasi *Energy Mix* lebih ditentukan oleh *dispatcher* (P2B). Kewajiban PT PJB adalah menjaga pembangkitnya siap dan handal.

Fokus pembahasan dalam FGD adalah parameter yang berada dibawah kewenangan PT PJB yaitu penjualan tenaga listrik dan NPHR PLTU.

4.4.1 Penjualan Tenaga Listrik

Unit pembangkit yang memiliki variance penjualan tenaga listrik terbesar merupakan prioritas pertama sebagai objek program RKAP terkait kehandalan pembangkit. Hal ini dikarenakan BPP pembangkit batubara yang tergolong rendah sehingga ketika pembangkit batubara dalam kondisi siap operasi maka pasti akan diperintahkan untuk beroperasi dengan beban optimum.

Langkah pertama dalam pembahasan penjualan tenaga listrik adalah menentukan proporsi dari setiap unit terhadap variance penjualan tenaga listrik senilai 11,29 Rp/kWh.

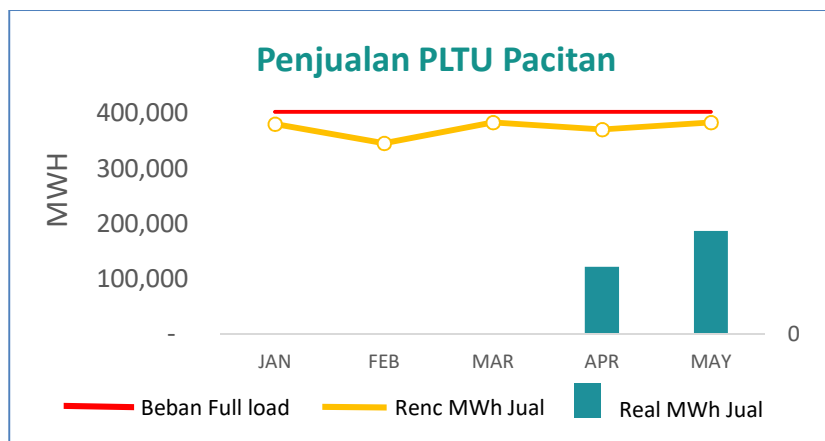
Tabel 4.6 Variance penjualan tenaga listrik per Unit

Unit	Rencana (kWh)	Realisasi (kWh)	Selisih (kWh)	Variance (Rp/kWh)
Indramayu	1,785,775,358	1,852,014,870	66,239,512	(2.06)
Rembang	1,182,198,756	1,431,552,017	249,353,261	(7.74)
MTW 5	292,539,883	241,083,693	(51,456,190)	1.60
Paiton	896,066,569	527,482,200	(368,584,369)	11.44
Pacitan	744,513,659	111,651,731	(632,861,928)	19.64
Tj Awar2	1,292,970,325	1,641,387,148	348,416,823	(10.81)
MKR 2	1,380,593,241	1,405,813,888	25,220,647	(0.78)
Total	7,574,657,791	7,210,985,547	(363,672,244)	11.29

Dari tabel 4.6 dapat dilihat variance penjualan tenaga listrik terbesar adalah PLTU Pacitan dan PLTU Paiton. Urutan ini merupakan urutan prioritas pelaksanaan program RKAP terkait kehandalan unit pembangkit.

Pada pelaksanaan FGD, pembahasan didukung dengan data sekunder terkait antara lain laporan perusahaan dan laporan operasi. Dari data laporan perusahaan diketahui PLTU Pacitan pada periode Januari- Maret tidak beroperasi (gambar 4-1) dikarenakan terdapat gangguan rotor turbin. Dengan status sebagai prioritas pertama pelaksanaan program kehandalan, maka disepakati untuk mengusulkan program, yaitu:

1. Jangka Pendek: dilakukan perbaikan rotor turbin
2. Jangka Panjang: Pengadaan rotor turbin baru



Gambar 4.1 Penjualan Tenaga Listrik PLTU Pacitan

Program kehandalan PLTU Paiton mendapatkan prioritas ke dua. Dengan melihat data laporan perusahaan diketahui PLTU Paiton mengalami beberapa kerusakan beberapa peralatan, sehingga di dalam pembahasan FGD disepakati untuk mengusulkan program *strategic spare*, dengan tujuan jika terdapat kerusakan peralatan yang sama dapat segera diatasi dengan adanya *spare* peralatan yang *stand by*.

4.4.2 NPHR PLTU

Unit pembangkit yang memiliki variance NPHR PLTU terbesar merupakan prioritas pertama sebagai objek program RKAP terkait efisiensi pembangkit. Efisiensi pembangkit dapat di sumbang dari performa peralatan *heat transfer* atau pemakaian air dan uap air.

Tabel 4.7 Variance NPHR PLTU per unit

Unit	Rencana (kCal/kWh)	Realisasi (kCal/kWh)	Selisih (kCal/kWh)	Varian (Rp/kWh)
Indramayu	2,688.00	2,657.50	(30)	(0.15)
Rembang	2,690.00	2,694.56	5	0.02
Paiton	2,675.00	2,786.62	112	0.53
Pacitan	2,705.00	2,941.41	236	1.13
Tj Awar2	2,705.00	2,721.44	16	0.08
Total	13,463.00	13,801.52	339	1.61

Dari tabel 4.7 dapat dilihat variance NPHR PLTU terbesar adalah PLTU Pacitan dan PLTU Paiton. Urutan ini merupakan urutan prioritas pelaksanaan program RKAP terkait kehandalan unit pembangkit.

Pada pelaksanaan FGD, pembahasan didukung dengan data sekunder terkait antara lain laporan perusahaan dan laporan operasi. Dalam pembahasan FGD disepakati untuk mengusulkan program jangka pendek optimasi overhaul PLTU Paiton 9 dan program jangka panjang Reverse Osmosis PLTU Pacitan dan.

4.5 Monitoring Realisasi BPP

Sebagai bentuk monitoring dan evaluasi pelaksanaan *action plan*, maka perlu dilakukan monitoring BPP secara rutin sehingga perusahaan bisa mengetahui langsung pengaruh pelaksanaan program *action plan* terhadap realisasi pencapaian BPP.

Tabel 4.8 Realisasi BPP berdasarkan Variance Analysis

Uraian / Variance	Perubahan BPP AMC (Rp/kWh)								
	sd April	sd Mei	sd Juni	sd Juli	sd Agustus	sd September	sd Oktober	sd November	sd Desember
BPP AMC Rencana	796.06	787.80	781.15	777.64	774.40	769.71	767.37	767.33	764.47
BPP AMC Realisasi (LK)	825.65	810.54	782.71	771.89	777.61	774.65	764.85	759.63	767.71
Deviasi Pencapaian BPP (LK)	29.59	22.74	1.56	(5.75)	3.21	4.93	(2.52)	(7.70)	3.24
Harga Batu Bara	(2.12)	(3.05)	(36.09)	(31.19)	(22.44)	(23.41)	(24.66)	(23.53)	(23.47)
Harga Gas	42.72	40.33	43.99	46.20	51.53	52.04	50.07	47.15	50.65
Penggunaan BBM	(0.82)	(1.43)	(1.05)	(1.33)	(1.44)	(1.50)	(1.71)	(1.66)	(1.26)
Penjualan Tenaga Listrik	11.29	8.07	14.87	10.03	9.04	7.15	3.93	3.37	2.84
Energi Mix	4.19	6.44	4.76	(0.91)	(1.34)	(1.54)	(1.74)	(1.67)	2.26
Biaya Har (B&D)	1.57	(1.59)	(3.57)	(6.10)	(8.25)	(5.07)	(5.11)	(7.28)	(4.11)
Biaya Komp. A	(23.66)	(21.28)	(17.18)	(18.18)	(18.98)	(17.42)	(17.08)	(17.33)	(16.36)
NPHR PLTU	1.61	0.89	1.30	0.83	0.06	(0.56)	(1.43)	(1.97)	(2.15)
NPHR PLTGU	(5.18)	(5.65)	(5.46)	(5.11)	(4.95)	(4.76)	(4.79)	(4.78)	(5.16)
Total Variance	29.59	22.74	1.56	(5.75)	3.21	4.93	(2.52)	(7.70)	3.24
Klarifikasi Perhitungan	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)

Dari table 4.8 terlihat bahwa deviasi pencapaian BPP mengalami penurunan dari 29,59 Rp/kWh di bulan April menjadi 3,24 Rp/kWh di bulan Desember, sehingga penurunan BPP diperoleh sebesar 26,35 Rp/kWh. Sedangkan deviasi pencapaian Penjualan Tenaga Listrik mengalami penurunan dari 11,29 Rp/kWh di bulan April menjadi 2,84 Rp/kWh di bulan Desember, sehingga penurunan BPP diperoleh sebesar 8,45 Rp/kWh. Berdasarkan perencanaan anggaran tahun 2018, deviasi kenaikan 1 Rp/kWh menggerus laba PLN sebesar Rp 26.185.050.931,00, sehingga didapat penghematan biaya produksi sebesar Rp 221.263.680.363,00. Hal ini menunjukkan bahwa eksekusi program jangka pendek perbaikan rotor turbin PLTU Pacitan berkontribusi dalam penurunan realisasi BPP.

Komponen BPP NPHR PLTU mengalami penurunan sebesar dari 1,61 di bulan April kCal/kWh menjadi -2,15 Rp/kWh di bulan Desember atau penurunan sebesar 3,76 Rp/kWh. Hal ini menunjukkan bahwa eksekusi program jangka pendek optimasi overhaul Paiton 9 berkontribusi dalam penurunan realisasi BPP

Dari table 4.8 dijelaskan perbandingan antara nilai BPP dari laporan keuangan dengan realisasi BPP berdasarkan *variance analysis*. Terlihat bahwa selisih antara BPP Laporan keuangan dan BPP *variance analysis* memiliki nilai 0,00 sehingga disimpulkan metode *variance analysis* dapat digunakan untuk melakukan analisa penyimpangan realisasi BPP terhadap rencana BPP.

BAB 5

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

1. Lima komponen Biaya Pokok Penyediaan (BPP) yang memiliki kontribusi terbesar terhadap standar komponen BPP pada bulan April 2018 untuk Pembangkit AMC adalah
 - a. Kenaikan harga gas sebesar Rp 42,72 /kWh,
 - b. Penjualan tenaga listrik sebesar Rp 11,29/kWh,
 - c. Rasio energi mix batubara tidak tercapai sebesar Rp 4,19 /kWh
 - d. NPHR PLTU sebesar Rp 1,16/kWh
 - e. Biaya ABOP sebesar Rp 1,57/kWh
2. Pembahasan *action plant* dalam *Focus Group Discussion* (FGD) dilakukan dengan fokus pembahasan pada faktor BPP dibawah kewenangan PJB. Pembahasan ini berhasil memberikan referensi program (Rencana Kerja dan Anggaran Perusahaan) RKAP tahun berjalan dalam program penurunan BPP yaitu program perbaikan rotor Turbin PLTU Pacitan dan optimasi overhaul PLTU Paiton. Sedangkan program yang dieksekusi pada tahun n+1 adalah program pengadaan rotor Turbin PLTU Pacitan, pengadaan Reverse Osmosis Plant PLTU Pacitan dan pengadaan strategic spare part PLTU Paiton.
3. Eksekusi program jangka pendek perbaikan rotor turbin PLTU Pacitan berkontribusi dalam penurunan realisasi BPP pada komponen Penjualan Tenaga Listrik sebesar 8,45 Rp/kWh atau setara dengan penghematan biaya produksi sebesar Rp 221.263.680.363,00.

5.2 Saran

1. Untuk analisa BPP dengan kondisi lebih dari dua jenis pembangkit, diperlukan dukungan data operasi dan sistem dalam menganalisa perubahan energi mix pembangkit.

2. Metode *variance analysis* dapat diperluas penggunaannya untuk menganalisa BPP pembangkitan pada perusahaan sejenis.
3. Untuk analisa struktur BPP di luar Pembangkitan, seperti pada Transmisi, Distribusi dan jenis industri yang lain, *variance analysis* yang digunakan dengan penyesuaian pada karakteristik biaya masing-masing.

DAFTAR PUSTAKA

- Aprilia Y, dan Dzulkrirom AR Moch.. (2018), “Analisis Biaya Standar Sebagai Alat Pengendalian Biaya Produksi (Studi Pada PT. Cakra Guna Cipta Malang Periode Tahun 2017)”, *Jurnal Administrasi Bisnis (JAB)*, Volume 58, No 2
- Bustami, Bastian & Nurlela. 2008. *Akuntansi Biaya Teori & Aplikasi*. Yogyakarta: Graha Ilmu.
- Carter, William K. 2019 : *Akuntansi Biaya Buku 1 Edisi 14*. Jakarta : Salemba Empat.
- Diwayanti, A dan Hidayat, R.R. (2013),”Analisis Varians Biaya Overhead Dalam Efisiensi Harga Pokok Produksi (Studi kasus pada PT. Japfa Comfeed Indonesia Tbk Unit Sidoarjo Periode Tahun 2012)”, *Jurnal Administrasi Bisnis (JAB)*
- Hilton, Ronald W & Platt , David E. 2014. *Managerial Accounting*, Tenth Edition Mc Graw Hill, New York.
- Iswanty, D.A., Suhadak, and Husaini A, (2014), “Analisis Biaya Standar Sebagai Alat Pengendalian Biaya Produksi (Studi pada PT. Malang Indah Genteng Rajawali)”, *Jurnal Administrasi Bisnis (JAB)*, Volume 13, No. 1.
- Maksum, H. and Rivai, A., (2015). “Komponen Penentuan Harga Jual Tenaga Listrik dari Pembangkit Listrik Tenaga Uap Batubara Skala Kecil (PLTU B-SK)”, *MandE*, Volume 13, pp. 76-84
- Milojevic, Barjaktarovic, and Milosev, (2015), “*Variance Analysis in Manufacturing Companies*”. Finiz.
- Mulyadi. 2018. *Akuntansi Biaya*. Yogyakarta: Unit Penerbit dan Percetakan Sekolah Tinggi Ilmu manajemen YKPN.
- PT Pembangkitan Jawa Bali (2018), *Kontrak Manajemen antara Kuasa Pemegang Saham PT PJB dengan Dewan Komisaris dan Direksi PT PJB Tahun 2018*.
- PT Pembangkitan Jawa Bali (2018), *Laporan Laba Rugi*. Surabaya : PT Pembangkitan Jawa Bali.
- PT Pembangkitan Jawa Bali (2018), *Rencana Kerja Dan Anggaran Perusahaan 2018*. Surabaya : PT Pembangkitan Jawa Bali.
- PT. PLN (Persero), (2008). *Diklat Berbasis Kompetensi*, Suralaya: PT. PLN (Persero).

- PT PLN (Persero), (2018). *Kesepakatan Transfer Tenaga Listrik Pusat Listrik Tenaga Antara Divisi Portfolio Management dan Divisi Operasi regional Jawa Bagian Timur dan Nusa Tenggara* . PT. PLN (Persero), Jakarta.
- PT PLN (Persero), (2016). Perjanjian Pengelolaan Aset PLTGU Blok II Muara Karang. Jakarta: PT. PLN (Persero).
- PT PLN (Persero), (2016). Perjanjian Pengelolaan Aset PLTU Indramayu, PLTU Rembang Dan PLTGU Blok V Muara Tawar. Jakarta: PT. PLN (Persero).
- PT PLN (Persero), (2016). Perjanjian Pengelolaan Aset PLTU Paiton 9, PLTU Pacitan Dan PLTU Tanjung Awar-Awar. Jakarta: PT. PLN (Persero).
- PT PLN (Persero), (2018). *Peraturan Direksi nomor 1781.P/DIR/2018 tentang Pedoman Pemantauan dan Pelaporan Kinerja Proyek Fast Track Program*. Jakarta: PT. PLN (Persero).
- PT. PLN (Persero), (2013). *Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik 2013-2022*, Jakarta: PT. PLN (Persero).
- Raheditya, R., Suparno., 2014. Analisa Keputusan Proyek Investasi Pemasangan Booster Kompresor sebagai Upaya mempertahankan Produksi Gas Bumi Lapangan Offshore L-Parigi di PT. PEP dengan Metode AHP dan TOPSIS
- Widitya, N.N.M., Kertahadi, and Zahroh Z.A, (2015), “Analisis Biaya Standar Dalam Rangka Meningkatkan Efisiensi Biaya Produksi (Studi Pada PT Karya Niaga Bersama Malang Tahun 2013)”, *Jurnal Administrasi Bisnis (JAB)*, Volume 22, No. 1.

DAFTAR ISTILAH

ABOP	: <i>Annual Budget Operational Plan</i>
AMC	: <i>Aset Management Contract</i>
BPP	: Biaya Pokok Penyediaan
CFPP	: <i>Coal Fired Power Plan</i>
CCPP	: <i>Combined Cycle Power Plant</i>
RKAP	: Rencana Kerja dan Anggaran Perusahaan
RJPP	: Rencana Jangka Panjang Perusahaan
RUPTL	: Rencana Umum Pengadaan Tenaga Listrik
FGD	: <i>Focussed Group Discussion</i>
FTP-1	: <i>Fast Track Program -1</i>
CMMS	: <i>Computerized Maintenance Management System</i>
NPHR	: <i>Nett Plant Heat Rate</i>
PLTU	: Pusat Listrik Tenaga Uap
PLTGU	: Pusat Listrik Tenaga Gas dan Uap

Halaman Sengaja Dikосongkan

LAMPIRAN

1. Rencana Komponen BPP Bulanan

a. PLTU Indramayu

	Januari	Februari	Maret	April	Mei	Juni	Juli	Agustus	September	Oktober	Nopember	Desember
Biaya Komponen A	57,896,067,867	57,896,067,867	57,896,067,867	57,896,067,867	57,896,067,867	57,896,067,867	57,896,067,867	57,896,067,867	57,896,067,867	57,896,067,867	57,896,067,867	57,896,067,867
Biaya Komponen B&D	19,162,411,781	19,770,797,290	27,248,460,851	20,235,983,815	20,648,133,719	20,352,771,526	23,603,898,540	55,768,744,137	20,700,277,468	20,384,486,354	56,502,199,667	22,410,567,851
Biaya Komponen C Batu Bara	244,165,036,831	151,949,957,876	204,205,169,284	256,460,380,691	265,681,888,586	234,943,528,935	173,466,809,632	265,681,888,586	256,460,380,691	265,681,888,586	256,460,380,691	265,681,888,586
Biaya Komponen C BBM	1,547,067,734	962,778,619	1,293,875,784	1,624,972,950	1,683,401,861	1,488,638,823	1,099,112,746	1,683,401,861	1,624,972,950	1,683,401,861	1,624,972,950	1,683,401,861
EAF Rencana	85.41	58.85	71.43	92.70	92.94	84.93	60.68	92.94	92.70	92.94	92.70	92.94
kWh Penjualan	508,909,672	316,707,110	425,621,895	534,536,680	553,756,937	489,689,416	361,554,375	553,756,937	534,536,680	553,756,937	534,536,680	553,756,937
kWh Produksi	554,367,761	344,996,807	463,640,348	582,283,889	603,220,984	533,430,666	393,850,029	603,220,984	582,283,889	603,220,984	582,283,889	603,220,984
BPP Komponen A	114	183	136	108	105	118	160	105	108	105	108	105
BPP Komponen B&D	38	62	64	38	37	42	65	101	39	37	106	40
BPP Komponen C	483	483	483	483	483	483	483	483	483	483	483	483
BPP Total	634	728	683	629	625	643	708	688	630	624	697	628

b. PLTU Rembang

	Januari	Februari	Maret	April	Mei	Juni	Juli	Agustus	September	Oktober	Nopember	Desember
Biaya Komponen A	41,560,202,895	41,560,202,895	41,560,202,895	41,560,202,895	41,560,202,895	41,560,202,895	41,560,202,895	41,560,202,895	41,560,202,895	41,560,202,895	41,560,202,895	41,560,202,895
Biaya Komponen B&D	14,963,932,260	16,248,374,479	18,912,410,908	17,033,223,286	16,037,027,921	19,544,580,521	21,391,493,157	18,763,063,943	16,963,020,617	26,320,883,455	18,212,374,764	19,554,927,690
Biaya Komponen C Batu Bara	171,677,948,680	153,947,880,827	160,760,823,567	78,020,506,919	107,570,620,007	165,767,926,063	171,677,948,680	171,677,948,680	165,767,926,063	171,686,748,047	165,767,926,063	171,677,948,680
Biaya Komponen C BBM	1,664,978,175	1,493,027,285	1,559,101,007	756,663,522	1,043,248,338	1,607,661,212	1,664,978,175	1,664,978,175	1,607,661,212	1,665,063,514	1,607,661,212	1,664,978,175
EAF Rencana	93.71	93.03	87.75	44.00	58.71	93.50	93.71	93.71	93.50	93.71	93.50	93.71
kWh Penjualan	359,594,052	322,456,918	336,727,205	163,420,581	225,315,804	347,215,007	359,594,052	359,594,052	347,215,007	359,612,483	347,215,007	359,594,052
kWh Produksi	382,546,810	343,039,227	358,220,381	173,851,658	239,697,631	369,377,616	382,546,810	382,546,810	369,377,616	382,566,418	369,377,616	382,546,810
BPP Komponen A	116	129	123	254	184	120	116	116	120	116	120	116
BPP Komponen B&D	42	50	56	104	71	56	59	52	49	73	52	54
BPP Komponen C	482	482	482	482	482	482	482	482	482	482	482	482
BPP Total	639	661	662	841	738	658	657	650	651	671	654	652

c. PLTGU Muara Tawar Blok V

	Januari	Februari	Maret	April	Mei	Juni	Juli	Agustus	September	Oktober	Nopember	Desember
Biaya Komponen A	21,113,105,082	21,113,105,082	21,113,105,082	21,113,105,082	21,113,105,082	21,113,105,082	21,113,105,082	21,113,105,082	21,113,105,082	21,113,105,082	21,113,105,082	21,113,105,082
Biaya Komponen B&D	5,044,552,809	5,044,552,809	5,044,552,809	5,044,552,809	5,192,637,780	10,767,813,942	5,044,558,732	5,044,558,732	5,044,560,212	5,044,560,212	5,673,896,167	9,279,620,989
Biaya Komponen C Gas	67,429,215,066	60,742,252,084	67,429,215,066	65,200,227,405	67,429,215,066	65,200,227,405	67,894,312,048	67,894,312,048	65,665,324,387	67,894,312,048	65,665,324,387	40,420,853,498
Biaya Komponen C BBM	1,551,968,342	1,398,059,463	1,551,968,342	1,500,665,382	1,551,968,342	1,500,665,382	1,562,673,135	1,562,673,135	1,511,370,175	1,562,673,135	1,511,370,175	930,336,871
EAF Rencana	97.58	97.33	97.58	97.50	97.58	97.50	98.26	98.26	98.20	98.26	98.20	58.50
kWh Penjualan	75,635,222	68,134,468	75,635,222	73,134,971	75,635,222	73,134,971	76,156,920	76,156,920	73,656,669	76,156,920	73,656,669	45,339,994
kWh Produksi	77,178,798	69,524,968	77,178,798	74,627,521	77,178,798	74,627,521	77,711,143	77,711,143	75,159,867	77,711,143	75,159,867	46,265,300
BPP Komponen A	279	310	279	289	279	289	277	277	287	277	287	466
BPP Komponen B&D	67	74	67	69	69	147	66	66	68	66	77	205
BPP Komponen C	912	912	912	912	912	912	912	912	912	912	912	912
BPP Total	1,258	1,296	1,258	1,270	1,260	1,348	1,255	1,255	1,267	1,255	1,276	1,582

d. PLTU Paiton 9

	Januari	Februari	Maret	April	Mei	Juni	Juli	Agustus	September	Oktober	November	Desember
Biaya Komponen A	39,393,878,689	39,393,878,689	39,393,878,689	39,393,878,689	39,393,878,689	39,393,878,689	39,393,878,689	39,393,878,689	39,393,878,689	39,393,878,689	39,393,878,689	39,393,878,689
Biaya Komponen B&D	18,162,964,314	18,162,964,314	18,162,964,314	18,162,964,314	18,162,964,314	18,162,964,314	18,162,964,314	18,162,964,314	18,162,964,314	18,162,964,314	18,162,964,314	18,162,964,314
Biaya Komponen C Batu Bara	-	49,691,499,505	177,469,641,091	171,384,967,682	177,469,641,091	171,384,967,682	177,469,641,091	177,469,641,091	171,384,967,682	177,469,641,091	171,384,967,682	177,469,641,091
Biaya Komponen C BBM	-	488,520,114	1,744,714,692	1,684,895,903	1,744,714,692	1,684,895,903	1,744,714,692	1,744,714,692	1,684,895,903	1,744,714,692	1,684,895,903	1,744,714,692
EAF Rencana	-	29.17	94.09	93.89	94.09	93.89	94.09	94.09	93.89	94.09	93.89	94.09
kWh Penjualan	-	111,723,313	399,011,831	385,331,425	399,011,831	385,331,425	399,011,831	399,011,831	385,331,425	399,011,831	385,331,425	399,011,831
kWh Produksi	-	119,235,108	425,839,672	411,239,455	425,839,672	411,239,455	425,839,672	425,839,672	411,239,455	425,839,672	411,239,455	425,839,672
BPP Komponen A	-	705	99	102	99	102	99	99	102	99	102	99
BPP Komponen B&D	-	325	46	47	46	47	46	46	47	46	47	46
BPP Komponen C	#DIV/0!	449	449	449	449	449	449	449	449	449	449	449
BPP Total	#DIV/0!	1,479	593	599	593	599	593	593	599	593	599	593

e. PLTU Pacitan

	Januari	Februari	Maret	April	Mei	Juni	Juli	Agustus	September	Oktober	November	Desember
Biaya Komponen A	55,028,210,888	55,028,210,888	55,028,210,888	55,028,210,888	55,028,210,888	55,028,210,888	55,028,210,888	55,028,210,888	55,028,210,888	55,028,210,888	55,028,210,888	55,028,210,888
Biaya Komponen B&D	16,873,491,034	16,873,491,034	17,432,934,932	16,063,261,939	16,101,844,277	17,625,846,622	31,488,480,610	16,564,832,331	19,169,140,135	22,275,018,332	17,452,226,101	17,247,739,711
Biaya Komponen C Batu Bara	83,701,840,419	74,786,851,499	83,701,840,419	137,191,773,942	160,748,393,971	154,805,068,024	160,748,393,971	160,748,393,971	154,805,068,024	160,748,393,971	154,805,068,024	116,173,449,369
Biaya Komponen C BBM	924,050,742	825,631,137	924,050,742	1,514,568,376	1,774,628,515	1,709,015,445	1,774,628,515	1,774,628,515	1,709,015,445	1,774,628,515	1,709,015,445	1,282,530,487
EAF Rencana	45.43	44.94	45.43	76.94	87.25	86.82	87.25	87.25	86.82	87.25	86.82	63.05
kWh Penjualan	164,259,541	146,764,442	164,259,541	269,230,135	315,458,504	303,795,105	315,458,504	315,458,504	303,795,105	315,458,504	303,795,105	227,983,009
kWh Produksi	175,678,643	156,967,309	175,678,643	287,946,652	337,388,755	324,914,532	337,388,755	337,388,755	324,914,532	337,388,755	324,914,532	243,832,081
BPP Komponen A	335	375	335	204	174	181	174	174	181	174	181	241
BPP Komponen B&D	103	115	106	60	51	58	100	53	63	71	57	76
BPP Komponen C	515	515	515	515	515	515	515	515	515	515	515	515
BPP Total	953	1,005	956	779	741	754	789	742	759	760	754	832

f. PLTU Tanjung Awar-Awar

	Januari	Februari	Maret	April	Mei	Juni	Juli	Agustus	September	Oktober	November	Desember
Biaya Komponen A	72,630,875,749	72,630,875,749	72,630,875,749	72,630,875,749	72,630,875,749	72,630,875,749	72,630,875,749	72,630,875,749	72,630,875,749	72,630,875,749	72,630,875,749	72,630,875,749
Biaya Komponen B&D	16,563,604,944	14,565,544,598	17,028,896,825	16,563,604,944	38,902,561,309	38,459,556,908	17,005,632,247	36,769,652,483	17,261,542,782	17,339,091,443	24,763,761,721	19,665,550,821
Biaya Komponen C Batu Bara	193,986,201,125	173,788,071,724	193,986,201,125	86,262,844,318	153,589,942,323	187,253,491,325	193,986,201,125	193,986,201,125	187,253,491,325	123,292,748,221	126,659,103,121	193,986,201,125
Biaya Komponen C BBM	1,709,563,423	1,531,561,158	1,709,563,423	760,218,008	1,353,558,893	1,650,229,335	1,709,563,423	1,709,563,423	1,650,229,335	1,086,555,495	1,116,222,539	1,709,563,423
EAF Rencana	92.94	92.19	92.94	42.71	73.59	92.71	92.94	92.94	92.71	59.07	62.71	92.94
kWh Penjualan	387,051,506	346,751,133	387,051,506	172,116,180	306,450,759	373,618,048	387,051,506	387,051,506	373,618,048	246,000,198	252,716,927	387,051,506
kWh Produksi	417,079,304	373,652,392	417,079,304	185,469,105	330,225,479	402,603,667	417,079,304	417,079,304	402,603,667	265,085,111	272,322,930	417,079,304
BPP Komponen A	188	209	188	422	237	194	188	188	194	295	287	188
BPP Komponen B&D	43	42	44	96	127	103	44	95	46	70	98	51
BPP Komponen C	506	506	506	506	506	506	506	506	506	506	506	506
BPP Total	736	757	737	1,024	870	803	737	788	746	871	891	744

g. PLTGU Muara Karang Blok II

	Januari	Februari	Maret	April	Mei	Juni	Juli	Agustus	September	Oktober	Nopember	Desember
Biaya Komponen A	32,795,525,381	32,795,525,381	32,795,525,381	32,795,525,381	32,795,525,381	32,795,525,381	32,795,525,381	32,795,525,381	32,795,525,381	32,795,525,381	32,795,525,381	32,795,525,381
Biaya Komponen B&D	7,082,835,675	7,940,807,685	7,336,642,310	12,969,476,520	8,299,077,071	10,252,372,936	8,112,211,766	18,280,089,264	9,662,864,725	7,082,835,675	7,379,455,090	7,373,867,283
Biaya Komponen C Gas	327,575,319,769	294,559,911,106	327,575,319,769	245,684,159,067	327,575,319,769	316,570,183,548	330,878,996,027	330,878,996,027	319,873,859,806	330,878,996,027	319,873,859,806	263,877,137,271
Biaya Komponen C BBM	129,151,394	116,134,583	129,151,394	96,864,598	129,151,394	124,812,457	130,453,917	130,453,917	126,114,980	130,453,917	126,114,980	104,037,447
EAF Rencana	96.02	95.59	96.02	74.41	96.02	95.89	96.99	96.99	96.89	96.99	96.89	77.35
kWh Penjualan	378,325,476	340,195,100	378,325,476	283,747,190	378,325,476	365,615,351	382,140,980	382,140,980	369,430,854	382,140,980	369,430,854	304,758,746
kWh Produksi	388,225,162	349,097,024	388,225,162	291,172,035	388,225,162	375,182,449	392,140,507	392,140,507	379,097,794	392,140,507	379,097,794	312,733,403
BPP Komponen A	87	96	87	116	87	90	86	86	89	86	89	108
BPP Komponen B	19	23	19	46	22	28	21	48	26	19	20	24
BPP Komponen C	866	866	866	866	866	866	866	866	866	866	866	866
BPP Total	972	986	972	1,027	975	984	973	1,000	981	971	975	998

h. PLTU AMC

	Januari	Februari	Maret	April	Mei	Juni	Juli	Agustus	September	Oktober	Nopember	Desember
Biaya Komponen A	266,509,236,089	266,509,236,089	266,509,236,089	266,509,236,089	266,509,236,089	266,509,236,089	266,509,236,089	266,509,236,089	266,509,236,089	266,509,236,089	266,509,236,089	266,509,236,089
Biaya Komponen B&D	85,726,404,333	85,621,171,715	98,785,667,831	88,059,038,298	109,852,531,539	114,145,719,891	111,652,468,867	146,029,657,208	92,256,945,315	104,482,443,898	135,093,526,567	97,041,750,387
Biaya Komponen C Batu Bara	693,531,027,055	604,164,261,432	820,123,675,486	729,320,473,551	865,060,485,978	914,154,982,028	877,348,994,499	969,564,073,453	935,671,833,784	898,879,419,916	875,077,445,580	924,989,128,851
Biaya Komponen C BBM	5,845,660,075	5,301,518,313	7,231,305,649	6,341,318,759	7,599,552,299	8,140,440,717	7,992,997,552	8,577,286,667	8,276,774,844	7,954,364,077	7,742,768,048	8,085,188,638
EAF Rencana	317	318	392	350	407	452	429	461	460	427	430	437
kWh Penjualan	1,419,814,771	1,244,402,915	1,712,671,979	1,524,635,002	1,799,993,835	1,899,649,002	1,822,670,268	2,014,872,830	1,944,496,266	1,873,839,953	1,823,595,145	1,927,397,335
kWh Produksi	1,529,672,519	1,337,890,842	1,840,458,348	1,640,790,758	1,936,372,521	2,041,565,935	1,956,704,571	2,166,075,526	2,090,419,158	2,014,100,940	1,960,138,421	2,072,518,852
BPP Komponen A	188	214	156	175	148	140	146	132	137	142	146	138
BPP Komponen B	60	69	58	58	61	60	61	72	47	56	74	50
BPP Komponen C	493	490	483	483	485	486	486	485	485	484	484	484
BPP Total	741	773	696	715	694	686	693	690	670	682	704	673

i. PLTGU AMC

	Januari	Februari	Maret	April	Mei	Juni	Juli	Agustus	September	Oktober	Nopember	Desember
Biaya Komponen A	53,908,630,463	53,908,630,463	53,908,630,463	53,908,630,463	53,908,630,463	53,908,630,463	53,908,630,463	53,908,630,463	53,908,630,463	53,908,630,463	53,908,630,463	53,908,630,463
Biaya Komponen B&D	12,127,388,483	12,985,360,494	12,381,195,118	18,014,029,329	13,491,714,851	21,020,186,878	13,156,770,498	23,324,647,996	14,707,424,937	12,127,395,887	13,053,351,257	16,653,488,272
Biaya Komponen C Gas	395,004,534,835	355,302,163,190	395,004,534,835	310,884,386,472	395,004,534,835	381,770,410,953	398,773,308,075	398,773,308,075	385,539,184,194	398,773,308,075	385,539,184,194	304,297,990,769
Biaya Komponen C BBM	1,681,119,735	1,514,194,046	1,681,119,735	1,597,529,980	1,681,119,735	1,625,477,839	1,693,127,051	1,693,127,051	1,637,485,155	1,693,127,051	1,637,485,155	1,034,374,318
EAF Rencana	194	193	194	172	194	193	195	195	195	195	195	136
kWh Penjualan	453,960,698	408,329,568	453,960,698	356,882,161	453,960,698	438,750,321	458,297,900	458,297,900	443,087,524	458,297,900	443,087,524	350,098,740
kWh Produksi	465,403,960	418,621,992	465,403,960	365,799,556	465,403,960	449,809,971	469,851,650	469,851,650	454,257,661	469,851,650	454,257,661	358,998,703
BPP Komponen A	119	132	119	151	119	123	118	118	122	118	122	154
BPP Komponen B	27	32	27	50	30	48	29	51	33	26	29	48
BPP Komponen C	874	874	874	876	874	874	874	874	874	874	874	872
BPP Total	1,019	1,038	1,020	1,077	1,022	1,045	1,020	1,042	1,029	1,018	1,025	1,074

j. Pembangkit AMC Total

	Januari	Februari	Maret	April	Mei	Juni	Juli	Agustus	September	Oktober	Nopember	Desember
Biaya Komponen A	320,417,866,553	320,417,866,553	320,417,866,553	320,417,866,553	320,417,866,553	320,417,866,553	320,417,866,553	320,417,866,553	320,417,866,553	320,417,866,553	320,417,866,553	320,417,866,553
Biaya Komponen B&D	97,853,792,816	98,606,532,209	111,166,862,949	106,073,067,626	123,344,246,390	135,165,906,769	124,809,239,365	169,353,905,203	106,964,370,252	116,609,839,785	148,146,877,824	113,695,238,659
Biaya Komponen C Batu Bara Gas	1,088,535,561,890	959,466,424,622	1,215,128,210,321	1,040,204,860,023	1,260,065,020,813	1,295,925,392,981	1,276,122,302,575	1,368,337,381,529	1,321,211,017,978	1,297,652,727,991	1,260,616,629,774	1,229,287,119,620
Biaya Komponen C BBM	7,526,779,810	6,815,712,359	8,912,425,385	7,938,848,739	9,280,672,034	9,765,918,556	9,686,124,603	10,270,413,718	9,914,259,999	9,647,491,128	9,380,253,203	9,119,562,957
EAf Rencana												
kWh Penjualan	1,873,775,469	1,652,732,483	2,166,632,677	1,881,517,162	2,253,954,533	2,338,399,323	2,280,968,168	2,473,170,730	2,387,583,790	2,332,137,853	2,266,682,668	2,277,496,075
kWh Produksi	1,995,076,479	1,756,512,833	2,305,862,308	2,006,590,314	2,401,776,482	2,491,375,905	2,426,556,221	2,635,927,176	2,544,676,818	2,483,952,590	2,414,396,081	2,431,517,555
BPP Komponen A	171	194	148	170	142	137	140	130	134	137	141	141
BPP Komponen B	52	60	51	56	55	58	55	68	45	50	65	50
BPP Komponen C	585	585	565	557	563	558	564	557	558	561	560	544
BPP Total	808	838	764	784	760	753	759	755	737	748	767	734

2. Rencana Komponen BPP Bulanan Kumulatif

a. PLTU Indramayu

	Januari	Februari	Maret	April	Mei	Juni	Juli	Agustus	September	Oktober	Nopember	Desember
Biaya Komponen A	57,896,067,867	115,792,135,735	173,688,203,602	231,584,271,469	289,480,339,336	347,376,407,204	405,272,475,071	463,168,542,938	521,064,610,806	578,960,678,673	636,856,746,540	694,752,814,407
Biaya Komponen B&D	19,162,411,781	38,933,209,072	66,181,669,923	86,417,653,738	107,065,787,457	127,418,558,983	151,022,457,523	206,791,201,660	227,491,479,128	247,875,965,482	304,378,165,149	326,788,733,000
Biaya Komponen C Batu Bara	244,165,036,831	396,114,994,707	600,320,163,991	856,780,544,682	1,122,462,433,268	1,357,405,962,203	1,530,872,771,836	1,796,554,660,422	2,053,015,041,113	2,318,696,929,700	2,575,157,310,391	2,840,839,198,977
Biaya Komponen C BBM	1,547,067,734	2,509,846,354	3,803,722,138	5,428,695,088	7,112,096,949	8,600,735,771	9,699,848,518	11,383,250,379	13,008,223,328	14,691,625,189	16,316,598,139	18,000,000,000
EAf Rencana	85											
kWh Penjualan	508,909,672	825,616,782	1,251,238,678	1,785,775,358	2,339,532,294	2,829,221,710	3,190,776,085	3,744,533,022	4,279,069,702	4,832,826,638	5,367,363,319	5,921,120,255
kWh Produksi	554,367,761	899,364,568	1,363,004,915	1,945,288,804	2,548,509,788	3,081,940,454	3,475,790,483	4,079,011,467	4,661,295,356	5,264,516,340	5,846,800,228	6,450,021,212
BPP Komponen A	114	140	139	130	124	123	127	124	122	120	119	117
BPP Komponen B&D	38	47	53	48	46	45	47	55	53	51	57	55
BPP Komponen C	483	483	483	483	483	483	483	483	483	483	483	483
BPP Total	634	670	675	661	652	651	657	662	658	654	658	655

b. PLTU Rembang

	Januari	Februari	Maret	April	Mei	Juni	Juli	Agustus	September	Oktober	Nopember	Desember
Biaya Komponen A	41,560,202,895	83,120,405,791	124,680,608,686	166,240,811,581	207,801,014,477	249,361,217,372	290,921,420,268	332,481,623,163	374,041,826,058	415,602,028,954	457,162,231,849	498,722,434,744
Biaya Komponen B&D	14,963,932,260	31,212,306,739	50,124,717,647	67,157,940,932	83,194,968,853	102,739,549,374	124,131,042,531	142,894,106,474	159,857,127,091	186,178,010,546	204,390,385,310	223,945,313,000
Biaya Komponen C Batu Bara	171,677,948,680	325,625,829,507	486,386,653,074	564,407,159,993	671,977,780,000	837,745,706,063	1,009,423,654,743	1,181,101,603,424	1,346,869,529,486	1,518,556,277,533	1,684,324,203,596	1,856,002,152,276
Biaya Komponen C BBM	1,664,978,175	3,158,005,460	4,717,106,467	5,473,769,989	6,517,018,326	8,124,679,538	9,789,657,713	11,454,635,888	13,062,297,100	14,727,360,613	16,335,021,825	18,000,000,000
EAf Rencana	94											
kWh Penjualan	359,594,052	682,050,969	1,018,778,175	1,182,198,756	1,407,514,560	1,754,729,567	2,114,323,619	2,473,917,671	2,821,132,678	3,180,745,160	3,527,960,167	3,887,554,219
kWh Produksi	382,546,810	725,586,037	1,083,806,418	1,257,658,076	1,497,355,707	1,866,733,323	2,249,280,133	2,631,826,943	3,001,204,559	3,383,770,976	3,753,148,592	4,135,695,402
BPP Komponen A	116	122	122	141	148	142	138	134	133	131	130	128
BPP Komponen B&D	42	46	49	57	59	59	59	58	57	59	58	58
BPP Komponen C	482	482	482	482	482	482	482	482	482	482	482	482
BPP Total	639	650	654	679	689	683	678	674	671	671	670	668

c. PLTGU Muara Tawar Blok V

	Januari	Februari	Maret	April	Mei	Juni	Juli	Agustus	September	Oktober	Nopember	Desember
Biaya Komponen A	21,113,105,082	42,226,210,164	63,339,315,246	84,452,420,328	105,565,525,410	126,678,630,492	147,791,735,574	168,904,840,656	190,017,945,738	211,131,050,820	232,244,155,902	253,357,260,984
Biaya Komponen B&D	5,044,552,809	10,089,105,617	15,133,658,426	20,178,211,234	25,370,849,014	36,138,662,956	41,183,221,687	46,227,780,419	51,272,340,632	56,316,900,844	61,990,797,011	71,270,418,000
Biaya Komponen C Gas	67,429,215,066	128,171,467,150	195,600,682,215	260,800,909,621	328,230,124,687	393,430,352,092	461,324,664,140	529,218,976,188	594,884,300,575	662,778,612,623	728,443,937,010	768,864,790,508
Biaya Komponen C BBM	1,551,968,342	2,950,027,805	4,501,996,147	6,002,661,529	7,554,629,871	9,055,295,253	10,617,968,387	12,180,641,522	13,692,011,697	15,254,684,832	16,766,055,007	17,696,391,879
EAF Rencana	98											
kWh Penjualan	75,635,222	143,769,690	219,404,912	292,539,883	368,175,105	441,310,076	517,466,996	593,623,917	667,280,586	743,437,506	817,094,176	862,434,170
kWh Produksi	77,178,798	146,703,766	223,882,564	298,510,085	375,688,883	450,316,404	528,027,547	605,738,691	680,898,557	758,609,700	833,769,567	880,034,867
BPP Komponen A	279	294	289	289	287	287	286	285	285	284	284	294
BPP Komponen B&D	67	70	69	69	69	82	80	78	77	76	76	83
BPP Komponen C	912	912	912	912	912	912	912	912	912	912	912	912
BPP Total	1,258	1,276	1,270	1,270	1,268	1,281	1,277	1,274	1,274	1,272	1,272	1,288

d. PLTU Paiton

	Januari	Februari	Maret	April	Mei	Juni	Juli	Agustus	September	Oktober	Nopember	Desember
Biaya Komponen A	39,393,878,689	78,787,757,378	118,181,636,068	157,575,514,757	196,969,393,446	236,363,272,135	275,757,150,824	315,151,029,513	354,544,908,203	393,938,786,892	433,332,665,581	472,726,544,270
Biaya Komponen B&D	18,162,964,314	36,325,928,628	54,488,892,942	72,651,857,256	90,814,821,570	108,977,785,884	127,140,750,198	145,303,714,512	163,466,678,826	181,629,634,140	199,792,607,454	217,955,571,768
Biaya Komponen C Batu Bara	-	49,691,499,505	227,161,140,596	398,546,108,278	576,015,749,368	747,400,717,050	924,870,358,141	1,102,339,999,231	1,273,724,966,913	1,451,194,608,004	1,622,579,575,685	1,800,049,216,776
Biaya Komponen C BBM	-	488,520,114	2,233,234,806	3,918,130,709	5,662,845,401	7,347,741,304	9,092,455,996	10,837,170,688	12,522,066,591	14,266,781,284	15,951,677,186	17,696,391,879
EAF Rencana	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
kWh Penjualan	-	111,723,313	510,735,144	896,066,569	1,295,078,400	1,680,409,825	2,079,421,656	2,478,433,487	2,863,764,913	3,262,776,744	3,648,108,169	4,047,120,000
kWh Produksi	-	119,235,108	545,074,780	956,314,234	1,382,153,906	1,793,393,361	2,219,233,033	2,645,072,704	3,056,312,159	3,482,151,831	3,893,391,285	4,319,230,957
BPP Komponen A	-	1,410	231	176	152	141	133	127	124	121	119	117
BPP Komponen B&D	-	325	107	81	70	65	61	59	57	56	55	54
BPP Komponen C	#DIV/0!	449	449	449	449	449	449	449	449	449	449	449
BPP Total	#DIV/0!	2,185	787	706	671	655	643	635	630	626	623	620

e. PLTU Pacitan

	Januari	Februari	Maret	April	Mei	Juni	Juli	Agustus	September	Oktober	Nopember	Desember
Biaya Komponen A	55,028,210,888	110,056,421,776	165,084,632,664	220,112,843,552	275,141,054,441	330,169,265,329	385,197,476,217	440,225,687,105	495,253,897,993	550,282,108,881	605,310,319,769	660,338,530,657
Biaya Komponen B&D	16,873,491,034	33,746,982,067	51,179,916,999	67,243,178,938	83,345,023,215	100,970,869,836	132,459,350,446	149,024,182,777	168,193,322,912	190,468,341,244	207,920,567,345	225,168,307,056
Biaya Komponen C Batu Bara	83,701,840,419	158,488,691,918	242,190,532,338	379,382,306,279	540,130,700,250	694,935,768,274	855,684,162,245	1,016,432,556,216	1,171,237,624,240	1,331,986,018,211	1,486,791,086,235	1,602,964,535,604
Biaya Komponen C BBM	924,050,742	1,749,681,879	2,673,732,621	4,188,300,998	5,962,929,513	7,671,944,957	9,446,573,472	11,221,201,988	12,930,217,432	14,704,845,947	16,413,861,392	17,696,391,879
EAF Rencana	45											
kWh Penjualan	164,259,541	311,023,983	475,283,524	744,513,659	1,059,972,163	1,363,767,268	1,679,225,772	1,994,684,277	2,298,479,382	2,613,937,886	2,917,732,991	3,145,716,000
kWh Produksi	175,678,643	332,645,952	508,324,595	796,271,247	1,133,660,003	1,458,574,535	1,795,963,290	2,133,352,046	2,458,266,578	2,795,655,333	3,120,569,865	3,364,401,947
BPP Komponen A	335	354	347	296	260	242	229	221	215	211	207	210
BPP Komponen B&D	103	109	108	90	79	74	79	75	73	73	71	72
BPP Komponen C	515	515	515	515	515	515	515	515	515	515	515	515
BPP Total	953	978	970	901	853	831	823	811	804	799	794	797

f. PLTU Tanjung Awar-Awar

	Januari	Februari	Maret	April	Mei	Juni	Juli	Agustus	September	Oktober	Nopember	Desember
Biaya Komponen A	72,630,875,749	145,261,751,498	217,892,627,247	290,523,502,997	363,154,378,746	435,785,254,495	508,416,130,244	581,047,005,993	653,677,881,742	726,308,757,491	798,939,633,241	871,570,508,990
Biaya Komponen B&D	16,563,604,944	31,129,149,542	48,158,046,368	64,721,651,312	103,624,212,620	142,083,769,529	159,089,401,776	195,859,054,258	213,120,597,040	230,459,688,482	255,223,450,203	274,889,001,024
Biaya Komponen C Batu Bara	193,986,201,125	367,774,272,849	561,760,473,974	648,023,318,292	801,613,260,615	988,866,751,940	1,182,852,953,065	1,376,839,154,190	1,564,092,645,515	1,687,385,393,735	1,814,044,496,856	2,006,030,697,981
Biaya Komponen C BBM	1,709,563,423	3,241,124,581	4,950,688,005	5,710,906,013	7,064,464,905	8,714,694,240	10,424,257,664	12,133,821,087	13,784,050,422	14,870,605,916	15,986,828,455	17,696,391,879
EAf Rencana	93											
kWh Penjualan	387,051,506	733,802,639	1,120,854,145	1,292,970,325	1,599,421,084	1,973,039,132	2,360,090,639	2,747,142,145	3,120,760,193	3,366,760,392	3,619,477,319	4,006,528,825
kWh Produksi	417,079,304	790,731,696	1,207,811,000	1,393,280,105	1,723,505,584	2,126,109,251	2,543,188,555	2,960,267,859	3,362,871,526	3,627,956,637	3,900,279,566	4,317,358,871
BPP Komponen A	188	198	194	225	227	221	215	212	209	216	221	218
BPP Komponen B&D	43	42	43	50	65	72	67	71	68	68	71	69
BPP Komponen C	506	506	506	506	506	506	506	506	506	506	506	506
BPP Total	736	746	743	780	797	798	788	788	783	790	797	792

g. PLTGU Muara Karang Blok II

	Januari	Februari	Maret	April	Mei	Juni	Juli	Agustus	September	Oktober	Nopember	Desember
Biaya Komponen A	32,795,525,381	65,591,050,763	98,386,576,144	131,182,101,526	163,977,626,907	196,773,152,289	229,568,677,670	262,364,203,051	295,159,728,433	327,955,253,814	360,750,779,196	393,546,304,577
Biaya Komponen B&D	7,082,835,675	15,023,643,360	22,360,285,670	35,329,762,190	43,628,839,261	53,881,212,197	61,993,423,964	80,273,513,228	89,936,377,952	97,019,213,627	104,398,668,717	111,772,536,000
Biaya Komponen C Gas	327,575,319,769	622,135,230,875	949,710,558,644	1,195,394,709,711	1,522,970,029,480	1,839,540,213,028	2,170,419,209,056	2,501,298,205,083	2,821,172,064,889	3,152,051,060,917	3,471,924,920,723	3,735,802,057,994
Biaya Komponen C BBM	129,151,394	245,285,976	374,437,370	471,301,968	600,453,362	725,265,818	855,719,735	986,173,652	1,112,288,632	1,242,742,548	1,368,857,528	1,472,894,975
EAf Rencana	96											
kWh Penjualan	378,325,476	718,520,576	1,096,846,052	1,380,593,241	1,758,918,717	2,124,534,068	2,506,675,048	2,888,816,027	3,258,246,882	3,640,387,862	4,009,818,716	4,314,577,462
kWh Produksi	388,225,162	737,322,186	1,125,547,348	1,416,719,383	1,804,944,545	2,180,126,995	2,572,267,502	2,964,408,008	3,343,505,802	3,735,646,309	4,114,744,103	4,427,477,506
BPP Komponen A	87	91	90	95	93	93	92	91	91	90	90	91
BPP Komponen B	19	21	20	26	25	25	25	28	28	27	26	26
BPP Komponen C	866	866	866	866	866	866	866	866	866	866	866	866
BPP Total	972	978	976	987	984	984	983	985	984	983	982	983

h. PLTU AMC

	Januari	Februari	Maret	April	Mei	Juni	Juli	Agustus	September	Oktober	Nopember	Desember
Biaya Komponen A	266,509,236,089	533,018,472,178	799,527,708,267	1,066,036,944,356	1,332,546,180,445	1,599,055,416,534	1,865,564,652,624	2,132,073,888,713	2,398,583,124,802	2,665,092,360,891	2,931,601,596,980	3,198,110,833,069
Biaya Komponen B&D	85,726,404,333	171,347,576,048	270,133,243,879	358,192,282,177	468,044,813,716	582,190,533,606	693,843,002,473	839,872,259,681	932,129,204,996	1,036,611,648,894	1,171,705,175,461	1,268,746,925,848
Biaya Komponen C Batu Bara	693,531,027,055	1,297,695,288,487	2,117,818,963,973	2,847,139,437,524	3,712,199,923,502	4,626,354,905,530	5,503,703,900,030	6,473,267,973,483	7,408,939,807,267	8,307,819,227,183	9,182,896,672,763	10,107,885,801,615
Biaya Komponen C BBM	5,845,660,075	11,147,178,388	18,378,484,037	24,719,802,796	32,319,355,094	40,459,795,811	48,452,793,363	57,030,080,030	65,306,854,873	73,261,218,950	81,003,986,997	89,089,175,636
HHV	4,422	4,415	4,405	4,403	4,401	4,400	4,399	4,399	4,398	4,399	4,399	4,399
HBB	801	798	791	789	788	788	787	787	787	787	787	786
NPHR	2,695	2,695	2,693	2,692	2,692	2,692	2,692	2,692	2,692	2,692	2,692	2,692
EAf Rencana												
kWh Penjualan	1,419,814,771	2,664,217,686	4,376,889,665	5,901,524,667	7,701,518,502	9,601,167,503	11,423,837,771	13,438,710,601	15,383,206,867	17,257,046,820	19,080,641,964	21,008,039,299
kWh Produksi	1,529,672,519	2,867,563,360	4,708,021,709	6,348,812,467	8,285,184,988	10,326,750,923	12,283,455,494	14,449,531,019	16,539,950,177	18,554,051,117	20,514,189,537	22,586,708,389
BPP Komponen A	188	200	183	181	173	167	163	159	156	154	154	152
BPP Komponen B	60	64	62	61	61	61	61	62	61	60	61	60
BPP Komponen C	493	491	488	487	486	486	486	486	486	486	486	485
BPP Total	741	756	732	728	720	713	710	707	702	700	701	698

i. PLTGU AMC

	Januari	Februari	Maret	April	Mei	Juni	Juli	Agustus	September	Oktober	November	Desember
Biaya Komponen A	53,908,630,463	107,817,260,927	161,725,891,390	215,634,521,854	269,543,152,317	323,451,782,781	377,360,413,244	431,269,043,707	485,177,674,171	539,086,304,634	592,994,935,098	646,903,565,561
Biaya Komponen B&D	12,127,388,483	25,112,748,977	37,493,944,095	55,507,973,424	68,999,688,275	90,019,875,153	103,176,645,651	126,501,293,647	141,208,718,584	153,336,114,471	166,389,465,728	183,042,954,000
Biaya Komponen C Gas	395,004,534,835	750,306,698,025	1,145,311,232,860	1,456,195,619,332	1,851,200,154,167	2,232,970,565,120	2,631,743,873,195	3,030,517,181,270	3,416,056,365,464	3,814,829,673,539	4,200,368,857,733	4,504,666,848,502
Biaya Komponen C BBM	1,681,119,735	3,195,313,782	4,876,433,517	6,473,963,497	8,155,083,232	9,780,561,071	11,473,688,123	13,166,815,174	14,804,300,329	16,497,427,381	18,134,912,536	19,169,286,854
HBB	109,957	109,957	109,957	109,972	109,969	109,967	109,965	109,964	109,963	109,963	109,962	109,957
NPHR	1,994	1,994	1,994	1,994	1,994	1,994	1,994	1,994	1,994	1,994	1,994	1,994
EAF Rencana												
kWh Penjualan	453,960,698	862,290,266	1,316,250,964	1,673,133,125	2,127,093,822	2,565,844,144	3,024,142,044	3,482,439,944	3,925,527,468	4,383,825,368	4,826,912,892	5,177,011,631
kWh Produksi	465,403,960	884,025,952	1,349,429,912	1,715,229,468	2,180,633,428	2,630,443,399	3,100,295,049	3,570,146,699	4,024,404,360	4,494,256,010	4,948,513,670	5,307,512,373
BPP Komponen A	119	125	123	129	127	126	125	124	124	123	123	125
BPP Komponen B	27	29	28	33	32	35	34	36	36	35	34	35
BPP Komponen C	874	874	874	874	874	874	874	874	874	874	874	874
BPP Total	1,019	1,028	1,025	1,036	1,033	1,035	1,033	1,034	1,034	1,032	1,031	1,034

j. Pembangkit AMC Total

	Januari	Februari	Maret	April	Mei	Juni	Juli	Agustus	September	Oktober	November	Desember
Biaya Komponen A	320,417,866,553	640,835,733,105	961,253,599,658	1,281,671,466,210	1,602,089,332,763	1,922,507,199,315	2,242,925,065,868	2,563,342,932,420	2,883,760,798,973	3,204,178,665,525	3,524,596,532,078	3,845,014,398,630
Biaya Komponen B&D	97,853,792,816	196,460,325,025	307,627,187,974	413,700,255,601	537,044,501,990	672,210,408,759	797,019,648,124	966,373,553,328	1,073,337,923,580	1,189,947,763,365	1,338,094,641,189	1,451,789,879,848
Biaya Komponen C Batu Bara Gas	1,088,535,561,890	2,048,001,986,512	3,263,130,196,833	4,303,335,056,856	5,563,400,077,669	6,859,325,470,650	8,135,447,773,225	9,503,785,154,753	10,824,996,172,731	12,122,648,900,722	13,383,265,530,496	14,612,552,650,116
Biaya Komponen C BBM	7,526,779,810	14,342,492,169	23,254,917,554	31,193,766,292	40,474,438,327	50,240,356,882	59,926,481,486	70,196,895,204	80,111,155,202	89,758,646,330	99,138,899,533	108,258,462,490
EAF Rencana			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
kWh Penjualan	1,873,775,469	3,526,507,952	5,693,140,629	7,574,657,791	9,828,612,324	12,167,011,647	14,447,979,815	16,921,150,545	19,308,734,335	21,640,872,188	23,907,554,856	26,185,050,931
kWh Produksi	1,995,076,479	3,751,589,312	6,057,451,620	8,064,041,935	10,465,818,416	12,957,194,322	15,383,750,543	18,019,677,718	20,564,354,536	23,048,307,126	25,462,703,207	27,894,220,762
BPP Komponen A	171	182	169	169	163	158	155	151	149	148	147	147
BPP Komponen B	52	56	54	55	55	55	55	57	56	55	56	55
BPP Komponen C	585	585	577	572	570	568	567	566	565	564	564	562
BPP Total	808	822	800	796	788	781	778	774	770	767	767	764

3. Laporan Keuangan sd Des (Milyar Rp)

KETERANGAN	JUMLAH	IMY	RBG	PTN 9	PCT	TJA	MKR2	MTW5
1. PENDAPATAN USAHA	24,149	5,115	3,447	2,525	2,278	3,127	6,237	1,421
1.1 Penjualan Tenaga listrik	24,149	5,115	3,447	2,525	2,278	3,127	6,237	1,421
2. BEBAN USAHA	18,468	3,538	2,403	1,848	1,722	2,552	15,332	
2.1 Bahan Bakar dan Minyak Pelumas	15,056	2,890	1,894	1,382	1,206	1,968	4,791	924
2.2 Pemeliharaan	1,343	305	236	185	226	223	116	51
2.3 Kepegawaian	-	-	-	-	-	-	-	-
2.4 Penyusutan Aset Tetap	2,066	341	272	279	290	360	326	197
2.5 Lain-Lain	2	1	1	0	(0)	1	(1)	(0)
LABA (RUGI) USAHA	5,682	1,577	1,044	677	556	575	1,004	249
3. PENDAPATAN (BEBAN) LAIN-LAIN	(2,789)	(710)	(381)	(291)	(645)	(501)	(68)	(193)
3.1 Beban Keuangan	(1,357)	(303)	(169)	(169)	(325)	(289)	(48)	(54)
3.2 Pendapatan (Beban) Lain	(1,432)	(407)	(212)	(121)	(320)	(213)	(19)	(139)
LABA (RUGI) BERSIH	2,893	867	664	386	(90)	74	936	56
4. BPP (Rp/KWh)	768	600	623	579	852	674	1,270	1,182
4.1 BPP KOMPONEN A (Rp/KWh)	133	101	107	129	256	154	90	242
4.2 BPP KOMPONEN B (Rp/KWh)	52	48	57	53	94	53	28	49
4.3 BPP KOMPONEN C (Rp/KWh)	583	451	459	397	502	467	1,152	891
4.4 BPP KOMPONEN D (Rp/KWh)	-	-	-	-	-	-	-	-
5. PRODUKSI DAN PENJUALAN	-	-	-	-	-	-	-	-
MWh Produksi	25,932,163	6,435,550	4,134,521	3,498,184	2,420,325	4,243,912	4,159,998	1,039,673
MWh Penjualan	25,822,909	6,403,335	4,126,199	3,483,402	2,400,931	4,213,975	4,157,808	1,037,260
Harga Jual (Rp/KWh)	935.19	799	835	725	949	742	1,500	1,370
Laba Bersih (Rp/KWh)	112.02	135	161	111	(37)	17	225	54
6. AKTIVA TETAP BRUTO (Rp)	68,151	10,424	9,161	8,703	8,499	10,412	12,995	7,957
7. PDP (Rp)	2,205	464	394	466	417	341	104	19
6. AKTIVA TETAP BRUTO +PDP (Rp)	70,356	10,889	9,555	9,169	8,915	10,753	13,099	7,976

(dalam Miliar)								
URAIAN	UNIT PEMBANGKIT							
	IMY	RBG	PTN9	PCT	TJA	MKR#2	MTW#5	TOTAL
Bahan Bakar & Pelumas	2,890	1,894	1,382	1,206	1,968	4,791	924	15,056
Pemeliharaan	305	236	185	226	223	116	51	1,343
Kepegawaian	-	-	-	-	-	-	-	-
Penyusutan	341	272	279	290	360	326	197	2,066
Pinjaman	303	169	169	325	289	48	54	1,357
Lainnya / Administrasi	1	1	0	(0)	1	(1)	(0)	2
TOTAL	3,840	2,572	2,017	2,047	2,841	5,282	1,226	19,824
GWh	6,403	4,126	3,483	2,401	4,214	4,158	1,037	25,823
BPP	600	623	579	852	674	1270	1182	768

4. Realisasi Komponen BPP Kumulatif

a. PLTU Indramayu

	Januari	Februari	Maret	April	Mei	Juni	Juli	Agustus	September	Oktober	November	Desember
Biaya Komponen A	52,628,128,844	105,354,758,622	160,464,218,944	214,359,775,497	269,968,282,633	329,906,513,294	379,025,603,536	426,531,806,728	479,250,259,417	530,205,333,633	588,342,896,984	643,824,650,591
Biaya Komponen B&D	38,329,918,928	67,795,905,561	92,073,999,945	110,752,070,017	140,135,981,604	155,550,450,995	172,644,453,326	196,181,925,802	208,042,978,611	235,714,614,151	253,907,427,707	306,248,072,251
Biaya Komponen C Batu Bara	265,468,813,491	529,621,761,371	700,313,775,223	895,569,308,687	1,175,872,930,195	1,326,274,335,519	1,617,870,911,611	1,910,890,046,740	2,155,483,703,828	2,359,048,621,340	2,613,083,120,805	2,885,606,000,876
Biaya Komponen C BBM			2,343,811,781	2,562,831,466	2,884,938,527	3,271,450,935	3,422,694,115	3,535,420,208	3,831,804,407	3,973,084,232	4,418,920,329	4,622,114,389
EAF Realisasi												
kWh Penjualan	567,330,047	1,119,195,945	1,470,024,889	1,852,014,870	2,444,164,879	2,916,928,360	3,520,728,080	4,149,130,185	4,734,567,326	5,207,086,522	5,781,551,986	6,403,334,720
kWh Produksi												
NPHR				2,658	2,666	2,669	2,662	2,652	2,647	2,644	2,639	2,635
Volume BB (ton)				1,120,336	1,478,939	1,767,451	2,124,743	2,487,623	2,829,870	3,103,774	3,433,819	3,793,972
HBB				799	795	750	761	768	762	760	761	761
BPP Komponen A	93	94	109	116	110	113	108	103	101	102	102	101
BPP Komponen B&D	68	61	63	60	57	53	49	47	44	45	44	48
BPP Komponen C	468	473	478	485	482	456	460	461	456	454	453	451
BPP Total	628	628	650	660	650	622	617	611	601	601	598	600

b. PLTU Rembang

	Januari	Februari	Maret	April	Mei	Juni	Juli	Agustus	September	Oktober	Nopember	Desember
Biaya Komponen A	36,991,839,624	73,553,229,212	110,990,257,734	148,285,363,487	188,336,631,219	225,400,113,653	260,916,101,806	294,962,231,816	331,406,487,331	367,240,136,859	400,651,766,094	440,579,811,624
Biaya Komponen B&D	8,392,824,074	24,345,514,620	37,455,470,647	55,869,955,081	71,155,888,030	90,841,141,014	100,979,227,082	129,367,720,846	173,689,647,224	188,094,005,912	200,730,293,816	237,094,334,123
Biaya Komponen C Batu Bara	157,579,703,997	326,877,499,162	532,209,329,973	681,955,552,461	787,332,667,302	779,620,476,346	987,114,225,810	1,206,808,043,512	1,320,446,865,895	1,508,247,684,375	1,688,942,197,998	1,881,424,703,802
Biaya Komponen C BBM			1,930,966,787	2,764,419,218	3,009,364,818	5,906,925,589	6,304,962,995	8,924,016,844	11,038,141,336	11,401,532,230	12,318,358,259	12,574,625,632
EAf Realisasi												
kWh Penjualan	322,912,736	706,543,720	1,129,021,062	1,431,552,017	1,641,620,325	1,943,012,304	2,367,564,386	2,629,469,536	2,925,561,619	3,337,328,526	3,721,394,285	4,126,199,280
kWh Produksi												
NPHR				2,695	2,697	2,698	2,693	2,691	2,692	2,685	2,684	2,683
Volume BB				880,453	1,011,093	1,196,820	1,451,196	1,609,969	1,793,022	2,039,610	2,273,020	2,522,519
HBB				775	779	651	680	750	736	739	743	746
BPP Komponen A	115	104	98	104	115	116	110	112	113	110	108	107
BPP Komponen B&D	26	34	33	39	43	47	43	49	59	56	54	57
BPP Komponen C	488	463	473	478	481	404	420	462	455	457	459	459
BPP Total	629	601	605	621	640	567	572	624	628	622	619	623

c. PLTGU Muara Tawar Blok V

	Januari	Februari	Maret	April	Mei	Juni	Juli	Agustus	September	Oktober	Nopember	Desember
Biaya Komponen A	21,055,164,205	41,908,621,312	63,083,722,028	84,135,289,324	105,183,220,576	126,178,196,090	146,935,888,983	168,679,672,519	189,596,899,408	210,549,228,668	230,142,914,549	250,958,141,583
Biaya Komponen B&D	1,248,076,755	2,750,894,836	4,006,035,671	6,454,767,714	10,157,192,160	14,893,326,609	17,978,072,668	22,371,797,414	26,551,940,589	31,474,441,847	44,559,510,474	50,857,696,860
Biaya Komponen C Gas	139,025,074	139,025,074	66,540,087,326	220,189,225,424	324,873,691,184	406,040,417,532	463,546,710,009	515,018,833,038	619,559,149,496	701,515,877,939	743,458,156,132	924,492,867,755
Biaya Komponen C BBM												
EAf Realisasi												
kWh Penjualan	544,677	476,619	96,138,319	241,083,693	384,574,898	471,132,238	533,031,504	588,743,096	684,322,023	811,908,409	893,914,276	1,037,259,615
kWh Produksi												
NPHR				1,941	1,930	1,917	1,921	1,924	1,920	1,913	1,913	1,893
Volume BB				1,774,403	3,138,102	3,882,525	4,274,622	4,665,019	5,213,714	6,241,761	6,836,512	8,130,470
HBB				124,092	103,526	104,582	108,442	110,400	118,833	112,391	108,748	113,707
BPP Komponen A	38,656	87,929	656	349	274	268	276	287	277	259	257	242
BPP Komponen B&D	2,291	5,772	42	27	26	32	34	38	39	39	50	49
BPP Komponen C	255	292	692	913	845	862	870	875	905	864	832	891
BPP Total	41,203	93,992	1,390	1,289	1,145	1,161	1,179	1,199	1,221	1,162	1,139	1,182

d. PLTU Paiton

	Januari	Februari	Maret	April	Mei	Juni	Juli	Agustus	September	Oktober	Nopember	Desember
Biaya Komponen A	35,374,015,183	70,890,455,443	107,562,815,941	143,651,453,675	182,096,798,187	224,960,781,983	259,888,303,046	293,979,878,751	340,099,574,434	376,682,041,711	410,806,223,980	448,801,426,127
Biaya Komponen B&D	13,545,544,885	32,119,769,803	66,285,642,984	87,818,222,819	94,591,706,405	104,750,764,501	112,980,430,053	128,208,479,478	148,828,942,989	159,146,496,635	163,973,044,079	185,879,209,010
Biaya Komponen C Batu Bara	2,647,963,797	22,018,667,831	114,827,995,896	240,105,277,090	377,996,655,314	457,294,053,210	631,251,166,649	803,674,721,856	924,436,437,041	1,080,785,266,969	1,223,794,352,488	1,375,155,505,931
Biaya Komponen C BBM			2,354,513,905	2,554,125,743	3,177,579,604	4,544,912,685	4,784,802,474	4,851,054,487	5,549,235,672	6,182,767,515	6,675,755,021	7,336,248,289
EAF Realisasi												
kWh Penjualan	- 1,830,543	30,557,778	249,544,225	527,482,200	857,245,162	1,153,522,285	1,611,791,945	2,030,562,625	2,330,348,339	2,743,802,105	3,102,846,812	3,483,401,629
kWh Produksi												
NPHR				2,787	2,718	2,708	2,681	2,670	2,671	2,663	2,660	2,659
Volume BB				346,938	550,360	739,241	1,024,524	1,285,277	1,475,620	1,729,688	1,953,463	2,193,397
HBB				692	687	619	616	625	626	625	626	627
BPP Komponen A	- 19,324	2,320	431	272	212	195	161	145	146	137	132	129
BPP Komponen B&D	- 7,400	1,051	266	166	110	91	70	63	64	58	53	53
BPP Komponen C	- 1,447	721	470	460	445	400	395	398	399	396	397	397
BPP Total	- 28,171	4,092	1,166	899	767	686	626	606	609	591	582	579

e. PLTU Pacitan

	Januari	Februari	Maret	April	Mei	Juni	Juli	Agustus	September	Oktober	Nopember	Desember
Biaya Komponen A	50,688,034,567	100,517,586,981	150,033,157,963	200,850,889,977	253,791,696,667	314,603,990,380	361,085,050,961	406,808,948,102	470,064,864,500	518,766,703,255	564,197,983,419	615,065,693,409
Biaya Komponen B&D	11,058,912,401	31,613,687,647	50,187,431,127	63,584,347,140	88,557,140,599	100,078,953,430	115,297,942,542	132,785,236,731	167,190,109,177	183,173,343,179	199,460,464,722	226,066,507,082
Biaya Komponen C Batu Bara	2,197,019,545	6,725,580,685		56,088,001,797	143,492,088,564	252,641,727,887	393,654,232,545	540,117,872,928	719,442,137,176	871,088,425,015	1,031,235,091,242	1,184,726,123,967
Biaya Komponen C BBM			3,526,881,785	7,526,591,340	8,031,036,162	8,970,121,817	9,334,544,965	10,059,789,050	12,357,466,292	13,597,262,050	16,814,757,707	20,797,162,898.00
EAF Realisasi												
kWh Penjualan	- 3,087,638	4,790,644	6,931,924	111,651,731	296,621,422	541,797,498	797,290,668	1,063,485,368	1,438,378,515	1,761,912,206	2,080,351,664	2,400,931,210
kWh Produksi												
NPHR				2,941	2,732	2,751	2,813	2,831	2,802	2,788	2,772	2,765
Volume BB				72,917	184,995	341,825	503,238	672,283	901,407	1,095,762	1,293,801	1,494,296
HBB				769	776	739	782	803	798	795	797	793
BPP Komponen A	- 16,416	20,982	21,644	1,799	856	581	453	383	327	294	271	256
BPP Komponen B&D	- 3,582	6,599	7,240	569	299	185	145	125	116	104	96	94
BPP Komponen C	- 712	1,404	509	570	511	483	505	517	509	502	504	502
BPP Total	- 20,710	28,985	29,393	2,938	1,665	1,248	1,103	1,025	952	901	871	852

f. PLTU Tanjung Awar-Awar

	Januari	Februari	Maret	April	Mei	Juni	Juli	Agustus	September	Oktober	November	Desember
Biaya Komponen A	50,842,407,383	101,159,814,487	152,557,456,744	203,712,057,499	256,146,878,125	332,444,620,896	382,320,780,766	433,013,607,413	488,328,480,182	539,629,285,610	587,822,113,570	648,444,832,155
Biaya Komponen B&D	12,926,626,904	38,833,516,899	52,830,664,738	63,232,225,039	81,464,730,854	100,724,776,035	120,466,568,139	137,475,784,518	159,101,057,302	177,114,798,753	190,296,399,296	223,781,523,787
Biaya Komponen C Batu Bara	173,051,920,310	363,556,480,903	577,282,722,351	806,983,740,141	1,021,236,586,525	1,074,829,715,764	1,213,626,599,424	1,395,232,973,250	1,612,275,300,707	1,802,639,391,158	1,904,549,829,594	1,939,469,897,741
Biaya Komponen C BBM			8,185,463,041	8,345,866,563	8,410,369,898	12,292,948,059	15,036,991,831	16,500,864,013	16,578,719,155	16,682,034,385	18,154,801,738	28,849,735,994
EAf Rencana												
kWh Penjualan	369,573,658	760,528,749	1,200,845,865	1,641,387,148	2,075,761,613	2,332,202,367	2,626,659,027	3,041,799,144	3,480,091,895	3,936,492,579	4,145,780,268	4,213,975,019
kWh Produksi												
NPHR				2,721	2,725	2,728	2,726	2,716	2,704	2,695	2,692	2,697
Volume BB				1,009,610	1,284,449	1,446,866	1,629,224	1,878,174	2,137,753	2,408,305	2,534,867	2,579,489
HBB				799	795	743	745	743	754	749	751	752
BPP Komponen A	138	133	127	124	123	143	146	142	140	137	142	154
BPP Komponen B&D	35	51	44	39	39	43	46	45	46	45	46	53
BPP Komponen C	468	478	488	497	496	466	468	464	468	462	464	467
BPP Total	641	662	659	659	659	652	659	652	654	644	651	674

g. PLTGU Muara Karang Blok II

	Januari	Februari	Maret	April	Mei	Juni	Juli	Agustus	September	Oktober	November	Desember
Biaya Komponen A	28,451,288,723	56,942,133,823	86,995,504,017	116,029,399,516	144,902,401,907	173,562,582,332	202,022,892,658	231,461,763,501	260,068,296,901	298,553,315,828	335,053,085,807	374,757,862,476
Biaya Komponen B&D	6,128,763,912	12,387,107,025	19,718,442,115	37,341,273,403	35,877,374,616	64,807,953,102	72,508,396,510	86,183,395,284	95,247,387,879	106,760,643,954	113,967,544,175	115,762,151,957
Biaya Komponen C Gas	352,221,150,190	716,012,643,817	1,155,760,152,241	1,493,051,205,710	1,902,937,911,414	2,212,253,212,198	2,593,622,163,404	3,108,033,779,708	3,515,062,228,296	3,939,478,444,859	4,317,494,936,627	4,791,212,927,685
Biaya Komponen C BBM												
EAf Rencana												
kWh Penjualan	310,090,233	686,449,899	1,080,700,167	1,405,813,888	1,777,156,673	2,015,474,161	2,333,338,615	2,715,247,327	3,064,928,659	3,431,445,406	3,791,960,057	4,157,807,912
kWh Produksi												
NPHR	1,941	1,944	1,939	1,938	1,935	1,939	1,942	1,942	1,945	1,946	1,946	1,945
Volume BB				10,814,117	13,648,149	15,512,450	17,921,877	20,972,970	23,658,817	26,446,750	29,230,403	32,084,955
HBB				138,065	139,428	142,611	144,718	148,192	148,573	148,959	147,706	149,329
BPP Komponen A	92	83	80	83	82	86	87	85	85	87	88	90
BPP Komponen B&D	20	18	18	27	20	32	31	32	31	31	30	28
BPP Komponen C	1,136	1,043	1,069	1,062	1,071	1,098	1,112	1,145	1,147	1,148	1,139	1,152
BPP Total	1,247	1,144	1,168	1,171	1,173	1,216	1,229	1,262	1,263	1,266	1,257	1,270

h. PLTU AMC

	Januari	Februari	Maret	April	Mei	Juni	Juli	Agustus	September	Oktober	Nopember	Desember
Biaya Komponen A	226,524,425,601	451,475,844,745	681,607,907,326	910,859,540,135	1,150,340,286,831	1,427,316,020,206	1,643,235,840,115	1,855,296,472,810	2,109,149,665,864	2,332,523,501,068	2,551,820,984,047	2,796,716,413,906
Biaya Komponen B&D	84,253,827,192	194,708,394,530	298,833,209,441	381,256,820,096	475,905,447,492	551,946,085,975	622,368,621,142	724,019,147,375	856,852,735,303	943,243,258,630	1,008,367,629,620	1,179,069,646,253
Biaya Komponen C Batu Bara	600,945,421,140	1,248,799,989,952	1,924,633,823,443	2,680,701,880,176	3,505,930,927,900	3,890,660,308,725	4,843,517,136,038	5,856,723,658,286	6,732,084,444,647	7,621,809,388,857	8,461,604,592,127	9,266,382,232,317
Biaya Komponen C BBM	-	-	18,341,637,299	23,753,834,330	25,513,289,009	34,986,359,085	38,883,996,382	43,871,144,602	49,355,366,862	51,836,680,412	58,382,593,054	74,179,887,202
EAf Rencana	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
kWh Penjualan	1,254,898,259	2,612,035,548	4,042,504,117	5,564,087,966	7,315,413,401	8,887,462,814	10,924,034,106	12,914,446,858	14,908,947,694	16,986,621,938	18,831,925,015	20,627,841,858
kWh Produksi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
NPHR	-	-	-	2,704	2,698	2,701	2,698	2,692	2,688	2,682	2,678	2,677
Volume BB	-	-	-	3,430,254	4,509,835	5,492,203	6,732,925	7,933,325	9,137,672	10,377,140	11,488,970	12,583,674
HBB	781	-	-	777	777	708	719	738	737	734	736	736
BPP Komponen A	181	173	169	164	157	161	150	144	141	137	136	136
BPP Komponen B	67	75	74	69	65	62	57	56	57	56	54	57
BPP Komponen C	479	478	481	486	483	442	447	457	455	452	452	453
BPP Total	727	725	723	718	705	664	654	657	654	645	641	646

i. PLTGU AMC

	Januari	Februari	Maret	April	Mei	Juni	Juli	Agustus	September	Oktober	Nopember	Desember
Biaya Komponen A	49,506,452,928	98,850,755,135	150,079,226,045	200,164,688,840	250,085,622,483	299,740,778,422	348,958,781,641	400,141,436,020	449,665,196,309	509,102,544,496	565,196,000,356	625,716,004,059
Biaya Komponen B&D	7,376,840,667	15,138,001,861	23,724,477,786	43,796,041,117	46,034,566,776	79,701,279,711	90,486,469,178	108,555,192,698	121,799,328,468	138,235,085,801	158,527,054,649	166,619,848,817
Biaya Komponen C Gas	352,360,175,264	716,151,668,891	1,222,300,239,567	1,713,240,431,134	2,227,811,602,598	2,618,293,629,730	3,057,168,873,413	3,623,052,612,744	4,134,621,377,792	4,640,994,322,798	5,060,953,092,759	5,715,705,795,440
Biaya Komponen C BBM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EAf Rencana	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
kWh Penjualan	309,545,556	685,973,280	1,176,838,486	1,646,897,581	2,161,731,571	2,486,606,399	2,866,370,119	3,303,990,423	3,749,250,682	4,243,353,815	4,685,874,333	5,195,067,527
kWh Produksi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
NPHR	-	-	-	1,941	1,935	1,935	1,938	1,939	1,941	1,940	1,940	1,934
Volume BB (MMBTU)	-	-	-	12,588,520	16,786,251	19,394,975	22,196,499	25,637,989	28,872,530	32,688,511	36,066,915	40,215,426
HBB	-	-	-	136,095	132,716	134,999	137,732	141,316	143,203	141,976	140,321	142,127
BPP Komponen A	160	144	128	122	116	121	122	121	120	120	121	120
BPP Komponen B	24	22	20	27	21	32	32	33	32	33	34	32
BPP Komponen C	1,138	1,044	1,039	1,040	1,031	1,053	1,067	1,097	1,103	1,094	1,080	1,100
BPP Total	1,322	1,210	1,186	1,188	1,168	1,206	1,220	1,251	1,255	1,246	1,234	1,253

j. Pembangkit AMC Total

	Januari	Februari	Maret	April	Mei	Juni	Juli	Agustus	September	Oktober	Nopember	Desember
Biaya Komponen A	276,030,878,529	550,326,599,880	831,687,133,371	1,111,024,228,975	1,400,425,909,314	1,727,056,798,628	1,992,194,621,756	2,255,437,908,830	2,558,814,862,173	2,841,626,045,564	3,117,016,984,403	3,422,432,417,965
Biaya Komponen B&D	91,630,667,859	209,846,396,391	322,557,687,227	425,052,861,213	521,940,014,268	631,647,365,686	712,855,090,320	832,574,340,073	978,652,063,771	1,081,478,344,431	1,166,894,684,269	1,345,689,495,070
Biaya Komponen C Batu Bara Gas	953,305,596,404	1,964,951,658,843	3,146,934,063,010	4,393,942,311,310	5,733,742,530,498	6,508,953,938,455	7,900,686,009,451	9,479,776,271,032	10,866,705,822,439	12,262,803,711,655	13,522,557,684,886	14,982,088,027,757
Biaya Komponen C BBM	-	-	18,341,637,299	23,753,834,330	25,513,289,009	34,986,359,085	38,883,996,382	43,871,144,602	49,355,366,862	51,836,680,412	58,382,593,054	74,179,887,202
EAf Rencana	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
kWh Penjualan	1,564,443,815	3,298,008,828	5,219,342,603	7,210,985,547	9,477,144,972	11,374,069,213	13,790,404,225	16,218,437,281	18,658,198,376	21,229,975,753	23,517,799,348	25,822,909,385
kWh Produksi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
NPHR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Volume BB	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
HBB	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BPP Komponen A	176	167	159	154	148	152	144	139	137	134	133	133
BPP Komponen B	59	64	62	59	55	56	52	51	52	51	50	52
BPP Komponen C	609	596	606	613	608	575	576	587	585	580	577	583
BPP Total	844	826	828	826	811	783	772	778	775	765	760	768

5. Focus Group Discussion (FGD)

a. PLTU Pacitan

BERITA ACARA PEMBAHASAN TEKNIS
USULAN UBJOM PACITAN RKAP 2019
19-20 April 2018
(Dalam Ribuan Rupiah)

Keterangan	Real 2017	RKAP 2018	Usulan 2019	Bahan Teknis 2019	% 2019 thd AO 2018	Keterangan
1	2	3	4	5	6	7
1. A B O P	336.213,992	346.590,155	178.799,126	150.883,999	103%	
1.1 Bahan Bakar	24.651,741	22.777,953	19.347,789	17.147,789	75%	
1.1.1 Transportasi BBM	-	800,000	800,000	800,000	100%	
1.1.2 Gas Alam	-	-	-	-	0%	
1.1.3 Batu Bara	18.825,582	16.477,953	11.047,789	11.047,789	67%	
1.1.4 Pelumas	3.792,476	3.000,000	3.500,000	3.500,000	117%	
1.1.5 Bahan Kimia	1.975,658	2.500,000	4.000,000	1.800,000	72%	
1.1.6 Pajak Air	58,025	-	-	-	0%	
1.2 Pemeliharaan Rutin :	291.996,106	99.844,829	133.068,903	110.908,074	112%	
1.2.1 10- Operasi	6,366	-	-	-	0%	
1.2.2 11- Operasi (Jasa O&M)	213.634,251	51.483,858	54.163,517	52.713,517	102%	
1.2.3 17- Kimia dan Laboratorium	1.157,071	550,000	650,000	550,000	100%	
1.2.4 18- K3	3.442,570	2.020,000	2.800,000	2.700,000	134%	
1.2.5 19- Lingkungan	3.272,138	2.899,000	2.700,000	2.550,000	95%	
1.2.6 20- Preventive Maintenance	13.196,542	3.018,210	11.560,525	5.995,995	109%	
1.2.7 21- Predictive Maintenance	468,910	1.010,000	245,000	245,000	24%	
1.2.8 22- Corrective Maintenance	14.017,932	2.000,000	11.000,000	4.000,000	200%	
1.2.9 24- Overhaul/Inspection	17.449,983	16.000,000	27.000,000	22.000,000	138%	
1.2.10 25- Breakdown Maintenance	-	-	-	-	0%	
1.2.11 26- Engineering/Project/Modification	187,050	-	-	-	0%	
1.2.12 60- Non Instalasi	24.548,793	20.569,761	21.449,761	20.153,562	98%	
1.3 Administrasi	2.673,692	2.159,550	3.048,196	2.702,456	102%	
1.4 Kepegawaian	14.919,070	19.071,797	17.520,046	17.025,384	89%	
1.5 Penyusutan	2.939,967	2.547,026	5.046,792	2.870,396	119%	
1.6 CSR	567,415	689,000	757,900	710,000	103%	
3.1. AI PIR		12.617,000	6.825,000	1.735,000	18%	
3.2. AKI PIR		12.617,000	6.825,000	1.735,000	18%	
4.1. AI PLN		677.796,477	435.288,885	435.288,885	64%	
4.2. AKI PLN		343.507,512	435.288,885	435.288,885	179%	

Tim Kantor Pusat :

- Hikma Pratama
- Tovan Saputera
- Dwi Handoko
- Ardhyani A
- Indra Yuliana S
- Bhakti
- Dinda Yanne A

1.

2.

3.

4.

5.

6.

7.

- Hidayat Luthfi
- Budi Sutowo
- Beni A
- Puri Handoko
- Danang MW
- Journalis B. F.
- Novita Sari

8.

9.

10.

11.

12.

13.

14.

Tim UBJOM PACITAN :

- Dica Novianto
- Harjanto

1.

2.

b. PLTU Paiton 9

BERITA ACARA PEMBAHASAN TEKNIS
USULAN UBJOM PAITON RKAP 2019
23-24 April 2018
(Dalam Ribuan Rupiah)

Keterangan	Real 2017	RKAP 2018	Usulan 2019	Bahan Teknis 2019	% 2019 thd AO 2018	Keterangan
1	2	3	4	5	6	7
1. A B O P	417.473,542	141.962,580	234.615,535	144.722,443	102%	
1.1 Bahan Bakar	17.412,624	19.291,942	26.314,926	17.591,942	91%	
1.1.1 Transportasi BBM	-	150,000	-	-	0%	
1.1.2 Gas Alam	-	-	-	-	0%	
1.1.3 Batu Bara	10.417,190	12.158,000	21.457,000	10.658,000	86%	
1.1.4 Pelumas	3.908,403	3.000,000	2.407,562	3.350,000	112%	
1.1.5 Bahan Kimia	3.067,031	3.583,942	2.450,364	3.583,942	100%	
1.1.6 Pajak Air	-	-	-	-	0%	
1.2 Pemeliharaan Rutin :	378.330,170	99.180,188	182.084,466	107.806,095	104%	
1.2.1 10- Operasi	-	-	-	-	0%	
1.2.2 11- Operasi (Jasa O&M)	57.070,894	52.384,530	69.030,542	51.493,381	98%	
1.2.3 17- Kimia dan Laboratorium	1.061,719	272,727	863,636	863,636	317%	
1.2.4 18- K3	1.722,464	602,258	1.570,263	1.228,445	204%	
1.2.5 19- Lingkungan	6.244,456	3.000,000	2.858,692	2.113,217	77%	
1.2.6 20- Preventive Maintenance	131.353,840	2.668,172	15.795,455	4.542,330	117%	
1.2.7 21- Predictive Maintenance	1.940,581	80,067	909,091	227,273	284%	
1.2.8 22- Corrective Maintenance	28.515,044	4.887,960	12.727,273	5.192,744	106%	
1.2.9 24- Overhaul/Inspection	1.255,467	6.181,818	44.181,818	12.454,545	202%	
1.2.10 25- Breakdown Maintenance	-	-	-	-	0%	
1.2.11 26- Engineering/Project/Modification	120.589,895	4.809,091	4.127,273	263,636	5%	
1.2.12 60- Non Instalasi	28.575,807	24.393,565	29.430,424	24.227,168	99%	
1.3 Administrasi	4.056,059	1.872,000	2.251,110	1.991,169	100%	
1.4 Kepegawaian	14.479,985	17.964,961	18.114,089	18.114,089	101%	
1.5 Penyusutan	2.073,647	2.827,988	4.924,943	3.968,148	119%	
1.6 CSR	724,457	825,000	925,000	851,000	103%	
2.1. AI PIR		12.249,450	13.880,200	2.700,800	22%	
2.2. AKI PIR		12.249,450	13.880,200	2.700,800	22%	
4.1. AI PLN		454.325,390	404.606,250	385.037,500	85%	
4.2. AKI PLN		384.325,390	276.166,250	260.297,500	68%	

Tim Kantor Pusat :

- Hikma Pratama
- Tovan Saputera
- Dwi Handoko
- Ardhyani A
- Indra Yuliana S
- Bhakti
- Dinda Yanne A

1.

2.

3.

4.

5.

6.

7.

- Hidayat Luthfi
- Budi Sutowo
- Beni A
- Catur Yulianto
- Mulyono
- Kunto G W
- Eko Prasetyo

8.

9.

10.

11.

12.

13.

14.

Tim UBJOM PAITON :

- Imanto
- Tri Laksono
- Citra
- Sinar

1.

2.

3.

4.

Halaman Sengaja Dikosongkan

BIODATA PENULIS



Penulis yang bernama lengkap Danang Mustika Widya merupakan anak bungsu dari tiga bersaudara yang lahir pada 25 Februari 1982. Masa kecil hingga remaja penulis habiskan di kota Tulungagung. Penulis telah menempuh pendidikan formal mulai dari SDN Kampung Dalem II Tulungagung, SMP Negeri 1 Tulungagung, SMU Negeri 1 Boyolangu, Tulungagung jurusan IPA, S1 Teknik Mesin Universitas Brawijaya dan terakhir saat ini adalah Magister Manajemen Teknologi ITS dengan bidang keahlian Manajemen Industri Kelas Eksekutif Angkatan tahun 2018. Penulis melanjutkan masuk dunia kerja di PT Pembangkitan Jawa Bali mulai tahun 2006. Selama berkarier di PT Pembangkitan Jawa Bali, penulis memperoleh berbagai prestasi antara lain Juara 1 lomba Inovasi tingkat nasional kategori Non-Technical Supporting dalam acara International Conference & Learning, Innovation, Knowledge and Exhibition (LIKE) 2019. Saat ini penulis sedang melakukan penelitian tesis yang berjudul Penentuan Prioritas Program RKAP Dengan Penerapan Metode *Variance Analysis* Pada Pengendalian Biaya Pokok Penyediaan (BPP) (Studi Kasus : PLTU FTP-1 dan PLTGU Jawa). Penelitian yang dilakukan penulis diharapkan dapat memberikan kontribusi kepada perusahaan tercinta untuk dapat mencapai target BPP yang telah ditetapkan. Penulis dapat dihubungi melalui email danang.mw@ptpjb.com atau danang.mw@gmail.com

the 1990s, the number of people with a mental health problem has increased in the UK, and the number of people with a mental health problem who are in contact with mental health services has also increased (Mental Health Act 1983, 1990, 1994, 1997, 2003, 2007, 2012).

There is a growing awareness of the need to improve the lives of people with a mental health problem, and to reduce the stigma and discrimination that they experience. This has led to a number of initiatives, including the Mental Health Act 1983, the Mental Health Act 1990, the Mental Health Act 1994, the Mental Health Act 1997, the Mental Health Act 2003, the Mental Health Act 2007, and the Mental Health Act 2012.

The Mental Health Act 1983 was the first of a series of Acts that have been passed in the UK to improve the lives of people with a mental health problem. The Act 1990, 1994, 1997, 2003, 2007, and 2012 have all made significant changes to the way in which people with a mental health problem are treated.

The Mental Health Act 1983 was the first of a series of Acts that have been passed in the UK to improve the lives of people with a mental health problem. The Act 1990, 1994, 1997, 2003, 2007, and 2012 have all made significant changes to the way in which people with a mental health problem are treated.

The Mental Health Act 1983 was the first of a series of Acts that have been passed in the UK to improve the lives of people with a mental health problem. The Act 1990, 1994, 1997, 2003, 2007, and 2012 have all made significant changes to the way in which people with a mental health problem are treated.

The Mental Health Act 1983 was the first of a series of Acts that have been passed in the UK to improve the lives of people with a mental health problem. The Act 1990, 1994, 1997, 2003, 2007, and 2012 have all made significant changes to the way in which people with a mental health problem are treated.

The Mental Health Act 1983 was the first of a series of Acts that have been passed in the UK to improve the lives of people with a mental health problem. The Act 1990, 1994, 1997, 2003, 2007, and 2012 have all made significant changes to the way in which people with a mental health problem are treated.

The Mental Health Act 1983 was the first of a series of Acts that have been passed in the UK to improve the lives of people with a mental health problem. The Act 1990, 1994, 1997, 2003, 2007, and 2012 have all made significant changes to the way in which people with a mental health problem are treated.

The Mental Health Act 1983 was the first of a series of Acts that have been passed in the UK to improve the lives of people with a mental health problem. The Act 1990, 1994, 1997, 2003, 2007, and 2012 have all made significant changes to the way in which people with a mental health problem are treated.