



UNIVERSITAS INDONESIA

**KONSERVASI ENERGI LISTRIK
PADA INDUSTRI PENGOLAHAN BATUBARA**

SKRIPSI

**ROIS AHMAD HANAFI
0405037138**

**FAKULTAS TEKNIK
DEPARTEMEN TEKNIK ELEKTRO
DEPOK
JUNI 2009**



UNIVERSITAS INDONESIA

**KONSERVASI ENERGI LISTRIK
PADA INDUSTRI PENGOLAHAN BATUBARA**

SKRIPSI

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik

**ROIS AHMAD HANAFI
0405037138**

**FAKULTAS TEKNIK
DEPARTEMEN TEKNIK ELEKTRO
DEPOK
JUNI 2009**

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

**Skripsi ini adalah hasil karya saya sendiri,
dan semua sumber baik yang dikutip maupun dirujuk
telah saya nyatakan dengan benar.**

Nama : ROIS AHMAD HANAFI

NPM : 0405037138

Tanda Tangan :

Tanggal : Rabu, 17 Juni 2009

HALAMAN PENGESAHAN

Skripsi ini diajukan oleh :
Nama : Rois Ahmad Hanafi
NPM : 0405037138
Program Studi : Teknik Elektro
Judul Skripsi : Konservasi Energi Listrik
Pada Industri Pengolahan Batubara

Telah berhasil dipertahankan di hadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai bagian persyaratan yang diperlukan untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik Elektro pada Program Studi Teknik Elektro, Fakultas Teknik, Universitas Indonesia

DEWAN PENGUJI

Pembimbing : Budi Sudiarto ST, MT ()
Penguji : Prof. Dr. Ir. Rudy Setiabudy DEA ()
Penguji : Prof. Dr. Ir. Iwa Garniwa M. K., MT ()

Ditetapkan di : Kampus UI Depok

Tanggal : 2 Juli 2009

KATA PENGANTAR/UCAPAN TERIMA KASIH

Puji syukur saya panjatkan kepada Tuhan Yang Maha Esa, karena atas berkat dan rahmat-Nya, saya dapat menyelesaikan skripsi ini. Penulisan skripsi ini dilakukan dalam rangka memenuhi salah satu syarat untuk mencapai gelar Sarjana Teknik Departemen Teknik Elektro pada Fakultas Teknik Universitas Indonesia. Saya menyadari bahwa, tanpa bantuan dan bimbingan dari berbagai pihak, dari masa perkuliahan sampai pada penyusunan skripsi ini, sangatlah sulit bagi saya untuk menyelesaikan skripsi ini. Oleh karena itu, saya mengucapkan terima kasih kepada:

- (1) Budi Sudiarto, ST, MT, selaku dosen pembimbing yang telah menyediakan waktu, tenaga, dan pikiran untuk mengarahkan saya dalam penyusunan skripsi ini;
- (2) Prof. DR. Ir. Iwa Garniwa M K, MT. dan pihak Pengkajian Energi, serta Laboratorium Tegangan Tinggi dan Pengukuran Listrik Departemen Teknik Elektro FTUI yang telah banyak membantu dalam usaha memperoleh data yang saya perlukan;
- (3) Aji Nur Widyanto, ST, MT, yang telah bersedia meluangkan waktu untuk memberi pengarahan, diskusi dan bimbingan sehingga skripsi ini dapat selesai dengan baik;
- (3) Bapak, Ibu dan Mbak Arin yang telah memberikan bantuan dukungan material dan moral;
- (4) Eviana Rahmawati, yang selalu mendukung saya dalam penulisan skripsi ini;
- (5) Andi Rahmanto dan Nugroho Dwi Saputro, yang menemani saya di kontrakan selama ini;
- (6) Teman-teman asisten LTTPL, yang telah bekerja sama dengan saya dan membantu saya dalam penulisan skripsi ini;
- (7) Teman-teman Elektro angkatan 2005, yang telah berjuang bersama selama 4 tahun ini.

Akhir kata, saya berharap Tuhan Yang Maha Esa berkenan membalas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu. Semoga skripsi ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu.

Depok, 17 Juni 2009

Penulis

Rois Ahmad Hanafi

NPM. 0405037138



**HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI
TUGAS AKHIR UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS**

Sebagai sivitas akademik Universitas Indonesia, saya yang bertanda tangan di bawah ini:

Nama : Rois Ahmad Hanafi

NPM : 0405037138

Program Studi : S1 Reguler

Departemen : Teknik Elektro

Fakultas : Teknik

Jenis Karya : Skripsi

demikian demi pengembangan ilmu pengetahuan, menyetujui untuk memberikan kepada Universitas Indonesia **Hak Bebas Royalti Noneksklusif (*Non-exclusive Royalty-Free Right*)** atas karya ilmiah saya yang berjudul:

**KONSERVASI ENERGI LISTRIK
PADA INDUSTRI PENGOLAHAN BATUBARA**

beserta perangkat yang ada (jika diperlukan). Dengan Hak Bebas Royalti Noneksklusif ini Universitas Indonesia berhak menyimpan, mengalihmedia/formatkan, mengolah dalam bentuk pangkalan data (*database*), merawat dan memublikasikan tugas akhir saya selama tetap mencantumkan nama saya sebagai penulis/pencipta dan sebagai pemilik Hak Cipta.

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di : Depok

Pada tanggal : 17 Juni 2009

Yang menyatakan

Rois Ahmad Hanafi

KONSERVASI ENERGI LISTRIK
PADA INDUSTRI PENGOLAHAN BATUBARA

ABSTRAK

Di Indonesia, bidang industri termasuk pertambangan batubara merupakan konsumen energi listrik yang besar karena menggunakan lebih kurang 30% energi listrik yang dibangkitkan. Industri pengolahan batubara menjadi konsumen listrik layaknya industri lain, namun di pihak lain industri batu bara juga merupakan pemasok bahan bakar sumber energi bagi pembangkit listrik. Dalam menjalankan dua peran tersebut, industri ini tentunya mempertimbangkan efisiensi dan efektivitas terutama dalam hal penggunaan daya listrik yang besar yang akan mempengaruhi biaya produksi. Konservasi energi listrik adalah pemanfaatan energi listrik seefektif dan seefisien mungkin dengan cara mengurangi rugi-rugi energi listrik. Skripsi ini membahas peluang konservasi energi listrik pada pertambangan batubara. Data-data skripsi ini diperoleh dari pengukuran di PT Indominco Mandiri. Metode konservasi energi listrik yang digunakan berupa perbaikan faktor daya dengan cara memasang kapasitor bank sehingga rugi-rugi jaringan dapat direduksi. Perhitungan penghematan biaya secara ekonomis dianalisa dengan menggunakan metode *Life-Cycle Cost*. Hasilnya, konsumsi bahan bakar genset dapat dihemat dan pemasangan kapasitor bank dapat diimplementasikan dari pertimbangan teknis dan ekonomis.

Kata kunci : konservasi, energi listrik, tambang batubara, faktor daya, *Life-Cycle Cost*.

ELECTRICAL ENERGY CONSERVATION
ON COAL PROCESSING INDUSTRY

ABSTRACT

In Indonesia, industry sectors, including coal minings, are large electrical energy consumers. They consume about 30% of electrical energy that are generated. Coal minings are electrical energy consumer likes another industry. In the other hand, coal minings are fuel produsen for the generator. So, these indutries should consider the efficiency and effectiveness on the used of electrical energy that affect the production cost. Electrical energy conservation is electric energy usage that as effective and efficient as possible by reducing the energy losses. This paper discusse about the opportunity of electcal energy conservation on the coal mining. The data in this paper was collected from the measurement at PT Indominco Mandiri. The method of electrical energy conservation is power factor correction by installing capacitor bank with the result that the power losses can be reduced. Cost saving calculation is economically analyzed by using Life-Cycle Cost method. As the result, genset fuel consumption can be reduced and capacitor bank installation can be implemented from technical and economical consideration.

Key words : conservation, electrical energy, coal mining, power factor, Life-Cycle Cost

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS	ii
HALAMAN PENGESAHAN.....	iii
KATA PENGANTAR/UCAPAN TERIMA KASIH	iv
HALAMAN PERSETUJUAN PUBLIKASI KARYA ILMIAH	vi
ABSTRAK	vii
ABSTRACT	viii
DAFTAR ISI	ix
DAFTAR TABEL	xi
DAFTAR GAMBAR	xiv
DAFTAR LAMPIRAN.....	xv
1. PENDAHULUAN	1
1.1. Latar Belakang	1
1.2. Tujuan Penulisan	2
1.3. Pembatasan Masalah	3
1.4. Metodologi Penulisan	3
1.5. Sistematika Penulisan	4
2. DASAR TEORI	5
2.1. Konservasi energi listrik	5
2.1.1 Pengertian	5
2.1.2 Audit Energi Listrik.....	5
2.2. Energi, Daya dan Kualitas Daya Listrik.....	6
2.2.1 Energi dan Daya Listrik	6
2.2.2 Kualitas Daya Listrik.....	7
2.2.2.1 Faktor Daya.....	7
2.2.2.2 Distorsi Harmonik.....	10
2.3. Generator-Mesin dan Motor Listrik	12
2.3.1 Generator-mesin.....	12
2.3.2 Motor Listrik.....	14
2.3.2.1 Efisiensi.....	14
2.3.2.2 Pembebanan Motor.....	15
2.4. Aliran Daya.....	15
2.5. Interaksi Pertimbangan Teknis dan Ekonomis.....	16
2.5.1. Faktor Kebutuhan	16
2.5.2. Faktor Keragaman Beban	17
2.5.3. Faktor Beban.....	18
2.6. Analisis Biaya Siklus Hidup (<i>Life-Cycle Cost Analysis</i>).....	19
2.6.1. Penentuan Periode Analisis	20
2.6.2. Perkiraan Biaya pada LCCA.....	21
2.6.3. Perhitungan Nilai Uang terhadap Waktu Sekarang.....	21
2.6.4 <i>Life-Cycle Cost Analysis</i>	22
2.6.5 Keputusan Berdasarkan LCCA.....	25

3. PROSES PRODUKSI DAN KONSUMSI ENERGI.....	26
3.1. PT Indominco Mandiri.....	26
3.2. Produksi.....	27
3.3. Sistem Kelistrikan.....	29
3.4. Hasil Pengukuran Besaran Listrik.....	33
3.4.1 Arus dan Tegangan	33
3.4.2 Faktor Daya.....	36
3.4.3 Distorsi Harmonik.....	38
3.4.4 Daya.....	41
3.5 Simulasi Aliran Daya.....	46
4. KONSERVASI ENERGI LISTRIK.....	48
4.1. Konsumsi Energi Listrik	48
4.2. Biaya Energi Listrik.....	51
4.2.1. Biaya Tetap.....	51
4.2.2. Biaya Variabel	52
4.2.3. Biaya Pembangkitan Energi Listrik	52
4.3. Analisa Kondisi Sistem Kelistrikan.....	53
4.4. Perbaikan Faktor Daya.....	53
4.4.1 Perhitungan Perbaikan Faktor Daya.....	53
4.4.1.1 Perbaikan Faktor Daya pada Feeder TML-20.....	54
4.4.1.2 Perbaikan Faktor Daya pada Feeder TML-2.....	56
4.4.1.3 Perbaikan Faktor Daya pada Feeder TML-27.....	57
4.4.2 Simulasi Perbaikan Faktor Daya.....	59
4.5. Peningkatan Tegangan.....	62
4.6 Analisa LCC (<i>Life Cycle Cost</i>).....	66
4.6.1 Analisa LCC Pemasangan Kapasitor Bank Feeder TML-20. 66	
4.6.2 Analisa LCC Pemasangan Kapasitor Bank Feeder TML-2... 69	
4.6.3 Analisa LCC Pemasangan Kapasitor Bank Feeder TML-27...73	
4.6.4 Analisa LCC Simulasi Perbaikan Faktor Daya..... 77	
5. KESIMPULAN	82
DAFTAR ACUAN	83
DAFTAR REFERENSI	85
LAMPIRAN.....	87

DAFTAR TABEL

Tabel 3.1.	Data Pengukuran Arus pada Feeder TML-20.....	33
Tabel 3.2.	Data Pengukuran Tegangan pada Feeder TML-20.....	33
Tabel 3.3.	Data Pengukuran Arus pada Feeder TML-2.....	33
Tabel 3.4.	Data Pengukuran Tegangan pada Feeder TML-2.....	34
Tabel 3.5.	Data Pengukuran Arus pada Feeder MCC-22.....	34
Tabel 3.6.	Data Pengukuran Tegangan pada Feeder MCC-22.....	34
Tabel 3.7.	Data Pengukuran Arus pada Feeder TML-27.....	34
Tabel 3.8.	Data Pengukuran Tegangan pada Feeder TML-27.....	35
Tabel 3.9.	Data Pengukuran Arus pada Feeder SL1.....	35
Tabel 3.10.	Data Pengukuran Tegangan pada Feeder SL1.....	35
Tabel 3.11.	Data Pengukuran Arus pada PDC-20.....	35
Tabel 3.12.	Data Pengukuran Tegangan pada PDC-20.....	36
Tabel 3.13.	Data Pengukuran Faktor Daya pada Feeder TML-20	36
Tabel 3.14.	Data Pengukuran Faktor Daya pada Feeder TML-2.....	36
Tabel 3.15.	Data Pengukuran Faktor Daya pada Feeder MCC-22	37
Tabel 3.16.	Data Pengukuran Faktor Daya pada Feeder TML-27.....	37
Tabel 3.17.	Data Pengukuran Faktor Daya pada Feeder SL1.....	37
Tabel 3.18.	Data Pengukuran Faktor Daya pada PDC-20.....	37
Tabel 3.19.	Data Pengukuran Harmonik Arus pada Feeder TML-20.....	38
Tabel 3.20.	Data Pengukuran Harmonik Tegangan pada Feeder TML-20.....	38
Tabel 3.21.	Data Pengukuran Harmonik Arus pada Feeder TML-2.....	38
Tabel 3.22.	Data Pengukuran Harmonik Tegangan pada Feeder TML-2.....	39
Tabel 3.23.	Data Pengukuran Harmonik Arus pada Feeder MCC-22.....	39
Tabel 3.24.	Data Pengukuran Harmonik Tegangan pada Feeder MCC-22.....	39
Tabel 3.25.	Data Pengukuran Harmonik Arus pada Feeder TML-27.....	39
Tabel 3.26.	Data Pengukuran Harmonik Tegangan pada Feeder TML-27.....	40
Tabel 3.27.	Data Pengukuran Harmonik Arus pada Feeder SL1.....	40
Tabel 3.28.	Data Pengukuran Harmonik Tegangan pada Feeder SL1.....	40
Tabel 3.29.	Data Pengukuran Harmonik Arus pada PDC-20.....	40
Tabel 3.30.	Data Pengukuran Harmonik Tegangan pada PDC-20.....	41
Tabel 3.31.	Data Pengukuran Daya Kompleks pada Feeder TML-20.....	41
Tabel 3.32.	Data Pengukuran Daya Aktif pada Feeder TML-20.....	41
Tabel 3.33.	Data Pengukuran Daya Reaktif pada Feeder TML-20.....	42
Tabel 3.34.	Data Pengukuran Daya Kompleks pada Feeder TML-2.....	42
Tabel 3.35.	Tegangan Data Pengukuran Daya Aktif pada Feeder TML-2.....	42
Tabel 3.36.	Data Pengukuran Daya Reaktif pada Feeder TML-2.....	42
Tabel 3.37.	Data Pengukuran Daya Kompleks pada Feeder MCC-22.....	43
Tabel 3.38.	Data Pengukuran Daya Aktif pada Feeder MCC-22.....	43
Tabel 3.39.	Data Pengukuran Daya Reaktif pada Feeder MCC-22.....	43
Tabel 3.40.	Data Pengukuran Daya Kompleks pada Feeder TML-27.....	43
Tabel 3.41.	Data Pengukuran Daya Aktif pada Feeder TML-27.....	44
Tabel 3.42.	Data Pengukuran Daya Reaktif pada Feeder TML-2.....	44
Tabel 3.43.	Data Pengukuran Daya Kompleks pada Feeder SL1.....	44
Tabel 3.44.	Data Pengukuran Daya Aktif pada Feeder SL1.....	44

Tabel 3.45. Data Pengukuran Daya Reaktif pada Feeder SL1.....	45
Tabel 3.46. Data Pengukuran Daya Kompleks pada PDC-20.....	45
Tabel 3.47. Data Pengukuran Daya Aktif pada PDC-2.....	45
Tabel 3.48. Data Pengukuran Daya Reaktif pada PDC-20.....	45
Tabel 4.1. Data Perhitungan Daya Total Sistem	48
Tabel 4.2. Data Pengukuran Daya Aktif pada MCC-21.....	49
Tabel 4.3. Perhitungan Kebutuhan Daya Aktif Rata-rata Feeder TML-20.....	49
Tabel 4.4. Data Pengukuran Daya Reaktif pada MCC-21.....	49
Tabel 4.5. Perhitungan Kebutuhan Daya Reaktif Rata-rata Feeder TML-20...	50
Tabel 4.6. Kebutuhan Daya Rata-Rata Total	50
Tabel 4.7. Konsumsi Energi Listrik Pelabuhan	50
Tabel 4.8. Konsumsi dan Biaya Bahan Bakar	52
Tabel 4.9. Total Biaya Variabel	52
Tabel 4.10. Ringkasan Hasil Perbaikan Faktor Daya pada Feeder TML-20..	55
Tabel 4.11. Perhitungan Selisih Konsumsi Bahan Bakar Spesifik pada Feeder TML-20.....	55
Tabel 4.12. Perhitungan Penghematan Bahan Bakar pada Feeder TML-20...55	55
Tabel 4.13. Ringkasan Hasil Perbaikan Faktor Daya pada Feeder TML-2.....	56
Tabel 4.14. Perhitungan Selisih Konsumsi Bahan Bakar Spesifik pada Feeder TML-2.....	57
Tabel 4.15. Perhitungan Penghematan Bahan Bakar pada Feeder TML-2... 57	57
Tabel 4.16. Ringkasan Hasil Perbaikan Faktor Daya pada Feeder TML-27.. 58	58
Tabel 4.17. Perhitungan Selisih Konsumsi Bahan Bakar Spesifik pada Feeder TML-27.....	58
Tabel 4.18. Perhitungan Penghematan Bahan Bakar pada Feeder TML-27.. 58	58
Tabel 4.19. Ringkasan Pembangkitan, Pembebanan dan Permintaan Total Setelah Perbaikan Faktor Daya.....	60
Tabel 4.20. Ringkasan Pembangkitan, Pembebanan dan Permintaan Total Setelah Perbaikan Faktor Daya.....	61
Tabel 4.21. Ringkasan Hasil Perbaikan Faktor Daya pada Simulasi.....	61
Tabel 4.22. Perhitungan Selisih Konsumsi Bahan Bakar Spesifik pada Simulasi.....	61
Tabel 4.23. Perhitungan Penghematan Bahan Bakar pada Simulasi.....	62
Tabel 4.24. Perhitungan Kebutuhan Daya Aktif Rata-Rata PDC-20.....	62
Tabel 4.25. Perhitungan Kebutuhan Daya Reaktif Rata-Rata PDC-20.....	63
Tabel 4.26. Ringkasan Pembangkitan, Pembebanan dan Permintaan Total Sebelum Peningkatan Tegangan	64
Tabel 4.27. Ringkasan Pembangkitan, Pembebanan dan Permintaan Total Setelah Peningkatan Tegangan.....	65
Tabel 4.28. Perhitungan LCC Pemasangan Kapasitor Bank pada Feeder TML-20.....	66
Tabel 4.29. Perhitungan Penghematan Pemasangan Kapasitor Bank pada Feeder TML-20.....	67
Tabel 4.30. Perhitungan Waktu Balik Modal Pemasangan Kapasitor Bank pada Feeder TML-20.....	68
Tabel 4.31. Perhitungan LCC Pemasangan Kapasitor Bank pada Feeder TML-2.....	70

Tabel 4.32. Perhitungan Penghematan Pemasangan Kapasitor Bank pada Feeder TML-2.....	70
Tabel 4.33. Perhitungan Waktu Balik Modal Pemasangan Kapasitor Bank pada Feeder TML-2.....	71
Tabel 4.34. Perhitungan LCC Pemasangan Kapasitor Bank pada Feeder TML-27.....	74
Tabel 4.35. Perhitungan Penghematan Pemasangan Kapasitor Bank pada Feeder TML-27.....	74
Tabel 4.36. Perhitungan Waktu Balik Modal Pemasangan Kapasitor Bank pada Feeder TML-27.....	76
Tabel 4.37. Perhitungan LCC Simulasi Perbaikan Faktor Daya	78
Tabel 4.38. Perhitungan Penghematan pada Simulasi Perbaikan Daya.....	78
Tabel 4.39. Perhitungan Waktu Balik Modal pada Simulasi Perbaikan Faktor Daya	80

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1. Diagram Fasor Daya.....	7
Gambar 2.2. Upaya Peningkatan Faktor Daya dengan Pemasangan Kapasitor	8
Gambar 2.3. Pembentukan Gelombang Terdistorsi Harmonik.....	11
Gambar 2.4. Kurva Efisiensi Alternator.....	14
Gambar 2.5. Ilustrasi <i>Demand</i> , <i>Average Demand</i> , dan <i>Maximum Demand</i>	17
Gambar 2.6. Ilustrasi Keragaman Beban.....	18
Gambar 2.7. Ilustrasi periode studi LCC	20
Gambar 3.1. Peta Operasi PT Indo Tambangraya Megah.....	26
Gambar 3.2. Proses Penambangan Batubara	27
Gambar 3.3. Diagram Satu Garis Jaringan Listrik Pelabuhan.....	31
Gambar 3.4. Pengukuran pada Sistem Jaringan Listrik Pelabuhan.....	32
Gambar 3.5. Simulasi Sistem Tenaga Listrik Pelabuhan.....	46
Gambar 3.6. Simulasi Aliran Daya.....	47
Gambar 4.1. Simulasi Aliran Daya pada Sistem Sebelum Perbaikan Faktor Daya.....	57
Gambar 4.2. Simulasi Aliran Daya pada Sistem Setelah Perbaikan Faktor Daya	58
Gambar 4.3. Simulasi Aliran Daya Sebelum Peningkatan Tegangan	61
Gambar 4.4. Simulasi Aliran Daya Setelah Peningkatan Tegangan.....	62

DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran 1. Hubungan Faktor Daya terhadap Efisiensi Generator.....87



BAB 1 PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Hukum kekekalan energi menyebutkan bahwa energi tidak akan pernah hilang, tapi berubah dari satu bentuk ke bentuk yang lain. Sifat energi inilah yang kemudian dimanfaatkan oleh manusia dalam kehidupan sehari-hari. Energi listrik misalnya, merupakan salah satu jenis energi yang paling banyak digunakan dalam kehidupan manusia sehari-hari, kemudahannya untuk diubah menjadi bentuk energi lain menjadi salah satu alasannya.

Saat ini, dunia sedang menghadapi permasalahan besar yang terkait dengan persediaan energi dunia yang semakin menipis. Hal yang sama juga sedang melanda Indonesia. Keterbatasan sumber energi untuk pembangkit listrik menjadi persoalan paling pelik yang melanda Indonesia. Beberapa pengamat energi bahkan memprediksikan, Indonesia akan menjadi negara pengimpor minyak sebagai bahan sumber energi pembangkit listrik pada tahun 2020. Tentunya, pemerintah tidak tinggal diam dalam menghadapi masalah pelik di bidang sumber energi untuk pembangkit listrik ini. Dalam beberapa tahun terakhir, langkah mencari energi alternatif giat dilaksanakan.

Listrik umumnya dibangkitkan dari turbin yang digerakkan uap air. Uap air dihasilkan dengan mendidihkan air ke dalam bejana (*broiler*). Bahan bakar yang sering digunakan untuk mendidihkan air inilah yang membedakan nama pembangkit listrik. Masalah pergiliran pasokan yang terbatas, karena tak adanya cadangan sumber listrik. Tentunya, harga dipastikan naik terus mengikuti harga minyak bumi. Sementara itu, penggunaan batu bara untuk pembangkit listrik mulanya memang murah, namun sumber polusi banyak dikeluarkan jika gas seperti SO_2 , CO_2 , NOX , sebagai hasil pembakaran disaring menggunakan filter maka harga listrik menjadi tinggi dan tak kompetitif dengan pembangkit lain. Sebaliknya, jika tidak dilakukan tindakan akan menyebabkan pencemaran lingkungan. Selain itu, batu bara masih akan mengeluarkan radioaktif alam hasil

pembakaran dan debu hasil pengangkutan yang setiap tahunnya mencapai 300.000 ton pada kapasitas 1000 Mega Watt elektrik (Mwe). [1]

Untuk mengatasi masalah cadangan sumber daya yang terus menipis diperlukan upaya serius untuk mengatasinya. Jika tidak maka Indonesia akan dihadapkan pada krisis energi berkelanjutan. Setiap waktu, pemerintah berusaha untuk menemukan solusi dari keterbatasan cadangan listrik negara dan mencoba mengembangkan berbagai alternatif penghematan listrik yang dapat dilakukan. Pemerintah menghimbau masyarakat agar sebisa mungkin menghemat penggunaan energi listrik dan menggunakan peralatan hemat energi.

Di sisi lain, industri, sebagai konsumen terbesar energi listrik di Indonesia juga mendapat himbauan yang sama dari pemerintah. Penghematan listrik di bidang industri akan lebih mudah dilakukan pemerintah daripada melakukan pengendalian listrik untuk masyarakat umum, mengingat sedikitnya jumlah konsumen listrik di bidang industri dan besarnya daya yang mereka konsumsi.

Selain ikut memperkecil dampak krisis energi di Indonesia, sektor industri juga akan mendapatkan kompensasi penghematan listrik berupa turunnya biaya operasional yang mereka keluarkan untuk konsumsi listrik tersebut.

Dalam hal ini, jika kita menyoroti industri batu bara di Indonesia, ia memainkan dua peran sekaligus. Di satu pihak, industri batu bara menjadi konsumen listrik layaknya industri lain, namun di pihak lain industri batu bara juga merupakan pemasok bahan bakar sumber energi bagi pembangkit listrik. Dalam menjalankan dua peran tersebut, industri ini tentunya mempertimbangkan efisiensi dan efektivitas terutama dalam hal penggunaan daya listrik yang besar yang akan mempengaruhi biaya produksi.

Penghematan (konservasi) listrik kemudian menjadi salah satu cara mencapai efisiensi dan efektivitas kerja tersebut. Berbagai alternatif pun dikembangkan dengan membandingkan pilihan-pilihan solusi yang ada.

1.2 Tujuan Penulisan

Tujuan dari penelitian ini adalah untuk mencari peluang-peluang yang dapat diterapkan dalam pelaksanaan konservasi energi listrik pada industri

pengolahan batubara, dengan pertimbangan dari sisi teknis dan dari sisi ekonomi dan mengevaluasi peluang tersebut dalam bentuk simulasi.

1.3 Pembatasan Masalah

Pembahasan skripsi ini hanya meliputi hal-hal sebagai berikut :

1. Konservasi energi listrik yang dibahas hanya pada jaringan listrik pelabuhan saja.
2. Stabilitas sistem tidak dibahas
3. Pembangkitan energi listrik menggunakan genset sendiri, tidak ada jaringan listrik dari PLN.
4. Beban-beban sebatas pemakaian energi dan ratingnya. Rugi-rugi secara mikro tidak dibahas.
5. Aliran daya dihitung dan disimulasikan dengan ETAP 4.0.0 C menggunakan metode Newton-Raphson.

1.4 Metodologi Penulisan

Metode penulisan skripsi ini dilakukan dengan studi literatur, survey lapangan, pengolahan data, simulasi dan analisa.

1.4.1 Studi Literatur

Studi literatur dilakukan untuk mempelajari tahapan-tahapan dalam proses produksi industri pengolahan batu bara yang menggunakan energi listrik, mempelajari kebijakan-kebijakaan yang telah dilakukan oleh industri dan pemerintah dalam usaha konservasi energi listrik.

1.4.2 Observasi Lapangan

Data-data pada skripsi ini diperoleh dari hasil observasi lapangan PE UI (Pengkajian Energi Universitas Indonesia). Pada skripsi ini digunakan data dari perusahaan PT Indominco Mandiri, Kalimantan Timur.

1.4.3 Pengolahan Data, Simulasi dan Analisa

Pengolahan data dan simulasi dilakukan untuk memperoleh parameter-parameter yang digunakan dalam analisa teknis dan analisa ekonomis. Sedangkan

analisa berisikan peluang-peluang yang dapat dilakukan sebagai usaha konservasi energi serta studi kelayakannya

1.5 Sistematika Penulisan

Penulisan skripsi ini dibagi menjadi 5 bab. Bab I membahas tentang latar belakang, tujuan penulisan, pembatasan masalah, metodologi penulisan, dan sistematika penulisan. Bab II membahas mengenai dasar-dasar teori yaitu pembahasan konservasi energi listrik, pembahasan tentang energi listrik, metode-metode konservasi energi listrik dan metode *Life-Cycle Cost Analysis*. Bab III berisikan tahapan proses produksi pada industri pengolahan batubara, penggunaan energinya serta simulasi aliran daya pada jaringan listriknya. Bab IV berisikan pengolahan data dan analisa konservasi energi listrik yang dapat dilakukan dari segi teknis dan kelayakan dari segi ekonomis. Sedangkan bab V merupakan kesimpulan dari skripsi ini.

BAB 2 DASAR TEORI

2.1 Konservasi energi listrik

2.1.1 Pengertian

Menurut bahasa, konservasi berarti pemeliharaan dan perlindungan terhadap sesuatu yang dilakukan secara teratur untuk mencegah kerusakan dan kemusnahan dengan cara mengawetkan. Konservasi energi berarti menggunakan energi secara efisien dengan tidak menurunkan fungsi energi itu sendiri secara teknis, tetapi dengan tingkat ekonomi yang serendah-rendahnya dan dapat diterima oleh masyarakat serta tidak mengganggu kondisi lingkungan. Sehingga konservasi energi listrik dapat diartikan sebagai penggunaan energi listrik dengan efisiensi tinggi melalui langkah-langkah penurunan berbagai rugi-rugi (*loss*) energi listrik pada semua taraf pengelolaan, mulai dari pembangkitan, pengiriman (transmisi), sampai dengan pemanfaatan. Dengan kata lain yang lebih sederhana, konservasi energi listrik adalah penghematan energi listrik.

Banyak upaya-upaya yang dapat dilakukan dalam konservasi energi listrik, upaya tersebut dapat dilakukan baik di sisi penyedia listrik (*supply*) ataupun di sisi kebutuhan daya listrik (*demand*). Dalam skripsi ini usaha konservasi energi listrik yang dibahas adalah pada sisi konsumen (*demand*) dan salah satu teknik konservasi energi listrik adalah *auditing* atau pemeriksaan tingkat penggunaan energi untuk menghasilkan suatu produk. [2]

2.1.2 Audit Energi Listrik [2]

Audit energi listrik adalah suatu metode untuk mengetahui dan mengevaluasi efektivitas dan efisiensi pemakaian energi listrik di suatu tempat.

Tahapan audit energi adalah sebagai berikut:

- Survey data lapangan dan pengukuran
- Analisis peluang penghematan
- Analisis keuangan
- Implementasi proyek audit
- Evaluasi dan perkembangan proyek

2.2 Energi, Daya dan Kualitas Daya Listrik

2.2.1 Energi dan Daya Listrik

Daya listrik pada sistem tenaga listrik bolak-balik tiga fasa terdiri dari tiga komponen, yaitu daya kompleks, daya aktif, dan daya reaktif. Yang dimaksud dengan daya kompleks adalah jumlah tegangan dan arus yang digunakan untuk diubah menjadi energi listrik per satuan waktu. Daya kompleks mengandung komponen real dan imajiner dari daya yang diberikan.

$$S = 3.V_{rms} \cdot I_{rms}^* \quad (2.1)$$

$$S = P + jQ \quad (2.2)$$

$$S = S \cos \phi + jS \sin \phi \quad (2.3)$$

$$E = P \cdot t \quad (2.4)$$

dimana

V_{rms} = Tegangan RMS

I_{rms} = Arus RMS

S = Daya Kompleks

P = Daya Real

Q = Daya Imajiner

J = Operator Imajiner

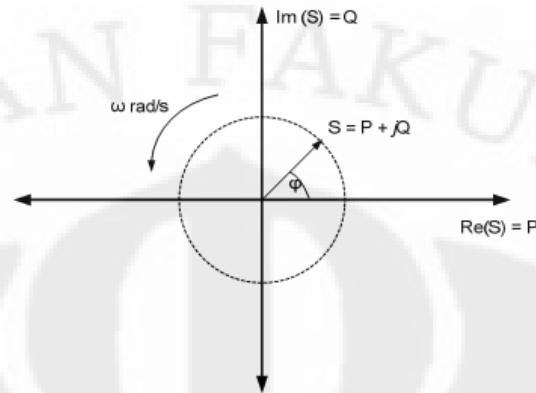
E = Energi Listrik

t = Waktu

ϕ = Perbedaan Sudut Fasa antara Tegangan dan Arus

Daya aktif disebut juga daya real, sedangkan daya reaktif disebut juga daya imajiner. Daya aktif adalah daya yang digunakan untuk melakukan kerja, sedangkan daya reaktif adalah daya yang timbul akibat penggunaan beban-beban reaktif seperti induktor dan kapasitor. Daya reaktif muncul karena adanya pergeseran fasa antara tegangan dan arus yang dihasilkannya sehingga menyebabkan adanya daya yang berlawanan arah dengan daya yang disuplai.

Diagram fasor dari komponen daya dapat digambarkan sebagai berikut:



Gambar 2.1. Diagram Fasor Daya

2.2.2 Kualitas Daya Listrik

Kualitas daya listrik memiliki tiga parameter penting yaitu tegangan, arus, dan frekuensi listrik. Segala penyimpangan nilai tegangan, arus, dan frekuensi listrik dapat memperburuk kualitas daya listrik yang dihantarkan. Buruknya kualitas daya listrik dapat menyebabkan kegagalan atau salah operasi beban listrik pada konsumen. Kualitas daya yang buruk juga menyebabkan membesarnya daya yang dibutuhkan beban untuk dapat bekerja.

2.2.2.1 Faktor Daya

Faktor daya adalah rasio daya aktif terhadap daya kompleks. Faktor daya (*Power Factor*) dirumuskan sebagai berikut:

$$PF = \cos \varphi = \frac{P}{S} \quad (2.5)$$

Faktor daya bernilai antara 0 (nol) sampai 1 (satu). Beban dengan faktor daya 0.9 *lagging* menunjukkan bahwa beban secara efektif dapat menggunakan 90 persen dari daya kompleks (VA) yang disuplai dan mengubahnya untuk melakukan suatu kerja yang berguna (watt). Istilah *lagging* menunjukkan arus tertinggal dari tegangan sebesar 25.84° .

Magnitude daya reaktif meningkat seiring dengan menurunnya faktor daya. Daya reaktif menyebabkan adanya energi yang terbuang karena daya reaktif tidak dapat digunakan untuk bekerja sedangkan daya yang dibangkitkan oleh

pembangkit adalah daya kompleks. Selain itu, keadaan ini akan meningkatkan rugi-rugi pada jaringan listrik karena meningkatnya arus yang dikirimkan. Oleh karena itu, penghematan energi yang cukup signifikan dapat dilakukan dengan meningkatkan faktor daya.

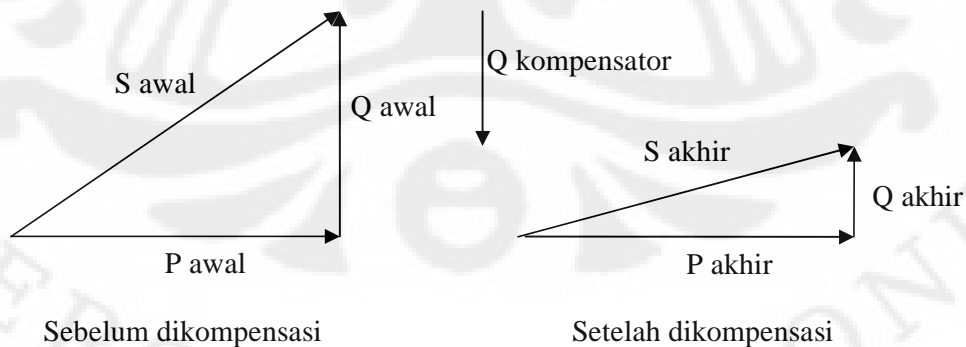
Beberapa keuntungan yang biasanya mengimbangi biaya perbaikan faktor daya adalah:

- biaya listrik bulanan berkurang dalam kaitannya dengan tarif penggunaan daya perusahaan
- kapasitas sistem meningkat karena beban transformator dapat ditingkatkan
- rugi-rugi sistem kelistrikan berkurang dan pengaturan tegangan meningkat

Faktor daya sistem tenaga listrik dapat ditingkatkan dengan cara:

- mengurangi beban yang tidak efisien; motor yang bekerja pada beban penuh secara signifikan memiliki faktor daya yang lebih baik
- pemasangan kapasitor eksternal pada motor atau pada peralatan distribusi
- menggunakan motor hemat energi
- menggunakan motor sinkron daripada motor induksi

Peningkatan faktor daya dapat dilakukan dengan pemasangan kapasitor parallel pada sisi beban. Perbaikan tersebut dapat dijelaskan pada gambar berikut:



Gambar 2.2. Upaya Peningkatan Faktor Daya dengan Pemasangan Kapasitor

Ukuran kapasitor yang digunakan untuk kompensasi faktor daya

dapat ditentukan dengan persamaan berikut:

$$Q_{Kompensator} = P \left(\tan \left[\cos^{-1} PF_{lama} \right] - \tan \left[\cos^{-1} PF_{baru} \right] \right) \quad (2.6)$$

Persentase pengurangan rugi-rugi jaringan yang diperoleh dengan peningkatan faktor daya ditentukan dengan persamaan berikut:

$$\% \text{ Pengurangan Rugi-Rugi} = \left[1 - \left(\frac{PF_{lama}}{PF_{baru}} \right)^2 \right] \times 100\% \quad (2.7)$$

Metode Perbaikan PF: [3]

- Kompensasi global

Pada kompensasi global, *capacitor bank* dipasang parallel pada panel utama. Metode ini mudah dan sederhana. Tetapi masih ada arus reaktif yang mengalir di semua penghantar dari tempat pemasangan *capacitor bank* hingga ke beban. Dengan demikian rugi-rugi daya pada penghantar tersebut tidak dapat ditekan

- Kompensasi Sektoral

Pada komponen sektoral, *capacitor bank* dipasang pada panel cabang. Kelebihan metode ini dibandingkan kompensasi global adalah ukuran kabel dari transformator hingga hingga tempat pemasangan kapasitor dapat diperkecil atau dengan ukuran kabel yang sama dapat menyalurkan daya aktif lebih besar dan memungkinkan penambahan beban pada sisi sekunder transformator.

- Kompensasi Individual

Pada kompensasi individual, *capacitor bank* dipasang langsung pada terminal beban induktif. Metode ini paling bagus dibandingkan dengan dua metode lainnya. Rugi-rugi daya pada semua penghantar berkurang dan dapat dilakukan penambahan beban pada sisi sekunder transformator.

Di Indonesia, PLN mengenakan biaya kelebihan daya reaktif kepada para konsumen yang mempunyai faktor daya kurang dari 85%. Hal ini karena penyedia listrik (PLN) harus mengirim daya kompleks (kVA) yang lebih

besar untuk memenuhi kebutuhan energi listrik atau daya aktif (kW) yang tetap apabila faktor dayanya buruk.

2.2.2.2 Distorsi Harmonik [4][5]

Distorsi gelombang (berdasarkan IEC 702-07-43) adalah perubahan bentuk sebuah sinyal yang tidak disengaja dan umumnya tidak disadari dengan referensi sinyal fundamental 50/60 Hz. Distorsi gelombang yang utama antara lain harmonik, interharmonik dan komponen DC.

Komponen harmonik atau biasa disebut harmonik adalah gelombang yang mempunyai frekuensi kelipatan bilangan bulat terhadap frekuensi dasar. Distorsi harmonik disebabkan oleh beban non-linear dalam sistem tenaga listrik. Beban non-linear memberikan bentuk gelombang keluaran arus yang tidak sebanding dengan tegangan dasar sehingga gelombang arus maupun tegangannya tidak sama dengan gelombang masukannya.

Beban non-linear tersebut secara garis besar terdiri dari 2 jenis yaitu peralatan yang memiliki kondisi saturasi dan peralatan elektronika daya. Peralatan yang memiliki kondisi saturasi biasanya memiliki komponen yang bersifat magnetik seperti transformator, mesin-mesin listrik, tanur busur listrik, peralatan yang menggunakan *power supply*, dan *magnetic ballast*. Peralatan elektronika daya biasanya menggunakan komponen-komponen elektronika daya seperti tiristor, dioda, dan lain-lain. Contoh peralatan yang menggunakan komponen elektronika daya adalah konverter statik, konverter PWM, inverter, pengendali motor listrik, *electronic ballast*, dan sebagainya.

Tegangan dan arus harmonik dapat menimbulkan efek yang berbeda-beda pada peralatan listrik yang terhubung dengan jaringan listrik tergantung karakteristik listrik beban itu sendiri. Akan tetapi, secara umum pengaruh harmonik pada peralatan tenaga listrik ada tiga, yaitu :

- Nilai rms baik tegangan dan arus lebih besar
- Nilai puncak (*peak value*) tegangan dan arus lebih besar
- Frekuensi sistem turun

Peningkatan nilai arus menyebabkan rugi-rugi jaringan tenaga listrik semakin besar. Oleh karena itu, mereduksi distorsi harmonik dapat dilakukan

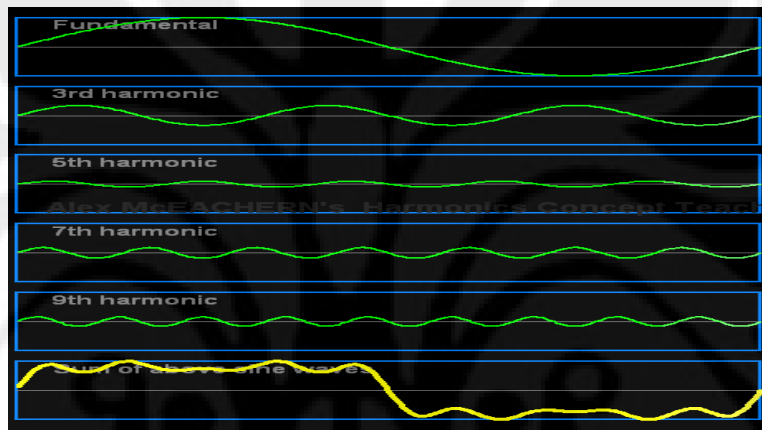
untuk mengurangi rugi-rugi saluran.

Persamaan frekuensi harmonik adalah:

$$h = n \times f \quad (2.8)$$

dengan:

- h = frekuensi harmonic orde ke-n
 f = frekuensi fundamental sistem (50 atau 60 Hz)
 n = orde harmonik



Gambar 2.3. Pembentukan Gelombang Terdistorsi Harmonik

Parameter dalam pengukuran harmonic yang paling umum digunakan adalah *Total Harmonic Distortion* (THD), yang dapat dinyatakan sebagai berikut:

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} M_h^2}}{M_1} \quad (2.9)$$

dengan M dapat berupa arus atau tegangan.

Nilai RMS besaran yang terdistorsi dapat dinyatakan dengan:

$$\text{Nilai RMS} = \sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} M_h^2} = M_1 \sqrt{1 + THD^2} \quad (2.10)$$

Peralatan yang dapat digunakan untuk mengendalikan distorsi harmonic antara lain:

- *In-line reactor-choke*
- Transformator zig-zag
- Filter pasif

- Filter aktif

THD tidak boleh melebihi batas ketentuan yang direkomendasikan dalam standardisasi harmonisa IEEE-159 tahun 1992 yang menetapkan besar THD arus maksimum di jala-jala sistem atau di PCC (*Point of Common Coupling*) sebesar 20%.

2.3 Generator-Mesin dan Motor Listrik

2.3.1 Generator-mesin [6]

Generator-mesin adalah kombinasi dari suatu generator listrik dengan suatu mesin (penggerak utama) yang disusun bersama menjadi satu alat untuk membangkitkan energi listrik. Kombinasi ini disebut juga *engine-generator set* (gen-set). Gen-set digunakan di tempat-tempat yang tidak terhubung dengan *power grid* atau sebagai pembangkit darurat jika terjadi gangguan pada grid. Selain mesin dan generator, gen-set umumnya dilengkapi dengan suplai bahan bakar, pengatur kecepatan mesin (*governor*) dan pengatur tegangan generator, sistem pendingin dan pembuangan, dan sistem pelumasan.

Gen-set tersedia dalam range rating daya yang luas. Generator bisa dioperasikan dengan bensin, diesel, gas alam, propana, bio-diesel, gas pembuangan atau hydrogen. Unit yang lebih kecil biasanya dibuat untuk menggunakan bensin sebagai bahan bakarnya, dan unit yang lebih besar mempunyai bahan bakar yang bervariasi, termasuk diesel, gas alam dan propane. Beberapa mesin bisa juga beroperasi dengan diesel dan gas secara bersamaan. Rating tegangan (volt), frekuensi (Hz) dan daya (watt) dipilih sesuai dengan beban yang akan dihubungkan.

Generator diesel cocok digunakan untuk lokasi dimana pengeluaran bahan bakar rendah, persediaan air terbatas, minyak sangat murah dibandingkan dengan batubara dan semua beban besarnya bisa ditangani oleh mesin pembangkit dalam kapasitas kecil.

Kegunaan suatu generator diesel adalah penyedia daya listrik yang dapat berfungsi untuk:

- sebagai unit cadangan (*Stand By Plant*) yang dijalankan pada saat unit pembangkit utama tidak ada yang dapat mencukupi kebutuhan daya listrik.
- sebagai unit pembangkit yang menyuplai listrik selama 24 jam atau sebagai pemikul beban tetap. Sifat pengoperasian harus pada beban dasar

yang berkapasitas tertinggi dan tidak dipengaruhi oleh frekuensi beban tetap. Hal ini memungkinkan juga bila pasokan dapat mengalami gangguan.

- Sebagai unit beban puncak (*peak load*). Bila generator diesel dioperasikan pada beban puncak, biasanya dalam waktu yang tidak lama karena dapat berfungsi untuk menaikkan tegangan yang turun pada saat beban puncak.
- Sebagai unit darurat (*emergency*) yang dijalankan saat keadaan darurat saat terjadi pemadaman pada unit pembangkit utama. Bila terjadi gangguan total pada seluruh jaringan listrik maka generator diesel dapat beroperasi tanpa bantuan tegangan dari luar dan langsung mengisi tegangan serta menanggung beban listrik dengan cepat serta membutuhkan perhatian yang sedikit.

Keuntungan yang didapat dari generator diesel adalah:

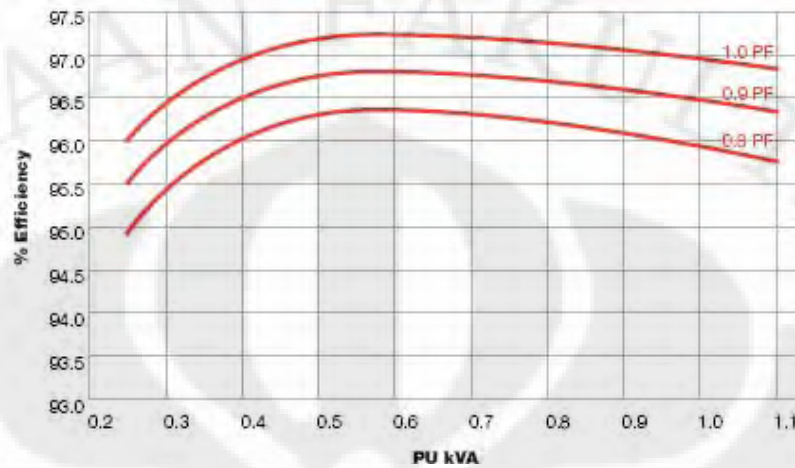
- Investasi modal relatif rendah.
- Waktu pembangunan relative singkat.
- Desain dan instalasi yang sederhana.
- Dapat dijalankan dan dihentikan dengan cepat.

Faktor-faktor yang merupakan pertimbangan yang sesuai untuk PLTD antara lain:

- Jarak dari beban dekat
- Persediaan areal tanah dan air
- Pondasi
- Pengangkutan bahan bakar
- Kebisingan dan kesulitan lingkungan

Sebuah gen-set memiliki rating yang dinyatakan dalam kW dan faktor daya atau kV dan kVA. Sebuah generator yang beroperasi pada kW rating pada beban lagging dengan faktor daya 0,8 membutuhkan kW dari mesin yang lebih besar daripada saat beroperasi pada kW rating pada beban resistif. Hal ini berkaitan dengan perubahan efisiensi alternator dan akan menyebabkan peningkatan temperatur operasi dan konsumsi bahan bakar. [7]

Berikut ini adalah gambar kurva hubungan antara daya, faktor daya dan efisiensi alternator:



Gambar 2.4 Kurva Efisiensi Alternator [7]

2.3.2 Motor Listrik [2]

2.3.2.1 Efisiensi

Motor induksi merupakan motor yang umum digunakan pada sektor industri. Motor induksi memiliki karakteristik induktif sebagai akibat dari penggunaan kumparan pada konstruksinya yang menghasilkan medan magnet yang memutar rotor. Salah satu parameter yang penting untuk mengidentifikasi motor listrik selama pembebanan penuh adalah efisiensi konversi dari motor (η). Efisiensi konversi adalah perbandingan antara daya mekanis terhadap daya aktif listrik yang dikonsumsi oleh motor.

$$\eta = \frac{P_{\text{mechanical}}}{P_{\text{electrical}}} \quad (2.11)$$

Oleh karena adanya rugi-rugi daya pada motor (seperti friksi dan rugi inti), efisiensi motor memiliki nilai yang berbeda-beda untuk setiap jenis motor, berkisar antara 75% - 95%, dan bergantung dari ukuran motor.

Peningkatan efisiensi dari motor dapat dilakukan dengan merancang motor dengan material yang lebih baik. Jenis motor ini dikenal dengan nama motor efisiensi tinggi atau motor premium. Namun, harga motor premium lebih mahal sekitar 10% - 30% daripada motor listrik biasa.

2.3.2.2 Pembebanan Motor

Setiap beban pada suatu sistem memiliki faktor daya masing-masing. Beban motor biasanya ditentukan dengan rating *Horsepower* (HP) yang bisa dikonversi ke kVA dengan menggunakan persamaan:

$$kVA = \frac{hp \times 0.746}{\eta \times PF} \quad (2.12)$$

Kebanyakan motor yang digunakan pada industri mendapat pembebanan yang bervariasi. Apabila motor bekerja dalam keadaan terbeban penuh, maka efisiensi konversi motor akan tinggi, namun apabila motor bekerja tanpa beban, efisiensi motor akan rendah. Hal ini dikarenakan motor akan tetap menyerap daya aktif listrik yang sama sehingga terjadi pemborosan energi. Untuk itu dapat digunakan pengendali pada motor agar daya input motor dapat disesuaikan dengan kebutuhan daya output atau daya mekanisnya. Keuntungan dari penggunaan pengendali motor antara lain adalah mengurangi rugi-rugi daya pada saat keadaan tanpa beban, mengurangi rugi-rugi daya akibat panas, mengurangi tegangan dan arus awal motor, dan meningkatkan efisiensi konversi antara daya mekanis terhadap daya elektris.

Pengendali yang umum digunakan adalah *Adjustable-Speed Driver* (ASD). Penggunaan ASD memberikan beberapa keuntungan dalam mengatur efisiensi sistem, terutama efisiensi konversi motor listrik. ASD dapat memberikan efisiensi yang lebih tinggi, biaya operasi yang rendah, kemudahan dalam mengendalikan motor, dan tidak membutuhkan tingkat pemeliharaan yang tinggi. ASD dapat meningkatkan efisiensi penggunaan motor sampai dengan 30%, sedangkan untuk dapur listrik, ASD dapat memberikan penghematan sampai dengan 50%.

2.4 Aliran Daya [8]

Perhitungan aliran daya pada skripsi ini menggunakan bantuan simulasi komputer. Program tersebut adalah ETAP PowerStation 4.0.0 dengan menggunakan metode Newton-Raphson dengan iterasi maksimum 2000 dan ketelitian 0,0001.

Metode Newton-Raphson merumuskan dan secara iteratif memecahkan

persamaan aliran daya berikut ini:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (2.13)$$

dimana ΔP dan ΔQ adalah vektor ketidakseimbangan daya real dan reaktif antara nilai yang ditentukan dan nilai yang terhitung, $\Delta \delta$ dan ΔV menunjukkan vektor sudut dan magnitude tegangan dalam bentuk suatu incremental, dan J_1 sampai J_4 disebut matriks Jacobian.

Metode Newton-Raphson memiliki suatu karakteristik konvergensi kuadratik yang unik. Metode ini biasanya memiliki suatu kecepatan konvergensi yang sangat cepat dibandingkan dengan metode perhitungan aliran daya yang lain. Metode ini juga mempunyai keuntungan bahwa kriteria konvergensinya ditentukan untuk memastikan konvergensi untuk ketidakseimbangan daya real dan daya reaktif bus. Kriteria ini memberikan kendali langsung atas akurasi yang ingin ditentukan untuk solusi aliran daya. Kriteria konvergensi untuk metode Newton-Raphson secara khusus diatur ke 0,001 MW dan Mvar.

Metode Newton-Raphson sangat bergantung pada nilai awal tegangan bus. Pemilihan nilai awal tegangan bus yang teliti sangat dianjurkan. Sebelum menjalankan aliran daya menggunakan metode Newton-Raphson, PowerStation membuat sedikit iterasi Gauss-Seidel untuk menentukan seperangkat nilai awal dugaan tegangan bus.

2.5 Interaksi Pertimbangan Teknis dan Ekonomis [2]

2.5.1 Faktor Kebutuhan

Demand atau kebutuhan daya atau permintaan daya adalah penggunaan beban (dalam kW atau kVA) yang dirata-ratakan dalam interval waktu tertentu yang pendek, dan *average demand* adalah kebutuhan daya rata-rata dalam periode waktu tertentu (biasanya selama satu bulan atau satu tahun). Sedangkan *maximum demand* didefinisikan sebagai nilai terbesar dari seluruh kebutuhan daya yang terjadi selama periode waktu yang ditentukan. Harus dimengerti dengan jelas bahwa nilai kebutuhan daya maksimum bukanlah nilai sesaat (*instantaneous*), akan tetapi adalah nilai daya rata-rata maksimum yang terjadi pada suatu periode tertentu.

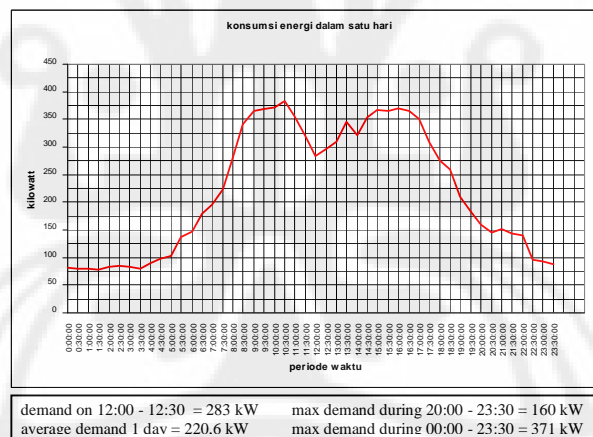
Sedangkan faktor kebutuhan (*demand factor*) adalah perbandingan kebutuhan maksimum yang terjadi terhadap tingkat nilai beban yang terpasang (*rating*).

$$\text{Kebutuhan Rata-Rata} = \frac{\text{Energi yang dikonsumsi dalam satu periode}}{\text{Periode}} \quad (2.14)$$

$$\text{Faktor Kebutuhan} = \frac{\text{Kebutuhan Maksimum}}{\text{Kapasitas Terpasang}} \quad (2.15)$$

Faktor kebutuhan muncul karena pada keadaan sebenarnya nilai maksimum kebutuhan daya dari peralatan listrik atau konsumen biasanya lebih rendah dari nilai kapasitas terpasang. Hal ini dikarenakan oleh dua hal, yang pertama adalah untuk cadangan jika terjadi beban lebih dan yang kedua adalah karena jarang ada keadaan dimana seluruh peralatan listrik digunakan secara bersamaan pada satu waktu.

Untuk lebih mempermudah pengertian di atas, dapat dilihat ilustrasi berikut:



Gambar 2.5. Ilustrasi *Demand*, *Average Demand*, dan *Maximum Demand*

2.5.2 Faktor Keragaman Beban

Faktor keragaman beban muncul karena pada kebanyakan kasus, pengguna energi listrik memiliki karakteristik penggunaan daya maksimum yang bervariasi terhadap waktu penggunaan. Misalnya, penerangan pada perumahan memiliki nilai maksimum pada malam hari, sedangkan ada beberapa industri yang menggunakan energi rendah pada malam hari namun tinggi pada siang hari.

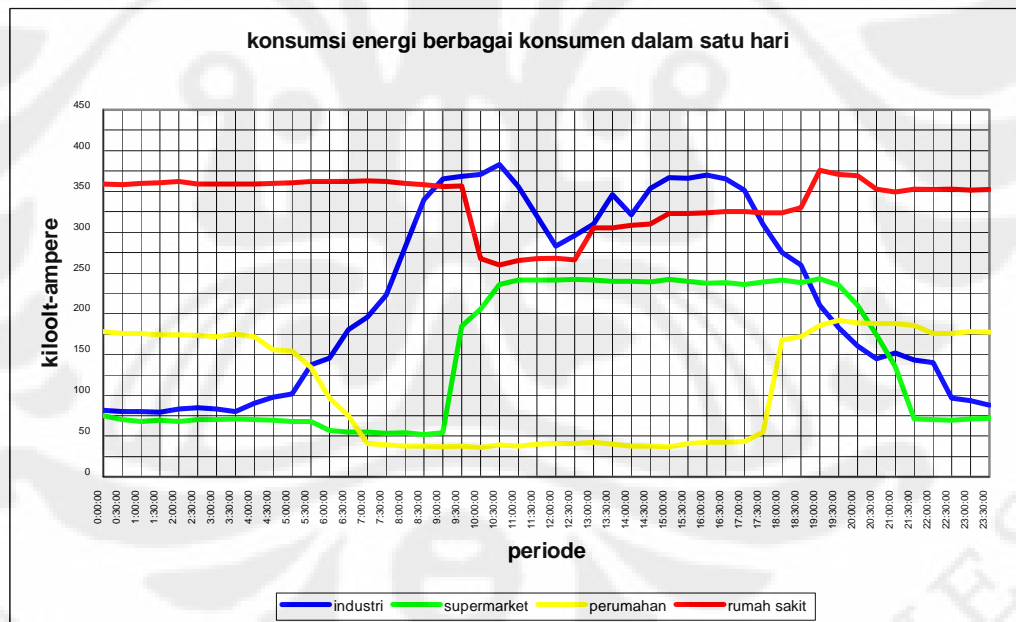
Faktor keragaman beban (*diversity factor*) didefinisikan sebagai perbandingan antara jumlah kebutuhan daya maksimum individual dari berbagai jenis konsumen selama periode tertentu terhadap kebutuhan daya maksimum yang terjadi secara serentak pada konsumen-konsumen tersebut pada periode waktu yang sama.

$$\text{Faktor Keragaman Beban} = \frac{\sum \text{Penggunaan daya maksimum}}{\text{Penggunaan daya maksimum pada waktu tertentu}} \quad (2.16)$$

Dalam aplikasinya, kadangkala digunakan faktor utilitas beban yang merupakan resiprok dari nilai faktor keragaman beban.

$$\text{Faktor Utilitas Beban} = \frac{\text{Penggunaan daya maksimum pada waktu tertentu}}{\sum \text{Penggunaan daya maksimum}} \quad (2.17)$$

Ilustrasi dari penjelasan diatas dapat dilihat pada gambar dan keterangan berikut:



Gambar 2.5. Ilustrasi Keragaman Beban

Kebutuhan daya maksimum pada industri dalam satu hari adalah 383 kW, pada supermarket adalah 243 kW, pada perumahan adalah 192 kW, pada rumah sakit adalah 376 kW. Jika saja nilai maksimum kebutuhan ini terjadi pada waktu yang sama maka kebutuhan maksimum yang ditanggung oleh para penyedia

listrik adalah 1.194 kW. Dengan memperhitungkan faktor keragaman beban selama satu hari

$$\text{Faktor Keragaman Beban} = \frac{1.194}{1.015} = 1,18$$

$$\text{Faktor Utilitas Beban} = \frac{1}{1,18} = 0,85$$

Maka, besar penghematan yang dapat dilakukan dalam pemenuhan kebutuhan daya seperti diatas adalah $1 - 0,85 = 0,15$; atau dengan kata lain dengan memperhitungkan faktor keragaman beban maka dapat dilakukan penghematan investasi sebesar 15%.

2.5.3 Faktor Beban

Faktor beban (*load factor*) didefinisikan sebagai perbandingan antara daya rata-rata terhadap kebutuhan daya maksimum. Faktor beban dapat dinyatakan secara harian, mingguan, bulanan, atau tahunan. Faktor beban juga dapat dilihat dari sisi penyedia listrik (pembangkitan) sebagai daya listrik yang dihasilkan ataupun dari sisi pengguna listrik sebagai daya yang dikonsumsi.

$$\text{Faktor Beban} = \frac{\text{Daya Rata-Rata}}{\text{Kebutuhan Daya Maksimum}} \quad (2.18)$$

Daya rata-rata diperoleh dengan menjumlahkan seluruh daya pada rentang waktu yang ditentukan lalu dibagi dengan total periodenya. Ilustrasi mengenai faktor beban dapat dilihat pada gambar 2.4. Pada gambar tersebut, daya rata-rata adalah 220,65 kilowatt, sedangkan daya maksimum adalah 383 kilowatt, sehingga faktor beban hariannya adalah 0,58 atau 58%. Pada aplikasinya, faktor beban adalah indeks proporsi antara kerja suatu sistem pada seluruh periode terhadap kapasitas maksimumnya. Dengan faktor beban ini maka akan diketahui nilai maksimum yang harus ditanggung oleh suatu pembangkit walaupun nilai tersebut tidak berlangsung pada keseluruhan waktu.

2.6 Analisis Biaya Siklus Hidup (*Life-Cycle Cost Analysis*) [9]

Life-Cycle Cost Analysis (LCCA) adalah suatu metode ekonomi untuk mengevaluasi suatu proyek atau usaha yang mana semua biaya dalam kepemilikan (*owning*), pengoperasian (*operating*), pemeliharaan (*maintaining*), dan pada akhirnya

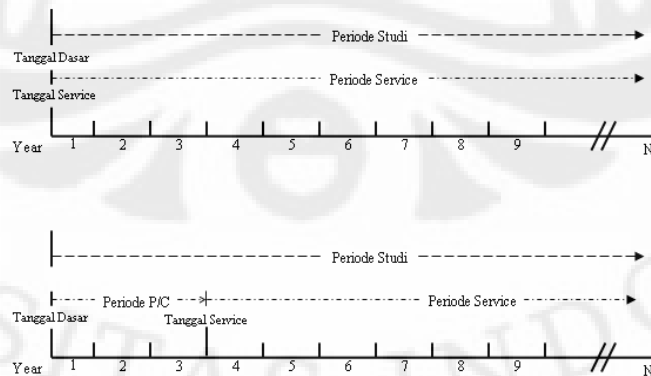
penjualan (*disposing*) dari proyek tersebut dipertimbangkan untuk kepentingan pada keputusan mengenai proyek tersebut. LCCA dapat digunakan untuk keputusan investasi modal dengan biaya awal yang tinggi diperdagangkan untuk mengurangi biaya wajib masa akan datang. Konservasi energi merupakan contoh yang sangat tepat untuk aplikasi LCCA.

Waktu yang tepat untuk menggunakan LCCA adalah seawal mungkin yang dapat dilakukan. Hal ini karena banyaknya pertimbangan yang harus diperhitungkan dalam menentukan kelayakan suatu proyek.

2.6.1 Penentuan Periode Analisis

Periode studi untuk LCCA adalah waktu yang dilalui yang mana harga dan keuntungan yang berhubungan dengan keputusan investasi modal adalah menarik untuk investor.

Tanggal dasar adalah titik pada waktu untuk yang mana semua biaya proyek terkait dipotong dalam LCCA. Periode studi dimulai dengan tanggal dasar dan termasuk periode perencanaan/konstruksi (P/C) dan periode layanan (*service*). Dalam analisa LCC biaya sebelum periode studi atau *sunk cost* tidak dimasukkan. Tanggal *service* atau tanggal layanan adalah tanggal dimana proyek diharapkan diimplementasikan. Biaya operasi dan perawatan (termasuk biaya energi dan air yang berhubungan) secara umum diadakan setelah tanggal tersebut, bukan sebelum. Ketika terdapat delay antara awal periode studi dan tanggal *service*, waktu yang menundanya dinamakan periode perencanaan/konstruksi (*P/C periode*). Periode P/C digambarkan pada gambar berikut ini:



Gambar 2.6. Ilustrasi periode studi LCC

Periode studi untuk LCCA adalah waktu berakhir dimana biaya dan keuntungan yang berhubungan dengan keputusan investasi modal menarik perhatian dalam pembuatan keputusan. Jadi, periode studi dimulai dengan tanggal dasar dan termasuk periode P/C dan periode *service* yang relevan untuk proyek. Periode *service* dimulai dengan tanggal service dan sampai ke akhir dari periode studi.

2.6.2 Perkiraan Biaya pada LCCA

Hanya biaya yang relevan dengan keputusan dan jumlah yang signifikan yang dibutuhkan untuk membuat keputusan investasi yang sah. Biaya relevan dengan keputusan apabila biaya berubah dari alternatif ke alternatif. Biaya yang kira-kira sama untuk tiap alternatif bukan faktor penentu dalam pemilihan alternatif dan oleh karena itu dapat diabaikan dari perhitungan LCC. Biaya yang signifikan adalah ketika cukup besar untuk membuat perbedaan dalam LCC dari alternatif proyek.

Biaya investasi awal mungkin kesulitan terakhir dari perkiraan biaya proyek, karena investasi awal secara relatif tertutup (berakhir) untuk masa sekarang. Jumlah dan waktu dari penggantian modal tergantung pada perkiraan umur sistem dan panjang periode layanan (*service*). Nilai residual (sisa) dari sistem adalah nilai sisa pada akhir periode studi, atau pada waktu terjadi pergantian selama periode studi. Nilai residual dapat didasarkan pada nilai ditempat, nilai penjualan kembali, nilai *salvage* atau nilai sisa, keuntungan bersih dari beberapa penjualan, konversi, atau biaya pembuangan.

2.6.3 Perhitungan Nilai Uang terhadap Waktu Sekarang

2.6.3.1 *Single Present Value (SPV)*

SPV digunakan untuk menentukan nilai uang yang diketahui pada akhir tahun t pada masa sekarang.

$$P = C_t \left[\frac{1}{(1+d)^t} \right] \quad (2.19)$$

2.6.3.2 Uniform Present Value (UPV)

UPV digunakan untuk menentukan nilai uang yang diketahui pada waktu rutin konstan (*annual*) pada masa sekarang.

$$P = A_0 \left[\frac{(1+d)^t - 1}{d(1+d)^t} \right] \quad (2.20)$$

dimana:

P	=	Nilai uang pada masa sekarang
C _t	=	Nilai uang pada akhir periode
A ₀	=	Nilai uang pada waktu rutin
d	=	Tingkat pemotongan
t	=	Periode

2.6.4 Life-Cycle Cost Analysis

Analisa LCC mencakup dua hal yaitu metode perhitungan biaya usia pakai (LCC) dan perhitungan parameter-parameter tambahan (suplementer).

2.6.4.1 Perhitungan *Life-Cycle Cost*

Metode *Life-Cycle Cost* adalah suatu metode perhitungan biaya masa depan dan biaya sekarang dari suatu proyek selama siklus pakainya. Dalam menggunakan metode LCC dibutuhkan dua buah atau lebih pilihan yang akan dibandingkan untuk kemudian dipilih satu yang akan diimplementasikan. Penentuan keefektifan biaya relatif dari masing-masing pilihan alternatif dapat dilihat dari LCC terendah. Metode LCC dapat dilakukan dengan catatan pada asumsi ekonomi dan periode studi (tanggal dasar dan tanggal layanan) yang sama.

Data-data yang dibutuhkan dalam menghitung LCC dari suatu proyek adalah biaya yang diukur berdasarkan waktunya masing-masing, tingkat pemotongan, dan periode studi.

Persamaan LCC:

$$LCC = I + \text{Repl} - \text{Res} + E + \text{OM\&R} \quad (2.21)$$

dimana:

LCC = LCC total dalam nilai uang sekarang

I	=	Biaya investasi nilai sekarang
Repl	=	Biaya penggantian modal nilai sekarang
Res	=	Biaya sisa nilai sekarang
E	=	Biaya energi nilai sekarang
OM&R	=	Biaya operasi, pemeliharaan, dan perbaikan nilai sekarang

2.6.4.2 Perhitungan Parameter Suplementer

a. *Net Saving* (NS)

Net Saving atau penghematan bersih adalah variasi dari perhitungan penghematan dari sisi ekonomi suatu proyek yang memperkirakan perbedaan yang muncul antara penghematan nilai sekarang terhadap biaya sekarang untuk investasi selama periode studi. Penghematan bersih ada karena pengurangan biaya operasional masa depan. NS dapat digunakan secara linier dengan LCC. Persamaan NS adalah sebagai berikut:

$$NS_{A:BC} = [\Delta E + \Delta OM\&R] - [\Delta I_0 + \Delta Repl - \Delta Res] \quad (2.22)$$

dimana:

$NS_{A:BC}$	=	<i>Net Saving</i> nilai sekarang dari alternative A terhadap kondisi dasar
ΔE	=	$(E_{BC} - E_A)$ Penghematan biaya energi
$\Delta OM\&R$	=	$(OM\&R_{BC} - OM\&R_A)$ Penghematan biaya operasi, pemeliharaan, dan perbaikan
ΔI_0	=	$(I_A - I_{BC})$ Investasi awal yang ditambahkan pada pilihan dari kondisi awal
$\Delta Repl$	=	$(Repl_A - Repl_{BC})$ Biaya pergantian modal tambahan
ΔRes	=	$(Res_A - Res_{BC})$ Nilai sisa tambahan

Semua direpresentasikan dalam nilai sekarang.

b. *Saving to Investment Ratio (SIR)*

SIR adalah ukuran ekonomi dari suatu pilihan proyek yang menggambarkan hubungan antara penghematan dan kenaikan biaya investasi dalam bentuk perbandingan. Persamaannya adalah sebagai berikut:

$$SIR_{A:BC} = \frac{\Delta E + \Delta O\&R}{\Delta I_0 + \Delta Repl - \Delta Res} \quad (2.23)$$

SIR tidak menggambarkan suatu kelayakan ekonomi yang linier dengan LCC. Nilai SIR yang semakin besar bukan berarti memberikan keterangan semakin layaknya suatu pilihan proyek dari segi ekonomi.

c. *Adjusted Internal Rate of Return (AIRR)*

AIRR adalah ukuran ekonomi dari persentase rutin yang dihasilkan dari investasi proyek pada periode studi. AIRR dibandingkan dengan MARR (*Minimum Acceptable Rate of Return*), atau sama dengan tingkat pemotongan pada analisa LCC. Apabila AIRR lebih besar dari MARR maka pilihan proyek dapat diterima secara ekonomi, sedangkan apabila AIRR lebih kecil dari MARR maka pilihan proyek tidak layak secara ekonomi. Dan apabila AIRR sama dengan MARR maka pilihan proyek sama dengan kondisi awal dari segi ekonominya. Suatu pilihan dengan AIRR yang besar bukan berarti suatu pilihan dengan LCC yang terendah. Persamaan AIRR adalah sebagai berikut:

$$AIRR = (1 + r)(SIR)^{\frac{1}{N}} - 1 \quad (2.24)$$

d. *Simple Payback (SPB)* dan *Discounted Payback (DPB)*

Periode pengembalian atau *payback periode* adalah suatu angka yang mengindikasikan waktu yang dibutuhkan untuk mengembalikan modal investasi awal. Biasanya dinyatakan dalam satuan tahun atau bulan. Perbedaan antara SPB dengan DPB terletak pada metode perhitungan nilainya terhadap waktu. DPB memperhitungkan pemotongan setiap tahunnya, sedangkan SPB tidak. Oleh karena itu, penggunaan DPB memiliki keunggulan daripada SPB. Angka tersebut dicari dengan menentukan nilai y yang memenuhi persamaan berikut:

$$\sum_{t=1}^y \frac{[\Delta E_t + \Delta O\&M\&R_t - \Delta Repl_t + \Delta Res_t]}{(1+d)^t} \geq \Delta I_0 \quad (2.25)$$

2.6.5 Keputusan Berdasarkan LCCA

Dalam rangka menentukan dan menggambarkan keperluan analisis ekonomi, sangat membantu untuk mengetahui tipe keperluan investasi yang dibuat untuk proyek. Dalam penentuan pilihan menggunakan analisa LCC digunakan kriteria sebagai berikut, dengan menganggap kondisi eksisting adalah kondisi awal:

- LCC pilihan < LCC kondisi sekarang
- NS pilihan > 0
- SIR > 1
- AIRR > tingkat pemotongan

BAB 3 PROSES PRODUKSI DAN KONSUMSI ENERGI

3.1 PT Indominco Mandiri [10]

PT Indominco Mandiri merupakan salah satu anak perusahaan PT Indo Tambangraya Megah yang berdiri pada 11 November 1988 dan memegang kontrak tambang batubara (PKP2B) dari pemerintah seluas kurang lebih 25,121 hektar yang berada di Kabupaten Bontang, Kutai Kertanegara dan Kutai Timur, Provinsi Kalimantan Timur dengan formasi batubara Balikpapan Late Miocene dan Pulau Balang.



Gambar 3.1 Peta Operasi PT Indo Tambangraya Megah

Indominco adalah salah satu produsen batubara terbesar di Indonesia dengan produksi 11,5 juta ton, menyumbang 5% dari total produksi batubara Indonesia di tahun 2007.

Di dalam area tambang Indominco Mandiri, telah dibangun *haul road* sepanjang 35 kilometer yang menghubungkan tempat penimbunan batubara hasil penambangan (*port stockpile*) dengan area operasinya.

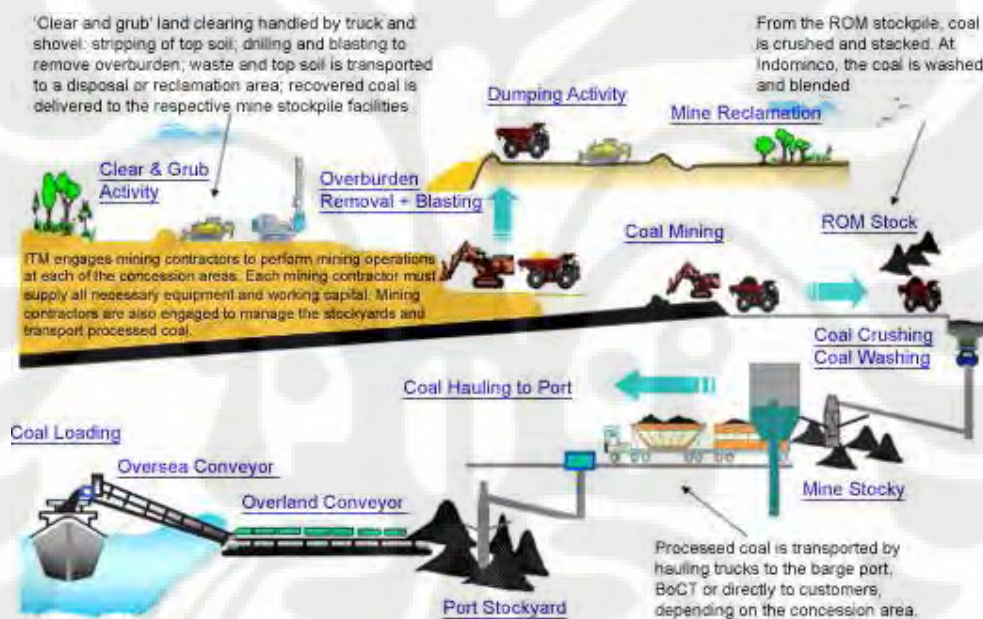
Indominco menghasilkan batu bara dengan nilai kalori kurang lebih 6.350 kkal/kg yang sesuai untuk penggunaan di pembangkit listrik.

PT Indominco Mandiri juga sedang menjalani proses pelaksanaan studi kelayakan kemungkinan dilakukannya penambangan dalam.

Untuk mengurangi ketergantungan terhadap bahan bakar diesel, Indominco sedang membangun pembangkit listrik dengan tenaga batu bara sebesar 2 x 7 MW. Dengan selesainya proyek ini, kegiatan operasi Indominco diharapkan akan lebih efektif dan efisien.

3.2 Produksi [10]

Perusahaan utamanya menggunakan metode penambangan terbuka untuk menggali batubara. Gambar berikut memperlihatkan operasi penambangan pada Terminal Kuasa Penambangan Indominco:



Gambar 3.2 Proses Penambangan Batubara

Gambar kiri:

Pembersihan lahan "bersihkan dan cungkil" ditangani oleh truk dan shovel; pengelupasan lapisan tanah terluar, pengeboran dan peledakan untuk menyingkirkan kupasan, limbah dan lapisan tanah terluar dipindahkan ke daerah pembuangan atau reklamasi; batubara yang didapatkan dikirim ke fasilitas-fasilitas penimbunan tambang masing-masing.

PT Indominco Mandiri melibatkan kontraktor pertambangan untuk melakukan operasi penambangan pada setiap wilayah konsesi. Setiap kontraktor

wajib memasok perlengkapan dan modal kerja yang dibutuhkan. Kontraktor pertambangan juga dilibatkan mengelola penimbunan tambang dan memindahkan batubara yang telah diolah.

Gambar kanan atas:

Dari wilayah penumbukan tambang, batubara dipecah, dan ditumpuk. Di Indominco, batubara dicuci dan dicampur.

- Kegiatan Pengerukan
- Reklamasi Tambang
- Pembersihan kupasan dan peledakan
- Tambang batubara
- Pasokan tambang yang ditimbun (*Runoff Mine Stock*)

Gambar Bawah:

- Pemecahan dan Pencucian Batubara
- Penimbunan tambang
- Pengangkutan Batubara ke Pelabuhan
- Penimbunan Pelabuhan
- Ban Berjalan Darat
- Ban Berjalan Laut
- Pemuatan Batubara

Batubara yang telah diolah dibawa truk-truk pengangkut menuju ke pelabuhan tongkang, Terminal Batubara Bontang, atau langsung ke pembeli, bergantung kepada wilayah konsesi.

Proses penambangan terbuka semacam ini dimulai dengan pembersihan lahan yang diistilahkan dengan proses "bersihkan dan cungkilkan" (*clear and grub*). Tanah lapisan atas kemudian dikelupas dari kawasan untuk kemudian dilakukan penggalian. Baik pengeboran dan peledakan kemudian digunakan untuk menyingkirkan tanah bekas galian. Di Indominco, kira-kira 50-80% pengelupasan tanah dibantu bahan peledak. Limbah dan lapisan permukaan tanah dipindahkan secara langsung ke kawasan pembuangan atau reklamasi. Pengupasan tanah dan

penambangan batubara utamanya menggunakan truk dan shovel. Batubara yang diperoleh lantas dikirimkan ke fasilitas penumpukan masing-masing untuk kemudian dipecah, dicampur, dan ditimbun.

Dari tempat penumpukan, batubara dipecah dan ditimbun. Pada wilayah konsesi tertentu, batubara dicuci dan dicampur. Batubara yang telah diolah dipindahkan dengan truk dengan gerbong berganda menuju pelabuhan tongkang, Terminal Batubara Bontang, atau langsung ke pelanggan, bergantung pada kawasan konsesi.

3.3 Sistem Kelistrikan

Sumber energi listrik di PT Indominco Mandiri berasal dari genset yang berbahan bakar diesel. Untuk wilayah pelabuhan, terdapat tujuh buah genset.

Genset	:	- 800 kW (6 buah)
		- 400 kW (1 buah)
Kapasitas Maksimum	:	5200 kW
Tegangan sistem	:	- Rendah = 380 V
		- Menengah = 3.3 kV
		- Transmisi = 11 kV
Frekuensi sistem	:	50 Hz

Berikut ini adalah data *nameplate* genset dengan kapasitas 800 kW:

Genset Sales Model	:	3512
	:	1000 kVA
	:	800 kW
	:	PRME
	:	0.8 Cos \emptyset
	:	50 Hz

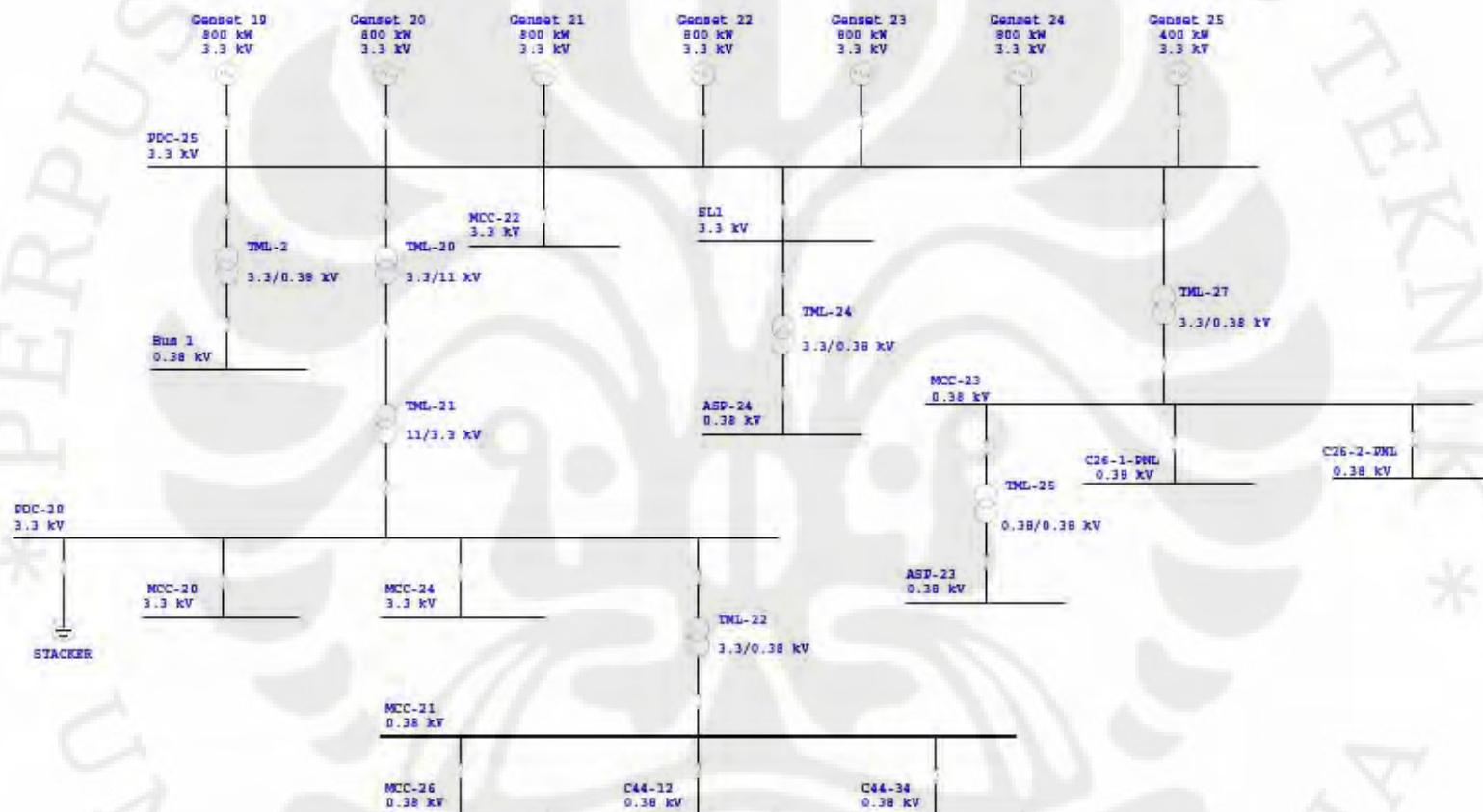
Genset Data

Phasa	:	3 ~
	:	6 Wires
	:	3300 V
	:	174 Amps

Excitation	:	41 Volts
	:	7.6 Amps
	:	695 Frames
	:	1500 Rev/Min
Max Temperaturs	:	Rise 105 °C Resistance
	:	40 °C Ambient
	:	1000 Meter Altitude
Class	:	H Insulation
Gen. Model	:	SR4B
Serial No.	:	SFN00824
Arrangement No.	:	9Y-0455
Manufactured by	:	CATERPILAR

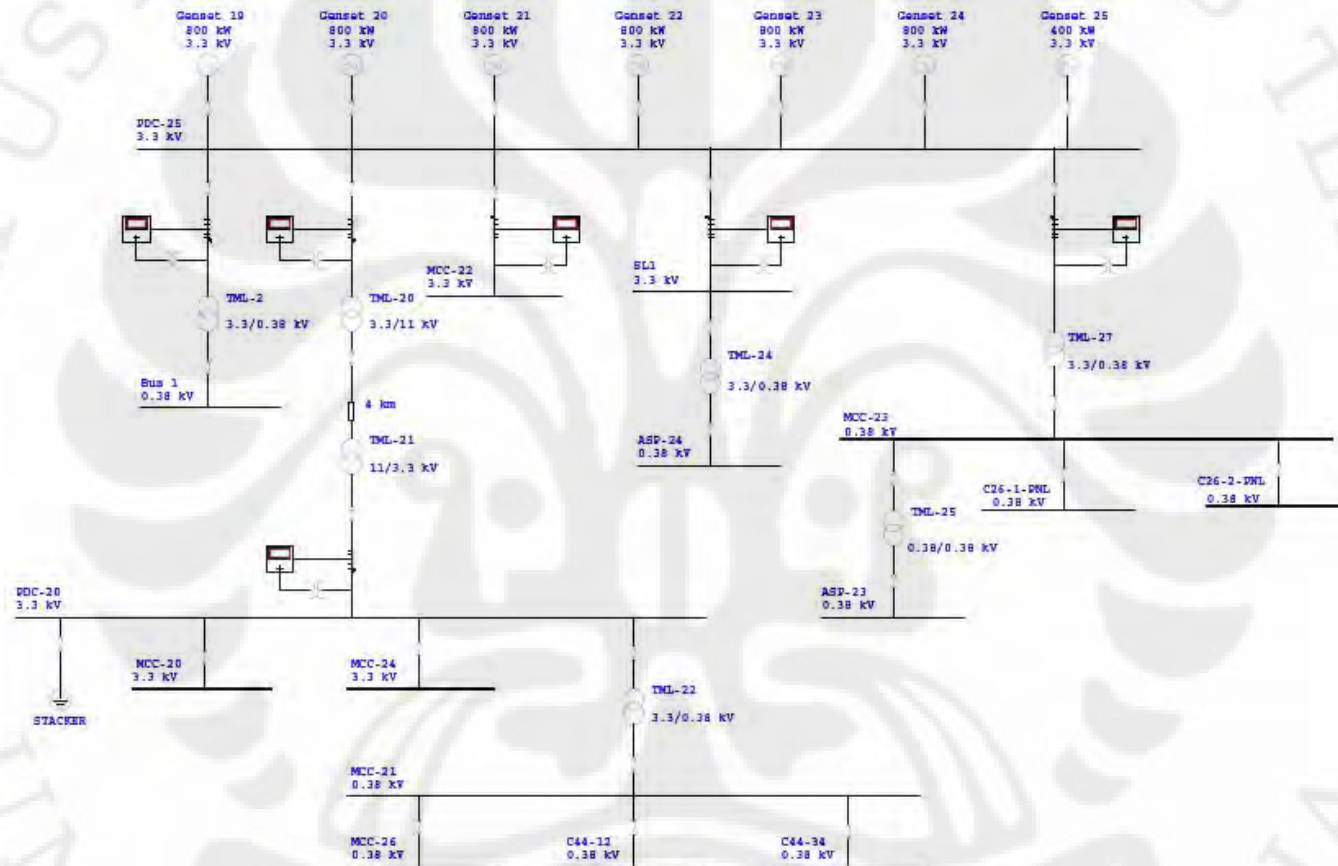
Jaringan listrik pelabuhan memiliki lima buah feeder, yaitu feeder TML-20, TML-2, MCC-22, TNL-27 dan SL1.

Diagram satu garis sistem kelistrikan secara umum wilayah pelabuhan dapat diilustrasikan pada gambar 3.3. Sedangkan pengukuran besaran listrik dilakukan seperti pada gambar 3.4.



Gambar 3.3 Diagram Satu Garis Jaringan Listrik Pelabuhan

Universitas Indonesia



Gambar 3.4 Pengukuran pada Sistem Jaringan Listrik Pelabuhan

Universitas Indonesia

3.4 Hasil Pengukuran Besaran Listrik

Pengukuran besaran listrik dilakukan pada masing-masing feeder dan PDC-20 dengan menggunakan Hioki Power Analyzer. Hasil pengukuran pada feeder digunakan untuk menentukan konsumsi energi total dan karakteristik daya sistem, sedangkan hasil pengukuran pada PDC-20 digunakan untuk menghitung rugi-rugi saluran karena jaraknya yang jauh dari feeder yaitu sekitar 4 kilometer dengan menggunakan simulasi ETAP PowerStation 4.0.0. Ringkasan hasil pengukuran tersebut dapat dilihat pada tabel-tabel berikut ini.

3.4.1 Arus dan Tegangan

a. Feeder TML-20

Data hasil pengukuran arus dan tegangan pada feeder TML-20 adalah sebagai berikut:

Tabel 3.1 Data Pengukuran Arus pada Feeder TML-20

	I₁ (Amp)	I₂ (Amp)	I₃ (Amp)	I_{average} (Amp)
Rata-Rata	178.3	178.7	181.1	179.4
Maksimum	205.4	205.9	208.3	206.5
Minimum	162.3	162.9	165.1	163.5

Tabel 3.2 Data Pengukuran Tegangan pada Feeder TML-20

	V₁ (Volt)	V₂ (Volt)	V₃ (Volt)	V_{average} (Volt)
Rata-Rata	3291	3298	3302	3297
Maksimum	3293	3300	3304	3299
Minimum	3290	3296	3300	3296

b. Feeder TML-2

Data hasil pengukuran arus dan tegangan pada feeder TML-2 adalah sebagai berikut:

Tabel 3.3 Data Pengukuran Arus pada Feeder TML-2

	I₁ (Amp)	I₂ (Amp)	I₃ (Amp)	I_{average} (Amp)
Rata-Rata	5	3.6	4.6	4.4
Maksimum	5.4	3.9	5.1	4.8
Minimum	4.7	3.4	4.2	4.1

Tabel 3.4 Data Pengukuran Tegangan pada Feeder TML-2

	V₁ (Volt)	V₂ (Volt)	V₃ (Volt)	V_{average} (Volt)
Rata-Rata	3293	3301	3303	3299
Maksimum	3296	3305	3305	3302
Minimum	3292	3300	3301	3298

c. Feeder MCC-22

Data hasil pengukuran arus dan tegangan pada feeder MCC-22 adalah sebagai berikut:

Tabel 3.5 Data Pengukuran Arus pada Feeder MCC-22

	I₁ (Amp)	I₂ (Amp)	I₃ (Amp)	I_{average} (Amp)
Rata-Rata	351.2	349.7	343.3	348.1
Maksimum	358.6	356.7	350.6	355.3
Minimum	337.3	335.8	329.5	334.2

Tabel 3.6 Data Pengukuran Tegangan pada Feeder MCC-22

	V₁ (Volt)	V₂ (Volt)	V₃ (Volt)	V_{average} (Volt)
Rata-Rata	1901	1899	1907	1902
Maksimum	1903	1900	1909	1904
Minimum	1900	1987	1905	1901

d. Feeder TML-27

Data hasil pengukuran arus dan tegangan pada feeder TML-27 adalah sebagai berikut:

Tabel 3.7 Data Pengukuran Arus pada Feeder TML-27

	I₁ (Amp)	I₂ (Amp)	I₃ (Amp)	I_{average} (Amp)
Rata-Rata	8.7	10	8.9	9.2
Maksimum	8.9	10.2	9.1	9.4
Minimum	8.4	9.7	8.5	8.9

Tabel 3.8 Data Pengukuran Tegangan pada Feeder TML-27

	V₁ (Volt)	V₂ (Volt)	V₃ (Volt)	V_{average} (Volt)
Rata-Rata	3292	3300	3301	3298
Maksimum	3294	3302	3303	3299
Minimum	3289	3298	3299	3296

e. Feeder SL1

Data hasil pengukuran arus dan tegangan pada feeder SL1 adalah sebagai berikut:

Tabel 3.9 Data Pengukuran Arus pada Feeder SL1

	I₁ (Amp)	I₂ (Amp)	I₃ (Amp)	I_{average} (Amp)
Rata-Rata	63	62	62	62
Maksimum	87	86	87	87
Minimum	20	19	19	19

Tabel 3.10 Data Pengukuran Tegangan pada Feeder SL1

	V₁ (Volt)	V₂ (Volt)	V₃ (Volt)	V_{average} (Volt)
Rata-Rata	3292	3300	3301	3298
Maksimum	3296	3303	3305	3301
Minimum	3270	3277	3278	3275

f. PDC-20

Data hasil pengukuran arus dan tegangan pada PDC-20 adalah sebagai berikut:

Tabel 3.11 Data Pengukuran Arus pada PDC-20

	I₁ (Amp)	I₂ (Amp)	I₃ (Amp)	I_{average} (Amp)
Rata-Rata	161.8	162.4	162.6	162.3
Maksimum	169.4	169.9	170.3	169.8
Minimum	147.2	147.7	147.8	147.6

Tabel 3.12 Data Pengukuran Tegangan pada PDC-20

	V₁ (Volt)	V₂ (Volt)	V₃ (Volt)	V_{average} (Volt)
Rata-Rata	1848	1846	1850	1848
Maksimum	1878	1875	1878	1877
Minimum	1839	1837	1840	1839

3.4.2 Faktor Daya

a. Feeder TML 20

Data hasil pengukuran faktor daya pada feeder TML-20 adalah sebagai berikut:

Tabel 3.13 Data Pengukuran Faktor Daya pada Feeder TML-20

	PF₁	PF₂	PF₃	PF_{total}
Rata-Rata	0.8108	0.8176	0.8181	0.8155
Maksimum	0.8442	0.8492	0.8505	0.8480
Minimum	0.7870	0.7960	0.7945	0.7925

Nilai faktor daya ini masih bisa ditingkatkan sampai 0.95 dengan cara pemasangan kapasitor bank.

b. Feeder TML-2

Data hasil pengukuran faktor daya pada feeder TML-2 adalah sebagai berikut:

Tabel 3.14 Data Pengukuran Faktor Daya pada Feeder TML-2

	PF₁	PF₂	PF₃	PF_{total}
Rata-Rata	0.6944	0.7529	0.8635	0.7754
Maksimum	0.7082	0.8114	0.8988	0.8042
Minimum	0.6820	0.6931	0.8167	0.7554

Nilai faktor daya ini masih bisa ditingkatkan sampai 0.95 dengan cara pemasangan kapasitor bank.

c. Feeder MCC-22

Data hasil pengukuran faktor daya pada feeder MCC-22 adalah sebagai berikut:

Tabel 3.15 Data Pengukuran Faktor Daya pada Feeder MCC-22

	PF₁	PF₂	PF₃	PF_{total}
Rata-Rata	0.9525	0.9451	0.9493	0.9490
Maksimum	0.9537	0.9464	0.9505	0.9502
Minimum	0.9514	0.9439	0.9483	0.9479

d. Feeder TML-27

Data hasil pengukuran faktor daya pada feeder TML-27 adalah sebagai berikut:

Tabel 3.16 Data Pengukuran Faktor Daya pada Feeder TML-27

	PF₁	PF₂	PF₃	PF_{total}
Rata-Rata	0.7869	0.7475	0.6598	0.7336
Maksimum	0.7943	0.7537	0.6644	0.7391
Minimum	0.7808	0.7391	0.6506	0.7269

Nilai faktor daya ini masih bisa ditingkatkan sampai 0.95 dengan cara pemasangan kapasitor bank.

e. Feeder SL1

Data hasil pengukuran faktor daya pada feeder SL1 adalah sebagai berikut:

Tabel 3.17 Data Pengukuran Faktor Daya pada Feeder SL1

	PF₁	PF₂	PF₃	PF_{total}
Rata-Rata	0.917	0.9149	0.9214	0.9178
Maksimum	0.9517	0.9527	0.9536	0.9526
Minimum	0.6485	0.6113	0.66	0.6404

f. PDC-20

Data hasil pengukuran faktor daya pada PDC-20 adalah sebagai berikut:

Tabel 3.18 Data Pengukuran Faktor Daya pada PDC-20

	PF₁	PF₂	PF₃	PF_{total}
Rata-Rata	0.9283	0.9303	0.9275	0.9287
Maksimum	0.944	0.9448	0.9429	0.9439
Minimum	0.883	0.8855	0.8825	0.8837

Dengan memperhatikan nilai-nilai faktor daya tersebut, maka dapat dilakukan konservasi energi listrik dengan penambahan kapasitor bank pada feeder TML-20, TML-2, TML-27 dan SL1 untuk mengurangi rugi-rugi daya.

3.4.3 Distorsi harmonik

a. Feeder TML-20

Data hasil pengukuran harmonik arus untuk tiap fasa pada feeder TML-20 adalah sebagai berikut:

Tabel 3.19 Data Pengukuran Harmonik Arus pada Feeder TML-20

	THD I₁ (%)	THD I₂ (%)	THD I₃ (%)
Rata-Rata	2.18	2.11	2.06
Maksimum	2.45	2.32	2.27
Minimum	1.83	1.8	1.79

Data hasil pengukuran harmonik tegangan untuk tiap fasa pada feeder TML-20 adalah sebagai berikut:

Tabel 3.20 Data Pengukuran Harmonik Tegangan pada Feeder TML-20

	THD V₁ (%)	THD V₂ (%)	THD V₃ (%)
Rata-Rata	1.61	1.54	1.75
Maksimum	1.64	1.6	1.78
Minimum	1.57	1.51	1.71

b. Feeder TML-2

Data hasil pengukuran harmonik arus untuk tiap fasa pada feeder TML-2 adalah sebagai berikut:

Tabel 3.21 Data Pengukuran Harmonik Arus pada Feeder TML-2

	THD I₁ (%)	THD I₂ (%)	THD I₃ (%)
Rata-Rata	10.14	14.58	10.92
Maksimum	11.23	16.45	12.19
Minimum	8.64	12.38	8.6

Data hasil pengukuran harmonik tegangan untuk tiap fasa pada feeder TML-2 adalah sebagai berikut:

Tabel 3.22 Data Pengukuran Harmonik Tegangan pada Feeder TML-2

	THD V₁ (%)	THD V₂ (%)	THD V₃ (%)
Rata-Rata	1.62	1.5	1.72
Maksimum	1.66	1.53	1.77
Minimum	1.58	1.48	1.68

c. Feeder MCC-22

Data hasil pengukuran harmonik arus untuk tiap fasa pada feeder MCC-22 adalah sebagai berikut:

Tabel 3.23 Data Pengukuran Harmonik Arus pada Feeder MCC-22

	THD I₁ (%)	THD I₂ (%)	THD I₃ (%)
Rata-Rata	1.21	1.16	1.25
Maksimum	1.29	1.23	1.32
Minimum	1.16	1.08	1.18

Data hasil pengukuran harmonik tegangan untuk tiap fasa pada feeder MCC-22 adalah sebagai berikut:

Tabel 3.24 Data Pengukuran Harmonik Tegangan pada Feeder MCC-22

	THD V₁ (%)	THD V₂ (%)	THD V₃ (%)
Rata-Rata	1.7	1.52	1.66
Maksimum	1.8	1.58	1.73
Minimum	1.63	1.47	1.59

d. Feeder TML-27

Data hasil pengukuran harmonik arus untuk tiap fasa pada feeder TML-27 adalah sebagai berikut:

Tabel 3.25 Data Pengukuran Harmonik Arus pada Feeder TML-27

	THD I₁ (%)	THD I₂ (%)	THD I₃ (%)
Rata-Rata	4.79	4.23	2.34
Maksimum	5.38	4.77	2.58
Minimum	4.19	3.79	2.07

Data hasil pengukuran harmonik tegangan untuk tiap fasa pada feeder TML-27 adalah sebagai berikut:

Tabel 3.26 Data Pengukuran Harmonik Tegangan pada Feeder TML-27

	THD V₁ (%)	THD V₂ (%)	THD V₃ (%)
Rata-Rata	1.59	1.53	1.73
Maksimum	1.63	1.57	1.78
Minimum	1.51	1.47	1.65

e. Feeder SL1

Data hasil pengukuran harmonik arus untuk tiap fasa pada feeder SL1 adalah sebagai berikut:

Tabel 3.27 Data Pengukuran Harmonik Arus pada Feeder SL1

	THD I₁ (%)	THD I₂ (%)	THD I₃ (%)
Rata-Rata	3.06	3.3	3.18
Maksimum	18.42	19.23	19.19
Minimum	1.53	1.64	1.6

Data hasil pengukuran harmonik tegangan untuk tiap fasa pada feeder SL1 adalah sebagai berikut:

Tabel 3.28 Data Pengukuran Harmonik Tegangan pada Feeder SL1

	THD V₁ (%)	THD V₂ (%)	THD V₃ (%)
Rata-Rata	1.62	1.48	1.73
Maksimum	2.18	2.46	2.5
Minimum	1.46	1.32	1.57

f. PDC-20

Data hasil pengukuran harmonik arus untuk tiap fasa pada PDC-20 adalah sebagai berikut:

Tabel 3.29 Data Pengukuran Harmonik Arus pada PDC-20

	THD I₁ (%)	THD I₂ (%)	THD I₃ (%)
Rata-Rata	1.16	1.17	1.18
Maksimum	1.45	1.45	1.46
Minimum	1.02	1.04	1.05

Data hasil pengukuran harmonik tegangan untuk tiap fasa pada PDC-20 adalah sebagai berikut:

Tabel 3.30 Data Pengukuran Harmonik Tegangan pada PDC-20

	THD V₁ (%)	THD V₂ (%)	THD V₃ (%)
Rata-Rata	0.67	0.67	0.67
Maksimum	0.75	0.73	0.73
Minimum	0.59	0.59	0.59

Berdasarkan data hasil pengukuran distorsi harmonik tersebut, maka rugi-rugi jaringan akibat distorsi harmonik sangat kecil.

3.4.4 Daya

a. Feeder TML-20

Data pengukuran daya kompleks untuk tiap fasa pada feeder TML-20 adalah sebagai berikut:

Tabel 3.31 Data Pengukuran Daya Kompleks pada Feeder TML-20

	S₁ (kVA)	S₂ (kVA)	S₃ (kVA)	S_{total} (kVA)
Rata-Rata	341	339	344	1024
Maksimum	390	390	400	1180
Minimum	310	310	310	930

Data pengukuran daya aktif untuk tiap fasa pada feeder TML-20 adalah sebagai berikut:

Tabel 3.32 Data Pengukuran Daya Aktif pada Feeder TML-20

	P₁ (kW)	P₂ (kW)	P₃ (kW)	P_{total} (kW)
Rata-Rata	278	278	282	836
Maksimum	330	330	340	1000
Minimum	240	250	250	740

Data pengukuran daya reaktif untuk tiap fasa pada feeder TML-20 adalah sebagai berikut:

Tabel 3.33 Data Pengukuran Daya Reaktif pada Feeder TML-20

	Q₁ (kVAR)	Q₂ (kVAR)	Q₃ (kVAR)	Q_{total} (kVAR)
Rata-Rata	198	195	197	589
Maksimum	210	210	210	630
Minimum	190	180	190	560

b. Feeder TML-2

Data pengukuran daya kompleks untuk tiap fasa pada feeder TML-2 adalah sebagai berikut:

Tabel 3.34 Data Pengukuran Daya Kompleks pada Feeder TML-2

	S₁ (kVA)	S₂ (kVA)	S₃ (kVA)	S_{total} (kVA)
Rata-Rata	9	7	8	24
Maksimum	10	7	9	26
Minimum	8	6	7	22

Data pengukuran daya aktif untuk tiap fasa pada feeder TML-2 adalah sebagai berikut:

Tabel 3.35 Data Pengukuran Daya Aktif pada Feeder TML-2

	P₁ (kW)	P₂ (kW)	P₃ (kW)	P_{total} (kW)
Rata-Rata	6	5	7	19
Maksimum	7	6	8	21
Minimum	6	4	6	17

Data pengukuran daya reaktif untuk tiap fasa pada feeder TML-2 adalah sebagai berikut:

Tabel 3.36 Data Pengukuran Daya Reaktif pada Feeder TML-2

	Q₁ (kVAR)	Q₂ (kVAR)	Q₃ (kVAR)	Q_{total} (kVAR)
Rata-Rata	6	4	4	15
Maksimum	7	5	5	16
Minimum	6	4	3	15

c. Feeder MCC-22

Data pengukuran daya kompleks untuk tiap fasa pada feeder MCC-22 adalah sebagai berikut:

Tabel 3.37 Data Pengukuran Daya Kompleks pada Feeder MCC-22

	S₁ (kVA)	S₂ (kVA)	S₃ (kVA)	S_{total} (kVA)
Rata-Rata	668	664	655	1985
Maksimum	680	680	670	2030
Minimum	640	640	630	1900

Data pengukuran daya aktif untuk tiap fasa pada feeder MCC-22 adalah sebagai berikut:

Tabel 3.38 Data Pengukuran Daya Aktif pada Feeder MCC-22

	P₁ (kW)	P₂ (kW)	P₃ (kW)	P_{total} (kW)
Rata-Rata	636	627	622	1885
Maksimum	650	640	630	1920
Minimum	610	600	600	1810

Data pengukuran daya reaktif untuk tiap fasa pada feeder MCC-22 adalah sebagai berikut:

Tabel 3.39 Data Pengukuran Daya Reaktif pada Feeder MCC-22

	Q₁ (kVAR)	Q₂ (kVAR)	Q₃ (kVAR)	Q_{total} (kVAR)
Rata-Rata	203	217	207	626
Maksimum	210	220	210	640
Minimum	190	210	200	600

d. Feeder TML-27

Data pengukuran daya kompleks untuk tiap fasa pada feeder TML-27 adalah sebagai berikut:

Tabel 3.40 Data Pengukuran Daya Kompleks pada Feeder TML-27

	S₁ (kVA)	S₂ (kVA)	S₃ (kVA)	S_{total} (kVA)
Rata-Rata	17	19	17	52
Maksimum	17	20	17	53
Minimum	16	19	16	51

Data pengukuran daya aktif untuk tiap fasa pada feeder TML-27 adalah sebagai berikut:

Tabel 3.41 Data Pengukuran Daya Aktif pada Feeder TML-27

	P₁ (kW)	P₂ (kW)	P₃ (kW)	P_{total} (kW)
Rata-Rata	13	14	11	38
Maksimum	13	15	11	39
Minimum	12	14	11	37

Data pengukuran daya reaktif untuk tiap fasa pada feeder TML-27 adalah sebagai berikut:

Tabel 3.42 Data Pengukuran Daya Reaktif pada Feeder TML-2

	Q₁ (kVAR)	Q₂ (kVAR)	Q₃ (kVAR)	Q_{total} (kVAR)
Rata-Rata	10	13	13	36
Maksimum	10	13	13	36
Minimum	10	12	12	35

e. Feeder SL1

Data pengukuran daya kompleks untuk tiap fasa pada feeder SL1 adalah sebagai berikut:

Tabel 3.43 Data Pengukuran Daya Kompleks pada Feeder SL1

	S₁ (kVA)	S₂ (kVA)	S₃ (kVA)	S_{total} (kVA)
Rata-Rata	119	118	119	356
Maksimum	160	116	170	500
Minimum	40	40	40	110

Data pengukuran daya aktif untuk tiap fasa pada feeder SL1 adalah sebagai berikut:

Tabel 3.44 Data Pengukuran Daya Aktif pada Feeder SL1

	P₁ (kW)	P₂ (kW)	P₃ (kW)	P_{total} (kW)
Rata-Rata	112	111	112	333
Maksimum	160	160	160	470
Minimum	30	20	20	70

Data pengukuran daya reaktif untuk tiap fasa pada feeder SL1 adalah sebagai berikut:

Tabel 3.45 Data Pengukuran Daya Reaktif pada Feeder SL1

	Q₁ (kVAR)	Q₂ (kVAR)	Q₃ (kVAR)	Q_{total} (kVAR)
Rata-Rata	40	39	39	119
Maksimum	50	50	60	160
Minimum	30	30	20	80

f. PDC-20

Data pengukuran daya kompleks untuk tiap fasa pada PDC-20 adalah sebagai berikut:

Tabel 3.46 Data Pengukuran Daya Kompleks pada PDC-20

	S₁ (kVA)	S₂ (kVA)	S₃ (kVA)	S_{total} (kVA)
Rata-Rata	299	300	301	899
Maksimum	313	314	315	942
Minimum	274	274	275	823

Data pengukuran daya aktif untuk tiap fasa pada PDC-20 adalah sebagai berikut:

Tabel 3.47 Data Pengukuran Daya Aktif pada PDC-20

	P₁ (kW)	P₂ (kW)	P₃ (kW)	P_{total} (kW)
Rata-Rata	278	279	279	836
Maksimum	293	295	295	883
Minimum	242	243	243	727

Data pengukuran daya reaktif untuk tiap fasa pada PDC-20 adalah sebagai berikut:

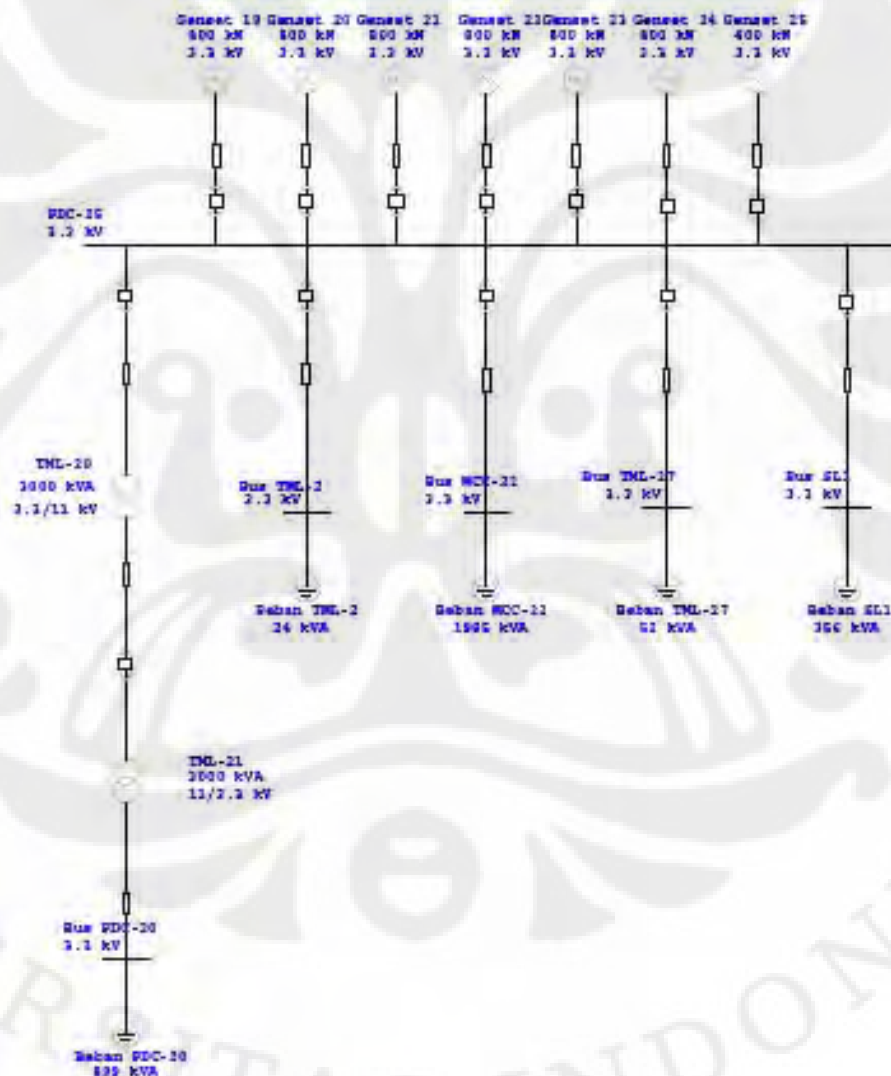
Tabel 3.48 Data Pengukuran Daya Reaktif pada PDC-20

	Q₁ (kVAR)	Q₂ (kVAR)	Q₃ (kVAR)	Q_{total} (kVAR)
Rata-Rata	111	109	112	332
Maksimum	128	127	129	385
Minimum	102	101	103	307

3.5 Simulasi Aliran Daya

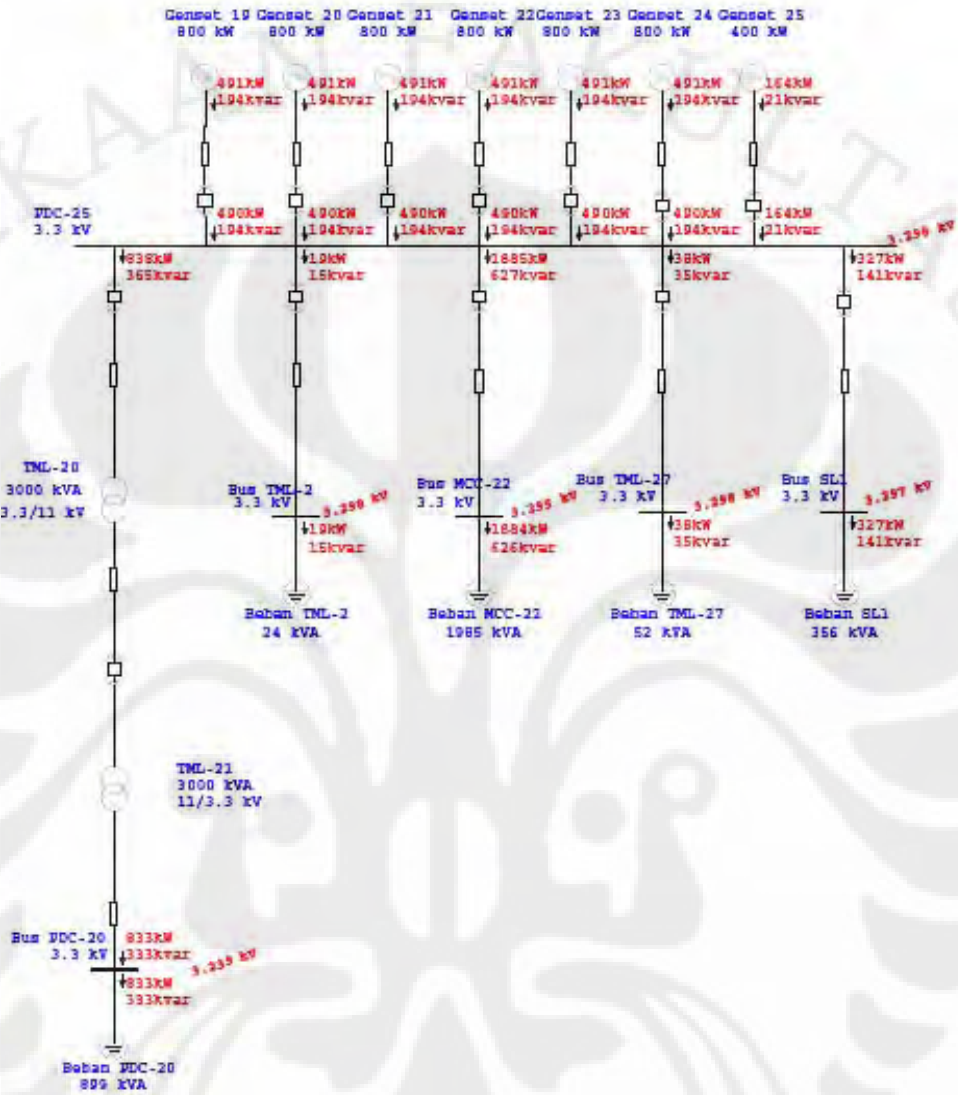
Simulasi perhitungan aliran daya menggunakan ETAP PowerSystem 4.0.0 dengan iterasi maksimum 2000 dan ketelitian 0,0001. Simulasi ini digunakan untuk menganalisa aliran daya pada masing-masing saluran, menghitung rugi-rugi daya pada saluran terutama saluran antara feeder TML-20 dan PDC-20, dan menganalisa pengaruh pemasangan kompensator terhadap aliran daya dan rugi-rugi daya.

Berikut ini adalah gambar simulasi sistem tenaga listrik pelabuhan dengan beban hasil pengukuran:



Gambar 3.5 Simulasi Sistem Tenaga Listrik Pelabuhan

Aliran daya pada simulasi ini terlihat pada gambar berikut:



Gambar 3.6 Simulasi Aliran Daya

BAB 4 KONSERVASI ENERGI LISTRIK

4.1 Konsumsi Energi Listrik

Dari data hasil pengukuran daya rata-rata, dapat dihitung daya total rata-rata pada sistem sebagai berikut:

Tabel 4.1 Data Perhitungan Daya Total Sistem

No	Feeder	Daya Aktif (kW)	Daya Reaktif (kVAR)	Daya Kompleks (kVA)	Faktor Daya
1	TML-20	836	589	1024	0.8155
2	TML-2	19	15	24	0.7754
3	MCC-22	1885	626	1985	0.949
4	TML-27	38	36	52	0.7336
5	SL1	333	119	356	0.9178
Total		3111	1385	3405	0.9136

Dari data yang diperoleh tersebut, dapat dihitung konsumsi energi listrik rata-rata setiap hari. Perhitungan ini menggunakan asumsi:

$$\begin{aligned} 1 \text{ hari} &= 24 \text{ jam} \\ 1 \text{ bulan} &= 30 \text{ hari} \\ 1 \text{ tahun} &= 365 \text{ hari} \end{aligned}$$

Rumus yang digunakan untuk menghitung energi listrik

$$\text{Energi listrik per hari} = P_{\text{rata-rata}} \times \frac{24 \text{ jam}}{1 \text{ hari}}$$

$$\text{Energi listrik per bulan} = P_{\text{rata-rata}} \times \frac{24 \text{ jam}}{1 \text{ hari}} \times \frac{30 \text{ hari}}{1 \text{ bulan}}$$

$$\text{Energi listrik per tahun} = P_{\text{rata-rata}} \times \frac{24 \text{ jam}}{1 \text{ hari}} \times \frac{365 \text{ hari}}{1 \text{ tahun}}$$

Jam kerja di PT Indominco Mandiri adalah 24 jam sehari, dan 7 hari seminggu kecuali untuk kantor pelabuhan yang hanya 8 jam sehari dan 5 hari kerja. Sisanya diasumsikan bahwa beban yang digunakan hanya 15 % dari beban rata-rata. Daya listrik untuk kantor pelabuhan diukur pada bus MCC-21. Bus ini merupakan salah satu cabang dari Feeder TML-20. Hasil pengukuran daya aktif untuk tiap fasanya adalah sebagai berikut:

Tabel 4.2 Data Pengukuran Daya Aktif pada MCC-21

	P₁ (kW)	P₂ (kW)	P₃ (kW)	P_{total} (kW)
Rata-Rata	35.62	37.43	36.5	109.55
Maksimum	55.7	57.65	58.73	172.08
Minimum	29.36	32.39	29.8	91.55

Daya ini besarnya sekitar 13 % dari daya yang disuplai feeder TML-20.

Maka kebutuhan daya rata-rata feeder TML-20 dalam seminggu adalah:

Tabel 4.3 Perhitungan Kebutuhan Daya Aktif Rata-rata Feeder TML-20

Beban	Daya Aktif (kW)	Waktu penggunaan dalam seminggu (jam)	Persentase penggunaan beban (%)	Konsumsi Energi (kWh)	Ke-terang-an
Kantor Pelabuhan	109.55	40	100	4,382	jam kerja
		128	15	2,103.36	di luar jam kerja
Beban Lain	726.45	168	100	12,2043.6	
Total	836			128,528.96	
Kebutuhan daya aktif rata-rata				765.05	

Kebutuhan daya reaktif rata-rata juga bisa dihitung dengan cara yang sama.

Tabel 4.4 Data Pengukuran Daya Reaktif pada MCC-21

	Q₁ (kVAR)	Q₂ (kVAR)	Q₃ (kVAR)	Q_{total} (kVAR)
Rata-Rata	-58.69	-69.12	-60.78	-188.59
Maksimum	-99.32	-109.03	-102.56	-310.91
Minimum	-28.93	-38.86	-30.66	-98.45

Tabel 4.5 Perhitungan Kebutuhan Daya Reaktif Rata-rata Feeder TML-20

Beban	Daya Reaktif (kVAR)	Waktu penggunaan dalam seminggu (jam)	Persentase penggunaan beban (%)	Konsumsi Energi (kVARh)	Ke-terangan
Kantor Pelabuhan	-188.59	40	100	-7,543.6	jam kerja
		128	15	-3,620.93	di luar jam kerja
Beban Lain	777.59	168	100	130,635.1	
Total	589			119,470.6	
Kebutuhan daya aktif rata-rata				711.13	

Kebutuhan daya rata-rata feeder lain tidak perlu dihitung karena beban-bebannya bekerja 24 jam sehari dan 7 hari seminggu. Berikut ini adalah kebutuhan daya aktif rata-rata total seluruh sistem:

Tabel 4.6 Kebutuhan Daya Rata-Rata Total

No	Feeder	Daya Aktif (kW)	Daya Reaktif (kVAR)	Daya Kompleks (kVA)	Faktor Daya
1	TML-20	765	711	1044.5	0.7324
2	TML-2	19	15	24.2	0.7849
3	MCC-22	1885	626	1986.2	0.9490
4	TML-27	38	36	52.3	0.7260
5	SL1	333	119	353.6	0.9417
Total		3040	1507	3393.1	0.8959

Dengan memperhatikan kebutuhan daya rata-rata tersebut, maka konsumsi energi listrik (kWh) sistem tenaga listrik pelabuhan dapat dihitung. Hasil perhitungannya dapat dilihat pada tabel berikut ini:

Tabel 4.7 Konsumsi Energi Listrik Pelabuhan

No	Feeder	Energi kWh		
		per hari	per bulan	per tahun
1	TML-20	18,361	550,838	6,701,867
2	TML-2	456	13,680	166,440
3	MCC-22	45,240	1,357,200	16,512,600
4	TML-27	912	27,360	332,880
5	SL1	7,992	239,760	2,917,080
Total		72,961	2,188,838	26,630,867

4.2 Biaya Energi Listrik

Biaya pembangkitan listrik dengan menggunakan genset terdiri dari dua jenis biaya yaitu biaya tetap dan biaya variabel.

4.2.1 Biaya Tetap

Biaya tetap di sini adalah biaya pemasangan kapasitas pembangkitan total. Biaya ini terdiri dari biaya investasi dan biaya operasi dan pemeliharaan tetap. Untuk perhitungan biaya tetap, digunakan beberapa asumsi:

- Investasi = 500 \$/kW
- Umur generator (t) = 15 tahun
- Biaya operasi dan pemeliharaan tetap = 5 % Investasi
- Tingkat suku bunga (d) = 15 % / tahun
- Kurs = Rp 10.500,00 / \$

Sedangkan generator yang digunakan memiliki:

- Kapasitas terpasang = 5200 kW
- Faktor daya = 0,8

Sehingga dapat dihitung biaya tetap:

- Biaya pemasangan per kW waktu sekarang (P/kW):
 - = Investasi + Biaya operasi dan pemeliharaan tetap
 - = 500 US\$/kW \times (1+0.05)
 - = 525 US\$/kW

- Biaya pemasangan per kW tahunan (A_0 /kW):

$$\begin{aligned}
 &= P \times \left[\frac{d(1+d)^t}{(1+d)^t - 1} \right] \\
 &= 525 \text{ US$/kW} \times \left[\frac{0.15(1+0.15)^{15}}{(1+0.15)^{15} - 1} \right] \\
 &= 89.78 \text{ US$/kW} \\
 &= \text{Rp } 942,731.50/\text{kW}
 \end{aligned}$$

- Biaya pemasangan tahunan (A_0):

$$\begin{aligned}
 &= \text{Kapasitas} \times (A_0 / \text{kW}) \\
 &= 5200 \text{ kW} \times \text{Rp } 942,731.50/\text{kW} \\
 &= \text{Rp } 4,902,203,814.11
 \end{aligned}$$

Biaya pemasangan tahunan inilah yang akan digunakan untuk menentukan total biaya energi listrik tahunan.

4.2.2 Biaya Variabel

Biaya variabel terdiri dari biaya bahan bakar dan biaya operasi dan pemeliharaan variabel. Untuk perhitungan biaya variabel, digunakan beberapa asumsi:

- Konsumsi bahan bakar spesifik = 0,3 liter/kWh
(Sumber: Laporan operasi genset tambang)
- Harga bahan bakar = Rp 5.800,00/liter
- Biaya operasi dan pemeliharaan variabel = 5 % Biaya bahan bakar

Maka, biaya bahan bakar adalah Rp 1.740,00/kWh. Sehingga, jumlah dan biaya bahan bakar yang dikonsumsi adalah:

Tabel 4.8 Konsumsi dan Biaya Bahan Bakar

Waktu	Energi (kWh)	Bahan Bakar (Liter)	Biaya (Rupiah)
per hari	72,961	21,888	126,952,627
per bulan	2,188,838	656,652	3,808,578,816
per tahun	26,630,867	7,989,260	46,337,708,928

Dengan menambahkan biaya operasi dan pemeliharaan variabel, maka total biaya variabel menjadi:

Tabel 4.9 Total Biaya Variabel

Waktu	Biaya Bahan Bakar (Rp)
per hari	133,300,259
per bulan	3,999,007,757
per tahun	48,654,594,374

4.2.3 Biaya Pembangkitan Energi Listrik

Biaya pembangkitan listrik dalam satu tahun dapat dihitung dengan menjumlahkan biaya tetap dan biaya variabel per tahun, yaitu:

$$\begin{aligned}
 &= \text{Biaya tetap/tahun} + \text{Biaya variabel/tahun} \\
 &= \text{Rp } 4,902,203,814.11 + \text{Rp } 48,654,594,374.40 \\
 &= \text{Rp } 53,556,798,188.51
 \end{aligned}$$

Biaya energi listrik yaitu biaya yang digunakan untuk membangkitkan energi listrik sebesar 1 kWh. Dalam kasus ini nilainya yaitu:

$$\begin{aligned}
 &= \frac{\text{Biaya pembangkitan listrik}}{\text{Produksi energi listrik}} \\
 &= \frac{\text{Rp } 53,556,798,188.51}{26,630,867 \text{ kWh}} \\
 &= \text{Rp } 2,011.08 / \text{kWh}
 \end{aligned}$$

4.3 Analisa Kondisi Sistem Kelistrikan

Analisa kondisi sistem kelistrikan dilakukan untuk menentukan peluang-peluang yang bisa diterapkan dalam upaya konservasi energi listrik.

Dari data pengukuran dan hasil pengolahan data didapatkan beberapa peluang konservasi energi listrik yaitu:

- perbaikan faktor daya sistem pada beberapa feeder karena nilainya mencapai 0,726
- peningkatan tegangan pada saluran antara TML-20 dan PDC-20

Distorsi harmonik pada sistem nilainya kecil sehingga tidak pemasangan filter harmonik tidak efisien.

4.4 Perbaikan Faktor Daya

4.4.1 Perhitungan Perbaikan Faktor Daya

Berdasarkan data yang diperoleh, nilai faktor daya total sistem adalah 0,8959. Nilai ini sudah termasuk baik. Namun, nilai ini tidak merata untuk semua beban. Tidak semua feeder memiliki faktor yang baik, malah ada yang mencapai 0,726. Feeder yang memiliki faktor daya yang buruk adalah feeder TML-20, TML-2 dan TML-27 dengan faktor daya masing-masing secara berurutan adalah 0,7324, 0,7849 dan 0,7260.

Berdasarkan kurva efisiensi alternator (gambar 2.4), maka hubungan antara perbedaan faktor daya dan perbedaan efisiensi pada kW yang sama secara sederhana dapat dirumuskan sebagai berikut:

$$\Delta \% \text{Efisiensi} = 0,05 \times \Delta \% \text{Faktor Daya}$$

Karena terjadi perbedaan efisiensi pada faktor daya yang berbeda (dalam kW yang sama), maka konsumsi bahan bakar spesifik genset juga akan berubah sesuai dengan efisiensi genset tersebut. Konsumsi bahan bakar spesifik genset berdasarkan laporan operasi genset tambang bernilai 0,3 liter/kWh. Nilai ini diasumsikan sebagai nilai konsumsi bahan bakar spesifik pada faktor daya 0,85 dan efisiensi 0,9.

Penghematan yang bisa didapatkan pada perbaikan faktor daya ini berupa penghematan bahan bakar. Oleh karena itu, maka penghematan dari sisi ekonomis dihitung berdasarkan biaya bahan bakar dan biaya operasi dan pemeliharaan variabel (5 % dari biaya bahan bakar) saja. Sedangkan biaya investasi adalah tetap setiap tahunnya.

4.4.1.1 Perbaikan Faktor Daya pada Feeder TML-20

Feeder TML-20 memiliki faktor daya 0,7324. Kebutuhan daya aktif rata-ratanya adalah 765 kW. Dengan meningkatkan faktor daya menjadi 0,95 diharapkan rugi-rugi pada saluran berkurang sebesar:

$$\% \text{ Pengurangan Rugi-Rugi} = \left[1 - \left(\frac{PF_{lama}}{PF_{baru}} \right)^2 \right] \times 100\% = \left[1 - \left(\frac{0,7324}{0,95} \right)^2 \right] = 40,56\%$$

Untuk mendapatkan nilai faktor daya 0,95 maka perlu dipasang kompensator daya reaktif berupa kapasitor dengan ukuran:

$$Q_{Kompensator} = 765 \left(\tan \left[\cos^{-1} 0,7324 \right] - \tan \left[\cos^{-1} 0,95 \right] \right) kVAR$$

$$Q_{Kompensator} = 459,67 kVAR$$

$$Q_{Kompensator} \approx 478 kVAR$$

Kapasitor yang dibutuhkan besarnya 459,67 kVAR. Nilai yang mendekati nilai ini adalah 478 kVAR. Dengan pemasangan kapasitor dengan daya 478 kVAR, maka faktor daya akhir akan menjadi:

$$PF_{baru} = \cos \left(\tan^{-1} \left(\tan \left(\cos^{-1} PF_{lama} \right) - \left(\frac{Q_{Compensator}}{P} \right) \right) \right)$$

$$PF_{baru} = \cos \left(\tan^{-1} \left(\tan \left(\cos^{-1} 0.7324 \right) - \left(\frac{478}{765} \right) \right) \right)$$

$$PF_{baru} = 0.9566$$

Dengan faktor daya yang dihasilkan dari pemasangan kapasitor bank ini, maka nilai persentase pengurangan rugi-rugi daya menjadi:

$$\% \text{ Pengurangan Rugi-Rugi} = \left[1 - \left(\frac{PF_{lama}}{PF_{baru}} \right)^2 \right] \times 100\% = \left[1 - \left(\frac{0.7324}{0.9566} \right)^2 \right] = 41.37\%$$

Berikut ini adalah ringkasan hasil perbaikan faktor daya dengan pemasangan kapasitor bank:

Tabel 4.10 Ringkasan Hasil Perbaikan Faktor Daya pada Feeder TML-20

Feeder	Kompensator (kVAR)	Faktor Daya Akhir	Pengurangan Rugi-rugi (%)
TML-20	478	0.9566	41.37

Selisih antara konsumsi bahan bakar spesifik genset sebelum dan sesudah perbaikan faktor daya adalah:

Tabel 4.11 Perhitungan Selisih Konsumsi Bahan Bakar Spesifik pada Feeder TML-20

Daya (kW)	PF Awal	PF Akhir	Δ Efisiensi	Δ SFC (liter/kWh)
765	0.7324	0.9566	0.011206306	0.003735435

Dengan demikian, maka diperoleh penghematan bahan bakar sebesar:

Tabel 4.12 Perhitungan Penghematan Bahan Bakar pada Feeder TML-20

	per hari	per bulan	per tahun
Energi (kWh)	18361.28	550838.4	6701867.2
Penghematan Bahan Bakar (Liter)	68.58737244	2057.621173	25034.39094
Penghematan (Rp)	417,697.10	12,530,912.95	152,459,440.83

4.4.1.2 Perbaikan Faktor Daya pada Feeder TML-2

Feeder TML-2 memiliki faktor daya 0,7849. Kebutuhan daya aktif rata-ratanya adalah 19 kW. Dengan meningkatkan faktor daya menjadi 0,95 diharapkan rugi-rugi pada saluran berkurang sebesar:

$$\% \text{ Pengurangan Rugi-Rugi} = \left[1 - \left(\frac{PF_{lama}}{PF_{baru}} \right)^2 \right] \times 100\% = \left[1 - \left(\frac{0.7849}{0.95} \right)^2 \right] = 31.74\%$$

Untuk mendapatkan nilai faktor daya 0,95 maka perlu dipasang kompensator daya reaktif berupa kapasitor dengan ukuran:

$$Q_{Kompensator} = 19 \left(\tan \left[\cos^{-1} 0.7849 \right] - \tan \left[\cos^{-1} 0.95 \right] \right) \text{ kVAR}$$

$$Q_{Kompensator} = 8.76 \text{ kVAR}$$

$$Q_{Kompensator} \approx 10 \text{ kVAR}$$

Kapasitor yang dibutuhkan besarnya 8,76 kVAR. Nilai yang mendekati nilai ini adalah 10 kVAR. Dengan pemasangan kapasitor dengan daya 10 kVAR, maka faktor daya akhir akan menjadi:

$$PF_{baru} = \cos \left(\tan^{-1} \left(\tan \left(\cos^{-1} PF_{lama} \right) - \left(\frac{Q_{Kompensator}}{P} \right) \right) \right)$$

$$PF_{baru} = \cos \left(\tan^{-1} \left(\tan \left(\cos^{-1} 0.7849 \right) - \left(\frac{10}{19} \right) \right) \right)$$

$$PF_{baru} = 0.9671$$

Dengan faktor daya yang dihasilkan dari pemasangan kapasitor bank ini, maka nilai persentase pengurangan rugi-rugi daya menjadi:

$$\% \text{ Pengurangan Rugi-Rugi} = \left[1 - \left(\frac{PF_{lama}}{PF_{baru}} \right)^2 \right] \times 100\% = \left[1 - \left(\frac{0.7849}{0.9671} \right)^2 \right] = 34.13\%$$

Berikut ini adalah ringkasan hasil perbaikan faktor daya dengan pemasangan kapasitor bank:

Tabel 4.13 Ringkasan Hasil Perbaikan Faktor Daya pada Feeder TML-2

Feeder	Kompensator (kVAR)	Faktor Daya Akhir	Pengurangan Rugi-rugi (%)
TML-2	10	0.9670	34.13

Selisih antara konsumsi bahan bakar spesifik genset sebelum dan sesudah perbaikan faktor daya adalah:

Tabel 4.14 Perhitungan Selisih Konsumsi Bahan Bakar Spesifik pada Feeder TML-2

Daya (kW)	PF Awal	PF Akhir	Δ Efisiensi	Δ SFC (liter/kWh)
19	0.7849	0.9671	0.009109589	0.00303653

Dengan demikian, maka diperoleh penghematan bahan bakar sebesar:

Tabel 4.15 Perhitungan Penghematan Bahan Bakar pada Feeder TML-2

	per hari	per bulan	per tahun
Energi (kWh)	456	13680	166440
Penghematan Bahan Bakar (Liter)	1.384657465	41.53972395	505.3999748
Penghematan (Rp)	8,432.56	252,976.92	3,077,885.85

4.4.1.3 Perbaikan Faktor Daya pada Feeder TML-27

Feeder TML-27 memiliki faktor daya 0,7260. Kebutuhan daya aktif rata-ratanya adalah 38 kW. Dengan meningkatkan faktor daya menjadi 0,95 diharapkan rugi-rugi pada saluran berkurang sebesar:

$$\% \text{ Pengurangan Rugi-Rugi} = \left[1 - \left(\frac{PF_{lama}}{PF_{baru}} \right)^2 \right] \times 100\% = \left[1 - \left(\frac{0.7260}{0.95} \right)^2 \right] = 41.61\%$$

Untuk mendapatkan nilai faktor daya 0,95 maka perlu dipasang kompensator daya reaktif berupa kapasitor dengan ukuran:

$$Q_{Kompensator} = 38 \left(\tan \left[\cos^{-1} 0.7260 \right] - \tan \left[\cos^{-1} 0.95 \right] \right) \text{ kVAR}$$

$$Q_{Kompensator} = 23.51 \text{ kVAR}$$

$$Q_{Kompensator} \approx 30 \text{ kVAR}$$

Kapasitor yang dibutuhkan besarnya 23,51 kVAR. Nilai yang mendekati nilai ini adalah 30 kVAR. Dengan pemasangan kapasitor dengan daya 30 kVAR, maka faktor daya akhir akan menjadi:

$$PF_{baru} = \cos \left(\tan^{-1} \left(\tan \left(\cos^{-1} PF_{lama} \right) - \left(\frac{Q_{Compensator}}{P} \right) \right) \right)$$

$$PF_{baru} = \cos \left(\tan^{-1} \left(\tan \left(\cos^{-1} 0.7260 \right) - \left(\frac{30}{38} \right) \right) \right)$$

$$PF_{baru} = 0.9878$$

Dengan faktor daya yang dihasilkan dari pemasangan kapasitor bank ini, maka nilai persentase pengurangan rugi-rugi daya menjadi:

$$\% \text{ Pengurangan Rugi-Rugi} = \left[1 - \left(\frac{PF_{lama}}{PF_{baru}} \right)^2 \right] \times 100\% = \left[1 - \left(\frac{0.7260}{0.9878} \right)^2 \right] = 45.99\%$$

Berikut ini adalah ringkasan hasil perbaikan faktor daya dengan pemasangan kapasitor bank:

Tabel 4.16 Ringkasan Hasil Perbaikan Faktor Daya pada Feeder TML-27

Feeder	Kompensator (kVAR)	Faktor Daya Akhir	Pengurangan Rugi-rugi (%)
TML-27	30	0.9878	45.99

Selisih antara konsumsi bahan bakar spesifik genset sebelum dan sesudah perbaikan faktor daya adalah:

Tabel 4.17 Perhitungan Selisih Konsumsi Bahan Bakar Spesifik pada Feeder TML-27

Daya (kW)	PF Awal	PF Akhir	Δ Efisiensi	Δ SFC (liter/kWh)
38	0.7260	0.9878	0.013090514	0.004363505

Dengan demikian, maka diperoleh penghematan bahan bakar sebesar:

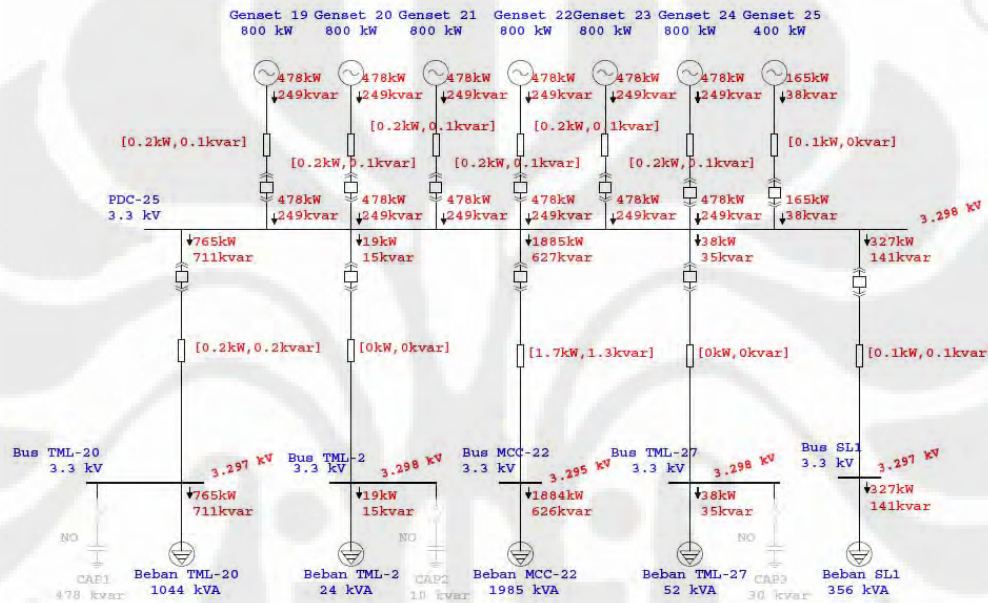
Tabel 4.18 Perhitungan Penghematan Bahan Bakar pada Feeder TML-27

	per hari	per bulan	per tahun
Energi (kWh)	912	27360	332880
Penghematan Bahan Bakar (Liter)	3.979516278	119.3854883	1452.523441
Penghematan (Rp)	24,235.25	727,057.62	8,845,867.76

4.4.2 Simulasi Perbaikan Faktor Daya

Simulasi ini bertujuan untuk menganalisa pengaruh pemasangan kapasitor bank terhadap aliran daya, rugi-rugi daya sistem, dan penghematan daya yang bisa dicapai. Untuk itu, dibutuhkan perbandingan simulasi sebelum dan sesudah pemasangan.

Sebelum pemasangan kapasitor bank, aliran daya pada sistem dapat diperlihatkan pada gambar berikut ini:



Gambar 4.1 Simulasi Aliran Daya pada Sistem
Sebelum Perbaikan Faktor Daya

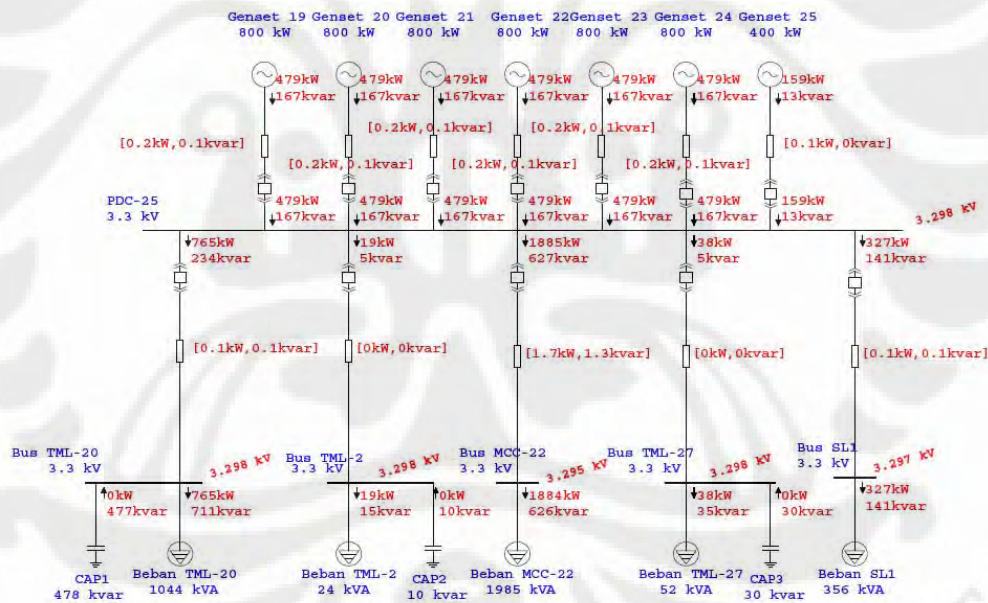
Daya total yang dibangkitkan oleh generator sebelum pemasangan kapasitor bank dapat dilihat pada ringkasan berikut ini:

Tabel 4.19 Ringkasan Pembangkitan, Pembebanan dan Permintaan Total Sebelum Perbaikan Faktor Daya

SUMMARY OF TOTAL GENERATION, LOADING & DEMAND

	MW	Mvar	MVA	% PF
Swing Bus(es):	3.035	1.531	3.399	89.29 Lagging
Generators:	0.000	0.000	0.000	100.00 Lagging
Total Demand:	3.035	1.531	3.399	89.29 Lagging
Total Motor Load:	2.917	1.455	3.260	89.49 Lagging
Total Static Load:	0.115	0.074		
Apparent Losses:	0.004	0.002		

Setelah pemasangan kapasitor bank, aliran daya pada sistem menjadi:



Gambar 4.2 Simulasi Aliran Daya pada Sistem

Setelah Perbaikan Faktor Daya

Sedangkan daya total yang dibangkitkan oleh generator setelah pemasangan kapasitor bank dapat dilihat pada ringkasan berikut ini:

Tabel 4.20 Ringkasan Pembangkitan, Pembebanan dan Permintaan Total Setelah Perbaikan Faktor Daya

SUMMARY OF TOTAL GENERATION, LOADING & DEMAND

	MW	Mvar	MVA	% PF
Swing Bus(es):	3.035	1.013	3.200	94.85 Lagging
Generators:	0.000	0.000	0.000	100.00 Lagging
Total Demand:	3.035	1.013	3.200	94.85 Lagging
Total Motor Load:	2.917	1.455	3.260	89.49 Lagging
Total Static Load:	0.115	-0.444		
Apparent Losses:	0.003	0.002		

Dengan membandingkan kondisi sebelum dan sesudah pemasangan kapasitor, maka ringkasan hasil perbaikan faktor daya pada simulasi ini dapat diperlihatkan pada tabel berikut ini:

Tabel 4.21 Ringkasan Hasil Perbaikan Faktor Daya pada Simulasi

Kondisi di	Kompensator (kVAR)	Faktor Daya Akhir	Pengurangan Rugi-rugi (%)
Generator	518	0.9485	11.38

Pengurangan rugi-rugi dihitung dengan cara yang sama dengan analisa perhitungan perbaikan faktor daya, yaitu:

$$\% \text{ Pengurangan Rugi-Rugi} = \left[1 - \left(\frac{PF_{lama}}{PF_{baru}} \right)^2 \right] \times 100\% = \left[1 - \left(\frac{0.8929}{0.9485} \right)^2 \right] = 11.38\%$$

Selisih antara konsumsi bahan bakar spesifik genset sebelum dan sesudah perbaikan faktor daya adalah:

Tabel 4.22 Perhitungan Selisih Konsumsi Bahan Bakar Spesifik pada Simulasi

Daya (kW)	PF Awal	PF Akhir	Δ Efisiensi	Δ SFC (liter/kWh)
3035	0.8929	0.9485	0.00278	0.000926667

Dengan demikian, maka diperoleh penghematan bahan bakar sebesar:

Tabel 4.23 Perhitungan Penghematan Bahan Bakar pada Simulasi

	per hari	per bulan	per tahun
Energi (kWh)	72840	2185200	26586600
Penghematan Bahan Bakar (Liter)	67.4984	2024.952	24636.916
Penghematan (Rp)	411,065.26	12,331,957.68	150,038,818.44

4.5 Peningkatan Tegangan

Konservasi energi listrik lain yang dapat diterapkan pada sistem kelistrikan di pelabuhan adalah peningkatan tegangan pada saluran dari TML-20 sampai PDC-20 yang panjangnya mencapai 4 kilometer. Bentuk konservasinya berupa penggantian trafo 3,3/11 kV dengan trafo 3,3/20 kV. Dengan peningkatan tegangan saluran, maka rugi-rugi jaringan akibat arus yang besar dapat direduksi. Selain itu, tegangan jatuh di ujung saluran menjadi lebih rendah sehingga peralatan listrik tidak akan kekurangan tegangan.

Analisa peningkatan tegangan ini menggunakan simulasi ETAP PowerStation 4.0.0 agar lebih mudah dalam perhitungan. Pada simulasi ini, pengaturan tap trafo tidak diabaikan (tap trafo = 0%). Beban yang digunakan adalah kebutuhan daya rata-rata pada PDC-20. Perhitungan kebutuhan daya rata-rata tersebut dapat dilihat pada tabel berikut ini:

Tabel 4.24 Perhitungan Kebutuhan Daya Aktif Rata-Rata PDC-20

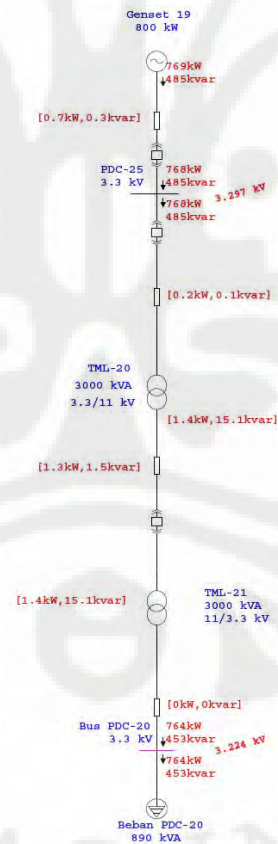
Beban	Daya Aktif (kW)	Waktu penggunaan dalam seminggu (jam)	Persentase penggunaan beban (%)	Konsumsi Energi (kWh)	Ke-terangan
Kantor Pelabuhan	109.55	40	100	4382	jam kerja
		128	15	2103.36	di luar jam kerja
Beban Lain	726.45	168	100	122043.6	
Total	836			128529	
Kebutuhan daya aktif rata-rata				765.05	

Tabel 4.25 Perhitungan Kebutuhan Daya Reaktif Rata-Rata PDC-20

Beban	Daya Reaktif (kVAR)	Waktu penggunaan dalam seminggu (jam)	Persentase penggunaan beban (%)	Konsumsi Energi (kVARh)	Ke-terangan
Kantor Pelabuhan	-188.59	40	100	-7543.6	jam kerja
		128	15	-3620.93	di luar jam kerja
Beban Lain	520.59	168	100	87459.12	
Total	332			76294.59	
Kebutuhan daya aktif rata-rata				454.13	

Dengan demikian, maka kebutuhan daya kompleks rata-rata PDC-20 adalah 890 kVA dengan faktor daya 0,8599.

Berikut adalah ilustrasi simulasi aliran daya sebelum peningkatan tegangan tersebut:



Gambar 4.3 Simulasi Aliran Daya Sebelum Peningkatan Tegangan

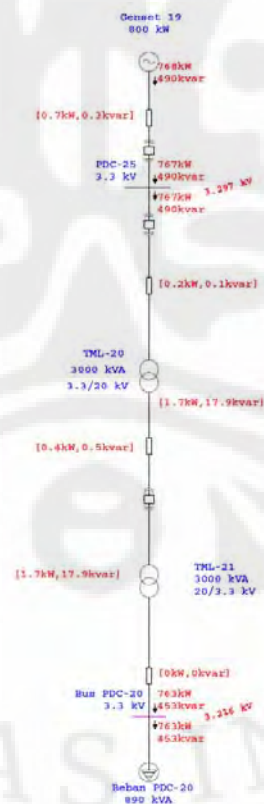
Daya total yang dibangkitkan oleh generator dan rugi-rugi jaringan sebelum peningkatan tegangan dapat dilihat pada ringkasan berikut ini:

Tabel 4.26 Ringkasan Pembangkitan, Pembebanan dan Permintaan Total Sebelum Peningkatan Tegangan

SUMMARY OF TOTAL GENERATION, LOADING & DEMAND

	MW	Mvar	MVA	% PF
Swing Bus(es):	0.769	0.485	0.909	84.55 Lagging
Generators:	0.000	0.000	0.000	100.00 Lagging
Total Demand:	0.769	0.485	0.909	84.55 Lagging
Total Motor Load:	0.727	0.432	0.845	85.99 Lagging
Total Static Load:	0.037	0.022		
Apparent Losses:	0.005	0.032		

Setelah tegangan saluran ditingkatkan, maka aliran dayanya menjadi:



Gambar 4.4 Simulasi Aliran Daya Setelah Peningkatan Tegangan

Daya total yang dibangkitkan oleh generator dan rugi-rugi jaringan sebelum peningkatan tegangan dapat dilihat pada ringkasan berikut ini:

Tabel 4.27 Ringkasan Pembangkitan, Pembebanan dan Permintaan Total Setelah Peningkatan Tegangan

SUMMARY OF TOTAL GENERATION, LOADING & DEMAND

	MW	Mvar	MVA	% PF
Swing Bus(es):	0.768	0.490	0.911	84.31 Lagging
Generators:	0.000	0.000	0.000	100.00 Lagging
Total Demand:	0.768	0.490	0.911	84.31 Lagging
Total Motor Load:	0.727	0.432	0.845	85.99 Lagging
Total Static Load:	0.036	0.022		
Apparent Losses:	0.005	0.037		

Dari kedua simulasi tersebut, dapat dilihat bahwa rugi-rugi daya aktif saluran sebelum dan setelah peningkatan tegangan adalah sama besar yaitu 5 kW. Sedangkan rugi-rugi daya reaktif saluran setelah peningkatan tegangan lebih besar 5 kVAR dibandingkan sebelum peningkatan tegangan.

Maka, dapat disimpulkan bahwa konservasi energi listrik dengan cara peningkatan tegangan trafo dari 11 kV menjadi 20 kV kurang efektif. Hal ini disebabkan karena rugi-rugi trafo 20 kV lebih besar daripada trafo 11 kV meskipun rugi-rugi pada saluran bisa direduksi sampai sepertiga kali dari rugi-rugi sebelumnya. Oleh karena itu, konservasi energi listrik dengan cara peningkatan tegangan tidak perlu dilakukan.

4.6 Analisa LCC (*Life Cycle Cost*)

4.6.1 Analisa LCC Pemasangan Kapasitor Bank Feeder TML-20

Dalam analisa LCC pemasangan kapasitor bank ini, digunakan beberapa parameter, yaitu:

- penghematan pertahun diperoleh dari penghematan bahan bakar generator akibat peningkatan efisiensinya:
 - penghematan bahan bakar = Rp 152.459440,83 per tahun
- Kapasitas kapasitor bank adalah 478 kVAR
- Harga kapasitor, pengiriman dan pemasangan adalah Rp 325.271.625,00, dengan umur 10 tahun dan biaya pemeliharaan 10% per tahun
- Tingkat suku bunga 15 % per tahun.

Perhitungan LCCnya adalah sebagai berikut:

Tabel 4.28 Perhitungan LCC Pemasangan Kapasitor Bank pada Feeder TML-20

Daftar Biaya (1)	Biaya tanggal dasar (2)	Periode (3)	faktor pemotongan (4)	Present Value (5 = 2 X 4)
Investasi	325,271,625.00	10 tahun	1.00	325,271,625.00
Biaya Operasi, Pemeliharaan, dan Perbaikan	32,527,162.50	10 tahun	5.02	163,246,302.64
Biaya Energi Tambahan	-		5.02	-
Nilai Sisa	-		0.25	-
Biaya Pergantian Modal	-		0.00	-
Biaya selama penggunaan (LCC)				488,517,927.64

PT Indominco Mandiri harus mengeluarkan biaya pemasangan kapasitor bank pada feeder TML-20 dalam jangka waktu 10 tahun sebesar Rp 488.517.927,64. Biaya tersebut terdiri dari biaya investasi sebesar Rp 325.271.625,00 dengan faktor pemotongan adalah satu, dan biaya operasional, pemeliharaan dan perbaikan kapasitor selama pemakaian sebesar 10 % per tahun dari biaya investasi yaitu Rp 32.527.162,50 per tahun. Dengan faktor pemotongan 15% per tahun, maka nilai biaya operasional, pemeliharaan dan perbaikan pada masa sekarang sebesar Rp 163.246.302,64.

Table 4.29 Perhitungan Penghematan Pemasangan Kapasitor Bank pada Feeder TML-20

Daftar Biaya	Tanpa Pemasangan	Dengan Pemasangan	selisih	faktor pemotongan	Present value
(1)	(2)	(3)	(4 = 2 - 3)	(5)	(6 = 4 X 5)
Penghematan Operasional					
Biaya yang harus dikeluarkan	152,459,441		152,459,441	5	765,158,658
Biaya operasi, pemeliharaan, dan perbaikan		32,527,163	(32,527,163)	5	(163,246,303)
Total Penghematan					601,912,356
Biaya Investasi					
Investasi		325,271,625	(325,271,625)	1	(325,271,625)
Biaya pergantian modal		-	-	0	-
Nilai sisa		-	-	0	-
Total Investasi					(325,271,625)
Net Saving (NS)					276,640,730,73
Saving to Investment Ratio (SIR)					1.85
Adjusted Investment Rate of Return (AIRR)					0.223

Tanpa pemasangan kapasitor bank, PT Indominco Mandiri harus mengeluarkan biaya dengan selisih Rp 152.459.441,00 setiap tahun. Selama 10 tahun dan dengan tingkat pemotongan 15%, biaya yang harus dikeluarkan dalam nilai masa sekarang adalah Rp 765.158.658,00. Jika peluang konservasi energi dengan pemasangan kapasitor ini dilaksanakan maka biaya tersebut dapat dihemat.

Nilai penghematan total dapat diperoleh dengan memperhitungkan biaya operasi, pemeliharaan dan perbaikan selama 10 tahun, yaitu Rp 163.246.303,00 untuk nilai uang masa sekarang. Pengeluaran untuk biaya investasi adalah Rp 327.271.625,00. Sehingga penghematan bersih yang diperoleh karena pelaksanaan peluang ini adalah Rp 276.640.730,73 untuk nilai uang masa sekarang. Nilai SIR adalah 1.85, berarti setiap rupiah uang investasi dapat menghemat Rp 1,85. AIRR bernilai 0,223, yang berarti lebih besar daripada tingkat pemotongan.

Tabel 4.30 Perhitungan Waktu Balik Modal Pemasangan Kapasitor Bank
pada Feeder TML-20

Tahun	pemasukan penghematan	Biaya operasi, pemeliharaan, dan perbaikan	Penghematan	faktor pemotongan per tahun	Penghematan PV	Penghematan Kumulatif	Investasi	Net Saving
(1)	(2)	(3)	(4 = 2 - 3)	(5)	(6 = 4 x 5)	(7 = Σ 6)	(8)	(9 = 7 - 8)
1	152,459,440.83	(32,527,162.50)	119,932,278.33	0.87	104,288,937.68	104,288,937.68	325,271,625.00	(220,982,687.32)
2	152,459,440.83	(32,527,162.50)	119,932,278.33	0.76	90,686,032.77	194,974,970.45	325,271,625.00	(130,296,654.55)
3	152,459,440.83	(32,527,162.50)	119,932,278.33	0.66	78,857,419.80	273,832,390.24	325,271,625.00	(51,439,234.76)
4	152,459,440.83	(32,527,162.50)	119,932,278.33	0.57	68,571,669.39	342,404,059.63	325,271,625.00	17,132,434.63
5	152,459,440.83	(32,527,162.50)	119,932,278.33	0.50	59,627,538.60	402,031,598.23	325,271,625.00	76,759,973.23
6	152,459,440.83	(32,527,162.50)	119,932,278.33	0.43	51,850,033.56	453,881,631.80	325,271,625.00	128,610,006.80
7	152,459,440.83	(32,527,162.50)	119,932,278.33	0.38	45,086,985.71	498,968,617.50	325,271,625.00	173,696,992.50
8	152,459,440.83	(32,527,162.50)	119,932,278.33	0.33	39,206,074.53	538,174,692.03	325,271,625.00	212,903,067.03
9	152,459,440.83	(32,527,162.50)	119,932,278.33	0.28	34,092,238.72	572,266,930.75	325,271,625.00	246,995,305.75
10	152,459,440.83	(32,527,162.50)	119,932,278.33	0.25	29,645,424.97	601,912,355.73	325,271,625.00	276,640,730.73
Pay Back Periode		4 Tahun						

Dari tabel 4.30 dapat dilihat bahwa waktu balik modal adalah 4 tahun. Dari perhitungan LCC pemasangan kapasitor bank pada feeder TML-20, dapat disimpulkan:

- LCC = Rp 488.517.927,64
- NS > 0
- SIR > 1
- AIRR > 0,15
- Waktu pengembalian modal 4 tahun.

Jadi, konservasi energi dengan pemasangan kapasitor bank pada feeder TML-20 sistem kelistrikan pelabuhan PT Indominco Mandiri dapat dilaksanakan dari pertimbangan segi ekonomis.

4.6.2 Analisa LCC Pemasangan Kapasitor Bank Feeder TML-2

Dalam analisa LCC pemasangan kapasitor bank ini, digunakan beberapa parameter, yaitu:

- penghematan pertahun diperoleh dari penghematan bahan bakar generator akibat peningkatan efisiensinya:
 - penghematan bahan bakar = Rp 3.077.885,85 per tahun
- Kapasitas kapasitor bank adalah 10 kVAR
- Harga kapasitor, pengiriman dan pemasangan adalah Rp 15.298.500,00, dengan umur 10 tahun dan biaya pemeliharaan 10% per tahun
- Tingkat suku bunga 15 % per tahun.

Perhitungan LCCnya adalah sebagai berikut:

Tabel 4.31 Perhitungan LCC Pemasangan Kapasitor Bank pada Feeder TML-2

Daftar Biaya (1)	Biaya tanggal dasar (2)	Periode (3)	faktor pemotongan (4)	Present Value (5 = 2 X 4)
Investasi	15,298,500.00	10 tahun	1.00	15,298,500.00
Biaya Operasi, Pemeliharaan, dan Perbaikan	1,529,850.00	10 tahun	5.02	7,677,963.18
Biaya Energi Tambahan	-		5.02	-
Nilai Sisa	-		0.25	-
Biaya Pergantian Modal	-		0.00	-
Biaya selama penggunaan (LCC)				22,976,463.18

PT Indominco Mandiri harus mengeluarkan biaya pemasangan kapasitor bank pada feeder TML-2 dalam jangka waktu 10 tahun sebesar Rp 22.946.463,18. Biaya tersebut terdiri dari biaya investasi sebesar Rp 15.298.500,00 dengan faktor pemotongan adalah satu, dan biaya operasional, pemeliharaan dan perbaikan kapasitor selama pemakaian sebesar 10 % per tahun dari biaya investasi yaitu Rp 1.529.850,00 per tahun. Dengan faktor pemotongan 15% per tahun, maka nilai biaya operasional, pemeliharaan dan perbaikan pada masa sekarang sebesar Rp 7.677.963,18.

Table 4.32 Perhitungan Penghematan Pemasangan Kapasitor Bank pada Feeder TML-2

Daftar Biaya (1)	Tanpa Pemasangan (2)	Dengan Pemasangan (3)	selisih (4 = 2 - 3)	faktor pemotongan (5)	Present value (6 = 4 X 5)
Penghematan Operasional					
Biaya yang harus dikeluarkan	3,077,886		3,077,886	5	15,447,197
Biaya operasi, pemeliharaan, dan perbaikan		1,529,850	(1,529,850)	5	(7,677,963)
Total Penghematan					7,769,234

Biaya Investasi					
Investasi		15,298,500	(15,298,500)	1	(15,298,500)
Biaya pergantian modal		-	-	0	-
Nilai sisa		-	-	0	-
Total Investasi					(15,298,500)

Net Saving (NS)	(7,529,266.26)
Saving to Investment Ratio (SIR)	0.51
Adjusted Investment Rate of Return (AIRR)	0.075

Tanpa pemasangan kapasitor bank, PT Indominco Mandiri harus mengeluarkan biaya dengan selisih Rp 3.077.886,00 setiap tahun. Selama 10 tahun dan dengan tingkat pemotongan 15%, biaya yang harus dikeluarkan dalam nilai masa sekarang adalah Rp 15.447.197,00. Jika peluang konservasi energi dengan pemasangan kapasitor ini dilaksanakan maka biaya tersebut dapat dihemat.

Nilai penghematan total dapat diperoleh dengan memperhitungkan biaya operasi, pemeliharaan dan perbaikan selama 10 tahun, yaitu Rp 7.677.963,00 untuk nilai uang masa sekarang. Pengeluaran untuk biaya investasi adalah Rp 15.298.500,00. Sehingga penghematan bersih yang diperoleh karena pelaksanaan peluang ini bernilai negatif yaitu (Rp 7.529.266,26) untuk nilai uang masa sekarang. Nilai SIR adalah 0.51, berarti investasi ini akan menimbulkan kerugian. AIRR bernilai 0,075, yang berarti lebih kecil daripada tingkat pemotongan.

Tabel 4.33 Perhitungan Waktu Balik Modal Pemasangan Kapasitor Bank
pada Feeder TML-2

Tahun	pemasukan penghematan	Biaya operasi, pemeliharaan, dan perbaikan	Penghematan	faktor pemotongan per tahun	Penghematan PV	Penghematan Kumulatif	Investasi	Net Saving
(1)	(2)	(3)	(4 = 2 - 3)	(5)	(6 = 4 x 5)	(7 = Σ 6)	(8)	(9 = 7 - 8)
1	3,077,885.85	(1,529,850.00)	1,548,035.85	0.87	1,346,118.13	1,346,118.13	15,298,500.00	(13,952,381.87)
2	3,077,885.85	(1,529,850.00)	1,548,035.85	0.76	1,170,537.50	2,516,655.63	15,298,500.00	(12,781,844.37)
3	3,077,885.85	(1,529,850.00)	1,548,035.85	0.66	1,017,858.70	3,534,514.33	15,298,500.00	(11,763,985.67)
4	3,077,885.85	(1,529,850.00)	1,548,035.85	0.57	885,094.52	4,419,608.85	15,298,500.00	(10,878,891.15)
5	3,077,885.85	(1,529,850.00)	1,548,035.85	0.50	769,647.41	5,189,256.25	15,298,500.00	(10,109,243.75)
6	3,077,885.85	(1,529,850.00)	1,548,035.85	0.43	669,258.62	5,858,514.87	15,298,500.00	(9,439,985.13)
7	3,077,885.85	(1,529,850.00)	1,548,035.85	0.38	581,964.01	6,440,478.88	15,298,500.00	(8,858,021.12)
8	3,077,885.85	(1,529,850.00)	1,548,035.85	0.33	506,055.66	6,946,534.55	15,298,500.00	(8,351,965.45)
9	3,077,885.85	(1,529,850.00)	1,548,035.85	0.28	440,048.40	7,386,582.95	15,298,500.00	(7,911,917.05)
10	3,077,885.85	(1,529,850.00)	1,548,035.85	0.25	382,650.79	7,769,233.74	15,298,500.00	(7,529,266.26)
Pay Back Periode		-						

Dari tabel 4.33 dapat dilihat bahwa waktu balik modal melebihi masa studi. Dari perhitungan LCC pemasangan kapasitor bank pada feeder TML-2, dapat disimpulkan:

- LCC = Rp 22.946.463,18
- NS < 0
- SIR < 1
- AIRR < 0,15
- Waktu pengembalian lebih lama daripada masa studi.

Jadi, konservasi energi dengan pemasangan kapasitor bank pada feeder TML-2 sistem kelistrikan pelabuhan PT Indominco Mandiri tidak dapat dilaksanakan dari pertimbangan segi ekonomis.

4.6.3 Analisa LCC Pemasangan Kapasitor Bank Feeder TML-27

Dalam analisa LCC pemasangan kapasitor bank ini, digunakan beberapa parameter, yaitu:

- penghematan pertahun diperoleh dari penghematan bahan bakar generator akibat peningkatan efisiensinya:
 - penghematan bahan bakar = Rp 8.845.867,76 per tahun
- Kapasitas kapasitor bank adalah 30 kVAR
- Harga kapasitor, pengiriman dan pemasangan adalah Rp 20.118.000,00, dengan umur 10 tahun dan biaya pemeliharaan 10% per tahun
- Tingkat suku bunga 15 % per tahun.

Perhitungan LCCnya adalah sebagai berikut:

Tabel 4.34 Perhitungan LCC Pemasangan Kapasitor Bank pada Feeder TML-27

Daftar Biaya (1)	Biaya tanggal dasar (2)	Periode (3)	faktor pemotongan (4)	Present Value (5 = 2 X 4)
Investasi	20,118,000.00	10 tahun	1.00	20,118,000.00
Biaya Operasi, Pemeliharaan, dan Perbaikan	2,011,800.00	10 tahun	5.02	10,096,758.72
Biaya Energi Tambahan	-		5.02	-
Nilai Sisa	-		0.25	-
Biaya Pergantian Modal	-		0.00	-
Biaya selama penggunaan (LCC)				30,214,758.72

PT Indominco Mandiri harus mengeluarkan biaya pemasangan kapasitor bank pada feeder TML-27 dalam jangka waktu 10 tahun sebesar Rp 30.214.758,72. Biaya tersebut terdiri dari biaya investasi sebesar Rp 20.118.000,00 dengan faktor pemotongan adalah satu, dan biaya operasional, pemeliharaan dan perbaikan kapasitor selama pemakaian sebesar 10 % per tahun dari biaya investasi yaitu Rp 2.011.000,00 per tahun. Dengan faktor pemotongan 15% per tahun, maka nilai biaya operasional, pemeliharaan dan perbaikan pada masa sekarang sebesar Rp 10.096.758,72.

Table 4.35 Perhitungan Penghematan Pemasangan Kapasitor Bank pada Feeder TML-27

Daftar Biaya	Tanpa Pemasangan	Dengan Pemasangan	selisih	faktor pemotongan	Present value
(1)	(2)	(3)	(4 = 2 - 3)	(5)	(6 = 4 X 5)
Penghematan Operasional					
Biaya yang harus dikeluarkan	8,845,868		8,845,868	5	44,395,364
Biaya operasi, pemeliharaan, dan perbaikan		2,011,800	(2,011,800)	5	(10,096,759)
Total Penghematan					34,298,605

Biaya Investasi					
Investasi		20,118,000	(20,118,000)	1	(20,118,000)
Biaya pergantian modal		-	-	0	-
Nilai sisa		-	-	0	-
Total Investasi					(20,118,000)

Net Saving (NS)	14,180,604.85
Saving to Investment Ratio (SIR)	1.70
Adjusted Investment Rate of Return (AIRR)	0.213

Tanpa pemasangan kapasitor bank, PT Indominco Mandiri harus mengeluarkan biaya dengan selisih Rp 8.845.868,00 setiap tahun. Selama 10 tahun dan dengan tingkat pemotongan 15%, biaya yang harus dikeluarkan dalam nilai masa sekarang adalah Rp 44.395.364,00. Jika peluang konservasi energi dengan pemasangan kapasitor ini dilaksanakan maka biaya tersebut dapat dihemat.

Nilai penghematan total dapat diperoleh dengan memperhitungkan biaya operasi, pemeliharaan dan perbaikan selama 10 tahun, yaitu Rp 10.096.759,00 untuk nilai uang masa sekarang. Pengeluaran untuk biaya investasi adalah Rp 20.118.000,00. Sehingga penghematan bersih yang diperoleh karena pelaksanaan peluang ini adalah Rp 14.180.604,85 untuk nilai uang masa sekarang. Nilai SIR adalah 1,70, berarti setiap rupiah uang investasi dapat menghemat Rp 1,70. AIRR bernilai 0,213, yang berarti lebih besar daripada tingkat pemotongan.

Tabel 4.36 Perhitungan Waktu Balik Modal Pemasangan Kapasitor Bank
pada Feeder TML-27

Tahun	pemasukan penghematan	Biaya operasi, pemeliharaan, dan perbaikan	Penghematan	faktor pemotongan per tahun	Penghematan PV	Penghematan Kumulatif	Investasi	Net Saving
(1)	(2)	(3)	(4 = 2 - 3)	(5)	(6 = 4 x 5)	(7 = Σ 6)	(8)	(9 = 7 - 8)
1	8,845,867.76	(2,011,800.00)	6,834,067.76	0.87	5,942,667.62	5,942,667.62	20,118,000.00	(14,175,332.38)
2	8,845,867.76	(2,011,800.00)	6,834,067.76	0.76	5,167,537.06	11,110,204.67	20,118,000.00	(9,007,795.33)
3	8,845,867.76	(2,011,800.00)	6,834,067.76	0.66	4,493,510.48	15,603,715.16	20,118,000.00	(4,514,284.84)
4	8,845,867.76	(2,011,800.00)	6,834,067.76	0.57	3,907,400.42	19,511,115.58	20,118,000.00	(606,884.42)
5	8,845,867.76	(2,011,800.00)	6,834,067.76	0.50	3,397,739.50	22,908,855.07	20,118,000.00	2,790,855.07
6	8,845,867.76	(2,011,800.00)	6,834,067.76	0.43	2,954,556.08	25,863,411.16	20,118,000.00	5,745,411.16
7	8,845,867.76	(2,011,800.00)	6,834,067.76	0.38	2,569,179.20	28,432,590.36	20,118,000.00	8,314,590.36
8	8,845,867.76	(2,011,800.00)	6,834,067.76	0.33	2,234,068.87	30,666,659.23	20,118,000.00	10,548,659.23
9	8,845,867.76	(2,011,800.00)	6,834,067.76	0.28	1,942,668.58	32,609,327.82	20,118,000.00	12,491,327.82
10	8,845,867.76	(2,011,800.00)	6,834,067.76	0.25	1,689,277.03	34,298,604.85	20,118,000.00	14,180,604.85
Pay Back Periode		5 tahun						

Dari tabel 4.36 dapat dilihat bahwa waktu balik modal adalah 5 tahun. Dari perhitungan LCC pemasangan kapasitor bank pada feeder TML-27, dapat disimpulkan:

- LCC = Rp 30.214.758,72
- NS > 0
- SIR > 1
- AIRR > 0,15
- Waktu pengembalian modal 5 tahun.

Jadi, konservasi energi dengan pemasangan kapasitor bank pada feeder TML-27 sistem kelistrikan pelabuhan PT Indominco Mandiri dapat dilaksanakan dari pertimbangan segi ekonomis.

4.6.4 Analisa LCC Simulasi Perbaikan Faktor Daya

Dalam analisa LCC pemasangan kapasitor bank ini, digunakan beberapa parameter, yaitu:

- penghematan pertahun diperoleh dari penghematan bahan bakar generator akibat peningkatan efisiensinya:
 - penghematan bahan bakar = Rp 150.038.818,44 per tahun
- Kapasitas kapasitor bank adalah 518 kVAR
- Harga kapasitor, pengiriman dan pemasangan adalah Rp 360.688.125,00, dengan umur 10 tahun dan biaya pemeliharaan 10% per tahun
- Tingkat suku bunga 15 % per tahun.

Perhitungan LCCnya adalah sebagai berikut:

Tabel 4.37 Perhitungan LCC Simulasi Perbaikan Faktor Daya

Daftar Biaya (1)	Biaya tanggal dasar (2)	Periode (3)	faktor pemotongan (4)	Present Value (5 = 2 X 4)
Investasi	360,688,125.00	10 tahun	1.00	360,688,125.00
Biaya Operasi, Pemeliharaan, dan Perbaikan	36,068,812.50	10 tahun	5.02	181,021,024.55
Biaya Energi Tambahan	-		5.02	-
Nilai Sisa	-		0.25	-
Biaya Pergantian Modal	-		0.00	-
Biaya selama penggunaan (LCC)				541,709,149.55

PT Indominco Mandiri harus mengeluarkan biaya pemasangan kapasitor bank dalam jangka waktu 10 tahun sebesar Rp 541.709.149,55. Biaya tersebut terdiri dari biaya investasi sebesar Rp 360.688.125,00 dengan faktor pemotongan adalah satu, dan biaya operasional, pemeliharaan dan perbaikan kapasitor selama pemakaian sebesar 10 % per tahun dari biaya investasi yaitu Rp 36.068.812,50 per tahun. Dengan faktor pemotongan 15% per tahun, maka nilai biaya operasional, pemeliharaan dan perbaikan pada masa sekarang sebesar Rp 181.021.024,55.

Table 4.38 Perhitungan Penghematan pada Simulasi Perbaikan Daya

Daftar Biaya (1)	Tanpa Pemasangan (2)	Dengan Pemasangan (3)	selisih (4 = 2 - 3)	faktor pemotongan (5)	Present value (6 = 4 X 5)
Penghematan Operasional					
Biaya yang harus dikeluarkan	150,038,818		150,038,818	5	753,010,115
Biaya operasi, pemeliharaan, dan perbaikan		36,068,813	(36,068,813)	5	(181,021,025)
Total Penghematan					571,989,090

Biaya Investasi					
Investasi		360,688,125	(360,688,125)	1	(360,688,125)
Biaya pergantian modal		-	-	0	-
Nilai sisa		-	-	0	-
Total Investasi					(360,688,125)

Net Saving (NS)	211,300,965.10
Saving to Investment Ratio (SIR)	1.59
Adjusted Investment Rate of Return (AIRR)	0.204

Tanpa pemasangan kapasitor bank, PT Indominco Mandiri harus mengeluarkan biaya dengan selisih Rp 150.038.818,00 setiap tahun. Selama

10 tahun dan dengan tingkat pemotongan 15%, biaya yang harus dikeluarkan dalam nilai masa sekarang adalah Rp 753.010.115,00. Jika peluang konservasi energi dengan pemasangan kapasitor ini dilaksanakan maka biaya tersebut dapat dihemat.

Nilai penghematan total dapat diperoleh dengan memperhitungkan biaya operasi, pemeliharaan dan perbaikan selama 10 tahun, yaitu Rp 181.021.025,00 untuk nilai uang masa sekarang. Pengeluaran untuk biaya investasi adalah Rp 360.688.125,00. Sehingga penghematan bersih yang diperoleh karena pelaksanaan peluang ini adalah Rp 211.300.965,10 untuk nilai uang masa sekarang. Nilai SIR adalah 1,59, berarti setiap rupiah uang investasi dapat menghemat Rp 1,59. AIRR bernilai 0,204, yang berarti lebih besar daripada tingkat pemotongan.

Tabel 4.39 Perhitungan Waktu Balik Modal pada Simulasi Perbaikan Faktor Daya

Tahun	pemasukan penghematan	Biaya operasi, pemeliharaan, dan perbaikan	Penghematan	faktor pemotongan per tahun	Penghematan PV	Penghematan Kumulatif	Investasi	Net Saving
(1)	(2)	(3)	(4 = 2 - 3)	(5)	(6 = 4 x 5)	(7 = Σ 6)	(8)	(9 = 7 - 8)
1	150,038,818.44	(36,068,812.50)	113,970,005.94	0.87	99,104,352.99	99,104,352.99	360,688,125.00	(261,583,772.01)
2	150,038,818.44	(36,068,812.50)	113,970,005.94	0.76	86,177,698.25	185,282,051.24	360,688,125.00	(175,406,073.76)
3	150,038,818.44	(36,068,812.50)	113,970,005.94	0.66	74,937,128.92	260,219,180.16	360,688,125.00	(100,468,944.84)
4	150,038,818.44	(36,068,812.50)	113,970,005.94	0.57	65,162,720.80	325,381,900.96	360,688,125.00	(35,306,224.04)
5	150,038,818.44	(36,068,812.50)	113,970,005.94	0.50	56,663,235.48	382,045,136.43	360,688,125.00	21,357,011.43
6	150,038,818.44	(36,068,812.50)	113,970,005.94	0.43	49,272,378.67	431,317,515.11	360,688,125.00	70,629,390.11
7	150,038,818.44	(36,068,812.50)	113,970,005.94	0.38	42,845,546.67	474,163,061.78	360,688,125.00	113,474,936.78
8	150,038,818.44	(36,068,812.50)	113,970,005.94	0.33	37,256,997.11	511,420,058.89	360,688,125.00	150,731,933.89
9	150,038,818.44	(36,068,812.50)	113,970,005.94	0.28	32,397,388.79	543,817,447.68	360,688,125.00	183,129,322.68
10	150,038,818.44	(36,068,812.50)	113,970,005.94	0.25	28,171,642.42	571,989,090.10	360,688,125.00	211,300,965.10
Pay Back Periode		5 Tahun						

Dari tabel 4.39 dapat dilihat bahwa waktu balik modal adalah 5 tahun. Dari perhitungan LCC pemasangan kapasitor bank pada simulasi perbaikan faktor daya, dapat disimpulkan:

- LCC = Rp 541.709.149,55
- NS > 0
- SIR > 1
- AIRR > 0,15
- Waktu pengembalian modal 5 tahun.

Jadi, konservasi energi dengan pemasangan kapasitor bank pada sistem kelistrikan pelabuhan PT Indominco Mandiri dapat dilaksanakan dari pertimbangan segi ekonomis.

BAB 5

KESIMPULAN

Berdasarkan analisa pada bab sebelumnya, peneliti dapat mengambil beberapa kesimpulan diantaranya:

1. Perbaikan faktor daya pada feeder TML-20 dapat menghemat konsumsi bahan bakar sebanyak 25034,4 liter dalam setahun dan memberikan penghematan bersih sebesar Rp 276.640.730,73 dalam waktu 10 tahun sehingga dapat dilaksanakan dari segi teknis dan ekonomis.
2. Perbaikan faktor daya pada feeder TML-2 dapat menghemat konsumsi bahan bakar sebanyak 505,4 liter dalam setahun dan memberikan penghematan bersih sebesar - Rp 7.529.266,26 (minus) dalam waktu 10 tahun sehingga dapat dilaksanakan dari segi teknis dan tetapi tidak dapat dilaksanakan dari segi ekonomis.
3. Perbaikan faktor daya pada feeder TML-27 dapat menghemat konsumsi bahan bakar sebanyak 1452,5 liter dalam setahun dan memberikan penghematan bersih sebesar Rp 14.180.604,85 dalam waktu 10 tahun sehingga dapat dilaksanakan dari segi teknis dan ekonomis.
4. Berdasarkan simulasi perbaikan faktor daya, dengan pemasangan kapasitor bank berkapasitas total 518 kVAR dapat menghemat konsumsi bahan bakar sebanyak 24636,9 liter dalam setahun dan memberikan penghematan bersih sebesar Rp Rp 211.300.965,10 dalam waktu 10 tahun sehingga dapat dilaksanakan dari segi teknis dan dapat dilaksanakan dari segi ekonomis.
5. Bentuk konservasi energi listrik yang berupa peningkatan tegangan pada sistem kelistrikan ini kurang efektif dan tidak perlu dilakukan karena rugi-rugi trafo 20 kV lebih besar daripada rugi-rugi trafo 11 kV ditambah selisih rugi-rugi saluran 11 kV dan 20 kV.

DAFTAR ACUAN

- [1] Soenarmo, Drs. Staf ahli Puslitbang Teknik Nuklir, Badan Tenaga Nuklir Nasional (Batan). Jun 11, 2007. Nuklir, Pembangkit Listrik Nuklir Ekonomis. <http://reza Nurrahman1988.wordpress.com/2007/06/11/nuklir-pembangkit-listrik-nuklir-ekonomis/>
- [2] Fauzan, H.J., *Konservasi Energi Listrik pada Industri Baja dengan Meningkatkan Efisiensi dan Kualitas Daya Listrik*, Skripsi, Departemen Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Indonesia, 2008
- [3] Hadi, Prasetio, *Konservasi Energi Listrik pada Industri Otomotif*, Skripsi, Departemen Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Indonesia, 2008
- [4] Roger C. Dugan, et al., *Electrical Power Systems Quality* (New York: McGraw Hill, 2002), Chapter 5-6 hal. 167-294
- [5] Aris, Pramnamto, *Analisis Penggunaan Single Tuned Filter sebagai Salah Satu Solusi Masalah Harmonik pada Beban Rumah Tangga*, Skripsi, Departemen Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Indonesia, 2008
- [6] Rizal, Abdul. *Studi pembangkit listrik tenaga diesel (PLTD) dengan daya 1500 KW di pulau Bawean PT.PLN (persero) UPJ area Gresik*. Universitas Kristen Petra. 2001.
- [7] Iverson, Jim. *Rated Power Factor Test and Installation Acceptance of Emergency and Standby Power System*. Technical Information, Cummins Power Generation, 2006

[8] PowerStation Help. 2000. *Load Flow Calculation Method*. Lake Forest, CA. Operation Technology, Inc.

[9] Fuller, S. K., Petersen, S. R., “*LIFE-CYCLE COSTING MANUAL for the Federal Energy Management Program*”, US Department of Commerce, 1995

[10] PT Indo Tambangraya Megah. 2008.

Sekilas Operasi. <http://www.itmg.co.id/id/operasional/sekilas-operasi>.

Proses Penambangan Batubara. <http://www.itmg.co.id/id/operasional/proses-penambangan-batubara>

Peta Operasi. <http://www.itmg.co.id/id/operasional/peta-wilayah-kerja>

DAFTAR REFERENSI

Thumann, Albert. *Plant Engineers and Managers Guide to Energy Conservation*. 8th Edition. Lilburn. 2002

Dugan, Roger C., et al. *Electrical Power System Quality*. 2nd Edition. New York: McGraw-Hill, 2002

Fuller S. K., Stephen R. Petersen. *Life-Cycle Costing Manual for the Federal Energy Management Program*. Washington, DC: U.S. Department of Commerce, 1995

Iverson, Jim. *Rated Power Factor Test and Installation Acceptance of Imergency and Standby Power System*. Technical Information, Cummins Power Generation, 2006

Fauzan, H.J., *Konservasi Energi Listrik pada Industri Baja dengan Meningkatkan Efisiensi dan Kualitas Daya Listrik*, Skripsi, Departemen Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Indonesia, 2008

Hadi, Prasetio, *Konservasi Energi Listrik pada Industri Otomotif*, Skripsi, Departemen Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Indonesia, 2008

Northeast Power Systems, Inc. (NEPSI). *MV-ACB - Budgetary Cost and Preliminary Dimensions and Weights*. NEPSI. 2009.

http://www.nepsi.com/acbcost_files/sheet004.htm

Harga Pertamina dan Solar Industri Naik. Wartaone 15 Jun 2009. 15 Jun 2009.

<http://www.wartaone.com/articles/7982/1/Harga-Pertamax-dan-Solar-Industri-Naik/Halaman1.html>

Rizal, Abdul. *Studi pembangkit listrik tenaga diesel (PLTD) dengan daya 1500 KW di pulau Bawean PT.PLN (persero) UPJ area Gresik*. Universitas Kristen Petra. 2001.

Universitas Indonesia

<http://digilib.petra.ac.id/viewer.php?page=1&submit.x=0&submit.y=0&qual=high&fname=/jiunkpe/s1/elkt/2001/jiunkpe-ns-s1-2001-23497101-220-pltd-chapter2.pdf>

PT Indo Tambangraya Megah. 2008.

Sekilas Operasi. <http://www.itmg.co.id/id/operasional/sekilas-operasi>.

Proses Penambangan Batubara. <http://www.itmg.co.id/id/operasional/proses-penambangan-batubara>

Peta Operasi. <http://www.itmg.co.id/id/operasional/peta-wilayah-kerja>

Soenarmo, Drs. Staf ahli Puslitbang Teknik Nuklir, Badan Tenaga Nuklir Nasional (Batan). Jun1 11, 2007. *Nuklir, Pembangkit Listrik Nan Ekonomis.*

<http://rezanurrahman1988.wordpress.com/2007/06/11/nuklir-pembangkit-listrik-nan-ekonomis/>

LAMPIRAN

Lampiran 1. Hubungan Faktor Daya terhadap Efisiensi Generator

Rated power factor tests and installation acceptance of emergency and standby power systems

> **White paper**
By Jim Iverson, Senior Applications Engineer



Our energy working for you.™

This paper presents an explanation of the importance of testing generator sets at rated power factor. Typically, a generator set has a rating expressed in kW and power factor or kW and kVA. In order to check for proper operation of all emergency system support systems, it is important to test the generator at rated power factor or kVA. A generator operating at rated kW at 0.8 power factor lagging load requires more kW from the engine than when running at rated kW on a resistive load bank. This is due to a change in alternator efficiency and will result in increased operating temperatures and fuel consumption.

Cummins Power Generation recommends every generator set be tested at rated power factor either at the

factory or on-site during acceptance testing, but not necessarily both. Cummins tests production generator sets at rated load and power factor at the factory prior to shipment, hence, specifications need not require 0.8 PF testing of Cummins generator sets during on-site installation acceptance.

Our distributors are seeing an increasing number of specifications requiring on-site acceptance testing of the generator set at full rated load and power factor (rated kW and 0.8 power factor). These specifications are likely driven by generator set manufacturers who have not made the capital expenditure for reactive load banks and, therefore, cannot offer rated power factor testing as a factory service. NFPA 110, Standard for Emergency and Standby Power systems, allows the option of full load rated power factor testing either at the manufacturer's factory or during installation acceptance testing on site. If factory tested at rated power factor, then NFPA 110 permits on-site acceptance testing at unity power factor.

Cummins has made the investment in inductive load banks for production testing, because we do not want to use the customer's installation for our testing. Therefore, to avoid the higher costs and the problems associated with inductive load banks on-site, we encourage consulting engineers to require factory testing at rated load and power factor in their specifications. If rated load and power factor testing cannot be certified by the manufacturer, then the specifications must require on-site testing at rated power factor (using load banks to supplement facility loads as required).

Factory testing constitutes a necessary and adequate confirmation of the generator set capability to carry

ALTERNATOR EFFICIENCY CURVES

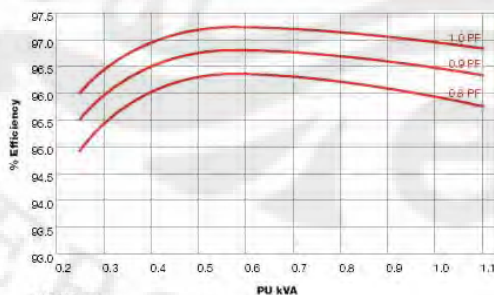


FIGURE 1

rated power factor load. Once demonstrated by factory testing, subsequent on-site testing at unity power factor is sufficient. Rated load and power factor testing is conducted to verify the following:

1. The engine must be capable of delivering the necessary power to the generator at rated power factor. Generator efficiency is a function of both load kW and load power factor and that efficiency can be a few percent lower at 0.8 power factor than at unity power factor as illustrated in Figure 1. This requires the engine to develop a few percent more kW at 0.8 power factor than at unity power factor.
2. A higher level of generator excitation (generator main field current) is required to maintain rated output voltage at 0.8 power factor than at unity power factor as illustrated in Figure 2. The generator produces a higher output current to support the kVA required by the load at 0.8 power

ALTERNATOR EXCITATION CHARACTERISTICS
LV5180452 WDG 12 O/C & S/C Magnetisation Curves

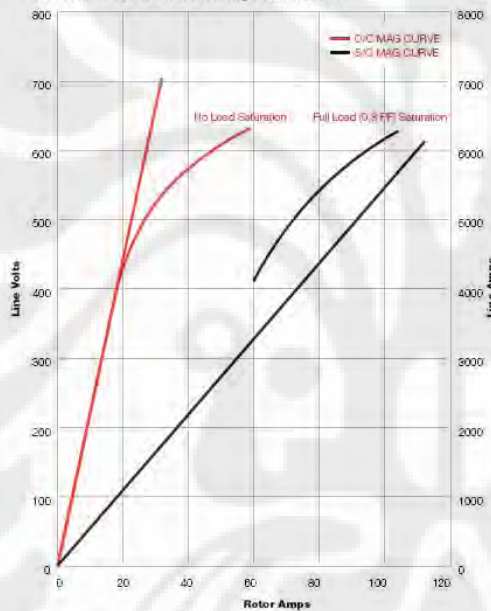


FIGURE 2

factor. The generator and all excitation system components (main generator, exciter and voltage regulator) must be tested to ascertain they are capable of operating at the higher current levels for extended operation at 0.8 power factor.

Cummins Power Generation endorses full load and rated power factor testing on every emergency and standby generator set as the only way to positively determine that each generator set is capable of supporting lagging power factor load when installed. However, installation acceptance testing should be performed according to the alternative outlined in NFPA 110. According to NFPA 110, paragraph 7.13.6 – 7.13.6.1 requires a full load test as follows:

“A load shall be applied for a two-hour, full load test. The building load shall be permitted to serve as part or all of the load, supplemented by a load bank of sufficient size to provide a load equal to 100 percent of the nameplate kW rating of the EPS (Emergency Power Supply), less applicable derating factors for site conditions.

A unity power factor shall be permitted for on-site testing, provided that rated load tests at rated power factor have been performed by the manufacturer of the EPS prior to shipment.”

The purpose of the field acceptance testing required by NFPA 110 is to confirm that the auxiliary support systems perform satisfactorily when the generator set operates at full load. These systems include fuel supply and delivery, intake air, exhaust air, ventilation and cooling systems. Usually there is not enough building load to allow the generator set to operate at full rated load and the building load must be supplemented by a load bank. This can be a fairly expensive proposition considering that most applications will require portable load banks to supplement on-site load.

If the generator set has been tested by the manufacturer at rated load and power factor prior to shipment, NFPA allows the field acceptance test to be run at generator set rated kW at unity power factor. NFPA recognizes that the site support systems are typically designed conservatively and that on site problems would be uncovered with rated kW load testing. Although it is true that the auxiliary support systems will be stressed slightly more when the generator set runs at lagging power factor, engineers need only specify field acceptance testing at unity power factor.

About the author

Jim Iverson is a senior applications engineer for Cummins Power Generation, with an M.S. in Engineering Science, and a B.S. in Electrical Engineering. Since 1976, he has managed Transfer Switch Design, Systems Engineering,

Switchgear & Controls, and Technical Marketing & Sales. Jim provides technical direction to Commercial Marketing & Sales, contributes to domestic industry codes and standards development, offers sales and service training, offers technical input for published literature and software, publishes technical papers on industry topics, and provides application engineering support to customers.

Summary

To verify full load generator operating characteristics, testing at full rated kW and power factor is required. Project specifications should include the specific reference to NFPA for full load testing. Generator manufacturers that conduct factory production testing at full load and rated power factor should be allowed to run the field acceptance tests at full rated load at unity power factor.

For additional technical support, please contact your local Cummins Power Generation distributor. To locate your distributor, visit www.cumminspower.com.