



TUGAS AKHIR - EE184801

**PENENTUAN HARGA JUAL LISTRIK PLTBM DI
JARINGAN TEGANGAN MENENGAH MENGGUNAKAN
*POWER FLOW TRACING***

Farida Herning Tyastuti
NRP. 07111745000057

Dosen Pembimbing
Prof. Dr. Ir. Adi Soeprijanto, M.T.
Dr. Dimas Fajar Uman Putra, S.T., M.T.

DEPARTEMEN TEKNIK ELEKTRO
Fakultas Teknologi Elektro
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2019

Halaman ini sengaja dikosongkan



TUGAS AKHIR - EE184801

**PENENTUAN HARGA JUAL LISTRIK PLTBM DI
JARINGAN TEGANGAN MENENGAH MENGGUNAKAN
*POWER FLOW TRACING***

Farida Herning Tyastuti
NRP. 07111745000057

Dosen Pembimbing
Prof. Dr. Ir. Adi Soeprijanto, M.T.
Dr. Dimas Fajar Uman Putra, S.T., M.T.

DEPARTEMEN TEKNIK ELEKTRO
Fakultas Teknologi Elektro
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2019

Halaman ini sengaja dikosongkan



FINAL PROJECT - EE184801

**ELECTRICITY SELLING PRICES DETERMINATION OF
BIOMASS POWER PLANT IN MEDIUM VOLTAGE
NETWORK USING POWER FLOW TRACING**

Farida Herning Tyastuti
NRP. 07111745000057

Supervisors
Prof. Dr. Ir. Adi Soeprijanto, M.T.
Dr. Dimas Fajar Uman Putra, S.T., M.T.

DEPARTEMENT OF ELECTRICAL ENGINEERING
Faculty of Electrical Technology
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2019

Halaman ini sengaja dikosongkan

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa isi sebagian maupun keseluruhan Tugas Akhir saya dengan judul “**Penentuan Harga Jual Listrik PLTBm di Jaringan Tegangan Menengah Menggunakan *Power Flow Tracing***” adalah benar-benar hasil karya intelektual mandiri, diselesaikan tanpa menggunakan bahan-bahan yang tidak diijinkan dan bukan merupakan karya pihak lain yang saya akui sebagai karya sendiri.

Semua referensi yang dikutip maupun dirujuk telah ditulis secara lengkap pada daftar pustaka.

Apabila ternyata pernyataan ini tidak benar, saya bersedia menerima sanksi sesuai peraturan yang berlaku.

Surabaya, 11 Juli 2019

Farida Herning Tyastuti
NRP. 07111745000057

Halaman ini sengaja dikosongkan

**PENENTUAN HARGA JUAL LISTRIK PLTBM DI JARINGAN
TEGANGAN MENENGAH MENGGUNAKAN POWER FLOW
TRACING**

TUGAS AKHIR

**Diajukan Guna Memenuhi Sebagian Persyaratan
untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik**

Pada

**Bidang Studi Teknik Sistem Tenaga
Departemen Teknik Elektro
Institut Teknologi Sepuluh Nopember**

Menyetujui

Dosen Pembimbing I

Dosen Pembimbing II,

Prof. Dr.Ir. Adi Soeprijanto, MT.
NIP. 196404051990021001

Dr.Dimas Fajar Uman Putra, ST, MT.
NIP. 198811082012121001



Halaman ini sengaja dikosongkan

Penentuan Harga Jual Listrik PLTBm di Jaringan Tegangan Menengah Menggunakan *Power Flow Tracing*

Nama : Farida Herning Tyastuti
NRP : 07111745000057
Dosen Pembimbing I : Prof. Dr.Ir. Adi Soeprijanto, MT.
Dosen Pembimbing II : Dr. Dimas Fajar Uman Putra, ST, MT.

ABSTRAK

Pembangkit listrik tenaga biomassa (PLTBm) dapat diperoleh dari residu sawit dan karet seperti yang dikembangkan di Pulau Nias. Biomassa adalah pembangkit listrik yang cocok disambungkan pada sistem tegangan menengah. PLTBm dapat menjadi pembangkit listrik swasta yang memungkinkan adanya perubahan aliran daya pada jaringan. Akibatnya, harga listrik menjadi berbeda untuk setiap konsumen. Di masa depan, *utility* dapat menetapkan harga listrik yang berbeda bergantung pada kontribusi daya masing-masing pembangkit dan harga pembangkitan. Dibutuhkan metode untuk mengetahui aliran daya dari suatu pembangkit ke beberapa beban atau sebaliknya. Pada Tugas Akhir ini dilakukan analisis metode *power flow tracing* pembangkit listrik tenaga biomassa menggunakan *plant* IEEE 30 bus modifikasi. Data PLTBm didapat dari *real plant* potensi biomassa di Pulau Nias yang dimodelkan dengan generator. Kemudian disambungkan pada sistem IEEE 30 bus yang dimodifikasi. Pada sistem IEEE 30 bus terdapat bus tegangan tinggi, sehingga perlu adanya modifikasi menjadi tegangan menengah. Dengan *power flow tracing* dapat diketahui aliran daya dari beberapa pembangkit ke beberapa beban beserta *losses* yang terjadi. Berdasarkan hasil analisis didapatkan BPP PLTBm karet sebesar Rp 982/kWh dan sawit Rp 1.832/kWh. Harga listrik dari grid sebesar Rp 1.561/kWh saat WBP dan Rp 1.1115/kWh saat LWBP. Harga jual listrik ditentukan dengan persentase kontribusi daya dan *losses* masing-masing pembangkit dikalikan dengan harga listrik per kWh. Kemudian ditambah keuntungan *utility* 10%. Semakin besar nilai *losses*, harga jual listrik yang dikenakan kepada konsumen juga semakin mahal.

Kata Kunci - *Power Flow Tracing*, IEEE 30 Bus Modifikasi, Biomassa, Harga Jual Listrik

Halaman ini sengaja dikosongkan

***Electricity Selling Prices Determination of Biomass Power Plant in
Medium Voltage Network using Power Flow Tracing***

Name : Farida Herning Tyastuti
ID Number : 07111745000057
Supervisor I : Prof. Dr.Ir. Adi Soeprijanto, MT.
Supervisor II : Dr. Dimas Fajar Uman Putra, ST, MT.

ABSTRACT

Biomass power plants (PLTBm) can be obtained from oil and rubber residues like developed on Nias Island. Biomass is a suitable power plant connected to a medium voltage system. PLTBm can be a private power plant that changes power flow on the network. As a result, the price of electricity is different for each consumer. In the future, consumers can choose to subscribe electricity from certain plants that are profitable in terms of price and power quality. A method is needed to find out the power flow from a generator to several load, as well as power extracted from some generator to a load. In this Final Project, an analysis of the power flow tracing of the biomass power plant using modified IEEE 30 bus plant. Biomass power plant data was obtained from the real plant on Nias Island which was modeled with generator. Then connected to the modified IEEE 30 bus system. In the IEEE 30 bus system there are high voltage bus, so it needs to be modified into a medium voltage. With the power flow tracing, it can be seen that the power flow from several plants to several loads and losses that occur. Based on the results of the analysis, the price of biomass power plant from rubber is IDR 982 / kWh and from palm oil is IDR 1.832 / kWh. The price of electricity from the grid is IDR 1.561 / kWh at load peak time and IDR 1.1115 / kWh at outside of load peak time. The selling price of electricity is determined by the percentage of the contribution of each power plant multiplied by the price per kWh. The greater the value of losses, the selling price of electricity charged to consumers is also increasingly expensive.

Keywords - Power Flow Tracing, IEEE 30 Bus Modification, Biomass, Electricity Selling Prices

Halaman ini sengaja dikosongkan

KATA PENGANTAR

Segala puji syukur kehadiran Allah SWT atas limpahan rahmat dan karunia-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan Tugas Akhir dengan judul **Penentuan Harga Jual Listrik PLTBm di Jaringan Tegangan Menengah Menggunakan *Power Flow Tracing***. Tugas Akhir ini disusun sebagai salah satu persyaratan untuk memperoleh gelar sarjana Teknik Elektro bidang studi Teknik Sistem Tenaga. Pada kesempatan ini penulis mengucapkan terima kasih kepada:

1. Allah SWT yang telah memberikan ridho, kesehatan, dan kelancaran dalam pengerjaan Tugas Akhir ini.
2. Kedua orang tua dan kakak-kakak yang selalu memberikan doa seusai sujudnya untuk penulis.
3. Prof. Dr. Ir. Adi Soeprijanto, MT. dan Dr. Dimas Fajar Uman Putra, S.T., M.T. yang telah memberikan bimbingan kepada penulis dalam pengerjaan Tugas Akhir ini.
4. Mas Arizal Ariyanto, S.T. yang selalu memberikan dukungan dan doa kepada penulis.
5. Mas Iwan, Mas Imam, dan Mas Arwan yang membantu dalam proses *tracing*.
6. Mila, Gita, dan Bella yang membantu dari segi teknis maupun non teknis.
7. Teman-teman asisten laboratorium PSSSL dan teman-teman satu angkatan yang turut mendukung.

Semoga Tugas Akhir ini bermanfaat bagi pembaca dan penelitian selanjutnya.

Surabaya, 11 Juli 2019

Penulis

Halaman ini sengaja dikosongkan

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL.....	iii
HALAMAN JUDUL.....	v
PERNYATAAN KEASLIAN.....	vii
HALAMAN PENGESAHAN.....	ix
ABSTRAK.....	xi
<i>ABSTRACT</i>	xiii
Kata Pengantar.....	xv
Daftar Isi.....	xvii
Daftar Gambar.....	xxi
Daftar Tabel.....	xxiii
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Perumusan Masalah.....	2
1.3 Tujuan Tugas Akhir.....	2
1.4 Batasan Masalah.....	3
1.5 Metodologi Penelitian.....	3
1.6 Sistematika Penulisan.....	4
1.7 Relevansi atau Manfaat.....	6
BAB II DASAR TEORI.....	7
2.1 Pembangkit Listrik Tenaga Biomassa (PLTBm).....	7
2.1.1 PLTBm Pohon Karet.....	7
2.1.2 PLTBm Kelapa Sawit.....	8
2.2 Jaringan Transmisi.....	9
2.3 <i>Power Flow Tracing</i> (PFT).....	10
2.3.1 PFT Menggunakan <i>Extended Incidence Matrix</i>	10

2.3.2	<i>Power Flow Tracing</i> Daya Aktif.....	11
2.4	Penentuan Harga Jual PLTBm.....	12
BAB III DATA DAN METODOLOGI.....		15
3.1	Sistem IEEE 30 Bus.....	15
3.1.1	Data Saluran IEEE 30 Bus	15
3.1.2	Kapasitas Pembangkit IEEE 30 Bus	16
3.1.3	Data Trafo IEEE 30 Bus	17
3.1.4	Data Beban IEEE 30 Bus	17
3.2	Sistem IEEE 30 Bus Modifikasi	18
3.2.1	Data Saluran IEEE 30 Bus Modifikasi.....	19
3.2.2	Kapasitas Pembangkit IEEE 30 Bus Modifikasi	20
3.2.3	Data Trafo IEEE 30 Bus Modifikasi	21
3.2.4	Data Beban IEEE 30 Bus Modifikasi.....	21
3.3	Sistem IEEE 30 Bus Modifikasi dan Biomassa	22
3.3.1	Data Saluran IEEE 30 Bus Modifikasi dan Biomassa.....	22
3.3.2	Kapasitas Pembangkit IEEE 30 Bus Modifikasi dan Biomassa	23
3.3.3	Data Trafo IEEE 30 Bus Modifikasi dan Biomassa.....	24
3.3.4	Data Beban IEEE 30 Bus Modifikasi dan Biomassa.....	24
3.4	Metodologi.....	25
BAB IV SIMULASI DAN ANALISIS		33
4.1	Hasil Simulasi Sistem IEEE 30 Bus	33
4.1.1	Perbandingan Beban dan Pembangkit Sistem IEEE 30 Bus.....	33

4.1.2	Perbandingan <i>Losses</i> Saluran Sistem IEEE 30 Bus	34
4.2	Hasil Simulasi Sistem IEEE 30 Bus Modifikasi	36
4.2.1	Perbandingan Beban dan Pembangkit Sistem IEEE 30 Bus Modifikasi	36
4.2.2	Perbandingan <i>Losses</i> Sistem IEEE 30 Bus Modifikasi	37
4.3	Perhitungan Kapasitas Biomassa	38
4.3.1	Perhitungan Kapasitas Karet	38
4.3.2	Perhitungan Kapasitas Sawit	44
4.4	Penempatan Pembangkit Listrik Biomassa pada Sistem	50
4.5	Hasil Simulasi Sistem IEEE 30 Bus Modifikasi dengan Biomassa	53
4.5.1	Perbandingan Beban dan Pembangkit Sistem IEEE 30 Bus Modifikasi dengan Biomassa.....	53
4.5.2	Perbandingan <i>Losses</i> IEEE 30 Bus Modifikasi dengan Biomassa.....	54
4.6	Hasil <i>Power Flow Tracing</i> Daya Aktif	55
4.7	Validasi Hasil <i>Power Flow Tracing</i>	55
4.8	Perhitungan Biaya Pokok Penyediaan (BPP) Pembangkit ...	59
4.8.1	Generator 1	59
4.8.2	Generator 2	59
4.8.3	Generator 3	64
4.8.4	Grid 1, Grid 2, dan Grid 3	68
4.9	Penentuan Harga Jual Listrik	69
BAB V PENUTUP.....		75
5.1	Kesimpulan	75
5.2	Saran	75

DAFTAR PUSTAKA	77
LAMPIRAN	1
BIOGRAFI	2

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2. 1	Siklus PLTBm Kelapa Sawit	9
Gambar 3. 1	Flow chart metodologi Tugas Akhir	27
Gambar 3. 2	Flow chart program power flow tracing	30
Gambar 4. 1	Luas Lahan Karet dan Hasil Panen Kelapa Sawit Pulau Nias	39
Gambar 4. 2	Kandungan Kalori Kelapa Sawit	45
Gambar 4. 3	Tarif Listrik PLN	69

Halaman ini sengaja dikosongkan

DAFTAR TABEL

Tabel 3. 1	Data Saluran IEEE 30 Bus	15
Tabel 3. 2	Kapasitas Pembangkit IEEE 30 Bus.....	17
Tabel 3. 3	Data Trafo IEEE 30 Bus.....	17
Tabel 3. 4	Data Beban IEEE 30 Bus	18
Tabel 3. 5	Data Saluran IEEE 30 Bus Modifikasi	20
Tabel 3. 6	Kapasitas Pembangkit IEEE 30 Bus Modifikasi	21
Tabel 3. 7	Data Trafo IEEE 30 Bus Modifikasi	21
Tabel 3. 8	Data Beban IEEE 30 Bus Modifikasi	21
Tabel 3. 8	Data Beban IEEE 30 Bus Modifikasi (Lanjutan)	22
Tabel 3. 9	Data Saluran IEEE 30 Bus Modifikasi dan Biomassa	22
Tabel 3. 10	Kapasitas Pembangkit IEEE 30 Bus Modifikasi dan Biomassa	23
Tabel 3. 11	Data Trafo IEEE 30 Bus Modifikasi dan Biomassa	24
Tabel 3. 12	Data Beban IEEE 30 Bus Modifikasi dan Biomassa	24
Tabel 4. 1	Perbandingan Beban dan Pembangkit IEEE 30 Bus	34
Tabel 4. 2	Perbandingan Losses IEEE 30 Bus	34
Tabel 4. 3	Perbandingan Beban dan Pembangkit IEEE 30 Bus Modifikasi	37
Tabel 4. 4	Perbandingan Losses IEEE 30 Bus Modifikasi	37
Tabel 4. 5	Tegangan dan Losses PLTBm Karet	51
Tabel 4. 6	Tegangan dan Losses PLTBm Sawit.....	52
Tabel 4. 7	Perbandingan Beban dan Pembangkit IEEE 30 Bus Modifikasi dengan Biomassa	53
Tabel 4. 8	Perbandingan Losses IEEE 30 Bus Modifikasi dan Biomassa	54
Tabel 4. 9	Hasil Power Flow Tracing Daya Aktif	55
Tabel 4. 10	Validasi Aliran Daya Aktif.....	56
Tabel 4. 11	Validasi Losses Aliran Daya Aktif.....	58
Tabel 4. 12	Investasi BPP PLTBm Karet	59
Tabel 4. 13	Investasi BPP PLTBm Kelapa Sawit.....	65
Tabel 4. 14	Daya Generator Hasil Tracing	70
Tabel 4. 15	Kontribusi Daya dalam Persen	71
Tabel 4. 16	Harga Jual Listrik Sebelum Keuntungan	72
Tabel 4. 17	Harga Jual Listrik Beserta Keuntungan.....	74

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Salah satu sumber pembangkit listrik tenaga biomassa adalah limbah kelapa sawit. Satu mesin Pembangkit Listrik Tenaga Biomassa (PLTBm) mampu memproduksi 100 kW listrik setiap satu Pabrik Kelapa Sawit (PKS). Apabila mesin ini diterapkan di 702 PKS di Indonesia, maka didapat 70,2 MW listrik dari limbah pabrik kelapa sawit. Potensi biomassa sebagai bahan bakar listrik semakin besar dengan adanya program *replanting* dari pemerintah. Dengan adanya program ini, sekitar 136 sampai 145 pohon kelapa sawit tua dapat dijadikan bahan bakar PLTBm [1]. Selain kelapa sawit, PLTBm juga dapat dihasilkan dari limbah pohon karet.

Pabrik-pabrik penghasil limbah biomassa dapat dijadikan sebagai pembangkit listrik alternatif dalam jaringan tenaga listrik. PLTBm dapat menjadi pembangkit listrik swasta yang cocok disambungkan di jaringan tegangan menengah. Berkembangnya pembangkit listrik swasta mengakibatkan perubahan aliran daya pada jaringan. Aliran daya mempengaruhi harga jual listrik yang dikenakan kepada konsumen. Semakin jauh konsumen dari pembangkit, maka harga jual listrik juga semakin besar karena dipengaruhi oleh *losses*. Dibutuhkan suatu metode untuk mengetahui aliran daya dari masing-masing pembangkit terhadap suatu beban untuk menentukan harga jual listrik.

Di Australia, terdapat pengembangan pembagian daya PV pada sistem distribusi menggunakan *power flow tracing* [2]. PV dianggap sebagai pembangkit listrik swasta yang kemudian ditentukan harga jual listrik yang berbeda untuk sistem distribusi. Di Indonesia sistem seperti ini belum ada. Namun, tidak menutup kemungkinan bila di masa depan sistem ini akan diterapkan.

Melihat potensi PLTBm yang besar di Indonesia, pada Tugas Akhir ini diasumsikan PLTBm sebagai pembangkit listrik swasta. Data biomassa yang digunakan pada Tugas Akhir ini berdasar pada data Dinas Pertanian, Peternakan, Kelautan, dan Perikanan seluruh kabupaten dan kota di Pulau Nias. Kemudian dilakukan analisis *power flow tracing* untuk mengetahui aliran daya dari masing-masing pembangkit terhadap suatu beban. Karena sistem ini belum ada di Indonesia, maka pada Tugas

Akhir ini digunakan *plant* IEEE 30 bus yang telah dimodifikasi dalam jaringan tegangan menengah.

Power flow tracing dapat digunakan untuk mengetahui aliran daya dari beberapa pembangkit ke beberapa beban beserta *losses* yang terjadi. Aliran daya dan *losses* tersebut digunakan untuk menentukan harga jual listrik pada suatu beban dari suatu pembangkit. Sehingga harga jual listrik akan berbeda-beda berdasarkan daya dan *losses* yang berbeda. Dengan demikian konsumen dapat memilih pembangkit listrik yang lebih menguntungkan baginya.

Menurut [3] prinsip utama untuk melakukan *power flow tracing* adalah *proportional sharing*. Metode tersebut mengasumsikan aliran daya yang masuk ke generator i adalah x_i dan aliran daya yang keluar dari generator i juga x_i . Dalam metode ini diasumsikan rasio antara setiap bus beban dan beban total pada sistem adalah konstan.

Pada Tugas Akhir ini akan menggunakan metode *Extended Incidence Matrix* (EIM) untuk memecahkan masalah *power flow tracing* [4]. Metode ini tidak membutuhkan banyak asumsi seperti dalam metode *proportional sharing*. Selain itu, matriks yang digunakan juga lebih sederhana. Metode ini dapat digunakan untuk menyelesaikan aliran daya *loop* dengan sistem AC maupun DC. Tugas akhir ini menyelesaikan *power flow tracing* pada aliran daya aktif yang dihasilkan dari PLTBm dan pembangkit *existing* pada sistem IEEE 30 bus yang telah dimodifikasi. Dengan mengetahui aliran daya tersebut, maka dapat ditentukan harga jual listrik yang berbeda pada setiap beban dari berbagai pembangkit.

1.2 Perumusan Masalah

Permasalahan yang dibahas dalam Tugas Akhir ini adalah sebagai berikut:

1. Menentukan pemodelan PLTBm pada sistem IEEE 30 bus beserta modifikasi.
2. Penerapan metode *power flow tracing* dalam menentukan harga jual listrik terhadap setiap beban.

1.3 Tujuan Tugas Akhir

Tujuan yang dicapai dalam Tugas Akhir ini adalah sebagai berikut:

1. Mendapatkan pemodelan PLTBm pada sistem IEEE 30 bus beserta modifikasi.

2. Mendapatkan harga jual listrik setiap beban dengan menerapkan metode *power flow tracing*.

1.4 Batasan Masalah

Dalam menyelesaikan permasalahan pada Tugas Akhir ini, terdapat batasan yang diperlukan, diantaranya:

1. Menggunakan *plant* IEEE 30 Bus dengan modifikasi tegangan tinggi (132 kV) menjadi tegangan menengah (33 kV) dengan menambahkan grid.
2. Menggunakan *power flow tracing* dengan *extended incidence matrix*.
3. Hanya dilakukan analisis *power flow tracing* daya aktif.
4. Pembangkit listrik biomassa menggunakan data potensi biomassa di Pulau Nias.
5. Penentuan harga jual berdasarkan BPP biomassa dan peraturan pemerintah.
6. Sumber biomassa dimodelkan sebagai generator dan peletakannya diasumsikan dekat dengan perkebunan penghasil biomassa, tanpa menggunakan metode peletakan DG.
7. Sumber biomassa dioperasikan pada mode *voltage control* dan grid dioperasikan pada mode *swing*.
8. Beban pada sistem ini diasumsikan sebagai beban industri dengan *power factor* $> 0,85$ sehingga perhitungan harga jual hanya untuk daya aktif.
9. Menggunakan *software* MATLAB R2016a.
10. Menggunakan *software* ETAP 12.6.0.

1.5 Metodologi Penelitian

Alur metodologi Tugas Akhir ini adalah sebagai berikut:

1. Persiapan dan Studi Literatur

Pada tahap ini dilakukan persiapan dengan studi literatur, yaitu dengan mencari paper atau jurnal, serta penelitian yang berkaitan dengan Tugas Akhir ini. Materi yang dipelajari dari literatur antara lain mengenai metode *load flow*, metode *power flow tracing*, dan literatur mengenai perkembangan harga listrik dari pembangkit listrik energi terbarukan, serta penentuan harga jual listrik berdasarkan peraturan pemerintah.

2. Pengumpulan Data

Pada tahap ini dilakukan pengumpulan data, baik data dari *plant* berupa *single line diagram*, tegangan, daya aktif, beban, dan sebagainya. Pada Tugas Akhir ini menggunakan *plant* IEEE 30 bus modifikasi. Selain itu dilakukan pengumpulan data hasil pembangkitan listrik tenaga biomassa.

3. Studi Kasus

Studi kasus dilakukan dengan melakukan analisis aliran daya pada masing-masing bus pada sistem IEEE 30 bus, IEEE 30 bus modifikasi, dan sistem setelah penambahan PLTBm. *Power flow tracing* dilakukan untuk mengetahui aliran daya dan *losses* dari masing-masing pembangkit terhadap suatu beban. Kemudian dilakukan perhitungan harga jual listrik pada setiap beban.

4. Simulasi Sistem dan Analisis

Pada tahap ini dilakukan simulasi menggunakan *plant* IEEE 30 bus modifikasi yang telah ditambah pembangkit biomassa seperti studi kasus. Analisis *load flow* dilakukan menggunakan *software* ETAP 12.6 dan MATLAB 2016. Hasil dari analisis *load flow* tersebut kemudian diolah menggunakan metode *power flow tracing* dengan *software* MATLAB 2016. Hasil dari kedua *software* dibandingkan untuk mengetahui validasi perhitungan. Setelah *power flow tracing* dinyatakan valid, maka selanjutnya dilakukan perhitungan harga jual listrik.

5. Pembuatan Laporan

Berdasarkan tahapan metodologi yang telah dilakukan, tahap terakhir dalam Tugas Akhir ini adalah pembuatan laporan. Laporan berisi langkah-langkah pengerjaan Tugas Akhir, analisis data, hingga kesimpulan. Pada Tugas Akhir ini, laporan berupa buku Tugas Akhir.

1.6 Sistematika Penulisan

Sistematika yang ditetapkan dalam penyusunan laporan Tugas Akhir ini adalah sebagai berikut:

BAB I : PENDAHULUAN

Pada bab ini dijelaskan tentang alasan mendasar dalam memilih judul Tugas Akhir ini. Pendahuluan meliputi latar belakang

permasalahan dari pengerjaan Tugas Akhir, perumusan masalah, tujuan, batasan masalah, metodologi penelitian, sistematika penulisan dan relevansi pengerjaan Tugas Akhir.

- BAB II : DASAR TEORI DAN KAJIAN PUSTAKA**
Pada bab ini menguraikan teori-teori yang berhubungan dengan permasalahan yang dibahas pada Tugas Akhir secara sistematis dan juga tentang tinjauan pustaka yang terdiri dari uraian singkat penelitian-penelitian yang terkait dengan Tugas Akhir yang dikerjakan. Hal ini meliputi Pembangkit Listrik Tenaga Biomassa (PLTBm), jaringan transmisi tegangan menengah, *Power Flow Tracing* (PFT), *Extended Incidence Matrix* (EIM), dan peraturan pemerintah mengenai harga jual listrik.
- BAB III : PERANCANGAN DAN PEMODELAN SISTEM**
Pada bab ini dijelaskan mengenai pemodelan sistem yang digunakan pada Tugas Akhir ini, yaitu sistem IEEE 30 bus, IEEE 30 bus modifikasi, dan pemodelan PLTBm yang ditambahkan pada sistem. Kemudian diterapkan *power flow tracing* untuk mengetahui harga jual listrik.
- BAB IV : SIMULASI AND ANALISIS**
Pada bab ini dilakukan simulasi dan analisis mengenai hasil *load flow* masing-masing sistem yang menjadi *input* perhitungan *power flow tracing* menggunakan MATLAB 2016. Kemudian membandingkan hasil *power flow tracing* perhitungan MATLAB dan ETAP sebagai proses validasi. Setelah hasil simulasi tersebut valid, kemudian dilakukan perhitungan harga jual listrik pada masing-masing beban berdasarkan aliran daya dari pembangkit dan *losses*.

BAB V : PENUTUP

Pada tahap akhir ini diberikan penjelasan mengenai kesimpulan yang didapatkan dari penelitian Tugas Akhir ini dan juga saran ke depan yang akan membantu dalam penelitian selanjutnya.

1.7 Relevansi atau Manfaat

Hasil Tugas Akhir ini diharapkan dapat memberikan manfaat sebagai berikut:

1. Dapat dijadikan sebagai referensi dalam perkembangan ilmu pengetahuan sumber daya listrik baru terbarukan, yaitu mengenai biomassa.
2. Dapat menjadi referensi dalam manajemen aliran daya listrik.
3. Dapat menjadi referensi dalam penentuan harga jual listrik berdasarkan aliran daya dan *losses* menggunakan *power flow tracing*.
4. Dapat meningkatkan pengaplikasian Ilmu Pengetahuan dan Teknologi (IPTEK) dalam bidang Teknik Sistem Tenaga Listrik.

BAB II

DASAR TEORI

2.1 Pembangkit Listrik Tenaga Biomassa (PLTBm)

Biomassa adalah bahan organik dari tanaman hidup seperti pohon, rumput, dan tanaman pertanian. Bahan baku biomassa sangat heterogen dan komposisi kimianya sangat tergantung pada spesies tanaman [5]. Biomassa dapat dikonversi menjadi bahan bakar seperti etanol, biodiesel, dan metana. Pembakaran biomassa menghasilkan panas yang dapat digunakan untuk berbagai keperluan. Karena biomassa adalah bagian dari siklus karbon, pembakarannya tidak menyebabkan peningkatan emisi karbon dioksida ke atmosfer. Selain itu juga dapat membantu mengurangi emisi gas rumah kaca dari bahan bakar fosil.

Biomassa yang digunakan untuk menghasilkan listrik disebut *biomass power* atau biopower. Ada beberapa teknologi biopower, antara lain: pembakaran langsung, pembakaran tidak langsung, gasifikasi, digesti anaerob, pencampuran dan proses pemanasan. Hampir semua pembangkit listrik biomassa menggunakan pembakaran langsung dan beroperasi pada siklus uap konvensional. Dalam proses ini, biomassa dibakar dalam boiler untuk menghasilkan uap. Uap kemudian memutar turbin yang terhubung ke generator yang menghasilkan listrik.

Beberapa teknik yang berbeda digunakan untuk pembakaran tidak langsung, di antaranya sistem campuran, sistem terpisah, dan sistem boiler biomassa terpisah. Dalam sistem campuran, campuran awal biomassa dan batubara dibakar dalam tungku. Dalam sistem terpisah, boiler dipasang dengan sistem terpisah dari biomassa. Dalam pengaturan ini, boiler dapat menembakkan biomassa ketika ada pasokan biomassa yang cukup, dan beralih kembali ke batubara ketika pasokan biomassa rendah. Sistem boiler biomassa yang terpisah memungkinkan pasokan uap terpisah untuk diproduksi. Selain pembangkit listrik, uap juga digunakan untuk proses pembuatan dan / atau membangun panas.

2.1.1 PLTBm Pohon Karet

Pohon karet dapat digunakan sebagai bahan bakar pembangkit listrik tenaga biomassa karena merupakan residu dari tanaman karet yang tidak berguna dari segi ekonomi. Pohon karet

memiliki usia produktif antara 25-30 tahun. Artinya, setelah 30 tahun, tanaman karet tidak lagi dapat menghasilkan getah karet. Dengan demikian, harus dilakukan *replanting* maksimal 4% dari total lahan setiap tahun [6].

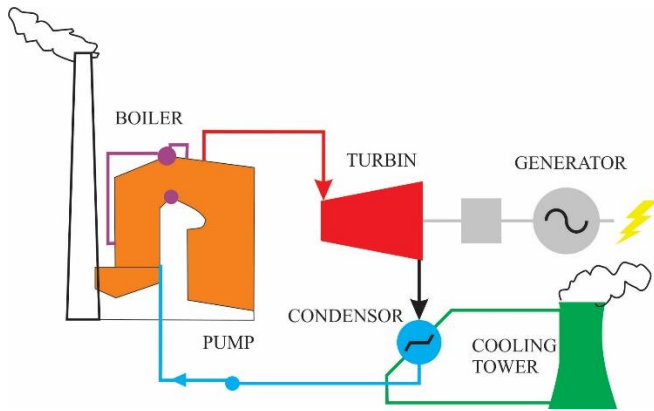
Sebagai sumber daya biomassa yang potensial, pohon karet memiliki tinggi 18 meter dan diameter sekitar 70 cm. Setelah dilakukan *replanting*, tidak semua tanaman kayu dapat dipulihkan. Hanya sekitar 50% dari residu kayu karet yang tersedia untuk konversi energi.

Kayu karet yang cocok untuk pembangkit listrik terdapat di 2 lokasi, yaitu perkebunan karet dan pengolahan kayu. Perkebunan karet dapat memasok karet dalam jumlah yang besar seperti yang ada di Sumatera Utara dan Jawa Barat yang mampu memasok listrik sekitar 3-30 MW. Untuk membuat pohon karet menjadi bahan bakar listrik tenaga biomassa terdapat 3 cara sebagai berikut:

1. Memasang boiler uap dengan tekanan lebih besar dan ekstraksi turbin yang memungkinkan proses ekstraksi uap dari tekanan yang cukup. Kondensor memperluas sisa uap ke tekanan sub-atmosfer. Dengan demikian dapat memaksimalkan produksi listrik.
2. Memasang gasifier yang mengirimkan gas ke ketel uap. Dengan cara ini ketel uap memerlukan modifikasi untuk hanya menerima gas, dan tidak menerima serbuk bekas gergaji pohon karet.
3. Pohon karet residu dibakar sebagai bahan bakar seperti proses PLTU batubara.

2.1.2 PLTBm Kelapa Sawit

Pada Tugas Akhir ini limbah kelapa sawit yang digunakan adalah buah kelapa sawit, khususnya cangkang dan sabut. Berdasarkan Banzon 1980, 1 buah kelapa sawit menghasilkan 2.590 kCal. Cangkang dan sabut kelapa sawit digunakan sebagai bahan bakar pembangkit uap boiler.



Gambar 2. 1 Siklus PLTBM Kelapa Sawit
(sumber: JMST, 2016)

Pembangkit listrik tenaga biomassa sawit menerapkan prinsip termodinamika dalam siklus pembangkit uap (siklus Rankine). Terdapat empat peralatan utama dalam proses ini yaitu boiler, turbin generator, *condenser*, dan pompa. Boiler berfungsi untuk mengubah air menjadi uap melalui proses pembakaran bahan bakar di ruang bakar boiler. Uap yang terbentuk memiliki temperatur dan tekanan yang tinggi, sehingga memiliki energi yang tinggi. Energi tersebut kemudian diekstrak oleh turbin dan dikonversi menjadi energi mekanik dalam bentuk putaran dan torsi. Putaran dari turbin tersebut digunakan untuk memutar generator sehingga menghasilkan energi listrik. Uap yang telah diekstrak energinya oleh turbin memiliki tekanan yang rendah, yang kemudian didinginkan oleh *condenser* sehingga kembali menjadi air. Air tersebut dipompa kembali ke boiler dengan tekanan yang lebih tinggi seperti yang ditunjukkan oleh Gambar 2.1. Proses tersebut terus berulang hingga menjadi sistem *close loop* [7].

2.2 Jaringan Transmisi

Secara umum sistem tenaga listrik dapat dibedakan menjadi sistem pembangkitan, sistem transmisi, sistem subtransmisi, dan sistem distribusi. Secara umum, sistem pembangkitan dan sistem transmisi adalah sistem yang berfungsi untuk menghasilkan daya dan

menyalurkannya. Sedangkan sistem subtransmisi dan sistem distribusi bertugas untuk menyalurkan daya sampai ke konsumen.

Sejauh ini sistem transmisi yang digunakan adalah sistem transmisi AC. Transmisi daya pada jaringan tegangan tinggi biasanya diterapkan pada tegangan 138-765 kV. Sistem ini digunakan untuk menghubungkan pembangkit listrik dengan sistem utilitas dan untuk mengirim daya dari pembangkit ke pusat beban utama. Berdasarkan American National Standards Institute (ANSI), tegangan yang umum digunakan adalah 138, 230, 345, 500, dan 765 kV. Pada sistem subtransmisi, tegangan yang digunakan biasanya 34,5-115 kV. Tegangan 345-765 kV digolongkan sebagai sistem tegangan ekstra tinggi. Sedangkan tegangan di atas 765 kV digolongkan sebagai sistem tegangan ultra tinggi [8].

2.3 Power Flow Tracing (PFT)

Power flow tracing adalah metode untuk mengetahui aliran daya dari beberapa generator ke beban [4]. Dengan metode ini dapat diketahui suplai dari masing-masing generator pada suatu beban. *Power flow tracing* dapat digunakan untuk mengetahui daya aktif yang disuplai oleh generator maupun daya aktif yang diserap oleh beban. Dengan demikian, PFT juga memperhitungkan *losses* dari generator.

Pada suatu saluran terdapat *line charging* sehingga menimbulkan adanya daya reaktif dalam sistem. *Power flow tracing* juga dapat digunakan untuk menghitung aliran daya reaktif. Perhitungan PFT untuk daya aktif sama seperti perhitungan pada daya reaktif, namun pada perhitungan daya reaktif terdapat penambahan bus untuk merepresentasikan sumber daya reaktif. Sama seperti perhitungan daya aktif, *losses* pada saluran juga diperhitungkan.

Terdapat beberapa metode untuk menyelesaikan masalah PFT. Berdasarkan beberapa literatur, metode untuk melakukan *power flow tracing* adalah menggunakan *proportional sharing* [3]. Dalam metode tersebut, diasumsikan bahwa aliran listrik yang masuk ke generator i adalah X_i dan yang keluar dari generator i juga X_i . Diasumsikan rasio antara setiap beban bus dan total beban sistem adalah konstan. Metode lain dalam PFT adalah *extended incidence matrix* dengan perhitungan matriks yang lebih sederhana untuk menyelesaikan *power flow tracing*.

2.3.1 PFT Menggunakan Extended Incidence Matrix

Pada *power flow tracing*, *Incidence Matrix* (IM) digunakan untuk mengetahui hubungan antara bus dan bus atau antara bus dan

cabang. *Extended Incidence Matrix* (EIM) digunakan untuk melacak aliran daya. Dalam pembentukan EIM, *losses* daya aktif dan daya reaktif akibat resistansi, reaktansi, dan *line charging* dari saluran dimodelkan sebagai beban dan dimasukkan ke kedua bus saluran. Dengan demikian, aliran daya aktif dan reaktif menjadi konstan dan sistem jaringan menjadi tanpa *losses*.

EIM dapat ditulis dengan notasi matriks A dengan dimensi $n \times n$, di mana n merupakan jumlah bus dari suatu sistem tenaga listrik. Aliran daya aktif dari bus i ke bus j dituliskan dengan P_{ij} . Sedangkan total aliran daya yang masuk ke bus i dituliskan dengan P_{Ti} . Sehingga elemen matriks A adalah a_{ij} dan dapat dituliskan dengan persamaan (1).

$$a_{ij} = \begin{cases} -P_{ij} & \text{untuk } i \neq j \text{ dan } P_{ij} > 0 \\ 0 & \text{untuk } i \neq j \text{ dan } P_{ij} < 0 \\ P_{Ti} & \text{untuk } i=j \end{cases} \quad (1)$$

Untuk mengetahui kebenaran dari matriks A dapat dilakukan dengan menjumlahkan seluruh elemen pada setiap baris. Hasil dari penjumlahan tersebut harus sama dengan beban daya aktif (P_L). Selain itu dapat juga dilakukan dengan menjumlahkan kolom pada matriks A. Hasil penjumlahan tersebut harus sama dengan daya keluaran generator (P_G).

2.3.2 Power Flow Tracing Daya Aktif

Untuk melakukan proses *power flow tracing* pada daya aktif, hal pertama yang dilakukan adalah membentuk matriks A dengan cara yang sudah dijelaskan pada subbab sebelumnya.

Dalam pemodelan PFT daya aktif diperlukan beberapa elemen matriks. Matriks pertama yang dicari adalah matriks P_{GG} dengan menggunakan persamaan (2).

$$P_{GG} = \text{diag}(P_{G1}, P_{G2}, \dots, P_{Gn}) \quad (2)$$

Kemudian diperoleh persamaan (3).

$$P_G = P_{GG} \times A^{-1} \times P_L \quad (3)$$

Berikutnya mencari matriks K yang merupakan matriks *Distribution Factor Matrix* (DFM) dengan menggunakan persamaan (4).

$$K = P_{GG} \times A^{-1} \quad (4)$$

Aliran daya aktif dari generator pada bus-i menuju beban pada bus-j dinotasikan seperti pada persamaan (5)

$$P_{i \rightarrow j} = K_{i \rightarrow j} \times P_{Lj} \quad (5)$$

Nilai *losses* generator terhadap sistem yang melalui saluran s-t dihitung menggunakan persamaan (6).

$$P_{Loss_{i \rightarrow s-t}} = K_{p-i \rightarrow s} \times Loss_{s-t} \quad (6)$$

Dimana rugi saluran s-t dihitung menggunakan persamaan (7).

$$Loss_{s-t} = P_{st} + P_{ts} \quad (7)$$

Keterangan:

$Loss_{i \rightarrow s-t}$ = *Losses* dari generator bus-i terhadap saluran s-t

P_{st} = Daya aktif dari bus s menuju ke bus t

P_{ts} = Daya aktif dari bus t menuju ke bus s

2.4 Penentuan Harga Jual PLTBm

Harga jual pembangkit listrik tenaga biomassa ditentukan berdasarkan perhitungan Biaya Pokok Penyediaan (BPP). Perhitungan BPP dipengaruhi oleh besarnya nilai investasi yang diperlukan untuk membangun pembangkit, usia operasi pembangkit, dan bunga bank. Sehingga dapat dihitung nilai *capital recovery factor* (CRF) dengan persamaan berikut [9].

$$CRF = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (8)$$

n = umur pembangkit = 25 tahun

i = bunga bank = 6% [10]

Kemudian biaya pembangunan dihitung seperti pada persamaan (9).

$$\text{Biaya pembangunan} = \frac{\text{biaya investasi}}{\text{kapasitas}} \quad (9)$$

Pembangkitan Energi Netto (Cn) dihitung berdasarkan persamaan (10).

$$C_n = P \times Z \times 8760 \quad (10)$$

P = kapasitas (W)

Z = faktor kebermanfaatan

Capital Cost (CC) dalam BPP ditunjukkan pada persamaan (11).

$$CC = \frac{\text{biaya pembangunan} \times \text{kapasitas} \times \text{CRF}}{C_n} \quad (11)$$

Biaya bahan bakar atau *Fuel Cost* (FC) dihitung dengan persamaan (12).

$$FC = \frac{\text{harga bahan baku biomassa}}{1/\text{konsumsi}} \quad (12)$$

Dalam pembangunan pembangkit terdapat Biaya *Operation and Maintenance* (O&M cost). Biaya tersebut dihitung berdasarkan persamaan (13).

$$\text{O\&M cost} = \frac{3\% \times \text{total investasi}}{C_n} \quad (13)$$

Sehingga Biaya Pembangkitan Total atau *Total Cost* (TC) dari BPP suatu pembangkit dapat dihitung berdasarkan persamaan (14).

$$TC = CC + FC + \text{O\&M cost} \quad (14)$$

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB III DATA DAN METODOLOGI

Pada bab ini dibahas mengenai data yang diperlukan untuk melakukan *power flow tracing* untuk menentukan harga jual PLTBm dan membahas tentang metodologi simulasi yang dilakukan.

3.1 Sistem IEEE 30 Bus

Pada Tugas Akhir ini dilakukan analisis *load flow* menggunakan *plant* IEEE 30 Bus. *Single line diagram* IEEE 30 Bus terdapat pada Lampiran 1. Sistem ini merupakan konfigurasi asli pada sistem IEEE 30 Bus.

3.1.1 Data Saluran IEEE 30 Bus

Sistem IEEE 30 Bus memiliki data saluran yang ditunjukkan pada Tabel 3.1. Data tersebut menunjukkan interkoneksi sistem yang menghubungkan satu bus ke bus yang lain. Data-data tersebut antara lain reaktansi, impedansi, dan *line charging* dalam satuan per unit (p.u) pada masing-masing saluran.

Tabel 3. 1 Data Saluran IEEE 30 Bus

Dari Bus	Ke Bus	R (p.u)	X (p.u)	0,5 B (p.u)
Glen Lyn 13_1	Claytor 13_2	0,01920	0,0575	0,0264
Glen Lyn 13_1	Kumis 13_3	0,04520	0,1652	0,0204
Claytor 13_2	Hancock 13_4	0,05700	0,1737	0,0184
Claytor 13_2	Fieldale 13_5	0,04720	0,1983	0,0209
Claytor 13_2	Roanoke 13_6	0,05810	0,1763	0,0187
Kumis 13_3	Hancock 13_4	0,01320	0,0379	0,0042
Hancock 13_4	Roanoke 13_6	0,01190	0,0414	0,0045
Hancock 13_4	Hancock 3_12	0,00026	0,2560	0,0000
Fieldale 13_5	Blaine 13_7	0,04600	0,1160	0,0102
Roanoke 13_6	Blaine 13_7	0,02670	0,0820	0,0085
Roanoke 13_6	Reusens 13_8	0,01200	0,0420	0,0045
Roanoke 13_6	Roanoke 1_9	0,00021	0,2080	0,0000
Roanoke 13_6	Roanoke 3_10	0,00056	0,5560	0,0000
Roanoke 13_6	Cloverdle 13_28	0,01690	0,0599	0,0065

Tabel 3.1 Data Saluran IEEE 30 Bus (Lanjutan)

Dari Bus	Ke Bus	R (p.u)	X (p.u)	0,5 B (p.u)
Reusens 13_8	Cloverdle 13_28	0,06360	0,2000	0,0214
Roanoke 1_9	Roanoke 1_11	0,00021	0,2080	0,0000
Roanoke 1_9	Roanoke 3_10	0,00000	0,1100	0,0000
Roanoke 3_10	Bus 20 3_20	0,09360	0,2090	0,0000
Roanoke 3_10	Bus 17 3_17	0,03240	0,0845	0,0000
Roanoke 3_10	Bus 21 3_21	0,03480	0,0749	0,0000
Roanoke 3_10	Bus 22 3_22	0,07270	0,1499	0,0000
Hancock 3_12	Hancock 1_13	0,00014	0,1400	0,0000
Hancock 3_12	Bus 14 3_14	0,12310	0,2559	0,0000
Hancock 3_12	Bus 15 3_15	0,06620	0,1304	0,0000
Hancock 3_12	Bus 16 3_16	0,09450	0,1987	0,0000
Bus 14 3_14	Bus 15 3_15	0,22100	0,1997	0,0000
Bus 15 3_15	Bus 18 3_18	0,10730	0,2185	0,0000
Bus 15 3_15	Bus 23 3_23	0,10000	0,2020	0,0000
Bus 16 3_16	Bus 17 3_17	0,05240	0,1923	0,0000
Bus 18 3_18	Bus 19 3_19	0,06390	0,1292	0,0000
Bus 19 3_19	Bus 20 3_20	0,03400	0,0680	0,0000
Bus 21 3_21	Bus 22 3_22	0,01160	0,0236	0,0000
Bus 22 3_22	Bus 24 3_24	0,11500	0,1790	0,0000
Bus 23 3_23	Bus 24 3_24	0,13200	0,2700	0,0000
Bus 24 3_24	Bus 25 3_25	0,18850	0,3292	0,0000
Bus 25 3_25	Bus 26 3_26	0,25440	0,3800	0,0000
Bus 25 3_25	Cloverdle 3_27	0,10930	0,2087	0,0000
Cloverdle 3_27	Bus 29 3_29	0,21980	0,4153	0,0000
Cloverdle 3_27	Bus 30 3_30	0,32020	0,6027	0,0000
Cloverdle 13_28	Cloverdle 3_27	0,00040	0,3960	0,0000
Bus 29 3_29	Bus 30 3_30	0,23990	0,4533	0,0000

3.1.2 Kapasitas Pembangkit IEEE 30 Bus

Pada sistem IEEE 30 Bus terdapat enam buah pembangkit yang menyuplai sistem. Keenam pembangkit tersebut terdapat pada enam bus berbeda dan merupakan pembangkit asli dari sistem IEEE 30 Bus. Pembangkit-pembangkit tersebut menyuplai sistem, baik daya aktif maupun daya reaktif. Data pembangkit tersebut ditampilkan pada Tabel 3.2 sebagai berikut.

Tabel 3. 2 Kapasitas Pembangkit IEEE 30 Bus

Nama Bus	Nama Pembangkit	MW	Mvar
Glen Lyn 13_1	Gen_1	260,2	-16,1
Hancock 1_13	Gen_13	0	10,6
Claytor 13_2	Gen_2	40	50
Fieldale 13_5	Gen_5	0	37
Reusens 13_8	Gen_8	0	37,3
Roanoke 1_11	Gen_11	0	16,2

3.1.3 Data Trafo IEEE 30 Bus

Pada sistem IEEE 30 Bus terdapat enam buah trafo. Trafo-trafo tersebut menghubungkan dua bus yang berbeda tegangan. Terdapat trafo *step up* yang mengubah beberapa level tegangan, antara lain trafo *step up* dari tegangan 33 kV ke tegangan 132 kV dan 11 kV ke tegangan 33 kV. Data trafo yang dibutuhkan antara lain peletakan trafo antara dua bus, kapasitas, dan impedansi. Data-data tersebut dapat dilihat pada Tabel 3.3.

Tabel 3. 3 Data Trafo IEEE 30 Bus

Bus		Kapasitas (MVA)	R (p.u)	X (p.u)
Hancock 3_12	Hancock 1_13	100	0,00014	0,14
Hancock 3_12	Hancock 13_4	100	0,00026	0,256
Roanoke 3_10	Roanoke 13_6	100	0,00056	0,556
Roanoke 3_10	Roanoke 1_11	100	0,00021	0,208
Roanoke 1_11	Roanoke 13_6	100	0,00021	0,208
Cloverdle 3_27	Cloverdle 3_28	100	0,00040	0,396

3.1.4 Data Beban IEEE 30 Bus

Sistem IEEE 30 Bus memiliki beban yang membutuhkan daya aktif dan daya reaktif yang terpasang pada masing-masing bus. Terdapat bus yang tidak memiliki beban, sehingga kebutuhan daya aktif dan daya reaktifnya adalah nol. Data beban pada sistem IEEE 30 Bus terdapat pada Tabel 3.4.

Tabel 3. 4 Data Beban IEEE 30 Bus

No	Nama Bus	Beban	
		MW	Mvar
1	Glen Lyn 13_1	0	0
2	Claytor 13_2	21,7	12,7
3	Kumis 13_3	2,4	1,2
4	Hancock 13_4	7,6	1,6
5	Fieldale 13_5	94,2	19
6	Roamoke 13_6	0	0
7	Blaine 13_7	22,8	10,9
8	Reusens 13_8	30	30
9	Roanoke 1_9	0	0
10	Roanoke 3_10	5,8	-17
11	Roanoke 1_11	0	0
12	Hancock 3_12	11,2	7,5
13	Hancock 1_13	0	0
14	Bus 14 3_14	6,2	1,6
15	Bus 15 3_15	8,2	2,5
16	Bus 16 3_16	3,5	1,8
17	Bus 17 3_17	9	5,8
18	Bus 18 3_18	3,2	0,9
19	Bus 19 3_19	9,5	3,4
20	Bus 20 3_20	2,2	0,7
21	Bus 21 3_21	17,5	11,2
22	Bus 22 3_22	0	0
23	Bus 23 3_23	3,2	1,6
24	Bus 24 3_24	8,7	2,4
25	Bus 25 3_25	0	0
26	Bus 26 3_26	3,5	2,3
27	Cloverdle 3_27	0	0
28	Cloverdle 13_28	0	0
29	Bus 29 3_29	2,40	0,9
30	Bus 30 3_30	10,6	1,9

3.2 Sistem IEEE 30 Bus Modifikasi

Pada Tugas Akhir ini *plant* IEEE 30 Bus digunakan untuk analisis *loadflow* dan *power flow tracing* untuk menentukan harga jual PLTBm pada suatu sistem transmisi. Pembangkit listrik biomassa hanya dapat disambungkan pada jaringan tegangan menengah. Sedangkan pada sistem

IEEE 30 Bus terdapat bus tegangan tinggi, yaitu 132 kV. Oleh karena itu dilakukan modifikasi sistem IEEE 30 Bus hingga semua bus bertegangan menengah 33 kV dengan mengganti bus tegangan tinggi menjadi grid. Untuk mendapatkan nilai grid yang sesuai untuk menggantikan bus tegangan tinggi, dilakukan perhitungan MVA_{sc} untuk grid yang kemudian dipasang pada sistem. Perhitungan MVA_{sc} dijelaskan pada subbab ini. Sedangkan topologi sistem IEEE 30 Bus modifikasi terdapat pada Lampiran 2.

- Bus Roanoke 3_10
 $I_{sc} = 6,9 \text{ kA}$
 $MVA_{sc} = \sqrt{3} \times I_{sc} \times V$
 $= \sqrt{3} \times 6,3 \times 33$
 $= 394,4$
- Bus Cloverdle 3_27
 $I_{sc} = 3,47 \text{ kA}$
 $MVA_{sc} = \sqrt{3} \times I_{sc} \times V$
 $= \sqrt{3} \times 3,47 \times 33$
 $= 198,34$
- Bus Hancock 3_12
 $I_{sc} = 5,13 \text{ kA}$
 $MVA_{sc} = \sqrt{3} \times I_{sc} \times V$
 $= \sqrt{3} \times 5,13 \times 33$
 $= 293,22$

3.2.1 Data Saluran IEEE 30 Bus Modifikasi

Sistem IEEE 30 Bus yang telah dimodifikasi memiliki perbedaan data saluran dari sistem IEEE 30 Bus yang asli. Terdapat beberapa bus yang dihilangkan dengan adanya grid. sehingga data saluran pada sistem modifikasi berubah. Karena jumlah bus pada sistem ini berkurang, maka jumlah saluran juga berkurang. Data saluran IEEE 30 Bus modifikasi terdapat pada Tabel 3.5.

Tabel 3. 5 Data Saluran IEEE 30 Bus Modifikasi

Dari Bus	Ke Bus	R (p.u)	X (p.u)	0,5 B (p.u)
Roanoke 3_10	Bus 20 3_20	0,09360	0,209	0
Roanoke 3_10	Bus 17 3_17	0,03240	0,0845	0
Roanoke 3_10	Bus 21 3_21	0,03480	0,0749	0
Roanoke 3_10	Bus 22 3_22	0,07270	0,1499	0
Hancock 3_12	Hancock 1_13	0,00014	0,1400	0
Hancock 3_12	Bus 14 3_14	0,12310	0,2559	0
Hancock 3_12	Bus 15 3_15	0,06620	0,1304	0
Hancock 3_12	Bus 16 3_16	0,09450	0,1987	0
Bus 14 3_14	Bus 15 3_15	0,22100	0,1997	0
Bus 15 3_15	Bus 18 3_18	0,10730	0,2185	0
Bus 15 3_15	Bus 23 3_23	0,10000	0,2020	0
Bus 16 3_16	Bus 17 3_17	0,05240	0,1923	0
Bus 18 3_18	Bus 19 3_19	0,06390	0,1292	0
Bus 19 3_19	Bus 20 3_20	0,03400	0,068	0
Bus 21 3_21	Bus 22 3_22	0,01160	0,0236	0
Bus 22 3_22	Bus 24 3_24	0,11500	0,1790	0
Bus 23 3_23	Bus 24 3_24	0,13200	0,2700	0
Bus 24 3_24	Bus 25 3_25	0,18850	0,3292	0
Bus 25 3_25	Bus 26 3_26	0,25440	0,3800	0
Bus 25 3_25	Cloverdle 3_27	0,10930	0,2087	0
Cloverdle 3_27	Bus 29 3_29	0,21980	0,4153	0
Cloverdle 3_27	Bus 30 3_30	0,32020	0,6027	0
Bus 29 3_29	Bus 30 3_30	0,23990	0,4533	0

3.2.2 Kapasitas Pembangkit IEEE 30 Bus Modifikasi

Pada sistem IEEE 30 bus terdapat 6 pembangkit berupa generator. Setelah modifikasi, hanya terdapat 1 generator. Selain itu, pada sistem modifikasi juga terdapat penambahan pembangkit berupa grid (Grid 1, Grid 2, Grid 3) yang menggantikan beberapa bus tegangan tinggi. Sehingga data pembangkit pada sistem berubah seperti yang ditunjukkan pada Tabel 3.6.

Tabel 3. 6 Kapasitas Pembangkit IEEE 30 Bus Modifikasi

Bus Pembangkit	Nama Pembangkit	MW	Mvar
Hancock 1_13	Gen 1	0	10,6
Roanoke 3_10	Grid 1	49,7	6,3
Cloverdle 3_27	Grid 2	19,8	6,7
Hancock 3_12	Grid 3	36,3	6,5

3.2.3 Data Trafo IEEE 30 Bus Modifikasi

Modifikasi pada sistem IEEE 30 bus menyebabkan bus tegangan tinggi 132 kV berubah menjadi grid. Pada sistem modifikasi hanya terisa satu trafo *step up* dari tegangan 11 kV ke tegangan 33 kV. Data trafo pada sistem ini ditunjukkan pada Tabel 3.7.

Tabel 3. 7 Data Trafo IEEE 30 Bus Modifikasi

Bus		Kapasitas (MVA)	R (p.u)	X (p.u)
Hancock 3_12	Hancock 1_13	100	0,00014	0,14

3.2.4 Data Beban IEEE 30 Bus Modifikasi

Modifikasi pada sistem dengan menghilangkan beberapa bus tegangan tinggi, menyebabkan beban pada sistem berubah. Pengurangan bus, turut membuat beban pada sistem juga berkurang. Data beban pada sistem IEEE 30 bus modifikasi terdapat pada Tabel 3.8.

Tabel 3. 8 Data Beban IEEE 30 Bus Modifikasi

No	Nama Bus	Beban	
		MW	Mvar
1	Bus 14 3_14	6,2	1,6
2	Bus 15 3_15	8,2	2,5
3	Bus 16 3_16	3,5	1,8
4	Bus 17 3_17	9	5,8
5	Bus 18 3_18	3,2	0,9
6	Bus 19 3_19	9,5	3,4
7	Bus 20 3_20	2,2	0,7

Tabel 3. 9 Data Beban IEEE 30 Bus Modifikasi (Lanjutan)

No	Nama Bus	Beban	
		MW	Mvar
8	Bus 21 3_21	17,5	11,2
9	Bus 22 3_22	0	0
10	Bus 23 3_23	3,2	1,6
11	Bus 24 3_24	8,7	2,4
12	Bus 25 3_25	0	0
13	Bus 26 3_26	3,5	2,3
14	Bus 29 3_29	2,4	0,9
15	Bus 30 3_30	10,6	1,9
16	Cloverdle 3_27	0	0
17	Hancock 1_13	0	0
18	Hancock 3_12	11,2	7,5
19	Roanoke 3_10	5,8	-17

3.3 Sistem IEEE 30 Bus Modifikasi dan Biomassa

Setelah mendapatkan kapasitas biomassa, maka ditambahkan dua generator ke dalam sistem yang dimodelkan sebagai pembangkit listrik tenaga biomassa. Sehingga topologi sistem berubah seperti yang tertera pada Lampiran 3.

3.3.1 Data Saluran IEEE 30 Bus Modifikasi dan Biomassa

Data saluran pada sistem setelah penambahan pembangkit biomassa ditunjukkan pada Tabel 3.9. Pada sistem ini hanya menambahkan dua generator sebagai pemodelan pembangkit listrik tenaga biomassa. Data saluran pada sistem ini sama seperti data saluran IEEE 30 bus modifikasi karena tidak ada perubahan saluran saat penambahan pembangkit biomassa.

Tabel 3. 10 Data Saluran IEEE 30 Bus Modifikasi dan Biomassa

Dari Bus	Ke Bus	R (p.u)	X (p.u)	0,5 B (p.u)
Roanoke 3_10	Bus 20 3_20	0,09360	0,2090	0
Roanoke 3_10	Bus 17 3_17	0,03240	0,0845	0
Roanoke 3_10	Bus 21 3_21	0,03480	0,0749	0
Roanoke 3_10	Bus 22 3_22	0,07270	0,1499	0
Hancock 3_12	Hancock 1_13	0,00014	0,1400	0

Tabel 3. 9 Data Saluran IEEE 30 Bus Modifikasi dan Biomassa (Lanjutan)

Dari Bus	Ke Bus	R (p.u)	X (p.u)	0,5 B (p.u)
Hancock 3_12	Bus 14 3_14	0,12310	0,2559	0
Hancock 3_12	Bus 15 3_15	0,06620	0,1304	0
Hancock 3_12	Bus 16 3_16	0,09450	0,1987	0
Bus 14 3_14	Bus 15 3_15	0,22100	0,1997	0
Bus 15 3_15	Bus 18 3_18	0,10730	0,2185	0
Bus 15 3_15	Bus 23 3_23	0,10000	0,2020	0
Bus 16 3_16	Bus 17 3_17	0,05240	0,1923	0
Bus 18 3_18	Bus 19 3_19	0,06390	0,1292	0
Bus 19 3_19	Bus 20 3_20	0,03400	0,0680	0
Bus 21 3_21	Bus 22 3_22	0,01160	0,0236	0
Bus 22 3_22	Bus 24 3_24	0,11500	0,1790	0
Bus 23 3_23	Bus 24 3_24	0,13200	0,2700	0
Bus 24 3_24	Bus 25 3_25	0,18850	0,3292	0
Bus 25 3_25	Bus 26 3_26	0,25440	0,3800	0
Bus 25 3_25	Cloverdle 3_27	0,10930	0,2087	0
Cloverdle 3_27	Bus 29 3_29	0,21980	0,4153	0
Cloverdle 3_27	Bus 30 3_30	0,32020	0,6027	0
Bus 29 3_29	Bus 30 3_30	0,23990	0,4533	0

3.3.2 Kapasitas Pembangkit IEEE 30 Bus Modifikasi dan Biomassa

Pada sistem ini terdapat penambahan dua generator yang dimodelkan sebagai pembangkit listrik tenaga biomassa. Maka data kapasitas pembangkit pada sistem berubah seperti yang ditunjukkan pada Tabel 3.10.

Tabel 3. 11 Kapasitas Pembangkit IEEE 30 Bus Modifikasi dan Biomassa

Bus Pembangkit	Nama Pembangkit	MW	Mvar
Hancock 1_13	Gen 1	0	10,600
Roanoke 3_10	Grid 1	38,359	6,062
Cloverdle 3_27	Grid 2	17,927	6,591
Hancock 3_12	Grid 3	35,870	6,459
Bus 21 3_21	Gen 2	12,200	0
Bus 30 3_30	Gen 3	1,3000	0

3.3.3 Data Trafo IEEE 30 Bus Modifikasi dan Biomassa

Pada sistem ini tidak terdapat perubahan nilai trafo. Sehingga data trafo setelah penambahan pembangkit biomassa dapat dilihat pada Tabel 3.11. Data ini sama seperti data trafo pada sistem IEEE 30 bus modifikasi. Berdasarkan sistem tersebut hanya terdapat satu trafo step up dari tegangan 11 kV ke tegangan 33 kV. Penambahan dua generator sebagai pemodelan pembangkit biomassa tidak mempengaruhi nilai dan kapasitas trafo pada sistem.

Tabel 3. 12 Data Trafo IEEE 30 Bus Modifikasi dan Biomassa

Bus		Kapasitas (MVA)	R (p.u)	X (p.u)
Hancock 3_12	Hancock 1_13	100	0,00014	0,14

3.3.4 Data Beban IEEE 30 Bus Modifikasi dan Biomassa

Pada sistem ini tidak ada penambahan beban. Sehingga Tabel 3.12 menampilkan data beban sama seperti pada sistem IEEE 30 Bus Modifikasi. Pada Tabel 3.12 ditampilkan pula data beban dalam MVA untuk menentukan kelas dan golongan beban dalam perhitungan harga jual listrik yang akan dibahas pada Bab IV. Kelas dan golongan beban ditetapkan berdasarkan peraturan pemerintah yang dilihat dari nilai MVA beban.

Tabel 3. 13 Data Beban IEEE 30 Bus Modifikasi dan Biomassa

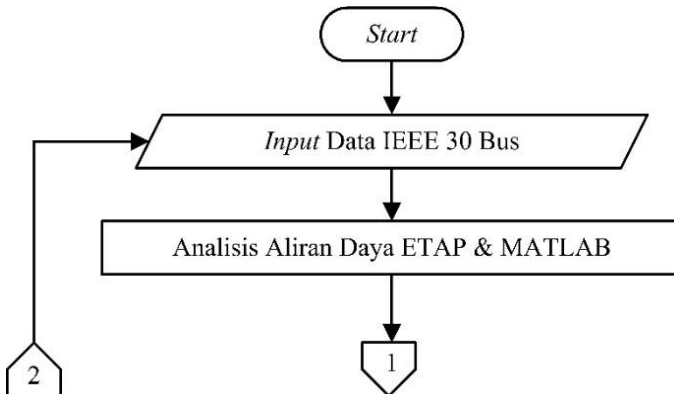
No	Nama Bus	Beban		
		MW	Mvar	MVA
1	Bus 14 3_14	6,2	1,6	6,403
2	Bus 15 3_15	8,2	2,5	8,573
3	Bus 16 3_16	3,5	1,8	3,936
4	Bus 17 3_17	9	5,8	10,707
5	Bus 18 3_18	3,2	0,9	3,324
6	Bus 19 3_19	9,5	3,4	10,09
7	Bus 20 3_20	2,2	0,7	2,309
8	Bus 21 3_21	17,5	11,2	20,777
9	Bus 22 3_22	0	0	0
10	Bus 23 3_23	3,2	1,6	3,578
11	Bus 24 3_24	8,7	2,4	10,981
12	Bus 25 3_25	0	0	0

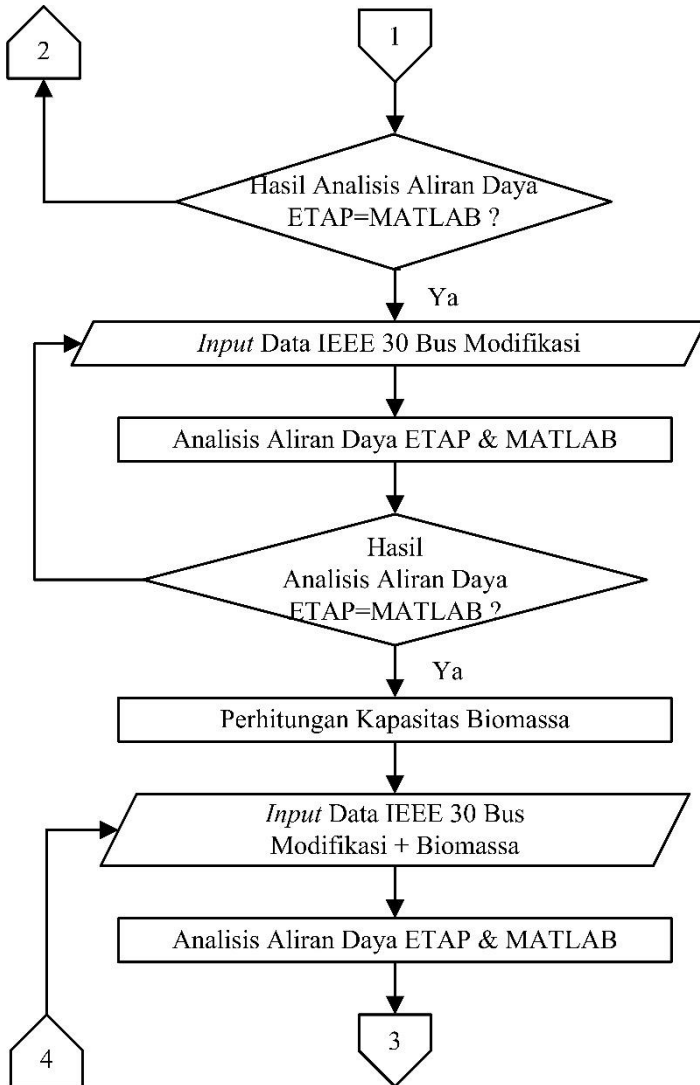
Tabel 3. 12 Data Beban IEEE 30 Bus Modifikasi dan Biomassa (Lanjutan)

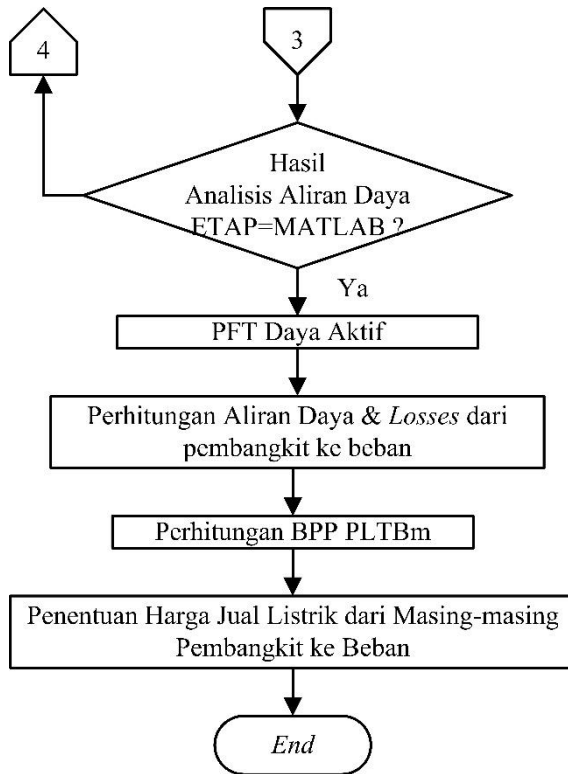
No	Nama Bus	Beban		
		MW	Mvar	MVA
13	Bus 26_3_26	3,5	2,3	4,188
14	Bus 29_3_29	2,4	0,9	2,563
15	Bus 30_3_30	10,6	1,9	10,769
16	Cloverdle 3_27	0	0	0
17	Hancock 1_13	0	0	0
18	Hancock 3_12	11,2	7,5	13,479
19	Roanoke 3_10	5,8	-17	25,135

3.4 Metodologi

Setelah mendapatkan data-data yang dibutuhkan, maka dilakukan simulasi yang kemudian dianalisis untuk menentukan harga jual PLTBm. Metodologi dalam menyelesaikan Tugas Akhir ini adalah sebagai berikut.







Gambar 3. 1 Flow chart metodologi Tugas Akhir

Metodologi ini merupakan alur analisis pada Tugas Akhir ini. Metodologi digunakan untuk mendapatkan analisis *load flow*, *power flow tracing*, hingga mendapatkan harga jual pembangkit listrik dari tenaga biomassa maupun dari pembangkit *existing*, dan juga grid yang diasumsikan sebagai *utility*. Selain itu juga didapatkan harga jual listrik per kWh berdasarkan *power flow tracing* yang dikenakan kepada masing-masing beban. Gambar 3.1 merupakan *flow chart* metodologi dalam menyelesaikan Tugas Akhir ini dengan uraian sebagai berikut.

1. Aliran Daya

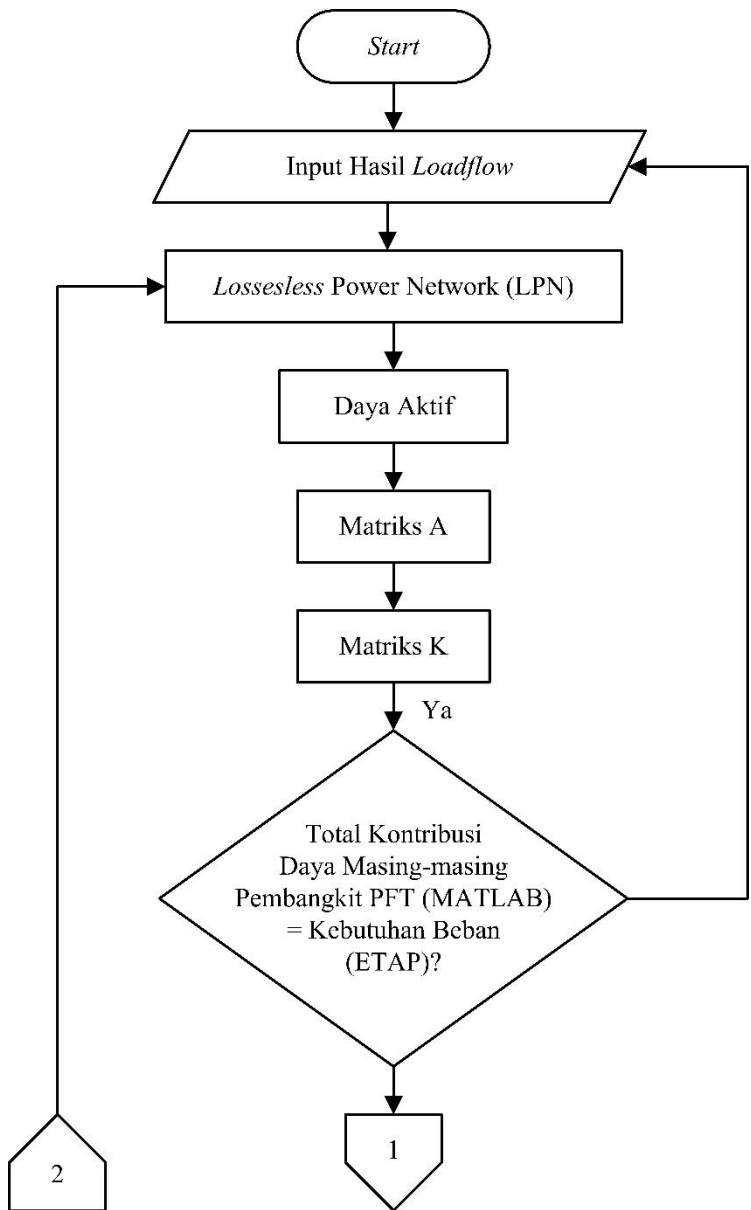
Analisis aliran daya penting dilakukan karena merupakan *input* dalam metode *power flow tracing*. Pada Tugas Akhir ini menggunakan *plant* IEEE 30 bus. Tahap pertama yang dilakukan adalah memasukkan data IEEE 30 bus sebagai input *loadflow* pada MATLAB. Pada perhitungan *loadflow* digunakan metode Newton Raphson. Hasil dari *loadflow* tersebut kemudian dibandingkan dengan *loadflow* pada ETAP. Apabila hasilnya telah sama, maka dilakukan analisis selanjutnya.

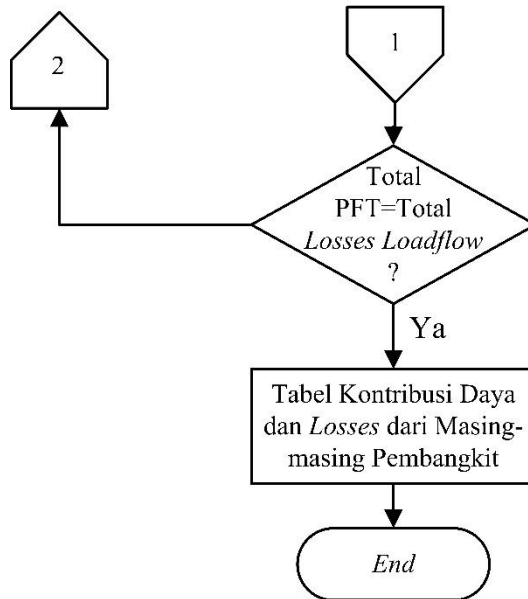
Pada Tugas Akhir ini digunakan pembangkit listrik tenaga biomassa yang disambungkan pada sistem tegangan menengah. Namun, pada sistem IEEE 30 bus memiliki bus dengan tegangan tinggi, yaitu 132 kV. Oleh karena itu dilakukan modifikasi terhadap sistem dengan menghapus bus tegangan tinggi dan menggantinya dengan grid. Sehingga data *input* pada MATLAB juga berubah. Dilakukan *input* data IEEE 30 Bus modifikasi pada MATLAB dan *run loadflow*. Hasilnya kembali dibandingkan dengan ETAP. Apabila hasilnya sama, maka dilakukan analisis berikutnya.

Untuk mendapatkan data biomassa pada Tugas Akhir ini menggunakan data *real* potensi biomassa di Pulau Nias. Data tersebut kemudian diolah untuk mendapatkan kapasitas biomassa. Setelah itu pembangkit biomassa tersebut dimodelkan sebagai generator sehingga data *input* pada MATLAB berubah. Data terbaru dengan pembangkit biomassa dimasukkan pada MATLAB. Kemudian dilakukan analisis *loadflow* dan dibandingkan hasilnya dengan ETAP. Setelah hasilnya sama, maka data tersebut akan menjadi *input* perhitungan metode *power flow tracing*.

2. Power Flow Tracing

Tahap ini merupakan tahap yang penting untuk mengetahui kontribusi daya dari masing-masing pembangkit ke masing-masing beban. Pada metode *power flow tracing*, sistem harus dalam keadaan *Lossless Power Network* (LPN). Sehingga harus menambahkan bus bayangan yang dimodelkan sebagai beban agar tidak ada *losses* pada sistem.





Gambar 3. 2 Flow chart program power flow tracing

Tugas Akhir ini menentukan harga jual listrik dari pembangkit listrik tenaga biomassa dan pembangkit lain pada sistem. Mengacu pada sistem yang ada di Indonesia, hanya daya aktif yang dihitung untuk pembayaran listrik per kWh. Oleh karena itu, pada Tugas Akhir ini hanya menghitung *power flow tracing* daya aktif dengan *extended incidence matrix*. Setelah mendapatkan sistem LPN, maka kemudian membentuk matriks A dan matriks K yang digunakan dalam perhitungan metode ini seperti dijelaskan pada Bab 2. Setelah selesai, hasil *power flow tracing* dibandingkan dengan ETAP baik aliran daya maupun *losses*. Alur metode *power flow tracing* dapat dilihat pada Gambar 3.2.

3. Perhitungan Aliran Daya dan Losses

Dengan metode *power flow tracing* dapat diketahui aliran daya dan *losses* kontribusi dari masing-masing pembangkit ke

masing-masing beban. Aliran daya dan *losses* tersebut dijumlahkan untuk perhitungan harga listrik yang dikenakan ke konsumen.

4. Perhitungan BPP PLTBm

Perhitungan Biaya Pokok Penyediaan (BPP) pembangkit listrik tenaga biomassa ini dilakukan untuk mendapatkan harga jual listrik dari pembangkit tersebut. Hasil dari perhitungan ini mendapatkan nilai Rp/kWh.

5. Penentuan harga jual

Pada sistem IEEE 30 bus modifikasi, hanya terdapat satu generator yang tidak mengalirkan daya aktif, namun hanya menyuplai daya reaktif. Sehingga pada generator tersebut harga jual listrik tidak dihitung. Setelah melakukan modifikasi, terdapat 3 grid baru yang dimodelkan sebagai grid *utility* PLN. Sehingga penentuan harga jual listrik sesuai dengan Permen ESDM nomor 31 tahun 2014. Pembangkit biomassa yang baru dimodelkan sebagai generator dalam sistem. Sehingga terdapat dua generator baru (karet dan sawit). Penentuan harga jual pembangkit ini sesuai dengan perhitungan BPP PLTBm biomassa di Pulau Nias. Harga jual listrik ditentukan berdasarkan persentase kontribusi daya dan *losses* masing-masing pembangkit yang dikalikan dengan BPP. Kemudian ditambahkan dengan keuntungan *utility* 10%.

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB IV

SIMULASI DAN ANALISIS

Pada bab ini menjelaskan simulasi, hasil, dan analisis mengenai Tugas Akhir ini. Pertama membandingkan hasil *load flow* MATLAB dan ETAP pada sistem IEEE 30 bus, IEEE 30 bus modifikasi, dan IEEE 30 bus modifikasi dengan biomassa. Hasil *load flow* tersebut merupakan *input* pada proses *power flow tracing*. Kemudian dibandingkan hasil *power flow tracing* pada MATLAB dengan *load flow* pada ETAP. Perbandingan tersebut untuk memvalidasi kebenaran program *power flow tracing* pada MATLAB. Setelah itu, dilakukan perhitungan dan penentuan harga jual listrik.

4.1 Hasil Simulasi Sistem IEEE 30 Bus

Setelah mendapatkan data sistem IEEE 30 bus, maka dilakukan analisis *loadflow* pada sistem tersebut. Analisis tersebut mencakup perbandingan beban dan pembangkit serta *losses* saluran. Untuk mendapatkan data yang valid, dilakukan perbandingan antara MATLAB dan ETAP.

4.1.1 Perbandingan Beban dan Pembangkit Sistem IEEE 30 Bus

Pada tahap ini dilakukan analisis *load flow* antara hasil simulasi ETAP dengan MATLAB. Simulasi ini dilakukan dengan nilai MVA *base* 100 MVA. Perbandingan dilakukan dengan membandingkan jumlah daya beban dan jumlah daya pembangkit yang dihasilkan oleh masing-masing *software*. Pada Tabel 4.1 dapat dilihat hasil *load flow* antara ETAP dan MATLAB hampir sama sehingga dapat disimpulkan bahwa hasil *load flow* ini valid.

Tabel 4. 1 Perbandingan Beban dan Pembangkit IEEE 30 Bus

Software	Beban		Generator		Losses	
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
ETAP	283,402	102,9	300,965	134,006	17,571	33,050
MATLAB	283,402	102,9	300,975	136,049	17,573	33,149

4.1.2 Perbandingan Losses Saluran Sistem IEEE 30 Bus

Dalam metode *power flow tracing*, nilai *losses* masing-masing saluran digunakan untuk melacak aliran daya dengan menggunakan konsep *extended incidence matrix*. Adanya *losses* menggambarkan hubungan antar bus pada saluran. Oleh karena itu perlu dilakukan analisis perbandingan hasil *running* MATLAB dan ETAP.

Tabel 4. 2 Perbandingan Losses IEEE 30 Bus

Bus		ETAP		MATLAB	
Dari	Ke	MW	Mvar	MW	Mvar
Fieldale 13_5	Blaine 13_7	0,171	-1,634	0,172	-1,630
Roanoke 13_6	Blaine 13_7	0,381	-0,551	0,381	-0,550
Hancock 3_12	Bus 14 3_14	0,074	0,155	0,075	0,156
Bus 14 3_14	Bus 15 3_15	0,006	0,005	0,006	0,006
Hancock 3_12	Bus 15 3_15	0,217	0,428	0,220	0,434
Bus 15 3_15	Bus 18 3_18	0,039	0,079	0,040	0,081
Bus 15 3_15	Bus 23 3_23	0,031	0,064	0,033	0,066
Hancock 3_12	Bus 16 3_16	0,054	0,114	0,056	0,118
Bus 16 3_16	Bus 17 3_17	0,008	0,028	0,008	0,030
Roanoke 3_10	Bus 17 3_17	0,014	0,037	0,013	0,035
Bus 18 3_18	Bus 19 3_19	0,005	0,010	0,005	0,010
Bus 19 3_19	Bus 20 3_20	0,017	0,034	0,017	0,034

Tabel 4. 2 Perbandingan *Losses* IEEE 30 Bus (Lanjutan)

Bus		ETAP		MATLAB	
Dari	Ke	MW	Mvar	MW	Mvar
Roanoke 3_10	Bus 20 3_20	0,082	0,182	0,080	0,179
Roanoke 3_10	Bus 21 3_21	0,111	0,240	0,111	0,239
Bus 21 3_21	Bus 22 3_22	0,001	0,001	0,001	0,001
Roanoke 3_10	Bus 22 3_22	0,053	0,109	0,052	0,108
Bus 22 3_22	Bus 24 3_23	0,046	0,071	0,044	0,069
Bus 23 3_23	Bus 24 3_23	0,006	0,012	0,007	0,014
Bus 24 3_23	Bus 25 3_25	0,010	0,017	0,009	0,016
Bus 25 3_25	Bus 26 3_26	0,045	0,067	0,045	0,067
Bus 25 3_25	Cloverdle 3_27	0,024	0,046	0,025	0,047
Cloverdle 3_27	Bus 29 3_29	0,086	0,163	0,086	0,163
Bus 29 3_29	Bus 30 3_30	0,034	0,063	0,034	0,064
Glen Lyn 13_1	Claytor 13_2	5,186	9,692	5,185	9,689
Claytor 13_2	Hancock 13_4	1,015	-0,791	1,016	-0,787
Claytor 13_2	Fieldale 13_5	2,951	7,993	2,953	7,999
Claytor 13_2	Roanoke 13_6	1,947	1,966	1,948	1,968
Cloverdle 13_28	Cloverdle 3_27	0,001	1,287	0,001	1,298
Roanoke 13_6	Cloverdle 13_28	0,058	-1,118	0,058	-1,116
Reusens 13_8	Cloverdle 13_28	0,002	-4,346	0,002	-4,344
Glen Lyn 13_1	Kumis 13_3	3,115	6,967	3,116	6,971
Hancock 3_12	Hancock 1_13	0,000	0,138	0,000	0,151
Hancock 13_4	Hancock 3_12	0,005	4,687	0,005	4,715
Kumis 13_3	Hancock 13_4	0,858	1,595	0,858	1,596
Hancock 13_4	Roanoke 13_6	0,634	1,287	0,633	1,284
Roanoke 13_6	Reusens 13_8	0,110	-0,535	0,111	-0,53
Roanoke 1_9	Roanoke 3_10	0,000	0,800	0,000	0,809
Roanoke 13_6	Roanoke 1_9	0,002	1,628	0,002	1,609

Tabel 4. 2 Perbandingan *Losses* IEEE 30 Bus (Lanjutan)

Bus		ETAP		MATLAB	
Dari	Ke	MW	Mvar	MW	Mvar
Roanoke 1_9	Roanoke 1_11	0,000	0,466	0,001	0,496
Roanoke 13_6	Roanoke 3_10	0,001	1,283	0,001	1,278
Jumlah		17,563	33,045	17,573	33,149

Pada Tabel 4.2 dapat dilihat bahwa nilai *error* antara MATLAB dan ETAP sebesar 0,06% MW dan 0,32% Mvar. Sehingga dapat disimpulkan hasil simulasi MATLAB sesuai dengan ETAP.

4.2 Hasil Simulasi Sistem IEEE 30 Bus Modifikasi

Setelah melakukan modifikasi pada sistem, maka data beban dan pembangkit serta *losses* pun berubah. Maka perlu dilakukan analisis kembali untuk mendapatkan nilai yang valid dengan membandingkan hasil ETAP dan MATLAB.

4.2.1 Perbandingan Beban dan Pembangkit Sistem IEEE 30 Bus Modifikasi

Pada Tugas Akhir ini ditambahkan generator sebagai pemodelan pembangkit listrik tenaga biomasa (PLTBm). PLTBm dapat disambungkan dengan jaringan listrik tegangan menengah. Sedangkan pada sistem IEEE 30 bus terdapat bus dengan tegangan 132 kV. Oleh karena itu dilakukan modifikasi pada sistem dengan mengganti bus-bus bertegangan tinggi (132 kV) menjadi grid seperti yang dijelaskan pada Bab III.

Pada modifikasi ini dilakukan analisis *load flow* lagi untuk melakukan validasi antara MATLAB dan ETAP. Simulasi ini dilakukan dengan nilai MVA *base* 100 MVA. Perbandingan dilakukan dengan membandingkan jumlah daya yang dibutuhkan beban dan jumlah daya yang dihasilkan pembangkit pada masing-masing *software*. Pada Tabel 4.3 dapat dilihat bahwa hasil *load flow* antara ETAP dan MATLAB hampir sama. Sehingga dapat disimpulkan bahwa hasil *load flow* ini valid.

Tabel 4. 3 Perbandingan Beban dan Pembangkit IEEE 30 Bus Modifikasi

<i>Software</i>	Beban		Generator		<i>Losses</i>	
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
ETAP	104,702	27,5	105,668	29,685	1,118	2,375
MATLAB	104,702	27,5	105,81	29,845	1,116	2,356

4.2.2 Perbandingan *Losses* Sistem IEEE 30 Bus Modifikasi

Sistem modifikasi memiliki konfigurasi / topologi jaringan yang berbeda dengan sistem asli. Sehingga saluran pada sistem juga mengalami perubahan. Perlu dilakukan analisis untuk membandingkan *losses* sistem modifikasi antara ETAP dengan MATLAB. Hasil analisis perbandingan *losses* ETAP dan MATLAB terdapat pada Tabel 4.4.

Tabel 4. 4 Perbandingan *Losses* IEEE 30 Bus Modifikasi

Bus		ETAP		MATLAB	
Dari	Ke	MW	Mvar	MW	Mvar
Hancock 3_12	Bus 14 3_14	0,065	0,135	0,065	0,135
Bus 14 3_14	Bus 15 3_15	0,001	0,001	0,001	0,001
Hancock 3_12	Bus 15 3_15	0,158	0,311	0,158	0,310
Bus 15 3_15	Bus 18 3_18	0,020	0,040	0,020	0,040
Bus 15 3_15	Bus 23 3_23	0,011	0,022	0,011	0,022
Hancock 3_12	Bus 16 3_16	0,016	0,034	0,016	0,034
Bus 16 3_16	Bus 17 3_17	0,000	0,000	0,000	0,000
Roanoke 3_10	Bus 17 3_17	0,036	0,095	0,036	0,095
Bus 18 3_18	Bus 19 3_19	0,000	0,001	0,000	0,001
Bus 19 3_19	Bus 20 3_20	0,030	0,061	0,030	0,061
Roanoke 3_10	Bus 20 3_20	0,131	0,292	0,131	0,292
Roanoke 3_10	Bus 21 3_21	0,120	0,259	0,120	0,258

Tabel 4. 4 Perbandingan *Losses* IEEE 30 Bus Modifikasi (Lanjutan)

Bus		ETAP		MATLAB	
Dari	Ke	MW	Mvar	MW	Mvar
Bus 21 3_21	Bus 22 3_22	0,001	0,002	0,001	0,002
Roanoke 3_10	Bus 22 3_22	0,057	0,117	0,057	0,117
Bus 22 3_22	Bus 24 3_23	0,050	0,078	0,050	0,078
Bus 23 3_23	Bus 24 3_23	0,000	0,001	0,000	0,001
Bus 24 3_23	Bus 25 3_25	0,018	0,031	0,018	0,031
Bus 25 3_25	Bus 26 3_26	0,048	0,071	0,048	0,071
Bus 25 3_25	Cloverdle 3_27	0,058	0,112	0,058	0,111
Cloverdle 3_27	Bus 29 3_29	0,091	0,171	0,091	0,171
Bus 29 3_29	Bus 30 3_30	0,035	0,067	0,035	0,067
Cloverdle 3_27	Bus 30 3_30	0,170	0,321	0,170	0,321
Hancock 3_12	Hancock 1_13	0,000	0,153	0,000	0,138
Jumlah		1,116	2,375	1,116	2,357

Dari hasil tersebut dapat dilihat *error* yang terjadi sebesar 0% MW dan 0,7% Mvar. Sehingga dapat disimpulkan hasil simulasi *load flow* MATLAB sesuai dengan ETAP.

4.3 Perhitungan Kapasitas Biomassa

Data biomassa yang digunakan pada Tugas Akhir ini adalah potensi biomassa yang ada di Pulau Nias. Pulau Nias memiliki potensi biomassa dari pohon karet dan kelapa sawit seperti yang ditunjukkan oleh Gambar 4.1. Sejauh ini, pembangkit listrik biomassa yang ada di Pulau Nias masih dalam masa studi. Sehingga penentuan kapasitas tenaga listrik dari biomassa tersebut harus dihitung terlebih dahulu.

4.3.1 Perhitungan Kapasitas Karet

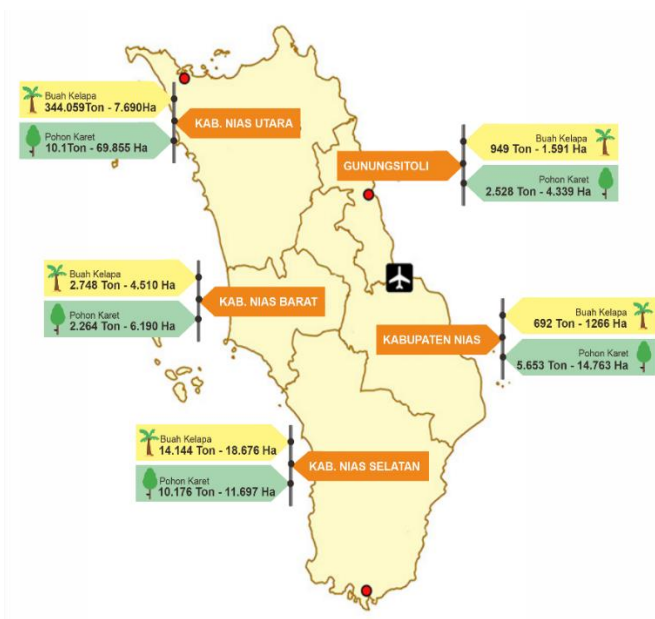
Pada studi potensi biomassa di Pulau Nias, bagian dari pohon karet yang dimanfaatkan sebagai pembangkit listrik adalah batang pohon karet. Pohon karet memiliki umur produksi sekitar 25 tahun. Setelah 25 tahun, pohon karet tidak dapat menghasilkan getah karet secara maksimal. Oleh karena itu, pohon karet yang sudah tidak

produktif akan ditebang, kemudian dilakukan *replanting* untuk meningkatkan produktivitas getah karet.

Replanting dilakukan pada pohon dengan usia lebih dari 25 tahun. Perhitungan persentase *replanting* pohon karet adalah sebagai berikut.

Luas lahan dimisalkan = 100%
Interval *replanting* = 1 tahun
Luas *replanting* = $100\% : 25$
= 4%

Sehingga persentase lahan maksimal untuk dilakukan *replanting* adalah 4%. Namun, demi menjaga produktivitas getah karet, maka pada studi ini dilakukan *replanting* sebesar 0,5%. Potensi biomassa untuk dijadikan pembangkit listrik untuk masing-masing daerah adalah sebagai berikut.



Gambar 4. 1 Luas Lahan Karet dan Hasil Panen Kelapa Sawit Pulau Nias (sumber: Dinas Pertanian, Peternakan, Kelautan dan Perikanan Seluruh Kabupaten dan Kota di Pulau Nias 2017)

- **Nias Selatan**

Berdasarkan data yang ditunjukkan pada Gambar 4.1, total luas lahan di wilayah Nias Selatan adalah sebesar 11.697 Ha. Kerapatan pohon sebanyak 180 m³/Ha. Dalam 1 m³ mengandung 47,59 Giga Joule. Sedangkan 1 Giga Joule = 277,778 kWh. Persen fuel yang digunakan adalah 28%. Sehingga besarnya kapasitas biomassa di wilayah Nias Selatan dapat dihitung sebagai berikut.

$$\begin{aligned} \text{Potensi bahan bakar biomassa} &= \text{persen fuel} \times \text{kerapatan} \times \text{replanting} \times \text{luas lahan} \\ &= 28\% \times 180 \times 0,5\% \times 11.697 \\ &= 2.948 \text{ m}^3 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Potensi bahan bakar biomassa} &= \text{potensi (m}^3\text{)} \times \text{Giga Joule} \times \text{kWh} \\ &= 2.948 \times 47,59 \times 277,778 \\ &= 38.968.746 \text{ kWh thermal} \end{aligned}$$

$$1 \text{ tahun} = 8760 \text{ jam}$$

$$\begin{aligned} \text{Kapasitas energi} &= \frac{\text{potensi (kWh thermal)}}{8.760} \\ &= \frac{38.968.746}{8.760} \\ &= 4.448 \text{ kW thermal} \\ &= 4,448 \text{ MW thermal} \end{aligned}$$

$$1 \text{ MW thermal} = 30\% \text{ MWe}$$

$$\begin{aligned} \text{Daya dalam elektrik} &= \text{kapasitas (MW thermal)} \times \text{MWe} \\ &= 4,448 \times 30\% \\ &= 1,3 \text{ MWe} \end{aligned}$$

- **Nias Barat**

Data-data yang digunakan untuk menentukan kapasitas tenaga listrik di daerah Nias Barat adalah sebagai berikut.

Total Luas lahan = 6.190 Ha

1 m³ = 47,59 Giga Joule

1 Giga Joule = 277,778 kWh

Persen fuel = 28%

Kerapatan = 180 m³/Ha

Replanting = 0,5%

1 tahun = 8.760 jam

1 MW thermal = 30% MWe

Maka potensi tenaga listrik di Nias Barat adalah:

$$\begin{aligned}\text{Potensi bahan bakar biomassa} &= \text{persen fuel} \times \text{kerapatan} \times \text{replanting} \times \text{luas lahan} \\ &= 28\% \times 180 \times 0,5\% \times 6.190 \\ &= 1.560 \text{ m}^3\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Potensi bahan bakar biomassa} &= \text{potensi (m}^3\text{)} \times \text{Giga Joule} \times \text{kWh} \\ &= 1.1560 \times 47,59 \times 277,778 \\ &= 20.620.764 \text{ kWh thermal}\end{aligned}$$

1 tahun = 8760 jam

$$\begin{aligned}\text{Kapasitas energi} &= \frac{\text{potensi (kWh thermal)}}{8.760} \\ &= \frac{20.620.764}{8.760} \\ &= 2.354 \text{ kW thermal} \\ &= 2,354 \text{ MW thermal}\end{aligned}$$

1 MW thermal = 30% MWe

$$\begin{aligned}\text{Daya dalam elektrik} &= \text{kapasitas (MW thermal)} \times \text{MWe} \\ &= 2,354 \times 30\% \\ &= 0,71 \text{ MWe}\end{aligned}$$

- **Nias Utara**

Data-data yang digunakan untuk menentukan kapasitas tenaga listrik di daerah Nias Utara adalah sebagai berikut.

Total Luas lahan = 69.855 Ha

1 m³ = 47,59 Giga Joule

1 Giga Joule = 277,778 kWh

Persen fuel = 28%

Kerapatan = 180 m³/Ha

Replanting = 0,5%

1 tahun = 8.760 jam

1 MW thermal = 30% MWe

Maka potensi tenaga listrik di Nias Barat adalah :

$$\begin{aligned} \text{Potensi bahan bakar biomassa} &= \text{persen fuel} \times \text{kerapatan} \times \text{replanting} \times \text{luas lahan} \\ &= 28\% \times 180 \times 0,5\% \times 69.855 \\ &= 17.603 \text{ m}^3 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Potensi bahan bakar biomassa} &= \text{potensi (m}^3\text{)} \times \text{Giga Joule} \times \text{kWh} \\ &= 17.603 \times 47,59 \times 277,778 \\ &= 232.708.148 \text{ kWh thermal} \end{aligned}$$

$$1 \text{ tahun} = 8760 \text{ jam}$$

$$\begin{aligned} \text{Kapasitas energi} &= \frac{\text{potensi (kWh thermal)}}{8.760} \\ &= \frac{232.708.148}{8.760} \\ &= 26.565 \text{ kW thermal} \\ &= 26,565 \text{ MW thermal} \end{aligned}$$

$$1 \text{ MW thermal} = 30\% \text{ MWe}$$

$$\begin{aligned} \text{Daya dalam elektrik} &= \text{kapasitas (MW thermal)} \times \text{MWe} \\ &= 26,565 \times 30\% \\ &= 7,97 \text{ MWe} \end{aligned}$$

- **Kabupaten Nias**

Data-data yang digunakan untuk menentukan kapasitas tenaga listrik di daerah Kabupaten Nias adalah sebagai berikut.

$$\text{Total Luas lahan} = 14.763 \text{ Ha}$$

$$1 \text{ m}^3 = 47,59 \text{ Giga Joule}$$

$$1 \text{ Giga Joule} = 277,778 \text{ kWh}$$

$$\text{Persen fuel} = 28\%$$

$$\text{Kerapatan} = 180 \text{ m}^3/\text{Ha}$$

$$\text{Replanting} = 0,5\%$$

$$1 \text{ tahun} = 8.760 \text{ jam}$$

$$1 \text{ MW thermal} = 30\% \text{ MWe}$$

Maka potensi tenaga listrik di Nias Barat adalah :

$$\begin{aligned} \text{Potensi bahan bakar biomassa} &= \text{persen fuel} \times \text{kerapatan} \times \text{replanting} \times \text{luas lahan} \\ &= 28\% \times 180 \times 0,5\% \times 14.763 \\ &= 3.720 \text{ m}^3 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Potensi bahan bakar biomassa} &= \text{potensi (m}^3\text{)} \times \text{Giga Joule} \times \text{kWh} \\ &= 3.720 \times 47,59 \times 277,778 \\ &= 49.180.021 \text{ kWh thermal} \end{aligned}$$

$$1 \text{ tahun} = 8760 \text{ jam}$$

$$\begin{aligned} \text{Kapasitas energi} &= \frac{\text{potensi (kWh thermal)}}{8.760} \\ &= \frac{49.180.021}{8.760} \\ &= 5.614 \text{ kW thermal} \\ &= 5,614 \text{ MW thermal} \end{aligned}$$

$$1 \text{ MW thermal} = 30\% \text{ MWe}$$

$$\begin{aligned} \text{Daya dalam elektrik} &= \text{kapasitas (MW thermal)} \times \text{MWe} \\ &= 2,614 \times 30\% \\ &= 1,68 \text{ MWe} \end{aligned}$$

- **Gunung Sitoli**

Data-data yang digunakan untuk menentukan kapasitas tenaga listrik di daerah Gunung Sitoli adalah sebagai berikut.

$$\text{Total Luas lahan} = 4.339 \text{ Ha}$$

$$1 \text{ m}^3 = 47,59 \text{ Giga Joule}$$

$$1 \text{ Giga Joule} = 277,778 \text{ kWh}$$

$$\text{Persen fuel} = 28\%$$

$$\text{Kerapatan} = 180 \text{ m}^3/\text{Ha}$$

$$\text{Replanting} = 0,5\%$$

$$1 \text{ tahun} = 8.760 \text{ jam}$$

$$1 \text{ MW thermal} = 30\% \text{ MWe}$$

Maka potensi tenaga listrik di Nias Barat adalah:

$$\begin{aligned} \text{Potensi bahan bakar biomassa} &= \text{persen fuel} \times \text{kerapatan} \times \text{replanting} \times \text{luas lahan} \\ &= 28\% \times 180 \times 0,5\% \times 4.339 \\ &= 1.094 \text{ m}^3 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Potensi bahan bakar biomassa} &= \text{potensi (m}^3\text{)} \times \text{Giga Joule} \times \text{kWh} \\ &= 1.094 \times 47,59 \times 277,778 \\ &= 14.456.155 \text{ kWh thermal} \end{aligned}$$

$$1 \text{ tahun} = 8760 \text{ jam}$$

$$\begin{aligned} \text{Kapasitas energi} &= \frac{\text{potensi (kWh thermal)}}{8.760} \\ &= \frac{14.456.155}{8.760} \\ &= 1.650 \text{ kW thermal} \\ &= 1,650 \text{ MW thermal} \end{aligned}$$

$$1 \text{ MW thermal} = 30\% \text{ MWe}$$

$$\begin{aligned} \text{Daya dalam elektrik} &= \text{kapasitas (MW thermal)} \times \text{MWe} \\ &= 1,650 \times 30\% \\ &= 0,5 \text{ MWe} \end{aligned}$$

Sehingga potensi pembangkit listrik tenaga biomassa di Pulau Nias yang berasal dari pohon karet adalah sebesar 12,2 MW.

4.3.2 Perhitungan Kapasitas Sawit

Potensi biomassa di Pulau Nias yang berasal dari tanaman kelapa sawit adalah dari buah kelapa sawit. Masing-masing daerah memiliki produksi kelapa sawit yang berbeda-beda ditunjukkan pada Gambar 4.1. Kandungan kalori pada kelapa sawit terdapat pada Gambar 4.2. Potensi pembangkit listrik tenaga biomassa berasal dari kelapa sawit di Pulau Nias dijelaskan dalam perhitungan sebagai berikut.

Potensi Kalori 1 Buah Kelapa Kering



Minyak Kelapa	= 0.12 kg	9000 kCal/kg	1080 kCal	27.7 %
Karbohidrat, Protein	= 0.06 kg	4000 kCal/kg	225 kCal	5.7 %
Cangkang/Tempurung	= 0.18 kg	5500 kCal/kg	990 kCal	25.4 %
Sabut Kelapa	= 0.40 kg	4000 kCal/kg	1600 kCal	41.1 %
1 Buah Kelapa Kering = 0.76 kg			3895 kCal	99.9 %

Gambar 4. 2 Kandungan Kalori Kelapa Sawit (Banzon,1980)

- **Nias Selatan**

Seperti yang ditunjukkan oleh Gambar 4.1, daerah Nias Selatan memiliki produksi kelapa sawit sebanyak 14.144,71 ton dalam satu tahun. Massa satu buah kelapa sawit maksimal 1,5 kg. Dalam pengolahan PLTBm, tidak semua bagian buah dijadikan bahan baku. Hanya cangkang dan sabut kelapa yang dijadikan bahan baku PLTBm. Cangkang dan sabut kelapa sawit mengandung 2.590 kCal. Sedangkan 1 kCal = 0,0011622 kWh. Maka perhitungan potensi biomassa adalah sebagai berikut.

Potensi 1 kelapa = jumlah kalori × kWh

$$= 2.590 \times 0,0011622$$

$$= 3,0102 \text{ kWh/buah}$$

Jumlah total kelapa = produksi kelapa(kg) × massa 1 buah

$$= 14.144.710 \times 1,5$$

$$= 9.429.807 \text{ buah/tahun}$$

Total kapasitas energi = potensi 1 kelapa × jumlah total kelapa

$$= 3,0102 \times 9.429.807$$

$$= 28.385.131 \text{ kWh/tahun}$$

1 tahun = 8760 jam

$$\begin{aligned} \text{Kapasitas energi} &= \frac{\text{total kapasitas (kWh/tahun)}}{\text{jumlah jam 1 tahun}} \\ &= \frac{28.385.131}{8.760} \\ &= 3.240 \text{ kW thermal} \\ &= 3,240 \text{ MW thermal} \end{aligned}$$

$$1 \text{ MW thermal} = 30\% \text{ MWe}$$

$$\begin{aligned} \text{Daya dalam elektrik} &= \text{kapasitas (MW thermal)} \times \text{MWe} \\ &= 3,240 \times 30\% \\ &= 0,97 \text{ MWe} \end{aligned}$$

- **Nias Barat**

Data-data yang digunakan untuk menentukan kapasitas tenaga listrik di daerah Nias Barat adalah sebagai berikut.

$$\text{Total produksi kelapa} = 2.748,5 \text{ ton} = 2.748.500 \text{ kg}$$

$$\text{Massa 1 buah maksimal} = 1,5 \text{ kg}$$

$$\text{Cangkang+sabut} = 2.590 \text{ kCal}$$

$$1 \text{ kCal} = 0,0011622 \text{ kWh}$$

$$\text{Potensi 1 kelapa} = \text{jumlah kalori} \times \text{kWh}$$

$$= 2.590 \times 0,0011622$$

$$= 3,0102 \text{ kWh/buah}$$

$$\text{Jumlah total kelapa} = \text{produksi kelapa(kg)} \times \text{massa 1 buah}$$

$$= 2.748.500 \times 1,5$$

$$= 1.832.333 \text{ buah/tahun}$$

$$\text{Total kapasitas energi} = \text{potensi 1 kelapa} \times \text{jumlah total kelapa}$$

$$= 3,0102 \times 1.832.333$$

$$= 5.515.598 \text{ kWh/tahun}$$

$$1 \text{ tahun} = 8760 \text{ jam}$$

$$\begin{aligned} \text{Kapasitas energi} &= \frac{\text{total kapasitas (kWh/tahun)}}{\text{jumlah jam 1 tahun}} \\ &= \frac{5.515.598}{8.760} \\ &= 629,6345 \text{ kW thermal} \\ &= 0,6296 \text{ MWe} \end{aligned}$$

$$1 \text{ MW thermal} = 30\% \text{ MWe}$$

$$\begin{aligned} \text{Daya dalam elektrik} &= \text{kapasitas (MW thermal)} \times \text{MWe} \\ &= 0,6296 \times 30\% \\ &= 0,19 \text{ MWe} \end{aligned}$$

- **Nias Utara**

Data-data yang digunakan untuk menentukan kapasitas tenaga listrik di daerah Nias Utara adalah sebagai berikut.

Total produksi kelapa = 10,1 ton = 10.100 kg

Massa 1 buah maksimal = 1,5 kg

Cangkang+sabut = 2.590 kCal

1 kCal = 0,0011622 kWh

Potensi 1 kelapa = jumlah kalori \times kWh

$$= 2.590 \times 0,0011622$$

$$= 3,0102 \text{ kWh/buah}$$

Jumlah total kelapa = produksi kelapa(kg) \times massa 1 buah

$$= 10.100 \times 1,5$$

$$= 6.733 \text{ buah/tahun}$$

Total kapasitas energi = potensi 1 kelapa \times jumlah total kelapa

$$= 3,0102 \times 6.733$$

$$= 20.268 \text{ kWh/tahun}$$

1 tahun = 8760 jam

$$\begin{aligned} \text{Kapabilitas energi} &= \frac{\text{total kapasitas (kWh/tahun)}}{\text{jumlah jam 1 tahun}} \\ &= \frac{20.268}{8.760} \\ &= 2,3137 \text{ kW thermal} \\ &= 0,00231 \text{ MW thermal} \end{aligned}$$

$$1 \text{ MW thermal} = 30\% \text{ MWe}$$

$$\begin{aligned} \text{Daya dalam elektrik} &= \text{kapasitas (MW thermal)} \times \text{MWe} \\ &= 0,00231 \times 30\% \\ &= 0,00069 \text{ MWe} \end{aligned}$$

- **Kabupaten Nias**

Data-data yang digunakan untuk menentukan kapasitas tenaga listrik di daerah Kabupaten Nias adalah sebagai berikut.

$$\text{Total produksi kelapa} = 692,1 \text{ ton} = 692.100 \text{ kg}$$

$$\text{Massa 1 buah maksimal} = 1,5 \text{ kg}$$

$$\text{Cangkang+sabut} = 2.590 \text{ kCal}$$

$$1 \text{ kCal} = 0,0011622 \text{ kWh}$$

$$\text{Potensi 1 kelapa} = \text{jumlah kalori} \times \text{kWh}$$

$$= 2.590 \times 0,0011622$$

$$= 3,0102 \text{ kWh/buah}$$

$$\text{Jumlah total kelapa} = \text{produksi kelapa(kg)} \times \text{massa 1 buah}$$

$$= 692.100 \times 1,5$$

$$= 461.400 \text{ buah/tahun}$$

$$\text{Total kapasitas energi} = \text{potensi 1 kelapa} \times \text{jumlah total kelapa}$$

$$= 3,0102 \times 461.400$$

$$= 1.388.883 \text{ kWh/tahun}$$

$$1 \text{ tahun} = 8760 \text{ jam}$$

$$\begin{aligned} \text{Kapasitas energi} &= \frac{\text{total kapasitas (kWh/tahun)}}{\text{jumlah jam 1 tahun}} \\ &= \frac{1.388.883}{8.760} \\ &= 158,5483 \text{ kW thermal} \\ &= 0,1585 \text{ MW thermal} \end{aligned}$$

1 MW thermal = 30% MWe

$$\begin{aligned} \text{Daya dalam elektrik} &= \text{kapasitas (MW thermal)} \times \text{MWe} \\ &= 0,1585 \times 30\% \\ &= 0,048 \text{ MWe} \end{aligned}$$

- **Gunung Sitoli**

Data-data yang digunakan untuk menentukan kapasitas tenaga listrik di daerah Gunung Sitoli adalah sebagai berikut.

Total produksi kelapa = 949 ton = 949.000 kg

Massa 1 buah maksimal = 1,5 kg

Cangkang+sabut = 2.590 kCal

1 kCal = 0,0011622 kWh

Potensi 1 kelapa = jumlah kalori \times kWh

$$= 2.590 \times 0,0011622$$

$$= 3,0102 \text{ kWh/buah}$$

Jumlah total kelapa = produksi kelapa(kg) \times massa 1 buah

$$= 949.000 \times 1,5$$

$$= 632.667 \text{ buah/tahun}$$

Total kapasitas energi = potensi 1 kelapa \times jumlah total kelapa

$$= 3,0102 \times 632.667$$

$$= 1.904.421 \text{ kWh/tahun}$$

1 tahun = 8760 jam

$$\begin{aligned}
 \text{Kapabilitas energi} &= \frac{\text{total kapasitas (kWh/tahun)}}{\text{jumlah jam 1 tahun}} \\
 &= \frac{1.904.421}{8.760} \\
 &= 217,4 \text{ kW thermal} \\
 &= 0,2174 \text{ MW thermal} \\
 1 \text{ MW thermal} &= 30\% \text{ MWe} \\
 \text{Daya dalam elektrik} &= \text{kapasitas (MW thermal)} \times \text{MWe} \\
 &= 0,2174 \times 30\% \\
 &= 0,065 \text{ MWe}
 \end{aligned}$$

Sehingga potensi pembangkit listrik biomassa di Pulau Nias yang berasal dari buah kelapa sawit sebesar 1,3 MW.

4.4 Penempatan Pembangkit Listrik Biomassa pada Sistem

Pembangkit listrik tenaga biomassa pada sistem *real* ditempatkan pada daerah yang dekat dengan sumber daya alam penghasil bahan baku biomassa. PLTBm pohon karet dibangun di dekat kebun karet. PLTBm kelapa sawit dibangun di dekat kebun sawit. Pada sistem IEEE 30 bus, generator sebagai pemodelan pembangkit listrik tenaga biomassa diletakkan di bus dengan asumsi pada sistem *real* pembangunan pembangkit tersebut dekat dengan sumber daya alam penghasil biomassa.

PLTBm karet dengan kapasitas 12,2 MW dibangun di Bus 21 3_21. PLTBm sawit dengan kapasitas 1,3 MW dibangun di Bus 30 3_30. Pemilihan peletakan pembangkit di bus-bus tersebut berdasarkan asumsi dan dengan pertimbangan tidak satu bus dengan pembangkit besar seperti grid *utility*.

Setelah mengasumsikan bus 21 dan bus 30 dekat dengan perkebunan sawit dan karet, kemudian dilakukan analisis pada sistem dengan mengasumsikan peletakan generator pada bus lain. Analisis dilakukan dengan mempertimbangkan tegangan dan *losses*. Analisis ini bertujuan untuk memastikan asumsi yang dilakukan adalah benar.

Tabel 4. 5 Tegangan dan *Losses* PLTBm Karet

Nama Bus	Tegangan		Total <i>Losses</i>	
	Sebelum (%)	Setelah (%)	kW	kvar
Bus 14 3_14	98,6	99,72	1012,7	2145,9
Bus 15 3_15	98,37	98,89	940,2	2017
Bus 16 3_16	99,26	99,83	1110,1	2370,2
Bus 17 3_17	99,23	99,56	1084,3	2293,8
Bus 18 3_18	98,37	98,75	908,9	1941,6
Bus 19 3_19	97,58	98,62	893,7	1905,2
Bus 20 3_20	98,1	98,97	953,8	2023
Bus 21 3_21	98,75	99,04	1012,7	2145,9
Bus 22 3_22	98,82	99,14	1020,6	2160,9
Bus 23 3_23	97,73	98,85	936,4	2025,5
Bus 24 3_24	97,77	98,69	913,3	1985,3
Bus 25 3_25	98,6	99,57	1060,8	2257,7
Bus 26 3_26	96,77	100,78	1218	2493,1
Bus 29 3_29	97,96	99,91	1016,6	2183,4
Bus 30 3_30	96,79	99,25	840,5	1850,9
Cloverdle 3_27	100	100	1118,2	2374,5
Hancock 1_13	101,46	100	11118,3	2430,1
Hancock 3_12	100	100	1118,2	2374,5
Roanoke 3_10	100	100	1118,2	2374,5

Berdasarkan data yang ditampilkan pada Tabel 4.5, dapat dilihat bahwa tegangan sebelum dan setelah peletakan generator pada masing-masing bus tidak memiliki perbedaan yang signifikan. Berdasarkan data total *losses* setelah peletakan generator pada masing-masing bus tersebut memiliki perbedaan *losses* yang juga tidak begitu signifikan antara satu bus dan bus lainnya. Sehingga dapat disimpulkan selain mengasumsikan peletakan generator PLTBm karet dekat dengan perkebunan karet, juga tidak mempengaruhi sistem dari sisi tegangan maupun *losses*. Dengan

kata lain, dari Tabel 4.5 dapat disimpulkan generator dapat ditempatkan di mana saja karena tidak memiliki efek yang signifikan pada sistem.

Tabel 4. 6 Tegangan dan *Losses* PLTBm Sawit

Nama Bus	Tegangan		Total <i>Losses</i>	
	Sebelum (%)	Setelah (%)	kW	kvar
Bus 14 3_14	98,61	98,73	992	2101,9
Bus 15 3_15	98,39	98,45	988	2097,5
Bus 16 3_16	99,26	99,32	1005,1	2128,7
Bus 17 3_17	99,23	99,26	1005,2	2127,3
Bus 18 3_18	97,68	97,8	977,6	2073,9
Bus 19 3_19	97,59	97,7	976,6	2070,4
Bus 20 3_20	98,11	98,21	985	2086,6
Bus 21 3_21	99,04	-	-	-
Bus 22 3_22	99,06	99,1	1004,8	2128,6
Bus 23 3_23	97,81	97,93	981,5	2086,6
Bus 24 3_24	97,9	98	983,4	2093
Bus 25 3_25	98,65	98,76	996,2	2115
Bus 26 3_26	96,83	97,29	975,5	2083,9
Bus 29 3_29	97,96	98,18	978,3	2081,2
Bus 30 3_30	96,79	97,07	953,3	2034
Cloverdle 3_27	100	100	1012,7	2145,9
Hancock 1_13	101,46	100	1012,5	1995,5
Hancock 3_12	100	100	1012,7	2145,9
Roanoke 3_10	100	100	1012,7	2145,9

Pada peletakan PLTBm sawit tidak dilakukan analisis pada Bus 21 3_21 karena pada bus tersebut sudah dipasang PLTBm karet. Peletakan PLTBm sawit juga didasarkan dari asumsi bahwa di Bus 30 3_30 merupakan bus yang dekat dengan kebun sawit. Setelah itu dilakukan analisis tegangan dan *losses* pada masing-masing bus seperti yang

ditunjukkan pada Tabel 4.6. Berdasarkan data tersebut, tegangan sebelum peletakan generator sudah baik dan tidak mengalami perbedaan yang signifikan setelah pemasangan generator. Total *losses* antar bus juga tidak begitu berbeda sehingga generator dapat diletakkan di bus manapun.

4.5 Hasil Simulasi Sistem IEEE 30 Bus Modifikasi dengan Biomassa

Setelah melakukan modifikasi pada sistem IEEE 30 bus dan penambahan generator sebagai pemodelan PLTBm pada sistem, kemudian dilakukan analisis *loadflow* untuk mengetahui validasi antara ETAP dan MATLAB. Analisis ini penting karena hasil *loadflow* pada sistem ini menjadi *input* pada perhitungan *power flow tracing*.

4.5.1 Perbandingan Beban dan Pembangkit Sistem IEEE 30 Bus Modifikasi dengan Biomassa

Pada Tugas Akhir ini ditambahkan 2 generator pada sistem IEEE 30 Bus Modifikasi sebagai pemodelan PLTBm karet dan sawit. Sehingga jumlah pembangkit bertambah. Dilakukan analisis aliran daya untuk membandingkan data ETAP dan MATLAB. Data aliran daya (*load flow*) dijadikan sebagai *input* pada perhitungan *power flow tracing*. Hasil perbandingan jumlah beban dan pembangkit terdapat pada Tabel 4.7. Berdasarkan data tersebut, hasil *running* ETAP dan MATLAB tidak jauh berbeda, sehingga data dapat dikatakan valid. Kemudian dilakukan analisis *load flow* pada MATLAB untuk dilanjutkan dalam perhitungan *power flow tracing*.

Tabel 4. 7 Perbandingan Beban dan Pembangkit IEEE 30 Bus Modifikasi dengan Biomassa

Software	Beban		Generator		Losses	
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
ETAP	104,702	27,5	105,656	29,712	0,953	2,034
MATLAB	104,702	27,5	105,645	29,504	0,951	2,016

4.5.2 Perbandingan *Losses* IEEE 30 Bus Modifikasi dengan Biomassa

Pada tahap ini tidak dilakukan penambahan maupun pengurangan saluran. Namun tetap dilakukan analisis untuk memastikan *losses* antara ETAP dan MATLAB setelah penambahan pembangkit biomassa tetap valid. Hasil perbandingan tersebut terdapat pada Tabel 4.8.

Tabel 4. 8 Perbandingan *Losses* IEEE 30 Bus Modifikasi dan Biomassa

Bus		ETAP		MATLAB	
Dari	Ke	MW	Mvar	MW	Mvar
Hancock 3_12	Bus 14 3_14	0,064	0,132	0,063	0,132
Bus 14 3_14	Bus 15 3_15	0,001	0,001	0,001	0,001
Hancock 3_12	Bus 15 3_15	0,151	0,297	0,151	0,297
Bus 15 3_15	Bus 18 3_18	0,020	0,041	0,020	0,041
Bus 15 3_15	Bus 23 3_23	0,008	0,017	0,008	0,017
Hancock 3_12	Bus 16 3_16	0,016	0,034	0,016	0,034
Bus 16 3_16	Bus 17 3_17	0,000	0,000	0,000	0,000
Roanoke 3_10	Bus 17 3_17	0,036	0,095	0,036	0,095
Bus 18 3_18	Bus 19 3_19	0,001	0,001	0,001	0,001
Bus 19 3_19	Bus 20 3_20	0,030	0,060	0,030	0,060
Roanoke 3_10	Bus 20 3_20	0,129	0,288	0,129	0,288
Roanoke 3_10	Bus 21 3_21	0,052	0,111	0,051	0,110
Bus 21 3_21	Bus 22 3_22	0,002	0,003	0,002	0,003
Roanoke 3_10	Bus 22 3_22	0,027	0,056	0,027	0,055
Bus 22 3_22	Bus 24 3_23	0,066	0,103	0,066	0,103
Bus 23 3_23	Bus 24 3_23	0,001	0,003	0,001	0,002
Bus 24 3_23	Bus 25 3_25	0,013	0,022	0,012	0,022
Bus 25 3_25	Bus 26 3_26	0,048	0,071	0,048	0,071
Bus 25 3_25	Cloverdle 3_27	0,051	0,098	0,076	0,143

Tabel 4. 8 Perbandingan *Losses* IEEE 30 Bus Modifikasi dan Biomassa (Lanjutan)

Bus		ETAP		MATLAB	
Dari	Ke	MW	Mvar	MW	Mvar
Cloverdle 3_27	Bus 29 3_29	0,076	0,143	0,076	0,143
Bus 29 3_29	Bus 30 3_30	0,026	0,049	0,026	0,049
Cloverdle 3_27	Bus 30 3_30	0,135	0,255	0,135	0,255
Hancock 3_12	Hancock 1_13	0,000	0,153	0,000	0,138
Jumlah		0,953	2,034	0,975	2,060

Berdasarkan data tersebut, nilai *error* adalah 2,3% MW dan 1,28% Mvar. Dengan nilai *error* yang kecil tersebut, dapat disimpulkan hasil *loadflow* MATLAB dan ETAP valid. Sehingga hasil *loadflow* pada MATLAB dapat dilanjutkan untuk perhitungan metode *power flow tracing*.

4.6 Hasil *Power Flow Tracing* Daya Aktif

Hasil *power flow tracing* daya aktif menunjukkan kontribusi daya dan *losses* masing-masing pembangkit. Tabel 4.9 menunjukkan rekapitulasi kontribusi daya dan *losses* masing-masing pembangkit tersebut dalam sistem.

Tabel 4. 9 Hasil *Power Flow Tracing* Daya Aktif

No	Nama Pembangkit	Pembangkitan (MW)	<i>Losses</i> (MW)
1	Generator 1	0	0
2	Generator 2	12,2	0,016
3	Generator 3	1,3	0
4	Grid 1	38,025	0,326
5	Grid 2	17,577	0,348
6	Grid 3	35,608	0,26

4.7 Validasi Hasil *Power Flow Tracing*

Untuk mengetahui kebenaran pada proses *power flow tracing*, maka hasil *power flow tracing* pada MATLAB dibandingkan dengan hasil

running ETAP. Validasi aliran daya kontribusi masing-masing pembangkit terhadap beban pada *power flow tracing* MATLAB dibandingkan dengan jumlah beban pada ETAP. Hasil validasi tersebut terdapat pada Tabel 4.10.

Tabel 4. 10 Validasi Aliran Daya Aktif

Bus	Load (E TAP)	Kontribusi Dari (MW)						Total Kontri busi (MAT LAB)
		Gen 1	Gen 2	Gen 3	Grid 1	Grid 2	Grid 3	
Bus 14	6,2	0	0	0	0	0	6,200	6,2
Bus 15	8,2	0	0	0	0	0	8,200	8,2
Bus 16	3,5	0	0	0	0	0	3,500	3,5
Bus 17	9	0	0	0	8,848	0	0,152	9
Bus 18	3,2	0	0	0	0	0	3,200	3,2
Bus 19	9,5	0	0	0	8,604	0	0,896	9,5
Bus 20	2,2	0	0	0	2,200	0	0	2,2
Bus 21	17,5	0	10,52 0	0	6,980	0	0	17,5
Bus 22	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus 23	3,2	0	0,162	0	0,545	0,232	2,262	3,201
Bus 24	8,7	0	1,502	0	5,051	2,147	0	8,7
Bus 25	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus 26	3,5	0	0	0	0	3,500	0	3,5
Bus 29	2,4	0	0	0	0	2,400	0	2,4

Tabel 4. 10 Validasi Aliran Daya Aktif (Lanjutan)

Bus	Load (E TAP)	Kontribusi Dari (MW)						Total Kontribusi (MATLAB)
		Gen 1	Gen 2	Gen 3	Grid 1	Grid 2	Grid 3	
Bus 30	10,6	0	0	1,300	0	9	0	10,6
Cloverdl e	0	0	0	0	0	0	0	0
Hancock 1_1 3	0	0	0	0	0	0	0	0
Hancock 3_1 2	11,2	0	0	0	0	0	11,2	11,2
Roa noke	5,8	0	0	0	5,8	0	0	5,8

Berdasarkan data tersebut, dapat dilihat bahwa aliran daya kontribusi masing-masing pembangkit pada perhitungan *power flow tracing* di MATLAB sesuai dengan jumlah beban pada masing-masing bus di ETAP. Oleh karena itu data *power flow tracing* ini valid.

Selain kontribusi aliran daya oleh masing-masing pembangkit ke beban, kebenaran *power flow tracing* juga dibuktikan dengan jumlah *losses* yang mengalir pada saluran. *Power flow tracing* daya aktif juga dapat mengetahui *losses* pada saluran kontribusi dari masing-masing pembangkit. Kemudian data *losses power flow tracing* MATLAB dibandingkan dengan *losses* saluran pada ETAP.

Analisis mengenai *losses* saluran penting dilakukan karena *losses* juga menentukan harga jual listrik yang akan ditetapkan kepada konsumen. *Losses* akan menjadi perhitungan dalam persentase kontribusi daya masing-masing pembangkit terhadap suatu beban.

Berdasarkan data perbandingan ETAP dan MATLAB pada Tabel 4.11, dapat dilihat bahwa total kontribusi *losses* masing-masing pembangkit *power flow tracing* pada MATLAB relatif sama dengan total *losses* pada ETAP. Sehingga dapat disimpulkan bahwa data ini valid.

Tabel 4. 11 Validasi *Losses* Aliran Daya Aktif

Bus		Losses (E TAP)	Kontribusi Dari (MW)						Total Kontribusi (MAT LAB)
Dari	Ke		Gen 1	Gen 2	Gen 3	Grid 1	Grid 2	Grid 3	
12	13	0,000	0	0	0	0	0	0	0
10	17	0,036	0	0	0	0,036	0	0	0,036
10	20	0,129	0	0	0	0,129	0	0	0,129
10	21	0,052	0	0	0	0,051	0	0	0,051
10	22	0,027	0	0	0	0,027	0	0	0,027
12	14	0,064	0	0	0	0	0	0,06	0,063
12	15	0,151	0	0	0	0	0	0,15	0,151
12	16	0,016	0	0	0	0	0	0,02	0,016
14	15	0,001	0	0	0	0	0	0	0,001
15	18	0,020	0	0	0	0	0	0,02	0,02
15	23	0,008	0	0	0	0	0	0,01	0,008
16	17	0,000	0	0	0	0	0	0	0
18	19	0,001	0	0	0	0	0	0	0,001
19	20	0,030	0	0	0	0,03	0	0	0,03
21	22	0,002	0	0,001	0	0,001	0	0	0,002
22	24	0,066	0	0,015	0	0,051	0	0	0,066
23	24	0,001	0	0	0	0,001	0	0	0,001
24	25	0,013	0	0	0	0	0,01	0	0,012
25	26	0,048	0	0	0	0	0,05	0	0,048
27	27	0,051	0	0	0	0	0,05	0	0,051
29	29	0,076	0	0	0	0	0,08	0	0,076
27	30	0,135	0	0	0	0	0,14	0	0,135
30	30	0,026	0	0	0	0	0,03	0	0,026

4.8 Perhitungan Biaya Pokok Penyediaan (BPP) Pembangkit

Pada Tugas Akhir ini terdapat tiga jenis pembangkit. Generator 1 merupakan generator asli pada sistem IEEE 30 Bus. Generator 2 merupakan pemodelan PLTBm dari karet. Generator 3 merupakan pemodelan PLTBm dari kelapa sawit. Terdapat tiga grid pada sistem ini yang merupakan pemodelan dari *utility* (PLN). Pada sub bab ini dijelaskan perhitungan Biaya Pokok Penyediaan (BPP) masing-masing pembangkit tersebut. Dalam perhitungan BPP pada Tugas Akhir ini mengacu pada standar yang diterapkan di Indonesia.

4.8.1 Generator 1

Generator 1 merupakan generator asli dari sistem IEEE 30 Bus. Dalam sistem tersebut, generator ini tidak menyuplai daya aktif. Namun hanya menyuplai daya reaktif sebesar 10,6 Mvar. Namun, dalam standar penjualan listrik yang diterapkan di Indonesia, konsumen hanya membeli daya aktif. Pembelian daya reaktif oleh konsumen industri hanya dilakukan apabila *power factor* daya rata-rata setiap bulan kurang dari 0,85 [11]. Oleh karena itu, nilai BPP pada generator 1 tidak dihitung.

4.8.2 Generator 2

Generator 2 merupakan pemodelan PLTBm yang berasal dari pohon karet. Berdasarkan perhitungan pada subbab sebelumnya, kapasitas biomassa di Pulau Nias yang berasal dari pohon karet sebesar 12,2 MW. Untuk menentukan Biaya Pokok Penyediaan (BPP) pembangkitan maka diperlukan biaya investasi dalam pembangunan pembangkit tersebut. Biaya investasi PLTBm karet berdasarkan harga *real* di lapangan ditunjukkan pada Tabel 4.12 [12].

Tabel 4. 12 Investasi BPP PLTBm Karet

Investasi		
Pekerjaan Sipil dan Arsitektur		
No	Pengeluaran	Harga
1	Tanah	\$ 272.109

Tabel 4. 12 Investasi BPP PLTBm Karet (Lanjutan)

Investasi		
Pekerjaan Sipil dan Arsitektur		
No	Pengeluaran	Harga
2	Earthwork	\$ 191.632
3	Turbin Foundation	\$ 722.914
4	Boiler and Auxiliary Foundation	\$ 135.207
5	Cooling water intake and discharge structure	\$ 201.875
6	Stack foundation and structure	\$ 152.282
7	Balance of plant foundation and structure	\$ 68.066
8	Ash disposal area and facilities	\$ 52.327
9	Administration building	\$ 12.009
10	Miscellaneous building	\$ 50.252
11	Switchyard foundation and structure	\$ 15.088
12	Substation building	\$ 4.256
13	Site finishing	\$ 54.451
Jumlah		\$ 1.932.468
Pekerjaan Electrical		
No	Pengeluaran	Harga
1	Power station	\$ 459.897
2	Substation	\$ 46.040
3	Control and instrumentation	\$ 2.750.532
4	Variable frequency drive	\$ 125.170
Jumlah		\$ 3.381.639

Tabel 4. 12 Investasi BPP PLTBm Karet (Lanjutan)

Investasi		
Pekerjaan Mekanik		
No	Pengeluaran	Harga
1	Boiler and auxiliary equipment	\$ 7.195.783
2	Steam turbine and auxiliary	\$ 2.576.339
3	Condenser and feed water heating plant	\$ 344.776
4	Plant water system	\$ 85.521
5	Drainage and waster water treatment	\$ 144.987
6	Fire protection system	\$ 354.888
7	Compressed air system	\$ 95.691
8	Chemical feed system	\$ 122.652
9	Sampling rack system	\$ 65.757
10	Laboratory and instrument	\$ 119.450
11	Chlorination system	\$ 60.959
12	Air conditioning and ventilation	\$ 133.322
13	Elevator	\$ 70.675
14	Workshop and machinery equipment	\$ 30.312
15	Ash handling system	\$ 222.497
16	Hydrogen system	\$ 89.427
17	Vacuum cleaning	\$ 79.634
Jumlah		\$ 11.792.671

Tabel 4. 12 Investasi BPP PLTBm Karet (Lanjutan)

Investasi		
Biaya Investasi Lain		
No	Pengeluaran	Harga
1	Training	\$ 7.143
2	Mandatory sparepart	\$ 628.343
3	Maintenance tool and testing	\$ 59.937
4	Consumable manufacture inspection and design review	\$ 167.951
5	Expediting	\$ 97.789
Jumlah		\$ 961.163
Jumlah Keseluruhan		\$ 18.067.940

Setelah mendapatkan biaya investasi untuk pembangunan pembangkit listrik tenaga biomassa, kemudian BPP ditentukan melalui perhitungan sebagai berikut. Perhitungan ini mengacu pada perhitungan PLTU karena cara kerja PLTBm dan PLTU memiliki kemiripan [9].

Kapasitas = 12,2 MW

Investasi = 18.067.939 US\$

- *Capital Recovery Factor (CRF)*

Pada pembangunan pembangkit, diasumsikan umur pembangkit 25 tahun. Dalam pembangunan pembangkit ini bunga bank berdasarkan BI 7 Day Repo Rate 25 April 2019 sebesar 6% [10].

n = umur pembangkit = 25 tahun

i = bunga bank = 6%

$$\begin{aligned} \text{CRF} &= \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \\ &= \frac{0,06(1+0,06)^{25}}{(1+0,06)^{25} - 1} \\ &= 0,07823 \end{aligned}$$

- Biaya Pembangunan

$$\begin{aligned} \text{Biaya pembangunan} &= \frac{\text{biaya investasi}}{\text{kapasitas}} \\ &= \frac{18.067.939}{12.200} \\ &= 1481 \text{ US\$/kW} \end{aligned}$$

- Pembangkitan Energi Netto (Cn)

P = kapasitas (W)

Z = faktor kebermanfaatan

$$\begin{aligned} \text{Cn} &= P \times Z \times 8760 \\ &= 12.200.000 \times 0.85 \times 8760 \\ &= 90.841.200.000 \text{ Wh/tahun} \\ &= 90.841.200 \text{ kWh/tahun} \end{aligned}$$

- *Capital Cost (CC)*

$$\begin{aligned} \text{CC} &= \frac{\text{biaya pembangunan} \times \text{kapasitas} \times \text{CRF}}{\text{Cn}} \\ &= \frac{1481 \times 12.200 \times 0,07823}{90.841.200} \\ &= 0,01556 \text{ US\$/kWh} \end{aligned}$$

- *Fuel Cost (FC)*

Harga karet = Rp 9.000/kg = 0,643 US\$/kg [13]

Konsumsi = 0,076 kg/kWh

$$\begin{aligned} FC &= \frac{\text{harga karet}}{1/\text{konsumsi}} \\ &= \frac{0,0643}{1/0,076} \\ &= 0,04863 \text{ US\$/kWh} \end{aligned}$$

- *Biaya Operation and Maintenance (O&M cost)*

$$\begin{aligned} \text{O\&M cost} &= \frac{3\% \times \text{total investasi}}{C_n} \\ &= \frac{3\% \times 18.067.939}{90.841.200} \\ &= 0,00597 \text{ US\$/kWh} \end{aligned}$$

- *Biaya Pembangkitan Total (TC)*

$$\begin{aligned} \text{TC} &= \text{CC} + \text{FC} + \text{O\&M cost} \\ &= 0,01556 + 0,0486 + 0,00597 \\ &= 0,07016 \text{ US\$/kWh} \\ &= \text{Rp } 982 / \text{kWh} \end{aligned}$$

Berdasarkan perhitungan tersebut, maka BPP pembangkit listrik tenaga biomassa yang berasal dari karet sebesar Rp 982/kWh.

4.8.3 Generator 3

Generator 3 merupakan pemodelan pembangkit listrik tenaga biomassa yang berasal dari kelapa sawit. Berdasarkan potensi kelapa sawit yang ada di Pulau Nias, kapasitas PLTBm sebesar 1,3 MW. Investasi dalam pembangunan pembangkit ini didasarkan pada

harga yang ada di lapangan. Penjabaran investasi dalam pembangunan pembangkit ini terdapat pada Tabel 4.13.

Tabel 4. 13 Investasi BPP PLTBm Kelapa Sawit

Investasi		
Pekerjaan Sipil dan Arsitektur		
No	Pengeluaran	Harga
1	Tanah	\$ 200.680
2	Turbin Foundation	\$ 15.771
3	Boiler and Auxiliary Foundation	\$ 28.778
4	Stack foundation and structure	\$ 66.568
5	Administration building	\$ 1.294
Jumlah		\$ 313.092
Pekerjaan Electrical		
No	Pengeluaran	Harga
1	Power station	\$ 100.611
2	Substation	\$ 88.897
3	Control and instrumentation	\$ 71.961
4	Variable frequency drive	\$ 28.741
Jumlah		\$ 290.210
Pekerjaan Mekanik		
No	Pengeluaran	Harga
1	Boiler and auxiliary equipment	\$ 374.354
2	Steam turbine and auxiliary	\$ 147.768
3	Condenser and feed water heating plant	\$ 51.919
4	Plant water system	\$ 14.093
5	Drainage and waster water treatment	\$ 23.559

Tabel 4. 13 Investasi BPP PLTBm Kelapa Sawit (Lanjutan)

Investasi		
Pekerjaan Mekanik		
No	Pengeluaran	Harga
6	Fire protection system	\$ 69.174
7	Compressed air system	\$ 24.262
8	Sampling rack system	\$ 65.757
9	Chlorination system	\$ 39.530
10	Workshop and machinery equipment	\$ 27
11	Ash handling system	\$ 6.497
12	Hydrogen system	\$ 10.856
Jumlah		\$ 827.795
Jumlah Keseluruhan		\$ 1.431.097

Setelah mendapatkan biaya investasi untuk pembangunan pembangkit listrik tenaga biomassa, kemudian BPP ditentukan melalui perhitungan sebagai berikut. Acuan perhitungan BPP PLTBm karet sama seperti PLTBm sawit [9].

Kapasitas = 1,3 MW

Investasi = 1.431.097 US\$

- *Capital Recovery Factor (CRF)*
Sama seperti pembangunan PLTBm karet, pada pembangunan PLTBm sawit juga diasumsikan memiliki umur operasi 25 tahun. Bunga bank mengacu pada BI rate [10].

n = umur pembangkit = 25 tahun

i = bunga bank = 6%

$$\begin{aligned} \text{CRF} &= \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \\ &= \frac{0,06(1+0,06)^{25}}{(1+0,06)^{25} - 1} \\ &= 0,07823 \end{aligned}$$

- Biaya Pembangunan

$$\begin{aligned} \text{Biaya pembangunan} &= \frac{\text{biaya investasi}}{\text{kapasitas}} \\ &= \frac{1.431.097}{1300} \\ &= 1.101 \text{ US\$/kW} \end{aligned}$$

- Pembangkitan Energi Netto (Cn)

P = kapasitas (W)

Z = faktor kebermanfaatan

$$\begin{aligned} \text{Cn} &= P \times Z \times 8760 \\ &= 1.300.000 \times 0,85 \times 8760 \\ &= 9.679.800.000 \text{ Wh/tahun} \\ &= 9.679.800 \text{ kWh/tahun} \end{aligned}$$

- *Capital Cost (CC)*

$$\begin{aligned} \text{CC} &= \frac{\text{biaya pembangunan} \times \text{kapasitas} \times \text{CRF}}{\text{Cn}} \\ &= \frac{1.101 \times 1.300 \times 0,07823}{9.679.800} \\ &= 0,01157 \text{ US\$/kWh} \end{aligned}$$

- *Fuel Cost (FC)*

Harga sawit = Rp 8.344/kg = 0,5960 US\$/kg [14]

Konsumsi = 0,19268 kg/kWh

$$\begin{aligned}
 FC &= \frac{\text{harga karet}}{1/\text{konsumsi}} \\
 &= \frac{0,5960}{1/0,19268} \\
 &= 0,11484 \text{ US\$/kWh}
 \end{aligned}$$

- Biaya *Operation and Maintenance* (O&M cost)

$$\begin{aligned}
 \text{O\&M cost} &= \frac{3\% \times \text{total investasi}}{C_n} \\
 &= \frac{3\% \times 1.431.097}{9.679.800} \\
 &= 0,00444 \text{ US\$/kWh}
 \end{aligned}$$

- Biaya Pembangkitan Total (TC)

$$\begin{aligned}
 \text{TC} &= \text{CC} + \text{FC} + \text{O\&M cost} \\
 &= 0,01157 + 0,11484 + 0,00444 \\
 &= 0,13084 \text{ US\$/kWh} \\
 &= \text{Rp } 1.832 \text{ /kWh}
 \end{aligned}$$

Berdasarkan perhitungan tersebut, maka BPP pembangkit listrik tenaga biomassa yang berasal dari sawit sebesar Rp 1.832/kWh.

4.8.4 Grid 1, Grid 2, dan Grid 3

Grid 1, grid 2, dan grid 3 merupakan grid yang ditambahkan pada sistem IEEE 30 bus untuk memodifikasi agar menjadi sistem tegangan menengah. Pada Tugas Akhir ini grid merupakan pemodelan untuk *utility*. Karena perhitungan BPP pada Tugas Akhir ini mengacu pada peraturan yang ada di Indonesia, maka penentuan harga jual listrik berdasar pada harga jual listrik PLN yang diatur dalam Peraturan Menteri ESDM nomor 31 tahun 2014 [11].

Sistem IEEE 30 bus memiliki beban-beban besar dengan beban minimum 2,309 MVA dan beban paling besar 25,135 MVA

yang diasumsikan sebagai beban industri. Sehingga menurut peraturan menteri ESDM yang tertera pada Gambar 4.3, sistem ini dikenakan biaya sesuai golongan I-3/TM.

TARIF TENAGA LISTRIK UNTUK KEPERLUAN INDUSTRI

NO.	GOL. TARIF	BATAS DAYA	REGULER		PRA BAYAR (Rp/kWh)
			BIAYA BEBAN (Rp/kVA/bulan)	BIAYA PEMAKAIAN (Rp/kWh) DAN BIAYA kVArh (Rp/kVArh)	
1.	I-1/TR	450 VA	26.000	Blok I : 0 s.d. 30 kWh :160 Blok II : di atas 30 kWh :395	485
2.	I-1/TR	900 VA	31.500	Blok I : 0 s.d. 72 kWh :315 Blok II : di atas 72 kWh :405	600
3.	I-1/TR	1.300 VA	*)	930	930
4.	I-1/TR	2.200 VA	*)	960	960
5.	I-1/TR	3.500 VA s.d. 14 kVA	*)	1.112	1.112
6.	I-2/TR	di atas 14 kVA s.d. 200 kVA	**)	Blok WBP = $K \times 972$ Blok LWBP = 972 kVArh = 1.057****)	-
7.	I-3/TM	di atas 200 kVA	**)	Blok WBP = $K \times 1.115$ Blok LWBP = 1.115 kVArh = 1.200 ****)	-
8.	I-4/TT	30.000 kVA ke atas	***)	Blok WBP dan LWBP = 1.191 kVArh = 1.191 ****)	-

Gambar 4. 3 Tarif Listrik PLN
(Sumber: Permen ESDM, 2014)

Beban pada sistem ini merupakan beban industri, sehingga tarif yang dikenakan kepada konsumen ada dua macam, yakni Waktu Beban Puncak (WBP) dan Luar Waktu Beban Puncak (LWBP). Berdasarkan peraturan tersebut, maka BPP atau harga jual listrik untuk konsumen saat WBP sebesar $Rp K \times 1.115/kWh$.

K adalah faktor perbandingan WBP dan LWBP sesuai dengan karakteristik beban sistem kelistrikan setempat. Nilai K adalah $1,4 < K \leq 2$. Pada tugas akhir ini nilai K ditentukan sebesar 1,4. Sehingga BPP saat WBP adalah sebesar Rp 1.561/kWh. Sedangkan saat LWBP adalah Rp 1.115/kWh. Harga-harga tersebut digunakan untuk menentukan harga jual listrik ke konsumen dengan mempertimbangkan BPP PLTBm.

4.9 Penentuan Harga Jual Listrik

Penentuan harga jual listrik dimulai dengan menjumlahkan daya beban dengan *losses* sesuai dengan rumus berikut.

$$P_{gen} = P_{load} + P_{loss}$$

Sesuai data *power flow tracing* yang telah didapatkan, maka daya kontribusi masing-masing generator ditunjukkan pada Tabel 4.14.

Tabel 4. 14 Daya Generator Hasil *Tracing*

Bus	Kontribusi Dari (kW)						Total (kW)
	Gen 1	Gen 2	Gen 3	Grid 1	Grid 2	Grid 3	
14	0	0	0	0	0	6.263	6.263
15	0	0	0	0	0	8.351	8.351
16	0	0	0	0	0	3.516	3.516
17	0	0	0	8.884	0	168	9.052
18	0	0	0	0	0	3.371	3.371
19	0	0	0	8.763	0	1.068	9.831
20	0	0	0	2.329	0	0	2.329
21	0	10.520	0	7.031	0	0	17.551
22	0	0	0	0	0	0	0
23	0	178	0	624	295	2.421	3.518
24	0	1.518	0	5.129	2.210	0	8.857
25	0	0	0	0	0	0	0
26	0	0	0	0	3.599	0	3.599
29	0	0	0	0	2.476	0	2.476
30	0	0	1.300	0	9.435	0	10.735
27	0	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	11.198	11.198
10	0	0	0	5.802	0	0	5.802

Berdasarkan kontribusi daya masing-masing pembangkit tersebut, maka diperlukan data persentase kontribusi masing-masing pembangkit dalam persen (%). Data kontribusi daya dalam persen

diperlukan untuk melakukan perhitungan penentuan harga jual listrik ke konsumen. Data tersebut akan dikalikan dengan harga BPP masing-masing pembangkit. Data kontribusi pembangkit dalam persen terdapat pada Tabel 4.15.

Tabel 4. 15 Kontribusi Daya dalam Persen

Bus	Persentase (%)					
	Gen 1	Gen 2	Gen 3	Grid 1	Grid 2	Grid 3
14	0	0	0	0	0	100
15	0	0	0	0	0	100
16	0	0	0	0	0	100
17	0	0	0	98,14	0	1,86
18	0	0	0	0	0	100
19	0	0	0	89,14	0	10,86
20	0	0	0	100	0	0
21	0	59,9	0	40,1	0	0
22	0	0	0	0	0	0
23	0	5,1	0	17,74	8,385	68,82
24	0	17,1	0	57,91	24,95	0
25	0	0	0	0	0	0
26	0	0	0	0	100	0
29	0	0	0	0	100	0
30	0	0	12,11	0	87,89	0
27	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	100
10	0	0	0	100	0	0

Setelah mengetahui persentase kontribusi masing-masing pembangkit terhadap setiap beban, maka selanjutnya dilakukan perhitungan harga jual. Harga jual listrik merupakan BPP setiap pembangkit yang dikalikan dengan persentase daya, kemudian ditambah dengan keuntungan. Sesuai perhitungan BPP, generator 1 tidak memiliki

harga jual karena tidak meyuplai daya aktif. BPP dari generator 2 sebesar Rp 982/kWh. BPP dari generator 3 sebesar Rp 1.832/kWh.

BPP pada grid sebesar Rp 1.561/kWh saat Waktu Beban Puncak (WBP) dan Rp 1.115/kWh saat Luar Waktu Beban Puncak (LWBP). Beban pada sistem ini merupakan beban industri. Pembangkit listrik biomassa juga memperhitungkan WBP dan LWBP dalam penentuan harga jual. Pada Tugas Akhir ini harga PLTBm saat WBP dan LWBP diasumsikan sama.

Persentase kontribusi masing-masing pembangkit tersebut dikalikan dengan BPP, kemudian dijumlahkan. Sebagai contoh, perhitungan harga jual untuk beban yang berada di bus 21 sebagai berikut.

$$\text{Jumlah beban} = 17.551 \text{ kW}$$

$$\text{Suplai dari generator 2} = 59,9\%$$

$$\text{Suplai dari grid 1} = 40,1\%$$

$$\begin{aligned} \text{Harga Jual Listrik (WBP)} &= (0,599 \times 982) + (0,401 \times 1561) \\ &= \text{Rp } 1.214/\text{kWh} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Harga Jual Listrik (LWBP)} &= (0,599 \times 982) + (0,401 \times 1115) \\ &= \text{Rp } 1.035/\text{kWh} \end{aligned}$$

Demikian juga cara menghitung harga jual listrik untuk beban pada bus yang lain. Hasil perhitungan harga jual listrik pada masing-masing beban di masing-masing bus terdapat pada Tabel 4.16.

Tabel 4. 16 Harga Jual Listrik Sebelum Keuntungan

Bus	Load (MW)	Harga WBP (Rp/kWh)	Harga LWBP (Rp/kWh)
Bus 14 3_14	6,2	1.561	1.115
Bus 15 3_15	8,2	1.561	1.115
Bus 16 3_16	3,5	1.561	1.115

Tabel 4. 16 Harga Jual Listrik Sebelum Keuntungan (Lanjutan)

Bus	Load (MW)	Harga WBP (Rp/kWh)	Harga LWPB (Rp/kWh)
Bus 17 3_17	9	1.561	1.115
Bus 18 3_18	3,2	1.561	1.115
Bus 19 3_19	9,5	1.561	1.115
Bus 20 3_20	2,2	1.561	1.115
Bus 21 3_21	17,5	1.214	1.035
Bus 22 3_22	0	0	0
Bus 23 3_23	3,2	1.532	1.108
Bus 24 3_24	8,7	1.462	1.092
Bus 25 3_25	0	0	0
Bus 26 3_26	3,5	1.561	1.115
Bus 29 3_29	2,4	1.561	1.115
Bus 30 3_30	10,6	1.594	1.202
Cloverdle 3_27	0	0	0
Hancock 1_13	0	0	0
Hancock 3_12	11,2	1.561	1.115
Roanoke 3_10	5,802	1.561	1.115

Harga-harga tersebut belum termasuk keuntungan yang ditetapkan *utility*. Berdasarkan data tersebut pada bus 9, 12, 16, dan 17 bernilai 0 karena pada bus tersebut tidak ada beban. Sehingga tidak ada biaya Rp/kWh yang dikenakan.

Dalam penentuan harga jual listrik, pihak *utility* diasumsikan menentukan keuntungan sebesar 10%. Harga jual yang ditunjukkan pada Tabel 4.16 kemudian ditambahkan dengan keuntungan 10%. Sehingga harga jual listrik yang dikenakan kepada konsumen adalah seperti yang ditunjukkan oleh Tabel 4.17.

Tabel 4. 17 Harga Jual Listrik Beserta Keuntungan

Bus	Load (MW)	Harga Jual WBP (Rp/kWh)	Harga Jual LWBP (Rp/kWh)
Bus 14 3_14	6,2	1.717	1.227
Bus 15 3_15	8,2	1.717	1.227
Bus 16 3_16	3,5	1.717	1.227
Bus 17 3_17	9	1.717	1.227
Bus 15 3_15	3,2	1.717	1.227
Bus 19 3_19	9,5	1.717	1.227
Bus 20 3_20	2,2	1.717	1.227
Bus 21 3_21	17,5	1.335	1.139
Bus 22 3_22	0	0	0
Bus 23 3_23	3,2	1.685	1.219
Bus 24 3_24	8,7	1.608	1.201
Bus 25 3_25	0	0	0
Bus 26 3_26	3,5	1.717	1.227
Bus 29 3_29	2,4	1.717	1.227
Bus 30 3_30	10,6	1.753	1.322
Cloverdle 3_27	0	0	0
Hancock 1_13	0	0	0
Hancock 3_12	11,2	1.717	1.227
Roanoke 3_10	5,802	1.717	1.227

Berdasarkan perhitungan tersebut, dapat dilihat bahwa tidak selalu bus yang memiliki beban besar mendapatkan harga jual listrik paling murah. Sebaliknya, tidak selalu bus yang memiliki beban kecil mendapatkan harga jual listrik yang paling mahal. Harga listrik yang dikenakan terhadap setiap beban dipengaruhi oleh harga BPP PLTBm dan harga jual listrik dari sistem grid yang telah ditentukan oleh *utility*. Selain

itu juga dipengaruhi oleh daya dan *losses* yang disuplai masing-masing pembangkit berdasarkan *power flow tracing*.

BAB V

PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan analisis yang telah dilakukan, maka kesimpulan pada Tugas Akhir ini adalah sebagai berikut.

1. PLTBm karet memiliki kapasitas 12,2 MW dengan BPP Rp 982/kWh.
2. PLTBm kelapa sawit memiliki kapasitas 1,3 MW dengan BPP Rp 1.832/kWh.
3. *Power flow tracing* menghasilkan kontribusi daya dan *losses* dari masing-masing pembangkit. Harga jual listrik ditentukan berdasarkan persentase kontribusi masing-masing pembangkit tersebut kemudian dikalikan dengan BPP dan ditambahkan dengan keuntungan yang diinginkan *utility* (10%).
4. Beban paling kecil terdapat pada Bus 20 3_20 sebesar 2,2 MW dengan harga WBP sebesar Rp 1.561/kWh dan harga LWBP Rp 1.115/kWh.
5. Beban paling besar terdapat pada Bus 21 3_21 sebesar 17,5 MW dengan harga WBP sebesar Rp 1.214/kWh dan harga LWBP sebesar Rp 1.035/kWh.
6. Harga jual listrik tidak bergantung pada besar kecilnya beban, namun dipengaruhi oleh BPP dan kontribusi daya serta *losses* masing-masing pembangkit.

5.2 Saran

Setelah melakukan analisis pada Tugas Akhir ini, saran yang dapat diberikan untuk penelitian berikutnya adalah sebagai berikut.

1. Perlu dilakukan analisis *power flow tracing* daya reaktif apabila sistem ini benar-benar diterapkan pada beban industri yang memiliki *power factor* < 0,85.

2. *Power flow tracing* dapat digunakan untuk menentukan harga jual listrik pada pembangkit listrik energi terbarukan lainnya.

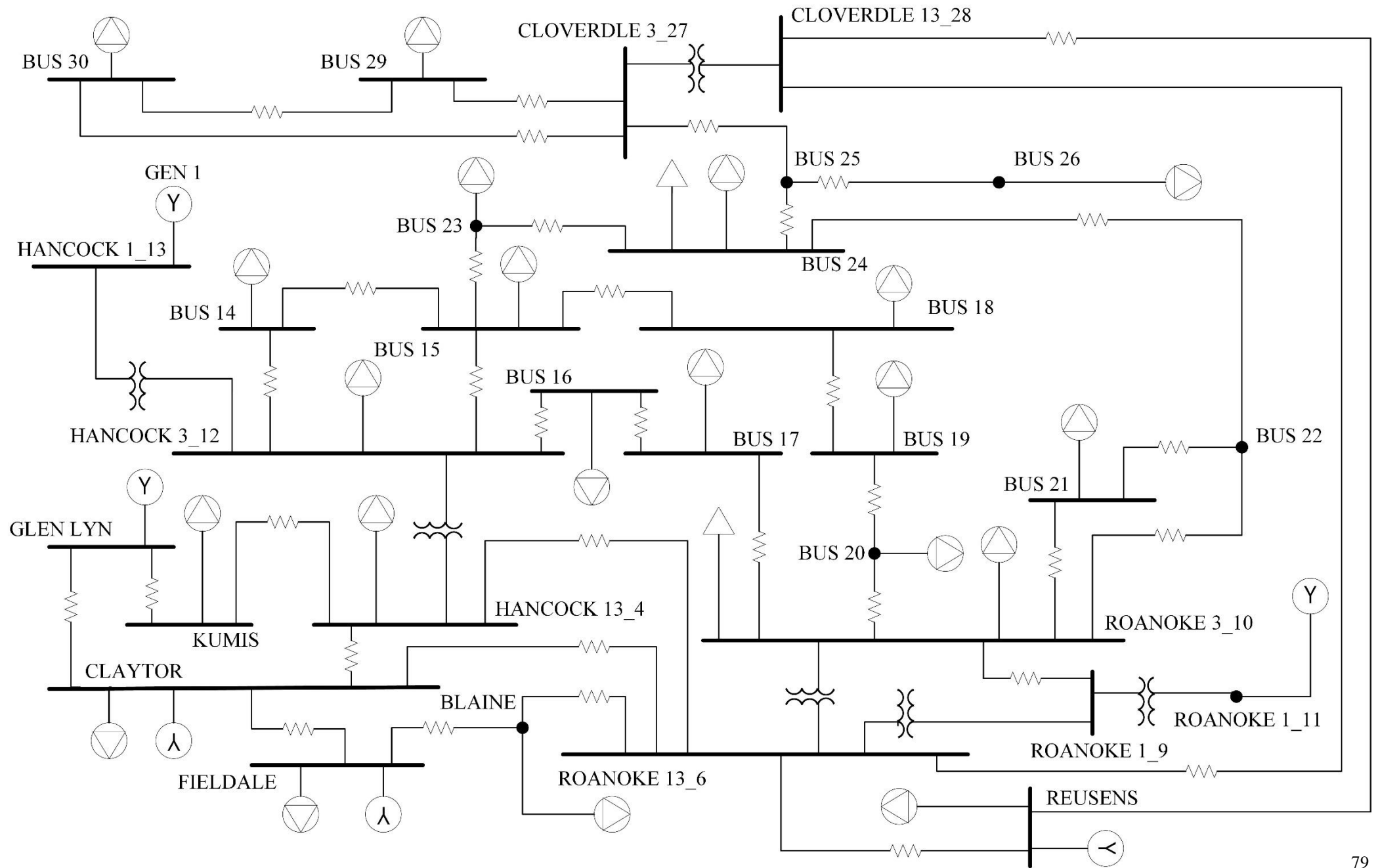
Halaman ini sengaja dikosongkan

DAFTAR PUSTAKA

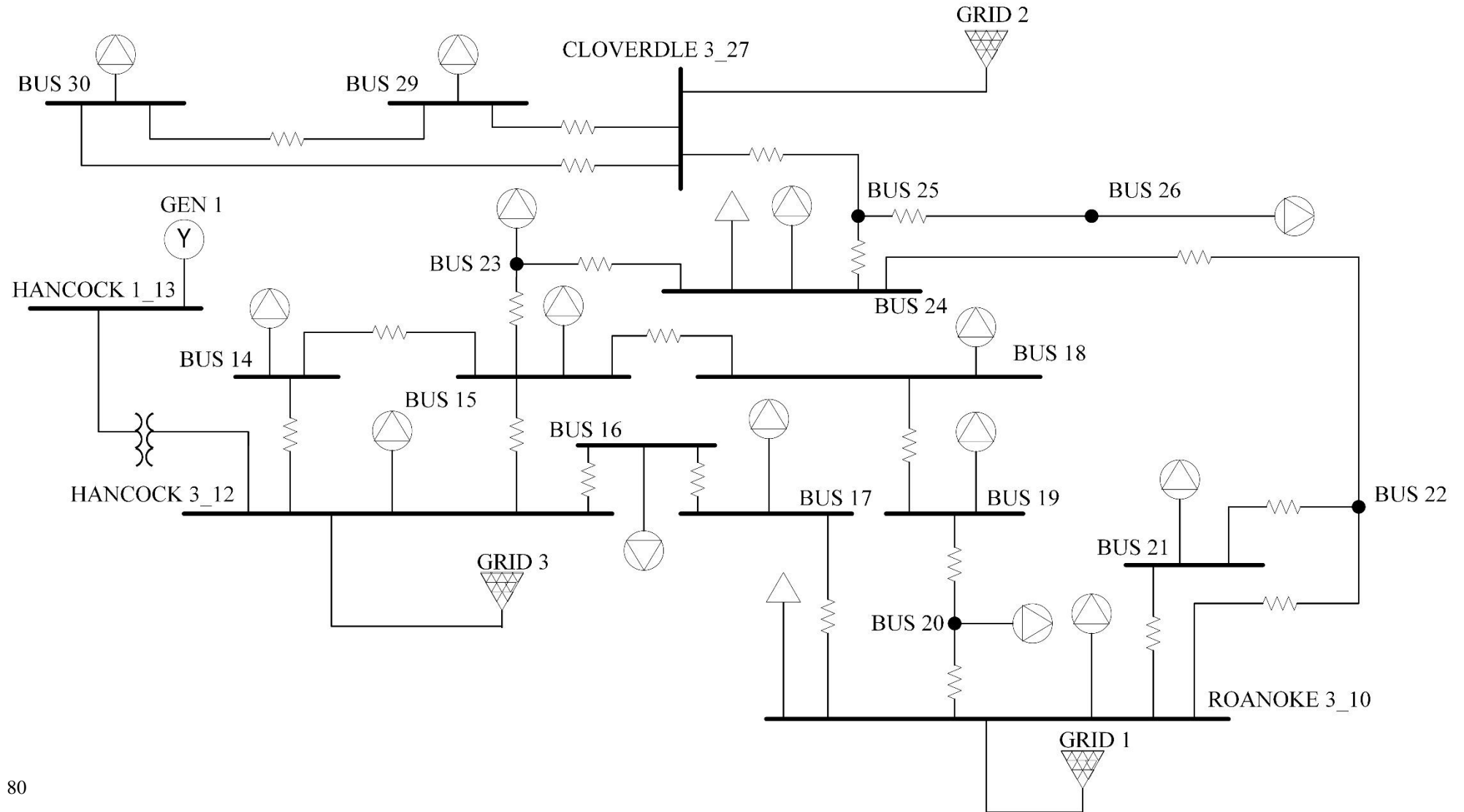
- [1] S. Dr.Kiman Siregar, "Potensi Bioenergi Indonesia Untuk Menghasilkan Listrik dan Menurunkan Emisi Gas Rumah Kaca Melalui Metode Life Cycle Assessment," 6 Agustus 2018. [Online]. Available: <https://sawitindonesia.com/potensi-bioenergi-indonesia-untuk-menghasilkan-listrik-dan-menurunkan-emisi-gas-rumah-kaca-melalui-metode-life-cycle-assessment-penulis-dr-kiman-siregars-tpm-si-bagian-kedua-selesai/>.
- [2] B. Li, D. A. Robinson and A. Agalgaonkar, "Identifying the Wheeling Costs Associated with Solar," in *Australian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, Australia, 2017.
- [3] J. Bialek and J. Kattuman, "Proportional Sharing Assumption in Tracing Methodology," in *IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution*, 2004.
- [4] P. D. I. A. S. MT, *Analisa Kestabilan Multi Generator dengan Konsep Mesin Tunggal*, Yogyakarta: Deepublish, 2017.
- [5] A. Z. Amin, *Renewable Power Generation Costs in 2017*, Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2018.
- [6] "The World Bank," 30 November 1994. [Online]. Available: <http://documents.worldbank.org/curated/en/950271468772152633/Indonesia-Prospects-for-biomass-power-generation-with-mphasis-on-palm-oil-sugar-rubberwood-and-plywood-residues>. [Accessed 6 Mei 2019].
- [7] A. Wibowo, "Perancangan Sistem Pembangkit Listrik Biomassa Sawit (PLTBS) Kapasitas 5 MW," *Jurnal Mekanika dan Sistem Termal (JMST)*, vol. 1, no. 2, pp. 53-60, 2016.
- [8] T. Gonen, *Electrical Power Transmission System Engineering*, California: CRC Press, 2014.

- [9] Soedibyo, *Pembangkitan Tenaga Listrik*, Surabaya: ITS press, 2015.
- [10] B. Indonesia, "BI 7-day (Reverse) Repo Rate," 25 April 2019. [Online]. Available: <https://www.bi.go.id/id/moneter/bi-7day-RR/data/Contents/Default.aspx>. [Accessed 10 Mei 2019].
- [11] S. Said, "Tarif Tenaga Listrik yang Disediakan Oleh Perusahaan Perseroan (Persero) PT Perusahaan Listrik Negara," *Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia Nomor 31*, p. 11, 5 November 2014.
- [12] O. Penangsang, A. Soeprijanto, A. Abdurrahman, W. Herumurti, Suyanto and R. S. Wibowo, "Pengadaan Jasa Studi Pembangunan Sistem Kelistrikan dengan Pemberdayaan Masyarakat Melalui Potensi Pembangkit Biomassa di Pulau Nias," PT ITS Tekno Sains, Surabaya, 2018.
- [13] M. Desrianto, "Menakar Proyeksi Pemerintah untuk Menekan Harga Karet," 9 Maret 2019. [Online]. Available: <https://money.kompas.com/read/2019/03/09/194836426/menakar-proyeksi-pemerintah-untuk-menekan-harga-karet>. [Accessed 10 Mei 2019].
- [14] M. Reily, "Harga Sawit Fluktuatif, Pemerintah Tunda Pungutan Ekspor," *Katadata*, 1 Maret 2019. [Online]. Available: <https://katadata.co.id/berita/2019/03/01/harga-sawit-fluktuatif-pemerintah-tunda-pungutan-ekspor>. [Accessed 10 Mei 2019].

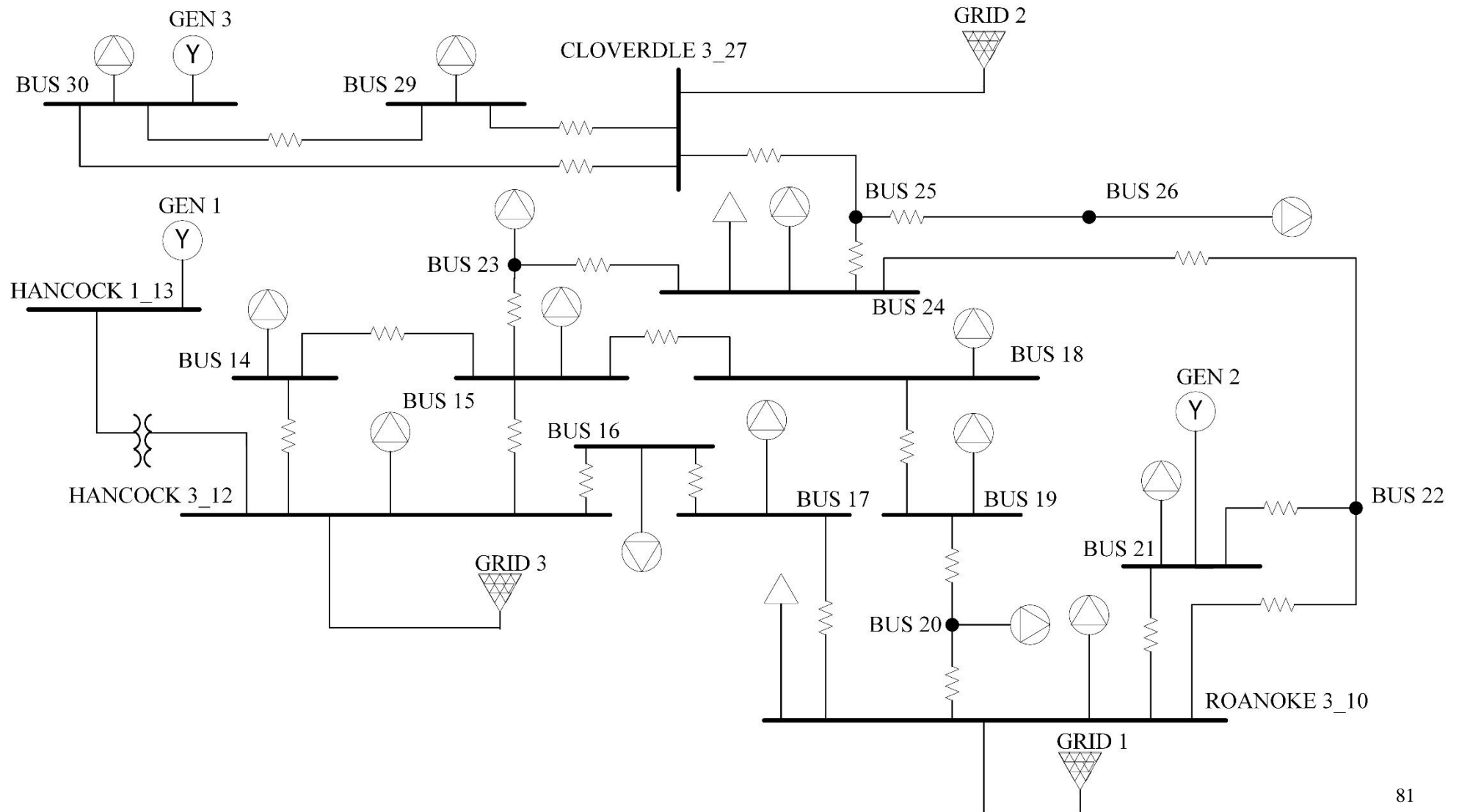
SISTEM IEEE 30 BUS



SISTEM IEEE 30 BUS MODIFIKASI



SISTEM IEEE 30 BUS MODIFIKASI DENGAN BIOMASSA



Halaman ini sengaja dikosongkan

BIOGRAFI



Farida Herning Tyastuti, merupakan mahasiswa S1 Teknik Elektro ITS bidang studi Teknik Sistem Tenaga program lintas jalur. Sebelumnya penulis menempuh pendidikan diploma di Departemen Teknik Elektro Otomasi ITS selama 3 tahun dan lulus dengan IPK 3.54. Selama menjalani perkuliahan di ITS, penulis mengikuti beberapa kepanitiaan dan organisasi, antara lain: OC kaderisasi mahasiswa baru, sie wahana budaya ITS Expo, koordinator LKTI Industrial

Automation and Robotic Competition, dan panitia beberapa pelatihan. Penulis mengikuti pelatihan Latihan Keterampilan Manajemen Mahasiswa (LKMM) Pra-TD, TD, dan TM. Penulis juga mengikuti beberapa organisasi seperti menjadi staff dalam Klub Keilmiahan ITS, staff Departemen Dalam Negeri BEM ITS, dan wakil ketua himpunan HIMAD3TEKTRO. Penulis menjadi asisten laboratorium Elektronika Terapan saat diploma dan asisten Power System Simulation Laboratory saat menjalani studi lintas jalur S1. Selama menjadi mahasiswa, penulis juga turut berprestasi dalam bidang keilmiahan seperti mendapat medali perak dalam PIMNAS 30 bidang Karsa Cipta dan selalu mendapatkan pendanaan PKM dari tahun 2015-2018 baik bidang PKM karsa cipta, kewirausahaan, maupun gagasan tertulis. Selain itu, penulis telah dua kali menjadi presenter dalam international conference, yaitu The 10th International Conference on Information and Communication Technology and System dan International Conference on Advanced Mechatronics, Intelligent Manufacture and Industrial Automation. Penulis lulus sebagai sarjana Teknik Elektro ITS dengan IPK 3.7.