

**STUDI PENEMPATAN *DISTRIBUTED GENERATION* (DG) UNTUK
MENGURANGI RUGI – RUGI DAYA AKTIF PADA SISTEM DISTRIBUSI
MAKASSAR**



TUGAS AKHIR

Disusun Guna Memenuhi Persyaratan Untuk Meraih Gelar Strata 1 (S1)

Departemen Teknik Elektro Fakultas Teknik

Universitas Hasanuddin

Makassar

OLEH:

AMELIA FEBRINA W.

D411 16 305

DEPARTEMEN TEKNIK ELEKTRO

FAKULTAS TEKNIK

UNIVERSITAS HASANUDDIN

MAKASSAR

2020



LEMBAR PENGESAHAN TUGAS AKHIR
STUDI PENEMPATAN *DISTRIBUTED GENERATION* (DG) UNTUK
MENGURANGI RUGI – RUGI DAYA AKTIF PADA SISTEM DISTRIBUSI
MAKASSAR

Disusun Oleh:

AMELIA FEBRINA W.

D41116305

Disusun dalam Rangka Memenuhi Salah Satu Pernyataan untuk Menyelesaikan

Program Strata-1 pada Sub-Program Teknik Energi.

Departemen Elektro Fakultas Teknik Universitas Hasanuddin

Makassar, 11 Juli 2020

Disahkan Oleh:

Pembimbing I



Ir.Hj. Zaenab Muslimin,MT

NIP. 19660201 199202 2 002

Pembimbing II



Dr. Indar Chaerah Gunadin, S.T.,MT.

NIP. 19731118 199803 2 001

Mengetahui,

Ketua Departemen Teknik Elektro



Prof. Baharuddin Hamzah., ST. M.Arch, Ph.D

NIP. 19690308 199512 1 001



Optimization Software:
www.balesio.com

PERNYATAAN KEASLIAN KARYA ILMIAH

Yang bertanda tangan di bawah ini, nama Amelia Febrina W., dengan ini menyatakan bahwa skripsi yang berjudul “Studi Pemasangan *Distributed Generation* (DG) untuk Mengurangi Rugi – Rugi Daya Aktif pada Sistem Distribusi Makassar”, adalah karya ilmiah penulis sendiri, dan belum pernah digunakan untuk mendapatkan gelar apapun dan dimanapun.

Karya ilmiah ini sepenuhnya milik penulis dan semua informasi yang ditulis dalam skripsi yang berasal dari penulis lain telah diberi penghargaan, yakni dengan mengutip sumber dan tahun penerbitannya. Oleh karena itu semua tulisan dalam skripsi ini sepenuhnya menjadi tanggung jawab penulis. Apabila ada pihak manapun yang merasa ada kesamaan judul dan atau hasil temua dalam skripsi ini, maka penulis siap untuk diklarifikasi dan mempertanggungjawabkan segala resiko.

Makassar, 11 Juli 2020

Yang membuat pernyataan,



Amelia Febrina W.

Nim: D411 16 305



ABSTRAK

AMELIA FEBRINA W., Studi Penempatan Distributed Generation (DG) Untuk Mengurangi Rugi – Rugi Daya Aktif Pada Sistem Distribusi Makassar (dibimbing oleh Zaenab Muslimin dan Indar Chaerah Gunadin)

Pemasangan *distributed generation* (DG) merupakan salah satu alternative untuk mengurangi rugi – rugi daya pada sistem distribusi. Namun, tidak optimalnya penempatan dana kapasitas *distributed generation* (DG) dapat mengakibatkan rugi – rugi daya pada sistem distribusi semakin bertambah. Penelitian ini bertujuan untuk menentukan kapasitas dan penempatan yang optimal dari *distributed generation* (DG) untuk mengurangi rugi – rugi daya aktif pada sistem distribusi. Studi kasus yang digunakan adalah sistem distribusi Makassar penyulang Kima dan *distributed generation* (DG) yang digunakan adalah *photovoltaic*. Metode yang digunakan untuk menentukan kapasitas dan penempatan yang optimal dari *distributed generation* (DG) adalah metode analitik. Hasil simulasi menunjukkan bahwa kapasitas optimal *distributed generation* (DG) adalah 0.502 MW dengan penempatan optimal *distributed generation* (DG) adalah pada bus 73 atau pada trafo distribusi PT. Piramid Mega Sakti. Setelah pemasangan *distributed generation* (DG), terjadi pengurangan rugi – rugi daya aktif pada sistem distribusi dibandingkan sebelum pemasangan *distributed generation* (DG).

Kata Kunci : *Distributed Generation*, optimasi, kapasitas, penempatan



ABSTRACT

AMELIA FEBRINA W., Studi Penempatan Distributed Generation (DG) Untuk Mengurangi Rugi – Rugi Daya Aktif Pada Sistem Distribusi Makassar (dibimbing oleh Zaenab Muslimin dan Indar Chaerah Gunadin)

Installation of distributed generation (DG) is one of the alternatives to reduce power losses in the distribution system. However, the non-optimal sizing and placement of distributed generation (DG) can result in increased power losses in the distribution system. The proposed of this research is to determine the optimal sizing and placement of distributed generation (DG) to reduce active power losses in the distribution system. The case study used is feeder Kima of Makassar distribution system and the distributed generation (DG) used is photovoltaic. The method used to determine the optimal capacity and placement of distributed generation (DG) is the analytical method. The result show that the optimal capacity of distributed generation (DG) is 0.502 MW with optimal placement of distributed generation (DG) is on bus 73 or on PT. Piramid Mega Sakti. After the installation of distributed generation (DG), it shows that there is reduction in active power losses compared to before the installation of distributed generation (DG).

Kata Kunci : Distributed Generation, optimization, size, placement



KATA PENGANTAR

Puji dan syukur penulis panjatkan ke hadirat Tuhan Yang Maha Esa atas berkat rahmat serta kasih-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan skripsi berjudul : “Studi Penempatan *Distributed Generation* (DG) Untuk Mengurangi Rugi – Rugi Daya Aktif Pada Sistem Distribusi Makassar”.

Tujuan penulisan skripsi ini untuk memenuhi sebahagian syarat memperoleh gelar Sarjana Teknik (ST) bagi mahasiswa program S1 di program studi Teknik Elektro Universitas Hasanuddin. Penulis menyadari bahwa skripsi ini masih jauh dari kesempurnaan, oleh sebab itu penulis mengharapkan kritik dan saran yang bersifat membangun dari semua pihak demi kesempurnaan skripsi ini.

Terselesaikannya skripsi ini tidak terlepas dari bantuan banyak pihak, sehingga pada kesempatan ini dengan segala kerendahan hati dan penuh rasa hormat penulis menghaturkan terima kasih yang sebesar – besarnya bagi semua pihak yang telah memberikan bantuan moril maupun materil baik langsung maupun tidak langsung dalam penyusunan skripsi ini hingga selesai. Maka, dalam kesempatan ini penulis ingin mengucapkan terima kasih yang tulus kepada:



1. Bapak Edwin Welirangan dan Ibu Rasdiana Zainuddin selaku orang tua saya yang tidak henti – hentinya memberikan doa dan dukungan dalam bentuk apapun kepada penulis sehingga penulis dapat menyelesaikan skripsi ini.
2. Bapak Prof. Dr. Ir. H. Salama Manjang, M.T. selaku Ketua Departemen Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Hasanuddin.
3. Ibu Ir. Zaenab Muslimin, M.T. selaku pembimbing I dan Bapak Dr. Indar Chaereah Gunadin, S.T., M.T. selaku pembimbing II yang telah meluangkan waktu dan memberikan bimbingan, gagasan, serta ide – ide dalam penyelesaian skripsi ini.
4. Bapak Prof. Dr. Ir. H. Ansar Suyuti, M.T. dan Bapak Ir. H. Gassing , M.T. selaku dosen penguji skripsi saya yang telah memberikan saran dan kritik dalam penyelesaian skripsi ini.
5. Seluruh dosen pengajar serta pegawai Departemen Teknik Elektro Universitas Hasanuddin atas bimbingan, didikan, kemudahan dan bantuan yang telah diberikan kepada penulis selama menempuh perkuliahan.
6. Diva, Fira, Muthi, Adhelia dan segenap keluarga besar tercinta yang selalu

ti motivasi dan dorongan yang tak ternilai harganya.



7. KI2A (Kiki, Icha dan Alya) teman seperjuangan yang sangat banyak membantu penulis dan selalu ada saat suka maupun duka dalam menyelesaikan Tugas Akhir ini.
8. Teman – teman VIBRATE (Kiki, Icha, Alya, Shania, Nita, Dhea, dan Firda) yang telah menemani dan menyemangati penulis sejak awal masa perkuliahan hingga saat ini.
9. Justin Bieber yang telah menyemangati dan menemani saya melalui karya – karyanya.
10. Teman – teman Lab Riset Relay dan Pengukuran (Kiki, Icha, Alya, Shania, Reyhan, Adul, Wira, Adnan, Amin, Arya, Gafur, Syafiq, dan Syahril) yang selalu saling menyemangati dalam mengerjakan Tugas Akhir.
11. *Official* SKJ (Kiki, Icha, Alya, Shania, Reyhan, Restu, Fauzan, Amin, Gafur, Ryan) dan Fikri atas kebersamaannya.
12. EXCITER 16 tanpa terkecuali yang tidak dapat disebutkan satu persatu atas segala kebersamaan, kerjasama dan motivasinya selama penulis menapak masa – masa perkuliahan hingga pada penyelesaian studi ini.



13. Teman – teman Asisten Lab Fisika Dasar dan Asisten Lab Rangkaian Listrik atas kebersamaannya.
14. Izzah dan Afifah atas dukungan dan kebersamaannya sejak awal masa perkuliahan hingga saat ini.
15. Semua pihak yang telah membantu dalam penyelesaian tugas akhir ini namun tidak bisa disebutkan satu persatu pada kesempatan ini.

Akhir kata, penulis menyadari sepenuhnya bahwa skripsi ini jauh dari kesempurnaan, akan tetapi sedikit harapan semoga skripsi ini dapat berguna dan bermanfaat bagi kita semua. Aamiin.

Makassar, Juli 2020

Penulis

viii



DAFTAR ISI

LEMBAR PENGESAHAN TUGAS AKHIR	Error! Bookmark not defined.
PERNYATAAN KEASLIAN KARYA ILMIAH	ii
ABSTRAK	iii
ABSTRACT	iv
KATA PENGANTAR	v
DAFTAR ISI	ii
DAFTAR GAMBAR	v
DAFTAR TABEL	vi
BAB I	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Rumusan Masalah	3
1.3 Tujuan Penelitian	3
1.4 Batasan Masalah	3
1.5 Manfaat Penelitian	4
BAB II	5
2.1 Sistem Tenaga Listrik	5
2.1.1 Sistem Pembangkitan	6
Jaringan Transmisi	6
Jaringan Distribusi	7
	ii



2.2	Sistem Distribusi	7
2.2.1	Faktor – Faktor yang Mempengaruhi Penyaluran pada SUTM.....	8
2.2.2	Klasifikasi Jaringan Distribusi	9
2.3	Daya.....	11
2.4	Sistem Per Unit.....	14
2.5	Teori Aliran Daya.....	15
2.6	Distributed Generation	19
2.7	Optimasi Kapasitas <i>Distributed Generation</i>	21
2.8	Optimasi Penempatan <i>Distributed Generation</i>	25
2.9	MATLAB	27
2.9.1	PSAT.....	28
BAB III		31
3.1	Rancangan Penelitian	31
3.2	Tempat dan Waktu Penelitian	31
3.3	Peralatan Penelitian	31
3.4	Data Awal Penelitian.....	32
3.5	Jenis Penelitian	37
	Diagram Alir Tugas Akhir	39



3.7	Tahap Perhitungan Program	40
3.8	Diagram Alir Program	43
3.9	Validasi Program	44
BAB IV		46
4.1	Simulasi Aliran Daya Tanpa Terinterkoneksi <i>Distributed Generation</i> (DG)	46
4.2	Simulasi Aliran Daya Saat Sistem Terinterkoneksi <i>Distributed Generation</i> (DG)	51
4.3	Perhitungan Rugi – Rugi Daya Aktif Menggunakan Matlab	59
4.4	Kapasitas Optimal <i>Distributed Generation</i>	61
4.5	Penempatan Optimal <i>Distributed Generation</i>	64
4.6	Analisa Biaya Pemasangan <i>Distributed Generation</i> (DG).....	72
BAB V.....		78
5.1	Kesimpulan.....	78
5.2	Saran	79
DAFTAR PUSTAKA		80
LAMPIRAN		84



DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Diagram satu garis sistem tenaga listrik.....	5
Gambar 2.2 Segitiga daya	13
Gambar 2.3 Grafik Perbandingan Rugi – Rugi Akurat dan Perkiraan.....	27
Gambar 2.4 Skema Kerja PSAT	30
Gambar 3. 1 Single Line Diagram Feeder Kima.....	33
Gambar 3. 2 Diagram Alir Tugas Akhir	39
Gambar 3. 3 Diagram Alir Program.....	43
Gambar 3. 4 sistem WSCC-9 bus	44
Gambar 3. 5 Rugi – Rugi Daya Aktif WSCC 9-Bus Menggunakan Program.....	45
Gambar 4. 1 Single Line Diagram sistem distribusi Makssar penyulang Kima setelah terinterkoneksi Distributed Generation	56
Gambar 4. 2 Grafik Kapasitas Optimal Distributed Generation pada Setiap Bus	63
Gambar 4. 3 Grafik Perkiraan Rugi – Rugi Sistem Saat Terinterkoneksi Distributed Generation pada Tiap Bus Secara Bergantian.....	68
Gambar 4. 4 Atap PT. Piramid Mega Sakti	77



DAFTAR TABEL

Tabel 3. 1 Data Impedansi Jaringan Distribusi Makassar Feeder Kima	34
Tabel 3. 2 Data Beban Sistem Distribusi Makassar Feeder Kima.....	35
Tabel 3. 3 Paramter Sistem WSCC-9.....	44
Tabel 3. 4 Hasil Simulasi Aliran Daya WSCC-9 bus	45
Tabel 4. 1 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Distribusi Makassar Penyulang Kima	46
Tabel 4. 2 Hasil Aliran Daya Setelah Sistem Terinterkoneksi Distributed Generation.....	51
Tabel 4. 3 Perbandingan Tegangan Tiap Bus Sebelum dan Setelah Sistem Terinterkoneksi Distributed Generation.....	57
Tabel 4. 4 Kapasitas Optimal Distributed Generation pada Tiap Bus	62
Tabel 4. 5 Rugi – Rugi Daya Aktif Perkiraan Setelah Dipasangkan Distributed Generation pada Tiap Bus Secara Bergantian.....	66
Tabel 4. 6 Perbandingan rugi – rugi daya aktif dengan lokasi dan kapasitas Distributed Generation yang berbeda beda.	70
Tabel 4. 7 Perbandingan rugi – rugi sistem sebelum dan setelah terinterkoneksi dengan distributed generation (DG).....	72
Tabel 4. 8 Nilai NPV dari perancangan distributed generation (DG).....	76



BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Semua kegiatan pembangunan sarana fisik pada berbagai sektor menggunakan energi listrik sebagai salah satu infrastruktur penunjang kegiatan. Manusia memerlukan energi listrik sebagai penunjang segala aktifitasnya. Seiring dengan pertumbuhan penduduk yang semakin meningkat dan pembangunan yang semakin pesat, kebutuhan akan energi listrik selalu meningkat setiap waktu.

Peningkatan beban mengarah pada pengembangan jaringan distribusi, yang akan mengarah pada peningkatan rugi – rugi daya pada sistem, penurunan tegangan bus, peningkatan ketidakseimbangan beban, dan juga menghasilkan masalah stabilitas. Sebagian besar rugi - rugi daya pada sistem tenaga terjadi pada sistem distribusi. Jaringan distribusi sebagian besar berbentuk radial, karena rasio R/X yang tinggi menyebabkan rugi – rugi daya tinggi dan *drop* tegangan yang besar. Minimalisasi kerugian daya memegang peran penting untuk operasi ekonomis dan pengurangan biaya. Salah satu cara mengurangi rugi - rugi daya adalah penempatan *distributed generation* (DG).

Karena keterbatasan sumber daya bahan bakar fosil, saat ini pembangkit listrik energi terbarukan menjadi salah satu pilihan dalam meningkatkan kebutuhan terhadap listrik yang tiap tahun semakin bertambah. Pembangkit energi n yang menghasilkan energi listrik dalam skala kecil dan ditempatkan di



sisi pusat beban yang diinterkoneksi dengan jaringan distribusi, untuk pembangkit listrik yang demikian dinamakan *distributed generation* (DG).

Distributed generation (DG) memiliki banyak keuntungan seperti meningkatkan kapasitas daya dalam sistem tenaga, mengurangi kerugian daya dalam sistem tenaga, dan meningkatkan profil tegangan. *Distributed generation* (DG) sebelumnya digunakan sebagai sumber daya aktif, tetapi dengan kemajuan teknologi, *distributed generation* (DG) tersedia dalam banyak jenis seperti: Sumber daya aktif (misalnya PV), sumber daya reaktif (misalnya kondensator sinkron), sumber aktif dan reaktif (mesin sinkron, atau PLTB). Pemasangan *distributed generation* (DG) pada sistem distribusi secara signifikan mengurangi rugi – rugi daya dan meningkatkan profil tegangan sistem.

Untuk memanfaatkan *distributed generation* (DG) secara optimal, *distributed generation* (DG) harus memiliki tempat dan ukuran yang tepat dalam sistem. Pemasangan *distributed generation* (DG) yang tidak optimal dapat mengakibatkan rugi – rugi sistem bertambah, tegangan tidak stabil, dan *voltage flicker*. Penggunaan metode optimasi dapat memberikan solusi terbaik untuk menentukan lokasi dan ukuran optimal dari *distributed generation* (DG).

Berdasarkan latar belakang yang telah dijabarkan maka penulis mengangkat judul tugas akhir yaitu: “STUDI PENEMPATAN *DISTRIBUTED GENERATION* (DG) UNTUK MENGURANGI RUGI – RUGI DAYA AKTIF PADA SISTEM DISTRIBUSI MAKASSAR”.



1.2 Rumusan Masalah

Adapun perumusan masalah pada skripsi ini adalah:

1. Bagaimana menentukan kapasitas dan penempatan *distributed generation* (DG) pada sistem distribusi?
2. Bagaimana pengaruh pemasangan *distributed generation* (DG) terhadap rugi – rugi daya total pada sistem distribusi?

1.3 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan penelitian ini adalah:

1. Menentukan besarnya kapasitas dan penempatan *distributed generation* (DG) yang paling optimal pada sistem distribusi.
2. Mengetahui pengaruh *distributed generation* (DG) terhadap rugi – rugi daya total pada sistem distribusi.

1.4 Batasan Masalah

Untuk memfokuskan penelitian pada bagian yang dianggap paling penting, maka dilakukan pembatasan masalah sebagai berikut:

1. Analisa aliran daya listrik memanfaatkan data hasil yang didapat dari PT. PLN (Persero) UP3 Makassar Utara.
2. Perangkat lunak yang digunakan adalah MATLAB.



3. Tidak membahas mengenai gangguan – gangguan dan sistem proteksi yang terdapat pada sistem.
4. Data yang diambil adalah sistem distribusi Makassar penyulang Kim dengan sumber hanya dari GI Daya, tidak ada dari Gardu Induk lainnya.
5. Analisis yang dilakukan adalah hanya untuk meminimalkan rugi – rugi daya pada saluran distribusi.
6. Tidak membahas jumlah *distributed generation* (DG) yang digunakan.
7. *Distributed generation* (DG) yang digunakan adalah *photovoltaic* (hanya menginjeksikan daya aktif).

1.5 Manfaat Penelitian

Manfaat yang diharapkan dari penelitian ini adalah:

1. Secara akademis, diharapkan penelitian ini dapat bermanfaat bagi penambahan referensi yang berkaitan dengan *distributed generation* (DG) di Departemen Teknik Elektro Universitas Hasanuddin.
2. Secara Praktis, penelitian ini diharapkan bermanfaat bagi pihak PLN di sistem distribusi Makassar.

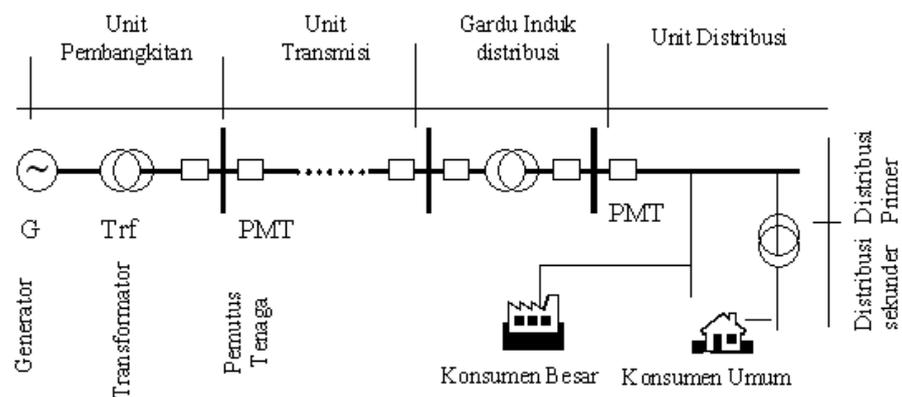


BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Sistem Tenaga Listrik

Suatu sistem tenaga listrik terdiri atas sistem pembangkitan, transmisi dan distribusi. Secara umum rancangan (*lay out*) dari sistem tenaga listrik dapat dilihat pada Gambar 2.1 (Note ganti menjadi : dapat dilihat pada Gambar 2.1)



Gambar 2.1 Diagram satu garis sistem tenaga listrik

Sistem tenaga listrik tersebut dilengkapi pula dengan gardu – gardu induk dan perangkat perlengkapan lainnya (instrument ukur dan proteksi/pengaman), yang pada kenyataannya merupakan suatu sistem dan jaringan yang sangat kompleks. [1]



2.1.1 Sistem Pembangkitan

Sistem pembangkit adalah sistem dimana energi listrik di-“proses” dan di-“hasil”-kan, yang terdiri atas penggerak mula (*prime mover*), yang berupa perangkat mekanis untuk memutar kumparan generator dan generator itu sendiri. Pusat pembangkit berfungsi untuk mengkonversikan sumber daya energi primer menjadi energi listrik. Pusat pembangkit listrik konvensional mencakup: [2]

1. Pusat Listrik Tenaga Uap (PLTU)
2. Pusat Listrik Tenaga Air (PLTA)
3. Pusat Listrik Tenaga Gas (PLTG)
4. Pusat Listrik Tenaga Diesel (PLTD)
5. Pusat Listrik Tenaga Panas Bumi (PLTP)
6. Pusat Listrik Tenaga Nuklir (PLTN)

2.1.2 Jaringan Transmisi

Pada umumnya sistem pembangkitan jauh dari tempat – tempat di mana energi listrik tersebut digunakan. Karenanya energi listrik yang dibangkitkan itu harus disalurkan melalui saluran transmisi. Karena tegangan generator umumnya rendah, antara 6 kV sampai dengan 24 kV, maka tegangan tersebut harus dinaikkan

transformator daya yang ada (*step up transformer*) dengan pertimbangan s. [2]



2.1.3 Jaringan Distribusi

Apabila saluran transmisi menyalurkan tenaga listrik bertegangan tinggi ke pusat – pusat beban dalam jumlah besar, maka saluran distribusi berfungsi membagikan tenaga listrik tersebut kepada pihak pemakai melalui saluran tegangan rendah. Pada dasarnya jaringan distribusi mirip dengan jaringan transmisi, yaitu jaringan sistem tenaga listrik yang berfungsi menyalurkan energi listrik melalui konduktor – konduktor (kawat), yang membedakan hanyalah bahwa jaringan distribusi adalah jaringan transmisi energi listrik yang lebih ke hilir (konsumen), dimana tegangannya telah diturunkan oleh transformator penurun tegangan hingga mencapai tegangan menengah, pada jaringan transmisi tegangan cenderung sangat tinggi sekali sampai batas – batas ekstrim (*extra high voltage*). [2]

2.2 Sistem Distribusi

Sistem jaringan tenaga listrik adalah penyaluran energi listrik dari pembangkit tenaga listrik (power station) hingga sampai kepada konsumen (pemakai) pada tingkat tegangan yang diperlukan. Sistem tenaga listrik ini terdiri dari unit pembangkit, unit transmisi dan unit distribusi. [3]

Sistem distribusi merupakan bagian dari sistem tenaga listrik. Sistem distribusi ini berguna untuk menyalurkan tenaga listrik dari sumber daya listrik besar (*Bulk Power Source*) sampai ke konsumen. Jadi fungsi distribusi tenaga listrik

1) pembagian atau penyaluran tenaga listrik ke beberapa tempat (konsumen), dan 2) merupakan sub sistem tenaga listrik yang langsung



berhubungan dengan pelanggan, karena catu daya pada pusat – pusat beban (pelanggan) dilayani langsung melalui jaringan distribusi. [4]

Sistem pendistribusian tenaga listrik dapat dibedakan menjadi dua macam, yaitu sistem pendistribusian langsung dan sistem pendistribusian tak langsung. [3]

2.2.1 Faktor – Faktor yang Mempengaruhi Penyaluran pada SUTM

Penyaluran daya listrik dari pembangkit sampai ke konsumen melalui suatu sistem penyaluran yang panjang, terdapat parameter – parameter yang mempengaruhi besaran tenaga listrik yang diterima. Adapun yang mempengaruhi sistem penyaluran daya listrik pada saluran udara tegangan menengah adalah sebagai berikut: [5]

1. **Pengaruh Eksternal** adalah pengaruh lingkungan yang sering mengakibatkan terjadinya gangguan – gangguan pada sistem sehingga menyebabkan pemadaman listrik, tingkat tegangan yang menurun, serta ayunan tegangan yang diakibatkan oleh faktor alam seperti angin, gempa bumi, badai dan gunung meletus. Sedangkan pengaruh hewan dan manusia terjadi perusakan alam seperti penebangan pohon didekat jaringan listrik.
2. **Pengaruh Internal** adalah pengaruh yang dialami oleh saluran listrik tegangan menengah akibat dari kondisi penyaluran tenaga listrik. Pengaruh internal dapat menyebabkan terjadi perubahan listrik yang dikirim dari pusat

pembangkitan ke konsumen tenaga listrik. Sehingga untuk memperbaiki perlu



dikompensasi dengan peralatan – peralatan bantu distribusi. Pengaruh – pengaruh internal yang dimaksud adalah resistansi, induktansi, dan kapasitansi.

2.2.2 Klasifikasi Jaringan Distribusi

Sistem jaringan distribusi tenaga listrik dapat diklasifikasikan dari berbagai segi, antara lain adalah: [3]

1. Berdasarkan ukuran tegangan

Berdasarkan ukuran tegangan jaringan distribusi tenaga listrik dapat dibedakan pada dua sistem, yaitu:

a. Sistem jaringan distribusi primer

Sistem jaringan distribusi primer atau sering disebut jaringan distribusi tegangan tinggi (JDTT) ini terletak antara gardu induk dengan gardu pembagi, yang memiliki tegangan sistem lebih tinggi dari tegangan terpakai untuk konsumen. Standar tegangan untuk jaringan distribusi primer ini adalah 6 kV, 10 kV, dan 20 kV (sesuai standar PLN). Sedangkan di Amerika Serikat standar tegangan untuk jaringan distribusi primer ini adalah 2,4 kV; 4,26 kV; dan 13,8 kV.

b. Sistem jaringan distribusi sekunder

Sistem jaringan distribusi sekunder atau sering disebut jaringan distribusi rendah (JDTR), merupakan jaringan yang berfungsi sebagai penyalur tenaga listrik dari gardu – gardu pembagi (gardu distribusi) ke pusat – pusat beban (pusat beban tenaga listrik). Besarnya standar tegangan untuk jaringan distribusi



sekunder ini adalah 127/220 V untuk sistem lama, dan 220/380 V untuk sistem baru, serta 440/550 V untuk keperluan industry.

2. Berdasarkan ukuran arus

Berdasarkan ukuran arus listrik maka sistem jaringan distribusi dapat dibedakan dalam dua macam, yaitu:

- a. Jaringan Distribusi AC
- b. Jaringan Distribusi DC

3. Berdasarkan sistem penyaluran

Berdasarkan sistem penyalurannya, jaringan distribusi dapat dibedakan menjadi dua macam yaitu dengan:

- a. Saluran udara (*overhead line*)

Saluran udara merupakan sistem penyaluran tenaga listrik melalui kawat penghantar yang ditompang pada tiang listrik

- b. Saluran bawah tanah (*underground cable*)

Saluran bawah tanah merupakan sistem penyaluran tenaga listrik melalui kabel – kabel yang ditanamkan di dalam tanah.

Berdasarkan konstruksi jaringan



Melihat bentuk konstruksi jaringan distribusi tenaga listrik saluran udara, maka dikenal 2 macam konstruksi, yaitu:

- a. Konstruksi Horizontal
- b. Konstruksi Vertikal

5. Berdasarkan bentuk jaringan

- a. Sistem Radial Terbuka
- b. Sistem Radial Paralel
- c. Sistem Rangkaian Tertutup (*Loop Circuit*)
- d. Sistem Network/Mesh
- e. Sistem Interkoneksi

2.3 Daya

Pada sistem tenaga listrik terdapat perbedaan antara daya atau kekuatan (*power*) dan energi; energi adalah daya dikalikan waktu sedangkan daya listrik merupakan hasil perkalian tegangan dan arusnya, dengan satuan daya listrik yaitu watt yang menyatakan banyaknya tenaga listrik yang mengalir per satuan waktu [Joule/s]. Daya listrik [P] yang dihasilkan oleh arus listrik [i] pada tegangan [v] dinyatakan dengan persamaan 2.1



$$P = i \cdot v \quad (2.1)$$

Dimana,

P = daya [watt]

i = arus [ampere]

v = tegangan [volt]

Dalam sistem listrik arus bolak balik, dikenal adanya 3 jenis daya untuk beban yang memiliki impedansi (Z), yaitu:

1. **Daya Aktif (P)** disebut juga daya nyata yaitu daya yang dibutuhkan oleh beban. Satuan daya aktif adalah Watt dinyatakan dengan persamaan 2.2

$$P = V \cdot I \cdot \cos\varphi$$

$$P_{3\phi} = 3 \cdot V_L \cdot I_L \cdot \cos\varphi \quad (2.2)$$

2. **Daya Reaktif (Q)** adalah daya yang timbul akibat adanya efek induksi elektromagnetik oleh beban yang mempunyai nilai induktif (fase arus tertinggal/lagging) atau kapasitif (fase arus mendahului/leading). Satuan daya reaktif adalah Var dinyatakan dengan persamaan 2.3

$$Q = V \cdot I \cdot \sin\varphi$$

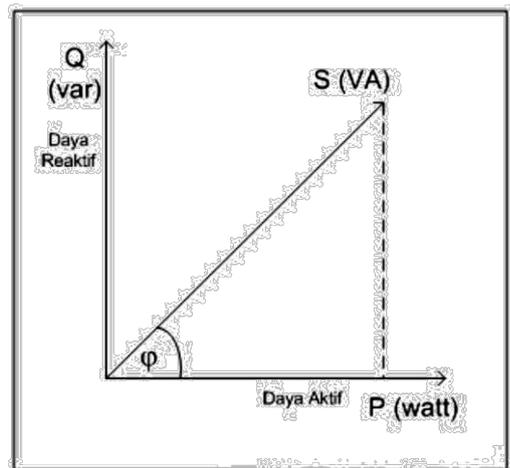
$$P_{3\phi} = 3 \cdot V_L \cdot I_L \cdot \sin\varphi \quad (2.3)$$

Daya Semu (S) adalah penjumlahan daya aktif dan daya reaktif secara kompleks. Satuan daya ini adalah VA dinyatakan dengan persamaan 2.4



$$S = P + jQ = V \cdot I^* \quad (2.4)$$

Hubungan dari ketiga daya diatas (P, Q, S) disebut segitiga daya, yang dapat dilihat pada Gambar 2.2.



Gambar 2.2 Segitiga daya

Daya listrik yang dikirimkan dan disalurkan dari gardu induk/trafo distribusi ke pemakai mengalami rugi tegangan dan rugi daya, ini disebabkan karena saluran distribusi mempunyai tahanan, induktansi, dan kapasitansi.

Daya listrik yang tersalurkan dari sumber ke beban jumlahnya berbeda, hal ini dikarenakan terjadinya rugi – rugi daya. Sehingga hal ini dapat menentukan efisiensi daya pada sistem tersebut. Untuk menentukan besarnya efisiensi daya menggunakan rumus sebagai berikut: [6]



$$= \frac{\Delta S (kVA)}{S_{kirin}} \times 100\% \quad (2.5)$$

2.4 Sistem Per Unit

Pada analisis sistem tenaga listrik, penggunaan dari sistem per unit lebih banyak digunakan dibandingkan dengan sistem *ohmic*. Sistem per unit berguna untuk memudahkan perhitungan pada proses analisis aliran daya pada sistem tenaga. Berikut keuntungan – keuntungan dari sistem per unit: [7]

1. Dapat mengurangi penggunaan dari $\sqrt{3}$ saat perhitungan 3 fasa.
2. Dapat memudahkan dalam komputasi digital.
3. Dengan menggunakan tegangan base yang sesuai maka dapat memudahkan dalam menyelesaikan rangkaian dengan beberapa transformator.
4. Pada peralatan sistem tenaga memiliki banyak variasi dalam ukuran, rugi – rugi, dan tegangan. Pada peralatan dengan jenis umum yang sama, tegangan dan rugi – rugi per unit akan berada pada orde yang sama meskipun ukuran besaran fisiknya sangat berbeda.

Secara umum persamaan dari sistem per unit dituliskan sebagai berikut:

$$\text{per unit} = \frac{\text{nilai sebenarnya (dalam satuan tertentu)}}{\text{nilai base atau acuan (dalam satuan yang sama dengan nilai sebenarnya)}}$$

(2.6)



Untuk mendapatkan nilai dari impedansi per unit (Z_{pu}) berdasarkan tegangan base (V_b), arus base (I_b), dan daya base (S_b) dapat menggunakan persamaan – persamaan berikut:

$$I_b = \frac{S_b}{V_b} \quad (2.7)$$

$$Z_b = \frac{V_b}{I_b} \quad (2.8)$$

$$Z_{pu} = \frac{Z}{Z_b} \quad (2.9)$$

2.5 Teori Aliran Daya

Perhitungan aliran daya merupakan suatu alat bantu yang sangat penting untuk mengetahui kondisi operasi sistem. Perhitungan aliran daya pada tegangan, arus dan faktor daya di berbagai simpul suatu jaringan listrik dilakukan pada keadaan operasi normal. Hasil perhitungan aliran daya ini kemudian digunakan untuk mensimulasi kondisi gangguan yang besar, stabilitas transien maupun analisa kontegensi yaitu analisa keadaan dimana sebagian komponen sistem tidak terhubung ke sistem dengan baik. [8]

Perhitungan aliran daya membutuhkan informasi ramalan kebutuhan beban di setiap titik pelayanan, rencana operasi pusat pembangkit dan rencana operasi fasilitas transmisi. Dari informasi di atas dapat disusun persamaan aliran daya pada satu Gardu Induk (G.I.) ke G.I. lainnya. [8]



Perhitungan aliran daya pada dasarnya adalah menghitung besaran tegangan $|V|$ dan sudut fasa tegangan δ pada setiap G.I. pada kondisi tunak dan ketiga fasa seimbang. Hasil perhitungan ini digunakan untuk menghitung besar aliran daya aktif P dan daya reaktif Q di setiap peralatan transmisi, besarnya daya aktif P dan daya reaktif Q yang harus dibangkitkan setiap pusat pembangkit serta jumlah rugi – rugi di sistem. [8]

Pada setiap bus G.I. ada 4 (empat) variable operasi yang terkait, yaitu daya aktif P, daya reaktif Q, besaran tegangan $|V|$ dan sudut fasa tegangan δ . Supaya persamaan aliran daya dapat dihitung 2 (dua) dari 4 (empat) variabel di atas harus diketahui untuk setiap G.I., sedangkan 2 (dua) variabel lainnya dihitung. [8]

Setiap G.I. dalam sistem tenaga listrik dikelompokkan menjadi 3 (tiga) tipe G.I., yaitu: [8]

1. G.I. bus beban: Variabel yang diketahui adalah daya aktif P, daya reaktif Q. Kemudian akan dihitung besaran tegangan $|V|$ dan sudut fasa tegangan δ disetiap G.I.
2. G.I. bus pembangkit: Variabel yang diketahui adalah daya aktif P dan besaran tegangan $|V|$, sedangkan daya reaktif Q dan sudut fasa tegangan δ merupakan hasil perhitungan.
3. G.I. bus penyanggah (G.I. *swing*): Variabel yang diketahui adalah besaran tegangan $|V|$ dan sudut fasa tegangan δ yang merupakan sudut acuan.



Sedangkan daya aktif P dan daya reaktif Q yang harus dikompensasi merupakan hasil perhitungan.

Masalah aliran daya dapat didefinisikan sebagai perhitungan dari aliran – aliran daya saluran dan tegangan – tegangan bus dari suatu sistem tenaga listrik pada kondisi beban dan pembangkitan tertentu. [8]

Dalam penyelesaian aliran daya ada dua metode umum yang digunakan yaitu metode *Gauss-Seidel* dan metode *Newton-Raphson*. Dalam tugas akhir ini penulis akan menggunakan metode *Newton-Raphson* karena metode ini lebih cepat mencapai nilai konvergen sehingga proses iterasi yang berlangsung lebih sedikit, tetapi setiap iterasinya memerlukan waktu yang relative lebih lama, karena jumlah iterasinya sedikit, secara keseluruhan memerlukan waktu yang lebih singkat dalam penyelesaian aliran daya. [9]

Untuk menerapkan metode *Newton-Raphson* pada penyelesaian persamaan aliran daya kita menyatakan tegangan bus dan admitansi saluran dalam bentuk polar, seperti pada Persamaan (2.10) dan (2.11)

$$P_i = V_i^* \sum_{n=1}^n Y_{in} V_n \quad (2.10)$$

$$Q_i = -Im\{V_i^* \sum_{n=1}^n Y_{in} V_n\} \quad (2.11)$$

Dimana P_i adalah besar daya aktif pada bus ke-i; Q_i adalah besar daya reaktif pada

V_i^* adalah besar tegangan pada bus ke-i; V_n adalah besar tegangan pada bus
 Y_{in} adalah besasr admitansi antara bus ke-i dan bus ke-n. [10]



Hasil perhitungan daya menggunakan persamaan (2.10) dan (2.11) akan diperoleh nilai $P_i^{(k)}$ dan $Q_i^{(k)}$. Hasil ini digunakan untuk menghitung nilai $\Delta P_i^{(k)}$ dan $\Delta Q_i^{(k)}$ menggunakan persamaan berikut:

$$\Delta P_i^{(k)} = P_{ispec} - P_{i\ calc}^{(k)} \quad (2.12)$$

$$\Delta Q_i^{(k)} = Q_{ispec} - Q_{i\ calc}^{(k)} \quad (2.13)$$

Dimana $P_{i\ calc}^{(k)}$ adalah besar daya aktif perhitungan pada bus ke-i; P_{ispec} adalah besar daya aktif yang diketahui pada bus ke-i; $Q_{i\ calc}^{(k)}$ adalah besar daya reaktif perhitungan pada bus ke-i; Q_{ispec} besar daya reaktif yang diketahui pada bus ke-i.

[10]

Hasil perhitungan Persamaan (2.12) dan (2.13) digunakan untuk membentuk matriks *Jacobian*, persamaan matriks *Jacobian* dapat dilihat pada Persamaan (2.14)

$$\begin{bmatrix} \Delta P^{(k)} \\ \Delta Q^{(k)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J1 & J2 \\ J3 & J4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta^{(k)} \\ \Delta |V|^{(k)} \end{bmatrix} \quad (2.14)$$

Setelah nilai $\Delta \delta^{(k)}$ dan $\Delta |V|^{(k)}$ didapatkan, kita dapat menghitung nilai tersebut untuk iterasi berikutnya, yaitu dengan menambahkan nilai $\Delta \delta_i^{(k)}$ dan $\Delta |V|_i^{(k)}$, sehingga diperoleh persamaan (2.15) dan (2.16). [10]

$$\delta_i^{(k+1)} = \delta_i^{(k)} + \Delta \delta_i^{(k)} \quad (2.15)$$

$$|V_i^{(k+1)}| = |V_i^{(k)}| + \Delta |V_i^{(k)}| \quad (2.16)$$



Hasil perhitungan persamaan (2.15) dan (2.16) digunakan lagi untuk proses iterasi selanjutnya, yaitu dengan memasukkan nilai ini ke dalam Persamaan (2.10) dan (2.11) sebagai langkah awal perhitungan aliran daya. Proses ini dilakukan terus menerus yaitu n-iterasi sampai diperoleh nilai yang konvergen. [10]

2.6 Distributed Generation

Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) mendefinisikan *distributed generation (DG)* sebagai pembangkit yang menghasilkan energi dalam kapasitas yang lebih kecil dibandingkan pusat – pusat pembangkit konvensional dan dapat dipasang hampir pada setiap sistem tenaga listrik. Menurut definisi *International Energy Agency (IEA)*, *distributed generation (DG)* merupakan unit – unit yang menghasilkan energi pada sisi konsumen atau dalam jaringan distribusi lokal. *Distributed generation (DG)* didefinisikan sebagai pembangkit tenaga listrik yang diinjeksikan ke dalam jaringan distribusi atau pada sisi konsumen. Berdasarkan dari beberapa uraian sebelumnya, *distributed generation (DG)* sendiri dapat diartikan sebagai suatu pembangkit sisipan yang bersifat pembangkit *renewable* yang letaknya tersebar di dekat area pembebanan dalam sistem tenaga listrik. [11]

Sumber tenaga pembangkitan *distributed generation (DG)* sendiri merupakan tenaga yang *renewable* atau tenaga terbarukan. Beberapa contoh sumber pembangkitan *distributed generation (DG)* adalah pembangkit listrik tenaga

pembangkit listrik tenaga panas bumi, pembangkit listrik tenaga matahari, pembangkit listrik tenaga mikrohidro. Pembangkit ini ramah lingkungan,



membatasi pembangunan transmisi baru, andal dalam merespon perubahan beban, mengurangi bahan bakar fosil, deregulasi dalam pasar kelistrikan dan sejumlah keuntungan lainnya. [11]

Distributed generation (DG) dapat memberikan manfaat berbagai layanan untuk utilitas dan konsumen, termasuk sebagai pembangkit siaga, pembangkit pendukung beban puncak, pembangkit untuk beban dasar, pendukung penyediaan daya aktif, pendukung penyediaan daya reaktif, pendukung stabilitas tegangan, stabilitas jaringan, cadangan berputar, dan dapat juga menurunkan rugi daya pada jaringan. [12]

Sekarang ini *distributed generation* (DG) didefinisikan memiliki banyak jenis dari daya yang diinjeksikan ke sistem distribusi. Berikut ini jenis – jenis dari *distributed generation* (DG) berdasarkan daya yang diinjeksikan ke sistem distribusi: [7]

1. Tipe 1, *distributed generation* (DG) yang menginjeksikan hanya daya aktif saja. Contoh dari jenis ini seperti *photovoltaic, fuel cells, micro turbin* dengan faktor daya sama dengan 1.
2. Tipe 2, *distributed generation* (DG) yang menginjeksikan daya reaktif saja. Contoh dari jenis ini seperti kompensator sinkron.
3. Tipe 3, *distributed generation* (DG) yang menginjeksikan daya aktif dan daya reaktif. Contoh dari jenis ini seperti generator sinkron.



4. Tipe 4, *distributed generation* (DG) yang menginjeksikan daya aktif namun di waktu yang sama juga menyerap daya reaktif dari sistem. Contoh dari jenis ini seperti generator induksi.

Berikut ini jenis – jenis *distributed generation* (DG) berdasarkan kapasitasnya:

1. *Micro Distributed Generation, distributed generation* (DG) yang memiliki range kapasitas daya 1 W – 5 kW.
2. *Small Distributed Generation, distributed generation* (DG) yang memiliki range kapasitas daya 5 kW – 5 MW.
3. *Medium Distributed Generation, distributed generation* (DG) yang memiliki range kapasitas 5 MW – 50 MW.
4. *Large Distributed Generation, distributed generation* (DG) yang memiliki range kapasitas daya 50 MW – 300MW.

2.7 Optimasi Kapasitas *Distributed Generation*

Rugi – rugi daya aktif total pada sistem tenaga dapat ditentukan dengan menggunakan persamaan (2.23), yang sering dikenal sebagai “*exact loss formula*” [13].

$$P_{loss} = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N [a_{ij}(P_i P_j + Q_i Q_j) + b_{ij}(Q_i P_j + P_i Q_j)] \quad (2.17)$$



$$a_{ij} = \frac{R_{ij}}{v_i v_j} \cos(\delta_i - \delta_j) \quad (2.18)$$

$$b_{ij} = \frac{R_{ij}}{v_i v_j} \sin(\delta_i - \delta_j) \quad (2.19)$$

V_i : tegangan pada bus i

$R_{ij} + jX_{ij}$: impedansi saluran

P_i dan P_j : daya aktif pada bus i dan j

Q_i dan Q_j : daya reaktif pada bus I dan j

Daya aktif dan reaktif yang diinjeksikan di bus i dimana *distributed generation* (DG) dipasang dapat dituliskan dengan persamaan berikut ini:

$$P_i = P_{DG} - P_{Di} \quad (2.20)$$

$$Q_i = Q_{DG} - Q_{Di} = (apf \cdot P_{DG}) - Q_{Di} \quad (2.21)$$

dimana,

P_{DG_i}, Q_{DG_i} : daya aktif dan reaktif yang diinjeksikan DG di bus i

apf : $(sign)\tan(\cos^{-1}(PF_{DG}))$

dengan $sign = +1$ untuk *distributed generation* (DG) menginjeksikan daya reaktif

$sign = -1$ untuk *distributed generation* (DG) menyerap daya reaktif



P_{Di}, Q_{Di} : beban daya aktif dan reaktif pada bus i

PF_{DG} : Faktor daya dari *distributed generation* (DG)

Dengan mensubstitusikan persamaan (2.20) dan (2.21) ke persamaan (2.17) maka didapatkan rugi – rugi daya aktif dengan *distributed generation* (DG) sebagai berikut:

$$P_{loss} = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N [a_{ij} \{ (P_{DG_i} - P_{Di}) P_j + ((apf * P_{DG_i}) - Q_{Di}) Q_j \} + b_{ij} \{ ((apf * P_{DG_i}) - Q_{Di}) P_j - (P_{DG_i} - P_{Di}) Q_j \}] \quad (2.22)$$

Rugi – rugi daya aktif pada sistem dapat mencapai nilai minimum dengan mendifrensial parsial kan persamaan (2.22) terhadap daya aktif dari *distributed generation* (DG) pada bus i (P_{DG_i}) menjadi nol.

$$\frac{\partial P_{loss}}{\partial P_{DG_i}} = 2 \sum_{j=1}^N [a_{ij} (P_j + (apf * Q_j)) + b_{ij} ((apf * P_j) - Q_j)] = 0 \quad (2.23)$$

Persamaan (2.23) dapat ditulis juga sebagai berikut:

$$a_{ii} (P_i + (apf * Q_i)) + b_{ii} ((apf * P_i) - Q_i) + \sum_{j=1, j \neq i}^N (a_{ij} P_j - b_{ij} Q_j) + apf \sum_{j=1, j \neq i}^N (a_{ij} Q_j + b_{ij} P_j) = 0 \quad (2.24)$$

misalkan,

$$\sum_{j=1, j \neq i}^N (a_{ij} P_j - b_{ij} Q_j) \quad (2.25)$$



$$Y_i = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N (a_{ij}Q_j - b_{ij}P_j) \quad (2.26)$$

Dari persamaan (2.20), (2.21), (2.24), (2.25) dan (2.26), didapatkan persamaan (2.27)

$$a_{ii}(P_{DG_i} - P_{Di} + apf^2 P_{DG_i} - apf Q_{Di}) + b_{ii}(Q_{Di} - apf P_{Di}) + X_i + aY_i = 0 \quad (2.27)$$

Dari persamaan (2.27), kapasitas optimal dari *distributed generation* (DG) pada bus i untuk meminimumkan rugi – rugi dapat dituliskan sebagai:

$$P_{DG_i} = \frac{a_{ii}(P_{Di} + apf Q_{Di}) + b_{ii}(apf P_{Di} - Q_{Di}) - X_i - apf Y_i}{apf^2 a_{ii} + a_{ii}} \quad (2.28)$$

Pengurangan rugi – rugi daya aktif setelah sistem terinterkoneksi dengan *distributed generation* (DG) dapat dituliskan sebagai: [14]

$$\text{Pengurangan rugi – rugi} = \frac{P_{loss} - P_{loss}^{DG}}{P_{loss}} \times 100\% \quad (2.29)$$

Faktor daya dari *distributed generation* (DG) tergantung dari kondisi operasi dan tipe dari *distributed generation* (DG) tersebut. Ketika faktor daya dari *distributed generation* (DG) diketahui, maka kapasitas optimal dari *distributed generation* (DG) pada bus i untuk meminimalkan rugi – rugi daya dapat ditentukan dengan beberapa cara berikut: [13]



distributed generation (DG) Tipe 1, untuk *distributed generation* (DG) tipe faktor dayanya adalah 1, sehingga $apf = 0$, dari persamaan (2.28),

kapasitas optimal dari *distributed generation* (DG) pada bus i untuk meminimalkan rugi – rugi daya dapat diberikan dengan persamaan:

$$P_{DG_i} = P_{Di} + \frac{1}{\alpha_{ii}} [\beta_{ii}Q_i - \sum_{\substack{j=i \\ j \neq i}}^N (\alpha_{ij}P_j - \beta_{ij}Q_j)] \quad (2.30)$$

2. *Distributed generation* (DG) Tipe 2, untuk *distributed generation* (DG) tipe 2 faktor dayanya dianggap 2 dan $\text{apf} = \infty$, dari persamaan (2.28), kapasitas optimal dari *distributed generation* (DG) pada bus i untuk meminimalkan rugi – rugi daya dapat diberikan dengan persamaan:

$$Q_{DG_i} = Q_{Di} + \frac{1}{\alpha_{ii}} [\beta_{ii}P_i - \sum_{\substack{j=i \\ j \neq i}}^N (\alpha_{ij}Q_j - \beta_{ij}P_j)] \quad (2.31)$$

3. *Distributed generation* (DG) Tipe 3, faktor dayanya berada diantara 0 dan 1, $\text{sign} = +1$ dan apf adalah konstan, maka kapasitas optimum dari *distributed generation* (DG) pada bus i untuk meminimalkan rugi –rugi diberikan pada persamaan (2.28) dan (2.21)
4. *Distributed generation* (DG) Tipe 4, faktor dayanya berada diantara 0 dan 1, $\text{sign} = -1$ dan apf adalah konstan, maka kapasitas optimum dari *distributed generation* (DG) pada bus i untuk meminimalkan rugi –rugi diberikan pada persamaan (2.28) dan (2.21)

2.8 Optimasi Penempatan *Distributed Generation*

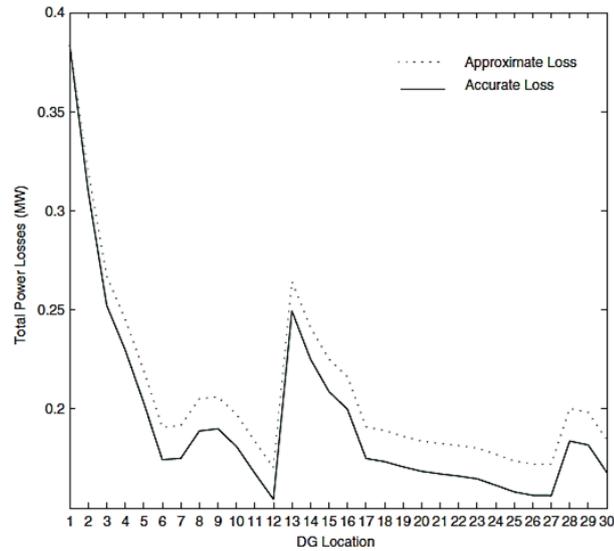


Setelah mendapatkan kapasitas optimal dari *distributed generation* (DG) pada busnya menggunakan persamaan (2.34) kemudian mencari rugi – rugi

daya aktif total dengan menggunakan kapasitas optimal dari *distributed generation* (DG) pada masing – masing bus secara bergantian. Perhitungan rugi – rugi saat *distributed generation* (DG) ditempatkan secara bergantian membutuhkan banyak solusi aliran daya, sesuai dengan jumlah bus pada sistem. Hal ini dikarenakan saat *distributed generation* (DG) dipasangkan pada sistem, maka nilai dari *loss coefficients* akan berubah, karena bergantung dari variabel tegangan dan sudut fasa. Oleh karena itu digunakan metode pendekatan yang akan dengan mudah menghitung perkiraan rugi – rugi, yang bertujuan untuk mendapatkan lokasi penempatan *distributed generation* (DG) terbaik. [15]

Hasil numerik menunjukkan bahwa perkiraan rugi – rugi mengikuti pola yang sama dengan rugi – rugi yang dihitung secara akurat. Ini berarti bahwa, jika rugi – rugi akurat dari aliran daya memberikan nilai minimum pada suatu bus, maka nilai perkiraan rugi – rugi juga akan menjadi minimum pada bus tersebut. Ini dibuktikan pada hasil simulasi yang terdapat pada Gambar 2.3. Hal yang berbeda adalah nilai rugi – ruginya, yang bukan menjadi masalah untuk penentuan lokasi. Metode ini dapat mengurangi komputasi dan menghemat waktu. [15]





Gambar 2.3 Grafik Perbandingan Rugi – Rugi Akurat dan Perkiraan

2.9 MATLAB

MATLAB singkatan dari *MATrix LABORatory*, merupakan bahasa pemrograman yang dikembangkan oleh *The Mathwork. Inc.* Program MATLAB merupakan program interaktif yang digunakan untuk melakukan perhitungan numerik keteknikan, komputasi simbolik, visualisasi, grafis, analisis data matematis, statistika, simulasi dan pemodelan dengan dasar matriks dan bidang ilmu pengetahuan dan teknik rekayasa. [16]

MATLAB menyediakan sejumlah fasilitas, diantaranya: [16]

1. Manipulasi mudah untuk membentuk matriks

sejumlah rutin yang mudah diakses dan dimodifikasi

fasilitas canggih untuk mendapatkan gambar berdimensi dua atau tiga



4. Kemudahan untuk menuliskan program yang singkat, sederhana, dan dapat dikembangkan sesuai kebutuhan.

Karakteristik MATLAB adalah sebagai berikut: [16]

1. Bahasa pemrogramannya didasarkan pada matriks (baris dan kolom)
2. Program MATLAB lebih lambat karena bahasanya langsung diartikan
3. *Automatic memory management*, kita tidak harus mendeklarasikan *arrays* terlebih dahulu
4. Tersusun rapi
5. Memiliki waktu pengembangan program yang lebih cepat dibandingkan bahasa C dan *Fortran*
6. Dapat diubah ke bahasa C lewat Matlab Compiler untuk efisiensi yang lebih baik
7. Tersedia banyak *toolbox* untuk aplikasi – aplikasi khusus.

2.9.1 PSAT

PSAT (*Power System Analysis Toolbox*) adalah perangkat lunak berbasis MATLAB yang programnya dijalankan pada perangkat lunak MATLAB. Program semacam ini dikenal sebagai *toolbox*. PSAT dibuat dan dikembangkan oleh Federic

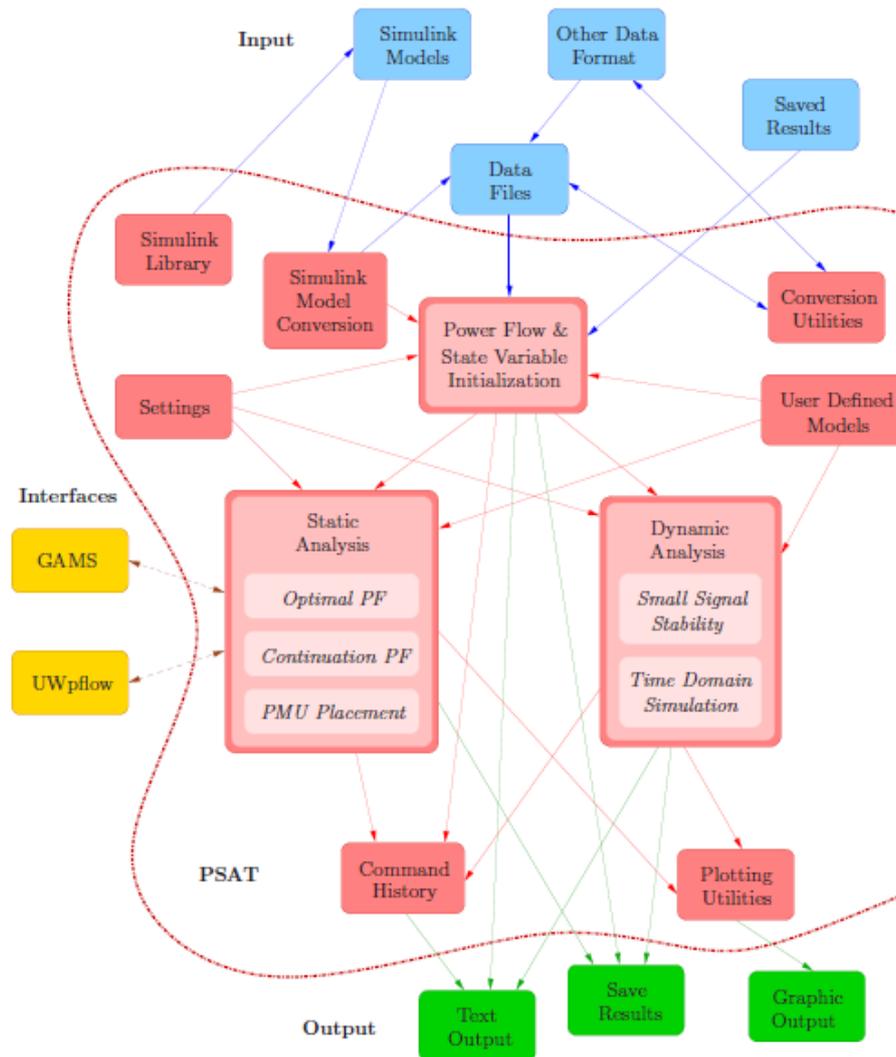
sejak tahun 2001 dan mulai dipublikasikan pada tahun 2002. Perangkat



lunak ini merupakan perangkat lunak yang bersifat gratis dan *open source* sehingga dapat diunduh gratis dan dikembangkan secara bebas. [17]

PSAT dapat digunakan untuk studi aliran daya atau *power flow* (PF), studi aliran daya kontinyu *Continuation Power Flow* (CPF) yang dapat memberikan kurva P-V untuk analisis kestabilan terganggu, aliran daya optimal atau *optimal power flow* (OPF), *small signal stability analysis* (SSSA) dan *time domain simulation* (TDS). Dari sisi tampilan PSAT juga mendukung *graphical user interface* (GUI) dan *graphical network construction* (CAD). Gambar 2.4 menunjukkan skema kerja dari PSAT dalam melakukan berbagai macam simulasi. Mulai dari jenis berkas data masukan sampai dengan jenis keluaran data. [17]





Gambar 2.4 Skema Kerja PSAT



BAB III

METODE PENELITIAN

3.1 Rancangan Penelitian

Jenis penelitian yang dipakai dalam penelitian ini adalah studi kasus pada sistem distribusi Makassar, dimana dalam penelitian yang akan diteliti yaitu studi penempatan *distributed generation* (DG) pada sistem distribusi Makassar untuk mengurangi rugi – rugi pada sistem.

3.2 Tempat dan Waktu Penelitian

Penelitian ini dilakukan di Laboratorium Relay dan Pengukuran, Fakultas Teknik Universitas Hasanuddin, Gowa, Sulawesi Selatan. Waktu penelitian dimulai pada bulan November 2019 sampai dengan bulan Maret 2020. Sedangkan untuk penulisan tugas akhir dimulai pada bulan September 2019 sampai dengan bulan Juli 2020.

3.3 Peralatan Penelitian

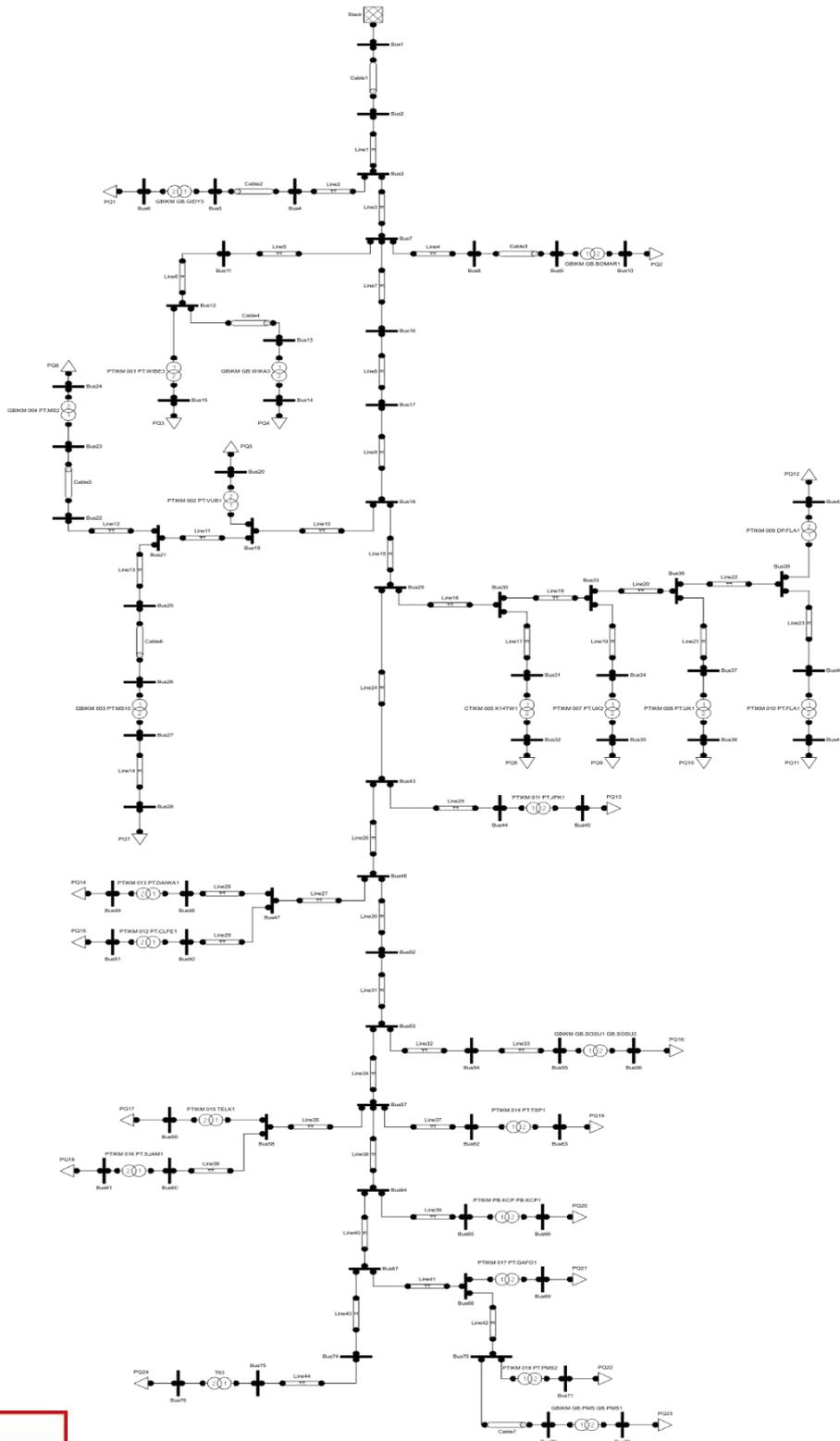
Adapun peralatan penelitian yang digunakan oleh penulis dalam penelitian adalah satu unit laptop dan perangkat lunak MATLAB dan PSAT yang digunakan untuk mengolah data.



3.4 Data Awal Penelitian

Analisa penempatan optimal *distributed generation* (DG) pada sistem distribusi Makassar diterapkan pada sistem Makassar Utara penyulang Kima. Adapun data yang diperoleh meliputi, *Single Line Diagram* jaringan distribusi Makassar Feeder Kima yang ditunjukkan pada Gambar 3.1, data beban yang ditunjukkan pada Tabel 3.2, dan data impedansi jaringan yang ditunjukkan pada Tabel 3.1.





Gambar 3. 1 Single Line Diagram Feeder Kima



Tabel 3. 1 Data Impedansi Jaringan Distribusi Makassar Feeder Kima

Dari	Ke	R [p.u.]	X [p.u.]	Dari	Ke	R [p.u.]	X [p.u.]
Bus1	Bus2	0.0009	0.0005	Bus39	Bus40	0.0030	0.0026
Bus2	Bus3	0.0059	0.0053	Bus40	Bus41	15.0108	37.0766
Bus3	Bus4	0.0065	0.0057	Bus39	Bus42	24.6322	76.1134
Bus4	Bus5	0.0060	0.0024	Bus29	Bus43	0.0070	0.0122
Bus5	Bus6	1.0637	6.1588	Bus44	Bus43	0.0024	0.0021
Bus3	Bus7	0.0015	0.0026	Bus44	Bus45	12.3161	38.0567
Bus8	Bus7	0.0025	0.0022	Bus43	Bus46	0.0039	0.0068
Bus8	Bus9	0.0060	0.0024	Bus46	Bus47	0.0118	0.0105
Bus9	Bus10	0.0400	0.0381	Bus47	Bus48	0.0046	0.0041
Bus7	Bus11	0.0438	0.0390	Bus48	Bus49	4.9264	15.2227
Bus11	Bus12	0.0008	0.0007	Bus47	Bus50	0.0072	0.0064
Bus12	Bus13	0.0021	0.0008	Bus50	Bus51	3.9099	12.0815
Bus13	Bus14	15.0108	37.0766	Bus46	Bus52	0.0052	0.0091
Bus12	Bus15	7.5054	18.5383	Bus52	Bus53	0.0031	0.0054
Bus7	Bus16	0.0108	0.0188	Bus54	Bus53	0.0018	0.0016
Bus16	Bus17	0.0023	0.0039	Bus55	Bus54	0.0008	0.0007
Bus17	Bus18	0.0109	0.0190	Bus55	Bus56	6.1580	19.0284
Bus18	Bus19	0.0195	0.0173	Bus53	Bus57	0.0111	0.0194
	Bus20	15.0108	37.0766	Bus57	Bus58	0.0031	0.0027
	Bus21	0.0150	0.0133	Bus58	Bus59	7.6976	23.7855



Bus21	Bus22	0.0065	0.0057
Bus22	Bus23	0.0004	0.0002
Bus23	Bus24	15.0108	37.0766
Bus21	Bus25	0.0139	0.0124
Bus25	Bus26	0.0004	0.0002
Bus26	Bus27	15.0108	37.0766
Bus27	Bus28	0.0054	0.0048
Bus18	Bus29	0.0068	0.0119
Bus30	Bus29	0.0078	0.0069
Bus30	Bus31	0.0044	0.0039
Bus31	Bus32	24.6322	76.1134
Bus33	Bus30	0.0047	0.0042
Bus33	Bus34	0.0060	0.0054
Bus34	Bus35	0.0009	0.0005
Bus36	Bus33	0.0059	0.0053
Bus36	Bus37	0.0065	0.0057
Bus37	Bus38	0.0060	0.0024
Bus39	Bus36	1.0637	6.1588
Bus58	Bus60	0.0043	0.0038
Bus60	Bus61	7.6976	23.7855
Bus62	Bus57	0.0036	0.0032
Bus62	Bus63	3.0790	9.5142
Bus57	Bus64	0.0026	0.0045
Bus65	Bus64	0.0020	0.0018
Bus65	Bus66	6.1580	19.0284
Bus64	Bus67	0.0051	0.0090
Bus68	Bus67	0.0149	0.0132
Bus68	Bus69	9.3817	23.1729
Bus68	Bus70	0.0200	0.0178
Bus70	Bus71	7.5054	18.5383
Bus70	Bus72	0.0038	0.0015
Bus72	Bus73	15.0108	37.0766
Bus67	Bus74	0.0101	0.0090
Bus74	Bus75	0.0031	0.0027
Bus75	Bus76	7.6976	23.7855

Tabel 3. 2 Data Beban Sistem Distribusi Makssar Feeder Kima



Nama Lokasi	Bus	P (KW)	Q (KVAR)
GBIKM GB.GIDY3	6	680	421.4

GBIKM GB.BOMAR1	10	136	84.29
PTIKM 001 PT.WIBE3	15	85	52.68
GBIKM GB.WIKA3	14	85	52.68
PTIKM 002 PT.VUB1	20	85	52.68
GBIKM 004 PT.MS2	24	85	52.68
GBIKM 003 PT.MS10	28	85	52.68
CTIKM 005 K14TW1	32	170	105.4
PTIKM 007 PT.UK2	35	170	105.4
PTIKM 008 PT.UK1	38	170	105.4
PTIKM 010 PT.FLA1	41	85	52.68
PTIKM 009 DP.FLA1	42	340	210.7
PTIKM 011 PT.JPK1	45	170	105.4
PTIKM 013 PT.DAIWA1	49	136	84.29
PTIKM 012 PT.CLFE1	51	136	84.29
GBIKM GB.SOSU1 GB.SOSU2	56	170	105.4
PTIKM 015 TELK1	59	136	84.29
PTIKM 016 PT.SJAM1	61	136	84.29
PTIKM 014 PT.TSP1	63	170	105.4
PTIKM PB.KCP PB.KCP1	66	170	105.4
PTIKM 017 PT.GAFO1	69	85	52.68
PTIKM 018 PT.PMS2	71	85	52.68
GBIKM GB.PMS GB.PMS1	73	680	421.4
T63	76	136	84.29



3.5 Jenis Penelitian

Penelitian ini merupakan studi kasus, yang diawali dengan perumusan masalah, melakukan kajian studi pustaka, pengumpulan data, interpretasi hasil, dan penarikan kesimpulan dengan uraian berikut:

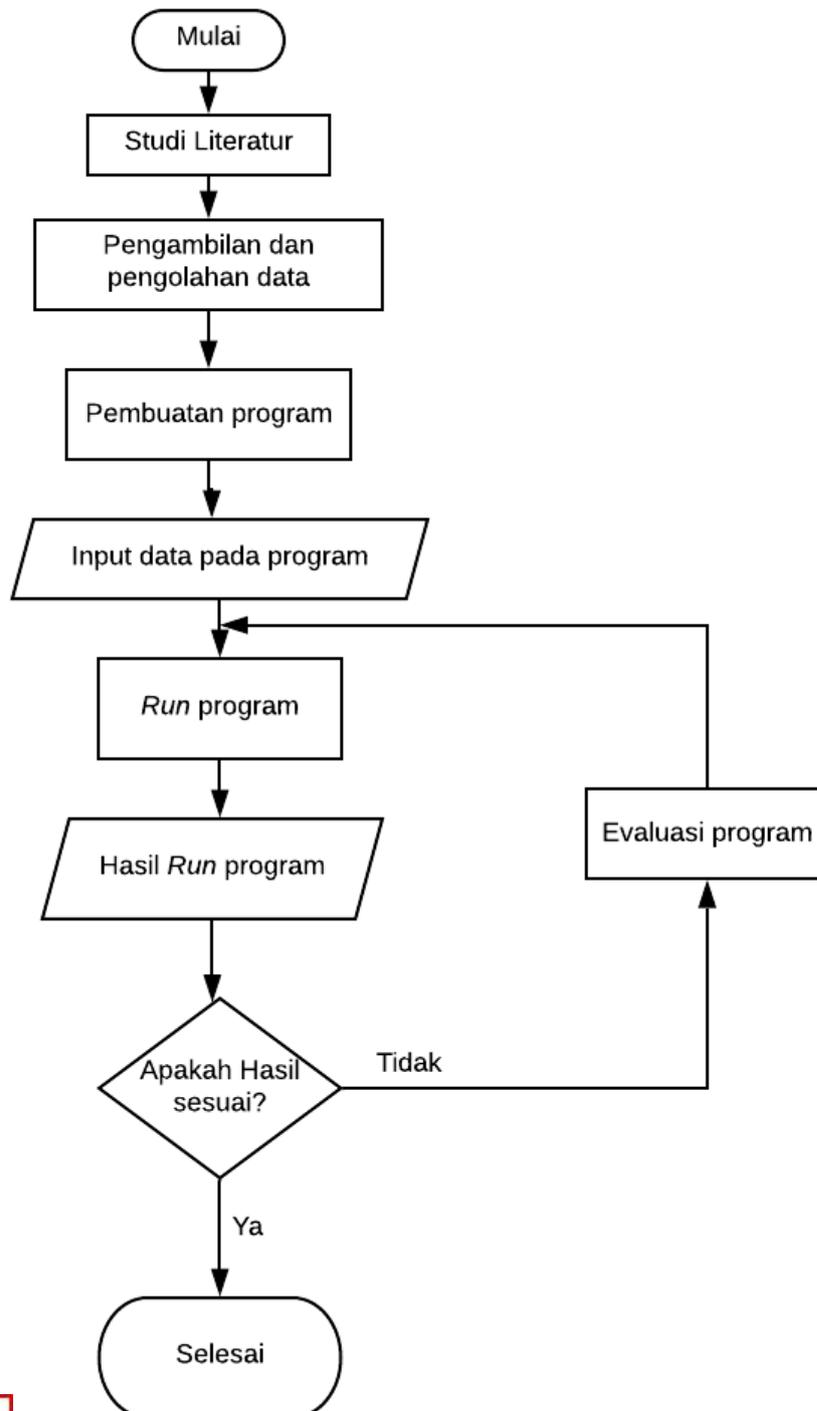
1. *Studi literatur*, dilakukan dengan cara mempelajari dan memahami buku – buku dan jurnal yang sudah ada sebelumnya untuk dijadikan sebagai acuan dan referensi guna membantu dalam penyelesaian tugas akhir ini.
2. *Pengumpulan data*, Penulis melaksanakan pengumpulan data – data sistem distribusi Makassar berupa *single line diagram*, data impedansi jaringan sistem distribusi Makassar penyulang Kima, dan data beban sistem distribusi Makassar penyulang Kima.
3. *Pengolahan data*, Setelah mendapatkan data – data yang dibutuhkan selanjutnya data tersebut diolah dan dimodelkan dalam bentuk simulasi, meliputi simulasi aliran daya pada sistem distribusi Makassar dengan menggunakan PSAT *toolbox* pada Matlab, dan membuat program perhitungan pada MATLAB.
4. *Analisa hasil*, Analisa yang akan dilakukan meliputi hasil studi optimasi kapasitas dan penempatan *distributed generation* (DG) pada sistem distribusi Makassar penyulang Kima.



5. *Penarikan Kesimpulan*, Diperoleh setelah dilakukan korelasi antara hasil pengolahan dengan permasalahan yang diteliti. Simpulan ini merupakan hasil akhir dari semua masalah yang dibahas.



3.6 Diagram Alir Tugas Akhir



Gambar 3. 2 Diagram Alir Tugas Akhir



3.7 Tahap Perhitungan Program

Langkah – langkah yang akan dilakukan pada tugas akhir ini tentang perhitungan yang membutuhkan program yaitu:

1. Membuat *Single Line Diagram* pada PSAT.
2. Memasukkan data – data ke dalam *Single Line Diagram*

Data – data yang akan digunakan yaitu:

- a. Data beban berupa daya aktif (P) dalam pu dan daya reaktif (Q) dalam pu untuk setiap bus.
 - b. Data saluran berupa resistansi (R) dalam pu dan reaktansi (X) dalam pu untuk setiap *branch*.
3. Melakukan simulasi *Power Flow* pada PSAT.
 4. Mencari nilai a_{ij} dan b_{ij}

Untuk mendapatkan nilai a_{ij} dan b_{ij} dapat menggunakan persamaan berikut:

$$a_{ij} = \frac{R_{ij}}{v_i v_j} \cos(\delta_i - \delta_j)$$

$$b_{ij} = \frac{R_{ij}}{v_i v_j} \sin(\delta_i - \delta_j)$$



5. Mencari rugi – rugi daya sebelum pemasangan *distributed generation* (DG) Untuk mendapatkan rugi – rugi daya dapat menggunakan persamaan berikut:

$$P_{loss} = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N a_{ij} (P_i P_j + Q_i Q_j) + b_{ij} (Q_i P_j + P_i Q_j)$$

6. Mencari kapasitas optimal *distributed generation* (DG) pada masing – masing bus

Untuk mendapatkan kapasitas optimal *distributed generation* (DG) pada masing – masing bus dapat menggunakan persamaan berikut ini:

$$P_{DGi} = P_{Di} + \frac{1}{\alpha_{ii}} [\beta_{ii} Q_i - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N (\alpha_{ij} P_j - \beta_{ij} Q_j)]$$

7. Mencari penempatan optimal *distributed generation* (DG)

Tempatkan *distributed generation* (DG) dengan kapasitas optimal yang didapatkan pada tahap 6 pada busnya satu per satu. Hitung perkiraan rugi – rugi daya untuk setiap kasus dengan menggunakan persamaan berikut ini:

$$P_{loss} = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N [a_{ij} (P_i P_j + Q_i Q_j) + b_{ij} (Q_i P_j + P_i Q_j)]$$

dengan

$$P_i = P_{DG} - P_{Di}$$

a_{ij} dan b_{ij} dari kasus awal (hasil perhitungan tahap 4)



Cari bus yang optimal dimana total rugi – rugi dayanya paling minimum sesuai dengan kapasitas *distributed generation* (DG) pada bus tersebut.

8. Melakukan simulasi *Power Flow* kembali pada PSAT saat sistem telah terinterkoneksi *distributed generation* (DG).
9. Mencari nilai a_{ij} dan b_{ij} setelah pemasangan *distributed generation* (DG).

Untuk mendapatkan nilai a_{ij} dan b_{ij} dapat menggunakan persamaan berikut:

$$a_{ij} = \frac{R_{ij}}{v_i v_j} \cos(\delta_i - \delta_j)$$

$$b_{ij} = \frac{R_{ij}}{v_i v_j} \sin(\delta_i - \delta_j)$$

Dimana tegangan dan sudut setelah pemasangan *distributed generation* (DG) (hasil perhitungan tahap 8).

10. Mencari rugi – rugi daya setelah pemasangan *distributed generation* (DG).

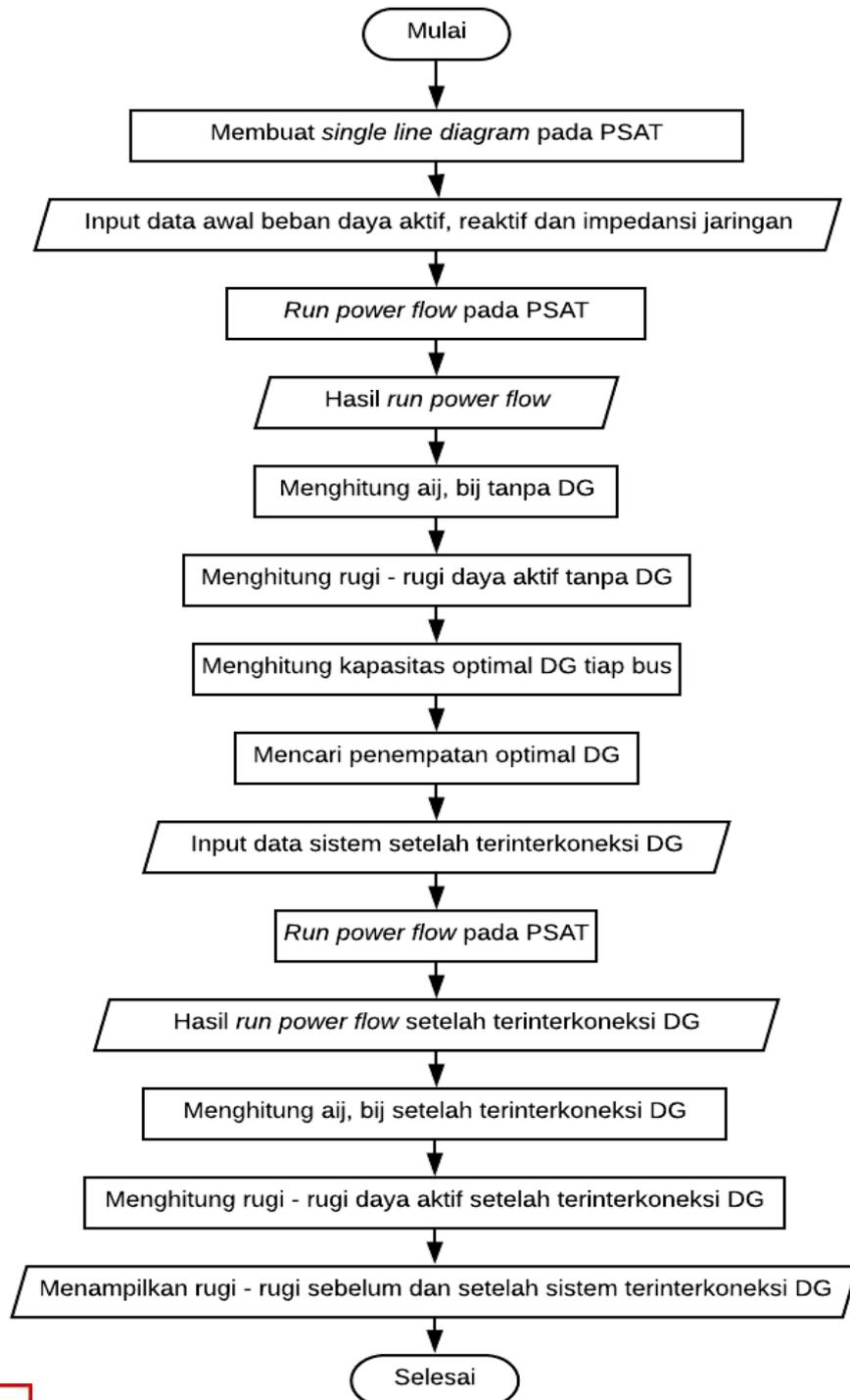
Untuk mendapatkan rugi – rugi daya dapat menggunakan persamaan berikut:

$$P_{loss} = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N [a_{ij}(P_i P_j + Q_i Q_j) + b_{ij}(Q_i P_j + P_i Q_j)]$$

11. Menampilkan rugi – rugi daya sebelum dan setelah pemasangan *distributed generation* (DG).



3.8 Diagram Alir Program



Gambar 3. 3 Diagram Alir Program

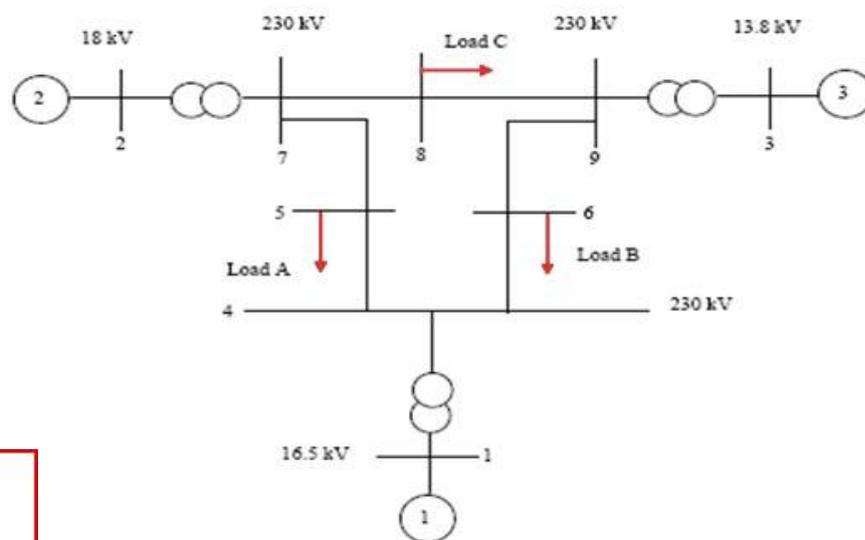


3.9 Validasi Program

Program yang digunakan pada penelitian ini divalidasi menggunakan sistem 9 Bus *Western System Coordination Council (WSCC)*, sistem parameter dan topologi ditunjukkan pada Tabel 3.3 dan Gambar 3.4.

Tabel 3. 3 Paramter Sistem WSCC-9

Dari Bus	Ke Bus	R [p.u.]	X [p.u.]	B [p.u.]
1	4	0.0000	0.0576	0.0000
2	7	0.0000	0.0625	0.0000
3	9	0.0000	0.0586	0.0000
4	5	0.1000	0.0850	0.0880
4	6	0.1700	0.0920	0.0790
5	7	0.0320	0.1610	0.1530
6	9	0.0390	0.1700	0.1790
7	8	0.0085	0.0720	0.0745
8	9	0.0119	0.1008	0.1046



Gambar 3. 4 sistem WSCC-9 bus



Hasil dari simulasi aliran daya ditunjukkan pada Tabel 2

Tabel 3. 4 Hasil Simulasi Aliran Daya WSCC-9 bus

Bus	V [p.u.]	phase [rad]	P Gen [p.u.]	Q Gen [p.u.]	P load [p.u.]	Q load [p.u.]
1	1.040	0.000	0.716	0.270	0.000	0.000
2	1.025	0.162	1.630	0.067	0.000	0.000
3	1.025	0.081	0.850	-0.109	0.000	0.000
4	1.026	-0.039	0.000	0.000	0.000	0.000
5	0.996	-0.070	0.000	0.000	1.250	0.500
6	1.013	-0.064	0.000	0.000	0.900	0.300
7	1.026	0.065	0.000	0.000	0.000	0.000
8	1.016	0.013	0.000	0.000	1.000	0.350
9	1.032	0.034	0.000	0.000	0.000	0.000

Total active loss [p.u.] = 0.0464

Total active power generation [p.u.] = 3.1964

Total active power load [p.u.] = 3.1500

Menggunakan program mencari rugi – rugi daya yang digunakan pada tugas akhir ini untuk mencari rugi rugi daya aktif WSCC9-bus. Hasil yang didapatkan adalah:

```
P1 =
    0.04641
rugi rugi daya aktif =
    0.04641
```

Gambar 3. 5 Rugi – Rugi Daya Aktif WSCC 9-Bus Menggunakan Program

lihat bahwa rugi – rugi aktif yang didapatkan menggunakan program sama
rugi – rugi daya aktif dari hasil simulasi aliran daya.



BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Simulasi Aliran Daya Tanpa Terinterkoneksi *Distributed Generation* (DG)

Simulasi aliran daya dilakukan dengan menggunakan *toolbox* PSAT 2.1.9. Tujuan dari simulasi ini adalah untuk mengetahui aliran daya pada sistem distribusi Makassar penyulang Kima saat berada dalam kondisi normal tanpa terinterkoneksi *distributed generation* (DG), yang kemudian hasil aliran daya ini akan dipakai menjadi kasus dasar pada analisis untuk menentukan kapasitas optimal dari *distributed generation* (DG) yang akan masuk pada sistem. Adapun hasil aliran daya pada sistem distribusi Makassar penyulang Kima dapat dilihat pada Tabel 4.1

Tabel 4. 1 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Distribusi Makassar Penyulang Kima

Bus	V [p.u.]	phase [rad]	P gen [p.u.]	Q gen [p.u.]	P load [p.u.]	Q load [p.u.]
Bus1	1.00000	0.00000	4.37081	-1.89532	0.00000	0.00000
Bus2	0.99997	-0.00004	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus3	0.99980	-0.00037	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus4	0.99974	-0.00039	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus5	0.99969	-0.00038	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000



Bus6	0.96453	-0.03918	0.00000	0.00000	0.68000	0.42140
Bus7	0.99980	-0.00050	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus8	0.99980	-0.00050	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus9	0.99979	-0.00050	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus10	0.99970	-0.00052	0.00000	0.00000	0.13600	0.08429
Bus11	0.99978	-0.00062	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus12	0.99978	-0.00063	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus13	0.99978	-0.00063	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus14	0.96605	-0.02507	0.00000	0.00000	0.08500	0.05268
Bus15	0.98328	-0.01263	0.00000	0.00000	0.08500	0.05268
Bus16	0.99972	-0.00129	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus17	0.99970	-0.00146	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus18	0.99958	-0.00224	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus19	0.99962	-0.00238	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus20	0.96588	-0.02683	0.00000	0.00000	0.08500	0.05268
Bus21	0.99965	-0.00247	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus22	0.99965	-0.00248	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus23	0.99965	-0.00248	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus24	0.96592	-0.02693	0.00000	0.00000	0.08500	0.05268
Bus25	0.99966	-0.00251	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus26	0.99966	-0.00251	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus27	1.00397	-0.04111	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000



Bus28	1.00397	-0.04112	0.00000	0.00000	0.08500	0.05268
Bus29	0.99945	-0.00266	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus30	0.99938	-0.00272	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus31	0.99937	-0.00273	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus32	0.84789	-0.12509	0.00000	0.00000	0.17000	0.10540
Bus33	0.99934	-0.00275	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus34	0.99933	-0.00276	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus35	0.96742	-0.02951	0.00000	0.00000	0.17000	0.10540
Bus36	0.99926	-0.00280	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus37	0.99925	-0.00280	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus38	0.96734	-0.02956	0.00000	0.00000	0.17000	0.10540
Bus39	0.99922	-0.00281	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus40	0.99922	-0.00281	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus41	0.96548	-0.02728	0.00000	0.00000	0.08500	0.05268
Bus42	0.70430	-0.23267	0.00000	0.00000	0.26352	0.16330
Bus43	0.99936	-0.00296	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus44	0.99936	-0.00296	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus45	0.93234	-0.05850	0.00000	0.00000	0.17000	0.10540
Bus46	0.99932	-0.00312	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus47	0.99929	-0.00315	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus48	0.99928	-0.00316	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus49	0.97919	-0.02007	0.00000	0.00000	0.13600	0.08429



Bus50	0.99928	-0.00316	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus51	0.98343	-0.01653	0.00000	0.00000	0.13600	0.08429
Bus52	0.99925	-0.00329	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus53	0.99920	-0.00338	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus54	0.99920	-0.00339	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus55	0.99920	-0.00339	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus56	0.96728	-0.03014	0.00000	0.00000	0.17000	0.10540
Bus57	0.99901	-0.00368	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus58	0.99901	-0.00369	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus59	0.96709	-0.03046	0.00000	0.00000	0.13600	0.08429
Bus60	0.99900	-0.00369	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus61	0.96708	-0.03046	0.00000	0.00000	0.13600	0.08429
Bus62	0.99901	-0.00368	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus63	0.98340	-0.01684	0.00000	0.00000	0.17000	0.10540
Bus64	0.99898	-0.00373	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus65	0.99897	-0.00373	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus66	0.96705	-0.03050	0.00000	0.00000	0.17000	0.10540
Bus67	0.99891	-0.00380	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus68	0.99873	-0.00384	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus69	0.97798	-0.01894	0.00000	0.00000	0.08500	0.05268
Bus70	0.99849	-0.00386	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus71	0.98198	-0.01590	0.00000	0.00000	0.08500	0.05268



Bus72	0.99846	-0.00385	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus73	0.69613	-0.21108	0.00000	0.00000	0.51489	0.31908
Bus74	0.99890	-0.00382	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus75	0.99889	-0.00382	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus76	0.96698	-0.03059	0.00000	0.00000	0.13600	0.08429

Hasil simulasi ini kemudian digunakan sebagai kasus dasar untuk mencari rugi – rugi daya aktif dan kapasitas optimal dari *distributed generation* (DG).

Mengacu pada SPLN Nomor 72 tahun 1982, bahwa tegangan jatuh atau *voltage drop* dibatasi pada harga 10% dari tegangan nominal sistem untuk setiap wilayah beban yaitu 0.9 pu, sedangkan untuk lonjatan tegangan atau *over voltage* diberi batasan hingga 5% dari tegangan nominal sistem atau 1.05 pu.

Dari hasil simulasi sistem distribusi Makssar penyulang Kima, dapat dilihat pada Tabel 4.1, tidak semua bus memiliki tegangan yang berada pada batas normal yaitu 0.9 - 1.05 pu. Bus 32, 42, dan 73 memiliki tegangan yang tidak stabil (*undervoltage*), pada bus 32 nilai tegangannya adalah 0.84789 pu, pada bus 42 nilai tegangannya adalah 0.70430 pu, dan pada bus 73 nilai tegangannya adalah 0.69613 pu. Hal ini dapat disebabkan karena bus 32, 42, dan 73 memiliki beban yang cukup besar, dan nilai resistansi jaringan yang cukup besar pula sehingga memperbesar nilai *voltage drop*.



4.2 Simulasi Aliran Daya Saat Sistem Terinterkoneksi *Distributed Generation (DG)*

Simulasi aliran daya dilakukan kembali setelah sistem terinterkoneksi dengan *distributed generation (DG)*. Simulasi aliran daya dilakukan dengan menggunakan *toolbox* PSAT 2.1.9. Tujuan dari simulasi ini adalah untuk mengetahui aliran daya pada sistem distribusi Makassar penyulang Kima saat terinterkoneksi *distributed generation (DG)*. *distributed generation (DG)* ditempatkan pada bus 73 (GB. PMS) dengan kapasitas 0.502 pu atau 0.502 MW. Hal ini berdasarkan dari hasil yang didapatkan pada Tabel 4.5 dimana rugi – rugi daya aktif sistem terkecil didapatkan saat *distributed generation (DG)* ditempatkan pada bus 73 dengan kapasitas 0.502 pu atau 0.502 MW dengan perkiraan rugi – rugi sistem adalah 0.142 pu atau 0.142 MW. Hasil aliran daya pada sistem distribusi Makassar penyulang Kima saat terinterkoneksi *distributed generation (DG)* ditunjukkan pada Tabel 4.2

Tabel 4. 2 Hasil Aliran Daya Setelah Sistem Terinterkoneksi *Distributed Generation*

Bus	V [p.u.]	Phase [rad]	P gen [p.u.]	Q gen [p.u.]	P load [p.u.]	Q load [p.u.]
Bus1	1.00000	0.00000	3.9260	-1.89532	0.00000	0.00000
Bus2	0.99998	-0.00004	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus3	0.99987	-0.00039	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000



Bus4	0.99981	-0.00041	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus5	0.99976	-0.00040	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus6	0.96460	-0.03919	0.00000	0.00000	0.68000	0.42140
Bus7	0.99989	-0.00051	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus8	0.99989	-0.00052	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus9	0.99988	-0.00052	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus10	0.99980	-0.00054	0.00000	0.00000	0.13600	0.08429
Bus11	0.99987	-0.00064	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus12	0.99987	-0.00064	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus13	0.99987	-0.00064	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus14	0.96615	-0.02508	0.00000	0.00000	0.08500	0.05268
Bus15	0.98338	-0.01265	0.00000	0.00000	0.08500	0.05268
Bus16	0.99999	-0.00130	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus17	1.00000	-0.00146	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus18	1.00010	-0.00223	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus19	1.00010	-0.00237	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus20	0.96638	-0.02680	0.00000	0.00000	0.08500	0.05268
Bus21	1.00010	-0.00246	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus22	1.00010	-0.00247	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus23	1.00010	-0.00247	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus24	0.96642	-0.02690	0.00000	0.00000	0.08500	0.05268
Bus25	1.00010	-0.00250	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus26	1.00010	-0.00250	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000



Bus27	1.00450	-0.04108	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus28	1.00450	-0.04109	0.00000	0.00000	0.08500	0.05268
Bus29	1.00000	-0.00264	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus30	0.99997	-0.00271	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus31	0.99996	-0.00271	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus32	0.84863	-0.12490	0.00000	0.00000	0.17000	0.10540
Bus33	0.99993	-0.00274	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus34	0.99992	-0.00274	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus35	0.96803	-0.02946	0.00000	0.00000	0.17000	0.10540
Bus36	0.99985	-0.00278	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus37	0.99984	-0.00279	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus38	0.96795	-0.02951	0.00000	0.00000	0.17000	0.10540
Bus39	0.99982	-0.00279	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus40	0.99981	-0.00279	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus41	0.96609	-0.02724	0.00000	0.00000	0.08500	0.05268
Bus42	0.70471	-0.23266	0.00000	0.00000	0.26352	0.16330
Bus43	1.00010	-0.00294	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus44	1.00010	-0.00294	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus45	0.93310	-0.05839	0.00000	0.00000	0.17000	0.10540
Bus46	1.00010	-0.00309	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus47	1.00010	-0.00313	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus48	1.00010	-0.00313	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus49	0.97998	-0.02002	0.00000	0.00000	0.13600	0.08429



Bus50	1.00010	-0.00313	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus51	0.98421	-0.01648	0.00000	0.00000	0.13600	0.08429
Bus52	1.00010	-0.00325	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus53	1.00010	-0.00335	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus54	1.00010	-0.00335	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus55	1.00010	-0.00335	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus56	0.96821	-0.03006	0.00000	0.00000	0.17000	0.10540
Bus57	1.00010	-0.00363	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus58	1.00010	-0.00364	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus59	0.96821	-0.03035	0.00000	0.00000	0.13600	0.08429
Bus60	1.00010	-0.00364	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus61	0.96820	-0.03035	0.00000	0.00000	0.13600	0.08429
Bus62	1.00010	-0.00363	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus63	0.98450	-0.01677	0.00000	0.00000	0.17000	0.10540
Bus64	1.00010	-0.00367	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus65	1.00010	-0.00368	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus66	0.96821	-0.03038	0.00000	0.00000	0.17000	0.10540
Bus67	1.00010	-0.00374	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus68	1.00010	-0.00382	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus69	0.97937	-0.01888	0.00000	0.00000	0.08500	0.05268
Bus70	1.00010	-0.00390	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus71	0.98357	-0.01590	0.00000	0.00000	0.08500	0.05268
Bus72	1.00010	-0.00390	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000



Bus73	1.00000	-0.08201	0.00000	0.00000	0.51489	0.31908
Bus74	1.00010	-0.00376	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus75	1.00010	-0.00376	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Bus76	0.96822	-0.03047	0.00000	0.00000	0.13600	0.08429

Single Line Diagram sistem distribusi Makassar penyulang Kima setelah terinterkoneksi dengan *distributed generation* (DG) dapat dilihat pada Gambar 4.1



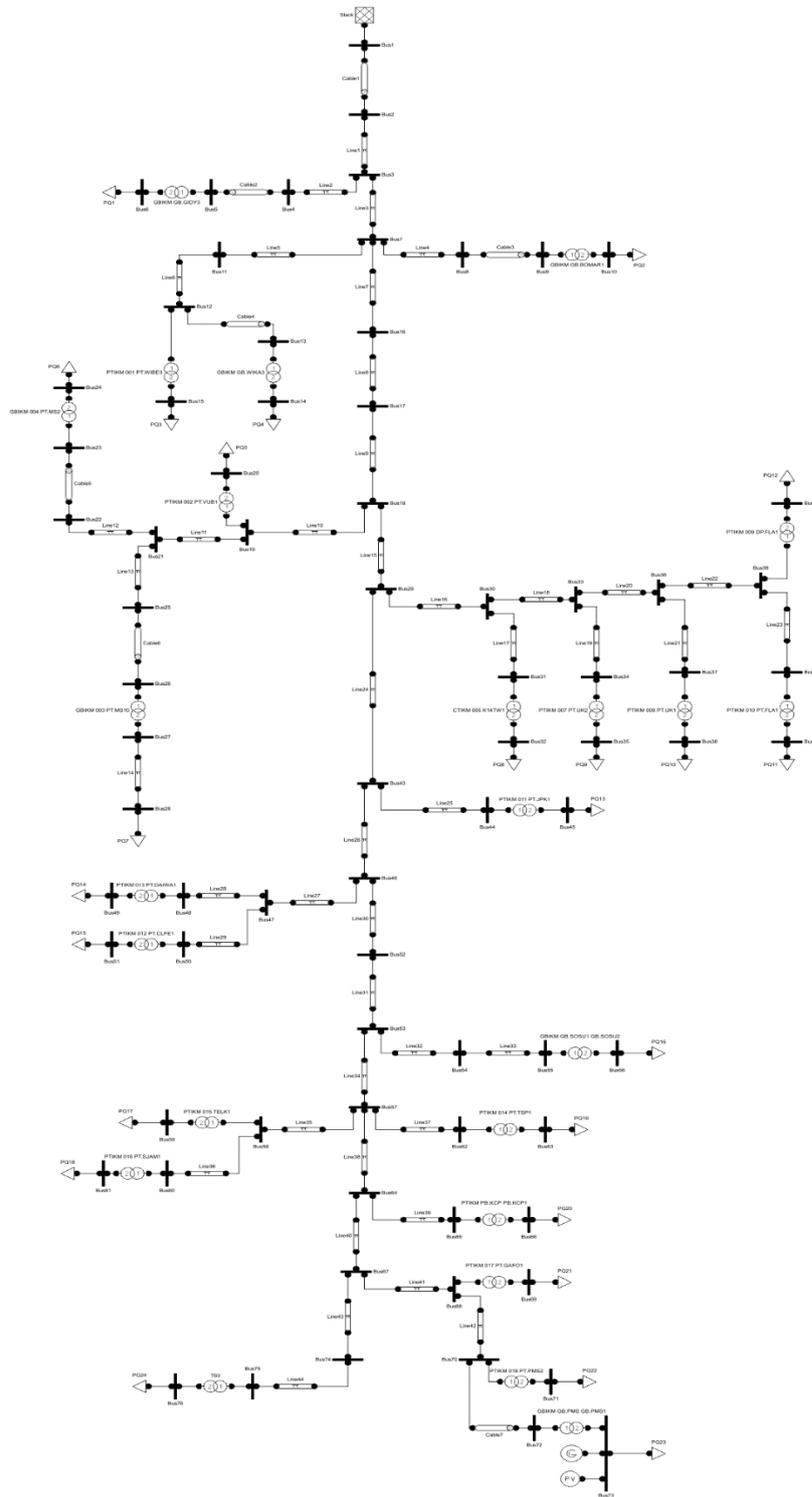


Figure 4.1 Single Line Diagram sistem distribusi Makssar penyulang Kima setelah terinterkoneksi *Distributed Generation*



Setelah sistem distribusi Makassar penyulang Kima terinterkoneksi *distributed generation* (DG), nilai tegangan dari tiap bus bertambah dibandingkan saat sistem distribusi Makassar penyulang Kima tidak terinterkoneksi dengan *distributed generation* (DG). Tabel 4.3 menunjukkan perbandingan tegangan tiap bus sebelum dan setelah sistem terinterkoneksi *distributed generation* (DG).

Tabel 4. 3 Perbandingan Tegangan Tiap Bus Sebelum dan Setelah Sistem Terinterkoneksi *Distributed Generation*

BUS	V sebelum DG [p.u.]	V setelah DG [p.u.]	BUS	V sebelum DG [p.u.]	V setelah DG [p.u.]
1	1.0000	1.0000	39	0.9992	0.9998
2	1.0000	1.0000	40	0.9992	0.9998
3	0.9998	0.9999	41	0.9655	0.9661
4	0.9997	0.9998	42	0.7043	0.7047
5	0.9997	0.9998	43	0.9994	1.0001
6	0.9645	0.9646	44	0.9994	1.0001
7	0.9998	0.9999	45	0.9323	0.9331
8	0.9998	0.9999	46	0.9993	1.0001
9	0.9998	0.9999	47	0.9993	1.0001
10	0.9997	0.9998	48	0.9993	1.0001
11	0.9998	0.9999	49	0.9792	0.9800
	0.9998	0.9999	50	0.9993	1.0001
	0.9998	0.9999	51	0.9834	0.9842



14	0.9661	0.9662
15	0.9833	0.9834
16	0.9997	1.0000
17	0.9997	1.0000
18	0.9996	1.0001
19	0.9996	1.0001
20	0.9659	0.9664
21	0.9996	1.0001
22	0.9996	1.0001
23	0.9996	1.0001
24	0.9659	0.9664
25	0.9997	1.0001
26	0.9997	1.0001
27	1.0040	1.0045
28	1.0040	1.0045
29	0.9995	1.0000
30	0.9994	1.0000
31	0.9994	1.0000
32	0.8479	0.8486
33	0.9993	0.9999
34	0.9993	0.9999
	0.9674	0.9680
	0.9993	0.9999

52	0.9992	1.0001
53	0.9992	1.0001
54	0.9992	1.0001
55	0.9992	1.0001
56	0.9673	0.9682
57	0.9990	1.0001
58	0.9990	1.0001
59	0.9671	0.9682
60	0.9990	1.0001
61	0.9671	0.9682
62	0.9990	1.0001
63	0.9834	0.9845
64	0.9990	1.0001
65	0.9990	1.0001
66	0.9671	0.9682
67	0.9989	1.0001
68	0.9987	1.0001
69	0.9780	0.9794
70	0.9985	1.0001
71	0.9820	0.9836
72	0.9985	1.0001
73	0.6961	1.0000
74	0.9989	1.0001



37	0.9993	0.9998	75	0.9989	1.0001
38	0.9673	0.9680	76	0.9670	0.9682

Berdasarkan Tabel 4.3 dapat dilihat bahwa profil tegangan tiap bus bertambah, walaupun pertambahannya sedikit. Penambahan profil tegangan paling signifikan terjadi pada bus 73, dimana bus ini adalah bus ditematkannya *distributed generation* (DG). Profil tegangan bus 73 berubah dari 0.6961 pu menjadi 1 pu, yang artinya profil tegangan bus 73 menjadi stabil dari yang sebelumnya tidak stabil. Bus lain yang sebelumnya memiliki tegangan tidak stabil, yaitu bus 32 dan 42, juga bertambah tegangannya, tetapi tegangan pada kedua bus itu masih berada dibawah 0.9 pu, sehingga masih dianggap tidak stabil. Selain bus 32 dan 42, semua bus pada sistem memiliki tegangan yang berada pada batas stabil, tidak ada yang mengalami *undervoltage* maupun *overvoltage*.

4.3 Perhitungan Rugi – Rugi Daya Aktif Menggunakan Matlab

Hasil simulasi aliran daya pada saat sistem distribusi Makassar penyulang Kima tidak terinterkoneksi *distributed generation* (DG) digunakan menjadi kasus dasar, dimana parameter tegangan, sudut fasa, dan daya tiap bus yang telah didapatkan digunakan kembali untuk menghitung rugi – rugi daya aktif jaringan.

Sebelum menghitung rugi – rugi daya aktif jaringan menggunakan

persamaan (2.17), koefisien rugi – rugi sistem, a_{ij} dan b_{ij} , dihitung terlebih dahulu akan persamaan (2.18) dan (2.19). Karena pada sistem distribusi Makassar



penyulang Kima memiliki 76 bus, maka matriks a_{ij} dan b_{ij} -nya berdimensi 76×76 , dimana untuk elemen matriks a_{11} perhitungannya adalah sebagai berikut:

$$a_{11} = \frac{R_{11}}{V_1 V_1} \cos(\delta_1 - \delta_1)$$

Sedangkan, untuk elemen matriks b_{11} perhitungannya adalah sebagai berikut:

$$b_{11} = \frac{R_{11}}{V_1 V_1} \sin(\delta_1 - \delta_1)$$

Karena mencari a_{ij} dan b_{ij} untuk sistem yang memiliki 76 bus, membutuhkan sangat banyak komputasi, maka persamaan (2.18) dan (2.19) diubah menjadi program m.file pada MATLAB dengan syntax sebagai berikut:

```
alfa(i,j)=rbus(i,j)*cosd(theta(i,1)-theta(j,1))/(v(i,1)*v(j,1))
```

```
beta(i,j)=rbus(i,j)*sind(theta(i,1)-theta(j,1))/(v(i,1)*v(j,1))
```

Program m.file ini akan dengan otomatis menghitung a_{ij} dan b_{ij} untuk sistem 76 bus, dan mengubah hasilnya dalam bentuk matriks berdimensi 76×76 .

Setelah mendapatkan koefisien rugi – rugi sistem (a_{ij} dan b_{ij}), kemudian rugi – rugi daya aktif sistem dapat dihitung menggunakan persamaan (2.17). Persamaan (2.17) menggunakan dua kali tanda sigma yaitu sigma dari $j=1$ sampai $i=76$ dan dari $i=1$ sampai $i=76$, ini berarti terdapat 2×76 penjumlahan sehingga akan

akan komputasi yang sangat panjang apabila dihitung secara manual.



Oleh karena itu, Persamaan (2.17) diubah menjadi program m.file pada MATLAB dengan syntax sebagai berikut:

```
P1=P1+(alfa(i,j)*(P(i,1)*P(j,1)+Q(i,1)*Q(j,1)))+(beta(i,j)*(Q(i,1)*P(j,1)-P(i,1)*Q(j,1)))
```

Setelah program tersebut dijalankan, didapatkan rugi – rugi daya aktif sebelum sistem distribusi Makssar penyulang Kima terinterkoneksi dengan *distributed generation* (DG) adalah 0.2252 pu atau sama dengan 0.2252 MW.

4.4 Kapasitas Optimal *Distributed Generation*

Distributed generation (DG) yang digunakan pada penelitian ini adalah *photovoltaic*, dimana *photovoltaic* ini merupakan *distributed generation* (DG) tipe 1. *Distributed generation* (DG) tipe 1 hanya menginjeksikan daya aktif pada sistem, sehingga kapasitas optimal *distributed generation* (DG) dapat ditentukan menggunakan rumus pada persamaan (2.30). Persamaan (2.30) digunakan untuk mencari kapasitas optimal *distributed generation* (DG) tiap bus, untuk mencari kapasitas optimal dari *distributed generation* (DG) apabila *distributed generation* (DG) ditempatkan pada bus 1 adalah sebagai berikut:

$$P_{DG1} = P_{D1} + \frac{1}{\alpha_{11}} [\beta_{11}Q_1 - \sum_{j=2}^{76} (\alpha_{1j}P_j - \beta_{1j}Q_j)]$$

Karena dibutuhkan komputasi yang cukup banyak untuk mencari kapasitas *distributed generation* (DG) tiap bus untuk sistem dengan 76 bus, maka persamaan diubah menjadi program m.file MATLAB dengan syntax sebagai berikut:



$$X = X + ((\text{alfa}(i,j) * P_i(j,1)) - (\text{beta}(i,j) * Q_i(j,1)))$$

$$PDG(i,1) = P_i(i,1) + (X/\text{alfa}(i,i))$$

Program m.file ini akan menghitung kapasitas optimal *distributed generation* (DG) tiap busnya, yang kemudian hasilnya akan diubah menjadi matriks berdimensi 76x1.

Setelah program tersebut dijalankan, didapatkan hasil berupa kapasitas *distributed generation* (DG) paling optimal apabila *distributed generation* (DG) ditempatkan pada setiap bus secara bergantian. Adapun kapasitas optimal *distributed generation* (DG) yang didapatkan dapat dilihat pada Tabel 4.4.

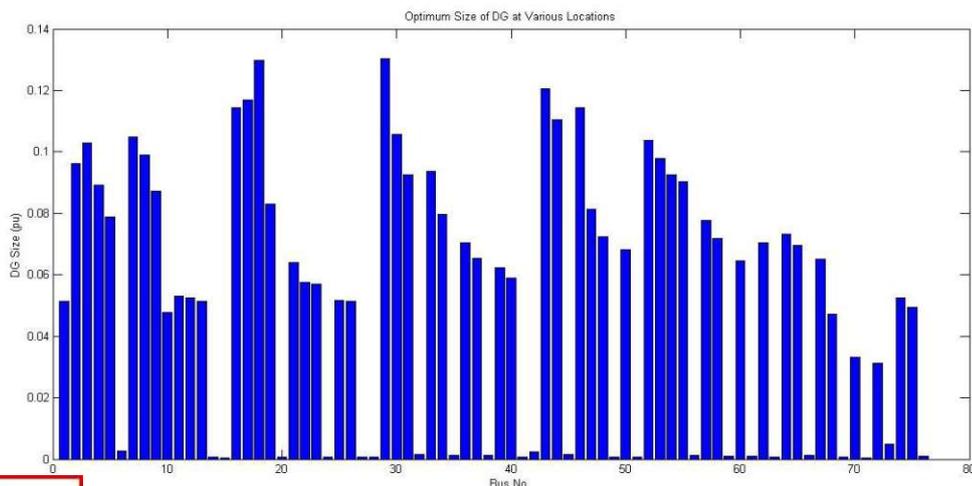
Tabel 4. 4 Kapasitas Optimal Distributed Generation pada Tiap Bus

Bus	P _{DG} [p.u.]						
1	0.05151	20	0.00062	39	0.06235	58	0.07173
2	0.09614	21	0.06401	40	0.05889	59	0.00101
3	0.10293	22	0.05740	41	0.00065	60	0.06456
4	0.08915	23	0.05702	42	0.00252	61	0.00101
5	0.07893	24	0.00063	43	0.12063	62	0.07051
6	0.00279	25	0.05162	44	0.11056	63	0.00082
7	0.10477	26	0.05133	45	0.00146	64	0.07323
8	0.09901	27	0.00060	46	0.11431	65	0.06955
	0.08730	28	0.00060	47	0.08125	66	0.00127
	0.04777	29	0.13046	48	0.07243	67	0.06503



11	0.05304	30	0.10561	49	0.00076	68	0.04717
12	0.05256	31	0.09247	50	0.06819	69	0.00058
13	0.05128	32	0.00157	51	0.00060	70	0.03308
14	0.00057	33	0.09353	52	0.10377	71	0.00053
15	0.00029	34	0.07958	53	0.09782	72	0.03115
16	0.11447	35	0.00120	54	0.09259	73	0.00502
17	0.11679	36	0.07040	55	0.09042	74	0.05251
18	0.12973	37	0.06525	56	0.00124	75	0.04950
19	0.08312	38	0.00121	57	0.07768	76	0.00102

Grafik kapasitas optimal *distributed generation* (DG) pada setiap bus ditunjukkan pada Gambar 4.2, dimana Gambar 4.2 merupakan hasil plot dari Tabel 4.4 pada Matlab.



4. 2 Grafik Kapasitas Optimal *Distributed Generation* pada Setiap Bus

Pada Tabel 4.4 dan Gambar 4.2 dapat dilihat bahwa kapasitas optimal *distributed generation* (DG) untuk tiap bus-nya berbeda – beda, hal ini tergantung pada tegangan, sudut fasa, dan daya pada bus ditempatkannya *distributed generation* (DG). Pada beberapa bus terdapat nilai kapasitas optimal *distributed generation* (DG) yang cukup besar, seperti pada bus 29, kapasitas optimal *distributed generation* (DG)-nya adalah 13.046 pu atau 13.046 MW. Pada beberapa bus juga terdapat nilai kapasitas optimal *distributed generation* (DG) yang cukup kecil, seperti pada bus 15, kapasitas optimal *distributed generation* (DG)-nya adalah 0.029 pu atau 0.029 MW.

Kapasitas *distributed generation* (DG) yang besar tidak selamanya akan menghasilkan penurunan rugi – rugi yang besar, begitu pula dengan kapasitas *distributed generation* (DG) yang kecil tidak selamanya akan menghasilkan penurunan rugi – rugi yang kecil. Untuk mengetahui kapasitas *distributed generation* (DG) yang mana yang akan digunakan, maka harus ditentukan lokasi penempatan *distributed generation* (DG) yang paling optimal terlebih dahulu.

4.5 Penempatan Optimal Distributed Generation

Penempatan *distributed generation* (DG) pada sistem distribusi Makassar penyulang Kima bertujuan untuk mengurangi rugi – rugi daya aktif pada jaringan. Selain kapasitas *distributed generation* (DG), penempatan *distributed generation* (DG) juga sangat berpengaruh pada rugi – rugi jaringan sistem. *distributed*

generation (DG) yang diletakkan dekat dengan *slack bus* atau bus referensi tidak akan memiliki penurunan yang besar. Begitu pula dengan *distributed*



generation (DG) yang diletakkan dekat dengan beban tidak menjamin akan memiliki penurunan rugi – rugi yang besar.

Tempat yang paling optimal adalah tempat yang apabila dipasangkan *distributed generation* (DG) akan memiliki rugi – rugi yang paling minimum. Sehingga untuk penentuan tempat yang optimal, *distributed generation* (DG) ditempatkan pada tiap bus secara bergantian dengan kapasitas yang berbeda sesuai dengan kapasitas yang telah didapatkan pada Tabel 4.4. Untuk memudahkan perhitungan, rugi – rugi yang akan dihitung hanya rugi – rugi perkiraan, sehingga setiap perhitungan tidak perlu menghitung kembali nilai koefisien rugi – rugi karena nilai koefisien rugi – rugi dianggap sama pada tiap perhitungan. Perhitungan rugi – rugi perkiraan ini dilakukan di MATLAB menggunakan persamaan (2.17). Dimana nilai P_i -nya berubah, tergantung di bus mana *distributed generation* (DG). Apabila *distributed generation* (DG) dipasangkan pada bus 2, maka nilai P_i nya menjadi:

$$P_2 = P_{DG2} - P_{D2}$$

Begitu pula yang terjadi pada bus yang lainnya. Untuk mempermudah perhitungan, persamaan (2.17) diubah menjadi program m.file pada MATLAB dengan syntax sebagai berikut:

```
P1=P1+(alfa(i,j)*(P(i,1)*P(j,1)+Q(i,1)*Q(j,1)))+(beta(i,j)*(Q(i,1)
*P(j,1)-P(i,1)*Q(j,1)))
```



Setelah program tersebut dijalankan, didapatkan hasil rugi – rugi perkiraan ketika *distributed generation* (DG) dipasangkan secara bergantian pada setiap bus. Adapun hasil yang didapatkan dapat dilihat pada Tabel 4.5.

Tabel 4. 5 Rugi – Rugi Daya Aktif Perkiraan Setelah Dipasangkan *Distributed Generation* pada Tiap Bus Secara Bergantian

BUS	P _{DG} [p.u.]	P _{Loss} [p.u.]	BUS	P _{DG} [p.u.]	P _{Loss} [p.u.]
1	0.05151	0.00286	39	0.06235	0.00282
2	0.09614	0.00358	40	0.05889	0.00279
3	0.10293	0.00360	41	0.00065	0.00224
4	0.08915	0.00340	42	0.00252	0.00189
5	0.07893	0.00326	43	0.12063	0.00338
6	0.00279	0.00224	44	0.11056	0.00328
7	0.10477	0.00360	45	0.00146	0.00222
8	0.09901	0.00353	46	0.11431	0.00329
9	0.08730	0.00337	47	0.08125	0.00299
10	0.04777	0.00286	48	0.07243	0.00290
11	0.05304	0.00292	49	0.00076	0.00225
12	0.05256	0.00292	50	0.06819	0.00287
13	0.05128	0.00290	51	0.00060	0.00225
14	0.00057	0.00225	52	0.10377	0.00317
15	0.00029	0.00225	53	0.09782	0.00310
16	0.11447	0.00360	54	0.09259	0.00306

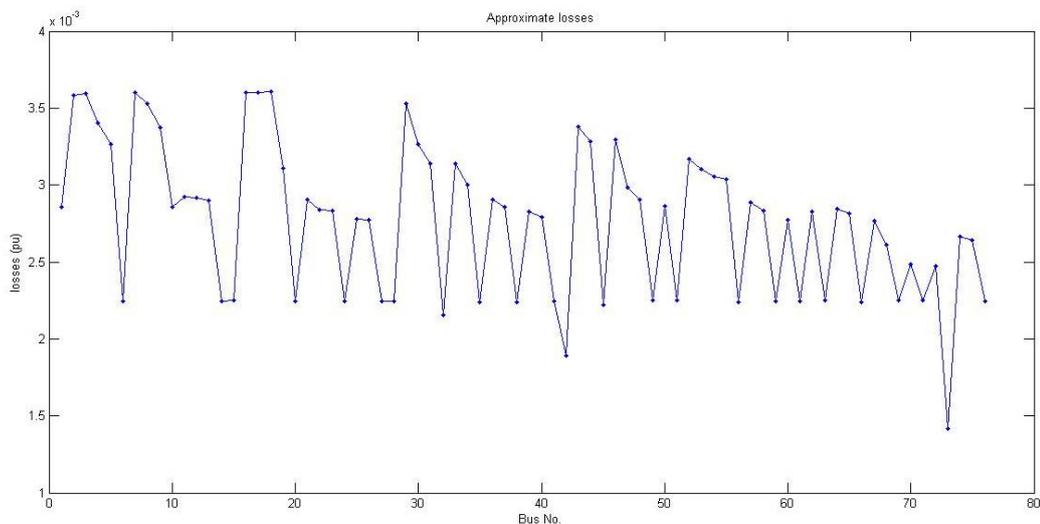


17	0.11679	0.00360
18	0.12973	0.00361
19	0.08312	0.00311
20	0.00062	0.00224
21	0.06401	0.00291
22	0.05740	0.00284
23	0.05702	0.00283
24	0.00063	0.00224
25	0.05162	0.00278
26	0.05133	0.00277
27	0.00060	0.00225
28	0.00060	0.00225
29	0.13046	0.00353
30	0.10561	0.00326
31	0.09247	0.00314
32	0.00157	0.00215
33	0.09353	0.00314
34	0.07958	0.00300
35	0.00120	0.00224
36	0.07040	0.00290
37	0.06525	0.00285
38	0.00121	0.00224

55	0.09042	0.00304
56	0.00124	0.00224
57	0.07768	0.00289
58	0.07173	0.00284
59	0.00101	0.00224
60	0.06456	0.00278
61	0.00101	0.00224
62	0.07051	0.00283
63	0.00082	0.00225
64	0.07323	0.00284
65	0.06955	0.00281
66	0.00127	0.00224
67	0.06503	0.00277
68	0.04717	0.00261
69	0.00058	0.00225
70	0.03308	0.00249
71	0.00053	0.00225
72	0.03115	0.00247
73	0.00502	0.00142
74	0.05251	0.00267
75	0.04950	0.00264
76	0.00102	0.00224



Grafik perkiraan rugi – rugi daya aktif sistem saat terinterkoneksi *distributed generation* (DG) secara bergantian pada tiap bus ditunjukkan pada Gambar 4.3, dimana Gambar 4.3 merupakan hasil plot dari Tabel 4.5 pada MATLAB.



Gambar 4. 3 Grafik Perkiraan Rugi – Rugi Sistem Saat Terinterkoneksi

Distributed Generation pada Tiap Bus Secara Bergantian

Pada Tabel 4.5 dapat dilihat perkiraan rugi – rugi sistem yang didapatkan berbeda – beda tergantung dengan lokasi penempatan *distributed generation* (DG) dan kapasitas *distributed generation* (DG). Untuk mengetahui tempat yang paling optimal, dapat dilihat melalui perkiraan rugi – ruginya. Lokasi dan kapasitas *distributed generation* (DG) yang memiliki nilai perkiraan rugi – ruginya terkecil akan menjadi tempat yang paling optimal. Dari Gambar 4.3, nilai rugi – rugi perkiraan

yang minimal adalah pada bus 73, karena memiliki titik koordinat paling dibandingkan titik koordinat bus yang lainnya.



Dari Tabel 4.5 dan Gambar 4.3 didapatkan bahwa nilai rugi – rugi perkiraan terkecil berada pada bus 73 yaitu 0.142 pu atau 0.142 MW, dengan kapasitas *distributed generation* (DG) 0.502 pu atau 0.502 MW. Sehingga bus 73 ini merupakan lokasi yang paling optimal untuk ditempatkan *distributed generation* (DG) pada sistem distribusi Makassar penyulang Kima. Lokasi optimal kedua adalah pada bus 42, dengan rugi – rugi perkiraan 0.182 pu atau 0.182 MW, dengan kapasitas *distributed generation* (DG) 0.252 pu atau 0.252 MW. Lokasi yang paling tidak optimal adalah pada bus 18 karena nilai rugi – rugi perkiraannya sangat besar yaitu 0.361 pu atau 0.361 MW.

Untuk membuktikan apakah kapasitas yang didapatkan benar – benar optimal, dilakukan pengujian dengan mengurangi kapasitas *distributed generation* (DG) menjadi 0.252 pu atau 0.252 MW, didapatkan perkiraan rugi – rugi sistem 0.16241 pu atau 0.16241 MW. Perkiraan rugi – rugi ini lebih besar dibandingkan dengan perkiraan rugi – rugi sistem yang menggunakan *distributed generation* (DG) berkapasitas 0.502 pu atau 0.502 MW yaitu 0.1417 pu atau 0.1417 MW. Sehingga bisa dipastikan bahwa kapasitas *distributed generation* (DG) sudah optimal, karena walaupun kapasitasnya lebih besar tetapi pengurangan rugi – rugi sistem juga menjadi lebih besar.

Apabila kapasitas *distributed generation* (DG) ditambahkan menjadi 0.6 pu atau 0.6 MW, didapatkan hasil perkiraan rugi – rugi sistem 0.1449 pu atau

0.1449 MW. Perkiraan rugi – rugi ini lebih besar dibandingkan dengan perkiraan rugi – rugi sistem yang menggunakan *distributed generation* (DG) berkapasitas



0.502 pu atau 0.502 MW yaitu 0.1417 pu atau 0.1417 MW. Sehingga bisa dipastikan bahwa kapasitas *distributed generation* (DG) sudah optimal, karena dengan kapasitas yang lebih kecil dapat mengurangi rugi – rugi sistem yang lebih besar dibandingkan saat menggunakan *distributed generation* (DG) dengan kapasitas yang lebih besar. Tabel 4.6 menunjukkan perbandingan rugi – rugi sistem apabila *distributed generation* (DG) ditempatkan di lokasi yang berbeda – beda dan kapasitas yang berbeda beda pula.

Tabel 4. 6 Perbandingan rugi – rugi daya aktif dengan lokasi dan kapasitas *Distributed Generation* yang berbeda beda.

Lokasi DG	Kapasitas DG [MW]	Perkiraan rugi - rugi daya aktif [MW]
14	0.7	0.29563
35	0.5	0.23399
42	0.252	0.182
	0.502	0.22482
73	0.252	0.16241
	0.502	0.1417
	0.6	0.1449

Kapasitas optimal DG pada bus 73 adalah 0.502 pu atau 0.502 MW dengan rugi – rugi daya aktif sistem adalah 0.1417 pu atau 0.1417 MW. Rugi – rugi dapat dihitung menggunakan rumus (2.17). Sebelum menghitung rugi – rugi, perlu dihitung kembali koefisien rugi – rugi sistem (a_{ij} dan b_{ij})



menggunakan nilai tegangan, sudut fasa, dan daya tiap bus pada Tabel 4.2 dengan rumus pada persamaan (2.18) dan (2.19) yang diubah menjadi program m.file pada MATLAB dengan syntax sebagai berikut:

```
alfa(i,j)=rbus(i,j)*cosd(theta(i,1)-theta(j,1))/(v(i,1)*v(j,1))
```

```
beta(i,j)=rbus(i,j)*sind(theta(i,1)-theta(j,1))/(v(i,1)*v(j,1))
```

Setelah mendapatkan koefisien rugi – rugi sistem, kemudian rugi – rugi daya aktif sistem dapat dihitung menggunakan persamaan (2.17). Persamaan (2.17) diubah menjadi program m.file pada MATLAB dengan syntax sebagai berikut:

```
P1=P1+(alfa(i,j)*(P(i,1)*P(j,1)+Q(i,1)*Q(j,1)))+(beta(i,j)*(Q(i,1)*P(j,1)-P(i,1)*Q(j,1)))
```

Setelah program dijalankan, didapatkan nilai rugi – rugi sistem distribusi Makassar penyulang Kima setelah terinterkoneksi *distributed generation* (DG) adalah 0.12297 pu atau 0.12297 MW. Rugi – rugi sistem sebelum terinterkoneksi *distributed generation* (DG) adalah 0.2252 pu atau 0.2252 MW.

Pengurangan rugi – rugi sistem dapat dihitung menggunakan persamaan (2.29), yaitu:

$$\text{Pengurangan rugi – rugi} = \frac{0.2252-0.12297}{0.2252} \times 100\% = 45.38\%$$

sehingga didapatkan rugi – rugi sistem berkurang sebanyak 45.38%. Dapat dilihat

lanya penempatan *distributed generation* (DG) ini dianggap mampu



memperbaiki nilai total rugi – rugi daya aktif dibandingkan pada saat sebelum sistem terinterkoneksi dengan *distributed generation* (DG).

Adapun nilai rugi – rugi daya aktif sebelum penempatan dari *distributed generation* (DG) adalah 0.2252 pu atau sama dengan 0.2252 MW. Namun setelah adanya optimasi penempatan dan kapasitas dari *distributed generation* (DG), rugi – rugi daya aktif pada sistem adalah 0.12297 pu atau sama dengan 0.12297 MW. Hal ini dapat disimpulkan bahwa optimasi penempatan *distributed generation* (DG) mampu menurunkan nilai total rugi – rugi daya aktif sebesar 0.10223 pu atau 0.10223 MW atau sebesar 45.38%. Perbandingan rugi – rugi sistem sebelum dan setelah terinterkoneksi dengan *distributed generation* (DG) dapat dilihat pada Tabel 4.7.

Tabel 4. 7 Perbandingan rugi – rugi sistem sebelum dan setelah terinterkoneksi dengan *distributed generation* (DG)

Kasus	Bus	PDG [MW]	PLoss [MW]	Pengurangan rugi – rugi (%)
Tanpa DG (Base Case)	----	----	0. 2252	----
DG Tipe 1	73	0. 502	0. 12297	45.38

4.6 Analisa Biaya Pemasangan *Distributed Generation* (DG)



Distributed generation (DG) yang digunakan adalah *photovoltaic*. Dalam analisis ini, digunakan panel surya yang tersedia di pasaran, dan sudah

tersertifikasi untuk memudahkan dalam pemilihan peralatan. Panel surya yang digunakan adalah panel surya merk Bluesun dengan daya 400 Wp. Dibawah ini adalah spesifikasi panel surya tersebut.

Merk	: Bluesun (Monocrystalline)
Max. Power (Pmax)	: 400 W
Max. Power Voltage (Vmp)	: 40.78 V
Max. Power Current (Imp)	: 9.82 A
Open Circuit Voltage (Voc)	: 49.55 V
Short Circuit Current (Isc)	: 10.59 A
Modul efficiency	: 20.61%
Dimension	: 1956 x 992 x 40 mm

Untuk menghasilkan daya output sebesar 500kW maka dibutuhkan 1250 modul panel surya. Harga modul panel surya yang didapatkan langsung dari pemasoknya adalah seharga Rp. 1.030.000/pc, sehingga total Investasi yang dibutuhkan adalah sebagai berikut:

$$\text{Total investasi} = 1250 \times \text{Rp. } 1.030.000,- = \text{Rp. } 1.287.500.000,-$$

Biaya pemeliharaan dan operasional per tahun untuk PLTS berdasarkan acuan dari *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) diperhitungkan sebesar 1,2% dari total biaya investasi awal. Berdasarkan acuan tersebut maka pada

ini, besar persentase untuk biaya pemeliharaan dan operasional per PLTS yang mencakup biaya untuk pekerjaan pembersihan panel surya, biaya



pemeliharaan dan pemeriksaan peralatan dan instalasi akan ditetapkan sebesar 1% dari total investasi awal. Penentuan persentase 1% didasarkan bahwa negara Indonesia hanya mengalami dua musim, yaitu musim penghujan dan musim kemarau sehingga biaya pembersihan dan pemeliharaan panel surya tidak sebesar pada negara yang mengalami empat musim dalam satu tahun. Selain itu, penentuan persentase ini juga didasarkan pada tingkat upah tenaga kerja di Indonesia yang lebih murah dibandingkan dengan tingkat upah tenaga kerja di negara maju. Adapun biaya pemeliharaan dan operasional (OM) pertahun untuk PLTS yang akan dikembangkan adalah sebagai berikut:

$$OM = 1\% \times \text{Total Biaya Investasi}$$

$$OM = 1\% \times \text{Rp. 1.287.500.000,-}$$

$$OM = \text{Rp. 12.875.000,- per tahun}$$

Jika diperkirakan usia panel mencapai 25 tahun, maka total biaya pemeliharaan dan operasional untuk 25 tahun adalah sebesar Rp. 321.875.000,-

Total investasi PLTS adalah total biaya yang diperkirakan untuk PLTS tersebut, mencakup total biaya investasi awal, dan biaya pemeliharaan selama 25 tahun

$$\text{Total Investasi} = \text{Rp. 1.287.500.000,-} + \text{Rp. 321.875.000,-}$$

$$\text{Total Investasi} = \text{Rp. 1.609.375.000,-}$$



Analisa perhitungan *Return on Investment* (ROI) dilakukan berdasarkan Peraturan Menteri No. 55 Tahun 2019 tentang Besaran Biaya Pokok Penyediaan

Pembangkitan PT PLN, BPP Pembangkitan Sulawesi Selatan adalah Rp. 1.175,- Per kwh. Total rugi – rugi daya yang dihemat adalah 100 kW, maka biaya yang dapat dihemat pertahun setelah pemasangan *distributed generation* (DG) adalah:

$$100 \text{ kW} \times 1460 \text{ jam/tahun} \times \text{Rp } 1.175/\text{kwh} = \text{Rp. } 171.550.000,- \text{ per tahun}$$

maka, selama 25 tahun, biaya yang dapat dihemat adalah:

$$25 \times \text{Rp. } 171.550.000,- = \text{Rp. } 4.288.750.000,-$$

Total investasi yang dibutuhkan untuk pembuatan PLTS adalah Rp. 1.287.500.000,- Maka lama ROI dengan menggunakan metode *Pay Back Period* dapat dihitung menggunakan rumus di bawah ini:

$$\text{Payback Period} = \text{Investasi} / \text{Laba tahunan}$$

$$\text{Payback Period} = \text{Rp. } 1.609.375.000,- / \text{Rp. } 171.550.000,-$$

$$\text{Payback Period} = 9.38 \text{ tahun} \approx 9 \text{ tahun } 5 \text{ bulan}$$

Kriteria kelayakan penerimaan investasi menggunakan metode *Pay Back Period* adalah suatu investasi yang diusulkan dinyatakan layak jika *Pay Back Period* lebih pendek dibandingkan *payback* maksimum. *Payback* maksimum dari proyek ini adalah 25 tahun, sehingga berdasarkan metode *Pay Back Period*, investasi ini layak untuk dijalankan.

Selain metode *Pay Back Period*, dilakukan juga pengecekan kelayakan menggunakan metode *Net Present Value* (NPV). Perhitungan NPV dibuat dengan

perhitungan pendapatan dan biaya yang terjadi selama 25 tahun, dengan suku bunga yang digunakan mengacu pada tingkat suku bunga Bank



Indonesia (BI) yaitu sebesar 4.75%. Perhitungan NPV dapat dihitung dengan menggunakan rumus:

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{B-C}{(1+i)^t}$$

Dimana:

NPV = Net present value

B = keuntungan (*benefit*)

C = biaya (*cost*)

i = tingkat suku bunga

t = waktu arus kas

Maka nilai NPC dapat dilihat pada tabel di bawah ini (1 = Rp. 1.000,00)

Tabel 4. 8 Nilai NPV dari perancangan *distributed generation* (DG)

Tahun	Investasi	OM	Total Cost	Benefit	DF	NPV
0	1.287.500	-	1.287.500	-	1,00	-1.287.500
1	-	12.875	12.875	171.550	0,96	152206
2 - 25	-	309.000	309.000	4.117.200	14,26	2.262.405
NPV						1.127.111

Kriteria kelayakan penerimaan investasi menggunakan metode *Net Value* (NPV) adalah suatu investasi yang diusulkan dinyatakan layak jika *Net Value* (NPV) lebih besar dari nol atau bernilai positif. Nilai NPV yang



didapatkan dari proyek ini adalah Rp. 1.127.111.000,00. NPV yang didapatkan bernilai positif sehingga berdasarkan metode *Net Present Value* investasi ini layak untuk dijalankan.

Distributed generation (DG) berupa *PV Rooftop* ini akan dipasang pada atap dari PT. Piramid Mega Sakti. Dibawah ini adalah gambar atap PT. Piramid Mega Sakti.



Gambar 4. 4 Atap PT. Piramid Mega Sakti

Total luas atap Pt. Piramid Mega Sakti adalah 6,433.72 m². Satu panel surya membutuhkan daerah seluas 1.94 m², sehingga untuk 1250 panel surya dibutuhkan daerah seluas 2,425 m². Hasil identifikasi lokasi menunjukkan bahwa atap Pt. Piramid Mega Sakti dapat dipakai untuk diletakkanya panel surya.



BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Adapun kesimpulan yang didapat berdasarkan hasil simulasi yang telah dilakukan yaitu sebagai berikut:

1. Metode analitik yang digunakan dapat menentukan kapasitas optimal *distributed generation* (DG) pada tiap bus dan penempatan optimal dari *distributed generation* (DG). Dimana pada sistem distribusi Makassar penyulang Kima, penempatan yang paling optimal adalah pada bus 73 (PT. Piramid Mega Sakti) dengan kapasitas *distributed generation* (DG) sebesar 0.502 MW.
2. Setelah sistem terinterkoneksi *distributed generation* (DG) rugi – rugi daya aktif pada sistem adalah 0.12297 MW. Sedangkan sebelum sistem terinterkoneksi *distributed generation* (DG) rugi – rugi daya aktif pada sistem adalah 0.22516 MW. Hal ini membuktikan dengan adanya penempatan *distributed generation* (DG) dapat menurunkan rugi – rugi daya aktif pada sistem. Dimana pada sistem distribusi Makassar penyulang Kima, setelah sistem terinterkoneksi dengan *distributed generation* (DG) rugi – rugi sistem berkurang sebesar 45.38%



5.2 Saran

Adapun saran yang diberikan untuk penelitian selanjutnya yaitu sebagai berikut:

1. Menggunakan *distributed generation* (DG) yang tidak hanya menginjeksikan daya aktif saja, tetapi juga menginjeksikan daya reaktif.
2. Tidak hanya menggunakan 1 *distributed generation* (DG) saja dapat dilakukan dengan menambahkan jumlah DG yang digunakan.
3. Selain mencari optimasi kapasitas dan penempatan *distributed generation* (DG) dapat dilakukan juga penambahan untuk mencari optimasi faktor daya *Distributed Generation* yang digunakan.
4. Memperhitungkan faktor ekonomis seperti biaya pemasangan *distributed generation* (DG).



DAFTAR PUSTAKA

- [1] M. Wijaya, Dasar - Dasar Mesin Listrik, Jakarta: Penerbit Djambatan, 2001.
- [2] Zuhail, Dasar Teknik Tenaga Listrik dan Elektronika Daya, Jakarta: PT Gramedia Pustaka Utama, 2000.
- [3] D. Suswanto, Sistem Distribusi Tenaga Listrik, Padang: Universitas Negeri Padang, 2009.
- [4] d. Suhadi, Teknik Distribusi Tenaga Listrik, Jakarta: Direktorat Pembinaan Sekolah Menengah Kejuruan, 2000.
- [5] N. J. Hontong, M. Tuegeh and L. Patras, "Analisa Rugi - Rugi Daya Pada Jaringan Distribusi Di PT. PLN Palu," *E-Journal Teknik Elektro dan Komputer*, p. 64, 2015.
- [6] G. Albaroka, "Analisis Rugi Daya Pada Jaringan Distribusi Penyulang Barata Jaya Area Surabaya Selatan Menggunakan Software Etap 12.6," *Jurnal Teknik Elektro*, vol. 06, pp. 105-110, 2017.
- [7] Awansah, "Optimasi Kapasitas dan Penempatan Distributed Generation pada Sistem Distribusi (Studi Kasus Penyulang Nilai GI Metro)," Universitas Lampung, Bandar Lampung, 2018.

S. Sawai, "Studi Aliran Daya," pp. 4-11, 2008.

saadat, Power Sytem Analysis, New York, USA: McGraw-Hill, 1999.



- [10] R. Gano and Z. Pane, "Studi Aliran Daya Pada Jaringan Distribusi 20 KV yang Terinterkoneksi dengan Distributed Generation (Studi Kasus: Penyulang PM.6 GI Pematang Siantar)," *SINGUDA ENSIKOM*, vol. 11, pp. 13-18, 2015.
- [11] S. F. Permana, "Analisis Pengaruh Pemasangan Distributed Generation pada Jaringan Distribusi Pusdiklat Migas Cepu," Universitas Muhammadiyah Surakarta, Surakarta, 2016.
- [12] B. A.M and J. Kreder, "Distributed Generation The Power Paradigm for the New Millennium," CRC Press LLC, Florida, 2001.
- [13] D. Q. Hung, N. Mithulanathan and R. C. Bansar, "Analytical Expressions for DG Allocation in Primary Distribution Networks.," *IEEE Transsaction on Energy Conversion*, vol. 25, pp. 814-820, 2010.
- [14] S. H. Win and P. L. Swe, "Loss Minimization of Power Distribution Network using Different Types of Distributed Generation Unit," *International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE)*, vol. 5, no. 5, pp. 918-928, 2015.
- [15] N. Acharya, P. Mahat and N. Mithulanathan, "An analytical approach for DG allocation in primary distribution network," *Electrical Power and Energy Systems* 28, pp. 669-678, 2006.



- [16] Y. B. Haryono, "SIMULASI DAN ANALISIS ALIRAN DAYA SISTEM TENAGA LISTRIK 20KV REGION CILACAP MENGGUNAKAN METODE NEWTON RAPHSON," UNIVERSITAS MUHAMADIYAH PURWOKERTO, Purwokerto, 2017.
- [17] F. Milano, "Power System Analysis Toolbox," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 3, pp. 1199-1206, 2005.
- [18] Q. Peng and S. H. Low, "Distributed Optimal Power Flow Algorithm for Radial Networks, I: Balanced Single Phase Case," *Transactions on Smart Grid*, pp. 1-11, 2015.
- [19] Syafii and I. K. Masrul, "Komputasi Aliran Daya Optimal Sistem Tenaga Skala Besar dengan Metode Primal Dual Interior Point," *Jurnal Rekayasa Elekrika*, vol. 12, pp. 10-15, 2016.
- [20] S. Sukumaran, Vidya, M. Sangeetha and K. R. Priya, "Optimal Power Flow Analysis for 23MW Microgrid using ETAP," *International Journal of Innovative Science and Research Technology*, vol. 3, no. 3, pp. 570-575, 2018.
- [21] I. B. Spestad and H. Marthinsen, "Optimal power flow methods and their application to distribution system with energy storage," Sintef, NORWAY, 2016.



[22] K. Indrawan, "ANALISA ALIRAN DAYA SISTEM KELISTRIKAN PADA PT. PLN PERSERO UNIT PEMBANTU SEKTOR MEDAN TITI KUNING MENGGUNAKAN SOFTWARE ETAP," Universitas Muhammadiyah Sumatera Utara, MEDAN, 2018.



LAMPIRAN

1. Program menghitung *loss coefficients* (a_{ij}, b_{ij})

```
rbus=xlsread('rbus.xlsx') %membaca nilai real dari matriks
impedansi
theta=xlsread('thetadeg.xlsx') %membaca nilai sudut fasa pada tiap
bus
v=xlsread('v.xlsx') %membaca nilai tegangan pada tiap bus
%membuat matriks dari loss coefficients
for i=[1:1:76]
    for j=[1:1:76]
        alfa(i,j)=rbus(i,j)*cosd(theta(i,1)-
theta(j,1))/(v(i,1)*v(j,1))
        beta(i,j)=rbus(i,j)*sind(theta(i,1)-
theta(j,1))/(v(i,1)*v(j,1))
    end
end
%membuat matriks loss coefficients dalam bentuk excel
xlswrite('alfab.xlsx',alfa)
xlswrite('betab.xlsx',beta)
```

2. Program menghitung rugi - rugi daya aktif pada sistem sebelum sistem terinterkoneksi dg

```
alfa=xlsread('alfab.xlsx') %membaca matriks loss coefficient
beta=xlsread('betab.xlsx') %membaca matriks loss coefficient
P=xlsread('Pk.xlsx') %membaca daya aktif pada tiap bus
ad('Qk.xlsx') %membaca daya reaktif pada tiap bus
hitung rugi - rugi daya pada sistem
[1:1:76]
```



```

        for j =[1:1:76]
P1=P1+(alfa(i,j)*(P(i,1)*P(j,1)+Q(i,1)*Q(j,1)))+(beta(i,j)*(Q(i,1)
*P(j,1)-P(i,1)*Q(j,1)))
        end
    end
end

```

3. Program menghitung kapasitas DG Tipe 1 pada tiap bus

```

alfa=xlsread('alfab.xlsx') %membaca matriks loss coefficient
beta=xlsread('betab.xlsx') %membaca matriks loss coefficient
Pi=xlsread('Pk.xlsx') %membaca daya aktif pada tiap bus
Qi=xlsread('Qk.xlsx')%membaca daya reaktif pada tiap bus
Pl=xlsread('Pd.xlsx') %membaca beban daya aktif pada tiap bus
X=0

% menghitung PDG pada tiap bus
for i=[1:1:76]
    X=0
    for j=[1:1:76]
        if j==i
            continue
        end
        X = X + ((alfa(i,j)*Pi(j,1))-(beta(i,j)*Qi(j,1)))
    end
    PDG(i,1)=Pl(i,1)+(X/alfa(i,i))
end

xlswrite('Pdg.xlsx',PDG) %membuat matriks PDG dalam bentuk excel

```

4. Program menghitung rugi – rugi daya aktif sistem setelah terinterkoneksi DG

bus secara bergantian

```

xread('alfab.xlsx') %membaca matriks loss coefficient

```



```

beta=xlsread('betab.xlsx') %membaca matriks loss coefficient
P=xlsread('Pk.xlsx') %membaca daya aktif pada tiap bus
Q=xlsread('Qk.xlsx') %membaca daya reaktif pada tiap bus
PDG= xlsread('Pdg.xlsx') %membaca PDG pada tiap bus

for a=[1:76]
    if a==1
        P(a,1)=P(a,1)+PDG(a,1);
    else
        P(a-1,1)=P(a-1,1)-PDG(a-1,1);
        P(a,1)=P(a,1)+PDG(a,1);
    end
    Pl=0
    for i =[1:1:76]
        for j =[1:1:76]
            Pl=Pl+(alfa(i,j)*(P(i,1)*P(j,1)+Q(i,1)*Q(j,1)))+(beta(i,j)*(Q(i,1)
            *P(j,1)-P(i,1)*Q(j,1)))
        end
    end
    pl(a,1)=Pl
end

```

5. Validasi Program

Output load flow menggunakan PSAT adalah sebagai berikut:



GLOBAL SUMMARY REPORT		
TOTAL GENERATION		
REAL POWER [p.u.]		0.043708116
REACTIVE POWER [p.u.]		-0.018953214
TOTAL LOAD		
REAL POWER [p.u.]		0.041444031
REACTIVE POWER [p.u.]		0.02568761
TOTAL LOSSES		
REAL POWER [p.u.]		0.002251609

Total rugi rugi daya aktif adalah 0.002251609 pu, sedangkan output dari program menghitung rugi – rugi daya aktif menggunakan m.file matla adalah sebagai berikut:

```

0.002251609
2.8282e-14
-3.5737e-14
-0.0008429

P1 =

0

rugi rugi daya aktif =
0.0022516

```

Total rugi rugi daya aktif yang didapatkan adalah 0.0022516 pu, dapat dilihat bahwa kedua program menghasilkan output yang sama yaitu 0.0022516 pu.

6. Luas atap PT. Piramid Mega Sakti



Ruler ✕

Line Path Polygon Circle 3D path 3D polygon

Measure the distance or area of a geometric shape on the ground

Perimeter: 336.30 Meters

Area: 6,433.72 Square Meters

Mouse Navigation Save Clear

