

**ANALISIS TEKNIS DAN EKONOMIS PERBAIKAN TEGANGAN  
PADA JARINGAN DISTRIBUSI 20 KV PUJON MENGGUNAKAN  
ANALISIS SENSITIVITAS RUGI-RUGI**

**SKRIPSI**

**TEKNIK ELEKTRO KONSENTRASI TEKNIK ENERGI ELEKTRIK**

Diajukan untuk memenuhi persyaratan  
memperoleh gelar Sarjana Teknik



Disusun Oleh:

**AJI RIZKY HAKIM**

**NIM.115060300111014**

**KEMENTERIAN RISET, TEKNOLOGI DAN PENDIDIKAN TINGGI**

**UNIVERSITAS BRAWIJAYA**

**FAKULTAS TEKNIK**

**MALANG**

**2015**

**LEMBAR PERSETUJUAN**

**ANALISIS TEKNIS DAN EKONOMIS PERBAIKAN  
TEGANGAN PADA JARINGAN DISTRIBUSI 20 KV PUJON  
MENGUNAKAN ANALISIS SENSITIVITAS RUGI-RUGI**

**SKRIPSI  
TEKNIK ELEKTRO KONSENTRASI TEKNIK ENERGI ELEKTRIK**

Diajukan untuk memenuhi persyaratan  
memperoleh gelar Sarjana Teknik



Disusun oleh:

**AJI RIZKY HAKIM**

**NIM.115060300111014 - 63**

**Telah diperiksa dan disetujui oleh:**

**Dosen Pembimbing I**

**Dosen Pembimbing II**

**Ir. Mahfudz Shidiq, M.T.**  
**NIP. 19580609 198703 1 003**

**Hadi Suvono, S.T., M.T., Ph.D**  
**NIP.19730520 200801 1 013**

**LEMBAR PENGESAHAN**

**ANALISIS TEKNIS DAN EKONOMIS PERBAIKAN  
TEGANGAN PADA JARINGAN DISTRIBUSI 20 KV PUJON  
MENGUNAKAN ANALISIS SENSITIVITAS RUGI-RUGI**

Diajukan Untuk Memenuhi Persyaratan  
Memperoleh Gelar Sarjana Teknik

Disusun oleh:

**AJI RIZKY HAKIM**

**NIM. 115060300111014 - 63**

Skripsi ini telah diuji dan dinyatakan lulus pada  
Tanggal 25 November 2015

**DOSEN PENGUJI**

**Ir. Teguh Utomo, M.T.**  
**NIP. 19650913 199103 1 003**

**Ir. Soemarwanto, M.T.**  
**NIP. 19500715 198003 1 002**

**Ir. Unggul Wibawa, M.Sc.**  
**NIP. 19630106 198802 1 001**

Mengetahui

Ketua Jurusan Teknik Elektro

**M. Aziz Muslim, S.T., M.T., Ph.D.**  
**NIP. 19741203 200012 1 001**



## KATA PENGANTAR

Puji syukur kehadiran Allah SWT karena hanya dengan rahmat, ridho, dan kasih sayang-Nya penulis dapat menyelesaikan skripsi yang berjudul "Analisis Teknis dan Ekonomis Perbaikan Tegangan pada Jaringan Distribusi 20 kV Pujon Menggunakan Analisis Sensitivitas Rugi-Rugi" dengan baik. Shalawat dan salam kepada Nabi Muhammad Rasulullah SAW sebagai tauladan dalam menghadapi permasalahan. Skripsi ini disusun sebagai salah satu syarat untuk mencapai gelar Sarjana Teknik dari Jurusan Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Brawijaya.

Disadari bahwa tanpa bantuan, bimbingan serta dorongan dari semua pihak, penyelesaian skripsi ini tidak mungkin bisa terwujud. Pada kesempatan ini penulis menyampaikan rasa terima kasih yang sebesar-besarnya kepada:

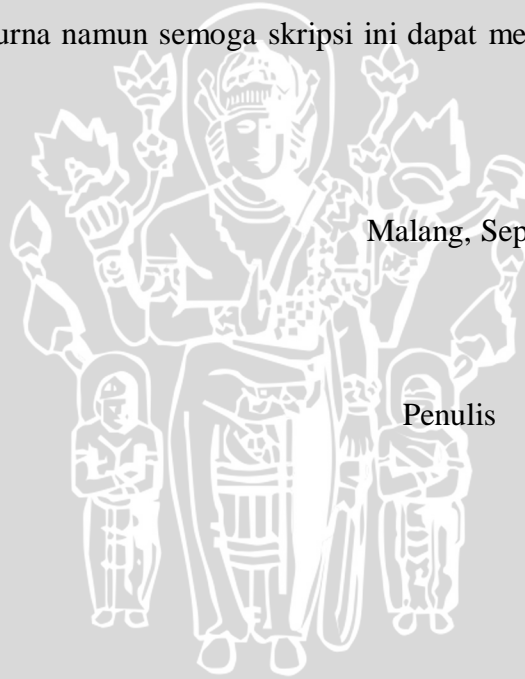
1. Kedua orang tua tercinta, Bapak Muchlis, Ibu Elly, Citra Yulia, dan Bastian yang selalu mendoakan, memberi nasihat, perhatian, dorongan dan kesabaran selama ini.
2. Bapak M. Aziz Muslim, S.T., M.T., Ph.D selaku Ketua Jurusan Teknik Elektro Universitas Brawijaya.
3. Bapak Hadi Suyono, S.T., M.T., Ph.D selaku Sekretaris Jurusan Teknik Elektro Universitas Brawijaya dan selaku dosen pembimbing skripsi yang dengan sabar memberikan banyak pengarahan dan masukan dalam penyelesaian skripsi ini.
4. Bapak Ali Mustofa, S.T., M.T. selaku Ketua Program Studi Sarjana Teknik Elektro.
5. Ibu Dr. Rini Nur Hasanah, S.T., M.Sc selaku KKDK Konsentrasi Teknik Energi yang telah banyak memberikan pengarahan dan bimbingan dalam penyelesaian skripsi ini serta atas segala bentuk bantuan dan saran yang membangun.
6. Bapak Ir. Mahfudz Shidiq, M.T. selaku dosen pembimbing skripsi yang dengan sabar memberikan banyak pengarahan dan masukan dalam penyelesaian skripsi ini.
7. Rekan *Happy Electrical Power* (HEP), Vito, Irfan, Calvin, Ghilman, Dimas, Irhan, Arizky, dan Mirza sahabat terbaik yang telah menjadi tim yang hebat selama perkuliahan di paket A.
8. Yudha sahabat baik yang telah mengajarkan banyak hal, menghibur disaat gundah dan selalu mendo'akan serta memberi dorongan semangat.

9. Teman-teman Deworengku yang memberikan hiburan melalui FIFA, futsal, dan sepak bola.
10. Keluarga besar Persatuan Mahasiswa Banten Brawijaya (Pambaja) yang senantiasa memberikan dukungan dan semangat.
11. Keluarga besar Konsentrasi Teknik Energi Elektrik dan, INVERTER 11' yang telah menemani dan saling mendukung selama menjalani perkuliahan.
12. Rekan laboratorium Sistem Daya Elektrik Mas Punjung, Mas Yoga, Mas Mu'amar, Mas Rize, Mas Budi, Mas Temmy, Mas Ari, Mas Rio, Mas Satria, Thoriq, Calvin, Dhini, Bintang, Yakin, Alfian, Bagus, Dito, Ali, Erwin, Ayyub, Orlando, Bhakti, Hesti, Syamsu, dan Lestari.

Sekiranya Allah SWT mencatat amalan ikhlas kami dan semua pihak yang turut membantu sehingga skripsi ini terselesaikan. Akhirnya, saya menyadari bahwa skripsi ini masih jauh dari sempurna namun semoga skripsi ini dapat memberikan manfaat bagi kita semua. Aamiin.

Malang, September 2015

Penulis



## DAFTAR ISI

<b>KATA PENGANTAR</b> .....	iii
<b>DAFTAR ISI</b> .....	v
<b>DAFTAR GAMBAR</b> .....	viii
<b>DAFTAR TABEL</b> .....	ix
<b>RINGKASAN</b> .....	xi
<b>SUMMARY</b> .....	xii
<b>BAB I</b> .....	1
<b>1.1 Latar Belakang</b> .....	1
<b>1.2 Rumusan Masalah</b> .....	2
<b>1.3 Batasan Masalah</b> .....	2
<b>1.4 Tujuan</b> .....	2
<b>1.6 Sistematika Penulisan</b> .....	3
<b>BAB II</b> .....	4
<b>2.1 Sistem Tenaga Listrik</b> .....	4
<b>2.2 Komponen Pada Sistem Distribusi</b> .....	5
2.2.1 Gardu Induk .....	5
2.2.2 Gardu Hubung .....	5
2.2.3 Gardu Distribusi .....	5
2.2.4 Jaringan Distribusi Primer .....	5
2.2.5 Jaringan Distribusi Sekunder .....	6
<b>2.3 Konfigurasi Jaringan Distribusi Primer</b> .....	6
2.3.1 Konfigurasi Jaringan Distribusi Radial .....	6
2.3.2 Konfigurasi Jaringan Distribusi Loop .....	7
2.3.3 Konfigurasi Jaringan Distribusi Spindel .....	8
2.3.4 Konfigurasi Jaringan Distribusi Hantaran Penghubung ( <i>Tie Line</i> ) .....	9
2.3.5 Konfigurasi Jaringan Distribusi Gugus atau <i>Cluster</i> .....	9
<b>2.4 Pengertian Daya</b> .....	10
2.4.1 Daya Reaktif dan Faktor Daya .....	11
2.4.2 Segitiga Daya .....	11
<b>2.5 Kapasitor Daya</b> .....	12
<b>2.6 Perbaikan Tegangan</b> .....	14
<b>2.7 Perbaikan Faktor Daya</b> .....	16
<b>2.8 Pemasangan Kapasitor</b> .....	18
<b>2.9 Perawatan Kapasitor</b> .....	18
<b>2.10 Nilai Penghematan</b> .....	19



2.11	<b>Konsep Aliran Daya</b> .....	19
2.12	<b>Metode Newton-Raphson</b> .....	21
2.13	<b>Analisis Faktor Sensitivitas Rugi-rugi</b> .....	25
<b>BAB III</b> .....		27
3.1	<b>Studi Literatur</b> .....	28
3.2	<b>Pengambilan Data</b> .....	28
3.3	<b>Simulasi Aliran Daya</b> .....	29
3.4	<b>Analisis Perhitungan dan Simulasi</b> .....	29
3.5	<b>Kesimpulan dan Saran</b> .....	30
<b>BAB IV</b> .....		31
4.1	<b>Gambaran Umum Penyulang Pujon</b> .....	31
4.2	<b>Sistem Distribusi Daya</b> .....	33
4.2.1	Data Saluran.....	33
4.2.2	Data Transformator dan Pembebanan Transformator.....	36
4.3	<b>Simulasi Aliran Daya</b> .....	37
4.3.1	Simulasi Skenario 1.....	38
4.4	<b>Faktor Sensitivitas Rugi-rugi</b> .....	43
4.4.1	Pengujian Pada Jaringan Transmisi 70 kV Kebonagung .....	43
4.4.2	Faktor Sensitivitas Rugi-Rugi Jaringan Distribusi 20 KV Pujon .....	45
4.5	<b>Kapasitas Kapasitor</b> .....	48
4.6	<b>Simulasi Skenario 2</b> .....	49
4.6.1	Kapasitas Kapasitor.....	54
4.7	<b>Simulasi Skenario 3</b> .....	54
4.7.1	Kapasitas Kapasitor.....	59
4.8	<b>Simulasi Skenario 4</b> .....	59
4.8.1	Kapasitas Kapasitor.....	64
4.9	<b>Simulasi Skenario 5</b> .....	65
4.10	<b>Nilai Tegangan Bus Tiap Skenario</b> .....	70
4.11	<b>Rugi-Rugi Daya</b> .....	78
4.12	<b>Nilai Tegangan</b> .....	78
4.13	<b>Analisis Biaya Penghematan</b> .....	79
4.13.1	Biaya Rugi-rugi Pada Kondisi Awal.....	79
4.13.2	Rugi-rugi Pada Kondisi 5 Setelah Pemasangan Kapasitor.....	79
4.13.3	Jangka Waktu Pengembalian Investasi ( <i>Payback Period</i> ).....	81
<b>BAB V</b> .....		82
5.1	<b>Kesimpulan</b> .....	82
5.2	<b>Saran</b> .....	82

<b>DAFTAR PUSTAKA</b> .....	83
<b>Lampiran 1</b> Single Line Diagram Penyulang Pujon .....	81
<b>Lampiran 2</b> Gambar Rangkaian Penyulang Pujon .....	86
<b>Lampiran 3</b> Impedansi saluran .....	87





**DAFTAR GAMBAR**

Gambar 2.1 Skema sistem pendistribusian tenaga listrik .....	4
Gambar 2.2 Sistem jaringan radial .....	7
Gambar 2.3 Konfigurasi jaringan distribusi <i>loop</i> .....	8
Gambar 2.4 Konfigurasi jaringan distribusi <i>spindel</i> .....	19
Gambar 2.5 Konfigurasi jaringan distribusi <i>tie line</i> .....	19
Gambar 2.6 Sistem jaringan gugus .....	10
Gambar 2.7 Arah aliran arus listrik .....	11
Gambar 2.8 Segitiga daya beban induktif dan diagram fasor beban induktif .....	12
Gambar 2.9 Segitiga daya beban kapasitif dan diagram fasor beban kapasitif .....	12
Gambar 2.10 Pemasangan kapasitor shunt pada sistem distribusi .....	14
Gambar 2.11 Diagram fasor tegangan untuk rangkaian saluran dengan faktor daya tertinggal .....	15
Gambar 2.12 Ilustrasi perubahan daya nyata dan daya semu sebagai fungsi faktor daya beban, pada daya nyata konstan .....	16
Gambar 2.13 Ilustrasi perubahan daya nyata dan daya semu sebagai fungsi faktor daya beban, pada daya semu konstan .....	16
Gambar 2.14 Ilustrasi perbaikan faktor daya .....	17
Gambar 2.15 Rangkaian hubungan kapasitor pada jaringan distribusi 20 kV .....	18
Gambar 2.16 Model saluran distribusi dengan impedansi dan beban .....	25
Gambar 3.1 Diagram alir metode pengerjaan penelitian skripsi .....	27
Gambar 4.1 Single line diagram gardu induk sengkaling .....	31
Gambar 4.2 Single line diagram penyulang pujan .....	23
Gambar 4.3 Single line jaringan transmisi 70 kV PLTA Sengguruh-GI Kebonagung .....	24

## DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Kapasitor seri dan paralel.....	13
Tabel 2.2 Elemen-elemen matriks jacobian.....	24
Tabel 4.1 Data saluran penyulang pujan .....	33
Tabel 4.2 Data pembebanan transformator.....	36
Tabel 4.3 Skenario keadaan sistem .....	38
Tabel 4.4 Data pembangkitan .....	38
Tabel 4.5 Data aliran beban pada tiap bus penyulang pujan .....	39
Tabel 4.6 Data aliran daya tiap cabang .....	41
Tabel 4.7 Total pembangkitan dan rugi-rugi sistem .....	42
Tabel 4.8 Faktor sensitivitas tiap bus .....	44
Tabel 4.9 Hasil simulasi aliran beban .....	44
Tabel 4.10 Faktor sensitivitas rugi-rugi tiap bus.....	45
Tabel 4.11 Faktor sensitivitas rugi-rugi tiap bus.....	46
Tabel 4.12 Data pembangkitan .....	49
Tabel 4.13 Data aliran beban pada tiap bus penyulang pujan .....	49
Tabel 4.14 Data aliran daya tiap cabang.....	51
Tabel 4.15 Total pembangkitan dan rugi-rugi sistem .....	53
Tabel 4.16 Data pembangkitan .....	54
Tabel 4.17 Data aliran beban pada tiap bus penyulang pujan .....	55
Tabel 4.18 Data aliran daya tiap cabang.....	57
Tabel 4.19 Total pembangkitan dan rugi-rugi sistem .....	58
Tabel 4.20 Data pembangkitan .....	60
Tabel 4.21 Data aliran beban pada tiap bus penyulang pujan .....	60
Tabel 4.22 Data aliran daya tiap cabang.....	62
Tabel 4.23 Total pembangkitan dan rugi-rugi sistem .....	64
Tabel 4.24 Data pembangkitan .....	65
Tabel 4.25 Data aliran beban pada tiap bus penyulang pujan .....	65
Tabel 4.26 Data aliran daya tiap cabang.....	67
Tabel 4.27 Total pembangkitan dan rugi-rugi sistem .....	69
Tabel 4.28 Nilai tegangan pada tiap bus pada skenario 2 .....	70
Tabel 4.29 Nilai tegangan pada tiap bus pada skenario 3 .....	71
Tabel 4.30 Nilai tegangan pada tiap bus pada skenario 4 .....	73
Tabel 4.31 Nilai tegangan pada tiap bus pada skenario 5 .....	75
Tabel 4.32 Rugi-rugi daya penyulang pujan .....	78
Tabel 4.33 Rata-rata tegangan penyulang pujan.....	78
Tabel 4.34 Penekanan biaya rugi-rugi daya nyata per tahun.....	80

Tabel 4.35 Penekanan biaya rugi-rugi daya reaktif per tahun .....80

Tabel 4.36 Total investasi dan keuntungan per tahun .....81





## RINGKASAN

**Aji Rizky Hakim**, Jurusan Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Brawijaya, September 2015, Analisis Teknis dan Ekonomis Perbaikan Tegangan pada Jaringan Distribusi 20 kV Pujon Menggunakan Analisis Sensitivitas Rugi-Rugi. Dosen Pembimbing: Ir. Mahfudz Shidiq, M.T., Hadi Suyono, S.T., M.T., Ph.D.

Sesuai dengan Permen ESDM No. 03 Tahun 2007, dimana batas tegangan untuk jaringan 20 kV adalah tidak lebih dari 5% dan tidak kurang dari 20% tegangan nominal. Pemasangan kapasitor pada penyulang merupakan salah satu solusi tepat untuk mengatasi masalah tersebut.

Tujuan dari penelitian ini adalah untuk menganalisis besar dari rugi-rugi daya, profil tegangan pada sistem sebelum dipasang kapasitor, dan mengetahui pengaruh pemasangan kapasitor terhadap rugi-rugi daya dan profil tegangan yang pada saluran distribusi penyulang Pujon Gardu Induk Sengkaling dengan memperhitungkan besar penghematan biaya yang diperoleh.

Metode yang digunakan dalam penelitian ini adalah pengumpulan data diantaranya *single line diagram*, spesifikasi transformator, data saluran, dan data beban. Setelah data-data yang telah disebutkan didapatkan, hal yang dilakukan selanjutnya adalah memodelkan sistem jaringan distribusi penyulang Pujon kemudian melakukan analisis aliran daya menggunakan metode Newton-Raphson. Untuk menentukan lokasi penempatan kapasitor dilakukan analisis sensitivitas rugi-rugi. Kemudian kapasitor-kapasitor tersebut dipasang pada jaringan distribusi 20 kV dan mensimulasikannya. Berdasarkan hasil simulasi tersebut dilakukan sebuah analisis bagaimana pengaruh pemasangan kapasitor terhadap profil tegangan, rugi-rugi daya, dan penghematan biaya yang diperoleh oleh PT PLN (Persero).

Kesimpulan yang dapat diambil dari skripsi ini adalah dari hasil simulasi, pemasangan kapasitor sebesar 4034 kVAR pada jaringan distribusi 20 kV penyulang Pujon dapat menaikkan profil tegangan, mengurangi rugi-rugi daya dan memberikan keuntungan yang signifikan pada PT PLN (Persero). Sebelum pemasangan kapasitor, tegangan bus terendah adalah 17,894 kV atau 0,89 pu, rugi-rugi daya sebesar 0,418 MW dan 0,372 MVAR, serta kerugian yang ditanggung per tahun sebesar Rp 7.887.996.864. Setelah pemasangan kapasitor tegangan bus terendah adalah 19,060 kV atau 0,95 pu, rugi-rugi daya sebesar 0,227 MW dan 0,206 MVAR, serta kerugian yang ditanggung per tahun sebesar Rp 4.324.968.864. Dari keuntungan sebesar Rp 3.563.028.000 per tahun dapat mengembalikan biaya investasi pemasangan kapasitor sebesar Rp 806.800.000 dalam waktu tiga bulan.

**Kata kunci**-Kapasitor, Jatuh Tegangan, Rugi Daya, Metode Newton-Raphson, Sensitivitas Rugi-Rugi, Saluran Distribusi.

## SUMMARY

**Aji Rizky Hakim**, Electrical Engineering Department, Engineering Faculty of Brawijaya University, September 2015, Technical and Economical Analysis of Voltage Improvement at 20 kV Distribution System of Pujon Feeder Using Loss Sensitivity Analysis, Supervisor: Ir. Mahfudz Shidiq, M.T., Hadi Suyono, S.T., M.T., Ph.D

According to Permen ESDM No. 03 Tahun 2007, it is stated that the voltage limit allowance for 20 kV distribution system is not more than 5% and not less than 20% from its nominal voltage. Capacitor installation on feeder is one of the right solutions to solve that problem.

The purpose of this research is to analyze power loss, voltage on each buses before the installation of capacitors and analyze the impacts of capacitors installation to the power loss and voltage on each buses on distribution system of Pujon which supplied by Sengkaling Substation with the cost saving calculation.

The methods that used by this research are collecting some data including single line diagram, transformer specification, line impedance, and loading data. After that, modelling the system and run the load flow using Newton-Raphson method. Loss sensitivity analysis used to determine capacitor placement. Those capacitors are installed on the 20 kV distribution system and then do the load flow analysis. Then analyze the impacts of the capacitor installation to the voltage each buses, power loss, and annual cost saving earned by PT PLN (Persero).

In conclusion, 4034 kVAR capacitor installation on 20 kV distribution system of Pujon raises the voltage of each buses, reduces power loss, and outcomes a significant profit for PT PLN (Persero). Before the installation of capacitors, the lowest bus voltage is 17,894 kV, power loss reaches 0,418 MW and 0,372 MVAR, also annual financial loss costs Rp 7.887.996.864. After the installation of capacitors, the lowest voltage bus becomes 19,060 kV, power loss reaches 0,227 MW and 0,206 MVAR, also annual financial loss costs Rp 4.324.968.864. Since the profit earned per year is Rp 3.563.028.000 and the investment of capacitor installation costs Rp 806.800.000, the payback period is three months.

**Keyword**-Capacitor, Drop Voltage, Power Loss, Newton-Raphson Method, Loss Sensitivity, Distribution lin



## BAB I PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang

Permintaan energi listrik di Malang Raya semakin bertambah dari waktu ke waktu. Hal tersebut menuntut PT. PLN (PERSERO) Distribusi Jawa Timur Area Malang untuk terus meningkatkan kinerja pelayanannya dalam melayani ketersediaan energi listrik di Malang Raya. Namun saat ini kondisi sistem distribusi di beberapa wilayah Malang Raya masih perlu dilakukan perbaikan profil tegangan yang mengalami penurunan akibat rugi-rugi yang ditimbulkan oleh saluran. Salah satu jaringan yang perlu diperbaiki adalah penyulang Pujon dimana telah melebihi batas kondisi normal yang ditentukan dalam Permen ESDM No. 03 Tahun 2007, dimana batas tegangan pada kondisi normal untuk jaringan 20 KV adalah tidak lebih dari 5% dan tidak kurang dari 10% tegangan nominal.

Sistem distribusi adalah bagian dari sistem tenaga listrik yang berfungsi untuk menyalurkan tenaga listrik dari sumber daya listrik yang lebih besar agar sampai ke konsumen. Suatu sistem distribusi harus memiliki keandalan yang tinggi agar kualitas daya dan tegangannya tetap terjaga dan tersalurkan dengan baik. Kualitas daya merupakan hal penting untuk menjaga stabilitas sistem tenaga listrik. Untuk menjaga stabilitas tersebut salah satunya dapat dilakukan pemasangan kapasitor pada sistem distribusi tenaga listrik yang tidak seimbang. Namun untuk mendapatkan hasil yang optimal dari pemasangan kapasitor, perlu dilakukan analisis yang tepat untuk mendapatkan lokasi dan ukuran kapasitor yang tepat untuk mengurangi jatuh tegangan pada sistem distribusi 20 KV Penyulang Pujon.

Dalam skripsi ini akan disimulasikan dan dianalisis penggunaan kapasitor untuk perbaikan profil tegangan, mengurangi rugi-rugi daya, dan meminimalisir kerugian finansial pada sistem distribusi 20 KV.



### 1.2 Rumusan Masalah

Berdasarkan latar belakang yang telah diuraikan, maka rumusan masalah dalam tugas akhir ini adalah sebagai berikut:

1. Berapa besar tegangan sebelum dan sesudah dilakukan pemasangan kapasitor.
2. Berapa besar rugi-rugi daya sebelum dan setelah dilakukan pemasangan kapasitor
3. Berapa besar biaya penghematan per tahun setelah ditempatkan kapasitor.

### 1.3 Batasan Masalah

Berdasarkan rumusan masalah di atas, maka pembahasan penelitian ini memiliki batasan-batasan sebagai berikut :

1. Jaringan distribusi 20 kV yang dibahas adalah Penyulang Pujon yang merupakan outgoing transformator 3 Gardu Induk Sengkaling.
2. Tidak dibahas mengenai harmonisa pada switching kapasitor dan penyebab gangguan.
3. Analisa penempatan kapasitor menggunakan metode faktor sensitivitas rugi-rugi.

### 1.4 Tujuan

Tujuan yang ingin dicapai dalam penelitian ini adalah:

1. Mengetahui pengaruh pemasangan kapasitor untuk memperbaiki profil tegangan jaringan 20 kV penyulang Pujon.
2. Mengetahui pengaruh pemasangan kapasitor untuk mengurangi rugi-rugi daya pada jaringan 20 kV penyulang Pujon.
3. Mengetahui besar biaya penghematan per tahun dari pemasangan kapasitor pada jaringan 20 kV Pujon.

### 1.5 Manfaat

Adapun manfaat dari skripsi ini adalah

1. Dapat digunakan sebagai solusi untuk meningkatkan kualitas sistem distribusi 20 kV di Malang.
2. Dapat dijadikan referensi pada penelitian selanjutnya tentang perbaikan profil tegangan dan rugi-rugi daya pada sistem distribusi 20 kV.

## 1.6 Sistematika Penulisan

Sistematika pembahasan dari skripsi ini terdiri dari:

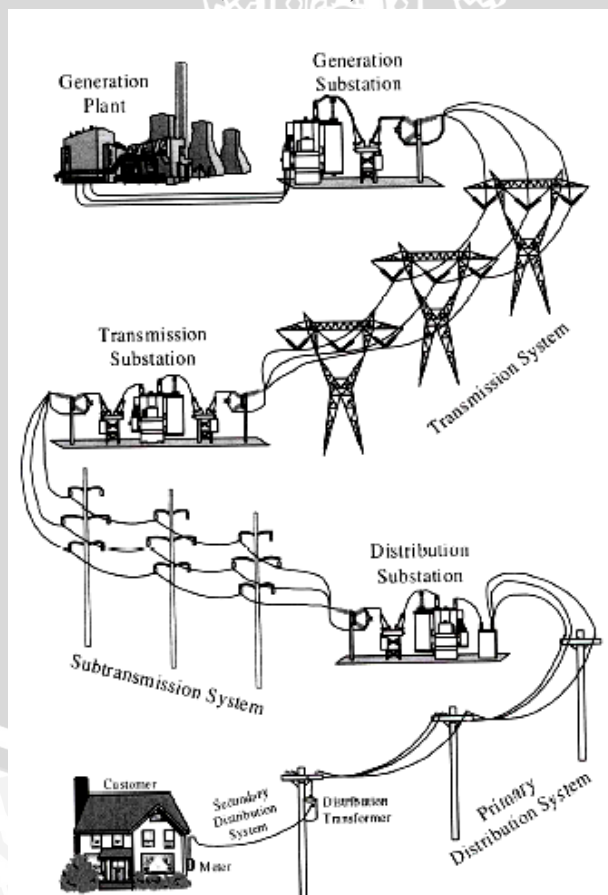
- BAB I : Berisi pendahuluan yang meliputi latar belakang, rumusan masalah, batasan masalah, tujuan, manfaat dan sistematika pembahasan.
- BAB II : Membahas teori-teori yang mendukung dalam sistem jaringan distribusi 20 kV, klasifikasi jaringan distribusi, penyebab rendahnya faktor daya, teori mengenai kapasitor, aliran daya, dan faktor sensitivitas rugi-rugi.
- BAB III : Membahas tentang metode yang digunakan dalam skripsi, meliputi studi literatur, metode pengambilan data, dan prosedur perhitungan data.
- BAB IV : Membahas analisis aliran daya, perhitungan dan pengolahan data, analisis faktor sensitivitas rugi-rugi, penghitungan kapasitas kapasitor, perbandingan dengan kondisi jaringan sebelumnya dan perhitungan nilai penghematan.
- BAB V : Berisi kesimpulan dari hasil penelitian yang telah dilaksanakan dan saran dari penulis.

## BAB II

### TINJAUAN PUSTAKA

#### 2.1 Sistem Tenaga Listrik

Sistem tenaga listrik adalah suatu sistem penyaluran tenaga listrik dari pembangkit tenaga listrik ke konsumen (beban). Proses penyaluran tenaga listrik ini terdiri dari beberapa tahap, yaitu dari pembangkit tenaga listrik penghasil energi listrik, disalurkan ke jaringan transmisi (SUTT/SUTET) langsung ke Gardu Induk atau Gardu Induk Tegangan Ekstra Tinggi (GITET) setelah tegangannya dinaikkan 150 kV atau >150kV oleh transformator penaik tegangan (*step-up*). Dari gardu induk, tenaga listrik disalurkan ke jaringan distribusi primer (SUTM) setelah diturunkan tegangannya oleh transformator penurun tegangan, dan kemudian melalui jaringan distribusi sekunder (SUTR) setelah diturunkan tegangannya oleh transformator penurun tegangan, tenaga listrik disalurkan ke konsumen seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.1 (Suswanto Daman, 2009: 01).



Gambar 2.1 Skema sistem pendistribusian tenaga listrik  
Sumber : Suswanto Daman, (2009) Sistem Distribusi Tenaga Listrik



## 2.2 Komponen Pada Sistem Distribusi

Ada beberapa komponen penting dalam pendistribusian tenaga listrik, diantaranya :

### 2.2.1 Gardu Induk

Gardu induk adalah suatu bagian dari sistem tenaga yang dipusatkan pada suatu tempat tertentu, berisikan sebagian besar ujung-ujung saluran transmisi atau distribusi, perlangkapan hubung-bagi beserta bangunannya, dan dapat berisi transformator-transformator yang berfungsi untuk mentransformasikan tenaga listrik dari tegangan tinggi ke tegangan tinggi atau dari tegangan tinggi ke tegangan menengah, melakukan pengukuran, pengawasan operasi serta pengaturan dari pengamanan dari sistem tenaga listrik (SPLN 72, 1987:3).

### 2.2.2 Gardu Hubung

Gardu hubung adalah gardu yang ditujukan untuk memudahkan manuver pembebanan dari satu penyulang ke penyulang lain yang dapat dilengkapi/tidak dilengkapi RTU (*Remote Terminal Unit*). Untuk fasilitas ini lazimnya dilengkapi fasilitas *DC Supply* dari Trafo Distribusi pemakaian sendiri atau trafo distribusi untuk umum yang diletakkan dalam satu kesatuan. gardu hubung berfungsi menerima daya listrik dari gardu induk yang telah diturunkan menjadi tegangan menengah dan menyalurkan tenaga listrik tanpa merubah tegangannya melalui jaringan subtransmisi menuju gardu distribusi (Standar Konstruksi Gardu Distribusi dan Gardu Hubung Jaringan Distribusi Tenaga Listrik, 2010).

### 2.2.3 Gardu Distribusi

Gardu distribusi berfungsi merubah tegangan listrik dari jaringan distribusi primer menjadi tegangan terpakai yang digunakan untuk konsumen dan disebut sebagai jaringan distribsui sekunder (Suswanto Daman, 2009: 06).

### 2.2.4 Jaringan Distribusi Primer

Jaringan distribusi primer merupakan awal penyaluran tenaga listrik dari pusat pembangkit tenaga listrik ke konsumen untuk pendistribusian langsung.

Sedangkan untuk sistem pendistribusian tak langsung merupakan tahap berikutnya dari jaringan transmisi dalam upaya menyalurkan tenaga listrik ke konsumen. Jaringan distribusi primer memiliki tegangan sistem 20 kV (Suswanto Daman, 2009: 05).

### 2.2.5 Jaringan Distribusi Sekunder

Jaringan distribusi sekunder atau jaringan distribusi tegangan rendah merupakan jaringan tenaga listrik yang langsung berhubungan dengan konsumen. Oleh karena itu besarnya tegangan untuk jaringan distribusi sekunder ini 130/230 V dan 130/400 V untuk sistem lama, atau 230/400 V untuk sistem baru. Dimana 230 V adalah tegangan antara fasa dengan netral, dan 400 merupakan tegangan fasa dengan fasa (Suswanto Daman, 2009: 06).

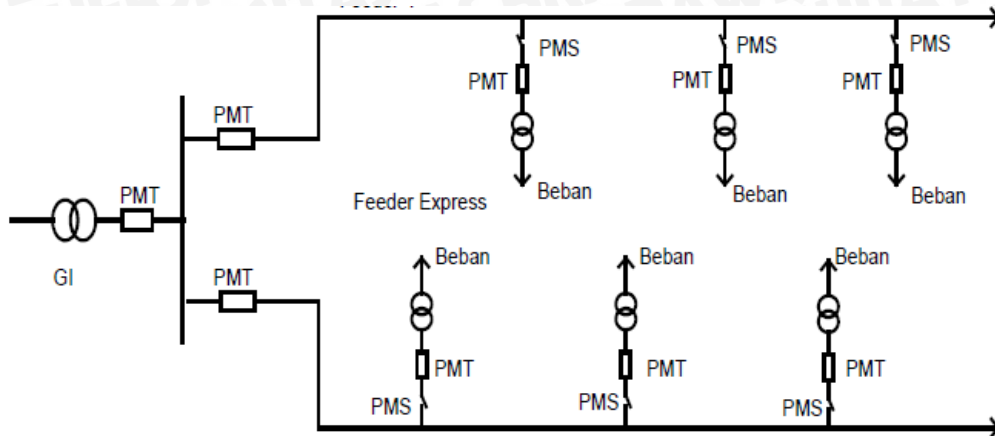
### 2.3 Konfigurasi Jaringan Distribusi Primer

Terdapat lima konfigurasi jaringan distribusi primer yang umum di Indonesia, yaitu konfigurasi jaringan distribusi radial, loop, spindle, *tie line*, dan *cluster*.

#### 2.3.1 Konfigurasi Jaringan Distribusi Radial

Gambar 2.2 menunjukkan konfigurasi jaringan distribusi radial. Konfigurasi jaringan distribusi radial merupakan interkoneksi antara gardu distribusi, dimana beberapa gardu distribusi yang terhubung seri disuplai oleh sebuah busbar GI (Gardu Induk). Konfigurasi ini terdiri dari beberapa penyulang yang keluar dari GI dan sumber tegangannya hanya satu arah saja.

Dalam penyulang tersebut terdapat gardu-gardu distribusi yang dilengkapi oleh trafo penurun tegangan menjadi tegangan rendah (Cahyanto Restu Dwi, 2008).



Gambar 2.2 Sistem jaringan radial  
(sumber : Tanjung Abrar, 2012)

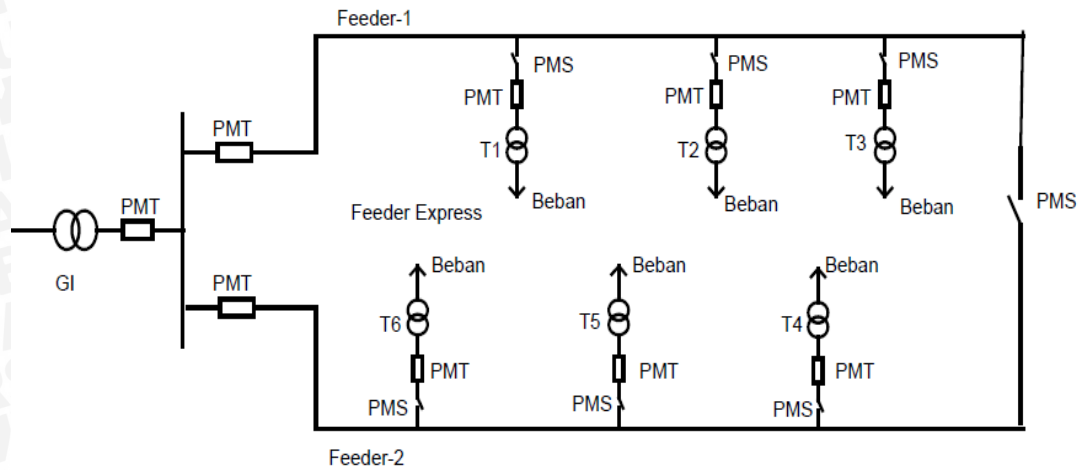
Konfigurasi ini merupakan konfigurasi yang sangat sederhana sehingga secara ekonomis biaya investasi yang dibutuhkan lebih murah dibandingkan dengan konfigurasi jaringan distribusi lainnya.

Kemudian antara lain ditinjau dari segi teknis keandalannya lebih rendah karena pada konfigurasi radial ini apabila terjadi gangguan pada gardu distribusi, maka semua konsumen yang tersambung pada gardu distribusi tersebut akan mengalami pemadaman. Begitu pula apabila GI mengalami gangguan, maka seluruh penyulang yang disuplai oleh GI tersebut akan mengalami pemadaman (Tanjung Abrar, 2012).

### 2.3.2 Konfigurasi Jaringan Distribusi Loop

Konfigurasi jaringan distribusi loop seperti pada Gambar 2.3 dengan ciri pokoknya adalah saluran utama (penyulang) dimulai dari GI dan berakhir kembali ke GI yang sama. Konfigurasi ini memiliki tingkat keandalan yang baik dibandingkan dengan konfigurasi radial. Pada bagian tengah dari rangkaian dipasang sebuah pemisah saluran (PMS) yang gunanya untuk mengambil alih fungsi penyaluran oleh salah satu sisi penyulang apabila salah satu sisi lainnya mengalami gangguan (Tanjung Abrar, 2012).





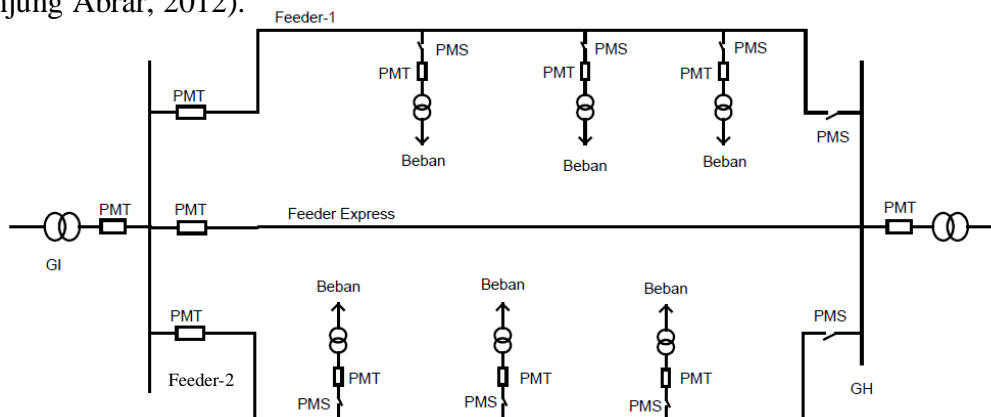
Gambar 2.3 Konfigurasi jaringan distribusi *loop*  
(sumber : Tanjung Abrar, 2012)

### 2.3.3 Konfigurasi Jaringan Distribusi Spindel

Konfigurasi jaringan distribusi spindel seperti pada Gambar 2.4 merupakan perkembangan dari konfigurasi jaringan distribusi *loop*. Dimana perluasan ini berupa penambahan saluran primer (penyulang utama) yang disebut saluran ekpres (*express feeder*) kesemuanya bertemu pada satu titik, dimana titik pertemuan tersebut merupakan sebuah gardu hubung (GH).

Dari sistem ini diharapkan perolehan tingkat kelangsungan pelayanan daya akan lebih baik jika dibandingkan dengan konfigurasi *loop* atau *radial*.

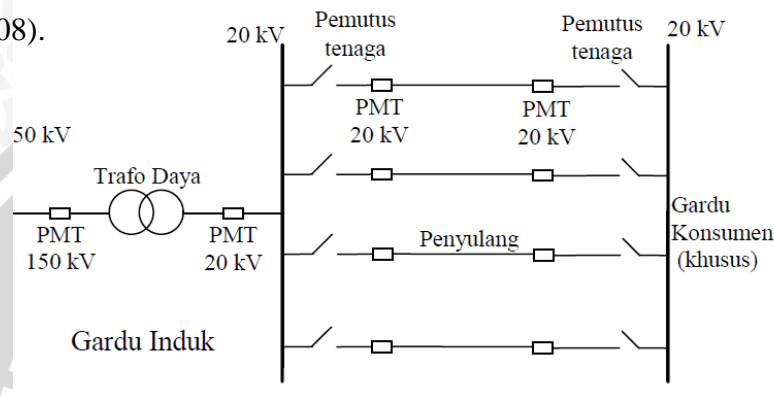
Perbedaan konfigurasi jaringan distribusi *loop* dengan spindel yaitu pada konfigurasi *loop*, besar ukuran penampang saluran penghantar harus mampu untuk memikul seluruh beban, sedangkan pada konfigurasi spindel, besar penampang penghantar berdasarkan atas jumlah beban yang paling besar pada saluran utama (Tanjung Abrar, 2012).



Gambar 2.4 Konfigurasi jaringan distribusi *spindel*  
(sumber : Tanjung Abrar, 2012)

### 2.3.4 Konfigurasi Jaringan Distribusi Hantaran Penghubung (*Tie Line*)

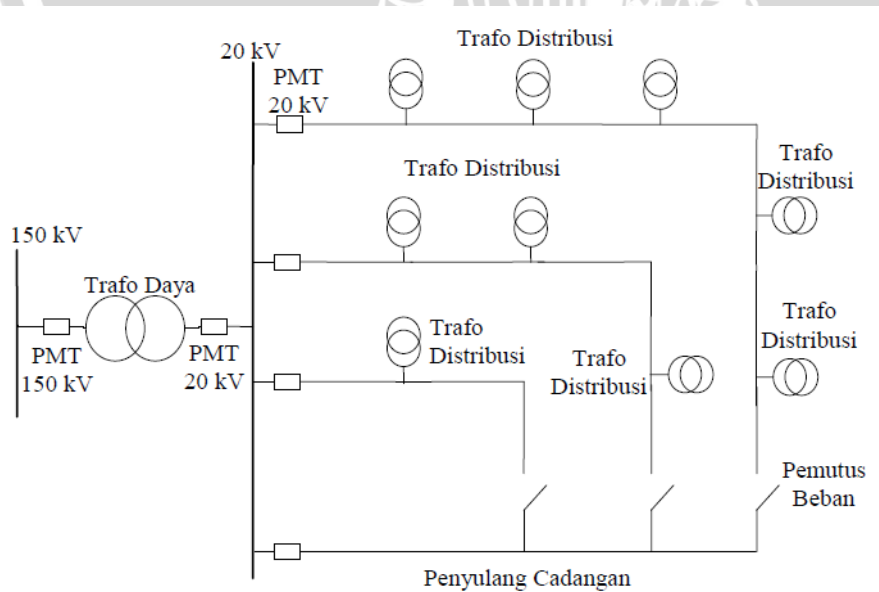
Konfigurasi jaringan *tie line* seperti Gambar 2.5 ini digunakan untuk pelanggan penting yang tidak boleh padam (bandar udara, rumah sakit, dan lain – lain). Sistem ini memiliki minimal dua penyulang sekaligus dengan tambahan *automatic change over switch/automatic transfer switch*. Setiap penyulang terkoneksi ke gardu pelanggan khusus tersebut sehingga bila salah satu penyulang mengalami gangguan, maka pasokan listrik akan dipindah ke penyulang lain (Sukmawidjaja Maula, 2008).



Gambar 2.5 Konfigurasi jaringan distribusi *tie line*  
(sumber : Sukmawidjaja Maula, 2008)

### 2.3.5 Konfigurasi Jaringan Distribusi Gugus atau *Cluster*

Konfigurasi jaringan distribusi gugus seperti pada Gambar 2.6 banyak digunakan untuk kota besar yang mempunyai kerapatan beban yang tinggi. Dalam sistem ini terdapat saklar pemutus beban dan penyulang cadangan.



Gambar 2.6 Sistem jaringan gugus  
(sumber : Sukmawidjaja Maula, 2008)

Penyulang ini berfungsi apabila ada gangguan yang terjadi pada salah satu penyulang konsumen, maka penyulang cadangan inilah yang menggantikan fungsi suplai ke konsumen (Sukmawidjaja Maula, 2008).

## 2.4 Pengertian Daya

Daya adalah energi yang dikeluarkan untuk melakukan usaha dalam sistem tenaga listrik. Daya merupakan jumlah energi yang digunakan untuk melakukan kerja atau usaha. Daya listrik biasanya dinyatakan dalam satuan *watt* atau *horsepower* (HP). Horsepower merupakan satuan daya listrik dimana 1 HP setara dengan 746 *watt* atau *lbft/second*. Sedangkan *watt* merupakan unit daya listrik dimana 1 *watt* memiliki daya setara dengan daya yang dihasilkan oleh perkalian arus 1 *ampere* dan tegangan 1 *volt* (Jamali Ali, 2014).

*Watt* adalah satuan yang terlalu kecil untuk kuantitas – kuantitas sistem tenaga, maka  $P$  biasanya diukur dalam kilowatt atau megawatt.

Pada Gambar 2.7 ditunjukkan arah aliran arus listrik, sehingga besarnya daya nyata dinyatakan pada Persamaan (2.1) (William D Stevenson, 1996: 19).

$$P = |V| |I| \cos \theta \quad (2.1)$$

Dimana :

$P$  : Daya nyata (kilo *watt*)

$V$  : Tegangan (kilo *volt*)

$I$  : Arus (*ampere*)

$\cos \theta$  : Faktor daya



Gambar 2.7 Arah aliran arus listrik  
(sumber : Ramdhani Mohamad, 2008: 04)



### 2.4.1 Daya Reaktif dan Faktor Daya

Daya reaktif adalah daya yang muncul yang diakibatkan oleh komponen pasif di luar resistor yang merupakan daya rugi-rugi atau daya yang tidak diinginkan. Daya ini seminimal mungkin dihindari, atau paling tidak diperkecil, walaupun tidak akan hilang sama sekali, dengan cara memperkecil faktor dayanya (Ramdhani Mohamad, 2008: 273).

Secara matematis daya reaktif merupakan perkalian antara tegangan, arus, dan nilai sin seperti pada Persamaan (2.2) (William D Stevenson, 1996: 20).

$$Q = |V| |I| \sin \theta \quad (2.2)$$

Dimana :

$Q$  : Daya reaktif (kVAR)

$V$  : Tegangan (kV)

$I$  : Arus (A)

$\theta$  : Sudut fasa

Faktor daya atau *power factor* ( $pf$ ) adalah perbandingan antara daya nyata dan daya semu sesuai dengan Persamaan (2.3) (William D Stevenson, 1996: 21).

$$pf = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (2.3)$$

Dimana :

$Pf$  : Faktor daya

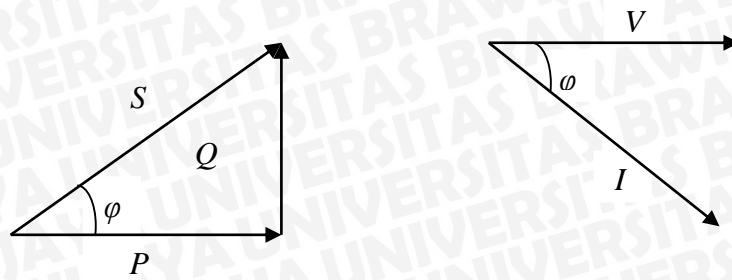
$P$  : Daya nyata (kW)

$Q$  : Daya reaktif (kVAR)

### 2.4.2 Segitiga Daya

Hubungan antara daya nyata, daya reaktif, dan daya semu dapat dinyatakan dengan mempresentasikan daya-daya tersebut sebagai vector. Daya nyata direpresentasikan sebagai vector vertical.

Vektor daya semu adalah hipotenusa (sisi miring) dari segi tiga siku-siku yang terbentuk dengan menghubungkan vektor-vektor daya nyata dan reaktif. Representasi ini sering disebut sebagai segitiga daya (Ramdhani Mohamad, 2008: 274).



Gambar 2.8 Segitiga Daya Beban Induktif dan Diagram Fasor Beban Induktif  
(sumber : Ramadhan Mohamad, 2008: 274)

Pada Gambar 2.8 *I lagging* terhadap *V* dimana nilai arus tertinggal sebesar fasa  $\varphi$  dibandingkan dengan nilai tegangan.



Gambar 2.9 Segitiga Daya Beban Kapasitif dan Diagram Fasor Beban Kapasitif  
(sumber : Ramadhan Mohamad, 2008: 274)

Pada Gambar 2.9 *I leading* terhadap *V* dimana nilai arus mendahului sebesar fasa  $\varphi$  dibandingkan dengan nilai tegangan.

## 2.5 Kapasitor Daya

Secara sederhana kapasitor terdiri dari dua buah plat logam yang dipisahkan oleh suatu bahan elektrik dan kapasitor ini mempunyai sifat menyimpan listrik (Whitaker Jerry C, 2007: 81).

Kapasitor seri dan *shunt* pada sistem daya menimbulkan daya reaktif untuk memperbaiki faktor daya dan tegangan, karenanya menambah kapasitas sistem dan mengurangi kerugian. Dalam kapasitor seri daya reaktif sebanding dengan kuadrat arus beban, sedangkan pada kapasitor *shunt* sebanding dengan kuadrat tegangan.

Ada beberapa aspek tertentu yang tidak menyenangkan pada kapasitor seri. Secara umum dapat dikatakan, biaya untuk memasang kapasitor seri lebih tinggi dari biaya pemasangan kapasitor *shunt*. Hal ini disebabkan karena peralatan perlindungan untuk kapasitor seri sering lebih kompleks. Juga biasanya, kapasitor seri didesain untuk daya yang lebih besar daripada kapasitor *shunt* untuk mengatasi pengembangan beban nantinya (Pabla, AS, 1986: 281).



Faktor-faktor yang mempengaruhi pemilihan antara kapasitor *shunt* dan seri ditampilkan pada Tabel 2.1.

Tabel 2.1 Kapasitor seri dan paralel  
(sumber : Pabla, A.S., 1986: 281)

No.	Tujuan	Pilihan	
		Kapasitor Seri	Kapasitor <i>Shunt</i>
1	Memperbaiki faktor daya	Kedua	Pertama
2	Memperbaiki nilai tegangan bus pada sistem	Pertama	Kedua
3	Memperbaiki nilai tegangan pada sistem saluran udara dengan faktor daya yang tinggi	Tidak dipakai	Pertama
4	Memperbaiki tegangan pada sistem saluran bawah tanah dengan faktor daya normal dan faktor daya rendah	Pertama	Tidak dipakai
5	Memperbaiki tegangan pada sistem saluran dengan faktor daya tinggi	Tidak dipakai	Tidak dipakai
6	Mengurangi kerugian daya pada sistem	kedua	pertama
7	Mengurangi fluks tegangan	pertama	kedua

Kapasitor yang akan digunakan untuk memperbesar faktor daya dipasang paralel dengan rangkaian beban. Bila rangkaian itu diberi tegangan maka elektron akan mengalir masuk ke kapasitor. Pada saat kapasitor penuh dengan muatan elektron maka tegangan akan berubah.

Kemudian elektron akan keluar dari kapasitor dan mengalir ke dalam rangkaian yang memerlukan, dengan demikian pada saat itu kapasitor membangkitkan daya reaktif.

Bila tegangan berubah itu kembali normal (tetap) maka kapasitor akan menyimpan kembali elektron. Pada saat kapasitor mengeluarkan elektron ( $I_c$ ) berarti sama juga kapasitor mensuplai daya reaktif ke beban (Patria Julianto, 2010).

Rugi– rugi daya aktif sebelum dipasang kapasitor ditunjukkan pada persamaan (2.5).

$$\Delta P_1 = I^2 R \text{ (watt)} \quad (2.5)$$

Rugi – rugi daya aktif setelah dipasang kapasitor ditunjukkan pada persamaan (2.6).



$$\Delta P_2 = (I^2 - I_c^2) R \text{ (watt)} \quad (2.6)$$

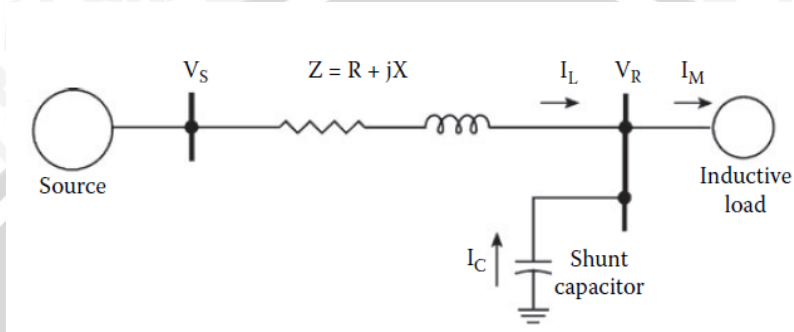
$\Delta P_1$  : Rugi daya aktif sebelum dipasang kapasitor

$\Delta P_2$  : Rugi daya aktif setelah dipasang kapasitor

$I$  : Arus yang mengalir pada saluran

$R$  : Resistansi saluran

Gambar 2.10 menunjukkan pemasangan kapasitor shunt pada sistem distribusi yang digunakan untuk mengompensasi daya reaktif pada beban.



Gambar 2.10 Pemasangan kapasitor shunt pada sistem distribusi (sumber : Whitaker Jerry C., 2007: 54)

Kapasitor shunt yang dipasang pada ujung beban dari sistem distribusi dapat berguna untuk (Julianto Patria, 2010):

- a. Mengompensasi kebutuhan daya reaktif.
- b. Menaikkan atau menurunkan tegangan.
- c. Memperbaiki faktor daya.
- d. Memaksimalkan kapasitas sistem.

Ketika beban induktif membutuhkan daya reaktif dan menyebabkan tegangan sistem menurun, maka tegangan sistem berada pada daerah kapasitif. Untuk mengompensasi penurunan tegangan, dipasang kapasitor shunt untuk mensuplai daya reaktif yang dibutuhkan beban.

## 2.6 Perbaikan Tegangan

Penurunan tegangan yang terjadi pada sistem disebabkan oleh adanya beban dan impedansi pada saluran jaringan distribusi seperti yang ditunjukkan pada Persamaan (2.7) (Gonen Turan, 1986: 385).

$$VD = I_R R + I_x X_L \quad (2.7)$$

Dimana :

$VD$  : Drop tegangan pada saluran (volt)

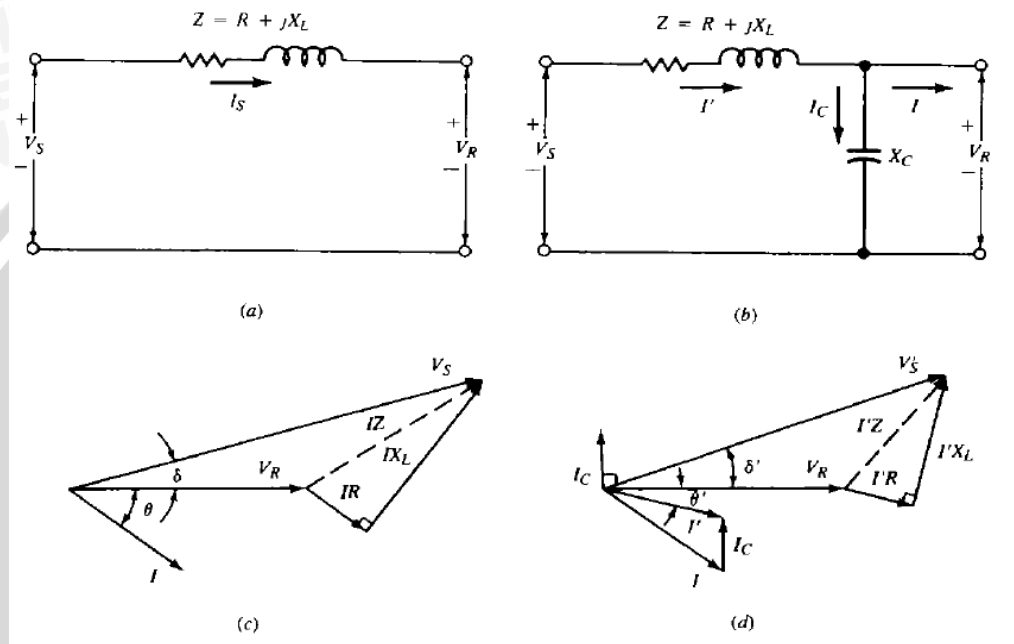
$I_R$  : Arus komponen daya nyata (ampere)

$I_L$  : Arus komponen daya reaktif (*ampere*)

$R$  : Resistansi saluran (*ohm*)

$X_L$  : Reaktansi saluran (*ohm*)

Penambahan beban dapat mengakibatkan tegangan menurun dan permintaan daya reaktif yang bertambah dapat memperkecil faktor daya sistem. Penambahan kapasitor memungkinkan perbaikan faktor daya yang dapat mengurangi penurunan tegangan pada sisi terima seperti yang terlihat pada Gambar 2.11.



Gambar 2.11 Diagram fasor tegangan untuk rangkaian saluran dengan faktor daya tertinggal: (a) dan (c) tanpa kapasitor shunt dan (b) dan (d) dengan shunt kapasitor (sumber : Gonen Turan, 1986: 385)

Ketika kapasitor *shunt* dipasang di ujung sisi terima yang ditunjukkan pada Gambar 2.10 (b), maka persamaan drop tegangannya seperti yang ditunjukkan pada Persamaan (2.8)

$$VD = I_R R + I_x X_L - I_C X_L \quad (2.8)$$

Dimana :

$I_C$  : Komponen reaktif arus yang mendahului tegangan sebesar  $90^\circ$

Maka selisih antara Persamaan (8.7) dan Persamaan (8.8) adalah kenaikan tegangan yang dihasilkan dari pemasangan kapasitor *shunt* pada sisi terima.

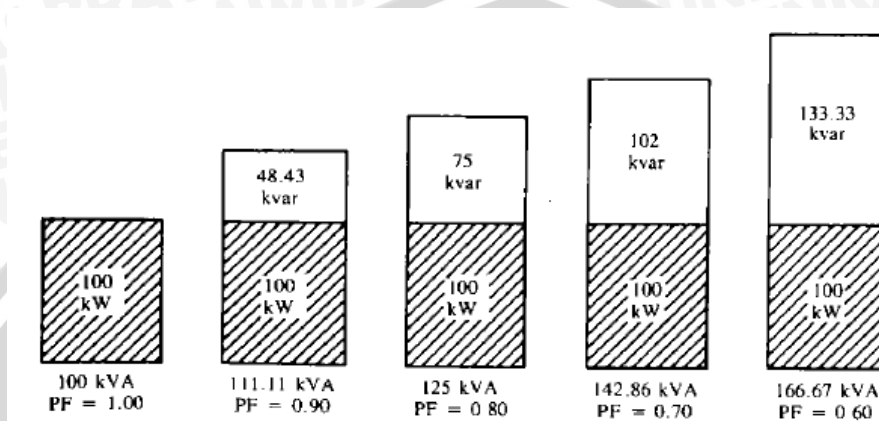
$$VR = I_C X_L \text{ (volt)} \quad (2.9)$$

Dimana :

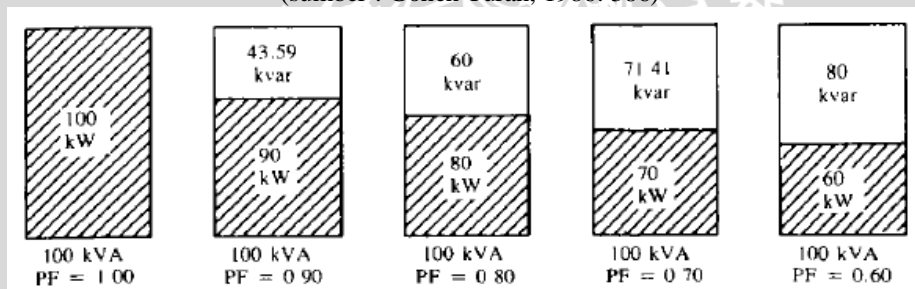
$VR$  : Tegangan pada sisi terima (*volt*)

## 2.7 Perbaikan Faktor Daya

Pada Gambar 2.12 dan 2.13 ditunjukkan ilustrasi perubahan daya nyata, daya semu, dan daya reaktif pada suatu sistem. Pembangkitan daya reaktif pada pusat pembangkit dan penyalurannya menuju beban yang jauh sangatlah tidak ekonomis, namun hal tersebut dapat diatasi dengan meletakkan kapasitor pada pusat – pusat beban.



Gambar 2.12 Ilustrasi perubahan daya nyata dan daya semu sebagai fungsi faktor daya beban, pada daya nyata konstan  
(sumber : Gonen Turan, 1986: 386)



Gambar 2.13 Ilustrasi perubahan daya nyata dan daya reaktif sebagai fungsi faktor daya beban, pada daya semu konstan  
(sumber : Gonen Turan, 1986: 387)

Sesuai dengan tujuan, pemakaian sumber daya reaktif adalah untuk memperbaiki faktor daya, maka dalam pemilihan perlu diperhatikan segi – segi ekonomis yang menguntungkan dan secara teknis dapat dipertanggungjawabkan.

Dengan asumsi bahwa beban disuplai oleh daya nyata ( $P$ ), daya reaktif tertinggal ( $Q_1$ ), dan daya semu tertinggal  $S_1$ , maka persamaan faktor daya ditunjukkan pada Persamaan (2.10).

$$\cos \varphi_1 = \frac{P}{S_1}$$

atau :

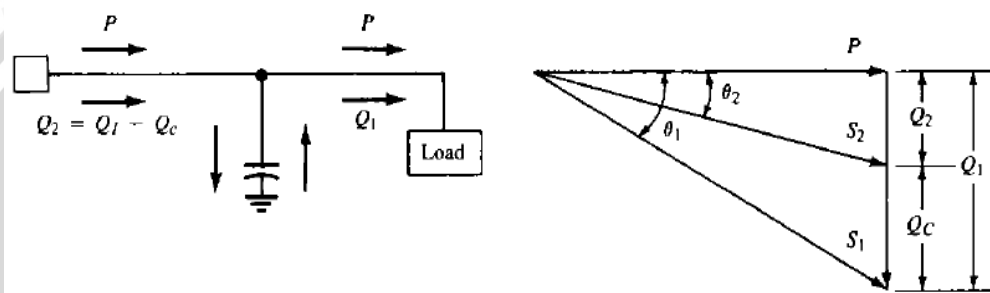


$$\cos \varphi_1 = \frac{P}{(P^2 + Q_1^2)^{\frac{1}{2}}} \quad (2.10)$$

ketika kapasitor  $Q_c$  (VAR) dipasang pada beban, faktor daya dapat ditingkatkan dari  $\cos \varphi_1$  menjadi  $\cos \varphi_2$ , sehingga persamaan seperti pada Persamaan (2.11).

$$\cos \varphi_2 = \frac{P}{S_1} = \frac{P}{(P^2 + Q_1^2)^{\frac{1}{2}}} = \frac{P}{(P^2 + (Q_1 - Q_c)^2)^{\frac{1}{2}}} \quad (2.11)$$

Koreksi faktor daya dengan pemasangan kapasitor ditunjukkan pada Gambar 2.14.



Gambar 2.14 Ilustrasi perbaikan faktor daya (sumber : Gonen Turan, 1986: 387)

Ukuran kapasitor untuk memperbaiki faktor daya sistem pada titik-titik tertentu dapat dihitung dengan menggunakan Persamaan (2.12) (Pabla AS, 1986:287).

$$\text{kVAR} = \text{kW} (\tan \varphi_e - \tan \varphi_d) \quad (2.12)$$

Dimana:

kVAR : Nilai kapasitas kapasitor yang akan dipasang.

kW : Daya nyata yang diserap oleh bus

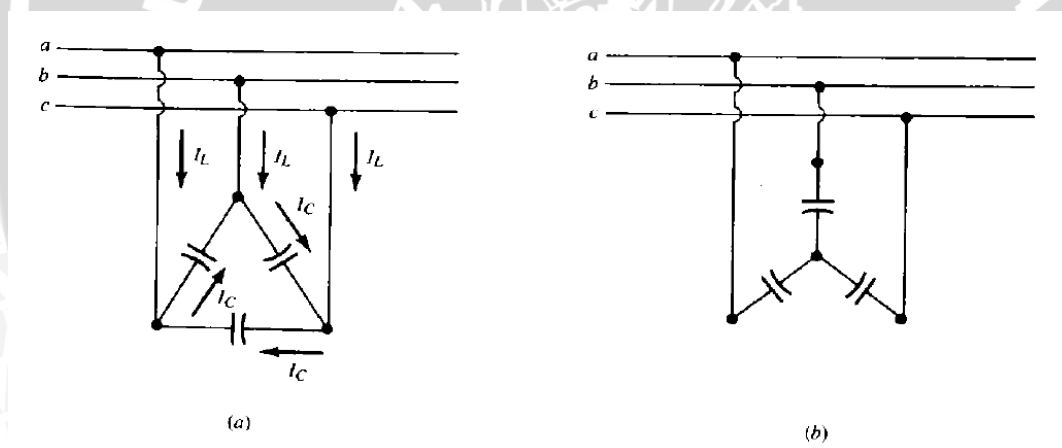
$\varphi_e$  : Faktor daya pada bus kondisi awal

$\varphi_d$  : Faktor daya pada bus yang diinginkan

## 2.8 Pemasangan Kapasitor

Pemasangan kapasitor paralel sangat penting untuk mengompensasi daya reaktif dalam sistem distribusi 20 kV. Kapasitor-kapasitor dalam sistem dibentuk rangkaian penyimpanan dan dapat dihubungkan secara delta dan wye seperti pada Gambar 2.15. Rangkaian kapasitor yang dihubungkan secara delta dipakai dengan hanya satu bagian seri tiap fasa dan pada umumnya dipakai sampai 6,6 kV, namun untuk tegangan lebih dari 6,6 kV kapasitor dihubungkan secara wye. Rangkaian kapasitor yang dihubungkan secara wye pada umumnya netral kapasitor hanya ditanahkan bila sistem atau transformator ditanahkan secara efektif (Pabla AS, 1986:282).

Dalam sistem distribusi 20 kV hubungan secara wye lebih banyak digunakan dikarenakan memiliki nilai rating tegangan kapasitor yang lebih rendah karena tegangan saluran terhadap netral merupakan  $\sqrt{3}$  dari tegangan fasanya sehingga biaya yang dikeluarkan lebih sedikit dibandingkan hubungan delta.



Gambar 2.15 Rangkaian hubungan kapasitor pada sistem distribusi 20 kV. (a) Delta (b) Wye

(sumber : Gonen Turan, 1986: 394)

## 2.9 Perawatan Kapasitor

Kapasitor yang digunakan untuk memperbaiki faktor daya agar tahan lama tentu harus dirawat secara teratur. Dalam perawatan itu perhatian harus dilakukan pada tempat yang lembab yang tidak terlindungi dari debu dan kotoran. Sebelum melakukan pemeriksaan dipastikan bahwa kapasitor tidak terhubung lagi dengan sumber.

Karena kapasitor ini masih mengandung muatan berarti masih ada arus atau tegangan listrik, maka kapasitor tersebut harus dihubungkan terlebih dahulu agar muatannya hilang. Adapun jenis pemeriksaan yang harus dilakukan meliputi : pemeriksaan kebocoran, pemeriksaan kabel dan penyangga kapasitor, dan pemeriksaan isolator (Julianto Patria, 2010).

### 2.10 Nilai Penghematan

Untuk mengetahui nilai penghematan yang diperoleh setelah pemasangan kapasitor maka digunakan dibutuhkan acuan biaya kWh, kVARh, dan biaya kapasitor per kVAR. Harga jual yang diterapkan oleh PT PLN untuk jaringan tegangan menengah sesuai dengan Penetapan Penyesuaian Tarif Tenaga Listrik Bulan Juni 2015 adalah Rp 1115.60 / kWh dan Rp 1200.65 / kVARh. Harga kapasitor per kVAR diasumsikan sebesar Rp 200,000 (*Alliant Energy Capacitor Application Guidelines*, 2007:5).

Jangka waktu pengembalian investasi atau payback period ditunjukkan pada Persamaan (2.13).

$$\text{Payback Period} = \text{Total investasi} : \text{keuntungan per tahun} \quad (2.13)$$

### 2.11 Konsep Aliran Daya

Studi aliran daya merupakan bagian yang sangat penting dalam perencanaan sistem tenaga listrik. Beberapa metode telah dikembangkan dalam studi aliran daya ini yaitu metode *Gauss-Seidel*, metode *Newton-Raphson*, dan metode *Fast Decouple*.

Tujuan utama dari studi aliran daya adalah:

1. Untuk mengetahui daya aktif dan reaktif tiap pembangkit.
2. Untuk mengetahui besar tegangan dan sudut fasa pada setiap bus.
3. Untuk mengetahui daya aktif dan daya reaktif yang mengalir pada setiap komponen tenaga listrik.

Dari tujuan di atas maka dalam studi aliran daya diperlukan suatu proses perhitungan yang sistematis melalui model jaringan dan persamaan aliran daya. (Wikarsa, 2010:20).

Persamaan untuk kerja sistem tenaga listrik dapat dinyatakan dalam bentuk impedansi atau admitansi sebagai berikut (Shidiq Mahfudz, 2009: 38).

Dalam bentuk impedansi :

$$V_{bus} = Z_{bus} \cdot I_{bus} \quad (2.14)$$



Dalam bentuk admitansi :

$$I_{bus} = Y_{bus} \cdot V_{bus} \quad (2.15)$$

Matrik admitansi bus dan matrik impedansi bus dapat disusun dengan atau tanpa melibatkan bus tanah. Jika bus tanah dilibatkan dalam menyusun kedua matrik tersebut, maka elemen-elemen *shunt* seperti kapasitor statis, reaktor, *line charging* dan elemen *shunt* dari rangkaian ekivalen trafo dilibatkan dalam menyusun kedua matrik tersebut dan elemen vektor tegangan-tegangan  $V_{bus}$  dalam Persamaan (2.14) dan (2.15) merupakan tegangan antara sesuatu bus terhadap tanah. Jika bus tanah tidak dilibatkan dalam menyusun matrik  $Z_{bus}$  atau  $Y_{bus}$  diatas, maka perlu dipilih satu bus sebagai acuan dan elemen vektor tegangan antara sesuatu bus dengan bus acuan.

Pada suatu bus p, daya aktif dan reaktif dinyatakan sebagai :

$$P_p - jQ_p = V_p^* \cdot I_p \quad (2.16)$$

Dan arus pada bus p adalah

$$I_p = \frac{P_p - jQ_p}{V_p^*} \quad (2.17)$$

$I_p$  adalah positif jika arus itu mengalir masuk kedalam sistem.

Jika elemen-elemen *shunt* terhadap tanah dilibatkan dalam menyusun matrik  $Z_{bus}$  atau  $Y_{bus}$ , maka Persamaan (2.17) menyatakan arus total yang mengalir dari bus p, sedangkan jika tidak dilibatkan dalam menyusun kedua matrik tersebut, maka arus total yang mengalir melalui bus p adalah

$$I_p = \frac{P_p - jQ_p}{V_p^*} - y_p V_p \quad (2.18)$$

Dimana  $y_p$  ,menyatakan total admitansi *shunt* bus p terhadap tanah dan  $y_p V_p$  menyatakan arus yang mengalir dari bus p ke tanah.

Setelah proses iterasi untuk mengetahui tegangan setiap bus selesai, daya yang mengalir pada setiap saluran dapat dihitung. Arus yang mengalir dari bus p ke bus q adalah

$$i_{pq} = (V_p - V_q) y_{pq} + V_p \frac{y'_{pq}}{2} \quad (2.19)$$

Dimana

$y_{pq}$  : Admitansi cabang yang menghubungkan bus p dengan bus q

$y'_{pq}$  : Total admitansi shunt saluran pq

Daya yang mengalir dari bus p ke bus q adalah

$$P_{pq} - jQ_{pq} = V_p^* i_{pq} \quad (2.20)$$

Atau

$$P_{pq} - jQ_{pq} = V_p^* (V_p - V_q) y_{pq} + V_p^* V_p \frac{y'_{pq}}{2} \quad (2.21)$$

Sedangkan daya yang mengalir dari bus q ke bus p adalah

$$P_{qp} - jQ_{qp} = V_q^* (V_q - V_p) y_{pq} + V_q^* V_q \frac{y'_{pq}}{2} \quad (2.22)$$

Rugi-rugi daya cabang p-q merupakan jumlah aljabar dari Persamaan (2.21) dan Persamaan (2.22).

Dari persamaan diatas terlihat bahwa persamaan aliran daya bersifat tidak linier dan penyelesaiannya adalah dengan metode iteratif. Metode Newton-Raphson digunakan untuk penyelesaian daya karena lebih cepat mencapai konvergen tanpa mengabaikan nilai resistansi dari jaringan.

## 2.12 Metode Newton-Raphson

Metode Newton-Raphson adalah metode yang paling baik untuk menyelesaikan persamaan aljabar non-linier. Sebelum menjelaskan bagaimana metode Newton-Raphson digunakan dalam penyelesaian aliran daya, terlebih dahulu akan dijelaskan prinsip-prinsip metode Newton-Raphson.

Misalkan  $y_s = f(x)$  adalah fungsi non-linier dan  $x_0$  adalah nilai perkiraan awal untuk mendapatkan penyelesaian. Jika  $\Delta x$  adalah nilai koreksi yang diperkirakan, maka dari teori deret Taylor, didapatkan Persamaan (2.23) (Shidiq Mahfudz, 2009: 43).

$$f(x_0 + \Delta x) = f(x_0) + f'(x_0) \Delta x + \frac{f''(x_0)}{2} \Delta x^2 \quad (2.23)$$

Jika suku-suku turunan kedua dan diatasnya diabaikan, diperoleh

$$f(x_0 + \Delta x) = f(x_0) + f'(x_0) \Delta x \quad (2.24)$$

Atau

$$\Delta y = f'(x_0) \Delta x \quad (2.25)$$



Dengan  $\Delta y = f'(x_0) \Delta x - f(x_0)$  adalah selisih antara nilai yang benar dengan nilai perkiraan.

Dengan cara yang sama, untuk  $n$  fungsi multi variabel  $x_1, x_2, \dots, x_n$  diperoleh

$$\begin{bmatrix} \Delta y_1 \\ \Delta y_2 \\ \vdots \\ \Delta y_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_1 \\ \vdots \\ \Delta x_n \end{bmatrix} \quad (2.26)$$

Matrix  $n \times n$  dalam persamaan diatas dimana elemen-elemennya adalah turunan pertama dari  $y_1, y_2, \dots, Y_n$  disebut sebagai matrik jakobian  $J$ . Jika nilai perkiraan bagi semua  $x_1$  diberikan, maka dapat dihitung semua  $\Delta y$ , dan elemen-elemen matrik  $J$  sehingga nilai koreksi yang dihitung dengan menggunakan Persaman (2.27).

$$\begin{bmatrix} \Delta x_1 \\ \Delta x_2 \\ \vdots \\ \Delta x_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \Delta y_1 \\ \vdots \\ \Delta y_n \end{bmatrix} \quad (2.27)$$

Nilai  $x_i$  dapat diperbaiki dengan menggunakan Persamaan (2.28)

$$x_i^{baru} = x_i^{lama} + \Delta x_1 \quad (2.28)$$

Proses ini diulang sampai didapat semua nilai  $\Delta y_1$  memenuhi toleransi yang telah ditentukan.

Masalah aliran daya dapat diselesaikan dengan metode Newton-Raphson menggunakan sejumlah persamaan nonlinier yang menyatakan daya aktif dan reaktif sebagai fungsi dari besar dan sudut fasa tegangan. Persamaan daya pada suatu bus  $i$  dapat ditulis

$$P_p - jQ_p = V_p^* I_p = V_p^* \sum_{q=1}^n Y_{pq} V_q \quad (2.29)$$

Pemisahan bagian riil dan imajiner, maka diperoleh persamaan daya pada bus  $i$  adalah

$$P_p = Re \{ V_p^* \sum_{q=1}^n Y_{pq} V_q \} \quad (2.30)$$

$$Q_p = Re \{ -V_p^* \sum_{q=1}^n Y_{pq} V_q \} \quad (2.31)$$

Kedua persamaan non linier  $P_i$  dan  $Q_i$  merupakan persamaan-persamaan utama dalam analisis aliran daya dengan menggunakan metode Newton-Raphson. Kedua rumusan ini menghasilkan dua persamaan non linier dalam setiap bus.

Daya aktif dan daya reaktif adalah diketahui sedangkan besar tegangan dan sudut fasa tegangan tidak diketahui untuk semua bus kecuali pada slack bus dimana besar tegangannya diketahui dan dijaga konstan.



Metode Newton Raphson dipilih karena memiliki perhitungan yang lebih baik, efisien dan praktis dari pada Gauss-Seidel.

Untuk menerapkan metode Newton-Raphson pada penyelesaian persamaan aliran beban kita dapat memilih untuk menyatakan tegangan-tegangan rel dan admitansi-admitansi saluran dalam bentuk polar atau bentuk siku-siku. Jika kita pilih bentuk polar dan kita uraikan maka (William D. Stevenson, Jr.,1984: 216):

$$V_p = |V_p| \angle(\delta_p)$$

$$V_q = |V_q| \angle(\delta_q)$$

$$Y_{pq} = |Y_{pq}| \angle(\theta_{pq})$$

Dengan,

$V_p$  :Tegangan bus p

$|V_p|$  : Nilai magnitudo tegangan bus p

$\delta_p$  : Sudut tegangan bus p

$|V_q|$  : Nilai magnitudo tegangan bus q

$Y_{pq}$  : Nilai admitansi bus pq

$\theta_{pq}$  : Sudut admitansi bus pq

$n$  : Jumlah bus

Maka Persamaan (2.29) menjadi,

$$P_p - jQ_p = \sum_{q=1}^N |V_p V_q Y_{pq}| \angle(\theta_{pq} + \delta_q - \delta_p) \quad (2.32)$$

Dari pemisahan bagian riil dan imajiner akan didapat persamaan daya aktif

$$P_p = \sum_{q=1}^N |V_p V_q Y_{pq}| \cos(\theta_{pq} + \delta_q - \delta_p) \quad (2.33)$$

Dan persamaan daya reaktif

$$Q_p = - \sum_{q=1}^N |V_p V_q Y_{pq}| \sin(\theta_{pq} + \delta_q - \delta_p) \quad (2.34)$$

Dengan,

$P_p$  : Daya nyata bus p

$Q_p$  : Daya reaktif bus p

Jika bus 1 sebagai *swing bus*, maka Persamaan linier (2.26) bagi kedua persamaan daya (2.33) dan (2.34) secara singkat dapat ditulis

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & J \\ N & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \frac{\Delta V}{V} \end{bmatrix} \quad (2.35)$$

Persamaan-persamaan untuk menentukan elemen-elemen matriks jacobian dapat diturunkan dari persamaan-persamaan daya. Elemen matriks H,J,N, dan L dijelaskan pada tabel 2.2:

Tabel 2.2 Elemen- elemen matriks jacobian

	Elemen diagonal ( $i=k$ )	Elemen off-diagonal ( $i \neq k$ )
H	$\frac{\partial P_p}{\partial \delta_p} = \sum_{q=1, q \neq i}^n  V_p  V_q  Y_{pq}  \sin(\theta_{pq} + \delta_q - \delta_p)$	$\frac{\partial P_p}{\partial \delta_q} = - V_p  V_q  Y_{pq}  \sin(\theta_{pq} + \delta_q - \delta_p)$
N	$V_i \frac{\partial P_p}{\partial E_p} = 2 V_p  Y_{pp}  \cos \theta_{pp}$ $+ \sum_{p=1, q \neq p}^n  V_q  Y_{pq}  \cos(\theta_{pq} + \delta_q - \delta_p)$	$V_q \frac{\partial P_p}{\partial V_q} =  V_p  Y_{pq}  \cos(\theta_{pq} + \delta_q - \delta_p)$
J	$\frac{\partial Q_p}{\partial \delta_p} = \sum_{q=1, q \neq p}^n  V_p  V_q  Y_{pq}  \cos(\theta_{pq} + \delta_q - \delta_p)$	$\frac{\partial Q_p}{\partial \delta_q} = - V_p  V_q  Y_{pq}  \cos(\theta_{pq} + \delta_q - \delta_p)$
L	$V_p \frac{\partial Q_p}{\partial E_p} = 2 V_p  Y_{pp}  \sin \theta_{pp}$ $+ \sum_{p=1, q \neq i}^n  V_q  Y_{pq}  \sin(\theta_{pq} + \delta_q - \delta_p)$	$V_q \frac{\partial Q_p}{\partial V_q} = - V_p  Y_{pq}  \sin(\theta_{pq} + \delta_q - \delta_p)$

Langkah-langkah yang diperlukan untuk memperoleh tegangan bus dengan menggunakan metode Newton-Raphson adalah sebagai berikut:

1. Berikan nilai awal besar tegangan dan sudut tegangan untuk semua tegangan bus beban, dan sudut awal bagi semua sudut tegangan bus generator.
2. Hitung daya aktif dan daya reaktif dan kurangkan ke daya aktif dan reaktif yang diketahui sehingga diperoleh vektor perubahan daya. Jika semua elemen vektor ini memenuhi ketelitian yang diberikan maka lanjutkan ke langkah 7, jika tidak lanjutkan ke langkah 3.
3. Tentukan elemen-elemen matrik jacobian dengan menggunakan tabel (2.2)
4. Selesaikan persamaan linier (2.35) untuk memperoleh perubahan besar dan sudut fasa tegangan.
5. Perbaiki besar dan sudut fasa tegangan dengan menggunakan persamaan (2.36) dan (2.37) dibawah ini.

$$\delta_{baru} = \delta_{lama} + \Delta\delta \quad (2.36)$$

$$V_{baru} = V_{lama} + \frac{\Delta V}{V} V_{lama} \quad (2.37)$$

6. Kembali ke langkah 2.
7. Selesai.

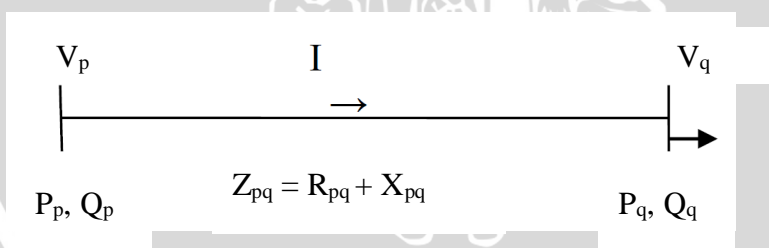
Jika bus p adalah PV Bus,  $Q_p$  tidak ditentukan nilainya sehingga tidak diperoleh nilai  $\Delta Q_p$ , sebaliknya karena besar tegangan dijaga tetap maka  $\Delta V_p = 0$ . Misalkan bus 2 dalam sistem 4 bus adalah PV bus, maka persamaan linier yang menyatakan hubungan antara perubahan daya dengan perubahan tegangan adalah :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \Delta P_3 \\ \Delta P_4 \\ \Delta Q_3 \\ \Delta Q_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_3} & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_4} & V_3 \frac{\partial P_2}{\partial V_3} & V_4 \frac{\partial P_2}{\partial V_4} \\ \frac{\partial P_3}{\partial \delta_2} & \frac{\partial P_3}{\partial \delta_3} & \frac{\partial P_3}{\partial \delta_4} & V_3 \frac{\partial P_3}{\partial V_3} & E_4 \frac{\partial P_3}{\partial V_4} \\ \frac{\partial P_4}{\partial \delta_2} & \frac{\partial P_4}{\partial \delta_3} & \frac{\partial P_4}{\partial \delta_4} & V_3 \frac{\partial P_4}{\partial V_3} & E_4 \frac{\partial P_4}{\partial V_4} \\ \frac{\partial Q_3}{\partial \delta_2} & \frac{\partial Q_3}{\partial \delta_3} & \frac{\partial Q_3}{\partial \delta_4} & V_3 \frac{\partial Q_3}{\partial V_3} & E_4 \frac{\partial Q_3}{\partial V_4} \\ \frac{\partial Q_4}{\partial \delta_2} & \frac{\partial Q_4}{\partial \delta_3} & \frac{\partial Q_4}{\partial \delta_4} & V_3 \frac{\partial Q_4}{\partial V_3} & E_4 \frac{\partial Q_4}{\partial V_4} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_2 \\ \Delta \delta_3 \\ \Delta \delta_4 \\ \frac{\Delta V_3}{V_3} \\ \frac{\Delta V_4}{V_4} \end{bmatrix} \quad (2.38)$$

### 2.13 Analisis Faktor Sensitivitas Rugi-rugi

Metodologi baru telah digunakan untuk menentukan kandidat bus untuk penempatan kapasitor dengan menggunakan faktor sensitivitas rugi-rugi. Faktor sensitivitas rugi-rugi ini mampu memprediksi bus mana yang paling tepat untuk ditempatkan kapasitor pada jaringan distribusi primer (Prakash K and Sydulu M, 2006).

Pada Gambar 2.15 ditunjukkan saluran distribusi antara bus p dan q.



Gambar 2.15 Model saluran distribusi dengan impedansi dan beban  
(sumber : Prakash K and Sydulu M, 2006)

$$P_{\text{Linloss}} + j Q_{\text{Linloss}} = S_{\text{Linloss}} \quad (2.39)$$

$$\begin{aligned} S_{\text{Linloss}} &= V_p I^* - V_q I^* \\ &= (V_p - V_q) I^* \\ &= (R_{pq} + j X_{pq}) I I^* \end{aligned} \quad (2.40)$$

Dengan

$$I^2 = \left(\frac{S}{V}\right)^2$$



Maka

$$P_{\text{LineLoss}} + j Q_{\text{LineLoss}} = (R_{pq} + j X_{pq}) \frac{P_q^2 + Q_q^2}{V_q^2} \quad (2.41)$$

Dimana

$P_{\text{Loss}}$  : Rugi daya aktif pada saluran antara bus p dan q ( $kW$ )

$Q_{\text{Loss}}$  : Rugi daya reaktif pada saluran antara bus p dan q ( $kVAR$ )

$R_{pq}$  : Resistansi saluran antara bus p dan q ( $Ohm$ )

$X_{pq}$  : Reaktansi saluran antara bus p dan q ( $Ohm$ )

$V_p$  : Tegangan pada bus p ( $kV$ )

$V_q$  : Tegangan pada bus q ( $kV$ )

$P_q$  : Beban daya nyata pada bus q ( $kW$ )

$Q_q$  : Beban daya nyata pada bus q ( $kVAR$ )

$I$  : Arus yang mengalir dari bus p ke q ( $A$ )

Persamaan (2.41) terdiri dari komponen riil dan imajiner. Komponen riil ditunjukkan pada Persamaan (2.42).

$$P_{\text{lineLoss}} = \frac{P_q^2 + Q_q^2}{V_q^2} \cdot R_{pq} \quad (2.42)$$

Dan komponen imajiner ditunjukkan pada Persamaan (2.43)

$$Q_{\text{lineLoss}} = \frac{P_q^2 + Q_q^2}{V_q^2} \cdot X_{pq} \quad (2.43)$$

Faktor sensitivitas rugi-rugi merupakan turunan parsial dari rugi daya nyata saluran terhadap daya reaktif pada bus q. Maka faktor sensitivitas rugi-rugi dapat didapatkan dengan Persamaan (2.42).

$$\frac{\partial P_{\text{lineLoss}}}{\partial Q_q} = \frac{2 Q_q}{V_q^2} \cdot R_{pq} \quad (2.44)$$

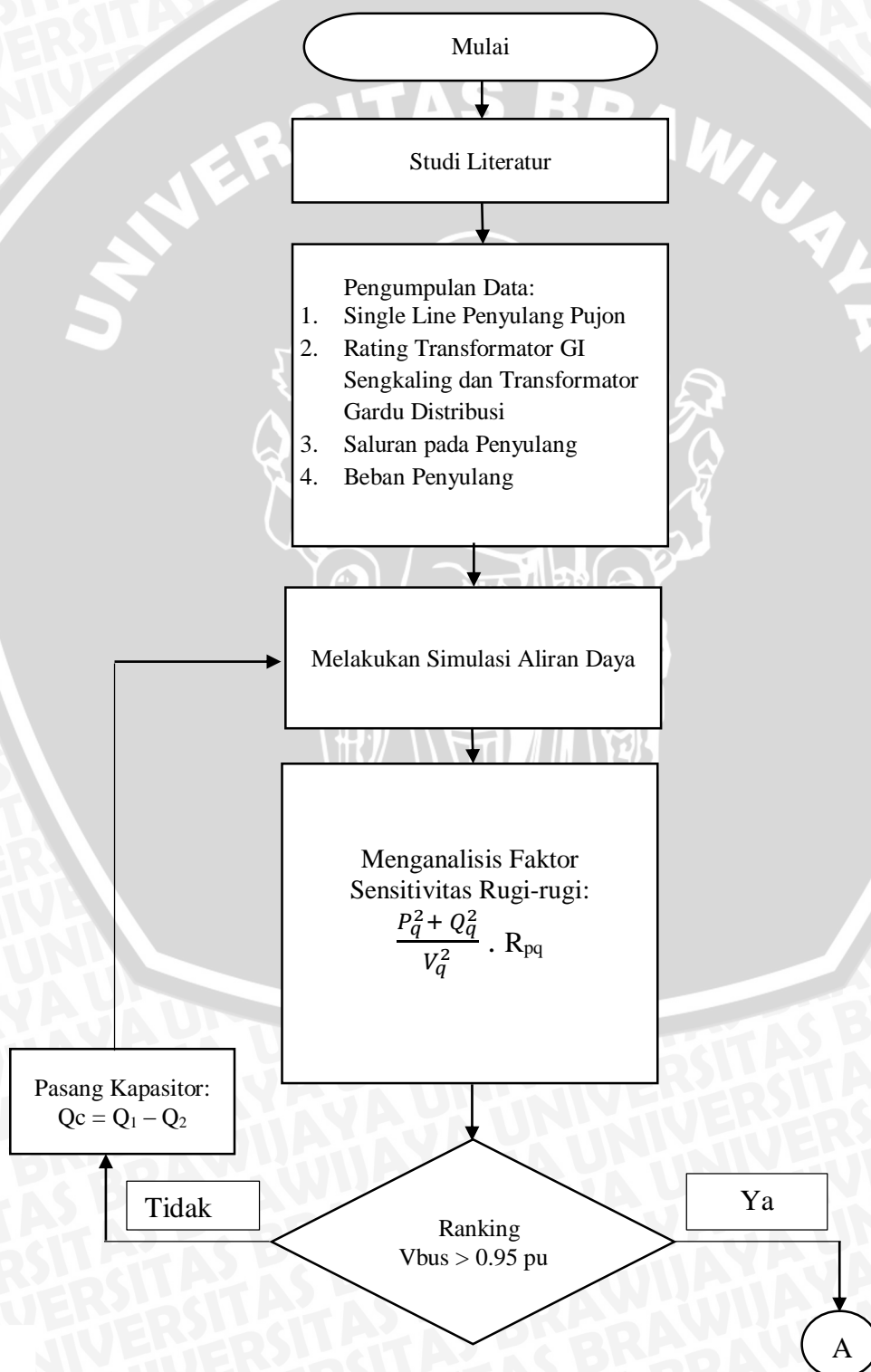
Faktor sensitivitas ( $\frac{\partial P_L}{\partial Q_q}$ ) ini dihitung berdasarkan keadaan awal jaringan sebelum dipasang kapasitor. Dari faktor sensitivitas ini maka dapat diketahui urutan bus yang akan dikompensasi. Untuk menentukan bus mana yang paling tepat maka dibutuhkan adanya acuan atau batasan apakah bus tersebut berada pada keadaan normal atau tidak. Untuk itu acuan yang dipakai adalah tegangan tiap bus dalam pu.

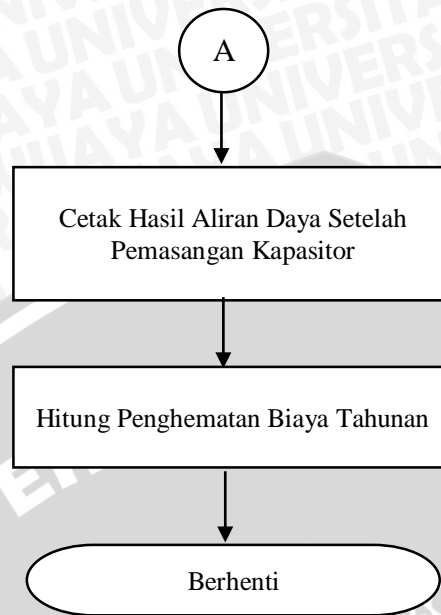
Nilai tegangan pada bus akan mempertimbangkan apakah bus-bus membutuhkan kompensasi daya reaktif atau tidak. Bus-bus yang memiliki nilai tegangan kurang dari 0,95 pu dapat dipilih sebagai calon bus-bus yang akan ditempatkan kapasitor.

### BAB III

#### METODE PENELITIAN

Untuk menyelesaikan rumusan masalah dan menyelesaikan tujuan dari pembahasan dalam skripsi ini, maka diperlukan metodologi untuk menyelesaikan permasalahannya. Metode penelitian dalam penyusunan skripsi ini adalah metode perhitungan dimana data-data yang didapatkan akan dihitung kemudian dianalisis seperti pada Gambar 3.1, adapun metode ini meliputi :





Gambar 3.1 Diagram Alir Metode Pengerjaan Penelitian Skripsi

### 3.1 Studi Literatur

Studi literatur bertujuan untuk memahami konsep-konsep yang berkaitan dengan permasalahan yang dikaji dalam skripsi ini. Studi literatur yang dilakukan dengan cara mempelajari buku referensi, jurnal, skripsi, *web browsing*, serta forum-forum resmi tentang sistem distribusi, metode perbaikan profil tegangan, analisis aliran daya, metode penempatan kapasitor, dan teori lain yang menunjang penyusunan penelitian ini.

### 3.2 Pengambilan Data

Dalam skripsi ini dilakukan pengambilan data yang diperoleh dari PT. PLN (Persero) P3B Jawa Bali Area Pelaksana Pemeliharaan Malang dan PT. PLN (Persero) Distribusi Jawa Timur Area Pelayanan dan Jaringan Malang Rayon Malang kota. Pengambilan data yang dilakukan untuk memperoleh data – data yang diperlukan dalam menyelesaikan penelitian. Data – data yang dikumpulkan berupa data sekunder, meliputi:



- a) Single line diagram Gardu Induk Sengkaling.
- b) Rating transformator daya 3 Gardu Induk Sengkaling dan transformator daya Gardu Distribusi Penyulang Pujon.
- c) Data spesifik penghantar pada jaringan SUTM penyulang Pujon
- d) Data beban penyulang Pujon

### 3.3 Simulasi Aliran Daya

Simulasi aliran daya pada penyulang Pujon dilakukan dengan menggunakan metode Newton Raphson untuk mendapatkan nilai tegangan dan rugi-rugi daya.

### 3.4 Analisis Perhitungan dan Simulasi

Setelah didapatkan data yang diperlukan selanjutnya data tersebut diolah dengan perhitungan-perhitungan yang telah ada dalam literatur skripsi ini yaitu pada tinjauan pustaka sehingga diperoleh data rugi-rugi daya pada sistem tenaga listrik di penyulang Pujon Gardu Induk Sengkaling sesuai dengan rumusan masalah yang meliputi :

1. Bagaimana kondisi jaringan distribusi pada penyulang Pujon.
2. Berapa besar tegangan dan rugi-rugi daya sebelum dilakukan pemasangan kapasitor.
3. Dimana lokasi penempatan kapasitor yang paling optimal
4. Berapakah besar kapasitas kapasitor yang harus dipasang untuk memperbaiki profil tegangan dan rugi-rugi daya pada jaringan.
5. Berapakah besar perbaikan tegangan dan rugi daya setelah ditempatkan kapasitor.
6. Berapa besar biaya penghematan per tahun setelah ditempatkan kapasitor.

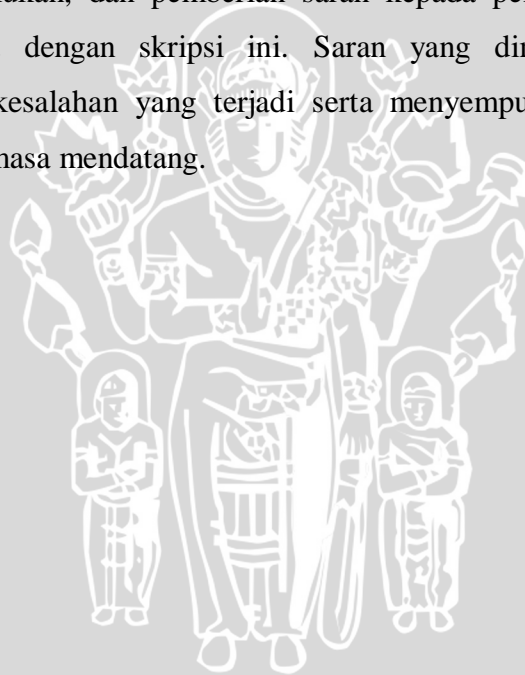
Hal yang dilakukan dalam perhitungan adalah sebagai berikut :

1. Melakukan simulasi aliran daya sesuai dengan data yang diperoleh dari PT PLN (Persero).
2. Menghitung faktor sensitivitas rugi-rugi.

3. Menempatkan kapasitor pada bus yang memiliki faktor sensitivitas rugi-rugi paling besar dan memiliki tegangan  $<0,95$  pu.
4. Menghitung besar kapasitas kapasitor.
5. Melakukan simulasi aliran daya setelah pemasangan kapasitor.
6. Menghitung biayapenghematan per tahun dari pemasangan kapasitor.

### 3.5 Kesimpulan dan Saran

Setelah melakukan penelitian dan analisis, pada tahap selanjutnya dilakukan pengambilan kesimpulan berdasarkan teori, hasil perhitungan serta analisis. Sebagai akhir dari penelitian yang dilakukan dapat ditarik suatu kesimpulan dari semua proses analisis yang telah dilakukan, dan pemberian saran kepada pembaca yang akan melakukan studi terkait dengan skripsi ini. Saran yang dimaksudkan untuk memperbaiki kesalahan-kesalahan yang terjadi serta menyempurnakan penelitian untuk pengembangan di masa mendatang.



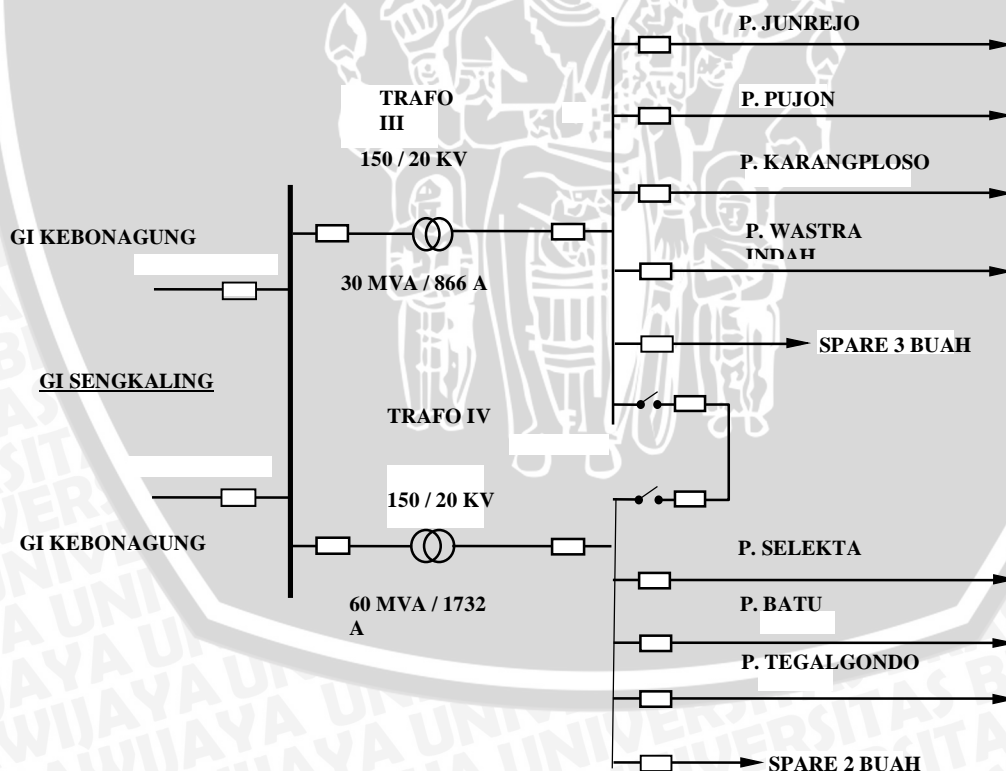
## BAB IV

### ANALISIS DAN PEMBAHASAN

Bab 4 ini akan dibahas mengenai analisis hasil simulasi dengan menggunakan data-data penyulang Pujon 20 kV yang diperoleh dari PT PLN (Persero). Permasalahan yang akan dibahas adalah drop tegangan dan rugi rugi daya pada penyulang Pujon 20 kV pada kondisi sebelum dan setelah pemasangan kapasitor.

#### 4.1 Gambaran Umum Penyulang Pujon

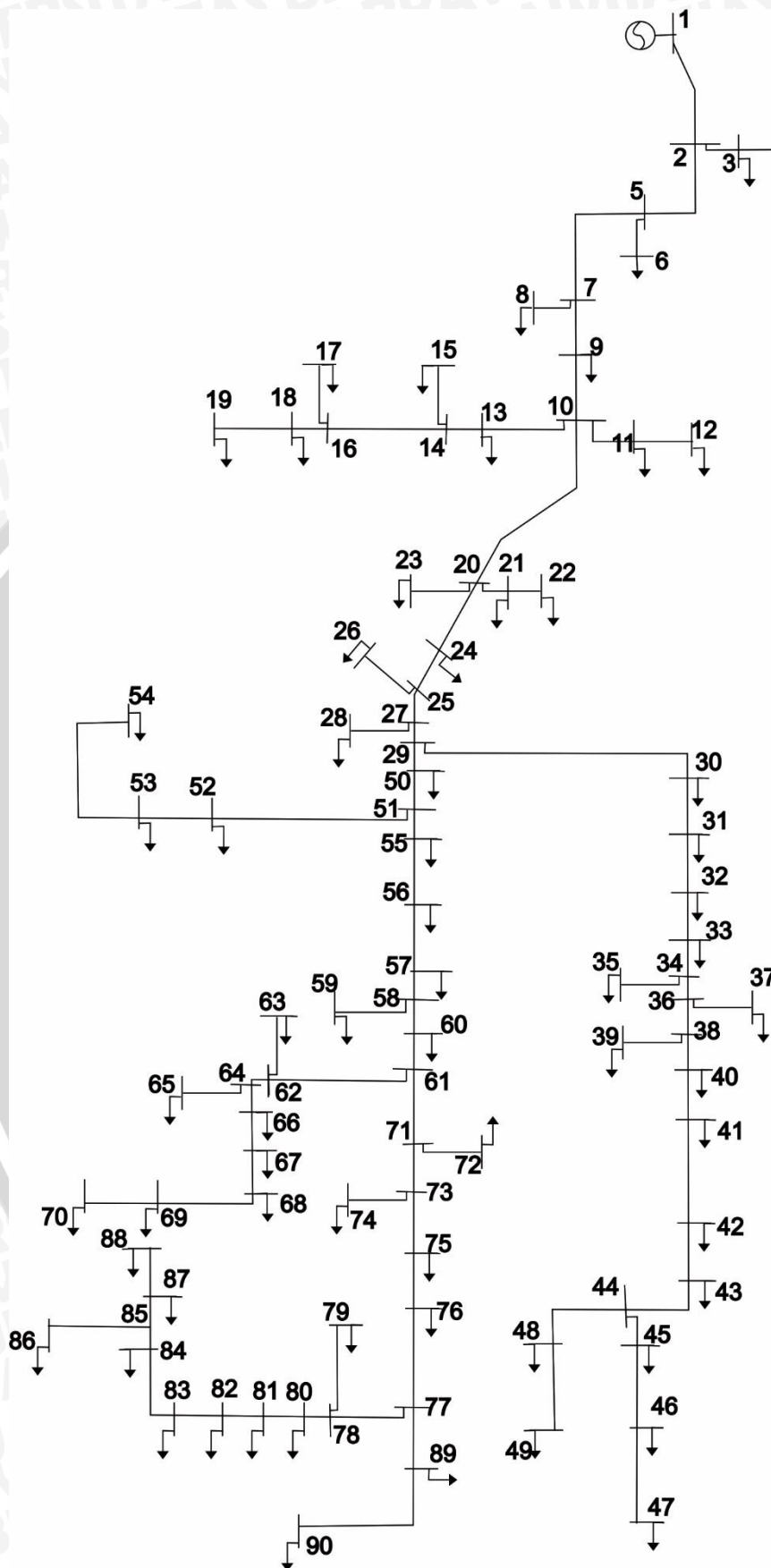
GI Sengkaling disuplai oleh GI Kebon Agung. Pada GI Sengkaling terdapat 2 transformator yaitu transformator 3 (30 MVA/866 A) dan transformator 4 (60 MVA/1732 A). Transformator 3 ini terhubung ke penyulang Junrejo, penyulang Pujon, penyulang Karangploso, dan penyulang Wastra Indah seperti yang terlihat pada Gambar 4.1. Penyulang Pujon terletak di daerah kecamatan Pujon Kabupaten Malang. *Single line diagram* penyulang Pujon ditunjukkan pada Gambar 4.2. Jenis kabel yang digunakan pada saluran distribusi 20 kV penyulang Pujon dapat dilihat pada Lampiran 3.



Gambar 4.1 Single line diagram gardu induk sengkaling

Sumber : PT.PLN (PERSERO)AP&J MALANG





Gambar 4.2 Single line diagram penyulang pujan

Sumber : PT.PLN (PERSERO)AP&J MALANG



## 4.2 Sistem Distribusi Daya

Konfigurasi yang digunakan pada penyulang pujan adalah konfigurasi radial. Sebagaimana yang dijelaskan pada bab 2 bahwa konfigurasi radial merupakan konfigurasi yang sangat sederhana sehingga biaya investasi yang dikeluarkan lebih sedikit dibanding dengan konfigurasi lainnya. Namun jika ditinjau dari segi teknis keandalannya, konfigurasi radial memiliki tingkat keandalan yang lebih rendah dibanding dengan konfigurasi lainnya. Apabila terjadi gangguan pada suatu gardu distribusi, maka semua konsumen yang tersambung pada gardu distribusi tersebut akan mengalami pemadaman. Begitu pula apabila GI mengalami gangguan, maka seluruh penyulang yang disuplai oleh GI tersebut akan mengalami pemadaman. Kerugian lain yaitu mutu tegangan pada gardu distribusi yang paling ujung kurang baik, hal ini dikarenakan jatuh tegangan terbesar ada diujung saluran yang disebabkan oleh panjangnya saluran. Besarnya jatuh tegangan tersebut dapat diatasi dengan memasang kapasitor untuk memperbaiki level tegangan di ujung saluran. Terdapat beberapa data yang diperlukan pada penelitian ini untuk mensimulasikan saluran distribusi diantaranya data saluran penyulang Pujan, data traformator distribusi, dan data pembebanan transformator.

### 4.2.1 Data Saluran

Saluran distribusi penyulang Pujan memiliki total panjang 58.13 kilo meter. Data kode saluran dan panjang saluran didapatkan dari *software* ArcGis berdasarkan koordinat yang telah diberikan oleh instansi terkait yaitu PT.PLN (Persero). Jenis kabel yang digunakan dapat dilihat pada lampiran 1. Data yang ditunjukkan pada Tabel 4.1 menggunakan tegangan 20 kV sebagai tegangan dasar.

Tabel 4.1 Data Saluran Penyulang Pujan

DARI	KE	KODE SALURAN	Jarak Saluran	R	X
			kilo meter	ohm	ohm
BUS-1	BUS-2	M104	7,690	3,54355	2,74687
BUS-2	BUS-3	M104	0,026	0,01198	0,00929
BUS-3	BUS-4	M104	0,030	0,01382	0,01072
BUS-2	BUS-5	M103	0,515	0,29201	0,18942
BUS-5	BUS-6	M103	0,389	0,22056	0,14307
BUS-5	BUS-7	M103	0,593	0,33623	0,21811
BUS-7	BUS-8	M104	0,306	0,14100	0,10930
BUS-7	BUS-9	M103	0,504	0,28577	0,18537

,DARI	KE	KODE SALURAN	Jarak Saluran	R	X
BUS-9	BUS-10	M103	0,734	0,41618	0,26997
BUS-10	BUS-11	M104	0,093	0,04285	0,03322
BUS-11	BUS-12	M104	0,318	0,14653	0,11359
BUS-10	BUS-13	M107	0,110	0,02378	0,03636
BUS-13	BUS-14	M107	0,189	0,04086	0,06246
BUS-14	BUS-15	M106	0,243	0,06532	0,08204
BUS-14	BUS-16	M107	0,640	0,13837	0,21152
BUS-16	BUS-17	M107	0,115	0,02486	0,03801
BUS-17	BUS-18	M107	0,549	0,11869	0,18144
BUS-18	BUS-19	M107	0,779	0,16842	0,25746
BUS-10	BUS-20	M104	1,629	0,75064	0,58188
BUS-20	BUS-21	M104	0,558	0,25713	0,19932
BUS-21	BUS-22	M104	0,238	0,10967	0,08501
BUS-20	BUS-23	M107	0,300	0,06486	0,09915
BUS-20	BUS-24	M104	0,130	0,05990	0,04644
BUS-24	BUS-25	M104	1,075	0,49536	0,38399
BUS-25	BUS-26	M104	0,112	0,05161	0,04001
BUS-25	BUS-27	M104	0,435	0,20045	0,15538
BUS-27	BUS-28	M104	0,394	0,18156	0,14074
BUS-27	BUS-29	M104	0,100	0,04608	0,03572
BUS-29	BUS-30	M104	1,116	0,51425	0,39864
BUS-30	BUS-31	M104	0,343	0,15805	0,12252
BUS-31	BUS-32	M104	0,945	0,43546	0,33755
BUS-32	BUS-33	M104	0,572	0,26358	0,20432
BUS-33	BUS-34	M104	0,064	0,02949	0,02286
BUS-34	BUS-35	M104	0,448	0,20644	0,16003
BUS-34	BUS-36	M104	0,401	0,18478	0,14324
BUS-36	BUS-37	M104	0,769	0,35436	0,27469
BUS-36	BUS-38	M104	0,076	0,03502	0,02715
BUS-38	BUS-39	M104	0,128	0,05898	0,04572
BUS-38	BUS-40	M104	0,499	0,22994	0,17824
BUS-40	BUS-41	M104	0,467	0,21519	0,16681
BUS-41	BUS-42	M102	1,691	1,09103	0,62195
BUS-42	BUS-43	M102	1,085	0,70004	0,39906
BUS-43	BUS-44	M102	1,160	0,74843	0,42665
BUS-44	BUS-45	M104	1,402	0,64604	0,50079
BUS-45	BUS-46	M104	1,248	0,57508	0,44579
BUS-46	BUS-47	M104	0,758	0,34929	0,27076
BUS-47	BUS-48	M102	0,600	0,38712	0,22068
BUS-48	BUS-49	M102	0,362	0,23356	0,13314
BUS-29	BUS-50	M104	0,135	0,06221	0,04822
BUS-50	BUS-51	M104	0,130	0,05990	0,04644
BUS-51	BUS-52	M104	0,694	0,31980	0,24790



DARI	KE	KODE SALURAN	Jarak Saluran	R	X
BUS-52	BUS-53	M104	0,905	0,41702	0,32327
BUS-53	BUS-54	M104	0,817	0,37647	0,29183
BUS-51	BUS-55	M104	0,237	0,10921	0,08466
BUS-55	BUS-56	M104	0,949	0,43730	0,33898
BUS-56	BUS-57	M104	0,620	0,28570	0,22146
BUS-57	BUS-58	M104	0,063	0,02903	0,02250
BUS-58	BUS-59	M107	0,288	0,06227	0,09518
BUS-59	BUS-60	M104	0,205	0,09446	0,07323
BUS-60	BUS-61	M104	0,248	0,11428	0,08859
BUS-61	BUS-62	M107	1,560	0,33727	0,51558
BUS-62	BUS-63	M107	0,389	0,08410	0,12856
BUS-62	BUS-64	M107	0,400	0,08648	0,13220
BUS-64	BUS-65	M104	1,544	0,71148	0,55152
BUS-64	BUS-66	M107	0,136	0,02940	0,04495
BUS-66	BUS-67	M107	0,504	0,10896	0,16657
BUS-67	BUS-68	M107	0,877	0,18961	0,28985
BUS-68	BUS-69	M107	0,923	0,19955	0,30505
BUS-69	BUS-70	M107	0,587	0,12691	0,19400
BUS-61	BUS-71	M104	0,113	0,05207	0,04036
BUS-71	BUS-72	M102	0,246	0,15872	0,09048
BUS-71	BUS-73	M104	0,115	0,05299	0,04108
BUS-73	BUS-74	M102	0,070	0,04516	0,02575
BUS-73	BUS-75	M104	0,205	0,09446	0,07323
BUS-75	BUS-76	M104	0,774	0,35666	0,27647
BUS-76	BUS-77	M104	0,654	0,30136	0,23361
BUS-77	BUS-78	M103	0,250	0,14175	0,09195
BUS-78	BUS-79	M103	0,282	0,15989	0,10372
BUS-78	BUS-80	M103	0,144	0,08165	0,05296
BUS-80	BUS-81	M103	1,192	0,67586	0,43842
BUS-81	BUS-82	M103	0,292	0,16556	0,10740
BUS-82	BUS-83	M103	0,296	0,16783	0,10887
BUS-83	BUS-84	M104	0,972	0,44790	0,34720
BUS-84	BUS-85	M104	0,160	0,07373	0,05715
BUS-85	BUS-86	M104	2,042	0,94095	0,72940
BUS-85	BUS-87	M104	0,049	0,02258	0,01750
BUS-87	BUS-88	M104	0,601	0,27694	0,21468
BUS-77	BUS-89	M103	0,502	0,28463	0,18464
BUS-89	BUS-90	M103	1,578	0,89473	0,58039

#### 4.2.2 Data Transformator dan Pembebanan Transformator

Saluran distribusi penyulang Pujon memiliki 65 transformator dengan berbagai jenis beban, diantaranya adalah beban industri, beban perumahan, dan juga beban komersil. Data pembebanan transformator pada penyulang Pujon ditunjukkan dalam Tabel 4.2.

Tabel 4.2 Data Pembebanan Transformator  
Sumber : PT. PLN(Persero) Distribusi Jatim AP&J Malang

NO	BUS	NO JTM	KD GARDU	DAYA TRAFO (kVA)	BEBAN (kVA)
1	3	D02144C01	D0031	100	38
2	4	D02144C02	D0126	150	84
3	6	D02159D08	D0189	160	84
4	8	D04008A08	D0188	250	168
5	9	D04021	D0180	160	104
6	11	D04086	D0262	100	47
7	12	D04094	D0009	250	198
8	13	D04044A04	D0032	200	87
9	15	D04044A03B03	D0157	200	99
10	17	D04044A18B01	D0046	200	170
11	18	D04044A30	D0119	150	84
12	19	D04044A45	D0078	160	156
13	21	D04081C11	D0174	200	74
14	22	D04081C15	D0175	160	17
15	23	D04082A08	D0168	25	6
16	24	D04082	D0016	200	131
17	26	D05015B01	D0206	200	75
18	28	D06006A04B04	D0212	50	29
19	30	D08010	D0057	150	117
20	31	D08017	D0153	160	100
21	32	D08038	D0059	160	97
22	33	D08050	D0087	100	40
23	35	D08052A06D04	D0266	100	59
24	37	D08058C16	D0204	50	12
25	39	D08060A04	D0088	100	26
26	40	D08071	D0124	50	32
27	41	D08080	D0089	160	130
28	42	D08111	D0101	100	47
29	43	D08134	D0102	160	107
30	45	D08185	D0104	100	64
31	46	D08205	D0166	50	26
32	47	D08222	D0213	100	50

NO	BUS	NO JTM	KD GARDU	DAYA TRAF0 (kVA)	BEBAN (kVA)
33	48	D08156D03A08D16C05D01	D0103	100	54
34	49	D08156D03A08B02A01B03	D0167	50	19
35	50	D06010	D0202	100	73
36	52	D06101	D0058	100	53
37	53	D06120	D0060	160	120
38	54	D06134C03	D0217	50	29
39	55	D06016	D0036	100	65
40	56	D06036	D0145	160	113
41	57	D06049	D0019	250	184
42	59	D06051A06	D0198	200	132
43	60	D06055	D0123	150	67
44	63	D06060A17B01A10B08	D0098	160	94
45	65	D06060A23D01A31	D0236	25	7
46	66	D06060A23D04	D0079	200	160
47	67	D06060A23D15	D0080	150	86
48	68	D06060A23D17C14D02	D0223	50	33
49	69	D06060A23D17C14D15A07	D0094	100	65
50	70	D06060A23D17C14D15A18D01	D0216	160	100
51	72	D06061C04B01	D0195	160	100
52	74	D06062A02	D0062	200	126
53	75	D06066	D0033	250	165
54	76	D06082	D0061	160	116
55	79	D07009A02B02A05	D0196	50	24
56	80	D07009A05	D0063	100	60
57	81	D07009A10D18	D0265	100	74
58	82	D07009A10D24	D0065	160	123
59	83	D07009A10D26A06	D0066	100	67
60	84	D07009A10D26A15B03A05	D0219	100	61
61	86	D07009A10D26A15B03A07D40	D0197	25	18
62	87	D07009A10D26A15B03A08	D0076	100	42
63	88	D07009A10D26A15B03A09B12	D0077	160	109
64	89	D07017	D0064	100	51
65	90	D07041	D0147	50	34

#### 4.3 Simulasi Aliran Daya

Simulasi aliran daya dilakukan untuk mengetahui dan mengevaluasi performansi sistem pada kondisi awal sebelum dilakukan pemasangan kapasitor terhadap drop tegangan dan rugi-rugi daya. Simulasi aliran daya ini juga menentukan besarnya faktor sensitivitas rugi-rugi pada sistem untuk menentukan lokasi penempatan kapasitor dan kapasitas kapasitor yang dihubungkan secara wye.



Simulasi aliran daya ini berdasarkan data-data yang telah dibahas sebelumnya meliputi data saluran, dan data beban.

Simulasi akan dilakukan dalam 5 skenario, yaitu skenario 1 adalah kondisi sebelum pemasangan kapasitor pada bus, skenario 2 adalah kondisi setelah pemasangan kapasitor pada bus kandidat urutan pertama, skenario 3 adalah kondisi setelah pemasangan kapasitor pada kandidat bus urutan pertama, dan kedua, skenario 4 adalah kondisi setelah pemasangan kapasitor pada kandidat bus urutan pertama, kedua, dan ketiga, dan skenario 5 adalah kondisi setelah pemasangan kapasitor pada kandidat bus urutan pertama, kedua, ketiga, dan keempat.

Lima skenario ini yang akan dianalisis dalam penelitian ini, seperti yang ditunjukkan pada Tabel 4.3.

Tabel 4.3 Skenario keadaan sistem

Skenario	Keadaan
1	PLN
2	PLN + kapasitor kandidat 1
3	PLN + kapasitor kandidat 1, 2
4	PLN + kapasitor kandidat 1, 2, 3
5	PLN + kapasitor kandidat 1, 2, 3, 4

#### 4.3.1 Simulasi Skenario 1

Pada skenario 1 ini ditentukan bahwa sebuah power grid (*source*) dianggap sebagai Gardu Induk. Hasil simulasi aliran daya pada skenario 1 meliputi data pembangkitan pada sistem, nilai tegangan tiap bus, aliran beban pada tiap bus, aliran daya antar bus, dan besar rugi-rugi daya pada penyulang yang ditunjukkan pada Tabel 4.4, 4.5, 4.6, dan 4.7.

Tabel 4.4 Data pembangkitan

Rating	Rated kV	MW	Mvar
100 MVA	20	4,187	2,707

Data pembangkitan yang ditunjukkan pada Tabel 4.4 merupakan data pembangkitan pada Gardu Induk Sengkaling yang disimulasikan sebagai pembangkit dengan daya dasar 100 MVA, tegangan 20 kV, dan daya pembangkitan sebesar 4,187 MW dan 2,701 MVAR.

Tabel 4.5 Data aliran beban pada tiap bus penyulang pujan

Bus ID	Voltage (kV)	Voltage (pu)	kW Loading	Amp Loading	kvar Loading	%PF
Bus1	20,000	1,000	4187,00	249,31	2707,00	83,97
Bus2	18,973	0,949	3992,00	249,28	2536,00	84,40
Bus3	18,973	0,949	91,11	5,68	57,54	84,55
Bus4	18,973	0,949	62,61	3,90	39,60	84,52
Bus5	18,940	0,947	3894,00	243,59	2475,00	84,40
Bus6	18,939	0,947	62,49	3,90	39,47	84,55
Bus7	18,844	0,942	3813,00	239,74	2423,00	84,40
Bus8	18,843	0,942	123,00	7,73	78,02	84,42
Bus9	18,765	0,938	3674,00	231,97	2335,00	84,40
Bus10	18,653	0,933	3577,00	227,19	2273,00	84,41
Bus11	18,652	0,933	175,00	11,12	111,00	84,37
Bus12	18,652	0,933	141,00	8,97	89,98	84,32
Bus13	18,652	0,933	426,00	26,93	266,00	84,82
Bus14	18,650	0,933	363,00	22,95	227,00	84,82
Bus15	18,650	0,933	71,51	4,53	45,12	84,57
Bus16	18,646	0,932	291,00	18,43	183,00	84,66
Bus17	18,645	0,932	121,00	7,70	77,15	84,27
Bus18	18,644	0,932	171,00	10,84	107,00	84,64
Bus19	18,642	0,932	110,00	7,01	70,67	84,17
Bus20	18,488	0,924	2952,00	189,14	1875,00	84,42
Bus21	18,486	0,924	65,11	4,16	40,83	84,72
Bus22	18,486	0,924	12,29	0,78	7,64	84,91
Bus23	18,488	0,924	4,31	0,27	2,69	84,79
Bus24	18,381	0,919	2868,00	184,75	1819,00	84,45
Bus25	18,279	0,914	2763,00	178,88	1748,00	84,50
Bus26	18,278	0,914	52,33	3,38	32,88	84,67
Bus27	18,238	0,912	2705,00	175,49	1711,00	84,52
Bus28	18,237	0,912	23,00	1,49	14,60	84,42
Bus29	18,134	0,907	2668,00	173,98	1684,00	84,57
Bus30	18,104	0,905	774,00	50,45	485,00	84,75
Bus31	18,096	0,905	681,00	44,36	425,00	84,83
Bus32	18,076	0,904	602,00	39,23	375,00	84,90
Bus33	18,065	0,903	525,00	34,20	326,00	84,98
Bus34	18,064	0,903	494,00	32,17	306,00	85,00
Bus35	18,063	0,903	46,48	3,05	29,53	84,40
Bus36	18,058	0,903	447,00	29,10	276,00	85,06
Bus37	18,058	0,903	9,45	0,62	5,92	84,76
Bus38	18,057	0,903	438,00	28,51	270,00	85,07
Bus39	18,057	0,903	20,47	1,34	12,83	84,74
Bus40	18,050	0,903	417,00	27,15	257,00	85,09
Bus41	18,027	0,901	391,00	25,47	241,00	85,15
Bus42	18,003	0,900	289,00	18,86	178,00	85,12
Bus43	17,990	0,900	251,00	16,43	156,00	84,94
Bus44	17,980	0,899	167,00	10,95	105,00	84,81
Bus45	17,975	0,899	110,00	7,25	69,79	84,42
Bus46	17,972	0,899	59,66	3,93	37,78	84,49
Bus47	17,971	0,899	39,25	2,58	24,85	84,49
Bus48	17,979	0,899	57,32	3,76	35,68	84,89
Bus49	17,978	0,899	14,92	0,98	9,39	84,62

Bus ID	Voltage (kV)	Voltage (pu)	kW Loading	Amp Loading	kvar Loading	%PF
Bus50	18,125	0,906	1892,00	123,53	1198,00	84,50
Bus51	18,117	0,906	1834,00	119,78	1160,00	84,51
Bus52	18,116	0,906	159,00	10,41	102,00	84,32
Bus53	18,112	0,906	118,00	7,73	75,13	84,28
Bus54	18,111	0,906	22,89	1,50	14,54	84,42
Bus55	18,103	0,905	1673,00	109,32	1057,00	84,54
Bus56	18,049	0,902	1618,00	106,00	1021,00	84,57
Bus57	18,016	0,901	1526,00	100,12	962,00	84,60
Bus58	18,013	0,901	1381,00	90,58	869,00	84,64
Bus59	18,012	0,901	104,00	6,85	66,16	84,33
Bus60	18,003	0,900	1277,00	83,79	803,00	84,65
Bus61	17,993	0,900	1224,00	80,35	769,00	84,66
Bus62	17,977	0,899	428,00	28,03	266,00	84,95
Bus63	17,976	0,899	73,81	4,87	46,90	84,40
Bus64	17,974	0,899	354,00	23,20	220,00	84,91
Bus65	17,974	0,899	5,49	0,36	3,45	84,72
Bus66	17,973	0,899	349,00	22,88	217,00	84,88
Bus67	17,970	0,899	223,00	14,58	137,00	85,12
Bus68	17,967	0,898	155,00	10,15	96,20	85,03
Bus69	17,964	0,898	130,00	8,55	81,38	84,67
Bus70	17,963	0,898	78,49	5,18	49,95	84,36
Bus71	17,949	0,897	793,00	52,35	504,00	84,40
Bus72	17,949	0,897	78,45	5,18	49,93	84,36
Bus73	17,947	0,897	715,00	47,21	455,00	84,39
Bus74	17,946	0,897	98,84	6,53	62,92	84,36
Bus75	17,942	0,897	616,00	40,69	392,00	84,39
Bus76	17,939	0,897	486,00	32,10	309,00	84,40
Bus77	17,929	0,896	398,00	26,29	253,00	84,43
Bus78	17,926	0,896	342,00	22,60	217,00	84,42
Bus79	17,925	0,896	16,03	1,06	10,11	84,58
Bus80	17,923	0,896	326,00	21,55	207,00	84,41
Bus81	17,908	0,895	286,00	18,92	182,00	84,40
Bus82	17,905	0,895	237,00	15,68	150,00	84,41
Bus83	17,903	0,895	156,00	10,32	98,95	84,45
Bus84	17,899	0,895	112,00	7,41	70,85	84,46
Bus85	17,899	0,895	112,00	7,41	70,84	84,46
Bus86	17,898	0,895	11,85	0,78	7,54	84,38
Bus87	17,898	0,895	99,93	6,61	63,31	84,47
Bus88	17,894	0,895	71,87	4,76	45,65	84,41
Bus89	17,928	0,896	56,52	3,73	35,77	84,50
Bus90	17,927	0,896	22,50	1,49	14,29	84,41



Tabel 4.6 Data aliran daya pada tiap cabang

ID	From Bus	To Bus	kW Flow	kvar Flow	kW Losses	kvar Losses
Line4	Bus1	Bus2	4187,00	2707,00	194,00	171,00
Line6	Bus2	Bus3	91,11	57,54	0,00	0,00
Line9	Bus3	Bus4	62,61	39,60	0,00	0,00
Line11	Bus2	Bus5	3901,00	2479,00	6,73	4,37
Line13	Bus5	Bus6	62,49	39,47	0,00	0,00
Line15	Bus5	Bus7	3832,00	2435,00	19,32	12,53
Line17	Bus7	Bus8	123,00	78,03	0,01	0,01
Line19	Bus7	Bus9	3690,00	2345,00	15,38	9,98
Line21	Bus9	Bus10	3599,00	2287,00	21,49	13,94
Line23	Bus10	Bus11	175,00	111,00	0,01	0,00
Line25	Bus11	Bus12	141,00	89,98	0,00	0,00
Line26	Bus10	Bus13	426,00	266,00	0,02	-0,19
Line28	Bus13	Bus14	363,00	227,00	0,02	-0,35
Line29	Bus14	Bus15	71,51	45,12	0,00	-0,46
Line31	Bus14	Bus16	291,00	183,00	0,05	-1,21
Line33	Bus16	Bus17	121,00	77,15	0,00	-0,23
Line35	Bus16	Bus18	171,00	107,00	0,01	-1,08
Line37	Bus18	Bus19	110,00	70,67	0,01	-1,54
Line39	Bus10	Bus20	2976,00	1896,00	23,72	20,85
Line41	Bus20	Bus21	65,11	40,83	0,00	0,00
Line43	Bus21	Bus22	12,29	7,64	0,00	0,00
Line45	Bus20	Bus23	4,31	2,69	0,00	-0,59
Line47	Bus20	Bus24	2883,00	1832,00	14,93	13,13
Line49	Bus24	Bus25	2777,00	1761,00	13,99	12,31
Line51	Bus25	Bus26	52,33	32,88	0,00	0,00
Line53	Bus25	Bus27	2711,00	1716,00	5,45	4,79
Line55	Bus27	Bus28	23,00	14,60	0,00	0,00
Line57	Bus27	Bus29	2682,00	1696,00	13,75	12,09
Line59	Bus29	Bus30	775,00	486,00	1,16	1,02
Line61	Bus30	Bus31	682,00	426,00	0,28	0,24
Line63	Bus31	Bus32	602,00	375,00	0,59	0,52
Line65	Bus32	Bus33	525,00	326,00	0,27	0,24
Line69	Bus34	Bus33	494,00	306,00	0,03	0,02
Line71	Bus34	Bus35	46,48	29,54	0,00	0,00
Line73	Bus34	Bus36	447,00	276,00	0,14	0,12
Line75	Bus36	Bus37	9,45	5,92	0,00	0,00
Line77	Bus36	Bus38	438,00	270,00	0,03	0,02
Line79	Bus38	Bus39	20,47	12,83	0,00	0,00
Line81	Bus38	Bus40	417,00	258,00	0,15	0,13
Line83	Bus40	Bus41	392,00	241,00	0,45	0,39
Line84	Bus41	Bus42	289,00	178,00	0,39	-2,59
Line86	Bus42	Bus43	251,00	156,00	0,19	-1,69
Line88	Bus43	Bus44	167,00	105,00	0,09	-1,87
Line90	Bus44	Bus45	110,00	69,82	0,03	0,03
Line92	Bus45	Bus46	59,67	37,79	0,01	0,01
Line94	Bus46	Bus47	39,25	24,85	0,00	0,00
Line96	Bus44	Bus48	57,32	35,68	0,01	-0,99
Line98	Bus48	Bus49	14,92	9,39	0,00	-0,60
Line100	Bus29	Bus50	1893,00	1198,00	0,84	0,74

ID	From Bus	To Bus	kW Flow	kvar Flow	kW Losses	kvar Losses
Line102	Bus50	Bus51	1835,00	1161,00	0,76	0,67
Line104	Bus51	Bus52	159,00	102,00	0,01	0,01
Line106	Bus52	Bus53	118,00	75,15	0,02	0,02
Line108	Bus53	Bus54	22,89	14,54	0,00	0,00
Line110	Bus51	Bus55	1674,00	1058,00	1,15	1,01
Line112	Bus55	Bus56	1622,00	1025,00	4,34	3,81
Line114	Bus56	Bus57	1529,00	964,00	2,53	2,22
Line116	Bus57	Bus58	1381,00	869,00	0,21	0,19
Line118	Bus58	Bus59	104,00	66,16	0,00	-0,53
Line120	Bus58	Bus60	1277,00	803,00	0,59	0,52
Line122	Bus60	Bus61	1224,00	770,00	0,65	0,57
Line124	Bus61	Bus62	428,00	266,00	0,26	-2,50
Line126	Bus62	Bus63	73,81	46,90	0,00	-0,72
Line128	Bus62	Bus64	354,00	220,00	0,05	-0,67
Line131	Bus64	Bus65	5,49	3,45	0,00	0,00
Line133	Bus64	Bus66	349,00	217,00	0,02	-0,23
Line135	Bus66	Bus67	223,00	137,00	0,02	-0,90
Line137	Bus71	Bus73	715,00	455,00	0,10	0,09
Line139	Bus71	Bus72	78,45	49,93	0,00	-0,40
Line141	Bus71	Bus61	795,00	506,00	1,72	1,52
Line143	Bus69	Bus70	78,49	49,95	0,00	-1,08
Line144	Bus73	Bus74	98,84	62,92	0,00	-0,11
Line145	Bus68	Bus69	130,00	81,38	0,01	-1,69
Line147	Bus67	Bus68	155,00	96,20	0,02	-1,60
Line148	Bus73	Bus75	616,00	392,00	0,14	0,12
Line150	Bus75	Bus76	487,00	309,00	0,09	0,08
Line152	Bus76	Bus77	399,00	253,00	0,18	0,16
Line154	Bus77	Bus78	342,00	217,00	0,07	0,05
Line156	Bus78	Bus79	16,03	10,11	0,00	0,00
Line158	Bus78	Bus80	326,00	207,00	0,04	0,03
Line160	Bus80	Bus81	286,00	182,00	0,24	0,16
Line162	Bus81	Bus82	237,00	151,00	0,04	0,03
Line164	Bus82	Bus83	156,00	98,97	0,02	0,01
Line166	Bus83	Bus84	112,00	70,87	0,02	0,02
Line168	Bus84	Bus85	112,00	70,85	0,00	0,00
Line170	Bus85	Bus86	11,85	7,54	0,00	0,00
Line172	Bus85	Bus87	99,93	63,31	0,00	0,00
Line174	Bus88	Bus87	71,89	45,66	0,02	0,01
Line176	Bus89	Bus77	56,53	35,77	0,00	0,00
Line178	Bus89	Bus90	22,50	14,29	0,00	0,00

Tabel 4.7 Total pembangkitan dan rugi-rugi sistem

Study ID	Skenario 1
Load-MW	3,769
Load-Mvar	2,335
Generation-MW	4,187
Generation-Mvar	2,707
Loss-MW	0,418
Loss-Mvar	0,372

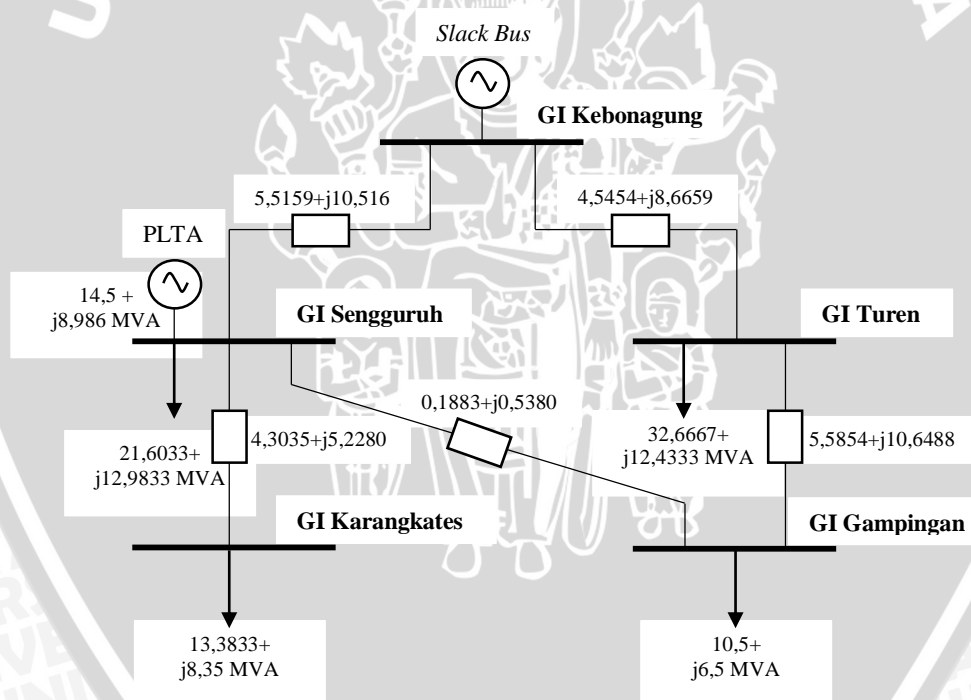
Dari Tabel 4.5 dapat disimpulkan bahwa level tegangan pada sebagian besar bus masih berada di bawah standar yang ditetapkan oleh Permen ESDM No. 3 Tahun 2007, yakni 0,9 pu. Level tegangan terendah pada penyulang Pujon berada pada bus 88, yang memiliki tegangan sebesar 17,89 kV atau 0,89 pu.

Tabel 4.7 menunjukkan bahwa total rugi-rugi daya sebesar 418 kW dan 372 kVAR. Untuk mengatasi drop tegangan dan rugi-rugi daya tersebut diperlukan adanya penempatan kapasitor yang tepat pada penyulang Pujon.

#### 4.4 Faktor Sensitivitas Rugi-rugi

##### 4.4.1 Pengujian Pada Jaringan Transmisi 70 kV Kebonagung

Data yang dipergunakan pada sistem transmisi 70 kV PLTA Sengguruh-GI Kebonagung bersumber dari PT PLN (Persero) Area Pelaksana Pemeliharaan (APP) Malang dan PT Pembangkitan Jawa Bali (PJB) Brantas. *Single line* diagram sistem ditunjukkan pada Gambar 4.3 dan data saluran sistem ditunjukkan pada Tabel 4.8.



Gambar 0.3 *Single Line Diagram* Sistem Transmisi 70 kV PLTA Sengguruh-GI Kebonagung dengan Beban Terpasang

Sumber : PT.PLN (PERSERO)AP&J MALANG



Tabel 4.8 Data saluran transmisi 70 kV PLTA Sengguruh – GI Kebonagung

NO.	DARI	KE	PANJANG (KM)	IMPEDANSI (Ohm)	
				R	X
1	GI Kebonagung	GI Turen	21,240	4,5453	8,6659
2	GI Kebonagung	GI Sengguruh	25,775	5,5158	10,5162
3	GI Turen	GI Gampingan	26,100	5,5854	10,6488
4	GI Sengguruh	GI Gampingan	1,345	0,1883	0,5380
5	GI Sengguruh	GI Karangates	12,770	4,3034	5,1705

Tabel 4.9 menunjukkan hasil simulasi aliran beban pada sistem transmisi 70 KV PLTA Sengguruh-GI Kebonagung berupa tegangan tiap bus dan pembebanan tiap bus.

Tabel 4.9 Hasil simulasi aliran beban

Bus	Voltage (kV)	MW Loading	Mvar Loading
GI Kebonagung	67,400	50,039	27,565
GI Turen	62,598	26,124	11,068
GI Sengguruh	62,597	37,505	21,08
GI Gampingan	62,533	9,783	5,187
GI Karangates	61,334	10,274	6,411

Dari hasil simulasi aliran beban didapatkan rugi daya nyata sebesar 2,487 MW dan rugi daya reaktif sebesar 4,628 MVAR. Data hasil aliran daya pada tiap bus digunakan untuk mencari faktor sensitivitas rugi-rugi yang digunakan untuk menentukan lokasi penempatan kapasitor yang tepat.

Untuk mendapatkan nilai faktor sensitivitas rugi-rugi ini digunakan Persamaan 2.50.

$$\frac{\partial P_{line\ loss}}{\partial Q_q} = \frac{2 Q_q}{V_q^2} \cdot R_{pq}$$

Data yang dibutuhkan adalah nilai daya reaktif ( $Q$ ), resistansi saluran ( $R$ ), dan tegangan pada bus ( $V$ ). Data tersebut didapatkan dari hasil aliran beban yang terdapat pada Tabel 4.8 dan 4.9.

Besarnya nilai faktor sensitivitas rugi-rugi menentukan lokasi optimal penempatan kapasitor. Pada tabel 4.10 ditunjukkan urutan bus dengan nilai faktor sensitivitas terbesar hingga terkecil serta besar selisih rugi daya yang dihasilkan sesudah pemasangan kapasitor 15 MVAR pada tiap bus secara bergantian.

Tabel 4.10 Faktor sensitivitas rugi-rugi tiap bus

Bus ID	FSR	Voltage (kV)	$\Delta P$ Loss (MW)	$\Delta Q$ Loss (MVAR)
GI Sengguruh	0,0593	62,597	0,609	1,18
GI Turen	0,0257	62,598	0,526	0,981
GI Gampingan	0,0153	62,533	0,199	0,384
GI Karangates	0,0147	61,334	0,186	0,348

Tabel 4.10 menunjukkan bahwa urutan penempatan kapasitor adalah mulai dari GI Sengguruh, GI Turen, GI Gampingan, dan GI Karangates. Hasil simulasi aliran daya menunjukkan bahwa faktor sensitivitas rugi-rugi berpengaruh pada penempatan kapasitor yang paling optimal, yaitu pada bus GI Sengguruh karena memiliki rugi-rugi daya yang paling kecil.

#### 4.4.2 Faktor Sensitivitas Rugi-Rugi Jaringan Distribusi 20 KV Pujon

Data hasil aliran daya pada tiap bus digunakan untuk mencari faktor sensitivitas rugi-rugi yang digunakan untuk menentukan lokasi penempatan kapasitor yang tepat.

Untuk mendapatkan nilai faktor sensitivitas rugi-rugi ini digunakan Persamaan 2.50.

$$\frac{\partial P_{\text{lineloss}}}{\partial Q_q} = \frac{2 Q_q}{V_q^2} \cdot R_{pq}$$

Data yang dibutuhkan adalah nilai daya reaktif ( $Q$ ), resistansi saluran ( $R$ ), dan tegangan pada bus ( $V$ ). Data tersebut didapatkan dari hasil aliran beban yang terdapat pada Tabel 4.1 dan 4.5. Sebagai contoh perhitungan pada bus 1 dan 19 sebagai berikut

Bus 2

$$\begin{aligned} \text{FSR} &= \frac{(2 \times 2536) \times 3,543 \times 10^{-3}}{(18,973)^2} \\ &= 0,049928 \end{aligned}$$

Bus 20

$$\begin{aligned} \text{FSR} &= \frac{(2 \times 1875) \times 0,750 \times 10^{-3}}{(18,488)^2} \\ &= 0,0090 \end{aligned}$$

Pada Permen ESDM No. 3 Tahun 2007 telah diatur bahwa batas tegangan minimum pada jaringan 20 KV adalah 18 kV atau 0,9 pu, namun pada metode ini batas minimum tegangan yang dijadikan sebagai parameter adalah 19 kV atau 0,95 pu. Hal tersebut dilakukan untuk mengantisipasi apabila terjadi drop tegangan pada masa yang akan datang yang disebabkan oleh pertumbuhan beban, maka tegangan pada sistem masih berada diatas 0,9 pu.

Berikut ini adalah urutan bus untuk penempatan kapasitor yang diurutkan sesuai dengan nilai faktor sensitivitas rugi-rugi dari yang paling besar hingga yang terkecil yang ditunjukkan pada Tabel 4.11.

Tabel 4.11 Faktor sensitivitas rugi-rugi tiap bus

Bus	FSR	V (pu)
2	0,049928	0,949
20	0,008235	0,924
10	0,005438	0,933
25	0,005183	0,914
7	0,004589	0,942
5	0,004029	0,947
9	0,003790	0,938
56	0,002741	0,902
27	0,002062	0,912
57	0,001694	0,901
30	0,001522	0,905
42	0,001198	0,900
32	0,001000	0,904
81	0,000767	0,895
55	0,000704	0,905
76	0,000685	0,897
43	0,000675	0,900
24	0,000645	0,919
62	0,000555	0,899
61	0,000543	0,900
33	0,000527	0,903
44	0,000486	0,899
77	0,000474	0,896
29	0,000472	0,907
60	0,000468	0,900
50	0,000454	0,906
51	0,000423	0,906
31	0,000410	0,905



Bus	FSR	V (pu)
40	0,000363	0,903
41	0,000319	0,901
36	0,000313	0,903
45	0,000279	0,899
75	0,000230	0,897
52	0,000199	0,906
84	0,000198	0,895
78	0,000191	0,896
53	0,000191	0,906
71	0,000163	0,897
58	0,000156	0,901
82	0,000155	0,895
73	0,000150	0,897
16	0,000146	0,932
46	0,000135	0,899
64	0,000118	0,899
68	0,000113	0,898
80	0,000105	0,896
83	0,000104	0,895
69	0,000101	0,898
67	0,000092	0,899
48	0,000085	0,899
90	0,000080	0,896
88	0,000079	0,895
12	0,000076	0,933
18	0,000073	0,932
19	0,000068	0,932
89	0,000063	0,896
8	0,000062	0,942
21	0,000061	0,924
38	0,000058	0,903
34	0,000055	0,903
47	0,000054	0,899
14	0,000053	0,933
72	0,000049	0,897
6	0,000049	0,947
86	0,000044	0,895
66	0,000040	0,899
70	0,000039	0,898
35	0,000037	0,903
13	0,000036	0,933
54	0,000033	0,906
85	0,000033	0,895
11	0,000027	0,933

Bus	FSR	V (pu)
59	0,000025	0,901
63	0,000024	0,899
74	0,000018	0,897
15	0,000017	0,933
28	0,000016	0,912
65	0,000015	0,899
49	0,000014	0,899
37	0,000013	0,903
17	0,000011	0,932
26	0,000010	0,914
79	0,000010	0,896
87	0,000009	0,895
22	0,000005	0,924
39	0,000005	0,903
3	0,000004	0,949
4	0,000003	0,949
23	0,000001	0,924

Dari hasil perhitungan faktor sensitivitas rugi-rugi dapat diketahui bahwa urutan penempatan kapasitor adalah mulai dari bus 2, 20, 10, 25, 7, 5, 9, dst. Penambahan kapasitor pada penyulang akan berhenti ketika tegangan pada seluruh bus sudah melebihi 19 kV atau 0,95 pu.

#### 4.5 Kapasitas Kapasitor

Data yang dibutuhkan untuk mendapatkan kapasitas kapasitor yaitu daya nyata (P) dan  $\text{Cos } \varphi_{\text{awal}}$  yang diperoleh dari hasil aliran beban pada Tabel 4.5.  $\text{Cos } \varphi_{\text{akhir}}$  yang diinginkan adalah 0,95 atau 95%.

Bus 2

$$\text{Daya nyata (P)} = 3992 \text{ kW}$$

$$\text{Cos } \varphi_{\text{awal}} = 84,40 \%$$

$$\text{Cos } \varphi_{\text{akhir}} = 95 \%$$

Maka,

$$Q1 = 3992 \tan ( \text{arc cos } 0,8440 )$$

$$= 3992 \tan ( 32,435 )$$

$$= 3992 \times 0,6354$$

$$= 2537 \text{ kVAR}$$

$$\begin{aligned}
 Q_2 &= 3992 \tan ( \text{arc cos } 0,95 ) \\
 &= 3992 \tan ( 18,194 ) \\
 &= 3992 \times 0,3286 \\
 &= 1312 \text{ kVAR}
 \end{aligned}$$

Sehingga kapasitor yang perlu dipasang pada bus 2 adalah sebesar :

$$\begin{aligned}
 Q_c &= Q_1 - Q_2 \\
 &= 2537 \text{ kVAR} - 1312 \text{ kVAR} \\
 &= 1192 \text{ kVAR}
 \end{aligned}$$

#### 4.6 Simulasi Skenario 2

Pada skenario 2 ini ditentukan bahwa sebuah power grid (*source*) dianggap sebagai Gardu Induk. Pada skenario 2 ini dilakukan pemasangan kapasitor 1192 kVAR pada bus 2.

Hasil simulasi aliran daya pada skenario 2 meliputi data pembangkitan pada sistem, nilai tegangan tiap bus, aliran beban pada tiap bus, aliran daya antar bus, dan besar rugi-rugi daya pada penyulang yang ditunjukkan pada Tabel 4.12, 4.13, 4.14, dan 4.15.

Tabel 4.12 Data pembangkitan

Rating	Rated kV	MW	Mvar
100 MVA	20	4,205	1,587

Data pembangkitan yang ditunjukkan pada Tabel 4.12 merupakan data pembangkitan pada Gardu Induk Sengkaling yang disimulasikan sebagai pembangkit dengan daya dasar 100 MVA, tegangan 20 kV, dan daya pembangkitan sebesar 4,205 MW dan 1,587 MVAR.

Tabel 4.13 Data aliran beban pada tiap bus

Bus ID	Voltage (kV)	Voltage (pu)	kW Loading	Amp Loading	kvar Loading
Bus1	20,000	1,000	4205,00	224,73	1587,00
Bus2	19,318	0,966	4081,00	250,23	2591,00
Bus3	19,318	0,966	94,45	5,78	59,65
Bus4	19,318	0,966	64,91	3,98	41,05
Bus5	19,285	0,964	3980,00	244,46	2527,00
Bus6	19,284	0,964	64,79	3,97	40,92
Bus7	19,189	0,959	3896,00	240,50	2474,00
Bus8	19,188	0,959	127,00	7,84	80,90
Bus9	19,110	0,956	3753,00	232,62	2383,00
Bus10	18,997	0,950	3653,00	227,76	2319,00
Bus11	18,996	0,950	182,00	11,36	116,00



Bus ID	Voltage (kV)	Voltage (pu)	kW Loading	Amp Loading	kvar Loading
Bus12	18,996	0,950	146,00	9,12	93,32
Bus13	18,995	0,950	442,00	27,43	276,00
Bus14	18,994	0,950	376,00	23,34	235,00
Bus15	18,993	0,950	74,17	4,62	46,80
Bus16	18,990	0,950	302,00	18,79	190,00
Bus17	18,989	0,949	125,00	7,81	80,02
Bus18	18,987	0,949	177,00	11,01	111,00
Bus19	18,985	0,949	114,00	7,13	73,30
Bus20	18,832	0,942	3006,00	189,03	1907,00
Bus21	18,831	0,942	67,56	4,23	42,36
Bus22	18,830	0,942	12,75	0,80	7,93
Bus23	18,832	0,942	4,47	0,28	2,80
Bus24	18,726	0,936	2919,00	184,53	1849,00
Bus25	18,623	0,931	2810,00	178,52	1777,00
Bus26	18,623	0,931	54,32	3,44	34,13
Bus27	18,582	0,929	2751,00	175,12	1738,00
Bus28	18,582	0,929	23,30	1,49	14,79
Bus29	18,479	0,924	2714,00	173,63	1711,00
Bus30	18,449	0,922	784,00	50,13	491,00
Bus31	18,441	0,922	690,00	44,10	430,00
Bus32	18,421	0,921	610,00	38,99	379,00
Bus33	18,410	0,921	532,00	33,99	330,00
Bus34	18,409	0,920	500,00	31,94	310,00
Bus35	18,409	0,920	47,09	3,03	29,90
Bus36	18,403	0,920	453,00	28,93	279,00
Bus37	18,403	0,920	9,57	0,61	5,99
Bus38	18,402	0,920	443,00	28,29	273,00
Bus39	18,402	0,920	20,74	1,33	12,99
Bus40	18,395	0,920	422,00	26,95	260,00
Bus41	18,372	0,919	396,00	25,30	244,00
Bus42	18,349	0,917	292,00	18,69	180,00
Bus43	18,335	0,917	255,00	16,37	158,00
Bus44	18,326	0,916	169,00	10,87	106,00
Bus45	18,321	0,916	111,00	7,18	70,67
Bus46	18,318	0,916	60,45	3,91	38,26
Bus47	18,317	0,916	39,77	2,57	25,16
Bus48	18,324	0,916	58,08	3,73	36,12
Bus49	18,324	0,916	15,11	0,97	9,52
Bus50	18,470	0,924	1928,00	123,50	1219,00
Bus51	18,461	0,923	1868,00	119,70	1181,00
Bus52	18,461	0,923	162,00	10,40	103,00
Bus53	18,457	0,923	119,00	7,65	76,06
Bus54	18,456	0,923	23,19	1,49	14,72
Bus55	18,447	0,922	1706,00	109,37	1077,00
Bus56	18,394	0,920	1649,00	105,98	1040,00
Bus57	18,360	0,918	1557,00	100,22	980,00
Bus58	18,357	0,918	1410,00	90,73	886,00
Bus59	18,357	0,918	105,00	6,78	66,97
Bus60	18,348	0,917	1304,00	83,94	820,00
Bus61	18,337	0,917	1250,00	80,50	785,00
Bus62	18,322	0,916	434,00	27,87	269,00

Bus ID	Voltage (kV)	Voltage (pu)	kW Loading	Amp Loading	kvar Loading
Bus63	18,321	0,916	74,78	4,84	47,49
Bus64	18,319	0,916	359,00	23,07	223,00
Bus65	18,318	0,916	5,57	0,36	3,49
Bus66	18,318	0,916	353,00	22,69	220,00
Bus67	18,315	0,916	226,00	14,49	139,00
Bus68	18,312	0,916	157,00	10,08	97,32
Bus69	18,309	0,915	131,00	8,45	82,36
Bus70	18,308	0,915	79,52	5,15	50,57
Bus71	18,294	0,915	815,00	52,78	517,00
Bus72	18,293	0,915	79,47	5,15	50,55
Bus73	18,291	0,915	735,00	47,61	467,00
Bus74	18,291	0,915	100,00	6,48	63,70
Bus75	18,286	0,914	635,00	41,15	403,00
Bus76	18,283	0,914	503,00	32,59	320,00
Bus77	18,273	0,914	414,00	26,83	263,00
Bus78	18,270	0,914	355,00	23,02	225,00
Bus79	18,269	0,913	16,65	1,08	10,50
Bus80	18,267	0,913	338,00	21,92	215,00
Bus81	18,252	0,913	297,00	19,28	189,00
Bus82	18,249	0,912	246,00	15,97	156,00
Bus83	18,247	0,912	162,00	10,51	103,00
Bus84	18,243	0,912	116,00	7,53	73,59
Bus85	18,242	0,912	116,00	7,53	73,59
Bus86	18,241	0,912	12,31	0,80	7,83
Bus87	18,242	0,912	104,00	6,75	65,76
Bus88	18,238	0,912	74,66	4,85	47,42
Bus89	18,272	0,914	58,71	3,80	37,15
Bus90	18,271	0,914	23,37	1,52	14,84

Tabel 4.14 Data aliran daya pada tiap cabang

ID	From Bus	To Bus	kW Flow	kvar Flow	kW Losses	kvar Losses
Line4	Bus1	Bus2	4205,00	1587,00	123,00	108,00
Line6	Bus2	Bus3	94,45	59,65	0,00	0,00
Line9	Bus3	Bus4	64,91	41,05	0,00	0,00
Line11	Bus2	Bus5	3987,00	2531,00	6,78	4,40
Line13	Bus5	Bus6	64,79	40,92	0,00	0,00
Line15	Bus5	Bus7	3915,00	2486,00	19,45	12,62
Line17	Bus7	Bus8	127,00	80,91	0,01	0,01
Line19	Bus7	Bus9	3769,00	2393,00	15,47	10,03
Line21	Bus9	Bus10	3675,00	2333,00	21,59	14,01
Line23	Bus10	Bus11	182,00	116,00	0,01	0,00
Line25	Bus11	Bus12	146,00	93,33	0,00	0,00
Line26	Bus10	Bus13	442,00	276,00	0,02	-0,20
Line28	Bus13	Bus14	376,00	235,00	0,02	-0,36
Line29	Bus14	Bus15	74,17	46,80	0,00	-0,48
Line31	Bus14	Bus16	302,00	190,00	0,05	-1,25
Line33	Bus16	Bus17	125,00	80,02	0,00	-0,24
Line35	Bus16	Bus18	177,00	111,00	0,01	-1,12
Line37	Bus18	Bus19	114,00	73,30	0,01	-1,60

ID	From Bus	To Bus	kW Flow	kvar Flow	kW Losses	kvar Losses
Line39	Bus10	Bus20	3030,00	1928,00	23,68	20,82
Line41	Bus20	Bus21	67,56	42,36	0,00	0,00
Line43	Bus21	Bus22	12,75	7,93	0,00	0,00
Line45	Bus20	Bus23	4,47	2,80	0,00	-0,61
Line47	Bus20	Bus24	2934,00	1862,00	14,89	13,10
Line49	Bus24	Bus25	2824,00	1789,00	13,94	12,26
Line51	Bus25	Bus26	54,32	34,13	0,00	0,00
Line53	Bus25	Bus27	2756,00	1743,00	5,43	4,77
Line55	Bus27	Bus28	23,30	14,79	0,00	0,00
Line57	Bus27	Bus29	2727,00	1723,00	13,68	12,03
Line59	Bus29	Bus30	785,00	492,00	1,14	1,00
Line61	Bus30	Bus31	691,00	431,00	0,27	0,24
Line63	Bus31	Bus32	610,00	380,00	0,58	0,51
Line65	Bus32	Bus33	532,00	330,00	0,27	0,24
Line69	Bus34	Bus33	500,00	310,00	0,03	0,02
Line71	Bus34	Bus35	47,10	29,91	0,00	0,00
Line73	Bus34	Bus36	453,00	280,00	0,14	0,12
Line75	Bus36	Bus37	9,58	5,99	0,00	0,00
Line77	Bus36	Bus38	443,00	273,00	0,03	0,02
Line79	Bus38	Bus39	20,74	12,99	0,00	0,00
Line81	Bus38	Bus40	423,00	260,00	0,15	0,13
Line83	Bus40	Bus41	397,00	244,00	0,44	0,39
Line84	Bus41	Bus42	292,00	180,00	0,38	-2,71
Line86	Bus42	Bus43	255,00	158,00	0,19	-1,77
Line88	Bus43	Bus44	169,00	106,00	0,09	-1,95
Line90	Bus44	Bus45	111,00	70,69	0,03	0,03
Line92	Bus45	Bus46	60,46	38,27	0,01	0,01
Line94	Bus46	Bus47	39,77	25,16	0,00	0,00
Line96	Bus44	Bus48	58,08	36,12	0,01	-1,03
Line98	Bus48	Bus49	15,11	9,52	0,00	-0,62
Line100	Bus29	Bus50	1928,00	1220,00	0,84	0,74
Line102	Bus50	Bus51	1869,00	1182,00	0,76	0,67
Line104	Bus51	Bus52	162,00	103,00	0,01	0,01
Line106	Bus52	Bus53	119,00	76,07	0,02	0,02
Line108	Bus53	Bus54	23,19	14,72	0,00	0,00
Line110	Bus51	Bus55	1707,00	1078,00	1,15	1,01
Line112	Bus55	Bus56	1654,00	1044,00	4,34	3,82
Line114	Bus56	Bus57	1559,00	983,00	2,53	2,23
Line116	Bus57	Bus58	1410,00	887,00	0,21	0,19
Line118	Bus58	Bus59	105,00	66,97	0,00	-0,55
Line120	Bus58	Bus60	1305,00	820,00	0,59	0,52
Line122	Bus60	Bus61	1251,00	786,00	0,65	0,58
Line124	Bus61	Bus62	434,00	269,00	0,26	-2,62
Line126	Bus62	Bus63	74,78	47,49	0,00	-0,75
Line128	Bus62	Bus64	359,00	223,00	0,05	-0,70
Line131	Bus64	Bus65	5,57	3,49	0,00	0,00
Line133	Bus64	Bus66	353,00	220,00	0,02	-0,24
Line135	Bus66	Bus67	226,00	139,00	0,02	-0,94
Line137	Bus71	Bus73	735,00	467,00	0,11	0,09
Line139	Bus71	Bus72	79,47	50,55	0,00	-0,42
Line141	Bus71	Bus61	816,00	519,00	1,75	1,54



ID	From Bus	To Bus	kW Flow	kvar Flow	kW Losses	kvar Losses
Line143	Bus69	Bus70	79,52	50,57	0,00	-1,13
Line144	Bus73	Bus74	100,00	63,70	0,00	-0,12
Line145	Bus68	Bus69	131,00	82,36	0,01	-1,76
Line147	Bus67	Bus68	157,00	97,32	0,02	-1,66
Line148	Bus73	Bus75	635,00	404,00	0,14	0,12
Line150	Bus75	Bus76	504,00	320,00	0,09	0,08
Line152	Bus76	Bus77	414,00	263,00	0,19	0,17
Line154	Bus77	Bus78	355,00	226,00	0,08	0,05
Line156	Bus78	Bus79	16,65	10,50	0,00	0,00
Line158	Bus78	Bus80	338,00	215,00	0,04	0,03
Line160	Bus80	Bus81	297,00	189,00	0,25	0,16
Line162	Bus81	Bus82	246,00	156,00	0,04	0,03
Line164	Bus82	Bus83	162,00	103,00	0,02	0,01
Line166	Bus83	Bus84	116,00	73,61	0,02	0,02
Line168	Bus84	Bus85	116,00	73,59	0,00	0,00
Line170	Bus85	Bus86	12,31	7,83	0,00	0,00
Line172	Bus85	Bus87	104,00	65,76	0,00	0,00
Line174	Bus88	Bus87	74,67	47,43	0,02	0,01
Line176	Bus89	Bus77	58,72	37,16	0,00	0,00
Line178	Bus89	Bus90	23,37	14,85	0,00	0,00

Tabel 4.15 Total pembangkitan dan rugi-rugi sistem

Study ID	Skenario 2
Load-MW	3,858
Load-Mvar	1,278
Generation-MW	4,205
Generation-Mvar	1,587
Loss-MW	0,347
Loss-Mvar	0,309

Dari Tabel 4.13 dapat disimpulkan bahwa level tegangan pada seluruh bus sudah berada di atas standar yang ditetapkan oleh Permen ESDM No. 3 Tahun 2007, yakni 0,9 pu. Namun dari Tabel 4.13 dapat disimpulkan pula bahwa level tegangan pada sebagian bus masih berada dibawah batas tegangan minimum yang ditentukan pada penelitian ini, yaitu 0,95 pu. Level tegangan terendah pada penyulang Pujon berada pada bus 88, yang memiliki tegangan sebesar 18,238 kV atau 0,912 pu.

Tabel 4.15 menunjukkan bahwa total rugi-rugi daya sebesar 347 kW dan 309 kVAR. Untuk mengatasi drop tegangan dan rugi-rugi daya tersebut diperlukan adanya penempatan pada bus kandidat selanjutnya yaitu pada bus 20.

#### 4.6.1 Kapasitas Kapasitor

Bus 20

$$\text{Daya nyata (P)} = 2952 \text{ kW}$$

$$\text{Cos } \phi_{\text{awal}} = 84,42 \%$$

$$\text{Cos } \phi_{\text{akhir}} = 95 \%$$

Maka,

$$Q1 = 2952 \tan ( \text{arc cos } 0,8442 )$$

$$= 2952 \tan ( 32,413 )$$

$$= 2952 \times 0,6349$$

$$= 1875 \text{ kVAR}$$

$$Q2 = 2952 \tan ( \text{arc cos } 0,95 )$$

$$= 2952 \tan ( 18,194 )$$

$$= 2952 \times 0,3286$$

$$= 971 \text{ kVAR}$$

Sehingga kapasitor yang perlu dipasang pada bus 20 adalah sebesar :

$$Qc = Q1 - Q2$$

$$= 1875 \text{ kVAR} - 971 \text{ kVAR}$$

$$= 904 \text{ kVAR}$$

#### 4.7 Simulasi Skenario 3

Pada skenario 3 ini ditentukan bahwa sebuah power grid (*source*) dianggap sebagai Gardu Induk. Pada skenario 3 ini dilakukan pemasangan kapasitor 1192 kVAR pada bus 2 dan 904 kVAR pada bus 20.

Hasil simulasi aliran daya pada skenario 3 meliputi data pembangkitan pada sistem, nilai tegangan tiap bus, aliran beban pada tiap bus, aliran daya antar bus, dan besar rugi-rugi daya pada penyulang yang ditunjukkan pada Tabel 4.16, 4.17, 4.18, dan 4.19.

Tabel 4.16 Data pembangkitan

Rating	Rated kV	MW	Mvar
100 MVA	20	4,214	0,76

Data pembangkitan yang ditunjukkan pada Tabel 4.16 merupakan data pembangkitan pada Gardu Induk Sengkaling yang disimulasikan sebagai pembangkit dengan daya dasar 100 MVA, tegangan 20 kV, dan daya pembangkitan sebesar 4.214 MW dan 0.76 MVAR.

Tabel 4.17 Data aliran beban pada tiap bus

Bus ID	Voltage (kV)	Voltage (pu)	kW Loading	Amp Loading	kvar Loading
Bus1	20,000	1,000	4214,00	214,10	760,00
Bus2	19,408	0,970	4102,00	230,47	1784,00
Bus3	19,407	0,970	95,33	5,81	60,20
Bus4	19,407	0,970	65,51	3,99	41,43
Bus5	19,378	0,969	4001,00	224,74	1720,00
Bus6	19,377	0,969	65,41	3,99	41,32
Bus7	19,290	0,965	3919,00	220,79	1668,00
Bus8	19,289	0,964	129,00	7,92	81,76
Bus9	19,219	0,961	3778,00	213,03	1578,00
Bus10	19,117	0,956	3680,00	208,19	1516,00
Bus11	19,117	0,956	184,00	11,41	117,00
Bus12	19,116	0,956	148,00	9,18	94,52
Bus13	19,116	0,956	448,00	27,63	279,00
Bus14	19,115	0,956	381,00	23,50	238,00
Bus15	19,114	0,956	75,12	4,65	47,40
Bus16	19,110	0,956	306,00	18,91	192,00
Bus17	19,110	0,956	127,00	7,89	81,04
Bus18	19,108	0,955	179,00	11,07	113,00
Bus19	19,106	0,955	116,00	7,21	74,24
Bus20	19,015	0,951	3035,00	188,99	1924,00
Bus21	19,013	0,951	68,87	4,28	43,19
Bus22	19,013	0,951	13,00	0,80	8,09
Bus23	19,014	0,951	4,56	0,28	2,85
Bus24	18,908	0,945	2947,00	184,48	1866,00
Bus25	18,806	0,940	2836,00	178,39	1792,00
Bus26	18,806	0,940	55,39	3,48	34,80
Bus27	18,765	0,938	2775,00	174,90	1753,00
Bus28	18,765	0,938	23,46	1,48	14,88
Bus29	18,662	0,933	2738,00	173,43	1726,00
Bus30	18,632	0,932	790,00	50,01	494,00
Bus31	18,624	0,931	695,00	43,97	433,00
Bus32	18,604	0,930	614,00	38,86	381,00
Bus33	18,594	0,930	536,00	33,91	332,00
Bus34	18,593	0,930	504,00	31,87	311,00
Bus35	18,592	0,930	47,42	3,02	30,10
Bus36	18,586	0,929	456,00	28,83	281,00
Bus37	18,586	0,929	9,64	0,61	6,04
Bus38	18,585	0,929	446,00	28,19	275,00
Bus39	18,585	0,929	20,89	1,33	13,09
Bus40	18,578	0,929	425,00	26,87	262,00
Bus41	18,555	0,928	399,00	25,24	245,00
Bus42	18,532	0,927	294,00	18,63	181,00



Bus ID	Voltage (kV)	Voltage (pu)	kW Loading	Amp Loading	kvar Loading
Bus43	18,519	0,926	257,00	16,33	159,00
Bus44	18,510	0,926	171,00	10,89	106,00
Bus45	18,504	0,925	112,00	7,17	71,14
Bus46	18,502	0,925	60,88	3,89	38,52
Bus47	18,501	0,925	40,05	2,56	25,33
Bus48	18,508	0,925	58,49	3,72	36,36
Bus49	18,508	0,925	15,22	0,97	9,58
Bus50	18,653	0,933	1947,00	123,48	1230,00
Bus51	18,644	0,932	1887,00	119,72	1192,00
Bus52	18,644	0,932	163,00	10,36	104,00
Bus53	18,640	0,932	120,00	7,64	76,55
Bus54	18,639	0,932	23,35	1,48	14,82
Bus55	18,630	0,932	1723,00	109,36	1088,00
Bus56	18,577	0,929	1667,00	106,07	1050,00
Bus57	18,543	0,927	1573,00	100,24	990,00
Bus58	18,540	0,927	1425,00	90,78	896,00
Bus59	18,540	0,927	106,00	6,78	67,42
Bus60	18,531	0,927	1319,00	84,06	828,00
Bus61	18,520	0,926	1265,00	80,65	794,00
Bus62	18,505	0,925	437,00	27,78	271,00
Bus63	18,504	0,925	75,30	4,82	47,80
Bus64	18,502	0,925	361,00	22,97	224,00
Bus65	18,501	0,925	5,61	0,36	3,52
Bus66	18,501	0,925	356,00	22,66	221,00
Bus67	18,498	0,925	227,00	14,41	140,00
Bus68	18,495	0,925	159,00	10,10	97,92
Bus69	18,492	0,925	132,00	8,43	82,89
Bus70	18,491	0,925	80,07	5,13	50,91
Bus71	18,477	0,924	826,00	52,96	524,00
Bus72	18,476	0,924	80,02	5,13	50,88
Bus73	18,474	0,924	746,00	47,85	474,00
Bus74	18,473	0,924	101,00	6,48	64,12
Bus75	18,469	0,923	645,00	41,38	410,00
Bus76	18,466	0,923	513,00	32,91	326,00
Bus77	18,456	0,923	422,00	27,08	268,00
Bus78	18,452	0,923	362,00	23,24	230,00
Bus79	18,452	0,923	16,98	1,09	10,71
Bus80	18,450	0,923	345,00	22,15	219,00
Bus81	18,434	0,922	303,00	19,47	192,00
Bus82	18,431	0,922	251,00	16,13	159,00
Bus83	18,429	0,921	165,00	10,60	105,00
Bus84	18,425	0,921	118,00	7,58	75,07
Bus85	18,424	0,921	118,00	7,58	75,07
Bus86	18,424	0,921	12,56	0,81	7,99
Bus87	18,424	0,921	106,00	6,81	67,08
Bus88	18,420	0,921	76,16	4,90	48,37
Bus89	18,455	0,923	59,89	3,84	37,90
Bus90	18,453	0,923	23,84	1,53	15,14

Tabel 4.18 Data aliran daya pada tiap cabang

ID	From Bus	To Bus	kW Flow	kvar Flow	kW Losses	kvar Losses
Line4	Bus1	Bus2	4214,00	760,00	112,00	98,39
Line6	Bus2	Bus3	95,33	60,20	0,00	0,00
Line9	Bus3	Bus4	65,51	41,43	0,00	0,00
Line11	Bus2	Bus5	4007,00	1724,00	5,73	3,72
Line13	Bus5	Bus6	65,41	41,32	0,00	0,00
Line15	Bus5	Bus7	3936,00	1679,00	16,39	10,63
Line17	Bus7	Bus8	129,00	81,76	0,01	0,01
Line19	Bus7	Bus9	3791,00	1586,00	12,97	8,41
Line21	Bus9	Bus10	3698,00	1527,00	18,04	11,70
Line23	Bus10	Bus11	184,00	117,00	0,01	0,00
Line25	Bus11	Bus12	148,00	94,52	0,00	0,00
Line26	Bus10	Bus13	448,00	279,00	0,02	-0,20
Line28	Bus13	Bus14	381,00	238,00	0,02	-0,36
Line29	Bus14	Bus15	75,12	47,40	0,00	-0,48
Line31	Bus14	Bus16	306,00	192,00	0,05	-1,27
Line33	Bus16	Bus17	127,00	81,04	0,00	-0,24
Line35	Bus16	Bus18	179,00	113,00	0,02	-1,13
Line37	Bus18	Bus19	116,00	74,24	0,01	-1,62
Line39	Bus10	Bus20	3049,00	1120,00	14,09	12,39
Line41	Bus20	Bus21	68,88	43,19	0,00	0,00
Line43	Bus21	Bus22	13,00	8,09	0,00	0,00
Line45	Bus20	Bus23	4,56	2,85	0,00	-0,62
Line47	Bus20	Bus24	2961,00	1879,00	14,88	13,08
Line49	Bus24	Bus25	2850,00	1804,00	13,92	12,24
Line51	Bus25	Bus26	55,39	34,80	0,00	0,00
Line53	Bus25	Bus27	2781,00	1757,00	5,41	4,76
Line55	Bus27	Bus28	23,46	14,88	0,00	0,00
Line57	Bus27	Bus29	2752,00	1738,00	13,66	12,01
Line59	Bus29	Bus30	791,00	495,00	1,13	1,00
Line61	Bus30	Bus31	695,00	433,00	0,27	0,24
Line63	Bus31	Bus32	615,00	382,00	0,58	0,51
Line65	Bus32	Bus33	536,00	332,00	0,27	0,24
Line69	Bus34	Bus33	504,00	311,00	0,03	0,02
Line71	Bus34	Bus35	47,42	30,10	0,00	0,00
Line73	Bus34	Bus36	456,00	281,00	0,14	0,12
Line75	Bus36	Bus37	9,64	6,04	0,00	0,00
Line77	Bus36	Bus38	446,00	275,00	0,03	0,02
Line79	Bus38	Bus39	20,89	13,09	0,00	0,00
Line81	Bus38	Bus40	425,00	262,00	0,15	0,13
Line83	Bus40	Bus41	400,00	246,00	0,44	0,39
Line84	Bus41	Bus42	294,00	181,00	0,38	-2,77
Line86	Bus42	Bus43	257,00	159,00	0,19	-1,80
Line88	Bus43	Bus44	171,00	106,00	0,09	-1,99
Line90	Bus44	Bus45	112,00	71,17	0,03	0,03
Line92	Bus45	Bus46	60,88	38,52	0,01	0,01
Line94	Bus46	Bus47	40,05	25,33	0,00	0,00
Line96	Bus44	Bus48	58,49	36,36	0,01	-1,05
Line98	Bus48	Bus49	15,22	9,58	0,00	-0,64
Line100	Bus29	Bus50	1947,00	1231,00	0,84	0,74

ID	From Bus	To Bus	kW Flow	kvar Flow	kW Losses	kvar Losses
Line102	Bus50	Bus51	1888,00	1193,00	0,76	0,67
Line104	Bus51	Bus52	163,00	104,00	0,01	0,01
Line106	Bus52	Bus53	120,00	76,57	0,02	0,02
Line108	Bus53	Bus54	23,35	14,82	0,00	0,00
Line110	Bus51	Bus55	1724,00	1089,00	1,15	1,01
Line112	Bus55	Bus56	1671,00	1054,00	4,34	3,82
Line114	Bus56	Bus57	1576,00	993,00	2,54	2,23
Line116	Bus57	Bus58	1426,00	896,00	0,21	0,19
Line118	Bus58	Bus59	106,00	67,42	0,00	-0,57
Line120	Bus58	Bus60	1319,00	829,00	0,59	0,52
Line122	Bus60	Bus61	1265,00	795,00	0,66	0,58
Line124	Bus61	Bus62	437,00	271,00	0,26	-2,68
Line126	Bus62	Bus63	75,30	47,80	0,00	-0,76
Line128	Bus62	Bus64	361,00	224,00	0,05	-0,72
Line131	Bus64	Bus65	5,61	3,52	0,00	0,00
Line133	Bus64	Bus66	356,00	221,00	0,02	-0,25
Line135	Bus66	Bus67	227,00	140,00	0,02	-0,96
Line137	Bus71	Bus73	746,00	474,00	0,11	0,09
Line139	Bus71	Bus72	80,02	50,88	0,00	-0,43
Line141	Bus71	Bus61	828,00	526,00	1,76	1,55
Line143	Bus69	Bus70	80,07	50,91	0,00	-1,15
Line144	Bus73	Bus74	101,00	64,12	0,00	-0,12
Line145	Bus68	Bus69	132,00	82,89	0,01	-1,79
Line147	Bus67	Bus68	159,00	97,92	0,02	-1,70
Line148	Bus73	Bus75	645,00	410,00	0,14	0,13
Line150	Bus75	Bus76	513,00	326,00	0,09	0,08
Line152	Bus76	Bus77	422,00	268,00	0,20	0,17
Line154	Bus77	Bus78	362,00	230,00	0,08	0,05
Line156	Bus78	Bus79	16,98	10,71	0,00	0,00
Line158	Bus78	Bus80	345,00	219,00	0,04	0,03
Line160	Bus80	Bus81	303,00	193,00	0,26	0,17
Line162	Bus81	Bus82	251,00	159,00	0,04	0,03
Line164	Bus82	Bus83	165,00	105,00	0,02	0,01
Line166	Bus83	Bus84	118,00	75,09	0,02	0,02
Line168	Bus84	Bus85	118,00	75,07	0,00	0,00
Line170	Bus85	Bus86	12,56	7,99	0,00	0,00
Line172	Bus85	Bus87	106,00	67,08	0,00	0,00
Line174	Bus88	Bus87	76,17	48,38	0,02	0,01
Line176	Bus89	Bus77	59,90	37,90	0,00	0,00
Line178	Bus89	Bus90	23,84	15,14	0,00	0,00

Tabel 4.19 Total pembangkitan dan rugi-rugi sistem pada kondisi 3

Study ID	Skenario 3
Load-MW	3,898
Load-Mvar	0,476
Generation-MW	4,214
Generation-Mvar	0,76
Loss-MW	0,316
Loss-Mvar	0,284



Dari Tabel 4.17 dapat disimpulkan bahwa level tegangan pada seluruh bus sudah berada di atas standar yang ditetapkan oleh Permen ESDM No. 3 Tahun 2007, yakni 0,9 pu. Namun dari Tabel 4.17 dapat disimpulkan pula bahwa level tegangan pada sebagian bus masih berada dibawah batas tegangan minimum yang ditentukan pada penelitian ini, yaitu 0,95 pu. Level tegangan terendah pada penyulang Pujon berada pada bus 88, yang memiliki tegangan sebesar 18,42 kV atau 0,921 pu.

Tabel 4.19 menunjukkan bahwa total rugi-rugi daya sebesar 316 kW dan 284 kVAR. Untuk mengatasi drop tegangan dan rugi-rugi daya tersebut diperlukan adanya penempatan kapasitor pada bus kandidat selanjutnya yaitu pada bus 10.

#### 4.7.1 Kapasitas Kapasitor

Bus 10

$$\text{Daya nyata (P)} = 3577 \text{ kW}$$

$$\text{Cos } \phi_{\text{awal}} = 84,41 \%$$

Maka,

$$\begin{aligned} Q1 &= 3577 \tan (\text{arc cos } 0,8441) \\ &= 3577 \tan (32,424) \\ &= 3577 \times 0,6352 \\ &= 2273 \text{ kVAR} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Q2 &= 3577 \tan (\text{arc cos } 0,95) \\ &= 3577 \tan (18,194) \\ &= 3577 \times 0,3286 \\ &= 1176 \text{ kVAR} \end{aligned}$$

Sehingga kapasitor yang perlu dipasang pada bus 9 adalah sebesar :

$$\begin{aligned} Qc &= Q1 - Q2 \\ &= 2273 \text{ kVAR} - 1176 \text{ kVAR} \\ &= 1097 \text{ kVAR} \end{aligned}$$

#### 4.8 Simulasi Skenario 4

Pada skenario 4 ini ditentukan bahwa sebuah power grid (*source*) dianggap sebagai Gardu Induk. Pada skenario 4 ini dilakukan pemasangan kapasitor 1192 kVAR pada bus 2, 904 kVAR pada bus 20, dan 1097 kVAR pada bus 10.

Hasil simulasi aliran daya pada skenario 4 meliputi data pembangkitan pada sistem, nilai tegangan tiap bus, aliran beban pada tiap bus, aliran daya antar bus, dan besar rugi-rugi daya pada penyulang yang ditunjukkan pada Tabel 4.20, 4.21, 4.22, dan 4.23.

Tabel 4.20 Data pembangkitan

Rating	Rated kV	MW	Mvar
100 MVA	20	4,257	-0,358

Data pembangkitan yang ditunjukkan pada Tabel 4.20 merupakan data pembangkitan pada Gardu Induk Sengkaling yang disimulasikan sebagai pembangkit dengan daya dasar 100 MVA, tegangan 20 kV, dan daya pembangkitan sebesar 4,257 MW dan -0,358 MVAR.

Tabel 4.21 Data aliran beban pada tiap bus pada kondisi 4

Bus ID	Voltage (kV)	Voltage (pu)	kW Loading	Amp Loading	kvar Loading
Bus1	20,000	1,000	4257,00	213,60	358,00
Bus2	19,761	0,988	4201,00	220,59	1164,00
Bus3	19,761	0,988	98,83	5,92	62,41
Bus4	19,761	0,988	67,92	4,07	42,95
Bus5	19,735	0,987	4098,00	210,58	691,00
Bus6	19,734	0,987	67,84	4,07	42,85
Bus7	19,659	0,983	4015,00	206,80	639,00
Bus8	19,658	0,983	134,00	8,07	84,91
Bus9	19,597	0,980	3870,00	199,44	546,00
Bus10	19,510	0,976	3772,00	208,59	1528,00
Bus11	19,510	0,976	192,00	11,66	122,00
Bus12	19,509	0,975	154,00	9,36	98,44
Bus13	19,509	0,975	466,00	28,16	291,00
Bus14	19,508	0,975	397,00	23,99	248,00
Bus15	19,507	0,975	78,24	4,74	49,37
Bus16	19,503	0,975	319,00	19,32	200,00
Bus17	19,503	0,975	132,00	8,03	84,41
Bus18	19,501	0,975	187,00	11,33	117,00
Bus19	19,499	0,975	121,00	7,37	77,32
Bus20	19,468	0,973	3109,00	188,97	1967,00
Bus21	19,466	0,973	72,19	4,38	45,27
Bus22	19,466	0,973	13,62	0,82	8,48
Bus23	19,468	0,973	4,78	0,29	2,99
Bus24	19,418	0,971	3025,00	184,32	1913,00
Bus25	19,316	0,966	2909,00	178,09	1836,00
Bus26	19,316	0,966	58,44	3,57	36,71
Bus27	19,275	0,964	2845,00	174,51	1795,00
Bus28	19,275	0,964	23,93	1,47	15,17
Bus29	19,172	0,959	2808,00	173,07	1767,00
Bus30	19,142	0,957	805,00	49,58	503,00

Bus ID	Voltage (kV)	Voltage (pu)	kW Loading	Amp Loading	kvar Loading
Bus31	19,134	0,957	709,00	43,64	441,00
Bus32	19,115	0,956	626,00	38,54	388,00
Bus33	19,105	0,955	546,00	33,60	338,00
Bus34	19,104	0,955	513,00	31,56	317,00
Bus35	19,103	0,955	48,36	3,00	30,67
Bus36	19,097	0,955	465,00	28,59	286,00
Bus37	19,097	0,955	9,84	0,61	6,15
Bus38	19,096	0,955	455,00	27,98	280,00
Bus39	19,096	0,955	21,31	1,32	13,34
Bus40	19,089	0,954	434,00	26,69	267,00
Bus41	19,067	0,953	407,00	25,04	249,00
Bus42	19,043	0,952	300,00	18,49	184,00
Bus43	19,030	0,952	262,00	16,19	162,00
Bus44	19,021	0,951	174,00	10,78	108,00
Bus45	19,016	0,951	114,00	7,10	72,49
Bus46	19,013	0,951	62,08	3,86	39,25
Bus47	19,012	0,951	40,84	2,54	25,82
Bus48	19,020	0,951	59,65	3,69	37,03
Bus49	19,019	0,951	15,53	0,96	9,77
Bus50	19,163	0,958	2001,00	123,49	1263,00
Bus51	19,155	0,958	1940,00	119,76	1224,00
Bus52	19,154	0,958	166,00	10,27	106,00
Bus53	19,150	0,958	122,00	7,55	77,98
Bus54	19,150	0,958	23,81	1,47	15,10
Bus55	19,141	0,957	1773,00	109,50	1118,00
Bus56	19,087	0,954	1715,00	106,18	1080,00
Bus57	19,054	0,953	1620,00	100,44	1019,00
Bus58	19,051	0,953	1469,00	91,05	923,00
Bus59	19,050	0,953	108,00	6,72	68,68
Bus60	19,041	0,952	1361,00	84,39	854,00
Bus61	19,031	0,952	1305,00	80,95	819,00
Bus62	19,015	0,951	445,00	27,52	275,00
Bus63	19,015	0,951	76,79	4,78	48,71
Bus64	19,012	0,951	368,00	22,77	228,00
Bus65	19,012	0,951	5,72	0,35	3,58
Bus66	19,011	0,951	363,00	22,47	225,00
Bus67	19,008	0,950	232,00	14,32	142,00
Bus68	19,005	0,950	162,00	10,01	99,64
Bus69	19,002	0,950	135,00	8,38	84,40
Bus70	19,001	0,950	81,65	5,09	51,87
Bus71	18,986	0,949	858,00	53,53	545,00
Bus72	18,985	0,949	81,60	5,09	51,83
Bus73	18,983	0,949	776,00	48,43	493,00
Bus74	18,983	0,949	103,00	6,43	65,32
Bus75	18,979	0,949	673,00	42,01	428,00
Bus76	18,975	0,949	539,00	33,65	342,00
Bus77	18,965	0,948	446,00	27,85	283,00
Bus78	18,961	0,948	383,00	23,93	243,00
Bus79	18,961	0,948	17,93	1,12	11,31
Bus80	18,959	0,948	365,00	22,81	232,00
Bus81	18,943	0,947	320,00	20,01	203,00



Bus ID	Voltage (kV)	Voltage (pu)	kW Loading	Amp Loading	kvar Loading
Bus82	18,940	0,947	265,00	16,58	168,00
Bus83	18,938	0,947	175,00	10,94	111,00
Bus84	18,933	0,947	125,00	7,82	79,27
Bus85	18,933	0,947	125,00	7,82	79,27
Bus86	18,932	0,947	13,26	0,83	8,43
Bus87	18,933	0,947	112,00	7,00	70,83
Bus88	18,928	0,946	80,42	5,03	51,07
Bus89	18,964	0,948	63,24	3,95	40,02
Bus90	18,962	0,948	25,18	1,57	15,99

Tabel 4,22 Data aliran daya pada tiap cabang

ID	From Bus	To Bus	kW Flow	kvar Flow	kW Losses	kvar Losses
Line4	Bus1	Bus2	4257,00	-358,00	55,69	48,97
Line6	Bus2	Bus3	98,83	62,41	0,00	0,00
Line9	Bus3	Bus4	67,92	42,95	0,00	0,00
Line11	Bus2	Bus5	4103,00	694,00	5,03	3,26
Line13	Bus5	Bus6	67,85	42,86	0,00	0,00
Line15	Bus5	Bus7	4030,00	648,00	14,38	9,33
Line17	Bus7	Bus8	134,00	84,92	0,01	0,01
Line19	Bus7	Bus9	3882,00	554,00	11,37	7,37
Line21	Bus9	Bus10	3788,00	494,00	15,81	10,26
Line23	Bus10	Bus11	192,00	122,00	0,01	0,01
Line25	Bus11	Bus12	154,00	98,44	0,00	0,00
Line26	Bus10	Bus13	466,00	291,00	0,02	-0,21
Line28	Bus13	Bus14	397,00	248,00	0,02	-0,38
Line29	Bus14	Bus15	78,24	49,37	0,00	-0,51
Line31	Bus14	Bus16	319,00	200,00	0,05	-1,32
Line33	Bus16	Bus17	132,00	84,41	0,00	-0,25
Line35	Bus16	Bus18	187,00	117,00	0,02	-1,18
Line37	Bus18	Bus19	121,00	77,32	0,01	-1,69
Line39	Bus10	Bus20	3114,00	1115,00	5,85	5,14
Line41	Bus20	Bus21	72,20	45,27	0,00	0,00
Line43	Bus21	Bus22	13,62	8,48	0,00	0,00
Line45	Bus20	Bus23	4,78	2,99	0,00	-0,65
Line47	Bus20	Bus24	3032,00	1919,00	6,91	6,08
Line49	Bus24	Bus25	2923,00	1848,00	13,87	12,20
Line51	Bus25	Bus26	58,44	36,71	0,00	0,00
Line53	Bus25	Bus27	2851,00	1799,00	5,39	4,74
Line55	Bus27	Bus28	23,93	15,17	0,00	0,00
Line57	Bus27	Bus29	2821,00	1779,00	13,60	11,95
Line59	Bus29	Bus30	806,00	504,00	1,12	0,98
Line61	Bus30	Bus31	709,00	441,00	0,27	0,23
Line63	Bus31	Bus32	627,00	389,00	0,57	0,50
Line65	Bus32	Bus33	547,00	338,00	0,26	0,23
Line69	Bus34	Bus33	513,00	317,00	0,03	0,02
Line71	Bus34	Bus35	48,36	30,67	0,00	0,00
Line73	Bus34	Bus36	465,00	286,00	0,13	0,12
Line75	Bus36	Bus37	9,84	6,15	0,00	0,00
Line77	Bus36	Bus38	455,00	280,00	0,02	0,02

ID	From Bus	To Bus	kW Flow	kvar Flow	kW Losses	kvar Losses
Line79	Bus38	Bus39	21,31	13,34	0,00	0,00
Line81	Bus38	Bus40	434,00	267,00	0,14	0,13
Line83	Bus40	Bus41	407,00	250,00	0,43	0,38
Line84	Bus41	Bus42	300,00	184,00	0,37	-2,94
Line86	Bus42	Bus43	262,00	162,00	0,18	-1,91
Line88	Bus43	Bus44	174,00	108,00	0,09	-2,10
Line90	Bus44	Bus45	114,00	72,52	0,03	0,03
Line92	Bus45	Bus46	62,09	39,26	0,01	0,01
Line94	Bus46	Bus47	40,84	25,82	0,00	0,00
Line96	Bus44	Bus48	59,65	37,03	0,01	-1,11
Line98	Bus48	Bus49	15,53	9,77	0,00	-0,67
Line100	Bus29	Bus50	2001,00	1264,00	0,84	0,74
Line102	Bus50	Bus51	1941,00	1225,00	0,76	0,67
Line104	Bus51	Bus52	166,00	106,00	0,01	0,01
Line106	Bus52	Bus53	122,00	78,00	0,02	0,02
Line108	Bus53	Bus54	23,81	15,10	0,00	0,00
Line110	Bus51	Bus55	1774,00	1119,00	1,16	1,02
Line112	Bus55	Bus56	1720,00	1084,00	4,35	3,83
Line114	Bus56	Bus57	1623,00	1021,00	2,54	2,24
Line116	Bus57	Bus58	1470,00	923,00	0,21	0,19
Line118	Bus58	Bus59	108,00	68,68	0,00	-0,60
Line120	Bus58	Bus60	1361,00	854,00	0,59	0,52
Line122	Bus60	Bus61	1306,00	819,00	0,66	0,58
Line124	Bus61	Bus62	445,00	275,00	0,26	-2,86
Line126	Bus62	Bus63	76,79	48,71	0,00	-0,81
Line128	Bus62	Bus64	368,00	228,00	0,05	-0,76
Line131	Bus64	Bus65	5,72	3,58	0,00	0,00
Line133	Bus64	Bus66	363,00	225,00	0,02	-0,26
Line135	Bus66	Bus67	232,00	142,00	0,02	-1,01
Line137	Bus71	Bus73	776,00	493,00	0,11	0,10
Line139	Bus71	Bus72	81,60	51,83	0,00	-0,45
Line141	Bus71	Bus61	860,00	546,00	1,80	1,58
Line143	Bus69	Bus70	81,65	51,87	0,00	-1,21
Line144	Bus73	Bus74	103,00	65,32	0,00	-0,13
Line145	Bus68	Bus69	135,00	84,40	0,01	-1,90
Line147	Bus67	Bus68	162,00	99,64	0,02	-1,79
Line148	Bus73	Bus75	674,00	428,00	0,15	0,13
Line150	Bus75	Bus76	539,00	342,00	0,09	0,08
Line152	Bus76	Bus77	446,00	283,00	0,21	0,18
Line154	Bus77	Bus78	383,00	243,00	0,08	0,05
Line156	Bus78	Bus79	17,93	11,31	0,00	0,00
Line158	Bus78	Bus80	365,00	232,00	0,04	0,03
Line160	Bus80	Bus81	320,00	203,00	0,27	0,18
Line162	Bus81	Bus82	265,00	168,00	0,05	0,03
Line164	Bus82	Bus83	175,00	111,00	0,02	0,01
Line166	Bus83	Bus84	125,00	79,29	0,02	0,02
Line168	Bus84	Bus85	125,00	79,27	0,00	0,00
Line170	Bus85	Bus86	13,26	8,43	0,00	0,00
Line172	Bus85	Bus87	112,00	70,83	0,00	0,00
Line174	Bus88	Bus87	80,43	51,09	0,02	0,01
Line176	Bus89	Bus77	63,25	40,02	0,00	0,00

ID	From Bus	To Bus	kW Flow	kvar Flow	kW Losses	kvar Losses
Line178	Bus89	Bus90	25,18	15,99	0,00	0,00

Tabel 4.23 Total pembangkitan dan rugi-rugi sistem pada kondisi 4

Study ID	Skenario 4
Load-MW	4,019
Load-Mvar	-0,573
Generation-MW	4,257
Generation-Mvar	-0,358
Loss-MW	0,238
Loss-Mvar	0,215

Dari Tabel 4.21 dapat disimpulkan bahwa level tegangan pada seluruh bus sudah berada di atas standar yang ditetapkan oleh Permen ESDM No. 3 Tahun 2007, yakni 0,9 pu. Namun dari Tabel 4.21 dapat disimpulkan pula bahwa level tegangan pada sebagian bus masih berada dibawah batas tegangan minimum yang ditentukan pada penelitian ini, yaitu 0,95 pu. Level tegangan terendah pada penyulang Pujon berada pada bus 88, yang memiliki tegangan sebesar 18,928 kV atau 0,94 pu.

Tabel 4.23 menunjukkan bahwa total rugi-rugi daya sebesar 238 kW dan 215 kVAR. Untuk mengatasi drop tegangan dan rugi-rugi daya tersebut diperlukan adanya penempatan kapasitor pada bus kandidat selanjutnya yaitu pada bus 25.

#### 4.8.1 Kapasitas Kapasitor

Bus 25

$$\text{Daya nyata (P)} = 2765 \text{ kW}$$

$$\text{Cos } \phi_{\text{awal}} = 84,50 \%$$

Maka,

$$Q1 = 2765 \tan ( \text{arc cos } 0,8450 )$$

$$= 2765 \tan ( 32,328 )$$

$$= 2765 \times 0,6328$$

$$= 1750 \text{ kVAR}$$



$$\begin{aligned}
 Q_2 &= 2765 \tan ( \text{arc cos } 0,95 ) \\
 &= 2765 \tan ( 18,194) \\
 &= 2765 \times 0,3286 \\
 &= 909 \text{ kVAR}
 \end{aligned}$$

Sehingga kapasitor yang perlu dipasang pada bus 24 adalah sebesar :

$$\begin{aligned}
 Q_c &= Q_1 - Q_2 \\
 &= 1750 \text{ kVAR} - 909 \text{ kVAR} \\
 &= 841 \text{ kVAR}
 \end{aligned}$$

#### 4.9 Simulasi Skenario 5

Pada skenario 5 ini ditentukan bahwa sebuah power grid (*source*) dianggap sebagai Gardu Induk. Pada skenario 5 ini dilakukan pemasangan kapasitor 1192 kVAR pada bus 2, 904 kVAR pada bus 20, dan 1097 kVAR pada bus 10, dan 841 kVAR pada bus 25.

Hasil simulasi aliran daya pada skenario 5 meliputi data pembangkitan pada sistem, nilai tegangan tiap bus, aliran beban pada tiap bus, aliran daya antar bus, dan besar rugi-rugi daya pada penyulang yang ditunjukkan pada Tabel 4.24, 4.25, 4.26, dan 4.27.

Tabel 4.24 Data pembangkitan

Rating	Rated kV	MW	Mvar
100 MVA	20	4,279	-1,173

Data pembangkitan yang ditunjukkan pada Tabel 4.24 merupakan data pembangkitan pada Gardu Induk Sengkaling yang disimulasikan sebagai pembangkit dengan daya dasar 100 MVA, tegangan 20 kV, dan daya pembangkitan sebesar 4.279 MW dan -1.173 MVAR.

Tabel 4.25 Data aliran beban pada tiap bus

Bus ID	Voltage (kV)	Voltage (pu)	kW Loading	Amp Loading	kvar Loading
Bus1	20,000	1,000	4279,00	221,85	1173,00
Bus2	19,836	0,992	4229,00	222,76	1280,00
Bus3	19,836	0,992	99,59	5,94	62,89
Bus4	19,836	0,992	68,44	4,08	43,28
Bus5	19,813	0,991	4124,00	208,29	154,00
Bus6	19,812	0,991	68,38	4,08	43,19
Bus7	19,746	0,987	4042,00	205,09	249,00
Bus8	19,745	0,987	135,00	8,10	85,67

Bus ID	Voltage (kV)	Voltage (pu)	kW Loading	Amp Loading	kvar Loading
Bus9	19,692	0,985	3895,00	198,42	309,00
Bus10	19,616	0,981	3797,00	200,90	1055,00
Bus11	19,615	0,981	194,00	11,72	123,00
Bus12	19,615	0,981	156,00	9,43	99,51
Bus13	19,615	0,981	471,00	28,31	294,00
Bus14	19,613	0,981	401,00	24,10	251,00
Bus15	19,613	0,981	79,09	4,77	49,90
Bus16	19,609	0,980	322,00	19,40	203,00
Bus17	19,608	0,980	134,00	8,11	85,33
Bus18	19,606	0,980	189,00	11,39	119,00
Bus19	19,604	0,980	122,00	7,39	78,16
Bus20	19,580	0,979	3127,00	170,71	1181,00
Bus21	19,579	0,979	73,03	4,40	45,80
Bus22	19,579	0,979	13,78	0,83	8,57
Bus23	19,580	0,979	4,83	0,29	3,02
Bus24	19,538	0,977	3043,00	166,10	1128,00
Bus25	19,452	0,973	2929,00	178,04	1848,00
Bus26	19,452	0,973	59,26	3,60	37,23
Bus27	19,411	0,971	2864,00	174,43	1806,00
Bus28	19,411	0,971	24,06	1,47	15,24
Bus29	19,308	0,965	2826,00	172,94	1779,00
Bus30	19,278	0,964	809,00	49,47	505,00
Bus31	19,270	0,964	712,00	43,51	443,00
Bus32	19,251	0,963	629,00	38,44	390,00
Bus33	19,241	0,962	549,00	33,54	339,00
Bus34	19,240	0,962	516,00	31,51	318,00
Bus35	19,239	0,962	48,61	2,99	30,83
Bus36	19,234	0,962	467,00	28,51	288,00
Bus37	19,233	0,962	9,89	0,61	6,19
Bus38	19,232	0,962	457,00	27,90	281,00
Bus39	19,232	0,962	21,43	1,31	13,41
Bus40	19,225	0,961	436,00	26,62	268,00
Bus41	19,203	0,960	409,00	24,98	251,00
Bus42	19,180	0,959	302,00	18,47	185,00
Bus43	19,167	0,958	263,00	16,14	163,00
Bus44	19,157	0,958	175,00	10,76	109,00
Bus45	19,152	0,958	115,00	7,11	72,86
Bus46	19,150	0,958	62,41	3,86	39,45
Bus47	19,149	0,957	41,06	2,54	25,95
Bus48	19,156	0,958	59,96	3,68	37,21
Bus49	19,156	0,958	15,61	0,96	9,82
Bus50	19,299	0,965	2015,00	123,47	1272,00
Bus51	19,291	0,965	1954,00	119,77	1233,00
Bus52	19,290	0,965	167,00	10,26	106,00
Bus53	19,286	0,964	123,00	7,56	78,37
Bus54	19,286	0,964	23,94	1,47	15,17
Bus55	19,277	0,964	1786,00	109,52	1126,00
Bus56	19,223	0,961	1728,00	106,22	1088,00
Bus57	19,190	0,960	1633,00	100,52	1026,00
Bus58	19,186	0,959	1481,00	91,14	930,00
Bus59	19,186	0,959	109,00	6,73	69,02

Bus ID	Voltage (kV)	Voltage (pu)	kW Loading	Amp Loading	kvar Loading
Bus60	19,177	0,959	1372,00	84,46	861,00
Bus61	19,166	0,958	1316,00	81,05	826,00
Bus62	19,151	0,958	448,00	27,50	277,00
Bus63	19,151	0,958	77,19	4,77	48,95
Bus64	19,148	0,957	370,00	22,73	229,00
Bus65	19,148	0,957	5,75	0,35	3,60
Bus66	19,147	0,957	365,00	22,43	226,00
Bus67	19,144	0,957	233,00	14,28	143,00
Bus68	19,141	0,957	163,00	10,00	100,00
Bus69	19,138	0,957	135,00	8,32	84,81
Bus70	19,137	0,957	82,07	5,08	52,12
Bus71	19,122	0,956	867,00	53,70	550,00
Bus72	19,121	0,956	82,02	5,08	52,09
Bus73	19,119	0,956	785,00	48,64	498,00
Bus74	19,119	0,956	103,00	6,38	65,64
Bus75	19,114	0,956	681,00	42,21	433,00
Bus76	19,111	0,956	546,00	33,85	347,00
Bus77	19,101	0,955	452,00	28,03	287,00
Bus78	19,097	0,955	388,00	24,07	246,00
Bus79	19,097	0,955	18,19	1,13	11,47
Bus80	19,095	0,955	370,00	22,95	235,00
Bus81	19,078	0,954	324,00	20,12	206,00
Bus82	19,075	0,954	269,00	16,71	171,00
Bus83	19,073	0,954	177,00	10,99	112,00
Bus84	19,069	0,953	127,00	7,89	80,41
Bus85	19,068	0,953	127,00	7,89	80,40
Bus86	19,067	0,953	13,45	0,84	8,56
Bus87	19,068	0,953	113,00	7,02	71,85
Bus88	19,064	0,953	81,57	5,07	51,81
Bus89	19,100	0,955	64,15	3,97	40,60
Bus90	19,098	0,955	25,54	1,58	16,22

Tabel 4.26 Data aliran daya pada tiap cabang

ID	From Bus	To Bus	kW Flow	kvar Flow	kW Losses	kvar Losses
Line4	Bus1	Bus2	4279,00	-1173,00	50,05	44,01
Line6	Bus2	Bus3	99,59	62,89	0,00	0,00
Line9	Bus3	Bus4	68,44	43,28	0,00	0,00
Line11	Bus2	Bus5	4129,00	-108,00	4,92	3,19
Line13	Bus5	Bus6	68,39	43,20	0,00	0,00
Line15	Bus5	Bus7	4056,00	-154,00	14,11	9,15
Line17	Bus7	Bus8	135,00	85,67	0,01	0,01
Line19	Bus7	Bus9	3907,00	-249,00	11,23	7,29
Line21	Bus9	Bus10	3812,00	-309,00	15,70	10,19
Line23	Bus10	Bus11	194,00	123,00	0,01	0,01
Line25	Bus11	Bus12	156,00	99,51	0,00	0,00
Line26	Bus10	Bus13	471,00	294,00	0,02	-0,21
Line28	Bus13	Bus14	401,00	251,00	0,02	-0,38
Line29	Bus14	Bus15	79,09	49,90	0,00	-0,51
Line31	Bus14	Bus16	322,00	203,00	0,05	-1,34



ID	From Bus	To Bus	kW Flow	kvar Flow	kW Losses	kvar Losses
Line33	Bus16	Bus17	134,00	85,33	0,00	-0,25
Line35	Bus16	Bus18	189,00	119,00	0,02	-1,19
Line37	Bus18	Bus19	122,00	78,16	0,01	-1,71
Line39	Bus10	Bus20	3132,00	319,00	5,24	4,61
Line41	Bus20	Bus21	73,04	45,80	0,00	0,00
Line43	Bus21	Bus22	13,78	8,57	0,00	0,00
Line45	Bus20	Bus23	4,83	3,02	0,00	-0,66
Line47	Bus20	Bus24	3049,00	1133,00	5,61	4,93
Line49	Bus24	Bus25	2940,00	1062,00	11,19	9,84
Line51	Bus25	Bus26	59,26	37,23	0,00	0,00
Line53	Bus25	Bus27	2869,00	1811,00	5,38	4,74
Line55	Bus27	Bus28	24,06	15,24	0,00	0,00
Line57	Bus27	Bus29	2840,00	1791,00	13,58	11,94
Line59	Bus29	Bus30	810,00	506,00	1,11	0,98
Line61	Bus30	Bus31	713,00	443,00	0,26	0,23
Line63	Bus31	Bus32	630,00	391,00	0,57	0,50
Line65	Bus32	Bus33	549,00	339,00	0,26	0,23
Line69	Bus34	Bus33	516,00	318,00	0,03	0,02
Line71	Bus34	Bus35	48,62	30,83	0,00	0,00
Line73	Bus34	Bus36	468,00	288,00	0,13	0,12
Line75	Bus36	Bus37	9,89	6,19	0,00	0,00
Line77	Bus36	Bus38	457,00	281,00	0,02	0,02
Line79	Bus38	Bus39	21,43	13,41	0,00	0,00
Line81	Bus38	Bus40	436,00	268,00	0,14	0,13
Line83	Bus40	Bus41	410,00	251,00	0,43	0,38
Line84	Bus41	Bus42	302,00	185,00	0,37	-2,98
Line86	Bus42	Bus43	263,00	163,00	0,18	-1,94
Line88	Bus43	Bus44	175,00	109,00	0,09	-2,13
Line90	Bus44	Bus45	115,00	72,88	0,03	0,03
Line92	Bus45	Bus46	62,42	39,46	0,01	0,01
Line94	Bus46	Bus47	41,06	25,95	0,00	0,00
Line96	Bus44	Bus48	59,96	37,21	0,01	-1,13
Line98	Bus48	Bus49	15,61	9,82	0,00	-0,68
Line100	Bus29	Bus50	2016,00	1273,00	0,84	0,74
Line102	Bus50	Bus51	1955,00	1234,00	0,76	0,67
Line104	Bus51	Bus52	167,00	106,00	0,01	0,01
Line106	Bus52	Bus53	123,00	78,39	0,02	0,02
Line108	Bus53	Bus54	23,94	15,17	0,00	0,00
Line110	Bus51	Bus55	1787,00	1127,00	1,16	1,02
Line112	Bus55	Bus56	1733,00	1092,00	4,36	3,83
Line114	Bus56	Bus57	1635,00	1029,00	2,55	2,24
Line116	Bus57	Bus58	1481,00	930,00	0,21	0,19
Line118	Bus58	Bus59	109,00	69,02	0,00	-0,61
Line120	Bus58	Bus60	1373,00	861,00	0,60	0,52
Line122	Bus60	Bus61	1317,00	826,00	0,66	0,58
Line124	Bus61	Bus62	448,00	277,00	0,25	-2,91
Line126	Bus62	Bus63	77,19	48,95	0,00	-0,82
Line128	Bus62	Bus64	370,00	229,00	0,05	-0,78
Line131	Bus64	Bus65	5,75	3,60	0,00	0,00
Line133	Bus64	Bus66	365,00	226,00	0,02	-0,26
Line135	Bus66	Bus67	233,00	143,00	0,02	-1,03

ID	From Bus	To Bus	kW Flow	kvar Flow	kW Losses	kvar Losses
Line137	Bus71	Bus73	785,00	499,00	0,11	0,10
Line139	Bus71	Bus72	82,02	52,09	0,00	-0,46
Line141	Bus71	Bus61	869,00	552,00	1,81	1,59
Line143	Bus69	Bus70	82,07	52,12	0,00	-1,23
Line144	Bus73	Bus74	103,00	65,64	0,00	-0,13
Line145	Bus68	Bus69	135,00	84,81	0,01	-1,92
Line147	Bus67	Bus68	163,00	100,00	0,02	-1,82
Line148	Bus73	Bus75	681,00	433,00	0,15	0,13
Line150	Bus75	Bus76	546,00	347,00	0,10	0,08
Line152	Bus76	Bus77	452,00	287,00	0,21	0,18
Line154	Bus77	Bus78	388,00	246,00	0,08	0,05
Line156	Bus78	Bus79	18,19	11,47	0,00	0,00
Line158	Bus78	Bus80	370,00	235,00	0,04	0,03
Line160	Bus80	Bus81	325,00	206,00	0,27	0,18
Line162	Bus81	Bus82	269,00	171,00	0,05	0,03
Line164	Bus82	Bus83	177,00	112,00	0,02	0,01
Line166	Bus83	Bus84	127,00	80,43	0,03	0,02
Line168	Bus84	Bus85	127,00	80,41	0,00	0,00
Line170	Bus85	Bus86	13,45	8,56	0,00	0,00
Line172	Bus85	Bus87	113,00	71,85	0,00	0,00
Line174	Bus88	Bus87	81,59	51,82	0,02	0,02
Line176	Bus89	Bus77	64,16	40,60	0,00	0,00
Line178	Bus89	Bus90	25,54	16,22	0,00	0,00

Tabel 4.27 Total pembangkitan dan rugi-rugi sistem

Study ID	Skenario 5
Load-MW	4,052
Load-Mvar	-1,379
Generation-MW	4,279
Generation-Mvar	-1,173
Loss-MW	0,227
Loss-Mvar	0,206

Dari Tabel 4.25 dapat disimpulkan bahwa level tegangan pada seluruh bus sudah berada di atas standar yang ditetapkan oleh Permen ESDM No. 3 Tahun 2007, yakni 0,9. Tabel 4.18 menunjukkan pula bahwa level tegangan pada seluruh bus sudah berada di atas batas tegangan minimum yang ditentukan pada penelitian ini, yaitu 0,95 pu, sehingga tidak perlu adanya penambahan kapasitor pada penyulang. Level tegangan terendah pada penyulang Pujon berada pada bus 88, yang memiliki tegangan sebesar 19,06 kV atau 0,953 pu.

Tabel 4.27 menunjukkan bahwa total rugi-rugi daya sebesar 227 kW dan 206 kVAR.

#### 4.10 Nilai Tegangan Bus Tiap Skenario

Tabel 4.28 Nilai tegangan pada tiap bus pada skenario 2

Bus	Tegangan (kV)	V (pu)
Bus2	19,318	0,966
Bus3	19,318	0,966
Bus4	19,318	0,966
Bus5	19,285	0,964
Bus6	19,284	0,964
Bus7	19,189	0,959
Bus8	19,188	0,959
Bus9	19,110	0,956
Bus10	18,997	0,950
Bus11	18,996	0,950
Bus12	18,996	0,950
Bus13	18,995	0,950
Bus14	18,994	0,950
Bus15	18,993	0,950
Bus16	18,990	0,950
Bus17	18,989	0,949
Bus18	18,987	0,949
Bus19	18,985	0,949
Bus20	18,832	0,942
Bus21	18,831	0,942
Bus22	18,830	0,942
Bus23	18,832	0,942
Bus24	18,726	0,936
Bus25	18,623	0,931
Bus26	18,623	0,931
Bus27	18,582	0,929
Bus28	18,582	0,929
Bus29	18,479	0,924
Bus30	18,449	0,922
Bus31	18,441	0,922
Bus32	18,421	0,921
Bus33	18,410	0,921
Bus34	18,409	0,920
Bus35	18,409	0,920
Bus36	18,403	0,920
Bus37	18,403	0,920
Bus38	18,402	0,920
Bus39	18,402	0,920
Bus40	18,395	0,920
Bus41	18,372	0,919
Bus42	18,349	0,917
Bus43	18,335	0,917
Bus44	18,326	0,916
Bus45	18,321	0,916
Bus46	18,318	0,916
Bus47	18,317	0,916
Bus48	18,324	0,916
Bus49	18,324	0,916



Bus	Tegangan (kV)	V (pu)
Bus50	18,470	0,924
Bus51	18,461	0,923
Bus52	18,461	0,923
Bus53	18,457	0,923
Bus54	18,456	0,923
Bus55	18,447	0,922
Bus56	18,394	0,920
Bus57	18,360	0,918
Bus58	18,357	0,918
Bus59	18,357	0,918
Bus60	18,348	0,917
Bus61	18,337	0,917
Bus62	18,322	0,916
Bus63	18,321	0,916
Bus64	18,319	0,916
Bus65	18,318	0,916
Bus66	18,318	0,916
Bus67	18,315	0,916
Bus68	18,312	0,916
Bus69	18,309	0,915
Bus70	18,308	0,915
Bus71	18,294	0,915
Bus72	18,293	0,915
Bus73	18,291	0,915
Bus74	18,291	0,915
Bus75	18,286	0,914
Bus76	18,283	0,914
Bus77	18,273	0,914
Bus78	18,270	0,914
Bus79	18,269	0,913
Bus80	18,267	0,913
Bus81	18,252	0,913
Bus82	18,249	0,912
Bus83	18,247	0,912
Bus84	18,243	0,912
Bus85	18,242	0,912
Bus86	18,241	0,912
Bus87	18,242	0,912
Bus88	18,238	0,912
Bus89	18,272	0,914
Bus90	18,271	0,914

Tabel 4., Nilai tegangan pada tiap bus pada skenario 3

Bus	Tegangan (kV)	V (pu)
Bus2	19,408	0,970
Bus3	19,407	0,970
Bus4	19,407	0,970
Bus5	19,378	0,969
Bus6	19,377	0,969
Bus7	19,290	0,965

Bus	Tegangan (kV)	V (pu)
Bus8	19,289	0,964
Bus9	19,219	0,961
Bus10	19,117	0,956
Bus11	19,117	0,956
Bus12	19,116	0,956
Bus13	19,116	0,956
Bus14	19,115	0,956
Bus15	19,114	0,956
Bus16	19,110	0,956
Bus17	19,110	0,956
Bus18	19,108	0,955
Bus19	19,106	0,955
Bus20	19,015	0,951
Bus21	19,013	0,951
Bus22	19,013	0,951
Bus23	19,014	0,951
Bus24	18,908	0,945
Bus25	18,806	0,940
Bus26	18,806	0,940
Bus27	18,765	0,938
Bus28	18,765	0,938
Bus29	18,662	0,933
Bus30	18,632	0,932
Bus31	18,624	0,931
Bus32	18,604	0,930
Bus33	18,594	0,930
Bus34	18,593	0,930
Bus35	18,592	0,930
Bus36	18,586	0,929
Bus37	18,586	0,929
Bus38	18,585	0,929
Bus39	18,585	0,929
Bus40	18,578	0,929
Bus41	18,555	0,928
Bus42	18,532	0,927
Bus43	18,519	0,926
Bus44	18,510	0,926
Bus45	18,504	0,925
Bus46	18,502	0,925
Bus47	18,501	0,925
Bus48	18,508	0,925
Bus49	18,508	0,925
Bus50	18,653	0,933
Bus51	18,644	0,932
Bus52	18,644	0,932
Bus53	18,640	0,932
Bus54	18,639	0,932
Bus55	18,630	0,932
Bus56	18,577	0,929
Bus57	18,543	0,927
Bus58	18,540	0,927

Bus	Tegangan (kV)	V (pu)
Bus59	18,540	0,927
Bus60	18,531	0,927
Bus61	18,520	0,926
Bus62	18,505	0,925
Bus63	18,504	0,925
Bus64	18,502	0,925
Bus65	18,501	0,925
Bus66	18,501	0,925
Bus67	18,498	0,925
Bus68	18,495	0,925
Bus69	18,492	0,925
Bus70	18,491	0,925
Bus71	18,477	0,924
Bus72	18,476	0,924
Bus73	18,474	0,924
Bus74	18,473	0,924
Bus75	18,469	0,923
Bus76	18,466	0,923
Bus77	18,456	0,923
Bus78	18,452	0,923
Bus79	18,452	0,923
Bus80	18,450	0,923
Bus81	18,434	0,922
Bus82	18,431	0,922
Bus83	18,429	0,921
Bus84	18,425	0,921
Bus85	18,424	0,921
Bus86	18,424	0,921
Bus87	18,424	0,921
Bus88	18,420	0,921
Bus89	18,455	0,923
Bus90	18,453	0,923

Tabel 4.30 Nilai tegangan pada tiap bus pada skenario 4

Bus	Tegangan (kV)	V (pu)
Bus2	19,761	0,988
Bus3	19,761	0,988
Bus4	19,761	0,988
Bus5	19,735	0,987
Bus6	19,734	0,987
Bus7	19,659	0,983
Bus8	19,658	0,983
Bus9	19,597	0,980
Bus10	19,510	0,976
Bus11	19,510	0,976
Bus12	19,509	0,975
Bus13	19,509	0,975
Bus14	19,508	0,975
Bus15	19,507	0,975
Bus16	19,503	0,975



Bus	Tegangan (kV)	V (pu)
Bus17	19,503	0,975
Bus18	19,501	0,975
Bus19	19,499	0,975
Bus20	19,468	0,973
Bus21	19,466	0,973
Bus22	19,466	0,973
Bus23	19,468	0,973
Bus24	19,418	0,971
Bus25	19,316	0,966
Bus26	19,316	0,966
Bus27	19,275	0,964
Bus28	19,275	0,964
Bus29	19,172	0,959
Bus30	19,142	0,957
Bus31	19,134	0,957
Bus32	19,115	0,956
Bus33	19,105	0,955
Bus34	19,104	0,955
Bus35	19,103	0,955
Bus36	19,097	0,955
Bus37	19,097	0,955
Bus38	19,096	0,955
Bus39	19,096	0,955
Bus40	19,089	0,954
Bus41	19,067	0,953
Bus42	19,043	0,952
Bus43	19,030	0,952
Bus44	19,021	0,951
Bus45	19,016	0,951
Bus46	19,013	0,951
Bus47	19,012	0,951
Bus48	19,020	0,951
Bus49	19,019	0,951
Bus50	19,163	0,958
Bus51	19,155	0,958
Bus52	19,154	0,958
Bus53	19,150	0,958
Bus54	19,150	0,958
Bus55	19,141	0,957
Bus56	19,087	0,954
Bus57	19,054	0,953
Bus58	19,051	0,953
Bus59	19,050	0,953
Bus60	19,041	0,952
Bus61	19,031	0,952
Bus62	19,015	0,951
Bus63	19,015	0,951
Bus64	19,012	0,951
Bus65	19,012	0,951
Bus66	19,011	0,951
Bus67	19,008	0,950

Bus	Tegangan (kV)	V (pu)
Bus68	19,005	0,950
Bus69	19,002	0,950
Bus70	19,001	0,950
Bus71	18,986	0,949
Bus72	18,985	0,949
Bus73	18,983	0,949
Bus74	18,983	0,949
Bus75	18,979	0,949
Bus76	18,975	0,949
Bus77	18,965	0,948
Bus78	18,961	0,948
Bus79	18,961	0,948
Bus80	18,959	0,948
Bus81	18,943	0,947
Bus82	18,940	0,947
Bus83	18,938	0,947
Bus84	18,933	0,947
Bus85	18,933	0,947
Bus86	18,932	0,947
Bus87	18,933	0,947
Bus88	18,928	0,946
Bus89	18,964	0,948
Bus90	18,962	0,948

Tabel 4.31 Nilai tegangan pada tiap bus pada skenario 5

Bus	Tegangan(kV)	V (pu)
Bus2	19,836	0,992
Bus3	19,836	0,992
Bus4	19,836	0,992
Bus5	19,813	0,991
Bus6	19,812	0,991
Bus7	19,746	0,987
Bus8	19,745	0,987
Bus9	19,692	0,985
Bus10	19,616	0,981
Bus11	19,615	0,981
Bus12	19,615	0,981
Bus13	19,615	0,981
Bus14	19,613	0,981
Bus15	19,613	0,981
Bus16	19,609	0,980
Bus17	19,608	0,980
Bus18	19,606	0,980
Bus19	19,604	0,980
Bus20	19,580	0,979
Bus21	19,579	0,979
Bus22	19,579	0,979
Bus23	19,580	0,979
Bus24	19,538	0,977
Bus25	19,452	0,973

Bus	Tegangan (kV)	V (pu)
Bus26	19,452	0,973
Bus27	19,411	0,971
Bus28	19,411	0,971
Bus29	19,308	0,965
Bus30	19,278	0,964
Bus31	19,270	0,964
Bus32	19,251	0,963
Bus33	19,241	0,962
Bus34	19,240	0,962
Bus35	19,239	0,962
Bus36	19,234	0,962
Bus37	19,233	0,962
Bus38	19,232	0,962
Bus39	19,232	0,962
Bus40	19,225	0,961
Bus41	19,203	0,960
Bus42	19,180	0,959
Bus43	19,167	0,958
Bus44	19,157	0,958
Bus45	19,152	0,958
Bus46	19,150	0,958
Bus47	19,149	0,957
Bus48	19,156	0,958
Bus49	19,156	0,958
Bus50	19,299	0,965
Bus51	19,291	0,965
Bus52	19,290	0,965
Bus53	19,286	0,964
Bus54	19,286	0,964
Bus55	19,277	0,964
Bus56	19,223	0,961
Bus57	19,190	0,960
Bus58	19,186	0,959
Bus59	19,186	0,959
Bus60	19,177	0,959
Bus61	19,166	0,958
Bus62	19,151	0,958
Bus63	19,151	0,958
Bus64	19,148	0,957
Bus65	19,148	0,957
Bus66	19,147	0,957
Bus67	19,144	0,957
Bus68	19,141	0,957
Bus69	19,138	0,957
Bus70	19,137	0,957
Bus71	19,122	0,956
Bus72	19,121	0,956
Bus73	19,119	0,956
Bus74	19,119	0,956
Bus75	19,114	0,956
Bus76	19,111	0,956



Bus	Tegangan (kV)	V (pu)
Bus77	19,101	0,955
Bus78	19,097	0,955
Bus79	19,097	0,955
Bus80	19,095	0,955
Bus81	19,078	0,954
Bus82	19,075	0,954
Bus83	19,073	0,954
Bus84	19,069	0,953
Bus85	19,068	0,953
Bus86	19,067	0,953
Bus87	19,068	0,953
Bus88	19,064	0,953
Bus89	19,100	0,955
Bus90	19,098	0,955

Nilai tegangan yang berada pada tabel 4.28 hingga 4.31 adalah nilai tegangan tiap bus pada skenario 2 hingga skenario 5. Nilai tegangan minimum yang ditetapkan pada penelitian ini adalah 0,95 pu sebagaimana yang telah dijelaskan pada simulasi skenario 2.

Tabel 4.28 menunjukkan bahwa pada skenario 2 nilai tegangan pada sebagian besar bus masih berada dibawah 0,95, hanya 16 % dari keseluruhan bus yang memiliki nilai tegangan  $> 0,95$  pu. Nilai tegangan paling rendah berada pada bus 88, yaitu 0,912 pu.

Tabel 4.29 menunjukkan bahwa pada skenario 3 nilai tegangan pada sebagian besar bus masih berada dibawah 0,95 pu, hanya 24% dari keseluruhan bus yang memiliki nilai tegangan  $> 0,95$  pu. Nilai tegangan paling rendah berada pada bus 88, yaitu 0,921 pu.

Tabel 4.30 menunjukkan bahwa pada skenario 4 nilai tegangan pada sebagian besar bus sudah diatas 0,95 pu, 77% dari keseluruhan bus sudah memiliki nilai tegangan  $> 0,95$  pu. Nilai tegangan paling rendah berada pada bus 88, yaitu 0,946.

Tabel 4.31 menunjukkan bahwa pada skenario 5 nilai tegangan pada seluruh bus sudah memiliki nilai tegangan  $> 0,95$  pu. Nilai tegangan paling rendah berada pada bus 88, yaitu 0,952. Tabel 4.31 menunjukkan bahwa nilai tegangan pada skenario 5 telah memenuhi batas minimum yang ditetapkan pada penelitian ini yaitu 0,953.

#### 4.11 Rugi-Rugi Daya

Hasil simulasi menunjukkan bahwa pemasangan kapasitor berpengaruh pada rugi-rugi daya pada beberapa kondisi seperti pada Tabel 4.32.

Tabel 4.32 Rugi-rugi daya penyulang pujan

Skenario	P Loss (MW)	Q Loss (MVAR)	$\Delta P$ Loss (MW)	$\Delta Q$ Loss (MVAR)
1	0,418	0,372	0,000	0.000
2	0,347	0,309	0,071	0,063
3	0,316	0,284	0,102	0,088
4	0,238	0,215	0,180	0,157
5	0,227	0,206	0,191	0,166

Berdasarkan hasil simulasi skenario 1 sampai dengan skenario 5 dapat disimpulkan bahwa rugi-rugi daya terkecil berada pada saat skenario 5, yaitu memiliki selisih 0,166 MW dan 0,166 MVAR dengan skenario 1.

#### 4.12 Nilai Tegangan

Nilai tegangan bus terendah pada penyulang Pujan sebelum dan sesudah dilakukan pemasangan kapasitor dari skenario 1 sampai dengan skenario 5 ditunjukkan pada Tabel 4.33.

Tabel 4.33 Nilai tegangan bus terendah pada penyulang pujan

Skenario	Tegangan Bus Terendah (kV)	Tegangan Bus Terendah (pu)
1	17,894	0,894
2	18,238	0,912
3	18,420	0,921
4	18,928	0,940
5	19,060	0,953

Berdasarkan hasil simulasi ditunjukkan bahwa nilai tegangan bus terendah mulai dari skenario 1 hingga skenario 5 mengalami kenaikan sebesar 1,16 kV atau 0,059 p.u. Skenario 5 adalah keadaan dimana nilai tegangan bus terendah sudah memenuhi batas nilai tegangan yang ditentukan, dengan demikian seluruh tegangan bus pada penyulang telah memenuhi batas nilai tegangan yaitu 0,95 p.u.

#### 4.13 Analisis Biaya Penghematan

Pemasangan kapasitor pada penyulang Pujon akan menekan atau mengurangi biaya yang dikeluarkan oleh PT PLN (Persero) akibat rugi-rugi daya. Biaya yang ditekan tersebut merupakan selisih antara biaya yang dikeluarkan untuk membayar rugi-rugi sebelum dipasang kapasitor dengan biaya setelah adanya pemasangan kapasitor selama satu tahun.

Berdasarkan simulasi aliran daya yang dilakukan dapat disimpulkan bahwa pemasangan kapasitor pada penyulang berpengaruh dalam menekan rugi-rugi daya pada penyulang Pujon 20 kV. Sesuai dengan Penetapan Penyesuaian Tarif Tenaga Listrik Bulan Juni 2015 bahwa harga jual listrik pada jaringan Tegangan Menengah adalah Rp 1115.60 /kWH dan Rp 1200.65 /kVARh. Maka perhitungan biayanya adalah sebagai berikut.

##### 4.13.1 Biaya Rugi-rugi Pada Kondisi Awal

$$P_{\text{loss}} = 418 \text{ kW}$$

$$Q_{\text{loss}} = 372 \text{ kVAR}$$

Biaya rugi-rugi daya nyata yang dikeluarkan per tahun

$$418 \text{ kW} \times \text{Rp } 1115,60 \times 24 \text{ jam} \times 30 \text{ hari} \times 12 \text{ bulan} \\ = \text{Rp } 4.029.011.712$$

Biaya rugi-rugi daya reaktif yang dikeluarkan per tahun

$$372 \text{ kVAR} \times \text{Rp } 1200,65 \times 24 \text{ jam} \times 30 \text{ hari} \times 12 \text{ bulan} \\ = \text{Rp } 3.858.985.152$$

Total biaya rugi-rugi daya nyata dan daya reaktif per tahun

$$= \text{Rp } 7.887.996.864$$

##### 4.13.2 Rugi-rugi Pada Kondisi 5 Setelah Pemasangan Kapasitor

$$P_{\text{loss}} = 227 \text{ kW}$$

$$Q_{\text{loss}} = 206 \text{ kVAR}$$



Biaya rugi-rugi daya nyata yang dikeluarkan per tahun

$227 \text{ kW} \times \text{Rp } 1115,60 \times 24 \text{ jam} \times 30 \text{ hari} \times 12 \text{ bulan}$

$= \text{Rp } 2.188.003.968$

Biaya rugi-rugi daya reaktif yang dikeluarkan per tahun

$206 \text{ kVAR} \times \text{Rp } 1200,65 \times 24 \text{ jam} \times 30 \text{ hari} \times 12 \text{ bulan}$

$= \text{Rp } 2.136.964.896$

Total biaya rugi-rugi daya nyata dan daya reaktif per tahun

$= \text{Rp } 4.324.968.864$

Berdasarkan hasil perhitungan diatas maka didapatkan hasil seperti pada Tabel 4.34 dan 4.35.

Tabel 4.34 Penekanan biaya rugi-rugi daya nyata per tahun

Penyulang	Biaya Rugi -Rugi Daya Nyata Per Tahun (IDR)		Biaya Yang Ditekan Dengan Pemasangan Kapasitor
	Skenario 1	Skenario 5	
Pujon	Rp 4.029.011.712	Rp 2.188.003.968	Rp 1.841.007.744

Tabel 4.35 Penekanan biaya rugi-rugi daya reaktif per tahun

Penyulang	Biaya Rugi -rugi Daya Reaktif Per Tahun (IDR)		Biaya Yang Ditekan Dengan Pemasangan Kapasitor
	Skenario 1	Skenario 5	
Pujon	Rp 3.858.985.152	Rp 2.136.964.896	Rp 1.722.020.256

Berdasarkan Tabel 4.34 dan Tabel 4.35 dapat disimpulkan bahwa biaya rugi-rugi daya nyata (kWH) yang dapat ditekan dalam satu tahun adalah sebesar Rp 1.841.007.744 dan rugi-rugi daya reaktif (kVARh) yang dapat ditekan adalah sebesar Rp 1.722.020.256, sehingga total biaya rugi-rugi daya yang ditekan dalam satu tahun adalah sebesar Rp 3.563.028.000.

#### 4.13.3 Jangka Waktu Pengembalian Investasi (*Payback Period*)

Tabel 4.36 Total investasi dan keuntungan per tahun

Penyulang	Bus	Kapasitas Kapasitor (kVAR)	Biaya Investasi Kapasitor (IDR)	Keuntungan Biaya Penekanan Rugi-rugi Daya Nyata dan Reaktif Per Tahun (IDR)
Pujon	2	1192	IDR 238.400.000	IDR 3.563.028.000
	20	904	IDR 180.800.000	
	10	1097	IDR 219.400.000	
	25	841	IDR 168.200.000	
		<b>4034</b>	<b>IDR 806.800.000</b>	<b>IDR 3.563.028.000</b>

Tabel 4.36 menunjukkan bahwa pemasangan kapasitor sebesar 4308 kVAR pada penyulang Pujon 20 kV membutuhkan investasi sebesar Rp 806.800.000 dengan biaya per kVAR adalah sebesar Rp 200.000.

Biaya rugi-rugi daya nyata dan daya reaktif yang dapat ditekan dalam satu tahun sebesar Rp 3.563.028.000. Dengan demikian dapat disimpulkan bahwa jangka waktu pengembalian investasi atau *payback period* kurang dari satu tahun lebih tepatnya 0.23 tahun atau 3 bulan.

## BAB V PENUTUP

### 5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil simulasi dan analisis pada pembahasan sebelumnya, maka dapat disimpulkan sebagai berikut:

1. Pemasangan kapasitor pada penyulang mampu menaikkan nilai tegangan tiap bus, hal itu dapat dilihat pada tabel 4.30. Nilai tegangan bus terendah sebelum pemasangan kapasitor adalah 17,894 kV atau 0,89 pu, sedangkan tegangan bus terendah pada skenario 5 setelah pemasangan kapasitor adalah 19,060 kV atau 0,95 pu.
2. Pemasangan kapasitor pada penyulang dapat mengurangi rugi-rugi daya pada sistem. Hal tersebut dapat dilihat dari hasil simulasi yang menunjukkan bahwa rugi daya sebelum pemasangan kapasitor adalah 0,418 MW dan 0,372 MVAR, sedangkan rugi daya pada kondisi 5 setelah pemasangan kapasitor adalah 0,227 MW dan 0,206 MVAR.
3. Penghematan biaya rugi-rugi daya dalam satu tahun adalah sebesar Rp 3.563.028.000, sedangkan besarnya investasi untuk memasang kapasitor sebesar 4034 kVAR adalah Rp 806.800.000. Dengan demikian jangka waktu pengembalian investasi atau *payback period* kurang dari satu tahun lebih tepatnya 0.23 tahun atau 3 bulan.

### 5.2 Saran

Berdasarkan hasil penelitian, dengan diketahuinya rugi-rugi daya dan nilai tegangan tiap bus pada kondisi setelah pemasangan kapasitor, maka perlu dilakukan sebuah analisis pertumbuhan beban pada penyulang pujan untuk meramalkan kebutuhan beban di masa yang akan datang yang berpengaruh pada keandalan jaringan dan efektivitas kapasitor.



## DAFTAR PUSTAKA

- Abdul Hadi, Ir. As Pabla. 1991. "*Sistem Distribusi Daya Listrik*". Erlangga. Jakarta.
- Alliant Energy. 2007. *Capacitor Installation Guidelines*.
- Cahyanto, Restu Dwi. 2008. "*Studi Perbaikan Kualitas Tegangan dan Rugi-rugi Daya Pada Penyulang Pupur dan Bedak Menggunakan Bank Kapasitor, Trafo Pengubah Tap dan Penggantian Kabel Penyulang*". Depok.
- Gonen, Turan. 1986. "*Electric Power Distribution System Engineering*". McGraw-Hill, Inc.
- Jamali, Ali. 2014. "*Analisis Perbaikan Faktor Daya di PT. Primer Indokencana Gorontalo*". Gorontalo.
- Julianto, Patria. 2010. "*Optimisasi Penentuan Lokasi dan Ukuran Kapasitor Untuk Mereduksi Kerugian Daya Aktif Pada Sistem Distribusi Menggunakan Improved Adaptive Genetic Algorithm*". Surabaya.
- Kelompok Kerja Standar Kontruksi Disribusi Jaringan Tenaga Listrik. 2010. "*Standar Konstruksi Gardu Distribusi dan Gardu Hubung Jaringan Distribusi Tenaga Listrik*". PT PLN (Persero). Jakarta.
- Prakash K, and M Sydulu. 2006. "*A Novel Approach for Optimal Location and Sizing of Capacitors on Radial Distribution Systems Using Loss Sesity Factors and  $\alpha$ - Coefficients*". IEEE Conference Publication.
- Patel Mukund R. 2012. "*Shipboard Electrical Power Systems*". CRC Press, Boca Raton, Florida.
- Ramdhani, Mohamad. 2008. "*Rangkaian Listrik*". Bandung: Erlangga.
- Saadat, Hadi. 1999. "*Power System Analysis*". New York: McGraw-Hill.
- Stevenson, William D. 1996. "*Analisis Sistem Tenaga Listrik*". Jakarta: Erlangga.
- Sukmadjaja, Maula. 2008. "*Perhitungan Profil Tegangan Pada Sistem Distribusi Menggunakan Matrix Admitansi dan Matrix Impedansi Bus*". JETri, Volume 7, Nomor 2.
- Suswanto, Daman. 2009. "*Sistem Distribusi Tenaga Listrik*". Padang.
- Tanjung, Abrar. 2012. "*Analisa Sistem DIstribusi 20 kV untuk Memperbaiki Kinerja Sistem Distribusi Menggunakan Electrical Transient Analysis Program*". Riau.
- Shidiq, Mahfudz. 2009. "*Operasi Sistem Daya Elektrik*". Malang. Bagian Penerbitan Jurusan Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Brawijaya.

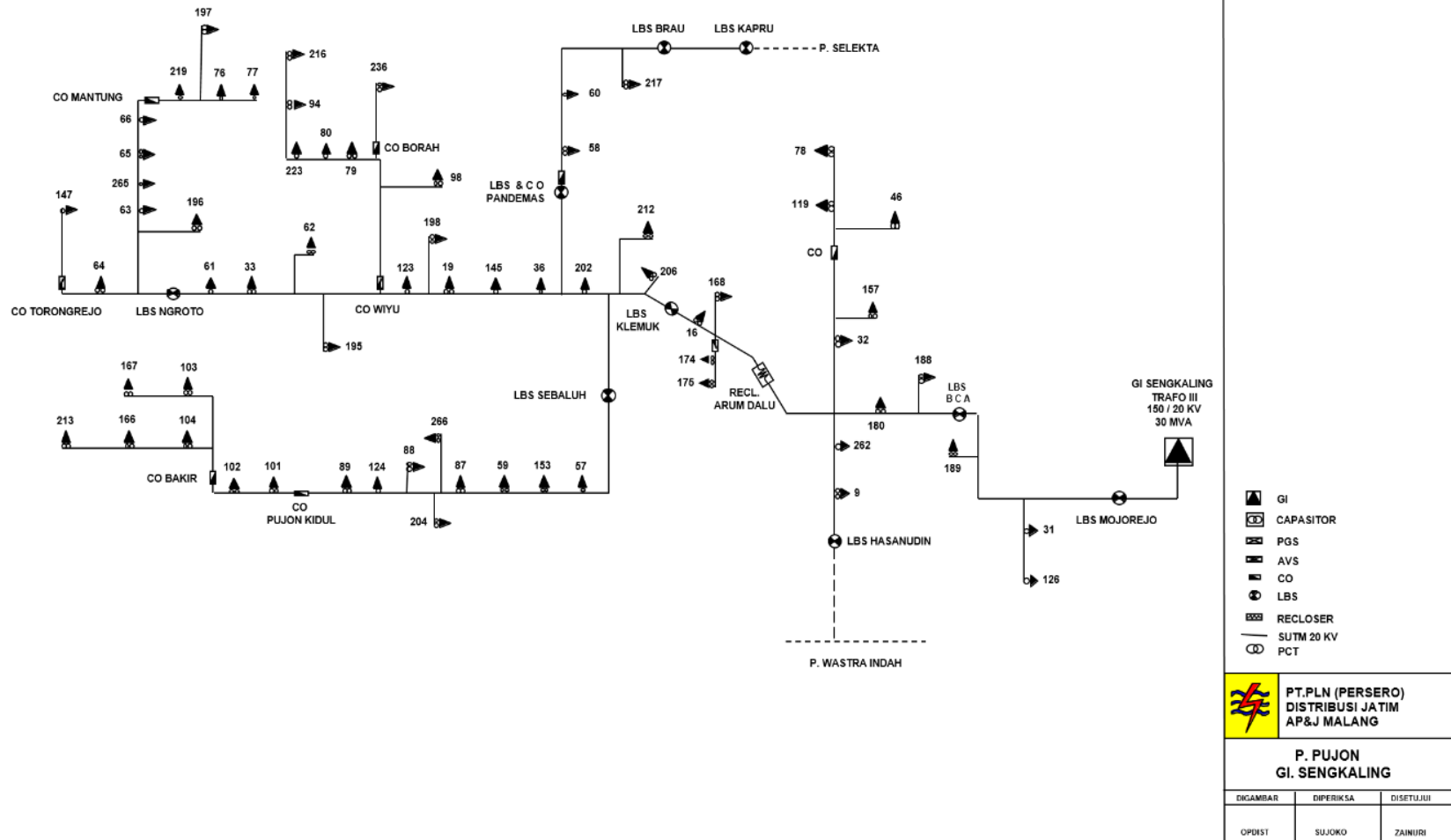
Whitaker, Jerry C. 2007. “*AC Power Systems Handbook Third Edition*”. Technical Press. Morgan Hill, California.

Wikarsa, Tresna. 2010. “*Studi Analisis Aliran daya*”. Jakarta : Universitas Indonesia.



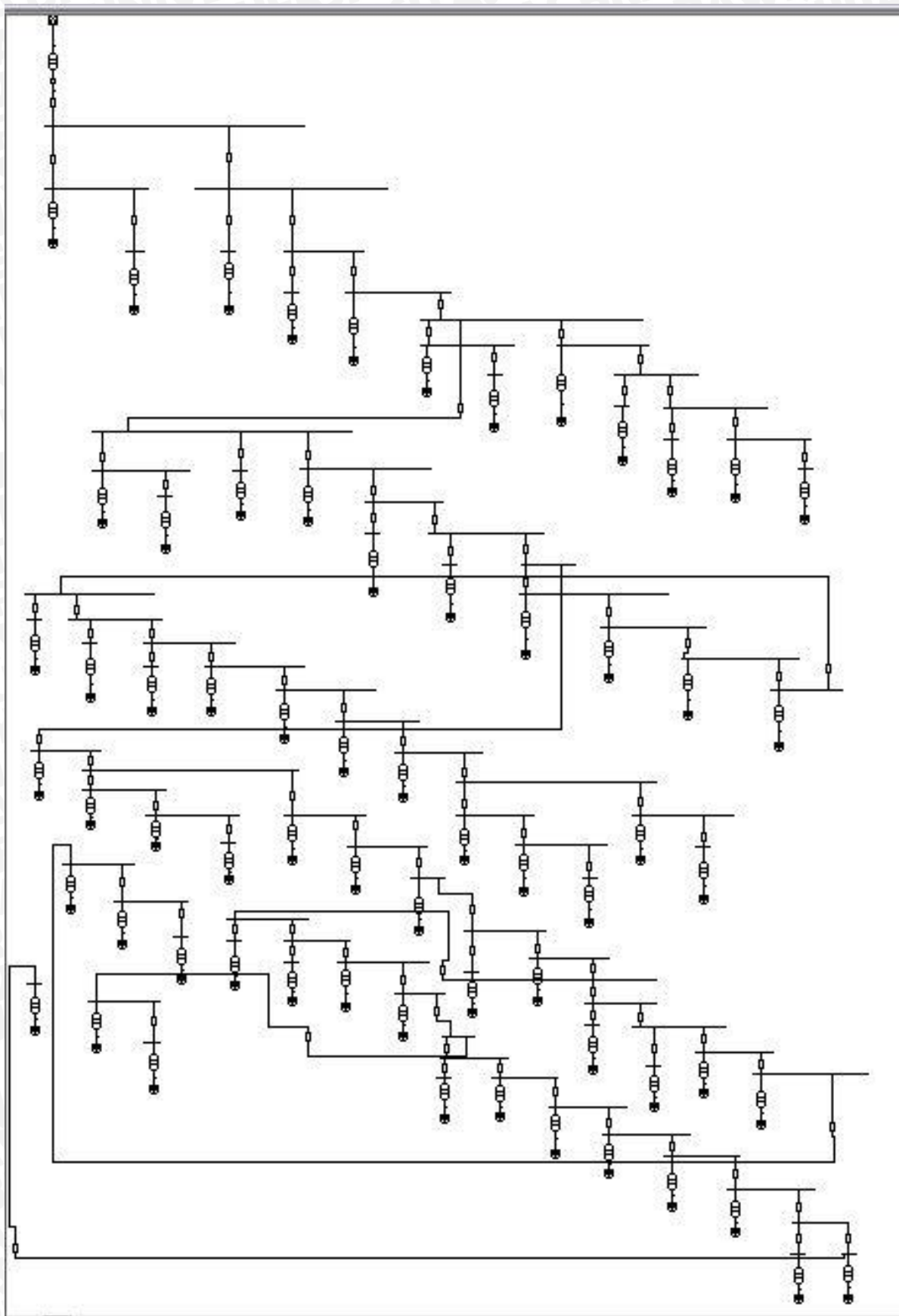
# LAMPIRAN

## Lampiran 1 Single Line Diagram Penyulang Pujon





Lampiran 2 Gambar Rangkaian Penyalang Pujon



**Lampiran 3 Impedansi saluran**

Kode Saluran	Jenis saluran	R	X	KHA
M100	AAAC 3x25mm <sup>2</sup>	1,2903	0,3895	135
M101	AAAC 3x35mm <sup>2</sup>	0,9217	0,3790	155
M102	AAAC 3x50mm <sup>2</sup>	0,6452	0,3678	195
M103	AAAC 3x55mm <sup>2</sup>	0,5670	0,3678	215
M104	AAAC 3x70mm <sup>2</sup>	0,4608	0,3572	255
M105	AAAC 3x95mm <sup>2</sup>	0,3396	0,3449	200
M106	AAAC 3x110mm <sup>2</sup>	0,2688	0,3376	325
M107	AAAC 3x150mm <sup>2</sup>	0,2162	0,3305	405
M108	AAAC 3x240mm <sup>2</sup>	0,1344	0,3158	525

Sumber : SPLN64

