



**TUGAS AKHIR - TE 141599**

**ANALISIS KELAYAKAN PADA SISTEM KELISTRIKAN  
PERTAMINA CEPU AKIBAT PENAMBAHAN PLTS 1 MW**

Rifqi Robuza Rohman  
NRP 07111645000046

Dosen Pembimbing  
Dr. Eng. I Made Yulistya Negara, S.T., M.Sc.  
Dr. Dimas Fajar Uman Putra, S.T., M.T.

DEPARTEMEN TEKNIK ELEKTRO  
FAKULTAS TEKNOLOGI ELEKTRO  
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER  
SURABAYA 2018





**FINAL PROJECT - TE 145599**

## **Feasibility Analysis On Electricity System Pertamina CEPU Effect of Addition PLTS 1 MW**

Rifqi Robuza Rohman  
NRP 07111645000046

Advisor  
Dr. Eng. I Made Yulistya Negara S.T., M.Sc.  
Dr. Dimas Fajar Uman Putra ST., MT.

ELECTRICAL ENGINEERING DEPARTMENT  
FACULTY OF ELECTRICAL TECHNOLOGY  
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER  
SURABAYA 2018

-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

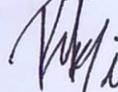
## PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa isi sebagian maupun keseluruhan Tugas Akhir saya dengan judul "**Analisis Kelayakan Pada Sistem Kelistrikan Pertamina Cepu Akibat Penambahan PLTS 1 Mw**" adalah benar-benar hasil karya intelektual mandiri, diselesaikan tanpa menggunakan bahan-bahan yang tidak diijinkan dan bukan merupakan karya pihak lain yang saya akui sebagai karya sendiri.

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

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

Surabaya, 9 Juni 2018



Rifqi Robuza Rohman  
NRP 07111645000046

-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

**ANALISIS KELAYAKAN PADA SISTEM KELISTRIKAN  
PERTAMINA CEPU AKIBAT PENAMBAHAN PLTS 1 MW**

**TUGAS AKHIR**

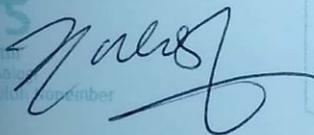
**Diajukan Guna Memenuhi Sebagian Persyaratan  
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik  
Pada**

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

**Menyetujui:**

**Dosen Pembimbing I**

**Dosen Pembimbing II**



**Dr. Eng. I Made Yulistya N, S.T., M.Sc.**  
NIP. 197007121998021001

**Dr. Dimas Fajar Uman P, ST., MT.**  
NIP. 198811082012121001



-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

# **ANALISIS KELAYAKAN PADA SISTEM KELISTRIKAN PERTAMINA CEPU AKIBAT PENAMBAHAN PLTS 1 MW**

**Nama : Rifqi Robuza Rohman**  
**Pembimbing I : Dr. Eng. I Made Yulistya Negara, S.T., M.Sc.**  
**Pembimbing II : Dr. Dimas Fajar Uman P, S.T., M.T.**

## **ABSTRAK**

Indonesia mempunyai potensi Energi Baru Terbarukan (EBT) yang cukup besar, tetapi pemanfaatan EBT di Indonesia masih sangat kecil. PT Pertamina EP Cepu berencana mengembangkan EBT yang memanfaatkan energi matahari dengan membangun Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) berkapasitas 1 MW. PLTS yang menggunakan *photovoltaic* (PV) sebagai komponen utamanya akan diintegrasikan dengan sistem kelistrikan PT Pertamina EP Cepu. Sebelum melakukan pembangun PLTS, harus dilakukan analisis kelayakan sistem eksisting. Analisis kelayakan yang dilakukan adalah *Power System Analysis* (PSA) dan analisa ekonomi. PSA yang akan dilakukan adalah analisa aliran daya, hubung singkat, koordinasi proteksi, dan kestabilan transien menggunakan *software* ETAP. Sedangkan analisa ekonomi menggunakan *software* PVsyst. Setelah penambahan PLTS, nilai tegangan pada bus generator (SWGR-4101-B) tetap 100%. Begitu juga dengan nilai arus hubung singkat yang tidak jauh berbeda. Koordinasi proteksi dilakukan pada peralatan pengaman yang berada di titik sambung antara sistem eksisting dengan PLTS. Sudut rotor, tegangan, dan frekuensi setelah simulasi kestabilan transien dalam keadaan *steady* dan sesuai dengan *standard* PLN atau IEEE. Dari hasil simulasi dan analisa yang telah dilakukan dapat disimpulkan bahwa sistem PT Pertamina EP Cepu layak untuk dilakukan penambahan PLTS 1 MW di CPP Gundih yang akan berakibat berkurangnya pengeluaran PT Pertamina EP Cepu dalam jangka panjang. PLTS akan menghasilkan daya 1419 MWh/ tahun dan akan mengalami balik modal pada pada tahun ke-15 setelah PLTS beroperasi.

**Kata Kunci : PLTS, PV, PSA, ETAP, PVsyst**

-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

## **FEASIBILITY ANALYSIS ON ELECTRICITY SYSTEM PERTAMINA CEPU EFFECT OF ADDITION PLTS 1 MW**

**Name** : Rifqi Robuza Rohman  
**Advisor I** : Dr. Eng. I Made Yulistya Negara, S.T., M.Sc.  
**Advisor II** : Dr. Dimas Fajar Uman P, S.T., M.T.

### ***ABSTRACT***

Indonesia has considerable renewable energy potential, but the utilization of renewable energy is very small. PT Pertamina EP Cepu will develop renewable energy which use solar energy by building 1 MW of Solar Power Plant. Solar Power Plant which use photovoltaic as main component will be integrated with PT Pertamina EP Cepu electricity system. Before construction of solar power plant, a feasibility analysis of the existing system should be passed. Feasibility analysis which will be done is Power System Analysis (PSA) and economic analysis. The PSA which will be done is power flow analysis, short circuit, protection coordination, and transient stability using ETAP *software*. While the economic analysis will use PVsyst *software*. After the addition of solar power plant, the voltage values in generator bus (SWGR-4101-B) remain 100%. Likewise with the short circuit current value is not much different. Coordination of protection is done on the safety equipment that is at the point of connection between the existing system with the solar power plant. Rotor angle, voltage, and frequency after simulation of transient stability in steady state and compatible with PLN or IEEE standard. From the simulation and analysis result, it can be concluded that the PT Pertamina EP Cepu system is feasible to add 1 MW of solar power plant in CPP Gundih which will decrease annual cost PT Pertamina EP Cepu in long period. The power which generate in solar power plant is 1419 MWh / year and will turnover in 15<sup>th</sup> year after the solar power plant operate.

***Keywords*** : PLTS, PV, PSA, ETAP, PVsyst

-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

## **KATA PENGANTAR**

Segala puja dan puji syukur penulis panjatkan kehadirat Allah SWT yang telah memberikan rahmat, hidayah, dan inayah-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan buku Tugas Akhir ini dengan baik.

Tugas Akhir ini disusun untuk memenuhi sebagian persyaratan guna menyelesaikan pendidikan Strata-1 pada Bidang Studi Teknik Sistem Tenaga, Jurusan Teknik Elektro, Fakultas Teknologi Elektro, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya dengan judul:

**“ANALISIS KELAYAKAN PADA SISTEM KELISTRIKAN  
PERTAMINA CEPU AKIBAT PENAMBAHAN PLTS 1 MW ”**

Selain itu penulis mengucapkan terima kasih kepada pihak yang telah membantu penulis dalam menyelesaikan tugas akhir ini baik berupa moril maupun materil karena penulis yakin tanpa bantuan dan dukungan tersebut, sulit rasanya bagi penulis untuk menyelesaikan Tugas Akhir ini. Disamping itu, izinkan penulis mengucapkan terima kasih kepada:

1. Kedua orang tua serta keluarga yang selalu memberi dukungan dan mendoakan dari awal hingga penulis mampu menyelesaikan Tugas Akhir ini.
2. Bapak Dr. Eng. I Made Yulistya Negara, S.T., M.Sc. dan Bapak Dr. Dimas Fajar Uman P, S.T., M.T. selaku dosen pembimbing Tugas Akhir penulis.
3. Titut Society yang selalu memberikan dukungan dan saran dalam proses penyelesaian Tugas Akhir ini.
4. Teman-teman Kos K3 yang sudah mensupport penulis.
5. Teman-teman jurusan Teknik Sistem Tenaga dan teman-teman Lintas Jalur 2016 ITS yang telah membantu dalam penyelesaian Tugas Akhir ini.
6. Semua pihak yang telah membantu penulis hingga Tugas Akhir ini terselesaikan yang tidak bisa penulis sebutkan satu persatu.

Surabaya, 9 Juni 2018

Penulis

-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

# DAFTAR ISI

<b>JUDUL</b>	
<b>LEMBAR PERNYATAAN KEASLIAN .....</b>	<b>v</b>
<b>LEMBAR PENGESAHAN.....</b>	<b>vii</b>
<b>ABSTRAK.....</b>	<b>ix</b>
<b>ABSTRACT .....</b>	<b>xi</b>
<b>KATA PENGANTAR.....</b>	<b>xiii</b>
<b>DAFTAR ISI.....</b>	<b>xv</b>
<b>DAFTAR GAMBAR.....</b>	<b>xvii</b>
<b>DAFTAR TABEL .....</b>	<b>xix</b>
<b>BAB I PENDAHULUAN</b>	
1.1 Latar Belakang .....	1
1.2 Permasalahan .....	2
1.3 Batasan Masalah.....	2
1.4 Tujuan.....	2
1.5 Metodologi Penelitian .....	3
1.6 Sistematika Laporan .....	4
1.7 Relevansi.....	5
<b>BAB II TEORI DASAR</b>	
2.1 Analisa Aliran Daya .....	7
2.2 Analisa Hubung Singkat .....	8
2.3 Analisa Koordinasi Proteksi .....	11
2.4 Kestabilan Transien .....	17
2.5 Energi Matahari.....	18
2.6 <i>Photovoltaic</i> .....	18
2.6.1 Sel <i>photovoltaic</i> [7].....	19
2.6.2 Mekanisme Konversi Energi [7].....	20
2.6.3 Instalasi Solar Panel.....	21
2.6.4 Inverter .....	22
2.7 Analisa Ekonomi .....	23
<b>BAB III SISTEM KELISTRIKAN PT. PERTAMINA EP CEPU25</b>	
3.1 Profil PT. Pertamina EP Cepu [8] .....	25
3.2 Sistem Kelistrikan PT. Pertamina EP Cepu.....	26
3.3 Titik Sambung PLTS dengan Sistem PT Pertamina EP Cepu ....	27
3.4 Kondisi Iklim Cepu [9].....	29

## **BAB IV HASIL SIMULASI DAN IMPLEMENTASI**

4.1 Analisa Aliran Daya.....	33
4.2 Analisa Hubung Singkat .....	37
4.3 Analisa Koordinasi Proteksi .....	42
4.4 Analisa Kestabilan Transien.....	46
4.5 Analisa Ekonomi .....	51
4.5.1 PV sizing.....	51
4.5.2 Daya Pembangkitan PLTS Pertahun .....	52
4.5.3 Perkiraan Rincian Biaya PLTS .....	52
4.5.4 Perkiraan Kembali Modal.....	58

## **BAB V PENUTUP**

5.1 Kesimpulan.....	61
5.2 Saran .....	61

<b>DAFTAR PUSTAKA .....</b>	<b>63</b>
-----------------------------	-----------

<b>LAMPIRAN.....</b>	<b>65</b>
----------------------	-----------

<b>PROFIL PENULIS.....</b>	<b>73</b>
----------------------------	-----------

## DAFTAR GAMBAR

<b>Gambar 1.1</b>	Diagram Alir Metodologi Studi .....	3
<b>Gambar 2.1</b>	Hubung singkat 3 fasa .....	10
<b>Gambar 2.2</b>	Hubung singkat 3 fasa ke tanah .....	10
<b>Gambar 2.3</b>	Hubung singkat 2 fasa .....	10
<b>Gambar 2.4</b>	Hubung singkat 1 fasa ketanah .....	11
<b>Gambar 2.5</b>	Kurva Karakteristik <i>Instantaneous Time Relay</i> [5].....	13
<b>Gambar 2.6</b>	Kurva Karakteristik <i>Inverse Time Relay</i> [5].....	14
<b>Gambar 2.7</b>	Kurva Karakteristik setting rele [5].....	15
<b>Gambar 2.8</b>	Kurva karakteristik <i>definite time relay</i> [5].....	16
<b>Gambar 2.9</b>	Kurva karakteristik IDMT [5].....	16
<b>Gambar 2.10</b>	Kondisi mesin sinkron saat stabil dan tidak stabil [6]....	18
<b>Gambar 2.11</b>	Skema sederhana sistem sel PV [7].....	19
<b>Gambar 2.12</b>	Mekanisme terbentuknya elektron bebas pada material semikonduktor [7] .....	21
<b>Gambar 3.1</b>	Wilayah Kerja PT Pertamina EP Cepu.....	25
<b>Gambar 3.2</b>	Sistem kelistrikan Pertamina EP Cepu .....	26
<b>Gambar 3.3</b>	Single line diagram sistem kelistrikan Pertamina Cepu ...	27
<b>Gambar 3.4</b>	Titik sambung PLTS dengan sistem eksisting .....	28
<b>Gambar 3.5</b>	SLD sistem kelistrikan PT Pertamina Cepu .....	29
<b>Gambar 3.6</b>	Grafik Iklim Kabupaten Blora [9].....	30
<b>Gambar 3.7</b>	Grafik Suhu Kabupaten Blora [9] .....	31
<b>Gambar 4.1</b>	Grafik Pembangkitan saat beban maksimal.....	35
<b>Gambar 4.2</b>	Grafik Pembangkitan saat beban rata-rata.....	35
<b>Gambar 4.3</b>	Grafik tegangan Bus saat beban maksimal.....	36
<b>Gambar 4.4</b>	Grafik tegangan bus saat beban rata-rata.....	36
<b>Gambar 4.5</b>	Arus hubung singkat pada bus generator sistem eksisting	39
<b>Gambar 4.6</b>	Arus hubung singkat bus generator pada sistem baru .....	40
<b>Gambar 4.7</b>	Arus hubung singkat bus beban sistem eksisting .....	40
<b>Gambar 4.8</b>	Arus hubung singkat bus beban sistem baru.....	41
<b>Gambar 4.9</b>	Arus hubung singkat bus PLTS .....	41
<b>Gambar 4.10</b>	Titik penyambungan PLTS dengan sistem dan letak peralatan pengaman .....	43
<b>Gambar 4.11</b>	Kurva TCC peralatan proteksi .....	46
<b>Gambar 4.12</b>	Kurva antara sudut rotor terhadap waktu saat PVout .....	47
<b>Gambar 4.13</b>	Kurva antara frekuensi terhadap waktu saat PVout .....	47
<b>Gambar 4.14</b>	Kurva antara tegangan terhadap waktu saat PVout.....	48

<b>Gambar 4.15</b> Kurva antara sudut rotor terhadap waktu saat generator uot .....	49
<b>Gambar 4.16</b> Kurva antara frekuensi terhadap waktu saat generator uot .....	49
<b>Gambar 4.17</b> Kurva antara tegangan terhadap waktu saat generator uot .....	50
<b>Gambar 4.18</b> Rangkaian PV pada PLTS .....	51
<b>Gambar 4.19</b> Hasil simulasi perkiraan daya pada PVsyst.....	52
<b>Gambar 4.20</b> Perkiraan biaya hasil running PVsyst .....	57

## DAFTAR TABEL

<b>Tabel 2.1</b> Konstanta inverse time relay [5].....	15
<b>Tabel 3.1</b> Iklim Kabupaten Blora [9] .....	31
<b>Tabel 4.1</b> Perbandingan pembangkitan G120A dan G120B pada analisa aliran daya .....	34
<b>Tabel 4.2</b> Perbandingan pembangkitan G120 C dan PV pada analisa aliran daya .....	34
<b>Tabel 4.3</b> Data kemampuan peralatan dan arus hubung singkat sistem eksisting .....	38
<b>Tabel 4.4</b> Data kemampuan peralatan dan arus hubung singkat sistem baru .....	38
<b>Tabel 4.5</b> Perbandingan arus kontribusi menuju titik hubung singkat pada sistem eksisting dengan sistem yang baru .....	42
<b>Tabel 4.6</b> Setting koordinasi proteksi.....	45
<b>Tabel 4.7</b> Data sudut rotor, tegangan dan frekuensi study case pertama.....	48
<b>Tabel 4.8</b> Data sudut rotor, tegangan dan frekuensi study case pertama.....	50
<b>Tabel 4.9</b> Perkiraan rincian biaya pembangunan PLTS .....	53
<b>Tabel 4.10</b> Perkiraan biaya operasional dan <i>maintenance</i> .....	55
<b>Tabel 4.11</b> Konversi biaya dari rupiah ke USD .....	56
<b>Tabel 4.12</b> Perkiraan biaya tahunan sistem eksisting selama 15 tahun .....	59
<b>Tabel 4.13</b> Perkiraan biaya tahunan sistem yang baru selama 15 tahun .....	60

-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

# BAB I

## PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang

Indonesia merupakan negara yang memiliki sumber energi baik energi fosil maupun energi non fosil yang berlimpah. Namun, pemanfaatan energi di Indonesia hanya terpusat di energi fosil. Indonesia menggunakan 95% energi fosil dari total bauran energi. Hal ini menyebabkan cadangan energi fosil yang dimiliki Indonesia semakin berkurang. Selain menyebabkan berkurangnya energi fosil, masalah lain yang disebabkan energi berbahan fosil adalah dampak buruk terhadap lingkungan sekitar. Salah satu contoh dampak buruk terhadap lingkungan adalah pencemaran udara. Untuk meminimalisir dampak buruk yang terjadi, pemerintah Indonesia akan melakukan pengurangan terhadap penggunaan bahan bakar fosil dan menggantinya dengan bahan bakar non fosil. Pemerintah Indonesia berkomitmen untuk meningkatkan penggunaan energi non fosil menjadi 17% pada tahun 2025[1]. Salah satu energi non fosil yang dapat digunakan Indonesia adalah energi matahari, hal ini disebabkan karena negara Indonesia berada pada garis khatulistiwa. Matahari akan selalu terbit setiap hari di Indonesia sehingga energi matahari yang dapat digunakan cukup besar. Bila dimanfaatkan secara maksimal, potensi energi matahari Indonesia mencapai 532,6 Giga Watt Peak (GWp). Sementara sampai 2016, energi matahari yang dimanfaatkan Indonesia hanya 0,08 GWp[2].

Pertamina merupakan salah perusahaan milik pemerintah yang memberikan inovasi terkait pengembangan energi matahari di berbagai areanya. Dukungan ini secara resmi diberikan oleh Direktur Utama PT Pertamina (Persero) melalui memorandum No. 429/C00000/2016-S0 tanggal 30 Agustus 2016 perihal “Pengembangan Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) di Lingkungan Pertamina oleh Direktorat GEBT”. Pengembangan energi matahari akan dilakukan dengan menggunakan *Photovoltaic* (PV). PV adalah suatu alat yang dapat digunakan untuk mengubah energi panas matahari menjadi energi listrik. Salah satu area yang akan dilakukan pemasangan PV adalah Pertamina EP cepu. Untuk kepentingan tersebut, maka perlu dilakukan studi kelayakan sistem kelistrikan pada Pertamina EP sebagai syarat pemasangan PV. Beberapa analisa yang akan dilakukan adalah analisa aliran daya, analisa hubung singkat, analisa kestabilan transient, analisa koordinasi proteksi, dan analisa kajian ekonomi. Metode yang akan digunakan adalah melakukan

simulasi menggunakan *standard International Electro technical Commision (IEC)*.

## **1.2 Permasalahan**

PV adalah suatu alat yang dapat membangkitkan energi listrik berdasarkan intensitas cahaya matahari. Besar keluaran dari PV akan berbeda-beda. Hal ini akan menyebabkan ketidakstabilan pada system kelistrikan. Keluaran dari PV akan minimal saat malam hari karena tidak ada energi matahari. Jadi agar sistem kelistrikan pada Pertamina EP Cepu tidak terganggu, perlu dilakukan berbagai analisa pada sistem. Berikut ini adalah analisa yang akan dilakukan sebelum pengintegrasian PV pada Pertamina EP Cepu dengan sistem.

1. Analisa aliran daya.
2. Analisa gangguan hubung singkat.
3. Analisa kestabilan transient.
4. Analisa koordinasi proteksi.
5. Analisa kajian ekonomi.

## **1.3 Batasan Masalah**

Dalam pembuatan Tugas Akhir ini batasan masalah ada pada:

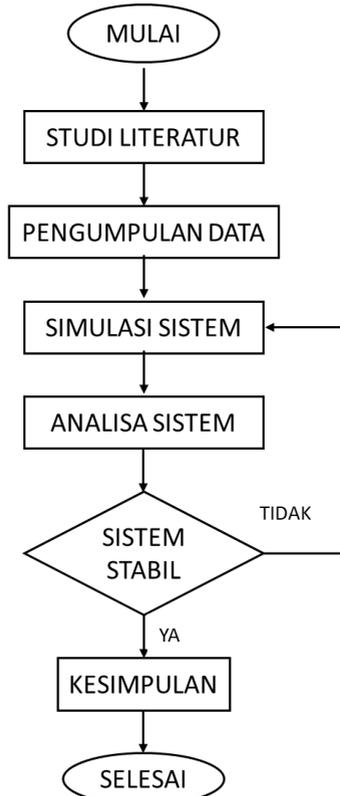
1. Analisa dilakukan menggunakan *software*. *Software* yang digunakan adalah ETAP dan PVsyst.
2. Analisa kajian ekonomi yang dilakukan pada tugas akhir ini seperti biaya konstruksi PLTS, biaya operasi PLTS, dan nilai inflasi yang terjadi menggunakan asumsi berdasarkan *standart* yang digunakan.
3. Jika terdapat data-data yang tidak diperoleh, maka akan diambil dari data *default* ETAP.

## **1.4 Tujuan**

Tujuan dari tugas akhir ini adalah dapat menganalisa pengaruh penambahan PLTS 1 MW terhadap sistem kelistrikan pada Pertamina EP Cepu. Hal ini dilakukan agar sistem kelistrikan tidak terganggu ketika terjadi perbedaan intensitas cahaya matahari sebagai sumber energi dari PLTS. Sehingga, nantinya analisis kelayakan ini diharapkan mampu dimanfaatkan sebagai referensi dalam perencanaan pembangunan PLTS di PT Pertamina EP Cepu.

## 1.5 Metodologi Penelitian

Dalam penyusunan Tugas Akhir dilakukan metode-metode sebagai berikut:



**Gambar 1.1** Diagram Alir Metodologi Studi

### 1. Studi Literatur

Studi literature dilakukan dengan mencari refrensi-refrensi yang dapat mendukung dalam menyelesaikan Tugas Akhir.

### 2. Pengumpulan Data

Pengumpulan data-data pendukung seperti data single line diagram, data proteksi yang digunakan, data tegangan, dan lainnya. Data-data tersebut nantinya yang akan digunakan sebagai acuan dalam melakukan simulasi sistem yang digunakan.

3. Simulasi Sistem  
Simulasi sistem yang digunakan oleh PT Pertamina EP Cepu yang terhubung dengan generator lama yang digunakan dan ditambah dengan PLTS berkapasitas 1 MW.
4. Analisa Data  
Analisa data dilakukan setelah simulasi dilakukan. Data-data tersebut nantinya akan digunakan sebagai laporan akhir yang nantinya dapat digunakan sebagai pertimbangan pembangunan PLTS di PT Pertamina EP Cepu.
5. Penyusunan Laporan Tugas Akhir  
Laporan tugas akhir disusun sejak awal penelitian dilakukan sampai didapatkan kesimpulan. Kesimpulan pada laporan tugas akhir ini juga diakhiri dengan saran untuk melakukan penelitian selanjutnya.

## 1.6 Sistematika Laporan

Pembahasan tugas akhir ini dibagi menjadi lima bab dengan sistematika sebagai berikut:

### **Bab I      Pendahuluan**

Pada pertama yaitu bab pendahuluan akan dijelaskan mengenai latar belakang pemilihan topik tugas akhir, perumusan masalah dan batasan dari permasalahannya. Selain itu, pada bab ini juga membahas mengenai tujuan penelitian, metodologi, sistematika laporan, dan relevansi dari penelitian yang dilakukan.

### **Bab II     Teori Dasar**

Pada bab ini akan membahas tentang teori dasar dari analisa-analisa yang akan dilakukan pada sistem kelistrikan pertamina EP cepu. Analisa yang akan dibahas adalah analisa aliran daya, analisa hubungan singkat, analisa koordinasi proteksi, analisa kestabilan transien, dan analisa ekonomi. Pada bab ini juga akan membahas mengenai PV.

### **Bab III    Sistem Kelistrikan Pertamina EP Cepu**

Pada bab ini akan dibahas mengenai sistem kelistrikan Pertamina EP Cepu sebelum penambahan PLTS dan sesudah penambahan PLTS.

#### **Bab IV Simulasi dan Analisa**

Pembahasan yang dilakukan pada bab ini adalah analisa sistem kelistrikan pada Pertamina EP Cepu setelah dilakukan penambahan PLTS sebesar 1MW. Selain analisa kelistrikan pada Pertamina EP Cepu, pada bab ini akan membahas tentang analisa ekonomi yang nantinya akan diketahui biaya pertahunnya.

#### **Bab V Penutup**

Pada bagian bab penutup, dibahas mengenai kesimpulan dan saran dari hasil pengujian.

### **1.7 Relevansi**

Hasil yang diperoleh dari tugas akhir ini diharapkan bermanfaat sebagai:

1. Sebagai dasar pembangunan PLTS yang terhubung dengan sistem kelistrikan PT Pertamina EP Cepu.
2. Sebagai acuan atau referensi terhadap penelitian selanjutnya dalam melaksanakan pembangunan PLTS.

-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

## BAB II TEORI DASAR

### 2.1 Analisa Aliran Daya

Analisa aliran daya atau sering kali disebut *Load flow analysis* dilakukan untuk mengetahui nilai tegangan, arus, maupun daya yang mengalir pada setiap komponen sistem pada kondisi normal. Secara umum, perhitungan aliran daya dilakukan untuk perencanaan sistem tenaga dan perencanaan operasional untuk sistem operasi dan kendali sistem. Data yang diperoleh dari studi aliran daya digunakan untuk studi operasi normal, penjadwalan optimum dan stabilitas. Analisa ini dilakukan ketika sistem *steady state*. Tujuan dari analisa aliran daya adalah menghitung aliran daya setiap feeder, rugi-rugi daya tiap feeder, drop tegangan tiap feeder, pembebanan peralatan dan tegangan tiap bus pada suatu kondisi pembebanan dan konfigurasi jaringan. Hasil dari analisa aliran daya digunakan untuk mengevaluasi dan menganalisis kondisi pembangkitan ataupun pembebanan. Hasil analisa aliran daya digunakan untuk mengetahui daya aktif “P” dan daya reaktif “Q” pada sistem tenaga listrik.

Dalam analisa aliran daya, bus akan dibagi menjadi 3 macam, yaitu:

1. *Slack bus* atau *swing bus*  
Pada *slack bus* atau *swing bus*, data yang diketahui adalah tegangan “V” dan sudut fasa “ $\delta$ ”. Fungsi dari *slack bus* atau *swing bus* adalah menyuplai rugi-rugi daya dari beban yang tidak dapat disuplai oleh generator lain. Umumnya, untuk suatu sistem tenaga hanya terdapat satu *slack bus* atau *swing bus* dan *slack bus* atau *swing bus* haruslah berupa bus generator.
2. *Voltage control bus* atau generator bus  
Pada *Voltage control bus* atau generator bus, data yang diketahui adalah daya aktif “P” dan tegangan “V”. Pada bus-bus ini, besar daya aktif “P” dan tegangan “V” dijaga konstan pada nilai tertentu. Hal ini dilakukan dengan cara mengontrol sistem turbin dan eksitasi generator. Dengan demikian kita dapat menentukan nilai keluaran daya aktif “P” dan tegangan “V” yang diinginkan.
3. *Load bus*  
Pada *load bus*, data yang diketahui adalah daya aktif “P” dan daya reaktif “Q”.

Banyak metode yang dapat dilakukan untuk melakukan analisa aliran daya. Awalnya, metode iteratif yang digunakan adalah matriks-Y dan

metode Gauss-Siedel. Metode ini akan memerlukan iterasi yang sedikit untuk sistem yang kecil dan akan bertambah banyak apabila sistemnya bertambah besar. Kekurangan dari metoda Gauss-Siedel memicu dikembangkannya metode Newton-Raphson. Metode ini memerlukan waktu yang lebih panjang tiap iterasinya, tetapi dengan jumlah iterasi yang lebih sedikit. Metode Newton-Raphson diformulasikan dalam persamaan sebagai berikut :

$$\begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \Delta V \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P \\ Q \end{bmatrix} \quad (2.1)$$

Dimana: P dan Q adalah daya aktif dan daya reaktif.  $\Delta\delta$  dan  $\Delta V$  merupakan sudut fasa dan nilai tegangan bus. Sedangkan  $J_1, J_2, J_3,$  dan  $J_4$  merupakan matriks Jacobian.

## 2.2 Analisa Hubung Singkat

Hubung singkat adalah suatu keadaan dimana terjadi pertemuan antara fasa dengan fasa atau fasa dengan tanah tanpa melalui tahanan. Peristiwa ini sangatlah merugikan sistem tenaga listrik. Gangguan hubung singkat dapat terjadi akibat kelebihan daya yang mengalir pada sistem tersebut sehingga isolasi dari sistem tidak mampu menahannya. Hubung singkat dapat juga terjadi karena isolasi yang digunakan sudah rusak (tembus). Selain itu, hubung singkat juga dapat terjadi akibat sambaran petir yang menyebabkan isolasi tembus. Bila gangguan hubung singkat tidak segera diperbaiki maka akan menyebabkan rusaknya peralatan sistem tenaga listrik, terputusnya suplai daya listrik, dan apabila peralatan proteksi tidak dapat bekerja dengan baik maka akan terjadi *blackout* sistem tenaga listrik secara keseluruhan[3]. Tujuan dari analisa hubung singkat adalah sebagai bahan pertimbangan peralatan listrik yang akan dipasang pada sistem agar mampu menampung daya listrik. Untuk memperkecil area hubung singkat, maka diperlukan koordinasi proteksi. Sumber arus hubung singkat antara lain:

1. Generator.
2. Beban Motor.
3. *Utility (Grid)*.

Penyebab terjadinya hubung singkat dibedakan menjadi penyebab internal dan penyebab eksternal. Penyebab internal hubung singkat antara lain:

1. Peralatan Rusak.
2. Saluran Putus.

3. Umur Isolasi.

4. Kesalahan Instalasi.

Sedangkan Penyebab eksternal hubung singkat antara lain:

1. Kegagalan isolasi akibat surja petir.

2. Overloading Peralatan akibat pemanasan.

3. Kerusakan mekanik karena manusia.

Terdapat beberapa jenis gangguan hubung singkat yaitu gangguan hubung singkat berdasarkan lama gangguan dan gangguan hubung singkat berdasarkan jenis fasanya.

A. Jenis gangguan berdasarkan lama gangguan [3]:

1. Gangguan temporer (sementara)

Merupakan gangguan yang bersifat sementara saja. Jadi saat pada sistem terjadi hubung singkat, beberapa saat kemudian sistem dapat kembali normal (tidak terjadi hubung singkat lagi). Banyak faktor-faktor yang menyebabkan hubung singkat temporer. Contohnya ketika ada monyet naik pada saluran transmisi listrik dan memegang salah dua dari ketiga fasanya, maka akan terjadi hubung singkat. Ketika monyet tersebut telah meninggal dan kedua fasanya tidak terhubung lagi, maka sudah tidak terjadi hubung singkat pada sistem

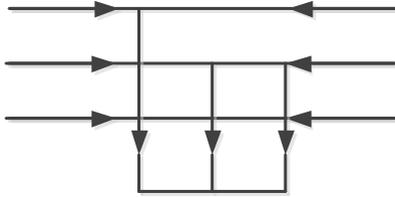
2. Gangguan Permanen

Merupakan gangguan yang bersifat permanen (harus dilakukan perbaikan agar sistem kembali normal). Gangguan permanen dapat disebabkan rusaknya peralatan listrik. Contohnya ketika terdapat isolator yang tembus, maka akan ada arus hubung singkat. Untuk menghilangkan hubung singkat, maka harus dilakukan penggantian isolator.

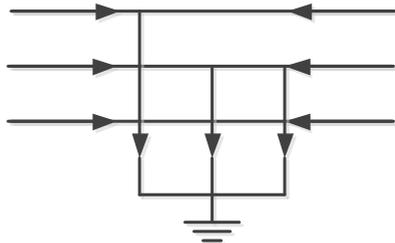
B. Berdasarkan jenis fasanya (kesimetrisannya) [3]

1. Hubung singkat simetri

Hubung singkat simetri terjadi saat semua fasanya terjadi hubung singkat. Terdapat 2 jenis hubung singkat simetri yaitu hubung singkat 3 fasa dan hubung singkat 3 fasa ketanah. Hubung singkat seperti ini sangat jarang sekali terjadi. Gambar 2.1 menunjukkan hubung singkat 3 fasa dan Gambar 2.2 menunjukkan hubung singkat 3 fasa ke tanah yang merupakan hubung singkat simetri.



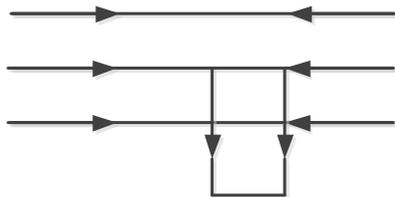
**Gambar 2.1** Hubung singkat 3 fasa



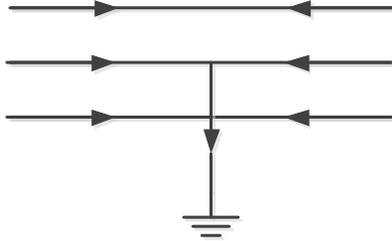
**Gambar 2.2** Hubung singkat 3 fasa ke tanah

2. Hubung singkat asimetri (tidak simetri)

Hubung singkat ini adalah hubung singkat yang tidak melibatkan semua fasanya. Ada 3 jenis hubung singkat tidak simetri yaitu hubung singkat 2 fasa (antar fasa), hubung singkat 2 fasa dengan tanah dan hubung singkat 1 fasa dengan tanah. Gambar 2.3 merupakan hubung singkat 2 fasa dan Gambar 2.4 hubung singkat 1 fasa ketanah yang merupakan hubung singkat asimetri.



**Gambar 2.3** Hubung singkat 2 fasa



**Gambar 2.4** Hubung singkat 1 fasa ketanah

Berikut ini adalah perhitungan hubung singkat[4]

➤ Hubung singkat tiga fasa

$$ISC_{3\phi} = \frac{V_{L-N}}{X_1} \quad (2.2)$$

➤ Hubung singkat dua fasa

$$ISC_{2\phi} = \frac{V_{L-L}}{X_1} \quad (2.3)$$

➤ Hubung singkat satu fasa

$$ISC_{1\phi} = \frac{V_{L-N} \cdot \sqrt{3}}{X_1 + X_2 + X_0} \quad (2.4)$$

Dimana:

ISC = arus hubung singkat.

$V_{L-N}$  = tegangan line-netral.

$V_{L-L}$  = tegangan antara line-line.

X = nilai impedansi pada sistem.

### 2.3 Analisa Koordinasi Proteksi

Sistem tenaga listrik yang baik adalah sistem yang memiliki nilai keandalan yang tinggi. Maksudnya adalah sistem yang bekerja secara optimal dengan nilai gangguan yang rendah. Gangguan listrik dapat menyebabkan suatu sistem tenaga listrik mati total (*blackout*). Selain itu, gangguan listrik juga dapat menyebabkan kerusakan peralatan-peralatan listrik. Gangguan yang seringkali terjadi adalah gangguan hubung singkat dengan berbagai sebab. Untuk memperkecil area gangguan, maka harus dilakukan koordinasi proteksi. Sistem yang memiliki keandalan tinggi

pasti memiliki koordinasi proteksi yang baik. Fungsi dari koordinasi proteksi adalah menentukan area mana yang terjadi gangguan dan memutuskan aliran daya pada area tersebut[4]. Terdapat beberapa peralatan yang mendukung sistem proteksi. Peralatan-peralatan yang mendukung koordinasi proteksi antara lain:

1. *Circuit Breaker* (CB)

CB adalah peralatan sistem tenaga listrik yang fungsinya sebagai sakelar pemutus tenaga (PMT). Peralatan ini mampu membuka dan menutup rangkaian listrik pada semua kondisi.

2. Fuse

Fuse merupakan peralatan sistem tenaga listrik yang digunakan sebagai pemutus. Komponen pada fuse akan melebur jika terdapat arus yang melebihi ukuran dari fuse. Ketika komponen telah melebur, maka fuse tidak bisa digunakan lagi dan harus diganti.

3. Rele

Rele adalah peralatan sistem tenaga yang berfungsi mendeteksi arus yang melewati sistem dan mengeluarkan perintah kepada PMT. Rele yang paling utama digunakan adalah rele arus lebih atau *over current relay* (OCR). Terdapat beberapa jenis rele. Jenis rele yang sering digunakan adalah:

a. Rele arus lebih (Rele 51) [4]

Rele arus lebih merupakan pengaman yang bekerja karena adanya arus berlebih. Contoh arus berlebih adalah starting motor atau gangguan fasa-fasa. Gangguan arus lebih menggunakan rele arus lebih 51. Sedangkan gangguan hubung singkat menggunakan rele arus lebih definite 50. Dengan rele 50, gangguan paling dekat akan diputus dengan cepat sesuai dengan *time delay* yang disetting. Untuk menentukan nilai *setting* pada rele, maka harus ditentukan:

➤ Nilai arus *setting* rele arus lebih 51 ( $I_{set}$ )

$$1,05 \text{ FLA} \leq I_{set} \leq 1,4 \text{ FLA} \quad (2.5)$$

➤ Nilai arus *setting* untuk arus lebih definite 51 ( $I_{set}$ )

$$1,6 \text{ FLA} \leq I_{set} \leq I_{sc \text{ min}} \quad (2.6)$$

b. Rele Ground (Rele 51) [4]

Merupakan rele pengaman yang bekerja karena adanya arus hubung singkat ketanah. Untuk menentukan setting rele arus lebih ground, rele

yang digunakan adalah rele arus lebih definite 50. Nilai *setting* arus lebih ground adalah:

$$10\% I_{sc LG} < I_{set} < 50\% I_{sc LG} \quad (2.7)$$

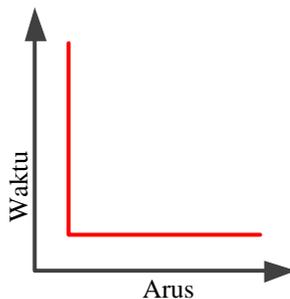
c. Rele Differensial (Rele 87)

Rele differensial merupakan rele yang digunakan untuk mengamankan *transformator* tenaga terhadap gangguan hubung singkat.

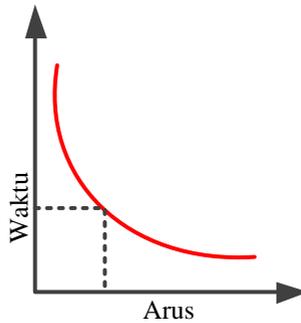
Agar sistem memiliki nilai keandalan yang tinggi, semua rele harus terkoordinasi satu sama lain dimana terdapat rele utama dan rele *back up* yang harus disetting dan terkoordinasi dengan baik. Jika berdasarkan pada Time-Current Curve (TCC), maka fungsi koordinasi relay dapat dibagi menjadi 3 yaitu *instantaneous time relay*, *definite time relay*, dan *inverse time relay*. Selain itu, masih ada fungsi koordinasi lain yang dikembangkan dari ketiga konsep tersebut yaitu *inverse definite time relay* atau pengembangan dari *inverse time relay* menjadi *standard inverse*, *very inverse time relay*, *extreemly inverse time relay*, dan *inverse definite minimum time relay*[5]. Semuanya digunakan sesuai dengan kebutuhan guna melindungi mengisolasi area gangguan sekecil mungkin.

A. *Instantaneous time relay*

*Instantaneous time relay* atau rele waktu seketika adalah rele yang bekerja seketika (tanpa waktu tunda) ketika ada arus yang melebihi dari arus *setting*. Kurva karakteristik *Instantaneous time relay* dapat dilihat pada Gambar 2.5 *Instantaneous time relay* beroperasi Antara 0-0,1 detik. Waktu tersebut bukan waktu tunda, melainkan jeda waktu Antara *pick up instant* dengan penutupan rele.



**Gambar 2.5** Kurva Karakteristik *Instantaneous Time Relay*[5]



**Gambar 2.6** Kurva Karakteristik *Inverse Time Relay* [5]

B. *Inverse time relay*

*Inverse time relay* atau rele waktu terbalik adalah relay yang waktu kerjanya hampir berbanding terbalik terhadap arus gangguan. Semakin besar arus gangguan, maka akan semakin cepat pula waktu *trip* dari rele ini. Waktu tunda terbalik dapat di terapkan pada perangkat mekanis rele. Dalam rele induksi, *Inverse time relay* diterapkan dengan meletakkan magnet permanen sebagaimana keeping rele memotong fluks antar kutub magnet. Kurva karakteristik *Inverse time relay* dapat dilihat pada Gambar 2.6.

*Inverse time* terbagi menjadi 3 yaitu *standard inverse*, *very inverse*, dan *extreemly inverse*. Berikut adalah rumus *British Standard 142* dan konstanta yang digunakan untuk koordinasi *inverse time relay*:

$$t = \frac{k_1 \times tms}{\left(\frac{I_f}{I_{set}}\right)^{k_2} - 1} + k_3 \quad (2.8)$$

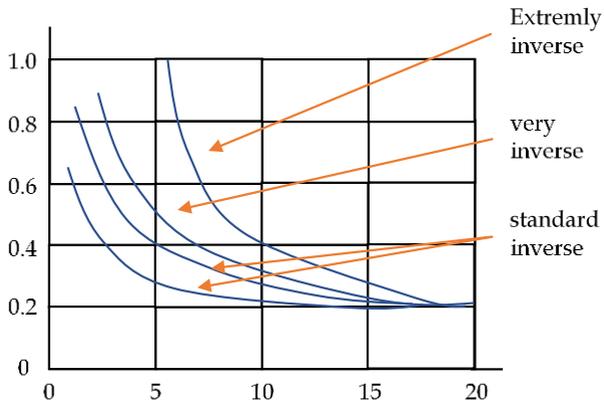
Dimana:

tms = *time multiplier setting*

$I_f$  = nilai arus gangguan

$I_{set}$  = nilai arus yang diatur

k = nilai konstanta yang dapat dilihat pada Tabel 2.1



**Gambar 2.7** Kurva Karakteristik *setting* rele [5]

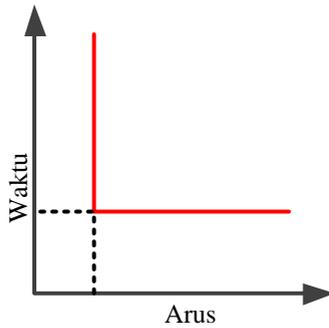
**Tabel 2.1** Konstanta inverse time relay [5]

Jenis <i>inverse time relay</i>	k1	k2	k3
<i>Standard Inverse</i>	0,14	0,02	0
<i>Very Inverse</i>	13,5	1,0	0
<i>Extremely Inverse</i>	80	2,0	0

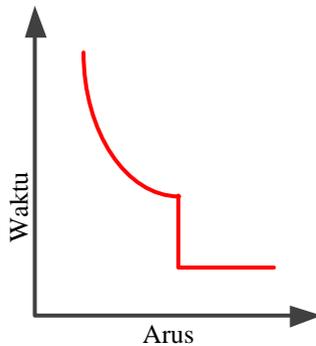
Koordinasi rele yang paling sering digunakan adalah *very inverse* dan *extremely inverse*. Penggunaan tipe koordinasi proteksi dapat ditinjau dari kapasitas pembangkitannya. Jika kapasitas pembangkitan dari sistem berubah, maka koordinasi rele *extremely inverse* lebih cocok untuk digunakan. Hal ini disebabkan karena perubahan pembangkitan mengakibatkan pergeseran waktu yang menjadi lebih lebar. Kurva karakteristik dari *standard inverse*, *very inverse*, dan *extremely inverse* dapat dilihat pada Gambar 2.7.

C. *Definite time relay*

*Definite time relay* bekerja sesuai waktu *setting* yang telah ditentukan. Waktu *setting* dapat diatur bertingkat berdasarkan titik gangguan hubung singkat. *Definite time relay* memiliki keuntungan yaitu mudahnya koordinasi dengan rele lainnya. Dan waktu kerjanya tidak bergantung oleh perubahan kapasitas pembangkit. Kekurangan dari *definite time relay* adalah terjadinya akumulasi waktu pada rele di hulu. Gambar kurva karakteristik rele dapat dilihat pada Gambar 2.8.



**Gambar 2.8** Kurva karakteristik *definite time relay*[5]



**Gambar 2.9** Kurva karakteristin IDMT [5]

D. *Inverse definite minimum time relay*

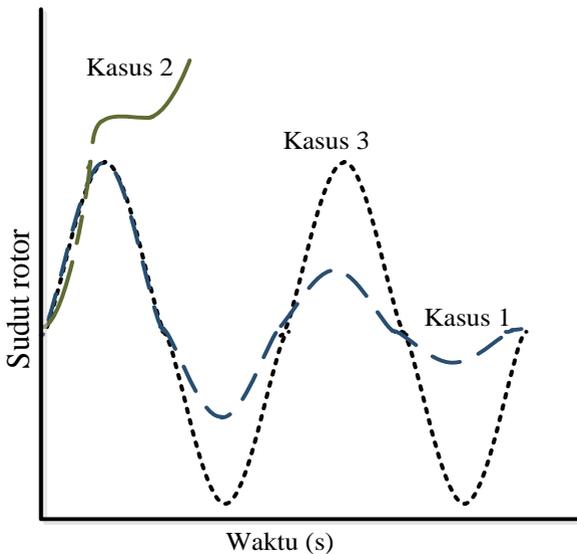
*Inverse Definite Minimum Time (IDMT) relay* merupakan gabungan antara relay inverse dan relay definite. Jadi semakin besar arus gangguan maka akan semakin cepat pula waktu trip relay dan ketika waktu mencapai nilai *setting* maka kerja rele tidak lagi ditentukan oleh arus gangguan, tetapi akan ditentukan oleh *setting* waktu. Fungsi *definite* pada rele ini digunakan untuk arus hubung singkat. Kurva karakteristik IDMT rele dapat dilihat pada Gambar 2.9.

## 2.4 Kestabilan Transien

Stabilitas transient merupakan kemampuan dari suatu sistem tenaga listrik untuk mempertahankan sinkronisasi setelah mengalami gangguan yang bersifat mendadak baik gangguan kehilangan beban, gangguan kehilangan pembangkit, ataupun gangguan hubung singkat. Kestabilan tergantung pada kondisi awal operasi sistem dan tingkat gangguan tersebut. Sistem dikatakan stabil apabila mekanik generator (prime mover) dan daya elektrik pada beban tetap seimbang. Apabila generator pada sistem kehilangan sinkronisasi, maka akan terjadi pelepasan generator. Gangguan secara luas dengan berbagai tingkat kerusakan sistem dan kemungkinan dapat terjadi pada sistem. Kemungkinan yang bisa terjadi adalah hubung singkat fasa-fasa, fasa-fasa-tanah, atau tiga fasa. Ketika sistem terjadi hubung singkat pada beban, maka *circuit breaker* akan melakukan pemutusan sistem tersebut terhadap beban. Jika beban tersebut besar, maka akan sangat berpengaruh terhadap sistem tersebut terutama terhadap kinerja generator. Untuk menghindari hal tersebut, maka harus dilakukan analisa kestabilan transien[6].

Pada Gambar 2.10 menjelaskan tentang kondisi mesin sinkron dalam keadaan stabil maupun tidak stabil. Pada kasus pertama, sudut rotor meningkat maksimum dan turun serta berisolasi dengan penurunan amplitudo. Pada kasus 2, sudut rotor meningkat sampai kehilangan sinkron. Pada kasus 3, sistem yang awalnya stabil berubah menjadi tidak stabil akibat meningkatnya osilasi pada kondisi akhir[6].

Periode transien adalah periode dimana sistem berusaha untuk mengendalikan kondisi agar sistem menjadi sinkron kembali setelah terjadinya gangguan. Sistem stabil adalah sistem yang mampu meredam isolasi dengan sendirinya ketika terjadi gangguan. Pada saat tersebut, mesin-mesin harus mempertahankan keadaan sinkronnya sampai sistem kembali normal. Tetapi apabila isolasi terjadi terus menerus bahkan sampai terjadinya ketidaksinkronnya generator hingga membuat generator keluar dari sistem (*out of synchron*), maka sistem tersebut dapat dikatakan sistem dalam kondisi tidak stabil.



**Gambar 2.10** Kondisi mesin sinkron saat stabil dan tidak stabil [6]

## 2.5 Energi Matahari

Energi matahari atau energi surya merupakan energi yang bisa didapatkan secara cuma-cuma. Energi ini telah dimanfaatkan di banyak belahan dunia dan mampu menyediakan kebutuhan energi dunia dalam waktu yang lama jika dieksplotasi dengan tepat. Banyak sekali cara yang dapat dilakukan untuk memanfaatkan energi matahari sejak zaman dulu. Contohnya adalah energi matahari dimanfaatkan oleh tumbuhan untuk proses fotosintesis. Contoh lainnya adalah energi matahari dapat dimanfaatkan untuk penerangan dan digunakan untuk mengeringkan pakaian. Dewasa ini, telah ditemukan sebuah alat yang dapat mengubah energi matahari menjadi energi listrik. Alat yang digunakan untuk mengubah energi matahari menjadi energi listrik adalah *photovoltaic*.

## 2.6 Photovoltaic

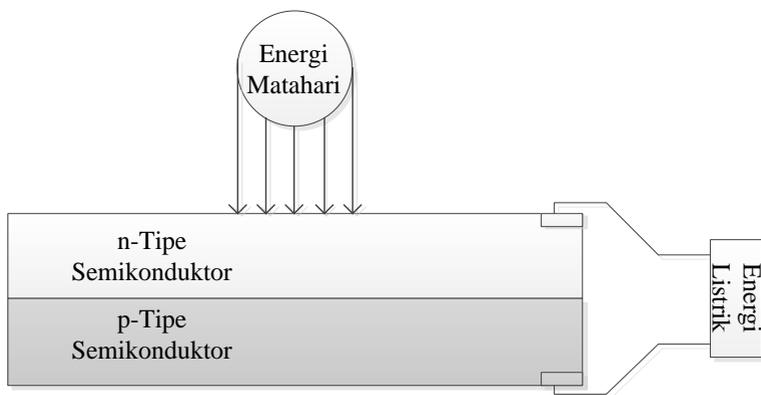
*Photovoltaic* (PV) adalah suatu alat yang dapat digunakan untuk mengubah energi matahari menjadi energi listrik. Daya yang dihasilkan oleh PV adalah tegangan DC. Sistem PV bekerja berdasarkan prinsip

*photovoltaic*. Efek *photovoltaic* pertama kali ditemukan oleh Henri Becquerel pada tahun 1839. Efek *photovoltaic* adalah fenomena dimana komponen *photovoltaic* menyerap energi cahaya dan dirubah menjadi energi listrik. Pada efek ini akan muncul tegangan listrik akibat kontak dua elektroda yang dihubungkan dengan sistem padatan atau cairan saat di *expose* dibawah energi cahaya. Radiasi cahaya terdiri dari biasan foton yang memiliki energi yang berbeda-beda. Perbedaan energi inilah yang menentukan panjang gelombang dari spectrum cahaya.

### 2.6.1 Sel *photovoltaic*[7]

Sel PV adalah perangkat yang mengubah energi matahari menjadi energi listrik. Pada dasarnya, sel PV terdiri dari *pn junction* atau ikatan Antara sisi positif dan sisi negatif di dalam sebuah sistem semi konduktor. Sel PV juga dikenal dengan nama *solar cell* (sel surya) atau juga disebut solar PV. Ilustrasi sel PV dapat dilihat pada Gambar 2.11.

Struktur utama dari sel PV umumnya terdiri dari beberapa material semikonduktor dengan daerah positif dan daerah negatif. Dua sisi berbeda ini berfungsi sebagai elektroda. Pada sel PV juga terdapat lapisan antirefleksi dan substrat logam sebagai tempat mengalirnya arus dari lapisan tipe-n (elektron) dan tipe-p (*hole*). Daya listrik yang dihasilkan oleh sel PV ketika mendapat cahaya dihitung dari kemampuan untuk memproduksi tegangan ketika diberi beban dan arus melalui beban pada waktu yang sama. Sedangkan tegangan listrik yang dihasilkan oleh sel PV sangat kecil yaitu sekitar 0,6V tanpa beban atau 0,45V dengan beban.



**Gambar 2.11** Skema sederhana sistem sel PV [7]

Untuk mendapatkan tegangan listrik sesuai kebutuhan, maka sel PV dapat dipasang secara seri. Contohnya ketika 36 sel PV dirangkai seri, maka akan menghasilkan tagangan nominal sekitar 16V (tergantung dengan energi surya yang didapatkan). Penggabungan sel PV ini akan membentuk komponen yang bernama panel surya (*solar panel*). Dalam panel surya terdapat istilah *watt-peak* (WP). WP merupakan besaran nominal watt tertinggi yang dapat dihasilkan oleh solar sistem. Ini dikarenakan energi matahari yang berubah-ubah dalam suatu waktu.

Untuk menentukan bagus atau tidaknya solar PV maka digunakan istilah efisiensi. Semakin efisien solar PV maka akan semakin bagus solar PV tersebut. Nilai efisiensi dari solar PV didapatkan dari perbandingan antara energi yang didapatkan oleh solar PV yaitu energi matahari dengan energi keluaran dari solar PV yaitu energi listrik. Sel surya berdasarkan teknologinya dibagi menjadi 3 yaitu *monocrystalline*, *polycrystalline*, dan *Thin Film Solar Cell* (TFSC).

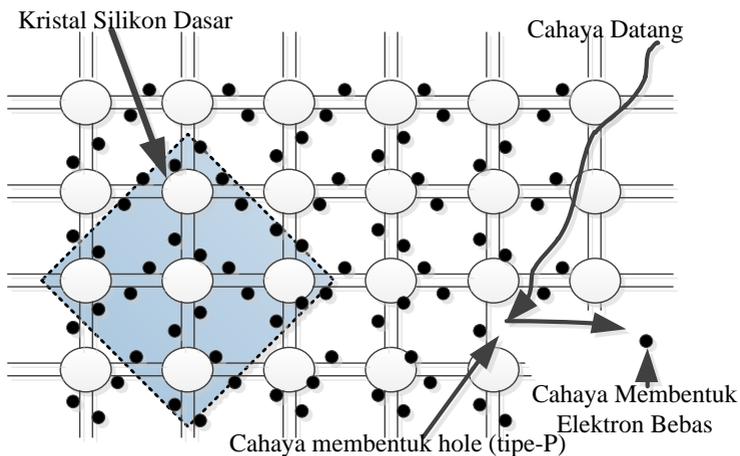
1. *Monocrystalline* terbuat dari batangan Kristal silikon murni yang tipis. Efisiensi dari *monocrystalline* adalah 15% - 20%. Ini merupakan sel PV yang memiliki efisiensi paling tinggi. Dalam kondisi cahaya matahari yang baik, *monocrystalline* merupakan sel PV yang paling efisien.
2. *Polycrystalline* terbuat dari batang silikon yang dilebur kemudian dicetak dengan bentuk persegi. Kemurnian Kristal silikonnya tidak semurni *monocrystalline*. Efisiensi dari *polycrystalline* sekitar 13%-16%. Sel PV jenis ini sering dipakai karena harganya lebih murah.
3. *Thin Film Solar Cell* (TFSC) dibuat dengan menambahkan satu atau beberapa sel PV yang tipis kedalam lapisan dasar, sel PV ini sangat tipis dan lentur. Sel PV ini biasa digunakan pada permukaan yang tidak rata dan memiliki penopang yang kurang kuat. Contohnya digunakan pada drone. Efisiensi dari TFSC sekitar 5%-13%.

### 2.6.2 Mekanisme Konversi Energi [7]

Pada dasarnya konversi energi dari energi matahari menjadi energi listrik terjadi akibat adanya perpindahan elektron bebas di dalam atom. Kemampuan transfer electron terletak pada banyaknya elektron valensi dari suatu material. Sel surya umumnya menggunakan material semikonduktor sebagai penghasil elektron bebas. Material ini lebih dipilih karena material semikonduktor konduktifitasnya akan meningkat secara signifikan dibandingkan dengan logam yang konduktifitasnya menurun jika terjadi kenaikan temperatur. Ketika foton dari sumber cahaya

menumbuk elektron valensi akan mengakibatkan energi yang cukup besar untuk memisahkan elektron dari struktur atomnya. Elektron tersebut menjadi bermuatan negatif dan akan bergerak bebas.

Setelah hilangnya elektron, akan berakibat terbentuknya suatu kekosongan pada struktur kristal tipe-p dan bermuatan positif. Pada Gambar 2.12 adalah skema sederhana terjadinya elektron bebas pada material semikonduktor. Daerah semikonduktor dengan elektron bebas yang bersifat negatif akan bertindak sebagai donor elektron yang disebut dengan tipe-n. Sedangkan daerah semikonduktor dengan tipe-p bersifat positif dan bertindak sebagai penerima elektron. Ikatan dari sisi positif dan negatif bisa disebut dengan *p-n junction* akan menghasilkan energi listrik. Jika *p-n junction* dihubungkan dengan beban, maka akan tercipta arus listrik.



**Gambar 2.12** Mekanisme terbentuknya elektron bebas pada material semikonduktor [7]

### 2.6.3 Instalasi Solar Panel

Instalasi *solar panel* umumnya terdapat 2 tipe yaitu *solar panel* yang terhubung dengan *grid* (PLN ataupun pembangkit lainnya) dan *solar panel* yang berdiri sendiri (tidak menghasilkan daya jika tidak terdapat energi matahari). Sistem *solar panel* yang terhubung dengan *grid*

seringkali kita jumpai pada PLTS. Sedangkan *solar panel* yang berdiri sendiri dapat kita jumpai pada penerangan jalan.

#### 2.6.4 Inverter

Inverter merupakan komponen yang sangat penting dalam sebuah PLTS. Inverter adalah suatu komponen elektronika yang digunakan untuk mengubah listrik arus searah (DC) menjadi listrik arus bolak balik (AC). Keluaran dari panel surya yang merupakan komponen dasar PLTS adalah listrik arus DC. Sedangkan kebutuhan suplai listrik umumnya adalah listrik arus AC. Oleh sebab itu diperlukan inverter agar keluaran dari PLTS berupa arus AC. Aplikasi inverter pada rumah tangga biasanya digunakan pada UPS (*uninterruptible power supplies*).

Secara umum bagian utama dari inverter adalah semikonduktor daya sebagai saklar, DC *link bus*, kontroler, dan sistem pengaman. Inverter juga dilengkapi dengan PWM. Banyaknya komponen dan fitur inverter membuat inverter menjadi sebuah sistem yang kompleks namun harus beroperasi pada keadaan lingkungan yang berubah-ubah. Hal ini menjadikan inverter harus memiliki tingkat keandalan yang tinggi. Jika dilihat dari penggunaannya, inverter pada PLTS dibagi menjadi 3 jenis:

##### A. Stand-Alone Solar Inverter

*Stand-Alone Solar Inverter* adalah suatu inverter yang digunakan untuk mengubah listrik arus DC menjadi listrik arus AC yang berasal dari panel surya. Inverter jenis ini digunakan untuk sistem yang tidak terkoneksi dengan jaringan (*off grid*) walaupun dapat juga terhubung dengan pembangkit lainnya seperti genset. Agar inverter ini dapat berfungsi secara optimal, maka *Stand-Alone Solar Inverter* harus digunakan bersamaan dengan *Solar Charger*. *Solar Charger* merupakan alat yang berfungsi mengatur *charge* dan *discharge* sebuah sistem PLTS *off grid*.

##### B. Grid-Tie Solar Inverter

*Grid-Tie Solar Inverter* adalah inverter yang fungsinya sama dengan *Stand-Alone Solar Inverter*. Tetapi inverter jenis ini terhubung dengan *grid*. *Grid* disini adalah jaringan yang besar dapat berupa jaringan listrik utama (PLN) atau jaringan pada pabrik yang memiliki pembangkit besar lainnya. Inverter jenis ini tidak didesain untuk terkoneksi dengan baterai.

##### C. Battery Backup Solar Inverter

*Battery Backup Solar Inverter* adalah inverter yang memiliki kemampuan untuk melakukan *charge* dan *discharge* baterai dalam

satu komponen yang sama. Jadi jenis inverter ini dilengkapi dengan komponen *charge* ke baterai dan sekaligus menyuplai daya AC ke beban.

## **2.7 Analisa Ekonomi**

Analisa ekonomi dilakukan agar didapatkan efisiensi penggunaan *solar panel* dibandingkan dengan menggunakan pembangkit konvensional. Cara perhitungannya adalah dengan menghitung total biaya yang dibutuhkan untuk membangun Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) mulai dari perencanaan, pembangunan, operasional, pemeliharaan, penggantian peralatan, dan bunga pinjaman saat melakukan pembangunan. Biaya pemeliharaan dan penggantian peralatan dihitung sampai *life time* dari PLTS tersebut. Perhitungan nilai total pembangunan akan dilakukan secara manual dan dengan menggunakan *software PVsyst*.

Setelah menemukan nilai total pembangunan PLTS, akan dilakukan perhitungan tentang biaya cicilan PLTS setiap tahunnya yang ditambahkan dengan pajak dan bunga berdasarkan suku bunga Bank Indonesia (BI). Total nilai pembayaran PLTS dan penghematan Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG) selama beberapa tahun akan dibandingkan dengan nilai pembayaran pembangkitan pada sistem eksisting selama beberapa tahun pula. Nantinya akan diketahui lama perkiraan balik modal dari pembangunan PLTS.

-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

## **BAB III**

### **SISTEM KELISTRIKAN PT. PERTAMINA EP CEPU**

#### **3.1 Profil PT. Pertamina EP Cepu [8]**

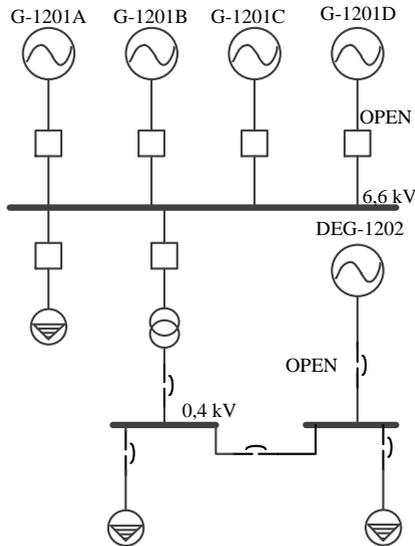
PT Pertamina EP Cepu adalah anak perusahaan dari PT Pertamina (Persero) yang bergerak dibidang kegiatan usaha hulu minyak dan gas bumi yang meliputi eksplorasi, eksploitasi dan produksi.

Wilayah Cepu sudah terkenal dengan adanya persediaan minyak dan gas bumi sejak zaman Belanda. Wilayah kerja dari PT Pertamina EP Cepu mencakup 2 wilayah yaitu Kabupaten Bojonegoro di Provinsi Jawa Timur dan Kabupaten Blora Jawa Tengah. **Gambar 3.1** merupakan wilayah kerja PT Pertamina EP Cepu.

Dua wilayah kerja PT Pertamina EP Cepu ini melakukan pertambangan gas alam dan minyak bumi. Pertambangan gas alam ini dinamakan Proyek Pengembangan Gas Jawa (PPGJ). PPGJ dilakukan di *Central Processing Plant* (CPP) Blok Gundih. Blok Gundih terletak di Desa Sumber, Kecamatan Kradenan, Kabupaten Blora, Jawa Tengah. CPP Gundih memproduksi gas yang kemudian akan dialirkan ke PLTGU takmablorok. Untuk mengurangi penggunaan gas alam yang digunakan oleh PT Pertamina EP Cepu dalam membangkitkan tenaga listrik, PT Pertamina EP Cepu berencana memasang Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS). PLTS akan dibangun di area CPP Gundih. Keluaran dari listrik ini akan diinterkoneksi dengan sistem eksisting melalui mekanisme *on-grid*. Jadi pemakaian Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG) akan berkurang karena adanya pasokan listrik dari PLTS.



**Gambar 3.1** Wilayah Kerja PT Pertamina EP Cepu

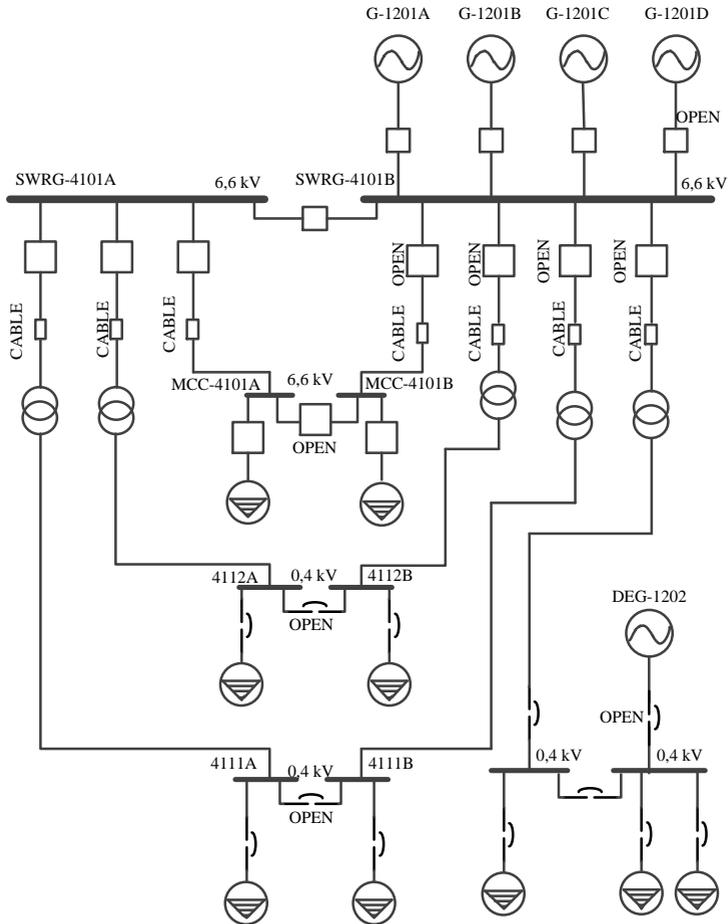


**Gambar 3.2** Sistem kelistrikan Pertamina EP Cepu

### 3.2 Sistem Kelistrikan PT. Pertamina EP Cepu

PT. Pertamina EP cepu mempunyai 4 unit Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG) masing-masing 2,25 MW dengan tegangan 6,6 kV yang saling terkoneksi dan 1 unit Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD) yang berkapasitas 1MW dengan tegangan 0,4 kV. Keempat PLTG tersebut adalah G-1201A, G-1201B, G-1201C, dan G-1201D. Pada kondisi normal, sistem kelistrikan PT. Pertamina EP cepu disupply oleh 3 unit PLTG dan 1 PLTG *stand by*. Sedangkan 1 PLTD digunakan untuk *back up* atau digunakan untuk starting PLTG. Sistem kelistrikan PT. Pertamina EP Cepu memiliki 2 level tegangan yaitu 6,6kV dan 400 V. Level tegangan 6,6 kV digunakan untuk mendistribusikan beban dengan kapasitas besar. Sedangkan level tegangan 0,4 kV digunakan untuk beban-beban yang berkapasitas kecil. Sistem kelistrikan PT. Pertamina EP Cepu sebelum adanya penambahan PLTS dapat dilihat pada Gambar 3.2.

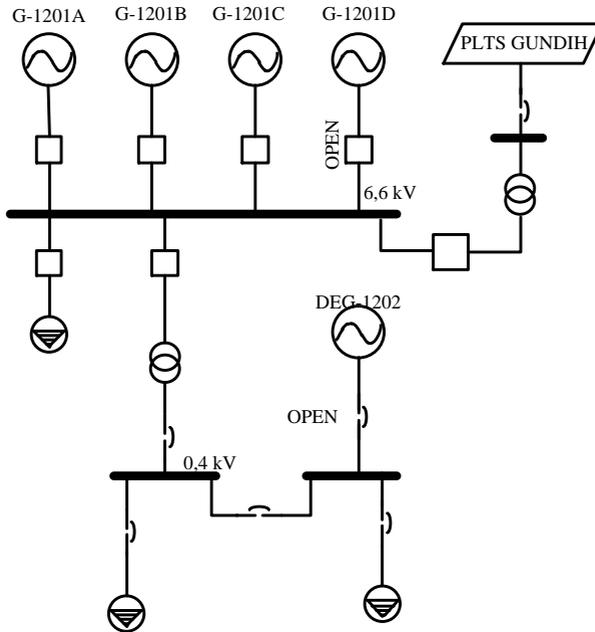
Sistem kelistrikan Pertamina EP Cepu menggunakan sistem radial yang menempatkan pembangkit pada satu titik yaitu bus utama lalu di distribusikan ke beban. *Single line diagram* (SLD) PT Pertamina EP Cepu dapat dilihat pada Gambar 3.3.



**Gambar 3.3** Single line diagram sistem kelistrikan Pertamina Cepu

### 3.3 Titik Sambung PLTS dengan Sistem PT Pertamina EP Cepu

Pembangunan PLTS sebesar 1 MW PT Pertamina EP Cepu terletak di CPP gundih, Cepu, Jawa Tengah. Lokasi titik penyambungan antara PLTS dengan sistem kelistrikan PT Pertamina EP Cepu terletak pada bus generator ( bus SWGR-4101B). Pada Gambar 3.4 adalah lokasi titik sambung PLTS dengan sistem kelistrikan PT Pertamina EP Cepu.



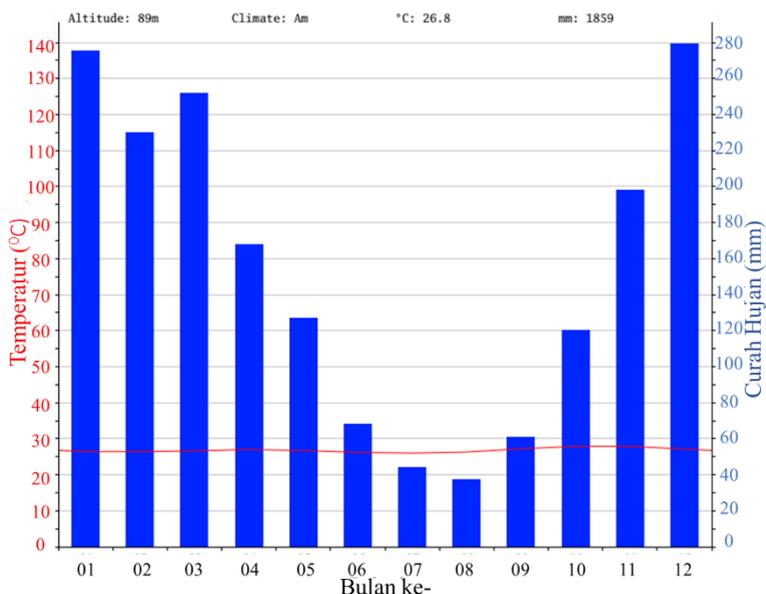
**Gambar 3.4** Titik sambung PLTS dengan sistem eksisting

Keluaran inverter PLTS adalah 0,4 kV. Agar PLTS dapat tersambung dengan sistem eksisting, maka diperlukan *transformator step up* untuk menaikkan tegangan output PLTS dari 0,4 kV menjadi 6,6 kV. Selain itu, untuk menunjang keandalan dari PLTS dan sistem kelistrikan PT Pertamina EP Cepu, maka diperlukan peralatan-peralatan lainnya seperti *circuit breaker*, *relay*, dan lainnya.

*Single line diagram* (SLD) sistem kelistrikan PT Pertamina EP Cepu yang baru dapat dilihat pada Gambar 3.5.

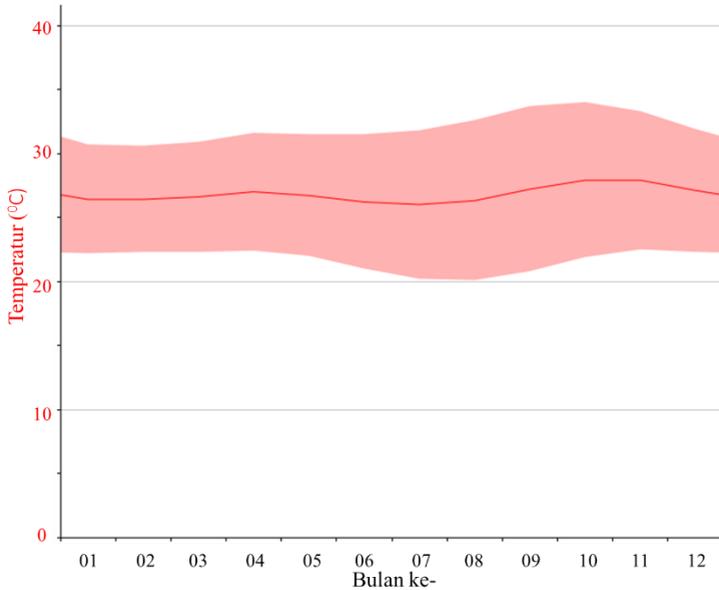


Berdasarkan grafik iklim Kabupaten Blora, bulan Agustus merupakan bulan terkering Kabupaten Blora. Pada bulan Agustus, rata-rata curah hujan Kabupaten Blora adalah 37 mm. Sedangkan pada bulan Desember, curah Hujan Kabupaten Blora mencapai puncaknya dengan rata-rata 279 mm. Grafik iklim Blora dapat dilihat pada Gambar 3.6.



**Gambar 3.6** Grafik Iklim Kabupaten Blora [9]

Berdasarkan grafik suhu Kabupaten Blora yang didapatkan dari data Climate-Data, bulan Oktober merupakan bulan yang paling hangat Kabupaten Blora sepanjang tahun dengan suhu rata-rata  $27,9^{\circ}$  C.. Sedangkan, bulan terdingin Kabupaten Blora sepanjang tahun adalah bulan Juli. Rata-rata suhu pada bulan Juli di Kabupaten Blora adalah  $26^{\circ}$ C. Grafik suhu Kabupaten Blora sepanjang tahun dapat dilihat pada Gambar 3.7.



**Gambar 3.7** Grafik Suhu Kabupaten Blora [9]

Berdasarkan tabel iklim Kabupaten Blora, selisih antara curah hujan bulan Agustus yang merupakan terkering dengan bulan Desember yang merupakan bulan dengan curah hujan tertinggi adalah 242 mm. Perbedaan suhu Kabupaten Blora antara suhu tertinggi yaitu 27,9<sup>0</sup> C dengan suhu terendah 26<sup>0</sup> C adalah 1,9<sup>0</sup> C. Tabel iklim Kabupaten Blora dapat dilihat pada Tabel 3.1.

**Tabel 3.1** Iklim Kabupaten Blora [9]

Bulan ke-	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Rata-rata Suhu (C)	26,4	26,4	26,6	27	26,7	26,2	26	26,3	27,2	27,9	27,9	27,1
Suhu Terendah (C)	22,2	22,3	22,3	22,4	22	21	20,2	20,1	20,8	21,9	22,5	22,3
Suhu Tertinggi (C)	30,7	30,6	30,9	31,6	31,5	31,5	31,8	32,6	33,7	34	33,3	31,9
Curah Hujan (mm)	275	230	252	168	127	68	44	37	61	120	198	279

-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

## **BAB IV**

### **HASIL SIMULASI DAN ANALISA**

Pada bab ini akan dilakukan analisa-analisa yang telah dijelaskan pada bab sebelumnya.

#### **4.1 Analisa Aliran Daya**

Analisa aliran daya dilakukan dengan 2 kondisi beban yaitu beban maksimum yang bernilai 6467,82 kVA dan beban normal yang bernilai 7000,66 kVA. Dalam setiap kondisi beban, terdapat 5 keadaan PV yaitu kondisi saat *irradiance* 0, 250, 500, 750, dan 1000. Tujuan dari analisa aliran daya dengan 2 kondisi beban dan 5 keadaan PV adalah:

1. Mengetahui aliran daya pada generator maupun PV pada bus 6,6 kV.
2. Mengetahui level tegangan pada setiap kondisi beban dan keadaan PV di bus 6,6 kV.

Dari hasil simulasi aliran daya yang telah dilakukan berdasarkan kondisi yang telah dijelaskan, terdapat beberapa variable yang digunakan untuk mengevaluasi setiap kondisi yang disimulasikan. Variable-variable tersebut adalah:

1. *Single line diagram* (SLD) didapatkan dari PPGJ-ELE-SLD-50.101\_R3\_AFC Electrical Single Line Diagram Overall.
2. Tegangan bus dibatasi pada kondisi marginal 90-95% untuk *undervoltage* dan 105-110% untuk *over voltage* berdasarkan SPLN no: 721978.
3. Beban maksimum adalah *peak load* dan beban rata-rata adalah *running load* yang didapatkan dari dokumen *electrical load data calculation*.
4. Dua buah generator gas beroperasi dalam mode *voltage control* dan satu generator gas beroperasi dalam mode *swing*.
5. Model impedansi generator yang digunakan untuk simulasi berdasarkan data manufaktur yang didapatkan. Sedangkan data yang tidak didapatkan diambil dari data *default* ETAP.

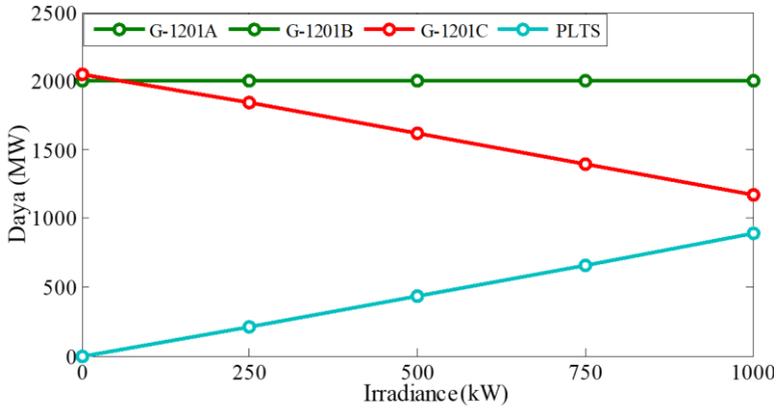
Daya yang mengalir dari generator G120 A dan Generator G120 B menuju Bus 6,6 kV dapat dilihat pada Tabel 4.1. Sedangkan Daya yang mengalir pada Generator G120 C dan PV menuju beban dapat dilihat pada Tabel 4.2.

**Tabel 4.1** Perbandingan pembangkitan G120A dan G120B pada analisa aliran daya

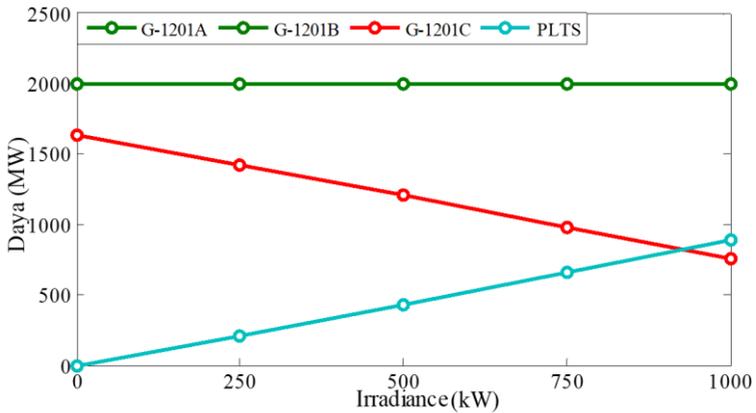
Case	Irradiance	G120A			V Bus (%)	V Bus (V)	G120B			V Bus (%)	V Bus (V)
		P (kW)	Q (kvar)	Cos phi (%)			P (kW)	Q (kvar)	Cos phi (%)		
Maksimum	0	2000	1159	86,5	100	6600	2000	1159	86,5	100	6600
	250	2000	1117	87,3	100	6600	2000	1117	87,3	100	6600
	500	2000	1074	88,1	100	6600	2000	1074	88,1	100	6600
	750	2000	1031	88,9	100	6600	2000	1031	88,9	100	6600
	1000	2000	990	89,6	100	6600	2000	990	89,6	100	6600
Minimum	0	2000	1076	88,1	100	6600	2000	1076	88,1	100	6600
	250	2000	1034	88,8	100	6600	2000	1034	88,8	100	6600
	500	2000	991	89,6	100	6600	2000	991	89,6	100	6600
	750	2000	948	90,4	100	6600	2000	948	90,4	100	6600
	1000	2000	906	91,1	100	6600	2000	906	91,1	100	6600

**Tabel 4.2** Perbandingan pembangkitan G120 C dan PV pada analisa aliran daya

Case	Irradiance	G120C			V Bus (%)	V Bus (V)	G120B			V Bus (%)	V Bus (V)
		P (kW)	Q (kvar)	Cos phi (%)			P (kW)	Q (kvar)	Cos phi (%)		
Maksimum	0	2047	1159	87,0	100	6600	0	0	0	100	6600
	250	1840	1117	85,5	100	6600	207	129	85	100	6600
	500	1620	1074	83,4	100	6600	430	266	85	100	6600
	750	1396	1031	80,0	100	6600	657	407	85	100	6600
	1000	1170	990	76,4	100	6600	889	551	85	100	6600
Minimum	0	1633	1076	83,5	100	6600	0	0	0	100	6600
	250	1426	1034	81,0	100	6600	207	129	85	100	6600
	500	1206	991	77,3	100	6600	430	266	85	100	6600
	750	982	948	71,9	100	6600	657	407	85	100	6600
	1000	756	906	64,0	100	6600	889	551	85	100	6600

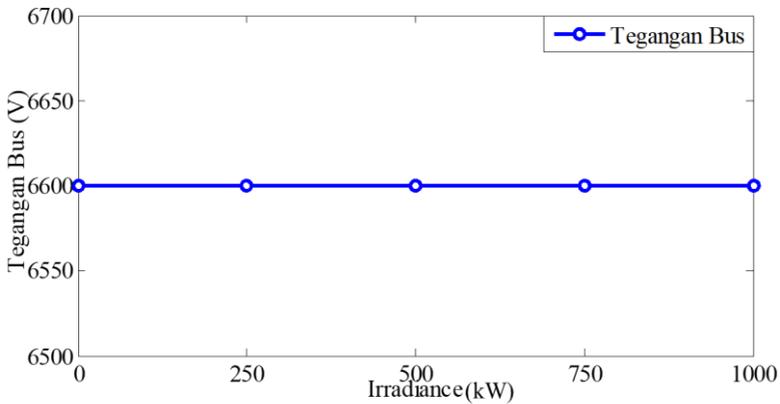


**Gambar 4.1** Grafik Pembangkitan saat beban maksimal

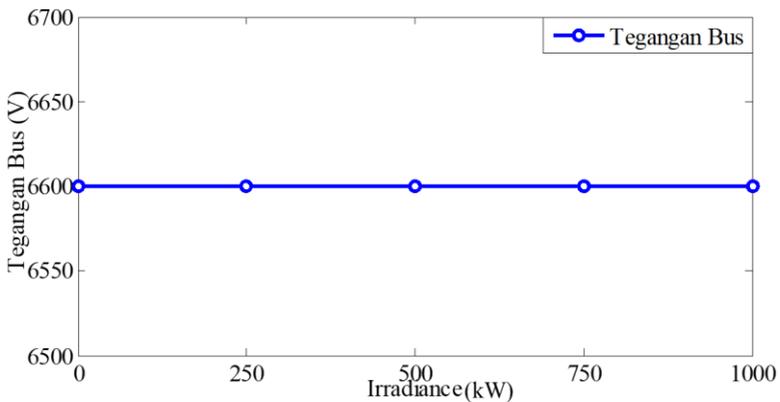


**Gambar 4.2** Grafik Pembangkitan saat beban rata-rata

Pada Gambar 4.1 dan Gambar 4.2 merupakan perbandingan pembangkitan antara generator dan PLTS. Peningkatan *irradiance* pada PLTS akan mengurangi kerja dari generator. Jadi daya aktif dari generator akan turun seiring dengan meningkatnya nilai *irradiance*. Sedangkan, daya aktif dari PLTS akan naik seiring dengan meningkatnya nilai *irradiance*. *Irradiance* PLTS akan bernilai 0 ketika malam hari, sedangkan selain pada malam hari nilai *irradiance* pada PLTS akan lebih dari 0.



**Gambar 4.3** Grafik tegangan Bus saat beban maksimal



**Gambar 4.4** Grafik tegangan bus saat beban rata-rata

Pada Gambar 4.3 dan Gambar 4.4 adalah tegangan bus 6,6 kV ketika *irradiance* pada PLTS berubah-ubah. Tegangan bus tetap stabil saat *irradiance* berubah. Hal ini terjadi karena Generator bekerja dalam mode *swing*. Jadi ketika terjadi penurunan *irradiance* pada PLTS, daya yang kurang akan di supply oleh generator.

Dari data aliran daya yang telah didapatkan, dapat disimpulkan bahwa penambahan PLTS dan perubahan *irradiance* pada PLTS tidak terlalu berpengaruh pada tegangan dan  $\cos \phi$  pada sistem kelistrikan PT

Pertamina EP Cepu. Perubahan *irradiance* pada PLTS berpengaruh pada kinerja generator. Semakin besar *irradiance*, maka daya yang disupply oleh PLTS juga semakin besar dan akan membuat daya yang disupply oleh generator menjadi turun. Sebaliknya, semakin kecil *irradiance*, maka daya yang disupply oleh PLTS juga semakin kecil dan daya yang disupply oleh generator menjadi naik.

## 4.2 Analisa Hubung Singkat

Gangguan hubung singkat dalam sistem tenaga listrik dapat membahayakan peralatan tenaga listrik yang terdampak gangguan. Ketika terjadi gangguan hubung singkat, maka akan ada arus yang besar mengalir melewati peralatan tenaga listrik menuju titik gangguan. Jika spesifikasi peralatan tenaga listrik tidak mampu untuk menahan besar arusnya, maka peralatan listrik tersebut akan rusak.

Analisa hubung singkat diperlukan untuk menentukan spesifikasi peralatan yang digunakan pada sistem khususnya *busbar* dan *circuit breaker*. Jadi saat terjadi hubung singkat, peralatan-peralatan tersebut tidak rusak. Metode simulasi dilakukan menggunakan *software* ETAP dengan menggunakan *standard International Electrotechnical Commission* (IEC).

Sehubungan dengan adanya penambahan PLTS pada sistem kelistrikan PT Pertamina EP Cepu, maka diperlukan analisa hubung singkat untuk menentukan peralatan baru yang akan dipasang dan menentukan apakah peralatan yang lama masih layak untuk digunakan. Simulasi hubung singkat menggunakan ETAP akan dilakukan pada sistem eksisting (tanpa PLTS) dan sistem yang baru (dengan PLTS).

Simulasi hubung singkat pada sistem eksisting dengan cara memberikan gangguan pada bus generator (SWGR-4101B) dan bus beban (bus 4111A dan bus 4112A). Sedangkan simulasi hubung singkat untuk sistem yang baru dengan cara memberikan gangguan pada bus generator (bus SWGR-4101B), bus beban (bus 4111A dan bus 4112A), dan bus PLTS (bus 25). Gangguan hubung singkat pada bus beban bertujuan untuk mengetahui pengaruh PLTS terhadap beban. Hasilnya akan dilakukan analisa untuk menentukan peralatan yang baru ataupun penggantian peralatan yang lama. Tabel 4.3 merupakan data kemampuan peralatan dan nilai arus hubung singkat hasil simulasi ETAP pada sistem eksisting dan Tabel 4.4 merupakan data kemampuan peralatan dan nilai arus hubung singkat hasil simulasi ETAP pada sistem yang baru.

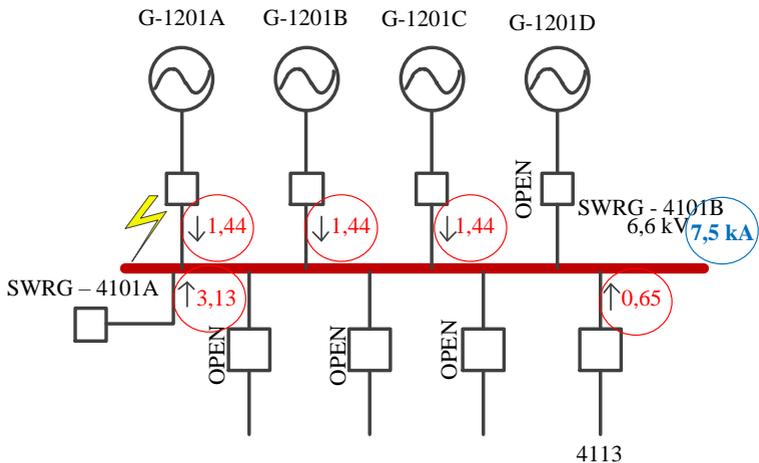
**Tabel 4.3** Data kemampuan peralatan dan arus hubung singkat sistem eksisting

Bus		Device		Device Capability (kA)				Short Circuit Current(kA)				
ID	kV	ID	Type	Making Peak	Ib Sym	Ib Asym	idc	ik	ip	Ib sym	Ib asym	idc
SWGR-4101B	6,6	SWGR-4101B	SwitchGear					7,497	18,299			
	6,6	CB1	CB	25	16	16,187	2,452	7,497	18,299	4,675	5,026	1,846
	6,6	CB2	CB	25	16	16,187	2,452	7,497	18,299	4,675	5,026	1,846
	6,6	CB4	CB	25	16	16,187	2,452	7,497	18,299	4,675	5,026	1,846
	6,6	CB6	CB	25	16	16,187	2,452	7,497	18,299	4,675	5,026	1,846
	6,6	CB10	CB	25	16	16,187	2,452	7,497	18,299	4,675	5,026	1,846
BUS 4111A	0,4	4111A	BUS					43,289	95,797			
	0,4	CB64	CB	105	42	42		43,289	95,797	38,664	38,668	0,549
BUS 41112A	0,4	41112A	BUS					42,840	94,951			
	0,4	CB24	CB	105	42	42		42,840	94,951	38,360	38,364	0,552

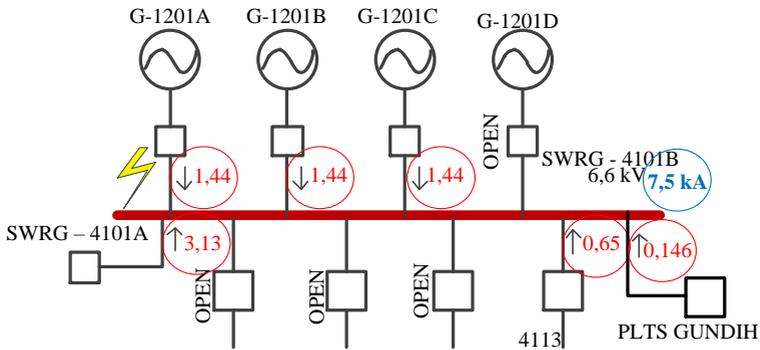
**Tabel 4.4** Data kemampuan peralatan dan arus hubung singkat sistem baru

Bus		Device		Device Capability (kA)				Short Circuit Current(kA)				
ID	kV	ID	Type	Making Peak	Ib Sym	Ib aSym	idc	ik	ip	Ib sym	Ib asym	idc
SWGR-4101B	6,6	SWGR-4101B	SwitchGear					7,523	18,509			
	6,6	CB1	CB	25	16	16,187	2,452	7,523	18,509	4,699	5,059	1,846
	6,6	CB2	CB	25	16	16,187	2,452	7,523	18,509	4,699	5,059	1,846
	6,6	CB4	CB	25	16	16,187	2,452	7,523	18,509	4,699	5,059	1,846
	6,6	CB6	CB	25	16	16,187	2,452	7,523	18,509	4,699	5,059	1,846
	6,6	CB10	CB	25	16	16,187	2,452	7,523	18,509	4,699	5,059	1,846
BUS 4111A	0,4	4111A	BUS					43,323	95,768			
	0,4	CB64	CB	105	42	42		43,323	95,768	38,682	38,686	0,547
BUS 41112A	0,4	41112A	BUS					42,874	94,922			
	0,4	CB24	CB	105	42	42		42,874	94,922	38,378	38,382	0,550
BUS 25	0,4	BUS 25	BUS					30,467	63,651			
	0,4	CB92	CB	105	36	36		30,467	63,651	30,467	30,467	0,039

Pada Tabel 4.3 dan Tabel 4.4 merupakan data hasil simulasi ETAP. Pada kedua tabel tersebut,  $I_k$  merupakan arus hubung singkat maksimum dalam keadaan *steady state*. Terlihat perbedaan besar arus hubung singkat pada titik hubung singkat. Perbandingan nilai arus hubung singkat pada sistem eksisting dengan sistem yang baru tidak jauh berbeda. Saat running hubung singkat pada sistem eksisting, nilai  $I_k$  pada bus generator bernilai 7,497 kA. Pada bus beban, 4111A  $I_k$  bernilai 43,289 dan pada bus beban 4112A  $I_k$  bernilai 42,480. Sedangkan nilai  $I_k$  pada bus generator saat running sistem yang baru adalah 7,523. Pada bus beban 4111A  $I_k$  bernilai 43,323 dan pada bus beban 4112A  $I_k$  bernilai 42,874. Perbedaan arus hubung singkat pada sistem eksisting dan sistem yang baru di bus generator, bus beban 4111A dan 4112A berturut-turut adalah 26 A, 34 A, dan 34A. Dari data hasil simulasi yang telah dilakukan, perbedaan arus hubung singkat pada sistem eksisting dan sistem yang baru tidak terlalu signifikan. Hal ini disebabkan oleh arus kontribusi hubung singkat yang diberikan oleh PLTS tidak terlalu besar. Sehingga peralatan pengaman sistem eksisting tidak perlu dilakukan penggantian ataupun diatur ulang. Perbandingan arus kontribusi dari PLTS menuju arus hubung singkat dapat dilihat pada Gambar 4.5 sampai dengan Gambar 4.9.

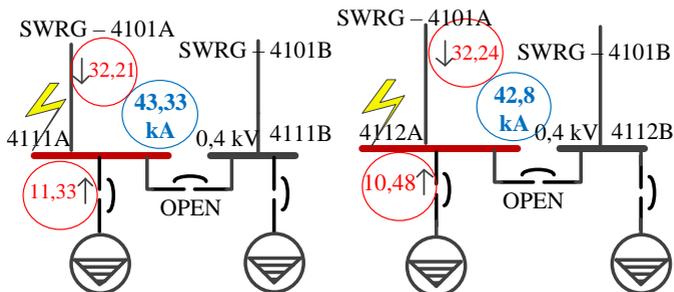


**Gambar 4.5** Arus hubung singkat pada bus generator sistem eksisting

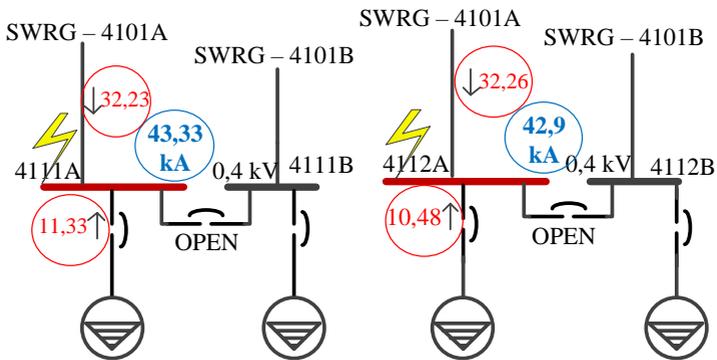


**Gambar 4.6** Arus hubung singkat bus generator pada sistem baru

Pada Gambar 4.5 dan Gambar 4.6 terlihat lingkaran yang berwarna biru dan yang berwarna merah. Lingkaran berwarna biru merupakan total arus hubung singkat pada bus generator. Tidak ada perbedaan total arus hubung singkat pada bus generator. Sedangkan lingkaran berwarna merah merupakan arus kontribusi menuju titik hubung singkat. pada bus generator, arus kontribusi berasal dari generator dan beban serta PLTS (untuk sistem yang baru). Perbedaan arus kontribusi antara sistem eksisting dan sistem baru adalah arus kontribusi dari PLTS. Namun, arus kontribusi dari PLTS hanya 0,146 kA. Arus yang dapat dikatakan kecil dan tidak berpengaruh pada perubahan spesifikasi peralatan eksisting. Arus kontribusi dari PLTS nantinya akan digunakan sebagai acuan dalam pemilihan peralatan dalam penyambungan PLTS dengan sistem eksisting.

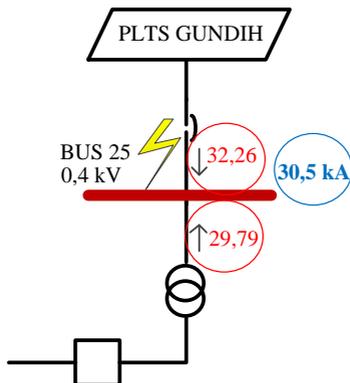


**Gambar 4.7** Arus hubung singkat bus beban sistem eksisting



**Gambar 4.8** Arus hubung singkat bus beban sistem baru

Pada Gambar 4.7 dan Gambar 4.8 merupakan nilai hubung singkat bus beban pada sistem eksisting dan sistem yang baru. Nilai total hubung singkat yang dapat dilihat pada lingkaran biru tidak jauh berbeda. Perbedaannya hanya 0,1 kA pada bus 4111A. Perbedaan ini terjadi karena pada sistem yang baru terdapat arus kontribusi dari PLTS. Dapat dilihat pada lingkaran berwarna merah merupakan arus kontribusi menuju titik hubung singkat. Karena perbedaan arus hubung singkat yang tidak terlalu besar, maka tidak diperlukan penggantian peralatan dari sistem eksisting.



**Gambar 4.9** Arus hubung singkat bus PLTS

Pada Gambar 4.9 merupakan besar arus hubung singkat bus PLTS. Total arus hubung singkat pada bus PLTS dapat dilihat pada lingkaran yang berwarna biru. Arus hubung singkat pada bus PLTS ini nantinya akan digunakan sebagai acuan pemilihan peralatan-peralatan yang digunakan untuk menunjang kinerja PLTS.

Perbandingan antara arus kontribusi menuju titik gangguan hubung singkat berdasarkan Gambar 4.5 sampai dengan Gambar 4.9 dapat dilihat pada Tabel 4.5.

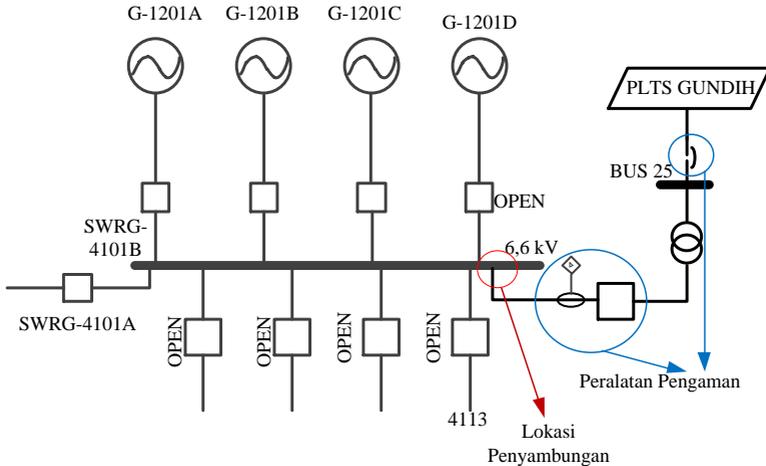
**Tabel 4.5** Perbandingan arus kontribusi menuju titik hubung singkat pada sistem eksisting dengan sistem yang baru

Sistem Eksisting			Sistem Baru		
Titik HS	Asal Arus	Besar arus (kA)	Titik HS	Asal Arus	Besar arus (kA)
bus gen	Total	7,5	bus gen	Total	7,5
	G-1201A	1,44		G-1201A	1,44
	G-1201B	1,44		G-1201B	1,44
	G-1201C	1,44		G-1201C	1,44
	SWRG-4101A	3,13		SWRG-4101A	3,13
	MCC-4101	0,65		MCC-4101	0,65
				PLTS	0,146
bus 4111A	Total	43,3	bus 4111A	Total	43,3
	Lump 1	11,33		Lump 1	11,33
	SWRG-4101A	32,21		SWRG-4101A	32,26
bus 4112A	Total	42,8	bus 4112A	Total	42,9
	Lump 2	10,84		Lump 2	10,84
	SWRG-4101A	32,24		SWRG-4101A	32,26
			bus PLTS	Total	30,5
				PLTS	2,46
				sistem	29,79

### 4.3 Analisa Koordinasi Proteksi

Koordinasi proteksi suatu sistem tenaga listrik dipengaruhi oleh dua faktor yaitu konfigurasi jaringan, pola operasi dan besaran arus hubung singkat. Tujuan dari koordinasi proteksi adalah untuk memperkecil area gangguan agar sistem yang tidak terkena gangguan tetap normal. Dalam kasus ini, sistem PT Pertamina EP Cepu akan ditambahkan dengan PLTS 1 MW. Maka koordinasi proteksi dalam penyambungan PLTS harus

dilakukan. Pada Gambar 4.10 adalah tempat terhubungnya PLTS dengan sistem dan tempat peralatan pengaman untuk memperkecil area gangguan.



**Gambar 4.10** Titik penyambungan PLTS dengan sistem dan letak peralatan pengaman

Dalam koordinasi proteksi, akan dilakukan analisa peralatan pengaman dan peralatan yang diamankan. Peralatan pengaman yang digunakan adalah CB 92 untuk mengamankan PLTS dari gangguan dan Rele-7 (CB82) digunakan untuk mengamankan *transformator* dari gangguan sekaligus sebagai backup CB 92 dalam mengamankan PLTS. Berikut ini adalah *setting* koordinasi proteksi.

➤ **Setting LVCB-92**

Manufacturer	: Merlin Gerin M40H2
Curve Type	: Long Time & Short Time
FLA PV (1MW) di 6,6	: 94,48 Ampere (pf = 85%)
FLA PV (1MW) di 0,4kV	: 1559 Ampere (pf = 85%)
Sensor	: 2000 Ampere
Isc minimum	: 1,54 kA (6.6kV)
Isc maksimum	: 1,85 kA (6.6kV)
Isc minimum	: 25,42 kA (0,4 kA)
Isc maksimum	: 30,5 kA (0,4 kA)

- Low Set  
Time Overcurrent Pickup (ANSI Code: 51)  
1,05 xFLA beban < I Set < 1,4 x FLA beban  
1,05 x 1559A < I Set < 1,4 x 1559 A  
1636,95 A < I Set < 2182,6 A  
Dipilih I Set sebesar 1800 A (0,9).
- High Set  
1,6 x FLA beban < ST Pickup < Isc minimum x 0,8  
1,6 x 1559 < ST Pickup < 25,42 x 0,8  
2494,4A < ST Pickup < 4904 A  
ST Pickup dipilih : 9 kA (5)  
ST Band = 0.1s
- Instantaneous : Disable

➤ **Setting RELAY -7 – HVCB 82**

Manufacturer : ABB SPAJ 144C  
Curve Type : IEC-Very Inverse  
FLA T11 (1,25MVA) di 6.6kV: 109,3 Ampere  
FLA T11 (1,25MVA) di 0.4kV: 1804 Ampere  
CT Ratio : 200/5 (Asumsi)  
Isc minimum : 6,13 kA (6.6kV)  
Isc maksimum : 7,5 kA (6.6kV)

- Low Set  
Time Overcurrent Pickup (Code: 51)  
1,05 x FLA trafo < I Set < 1,4 x FLA trafo  
1,05 x 109,3 A < I Set < 1,4 x 109,3 A  
114,765 A < I Set < 153,02 A  
Dipilih I Set = I> sebesar 135 A.  
Dipilih t set = 0,1 s  
- Menentukan Time dial  
Dipilih kurva IEC Very Inverse

$$t(s) = \frac{td \times 13,5}{\left(\frac{I_{sc\ max}}{I_{set}}\right) - 1}$$

$$0,1 = \frac{td \times 13,5}{\left(\frac{7500}{135}\right) - 1}$$

$$0,1 = \frac{td \times 13,5}{\left(\frac{7500}{135}\right) - 1}$$

$$0,1 = \frac{td \times 13,5}{54,556}$$

$$td = \frac{5,45}{13,5}$$

$$td = 0,404$$

$td$  dipilih  $\geq 0,404$

$td$  dipilih = 1

- High set

Instantaneous Pickup (Code: 50)

1,6 x FLA trafo	<	I Set	<	0,8 x $I_{sc \text{ min}}$
1,6 x 109,3 A	<	I Set	<	0,8 x 6130 A
174,88 A	<	I Set	<	4904 A

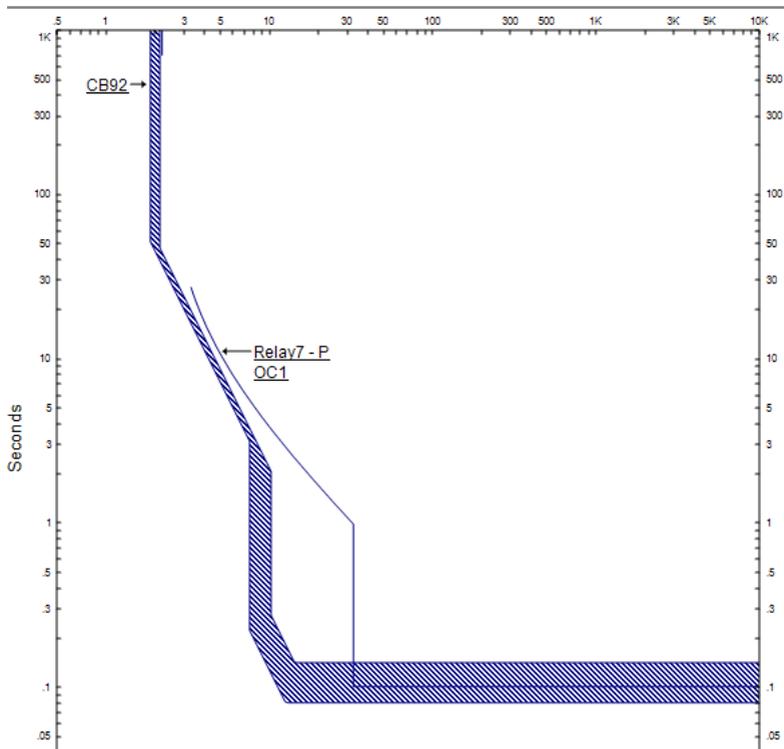
I set instantaneous dipilih 2000 A

t set instantaneous dipilih 0,1 s

**Tabel 4.6** *Setting* koordinasi proteksi

Komponen	Function	<i>Setting</i>	Nilai
Relay - 7	51	Curve	IEC VI
		I lowset	135
		td	1
	50	I Highset	2000
		tset	0,1
LVCB - 92		Sensor	2000
	51	LT Pickup	1800
	50	ST Pickup	9000

Tabel 4.6 merupakan *setting* koordinasi proteksi yang akan disimulasikan menggunakan *software* ETAP. Kurva *time current curve* (TCC) dari relay-7 dan LVCB 92 hasil simulasi *software* ETAP dapat dilihat pada Gambar 4.11.



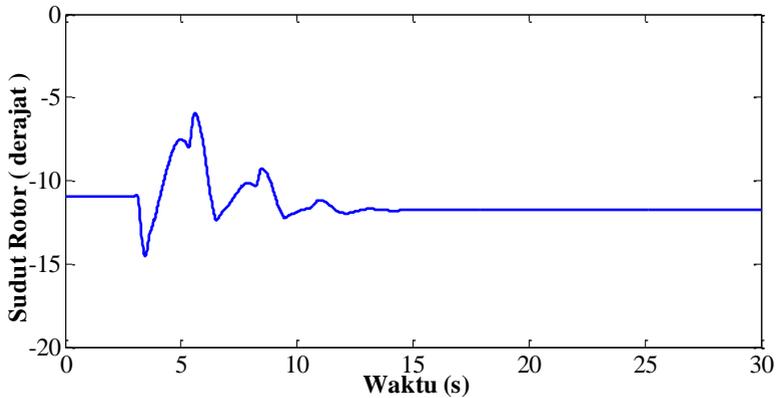
**Gambar 4.11** Kurva TCC peralatan proteksi

#### 4.4 Analisa Kestabilan Transien

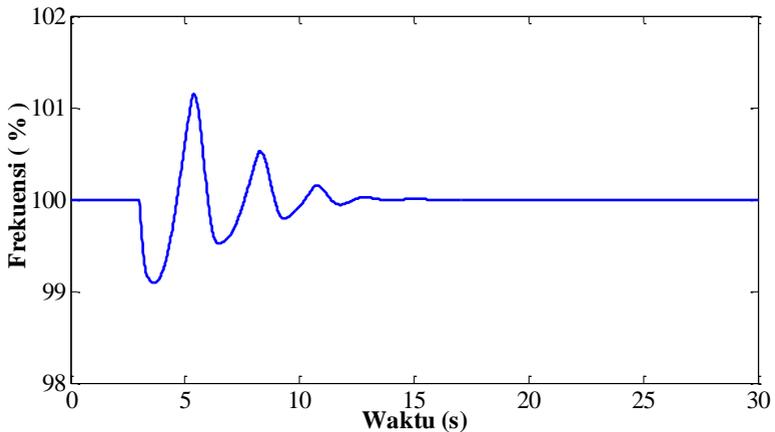
Analisa kestabilan transien pada suatu sistem bertujuan untuk mengetahui apakah sistem masih stabil selama dan setelah terjadinya gangguan seperti hubung singkat, kehilangan pembangkit, perubahan beban yang cukup besar, saluran putus atau gangguan sejenis lainnya.

Analisa kestabilan transien yang dilakukan pada sitem kelistrikan PT Pertamina EP Cepu dengan menganalisis beberapa parameter paada sistem ketika terjadi gangguan yang tidak direncanakan yaitu pembangkit yang lepas (*trip*). Parameter yang akan dianalisa adalah sudut rotor pada generator *swing* dan arus serta tegangan pada bus generator. Pada simulasi transien menggunakan *software* ETAP, disusun 2 study case untuk menganalisis sitem saat terjadi gangguan transien. Gangguan transien

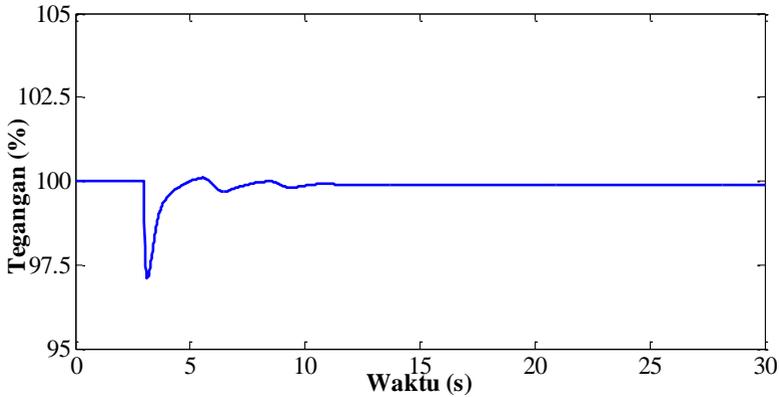
yang terjadi pada study case yang pertama adalah PLTS CPP Gundih yang lepas dari sistem (CB 82 open) secara tiba-tiba. Kurva hasil simulasi kestabilan transien study case pertama dapat dilihat pada Gambar 4.12 , Gambar 4.13, dan Gambar 4.14



**Gambar 4.12** Kurva antara sudut rotor terhadap waktu saat PVout



**Gambar 4.13** Kurva antara frekuensi terhadap waktu saat PVout



**Gambar 4.14** Kurva antara tegangan terhadap waktu saat PVout

Tabel hasil simulasi kestabilan transien study case pertama pada *software* ETAP dapat dilihat pada Tabel 4.7

**Tabel 4.7** Data sudut rotor, tegangan dan frekuensi study case pertama

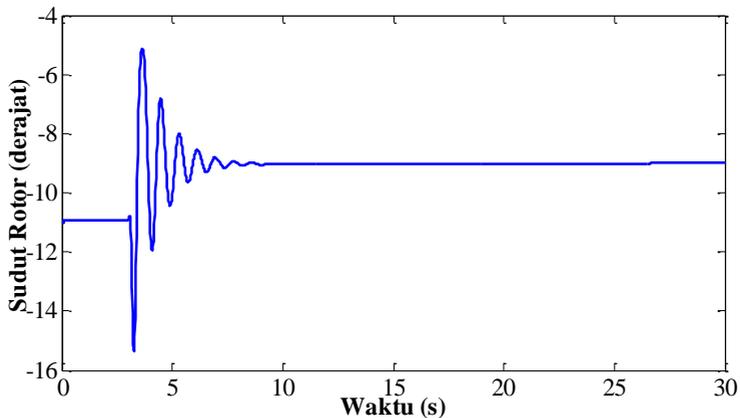
Time (s)	Sudut Rotor(°)	Tegangan(%)	Frekuensi(%)
0	-10,92	100	100
3	-10,92	100	100
3,001	-10,92	987,845	100
3,061	-10,87	97,436	997,722
3,101	-10,85	971,713	99,636
3,201	-11,66	97,178	99,371
3,301	-13,28	976,024	992,067
3,501	-14,43	985,446	991,106
3,701	-12,94	991,472	990,937
4,001	-11,49	995,187	992,001
4,501	-8,78	998,043	99,76
5,001	-7,5	999,963	100,619
6,001	-8,23	998,942	999,906
8,001	-10,21	999,689	100,427
10,001	-11,9	998,588	999,211
15,001	-11,77	998,926	100

Dari hasil simulasi kestabilan transien yang telah dilakukan sesuai dengan kasus yang telah dijelaskan sebelumnya, maka didapatkan:

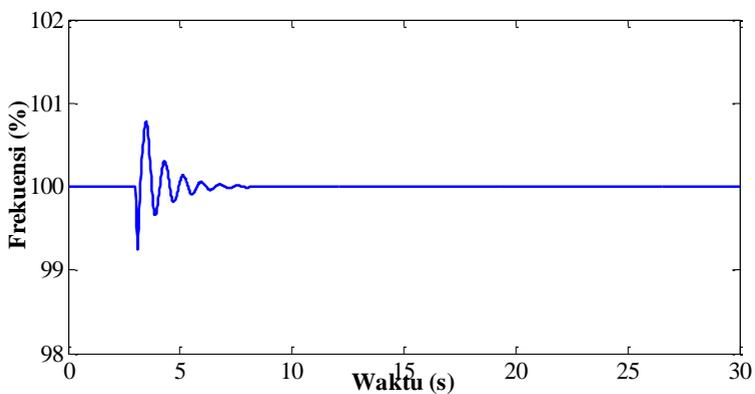
- Frekuensi *steady state* sebesar 50 Hz (100%) sesuai dengan *standard* IEEE Std C37.106-2003 (49,5-50,5 Hz).

- Sudut rotor kembali dalam keadaan *steady state* sebesar  $11,8^{\circ}$ .
- Tegangan *steady state* sebesar 6,59 kA (99,89%). Penurunan tegangan ini masih sesuai dengan *standard* PLN yaitu 95%-105%.

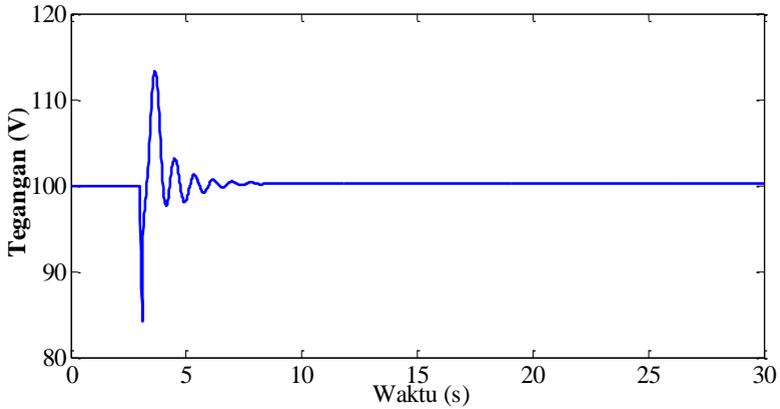
Sedangkan gangguan transien yang terjadi pada study case yang kedua adalah salah satu generator dari 3 generator yang beroperasi pada sistem mengalami kegagalan (lepas dari sistem). Selang beberapa waktu kemudian, akan terjadi pelepasan beban karena generator backup membutuhkan waktu beberapa menit untuk proses starting. Kurva hasil simulasi kestabilan transien study case kedua dapat dilihat pada gambar Gambar 4.15, Gambar 4.16, dan Gambar 4.17.



**Gambar 4.15** Kurva antara sudut rotor terhadap waktu saat generator uot



**Gambar 4.16** Kurva antara frekuensi terhadap waktu saat generator uot



**Gambar 4.17** Kurva antara tegangan terhadap waktu saat generator uot

Tabel hasil simulasi kestabilan transien study case pertama pada software ETAP dapat dilihat pada Tabel 4.8.

**Tabel 4.8** Data sudut rotor, tegangan dan frekuensi study case pertama

Time (s)	Sudut Rotor( $^{\circ}$ )	Tegangan(%)	Frekuensi(%)
0	-10,92	100	100
3	-10,92	100	100
3,001	-10,92	960,536	100
3,061	-10,81	881,397	995,239
3,100	-10,92	843,034	992,571
3,201	-14,01	971,856	99,841
3,301	-14,87	100,206	100,325
3,501	-6,68	109,912	100,771
3,701	-5,32	112,611	100,125
4,001	-11,38	998,333	997,794
4,501	-6,85	103,17	100,069
5,001	-10,04	982,677	100,084
6,001	-8,76	100,223	100,056
8,001	-9,02	100,248	999,913
10,001	-9,04	100,216	100,001
15,001	-9,02	100,227	100

Dari hasil simulasi kestabilan transien yang telah dilakukan sesuai dengan kasus yang telah dijelaskan sebelumnya, maka didapatkan:

- Sudut rotor kembali dalam keadaan *steady state* sebesar  $-9^{\circ}$ .

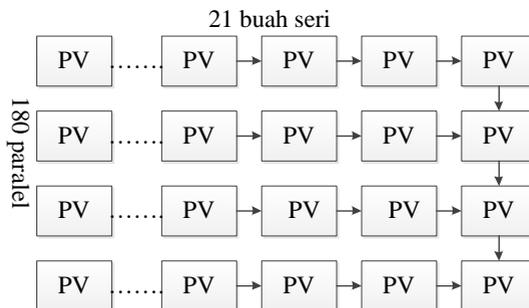
- Frekuensi *steady state* sebesar 50 Hz (100%) sesuai dengan *standard* IEEE Std C37.106-2003 (49,5-50,5 Hz).
- Tegangan *steady state* sebesar 6,615 kA (100,227%). Penurunan tegangan ini masih sesuai dengan *standard* PLN yaitu 95%-105%

## 4.5 Analisa Ekonomi

### 4.5.1 PV sizing

Pembangunan PLTS CPP Gundih berkapasitas 1 MW akan dilakukan dalam 1 area. PLTS CPP Gundih akan menggunakan PV polycrystalline dari Seraphim dengan model 265-6PB yang mampu menghasilkan 265Wp dengan tegangan 30 V dan Inverter SMA Sunny Tripower dengan spesifikasi 25000 watt,

- Inverter  
Untuk mendesain inverter yang memiliki daya output sebesar 1 MW dengan komponen inverter 25 kW, maka harus membutuhkan inverter sebanyak 40 buah.
- Penataan PV  
PV akan dirangkai seri dan parallel. Rangkaian seri PV tujuannya agar PV mendapatkan tegangan yang sesuai dengan inverter. Dengan desain 1 MW dan PV sebesar 265 Wp perbuah, maka dibutuhkan 3780 buah PV dengan daya 1002 kWp. PV akan dirangkai seri sebanyak 21 buah. Nantinya akan terdapat 180 seri PV yang akan dirangkai parallel. Rangkaian PV dapat dilihat pada Gambar 4.18.

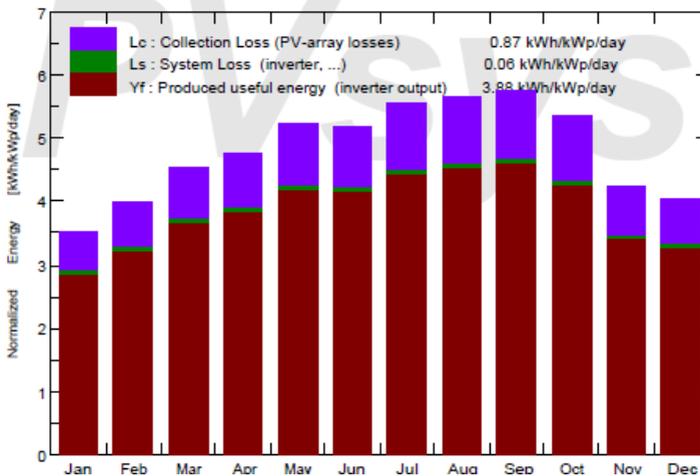


**Gambar 4.18** Rangkaian PV pada PLTS

#### 4.5.2 Daya Pembangkitan PLTS Pertahun

Daya pembangkitan dari PLTS diperoleh dari hasil simulasi menggunakan *software* PVsyst. Nilai daya rata-rata pembangkitan PLTS 1 MW CPP Gundih dalam sehari berdasarkan simulasi menggunakan *software* PVsyst adalah 3,88 kWh/kWp/day. Daya tersebut telah dikurangi oleh losses. Terdapat 2 tipe losses yaitu losses yang disebabkan oleh PV sebesar 0.87 kWh/kWp/day dan losses yang disebabkan oleh sistem (inverter dan peralatan elektrik lainnya) sebesar 0.06 kWh/kWp/day. Kurva daya rata-rata yang diperoleh dari simulasi menggunakan *software* PVsyst dapat dilihat pada Gambar 4.19

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 1002 kWp



Gambar 4.19 Hasil simulasi perkiraan daya pada PVsyst

#### 4.5.3 Perkiraan Rincian Biaya PLTS

Biaya pembangunan PLTS dapat dilihat pada Tabel 4.9 dan biaya operasional dan *maintenance* PLTS dapat dilihat pada Tabel 4.10.

**Tabel 4.9** Perkiraan rincian biaya pembangunan PLTS

No	Nama Barang	Spesifikasi	Satuan	Indeks	Harga Satuan (IDR)	Total (IDR)
Modul dan Support						
1	Panel Surya	Seraphim polycrystalline 265 Wp	Unit	3780	7,009,100.00	26,494,398,000
2	Panel Support	Aluminium, Rangka, Pondasi	Grup	1	1,869,104,920.00	1,869,104,920
3	Grounding System	BC Cable, Grounding rod & Cable	Grup	5	25,275,000.00	126,375,000
Total Biaya						28,489,877,920
Pemasangan Inverter						
1	Inverter	SMA Sunny Tripower 25000 watt, 700 volt, 50 Hz	Unit	40	148,000,000.00	5,920,000,000
2	Monitoring System	Cluster Controller	Unit	1	17,582,600.00	17,582,600
3	Control system	Fuel save Controller	Unit	1	370,000,000.00	370,000,000
4	AC Combiner	200 kW	Set	5	19,950,000.00	99,750,000
Total Biaya						6,407,332,600
Pengkabelan						
1	Kabel PV- Inverter	NYAF 1x44mm @ 100mtr/rol	mtr	5400	6,800.00	36,720,000
2	Kabel Inverter- AC Combiner	NYFGBY 4x6mm	mtr	1500	36,000.00	54,000,000
3	Kabel AC Combiner - LVCB	NYFGBY 4x35mm	mtr	100	125,000.00	12,500,000
4	Kabel LVCB- Trafo	N2XSJ 1x300mm	mtr	80	488,480.00	39,078,400
5	Kabel Trafo - Substation	N2XSEFGbY 3x25mm	mtr	600	240,000.00	144,000,000
6	Kabel Monitoring System	UTP cable category 6	mtr	520	5,361.00	2,787,720
7	Aksesoris Kabel	RJ46 konektor category 6	pcs	84	9,040.00	759,360
Total Biaya						289,845,480

No	Nama Barang	Spesifikasi	Satuan	Indeks	Harga Satuan (IDR)	Total (IDR)
Interkoneksi Jaringan						
1	Cubicle	6,6kV	Unit	1	265,200,000.00	265,200,000
2	Transformator	400/6,6kV/ 1250kVA	Unit	1	202,000,000.00	202,000,000
3	LVCB	ACB 0,4kV/ 60kV/ 50Hz/ 2000A	Unit	1	99,000,000.00	99,000,000
4	Power House		m2	40	2,500,000.00	100,000,000
5	Grounding System		set	1	20,025,000.00	20,025,000
6	Wireless modem router	4G-LTE, Integrated simcard, LAN port	Unit	1	2,000,000.00	2,000,000
Total Biaya						688,225,000
Project Management						
1	Pemasangan Modul		ls	1	142,144,548.00	142,144,548
2	Pemasangan Inverter		ls	1	59,200,000.00	59,200,000
3	Penyelesaian Kabel		ls	1	40,000.00	40,000
4	Kantor Proyek	2,4 x 12 M	mtr	67.5	21,600,000.00	1,458,000,000
5	Pengadaan air dan listrik		ls	1	12,000,000.00	12,000,000
Total Biaya						1,671,384,548
Biaya Pengiriman Barang						
			cont	16	15,000,000.00	240,000,000
						240,000,000
Desain, Testing, Comissioning						
			ls	1	269,724,000.00	269,724,000
						269,724,000
Biaya Persiapan Lahan						
1	Perataan tanah + pembuangan		m3	2910	52,000.00	151,320,000
2	urugan perbaikan tanah		m3	8710	164,000.00	1,428,440,000
Total Biaya						1,579,760,000

No	Nama Barang	Spesifikasi	Satuan	Indeks	Harga Satuan (IDR)	Total (IDR)
	Biaya pagar keliling+finishing		m	508	995,625.00	505,777,500
						505,777,500
Grand Biaya Total						40,141,927,048

**Tabel 4.10** Perkiraan biaya operasional dan *maintenance*

No	Item	Qty	Keterangan	Budget / Tahun	Budget / Tahun
1	Operator	12	per Bulan	IDR 60,000,000	USD 4,286
2	PV Cleaning	1	2x per Tahun	IDR 3,000,000	USD 214
3	Daily Need	12	per Bulan	IDR 18,000,000	USD 1,286
4	Telekomunikasi / Jaringan	12	per Bulan	IDR 12,000,000	USD 857
Total				IDR 93,000,000	USD 6,643

Biaya operasional dan *maintenance* untuk PLTS dihitung rendah. Dapat dikatakan biaya operasional dan *maintenance* antara 0,5% sampai dengan 1,5% dari biaya investasi per tahunnya[10]. Biaya terbesar dalam operasional dan *maintenance* adalah penggantian peralatan jika sewaktu-waktu terjadi kerusakan. Semua perkiraan biaya yang telah ditentukan akan dijadikan data yang digunakan untuk simulasi perkiraan biaya pada *software* PVsyst. Perhitungan perkiraan biaya pada *software* PVsyst menggunakan mata uang US dollar (USD), oleh sebab itu diperlukan konversi mata uang rupiah terhadap USD. Asumsi yang digunakan adalah 1 USD setara dengan 14.000 rupiah. Selain itu, nilai pajak yang digunakan adalah 10%, nilai suku bunga diambil dari suku bunga Bank Indonesia (BI) yaitu 4,3% dan cicilan pembangunan PLTS akan dilakukan selama 10 tahun. Hasil konversi mata uang pada biaya-biaya yang dimasukkan ke PVsyst dengan pembulatan keatas disetiap angka dibelakang koma dapat dilihat pada Tabel 4.11.

**Tabel 4.11** Konversi biaya dari rupiah ke USD

Item	Keterangan	Total Harga (Rp)	Total Harga (USD)
Modul PV		26,494,398,000	1,892,457
Support	Panel,grounding, combiner, monitoring	2,482,812,520	177,344
Inverter		5,920,000,000	422,858
Setting,wiring	Kabel,pemasangan, interkoneksi	2,649,455,028	189,247
Persiapan Lahan		1,579,760,000	112,840
Pagar Keliling		505,777,500	36,127
Pengiriman	Desain,Testing, Commisioning	240,000,000	17,143
Engineering		269,724,000	19,266
Total Biaya			2,867,282
Pajak (10%)			286,728
Total Biaya + Pajak			3,154,010

Biaya total investasi yang meliputi total biaya + pajak 10% adalah 3.154.025 USD. Dengan suku bunga BI sebesar 4,3% dan PLTS dicicil selama 10 tahun, maka angsuran per tahun dapat dihitung dengan rumus:

$$AP = \left( TI \times bunga \times \frac{1}{1 - \frac{1}{(1 + bunga)^{Lc}}} \right) \quad (4.1)$$

Dimana: AP = Angsuran pertahun  
 TI = Biaya total investasi  
 Lc = Lama cicilan (th)  
 BOM = Biaya operasional & maintenance

Maka akan didapatkan Angsuran pertahun sebesar:

$$AP = \left( 3154010 \times 4,3\% \times \frac{1}{1 - \frac{1}{(1 + 4,3\%)^{10}}} \right)$$

$$AP = \left( 3154010 \times 4,3\% \times \frac{1}{1 - \frac{1}{(1 + 4,3\%)^{10}}} \right)$$

$$AP = (3154010 \times 4,3\% \times 2,910212)$$

$$AP = 394.690 \text{ USD / year}$$

Hasil *running* perkiraan rincian biaya pada *software* PVsyst dapat dilihat pada Gambar 4.20

PVSYST V6.70		15/05/18	Page 5/5
<b>Grid-Connected System: Economic evaluation</b>			
<b>Project :</b>		Cepu	
<b>Simulation variant :</b>		Cepu	
<b>Main system parameters</b>	<b>System type</b>	Grid-Connected	
<b>Near Shadings</b>	<b>Linear shadings</b>		
PV Field Orientation	tilt	10°	azimuth 0°
PV modules	Model	SRP-265-6PB-DG	Pnom 265 Wp
PV Array	Nb. of modules	3780	Pnom total 1002 kWp
Inverter	Model	Sunny Tripower 25000TL-JP-30	25.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	40.0	Pnom total 1000 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		
<b>Investment</b>			
PV modules (Pnom = 265 Wp)	3780 units	501 US\$ / unit	1892457 US\$
Supports / Integration		47 US\$ / module	177344 US\$
Inverters (Pnom = 25.0 kW ac)	40 units	10571 US\$ / unit	422858 US\$
Settings, wiring, ...			189247 US\$
Persiapan Lahan			112840 US\$
Pagar keliling			36127 US\$
Transport and assembly			17143 US\$
Engineering			19266 US\$
Substitution underworth			0 US\$
Gross investment (without taxes)			2867282 US\$
<b>Financing</b>			
Gross investment (without taxes)			2867282 US\$
Taxes on investment (VAT)	Rate 10.0 %		286728 US\$
Gross investment (including VAT)			3154010 US\$
Subsidies			0 US\$
Net investment (all taxes included)			3154010 US\$
Annuities	(Loan 4.3 % over 10 years)		394690 US\$/year
Annual running costs: maintenance, insurances ...			6643 US\$/year
Total yearly cost			401333 US\$/year
<b>Energy cost</b>			
Produced Energy			1419 MWh / year
Cost of produced energy			0.28 US\$ / kWh

**Gambar 4.20** Perkiraan biaya hasil running PVsyst

Dari Hasil perhitungan manual, perkiraan angsuran pokok yang harus dibayarkan oleh PT Pertamina EP Cepu untuk pembangunan PLTS adalah 394.690 USD / tahun. Hasil tersebut sesuai dengan hasil simulasi menggunakan *software* PVsyst yaitu 394.690USD/year. Jika biaya angsuran pokok dijumlah dengan biaya *maintenance* (yang diasumsikan sama pada PVsyst), maka nilainya adalah 401.333 USD/ tahun.

Dengan demikian, tarif dasar listrik per kWh dari PLTS dapat dihitung. Tarif dasar listrik per kWh didapatkan dari angsuran per tahun dari PLTS dibagi dengan total energi yang diproduksi oleh PLTS. Jadi tarif dasar listrik PLTS adalah Rp 3.960 / kWh selama PLTS dalam masa cicilan (10 tahun).

#### **4.5.4 Perkiraan Kembali Modal**

Tujuan pembangunan PLTS di lingkungan PT Pertamina EP Cepu bukan hanya mengurangi pemakaian gas sebagai sumber utama pembangkitan energi listrik. Tujuan lain pembangunan PLTS adalah menghemat pengeluaran PT Pertamina EP Cepu dalam jangka panjang. Perkiraan penghematan pengeluaran PT Pertamina EP Cepu didapatkan dari perbandingan antara biaya tahunan yang dikeluarkan PT Pertamina EP Cepu pada sistem eksisting dengan sistem yang baru. Dalam perhitungan perkiraan biaya ini, asumsi kenaikan Biaya Pokok Pembangkitan (BPP) dari PLTG yang terjadi adalah 3% tiap tahunnya, kenaikan biaya *maintenance* PLTS tiap tahunnya adalah 4,8%, dan jumlah konsumsi listrik PT Pertamina EP Cepu tidak terjadi kenaikan setiap tahunnya, serta tidak terjadi inflasi pada perekonomian Negara.

Pada Tabel 4.12 yaitu perkiraan total pembayaran tahunan jika sistem tidak menggunakan PLTS selama 15 tahun dengan asumsi Biaya Pokok Pembangkitan (BPP) adalah Rp 2.392 dan naik setiap tahunnya sebesar 3%. Total biayanya adalah Rp 2.021.477.547.307. Biaya ini nantinya akan dibandingkan dengan total biaya pembayaran jika sistem menggunakan PLTS (dengan biaya angsuran PLTS selama 10 tahun).

Pada Tabel 4.13 merupakan perkiraan total pembayaran tahunan sistem menggunakan PLTS selama 15 tahun dengan asumsi BPP adalah Rp 2.392 dan naik 3% setiap tahunnya. Sedangkan biaya operasional dan *maintenance* (O&M) naik 4,8% setiap tahunnya. Pada perkiraan biaya tahunan ini akan dijumlahkan dengan biaya angsuran pokok PLTS selama 10 tahun yaitu 394.690 USD (tanpa *maintenance*). Setelah 10 tahun, biaya angsuran tidak lagi ditambahkan tetapi biaya O&M tetap ditambahkan. Total perkiraan pembayaran selama 15 tahun adalah Rp 2.015.581.682.722.

Perbandingan total biaya sistem eksisting dengan sistem yang baru selama 15 tahun adalah Rp 2.021.477.547.307 dan Rp 2.015.581.682.722. Dapat disimpulkan bahwa modal pembangunan PLTS yang dicitil selama 10 tahun dengan bunga 4,3% akan kembali dalam jangka 15 tahun (5 tahun setelah cicilan lunas) dan selanjutnya PLTS akan membawa

dampak yang cukup signifikan dalam pembayaran tahunan yang dikeluarkan oleh PT Pertamina EP Cepu.

Nilai keuntungan tiap tahun akibat pembangunan PLTS pada tahun-tahun selanjutnya (setelah 15 tahun) dapat dihitung melalui rumus 4.2.

$$KU = (BPP \times P_{Total}) - ((BPP \times P_{PLTG}) + B_{Maintenance}) \quad 4.2$$

Dimana : KU = Total Keuntungan (Rp)

BPP = Biaya Pokok Pembangunan (Rp/kWh)

P<sub>Total</sub> = Total daya yang dibutuhkan dalam satu tahun (kWh)

P<sub>PLTG</sub> = Total daya yang dihasilkan PLTG dalam satu tahun (kWh)

**Tabel 4.12** Perkiraan biaya tahunan sistem eksisting selama 15 tahun

Tahun ke	Konsumsi Listrik (kWh/tahun)	Biaya Pokok Pembangunan	Total Biaya pertahun (IDR)
1	45438100	IDR 2,392.0	108,687,935,200
2	45438100	IDR 2,463.8	111,948,573,256
3	45438100	IDR 2,537.7	115,307,030,454
4	45438100	IDR 2,613.8	118,766,241,367
5	45438100	IDR 2,692.2	122,329,228,608
6	45438100	IDR 2,773.0	125,999,105,467
7	45438100	IDR 2,856.2	129,779,078,631
8	45438100	IDR 2,941.9	133,672,450,989
9	45438100	IDR 3,030.1	137,682,624,519
10	45438100	IDR 3,121.0	141,813,103,255
11	45438100	IDR 3,214.6	146,067,496,352
12	45438100	IDR 3,311.1	150,449,521,243
13	45438100	IDR 3,410.4	154,963,006,880
14	45438100	IDR 3,512.7	159,611,897,087
15	45438100	IDR 3,618.1	164,400,253,999
TOTAL			2,021,477,547,307

**Tabel 4.13** Perkiraan biaya tahunan sistem yang baru selama 15 tahun

Tahun ke	Konsumsi Listrik (kWh/tahun)	Pembangkitan PLTS (kWh/th)	Pembangkitan PLTG (kWh/th)	Biaya O&M (IDR)	Angsuran PLTS (IDR)	BPP PLTG	Total biaya per tahun (IDR)	
1	45438100	1419000	44019100	93,000,000	5,525,660,000	2,392.0	110,912,347,200	
2	45438100	1419000	44019100	97,464,000	5,525,660,000	2,463.8	114,075,621,816	
3	45438100	1419000	44019100	102,142,272	5,525,660,000	2,537.7	117,333,875,022	
4	45438100	1419000	44019100	107,045,101	5,525,660,000	2,613.8	120,689,960,034	
5	45438100	1419000	44019100	112,183,266	5,525,660,000	2,692.2	124,146,815,847	
6	45438100	1419000	44019100	117,568,063	5,525,660,000	2,773.0	127,707,469,821	
7	45438100	1419000	44019100	123,211,330	5,525,660,000	2,856.2	131,375,040,341	
8	45438100	1419000	44019100	129,125,474	5,525,660,000	2,941.9	135,152,739,555	
9	45438100	1419000	44019100	135,323,496	5,525,660,000	3,030.1	139,043,876,200	
10	45438100	1419000	44019100	141,819,024	5,525,660,000	3,121.0	143,051,858,509	
11	45438100	1419000	44019100	148,626,337		3,214.6	141,654,537,207	
12	45438100	1419000	44019100	155,760,401		3,311.1	145,906,848,597	
13	45438100	1419000	44019100	163,236,901		3,410.4	150,286,857,742	
14	45438100	1419000	44019100	171,072,272		3,512.7	154,798,401,739	
15	45438100	1419000	44019100	179,283,741		3,618.1	159,445,433,092	
TOTAL								2,015,581,682,722

## **BAB V**

### **PENUTUP**

#### **5.1 Kesimpulan**

Berdasarkan hasil analisa dan simulasi yang dilakukan dengan menggunakan *software* ETAP dan PVsyst, dapat diambil beberapa kesimpulan sebagai berikut:

1. Nilai tegangan pada bus generator (SWRG-4101B) setelah penambahan PLTS sebesar 1 MW adalah 100% atau tetap 6,6 kV. Meskipun terjadi perubahan *irradiance* pada PLTS, nilai tegangan pada bus generator tidak berubah.
2. Nilai hubung singkat antara sistem yang baru dengan sistem eksisting hampir sama sehingga tidak perlu adanya penggantian peralatan pengaman dan koordinasi proteksi eksisting. Hal ini disebabkan karena nilai arus kontribusi dari PLTS ketika terjadi hubung singkat sangat kecil dan konstan.
3. Penambahan peralatan pengaman dan koordinasi proteksi dilakukan pada titik sambung antara PLTS dengan sistem.
4. Respon sudut rotor, tegangan, dan frekuensi masih dalam keadaan stabil ketika terjadi PLTS atau saat genetaror keluar dari sistem (*trip*).
5. Penambahan PLTS pada sistem PT Pertamina EP Cepu dapat menghasilkan daya sebesar 1419 MWh / tahun dengan angsuran sebesar Rp 5.525.660,00 / tahun. Angsuran tersebut akan diangsur selama 10 tahun dan diperkirakan akan balik modal pada tahun ke-5 setelah angsuran lunas.

Dari beberapa poin yang telah dijelaskan dengan pertimbangan ekonomi dan kelayakan sistem, dapat disimpulkan bahwa sistem PT Pertamina EP Cepu layak untuk dilakukan penambahan PLTS 1 MW.

#### **5.2 Saran**

Saran yang dapat diberikan untuk perbaikan setelah melakukan berbagai analisa dan simulasi pada tugas akhir ini adalah sebagai berikut:

1. Perlu adanya data yang lengkap agar menunjang proses simulasi dan analisa untuk mendapatkan hasil yang lebih akurat.

-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

## DAFTAR PUSTAKA

1. Kristianto, A.N., *Studi Kelayakan Investasi Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) Di Pulau Biaro Dengan Menggunakan Metode Real Option*, in *Fakultas Ekonomi*. 2010, Universitas Indonesia.
2. Lakpesdam, P.B.N.U., *Feasibility Study (FS) dan Detail Engineering Design(DED) PLTS Desa Rawasari*. 2016, Universitas Gadjah Mada.
3. Amira and A. Effendi, *Studi Analisa Gangguan Hubung Singkat 1 Fasa Ke Tanah Pada Sutt 150 kV Untuk Setting Relay OCR (Aplikasi GI PIP – Pauh Limo)*. *Jurnal Teknik Elektro ITP Volume 3 No. 2;*, 2014.
4. Yanuwirawan, E., M. Pujiantara, and R. Wahyudi, *Studi Koordinasi Proteksi Rele Arus Lebih dan Ground Fault Pada Sistem Eksisting PT. VICO Indonesia, Kalimantan Timur*. *JURNAL TEKNIK ITS Vol. 4, No. 2, (2015) ISSN: 2337-3539 (2301-9271 Print)*, 2015.
5. Zulfikar, A., R. R, and H. E, *Penyebab Dan Solusi Gangguan Sympathetic Trip Di Pt Pln (Persero) Area Pengaturan Distribusi Jawa Timur*. 2017, Fakultas Teknik Elektro, Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS).
6. Santoso, P., *Analisis Kestabilan Transien Penerapan Distributed Generation Pada Sistem Kelistrikan Wilayah Bengkulu*. 2014, UNIVERSITAS BENGKULU: Bengkulu.
7. Handini, W., *Performa Sel Surya Tersensitasi Zat Pewarna (DSSC) Berbasis ZnO dengan Variasi Tingkat Pengisian dan Besar Kristalit TiO<sub>2</sub>*, in *Teknik Metalurgi dan Material*. 2008, Universitas Indonesia.
8. <http://pepc.pertamina.com/id/our-business.html>.
9. <https://id.climate-data.org/location/45369/>. *Iklim: Blora*
10. JOHANSSON, N. and J. KARLSSON, *Economic Feasibility for Solar PV in Swedish Office Buildings*, in *Department of Energy and Environment*. 2015, Chalmers University of Technology.

-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

# LAMPIRAN

## Report Simulasi hubung singkat sistem eksisting menggunakan ETAP

[Short-Circuit Summary Report](#)

### 3-Phase Fault Currents

Bus		Device		Device Capacity (kA)			
ID	kV	ID	Type	Making Peak	I <sub>b sym</sub>	I <sub>b asym</sub>	I <sub>dc</sub>
4111A	0.400	4111A	Bus				
	0.400	CB64	CB	105.000	42.000	42.000	
4112A	0.400	4112A	Bus				
	0.400	CB24	CB	105.000	42.000	42.000	
SWGR-4101B	6.600	SWGR-4101B	SwchGear				
	6.600	CB6	CB	25.000	16.000	16.187	2.452
	6.600	CB10	CB	25.000	16.000	16.187	2.452
	6.600	CB1	CB	25.000	16.000	16.187	2.452
	6.600	CB2	CB	25.000	16.000	16.187	2.452
	6.600	CB4	CB	25.000	16.000	16.187	2.452

*i<sub>p</sub>* is calculated using method C

I<sub>b</sub> does not include decay of non-terminal faulted induction motors

I<sub>k</sub> is the maximum steady state fault current

I<sub>dc</sub> is based on X/R from Method C and I<sub>b</sub> as specified above

LV CB duty determined based on service rating

Total through current is used for device duty.

\* Indicates a device with calculated duty exceeding the device capability.

# Indicates a device with calculated duty exceeding the device marginal limit. (95 % times device capability)

Bus		Device			Short-Circuit Current (kA)				
ID	kV	ID	Type	I <sup>2</sup> k	<i>i<sub>p</sub></i>	I <sub>b sym</sub>	I <sub>b asym</sub>	I <sub>dc</sub>	I <sub>k</sub>
4111A	0.400	4111A	Bus	43.289	95.797				27.204
	0.400	CB64	CB	43.289	95.797	38.664	38.668	0.549	
4112A	0.400	4112A	Bus	42.840	94.951				27.204
	0.400	CB24	CB	42.840	94.951	38.360	38.364	0.552	
SWGR-4101B	6.600	SWGR-4101B	SwchGear	7.497	18.299				1.583
	6.600	CB6	CB	7.497	18.299	4.675	5.026	1.846	
	6.600	CB10	CB	7.497	18.299	4.675	5.026	1.846	
	6.600	CB1	CB	7.497	18.299	4.675	5.026	1.846	
	6.600	CB2	CB	7.497	18.299	4.675	5.026	1.846	
	6.600	CB4	CB	7.497	18.299	4.675	5.026	1.846	

# Report Simulasi hubung singkat sistem baru menggunakan ETAP

## 3-Phase Fault Currents

Bus		Device		Device Capacity (kA)			
ID	kV	ID	Type	Making Peak	Ib sym	Ib asym	Idc
4111A	0.400	4111A	Bus				
	0.400	CB64	CB	105.000	42.000	42.000	
4112A	0.400	4112A	Bus				
	0.400	CB24	CB	105.000	42.000	42.000	
Bus25	0.400	Bus25	Bus				
	0.400	CB92	CB	105.000	36.000	36.000	
SWGR-4101B	6.600	SWGR-4101B	SwthcGear				
	6.600	CB6	CB	25.000	16.000	16.187	2.452
	6.600	CB10	CB	25.000	16.000	16.187	2.452
	6.600	CB1	CB	25.000	16.000	16.187	2.452
	6.600	CB2	CB	25.000	16.000	16.187	2.452
	6.600	CB4	CB	25.000	16.000	16.187	2.452
	6.600	CB82	CB	63.000	25.000	25.292	3.831

ip is calculated using method C

Ib does not include decay of non-terminal faulted induction motors

I<sub>k</sub> is the maximum steady state fault current

Idc is based on X/R from Method C and Ib as specified above

LV CB duty determined based on service rating.

Total through current is used for device duty.

\* Indicates a device with calculated duty exceeding the device capability.

# Indicates a device with calculated duty exceeding the device marginal limit. (95 % times device capability)

## 3-Phase Fault Currents

Bus		Device		Short-Circuit Current (kA)						
ID	kV	ID	Type	I <sub>k</sub>	ip	Ib sym	Ib asym	Idc	I <sub>k</sub>	
4111A	0.400	4111A	Bus	43.323	95.768				27.221	
	0.400	CB64	CB	43.323	95.768	38.682	38.686	0.547		
4112A	0.400	4112A	Bus	42.874	94.922				27.221	
	0.400	CB24	CB	42.874	94.922	38.378	38.382	0.550		
Bus25	0.400	Bus25	Bus	30.467	63.651				26.025	
	0.400	CB92	CB	30.467	63.651	30.467	30.467	0.039		
SWGR-4101B	6.600	SWGR-4101B	SwthcGear	7.523	18.509				1.604	
	6.600	CB6	CB	7.523	18.509	4.699	5.049	1.846		
	6.600	CB10	CB	7.523	18.509	4.699	5.049	1.846		
	6.600	CB1	CB	7.523	18.509	4.699	5.049	1.846		
	6.600	CB2	CB	7.523	18.509	4.699	5.049	1.846		
	6.600	CB4	CB	7.523	18.509	4.699	5.049	1.846		
	6.600	CB82	CB	7.523	18.509	4.699	5.049	1.846		

## Hasil simulasi PVsyst

PVSYST V6.70		15/05/18		Page 1/5	
<b>Grid-Connected System: Simulation parameters</b>					
<b>Project :</b> Cepu					
<b>Geographical Site</b>		<b>Blora</b>		<b>Country</b> Indonesia	
<b>Situation</b>		Latitude -6.97° S		Longitude 111.41° E	
Time defined as		Legal Time Time zone UT+7		Altitude 41 m	
		Albedo 0.20			
<b>Meteo data:</b>		Cepu		Meteonorm 7.1 (2010-2014), Sat=100% - Synthetic	
<b>Simulation variant :</b> Cepu					
		Simulation date		14/05/18 12h53	
<b>Simulation parameters</b>		<b>System type</b>		<b>Sheds on ground</b>	
<b>Collector Plane Orientation</b>		Tilt 10°		Azimuth 0°	
<b>Models used</b>		Transposition Perez		Diffuse Perez, Meteonorm	
<b>Horizon</b>		Free Horizon			
<b>Near Shadings</b>		Linear shadings			
<b>PV Array Characteristics</b>					
<b>PV module</b>		Si-poly		Model SRP-265-6PB-DG	
Original PVsyst database		Manufacturer		Seraphim	
Number of PV modules		In series		21 modules	
Total number of PV modules		Nb. modules		3780	
Array global power		Nominal (STC)		1002 kWp	
Array operating characteristics (50°C)		U mpp		601 V	
Total area		Module area		6217 m²	
				In parallel 180 strings	
				Unit Nom. Power 265 Wp	
				At operating cond. 904 kWp (50°C)	
				I mpp 1506 A	
<b>Inverter</b>					
Original PVsyst database		Model		Sunny Tripower 25000TL-JP-30	
Characteristics		Manufacturer		SMA	
		Operating Voltage		390-800 V	
Inverter pack		Nb. of inverters		40 units	
				Total Power 1000 kWac	
				Pnom ratio 1.00	
<b>PV Array loss factors</b>					
Thermal Loss factor		Uc (const) 20.0 W/m²K		Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s	
Wiring Ohmic Loss		Global array res. 6.7 mOhm		Loss Fraction 1.5 % at STC	
Module Quality Loss				Loss Fraction -0.8 %	
Module Mismatch Losses				Loss Fraction 1.0 % at MPP	
Strings Mismatch loss				Loss Fraction 0.10 %	
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM = 1 - bo (1/ cos i - 1 )		bo Param. 0.05	
<b>User's needs :</b>		Unlimited load (grid)			

©2008 SolarWorld Inc.

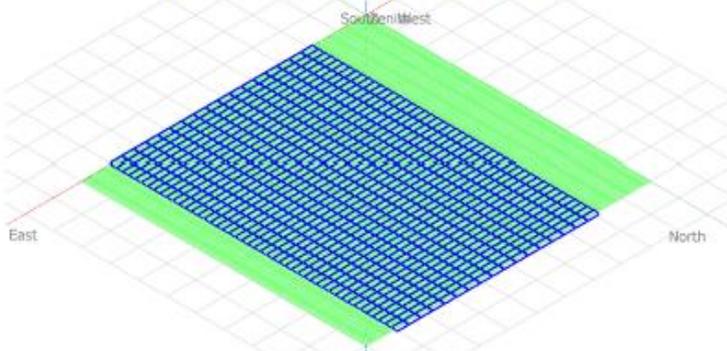
## Grid-Connected System: Near shading definition

Project : Cepu

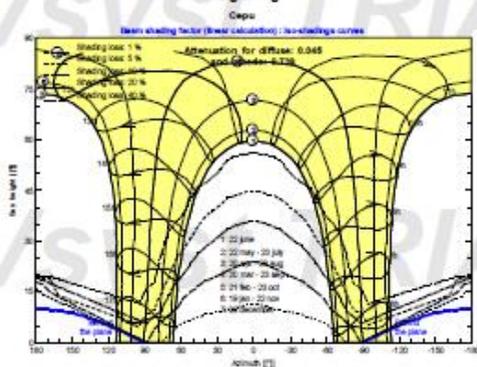
Simulation variant : Cepu

<b>Main system parameters</b>	System type	Grid-Connected		
<b>Near Shadings</b>	Linear shadings			
PV Field Orientation	tilt	10°	azimuth	0°
PV modules	Model	SRP-265-6PB-DG	Pnom	265 Wp
PV Array	Nb. of modules	3780	Pnom total	1002 kWp
Inverter	Model	Sunny Tripower 25000TL-JP-30		25,00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	40,0	Pnom total	1000 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram



Print instruction mode

## Grid-Connected System: Main results

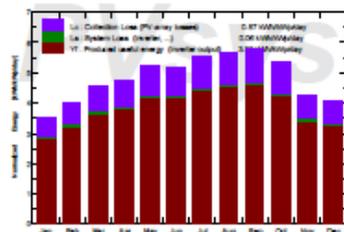
Project : Cepu

Simulation variant : Cepu

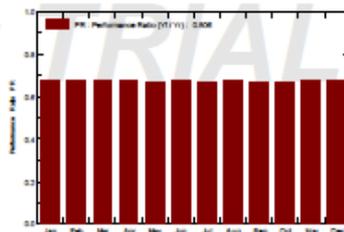
Main system parameters	System type	Grid-Connected
Near Shadings	Linear shadings	
PV Field Orientation	tilt	10°
PV modules	Model	SRP-265-6PB-DG
PV Array	Nb. of modules	3780
Inverter	Model	Sunny Tripower 25000TL-JP-30
Inverter pack	Nb. of units	40.0
User's needs	Unlimited load (grid)	
	azimuth	0°
	Pnom	265 Wp
	Pnom total	1002 kWp
		25.00 kW ac
	Pnom total	1000 kW ac

Main simulation results			
System Production	Produced Energy	1419 MWh/year	Specific prod. 1416 kWh/kWp/year
	Performance Ratio PR	80.55 %	
Investment	Global incl. taxes	3154010 US\$	Specific 3.15 US\$/Wp
Yearly cost	Annuitys (Loan 4.3%, 10 years)	394690 US\$/yr	Running Costs 6643 US\$/yr
Energy cost		0.26 US\$/kWh	

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 1002 kWp



Performance Ratio PR



Cepu

## Balances and main results

	Global kWh/m²	Diffuse kWh/m²	T Amb °C	Global kWh/m²	Global kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
January	114.5	71.80	27.40	139.3	100.1	80.2	86.7	0.810
February	114.7	80.05	27.13	111.8	104.2	80.5	81.1	0.813
March	140.8	80.57	27.58	140.5	130.2	115.5	113.8	0.807
April	138.0	74.78	27.80	143.8	134.8	117.2	115.3	0.808
May	151.2	71.40	28.51	181.8	150.5	130.3	130.2	0.803
June	140.4	83.07	27.84	155.2	145.8	127.4	125.4	0.808
July	157.5	81.80	27.75	171.3	181.7	140.3	138.0	0.804
August	166.8	77.73	28.81	174.5	165.1	140.1	141.0	0.807
September	158.2	72.47	28.24	172.8	158.3	140.5	138.2	0.796
October	158.1	85.56	28.00	155.8	150.8	134.8	132.8	0.796
November	122.4	84.48	28.21	127.2	119.9	104.6	102.9	0.808
December	120.3	83.07	27.76	125.8	117.2	103.8	102.0	0.810
Year	1223.3	688.88	27.82	1758.4	1655.1	1442.1	1419.9	0.808

Global	Global	Horizontal global irradiation	Global	Effective Global, corr. for IAM and shading
Diffuse	Diffuse	Horizontal diffuse irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
T Amb	T Amb	Ambient Temperature	E_Grid	Energy injected into grid
Globalc	Globalc	Global incident on cool plane	PR	Performance Ratio

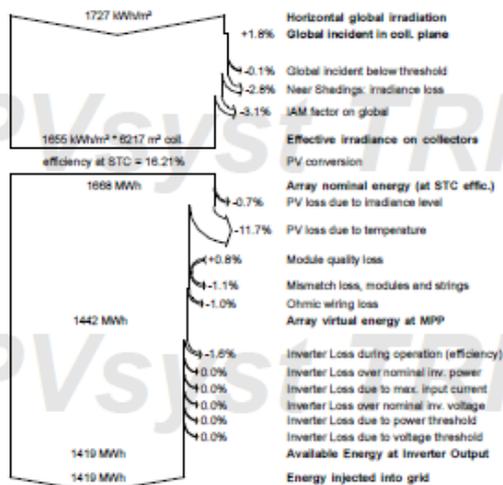
## Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Cepu

Simulation variant : Cepu

Main system parameters	System type	Grid-Connected	
<b>Near Shadings</b>	Linear shadings		
PV Field Orientation	tilt	10°	azimuth 0°
PV modules	Model	SRP-265-6PB-DG	Pnom 265 Wp
PV Array	Nb. of modules	3780	Pnom total 1002 kWp
Inverter	Model	Sunny Tripower 25000TL-JP-30	25,00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	40,0	Pnom total 1000 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Loss diagram over the whole year



Pvwat Simulation mode

PVSYST V6.70		15/05/18	Page 5/5
<b>Grid-Connected System: Economic evaluation</b>			
<b>Project :</b>	Cepu		
<b>Simulation variant :</b>	Cepu		
<b>Main system parameters</b>	<b>System type</b>	<b>Grid-Connected</b>	
<b>Near Shadings</b>	Linear shadings		
PV Field Orientation	tilt	10°	azimuth 0°
PV modules	Model	SRP-265-6PB-DG	Pnom 265 Wp
PV Array	Nb. of modules	3780	Pnom total 1002 kWp
Inverter	Model	Sunny Tripower 25000TL-JP-30	25.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	40.0	Pnom total 1000 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		
<b>Investment</b>			
PV modules (Pnom = 265 Wp)	3780 units	501 US\$ / unit	1892457 US\$
Supports / integration		47 US\$ / module	177344 US\$
Inverters (Pnom = 25.0 kW ac)	40 units	10571 US\$ / unit	422658 US\$
Settings, wiring, ...			189247 US\$
Persiapan Lahan			112840 US\$
Pagar keliling			36127 US\$
Transport and assembly			17143 US\$
Engineering			19266 US\$
Substitution underworth			0 US\$
<b>Gross investment (without taxes)</b>			<b>2867282 US\$</b>
<b>Financing</b>			
Gross investment (without taxes)			2867282 US\$
Taxes on investment (VAT)	Rate 10.0 %		286728 US\$
Gross investment (including VAT)			3154010 US\$
Subsidies			0 US\$
<b>Net investment (all taxes included)</b>			<b>3154010 US\$</b>
Annuities	(Loan 4.3 % over 10 years)		394690 US\$/year
Annual running costs: maintenance, insurances ...			6643 US\$/year
<b>Total yearly cost</b>			<b>401333 US\$/year</b>
<b>Energy cost</b>			
Produced Energy			1419 MWh / year
Cost of produced energy			0.28 US\$ / kWh
<b>PVsys TRIAL</b>			

-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

## PROFIL PENULIS



**Rifqi Robuza Rohman**, dilahirkan di Jombang pada 30 April 1995. Merupakan anak kedua dari tiga bersaudara. Rifqi pernah menempuh pendidikan di RA Jambu (1999-2001), MI Negeri Kauman Utara Jombang (2001-2007), SMP Negeri 2 Jombang (2007-2010), SMA Negeri 2 Jombang (2010-2013). Setelah lulus SMA, Rifqi melanjutkan pendidikan di Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS) Surabaya bidang studi D3 Teknik Elektro Komputer Kontrol. Kemudian Rifqi melanjutkan pendidikan program strata

– 1 (S1) di ITS dan mengambil Jurusan Teknik Elektro dengan bidang studi Teknik Sistem Tenaga. Nomor telepon : 082338802300  
email:rifqirobuza@gmail.com

-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----