

# Analisis Komparasi Perhitungan Teori dan Aktual Terhadap Daya Aktif dan Daya Reaktif Steam Turbine Generator 2.0 pada PT Indonesia Power Semarang

Ricky, Jaka Windarta

Magister Energi, Sekolah Pascasarjana, Universitas Diponegoro

Email : [ricky12341999@gmail.com](mailto:ricky12341999@gmail.com) (R), [jakawindarta@lecturer.undip.ac.id](mailto:jakawindarta@lecturer.undip.ac.id) (J.W);

**Abstrak** : Generator adalah alat yang digunakan untuk mengubah energi mekanik menjadi energi listrik. Generator terbagi menjadi 2 yakni generator AC dan generator DC. Yang membedakan dari keduanya itu adalah tegangan dan arus yang dihasilkan. Untuk AC bentuk gelombangnya bolak – balik sedangkan untuk DC gelombangnya searah. Generator AC banyak digunakan dalam sistem pembangkit tenaga listrik. Khususnya pada PLTGU PT. Indonesia Power Semarang PGU Blok Blok 2 menggunakan generator AC atau nama lainnya generator sinkron untuk menghasilkan energi listrik. Dimana energi mekanik yang digunakan bersumber dari turbin gas dan turbin uap yang dikopel dengan generator. Untuk menghasilkan energi listrik, tentu ada tata perhitungan yang dibutuhkan untuk mengatur nilai daya yang dihasilkan. Dalam penjualan daya yang dihasilkan PLTGU PT. Indonesia Power Semarang PGU tentu terdapat ketentuan mendasar seperti nilai daya yang dijual berapa banyak dan mendasar pada data operasi yang ditampilkan dari kombinasi sistem pengukuran daya. Dimana dalam konteks daya tentu ada yang namanya faktor daya. Dalam laporan analisa ini penulis akan membuktikan mengenai kesesuaian hasil perhitungan dengan nilai aktual pada data operasi. Apabila ditemukan perbedaan nilai antara data operasi dengan perhitungan yang disebabkan pengaruh faktor daya maka perlu dilakukan inspeksi peralatan pengukuran seperti pada *Steam Turbine 2.0* PLTGU PT. Indonesia Power Semarang PGU.

**Kata Kunci** : Generator Sinkron, Daya, Faktor Daya

---

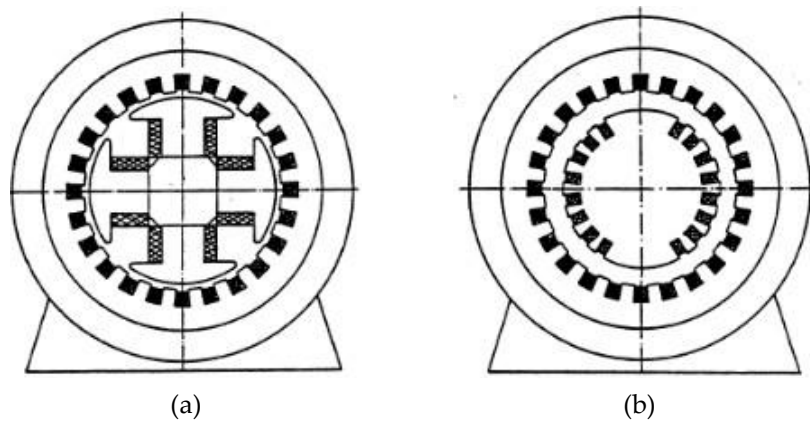
## 1. Pendahuluan

Generator adalah alat yang digunakan untuk mengubah energi mekanik menjadi energi listrik. Generator terbagi menjadi 2 yakni generator AC dan generator DC. Yang membedakan dari keduanya itu adalah tegangan dan arus yang dihasilkan. Untuk AC bentuk gelombangnya bolak – balik sedangkan untuk DC gelombangnya searah. Generator AC banyak digunakan dalam sistem pembangkit tenaga listrik. Khususnya pada PLTGU PT. Indonesia Power Semarang PGU Blok 1 & Blok 2 menggunakan generator AC atau nama lainnya generator sinkron untuk menghasilkan energi listrik. Dimana energi mekanik yang digunakan bersumber dari turbin gas dan turbin uap yang dikopel dengan generator. Untuk menghasilkan energi listrik, tentu ada tata perhitungan yang dibutuhkan untuk mengatur nilai daya yang dihasilkan. Dasar perhitungan nilai daya yang dihasilkan menggunakan metode rangkaian ekuivalen generator sinkron (Zuhal, 2000).

## 2. Dasar Teori

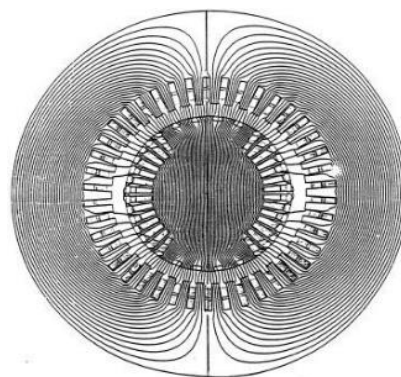
### 2.1. Gambaran Umum Generator Sinkron

Generator yang digunakan pada sistem pembangkit tenaga listrik untuk menghasilkan energi listrik pada umumnya adalah mesin sinkron. Dua tipe desain terbagi atas penggunaannya terhadap kecepatan putar turbin terdiri dari *Turbo-Generators* dan *Salient-Pole Generators*. Untuk *Turbo-Generators* biasa dipakai pada sistem PLTG atau PLTU sebagaimana kerjanya dikopel dengan turbin gas atau turbin uap dengan kecepatan putar 3000 rpm pada frekuensi 50 Hz. Sedangkan pada *Salient-Pole Generators* biasa dipakai pada PLTD atau PLTU dengan kapasitas kecil dimana kerjanya dikopel dengan mesin diesel pada kecepatan putar 60 rpm sampai 1500 rpm.



**Gambar 1.** (a) *Salient-Pole Generators*;  
(b) *Turbo-Generators* (Zuhal, 2000)

Pada Gambar 1 melihat perbedaan mendasar pada bentuk *salient-pole* rotor dengan *turbo* rotor (*non salient pole* rotor). Pada dasarnya untuk konstruksi pada bagian stator antara kedua jenis generator tersebut sama. Yang membedakan adalah konstruksi dari rotor-nya. Untuk bentuk kumparan pada *salient-pole* bersifat memiliki nilai kumparan medan yang terkonsentrasi tetap dan tanpa ada pelindung lilitan. Sedangkan pada *non salient pole* / *turbo* bentuk kumparannya bersifat mendistribusikan kumparan medan pada *slots*-nya dimana lilitan dilindungi dengan *wedges* untuk melawan gaya sentrifugal yang tinggi. Pada *Turbo-Generator* kumparan medan yang terdapat pada rotor dibentuk oleh arus searah (arus eksitasi). Medan magnet yang dihasilkan rotor akan menginduksi stator dengan melewati perantara udara.



**Gambar 2.** Konfigurasi Medan Tanpa Beban (Zuhal, 2000)

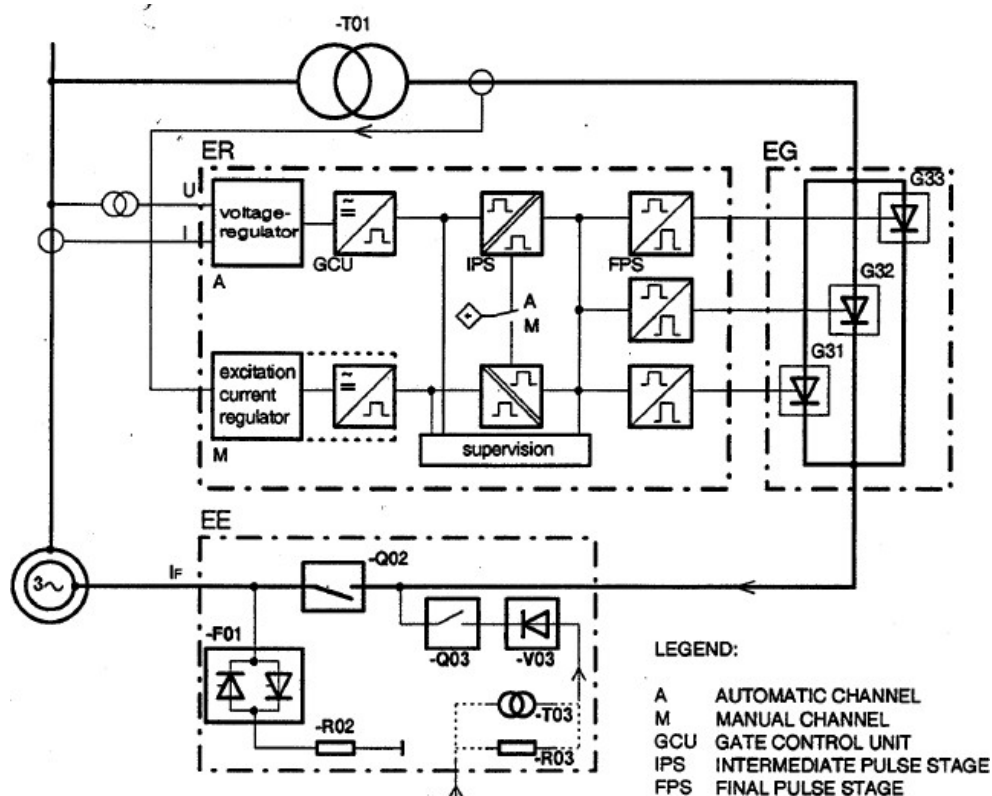
Pada Gambar 2 ditampilkan konfigurasi medan pada *turbo-generator* dalam kondisi hubung buka (*open circuit*) dengan nilai arus pada stator bernilai 0. Medan magnet berputar sebagaimana perputaran pada rotor. Hal ini menghasilkan medan bolak-balik yang dapat menginduksi tegangan pada kumparan stator. Medan bolak-balik yang terdapat pada stator harus terbuat dari inti stator yang dilaminasi. Hal ini dilakukan karena konstruksi dengan inti padat dapat menghasilkan induksi arus eddy. Jika arus eddy ini tidak ditangkal maka hasil produksi dari generator tidak dapat digunakan. Stator mempunyai kumparan 3 fasa. Masing-masing kumparan tiap fasa terpisahkan sebesar  $120^\circ$  supaya medan putar dapat melewati ketiga fasa dengan waktu yang sama. Tegangan yang terinduksi pada kumparan memiliki selisih fasa sebesar  $120^\circ$ . Kumparan stator dilindungi oleh inti *slots* dengan *wedges* jadi gaya elektromagnetik terjadi dalam batang kumparan dengan tidak memberikan getaran pada tiap-tiap batangnya. Fluks magnetik lebih baik melewati *core teeth* karena resistansi magnetiknya lebih kecil (Wildi, 2006).

## 2.2. Sistem Eksitasi Generator Sinkron

Peralatan *static excitation* mengatur tegangan generator (dan/atau daya reaktif selama generator beroperasi paralel dengan sistem) dengan jalan mengontrol secara langsung arus rotor menggunakan *thyristor converters*.

Unit eksitasi dapat dipisahkan ke dalam 4 bagian utama :

1. *Excitation transformer -T01*
2. *Control Unit ER*
3. *Converter EG*
4. *Field Flashing and deexcitation equipment EE*



Gambar 3. Sistem Eksitasi Generator Sinkron (Raja et al., 2006)

Pada sistem *shunt excitation*, daya eksitasi diambil dari generator stator. Arus medan untuk rotor mengalir melalui *excitation transformer* –T01, *converter* EG, dan *field circuit breaker* –Q02. *Excitation transformer* menurunkan tegangan generator ke level yang diperlukan oleh *converter*, memberikan isolasi galvanis antara terminal generator dan belitan medan dan bertindak pada saat yang bersamaan seperti *commutating reactance* untuk *converter*. *Converter* EG mengubah arus 3 fasa menjadi arus DC yang teregulasi. Dalam sistem eksitasi tipe *shunt*, tidak terdapat cukup medan sisa di dalam generator untuk menghasilkan tegangan generator melalui *converter*. Untuk mengatasi masalah ini, diperlukan *special field flashing equipment*. Ketika peralatan *field flashing* disuplai oleh daya dari sumber DC (*battery*), arus *field flashing* dibatasi oleh sebuah resistor. Ketika disuplai dari sistem AC, sebuah *transformer* beroperasi sebagai adaptor. Eksitasi generator diaktifkan dengan menutup *field circuit* – Q02 dan *field flashing breaker* Q03. Breaker tersebut menyuplai arus ke medan, yang akan mengeksitasi generator sampai dengan 15...30%  $U_g$ . Generator kemudian menyuplai tegangan ke *converter* melalui *excitation transformer*. Mulai dengan 10% tegangan generator, *firing* elektronis dan *converter* dapat meneruskan kenaikan tegangan, sehingga rangkaian *field flashing* dapat mengurangi arus. Saat tegangan mencapai 70% dari  $U_g$ , *field flashing breaker* akan terbuka dan tidak ada lagi arus yang lewat. *Diode bridge* pada *input field flashing breaker* mencegah aliran balik dari arus ke sumber *field flashing*. *Redundancies* dalam sistem menjamin *reliability* dan *availability* dari peralatan eksitasi (Wildi, 2006).

*Converter* EG dibagi menjadi 3 *converter* block yang berdiri sendiri G31, G32,... Jika salah satu *converter block* fail, sistem tetap dapat beroperasi dengan menggunakan blok lainnya (n-1 redundancy). Setiap blok tersebut memiliki *final pulse stage*, pendingin dan peralatan monitoring masing-masing. *Redundance* di regulator dijamin oleh 2 channel yang terpisah dengan pengukuran pada *input* dan ekstensive monitoring yang berdiri sendiri (“SUPERVISION”).

Sistem eksitasi terdiri dari sistem proteksi yang berdiri sendiri untuk melindungi *excitation transformer*, *converter* dan generator. Seperti monitoring sistem eksitasi, sistem proteksi ini memeriksa apakah arus medan yang tinggi masih dalam batas yang diijinkan. Sistem proteksi tersebut juga dapat mendeteksi *short circuit* di dalam rangkaian eksitasi dan menjaga peralatan dari kerusakan dalam batas operasi melalui *tripping* yang cepat dari sistem eksitasi dan pembukaan generator breaker. *Overheating* dari *excitation transformer* akan ditunjukkan oleh alarm (pada *preset limit*) dan kemudian akan mengirimkan sinyal *protective shut-down* (pada limit yang lebih tinggi). Proteksi *over-voltage* (CROWBAR) dalam peralatan *deexcitation* EE menyediakan fungsi proteksi untuk rotor dan *rectifier*. Sistem proteksi ini memonitor tegangan medan pada kedua polaritas dan jika perlu *deenergize* medan melalui *deexcitation* resistor (Raja et al., 2006; Wildi, 2006).

### 2.3. Rangkaian Ekuivalen Generator Sinkron

Dalam model satu-fasa, tegangan terbangkit di kumparan jangkar per fasa adalah  $\bar{E}_f$ , tegangan di terminal generator adalah  $\bar{V}$ . Adanya impedansi belitan jangkar membuat  $\bar{E}_f$  dan  $\bar{V}$  berbeda fasa. Jika kita ambil tegangan terminal generator sebagai referensi dan beda sudut fasa antara tegangan terminal dan tegangan terbangkit adalah, maka:

$$\bar{V} = V \angle 0^\circ \quad (1)$$

$$\bar{E}_f = E_f \angle \delta \quad (2)$$

$\delta$  disebut sudut daya (power angle).

Impedansi belitan jangkar tiap fasa adalah :

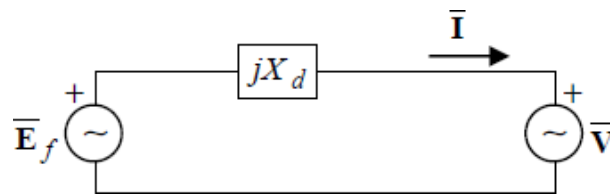
$$Z = R_a + jX_a \quad (3)$$

Karena  $X_a \gg R_a$  maka :

$$Z \approx jX_a = jX_d \quad (4)$$

$X_d$  adalah reaktansi jangkar yang disebut *direct axis reactance*.

Kita menganggap generator sinkron terbebani seimbang. Oleh karena itu rangkaian ekuivalen yang kita perlukan hanyalah rangkaian urutan positif. Jika beban generator sinkron kita modelkan sebagai sumber tegangan, kita memperoleh rangkaian ekuivalen generator sinkron dengan bebannya seperti terlihat pada Gambar 4 (Kiameh, 2011; Sudirham, 2012).



**Gambar 4.** Rangkaian Ekuivalen Model Satu Fasa Generator Sinkron dengan Beban (Kiameh, 2011)

Persamaan umum berdasar Gambar 4 dengan menggunakan metode hukum Kirchoff II (*Kirchoff Voltage Law*) adalah sebagai berikut :

$$-\bar{E}_f + \bar{I}(jX_d) + \bar{V} = 0 \quad (5)$$

$$\bar{E}_f = \bar{I}(jX_d) + \bar{V} \quad (6)$$

#### 2.4. Perhitungan Daya Rangkaian Ekuivalen Generator Sinkron

Berdasarkan persamaan (6), daya semu per fasa yang keluar dari terminal generator dapat dinyatakan sebagai berikut (Wildi, 2006).

$$S_f = \bar{V}\bar{I}^* = \bar{V} \cdot \left( \frac{\bar{E}_f - \bar{V}}{jX_d} \right) \quad (7)$$

$$S_f = V \angle 0^\circ \cdot \left( \frac{E_f \angle \delta - V \angle 0^\circ}{X_d \angle 90^\circ} \right) \quad (8)$$

$$S_f = \frac{VE_f}{X_d} \angle (90^\circ - \delta) - \frac{V^2}{X_d} \angle 90^\circ \quad (9)$$

$$S_f = \frac{VE_f}{X_d} \sin \delta + j \left( \frac{VE_f}{X_d} \cos \delta - \frac{V^2}{X_d} \right) \quad (10)$$

Hubungan antara daya semu dengan daya aktif dan daya reaktif yaitu :

$$S_f = P_f + jQ_f \quad (11)$$

Maka persamaan daya aktif dan daya reaktif dapat dinyatakan sebagai berikut :

$$P_f = \frac{VE_f}{X_d} \sin \delta \quad (12)$$

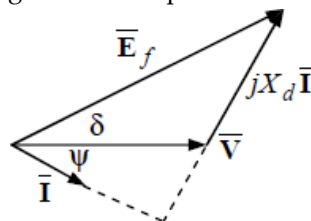
$$Q_f = \frac{VE_f}{X_d} \cos \delta - \frac{V^2}{X_d} \quad (13)$$

Dengan mengabaikan rugi daya pada gesekan, seluruh daya mekanik dari turbin dikonversi menjadi daya listrik. Turbin hanya memberikan daya nyata, namun generator mengubahnya menjadi daya nyata dan daya reaktif. Hal ini berarti bahwa jika kita menambah daya turbin dengan menambah uap pada turbin uap atau menambah debit air pada turbin air, daya yang bertambah adalah daya nyata,  $P_f$ . Jika  $E_f$ ,  $V$ ,  $X_d$  tidak berubah maka peningkatan  $P_f$  berarti bertambahnya sudut daya. Pertambahan daya nyata ini ada batasnya, yaitu pada saat  $\sin = 1$ , dan inilah daya nyata maksimum yang bisa diberikan oleh generator, yang disebut batas stabilitas keadaan mantap. Apabila kita teruskan menambah daya turbin dengan menambah uap lagi, mesin akan keluar dari perputaran sinkron. Oleh karena itu generator sinkron dioperasikan pada nilai yang cukup rendah dari daya maksimumnya, sekitar 20%.

Kelebihan pasokan daya nyata mekanis tidak hanya terjadi jika kita menambah daya turbin. Kelebihan tersebut juga terjadi jika dalam operasi normal tiba-tiba beban hilang sebagian (beban keluar dari jaringan). Dalam hal demikian sudut meningkat untuk sementara, perputaran bertambah, sampai *governor* secara otomatis mengatur masukan uap untuk mengembalikan perputaran turbin ke perputaran semula, dan kondisi operasi kembali normal. Berdasarkan persamaan (11), peningkatan yang meningkatkan  $P_f$ , justru menurunkan  $Q_f$ . Daya reaktif  $Q_f$  bisa meningkat jika  $E_f$  meningkat yaitu dengan menambah arus eksitasi. Dengan kata lain penambahan  $Q_f$  dilakukan dengan menambah arus eksitasi. Sebagaimana telah kita pelajari, daya ini mengalir dari sumber ke beban dalam setengah perioda dan mengalir dari beban ke sumber dalam setengah perioda berikutnya. Nilai rata-ratanya adalah nol; daya reaktif tidak memberikan transfer energi (Kiameh, 2011; Sudirham, 2012).

## 2.5. Diagram Fasor Rangkaian Ekuivalen Generator Sinkron

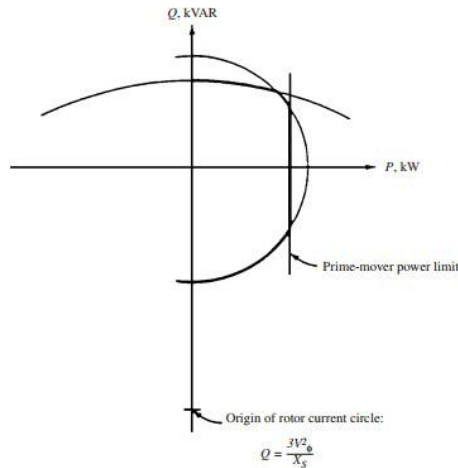
Sesuai dengan persamaan rangkaian ekuivalen generator sinkron yang terdapat pada persamaan (6) dapat digambarkan diagram fasor seperti berikut ini:



**Gambar 5.** Diagram Fasor Rangkaian Ekuivalen Satu Fasa Generator Sinkron dengan Beban  
(Zuhal, 2000)

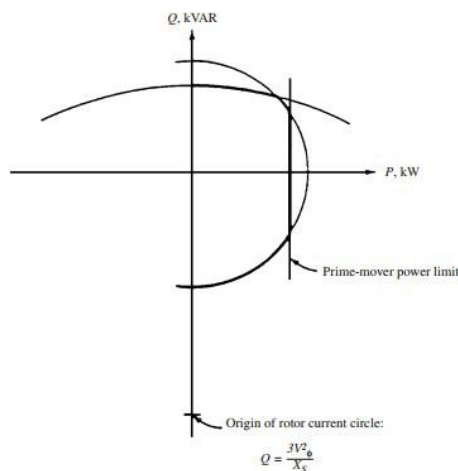
## 2.6. Curve Capability Generator Sinkron

Berdasarkan gambar 6, dapat dilihat dimana terdapat batasan arus pada rotor dan batasan arus pada stator. Hal ini mempengaruhi kinerja generator dalam menjaga kondisi generator supaya tetap layak pakai. Ketika arus eksitasi melebihi batas maksimum pada arus rotor yang disebabkan oleh kelebihan daya reaktif yang dihasilkan maka menyebabkan eksitasi berlebihan yang dapat merusak rotor. Kemudian ketika arus eksitasi kurang dari nilai yang ditentukan pada kurva kapabilitas yang disebabkan oleh menyerap daya reaktif terlalu besar maka akan menyebabkan kerusakan pada stator generator atau biasa disebut dengan *under excitation* (Wildi, 2006).

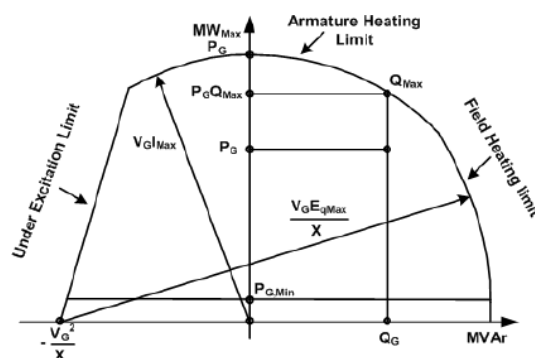


**Gambar 6.** *Capability Curve* Generator Sinkron  
 (“IEEE Guide for Operation and Maintenance of Turbine Generators,,” 1990)

Pada Gambar 7 dapat dilihat nilai batasan daya yang bisa dilakukan oleh turbin supaya tetap dalam kondisi sinkron dengan jaringan. Apabila hal ini dilanggar maka hal yang disebabkan adalah generator akan kehilangan kecepatan sinkron atau *over speed* (Wildi, 2006).



**Gambar 7.** *Capability Curve* Generator Sinkron dengan Batas Daya Turbin  
 (“IEEE Guide for Operation and Maintenance of Turbine Generators,,” 1990)



**Gambar 8.** Gambaran *Capability Curve* Generator Sinkron tanpa Batas Daya Turbin  
 (“IEEE Guide for Operation and Maintenance of Turbine Generators,,” 1990)

### 3. Hasil dan Analisis

#### 3.1. Technical Data STG 2.0

Gambar 9 menunjukkan *technical data* untuk *steam turbine generator* 2.0.

| <b>ESTIMATED GENERATOR DATA</b>   |                         |                        |                            |
|---|-------------------------|------------------------|----------------------------|
| <b>REACTANCE DATA (Per Unit)</b>  | <b>DIRECT AXIS</b>      | <b>QUADRATURE AXIS</b> |                            |
| Saturated Synchronous .....   | (X <sub>d</sub> )       | 1,750                  | (X <sub>q</sub> ) 1,684    |
| Unsaturated Synchronous .....   | (X <sub>d</sub> )       | 1,750                  | (X <sub>q</sub> ) 1,684    |
| Saturated Transient .....   | (X' <sub>d</sub> )      | 0,225                  | (X' <sub>q</sub> ) 0,485   |
| Unsaturated Transient .....   | (X' <sub>d</sub> )      | 0,299                  |                            |
| Saturated Subtransient .....  | (X'' <sub>d</sub> )     | 0,162                  | (X'' <sub>q</sub> ) 0,159  |
| Unsaturated Subtransient .....  | (X'' <sub>d</sub> )     | 0,214                  | (X'' <sub>q</sub> ) 0,211  |
| Saturated Negative Sequence .....   | (X <sub>2n</sub> )      | 0,155                  |                            |
| Unsaturated Negative Sequence .....   | (X <sub>2i</sub> )      | 0,216                  |                            |
| Saturated Zero Sequence .....   | (X <sub>0n</sub> )      | 0,293                  |                            |
| Unsaturated Zero Sequence .....   | (X <sub>0i</sub> )      | 0,121                  |                            |
| Leakage Reactance, Overexcited .....  | (X <sub>LM</sub> . OEX) | 0,175                  |                            |
| Leakage Reactance, Underexcited .....   | (X <sub>LM</sub> . UEX) | 0,175                  |                            |
| <b>FIELD TIME CONSTANT DATA (Sec. at 125°C)</b>                                 |                         |                        |                            |
| Open Circuit .....  | (T' <sub>do</sub> )     | 4,839                  | (T' <sub>qo</sub> ) 0,359  |
| Three Phase Short Circuit Transient .....                                       | (T' <sub>d3</sub> )     | 0,622                  | (T' <sub>q</sub> ) 0,359   |
| Line to Line Short Circuit Transient .....                                      | (T' <sub>d2</sub> )     | 0,965                  |                            |
| Line to Neutral Short Circuit Transient .....                                   | (T' <sub>d1</sub> )     | 1,146                  |                            |
| Short Circuit Subtransient .....  | (T'' <sub>d</sub> )     | 0,023                  | (T'' <sub>q</sub> ) 0,029  |
| Open Circuit Subtransient .....   | (T'' <sub>do</sub> )    | 0,032                  | (T'' <sub>qo</sub> ) 0,070 |
| <b>ARMATURE DC COMPONENT TIME CONSTANT DATA (Sec. at 100°C)</b>                 |                         |                        |                            |
| Three Phase Short Circuit .....   | (T <sub>a3</sub> )      | 0,374                  |                            |
| Line to Line Short Circuit .....  | (T <sub>a2</sub> )      | 0,374                  |                            |
| Line to Neutral Short Circuit .....   | (T <sub>a1</sub> )      | 0,324                  |                            |
| <b>ARMATURE WINDING SEQUENCE RESISTANCE DATA (Per Unit)</b>                     |                         |                        |                            |
| Positive .....  | (R <sub>1</sub> )       | 0,003                  |                            |
| Negative .....  | (R <sub>2</sub> )       | 0,014                  |                            |
| Zero .....  | (R <sub>0</sub> )       | 0,007                  |                            |
| Rotor Short-Time Thermal Capacity, $I_2^2T$ ..... 10                            |                         |                        |                            |
| Turbine-Generator Combined Inertia Constant, H ..... 3,968 kW SEC/kVA           |                         |                        |                            |
| Three Phase Armature Winding Capacitance ..... 1,731 Microfarads                |                         |                        |                            |
| Armature Winding DC Resistance (Per Phase) ..... 0,00025 Ohms at 100°C          |                         |                        |                            |
| Field Winding DC Resistance .....   |                         |                        |                            |
| Field Current at Rated kVA, Armature Voltage and PF ..... 1471,1 Amps           |                         |                        |                            |
| Field Current at Rated kVA, Armature Voltage and 0 PF Lagging ..... 1728,8 Amps |                         |                        |                            |
| (FOR SYSTEM STUDY ONLY – NOT ALLOWABLE OPERATING POINT)                         |                         |                        |                            |

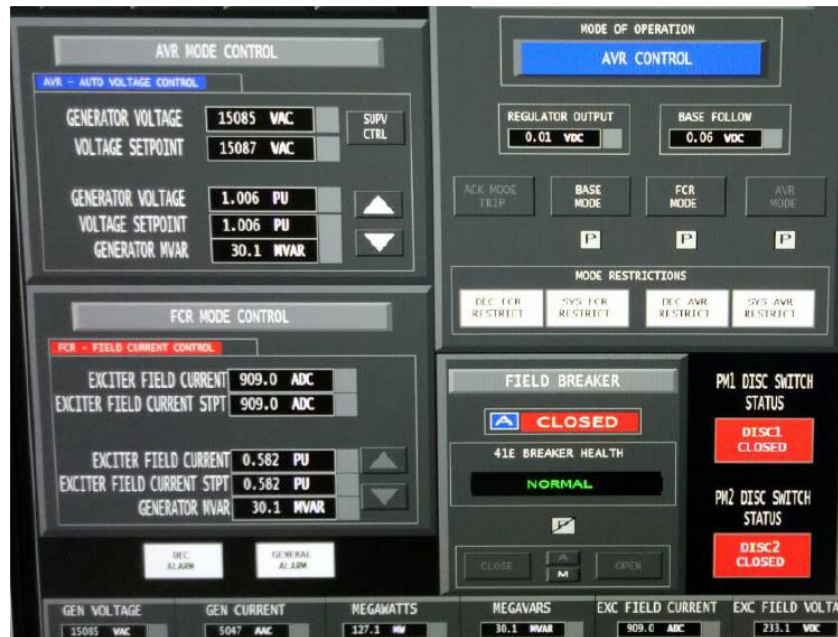
**Gambar 9.** *Technical Data Steam Turbine Generator* PLTGU PT. Indonesia Power Semarang PGU Blok 2 Unit 2.0

Dari data pada Gambar 9 didapatkan nilai *direct-axis synchronous reactance* (unsat.) dengan simbol  $X_d$  untuk *steam turbine generator* ini adalah 1.750 p.u.

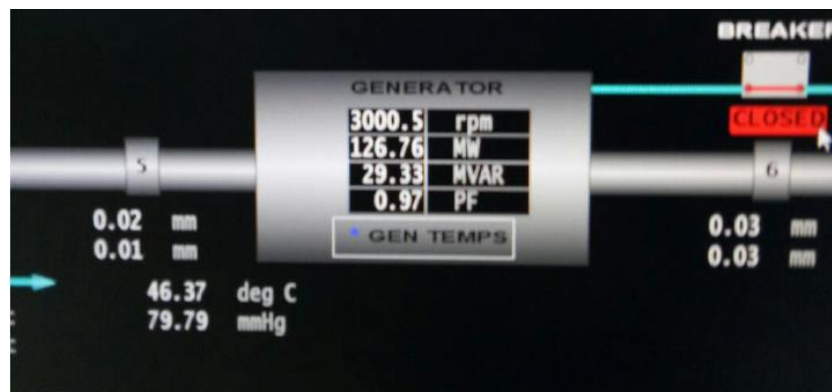


### 3.2. Data Operasi STG 2.0

Gambar 10 dan gambar 11 menunjukkan data operasi untuk *steam turbine generator* 2.0.



Gambar 10. Data Operasi *Steam Turbine Generator* PLTGU Blok 2 Unit 2.0



Gambar 11. Data Operasi *Steam Turbine Generator* PLTGU Blok 2 Unit 2.0

Data pada gambar 10 dan gambar 11 dapat diubah seperti yang ditunjukkan pada Tabel 1.

Tabel 1.

Nilai Parameter Data Operasi *Steam Turbine Generator* PLTGU PT. Indonesia Power Semarang PGU Blok 2 Unit 2.0

| No. | Parameter                           | Nilai        |
|-----|-------------------------------------|--------------|
| 1   | $V_{L1-L2}$ (Tegangan Line to Line) | 15,085 volt  |
| 2   | $I_{L1}$ (Arus pada Stator)         | 5.047 ampere |
| 3   | $\cos \phi$ (Faktor Daya Beban)     | 0,97         |
| 4   | $P_{f3\phi}$ (Daya Aktif)           | 127.100 kW   |
| 5   | $Q_{f3\phi}$ (Daya Reaktif)         | 30.100 kVAr  |

### 3.3. Perhitungan Daya Aktif dan Daya Reaktif

Sesuai pada dasar perhitungan daya aktif yang terdapat pada dasar teori khususnya pada persamaan (1-13), dapat dihitung ketepatan hasil pengukuran peralatan dengan perhitungan. Berdasarkan data pada tabel 1, maka nilai parameter yang diperlukan dapat dihitung sebagai berikut.

$$V_{L1} = \frac{V_{L1-L2}}{\sqrt{3}} = \frac{15.085}{\sqrt{3}} = 8.709,3 \text{ V} \quad (14)$$

$$\bar{I}_{L1} = I_{L1} \angle -\varphi = 5.047 \angle -14,07^\circ = 4.895,59 - j1.226,96 \text{ A} \quad (15)$$

$$\varphi = \arccos(0,97) = 14,07^\circ \quad (16)$$

$$X_d = 1,750 \text{ p.u.} \quad (17)$$

Berdasarkan persamaan (14), (15) dan (17), nilai  $\bar{E}_f$  dapat dihitung sebagai berikut.

$$\bar{E}_f = \bar{I}(jX_d) + \bar{V} \quad (18)$$

$$\bar{E}_f = (4.895,59 - j1.226,96)(j1,750) + 8.709,3 \quad (19)$$

$$\bar{E}_f = 10.856,48 + j8.567,28 \text{ V} \quad (20)$$

$$\bar{E}_f = E_f \angle \delta = 13.829,73 \angle 38,28^\circ \text{ V} \quad (21)$$

$$E_f = 13.829,73 \text{ V} \quad (22)$$

$$\delta = 38,28^\circ \quad (23)$$

Berdasarkan persamaan (12), (14), (17), (22) dan (23), maka nilai  $P_f$  dapat dihitung sebagai berikut.

$$P_f = \frac{VE_f}{X_d} \sin \delta \quad (24)$$

$$P_f = \frac{8.709,3 \times 13.829,73}{1,750} \sin(38,28^\circ) = 42.638.680,64 \text{ W} \quad (25)$$

$$P_{f3\varphi} = 3P_f \quad (26)$$

$$P_{f3\varphi} = 3 \times 42.638.680,64 = 127.916.041,9 \text{ W} \quad (27)$$

Berdasarkan persamaan (13), (14), (17), (22) dan (23), maka nilai  $Q_f$  dapat dihitung sebagai berikut.

$$Q_f = \frac{VE_f}{X_d} \cos \delta - \frac{V^2}{X_d} \quad (28)$$

$$Q_f = \frac{8.709,3 \times 13.829,73}{1,750} \cos(38,28^\circ) - \frac{(8.709,3)^2}{1,750} = 10.684.751,53 \text{ W} \quad (29)$$

$$Q_{f3\varphi} = 3Q_f \quad (30)$$

$$Q_{f3\varphi} = 3 \times 10.684.751,53 = 32.054.254,59 \text{ VAR} \quad (31)$$

Berdasarkan persamaan (27) dan (31) didapatkan nilai daya aktif sebesar 127.916.041,9 W dan daya reaktif sebesar 32.054.254,59 VAR. Kedua nilai ini akan dibandingkan dengan nilai hasil pengukuran untuk mengetahui besarnya perbedaan nilai atau errornya.

### 3.4. Perbandingan Nilai Daya Aktif dan Daya Reaktif dari Hasil Pengukuran dan Hasil Perhitungan

Berdasarkan data hasil pengukuran yang ditunjukkan pada Tabel 1 dan hasil perhitungan yang ditunjukkan pada persamaan (27) dan (31), maka nilai daya aktif dan daya reaktif dapat dibandingkan seperti yang ditunjukkan pada Tabel 2.

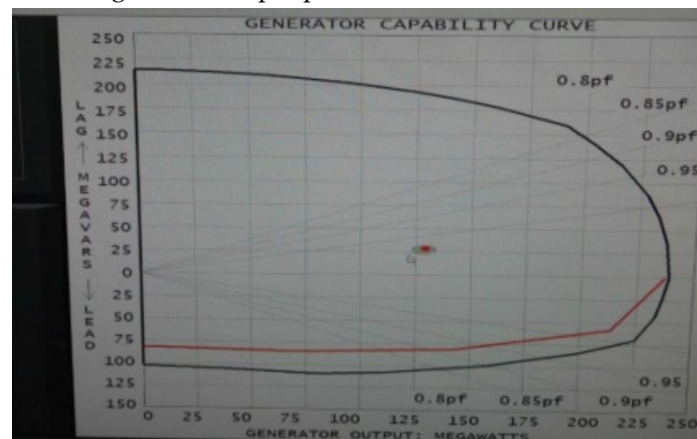
**Tabel 2.**  
 Perbandingan Nilai Daya Aktif dan Daya Reaktif

| No. | Parameter                      | Hasil Pengukuran      | Hasil Perhitungan | Selisih               | Deviasi |
|-----|--------------------------------|-----------------------|-------------------|-----------------------|---------|
| 1   | $P_{f_{3\phi}}$ (Daya Aktif)   | 127,1 MW              | 127,9 MW          | 0,8 MW                | 0,625%  |
| 2   | $Q_{f_{3\phi}}$ (Daya Reaktif) | 30,1 MVA <sub>r</sub> | 32,05 MW          | 1,95 MVA <sub>r</sub> | 6,08%   |

Sesuai dengan data pada Tabel 2 terdapat selisih nilai hasil perhitungan dengan nilai aktual pada perhitungan daya aktif dan reaktif yang disuplai generator sinkron STG 2.0. Untuk selisih yang terjadi pada STG 2.0 tergolong kecil karena bernilai 0,8 MW untuk daya aktif dan 1,95 MVAR untuk daya reaktifnya. Hal ini terjadi karena adanya kondisi tidak seimbang pada aliran daya 3 fasa yang dihasilkan oleh STG 2.0. Dimana tidak seimbang itu maksudnya adalah adanya selisih nilai antara fasa 1, fasa 2, dan fasa 3 baik pada arus maupun tegangan yang disuplai ke jaringan oleh generator STG 2.0. Hal itu tidak dijadikan pertimbangan oleh penulis untuk melibatkan perhitungan ketidakseimbangan jaringan dengan hanya mengambil sampel salah satu *line* untuk menghitung daya total aktif dan reaktif yang dihasilkan. Karena ketika penulis menghitung dengan menggunakan metode segitiga daya biasa untuk nilai cos phi aktual pada STG 2.0, dihasilkan nilai cos phi sebesar 0,97001. Hal ini tidak jauh berbeda dengan pembacaan aktual yang bernilai 0,97.

### 3.5. Dampak yang Diakibatkan karena Ketidaksamaan Nilai Daya Aktif dan Reaktif Perhitungan dengan Aktual

Sesuai dengan dasar teori kurva kapabilitas generator sinkron, nilai cos phi menjadi acuan dalam menentukan titik kerja generator. Apabila hal ini sampai terjadi kesalahanantisipasi maka akan menyebabkan kerusakan pada peralatan pembangkit khususnya pada komponen rotor atau stator generator sinkron. Berikut contoh gambar kurva kapabilitas yang ada di salah satu unit PLTGU PT. Indonesia Power Semarang PGU terdapat pada Gambar 12.



**Gambar 12.** Kurva Kapabilitas pada Unit PLTGU PT. Indonesia Power Semarang PGU

#### 4. Kesimpulan

Selisih yang terjadi pada STG 2.0 PLTGU PT. Indonesia Power Semarang PGU tergolong kecil karena bernilai 0,8 MW untuk daya aktif dan 1,95 MVAR untuk daya reaktifnya. Hal ini terjadi karena adanya kondisi tidak seimbang pada aliran daya 3 fasa yang dihasilkan oleh STG 2.0. Dimana tidak seimbang itu maksudnya adalah adanya selisih nilai antara fasa 1, fasa 2, dan fasa 3 baik pada arus maupun tegangan yang disuplai ke jaringan oleh STG 2.0. Hal itu tidak dijadikan pertimbangan oleh penulis untuk melibatkan perhitungan ketidakseimbangan jaringan dengan hanya mengambil sampel salah satu *line* untuk menghitung daya total aktif dan reaktif yang dihasilkan. Karena ketika penulis menghitung dengan menggunakan metode segitiga daya biasa untuk nilai  $\cos \phi$  aktual pada ST 3.3, dihasilkan nilai  $\cos \phi$  sebesar 0,97001. Hal ini tidak jauh berbeda dengan pembacaan aktual yang bernilai 0,97. Dampak yang diakibatkan apabila ada perbedaan nilai daya aktif dan daya reaktif perhitungan dan aktual generator sinkron adalah sangat dimungkinkan adanya kesalahan tindakan operator saat mengoperasikan kinerja generator sinkron berdasar pada kurva kapabilitas dan juga bisa menyebabkan kesalahan pemahaman terhadap teori faktor daya.

#### Daftar Pustaka

- IEEE Guide for Operation and Maintenance of Turbine Generators. (1990). IEEE Std 67-1990, 1–64. <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.1990.94588>
- Kiameh, P. (2011). Power Generation Handbook. McGraw-Hill Professional.
- Raja, A. K. ., Srivastava, A. P., & Dwivedi, M. (2006). Power Plant Engineering (1st ed.). New Age International (P) Ltd., Publishers. <http://marefateadyan.nashriyat.ir/node/150>
- Sudirham, S. (2012). Analisis Sistem Tenaga Listrik. Darpublic.
- Wildi, T. (2006). Electrical Machines, Drives, and Power Systems (S. Helba (Ed.); Fifth Edit). Pearson Education, Inc.
- Zuhul. (2000). Dasar Tenaga Listrik Dan Elektronika Daya. PT Gramedia Pustaka Utama.